



Bundesnetzagentur

Bedarfsermittlung 2024

Bestätigung

Netzentwicklungsplan Strom (Zieljahr 2024)



SEPTEMBER 2015

**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

Informieren Sie sich bei slideshare.net/netzausbau

Abonnieren Sie den netzausbau.de/newsletter

September 2015

Bedarfsermittlung 2024

Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für das Zieljahr 2024

04. September 2015

Bestätigung

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom 2024 gem.
§ 12c Abs. 4 Satz 1 und Abs. 1 Satz 1 i. V. m. § 12b Abs. 1, 2 und 4 EnWG

– Geschäftszeichen 6.00.04.04.02 –

gegenüber

1. der 50Hertz Transmission GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung, Eichenstraße 3A, 12435 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, Pariser Platz, 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 04. September 2015

den Netzentwicklungsplan Strom 2024 in der überarbeiteten Fassung vom 04. November 2014 wie nachfolgend tabellarisch dargestellt bestätigt.

1. Die nachfolgenden Streckenmaßnahmen werden bestätigt:

Bestätigte Streckenmaßnahmen:

Projekt	Maßnahme	Art	angestrebt (ÜNB)
Korridor A	A01: Emden/Ost – Osterath	DC-Netzausbau	2022
Korridor A	A02: Osterath – Philippsburg	DC-Netzverstärkung und -ausbau	2019
Korridor C	C05: Brunsbüttel – Großgartach	DC-Netzverstärkung und -ausbau	2022
Korridor C	C06 mod: Wilster – Grafenrheinfeld	DC-Netzausbau	2022
Korridor D	D18: Wolmirstedt – Gundremmingen	DC-Netzausbau	2024
P20	M69: Emden/Ost – Raum Halbmond	Netzausbau	2021
P21	M51a: Conneforde – Cloppenburg/Ost	Netzverstärkung	2022
P21	M51b: Cloppenburg/Ost – Merzen	Netzausbau	2022
P23	M20: Dollern – Elsfleth/West	Netzverstärkung	2024
P24	M71: Schnee (früher Stade) – Sottrum	Netzverstärkung	2021
P24	M72: Sottrum – Wechold	Netzverstärkung	2022
P24	M73: Wechold – Landesbergen	Netzverstärkung	2022
P25	M42: Süderdonn (früher Barlt) – Heide	Netzausbau	2017
P25	M42a: Brunsbüttel – Süderdonn (früher Barlt)	Netzausbau	2016
P25	M43: Heide – Husum	Netzausbau	2018
P25	M44: Husum – Niebüll	Netzausbau	2018
P25	M45: Niebüll – Grenze Dänemark	Netzausbau	2021
P30	M61: Hamm/Uentrop – Kruckel	Netzverstärkung	2018
P33	M24a: Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle	Netzverstärkung	2022

Bestätigte Streckenmaßnahmen:

P33	M24b: Wolmirstedt – Walle	Netzverstärkung	2024
P34	M22a: Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt	Netzverstärkung	2020
P34	M22b: Parchim/Süd – Perleberg	Netzverstärkung	2020
P34	M22c: Güstrow – Parchim/Süd	Netzverstärkung	2020
P36	M21: Bertikow – Pasewalk	Netzverstärkung	2018
P37	M25a: Vieselbach – PSW Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn)	Netzverstärkung	2022
P37	M25b: PSW Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn) – Mecklar	Netzverstärkung	2023
P38	M27: Pulgar – Vieselbach	Netzverstärkung	2024
P39	M29: Röhrsdorf – Weida – Remptendorf	Netzverstärkung	2021
P41	M57: Punkt Metternich – Niederstedem	Netzverstärkung	2018-2021
P43	M74: Mecklar – Grafenrheinfeld (mit Maßgabe einer Prüfung von Alternativen im NEP2025)	Netzausbau	2022
P44	M28a: Altenfeld – Schalkau	Netzverstärkung	2024
P44	M28b: Schalkau – Grafenrheinfeld (mit Maßgabe einer Prüfung von Alternativen im NEP2025)	Netzausbau	2024
P46	M56: Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf	Netzverstärkung	2020
P47	M31: Weinheim – Daxlanden	Netzverstärkung	2022
P47	M32: Weinheim – G380	Netzverstärkung	2022
P47	M33: G380 – Altlußheim	Netzverstärkung	2022
P47	M34: Altlußheim – Daxlanden	Netzverstärkung	2022
P47	M60: Urberach – Pfungstadt – Weinheim	Netzausbau	2022
P48	M38a: Grafenrheinfeld – Kupferzell	Netzverstärkung	2020

Bestätigte Streckenmaßnahmen:

P48	M39: Kupferzell – Großgartach	Netzverstärkung	2020
P49	M41a: Daxlanden – Kuppenheim – Bühl – Eichstetten	Netzverstärkung	2021
P52	M93: Punkt Rommelsbach – Herbertingen	Netzverstärkung	2018
P52	M94b: Punkt Neuravensburg – Punkt Bundesgrenze (AT)	Netzverstärkung	2023
P52	M95: Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen	Netzverstärkung	2020
P53	M54: Raitersaich – Ludersheim	Netzverstärkung	2024
P53	M350: Ludersheim – Sittling – Altheim	Netzverstärkung	2024
P64	M107: Combined Grid Solution (CGS)	Netzausbau	2018
P65	M98: Oberzier – Punkt Bundesgrenze (BE)	DC-Netzausbau	2018
P66	M101: Wilhelmshaven – Conneforde	Netzausbau	2018
P67	M102: Abzweig Simbach	Netzverstärkung	2018
P67	M103: Altheim – Bundesgrenze Österreich	Netzverstärkung	2018
P68	M108: Deutschland – Norwegen	DC-Netzausbau	2018
P69	M105: Emden/Ost – Conneforde	Netzverstärkung	2019
P70	M106: Birkenfeld – Mast 115A	Netzausbau	2019
P72	M351: Raum Göhl – Raum Lübeck	Netzausbau	2021
P72	M49: Raum Lübeck – Siems	Netzverstärkung	2021
P72	M50: Raum Lübeck – Kreis Segeberg	Netzverstärkung	2019
P112	M201: Pleinting – St. Peter	Netzverstärkung	2022
P112	M212: Abzweig Pirach	Netzverstärkung	2022
P118	M207: Borken – Mecklar	Netzverstärkung	2021

Bestätigte Streckenmaßnahmen:

P150	M352: Lauchstädt – Wolframshausen – Vieselbach	Netzverstärkung	2024
P151	M353: Borken – Twistetal	Netzverstärkung	2021
P185	M420: Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen (Punkt Tschirn)	Netzverstärkung	k. A.

2. Die nachstehend aufgeführten Streckenmaßnahmen werden
nicht bestätigt:

Nicht bestätigte Streckenmaßnahmen:

Projekt	Maßnahme	Art	angestrebt (ÜNB)
Korridor B	B04: Wehrendorf - Urberach	DC-Netzausbau	2024
Korridor C	C06 WDL: Kreis Segeberg – Wendlingen	DC-Netzverstärkung und -ausbau	2023
P22	M82: Conneforde - Unterweser	Netzverstärkung	2024
P22	M87: Unterweser - Elsfleth/West	Netzverstärkung	2024
P26	M76: Büttel - Wilster	Netzverstärkung	2021
P27	M52: Landesbergen - Wehrendorf	Netzverstärkung	2023
P35	M78: Lubmin - Lüdershagen - Bentwisch - Güstrow	Netzverstärkung	2024
P35	M84: Lubmin - Iven - Pasewalk/Nord - Pasewalk	Netzverstärkung	2024
P42	M53: Punkt Okriftel – Punkt Obererlenbach	Netzverstärkung	k. A.
P49	M90: Daxlanden - Eichstetten	Netzverstärkung	2018
P50	M40: Metzingen - Oberjettingen	Netzverstärkung	2020
P50	M41: Oberjettingen - Engstlatt	Netzverstärkung	2020
P51	M37: Großgartach - Endersbach	Netzverstärkung	2018
P52	M59: Herbertingen - Tiengen	Netzverstärkung	2020
P74	M96: Vöhringen - Punkt Bundesgrenze (AT)	Netzverstärkung	2020
P74	M97: Woringen/Lachen	Netzverstärkung	2020
P84	M367: Hamburg/Nord - Hamburg/Ost	Netzverstärkung	2024

Nicht bestätigte Streckenmaßnahmen:

P84	M368: Krümmel - Hamburg/Ost	Netzverstärkung	2024
P115	M205: Bereich Mehrum	Netzausbau	2019
P124	M209b: Klostermansfeld - Querfurt/Nord - Lauchstädt	Netzverstärkung	2024
P152	M354: Wahle - Klein Ilsede	Netzverstärkung	2018
P154	M356: Siegburg	Netzausbau	k. A.
P159	M62: Bürstadt - BASF	Netzverstärkung	k. A.
P161	M91: Großkrotzenburg - Urberach	Netzverstärkung	k. A.
P180	M406: Marzahn - Friedrichshain	Netzverstärkung	2024
P180	M408: Friedrichshain - Mitte	Netzverstärkung	2024
P180	M410: Mitte - Charlottenburg	Netzverstärkung	2024
P180	M411: Charlottenburg - Reuter	Netzverstärkung	2024
P180	M414: Reuter - Teufelsbruch	Netzverstärkung	2024

3. Die Übertragungsnetzbetreiber haben in künftigen Netzentwicklungsplänen
 - a) mindestens eine Gesamtplanalternative und
 - b) bei allen geeigneten Einzelmaßnahmen mindestens eine konkrete Alternative darzustellen und nachvollziehbar zu dokumentieren, aus welchen netztechnischen Gründen die schließlich vorgeschlagene Maßnahme gewählt wurde.
 - c) Bei Einzelmaßnahmen, zu denen keine vernünftige Alternative besteht, ist dieser Befund in angemessener Kürze zu begründen.
 - d) Es ist zulässig, an Stelle mehrerer Einzelalternativen Maßnahmenbündel zu bilden und diese alternativ gegenüberzustellen.
 - e) Zu den vorzulegenden Alternativen gehören insbesondere solche Maßnahmen, die eine Entlastung der Region um Grafenrheinfeld erreichen, indem die bisher in Form eines Neubaus beantragten Maßnahmen aus den Projekten P43 und P44 entfallen oder stattdessen weitestgehend in Bestandstrassen mitgeführt werden. Dies schließt Vorschläge ein, diese Maßnahmen durch Maßnahmen mit anderen Netzverknüpfungspunkten zu ersetzen.
4. Die Kostenentscheidung bleibt einem gesonderten Bescheid vorbehalten.

Gründe

Im bestätigten Umfang entspricht der Netzentwicklungsplan Strom 2024 den Anforderungen gemäß § 12c Abs. 1 Satz 1 i. V. m. § 12b Abs. 1, 2 und 4 EnWG.

Geprüft wurden die konkreten Strecken- und Punktmaßnahmen sowie die sonstigen Anforderungen an den Netzentwicklungsplan. Dabei waren jeweils die Ergebnisse der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung (Konsultation) angemessen zu berücksichtigen.

I Verfahrensgeschichte

Der erste Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2024 (NEP2024) wurde am 16. April 2014 durch die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlicht und der Bundesnetzagentur vorgelegt. In der anschließenden Öffentlichkeitsbeteiligung gingen über 26.000 Stellungnahmen bei den Übertragungsnetzbetreibern ein. Nach Abschluss der Konsultation wurde der Entwurf des NEP2024 durch die Übertragungsnetzbetreiber überarbeitet.

Den überarbeiteten zweiten Entwurf des NEP2024 legten die Übertragungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur am 04. November 2014 vor. Die Bundesnetzagentur prüfte den zweiten Entwurf des NEP2024 und veröffentlichte diesen gemeinsam mit dem Entwurf des Umweltberichts sowie den vorläufigen Prüfungsergebnisse am 27. Februar 2015. Der zweite Entwurf des NEP2024 wurde am Sitz der Bundesnetzagentur ausgelegt und auf der Internetseite www.netzausbau.de öffentlich bekannt gemacht. Behörden und Öffentlichkeit konnten sich zu dem zweiten Entwurf des NEP2024 bis zum 15. Mai 2015 äußern.

Insgesamt gingen 34.211 Stellungnahmen ein. Dabei wurde jedes einzelne Schreiben gezählt. Da die Stellungnahmen zum Teil von mehreren Personen unterzeichnet wurden, ist die Gesamtzahl der Konsultationsteilnehmer mit 39.093 deutlich höher.

Veröffentlicht hat die Bundesnetzagentur auf ihren Internetseiten (www.netzausbau.de/2024-archiv) die Stellungnahmen von Behörden, sofern diese einer Veröffentlichung nicht widersprochen haben, sowie sonstige Eingaben, deren Verfasser einer vollständigen Veröffentlichung ausdrücklich zustimmten.

Die Ergebnisse der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung werden in Abschnitt IV sowie bei den einzelnen Maßnahmen in Abschnitt V dargestellt.

Hinsichtlich des Inhalts des ersten und zweiten Entwurfs des NEP2024 sowie der vorläufigen Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur wird auf die entsprechenden, veröffentlichten Dokumente verwiesen.

Aus den von den Übertragungsnetzbetreibern im Laufe des Verfahrens abgegebenen Stellungnahmen ergaben sich keine neuen Tatsachen, die zu einer anderen Bewertung einzelner Maßnahmen geführt hätten.

II Prüfprozess und Vorgehensweise

Der Ausbaubedarf im Höchstspannungsübertragungsnetz wird im Wege eines mehrstufigen Prozesses ermittelt, der sich jährlich wiederholt. Der Netzentwicklungsplan hat die Aufgabe zu ermitteln, welcher Netzausbau in den kommenden zehn Jahren erforderlich sein wird. Das wiederum richtet sich nach der zu erwartenden Netzbelastung. Netzbereiche mit zukünftig gleichbleibender oder geringerer Netzbelastung müssen nicht erweitert werden, da hier die vorhandene Transportkapazität ausreicht. Netzbereiche mit einem hohen Transportbedarf, welcher die gegenwärtigen Kapazitäten überschreitet, müssen dagegen bedarfsgerecht optimiert, verstärkt oder ausgebaut werden. Maßgeblich für die Netzbelastung und damit für den Netzausbaubedarf sind die zukünftig zu erwartenden Einspeisungen in das Übertragungsnetz und die Entnahmen aus demselben.

Die Erarbeitung des Netzentwicklungsplans beginnt, indem ein sogenannter Szenariorahmen erstellt wird. Er bildet die Grundlage für die folgenden Schritte der Regionalisierung, der Marktmodellierung und der eigentlichen Netzplanung. Alle diese Schritte werden in diesem Abschnitt dargestellt.

Im Rahmen der Konsultation des Netzentwicklungsplans Strom 2024 wurden viele Einwände erhoben, die sich beispielsweise auf den zugrunde liegenden Szenariorahmen beziehen. Hierzu ist grundsätzlich zu sagen, dass Diskussionen, die sich allgemein auf die Energiewende bzw. auf andere - frühere (Szenariorahmen) oder spätere (Bundesfachplanung, Raumordnung, Planfeststellung) - Schritte des Gesamtprozesses Netzausbau beziehen, in erster Linie in den betreffenden Verfahrensstufen bzw. ganz allgemein im politischen Raum geführt werden müssen. Für die gesetzlich vorgesehene Prüfung und Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom sind sie damit zwar rechtlich ohne Belang, gleichwohl aber wichtig für den Gesamtprozess und für die Akzeptanz der Energiewende. Daher hat die Bundesnetzagentur auch solche Beiträge geprüft und sich mit ihnen auseinandergesetzt.

A Szenariorahmen

Der Szenariorahmen beschreibt unterschiedliche mögliche Entwicklungspfade („Szenarien“) der deutschen Energielandschaft mit Angaben zur Erzeugungsleistung, zur Last, zum Verbrauch und zur Versorgung in zehn Jahren sowie darüber hinaus in einem Szenario die Entwicklung in zwanzig Jahren.

Den für den NEP2024 maßgeblichen Szenariorahmen hat die Bundesnetzagentur am 30. August 2013 genehmigt. Er besteht aus drei Szenarien, die einen Zehn-Jahres-Horizont beschreiben, und einem 20-Jahres-Szenario.

Das Szenario A2024 beinhaltet einen moderaten Anstieg der erneuerbaren Energien und eine durch Kohleverstromung geprägte konventionelle Erzeugung. Szenario B2024 beinhaltet einen mittleren Ausbau der erneuerbaren Energien, der sich am bisher tatsächlich beobachteten Zubau orientiert, sowie eine im Vergleich zu Szenario A2024 stärker auf Gas als auf Kohle als Brennstoff gestützte konventionelle Erzeugung. Im Szenario C2024 wird ein besonders hoher Anteil an Strom aus Windkraft angenommen, der auf politischen Zielen der Bundesländer zum Ausbau der erneuerbaren Energien beruht. Hinzu kommt das auf einen Prognosezeitraum von zwanzig Jahren fortgeschriebene Szenario B2034.

Das Szenario B2024 dient aufgrund seiner ausgewogenen Mittelstellung in der Entwicklung als Leitszenario für die weitere Netzberechnung, da es eine wahrscheinliche Entwicklung beschreibt und bei Veränderungen für Anpassungen am flexibelsten ist. Außerdem kommt es den zwischenzeitlichen Änderungen bei Ausbau und Förderung der erneuerbaren Energien durch die Reform des EEG und den gesetzlich festgelegten Zielen (Erhöhung des Anteils des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch auf 40 bis 45 Prozent bis zum Jahr 2025, neue Ausbaupfade für Wind, Photovoltaik und Biomasse) von allen drei 10-Jahres-Szenarien am nächsten. Bei der Überarbeitung ihres ersten Entwurfs des NEP2024 haben die Übertragungsnetzbetreiber das Szenario B2024 an die neuen Rahmenbedingungen angepasst. Dieses aktualisierte Szenario wird als Szenario B2024* bezeichnet.

Genehmigter Szenariorahmen 2013 als Grundlage des Netzentwicklungsplans Strom 2024

Installierte Erzeugungsleistung [GW]					
Energieträger	Bestand 2012	Szenario A2024	Szenario B2024	Szenario B2034	Szenario C2024
Kernenergie	12,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,2	16,0	15,4	11,3	15,4
Steinkohle	25,4	27,2	25,8	18,4	25,8
Erdgas	27,0	23,3	28,2	37,5	28,2
Öl	4,0	1,8	1,8	1,1	1,8
Pumpspeicher	6,4	10,0	10,0	10,7	10,0
sonstige Konventionelle	4,1	3,7	3,7	2,7	3,7
Konventionelle insgesamt	100,2	82,0	84,9	81,7	84,9
Wind onshore	31,0	49,0	55,0	72,0	87,4
Wind offshore	0,3	11,5	12,7	25,3	16,1
Photovoltaik	33,1	54,8	56,0	59,5	58,6
Biomasse	5,7	8,3	8,7	9,2	7,8
Wasserkraft	4,4	4,5	4,7	5,0	4,2
sonstige Erneuerbare	0,8	0,9	1,5	2,3	1,3
Erneuerbare insgesamt	75,3	129,0	138,6	173,3	175,4
Gesamterzeugung	175,5	211,0	223,5	255,0	260,3
Nettostrombedarf [TWh]					
Nettostrombedarf inklusive Netzverluste im Verteilnetz	540,3	535,4	535,4	535,4	535,4
Jahreshöchstlast [GW]					
Jahreshöchstlast inklusive Verlustleistung im Verteilnetz	86,9	84,0	84,0	84,0	84,0

Konsultation

Mehrere Konsultationsteilnehmer bemängeln, dass die Szenarien A2024, C2024 und B2034 nicht berücksichtigt würden, und dass eine Neuberechnung nur für das Szenario B2024 durchgeführt wurde.

Zahlreichen Konsultationsteilnehmern erscheint die Anzahl der betrachteten Szenarien zu gering. Über die gesetzliche Mindestvorgabe hinaus seien weitere Szenarien zu erstellen, da nur so alle wahrscheinlichen zukünftigen Entwicklungen abgebildet werden könnten. Das Netz müsse dann derart gestaltet werden, dass es jedem zukünftigen Szenario gerecht werde. Hierzu wurden verschiedene politische und ökonomische Prognosen vorgeschlagen, die teilweise massive Veränderungen der geltenden Markt- und Rechtsordnung voraussetzen.

Prinzipiell kann durch eine Variation der Eingangsparameter eine Vielzahl von Szenarien erstellt werden, wodurch eine größere Bandbreite von möglichen Entwicklungen abgedeckt würde. Nach § 12a Absatz 2 EnWG sind der Netzplanung jedoch nur wahrscheinliche Entwicklungen zu Grunde zu legen. Extrembetrachtungen oder Szenarien, die erheblich von der aktuellen Markt- und Rechtsordnung abweichen, sind davon nicht gedeckt. Die Bundesnetzagentur berücksichtigt bei der Erstellung des Szenariorahmens die geltende Rechts- und Marktordnung. Über diese aktuell geltenden rechtlichen und politischen Rahmenbedingungen hinaus können nur solche Entwicklungen oder Veränderungen berücksichtigt werden, die sich hinreichend konkret abzeichnen und über die ein Konsens in Politik, Fachwelt und Gesellschaft soweit gediehen ist, dass mit einer baldigen rechtlichen Verankerung gerechnet werden muss.

In vielen Beiträgen wird die Erstellung eines Szenarios gefordert, in dem unter der Beibehaltung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung und der Versorgungssicherheit der minimal notwendige Netzausbau ermittelt wird. Dabei sollten alle Eingangsparameter so gewählt werden, dass sie netzminimierend wirken. Aus den Rahmenbedingungen dieses Szenarios seien dann die notwendigen politischen und ökonomischen Maßnahmen abzuleiten.

Ziel der Netzentwicklung ist es nicht einen Energiemarkt zu entwickeln, der mit einem möglichst kleinen Übertragungsnetz auskommt. Dies würde voraussetzen, dass alle Rahmenbedingungen wie z. B. die Standortwahl von Erzeugungsanlagen oder die Fahrweise von Kraftwerken und Pumpspeichern, aber auch die Nutzung von Kleinerzeugern wie z. B. PV-Anlagen so gewählt werden, dass sie netzausbaumindernd wirken. Der Erzeugermarkt erlaubt jedoch eine freie Wahl der Standorte und eine Fahrweise von Kraftwerken nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten. Auch Kleinerzeuger können etwa ihre PV-Anlage dazu nutzen, ihren Eigenverbrauch zu optimieren, und müssen ihre Anlagen nicht „netzdienlich“ zur Verfügung stellen. Der Energiemarkt wird also nicht so gestaltet, dass ein möglichst kleines Netz erforderlich ist, sondern es wird umgekehrt ein Netz entwickelt, welches den Transportanforderungen des freien Energiemarktes gerecht wird.

Die Bundesnetzagentur hält diesen gesetzlich vorgegebenen Ansatz auch inhaltlich für richtig, weil alles andere unweigerlich auf eine noch stärkere und bürokratische Steuerung des Energiesektors hinausliefe. Die Erfahrungen mit derart staatlich organisierten und gelenkten Märkten sind nicht gut.

Ein anderer Vorschlag zielt darauf ab ein Szenario zu entwickeln, in dem die Stromhändler, Stromproduzenten und Netzbetreiber an denjenigen Kosten des Netzausbaus beteiligt werden, die zur Realisierung des europäischen Stromhandels anfallen. Eine solche Kostenbeteiligung würde nach Meinung einiger Konsultationsteilnehmer den Stromhandel weniger attraktiv machen und so das Maß des Netzausbaus reduzieren.

Nach derzeitiger Gesetzeslage sind Erzeuger und Stromhändler nicht an den Netzentgelten zu beteiligen. Eine andere Regelung ist zwar denkbar, es ist aber nicht Aufgabe der Bundesnetzagentur, dafür politische Mehrheiten zu suchen. Eine solche Kostenkomponente kann daher in der Netzentwicklungsplanung nicht (fiktiv) einbezogen werden.

Häufig wird kritisiert, dass die Szenarien des NEP2024 nicht die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung erfüllen. Dies sei auf die Gestaltung der Szenarien im Szenariorahmen 2024 zurückzuführen, in denen die Erfüllung der Klimaziele nicht als Führungsgröße definiert worden sei. Es seien daher Szenarien zu entwickeln, die sicherstellten, dass diese Klimaziele auch erreicht würden. Als Ziele werden die Reduktion der Treibhausgase (besonders CO₂), die Reduktion des Stromverbrauchs, eine Mindestenergieeinspeisung aus KWK-Anlagen sowie die EE-Ausbaupfade des EEG genannt.

Die als Ziel formulierte Minderung der Treibhausgasemissionen wurde zwar in keinem Szenario erfüllt. Zum Zeitpunkt der Erstellung des NEP2024 lagen der Bundesnetzagentur aber noch keine ausreichenden Informationen zu den energiepolitischen Instrumenten vor, mit denen diese Zielvorgabe hätte erreicht werden können. Diese Instrumente wurden erst kürzlich seitens der Bundesregierung konkretisiert (Grünbuch und Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie).

In der Genehmigung des Szenariorahmens 2025 hat die Bundesnetzagentur den Übertragungsnetzbetreibern aufgegeben, in der Hälfte der Szenarien eine ausreichende Emissionsreduktion durchzuführen. Die Ergebnisse werden im NEP2025 entsprechend der dann gültigen energiepolitischen Rahmenbedingungen berücksichtigt.

Im Übrigen hält der NEP2024 den überwiegenden Teil der klimapolitischen Ziele bereits ein (vgl. Abschnitt „Klimaschutzziele“, S. 32).

Häufig wird ein Szenario gefordert, welches von einer dezentralen erneuerbaren Erzeugungsstruktur ausgeht und das gleichzeitig die zentrale Erzeugung aus Großkraftwerken (vornehmlich aus Braun- und Steinkohle) massiv reduziert. Flankiert durch einen zu fördernden Ausbau von Speichertechnologien, durch Laststeuerung („Demand Side Management“), Einspeisemanagement und dem dezentralen Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung könne so ein erheblicher Energieausgleich schon auf Verteilnetzebene stattfinden, wodurch der Netzausbau im Übertragungsnetz reduziert oder sogar unnötig würde. Die aktuellen Szenarien basierten hingegen weiterhin auf einer überwiegend zentralen Erzeugungsstruktur.

Die im Szenariorahmen ermittelten Mantelzahlen für die EE-Erzeugerleistung werden für den NEP2024 mittels der Regionalisierung auf die verschiedenen Netzverknüpfungspunkte verteilt. In diesem Sinne wird im NEP2024 sehr wohl bereits eine dezentrale und regenerative Erzeugerlandschaft angenommen. Die zugleich nach wie vor unterstellte Erzeugung aus Großkraftwerken basiert auf der Annahme, dass bis 2024 bzw. bis 2034 neben den Erneuerbaren auch noch konventionelle Erzeugung benötigt wird, um ein ausreichendes Versorgungsniveau sicherzustellen. Daher ist davon auszugehen, dass die in den Szenarien geführten Großkraftwerke unter den

angenommenen Rahmenbedingungen auch weiterhin am Markt agieren. Der Betrieb dieser Kraftwerke wird jedoch mit wachsendem EE-Anteil in Zukunft voraussichtlich unwirtschaftlicher.

Ein flächendeckender Ausbau von dezentralen Energiespeichern kann mittel- und langfristig nicht als wahrscheinlich angenommen werden, da hierzu die wirtschaftliche Perspektive fehlt. Lediglich im Bereich der Eigenversorgung und -speicherung mittels Photovoltaik ist ein Ausbau wahrscheinlich, dessen Auswirkungen auf den Stromtransportbedarf sind jedoch gering. Die Bundesnetzagentur beobachtet diesbezüglich sowohl das Marktgeschehen als auch die Bestrebungen in der Forschung. Natürlich könnten technische Fortschritte oder eine massive Förderung von Speichertechnologien an dieser Einschätzung etwas ändern. Derzeit lässt sich jedoch nicht seriös vorhersagen, wie eine dezentrale Speicherstruktur aussehen könnte. Daher lassen sich erst recht keine Annahmen darüber treffen, wie sich eine solche Speicherstruktur auf Markt und Netzausbaubedarf auswirkte. Neben netzausbaumindernden sind auch netzausbautreibende Effekte vorstellbar, da einem Speicher zunächst einmal elektrische Energie zugeführt werden muss. Was Laststeuerung, also die Steuerung der Nachfrage nach Strom auf Abnehmerseite betrifft, sieht die Bundesnetzagentur kein ausreichend großes Potenzial, um es im Rahmen der Netzberechnung zu berücksichtigen (vgl. Abschnitt IV A 3).

Der Einfluss von Einspeisemanagement bzw. Spitzenkappung auf den Netzausbau wurde im Rahmen der Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“) untersucht. Dies hat einen deutlichen Einfluss auf die Zahl an nicht bestätigten Maßnahmen.

Einige Konsultationsteilnehmer schlagen vor ein Szenario zu erstellen, in welchem durch eine Förderung der Ausbau von Gaskraftwerkskapazitäten in Süddeutschland angereizt wird. Dies würde den Nord-Süd-Transportbedarf erheblich reduzieren. Ein Vergleich des Ergebnisnetzes dieses Szenarios mit den Ergebnissen des aktuellen NEP2024 würde dann zeigen, ob insbesondere die HGÜ-Korridore notwendig seien. In diesem Zusammenhang wurde auch eine Laufzeitveränderung der Kernkraftwerke in Süddeutschland anstelle der Förderung von Gaskraftwerken zur Diskussion gestellt.

Unter den derzeitigen Marktbedingungen ist nahezu keine Investitionsbereitschaft für konventionelle Kraftwerke vorhanden. Dies gilt besonders für Gaskraftwerke, die in der Merit Order weit hinter Braun- und Steinkohlekraftwerken stehen und deren ohnehin geringen Betriebsstunden durch die steigende EE-Einspeisung zukünftig voraussichtlich weiter sinken werden. Selbst bei einem geförderten Neubau von Gaskraftwerken würden diese auf Grund der Merit Order nur wenig oder gar nicht betrieben. Die Residuallast würde, ehe deutsche Gaskraftwerke einspeisen, zuerst aus günstigeren Energiequellen aus dem Ausland versorgt. Die Förderung müsste darüber hinaus auch eine Standortkomponente beinhalten, die dafür sorgt, dass neue Gaskraftwerke unter netzdienlichen Gesichtspunkten in Süddeutschland errichtet werden. Um Gaskraftwerke wirtschaftlich betreiben zu können, müsste jede in Gaskraftwerken erzeugte Kilowattstunde kontinuierlich und massiv subventioniert werden. Nur so könnte sich der teure Brennstoff Gas gegenüber den günstigen Brennstoffen Braun- und Steinkohle durchsetzen.

Es ist kein durch Subventionen politisch erzwungener Fuel-Switch abzusehen. Im Gegenteil hat sich die Bunderegierung wiederholt zum „Energy only“-Markt bekannt, in dem eine Förderung für bestimmte konventionelle Technologien oder Regionen nicht vorgesehen ist. Ganz abgesehen davon würde sich die Frage stellen, wer die Kosten einer solchen zusätzlichen Subvention zu tragen hätte und aus welchen Quellen das zu verstromende Gas stammen sollte.

Es wurde vorgeschlagen ein Szenario zu betrachten, das einen geringeren Stromverbrauch annimmt. Auf Grund von Effizienzsteigerungen (z. B. Gebäudesanierung, LED-Technik), durch technologischen Fortschritt und durch den demographischen Wandel würde der Stromverbrauch in Zukunft sinken. Weiterhin sei ein sinkender Verbrauch erklärtes Klimaschutzziel der Bundesregierung, das im Szenariorahmen zu berücksichtigen sei. Die Netzberechnung dürfe nicht auf Basis einer überdimensionierten Erzeugung erfolgen, sondern müsse vielmehr von einem zukünftig sinkenden Energiebedarf ausgehen. Im Ergebnis würde sich so ein reduzierter Netzausbaubedarf ergeben.

Im Gegensatz dazu weisen andere Konsultationsteilnehmer darauf hin, dass sich wegen der verstärkten „Elektrifizierung“ verschiedener Lebensbereiche (beispielsweise durch E-Mobilität, Wärmepumpen oder Digitalisierung) in Zukunft ein höherer Stromverbrauch einstellen werde. Jedoch geben einige Konsultationsteilnehmer zu bedenken, den Einfluss der E-Mobilität nicht zu überschätzen, da das Ziel der Bundesregierung von einer Millionen Elektrofahrzeuge bis 2020 nicht zu erreichen sei.

Sowohl für verbrauchsteigernde als auch für verbrauchssenkende Einflüsse gibt es plausible Argumente. In der Genehmigung des Szenariorahmens 2024 ging die Bundesnetzagentur davon aus, dass sich diese Faktoren weitestgehend aufheben und im Ergebnis sich das Verbrauchsniveau ausgehend vom Referenzjahr konstant entwickelt.

Im Gegensatz zu den von verschiedenen Konsultationsteilnehmern geäußerten Vermutungen basieren weder die Netzberechnungen der Übertragungsnetzbetreiber noch die Prüfung der Bundesnetzagentur auf einer vordefinierten Erzeugung oder einer festgesetzten Einspeisung. Vielmehr gehen alle Berechnungen vom prognostizierten Verbrauch aus. Dabei wird der in jeder Stunde vorhandene Bedarf zuerst durch die Energie aus EE- Erzeugern bedient. Erst danach wird die verbleibende Residuallast in der Rangfolge der Merit Order aus konventionellen Quellen versorgt. Die konventionelle Stromerzeugung passt sich also immer der momentanen Differenz aus Nachfrage und EE-Erzeugung an.

Ein weiterer Vorschlag aus der Konsultation war, ein Szenario zu prüfen, in dem auch die benachbarten EU-Staaten aus Klimaschutzgründen ihren EE-Ausbau drastisch erhöhen und den konventionellen Kraftwerkspark reduzieren.

Für die Prognosen der Stromerzeugung in Europa bezieht sich der NEP2024 auf den „Scenario Outlook & Adequacy Forecast“ (SOAF) von ENTSO-E des Jahres 2013. Letzterer präsentiert verschiedene zukünftige Entwicklungen, die im Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan TYNDP 2014 berücksichtigt werden sollen, sowie eine Beurteilung der Angemessenheit zwischen Erzeugung und Nachfrage in Europa bis 2020 und darüber hinaus. Der SOAF 2013 enthält ebenso wie die vorangegangene Fassung drei Szenarien zur künftigen Entwicklung des Verbrauchs und der installierten regenerativen und konventionellen Erzeugungsleistung. Zusätzlich zu diesen Szenarien gibt es sogenannte „Visions“ für 2030, die als Brücke zwischen den EU-Energiezielen für 2020 und 2050 fungieren sollen. Dabei entsprechen diese Visionen vier Eckpunkten der als zukünftig für möglich angesehenen Entwicklungen in Europa, wobei diese Eckpunkte als Extreme ausgelegt sind und damit nicht der von dem EnWG vorgegebenen Betrachtung einer wahrscheinlichen Entwicklung im Rahmen der Netzentwicklungspläne onshore und offshore entsprechen.

Den Szenarien A, B und C2024 wurde deshalb jeweils eines der drei wahrscheinlichen Szenarien aus dem SOAF zugeordnet (dem Szenario A2024 das SOAF-Szenario A „Conservative Scenario“, dem Szenario B2024 das SOAF-Szenario B „Best Estimate Scenario“ und dem Szenario C2024 das SOAF-Szenario „EU 202020“). Für das Szenario

B2034 wurde auf die „Vision 3“ des SOAF zurückgegriffen, da dieses europäische Szenario mit seiner langfristigen Perspektive am ehesten dem in 20 Jahren schon weit fortgeschrittenen Ausbau von erneuerbaren Energien auf nationaler Ebene entspricht. Die Annahme einer zeitnahen (innerhalb der nächsten 10 Jahre) europaweiten Umstellung der Erzeugung auf erneuerbare Energien hingegen ist als Extremszenario einzustufen und wird daher nicht im Szenariorahmen berücksichtigt.

Ein Konsultationsteilnehmer bezeichnet Szenario A2024 als ein veraltetes Szenario des Energiekonzepts der Bundesregierung, welches schon im Jahr 2012 geplant wurde. Die vorherigen Laufzeitverlängerungen der Kernkraftwerke seien lediglich für 2013 dahingehend geändert worden, als dass die abzuschaltenden Kernkraftwerke durch Kohlekraftwerke ersetzt wurden. Stattdessen hätte jedoch der EE-Anteil erhöht werden müssen. Aus diesem Grund seien auch die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung nicht erreicht worden.

In einem weiteren Beitrag wird die Wahl des Szenarios A2024 als Gesamtplanalternative hinterfragt. Das Szenario stünde in seiner Konzeption am wenigsten mit den klimapolitischen Zielen der Bundesregierung in Einklang. Insbesondere die CO₂-Ziele würden verfehlt, wofür die hohen Vollaststunden der Braun- und Steinkohlekraftwerke verantwortlich seien. Das Szenario A2024 sei nicht dazu geeignet, die notwendige flexible Integration der erneuerbaren Energien in den Strommarkt darzustellen. Ebenso sei aber auch das Szenario C nicht als Gesamtplanalternative geeignet, da die angenommenen EE-Ausbauzahlen auf Basis der Bundesländerziele unrealistisch seien. Beide Szenarien seien Extreme und erfüllten so nicht den Anspruch eine wahrscheinliche Zukunft abzubilden.

Mit dem Szenariorahmen soll eine Bandbreite wahrscheinlicher energiewirtschaftlicher und energiepolitischer Entwicklungen für einen zehn- bzw. zwanzigjährigen Zeithorizont abgebildet werden. Szenario A2024 ist dabei das Szenario mit dem größten konventionellen Kraftwerkspark. Dies ist auf die vergleichsweise gute wirtschaftliche Situation für konventionelle Energieerzeugung zurückzuführen, welche sich aus der vergleichsweise schwachen Ausbaudynamik der EE-Erzeugung ergibt. Nach Einspeisung der erneuerbaren Energien verbleibt immer noch eine Residuallast, die einen wirtschaftlichen Betrieb weiter Teile des konventionellen Kraftwerksparks erlaubt. Szenario A2024 ist damit das Szenario, welches mit dem unteren Rand des Ausbaus der erneuerbaren Energien eine eher langsame Umsetzung der Energiewende beschreibt. Auch wenn viele Konsultationsteilnehmer eine solche Entwicklung nicht für wünschenswert halten, ist eine solche Entwicklung mit ausreichend hoher Wahrscheinlichkeit möglich. Sie ist damit im Szenariorahmen zu berücksichtigen.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer führt aus, Prognosen für das Jahr 2034 seien hoch spekulativ, weshalb eine praktische Netzplanung auf Basis dieser Annahmen nicht zielführend sei. Weiterhin fehlten ausreichende Begründungen für die Annahmen des Szenarios B2034.

Die Prognosen zum Szenario B2034 sind aufgrund ihrer Langfristigkeit naturgemäß mit einer höheren Unsicherheit behaftet, als jene zu den Szenarien des Jahres 2024. Genau aus diesem Grund dient das Szenario B2034 als indikativer Ausblick, ist aber nicht Grundlage für die im NEP2024 bestätigten Maßnahmen.

Einige Konsultationsbeiträge bewerten die geänderten Annahmen des Szenarios B2024* ausdrücklich positiv. Die Veränderungen der EEG-Novelle würden so besser berücksichtigt und damit eine nach § 12a EnWG wahrscheinliche Entwicklung im Rahmen der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abgebildet. Auch berücksichtigten alle Szenarien den SOAF 2013, womit eine europäisch integrierte Netzentwicklung ermöglicht werde.

Ein Konsultationsteilnehmer erachtet die Wahl und Ausgestaltung der Szenarien für gut und sachgerecht. Insbesondere die Anpassung des Szenarios B2024* an die EEG-Reform sei wertvoll für die Bedarfsermittlung. Zutreffend seien auch die Verringerung des konventionellen Kraftwerksparks in allen Szenarien sowie die Annahme unterschiedlicher Wachstumspfade der erneuerbaren Energien in den einzelnen Szenarien. Auch sei es richtig, dass die Übertragungsnetzbetreiber für jedes Szenario die günstigste Variante gewählt hätten, um die Nachfrage an elektrischer Energie zu decken. Auch wird begrüßt, dass die Übertragungskapazitäten zu den Nachbarländern aufgelistet worden seien.

Einige Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass der zweite Entwurf des NEP2024 auf der Genehmigung des Szenariorahmens 2024 basiere. Dieser Szenariorahmen sei jedoch bereits überholt, womit auch die Ergebnisse des NEP2024 nicht mehr aktuell seien. Es reiche nicht darauf zu verweisen, dass das Netzausbauverfahren dies so vorsehe, stattdessen sollte dieser Mangel behoben werden. Der Netzentwicklungsplan solle sich immer an aktuellen Rahmenbedingungen orientieren.

Der Netzentwicklungsplan wird auf Grundlage des genehmigten Szenariorahmens erstellt. Soweit möglich, werden dabei aktuelle Entwicklungen berücksichtigt (vgl. auch Abschnitt II E 3). Für die fortlaufende Anpassung sorgt die sich insgesamt wiederholende Planung. Ein laufender Planungsprozess kann allerdings nicht bei jeder möglichen Änderung abgebrochen und neu begonnen werden. Dann würde die Planung nicht vorankommen.

Ausbau der erneuerbaren Energien

Einige Konsultationsteilnehmer erachten die im Szenariorahmen angenommene installierte Leistung aus erneuerbaren Energien für zu gering und führen dafür verschiedene Begründungen an.

Die EE-Ausbauziele der Bundesländer in Szenario C bilden den oberen Rand der Prognose im Szenariorahmen 2024. Politisch ist weder auf Bundes- noch auf Landesebene eine Ausbaudynamik oberhalb dieses Entwicklungspfades vorgesehen und wird deshalb auch in keinem Szenario angenommen. Zukünftig wird sich die Bandbreite des EE-Ausbaus an den von der Bundesregierung in der EEG-Novelle technologiespezifisch vorgegebenen Zielen orientieren.

Das Repowering von Windkraftanlagen werde in den Prognosen des Szenariorahmens unterschätzt. Für einen Prognosezeitraum von zehn bzw. von 20 Jahren sei davon auszugehen, dass alle bestehenden Windkraftanlagen durch wesentlich leistungsfähigere Anlagen ersetzt worden seien.

Das Repowering wurde bei der Erstellung des NEP2024 berücksichtigt. Im Szenario A2024 und B2024 sowie B2034 wurde zur Ermittlung der Mantelzahlen ein Repowering der Bestandsanlagen nach 20 Jahren Betriebszeit angenommen. Im Szenario B2024 wurde mit Anwendung der neuen Regionalisierungsmethodik das Repowering von Windkraftanlagen noch detaillierter modelliert. Nach 20 Jahren Betriebsdauer werden auch hier Altanlagen mit leistungsfähigeren Neuanlagen ersetzt. Dabei wird auch der größere Flächenbedarf diese Neuanlagen beachtet.*

Der regionale Windkraftanlagenausbau in Bayern und Baden-Württemberg werde unterschätzt. Die im Vergleich zum Norden regional schlechteren Standortfaktoren müssten in Zukunft durch eine Standortkomponente bei der Förderung ausgeglichen werden. So würde die Windkrafterzeugung in Süddeutschland konkurrenzfähig. Dies sei notwendig, um das derzeit vorhandene Nord-Süd-Gefälle auszugleichen und so den Netzausbaubedarf zu reduzieren.

Die Bundesnetzagentur geht bei der Genehmigung des Szenariorahmens und der Bestätigung des Netzentwicklungsplans grundsätzlich von der aktuellen Marktordnung und dem geltenden Rechtsrahmen aus. Über die aktuell geltenden rechtlichen und politischen Rahmenbedingungen hinaus können nur dann Entwicklungen oder Veränderungen berücksichtigt werden, wenn diese sich hinreichend konkret abzeichnen und breiter Konsens in Politik, Fachwelt und Gesellschaft besteht, so dass mit einer baldigen rechtlichen Verankerung gerechnet werden kann. Eine Einführung einer Standortkomponente zur Förderung von Windkraftanlagen in „windschwachen“ Regionen ist aus Sicht der Bundesnetzagentur derzeit nicht absehbar. Der Effekt einer solchen Standortkomponente bei der Regionalisierung von Onshore-Wind-Anlagen wird daher nicht berücksichtigt.

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern, der Ausbau von Windkraft und Photovoltaik müsse wesentlich höher angenommen werden, damit Kohle- und Kernkraftwerke aus dem Markt verdrängt würden. Anstatt der im EEG fixierten jährlichen Zubauraten von 2,5 GW für Windkraft und Solaranlagen seien vielmehr jeweils 4 GW erforderlich. Wäre die Residuallast ausreichend gering, könnten Kohle- und Kernkraftwerke nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden und würden aus dem Markt ausscheiden. Die Versorgungssicherheit solle dann mit geförderten Gaskraftwerken und Speichern sichergestellt werden.

Die Ausbaupfade für erneuerbare Energien haben nicht das Ziel die Kohleverstromung schnellstmöglich zu verdrängen. In den Szenarien A und B orientieren sich die Ausbaupfade primär an der Bandbreite der Wachstumsraten der Vorjahre. Dabei wurde bei den PV-Zubauraten besonders der gesetzliche Förderdeckel berücksichtigt. Bei den Zubauraten der Windenergie wurden Repowering-Potenziale sowie der Einfluss einer Verbesserung von Schwachwindtechnologien berücksichtigt. Im Szenario C2024 basieren die Annahmen der EE-Ausbaupfade auf den Ausbauzielen der Bundesländer, die teilweise weit über den Annahmen des Szenarios A2024 und B2024 liegen.*

Zukünftig orientiert sich der Zubau der EE in erster Linie an den mit der EEG-Novelle technologiespezifisch definierten Ausbaupfaden und der anteiligen EE-Erzeugung am Bruttostromverbrauch (vgl. Szenariorahmen 2025). Diese werden in Szenario B2024 überschritten, in C2024 sogar massiv. Da sich zukünftige Steuerungsinstrumente des EE-Zubaus an den im EEG gesetzlich festgelegten Zahlen orientieren müssen, kann die Bundesnetzagentur die im Szenariorahmen und NEP2024 angenommenen EE-Mantelzahlen ihrerseits nicht weiter erhöhen. Vielmehr wird der Zubau in den Szenarien den im EEG gesetzlich vorgegebenen Zubauraten angepasst.*

Einige Konsultationsteilnehmer sind der Ansicht, die Energiewende werde zu kleinteilig in den verschiedenen Sektoren Wärme und Strom gedacht. Für sich betrachtet könne im Wärmesektor selbst bei einer Realisierung eines fünfzigprozentigen Einsparpotenzials der verbleibende Bedarf nicht mit den üblichen Quellen wie Solarwärme, Geothermie und Biomasse gedeckt werden. Nur durch eine Konvergenz des Wärme- und des Stromsektors könne eine Komplettversorgung zu 100% aus erneuerbaren Energiequellen ermöglicht werden. Dazu müssten jedoch die Windkraft- und PV-Anlagen weit über den gesetzlichen Zielkorridor hinaus ausgebaut werden. Erforderlich sei deshalb ein jährlicher Zubau von bis zu 8 GW.

Der Bedarf des Wärmesektors wird bei der Modellierung der KWK-fähigen Anlagen berücksichtigt, wodurch in allen Szenarien des NEP2024 die geforderte „Konvergenz“ mit dem Stromsektor gegeben ist. Eine vollständige Versorgung aus erneuerbaren Energien ist derzeit nicht als Ziel der Bundesregierung formuliert und wird daher auch nicht bei der Netzausbauplanung berücksichtigt.

Einigen Beiträge merken an, dass eine einfache konstante Fortschreibung des Windkraftausbaus über viele Jahre hinweg den zunehmenden Protest der Bevölkerung (besonders in Norddeutschland und Bayern) unterschätze. Der zukünftige Windkraftausbau werde sich verlangsamen, weshalb die im Szenariorahmen angenommenen Zahlen zu hoch angesetzt seien. Diese Proteste würden von der Politik aufgenommen, was zu Regelungen führen könne, die wie die „10H“-Regelung in Bayern einen weiteren Zubau von Windkraft reduzierten.

Der Zubau von Onshore-Windanlagen wurde in den Szenarien A2024, B2024 und B2034 unter Berücksichtigung des Bestands-Repowering auf Basis der Ausbaudynamik der Vorjahre fortgeschrieben. Diese Fortschreibung wurde jedoch nicht ohne weitere Bewertung der so hergeleiteten Mantelzahlen durchgeführt. Die Ergebnisse wurden unter Berücksichtigung der Mantelzahlen für das Szenario C2024, welches auf den Zielen der Bundesländer beruht, überprüft und als plausibel bewertet. So bilden das Szenario A2024 den unteren und das Szenario C2024 den oberen Rand eines möglichen Ausbaupfades ab, während Szenario B2024* einen Ausbau zwischen den Randpunkten beschreibt. Der so entstehende „Szenariotrichter“ bildet damit die zum Zeitpunkt der Erstellung des Szenariorahmens 2024 wahrscheinliche Bandbreite der Entwicklung ab.*

Im Szenariorahmen 2025 wird ein Zuwachs der Onshore-Wind-Anlagen gemäß den in der EEG-Novelle definierten Zielwerten angenommen. Dadurch kommt es besonders in Szenario C2025 zu einer Reduktion der installierten Onshore-Windkraft im Vergleich zum Szenario C2024.

Die in Bayern eingeführte „10H“-Regelung wurde im NEP2024 bei der Regionalisierung der Windenergieanlagen nicht berücksichtigt. Dies gilt auch für Szenario B2024. Die Bundesnetzagentur wird jedoch den Einfluss der „10H“-Regelung überprüfen und gegebenenfalls in Zukunft berücksichtigen.*

Konventionelle Kraftwerke und Kraft-Wärme-Kopplung

Einige Konsultationsteilnehmer stufen den Anteil der konventionellen Erzeugung als zu gering ein. Auch in Zukunft seien konventionelle Kapazitäten zum Erhalt der Versorgungssicherheit unverzichtbar, da sie in Zeiten von ausbleibender EE-Einspeisung die Versorgung übernehmen müssten.

In allen Szenarien des NEP2024 ist zu jeder Zeit eine ausreichende Deckung der Residuallast durch konventionelle Kraftwerke oder durch Stromimporte gewährleistet. Ein Defizit an konventionellen Erzeugungsanlagen kann im Szenariorahmen 2024 nicht beobachtet werden. Perspektivisch ist es auch zu kurz gegriffen, das Thema Versorgungssicherheit im Kontrast von erneuerbarer Erzeugung und einer ausreichenden nationalen konventionellen Kapazität zu betrachten. Vielmehr muss das Thema Versorgungssicherheit zukünftig europäisch gedacht werden und die Möglichkeiten und Vorteile des europäischen Stromaustausches mit in die Betrachtung einfließen.

In einem Beitrag wird darauf hingewiesen, dass ein möglicher Durchbruch bei der Kernfusion nicht berücksichtigt wurde.

Die Bundesnetzagentur geht nicht davon aus, dass im Betrachtungszeitraum des Netzentwicklungsplans (zehn bzw. 20 Jahre) die Kernfusion technisch möglich wird oder gar zur Marktreife gelangt.

Im Szenariorahmen 2024 und im NEP2024 würde statt einer konsequenten Umstellung auf erneuerbare Energien die aktuelle Versorgung basierend auf Kohleverstromung fortgeschrieben. Dies zeige sich

insbesondere bei der Berechnung der Wirtschaftlichkeit der Kohleverstromung. Hier würden lediglich die Grenzkosten der Stromproduktion durch Kohle angesetzt und deren Gesamtkosten (Fixkosten, Tagebaue, Subventionierung der Braunkohleförderung) ignoriert. Die Annahme einer pauschalen Lebensdauer für Kohlekraftwerke im Szenariorahmen 2024 würde weiterhin den zukünftigen realen Kraftwerkspark nicht hinreichend genau abbilden. Daraus resultiere ein zu großer und umweltschädlicher Kohlekraftwerkspark. Die Planung im Szenariorahmen sei veraltet und falsch und von den Interessen der Übertragungsnetzbetreiber und der konventionellen Kraftwerksbetreiber geleitet.

Die Ausbaupfade der erneuerbaren Erzeugung liegen im Szenariorahmen 2013 und NEP2024 teilweise weit oberhalb der im aktuellen EEG definierten Ziele der Bundesregierung. Die Annahmen zum Kohlekraftwerkspark basieren auf der im Szenariorahmen 2024 unterstellten pauschalen Lebensdauer von Braun- sowie Steinkohlekraftwerken von 50 Jahren. In der Realität wird es zwar zu Abweichungen von diesen pauschalen Annahmen kommen. Indem die Lebensdauer der Kraftwerke pauschal angenommen wird, werden Abweichungen aber sowohl nach unten als auch nach oben beispielsweise durch Retrofit ausgeglichen. Eine alternative Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Kohlekraftwerke unter Berücksichtigung von Fixkosten (Abschreibungen, Betriebskosten, Kosten der Tagebaue) würde aus der Perspektive der Bundesnetzagentur die Prognosegenauigkeit nicht erhöhen. Bei der Entscheidung über den Erhalt eines bestehenden Kraftwerksstandortes oder der Planung von Kraftwerksneubauten werden nicht nur betriebswirtschaftliche Berechnungen angestellt, sondern oft auch unternehmensstrategische Aspekte berücksichtigt. Diese können und sollen von der Bundesnetzagentur nicht antizipiert werden.

Die hohe Auslastung besonders der Braunkohlekraftwerke ist auf die Merit Order zurückzuführen und nicht auf eine Überdimensionierung des Kohlekraftwerksparks. Hinreichend konkrete Maßnahmen zur gezielten Stilllegung älterer Kohlekraftwerke lagen der Bundesnetzagentur zur Zeit der Erstellung des NEP2024 nicht vor, weshalb diese Kraftwerke in den Prognosen ohne weitere Einschränkungen in den Strommarkt einzubeziehen waren.

In vielen Beiträgen wird dargelegt, der Szenariorahmen ignoriere die Möglichkeiten der Kraft-Wärme-Kopplung. Diese sei effizienter im Vergleich zu anderen Kondensationskraftwerken, meist dezentral strukturiert und gut steuerbar. Bisher würde der Wärmesektor im Netzentwicklungsplan ignoriert, obwohl dezentrale KWK-Anlagen meist (ca. 60%) wärme- bzw. kältegeführt gefahren würden. Die Berücksichtigung würde die Strom- und Wärmewende synchronisieren und so die Stromkosten der KWK senken.

Der Bedarf des Wärmesektors wird in der Netzausbauplanung 2024 berücksichtigt. Dabei werden im Rahmen der Marktsimulation kleine KWK-Anlagen (< 10 MW) als wärmegeführt angenommen. Größerer KWK-Anlagen werden entsprechend des jeweils angenommenen Fernwärmebedarfs gefahren. Dabei gibt z.B. der Wärmebedarf eines industriellen Produktionsprozesses vor, wie sich eine KWK-Anlage verhält, die dem produzierenden Unternehmen sowohl Strom als auch Wärme liefern kann.

Einige Konsultationsteilnehmer sehen in der KWK das zentrale Element für den Ausgleich der volatilen Windkraft- und PV-Einspeisung. Daher hätte auch die KWK-Novelle schon im NEP2025 antizipiert werden müssen. Hingegen würde die Umsetzung großer HGÜ-Trassen die zentralen Strukturen der Erzeugung durch Großkraftwerke fixieren und die dezentrale Stromerzeugung und damit die Möglichkeiten der KWK unterlaufen.

Grundsätzlich ist der Inhalt der im Weißbuch des BMWi vorgestellten KWKG-Novelle bereits im NEP2024 berücksichtigt bzw. sogar übererfüllt. Bisher war ein Ziel der Stromproduktion aus KWK-Anlagen von 25% der gesamten Bruttostromerzeugung bis 2020 als Ziel der Bundesregierung gesetzt. Im Weißbuch wird ein Anteil von 25% an der thermischen Stromerzeugung bis 2020 als neues Ziel vorgegeben. Da das bisher gültige Ziel in allen Szenarien des NEP2024 erfüllt wird, ist davon auszugehen, dass ein Anteil von 25% an der thermischen Stromerzeugung aus KWK-Anlagen übererfüllt wird. Auch die angekündigte Kurzzeitförderung für gasgefeuerte KWK-Anlagen ist bereits berücksichtigt, da sowohl Szenariorahmen 2024 als auch NEP2024 unterstellen, dass KWK-fähige Gaskraftwerke nach Ablauf ihrer Lebensdauer prinzipiell mit gleicher Leistung und an gleichem Standort ersetzt werden.

Klimaschutzziele

Viele Konsultationsteilnehmer argumentieren, der NEP2024 sowie der Szenariorahmen 2024 verstießen gegen § 1 Abs. 1 EEG und § 12a Abs. 1 Satz 2 EnWG. Zum einen würden die Klimaschutzziele der Bundesregierung in keinem der Szenarien des NEP2024 erfüllt und zum anderen würden die Planungen im Szenariorahmen 2024 nicht ausreichend auf eine Stromversorgung aus regenerativen Quellen ausgelegt.

Die Zielverfehlung sei in erster Linie auf den im Szenariorahmen angenommenen Kraftwerkspark zurückzuführen. Die prognostizierten Rahmenbedingungen auf dem Energiemarkt führten dann zu einer hohen Auslastung der Kohlekraftwerke und damit zu hohen CO₂-Emissionen. Die im Szenariorahmen angenommene Planung zementiere so auf Jahrzehnte eine Braunkohleverstromung. Der weitere Betrieb der Braunkohlekraftwerke widerspreche aber den CO₂-Zielen der Bundesregierung und den EE-Anteilszielen. Bleibe die Braunkohle im Markt, könne das EE-Ziel von 80% EE-Erzeugung am Bruttostromverbrauch bis 2050 nicht erreicht werden. Der Kraftwerkspark müsse an diese Ziele angepasst werden. Es seien daher Szenarien zu entwickeln, die die Klimaschutzziele der Bundesregierung konsequent einhalten. Es reiche nicht aus, den Kraftwerkspark nach Merit Order laufen zu lassen um dann festzustellen, dass die CO₂-Ziele nicht erfüllt würden.

Ein Konsultationsteilnehmer begrüßt, dass im Szenariorahmen 2025 die Hälfte der Szenarien die von der Bundesregierung vorgegebenen CO₂-Ziele einhalten sollen.

Die auf die Kohleverstromung fokussierte Kritik erkennt, dass im NEP2024 zwar nicht alle, aber der überwiegende Teil der klimapolitischen Zielvorgaben der Bundesregierung erfüllt werden. Nimmt man mehrere Aspekte in den Blick, ergibt sich ein differenziertes Bild:

- *Die KWK-Ziele der Bundesregierung werden erfüllt. Ein Anteil der Stromerzeugung von mindestens 25% an der Bruttostromerzeugung wird in allen Szenarien eingehalten.*
- *Die Zielsetzung von 25 GW installierter Offshore-Windleistung für das Jahr 2030 wird durch die Kapazitäten im genehmigten Szenario B2034 erreicht.*
- *Die Senkung des Primärenergieverbrauchs um 24% bis 2024 gegenüber 2008 wurde in den Szenarien B2024* und C2024 erreicht. Szenario B2034 überschreitet mit 44% das interpolierte Ziel von 34% deutlich.*
- *Der geforderte Mindestanteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 41% in 2024 wird in allen Szenarien erfüllt.*

- *Nicht erfüllt wird das Ziel einer Reduktion des Stromverbrauchs.*
- *Das formulierte Ziel für die Minderung der Treibhausgasemissionen wurde in keinem Szenario erfüllt. Zum Zeitpunkt der Erstellung des NEP2024 lagen der Bundesnetzagentur noch keine ausreichenden Informationen zu energiepolitischen Instrumenten vor, mit denen diese Zielvorgabe hätte erreicht werden können. In jüngster Zeit wurden seitens der Bundesregierung jedoch Maßnahmen zur Zielerfüllung konkretisiert (Grünbuch, Weißbuch).*
- *In der Genehmigung des Szenariorahmens 2025 wurde den Übertragungsnetzbetreibern daher auferlegt, in der Hälfte der Szenarien eine ausreichende Emissionsreduktion durchzuführen. Die Ergebnisse der folgenden Marktsimulation werden dann entsprechend der dann gültigen bzw. der dann abzusehenden energiepolitischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen berücksichtigt.*

Sensitivitäten / neue Sensitivitätsvorschläge

Mehrere Konsultationsteilnehmer beanstanden, dass alle vorgelegten Sensitivitäten nur von eng gefassten Szenarien ausgingen, die willkürlich festgelegt worden seien. Es fehlten umfassende Szenarien hinsichtlich einer schnelleren Energiewende, weg von fossilen und atomaren Energiequellen, hin zu regenerativ erzeugten Energien. Dagegen würden konventionelle Kraftwerke bevorzugt berücksichtigt. Die Spitzenkappung ignoriere den Einspeisevorrang regenerativ erzeugter Energie und verstoße damit gegen das EEG. Dazu komme, dass die Sensitivitäten durchgehend von „maßnahmenunscharfen“ Berechnungen ausgingen. Insofern seien die Sensitivitäten ungeeignet, sie ernsthaft einzubeziehen oder gar im Detail zu kommentieren. Sie folgten Planungen, die teilweise überholt und damit falsch oder fehlgeleitet von Interessen der Übertragungsnetzbetreiber, von konventionellen Stromerzeugern und vom Stromhandel seien. Die vorgelegte Auswahl der Sensitivitäten sei als nicht zielführend und kontraproduktiv zur Energiewende abzulehnen.

Dem Konsultationsteilnehmer ist entgegenzuhalten, dass die in Frage stehenden Sensitivitäten nicht willkürlich festgelegt wurden. Eine Sensitivitätsanalyse ist eine Überprüfung einer Rangfolge von Planungsalternativen auf ihre Robustheit gegenüber Änderungen einzelner Parameterwerte oder Gruppen von Parameterwerten in einem Marktmodell. Solche Sensitivitätsanalysen sind – anders als die Szenarien – gesetzlich nicht vorgeschrieben und sollen zu einem weiteren Erkenntnisgewinn bei der Feststellung des energiewirtschaftlichen Übertragungsbedarfs führen. Die Bundesnetzagentur legt hierfür unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Konsultation die Sensitivitäten fest. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Auferlegung von Sensitivitäten restriktiv zu handhaben ist, da der Aufwand der Berechnungen des Netzausbaubedarfs einer Sensitivität in etwa dem Rechenaufwand eines Szenarios entspricht. Die Bundesnetzagentur hat in der Genehmigung des Szenariorahmens, der dem NEP2024 zu Grund liegt, ausführlich dargelegt, aus welchen Gründen die von der Öffentlichkeit vorgeschlagenen Sensitivitäten berücksichtigt bzw. nicht berücksichtigt wurden.

Die Sensitivität Spitzenkappung verstößt nicht gegen das EEG, da die von der Bundesnetzagentur vorgegebene Spitzenkappung nur die Planungsebene der Netzbetreiber betrifft. Im operativen Betrieb des Netzes gilt weiterhin der Einspeisevorrang für erneuerbare Energien. Tritt ein Netzengpass auf, kann der Netzbetreiber das Einspeisemanagement zur Beseitigung einsetzen. Die Abschaltreihenfolge unter Einhaltung des Einspeisevorrangs ergibt sich aus den gesetzlichen Vorgaben des EnWG und EEG (vgl. Leitfaden der Bundesnetzagentur).

Einige Konsultationsteilnehmer monieren, dass trotz der Betrachtung der Sensitivitäten „Deckelung Offshore“ und „Einspeisemanagement“ der Netzentwicklungsplan nur unzureichend qualifiziert wurde. Zwar sei es begrüßenswert, dass im Zuge der Sensitivitätenbetrachtung erstmals diese konkreten Möglichkeiten der Netzvermeidung in Betracht gezogen worden seien, allerdings reiche dies bei weitem nicht aus. Der Netzentwicklungsplan gehe von Szenarien aus, die den Emissionsminderungszielen der Bundesregierung nicht gerecht werden würden und generell eine zu statische energiewirtschaftlichen Rahmenpolitik annehmen.

Gemäß einem Konsultationsteilnehmer wird es begrüßt, dass in den Sensitivitätsberechnungen der Einfluss einzelner Faktoren auf den Netzausbau beleuchtet werde. Unter anderem würden die Auswirkung eines deutlich höheren CO₂-Preises zu den Cost-Benefit-Analysen für den europäischen TYNDP („Vision 4“) untersucht. Nach Ansicht dieses Konsultationsteilnehmers sei eine grundlegende Entwicklung zu höheren CO₂-Preisen nicht zu erwarten, weil vor allem die Braunkohlekraftwerke die Grundlast absichern, die Energiepreise für diese Art der Stromerzeugung sehr preiswert seien und der sog. freie Markt an höheren Preisen bislang nicht interessiert sei. Mit dem Bau der HGÜ-Trassen könne über Jahrzehnte die Überproduktion an Braunkohlestrom eingespeist werden. Dadurch verfehle die Bundesregierung nachhaltig die gesetzten CO₂-Ziele. Statt den völlig unrealistischen Handel mit CO₂-Zertifikaten durch massive Preisgestaltung entgegenzutreten, werde hier die Braunkohleverstromung nachhaltig unterstützt.

Bei den Grundannahmen des NEP2024 sehen mehrere Konsultationsteilnehmer noch erheblichen Optimierungsbedarf, um die darauf aufbauende Netzplanung bedarfsgerecht und nachvollziehbar planen zu können. Deshalb wurden in der Vergangenheit wiederholt fehlende Sensitivitäten- bzw. Alternativenbetrachtungen im Rahmen der vorliegenden Szenariorahmen kritisiert. Vereinzelt wird deshalb die Erarbeitung und Berücksichtigung weiterer Sensitivitäten gefordert, denn eine Schwachstelle beim derzeitigen Verfahren zur Netzplanung sei es, dass nicht alle ökonomisch vertretbaren Alternativen und Möglichkeiten zur Beschränkung des Netzausbaus abgewogen würden. Inzwischen untersuchten die Übertragungsnetzbetreiber auf Druck der Bundesnetzagentur und der Umweltverbände weitere Einflussfaktoren auf den Netzausbaubedarf und entwickelten die bisherigen Sensitivitäten weiter. So sei im April 2014 der „Sensitivitätenbericht 2014“ parallel zur Erstellung des Netzentwicklungsplans veröffentlicht worden, welche Auswirkungen die Deckelung der Ausbauziele der Offshore-Windkraft und eine dynamische Abregelung der Einspeiseleistung bei neuen Windenergieanlagen an Land habe. Die Ergebnisse dieser und weiterer Sensitivitäten sollten schnellstmöglich in die Netzentwicklungsplanung aufgenommen werden, denn es zeige sich beispielsweise, dass mit dynamischem Einspeisemanagement rund 15% der Netzausbaumaßnahmen vorläufig nicht nötig wären. Mit besonderem Interesse sei die Veröffentlichung einer weiteren Sensitivitätsuntersuchung im Juli 2014 zu den Auswirkungen eines deutlich erhöhten Preises für CO₂-Emissionszertifikate auf Basis des Szenarios A2024 verfolgt worden. Die Beiträge dieser aufschlussreichen Sensitivitätsrechnungen zeigten, dass ein hoher CO₂-Preis signifikante Auswirkungen auf das Marktgeschehen habe. Der in- und ausländische Kraftwerkseinsatz sowie die damit verbundenen Stromflüsse im In- und Ausland änderten sich erheblich. Auch wenn dieser CO₂-Preis in Höhe von 93 € absehbar nicht realistisch erscheine, sollten in weiteren Untersuchungen die Auswirkungen auf den sich verändernden konventionellen und erneuerbaren Kraftwerkspark dargestellt und in maßnahmenscharfe Aussagen zum Netzausbaubedarf überführt werden. In diesem Rahmen sollte grundsätzlich die Vereinbarkeit des Kraftwerksparkes des Szenarios A2024 mit der CO₂-Sensitivität überprüft werden, um ggf. auf besser geeignete Szenarien auszuweichen. Mit dem CO₂-Preis von 93 € könnten die Emissionen der Stromerzeugung aus dem deutschen Kraftwerkspark für 2024 um ein Drittel, also um ca. 100 Mio. t CO₂ auf 190 Mio. t CO₂ für 2024 gesenkt werden.

Dies entspreche in etwa dem Emissionsbudget, das dem deutschen Kraftwerkspark zur Einhaltung des nationalen Treibhausgas-Minderungsziels zur Verfügung stehe.

Die Konsultationsteilnehmer beanstanden zu Recht, dass die vorliegenden Sensitivitäten die Klimaschutzziele der Bundesregierung, insbesondere die Reduktion des CO₂-Ausstoßes um 40% bis 2020 gegenüber 1990, nicht berücksichtigen.

Die Klimaschutzziele wurden jüngst durch das Grünbuch und Weißbuch des BMWi zum künftigen Strommarktdesign und durch das vom Bundeskabinett beschlossene „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“ nochmals bekräftigt. Es ist deshalb davon auszugehen, dass die Bundesregierung auch zukünftig den Klimaschutzziele eine hohe Bedeutung beimessen und zum Erreichen dieser Ziele entsprechende Anstrengungen unternehmen wird.

Deswegen hat die Bundesnetzagentur zwar nicht für den hier in Frage stehenden NEP2024 aber für den in Kürze vorzulegenden NEP2025 Szenarien vorgegeben, die die Klimaschutzziele der Bundesregierung erfüllen. Dieser politische Wille zum Klimaschutz spiegelt sich auch in der Konsultation wider, in der es zahlreiche Forderungen danach gab, eine erfolgreiche Umsetzung der Klimaschutzziele zumindest für eine Teilmenge der Szenarien anzunehmen. Das Erreichen der Klimaschutzziele wird daher für die Hälfte der Szenarien des NEP2025, nämlich in den Szenarien B2 2025, B2 2035 und C2025 angenommen.

Da trotz aller Bemühungen derzeit nicht ausgeschlossen werden kann, dass die Klimaschutzziele nicht in vollem Umfang erreicht werden, sind aber auch Szenarien in Betracht zu ziehen, in denen ein nicht vollständiges Erreichen der Klimaschutzziele unterstellt wird. Die Steigerung der CO₂-Emissionen des Stromsektors in den letzten Jahren verdeutlicht, dass eine solche Entwicklung nicht ausgeschlossen werden kann. Das nicht vollständige Erreichen der Klimaschutzziele wird daher in sämtlichen Szenarien des NEP2024 sowie im NEP2025 in den Szenarien A2025, B1 2025 und B1 2035 abgebildet. Dadurch wird ein hohes Maß an Prognoseunsicherheit abgedeckt, da sowohl das Erreichen als auch das nicht vollständige Erreichen der Klimaschutzziele berücksichtigt wird.

Ein Konsultationsteilnehmer stellt fest, dass die bereits in den vergangenen Konsultationen bemängelten Sensitivitäten, also Effekte von Szenarioänderungen und Erzeugungsallokationen im Hinblick auf den Transportbedarf, weiterhin nicht hinreichend ersichtlich seien. Insbesondere sei eine kumulierte Betrachtung der Sensitivitäten nicht ersichtlich. Das Fehlen derartiger Aussagen im NEP2024 mindere entsprechend seine Aussagekraft und stelle eine Schwäche im Hinblick auf die Alternativenprüfung dar.

Die Bundesnetzagentur kommt diesem Vorschlag nicht nach, da eine Sensitivitätsbetrachtung grundsätzlich dazu dient, Auswirkungen einer Änderung eines einzelnen Parameters zu untersuchen. Durch die Änderung eines weiteren Parameters ließe sich jedoch keine eindeutige Aussage mehr über die Auswirkungen nur einer Veränderung eines Parameters auf den Netzausbaubedarf treffen. Es käme zu Mischeffekten, die nicht eindeutig der einzelnen Ursache zugeordnet werden können. Daher ist den bisherigen Sensitivitäten nur die Veränderung eines Eingangsparameters zu Grunde gelegt.

Ein Konsultationsteilnehmer fordert als Sensitivität einen besseren Abgleich von Übertragungsnetz- und Verteilnetzausbau und der damit verbundenen Wechselwirkungen. Dies sei eine Sensitivität, die angesichts der seit der dena-Studie im Raum stehenden Maximalwerte von bis zu 193.000 km neuem Verteilnetz für 42,5 Mrd. Euro dringend vertieft untersucht und im Rahmen der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt

gehöre. Der Konsultationsteilnehmer verweist darauf, dass es eine Verteilnetzstudie für Nordrhein-Westfalen von einschlägigen Instituten gebe und für NRW entsprechende Daten zur Verfügung stünden.

Für die Verteilnetzbetreiber gilt – unabhängig von der Erstellung des Netzentwicklungsplans – die gesetzliche Regelung des § 14 Abs. 1a EnWG. Demnach haben die Verteilnetzbetreiber auf Verlangen der Bundesnetzagentur innerhalb von zwei Monaten einen Bericht über den Netzzustand und die Netzausbauplanung zu erstellen und ihr diesen vorzulegen. Der Bundesnetzagentur ist aber auch nicht entgangen, dass seitens der Öffentlichkeit in den Stellungnahmen der Konsultationen eine verstärkte Einbindung der Verteilnetzbetreiber zur Bestimmung der Prognosen des Zubaus der erneuerbaren Energien gefordert wurde. Auch die Bundesnetzagentur hält einen derartigen Ansatz für zielführend und hat für die Erstellung der letzten zwei Szenariorahmen, die die Grundlage des Netzentwicklungsplans bilden, jeweils eine Abfrage auf Verteilnetzbetreiberebene hinsichtlich des Energieträgers Onshore-Wind durchgeführt. Diese Ergebnisse flossen ebenso in die Annahmen zur Erstellung des NEP2024 ein, wie die Erkenntnisse, die die Übertragungsnetzbetreiber in Rücksprache mit den jeweiligen Verteilnetzbetreibern gewonnen haben.

Häufig fordern die Konsultationsteilnehmer im Rahmen der Sensitivitätsuntersuchung die Prüfung einer alternativen Verteilung des Zubaus von Onshore-Windanlagen (verbrauchsnahe statt standortoptimiert), um weiterführende Erkenntnisse zum Zusammenhang zwischen dezentraler Energieerzeugung und Netzausbauerfordernissen zu erlangen. Auch die Betrachtung der Auswirkungen von Last- und Verbrauchssteuerung im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse ist eine Forderung der Konsultationsteilnehmer.

Viele Konsultationsteilnehmer fordern eine Sensitivitätsbetrachtung, inwieweit der Netzausbaubedarf auch bei ausgeglichenem Saldo von Stromimport und Stromexport bestünde, um dem Eindruck zu begegnen, das Stromnetz werde zum Teil für den Export dimensioniert.

Als weiterer wichtiger Einflussfaktor sei die Annahme von Anreizen für den Betrieb bzw. für Investitionen in systemrelevante Gaskraftwerke, die den Netzausbaubedarf in Gegenden mit wegfallender Kernkraftwerksleistung und hohem Verbrauch wie Baden-Württemberg, Bayern oder Nordrhein-Westfalen reduzieren könnten, im Rahmen einer Sensitivität zu prüfen. Hierfür sollten die maßnahmenscharfen Auswirkungen von wirksamen Instrumenten zur Umgestaltung des Strommarkts durch den vermehrten Einsatz von Gaskraftwerken vertieft untersucht werden, um den notwendigen Strukturwandel hin zu CO₂-armen und flexiblen Technologien im Kraftwerkspark abzubilden. Außerdem seien weitere Sensitivitätsrechnungen wie verminderte Jahreshöchstlast und ein verringerter Stromverbrauch notwendig, um zusätzliche entscheidende Stellschrauben für den Netzausbau zu untersuchen und zur Akzeptanz für die notwendigen Maßnahmen im Übertragungsnetz beizutragen.

Einige Konsultationsteilnehmer hätten gerne eine Sensitivität „Staffelpreise zur Verbrauchssteuerung“. Gemäß dieser Sensitivität sollten dem Endverbraucher gestaffelte Preise angeboten werden, um geringere Preise bei Sonnen- und Windspitzen und höhere Preise in Zeiten eines geringen Sonnen- und Windangebots auszunutzen.

Die soeben dargestellten Forderungen der Konsultationsteilnehmer neuer Sensitivitätsberechnungen können in dem laufenden Prozess nicht mehr berücksichtigt werden. Die Konsultationsteilnehmer werden darum gebeten, sich diesbezüglich in dem in Kürze beginnenden Konsultationsprozess des nächsten Szenariorahmens einzubringen. Dann werden die Grundlagen für die Vorlage des übernächsten Netzentwicklungsplans und die Frage nach eventuell neuen Sensitivitätsanalysen entwickelt und diskutiert.

Ein Konsultationsteilnehmer beanstandet die konkrete Ausgestaltung der Spitzenkappung im NEP2024. Mangels rechtlicher Festlegung könne die Spitzenkappung im jetzigen Netzentwicklungsplan nicht zugrunde gelegt werden. Ein solcher Vorgriff auf den NEP2025 sei unzulässig. Vielmehr sollte im weiteren Fortgang die genaue Ausgestaltung abgewartet und der NEP2025 entsprechend angepasst werden.

Die Annahme einer Kappung von Einspeisespitzen von Onshore-Windenergie und Photovoltaik bei der Bestimmung des Netzausbaubedarfs ist sinnvoll und geboten. Zwar lässt sich aus §§ 8, 11 und 12 EEG ableiten, dass die Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet sind, ihre Netze so zu dimensionieren und auszubauen, dass die Netze jederzeit den gesamten Strom aus regenerativer Erzeugung aufnehmen und transportieren können. Allerdings hat sich seit geraumer Zeit die Auffassung durchgesetzt, dass der Ausbau des Stromnetzes für die Aufnahme der „letzten Kilowattstunde“ wirtschaftlich nicht sinnvoll bzw. vertretbar ist. Hierüber besteht aus Sicht der Bundesnetzagentur mittlerweile ein breiter öffentlicher Konsens.

Die vorliegenden Erkenntnisse zur Spitzenkappung sind mittlerweile soweit gefestigt, dass laut Koalitionsvertrag bzw. Grünbuch/Weißbuch der Bundesregierung noch in dieser Legislaturperiode ein Vorhaben zur Gesetzesänderung auf den Weg gebracht werden soll, wodurch es Netzbetreibern ermöglicht werden soll, die Spitzenkappung in ihren Netzausbauplanungen zu berücksichtigen. Aus diesem breiten wissenschaftlichen, politischen wie öffentlichen Konsens ergibt sich aus Sicht der Bundesnetzagentur die notwendige Rechtfertigung, die Spitzenkappung bereits bei der Bestimmung des Ausbaubedarfs für den NEP2024 zu Grunde zu legen.

B Regionalisierung

Um zu beurteilen, 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. Es geht also darum, Erzeugung und Verbrauch regional aufzuschlüsseln.

Die Leistung bereits existierender Erzeugungsanlagen kann ohne weiteres einem realen Netzknoten zugeordnet werden. Für die erneuerbaren Energien werden deren regionales Potenzial und die regional-planerisch ausgewiesene Flächennutzung berücksichtigt. Ergänzend werden den Verteilnetzbetreibern vorliegende Netzanschlussanträge ausgewertet, um Informationen über Lage und Leistung der in den nächsten Jahren geplanten neuen EE-Anlagen zu erhalten. Beantragt beispielsweise der Betreiber eines in Planung befindlichen Windparks eine Anschlussleitung mit einer Kapazität von mehreren Hundert Megawatt, kann man daraus Rückschlüsse ziehen, wo und wieviel Strom dieser Windpark zukünftig in das Netz einspeisen wird. Hinsichtlich der konventionellen Erzeugung wird ermittelt, wo sich Kraftwerksstandorte in Planung befinden.

Für die Regionalisierung der Offshore-Windenergie werden die Angaben und die regionale Aufteilung aus dem Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) im Sinne einer Kraftwerksanschlussplanung berücksichtigt. 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 zwischen Netzentwicklungsplan und Offshore-Netzentwicklungsplan synchronisiert, damit die Einspeisung der Offshore-Windenergie räumlich und mengenmäßig korrekt in das Übertragungsnetz an Land übernommen wird.

Durch die Reform des EEG wird es zu einer geänderten Entwicklung der erneuerbaren Energien kommen, da zum Beispiel die Windenergie an Land stärker und auf See behutsamer ausgebaut werden soll. Dies führt mittelbar zu einer Änderung der Regionalisierung. Die Übertragungsnetzbetreiber haben dem Rechnung getragen, indem sie das Szenario B2024* für ihren zweiten Entwurf des NEP2024 neu modelliert und berechnet haben.

Konsultation

Mehrere Konsultationsteilnehmer beanstanden, dass im zweiten Entwurf des NEP2024 erstmals eine neue Regionalisierung eingeflossen sei. Diese sei anhand fehlender konkreter Daten und Erläuterungen nicht ausreichend nachvollziehbar und widerspreche dem Grundsatz der Transparenz in Beteiligungsverfahren.

Aufgrund der weiterentwickelten Regionalisierung und den sich daraus ergebenden Änderungen im Übertragungsbedarf haben die Übertragungsnetzbetreiber im zweiten Entwurf des NEP2024 sowohl das bisherige Netzkonzzept als auch die HGÜ-Endpunkte neu untersucht und Änderungen vorgenommen. Durch diese Vorgehensweise haben sie zum frühestmöglichen Zeitpunkt die Vorgaben der Bundesnetzagentur zur Regionalisierung umgesetzt. Die neue Regionalisierungsmethodik ist also eine Verbesserung im Vergleich zur Regionalisierung des ersten Entwurfs des NEP2024. Denn nicht nur vorangegangene Orientierungsrechnungen, sondern auch zahlreiche Stellungnahmen im Rahmen der Konsultation haben deutlich gezeigt, dass der im August 2013 genehmigte Szenariorahmen mit der dort vorgenommenen Regionalisierung die Auswirkung der neuen EEG-Novellierung auf die wahrscheinliche Entwicklung der Erzeugungslandschaft in Deutschland und damit den energiewirtschaftlichen Bedarf nicht mehr adäquat abbildet. Im Rahmen kommender Netzentwicklungspläne wird es gelten, die Regionalisierung noch transparenter darzustellen.

Ein Konsultationsteilnehmer trägt vor, dass im Rahmen der Regionalisierung zwar versucht worden sei, eventuelle Entwicklungen in Betracht zu ziehen. Dabei sei aber unbeachtet geblieben, inwieweit sich Eigenenerzeugung und Eigenverbrauch auf die zu erwartenden Lastflüsse auswirken könnten.

Der von dem Konsultationsteilnehmer angesprochene Übergang vom klassischen Verbraucher („consumer“) zum Eigenproduzenten („prosumer“) wird von den Übertragungsnetzbetreibern berücksichtigt. Je höher die regionale Eigenenerzeugung und der regionale Eigenverbrauch sind, desto kleiner ist die Höhe der verbliebenen Last, die vom Übertragungsnetz zu bedienen ist. Im NEP2024 werden die gemäß Szenariorahmen ermittelten Mantelzahlen zur Gesamtlast und zur Erzeugung auf die einzelnen Netzverknüpfungspunkte regionalisiert. Die dort enthaltenen stündlichen Annahmen zur Last und zur EE-Erzeugung werden am Verknüpfungspunkt regional gegenübergestellt. Die verbliebene regionale Last ist dann maßgeblich für den sich einstellenden Lastfluss über das Übertragungsnetz. Dabei bedingt eine hohe Eigenenerzeugung (meist aus PV-Anlagen) in aller Regel einen starken regionalen Energieausgleichsprozess im Verteilnetz und führt so zu einer im NEP2024 berücksichtigten Entlastung des Übertragungsnetzes.

Ein Konsultationsteilnehmer fragt, ob die Bundesnetzagentur sich nach der in Regionalplänen vorgesehenen Nutzung insbesondere der Onshore-Windenergie richte. Gerade in Baden-Württemberg stelle sich die Frage, inwieweit nach Aufhebung der Ausschlusswirkung der regionalplanerisch festgelegten Vorranggebiete für Windenergie gerade auf kommunaler Ebene in Flächennutzungsplänen weitere Flächen für Windenergie dargestellt würden. Falls nur auf die regionalplanerisch ausgewiesene Flächennutzung für erneuerbare Energien abgestellt werde, greife dies ggf. zu kurz mit der Konsequenz, dass Regionalisierungsaspekte unterschätzt würden. Dies habe auch gravierende Auswirkungen für das Szenario B2024*.

Die Bundesnetzagentur hat im letzten Jahr für die Ermittlung des Windenergiepotenzials die in den deutschen Planungsregionen ausgewiesenen Windflächen näher untersucht. Hierfür hat die Bundesnetzagentur mittels einer Abfrage Auskünfte über die Windflächen und die Konkretisierung des Erzeugungspotenzials des Energieträgers Wind innerhalb der regionalen Planungsgebiete der Bundesländer erbeten. Mehrere regionale Planungsbehörden teilten die Kritik des Konsultationsteilnehmers, da große Abfragelücken entstünden, wenn die abschließende Steuerung des Windenergieausbaus nur auf der regionalplanerischer und nicht auch auf kommunaler Ebene erfolge. Diese Betrachtung sei für alle Bundesländer nachteilig, in denen es aktuell Regionen ohne Steuerung der Windenergie in den Regionalplänen gebe. In diesen Ländern (gemäß Abfrage Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Baden-Württemberg und Bayern) sei ein erheblicher Anteil der planerisch für die Windenergienutzung ausgewiesenen Flächen gar nicht erst erfasst.

Die Bundesnetzagentur teilt die Ansicht, dass nur über die Erfassung der kommunalen Planungen ein repräsentatives Bild des Windenergiepotenzials ermittelt werden kann, zumal in einigen Planungsregionen in erheblichem Maße Windkraftanlagen außerhalb der aktuell ausgewiesenen Raumordnungsgebiete errichtet sind. Damit käme ein beachtlicher Anteil der von den regionalen Planungsbehörden ausgewiesenen Flächen gegenwärtig nur eingeschränkt zur Geltung. Aus diesem Grund wurde die Regionalisierung um Erkenntnisse aus den Ausbauprognosen der Verteilernetzbetreiber sowie um eine Berücksichtigung der historischen Entwicklung des Ausbaus ergänzt.

Mehrere Konsultationsteilnehmer beanstanden, dass im Rahmen der Regionalisierung die lokalen Ausbaupotenziale im Bereich erneuerbarer Energien, die realistisch ausgeschöpft werden könnten, nicht ausreichend berücksichtigt seien.

Einige Konsultationsteilnehmer fordern eine gleichmäßigere Energieerzeugung der erneuerbaren Energien in gleichen Teilen und über die Fläche der gesamten Bundesrepublik. Die Regionalisierung solle so einem Nord-Süd-Gefälle entgegenwirken.

Die regionale Zuordnung der zukünftigen Errichtung von Windenergieanlagen beruht auf einer Modellierung, die zunächst die Ausschlusskriterien von Flächen bestimmt. Die verbleibenden Flächen gelten als vorrangig zu bebauende bzw. potenziell erschließbare Flächen. Ob an einem bestimmten Standort Windkraftanlagen zugebaut werden, hängt von einem Mindestertrag, Abwertungsfaktoren (z. B. Wald oder Naturpark) sowie davon ab, ob sich der Standort in vorrangig zu bebauenden oder in potenziell erschließbaren Flächen befindet. Die Regionalisierung von Onshore-Wind ergibt sich aus einer Kurzfristbetrachtung und einer Langfristbetrachtung. Während die kurzfristige Betrachtung die bestmögliche aktuelle Datenlage des Ausbaus von Onshore-Windkraft berücksichtigt, bildet die langfristige Betrachtung die Ausbauziele der Bundesländer und der Bundesregierung ab. Dadurch werden die Ausbaupotenziale ausreichend berücksichtigt und einem Nord-Süd-Gefälle entgegengewirkt.

Mehrere Konsultationsteilnehmer sehen in der Aussage, dass der Windstrom aus dem Norden in die Verbrauchszentren des Südens geleitet werden müsse, eine böswillige Täuschung. Gemäß der Abbildung 12 im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2014 der Übertragungsnetzbetreiber benötige ein nördlicher Teil Deutschlands (von Nordrhein-Westfalen bis Brandenburg) beim Szenario 2024* pro Jahr 287,2 TWh Strom. Der verfügbare Windstrom (onshore und offshore) liege aber nur bei 131,6 TWh. Daraus schließen sie, dass 40% Windstromanteil in Norddeutschland kein Überschuss sei, da ein Überschuss erst bei 100% beginne. Der Norden verbrauche seinen Windstrom offenbar selbst.

Der Vergleich von Jahresgesamtproduktion und Jahresgesamtverbrauch hinkt. Er blendet aus, dass gerade in windstarken, aber verbrauchsschwachen Regionen regelmäßig EE-Strom für die Versorgung anderer Regionen produziert werden könnte, sofern nur ausreichend Übertragungskapazität zur Verfügung stünde. Dass der tatsächlich produzierte Strom in Summe den regionalen Verbrauch unterschreitet, liegt an der durch fehlende Netze bedingten Abregelung der Windkraftanlagen. Sie könnten mehr produzieren, doch reichen die Netze nicht aus, diesen Strom auch aufzunehmen.

Gemäß einem Konsultationsteilnehmer solle im Rahmen der Regionalisierung der EE-Anlagen der Zuwachs an Windkraftanlagen verstärkt im Westen berücksichtigt werden. Daran habe die Entwicklung in Rheinland-Pfalz im besonderen Maße Anteil. Dieses Bundesland habe im Jahr 2013 bereits mit 400 MW Bruttowindzubau an zweiter Stelle im Ländervergleich gelegen. Nach Angaben der Deutschen WindGuard GmbH („Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland“, 2014) seien zum Ende des Jahres 2014 insgesamt rund 1470

Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von rund 2730 MW in Rheinland-Pfalz installiert worden. Im Jahr 2014 seien rund 463 MW bzw. 168 Anlagen neu installiert worden. Im Vergleich der Länder liege Rheinland-Pfalz beim Zubau im Jahr 2014 auf Platz vier hinter den beiden Küstenländern Schleswig-Holstein und Niedersachsen sowie dem Land Brandenburg. Bezogen auf die installierte Leistung liege der Gesamtausbau der rheinland-pfälzischen Windenergie derzeit ca. 13 Prozent über dem Ausbaupfad, wie ihn die Landesregierung in ihren Planungen zugrunde gelegt habe und wie er für die Netzentwicklungspläne wiederholt an die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur mitgeteilt worden sei. Die Diskrepanz zwischen Realität und der bisher angewandten Regionalisierung werde im Szenario A2024 deutlich. Dieses weise für Rheinland-Pfalz nur einen Bruttowindzubau von 700 MW für die nächsten 10 Jahre aus. Auch das Leitszenario B2024 liege mit 1.000 MW Bruttowindzubau für die nächsten 10 Jahre nur geringfügig darüber. Diese „Zielwerte“ seien seit der Genehmigung des Szenariorahmens für den NEP2024 im Dezember 2013 insoweit schon überschritten bzw. fast erreicht. Ob im überarbeiteten Szenario B2024* die durch die bezeichneten Fehlprognosen bedingten Auswirkungen vollständig korrigiert werden könnten, lasse sich anhand des Netzentwicklungsplans nicht beurteilen. Festzuhalten sei, dass es noch immer deutlichen Verbesserungsbedarf bei der Regionalisierung der Windenergie gebe. Zu empfehlen sei auf jeden Fall, dass die Bundesnetzagentur weitere Anstrengungen unternehme, um die Belastbarkeit der Regionalisierung jedenfalls im Hinblick auf den NEP2025 und das daraus resultierende neue Bundesbedarfsplangesetz weiter zu erhöhen.

Ausgehend von einem Bestand Ende 2014 von 2,7 GW wird für Rheinland-Pfalz eine Gesamtkapazität in A2024 von 3,0 GW und in B2024 von 4,5 GW prognostiziert. Die regionale Zubauprognose dürfte also für A2024 wohl zu niedrig sein. Diese Einschätzung gilt allerdings nicht für B2024. Hier wird vorgetragen, dass bei einem letztjährig erfolgten Bruttozubau von 0,46 GW auch dieses Szenario zu niedrig sei. Die Regionalisierung B2024 geht zwar von einem etwa nur halb so hohen Zubau aus. Das lässt sich aber nach Ansicht der Bundesnetzagentur mit Vorzieheffekten und dem noch nicht wirkenden „atmenden Deckel“ bezüglich der reformierten EEG-Vergütung begründen. Darüber hinaus dürfte das geplante gesetzliche Ausschreibungsverfahren für Onshore-Wind auch in Rheinland-Pfalz eine „dämpfende“ Wirkung haben.

Ein Konsultationsteilnehmer fordert, die Verteilnetzbetreiber bei der Erstellung der Regionalisierung der erneuerbaren Energien besser einzubinden. Zwar erläutere die Bundesnetzagentur, dass die den Verteilnetzbetreibern vorliegende Netzanschlussanträge für die Regionalisierung der EE-Anlagen und damit letztendlich zur konkreten Beurteilung der Transportaufgabe ausgewertet würden. Dann treffe die Bundesnetzagentur aber die widersprüchliche Aussage, dass eine detaillierte Betrachtung der Verteilnetze nur in Einzelfällen erforderlich sei.

Aufgabe des Netzentwicklungsplans ist, den Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes zu bestimmen und nicht den Ausbaubedarf in den Verteilernetzen. Für die Verteilnetzbetreiber gilt – unabhängig von der Erstellung des Netzentwicklungsplans – die gesetzliche Regelung des § 14 Abs. 1a EnWG. Demnach haben die Verteilnetzbetreiber auf Verlangen der Bundesnetzagentur innerhalb von zwei Monaten einen Bericht über den Netzzustand und die Netzausbauplanung zu erstellen und ihr diesen vorzulegen. Der Bericht zur Netzausbauplanung hat dann auch konkrete Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes und den geplanten Beginn und das geplante Ende der Maßnahmen zu enthalten.

Seitens der Öffentlichkeit wurde in der Vergangenheit und in den Stellungnahmen der Konsultationen eine verstärkte Einbindung der Verteilnetzbetreiber zur Bestimmung der Prognosen des Zubaus der erneuerbaren Energien gefordert, da Windparks nur äußerst selten und PV-Anlagen niemals direkt auf Höchstspannungsebene

angeschlossen werden. Auch die Bundesnetzagentur hält einen derartigen Ansatz für zielführend und hat für die Erstellung der letzten zwei Szenariorahmen, die die Grundlage des Netzentwicklungsplans bilden, jeweils eine Abfrage auf Verteilnetzbetreiberebene hinsichtlich des Energieträgers Onshore-Wind durchgeführt. Diese Ergebnisse flossen ebenso in die Annahmen zur Erstellung des NEP2024 ein, wie die Erkenntnisse, die die Übertragungsnetzbetreiber in Rücksprache mit den jeweiligen Verteilernetzbetreibern gewonnen haben.

Für einen weiteren Konsultationsteilnehmer ist es nicht nachvollziehbar, warum bei der regionalen Verteilung der konventionellen Gaskraftwerke gerade für Bayern in den Szenarien B2024 und C2024 im Vergleich zu Szenario A2024 eine geringere Stromerzeugung in Gaskraftwerken angesetzt werde. Die vorhandenen Kraftwerkskapazitäten ließen viel eher vermuten, dass die mögliche Stromerzeugung in Gaskraftwerken in Bayern ein Vielfaches der in den Szenarien angenommenen Mengen betragen könnte.

Die Stromerzeugung aus konventionellen Gaskraftwerken ist das Ergebnis des Verhaltens der Akteure auf dem europäischen Strommarkt. Dort spielt es keine Rolle, aus welchem Land oder aus welcher Region der einkaufende Stromhändler die Energie für seine Kunden bezieht. Die geringe Auslastung bestimmter Kraftwerke hat also weniger mit ihrem geographischen Standort zu tun, sondern vielmehr mit ihren Grenzkosten, zu denen sie die Energie anbieten können. Wird also die nachgefragte Energiemenge aus günstigen EE-Anlagen und den günstigeren Kohlekraftwerken bedient, kommen Gaskraftwerke – unabhängig von ihrem Standort – nicht zum Zuge und stehen still.

Die im Vergleich zu den Szenarien B2025 und C2024 geringere Erzeugung aus Gaskraftwerken erklärt sich aus den in Szenario A2024 angenommenen höheren Kohlekraftwerkskapazitäten. Die Kohlekraftwerke bedienen in A2024 auf Grund der angenommenen installierten Leistung und ihres Preisvorteils häufiger die Residuallast als in den anderen Szenarien. Für Gaskraftwerke verbleibt in Szenario A2024 demnach weniger häufig eine Residuallast, deshalb produzieren auch sie weniger Energie. In Szenario C2024 fällt die Produktion aus Gaskraftwerken geringer aus, als in Szenario B2024. Dies ist auf die vergleichsweise hohe Erzeugung von erneuerbarer Energie in Szenario C2024 zurückzuführen. Der Einspeisevorrang der günstigeren EE-Erzeuger führt in Szenario C2024 zu einer kleineren Residuallast als in Szenario B2024.

Einige Konsultationsteilnehmer vertreten die Ansicht, im Rahmen der Regionalisierung müsse der Ausbau der Windenergie in Bayern besser berücksichtigt werden. Moderne Windkraftanlagen könnten auch in Bayern Strom erzeugen und nicht nur in Norddeutschland. Dadurch könne das Ausmaß des für notwendig erachteten Netzausbaus von Nord nach Süd erheblich reduziert werden.

Die Bundesnetzagentur ist der Ansicht, dass der Ausbau von Windkraft in Bayern ausreichend berücksichtigt worden ist. Insbesondere die sogenannte „10H“-Regelung dürfte zukünftig zu einer noch zurückhaltenderen Einschätzung des regionalen Ausbaus in Bayern beitragen. Bei dieser Regelung handelt es sich um die Einführung eines Mindestabstandes von Windenergieanlagen zur Wohnbebauung, nach der Windenergieanlagen nur noch dann privilegiert im Außenbereich zulässig sind, wenn sie einen Mindestabstand vom Zehnfachen ihrer Nabenhöhe zu Wohngebäuden einhalten. Ein Unterschreiten dieses gesetzlichen Mindestabstandes ist nur noch möglich, wenn für den Windpark ein Bebauungsplan besteht, der geringere Abstände festsetzt. Hier muss die zukünftige Entwicklung in Bayern abgewartet werden.

C Marktmodellierung

Nach der regionalen Zuordnung von Erzeugung und Verbrauch auf einzelne Netzknoten des Übertragungsnetzes wird das Modell um eine zeitliche Dimension erweitert, indem Stromangebot und -nachfrage für jede einzelne Stunde des betrachteten Zieljahres (2024) unter den gegebenen Marktbedingungen durchgespielt werden.

So wird für jede einzelne Stunde des Zieljahres prognostiziert, wie Erzeuger zur Befriedigung der prognostizierten Nachfrage in das Stromnetz einspeisen. Die Nachfrage ergibt sich dabei aus historischen Lastprofilen, in diesem Fall des Jahres 2011, in Kombination mit der im Szenariorahmen festgelegten Jahreshöchstlast von 84 GW und dem Nettostrombedarf von 535,4 TWh. Die entsprechenden Werte für das Ausland sind dem „Scenario Outlook & Adequacy Forecast“ (SOAF) von ENTSO-E des Jahres 2013 entnommen.

Die Stromnachfrage kann theoretisch im Marktmodell selbst 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 es führt in Zeiten mit niedrigen Strompreisen zu einer höheren Nachfrage und umgekehrt bei höheren Strompreisen zu einer niedrigeren Nachfrage. Bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien sind die Strompreise üblicherweise niedrig. Somit 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, bei gleichzeitiger geringer EE-Einspeisung und überwiegender Deckung der Nachfrage durch konventionelle Kraftwerke, findet kein Netzausbau statt.

In der Marktsimulation muss zwischen den diversen Anlagenarten unterschieden werden. Die bedeutsamsten regenerativen Energien Photovoltaik und Windkraft speisen bei entsprechendem Wetter praktisch immer ein, da ihre Betriebskosten für die Stromproduktion nahe Null liegen. Um deren Einspeisung zu modellieren wird ein historisches Wetterjahr hinterlegt, momentan das Jahr 2011. Dieses Wetterjahr bietet mit weniger Extrema eine ausgewogenere Struktur als die bisher verwendeten Wetterjahre. 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. Mit der Berücksichtigung von kleinen KWK-Anlagen (weniger als 10 MW Leistung) in Höhe von insgesamt 3,5 GW in den Szenarien A2024, B2024* und C2024 bzw. 3,8 GW im Szenario B2034 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 Stillstandszeiten, die Mindestlaufzeiten und weitere technische Restriktionen der Kraftwerke.

Wie Verteilnetze in das Übertragungsnetz einspeisen bzw. welche Leistung sie diesem entnehmen, wird bei der Modellierung ermittelt, indem man die Verteilnetze an deren jeweiligen Netzknoten dem Übertragungsnetz zuordnet. 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, welche 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. Dazu bietet sich eine Orientierung am SOAF an. Dabei werden die Exporte jedoch durch die jeweils zu den Nachbarländern bestehenden Netzkuppelkapazitäten („Net Transfer Capacities“, NTC), welche die maximal mögliche Übertragungskapazität definieren, begrenzt. Praktisch heißt dies, dass hier der mit dem benachbarten Ausland mögliche oder zu ermöglichende Stromaustausch die Grenzen des Exports und damit die Ergebnisse der Marktmodellierung bestimmt.

Mit umgekehrten Vorzeichen gilt Entsprechendes für den Stromimport. Das Marktmodell geht davon aus, dass in Deutschland benötigter Strom im Ausland produziert und nach Deutschland importiert wird, wenn er im Ausland billiger als in Deutschland hergestellt werden kann. Das hilft Deutschland insbesondere in laststarken aber windschwachen Zeiten. Auch diese Transportnachfrage wird in der Marktmodellierung maximal bis zu den international vereinbarten Werten der grenzüberschreitenden Transportkapazitäten berücksichtigt.

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. Auch dezentrale, lastnahe Erzeugung ist in der Marktmodellierung abgebildet, und zwar über den real zu erwartenden Zubau erneuerbarer Energien und deren Standortprognose im Rahmen der Regionalisierung.

Das Ergebnis der Marktsimulation ist ein stunden- und netzknotenscharfes Modell, an welchen Orten im Jahre 2024 zu welchen Zeitpunkten wie viel Strom produziert und verbraucht bzw. importiert oder exportiert wird. Damit ist die vom Netz zu bewältigende Transportaufgabe beschrieben, und zwar für alle 8760 Stunden eines simulierten Jahres 2024 bzw. 2034.

Um die Ergebnisse der Marktmodellierung der Übertragungsnetzbetreiber bewerten zu können, hat der von der Bundesnetzagentur beauftragte Gutachter ein entsprechendes Marktmodell mit weitestgehend identischen Eingangsparametern gerechnet. Die Ergebnisse sind im Vergleich zum ursprünglichen Szenario B2024 aus dem ersten Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber sowie dem neuen Szenario B2024* aus dem überarbeiteten Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber in der folgenden Abbildung dargestellt (dabei ist der Export mit negativem Vorzeichen versehen, weil er wie z. B. auch die Speicherung von Energie in einem Pumpspeicherkraftwerk wie Verbrauch wirkt).

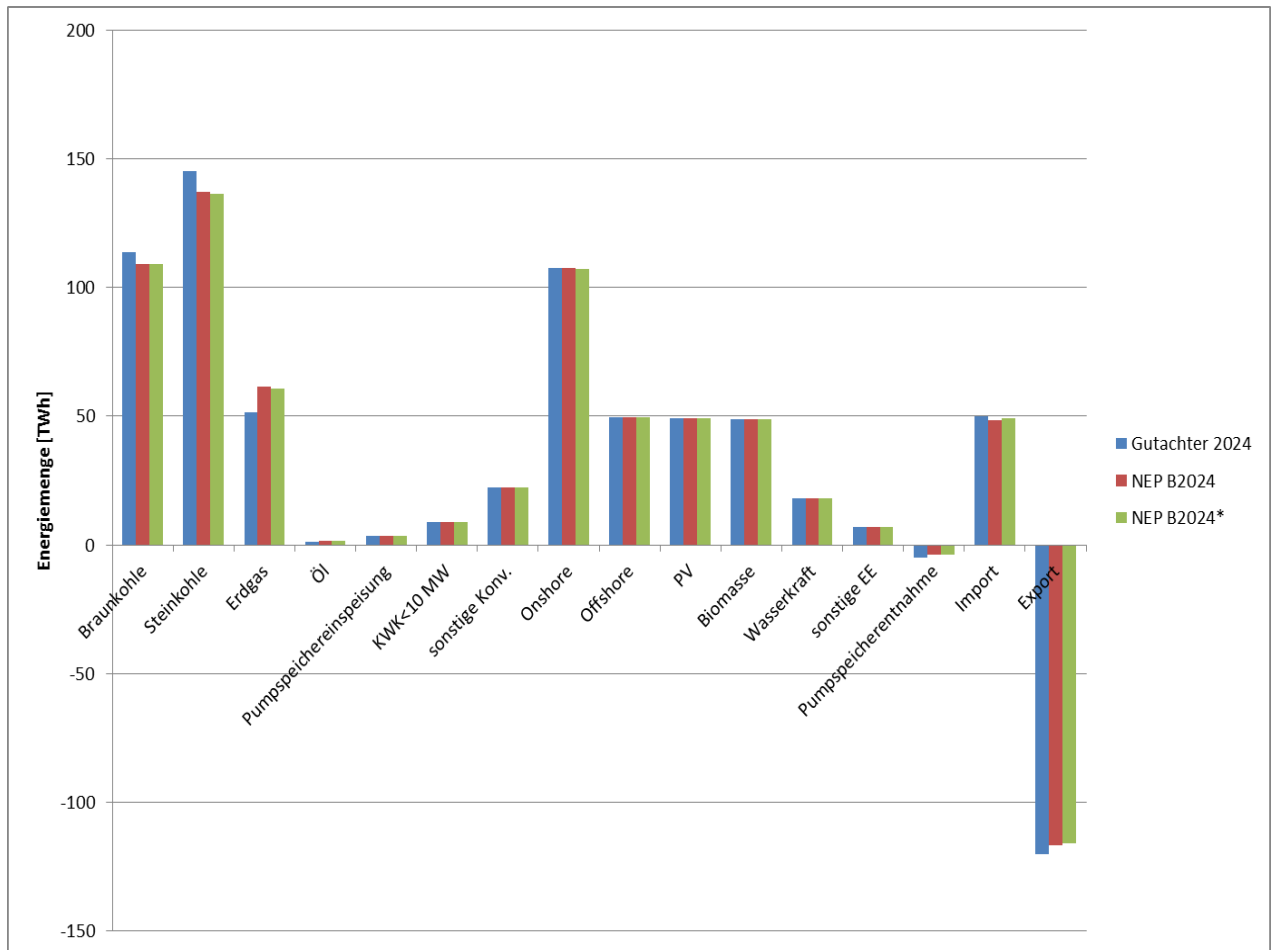


Abbildung: Prognostizierte gehandelte Energiemengen für das Jahr 2024

Da die Einspeisezeitreihen der erneuerbaren Energien aus dem Szenario B2024 nach einer Plausibilisierung vom Gutachter übernommen wurden, sind auch die erzeugten Energiemengen in beiden Modellen identisch. Bei den verbleibenden konventionellen Kraftwerken sowie beim Im- und Export zeigt sich eine weitestgehende Übereinstimmung zwischen dem Marktmodell des Gutachters und der ursprünglichen Modellierung B2024. Damit kann das Marktmodell der Übertragungsnetzbetreiber prinzipiell als sachgerecht und valide gelten. Da der Unterschied zwischen den Szenarien B2024 und B2024* der Übertragungsnetzbetreiber lediglich in der Regionalisierung der erneuerbaren Energien besteht, ist der Einfluss auf das Marktmodell selbst nur gering. Der Einfluss auf die Netzauslastung ist durch die geänderte Regionalisierung deutlich größer. Durch die veränderten Standorte und das angenommene regional unterschiedliche Wetter verändert sich die Einspeisung aus Erneuerbaren leicht, was als Eingangsgröße des Marktmodells ebenso den Einsatz der konventionellen Kraftwerke bzw. Im- und Export leicht beeinflusst. Aufgrund der kleinen Effekte wurde darauf verzichtet, das Gutachter-Modell noch einmal mit der geänderten Erneuerbaren-Einspeisung zu rechnen. Dies wurde dann lediglich im Gutachter-Szenario „SensiO“ (vgl. Abschnitt II E 3.3) aktualisiert.

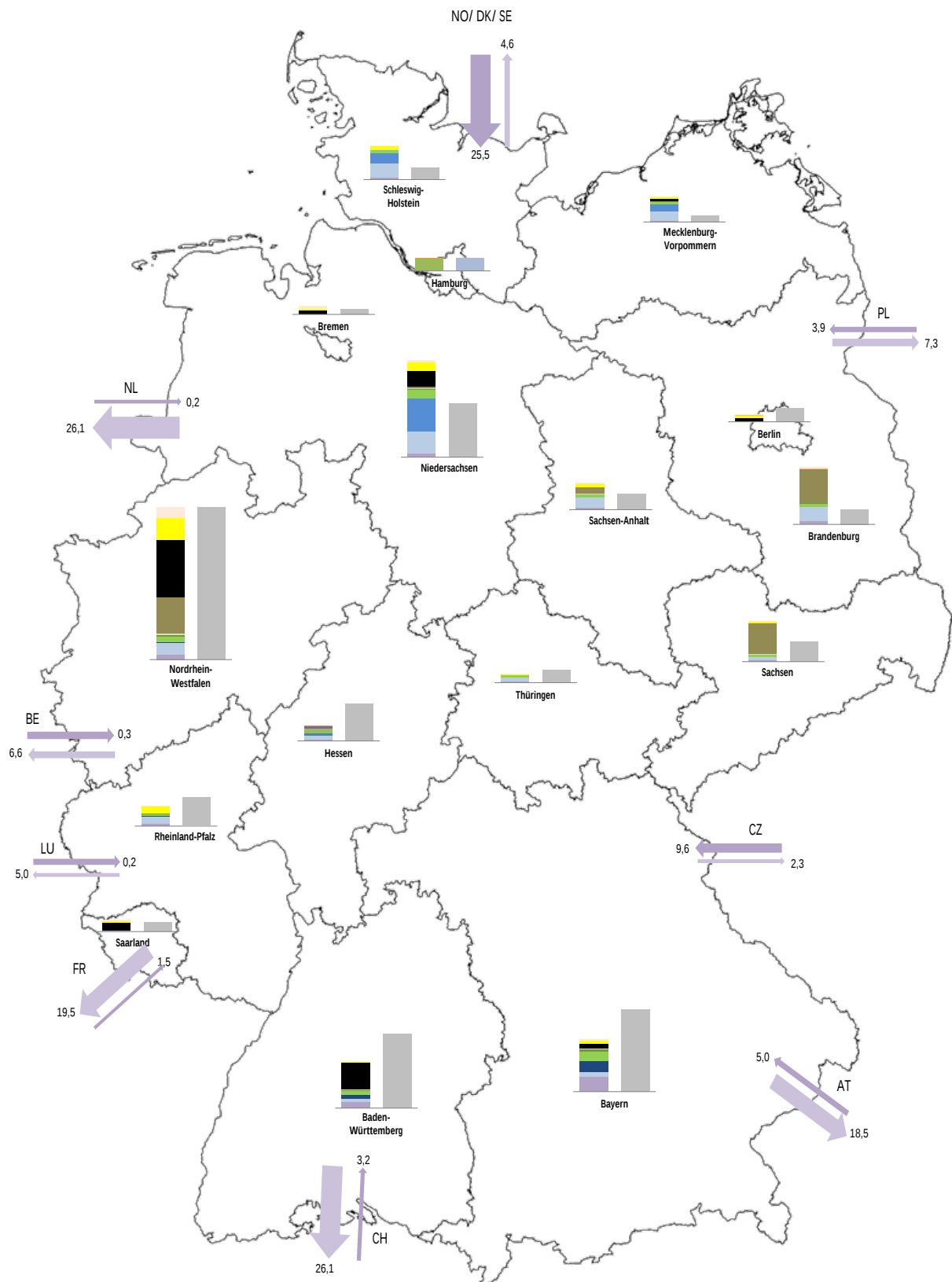


Abbildung: Ergebnisse der Marksimulation (Jahresenergiemengen) für das Szenario B2024*, Erzeugung und Verbrauch nach Bundesländern, einschließlich Austausch mit dem Ausland. Die farblich dargestellten Beiträge einzelner Erzeugungsarten (linker Balken) sowie die grau dargestellte Verbrauchslast inklusive Netzverluste (rechter Balken) sind in der nachfolgenden Tabelle detailliert in TWh aufgeschlüsselt.

Die Zahlen enthalten auch die sich aus der Simulation ergebenden gehandelten Jahresenergiemengen zwischen Deutschland und dem umgebenden Ausland (Importe und Exporte).

Angaben in TWh	PV	Wind Onshore	Wind Offshore	Wasser	Biomasse	sonstige Erneuerbare	KWK-BHKW	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	sonstige Konventionelle	Pumpspeicher Saldo	Last
Baden-Württemberg	6,2	3,2	0,0	3,8	4,5	0,3	1,0	0,0	26,5	0,8	0,1	0,5	-0,2	73,6
Bayern	15,0	4,2	0,0	10,7	9,7	1,8	1,2	0,0	4,4	3,4	0,0	1,2	-0,1	80,8
Berlin	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	3,5	2,6	0,2	0,2	0,0	13,5
Brandenburg	3,7	14,0	0,0	0,0	3,1	0,5	0,5	33,3	0,0	0,7	0,3	1,2	0,0	15,1
Bremen	0,1	0,4	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	3,3	2,0	0,0	2,6	0,0	5,0
Hamburg	0,0	0,2	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	0,0	11,6	0,2	0,1	0,1	0,0	12,8
Hessen	2,1	3,2	0,0	0,4	1,7	0,2	0,7	0,2	4,1	2,3	0,0	0,7	-0,1	38,3
Mecklenburg-Vorpommern	1,6	9,3	6,6	0,0	3,1	0,4	0,2	0,0	2,9	0,8	0,0	0,1	0,0	6,5
Niedersachsen	4,4	21,4	33,1	0,3	9,0	0,7	1,0	1,6	15,1	8,5	0,0	1,8	-0,1	53,7
Nordrhein-Westfalen	4,9	12,3	0,0	0,9	5,3	1,5	1,6	36,5	57,2	22,0	0,5	10,4	-0,1	152,6
Rheinland-Pfalz	2,4	7,1	0,0	1,0	1,4	0,6	0,5	0,0	0,0	6,8	0,0	0,3	-0,1	28,6
Saarland	0,5	0,4	0,0	0,1	0,1	0,3	0,1	0,0	7,2	2,2	0,0	1,0	0,0	9,2
Sachsen	2,0	2,6	0,0	0,4	2,1	0,1	0,6	30,7	0,0	1,8	0,0	0,1	0,0	20,3
Sachsen-Anhalt	2,4	9,9	0,0	0,1	3,2	0,2	0,4	6,6	0,0	2,7	0,3	1,4	0,0	15,8
Schleswig-Holstein	2,1	14,6	9,8	0,0	2,9	0,3	0,3	0,0	0,7	3,0	0,0	0,6	0,0	12,2
Thüringen	1,3	4,4	0,0	0,1	1,9	0,0	0,4	0,0	0,0	0,8	0,0	0,1	-0,1	12,6
Summe	49,0	107,1	49,5	17,9	48,8	6,8	9,0	108,9	136,4	60,7	1,4	22,4	-0,8	550,6

Der Befund verdeutlicht, dass insbesondere die südlichen Bundesländer weniger Energie erzeugen, als sie benötigen, und ihren Bedarf gemäß geltender Marktregeln über Importe aus anderen Bundesländern oder ggfs. dem Ausland decken müssen. Baden-Württemberg, Bayern und Hessen importieren zusammen ca. 79 TWh Energie. Positive Energiesalden weisen demgegenüber insbesondere 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.

Mit den Ergebnissen der Marktsimulation wird anschließend in Netzsimulationen ermittelt, ob z. B. das Startnetz die zu erwartenden Transportaufgaben bewältigen könnte. Für jede Stunde im Jahr können die physikalischen Flüsse ermittelt werden, die aus der Marktsimulation folgen. Die sich für das Szenario B2024* ergebenden Jahresenergiesalden, die zwischen einzelnen Regionen in Deutschland transportiert werden, sind in der folgenden Abbildung dargestellt. Die Bildung der Regionen dient nur der Darstellung, das hinterlegte Netzmodell enthält jedoch detailliert jeden Knoten und jede Leitung des Übertragungsnetzes.

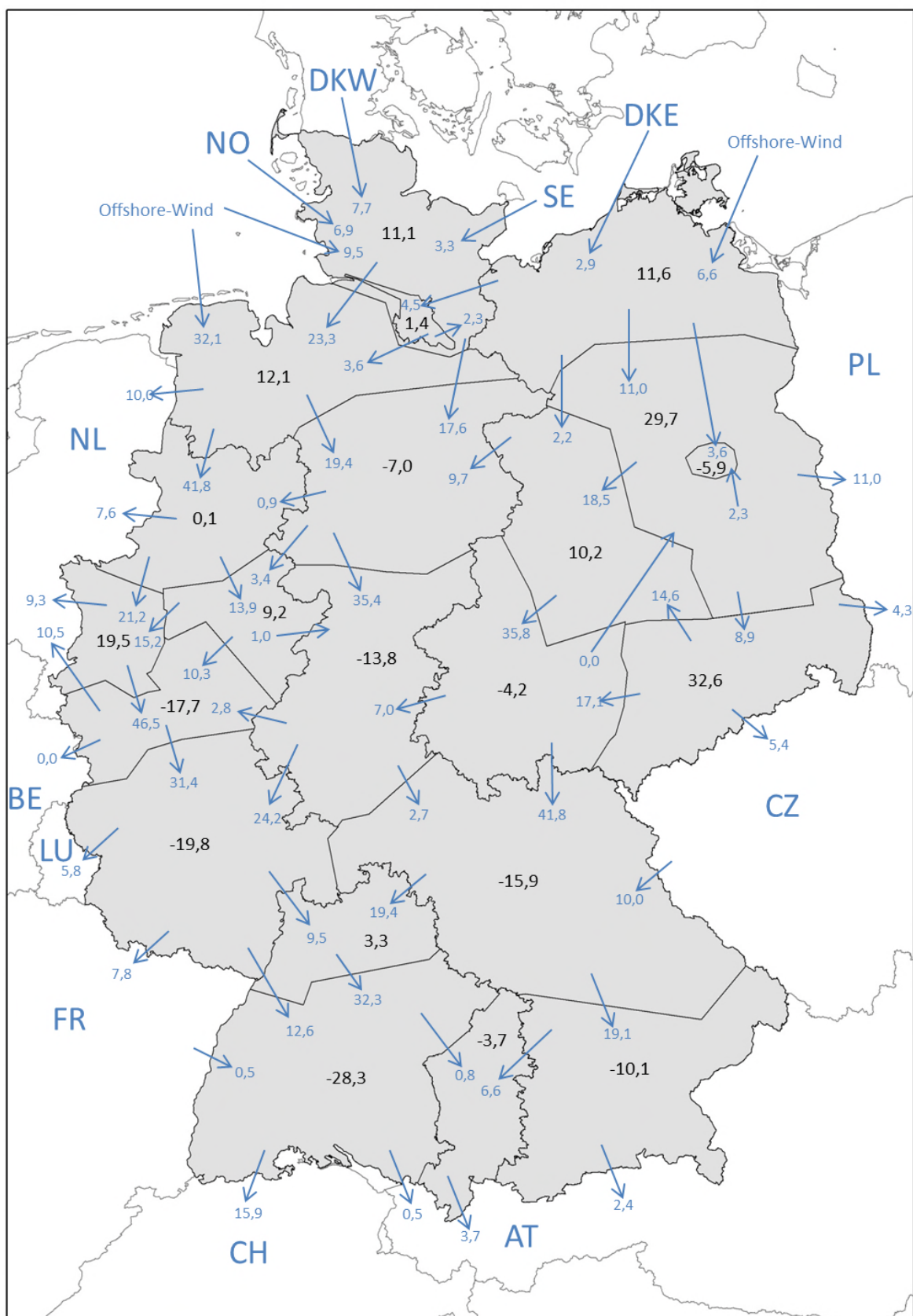


Abbildung: Physikalischer Energietransport (Energiesalden) für das Szenario B2024* in TWh

Die Pfeile zeigen, in welche Richtung der Strom über das Jahr gesehen hauptsächlich fließt. Die blaue Zahl an jedem Pfeil gibt dabei an, wie groß der Saldo zwischen den zwei Regionen ist, wie viel Strom also in Pfeilrichtung mehr fließt als gegen die Pfeilrichtung. Die schwarze Zahl in jeder Region gibt an, wie groß der Überschuss in der jeweiligen Region ist. Negative Werte bedeuten dabei, dass im Jahr in der Region mehr Strom verbraucht als erzeugt wird.

Es wird deutlich, dass der im Szenario B2024* benötigte Energietransport in der Realität nicht vom Startnetz bewältigt werden könnte. Bei den Simulationen ergeben sich massive, deutschlandweite Überlastungen des Netzes. Betroffen sind insbesondere Nord-Süd-Leitungen. Diese Überlastungen treten wohlgerne nicht nur in wenigen Stunden auf, sondern teilweise in der Hälfte aller Stunden im Jahr. Die jeweilige Häufigkeit von (n-1)-Verletzungen, die sich im Szenario B2024* im Startnetz ergäben, ist in der folgenden Abbildung farblich abgestuft dargestellt.

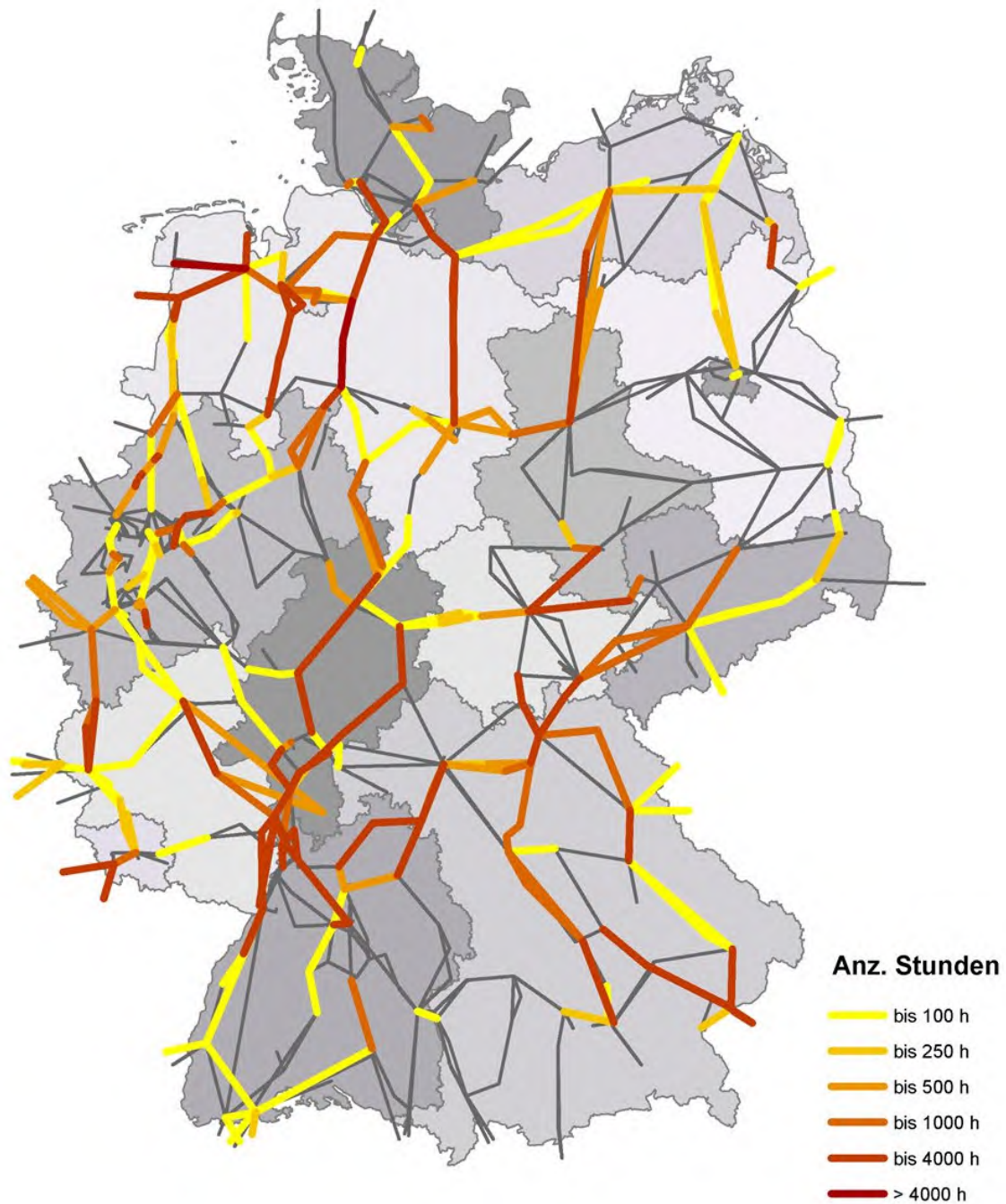


Abbildung: auftretende (n-1)-Verletzungen im Startnetz für das Szenario B2024*

Konsultation (mit Exkurs: Strommarkt)

Marktregeln – Gesetzlicher Rahmen

Viele Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass im Marktmodell die heute gültigen (gesetzlichen) Regeln für den Strommarkt abgebildet werden und nicht mögliche zukünftige Veränderungen im Marktdesign. Dagegen begrüßt ein Konsultationsteilnehmer, dass die Bundesnetzagentur in zusätzlichen Marktmodellierungen aktuelle (politische) Entwicklungen in die Bestätigung einfließen lässt. Ein weiterer Stellungnehmer begrüßt die Berücksichtigung der Klimaschutzziele im Szenariorahmen zum NEP2025.

Sowohl die Übertragungsnetzbetreiber bei der Erstellung des Netzentwicklungsplanes als auch die Bundesnetzagentur bei dessen Bestätigung sind an geltende Gesetze gebunden und können nicht beliebige Marktregeln zu Grund legen, um wie auch immer geartete Ergebnisse zu erzielen. Dazu bedürfte es politischer und gesetzgeberischer Weichenstellungen, die nicht im Ermessen der Übertragungsnetzbetreiber oder der Bundesnetzagentur liegen. Nichtsdestotrotz beobachtet die Bundesnetzagentur die aktuellen politischen Entwicklungen und antizipiert mögliche Ergebnisse, sofern diese hinreichend verlässlich absehbar sind. Sofern sich diese hinreichend verfestigen, sucht sie nach Wegen, sie im Rahmen geltenden Rechts angemessen zu berücksichtigen. Dies kann je nach Art und Konkretheit der Entwicklung zum Beispiel in Sensitivitäten erfolgen und als zusätzlicher Aspekt in die Bestätigung einfließen. Allerdings setzt das hinreichend konkretisierte, klar absehbare Entwicklungen voraus und kann keine beliebigen denkbaren Entwicklungen innerhalb der nächsten 10 bis 20 Jahre berücksichtigen, so wünschenswert diese auch erscheinen mögen.

Eingangsgrößen

Einige Konsultationsteilnehmer kritisieren die im Marktmodell betrachteten Grenzkosten der verschiedenen Energieträger. So sollten z. B. zusätzlich zu den Grenzkosten der Braunkohle auch die Netzausbaukosten und die verursachten Umweltschäden mit berücksichtigt werden. Zudem flößen steigende CO₂-Zertifikatspreise nicht in das Marktmodell ein. Daneben wird von einigen Konsultationsteilnehmern die Einführung einer zusätzlichen Kohle-Abgabe gefordert. Zusätzlich wird kritisiert, dass die Entfernung zwischen Erzeuger und Verbraucher nicht im Marktmodell betrachtet wird, obwohl durch große Entfernungen auch Kosten entstehen.

Die betrachteten Grenzkosten im Marktmodell der Übertragungsnetzbetreiber und im Marktmodell der Gutachter basieren auf den Empfehlungen zu den Brennstoffkosten im Szenariorahmen, welche wiederum auf dem World Energy Outlook basieren. Diese Brennstoffkosten werden von der Bundesnetzagentur weiterhin als angemessen angesehen. Zukünftig steigende CO₂-Preise sind durch den Szenariorahmen abgebildet und damit auch im Marktmodell berücksichtigt. Jegliche weiteren genannten Kostenaufschläge entsprechen nicht den geltenden Gesetzen bzw. Marktregeln und können dementsprechend nicht berücksichtigt werden.

Ein Stellungnehmer regt an, das im Marktmodell verwendete Wetterjahr regelmäßig zu überprüfen und gegebenenfalls fortzuschreiben. Andere Konsultationsteilnehmer vermissen eine Erläuterung, warum gerade das Wetterjahr 2011 verwendet wurde. Darüber hinaus wird kritisiert, dass überhaupt ein historisches Wetterjahr verwendet wurde, obwohl sich durch den Klimawandel das Wetter in Zukunft ändern werde. Gleichzeitig lehnen sie jedoch Wetterprognosen ab, da diese allerhöchstens für einen Zeitraum von wenigen Tagen verlässlich seien. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer lobt zwar das Marktmodell, bemängelt jedoch, dass nur ein Wetterjahr zugrunde gelegt wurde und nicht mehrere.

Um Einspeisezeitreihen der erneuerbaren Energien zu erzeugen, muss zwingend eine Annahme über das auftretende Wetter in den 8760 Stunden des modellierten Jahres getroffen werden. Ohne eine solche Annahme kann man schlichtweg nicht prognostizieren, welche Windenergie- bzw. Photovoltaikanlage wann wieviel Strom produziert. Je nach verwendetem Modell wird auch (teilweise) die KWK-Stromerzeugung über den Wärmebedarf modelliert, dieser ist ebenfalls wetterabhängig. Da sich das Wetter, das in 10 bzw. 20 Jahren herrschen wird, nicht vorhersagen lässt, muss entweder ein historisches Wetterjahr verwendet werden, oder aber ein „künstlich“ modelliertes. So wäre es denkbar, aus mehreren historischen Jahren ein „Durchschnittsjahr“ zu berechnen. Neben rein praktischen Bedenken, wie denn diese Durchschnittsbildung aussehen sollte, sieht die Bundesnetzagentur jedoch keinen Vorteil in einem solchen Vorgehen. Vielmehr bestünde dabei die Gefahr, dass in einem solchen „Durchschnittsjahr“ überhaupt keine Extremsituationen mehr auftreten würden und das Stromnetz im Ergebnis damit unterdimensioniert würde. Andererseits ist sich die Bundesnetzagentur im Klaren darüber, dass ein extremes Wetterjahr möglicherweise den Netzausbaubedarf überschätzt. Insofern muss die Auswahl des Wetterjahres sorgfältig geschehen. Dem sind die Übertragungsnetzbetreiber insofern nachgekommen, als sie nunmehr das Wetterjahr 2011 für die Modellierung verwenden, anstatt wie zuvor das Wetterjahr 2007. Dieses Wetterjahr ist ausgewogener und hat im Verlauf weniger Extrema als das bisher verwendete Wetterjahr 2007.

Import/Export

Viele Konsultationsteilnehmer sind der Meinung, dass der Stromexport zu hoch ist und dadurch unnötigen Netzausbau verursacht. Außerdem könne beim Import von Strom nicht verhindert werden, dass Atom- oder Kohlestrom aus dem Ausland importiert wird. Dieser würde dann inländische Gaskraftwerke vom Markt verdrängen. Andererseits sehen andere Konsultationsteilnehmer das Verdrängen von Gaskraftwerken vom Markt als Zeichen, dass es keine Versorgungsengpässe gibt. Wieder andere sind der Meinung, dass Importe aus Österreich und der Schweiz nicht ausreichend berücksichtigt werden, um die Versorgungsengpässe zu beheben. Einige Konsultationsteilnehmer bezweifeln, dass ein Aufteilen der einheitlichen deutschen Preiszone zu unterschiedlichen Strompreisen führen kann.

Deutschland ist im europäischen Strommarkt integriert und kann nicht als Insel komplett losgelöst betrachtet werden. Vielmehr ist der EU-weite Energiehandel Teil des europäischen Binnenmarkts und soll gemäß geltendem EU-Recht in Zukunft weiter intensiviert werden. Dies ist kein Selbstzweck und keine Förderung von Händlern oder Produzenten, sondern dient in erster Linie den Verbrauchern und der Versorgungssicherheit. Neben praktischen Gründen, dass z. B. bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien und geringer Last die Verbraucher im Ausland den Strom abnehmen können und EE-Anlagen nicht abgeregelt werden müssen, profitiert jedes Land durch eine größere Versorgungssicherheit. Würde jedes Land für sich selbst autark sein wollen, müsste auch jedes Land eine deutlich größere Menge an gesicherter Leistung vorhalten. Daneben ergeben sich für Stromverbraucher niedrigere Strompreise, da an einem größeren Markt mehr Anbieter konkurrieren. Selbstverständlich darf der Stromhandel nicht komplett unbegrenzt stattfinden und damit unter Umständen zu riesigem Netzausbaubedarf führen. Dies wird sowohl im Marktmodell als auch in der Realität durch die Begrenzung der Handelskapazitäten (NTC) zwischen den einzelnen Ländern bzw. Marktgebieten erreicht. Diese NTC-Werte werden international zwischen den Übertragungsnetzbetreibern abgestimmt und im TYNDP konsultiert und veröffentlicht. Daneben fanden sie in der täglichen Netzsteuerung Anwendung. Inzwischen wird in der täglichen Praxis der Ansatz von NTC-Werten zunehmend durch ein moderneres technisch-organisatorisches Konzept, dem lastflussbasierten Market Coupling, abgelöst. Am grundsätzlichen Ansatz, den Stromhandel nicht unbegrenzt, sondern nur in bestimmten Größenordnungen zuzulassen, hat sich damit aber nichts geändert.

Im Rahmen dieses internationalen Stromhandels ist es nicht möglich, zwischen „guten“ und „schlechten“ Stromimporten bzw. -exporten zu unterscheiden. Deutschland kann nicht auf der einen Seite Stromimporte immer dann akzeptieren, wenn es zum eigenen Vorteil ist, und in allen anderen Fällen diesen blockieren. Genauso wenig kann Deutschland den Stromexport nur dann zulassen, wenn es gerade opportun erscheint oder nur „grüner“ Strom exportiert werden soll. Genauso wenig kann Deutschland in den Strommix der Nachbarstaaten eingreifen.

Das Verdrängen von Gaskraftwerken vom Markt aufgrund der hohen Grenzkosten von Gas im Vergleich zu anderen Energieträgern ist ein Zeichen dafür, dass (international) genügend Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen und somit eigentlich die Versorgungssicherheit gewährleistet wäre. Wenn jedoch aufgrund der regional unterschiedlichen Erzeugungsstrukturen diese verbleibenden Erzeugungskapazitäten nicht in der Nähe der Lastzentren sind, muss der Strom über das Stromnetz transportiert werden. Reicht das Stromnetz dafür nicht mehr aus, so ist damit indirekt auch die Versorgungssicherheit betroffen.

Mögliche Importe aus der Schweiz und aus Österreich, um die Versorgungssicherheit in Süddeutschland zu gewährleisten, sind vollständig im Marktmodell berücksichtigt. Genauso wie der Export nach Österreich im Marktmodell (und in der Realität) erlaubt ist, ist auch der Import zulässig. Aufgrund des Kraftwerksparks in der Schweiz und in Österreich und den damit verbundenen (in der Regel) höheren Stromerzeugungskosten treten diese Importe jedoch so gut wie nie auf. Auch hier ist es nicht Aufgabe des Strommarkts, z. B. teureren „guten“ Strom aus der Schweiz und Österreich gegenüber dem günstigeren „schlechten“ Strom aus Deutschland bzw. anderen Nachbarländern zu bevorzugen.

Ein Aufteilen Deutschlands in mehrere Preiszonen wird im Netzentwicklungsplan als mögliche Konsequenz eines ausbleibenden Netzausbaus genannt, jedoch nicht weiter mit seinen Konsequenzen thematisiert. Eine solche Aufteilung ist von Seiten der Bundesnetzagentur weder gewünscht noch wird sie aktiv verfolgt. Sollte es jedoch trotz allem dazu kommen, wären unterschiedliche Strompreise in den Preiszonen die logische Konsequenz, allein schon aufgrund der unterschiedlichen Erzeugungsstruktur im Norden und Süden Deutschlands (eher günstig im Norden, eher teuer im Süden). Abgesehen davon würde es bei identischer Preisbildung im Norden und Süden ja gar nicht erst zu den hohen Nord-Süd Transporten kommen und es gäbe somit überhaupt keinen Grund für eine solche Aufteilung der Preiszonen.

Modell

Einige Stellungnehmer bemängeln, dass bei der Marktmodellierung und damit bei der Bedarfsermittlung von der Erzeugung und nicht vom Verbrauch ausgegangen werde. Weitere Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass im Marktmodell nur der Stromsektor behandelt wird, jedoch nicht der Mobilitäts- und Wärmesektor. Ebenso würden mögliche soziale Probleme nicht im Marktmodell berücksichtigt.

Ein Konsultationsteilnehmer bemängelt die Verwendung eines Marktmodells für die Modellierung des Strommarktes, obwohl noch kein Konsens zwischen allen Wissenschaftlern bestehe, welches Modell richtig ist. Dazu bemängeln einige Konsultationsteilnehmer, dass die Modellierung durch die Verwendung eines ausgereiften Marktmodells und ausführlicher Dokumentation der Eingangsparameter für den Laien nur noch schwer nachvollziehbar sei.

Zusätzlich befürwortet ein Konsultationsteilnehmer die Entwicklung eines eigenen Marktmodells der Bundesnetzagentur, ein weiterer wirft jedoch die Frage auf, inwieweit dann noch auf Marktmodellierungen durch Gutachter zurückgegriffen werden sollte und ob dies nicht ineffizient wäre.

Der Grundsatz eines jeden Strommarktmodells ist die Deckung der Nachfrage. Die zentrale Nebenbedingung ist, dass die Erzeugung exakt gleich der Nachfrage ist. Insofern geht das Marktmodell, anders als von vielen Konsultationsteilnehmern angenommen, nicht vom Erzeugungspotenzial sondern von der Nachfrage aus. Dem liegt die einfache Tatsache zugrunde, dass nicht mehr Energie produziert und gehandelt werden kann, als tatsächlich nachgefragt bzw. verbraucht wird. Da Einspeisung und Entnahme im Übertragungsnetz zur Erhaltung der Frequenz stets ausgeglichen sein müssen, kann es - heute noch sehr seltene - Situationen geben, in denen EE-Anlagen noch Strom erzeugen könnten, ihn aber tatsächlich nicht mehr einspeisen dürfen, weil die entsprechende Nachfrage fehlt.

In diesem Fall spricht man von „Dumped Energy“. In Szenario B2024 ist dieser Anteil mit 0,1 TWh jedoch noch so klein, dass er im Vergleich zur gesamten deutschen Nachfrage (550,6 TWh) keinerlei Relevanz hat. Mit steigendem Ausbau der erneuerbaren Energien kann dieser Anteil größer werden, so dass Flexibilisierungsoptionen bzw. eine Verringerung der Must-Run Kapazität wichtiger würde. Während dies für den Zehn-Jahres-Horizont des Netzentwicklungsplans noch nicht absehbar ist, beobachtet die Bundesnetzagentur die Entwicklung und wird im Bedarfsfall die Annahmen in Zukunft anpassen.

Während der Wärmesektor implizit durch die Modellierung von KWK-Anlagen berücksichtigt ist, ergibt eine über die Stromnachfrage bzw. über Lastprofile hinausgehende Betrachtung des Mobilitätssektors im Marktmodell keinen Sinn. Sofern mit den Stellungnahmen Flexibilisierungsoptionen wie Power to Heat und Power to Gas gemeint sind, sieht die Bundesnetzagentur derzeit noch kein ausreichendes Potenzial dieser Technologien, erfolgreich am Markt teilzunehmen. Deshalb ist ihre Aufnahme in ein (realistisches) Marktmodell bisher nicht erforderlich (vgl. Abschnitt IV A 3). Sowohl Power to Heat als auch Power to Gas wären aufgrund der ineffizienten Umwandlung von Strom in Wärme bzw. Gas wirtschaftlich so gut wie immer im Nachteil gegenüber dem direkten Verbrauch des Stroms. Von daher würden diese Konzepte erst sinnvoll sein, wenn für einen signifikanten Teil des erzeugten Stromes keine Nachfrage bestünde, der Anteil an Dumped Energy im Marktmodell also deutlich steigen würde, oder sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Einsatz dieser Technologien grundlegend veränderten.

Das Ergebnis der Marktmodellierung ist eine zentrale Eingangsgröße für die Bedarfsermittlung des Übertragungsnetzes. Die Modellierung bedarf deswegen großer Sorgfalt Sowohl die Übertragungsnetzbetreiber als auch die Bundesnetzagentur versuchen, die zu Grunde gelegten Modelle und ihre Eingangsgrößen möglichst allgemein verständlich zu erklären. Dass dies nicht immer gelingt, liegt in der (komplizierten) Natur der Sache. Die Bundesnetzagentur wird sich auch zukünftig dafür einsetzen, die Modellierung und ihre Eingangsgrößen so transparent wie möglich darzustellen und zu erläutern.

Wie bei jeder Modellierung kann nur versucht werden, die Realität so detailliert wie möglich bzw. nötig nachzubilden, dabei jedoch nicht durch eine Scheingenauigkeit den Blick auf das Wesentliche zu verlieren. Während es in der Wissenschaft und im kommerziellen Bereich durchaus viele (unterschiedliche) Marktmodelle gibt, ist ihnen jeweils die Abbildung der gültigen Marktregeln grundsätzlich gemein. Dabei gibt es natürlich auch unterschiedliche Vorgehensweisen und unterschiedliche Gewichtungen. Der Bundesnetzagentur ist jedoch nicht bekannt, dass die Gültigkeit auch nur eines der im Zusammenhang mit der Erstellung und Prüfung des Netzentwicklungsplanes verwendeten Modelle wissenschaftlich profund angezweifelt wird. Hinzu kommt, dass grundsätzlich alle Modelle unabhängig von ihrer genauen Ausgestaltung bei gleichen Eingangsparametern zu vergleichbaren Ergebnissen gelangen. Bei den komplexen Modellen und der Vielzahl von Eingangsparametern ist es nahezu ausgeschlossen, dass mehrere Modelle zu exakt identischen Ergebnissen kommen. Dies macht keines der Modelle zum „richtigen“ oder „falschen“ Modell.

Ergebnisse der Modellierung

Viele Konsultationsteilnehmer kritisieren die Einspeisung von Strom aus Kohlekraftwerken, da diese aus Klimaschutzgründen abzulehnen sei. Daneben bemängeln einige Konsultationsteilnehmer die hohen Volllaststunden von Braunkohle und Steinkohle, die sie aufgrund von Ausfall- und Wartungszeiten für unrealistisch hoch halten. Ebenso sind einige Stellungnehmer der Meinung, dass die Stromnetze nicht für die gleichzeitige Einspeisung von erneuerbarem Strom und Kohlestrom ausgelegt werden sollten.

Ein Stellungnehmer schließt aus den Ergebnissen der Marktmodellierung, dass der Gesetzgeber die energiepolitischen Rahmenbedingungen anpassen müsse, da nicht alle energiepolitischen Ziele erreicht würden. Er vermisst im Netzentwicklungsplan bzw. in der Bestätigung durch die Bundesnetzagentur entsprechende Empfehlungen an den Gesetzgeber.

Die Einspeisung aus Kohlekraftwerken ist direkte Folge der (im Vergleich) niedrigen Grenzkosten dieser Kraftwerke. Da keinerlei rechtliche Handhabe existiert, dies zu verhindern, sondern im Gegenteil jedes Kraftwerk, unabhängig vom Energieträger, ein Recht auf einen Netzanschluss hat, liegt es nicht im Ermessen der Übertragungsnetzbetreiber oder der Bundesnetzagentur hier einzugreifen. Auch die hohen Volllaststunden von Braun- und Steinkohle ergeben sich direkt aus den niedrigen Grenzkosten. Wie viele Volllaststunden ein Kohlekraftwerk im Jahr trotz Revisionen laufen kann, ist nicht allgemeingültig zu definieren sondern von den speziellen Eigenschaften der jeweiligen Kraftwerksblöcke abhängig. Diese Annahmen müssen natürlich in jedem Marktmodell getroffen werden und haben vor allem bei Braunkohlekraftwerken einen Einfluss auf die Ergebnisse. Die Bundesnetzagentur sieht ein Ergebnis von über 7.000 Jahresbetriebsstunden für Braunkohlekraftwerke jedoch nicht als unrealistisch hoch an, weil damit Revisionszeiträume von über zwei Monaten verbleiben. Solche Volllaststunden werden bereits jetzt von einigen Braunkohlekraftwerken erreicht und überschritten und sind dementsprechend nicht abwegig. Im Vergleich zu heute sind auch höhere Volllaststunden durchaus naheliegend, da durch das Abschmelzen der Erzeugungskapazitäten aus Braun- und Steinkohle die verbleibenden Kraftwerksblöcke tendenziell mehr einspeisen werden.

Die Stromnetze werden dafür ausgelegt den Strommix aus dem Ergebnis des Marktmodells von den Erzeugern zu den Verbrauchern zu transportieren. Im Ergebnis wird das auf Grund der genannten Grenzkosten oft eine Kombination aus regenerativ erzeugtem Strom und Strom aus Kohlekraftwerken sein. Dies lässt sich einerseits aufgrund des rechtlichen Rahmens gar nicht verhindern, schon gar nicht durch ein Unterlassen des Netzausbaus. Das Netz hat keinen nennenswerten Einfluss auf den in ihm transportierten Energiemix. Im Übrigen zeigt eine Gesamtbetrachtung, dass es abwegig ist, von einem Stromnetzausbau für Braunkohle zu sprechen, wenn die Modellierung von einem Rückgang der installierten Leistung an Braunkohlekraftwerken um fast 6 GW bei gleichzeitiger Zunahme der installierten Leistung von erneuerbaren Energien um über 60 GW ausgegangen wird.

Ob der Gesetzgeber auf Grund dieser Ergebnisse den rechtlichen Rahmen anpasst, ist nicht Gegenstand des Netzentwicklungsplanes. Der Netzentwicklungsplan kann auch nicht an die Stelle politischer bzw. gesetzgeberischer Entscheidungen zur Zukunft der Kohleverstromung treten. Bei einem gesetzlich und politisch vorgegebenen Anteils der erneuerbaren Energien von 45 Prozent bis zum Jahr 2025 müssen die Übertragungsnetze sowohl erneuerbare Energien als auch konventionell erzeugten Strom transportieren. Zur Reduzierung der Kohleverstromung hat die Regierungskoalition in ihren „Eckpunkten für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende“ vom 01. Juli 2015 bereits eine Reihe von Maßnahmen angekündigt.

D Netzplanung anhand von Lastflussberechnungen

Aus dem in der Marktmodellierung ermittelten Zusammenspiel der Einspeisung aus erneuerbaren Energien, der Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken und der Verbraucherlast ergeben sich die Netzbelastungen für alle 8.760 Stunden der betrachteten Jahre 2024 und 2034. Aus den auf Basis der Netzmodellierung ermittelten Netzbelastungen wird dann der Netzentwicklungsbedarf abgeleitet. Hierbei führen die Übertragungsnetzbetreiber stationäre Netzanalysen (Lastflussberechnungen) sowie Stabilitätsuntersuchungen durch.

In der Netzmodellierung wird nachvollzogen, zu welchen Betriebszuständen es im Übertragungsnetz aufgrund der in der Marktmodellierung identifizierten Ergebnisse kommt – wiederum für jede der betrachteten Stunden. Dabei werden mittels eines mathematischen Algorithmus die Stromflüsse im Übertragungsnetz berechnet, die sich aus den Ein- und Ausspeisungen an den 450 Netzknoten sowie aus den Im- und Exporten ergeben. Diese Berechnungen ergeben für jede Leitung des Übertragungsnetzes in der berechneten Stunde einen Belastungswert. Dieser wird in einem prozentualen Verhältnis zu der maximalen thermischen Stromtragfähigkeit der Leitung angegeben. Übersteigt der Belastungswert einer Leitung 70%, ist dies ein Indiz für eine sogenannte Schwachstelle oder Überlastung. Denn beim Ausfall einer anderen Leitung ist die Gefahr groß, dass es zu Überlastungen (Auslastung höher als 100%) auf der betrachteten Leitung kommt.

1. Netzbegriffe und ihre Bedeutung im Prüfprozess

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

1.1 Startnetz

Die Netzausbauplanung braucht einen Anfangspunkt und baut daher auf dem sogenannten Startnetz auf. Dieses besteht aus dem heute vorhandenen Übertragungsnetz und wird ergänzt durch weitere Maßnahmen, die bereits heute im Bau sind, bei denen der Baubeginn unmittelbar bevor steht (da Planfeststellungsverfahren bereits abgeschlossen sind), oder für die der Gesetzgeber die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) festgestellt hat. Diese Startnetzmaßnahmen stehen im Rahmen des Netzentwicklungsplans nicht zur Disposition, da über ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf bereits anderweitig entschieden wurde. Daraus folgt nicht, dass das bei der Netzplanung angenommene Startnetz „unveränderlich“ wäre. Sofern sich im Startnetz Änderungen ergeben, ist dies bei der Netzentwicklungsplanung umgehend zu berücksichtigen.

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 B2024*).

1.3 Klarstellungen der Bundesnetzagentur

Die Darstellung einzelner Vorhaben durch die Übertragungsnetzbetreiber gibt Anlass zu den folgenden Klarstellungen:

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. Sie wird damit zu einem Auftragsprojekt, aber nicht zu einem Teil des Übertragungsnetzes oder dessen Netzausbauplanung. Über ihre konkrete Ausführung entscheiden die zuständigen Landesbehörden.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern auf Seite 61 des überarbeiteten Entwurfs zum NEP2024 angegebene Definition für das Startnetz ist insofern unpräzise und missverständlich. Sie erläutert nicht, auf welche Maßnahmen sich die Verpflichtungen aus der KraftNAV erstrecken. Planung und Bau der vom Kraftwerk abgehenden Leitung, die es mit dem Übertragungsnetz verbindet, gehören jedenfalls nicht dazu.

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 wurden von der Bundesnetzagentur vollumfänglich auf ihre Erforderlichkeit überprüft.

Konsultation

Einige Stellungnehmer kritisieren, die Bundesnetzagentur nehme im Startnetz neue Übertragungsleitungen ausschließlich für Braunkohlekraftwerke an. Zum Teil verstehen sie es offenbar so, als „genehmige“ die Bundesnetzagentur diese Leitungen.

Auslöser dieser Kritik dürften die von den Übertragungsnetzbetreibern in ihren Entwürfen aufgeführten Kraftwerksanschlussleitungen sei. Diese sind jedoch, wie oben dargelegt, **nicht** Teil des Übertragungsnetzes, weder im Startnetz noch im Zubaunetz. Diese Anschlussleitungen liegen in der Zuständigkeit der Kraftwerksbetreiber und werden von der Bundesnetzagentur weder geprüft noch genehmigt. Die Kritik beruht also auf einem Missverständnis.

Zudem befinden sich unter den von den Übertragungsnetzbetreibern aufgeführten Kraftwerksanschlüssen mehrere, die im von der Bundesnetzagentur als maßgeblich herangezogenen Szenario B2024* nicht am Energiemarkt teilnehmen und deswegen keine Auswirkung auf die Dimensionierung des Übertragungsnetzes haben. Sie lösen daher auch keinen Netzausbau aus. Dabei handelt es sich namentlich um die Kraftwerke:

Im Szenario B2024* nicht einspeisende Kraftwerke

ÜNB- Bezeichnung	Kraftwerk	Typ
50HzT-016	Calbe	Erdgas
50HzT-020	Profen	Braunkohle
50HzT-022	Premnitz	Erdgas
50HzT-034	Lubmin	Erdgas
AMP-019	Lünen	Steinkohle
AMP-028	Herne	Steinkohle

Im Rahmen der Konsultation äußerten sich sowohl Privatpersonen als auch öffentliche Stellen zu Startnetzmaßnahmen, insbesondere zu konkreten Vorhaben aus dem EnLAG.

In diesem Zusammenhang ist nochmals darauf hinzuweisen, dass der im EnLAG gesetzlich festgestellte Bedarf im Rahmen des Netzentwicklungsplans nicht erneut überprüft wird. Eine solche Überprüfung sieht das EnWG nicht vor. Die EnLAG-Vorhaben bilden vielmehr einen Teil des Startnetzes, auf welchem dann die weitere Netzentwicklungsplanung aufbaut.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben bei der Erstellung des ersten Netzentwicklungsplans Strom auf zahlreiche Wünsche von Betroffenen und auf Anregung der Bundesnetzagentur hin die EnLAG- und andere Startnetzmaßnahmen einer Plausibilitätsprüfung unterzogen, ob sich diese Maßnahmen auch nach Realisierung der HGÜ-Verbindungen noch als erforderlich darstellen. Bis auf zwei Maßnahmen waren die Startnetzprojekte weiterhin erforderlich. Eine solche Prüfung kann allerdings nicht jedes Jahr wiederholt werden. Anderenfalls verlören gesetzliche Bedarfsfestlegungen wie durch das EnLAG oder das Bundesbedarfsplangesetz ihren Sinn. Vor allem aber würde eine solche Überprüfung konsequent zu Ende gedacht auch vor bestehenden Leitungen keinen Halt machen. Akzeptiert man keinen durch entsprechende gesetzliche oder behördliche Feststellungen definierten Status quo, müsste man permanent auch die tatsächlich bestehenden Leitungen in Frage stellen und erneut auf ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit hin überprüfen. Ein solches Prüfprogramm ist in der Praxis nicht zu bewältigen. Darüber hinaus wäre ein solcher jährlich neuer „Green Field“-Ansatz - nichts anderes verbirgt sich letztlich hinter der Forderung, bestehende gesetzliche Bedarfsfeststellungen immer wieder in Frage zu stellen - wenig hilfreich, wenn man eine verlässliche und nachhaltige Energieversorgung sicherzustellen hat (vgl. Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom 2023, S. 67 f.).

Der Gesetzgeber hat zwischenzeitlich das Vorhaben Nr. 22 aus dem EnLAG gestrichen, damit zugleich aber den Bedarf für die übrigen EnLAG-Vorhaben indirekt nochmals bestätigt. Daran sieht sich die Bundesnetzagentur gebunden, sofern nicht im Einzelfall durch entsprechende Auskünfte und Angaben der Übertragungsnetzbetreiber deutlich wird, dass die ursprünglichen bedarfsbegründenden Annahmen entfallen sind.

2. Planungsgrundsätze und Vorgehensweise in der Netzmodellierung

Die von den Übertragungsnetzbetreibern angewandten Planungsgrundsätze basieren auf den Regelungen des „TransmissionCode 2007 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“ und berücksichtigen die derzeit geltenden gesetzlichen und anerkannten fachlichen Anforderungen an den Netzbetrieb und die Netzplanung in Deutschland. 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. Dieser Teil der Netzausbauplanung erfolgt grundsätzlich nach dem NOVA-Prinzip (**N**etzo**o**ptimierung vor -**v**erstärkung vor -**a**usbau). Das heißt, dass die Übertragungsnetzbetreiber zunächst Optimierungsmaßnahmen ergreifen müssen, also beispielsweise durch Schalthandlungen eine optimierte Netztopologie herbeiführen.

Unabhängig von den Topologiemassnahmen wird bei der Optimierung auch Freileitungsmonitoring als Mittel zur effizienten Ausnutzung der Transportleitungen unterstellt. Erst wenn dieses Potenzial erschöpft ist, werden netzverstärkende Maßnahmen ergriffen, z. B. der Austausch bestehender Leiterseile durch leistungsfähigere Leiterseile oder die Erhöhung der Übertragungsspannung von 220 kV auf 380 kV. Wenn auch das Verstärkungspotenzial ausgeschöpft ist, sind Netzausbaumaßnahmen zulässig, also in der Regel der Neubau von Höchstspannungstrassen.

Die Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigen auf der 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 engpassfrei auszulegen, weil es später in der Lage sein muss, den erzeugten Strom zu 100% aufzunehmen und nachfragegerecht zum Verbraucher zu transportieren. Diese Vorgehensweise ist sinnvoll, um Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. 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.

Allerdings ist das Ergebnis der anschließenden Überprüfung und Bestätigung der vorgeschlagenen Maßnahmen mitnichten ein im dargestellten Sinne engpassfreies Netz. Beispielsweise sind die Transportkapazitäten in die Nachbarländer nicht engpassfrei, sondern durch internationale Vereinbarungen auf bestimmte Werte limitiert. Auch eine politisch geforderte und volkswirtschaftliche sinnvolle

Erzeugungsspitzenkappung, wie sie von den Übertragungsnetzbetreibern bereits in der „Sensitivität 2: Einspeisemanagement“ ihres Sensitivitätenberichts 2014 und im Prüfungsprogramm der Bundesnetzagentur zu Grunde gelegt wurden, führt zwangsläufig dazu, dass das Netz später eben nicht mehr zu jedem Zeitpunkt für die gesamte Erzeugung (sowohl konventionelle als auch Erneuerbare) engpassfrei ist.

Schließlich 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 2024 nicht vollständig engpassfrei sein wird. In der Praxis kann es 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 weitere Maßnahme zur Behebung des Engpasses identifiziert wird. Ist dies nicht der Fall, müsste der Engpass entweder durch Ausbau des 110 kV Netzes oder durch Redispatch behoben werden. Dies ist aus planerischer Sicht nicht ideal, aus einer Gesamtbetrachtung heraus aber hinzunehmen, um den Netzausbau auf das mit Sicherheit erforderliche Maß zu begrenzen.

Das aus diesen Netzberechnungen resultierende Ergebnis stellt den notwendigen Netzausbaubedarf in zehn beziehungsweise zwanzig Jahren aufgeschlüsselt für die einzelnen betrachteten Szenarien dar.

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass es nicht nachvollziehbar sei, weshalb das Netz zu einem späteren Zeitpunkt (2024) nicht mehr vollständig engpassfrei sei.

Die Übertragungsnetzbetreiber planen so, dass das Netz einen (nahezu) engpassfreien Leistungstransport entsprechend der sich aus den jeweiligen Szenarien (A2024, B2024, B2024, C2024) ergebenden Transportaufgaben ermöglicht. Sollte das jeweilige Planungsszenario genauso wie modelliert eintreten, würden für ein engpassfreies, d.h. (n-1)-sicheres Netz in allen der simulierten 8.760 Stunden, (fast) alle für das Szenario vorgeschlagenen Maßnahmen notwendig sein. Durch die Prüfungskriterien der Bundesnetzagentur, die darauf abzielen, die Robustheit der Planung zu stärken, werden jedoch nicht alle vorgeschlagenen Maßnahmen bestätigt. Dies führt dazu, dass das Netz unter der Annahme des jeweiligen Szenarios nicht engpassfrei wäre.*

Das NOVA-Prinzip wird von den Konsultationsteilnehmern nahezu einhellig begrüßt. Viele sind jedoch der Meinung, es komme bei der Netzplanung nicht ausreichend zum Tragen, zumindest sei dies am Entwurf des Netzentwicklungsplans nicht nachzuvollziehen. Verschiedene Möglichkeiten, das bestehende Netz zu optimieren und zu verstärken, seien noch nicht ausgeschöpft. Genannt werden intelligentes Freileitungsmonitoring, der Austausch von Leiterseilen sowie Zubeseilung und die Nutzung leistungsstarker Hochtemperatur- bzw. Hochstrombeseilung. Auch eine Erhöhung der Betriebsspannung des Übertragungsnetzes sei noch nicht hinreichend untersucht worden. Einige Konsultationsteilnehmer bemängeln, es fehle eine überzeugende Gesamtbetrachtung der Verteilnetz- und Übertragungsnetzebene.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass sie einen Leitungsneubau nur dann vorgeschlagen, wenn vorher alle anderen Möglichkeiten im bestehenden Netz geprüft wurden. Das Freileitungsmonitoring beispielsweise sei bei der Netzberechnung auf sämtlichen Stromkreisen grundsätzlich berücksichtigt. Weitere Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen sind die Leistungsflusssteuerung, eine Spannungserhöhung von 220 kV auf 380 kV sowie die Zubeseilung von Stromkreisen. Das NOVA-Prinzip findet jedoch dort seine Grenze, wo eine Leitung

tatsächlich nicht mehr optimiert oder verstärkt werden kann. Auch Hochstrom- oder Hochtemperaturleiterseile lassen sich nicht überall einsetzen. Ebenso sind einer Bündelung Grenzen gesetzt, wenn zu viel Leistung über eine einzige Trasse transportiert wird oder eine Überbeanspruchung des Raumes droht. Auf eine Erhöhung der Betriebsspannung ist das bestehende Wechselstromnetz nicht ausgelegt.

Die Planung weiträumiger Gleichstromverbindungen widerspricht aus Sicht einiger Konsultationsteilnehmer dem NOVA-Prinzip, da damit automatisch ein Leitungsneubau verbunden sei. Diese Verbindungen seien verzichtbar, eine Verstärkung bzw. Ertüchtigung des Wechselstromnetzes reiche aus. Andere Konsultationsteilnehmer hingegen fordern, diese Gleichstromsysteme konsequent als „Hybridleitungen“ auf bestehenden Mastgestängen, die bislang nur Wechselstromleitungen führen, anzubringen.

Das Konzept, den großräumigen Stromtransport mit Hilfe von mehreren verlustarmen HGÜ zu bewerkstelligen, folgt gerade daraus, einen noch massiveren Ausbau des Wechselstromnetzes zu vermeiden. Die HGÜ machen im Übrigen nur dann eine Neutrassierung nötig, wenn sich in den auf die Bedarfsplanung folgenden Planungsstufen ergibt, dass keine Bündelung mit bestehenden Stromleitungen in Betracht kommt. Auch die Führung als „Hybridleitung“ wird erst in den folgenden Planungsstufen konkreter untersucht.

Viele Konsultationsteilnehmer fordern, das Übertragungsnetz beim Ausbau stärker mit bestehenden Infrastrukturen zu bündeln, etwa an Autobahnen, Bahnstrom- oder Verteilnetzleitungen. Auch Gleichstromsysteme seien bevorzugt auf bestehenden Mastgestängen mitzuführen. Einige Konsultationsteilnehmer geben hingegen zu bedenken, dass nicht aus dem Blick geraten dürfe, bis zu welchem Grad eine Bündelung von Infrastrukturen für Bürger und Naturraum noch verträglich sei. Hier seien eindeutig definierte Grenzen für das Bündelungsgebot wünschenswert. Nach Meinung eines Konsultationsteilnehmers sind mit dem NOVA-Prinzip Vorentscheidungen über die konkreten Trassenverläufe verbunden.

Viele der unter dem Stichwort NOVA erhobenen Forderungen sind nicht auf Ebene der Bedarfsplanung, aber in den darauf folgenden Planungsschritten zu berücksichtigen. Das betrifft insbesondere die Möglichkeiten der Bündelung mit vorhandener Infrastruktur.

Einige Konsultationsteilnehmer halten das bestehende Netz für ausreichend, weil durch den beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie und die zukünftige Abschaltung von Kohlekraftwerken Netzkapazitäten frei würden.

Durch die Abschaltung von Kern- und ggf. Kohlekraftwerken werden keine bedarfsgerechten Leitungskapazitäten frei. Denn dazu müsste der Ausbau der erneuerbaren Energien genau an den betroffenen Kraftwerksstandorten und mit vergleichbarer Stromproduktion wie das abgeschaltete Kraftwerk stattfinden. Es ist ausgeschlossen, dass dies im benötigten Umfang möglich wäre. Die Leistung eines einzigen Großkraftwerks entspricht mehreren hundert Windkraftanlagen. Im Übrigen sollen einzelne AKW-Standorte durchaus als Endpunkte von großräumigen HGÜ dienen, die eine entsprechende Einspeisung in das vorhandene Netz ermöglichen.

E Praktische Umsetzung

Der Szenariorahmen wird von den Übertragungsnetzbetreibern erarbeitet und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert und genehmigt. Aufbauend auf dem genehmigten Szenariorahmen nehmen die Übertragungsnetzbetreiber anschließend Regionalisierung und Marktmodellierung vor und legen ihre Ergebnisse dem Entwurf des Netzentwicklungsplans zu Grunde.

Die Bundesnetzagentur prüft beide Schritte nach. Darüber hinaus schreibt sie für jeden Durchgang der Netzentwicklungsplanung 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.

1. Übertragungsnetzbetreiber

Die Übertragungsnetzbetreiber nutzen für den NEP2024 das Marktmodell „BID3“ der Pöyry Management Consulting. Dabei wird ermittelt, wie der Kraftwerkspark optimal eingesetzt wird, um zu jeder Stunde eines betrachteten Zieljahres (2024 bzw. 2034) 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 Strompreinsniveau in Betrieb sein werden) sowie 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 weitestmöglich netzknotenscharf abgebildet. Die Netzberechnungen auf Basis der Marktmodellierung erfolgen mit Hilfe der fachlich anerkannten Software INTEGRAL.

2. Bundesnetzagentur

Für ihre Prüfungen des NEP2024 hat die Bundesnetzagentur die Marktmodellierungen der Übertragungsnetzbetreiber an gutachterlich gewonnenen Marktmodellierungsergebnissen aus der wissenschaftlichen Beratung durch die BET (Büro für Energiewirtschaft und technische Planung) GmbH gespiegelt. 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. Diese können nicht mit Kategorien wie richtig oder falsch bzw. wahr oder unwahr erfasst werden. 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.

Die Konsequenz aus einem Unterschied in der Marktsimulation besteht zunächst in einem abweichenden Lastfall für das Netz. Wo das eine Modell eine Überlastung sieht, tritt im anderen Modell möglicherweise keine Überlastung auf. Stimmen die Ergebnisse in beiden Modellen, also unabhängig voneinander, überein, spricht viel für die Robustheit der aus diesem Ergebnis abgeleiteten Maßnahme. Wo die Modelle zu unterschiedlichen Ergebnissen kommen, muss die Bundesnetzagentur dies in ihrer Beurteilung entsprechend berücksichtigen. Es geht also nicht darum, welches Modell abstrakt das „bessere“ ist. Vielmehr lässt sich aus einem Vergleich der konkreten Ergebnisse beider Modelle die Bandbreite möglicher Marktergebnisse ablesen, die das Netz bewältigen können muss.

Die elektrotechnische Überprüfung der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen durch die Bundesnetzagentur erfolgt mittels der fachlich anerkannten Software INTEGRAL. 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.

3. Besonderheiten im Planungsdurchgang 2014/2015

Der diesjährige NEP-Prozess weist die Besonderheit auf, dass nach der Genehmigung des zugrunde liegenden Szenariorahmens am 30. August 2013 und während der darauf fußenden Netzberechnungen seitens der Übertragungsnetzbetreiber eine Reform des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) auf den Weg gebracht wurde, die zum 01. August 2014 in Kraft trat. Das bedeutete Änderungen an einem fundamentalen Bestandteil der Energiewende. Darauf musste im Rahmen des laufenden NEP-Prozesses kurzfristig reagiert werden.

Rechtliche Grundlage dieses Prozesses bleibt der von der Bundesnetzagentur am 30. August 2013 nach öffentlicher Konsultation genehmigte Szenariorahmen für den NEP2024. Jedoch bildet dieser Szenariorahmen die nach der mittlerweile erfolgten Novellierung des EEG wahrscheinliche Entwicklung der Erzeugungslandschaft in Deutschland nicht mehr vollständig ab. Da jedoch für einen Planungszyklus kraft Gesetzes jeweils nur ein Zeitraum von einem Jahr zur Verfügung steht, war es nicht mehr möglich, im laufenden Prozess nochmals einen gänzlich neuen Szenariorahmen zu erarbeiten. Für den Umgang mit diesem Spannungsfeld haben sowohl die Übertragungsnetzbetreiber als auch die Bundesnetzagentur geeignete Instrumente entwickelt.

3.1 Berechnung des Szenarios B2024* durch die Übertragungsnetzbetreiber

Um den NEP2024 weitest möglich an der aktuellen Entwicklung auszurichten, haben die Übertragungsnetzbetreiber das Szenario B2024 mit geänderter Regionalisierung und aktualisierten Offshore-Netzverknüpfungspunkten neu aufgesetzt. Dazu haben sie die im Szenariorahmen für das Szenario B2024 genehmigte installierte Erzeugungsleistung, die von allen Szenarien am ehesten zu den neuen EEG-Vorgaben passt, mit Rücksicht auf die zu erwartenden Auswirkungen des EEG räumlich neu verteilt. Denn diese geänderten Vorgaben liefen zum Beispiel auf einen langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft zugunsten eines verstärkten Ausbaus an Land hinaus. Auf Basis dieser neuen räumlichen Zuordnung von Erzeugungsleistung haben die Übertragungsnetzbetreiber für den überarbeiteten Entwurf des Netzentwicklungsplans erneut eine Marktsimulation durchgeführt und darauf aufbauend die notwendigen Netzausbaumaßnahmen noch einmal neu berechnet. Das Ergebnis haben sie im sogenannten Szenario

B2024* festgehalten. Dieses gibt den neuesten Stand der energiewirtschaftlichen und -rechtlichen Rahmenbedingungen so gut wieder, wie es im laufenden Prozess noch möglich war.

Die übrigen Szenarien A2024, C2024 und B2034 konnten die Übertragungsnetzbetreiber aus Zeitgründen nicht komplett neu berechnen. Jedoch haben sie die Auswirkungen der im Szenario B2024* bei einzelnen Maßnahmen identifizierten Veränderungen auch für diese Szenarien überprüft. Die Szenarien A2024 und C2024 kämen daher theoretisch als Gesamtplanalternative in Betracht.

3.2 Umgang der Bundesnetzagentur mit den Szenarien

Die Bundesnetzagentur hat ihrer Prüfung das dem neuen EEG angepasste Szenario B2024* zu Grunde gelegt. Prüfung und ggf. Bestätigung beziehen sich also nur auf diejenigen der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen, die im Szenario B2024* vorkommen. Das Szenario A2024 kann bedingt als zusätzliches Referenzszenario dienen, aber nicht mehr prüfungsentscheidend sein. Das Szenario C2024 weist inzwischen aus Sicht der Bundesnetzagentur nicht mehr die hinreichende Eintrittswahrscheinlichkeit auf, da es einen viel höheren Zubau an erneuerbaren Energien vorsieht als nach dem neuen EEG im Betrachtungszeitraum 2024 tatsächlich noch zu erwarten ist. Wenn eine Maßnahme nur in anderen Szenarien vorgeschlagen wird, nicht aber im Szenario B2024*, wird sie nicht geprüft und nicht bestätigt.

3.3 Gutachter-Marktm modellierung

Um die Prüfung der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen nicht allein anhand des aktualisierten Szenarios B2024* durchführen zu müssen und zugleich die sich abzeichnenden Änderungen beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien mit in den Blick nehmen zu können, hat die Bundesnetzagentur unabhängige wissenschaftliche gutachterliche Beratung in Anspruch genommen. Sie hat die BET GmbH damit beauftragt, eine Marktmodellierung zu berechnen, die basierend auf dem Szenario B2024* und der neuen Regionalisierung den langsameren Ausbau der Offshore-Windenergie (von 12,7 GW auf 9,9 GW für das Jahr 2024) und zusätzlich eine Kappung von Einspeisespitzen der landseitigen Neubau-Windkraftanlagen in Höhe von 2,5% der Jahresenergiemenge berücksichtigt. Für diese gutachterliche Marktmodellierung verwendet die Bundesnetzagentur auch den Begriff „SensiO“.

Zwar steht die tatsächliche rechtliche Ausgestaltung der Spitzenkappung noch nicht fest. Grundsätzlich hat sich jedoch in der Öffentlichkeit, der Fachwelt und der Politik mittlerweile die Auffassung durchgesetzt, dass der Ausbau des Stromnetzes für die Aufnahme der „letzten Kilowattstunde“ aus erneuerbaren Energien wirtschaftlich nicht sinnvoll bzw. vertretbar ist. Hierüber besteht aus Sicht der Bundesnetzagentur breiter Konsens. Bereits der Koalitionsvertrag der Bundesregierung vom 14. Dezember 2013 enthielt die Aussage, dass „Spitzenlast [...] bei neuen Anlagen [kann] im begrenzten Umfang [...] unentgeltlich abgeregelt werden, soweit dies die Kosten für den Netzausbau senkt und dazu beiträgt, negative Börsenstrompreise zu vermeiden.“ Auch das im Oktober 2014 veröffentlichte Grünbuch des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie kommt zu dem Schluss: „Es ist wirtschaftlich sinnvoll, die Netze nicht für die ‚letzte erzeugte Kilowattstunde‘ auszubauen.“ Zugleich kündigt das Ministerium im Grünbuch an, „das Konzept zur Berücksichtigung der Spitzenkappung von maximal drei Prozent der von Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen erzeugbaren Jahresenergie (‚letzte kWh‘) bei Netzbetrieb und Netzplanung auf Verteiler- und Übertragungsnetzebene“ zu konkretisieren.

Die Annahme der Spitzenkappung greift insofern dem kommenden NEP2025 vor, um sicherzustellen, dass im NEP2024 nur solche Maßnahmen bestätigt werden, die sich voraussichtlich auch im NEP2025 noch als bestätigungsfähig erweisen. Der am 19. Dezember 2014 von der Bundesnetzagentur genehmigte Szenariorahmen 2025 enthält für alle Szenarien die ausdrückliche Vorgabe, eine Kappung von Einspeisespitzen zu modellieren.

Mit den neuen Eckwerten bewegt sich die Gutachter-Marktmodellierung also zwar nicht mehr wie das Szenario B2024* der Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Vorgaben des Szenariorahmens 2024, lässt dafür aber einen Blick in die Zukunft zu, der die Auswirkungen des neuen EEG stärker berücksichtigt und den sich immer konkreter abzeichnenden politischen Entwicklungen Rechnung trägt. Die „SensiO“ unternimmt insofern den Versuch, die zukünftigen Rahmenbedingungen näherungsweise zu modellieren.

Insgesamt bietet die Gutachter-Modellierung damit ein von den Ergebnissen der Übertragungsnetzbetreiber unabhängiges Prüfinstrument, dessen Ergebnisse in die Entscheidung der Bundesnetzagentur über die Bestätigungsfähigkeit einzelner Maßnahmen einfließen.

F Vorgehensweise der Bundesnetzagentur bei der Prüfung

1. Grundsätzliche Vorgehensweise bei Streckenmaßnahmen

Um zu beurteilen, ob die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Streckenmaßnahmen energiewirtschaftlich notwendig sind, prüft die Bundesnetzagentur diese Maßnahmen darauf, ob sie der bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung bzw. dem Ausbau des Netzes dienen und ob sie in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Diese Prüfung verläuft anhand mehrerer Schritte bzw. Kriterien:

- Wirksamkeit der einzelnen Maßnahmen,
- Erforderlichkeit der einzelnen Maßnahmen sowie
- sonstige Erwägungen.

Im Wege der Gesamtabwägung sämtlicher Kriterien trifft die Bundesnetzagentur eine Aussage über die Angemessenheit und damit über die Bestätigungsfähigkeit jeder einzelnen von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahme.

Bei bestimmten Maßnahmen, bei denen abweichende Lösungen ernsthaft in Betracht kamen, haben die Übertragungsnetzbetreiber zur eigentlichen Maßnahme eine räumliche Alternative ausgewiesen. Falls die Maßnahme an sich bestätigungsfähig ist, werden diese Alternativen derselben Prüfung unterzogen wie die eigentliche Maßnahme.

1.1 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 Übertragungsnetzebene zu errichten, als einen massiven oder nicht nachhaltigen Ausbau auf der 110-kV-Ebene zu betreiben.

Weiterhin wird eine Maßnahme auch dann als wirksam eingestuft, wenn sie zu einer Stärkung des europäischen Stromhandels führt. Dies ist bei den grenzüberschreitenden Leitungsbauvorhaben der Fall, kann aber auch bei innerdeutschen Maßnahmen zutreffen. An fast allen Grenzen sind die Kapazitäten für den Stromtransport in das bzw. aus dem Ausland derzeit limitiert. Deswegen weisen die Übertragungsnetzbetreiber sogenannte NTC-Werte („net transfer capacities“) aus, welche die obere Grenze für die dem Stromhandel zur Verfügung gestellten Transportkapazitäten angeben. Daher ist auch der Stromhandel mit

dem Ausland bisher nur eingeschränkt möglich. Um ihn gemäß § 1 Abs. 3 EnWG und der EU-Elektrizitäts-Binnenmarktrichtlinie 2009/72/EG zu intensivieren, müssen die grenzüberschreitenden Transportkapazitäten erhöht werden.

Eine Maßnahme ist ferner auch dann als wirksam anzusehen, wenn sie ungewollte physikalische Stromflüsse durch das europäische Ausland, sog. Ringflüsse, vermeidet oder deutlich reduziert. Bei Ringflüssen handelt es sich um ungewollte grenzüberschreitende Lastflüsse, welche aufgrund von Engpässen im deutschen Übertragungsnetz zu einem Stromfluss über benachbarte Übertragungsnetze führen. Diese zusätzlichen Lastflüsse stellen eine Belastung der Netze der betroffenen Nachbarländer dar, auf die diese nicht eingerichtet sind und die es zu vermeiden gilt.

Eine Maßnahme ist also wirksam, wenn sie

- den (n-1)-sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes sicher stellt oder
- unverhältnismäßigen Aufwand zur Behebung von Überlastungen in unterlagerten Netzebenen vermeidet oder
- die grenzüberschreitende Transportkapazität erhöht oder
- ungewollte physikalische Ringflüsse über das europäische Ausland merklich reduziert.

Zur Überprüfung der Wirksamkeit einer Maßnahme wird der Betriebszustand des Übertragungsnetzes zunächst ohne und sodann 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 die 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 (NNF), auftritt. Für die Prüfung stehen die 8.760 modellierten Stunden des betrachteten Jahres als Netznutzungsfälle zur Verfügung.

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, 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 neben Gutachten auch Analysen der Übertragungsnetzbetreiber zum EU-weiten Netzentwicklungsplan (TYNDP) hinzugezogen. Diese beinhalten konkrete Nutzenanalysen und stellen die Maßnahmen und ihren Nutzen im europäischen Kontext dar. Die Wirksamkeit von Maßnahmen in Bezug auf Ringflüsse wird nicht durch (n-1)-Ausfallrechnungen, sondern durch Lastflusssimulationen im Grundfall (n-0) geprüft.

Die Prüfung erfolgt anhand des von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Szenarios B2024*.

Konsultation

Mehrere Konsultationsteilnehmer bemängeln, dass eine Maßnahme auch dann als wirksam eingestuft wird, wenn sie zu einer Stärkung des internationalen Stromhandels führt. Zudem wird gefordert, dass insbesondere für die Maßnahmen der Korridore A, C und D dargestellt wird, wie groß die Anteile am Stromtransport aus Export und Import und aus Kohlestrom sind und wie hoch dagegen der Anteil des Ausgleichs zwischen Energieüberschuss aus erneuerbaren Energien im Norden und Energiemangel im Süden ist.

Die Stärkung des europäischen Stromhandels ist ein erklärtes Ziel der EU. Die Größe der Handelskapazitäten, die den Marktsimulationen zugrunde liegt, wird im Szenariorahmen konsistent zur europäischen Planung im Rahmen des TYNDP festgelegt. Maßnahmen (insbesondere Interkonnektoren zwischen den Staaten), die notwendig für das Erreichen der entsprechenden Handelskapazitäten sind, werden dementsprechend als wirksam eingestuft.

Austauschkapazitäten zwischen Deutschland und dem europäischen Ausland

Angaben in GW	AT	BE	CH	CZ	DK	FR	LU	NL	NO	PL	SE
Von D nach ...	5,5	1,0	4,4	1,3	3,7	3,0	2,3	3,8	1,4	2,0	0,6
Von ... nach D	5,5	1,0	4,2	2,6	3,7	3,0	2,3	3,8	1,4	3,0	0,6

Für Maßnahmen, die innerhalb des deutschen vermaschten Netzes liegen, ist eine Aufschlüsselung der transportierten Energie nach Erzeugungsart nicht möglich. Denn das gesamte Netz transportiert den sich aus eingespeister erneuerbarer sowie zusätzlich nachgefragter konventioneller Energie ergebenden Energiemix. Der sich in den unterschiedlichen Szenarien ergebende Energiemix wird im Netzentwicklungsplan für jedes Bundesland angegeben. Auch die mit dem Ausland gehandelten Energiemengen sind aufgeführt.

1.2 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. Nach Ansicht der Bundesnetzagentur sollten Maßnahmen auch gegenüber Veränderungen von gesetzlichen oder sonstigen Rahmenbedingungen stabil und zukunftsfest sein, um nicht unnötig 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.

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. Hierfür wurden alle 8.760 Stunden des von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Zielnetzes des Szenarios B2024* analysiert und die relativen Leitungsauslastungen bestimmt und ausgewertet. Eine Maßnahme gilt als erforderlich, wenn sie zu mindestens 20% ausgelastet ist.

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer trägt vor, dass es nicht nachvollziehbar sei, weshalb gerade eine maximale Auslastung von mindestens 20% für das Erforderlichkeitskriterium zugrunde gelegt wird. Ein anderer Konsultationsteilnehmer begrüßt das Vorgehen der Bundesnetzagentur ein Robustheitskriterium einzuführen, um sicher zu stellen, dass nur die Leitungen gebaut werden, die dringend benötigt werden und eine hohe Auslastung aufweisen.

Bei der Prüfung der Erforderlichkeit darf der Grenzwert nicht zu hoch gewählt werden, um im späteren Netzbetrieb auch bei betriebsbedingten Abschaltungen oder anderen Vorkommnissen für den Fehlerfall gerüstet zu sein. Eine hohe Auslastung in diesem Sinne ist bei AC-Maßnahmen schon bei einem Wert ab 50% anzunehmen, da sich in der Praxis bei einem Ausfall so hoch ausgelasteter Leitungen grenzwertige Belastungen für das umgebende Netz ergeben. Außerdem sind hoch ausgelastete Leitungen kaum in der Lage ihrerseits den Ausfall anderer Betriebsmittel abzusichern. Auf der anderen Seite darf die zu definierende Auslastungsgrenze auch nicht zu niedrig gewählt werden, denn dann würde dieser Indikator seinen Zweck nicht erfüllen können.

Eine Auslastung von 20% stellt einen Grenzbereich dar, weil unterhalb einer Auslastung von 20% technisch gesehen eventuell auch eine 110-kV-Leitung zur Bewältigung des Transportbedarfs in Frage käme. Im Zweifelsfall müssten dann detaillierte Untersuchungen der Verteilernetzebene in den Entscheidungsprozess einbezogen werden. Der Wert von 20% erscheint auf den ersten Blick zwar gering. Der Anspruch, das Netz so auszulegen, dass es Störungen einzelner Betriebsmittel verkraftet ((n-1)-Sicherheit), hat jedoch zur Konsequenz, dass einzelne Betriebselemente im normalen, störungsfreien Betrieb in vielen Stunden nur gering ausgelastet werden. Eine Auslastung von 20% ist für den Normalbetrieb von Leitungen ein typischer Wert und wird daher als angemessene untere Grenze für die Erforderlichkeit von Maßnahmen eingestuft.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Die Bundesnetzagentur ist mittels der Gutachter-Marktmodellierung in der Lage, die vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen zusätzlich auf zwei wesentliche Aspekte, die zu einer Einsparung von Netzausbaumaßnahmen führen können, hin zu untersuchen. Das sind zum einen der verlangsamte Ausbau der Offshore-Windenergie und zum anderen die Kappung von Einspeisespitzen aus erneuerbaren Energien an Land. Beides wirkt sich unterschiedlich, aber aller Voraussicht nach reduzierend auf den Umfang der vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen aus.

Die Bundesnetzagentur hat daher alle Maßnahmen dahingehend untersucht, ob sie auch unter der Gutachter-Marktmodellierung wirksam und erforderlich sind.

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass die Ergebnisse der „SensiO“ nicht veröffentlicht wurden und deshalb zu der dort vorgenommen Methodik nicht Stellung genommen werden könne. Es bleibe offen, inwieweit sich aus der „SensiO“ Abweichungen von den Einschätzungen der Übertragungsnetzbetreiber bei einzelnen Vorhaben ergäben. Andere Konsultationsteilnehmer begrüßen die Berücksichtigung der Kappung von Windeinspeisespitzen und des verzögerten Ausbaus der Offshore-Windenergie. Nicht nachvollziehbar sei jedoch, warum dies nicht zu einer deutlichen Reduzierung des Netzausbaus führe. Dies könne bei einer unterstellten Reduzierung der Einspeisung durch Windenergie nur daran liegen, dass diese Leitungen wesentlich für den Transport von Strom aus Kohlekraftwerken konzipiert und berechnet wurden.

Die Bundesnetzagentur wird wie in jedem Durchgang der Netzentwicklungsplanung das ihr erstattete Gutachten veröffentlichen, sobald es endgültig fertiggestellt ist. Die sich durch die „SensiO“ ergebenden Abweichungen sind für jede Maßnahme bei den Prüfungsergebnissen aufgeführt. Die „SensiO“ führt zu einer Reduzierung des Ausbaubedarfs im Vergleich zum Szenario B2024. So bestärkt sie z. B. die Bundesnetzagentur in ihrer Entscheidung, auch weiterhin nur zwei der drei Maßnahmen im Korridor C zu bestätigen.*

1.3 Topologieänderungen

Eine zu prüfende Maßnahme kann ferner als nicht bestätigungsfähig einzuschätzen sein, wenn die auftretenden Überlastungen bzw. unzulässigen Betriebszustände im Netz auch ohne die Maßnahme durch naheliegende Topologieänderungen behoben werden können. Bei Topologieänderungen handelt es sich z. B. um das Trennen oder Schließen von Sammelschienen in Umspannwerken, wodurch die an der Sammelschiene angeschlossenen Stromleitungen entweder zusammengeschaltet 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 komplexe Schalthandlungen im Betrieb kurzfristig einerseits gefunden werden und andererseits auch die Folgen für das restliche Netz detailliert abgeschätzt werden können. Daher werden bei der Prüfung von Streckenmaßnahmen mögliche Topologieänderungen an denjenigen Sammelschienen untersucht, an denen eine überlastete Leitung direkt angeschlossen ist.

Insbesondere in Zweifelsfällen stuft die Bundesnetzagentur die Maßnahme als nicht wirksam ein, sofern durch Topologieänderungen auftretende Überlastungen behoben werden können.

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass nicht dargestellt sei, welche Topologieänderungen gemeint seien.

Sollte die Bundesnetzagentur eine Topologieänderung bei der Prüfung gefunden haben, die eine vorgeschlagene Maßnahme ersetzen kann, so ist diese direkt bei der jeweiligen Maßnahme aufgeführt und beschrieben.

2. Prüfung von Maßnahmen aus dem Bundesbedarfsplan

Wie bisher überprüft die Bundesnetzagentur auch im NEP2024 diejenigen Maßnahmen, für die der Gesetzgeber im Bundesbedarfsplan bereits die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf festgestellt hat, erneut. Damit kommt sie ihrem Auftrag nach, Öffentlichkeit und Gesetzgeber darüber zu informieren, ob aus fachlicher Sicht die energiewirtschaftliche Notwendigkeit dieser Maßnahmen weiterhin gegeben ist, auch wenn sich zwischenzeitlich bestimmte Rahmenbedingungen oder Prognosen geändert haben.

Für diese technische Prüfung wird dem Startnetz der Teil des Zubaunetzes, der im Bundesbedarfsplan niedergelegt ist, hinzugefügt. Es ergibt sich das sogenannte BBP-Netz. Anschließend wird jede einzelne dieser Zubaumaßnahmen geprüft. In den bisherigen Netzentwicklungsplänen wurde diese Prüfung auf dem gesamten von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Zielnetz durchgeführt, d. h., bei der Prüfung jeder einzelnen Maßnahme wurde das gesamte restliche Zielnetz als fertig realisiert unterstellt. Da jedoch aufgrund der neuen Rahmenbedingungen (langsamerer Offshore-Ausbau, Spitzenkappung) ein geringerer Netzausbaubedarf zu erwarten ist, erscheint das bisherige Vorgehen nicht mehr sachgerecht. Denn in einem für die betrachtete Marktmodellierung „zu großen“ Netz könnte jede einzelne Maßnahme für sich genommen verzichtbar erscheinen, da ihre Transportaufgabe theoretisch von einer anderen Maßnahme des „zu großen“ Zielnetzes mit übernommen werden könnte. Dadurch könnte die Prüfung zu dem Ergebnis kommen, dass keine weitere Maßnahme notwendig wäre, obwohl dies in der Realität komplett falsch wäre. Dieses planerische und prüferische „Dilemma“ lässt sich anhand folgenden Beispiels verdeutlichen:

- Die Übertragungsnetzbetreiber nehmen aufgrund ihrer Marktmodellierung einen Ausbaubedarf zwischen zwei Punkten mit zwei Maßnahmen an.
- In der Gutachter-Marktmodellierung (Offshore-Reduktion und Spitzenkappung) wäre unter den genannten Prämissen nur noch der Ausbaubedarf für eine der beiden vorgeschlagenen Maßnahmen gegeben.
- Bei einer einfachen Prüfung auf Wirksamkeit und Erforderlichkeit unter der Annahme, das Zielnetz sei vollständig realisiert, ergäbe sich für jede der beiden Maßnahmen einzeln, dass sie nicht notwendig ist, da ja die jeweils andere Maßnahme als Teil des Zielnetzes als realisiert vorausgesetzt wurde.
- Die Prüfung würde damit zu dem Endergebnis kommen, dass keine der Maßnahmen notwendig ist, obwohl dies offenkundig nicht richtig sein kann.

In diesem Beispiel ist die Abhängigkeit der beiden vorgeschlagenen Maßnahmen voneinander bzw. ihre gegenseitige Beeinflussung offensichtlich. In der Regel sind solche Wechselwirkungen zwischen Maßnahmen jedoch nur selten so offenkundig, aber gleichwohl vorhanden. Bei der Prüfung des Netzentwicklungsplans können sie aber aufgrund ihrer Reichweite und Vielgestaltigkeit nicht mit vertretbarem Aufwand aufgespürt und abgebildet werden, da die Anzahl der Kombinationen mit jeder neu hinzukommenden Maßnahme exponentiell ansteigt.

Daher hat die Bundesnetzagentur bei ihrer Prüfung der BBP-Maßnahmen nicht das vollständige Zielnetz, sondern das BBP-Netz zu Grunde gelegt.

Da an dieser Stelle der Prüfung noch nicht das komplette Zubaunetz betrachtet wird, reicht es für die Wirksamkeit einer BBP-Maßnahme aus, wenn sie eine signifikante Entlastung einer anderen Leitung bewirkt, letztere aber immer noch 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 neben den BBP-Maßnahmen weiterer Zubau erforderlich ist, um ein überlastungsfreies Übertragungsnetz zu erhalten. Insofern wäre es falsch, die BBP-Maßnahme als nicht wirksam (genug) anzusehen, da sich ohne sie die Überlastungssituation schlimmer darstellen würde.

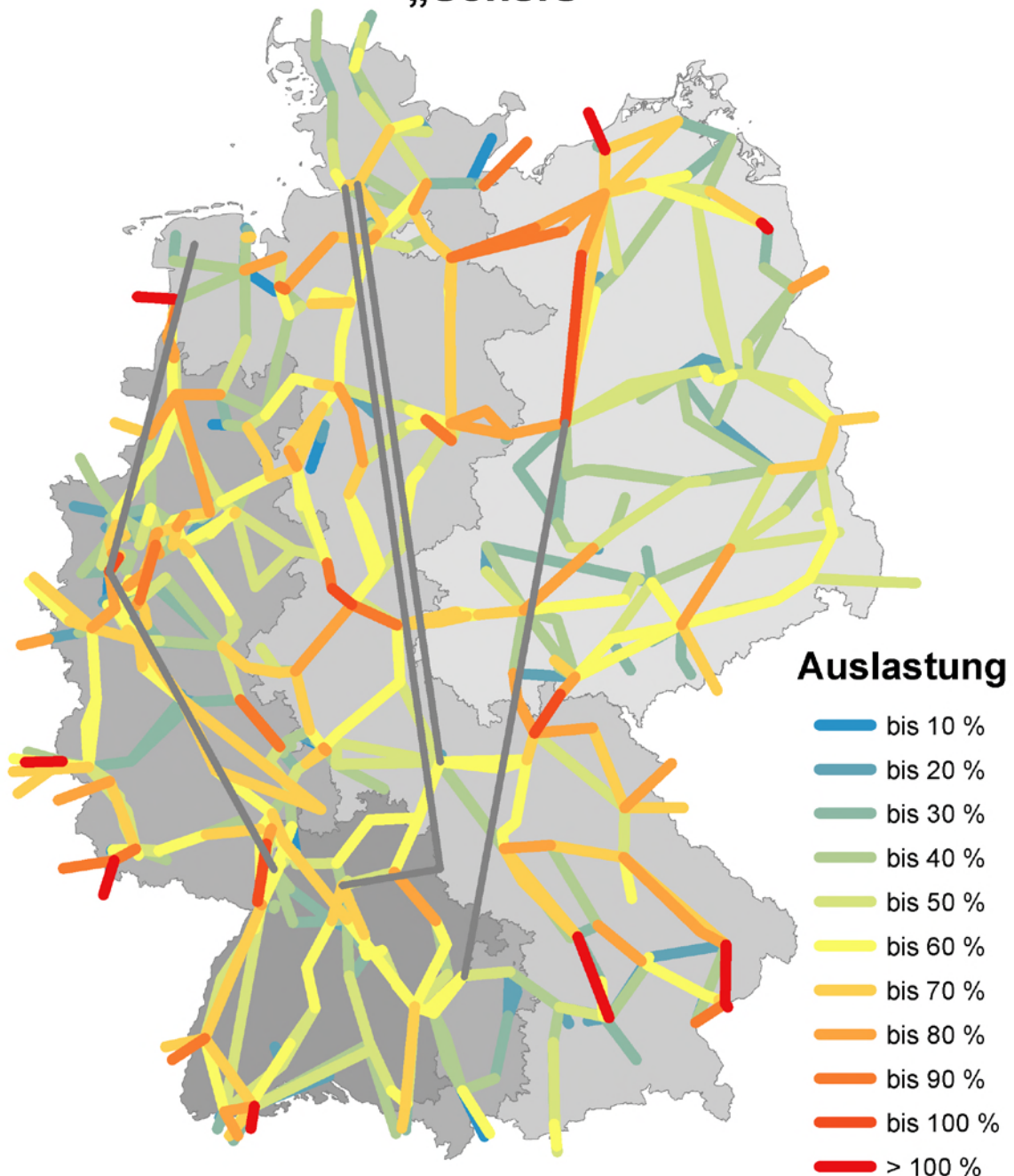
3. Prüfung weiterer Zubaumaßnahmen

Nach der Überprüfung der Maßnahmen, die bereits im Bundesbedarfsplan festgestellt sind, bleibt die Frage, ob und ggf. welche weiteren Maßnahmen darüber hinaus noch notwendig sind. Die Übertragungsnetzbetreiber haben eine Vielzahl solcher über den Bundesbedarfsplan hinausgehenden Maßnahmen vorgeschlagen.

Die Notwendigkeit, sich ernsthafte Gedanken über Leitungen zu machen, die noch über den Bundesbedarfsplan hinausgehen, kann durch die maximale im Jahr auftretende Auslastung des Wechselstromnetzes veranschaulicht werden. Daran lässt sich erkennen, dass auch in einem um **alle** bisherigen BBP-Maßnahmen erweiterten Netz noch Auslastungen der Wechselstromleitungen von über 70% im Grundfall auftreten. Solche hohe Auslastungen sind ein sicheres Indiz dafür, dass bei Ausfall eines Netzelements, d. h. im sogenannten (n-1)-Fall, das Netz nicht mehr stabil und sicher betrieben werden kann. Einige Leitungen sind sogar im (n-0)-Fall, also im Normalbetrieb ohne Ausfall eines Netzelements, schon über 100% ausgelastet, so dass noch Ausbaubedarf zusätzlich zu den Maßnahmen des Bundesbedarfsplans besteht.

Mit anderen Worten: Der aus dem von der Bundesnetzagentur bestätigten NEP2012 abgeleitete Bundesbedarfsplan reicht im heutigen Umfang nicht aus, den Transportbedarf des Jahres 2024 zu decken, selbst wenn sich dieser Transportbedarf durch Spitzenkappung und einen langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft reduziert.

Maximale Auslastung Gutachter-Marktmodellierung „SensiO“



Herausgeber: Bundesnetzagentur
 Quellennachweis: © GeoBasis-DE / BKG 2014
 Datenbasis: Übertragungsnetzbetreiber
 Stand: 23.02.2015

Die Maßnahmen in den HGÜ-Korridoren sind farblich neutral dargestellt, da diese steuerbaren Netzelemente gezielt bis zu 100 % ausgelastet werden und keine Gefahr einer Überlastung dieser Leitungen besteht.

Abbildung: maximale Auslastung des BBP-Netzes bei Anwendung der bedarfsreduzierenden Gutachter-Marktmodellierung

Um möglichst exakt bewerten zu können, welche Maßnahmen zusätzlich zum Bundesbedarfsplan wirklich notwendig sind, hat sich die Bundesnetzagentur bei der weiteren Prüfung zu einem schrittweisen Vorgehen entschlossen („sequenzielle Prüfung“).

Eine Prüfung über den Bundesbedarfsplan hinausgehender Maßnahmen auf Basis eines als komplett realisiert unterstellten Zielnetzes wäre nicht sachgerecht, da sie die Wirksamkeit der geprüften Maßnahme tendenziell unterschätzte. Das liegt wie ausgeführt daran, dass es im kompletten Zielnetz mehrere Maßnahmen geben kann, die eine bestehende Leitung wirksam entlasten. Umgekehrt wäre es aber ebenso wenig sinnvoll, bei der Prüfung des BBP-Netz nur um die jeweils zu prüfende Maßnahme zu ergänzen, ohne mögliche entlastende Wirkungen anderer zusätzlicher Maßnahmen zu betrachten, da dies die Wirksamkeit der zu prüfenden Maßnahme überschätzen würde.

Deshalb bietet es sich an, das Netz ausgehend vom BBP-Netz Schritt für Schritt („sequenziell“) auszubauen und dabei bei jeder neu aufgenommenen Maßnahme lediglich die bisher schon als wirksam befundenen Maßnahmen als realisiert zu unterstellen. Das BBP-Netz wird dabei von seinem Ausgangszustand aus so lange ausgebaut, 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. Theoretisch müsste man dazu 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 auseinander liegen, 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 höchsten im Jahr auftretenden Belastungen im (n-0)-Fall bestimmt. Danach werden mithilfe dieser Auslastungen räumlich voneinander getrennte Schwachstellen im Übertragungsnetz identifiziert. Dabei dienen diese Auslastungen zunächst nur als Indikator für Schwachstellen, da generell eine Auslastung einer Leitung von über 70% im Grundfall (n-0) als Hinweis auf eine mögliche (n-1)-Verletzung sein kann. Dies wird dann im nächsten Schritt mit detaillierten Ausfallrechnungen überprüft. Liegt tatsächlich eine (n-1)-Verletzung vor, so wird für jede der Schwachstellen eine naheliegende Maßnahme aus den Vorschlägen der Übertragungsnetzbetreiber identifiziert, die potenziell die Schwachstelle beheben oder zumindest mindern kann. Neue HGÜ-Maßnahmen werden zu diesem Zweck allerdings nicht in Betracht gezogen und geprüft.

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 werden erneut eine Jahres-Lastflussrechnung durchgeführt und daraus Schwachstellen und naheliegende Maßnahmen zu deren Behebung abgeleitet, womit der nächste Durchgang („Iteration“) der sequenziellen Prüfung beginnt. Die sequenzielle Prüfung ist beendet, wenn keine Schwachstellen mehr im betrachteten Netz verbleiben bzw. keine der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen mehr geeignet erscheint, die noch verbliebenen Schwachstellen zu beheben.

4. Plausibilität 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.

Die Übertragungsnetzbetreiber unterscheiden 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.

Bisher hat die Bundesnetzagentur sämtliche von den Übertragungsnetzbetreibern angegebenen Punktmaßnahmen auf ihre Schlüssigkeit hin überprüft. Beim NEP2024 verfährt sie letztmalig so. Zukünftig wird sie bei der Bestätigung des Netzentwicklungsplans zwischen horizontalen Punktmaßnahmen, die aus Gründen der Funktionsfähigkeit des Übertragungsnetzes erforderlich sind, und vertikalen Punktmaßnahmen, die dem Anschluss nachgelagerter Netzebenen dienen (und damit nicht Gegenstand des Netzentwicklungsplans sind), unterscheiden.

Der Netzentwicklungsplan Strom enthält alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Übertragungsnetzes, nicht auch der nachgelagerten Netzebenen. Da also nur die horizontalen Punktmaßnahmen vom Netzentwicklungsplan umfasst werden, sind nur sie von den Übertragungsnetzbetreibern in ihre Entwürfe aufzunehmen, dabei aber ausführlich mittels nachprüfbarer Netzdatensätze zu begründen. Sofern diese Begründung nicht ausreicht, kann eine horizontale Punktmaßnahme zukünftig nicht bestätigt werden.

4.1 horizontale Punktmaßnahmen

Der überwiegende Teil der horizontalen Punktmaßnahmen verbindet Elemente der Höchstspannungsebene. Dies kann z. B. die Aufstellung von sogenannten Kuppeltransformatoren sein, welche die verschiedenen 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.

4.2 vertikale Punktmaßnahmen

Vertikale Punktmaßnahmen gehen in der Regel auf Ausbaubegehren seitens der Verteilnetzbetreiber zurück. Diese vertikalen Punktmaßnahmen kann die Bundesnetzagentur nicht mit der gleichen Tiefe prüfen.

Ob beispielsweise vertikale Punktmaßnahmen aufgrund der zunehmenden Einspeisung aus EE-Anlagen erforderlich sind, kann sie in der Regel nicht abschließend beurteilen. Denn diese Einspeisung rührt aus den nachgelagerten Verteilnetzen her, deren Ausbau nicht Gegenstand des Netzentwicklungsplans ist und für die keine vergleichbar detailscharfe Datenbasis zur Verfügung steht. Beispielsweise kann die Bundesnetzagentur nicht exakt nachprüfen, sondern nur plausibilisieren, ob ein steigender EE-Ausbau in einem Verteilnetz den Ausbau eines Umspannwerks erforderlich macht. Die Bundesnetzagentur kann zwar auf Grund der im EEG vorgesehenen EE-Ausbaupfade und der ständig verbesserten Regionalisierung prüfen, ob im Versorgungsgebiet eines Verteilnetzbetreibers binnen 10 Jahren ein nennenswerter EE-Zubau zu erwarten ist. Ob dieser aber über die vorhandenen Verknüpfungspunkte mit dem Übertragungsnetz bewältigt werden kann oder ob zusätzliche Verknüpfungen nötig sind, könnte nur geprüft werden, wenn die exakten technischen Parameter des jeweiligen Verteilnetzes bekannt wären und die genaue Lokalisierung des EE-Zubaus innerhalb des Verteilnetzes möglich wäre.

4.3 Beurteilung von Punktmaßnahmen

Die Punktmaßnahmen können daher nur anhand eingereichter Unterlagen oder ggf. auch Gutachten auf ihre Nachvollziehbarkeit hin überprüft und plausibilisiert werden. Sofern die Bundesnetzagentur die Begründungen der einzelnen Maßnahmen nachvollziehen kann und ihnen stimmige Annahmen zugrunde liegen, bewertet sie die Maßnahmen als „schlüssig“, anderenfalls als „nicht schlüssig“.

Diese Einschätzungen stehen einer Bestätigung gem. § 12c EnWG nicht gleich. Erst recht ersetzt die Einschätzung einer Maßnahme als „schlüssig“ nicht die im Einzelfall möglicherweise notwendigen bau- oder immissionsschutzrechtlichen Genehmigungen.

III Allgemeine gesetzliche Anforderungen an den Netzentwicklungsplan Strom

Neben den Strecken- und Punktmaßnahmen, die zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes in den nächsten zehn Jahren erforderlich sind, muss der Entwurf des Netzentwicklungsplans gemäß § 12b EnWG einige weitere Angaben enthalten.

1. Netzausbaumaßnahmen, Zeitplan und Umsetzungsstand

Kapitel 5 des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans enthält tabellarische Übersichten der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen. Aus der Spalte „anvisierte Inbetriebnahme“ ergibt sich, welche Maßnahmen die Übertragungsnetzbetreiber binnen drei Jahren für erforderlich halten und welchen Zeitplan sie im Übrigen ansetzen. In einer weiteren Spalte wird kurz über den Umsetzungsstand der Maßnahmen berichtet.

2. 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 erneut vier HGÜ-Korridore (A, B, C und D) zum weiträumigen Transport von Norden nach Süden vor. Eine weitere HGÜ-Maßnahme soll dem Ausbau der grenzüberschreitenden Kuppelkapazität zwischen dem Raum Aachen/Düren und Belgien dienen (P65). Alle Projekte sind in den jeweiligen Steckbriefen für die entsprechenden Streckenmaßnahmen näher beschrieben.

3. Angaben zur Übertragungstechnologie sowie zu Hochtemperaturleiterseilen

Bezüglich grundlegender Informationen zur Übertragungstechnologie verweisen die Übertragungsnetzbetreiber erneut auf Kapitel 5 ihres Entwurfs zum NEP2022. Bei den einzelnen Maßnahmen geben sie an, inwieweit der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen in Betracht kommt. Hinweise zu Hochtemperaturleiterseilen, herkömmlichen Leiterseilen und Hochstrombeseilung und als sinnvoll erachteter Einsatzbereiche enthält das Glossar des zweiten NEP-Entwurfs der Übertragungsnetzbetreiber (S. 124).

Zwar prüfen die Übertragungsnetzbetreiber auf der Ebene des NEP, ob unter anderem durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen oder von Hochstrombeseilung der Neubau von Leitungen vermieden werden kann. Eine Schwierigkeit besteht jedoch darin, dass bei der Festlegung von Übertragungsbedarfen nicht abschließend entschieden werden kann, in welcher Form eine Leitung später realisiert wird. Für den Einsatz von Hochstrom- oder Hochtemperaturleiterseile kommt es auf viele Details des jeweils konkret zu betrachtenden Vorhabens an. Eine solche Prüfung ist nicht Gegenstand des gesamthaften NEP, sondern der sich anschließenden Planungsverfahren auf Vorhabenebene.

4. Modellierung des Übertragungsnetzes

Der von den Übertragungsnetzbetreibern gewählte Modellierung für die Netzausbauplanung geeignet und für einen sachkundigen Dritten nachvollziehbar. Die für die Bewertung der Lastflussergebnisse angewandte Methodik entspricht fachlich dem Stand der Technik.

5. 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 2012, des zum Zeitpunkt der Planung geltenden gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans nach Art. 8 Abs. 3b der Verordnung (EG) Nr. 714/2009, handelt. Darüber hinaus enthält der TYNDP 2012 keine Projekte in Deutschland.

Gemeinschaftsweit vereinbart sind ferner 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 ist. 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.

Damit berücksichtigt der Entwurf den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan in ausreichendem Maß. Ohnehin hat der TYNDP nur indikative Funktion, bindet die deutschen Übertragungsnetzbetreiber also nicht bei der Erstellung des nationalen Netzentwicklungsplans Strom. Deshalb ist es auch unschädlich, dass der TYNDP2014 zum Zeitpunkt der Vorlage des überarbeiteten Entwurfs den Netzentwicklungsplans Strom noch nicht abgeschlossen war.

6. Berücksichtigung von Offshore-Planungen

Während der landseitige Netzentwicklungsplan in erster Linie der Ermittlung von Leitungsbauprojekten dient, welche für den Betrieb eines zuverlässigen und sicheren Übertragungsnetzes an Land notwendig sind, ermittelt der Offshore-Netzentwicklungsplan, welche Anbindungsleitungen bis zu einem bestimmten Inbetriebnahmedatum gebaut werden müssen, um in den nächsten zehn Jahren die auf See erzeugte elektrische Energie an Land zu transportieren. Beim Offshore-Netzentwicklungsplan handelt es sich demnach um einen Netzanschluss- bzw. Kraftwerksanschlussplan für Windenergieanlagen auf See.

Schnittstellen zwischen O-NEP und NEP sind die Netzverknüpfungspunkte an Land. Eine Konsistenz der Pläne ist gegeben, wenn die laut O-NEP angebundene Offshore-Erzeugungskapazität auch entsprechend dem Netzentwicklungsplan an Land abtransportiert werden kann. Dafür ist eine synchrone Umsetzung der jeweiligen Maßnahmen im Netzentwicklungsplan und im Offshore-Netzentwicklungsplan erforderlich, d. h., dass in beiden die Netzverknüpfungspunkte konsistent sein müssen.

Im ersten Entwurf des NEP2024 und O-NEP2024 der Übertragungsnetzbetreiber war das noch nicht der Fall, da für vier Offshore-Netzverknüpfungspunkte unterschiedliche prognostizierte installierte Erzeugungsleistungen zugrunde gelegt wurden. Allerdings wurde diese Inkonsistenz in den überarbeiteten Entwürfen der beiden Pläne aufgehoben, die nunmehr eine identische installierte Erzeugungsleistung an allen Offshore-Netzverknüpfungspunkten vorsehen.

Daher berücksichtigt der zweite Entwurf des NEP2024 den O-NEP2024 in ausreichendem Maß.

7. Berücksichtigung der Konsultation der Übertragungsnetzbetreiber

In Kapitel 7 des überarbeiteten Entwurfs geben die Übertragungsnetzbetreiber einen Überblick über das von ihnen zuvor durchgeführte Konsultationsverfahren und über dessen Inhalte. Des Weiteren dokumentieren sie in den Kapiteln 2, 3 und 4 jeweils themenbezogene „Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren“.

8. Abwägung anderweitiger Planungsmöglichkeiten

Der überarbeitete Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber enthält im Kapitel 1.3 auch eine zusammenfassende Erklärung, aus welchen Gründen sie den vorgeschlagenen Netzentwicklungsplan nach Abwägung mit den geprüften, in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten gewählt haben. Sie führen aus, dass „auf der abstrakten Ebene des Netzentwicklungsplans konkrete räumliche Alternativen zu Einzelmaßnahmen“ nicht geprüft werden müssten (Kapitel 1.3, Seite 26). Es gehe vielmehr um die grundsätzliche Ermittlung von Lösungen für Übertragungsbedarfe nach netztechnischen Aspekten. Da die konkrete Führung einer Trasse zwischen einem Anfangs- und einem Endpunkt bei der Netzentwicklungsplanung noch gar nicht feststehen könne, weil sie nicht Gegenstand der angestellten Netzberechnungen sei, scheide auf dieser Planungsstufe eine Prüfung anderweitiger räumlicher Planungsmöglichkeiten von Trassenverläufen von vornherein aus.

Richtig an dieser Argumentation ist, dass es bei der Netzentwicklungsplanung um die grundsätzliche Ermittlung geeigneter Übertragungslösungen und nicht um konkrete Trassenverläufe geht. Das heißt aber gerade nicht, dass zu einer abstrakt zwischen einem Anfangs- und einem Endpunkt vorgeschlagenen Übertragungslösung von vornherein keine Alternative in Betracht kommt.

Vielmehr ist selbstverständlich zu prüfen, ob ein bestimmter Übertragungsbedarf nicht auch durch eine alternative Netzausbaumaßnahme, also zwischen einem anderen Anfangs- und Endpunkt, abgedeckt werden kann. Für welchen Anfangs- und Endpunkt man sich am Ende entscheidet, ist in diesem Zusammenhang gerade eine netztechnisch zu beantwortende Frage. Nichts anderes haben die Übertragungsnetzbetreiber im Übrigen mit der Veränderung des bisherigen Korridors D getan. Mit dem später zu planenden konkreten Trassenverlauf zwischen Anfangs- und Endpunkt hat diese Alternativenprüfung wenig zu tun.

Bezeichnenderweise gehen die Übertragungsnetzbetreiber in den Projektsteckbriefen zum vorgeschlagenen Zubaunetz an einigen Stellen auch auf mögliche Alternativen ein. Dies erfolgt allerdings in der Darstellung äußerst knapp. Die dahinterstehenden Erwägungen sind kaum zu erkennen. Die Darstellung ist zwar von dem Bemühen geprägt, die gefundene Lösung als die einzig sinnvolle zu präsentieren. Dies ist für sich genommen aber nicht überzeugend, da sich ohne eine tiefer gehende Begründung nicht ausreichend nachvollziehen lässt, wie die Übertragungsnetzbetreiber zu ihrer Entscheidung gekommen sind. Es ist mit Sicherheit davon auszugehen, dass in einem frühen Stadium der Planung auch Alternativen zu einer Vielzahl von Vorhaben erwogen und mit wahrscheinlich guten Gründen wieder verworfen wurden. Denn netztechnisch ist schlicht nicht begründbar, warum eine vorgeschlagene Netzausbaumaßnahme per se alternativlos sein sollte. Es würde Transparenz und Überzeugungskraft des Netzentwicklungsplans stärken, wenn dieser Lösungsfindungsprozess auch der Öffentlichkeit nachvollziehbar und detailliert dargestellt würde.

Die Bundesnetzagentur fordert die Übertragungsnetzbetreiber daher auf, künftig die Prüfung in Betracht kommender alternativer Netzausbaumaßnahmen deutlich auszubauen und nachvollziehbar zu dokumentieren, aus welchen netztechnischen Gründen die schließlich vorgeschlagene Maßnahme gewählt wurde. 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. Denkbar wäre es beispielsweise auch, verschiedene Maßnahmenbündel zu bilden und diese alternativ gegenüberzustellen. Allerdings muss auch dies transparent und nachvollziehbar dargestellt werden. Ein Beispiel sind die sich aufdrängenden Prüfungen anderer Netzverknüpfungspunkte in Korridor D oder bei den Wechselstromprojekten P43 und P44. Auch dies läuft auf eine Alternativenprüfung im soeben dargestellten Sinne hinaus.

Die Bundesnetzagentur erwartet, dass die Übertragungsnetzbetreiber solche Prüfungen zukünftig nicht erst auf öffentlichen Druck und nur bei einzelnen Maßnahmen, sondern von sich aus und über sämtliche Projekte hinweg durchführen bzw. transparent machen, und hat entsprechende Vorgaben unter Ziffer 3 in den Tenor dieser Bestätigung aufgenommen.

IV Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung

Maßnahmenbezogene Eingaben aus der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung wurden maßnahmenspezifisch ausgewertet, zusammengefasst, dokumentiert und berücksichtigt (vgl. Abschnitt V).

Sofern sich Konsultationsbeiträge auf einen bestimmten Aspekt des Prüfprozesses und der Vorgehensweise beziehen, wurde darauf bereits in den jeweiligen Punkten des Abschnitts II eingegangen.

Alle übrigen Beiträge werden im Folgenden behandelt.

Nicht Aufgabe des Netzentwicklungsplans und der damit verbundenen Konsultationsverfahren ist es, die geltenden Rahmenbedingungen der Energiewende zu verändern. Dies wäre Aufgabe der Politik und bedürfte einer demokratisch legitimierten Entscheidungsfindung auf parlamentarischer Basis. Einen solchen Prozess kann die Konsultation des Netzentwicklungsplans nur anstoßen, aber nicht ersetzen. Erst recht hat sich nicht die Funktion einer „Volksabstimmung“ über die Energiewende insgesamt oder über deren einzelne Gesichtspunkte.

A Gesamtplanbetrachtung

1. Gleichstromübertragung (HGÜ)

Vor allem die geplante HGÜ-Technologie war Gegenstand vieler Konsultationsbeiträge zum Themenbereich Gesamtplanbetrachtung. Diese Technologie wird dabei allerdings sehr unterschiedlich bewertet.

Einige Konsultationsteilnehmer meinen, dass ein HGÜ-Netz zentralistische unflexible Netzstrukturen schaffe und damit innovative Versorgungskonzepte erschwere. Auch wird vorgetragen, dass mehrere Gleichstromtrassen unnötig seien. Sinnvoller sei stattdessen, lediglich eine oder maximal zwei große HGÜ-Trassen in Nord-Süd-Richtung zu bauen, da dies deutlich günstiger sei und zu weniger Umweltbelastungen führe.

Andere Konsultationsteilnehmer befürworten die HGÜ-Technologie, um den hohen zukünftigen Übertragungsbedarf über weite Distanzen bewältigen zu können. Dies bedeute einen großen Fortschritt für die Netzintegration der erneuerbaren Energien. Zudem sei die HGÜ-Technologie in der Lage Blindleistung bereit zu stellen und damit einen wichtigen Beitrag zur Netzstabilität zu leisten. Auch wird vorgetragen, dass ein Einsatz ausschließlich der Drehstromtechnik einen weitaus massiveren Netzausbau verursachen würde als ein aus Dreh- und Gleichstromtechnik kombinierter Netzausbau.

Wieder andere Konsultationsteilnehmer bemängeln, dass keine Ein- und Ausspeisepunkte entlang der geplanten HGÜ-Korridore vorgesehen seien. Die Planung sei in Richtung eines HGÜ-Overlay-Netzes, das für die fortschreitende Netzplanung flexibler wäre, fortzuentwickeln. Die dazu notwendige Mehrpunktfähigkeit der HGÜ-Technologie sei bereits gegeben.

Die im Netzentwicklungsplan vorgesehene VSC-HGÜ-Technologie ermöglicht einen überregionalen, verlustarmen Stromtransport aus dem Norden bzw. dem Nordosten Deutschlands in die Lastzentren im Westen und Süden. Diese Technologie ist die nach dem heutigen Stand der Technik effizienteste und ressourcenschonendste Lösung der zukünftigen Transportaufgabe. Eine HGÜ-Leitung wird anders betrieben als eine Wechselstrom-Leitung. Während sich im Wechselstromnetz die Stromflüsse entsprechend des elektrischen Widerstands einstellen, kann die Auslastung von Gleichstrom-Leitungen gezielt gesteuert werden. HGÜ-Korridore sind deshalb in der Regel hoch ausgelastet und entlasten damit das umgebende Drehstromnetz, sodass ein deutlich geringerer Ausbaubedarf im Drehstrombereich notwendig ist.

Theoretisch wäre auch ein Ausbau des Übertragungsnetzes allein in herkömmlicher 380-kV-Drehstromtechnik möglich. Wissenschaftliche Untersuchungen der TU Graz („Gutachten zur Ermittlung des erforderlichen Netzausbaus im deutschen Übertragungsnetz 2012“, veröffentlicht unter data.netzausbau.de/Alfa/NEP/NEMO_II.pdf) dazu ergaben jedoch, dass der gesamte Netzausbau und Netzverstärkungsbedarf durch den Einsatz von HGÜ-Technik reduziert wird. Zudem sind durch den Einsatz von HGÜ-Technologie die Netzverluste insgesamt geringer. Der Einsatz von HGÜ-Übertragungstechnik beschränkt sich dabei auf eine Overlay-Struktur, die mit dem Drehstromnetz gekoppelt wird.

Bis zum Ende des Jahres 2022 werden alle Kernkraftwerke in Deutschland vom Netz gehen. Dies hat zur Konsequenz, dass in erheblichem Umfang Erzeugungskapazitäten wegfallen werden. Darüber hinaus können die Kernkraftwerke ihren bisher geleisteten Beitrag zur Stabilität des Übertragungsnetzes nicht mehr erbringen. Dies können die in der Nähe der bisherigen Kernkraftwerksstandorte geplanten HGÜ-Korridore übernehmen. Sie tragen nicht nur erheblich zur ausreichenden Stromversorgung bei, indem sie quasi die Stromproduktion der Kernkraftwerke übernehmen, sondern sie übernehmen zugleich auch deren netzdienende Funktionen vor Ort (Bereitstellung von Blindleistung und von Kurzschlussleistung). Die HGÜ-Korridore verhindern demnach keine innovativen Versorgungskonzepte, sondern bedienen die Nachfrage vor allem in Süddeutschland.

Die (n-1)-Sicherheit eines HGÜ-Korridors wird durch das umgebende Drehstromnetz und die anderen HGÜ-Korridore gewährleistet. Die Notwendigkeit eines vermaschten HGÜ-Overlay-Netzes ist unter den aktuellen Randbedingungen weder mittel- noch langfristig gegeben.

Einige andere Konsultationsteilnehmer weisen auf die geringen Erfahrungen mit HGÜ-Leitungen hin. Dies stelle ein Problem für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit dar. Insbesondere sei es falsch mehrere Pilotprojekte gleichzeitig zu starten. Wesentlich vernünftiger sei es die Anzahl der HGÜ-Leitungen auf die Projekte, die sich bereits im Verfahren der Bundesfachplanung befinden und die realistisch gesehen umgesetzt werden können, zu beschränken.

Die Bundesnetzagentur geht nicht davon aus, dass der Einsatz von HGÜ die Versorgungssicherheit gefährdet. Auch die HGÜ-Korridore wurden bei der Planung (n-1)-sicher ausgelegt. Deshalb wäre ein sicherer und zuverlässiger Netzbetrieb auch noch bei Ausfall einer HGÜ möglich.

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass im Hinblick auf die Störanfälligkeit von Trassen, über die eine Leistung von mehreren Gigawatt transportiert werden soll, keine ausreichende Abwägung stattgefunden habe. Ebenso seien die einzelnen Komponenten einer HGÜ-Leitung nicht ausreichend getestet. Ein großflächiger Einsatz sei demnach nicht zu vertreten.

Außerdem kritisieren einige Konsultationsbeiträge die Technologie der Konverteranlagen, die jeweils am Start- und Endpunkt einer HGÜ-Leitung den Dreh- in Gleichstrom umwandeln und umgekehrt. HGÜ-Systeme mit den erforderlichen Konverteranlagen wiesen hohe Errichtungs- und Betriebskosten auf und hätten einen großen Platzbedarf. Die Gefahr bestehe, dass die wenigen Hersteller von HGÜ-Komponenten ihre Marktmacht ausnutzten und unangemessene Preise verlangten. Ein Konsultationsteilnehmer führt an, dass man bei der HGÜ-Technik nicht nur die Leitungsverluste, sondern auch die Verluste der Konverter berücksichtigen müsse. HGÜ-Technik würde sich deshalb erst ab bestimmten Leitungslängen rechnen. Ein Konsultationsteilnehmer bemängelt, dass ein eventueller späterer Rückbau von HGÜ-Verbindungen von künftigen Generationen bezahlt werden müsse und von den Betreibern. Einige Konsultationsteilnehmer fordern überdies eine Kosten-Nutzen-Analyse für die einzelnen HGÜ-Korridore.

Zum Transport von elektrischer Leistung über lange Distanzen, im Vergleich zur 380-kV-Wechselstromübertragung, kommt grundsätzlich die Gleichstromtechnologie (HGÜ) in Frage. Ein entscheidender Vorteil dieser Technik ist die nahezu verlustfreie Energieübertragung. Auch unter Berücksichtigung der Konverterverluste ist die Gleichstromtechnik über lange Distanzen im Vergleich zur 380-kV-Wechselstromübertragung und deren Verluste im Vorteil. Die von der Bundesnetzagentur bestätigten HGÜ-Verbindungen weisen insofern ausreichende Streckenlängen auf.

Wenn zukünftig mehr und mehr konventionelle Erzeugungsanlagen (insbesondere Kernkraftwerke) vom Netz gehen, muss ihr Beitrag zur Bereitstellung von Blindleistung, welche für die Netzstabilität unabdingbar ist, anderweitig abgedeckt werden. Konverteranlagen, welche jeweils am Start- und Endpunkt einer HGÜ-Leitung den Dreh- in Gleichstrom umwandeln und umgekehrt, können durch gezielte Steuerung dazu beitragen.

Einige Stellungnehmer sprechen sich dafür aus die Offshore-Netzanschlussleitungen direkt - ohne Umwandlung des Gleichstroms in Wechselstrom - bis in die Lastzentren in West- und Süddeutschland weiterzuführen und an den ehemaligen oder stillzulegenden Kraftwerksstandorten enden zu lassen. Damit könnten der Netzausbaubedarf reduziert und gleichzeitig unkalkulierbare Verzögerungen minimiert werden.

Die direkte Verlängerung der Offshore-Anbindungsleitung nach Süden erscheint nicht sinnvoll, da mit den Korridoren auch Onshore-Windleistung abtransportiert werden soll. Zudem haben HGÜ-Korridore an Land eine höhere Spannungsebene und damit eine höhere Kapazität als die Offshore-Anbindungsleitungen. Es wäre nicht sinnvoll, die Übertragungskapazität im landseitigen Übertragungsnetz gezielt zu verringern, da man dann zusätzliche HGÜ-Verbindungen bräuchte. Ebenso wenig wäre es sinnvoll, eine als reine Offshore-Anbindungsleitung konzipierte Verbindung mit einer zu diesem Zweck unnötig hohen Kapazität auszustatten, die dann gar nicht ausgenutzt werden könnte. Nach alledem ist eine zweckgebundene Unterscheidung zwischen Anbindungsleitungen und Übertragungsleitungen geboten, die freilich eine Spannungstransformation notwendig macht. Unmittelbar auf Gleichspannungsebene eine solche Transformation zum jetzigen Zeitpunkt nicht verfügbar. Daher bleibt eine zwischenzeitliche Umrichtung zu Wechselspannung erforderlich, was aber zugleich ermöglicht, zusätzlich landseitig erzeugten Strom mit in die Leitung aufzunehmen und so zusätzlichen Ausbau einzusparen.

2. Dezentrale bzw. verbrauchsnahe Versorgung

Eine Vielzahl der Konsultationsteilnehmer spricht sich für eine stärkere dezentrale Erzeugungsstruktur aus. Dies wird insbesondere damit begründet, dass durch den Bau der HGÜ-Korridore zentralistische Netzstrukturen geschaffen würden, die auf Jahrzehnte unflexibel seien und damit eine „Energiewende vor Ort“ erschweren. So verhinderten die HGÜ-Korridore die Realisierung regionaler Erzeugungs- bzw. Versorgungskonzepte. Andere Flexibilitätsoptionen wie Laststeuerung und Speicher würden unattraktiver.

Außerdem wird vorgetragen, dass eine stärkere dezentrale Erzeugungsstruktur und damit der Verzicht auf HGÜ-Korridore die Versorgungssicherheit erhöhe. Denn die Konzentration auf wenige große HGÜ-Vorhaben führe dazu, dass das Übertragungsnetz zu sehr von diesen abhängig werde und dann die Gefahr bestehe, dass das Übertragungsnetz den Ausfall einer HGÜ-Leitung nicht verkrafte.

Viele Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass künftige Netzeengpässe nicht nur durch Netzausbau vermieden werden könnten, sondern auch durch eine deutlich stärkere verbrauchsnahe Erzeugungsstruktur. Insbesondere flexible Gaskraftwerke und dezentrale KWK-Anlagen könnten die Stromnachfrage regional befriedigen und zugleich den notwendigen Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes reduzieren. Einige Konsultationsteilnehmer weisen darüber hinaus darauf hin, dass auch aus Kostengesichtspunkten eine stärkere dezentrale Erzeugungsstruktur anzustreben sei, weil eine lastnahe Ansiedlung von Erzeugungskapazitäten günstiger sei als eine lastferne Erzeugung, die einen hohen Transportbedarf und damit einen hohen Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes verursache.

Dezentrale Erzeugungsanlagen sind insbesondere Windenergieanlagen, Photovoltaikanlagen und Blockheizkraftwerke. Die Stromerzeugung durch eine Vielzahl dieser kleineren Erzeugungsanlagen ist nicht per se eine dezentrale Erzeugung. Vor allem Windenergieanlagen werden lastfern an Standorten im Norden der Bundesrepublik errichtet, da diese Standorte aufgrund des dort herrschenden Windaufkommens für die Erzeugung von Windenergie besonders geeignet sind. Eine dezentrale Erzeugungsstruktur allein besitzt nicht das Potenzial, den erforderlichen Netzausbaubedarf des Übertragungsnetzes zu reduzieren. Ebenso wenig wäre sie in verbrauchsstarken Regionen in der Lage, den Strombedarf zu decken, auch nicht in Verbindung mit Speichern oder anderen Flexibilitätsoptionen. Denn das Potenzial regenerativer Energien „vor Ort“ reicht beispielsweise in Ballungsräumen allein nicht zur Befriedigung des dortigen Bedarfs.

Sofern man auch den Einsatz von Blockheizkraftwerken oder lokalen Gaskraftwerken als „dezentral“ versteht, mag das zwar zur Vermeidung von Stromnetzausbau führen. Keinesfalls dezentral wäre allerdings die Versorgung solcher Erzeugungsanlage mit Erdgas. Abgesehen davon ergibt der Einsatz von BHKW, gasbefeuerten KWK-Anlagen und Gaskraftwerken nur dann Sinn, wenn deren Erzeugungsüberschüsse auch überregional zur Verfügung stehen.

Voraussetzung für eine Reduzierung des notwendigen Ausbaubedarfs des Übertragungsnetzes wäre, dass Einspeisung und Verbrauch räumlich und zeitlich zusammenfallen und die erzeugte Strommenge vor Ort zwischengespeichert werden könnte. Aufgrund der hohen Volatilität von Wind- und PV-Strom und den noch nicht ausreichend entwickelten, geschweige denn wettbewerbsfähigen Speichertechnologien wäre die Versorgungssicherheit vor Ort bei einer dezentralen Verteilung der Erzeugungsanlagen nicht überall gewährleistet. Ein solches Modell erschiene zwar in kleinen Gemeinden mit hoher EE-Erzeugung und mit lokalen Speichermöglichkeiten denkbar, nicht jedoch in bevölkerungsreichen und verbrauchsstarken Regionen. Dort müssten konventionelle Reservekraftwerke zugebaut werden, die zudem subventioniert werden müssten und zusätzliche CO₂-Belastungen mit sich brächten.

Beispielsweise eine Metropolregion wie Nürnberg mit 3,5 Mio. Einwohnern bräuchte, um ihren Jahresenergiebedarf von ca. 19 TWh zu decken, 3.000 Windräder der 3 MW-Klasse. Bei einer dreiwöchigen „Windflaute“ ergäbe sich im Jahresmittel ein Speicherbedarf von 1,1 TWh. Um diese Menge zu speichern, benötigte man die Kapazität von über 58 Mio. Elektroautos vom Typ BMW i3 oder 130 Pumpspeicher in den baulichen Dimensionen des PSW Goldisthal, ganz zu schweigen von den Kosten. Eine solcher für Deutschland typischer Ballungsraum kann also „dezentral“ (im Sinne von „autark“) weder regenerativ produzieren noch speichern.

In einer zugleich dezentralen und verbrauchsnahen Erzeugungsstruktur würde EE-Strom nicht an dafür günstigsten, wind- bzw. sonnenreichen Standorten erzeugt. Dies würde dazu führen, dass insgesamt wesentlich mehr Flächen für EE-Erzeugungsanlagen gebraucht und insbesondere der Verbrauch an Flächen an wenig ertragreichen Standorten erhöht würde. Dazu ist keinerlei politische Bereitschaft festzustellen.

Im Übrigen ist festzuhalten, dass der Netzentwicklungsplan dezentrale Erzeugungsstrukturen durchaus berücksichtigt. Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist realistisch und kleinteilig modelliert, ebenso die Stromproduktion aus KWK-Anlagen und die am Ort der Erzeugung zu deckende Verbrauchslast. Nur bedeutet realistisch in diesem Zusammenhang wiederum, dass die Erneuerbaren in erster Linie so ausgebaut werden, wie es sich für die Investoren als am wirtschaftlichsten darstellt.

Es gibt demnach momentan schlicht keine realistische Perspektive für einen anderen, „noch dezentraleren“ und zugleich lastnäheren Ausbau der Erzeugungsstruktur, die in der Netzplanung zu berücksichtigen wäre.

Einige Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass der größte Modernisierungs- und Ausbaubedarf in den regionalen Verteilernetzen bestehe. Diese müssten zunächst ausgebaut werden. In diesem Zusammenhang wird darauf hingewiesen, dass der Ausbaubedarf im Verteilnetz noch gar nicht geklärt sei, aber dennoch bereits der Ausbaubedarf im Übertragungsnetz geplant werde. Gerade der Ausbau des Verteilnetzes führe aber zu einem deutlich geringeren Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes.

Es ist richtig, dass ein konsequenter Ausbau erneuerbarer Energien erheblichen Ausbaubedarf in den Verteilernetzen auslöst. Ein Großteil aller Windkraft- und Photovoltaikanlagen sind auf dieser Netzebene angeschlossen. Zur Weiterleitung des erzeugten EE-Stroms, der nicht „vor Ort“ verbraucht bzw. gespeichert werden kann, braucht es allerdings ein länderübergreifendes Übertragungsnetz. Je besser die Verteilernetze ausgebaut sind, desto mehr EE-Strom kann aus ihnen auf die Ebene der Übertragungsnetze hochgewälzt werden und desto größer wird dort der Ausbaubedarf.

3. Flexibilitätsoptionen

3.1 Speicher

Mehrere Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass absehbare Fortschritte bei Speichertechnologien nicht berücksichtigt worden seien und verlangen, die Speicherforschung stärker zu fördern. Ein Konsultationsteilnehmer schlägt vor, das Geld aus der Kohleförderung für die Erforschung von Speichern zu verwenden.

Nicht eine fehlende technische Grundlagenforschung spricht gegen eine stärkere Berücksichtigung von Speichern, sondern ihre mangelnde wirtschaftliche Perspektive. Im Stromhandel benötigen Speicher für den wirtschaftlichen Betrieb insbesondere ausreichend hohe Preisunterschiede (z. B. zwischen günstigem Nachtstrom und hohen Preisspitzen am Tag). Ihr Geschäftsmodell beruht also darauf, günstigen Strom zu speichern und ihn zu einem späteren Zeitpunkt zu einem höheren Preis wieder verkaufen zu können. Allerdings führt insbesondere die stark zunehmende Einspeisung aus Photovoltaik-Anlagen in den Mittagsstunden zu einem Absinken der Preisspitzen am Tag. Dies verringert die für die Stromspeicherung aus betriebswirtschaftlicher Sicht nötigen Preisunterschiede und verschlechtert die Wirtschaftlichkeit. Nach gegenwärtigem Kenntnisstand ist eine Marktreife von Stromspeichern, die derart preiswert wären, dass dies die Annahme eines Zubaus der Technologie in relevantem Umfang im Rahmen der Netzentwicklungsplanung begründen würde, in den nächsten zwanzig Jahren nicht wahrscheinlich.

Einige Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass die in Deutschland durch den massiven EE-Ausbau erzeugte Energie günstig ins Ausland verkauft werde. Anstatt überschüssige Energie zu exportieren, könne diese durch den Bau von Speichern in Zeiten des Bedarfs bereitgestellt werden.

Solange Speicher nicht netz- sondern marktgetrieben agieren, ist der Export von überschüssigem Strom fast immer wirtschaftlicher als die Speicherung in Deutschland. Ein wechselseitiger Stromaustausch bzw. eine wechselseitige Deckung der Nachfrage mittels Stromnetzen ist in aller Regel die weitaus günstigste Flexibilitätsoption, die in einem Marktsystem angeboten wird. Ein Zubau von Speichern hätte demzufolge keine Auswirkung auf die Exportzahlen.

Einige Konsultationsteilnehmer fordern, (private) Stromerzeuger gesetzlich zu verpflichten ihre Strompeaks in Speicher zu überführen. Dadurch würden Netzengpässe und Redispatch-Maßnahmen vermieden.

Durch Speicher, die am Standort des Stromerzeugers errichtet werden und nicht markt- sondern netzgesteuert agieren, könnten gezielt Netzengpässe und Redispatch-Maßnahmen vermieden werden. Stromerzeuger gesetzlich dazu zu verpflichten, liegt allerdings nicht in der Hand der Bundesnetzagentur. Politische Mehrheiten für solche Zwangsmaßnahmen sind nicht ersichtlich.

3.1.1 Power to Gas

In zahlreichen Beiträgen wird auf die Möglichkeiten der „Power to Gas“-Technologie hingewiesen. Diese könne dazu beitragen die Fluktuationen der EE lastgerecht zu steuern. Dies könne durch die Umwandlung von überschüssigem EE-Strom und dessen Speicherung in Gasform ermöglicht werden. Als Speicher solle das bestehende Erdgasnetz genutzt werden, da es bereits ausreichende Speicherkapazitäten biete. Somit müssten keine neuen Speicher gebaut werden und der Ausbau des Stromnetzes ließe sich weitgehend vermeiden. Ein Neubau anderer Großspeicher wie etwa Pumpspeichern verbrauche viel Platz und sei mit weiterem Netzausbau verbunden. Darüber hinaus wird von manchen Konsultationsteilnehmern beklagt, dass die Speicherung in Pumpspeichern gegenüber der Speicherung im Erdgasnetz ineffizient sei.

Die Bundesnetzagentur teilt die Einschätzung zahlreicher Konsultationsteilnehmer, dass das Erdgasnetz eine große Speicherkapazität zur Verfügung stellt. Durch das weitverzweigte Erdgasnetz ist es theoretisch möglich den überschüssigen Strom in Form von Wasserstoff oder Methan in das Erdgasnetz einzuspeisen. Auch der Einsatz von Power to Gas hängt allerdings von der Wirtschaftlichkeit ab. Der Gesamtwirkungsgrad eines Umwandlungsprozesses von Strom zu Gas und zurück zu Strom beträgt lediglich 30 bis 40%. Es gehen also 60 bis 70% der erzeugten Energie durch die Speicherung und Umwandlung verloren. Im Vergleich dazu verfügt ein Pumpspeicher über einen Wirkungsgrad von 75 bis 85%. Bei der direkten Übertragung von Strom liegen die Verluste hingegen bei unter 10%. Aus wirtschaftlichen sowie energetischen Gesichtspunkten ist daher die direkte Übertragung klar vorzugswürdig.

3.1.2 Power to Heat

Viele Konsultationsteilnehmer regen an, Synergien im gesamten Energiemarkt zu nutzen. Dazu biete sich die „Power to Heat“-Technologie an, um Strom- und Wärmemarkt zu verknüpfen. Zunächst müsse dazu die Konvergenz zwischen Strom- und Wärmemarkt hergestellt werden, da hier die größten Synergien und eine schnelle Flexibilisierung ohne besonderen Investitionsaufwand umgesetzt werden könnten. Dafür müssten regulatorische Hemmnisse für den Einsatz von überschüssigem Strom zur Wärmeerzeugung abgebaut werden.

Power to Heat birgt Potenzial, die durch erneuerbare Energien hervorgerufenen Stromspitzen besser abzufangen. Allerdings steht diese Technologie im Wettbewerb zu anderen Flexibilisierungsoptionen und muss sich gegen diese erst noch behaupten.

3.2 Spitzenkappung

Einzelne Konsultationsteilnehmer begrüßen zwar, dass überdimensionierter Netzausbau durch Spitzenkappung bei Windkraft- und Photovoltaikanlagen vermieden würde, fordern aber, dass bei hohem Wind- bzw. Sonnenenergieaufkommen zuerst Kohlekraftwerke und derzeit noch laufende Kernkraftwerke gedrosselt werden müssten.

Hier muss zwischen Planung und Betrieb unterschieden werden. In den Simulationen zum Netzentwicklungsplan werden Windkraft- und Photovoltaikanlagen gedrosselt, in der Praxis werden aber zuerst konventionelle Kraftwerke heruntergefahren. Hierzu ist von der Bundesnetzagentur auch der „Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement – Abschalttrangfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte“ erschienen.

3.3 Laststeuerung (Demand Side Management)

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer sagen, dass durch eine zeitliche Verschiebung der Stromnachfrage energieintensiver Abnehmer der Netzausbau stark reduziert bis komplett vermieden werden könne.

Laststeuerung bzw. Demand Side Management ist geeignet, die erneuerbaren Energien in den Markt zu integrieren, ein grundsätzlicher Netzausbau wird sich hierdurch jedoch nicht vermeiden lassen. Laststeuerung bedeutet, bei hohen Strompreisen am Markt die Stromnachfrage zu vermindern und sie später bei niedrigen Strompreisen „nachzuholen“. Es führt also in Zeiten mit niedrigen Strompreisen zu einer höheren Nachfrage und umgekehrt bei höheren Strompreisen zu einer niedrigeren Nachfrage. Bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien sind die Strompreise üblicherweise niedrig. Somit 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, bei gleichzeitiger geringer EE-Einspeisung und überwiegender Deckung der Nachfrage durch konventionelle Kraftwerke, findet kein Netzausbau statt. Hinzu kommt, dass sich der Ausbau der erneuerbaren Erzeugung hauptsächlich in ländlichen Gebieten realisiert, dort aber keine nennenswerten Lasten vorhanden sind, die zeitlich verschoben werden könnten.

3.4 Smart Grid

Mehrere Konsultationsteilnehmer argumentieren, dass ein Smart Grid, in dem sämtliche Erzeuger und Verbraucher miteinander vernetzt wären, den Netzausbau reduzieren könnte.

Die Bundesnetzagentur rechnet aufgrund der enormen technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen eines solchen Smart Grids nicht mit einer Realisierung in naher Zukunft. Zudem ist es fraglich, ob ein Smart Grid, das den Marktregeln folgt, den Netzausbau auf Ebene des Übertragungsnetzes reduzieren oder je nach regionalen Gegebenheiten sogar erhöhen würde. Denn es wäre darauf ausgerichtet, niedrige Strompreise für die Verbraucher herbeizuführen, und nicht darauf, Netzausbau zu vermeiden.

B Verfahrens- und Beteiligungsfragen

Allgemein kritisieren zahlreiche Konsultationsteilnehmer, dass die Entwürfe des Szenariorahmens und des Netzentwicklungsplans von den Übertragungsnetzbetreibern erarbeitet werden. Sie sehen mit Skepsis, dass diejenigen die Netze planen, die mit dem beim Netzausbau eingesetzten Eigenkapital über die zugestandene Verzinsung ihr Geld verdienen. Die Höhe der von der Bundesnetzagentur festgelegten Eigenkapitalrendite sei zu hoch. Zusätzlich würde eine höhere Rendite bei Neubaumaßnahmen gegenüber Ertüchtigungsmaßnahmen Fehlanreize für einen überdimensionierten Netzausbau setzen.

Die Eingangsparameter der Netzentwicklungsplanung seien so gewählt, dass ein möglichst großes Übertragungsnetz benötigt werde. Daher werde auch an der alten zentralen Erzeugerstruktur festgehalten, wobei Innovationen kaum berücksichtigt würden. Es fehle an der erforderlichen planerischen Objektivität.

Viele Konsultationsteilnehmer fordern, die gesamte Netzentwicklungsplanung einer unabhängigen Stelle zu übertragen. Nach Meinung einiger Konsultationsteilnehmer solle die Bundesnetzagentur den Szenario-rahmen nicht nur prüfen, sondern selbst erstellen. Andere wiederum meinen, dass der Szenario-rahmen in einem Dialogprozess unter Einbezug verschiedener zivilgesellschaftlicher Akteure entstehen solle. Schließlich schlagen einige Konsultationsteilnehmer darüber hinaus vor, im Sinne eines übergeordneten Konzeptes auch den Bau neuer Kraftwerke von staatlicher Seite zu steuern, um die Planung vom Einfluss der Stromindustrie unabhängig zu machen.

Die Übertragungsnetzbetreiber verfügen über eine umfangreiche Expertise bei der Netzberechnung und können Energiemarkt und Erzeugung sehr praxisnah und realistisch einschätzen. Die Netzberechnung ist eine komplexe Aufgabe, bei der nicht von vornherein auf die Erfahrung der Übertragungsnetzbetreiber verzichtet werden sollte, die sich am besten mit der Planung und dem Betrieb des Netzes auskennen. Das heißt gerade nicht, dass die von den Übertragungsnetzbetreibern gemachten Vorschläge nicht sorgfältig überprüft und gegebenenfalls auch verworfen werden. Darüber hinaus müssen die Übertragungsnetzbetreiber später den täglichen Betrieb mit diesem Netz bewerkstelligen und gewährleisten, dass es nicht zu Stromausfällen kommt. Den Entwurf einer Planung demjenigen zu übertragen, der später die Folgen tragen und verantworten muss, ist durchaus sinnvoll. Ebenso sinnvoll ist es, Planerstellung und Planprüfung nicht in eine Hand zu geben. Es ist lebensfremd zu meinen, bei einer solchen Einheit von Planen und Prüfen kämen bessere Ergebnisse heraus als bei einem „Vier-Augen“-System.

Dazu werden in einem ersten Schritt die Entwürfe der Übertragungsnetzbetreiber sowohl von der unabhängigen und neutralen Bundesnetzagentur als auch von einem weiteren unabhängigen, in einem ordentlichen Ausschreibungsverfahren ermittelten Gutachter überprüft. Begleitend sorgen die beiden Konsultationsrunden für einen transparenten Umgang mit den Szenarien wie auch der Bedarfsermittlung.

In einem zweiten Schritt erfolgt sodann die Auswahl der bestätigungsfähigen Maßnahmen nach einem Robustheitsgrundsatz, der nur solche Maßnahmen berücksichtigt, die nach konservativer Abschätzung in jedem Fall benötigt werden. In den bisherigen Verfahren hat die Bundesnetzagentur jeweils nur etwa zwei Drittel der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen bestätigt.

Die von der Bundesnetzagentur festzulegende Verzinsung orientiert sich daran, welche Rendite Geldgeber am Kapitalmarkt mit vergleichbarem Risiko verdienen könnten. Ein Vergleich z. B. mit einem Bankkredit und dem auf

diesen anzulegenden Fremdkapitalzinssatz erweist sich als nicht zielführend. Denn aufgrund des Gläubigerschutzes trägt ein Eigenkapitalgeber höhere Risiken und erwartet daher eine höhere Rendite, vergleichbar etwa mit einer Investition in Aktien. Der in Rede stehende kalkulatorische Eigenkapitalzinssatz liegt aktuell bei 9,05% vor und bei 7,39% nach Körperschaftssteuern. Ihren entsprechenden Beschluss mit dem Aktenzeichen BK4-11-304 vom 31.10.2011, dem alle näheren Erläuterungen und Begründungen entnommen werden können, hat die Bundesnetzagentur auf ihren Internetseiten veröffentlicht. Gegen die Vorgehensweise der Bundesnetzagentur bei der Ermittlung der Zinssätze für die erste Regulierungsperiode hat der Bundesgerichtshof als höchstes deutsches Fachgericht keine Einwände erhoben (Beschluss vom 27. Januar 2015 – Aktenzeichen EnVR 37/13 –, juris).

Im deutschen regulatorischen System wird aus historischen Gründen zwischen Anlagen unterschieden, die vor 2006 in Betrieb genommen wurden und Anlagen, die ab 2006 in Betrieb genommen wurden. Sowohl für Altanlagen als auch für Neuanlagen ist ein Inflationsausgleich erforderlich. Hierdurch wird sichergestellt, dass den Netzbetreibern auch unter Berücksichtigung von Preissteigerungen ausreichend Mittel zur Verfügung stehen, um abgeschriebene technische Anlagen (z. B. alte Transformatoren) bei Bedarf durch neue zu ersetzen. Bei Neuanlagen wird der Wert der Anlage anhand der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten bemessen. Der Inflationsausgleich findet hier direkt im Zinssatz in Höhe von 9,05% vor Steuern statt. Bei den Altanlagen wird die Preissteigerung bei der Bestimmung des Wertes der Anlagen berücksichtigt (sog. Tagesneuwertverfahren). Dementsprechend erhalten Netzbetreiber für Altanlagen zwar eine „geringere“ Verzinsung in Höhe von 7,14% vor Steuern. Im Ergebnis aber sollten die realen Zinssätze für Alt- und Neuanlagen bei korrekter Bestimmung des Anlagenwerts gleich hoch sein. Real profitieren von der unterschiedlichen Methodik eher die Altanlagen, denen durch das Tagesneuwertverfahren ein „goldenes Ende“ zugestanden wird. Unter Gewinnspekten ist unnötiges Investieren daher eher unklug. Es besteht also auch kein Anreiz für Netzbetreiber, möglichst viele alte Anlagen durch neue zu ersetzen.

Im Übrigen bestimmt sich der anwendbare Zinssatz nicht danach, ob eine Investition eine bereits vorhandene Anlage betrifft. Es kommt alleine darauf an, dass die Investition an sich nach 2006 getätigt wird. Auch für beispielsweise Zu- oder Umbeseilungen an bereits bestehenden Leitungen ist also der Eigenkapitalzinssatz von 9,05% anwendbar. Jede neue Investition eines Übertragungsnetzbetreibers fällt damit unter denselben Zinssatz.

Über die Regulierung werden aber auch Effizienzanreize gesetzt, so dass die tatsächlich erreichte Rendite von der durch die Bundesnetzagentur festgelegten Rendite abweichen kann. Eine garantierte Rendite gibt es also nicht. Wenn Netzbetreiber effizient wirtschaften, können sie aber eine höhere Rendite erwirtschaften als ineffiziente Netzbetreiber.

Ein Teilnehmer argumentiert, dass die Regeln des Strommarktes häufigen politischen Meinungswechseln unterworfen seien. Besonders die Annahmen zum konventionellen Kraftwerkspark seien ständig schwankenden Rahmenbedingungen ausgesetzt, weshalb die Annahmen dauernd zu prüfen und ggf. auch innerhalb des Netzentwicklungsprozesses anzupassen seien.

Es ist richtig, dass es, getrieben durch die Energiewende, gerade in den letzten Jahren vielschichtige Diskussionen um den Strommarkt gegeben hat. Sowohl die Übertragungsnetzbetreiber als auch die Bundesnetzagentur können jedoch nur die jeweils geltenden oder absehbaren Regeln für diesen Markt und deren Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf berücksichtigen. Anderenfalls würden sie keine realistische, sondern spekulative Planung betreiben. Selbstverständlich werden aber „schwankende“ Rahmenbedingungen stets berücksichtigt.

Viele Konsultationsteilnehmer bemängeln, es sei nicht ersichtlich, ob und wie ihre Beiträge im Verfahren berücksichtigt werden. Auf den Bayerischen Energiedialog werde nicht eingegangen. Zudem seien das Verfahren und die Planungsunterlagen derart komplex, dass eine Beteiligung für interessierte Bürger sehr aufwendig sei, was diese wiederum abschrecke. Es werde zu wenig auf Beteiligungsmöglichkeiten hingewiesen, die Beteiligung sei unzureichend. Bürger ohne Internetzugang hätten keine ausreichende Möglichkeit, sich zu informieren.

Im Konsultationsverfahren ist es nicht möglich, dass jeder der 34.211 Teilnehmer eine individuelle Antwort auf seine Eingabe erhält. Die Bundesnetzagentur sammelt alle Argumente und prüft ihre inhaltliche Relevanz für den Netzentwicklungsplan. Die Ergebnisse der Konsultation werden im Bestätigungsdokument dargestellt. Eine andere Vorgehensweise ist auch aufgrund des gesetzlich gesetzten zeitlichen Rahmens nicht möglich.

Entsprechendes gilt selbstverständlich auch für die Inhalte des Bayerischen Energiedialogs. Die Bundesnetzagentur hat dort an allen Sitzungen, die sich mit Netzausbaufragen beschäftigten, teilweise mit mehreren Vertretern teilgenommen. Die veröffentlichten fachlichen Ergebnisse des Energiedialogs sind in der Bestätigung des Netzentwicklungsplans in vollem Umfang eingeflossen. Allerdings muss man diese fachlichen Ergebnisse deutlich von dem unterscheiden, was in der Presse oder der politischen Auseinandersetzung versucht wird, als „Ergebnisse“ darzustellen. Hier bestehen häufig erhebliche Diskrepanzen.

Darüber hinaus geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass die Stellungnahme der Bayerischen Staatsregierung zum Netzentwicklungsplan (veröffentlicht auf www.stmwi.bayern.de/energie-rohstoffe/energiepolitik und unter www.netzausbau.de/2024-archiv) die Ergebnisse des Bayerischen Energiedialogs aufgreift und daraus entsprechende Forderungen des Freistaats Bayern abgeleitet hat. Die Stellungnahme der Bayerischen Staatsregierung ist ganz wesentlich in die Prüfung der Ausbauvorhaben und die jetzt vorliegende Bestätigung eingeflossen. Einzelheiten können bei den entsprechenden Maßnahmen in Abschnitt V nachgelesen werden.

Die Komplexität des Beteiligungsverfahrens folgt daraus, dass die energiewirtschaftlichen und technischen Zusammenhänge ihrerseits kompliziert sind und sich nicht immer zufriedenstellend in wenigen einfachen Worten erklären lassen. Die Bundesnetzagentur hat sich zum Ziel gesetzt, durch ständige Verbesserung und Erweiterung ihrer Beteiligungsangebote ein besseres Verständnis zu schaffen. Unverzichtbar bleibt umgekehrt die Bereitschaft auf Seiten der Konsultationsteilnehmer, sich objektiv und vertieft mit allen zur Verfügung stehenden Informationen auseinanderzusetzen, um sich ein vollständiges Bild machen zu können. Nur dann kann ein konstruktiver Dialog geführt werden.

Ein Konsultationsteilnehmer fordert, sowohl im Entwurf des Netzentwicklungsplans als auch im Bestätigungsdokument deutlich darzustellen, welche Maßnahmen konkret vorgesehen sind: eine Zu- oder Umbeseilung, ein Ersatzneubau oder eine zusätzliche, parallele Leitung. Es sei nicht hinnehmbar, dass unklar bleibe, welche Beeinträchtigungen beispielsweise mit einer „Netzverstärkung“ am Ende verbunden seien.

Im Entwurf des Netzentwicklungsplans legen die Übertragungsnetzbetreiber dar, in welcher Form ein bestimmter Übertragungsbedarf aus ihrer Sicht bestmöglich gedeckt werden kann. Die endgültige Entscheidung, ob später eine Umbeseilung, ein Ersatzneubau oder ein vollständiger Neubau (parallel zu bestehender Trasse oder unabhängig davon) erfolgt, muss jedoch den nachfolgenden Planungsschritten der Bundesfachplanung und der Planfeststellung vorbehalten bleiben. Denn nur dort kann im Einzelfall geprüft werden, ob beispielsweise eine Bündelung mit bestehender Infrastruktur in Betracht kommt.

Ein Konsultationsteilnehmer moniert, es sei nicht erkennbar, ob das Verfahren zum NEP2024 in einen Entwurf für ein neues Bedarfsplangesetz münden solle.

Die Bundesnetzagentur gestaltet ihre Verfahren so, dass aus jedem laufenden Netzentwicklungsplan ein Entwurf für ein Bundesbedarfsplangesetz oder Änderungen an diesem abgeleitet werden kann. Denn bisher ließ sich vorab nicht feststellen, ob die Ergebnisse aus dem laufenden NEP-Verfahren solche Änderungen erforderlich machen. Das liegt insbesondere an den bisher noch im Fluss befindlichen Rahmenbedingungen. Was den NEP2024 betrifft, veranlassen die Ergebnisse der netztechnischen Prüfungen und der Konsultation die Bundesnetzagentur dazu, ihn der Bundesregierung als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan zu übermitteln. Dies wird im Anschluss an die Bestätigung und Veröffentlichung des NEP2024 geschehen.

Einige Konsultationsteilnehmer bezweifeln, dass bei Projekten, die auf Ebene der Europäischen Union als Vorhaben von gemeinsamem Interesse („projects of common interest“, PCI) eingestuft sind, noch eine fachliche Prüfung im Rahmen des Netzentwicklungsplans stattfindet. Eine Stellungnahme fordert die Darstellung der Rechtsgrundlagen, der Bedeutung und der Beteiligungsmöglichkeiten für PCI in kommenden Netzentwicklungsplänen. Auch sollte das Bundesnetzagentur-Prüfdokument eine Kennzeichnung von PCI in den tabellarischen Übersichten über bestätigungsfähige und nicht bestätigungsfähige Streckenmaßnahmen enthalten.

Die Rechtsgrundlagen für Projekte von gemeinsamem Interesse sind in der EU-Verordnung Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur („TEN-E-Verordnung“) geregelt. Die Bundesnetzagentur hat dazu ein umfassendes, gesondertes „Verfahrenshandbuch Projects of Common Interest (PCI)“ veröffentlicht, zu finden unter www.bundesnetzagentur.de/pci oder www.netzausbau.de/europa.

PCI-Projekte müssen dieselben Anforderungen erfüllen wie jedes andere NEP-Projekt und werden nach denselben Maßstäben geprüft und öffentlich konsultiert. Grundsätzlich gilt, dass nur eine im Netzentwicklungsplan bestätigte bzw. in den Bundesbedarfsplan aufgenommene Maßnahme PCI werden kann. Sofern eine Maßnahme als PCI geführt wird, ist dies eingangs des jeweiligen Projektsteckbriefs vermerkt. Von einer zusätzlichen entsprechenden Kennzeichnung in den tabellarischen Übersichten wurde abgesehen, um diese nicht zu überfrachten.

Zwar seien netztechnische Berechnungen durch einen Normalbürger kaum möglich, sie würden aber auch nicht nachvollziehbar offengelegt. Insofern seien die dem NEP2024 zugrunde liegenden Berechnungen und Modelle offenzulegen, damit sie durch externe Experten überprüft werden könnten.

Die Bundesnetzagentur gibt gemäß § 12f EnWG auf Antrag Netzdaten an fachkundige Dritte weiter. Durch diese Regelung hat der Gesetzgeber sichergestellt, dass die Netzplanung durch externe Experten überprüft werden kann. Darüber hinaus werden wie schon im Konsultationsdokument die Ergebnisse bei den jeweiligen Maßnahmen (vgl. Abschnitt V) transparent dargestellt.

Viele Konsultationsteilnehmer sprechen sich für einen verlängerten Turnus der Netzentwicklungsplanung aus, um mehr Zeit für Überarbeitung, Prüfung und Diskussion zu haben und alle Beteiligten zu entlasten. Insofern zeigt die Konsultation breite Unterstützung für die im Gesetzentwurf zur „Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus“ vorgeschlagene Regelung, den Planungsturnus auf zwei Jahre auszudehnen. Einige Konsultationsteilnehmer weisen darauf hin, dass die Netzentwicklungspläne nicht einheitlich nach dem Jahr der Erstellung bzw. nach dem Zieljahr benannt würden.

Die Bundesnetzagentur unterstützt die Ausdehnung des Planungsturnus auf zwei Jahre, insbesondere weil dadurch der Zeitdruck für alle Beteiligten zugunsten einer weiter verbesserten inhaltlichen Auseinandersetzung reduziert wird.

C Erdkabel

Viele Konsultationsteilnehmer sprechen sich für den verstärkten Einsatz von Erdkabeln aus. Das solle sich nicht auf einige ausgewiesene Pilotstrecken beschränken, sondern großflächig stattfinden. Insbesondere im Bereich der verlustarmen Gleichstromtechnik sollten Erdkabel zum Einsatz kommen. Erdkabel sollten überdies Vorrang gegenüber Freileitungen haben. Dazu sei gesetzlich auch eine Vollverkabelung zu ermöglichen.

Mit der Erdverkabelung sehen viele Konsultationsteilnehmer eine größere Akzeptanz innerhalb der Bevölkerung, auch weil eine Bündelung mit weiteren Infrastrukturmaßnahmen wie dem Ausbau des Schienen- und Straßenverkehrsnetzes leichter möglich sei. Insbesondere in sensiblen Bereichen und in der Nähe von Siedlungen sei eine Erdverkabelung unumgänglich, merken einige Stellungnehmer an. In diesem Zusammenhang weist ein Konsultationsteilnehmer darauf hin, dass eine Optimierung und die Auswahl der zu betrachtenden Technologien auch noch im Rahmen fortschreitender Planungsebenen möglich bleiben müssten.

Weitere Stellungnehmer merken an, dass Neuentwicklungen seitens der Kabelindustrie wie die Entwicklung eines VPE-isolierten Kabels mit einer möglichen Übertragungsspannung von 525 kV mehr Berücksichtigung finden sollten. Der technische Entwicklungsstand von Erdkabeln dürfe nicht ignoriert werden. Ein Stellungnehmer merkt an, dass eine unterirdische Leitung eine weitaus geringere Störanfälligkeit als eine Freileitung besitze und deshalb in Bezug auf die Versorgungssicherheit vorzuziehen sei.

Einige Konsultationsteilnehmer fordern im Zusammenhang mit der Verlegetechnik von Erdkabeln eine transparente Darstellung der realisierbaren Umsetzung und eine genaue Prüfung alternativer, minimalinvasiver Verlegekonzepte. Dabei nennen sie neben der Möglichkeit der Minimierung der Trassenbreite durch geeignete Techniken die Nutzung vorhandener Wasserstraßen und von Autobahnmittelstreifen als Kabeltrasse.

Für einen großflächigen Einsatz von Erdkabeln sowohl im Drehstrom- als auch im Gleichstrombereich müsste zunächst der Gesetzgeber zunächst den erforderlichen rechtlichen Rahmen schaffen. Die Bundesregierung arbeitet bereits an entsprechenden Gesetzesentwürfen. Die Diskussionen um den Netzentwicklungsplan haben insofern eine breite öffentliche Debatte angestoßen. Allerdings ist es nicht Aufgabe des Netzentwicklungsplans festzulegen, ob die darin enthaltenen Maßnahmen als Freileitung oder als Erdkabel ausgeführt werden sollen. Vielmehr bleibt dies späteren Planungsstufen vorbehalten. Mit dem Netzentwicklungsplan wird lediglich bestätigt, wo ein Transportbedarf besteht.

Weitere Konsultationsteilnehmer bemängeln eine in ihren Augen fehlerhafte Darstellung der Kosten für eine Erdverkabelung. Eine Erdverkabelung sei im Vergleich zu einem Freileitungssystem nicht teurer und könne in Hinblick auf ihre Lebensdauer auch günstiger sein. Eine genaue Gegenüberstellung der Freileitungs- und der Erdkabeltechnik sei daher zwingend notwendig. Ein Konsultationsteilnehmer fordert in diesem Zusammenhang, dass Studien für Erdverkabelungs- und Freileitungstrassen erstellt und die Kosten der Varianten ausgewertet werden sollen.

Eine verbindliche Aussage hinsichtlich der Mehrkosten von Erdkabeln im Übertragungsnetz ist kaum möglich. Generell hängen sie von den jeweiligen Gegebenheiten des Einzelfalls (Übertragungsaufgabe, Bodenverhältnisse, zu kreuzende Infrastrukturen) und von der eingesetzten Übertragungstechnologie (Gleichstrom, Wechselstrom) ab. Insbesondere die Topologie des schlussendlich gewählten Trassenverlaufs wirkt sich auf die Kosten aus. Je nach Beschaffenheit des Erdreichs (z.B. sandig oder felsig) oder der Anzahl an Hindernissen, die zu überwinden sind (Gebirge, Gewässer, Naturschutzgebiete, Städte), steigen die Kosten.

Für die reinen Investitionskosten ist zu sagen, dass Wechselstrom-Kabelstrecken bisher bis zu zehnmal so viel wie eine Freileitung kosten. Beim bundesweit ersten solchen Erdkabelabschnitt im Übertragungsnetz (bei Raesfeld im Münsterland) schätzt der zuständige Übertragungsnetzbetreiber die Investitionskosten für die Verkabelung gegenüber einer Freileitung auf das Sechsfache.

Bei Gleichstromvorhaben geht die dena-Technologieübersicht „Das deutsche Höchstspannungsnetz: Technologien und Rahmenbedingungen.“ vom Juli 2014, die im Rahmen der beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie angesiedelten Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“ unter Beteiligung wissenschaftlicher Institutionen wie dem Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen, der Übertragungsnetzbetreiber, der Bundesnetzagentur, der Kabelhersteller, der Verlege- und Tiefbauunternehmen, Betroffener sowie von Planungs- und Sicherheitsbehörden erstellt wurde, für eine einsystemige HGÜ-Strecke mit einer Übertragungsleistung von 2 GW von einem Mehrkostenfaktor von 2 bis 3 gegenüber der Freileitungsvariante aus. Eine solche einsystemige HGÜ-Strecke besteht typischerweise aus drei Leiterseilen für Plus, Minus und Rückleiter. Auf einen Strommast passen in der Regel zwei Systeme, eines rechts und eines links vom Mast.

Die Mehrkosten für das Auflegen einer zweiten Stromkreisbeseilung fallen bei einer Freileitung kaum ins Gewicht, weil die wesentlichen Kosten durch Baumaßnahmen und Maste bereits für die erste Beseilung erbracht wurden. Bei einer Erdverkabelung hingegen müssen die Kabel für ein zweites System entweder in einen zweiten Graben verlegt werden, oder man benötigt für beide Systeme einen entsprechend größer zu dimensionierenden gemeinsamen Kabelgraben. Dies treibt neben den eigentlichen Materialkosten und dem zusätzlichen Planungsaufwand für die breitere Trasse insbesondere die Baukosten nach oben. Dementsprechend ergibt sich für zweissystemige HGÜ-Strecken (2x2 GW) ein Mehrkostenfaktor von 4 bis 6.

Ein Konsultationsteilnehmer leitet aus dem Interkonnektor-Projekt NorGer von Deutschland nach Norwegen, das primär als Seekabel ausgeführt werden soll, Kosten für eine Erdverkabelung von HGÜ-Projekten an Land ab. Aus diesen Überlegungen zieht er den Schluss, dass Äußerungen der Übertragungsnetzbetreiber zu den Mehrkostenfaktoren einer Freileitung zu einer Erdverkabelung nicht nachvollziehbar seien.

Die derzeitigen Planungen zu NorGer sehen eine geringere Übertragungsleistung des Interkonnektors im Vergleich zu einer der im Netzentwicklungsplan vorgeschlagenen HGÜ-Maßnahmen vor. Die Mehrkostenfaktoren der Übertragungsnetzbetreiber beziehen sich in der Regel auf Doppelsysteme. Außerdem ist die Verlegung an Land deutlich komplexer als auf See, u. a. weil auf Schiffen längere Kabelabschnitte transportiert werden können und daher weniger Muffen benötigt werden. Ein direkter Vergleich der Investitionskostenabschätzung für NorGer mit den für die landseitigen HGÜ anzunehmenden Kosten ist daher nicht sachgerecht.

D Kosten

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern nähere Kostenangaben zu einzelnen Maßnahmen. Mögliche Kosten einer Erdverkabelung seien etwa in Form von „Preisspannen“ transparent zu machen. Ferner seien die Kosten für mögliche gerichtliche Verfahren und die Information der anliegenden Betroffenen mit in die Kostenkalkulation aufzunehmen. Die veranschlagten Entschädigungs- und Folgekosten seien zu niedrig. Die Auswirkungen auf die Immobilien- und Grundstückspreise sowie „soziale Kosten“ müssten ebenfalls berücksichtigt werden. Es sei zu befürchten, dass es bei der Realisierung von Maßnahmen durch örtliche Besonderheiten oder längere Trassenlängen zu deutlichen Überschreitungen der geplanten Investitionskosten komme.

Für die Planung wird die Strecke zwischen dem Start- und Endpunkt einer Maßnahme mit einem Umwegfaktor (als „Aufpreis“) versehen, um so zu berücksichtigen, dass die in späteren Verfahren festgelegte Trasse nicht die direkte Verbindung der Punkte sein wird. Die allgemein für die Planung verwendete Kostenschätzung einzelner Elemente trägt dabei einer Vielzahl von Kostenfaktoren Rechnung. Das schließt jedoch nicht aus, dass es im Einzelfall zu Abweichungen in späteren Verfahrensschritten kommen kann.

Bei der Prognose der Kosten des Netzausbaus wurde der Bau von Freileitungen anstatt von Erdkabeln angenommen, da bisher ein Freileitungsvorrang bestand. Zudem sind z. B. für die weiträumigen HGÜ-Maßnahmen die Trassenplanungen nicht so weit fortgeschritten, dass man realistische Teilverkabelungslängen und die damit verbundenen Kosten belastbar schätzen könnte. Nichtsdestotrotz werden die Kostenschätzungen in zukünftigen Netzentwicklungsplänen entsprechend der dann geltenden Erdkabelregelungen anzupassen bzw. zu ergänzen sein. Es darf niemanden überraschen, wenn in den Folgeplänen aufgrund größerer Verkabelungsanteile deutliche Kostensprünge nach oben entstehen.

V Streckenmaßnahmen

Bei der netztechnischen Prüfung spricht die Bundesnetzagentur anders als in bestimmten Fällen die Übertragungsnetzbetreiber vom Grundsatz her nicht von einem „Raum“ zur Bezeichnung des Anfangs- oder Endpunkts einer Streckenmaßnahme. Das Wort „Raum“ suggeriert, man könne eine Änderung der Netzverknüpfungspunkte bzw. Umspannwerke auch noch nach der Bedarfsfeststellung auf den nachfolgenden Planungsstufen durchführen. Genau das ist nicht möglich. Denn durch Änderung von Netzverknüpfungspunkten ändern sich auch die Stromflüsse im Netz. Damit würde das Netz nicht mehr demjenigen entsprechen, das durch die Berechnungen der Bundesnetzagentur als Bedarf bestätigt wurde.

Daher ist aus Sicht der Bundesnetzagentur zwischen bestehenden bzw. zu erweiternden Umspannwerken auf der einen Seite und neu zu errichtenden Umspannwerken auf der anderen Seite zu differenzieren:

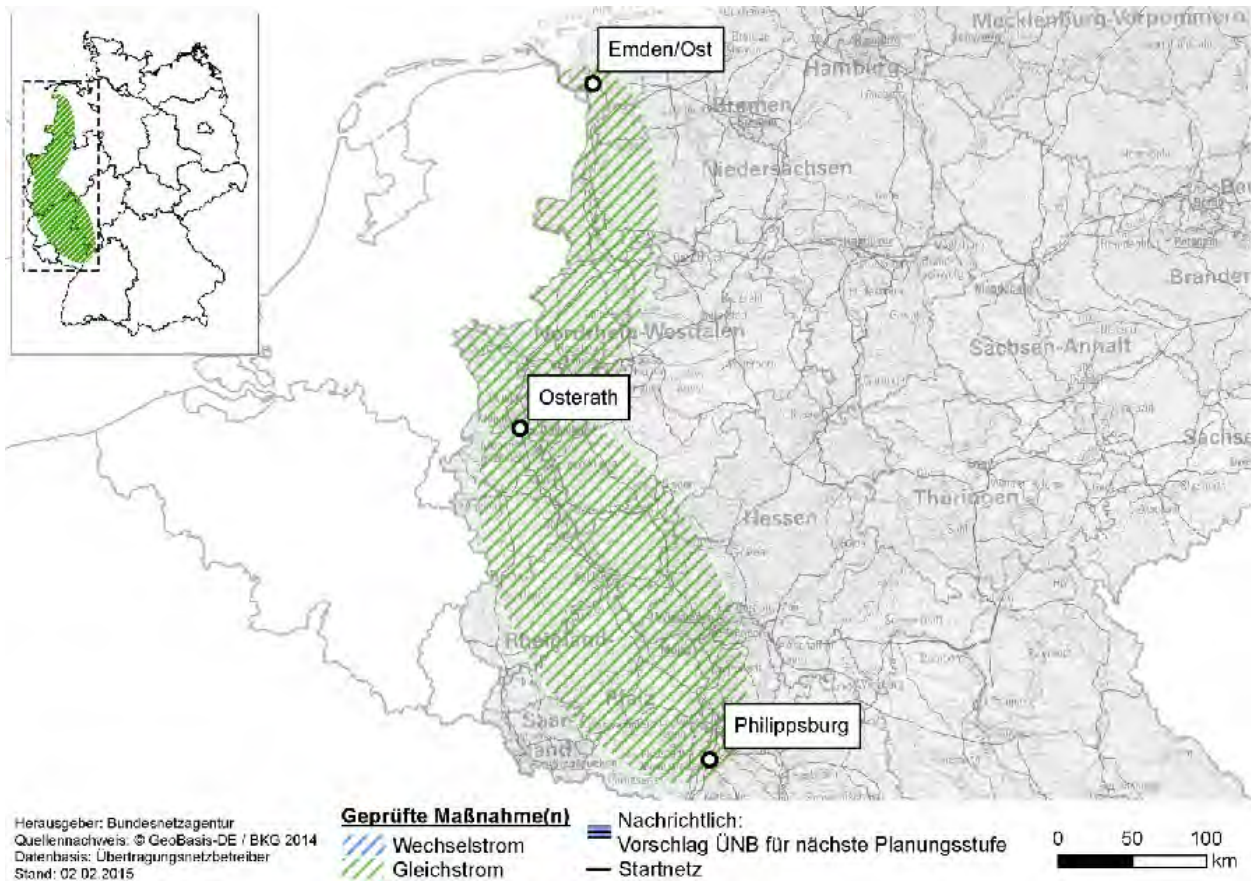
Bereits bestehende bzw. zu erweiternde Umspannwerke sind im Netzentwicklungsplan durchgängig konkret als solche, d. h. ohne begriffliche Aufweichungen (wie etwa durch das Wort „Raum“), zu bezeichnen. Solche Aufweichungen laufen dem Ziel der Bedarfsermittlung zuwider. Energiewirtschaftliche Bewertungen würden gerade nicht abgeschichtet, sondern auf die nachfolgenden Planungsstufen verlagert. Eine Entlastung der nachfolgenden Planungs- und Genehmigungsverfahren würde nicht erzielt.

Bei bereits bestehenden bzw. zu erweiternden Umspannwerken ist also die Bezeichnung „Raum“ ausgeschlossen und der Netzverknüpfungspunkt ist konkret als solcher zu bezeichnen. Sollte es beispielsweise in Gebieten mit vielen Umspannwerken Spielräume geben, so dass sich netztechnisch tatsächlich weitere geeignete Netzverknüpfungspunkte anbieten, sind die in Betracht kommenden Umspannwerke konkret zu bezeichnen und in eine vorhabenbezogene Alternativenprüfung einzubeziehen.

Lediglich für neu zu errichtende Umspannwerke ist die geographische Angabe des Netzverknüpfungspunkts naturgemäß als Suchraum zu verstehen. Für neu zu errichtende Umspannwerke sind spätestens im Bundesbedarfsplan durchgängig solche geographischen Angaben zu wählen, die einerseits den Bestimmtheitsanforderungen gesetzlicher Regelungen Rechnung tragen und andererseits ausreichende Spielräume für die genaue Standortfestlegung belassen. Soweit die Übertragungsnetzbetreiber noch keine Gebietskörperschaft(en) für bestimmte neu zu errichtende Umspannwerke angegeben haben, wird die Bezeichnung „Raum“ lediglich hilfsweise und vorläufig beibehalten.

Da mit dem Netzentwicklungsplan nicht der spätere Verlauf einer Leitung zwischen zwei Netzverknüpfungspunkten bestätigt wird - dies bleibt den anschließenden Planungsverfahren der Raumordnung bzw. Bundesfachplanung und Planfeststellung vorbehalten, wird der Transportbedarf räumlich mittels der auch im Umweltbericht verwendeten Ellipse dargestellt.

Korridor A: HGÜ-Verbindung Niedersachsen – Nordrhein-Westfalen – Baden-Württemberg



Das Projekt Korridor A mit den Maßnahmen A01 und A02 ist als Vorhaben Nr. 1 und 2 Teil des Bundesbedarfsplans. Maßnahme A02 wurde unter der Nummer 2.9. 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) aufgenommen.

Am nördlichen Ende des Korridors A kommen im Großraum Emden bereits heute mehrere Offshore-Anbindungsleitungen an. Im Offshore-Netzentwicklungsplan sind weitere Anbindungsleitungen vorgesehen, sodass im Jahr 2024 im nordwestlichen Niedersachsen Offshore-Windkraftanlagen mit bis zu 3 GW Leistung in das landseitige Übertragungsnetz einspeisen werden. Zusammen mit dem landseitigen Ausbau der Windkraft wie auch in etwas geringerem Umfang der Photovoltaik werden zum Hauptteil durch die erneuerbaren Energien und zu einem deutlich geringeren Anteil durch konventionelle Erzeugung in Niedersachsen ca. 43 TWh Strom produziert, die anderen Regionen, welche zur Deckung ihres Strombedarfs nicht in der Lage sind, zur Verfügung gestellt werden können. Als Empfänger dieses Stroms kommen die südlichen Bundesländer in Frage, z. B. Baden-Württemberg, wo im Jahr 2024 trotz dortigem EE-Ausbau wegen der Abschaltung der Kernkraftwerke nach Berechnungen der Bundesnetzagentur ein Energiedefizit von ca. 27 TWh zu erwarten ist. Eine wesentliche Maßnahme zum Transport der zuvor benannten Energiemengen ist der Korridor A.

Um die Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg zu gewährleisten, erfolgt eine Zweiteilung des Korridors, die eine Einspeisung der im Rheinland und im Ruhrgebiet angesiedelten konventionellen Erzeugungsanlagen ermöglicht, wenn die erneuerbaren Energien wegen fehlendem Dargebot zeitweise nicht einspeisen. Durch diese Zweiteilung kann so zusätzlich in windschwachen Zeiten Strom aus konventionellen Erzeugungskapazitäten nach Süddeutschland transportiert werden. Umgekehrt ist es so möglich, dass in den im Jahr 2024 noch seltenen, aber zunehmenden Zeiten hoher PV-Einspeisung in Süddeutschland dieser Solarstrom in die Lastzentren West-Deutschlands transportiert werden kann.

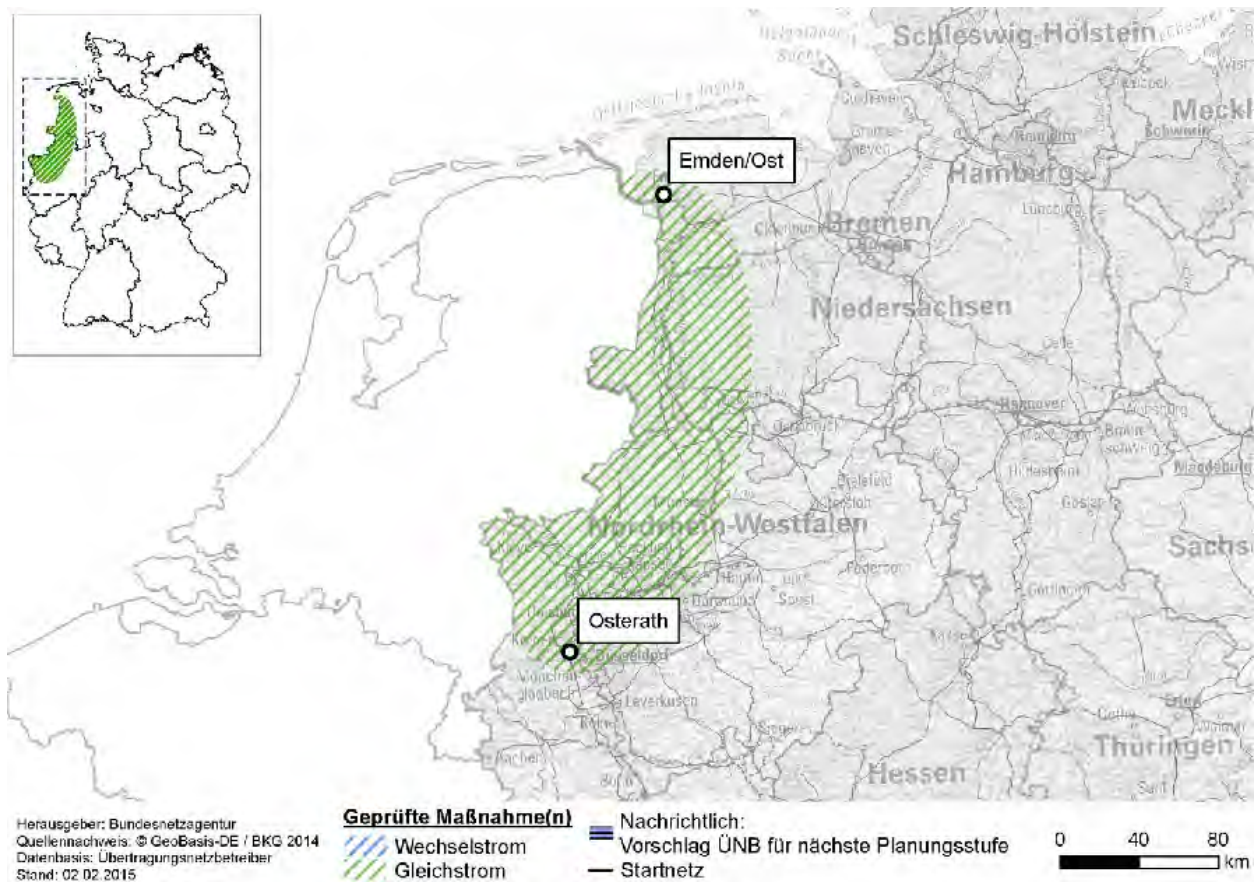
Über den Netzverknüpfungspunkt Osterath hinaus wurden weitere bestehende und als potenziell geeignet erscheinende 380-kV-Schaltanlagen in der Region als alternative Zwischenstützpunkte für den Korridor A geprüft. Diese Alternativen wiesen aus rein netztechnischer Sicht keine Vorteile auf.

Im Szenario B2024* enthält Korridor A die Maßnahmen A01 und A02. Der Teilabschnitt A02 soll weitestgehend in bestehenden Trassen realisiert werden. Nach Fertigstellung des Teilabschnitts A01 besteht eine gesamthafte HGÜ-Verbindung Emden/Ost – Osterath – Philippsburg mit entsprechenden Konvertern mit Verbindung zu den drei Netzverknüpfungspunkten zum Leistungsaustausch mit dem Wechselstromnetz.

Hinweis der Bundesnetzagentur

Über den Standort von Nebenanlagen, beispielsweise von Konverterstationen im Bereich der HGÜ, wird verbindlich erst auf den nachfolgenden Planungsstufen bzw. in anderen Genehmigungsverfahren entschieden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Konverter nicht zwingend unmittelbar am Standort des Netzverknüpfungspunkts errichtet werden müssen. Der Standort von Nebenanlagen kann auch mehrere Kilometer von dem Netzverknüpfungspunkt entfernt liegen und durch eine Stichleitung mit dem Netzverknüpfungspunkt verbunden werden.

Maßnahme A01: Emden/Ost – Osterath



Maßnahme A01 (Emden/Ost – Osterath) wird bestätigt.

Die HGÜ-Strecke Emden/Ost – Osterath soll eine Übertragungsleistung von 2 GW in VSC-Technik haben.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2022

Die Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg nach Abschaltung des Kernkraftwerks Philippsburg Ende 2019 ist durch die im selben Jahr geplante Inbetriebnahme der Maßnahme A02 gewährleistet. Um eine umweltfreundliche Energieversorgung in Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen sowie den Abtransport von Windenergie ohne Netzengpässe in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen zu ermöglichen, ist eine Inbetriebnahme der Maßnahme A01 erforderlich, die zeitnah auf die Inbetriebnahme des südlichen Teils erfolgt.

Konsultation

Entwicklungsperspektive des Korridors

Einige Konsultationsteilnehmer bemängeln den im NEP2024 angegebenen weiteren Ausbau des Korridors für das Jahr 2034. Hierdurch würde das Land Niedersachsen durch eine weitere Freileitungsmastreihe zusätzlich belastet. Ein anderer Konsultationsteilnehmer weist darauf hin, dass Transitländer, die den Strom über HGÜ-Verbindung nur durchleiten, entschädigt werden sollten. Der Netzausbau in Niedersachsen müsse gleichmäßiger auf das Land verteilt werden, sodass nicht nur die Landkreise Emsland, Leer und Grafschaft Bentheim von weiteren Netzausbaumaßnahmen getroffen würden.

Der Korridor A würde mit einer Gesamtleistung von 6 GW geplant. Dementsprechend müssten die Konverter ausgelegt werden. Der Öffentlichkeit solle eine Studie über mögliche alternative Lösungen zu dem Ausbau auf 6 GW vorgelegt werden.

Bisher sind die von den Übertragungsnetzbetreibern für das Jahr 2034 genannten Erweiterungen A11 und A15 mit jeweils 2 GW weder durch die Übertragungsnetzbetreiber beantragt noch von der Bundesnetzagentur bestätigt worden. Ob und wann ein eventueller Ausbau des Korridor A01 nötig wird, werden erst spätere Netzentwicklungspläne zeigen. Der bestätigte Korridor A01/A02 hat lediglich eine Leistung von 2 GW.

Bedarf / Stromhandel / Kohleverstromung / dezentrale, verbrauchsnahe Versorgung

Viele Konsultationsteilnehmer fordern, alle weiteren Planungen vorerst zu stoppen, solange nicht ein unabhängiger Gutachter den Bedarf für die Maßnahme festgestellt habe. Die HGÜ-Verbindungen dienten nur dem europäischen Stromhandel und sollten hauptsächlich Strom aus Braunkohle und ausländischen Kernkraftwerken transportieren. Sie würden nicht für die Versorgungssicherheit in Deutschland benötigt und behinderten die dezentrale Energieversorgung. Des Weiteren würden die HGÜ-Korridore den Anforderungen an ein intelligentes Stromnetz der Zukunft nicht gerecht.

Neben der Bundesnetzagentur als neutraler Kontrollinstanz wird jeder Netzentwicklungsplan von einem weiteren Gutachter begleitet. Sowohl die TU Graz als auch das IFHT der RWTH-Aachen hielten Korridor A für notwendig. Die Prüfung des NEP2024 wurde von dem Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (BET) GmbH unterstützt. Sie kommt zu demselben Ergebnis. Diese Gutachter werden von der Bundesnetzagentur beauftragt. Dies geschieht im Rahmen einer offenen Ausschreibung und wird aus staatlichen Mitteln finanziert. Darüber hinaus gibt es losgelöst vom Prozess des Netzentwicklungsplans weitere Studien beispielsweise im Auftrag der Deutschen Umwelthilfe e.V. (DUH), der Agora Energiewende oder auch Greenpeace, die ebenfalls konstatieren, dass ein umfangreicher Netzausbau erforderlich ist.

Im Zusammenhang mit dem HGÜ-Korridor A kritisieren viele Konsultationsteilnehmer eine indirekte Braunkohlesubventionierung durch fehlende Förderabgaben. Es müsse geprüft werden, ob der Konverter in Osterath in 15 Jahren noch benötigt werde. Denn es sei möglich, dass durch eine rückläufige Braunkohleförderung der Konverter in Zukunft nicht mehr notwendig sei und der Korridor A ausschließlich als „Stromautobahn“ für erneuerbare Energien zwischen Emden und Philippsburg zu dimensionieren sei.

Ein Konsultationsteilnehmer fordert, auf den Bau des Konverters in Osterath zu verzichten und stattdessen den Strom in die vorhandenen 380-kV-Leitungen sowie in die geplante EnLAG-Maßnahme einzuspeisen. Ggf. müssten hierzu neue Leiterseile verwendet werden.

Der Korridor A dient nicht nur der Versorgung Süddeutschlands mit Windenergie, sondern versorgt ebenfalls die Lastzentren im Ruhrgebiet. Des Weiteren wird bei starker Sonneneinstrahlung zunehmend auch Strom aus südlichen PV-Anlagen Richtung Norden transportiert. Eine rückläufige Braunkohleverstromung muss Nordrhein-Westfalen durch Importe decken, entweder aus den erneuerbaren Energien im Nordwesten Deutschlands oder (wenn diese nicht ausreichen) aus dem Ausland. Der Konverter in Osterath ist somit auch langfristig und unabhängig von einem Rückgang der Kohleverstromung notwendig.

Netzverknüpfungspunkt / Konverterstandort / Erdverkabelung

Viele Konsultationsteilnehmer merken an, dass eine Festlegung auf Netzverknüpfungspunkte aufgrund fehlender Alternativen- und Umweltprüfungen rechtlich keinen Bestand habe. Die Prüfung von alternativen Trassenverläufen und Netzverknüpfungspunkten müsse genauso umfassend ablaufen wie die der Vorzugsvariante. Beim Heranrücken an Wohngebäude solle zudem umfassend von technischen Möglichkeiten zur Belastungsminderung Gebrauch gemacht werden. Eine Erdverkabelung fördere die Akzeptanz der Bürger in den Städten und Gemeinden. Ein Konsultationsteilnehmer bemängelt, dass die Auswahl des Netzverknüpfungspunkts Osterath als Konverterstandort ohne Beteiligung der Öffentlichkeit. Er fordert ein neutrales Gutachten, um eine optimale Lösungsvariante der HGÜ Maßnahmen A01 und A02 festzustellen.

Die Netzverknüpfungspunkte von HGÜ-Trassen und die zugehörigen Konverter sollten nach Meinung mehrerer Konsultationsteilnehmer an den Standorten solcher Kraftwerke errichtet werden, deren Stilllegung geplant sei. Der Standort in Osterath sei nicht ideal, da dann Braunkohlestrom aus dem Rheinischen Braunkohlerevier zunächst 40 km gen Norden transportiert werden müsste, um ihn von dort aus über den Korridor A wieder in Richtung Süden zu leiten. Dies führe zu unnötigen Energieverlusten. Als Alternative solle der Netzverknüpfungspunkt Rommerskirchen untersucht werden.

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass Trassenverläufe für geplante Leitungen in 2034 nicht ersichtlich sind und der Trassenverlauf für den Bürger verständlich dargestellt werden sollte. Zudem wären weitere Ausbaumaßnahmen in den Szenarien für 2034 aufgrund der reduzierten Erzeugung durch erneuerbare Energien nicht notwendig. Für die NVP des Korridor A wird die Bezeichnung mit dem Vorsatz „Raum“ wie bei anderen Maßnahmen auch gefordert.

Über den Netzverknüpfungspunkt Osterath hinaus wurden weitere bestehende und als potenziell geeignet erscheinende 380-kV-Schaltanlagen in der Region als alternative Zwischenstützpunkte für den Korridor A geprüft. Diese Alternativen wiesen aus netztechnischer Sicht keine Vorteile auf. Da der Standort Rommerskirchen bereits hoch belastet ist, kommt er nicht als Netzverknüpfungspunkt in Betracht. Hinsichtlich einer möglichen Erdverkabelung liegt die Entscheidung zunächst beim Gesetzgeber. Entsprechende parlamentarische Beratungen laufen bereits. Wo die (zukünftige) Gesetzeslage eine Verkabelung erlaubt, wird sie in den auf den Netzentwicklungsplan folgenden Planungsstufen geprüft.

Der Netzentwicklungsplan enthält nach § 12b Abs. 1 S. 2 EnWG diejenigen Maßnahmen, die in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Die Darstellung des Bedarfs für das Jahr 2034 in den Entwürfen erfolgt daher nur indikativ, um den späteren weiteren Ausbaubedarf transparent zu machen. Maßnahmen für das Jahr 2034 können jedoch weder „beantragt“ noch „bestätigt“ werden, da dieser Zeitraum nicht von der genannten Rechtsgrundlage gedeckt ist.

Wirksamkeit

Die Maßnahme A01 führt im BBP-Netz im Szenario B2024* an vielen Stunden zu signifikanten Entlastungen von ansonsten überlasteten Leitungen im Nordwesten Deutschlands. Zum Beispiel ist ohne die Maßnahme A01 ein Stromkreis zwischen Uerdingen und Mündelheim in der Stunde 785 zu 131% belastet, wenn der Stromkreis zwischen Uerdingen und Selbeck ausfällt. Die Leitungen zwischen Mündelheim und Gellep (125%), zwischen Gellep und Osterath (121%), sowie die Leitung zwischen Uerdingen und Uftord (109%) sind in diesem Fall ebenfalls überlastet. Die Hinzunahme der Maßnahme A01 reduziert die Auslastung zwischen Uerdingen und Mündelheim auf 105%, zwischen Mündelheim und Gellep auf 98,6%, zwischen Gellep und Osterath auf 95% und zwischen Uerdingen und Uftord auf 82%.

Der dargestellte Netznutzungsfall ist nur einer von vielen Netznutzungsfällen mit ähnlichen Belastungen, die sich sowohl zeitlich über das Jahr 2024 als auch räumlich über das Umfeld des Korridorverlaufes hinaus erstrecken.

Zusätzlich verhindert die Maßnahme A01 an vielen Stunden des Betrachtungsjahres unerwünschte Ringflüsse, die parallel zum deutschen Übertragungsnetz über die Benelux-Länder nach Frankreich und Baden-Württemberg fließen.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

In BBP-Netz wird die Leitung in 98% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 99% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 77%. Die Maßnahme wäre damit gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre. In Anbetracht der Anzahl der Stunden, in denen die Maßnahme Netzengpässe verhindert, und der regionalen Ausdehnung dieser verhinderten Netzengpässe wären Topologiemassnahmen in der notwendigen Ausprägung unverhältnismäßig.

Gutachter-Marktmmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 786 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Uerdingen und Mündelheim. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme A01 einer dieser Stromkreise zu 118% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme A01 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 92%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 99%.

Auch bei der Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen steht der vorstehende Netznutzungsfall exemplarisch als eine von vielen vergleichbaren Überlastungssituationen.

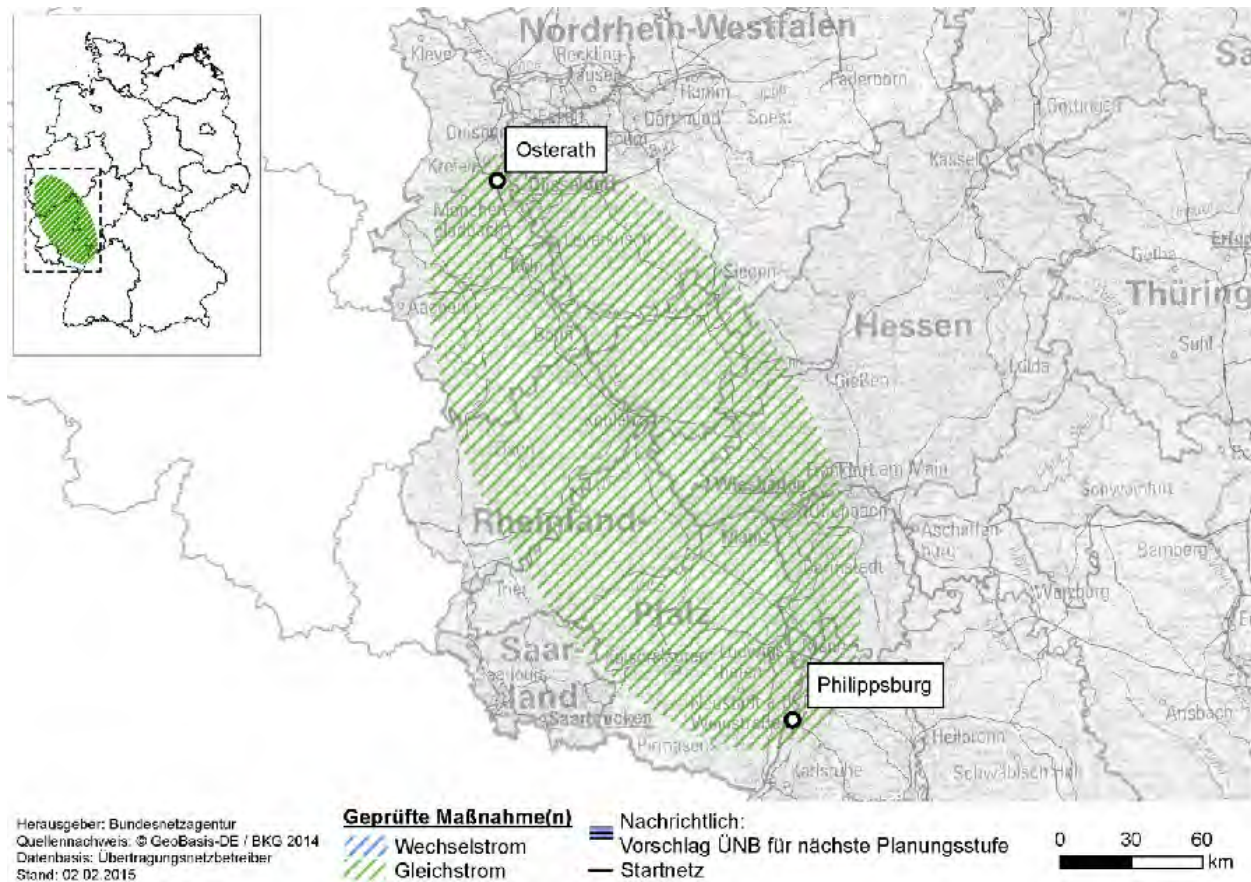
Szenario A2024

Die maximale Auslastung beträgt hier 99%. Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme behebt wirksam Leitungsüberlastungen im (n-1)-Fall. Dass die Wirksamkeit selbst bei einer Reduktion der Offshore-Leistung sowie einer Kappung von Einspeisespitzen nachgewiesen werden kann, zeigt die Robustheit dieser Maßnahme. Die Erforderlichkeit konnte sowohl für das Szenario B2024*, als auch unter der Betrachtung der Gutachter-Marktmodellierung nachgewiesen werden. Die Maßnahme A01 wird somit bestätigt.

Maßnahme A02: Osterath – Philippsburg



Maßnahme A02 (Osterath – Philippsburg) wird bestätigt.

Die HGÜ-Strecke Osterath – Philippsburg soll eine Übertragungsleistung von 2 GW in VSC-Technik haben und Großteils auf bestehenden Trassen durch Umstellung von Wechselstrom auf Gleichstrom realisiert werden.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2019

Die Maßnahme ist zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Anbetracht der Abschaltung des letzten Kernkraftwerksblocks in Philippsburg am Ende des Jahres 2019 erforderlich.

Konsultation

Bedarf

Wechselwirkungen zwischen Korridor A und beispielsweise P47 müssten berücksichtigt werden. Eventuell sei eine gemeinsame Trassenführung mit dem Projekt P47 möglich, dies sollte bei der Prüfung untersucht und bei einer Bestätigung erläutert werden. Außerdem solle geprüft werden, ob der Korridor A02 nach Bau des Projekts P47 M34 weiterhin notwendig sei. Des Weiteren sei zu prüfen, ob die Maßnahmenbeschreibung im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans korrekt dargestellt ist. Hier sei angegeben dass es sich bei Korridor A02 um eine Zubaumaßnahme handle, obwohl diese bereits im Bundesbedarfsplan enthalten ist. Ein anderer Konsultationsteilnehmer merkt an, dass das bestehende Gestänge, welches für den Korridor A02

mitgenutzt werden soll, bereits durch den Bau einer EnLAG-Maßnahme mit vier Systemen voll ausgenutzt werde und somit kein weiterer Platz für einen zusätzlichen HGÜ-Stromkreis auf den Masten frei sei.

In diesem Zusammenhang wird bemängelt, dass die zwei Gesetze EnLAG und BBPlG zu einer inkonsistenten Prüfung führten. Alte Bedarfe aus dem EnLAG würden trotz neuer Erkenntnisse weiter „mitgeschleppt“.

Das der Prüfung zu Grunde liegende Netz beinhaltet sämtliche Maßnahmen des Bundesbedarfsplans sowie die des EnLAG (siehe Abschnitt II D 1). Die Wechselwirkungen zwischen dem Korridor A und P47 sind in der Prüfung folglich bereits berücksichtigt. Anders als Maßnahmen aus dem Bundesbedarfsplan (die bis zu ihrer fortgeschrittenen Realisierung weiterhin als Teil des Zubaunetzes gelten) sind Maßnahmen aus dem EnLAG nicht Gegenstand einer erneuten Überprüfung im Rahmen des Netzentwicklungsplans.

Netzverknüpfungspunkt / Konverterstandort / Erdverkabelung

Ein Konsultationsteilnehmer führt an, dass der bestehende Netzverknüpfungspunkt Philippsburg am Standort des Kernkraftwerks nicht zwangsläufig der ideale Standort eines Konverters für den Korridor A02 sei. Stattdessen schlägt er einen Netzverknüpfungspunkt im Mannheimer Raum vor, da sonst die Energie von Philippsburg wieder zurück gen Norden übertragen werden müsse. An verschiedenen nördlicheren Standorten sei die Infrastruktur zur Anbindung des HGÜ-Korridors gegeben. Mehrere Konsultationsteilnehmer bemängeln zudem die aus ihrer Sicht nicht ausreichende Prüfung möglicher Alternativen.

Der NVP Philippsburg ist aus netztechnischer Sicht gut geeignet, da hier bereits ein sehr gut ausgebautes AG-Netz zum Anschluss der HGÜ besteht. Philippsburg liegt weiterhin zentral zwischen den Lastzentren Mannheim, Karlsruhe und Stuttgart was eine optimale Verteilung der ankommenden Energie ermöglicht.

Hybridleitung

Viele Konsultationsteilnehmer merken an, dass bislang keine ausreichenden Erfahrungen bezüglich der gemeinsamen Führung von HGÜ- und HDÜ-Systemen auf einem Mast vorlägen. Dies könne zu unabsehbaren Risiken und Folgekosten des Projekts führen. Daher sollte der Netzentwicklungsplan das Abschließen von Versicherungen vorschreiben, um den Stromkunden vor möglichen Folgekosten zu schützen.

Eine gemeinsame Trassenführung mit Bestandstrassen wird im Planfeststellungsantrag der Amprion und TransnetBW GmbH berücksichtigt. Durch die Umstellung von vorhandenen Wechselstromsystemen auf Gleichstrom die Maßnahme Korridor A A02 weitestgehend auf bestehenden Masten errichtet werden. Es handelt sich bei diesen sogenannten Hybridmasten (Kombination aus HDÜ und HGÜ auf einem Mast) um ein Pilotprojekt. Durch den Einsatz solcher Hybridmasten kann der Bau einer weiteren Trasse verhindert werden. Den Abschluss von Versicherungen sieht der Netzentwicklungsplan nicht vor, dafür fehlt es schon an der gesetzlichen Grundlage.

Laut Konsultationsteilnehmern könne eine Maßnahme auf Ebene des Übertragungsnetzes auch dann wirksam sein, wenn die unterlagerte Verteilnetzebene hierdurch entlastet würde. Wechselwirkungen zwischen Hoch- und Höchstspannungsebene müssten geprüft werden.

Bei einigen wenigen Maßnahmen wird die Wirksamkeit durch die Entlastung des unterlagerten Netzes begründet. Korridor A hat jedoch auch eine großflächige entlastende Wirkung auf das Übertragungsnetz. Des Weiteren kann die HGÜ netzstützend eingesetzt werden (siehe Abschnitt IV A 1).

Wirksamkeit

Die Maßnahme A02 führt im BBP Netz im Szenario B2024* an vielen Stunden zu signifikanten Entlastungen von ansonsten überlasteten Leitungen, insbesondere im Bereich der Rheinschiene und im Großraum Frankfurt. Zum Beispiel ist ohne die Maßnahme A02 ein Stromkreis zwischen Weinheim und Daxlanden in der Stunde 794 zu 105% belastet, wenn der Stromkreis zwischen Altlußheim und Daxlanden ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme A02 reduziert die Auslastung auf 92%.

Der dargestellte Netznutzungsfall ist einer von vielen Netznutzungsfällen mit ähnlicher Belastungssituation, die sich sowohl zeitlich über das Jahr 2024 als auch räumlich über das Umfeld des Korridors hinaus erstrecken. Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

In BBP-Netz wird die Leitung in 84% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 99% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 64%. Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* auch erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre. In Anbetracht der Anzahl der Stunden, in denen die Maßnahme Netzengpässe verhindert und der regionalen Ausdehnung dieser verhinderten Netzengpässe wären Topologiemassnahmen in der notwendigen Ausprägung unverhältnismäßig.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 1640 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Großkrotzenburg und Dettingen. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme A02 einer dieser Stromkreise zu 111% belastet, wenn der Stromkreis zwischen Großkrotzenburg und Urberach ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme A02 reduziert die Auslastung dann auf 99,6%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 99%.

Auch bei der Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen steht der vorstehende Netznutzungsfall exemplarisch als eine von vielen vergleichbaren Belastungssituationen.

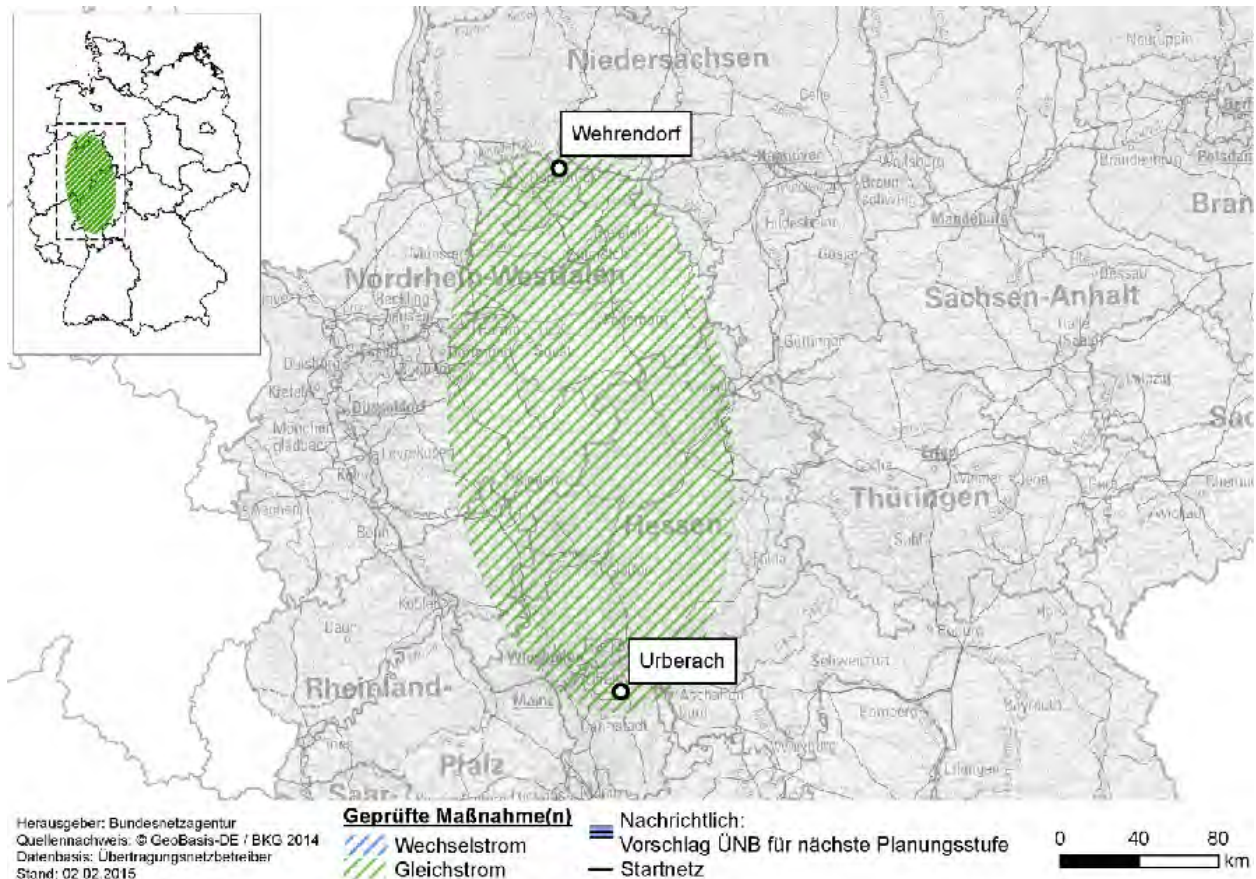
Szenario A2024

Die maximale Auslastung beträgt hier 99%. Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme behebt wirksam Leitungsüberlastungen im (n-1)-Fall. Dass die Wirksamkeit selbst bei einer Reduktion der Offshore-Leistung sowie einer Kappung von Einspeisespitzen nachgewiesen werden kann, zeigt die Robustheit dieser Maßnahme. Die Erforderlichkeit konnte sowohl für das Szenario B2024* als auch für die Gutachter-Marktmodellierung nachgewiesen werden.

Korridor B: HGÜ-Verbindung Niedersachsen – Hessen



Der Korridor B soll die durch den starken Ausbau von On- und Offshore-Windkraftanlagen in Niedersachsen anfallenden Energiemengen zu den Lastzentren im Großraum Frankfurt transportieren. Insbesondere durch die zuführenden Drehstromprojekte wie z. B. P21 und P24 sollen die anfallenden Windenergiemengen zum nördlichen Netzverknüpfungspunkt Wehrendorf geleitet werden, um von dort mittels des Korridors B weiter Richtung Süden übertragen zu werden. Im Szenario B2024* enthält Korridor B die Maßnahme B04.

Hinweis der Bundesnetzagentur

Über den Standort von Nebenanlagen, beispielsweise von Konverterstationen im Bereich der HGÜ, wird verbindlich erst auf den nachfolgenden Planungsstufen bzw. in anderen Genehmigungsverfahren entschieden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Konverter nicht zwingend unmittelbar am Standort des Netzverknüpfungspunkts errichtet werden müssen. Der Standort von Nebenanlagen kann auch mehrere Kilometer von dem Netzverknüpfungspunkt entfernt liegen und durch eine Stichleitung mit dem Netzverknüpfungspunkt verbunden werden.

Maßnahme B04: Wehrendorf – Urberach

Die Maßnahme B04 (Wehrendorf – Urberach) wird nicht bestätigt.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Konsultation

Einige Konsultationsteilnehmer halten die Maßnahme B04 aufgrund der Reduzierung der Offshore-Leistung und der Spitzenkappung nicht für bestätigungsfähig. Ein Konsultationsteilnehmer äußert seine Verwunderung, dass die Maßnahme in den Entwürfen des Netzentwicklungsplans Strom weiter aufgeführt wird, obwohl sie bereits in der Vergangenheit nicht von der Bundesnetzagentur bestätigt wurde und sich keine wesentlichen neuen Erkenntnisse ergeben hätten. Er bittet darum, dass die Übertragungsnetzbetreiber zukünftig darauf verzichten, Maßnahme B04 erneut in den Netzentwicklungsplan aufzunehmen.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer sieht einem zügigen und bedarfsgerechten Netzausbau als notwendig zum Gelingen der Energiewende an. Dabei müssten die Bürgerinnen und Bürger frühzeitig informiert werden. Gerade deshalb sei es nicht sinnvoll, dass die Bundesnetzagentur die Maßnahme B04 bisher nicht bestätigt habe. Langfristig sei sie notwendig. In Hessen bestehe jedoch keine Möglichkeit, sie auch umzusetzen.

Mehrere Konsultationsteilnehmer sehen in dem Zubau von Gleichstromleitungen einen Verstoß gegen das NOVA-Prinzip. Zu prüfen sei eine Umrüstung bestehender Wechselstromsysteme auf Gleichstrom. Auch sei nicht nachzuvollziehen, warum einige HGÜ-Maßnahmen von der Bundesnetzagentur bestätigt wurden und andere nicht.

Im NEP2024 ergab die Prüfung der einzelnen HGÜ-Korridore, dass es der Maßnahme B04 unter den in der Gutachter-Marktmodellierung getroffenen Annahmen nicht bedürfte. Denn dann läge keine Überlastung einer anderen Leitung vor, zu deren Entlastung die Maßnahme B04 realisiert werden müsste. Mit Ausnahme der Maßnahme C06WDL erwiesen sich die anderen HGÜ-Korridore hingegen auch in der Gutachter-Marktmodellierung als wirksam und erforderlich. Die Einzelheiten werden bei den jeweiligen Prüfungsergebnissen dargestellt.

Der Umrüstung bestehender Wechselstromsysteme auf Gleichstrom steht entgegen, dass dann die von diesen Systemen bisher übernommenen Aufgaben im vermaschten Übertragungsnetz nicht mehr erfüllt würden. Zudem bräuchte es eine Vielzahl zusätzlicher Konverter.

Wirksamkeit

Die Maßnahme B04 behebt im vollständigen Zielnetz wirksam mehrere (n-1)-Verletzungen.

Zum Beispiel ist im Zielnetz ohne die Maßnahme B04 ein Stromkreis zwischen Hanekenfähr und Merzen in der Stunde 8820 zu 120% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme B04 reduziert die Auslastung auf 97%. Die Maßnahme B04 führt damit zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Folglich wäre sie gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* wirksam.

Der hier dargestellte Netznutzungsfall ist nur einer von vielen Netznutzungsfällen mit ähnlichen Belastungen, die sich sowohl zeitlich über das Jahr 2024 als auch räumlich über das Umfeld des Korridorverlaufes hinaus erstrecken.

Erforderlichkeit

Im Zielnetz wird die Leitung in 90% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 99% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 64%.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre. In Anbetracht der Anzahl der Stunden, in denen die Maßnahme Netzengpässe verhindert und der regionalen Ausdehnung dieser verhinderten Netzengpässe wären Topologiemassnahmen in der notwendigen Ausprägung unverhältnismäßig.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen gemäß der Gutachter-Marktmodellierung konnte keine Überlastung der Leitung zwischen Hanekenfähr und Merzen gefunden werden. Die höchste Auslastung dieser Leitung bei Ausfall des parallelen Stromkreises beträgt 96% in der Stunde 5802. Dieser Sachverhalt bestätigte sich auch bei den anderen von den Übertragungsnetzbetreibern übermittelten Netznutzungsfällen. Die maximale Auslastung von B04 beträgt wiederum 99%.

Die fehlende Wirksamkeit der Maßnahme B04 bei der Gutachter-Marktmodellierung erklärt sich u. a. dadurch, dass durch die Offshore-Reduktion der im Szenario B2024* noch vorgesehene Netzverknüpfungspunkt Cloppenburg nicht mehr benötigt wird. Cloppenburg liegt nördlich von Wehrendorf. Die fehlende Einspeisung aus Offshore-Windkraftanlagen in dieser Region reduziert für Korridor B den Transportbedarf spürbar.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz in der SensiO folglich nicht wirksam.

Die bisherigen Ausführungen geben die Prüfergebnisse unter Berücksichtigung aller beantragten Maßnahmen des vollständigen Zielnetzes wieder. Wie im Abschnitt II F 3 („Prüfung weiterer Zubau-massnahmen“) ausgeführt, übersteigt jedoch das Transportvermögen des vollständigen Zielnetzes die durch die Offshore-Reduktion und Spitzenkappung reduzierten Transportanforderungen. Der bisherige Befund – keine nachvollziehbare Wirksamkeit bei Offshore-Reduktion und Spitzenkappung – könnte daher anders

ausfallen, wenn die Maßnahme B04 dem BBP-Netz im Rahmen der sequenziellen Prüfung als erste zusätzliche Maßnahme hinzugefügt würde. Die dann von B04 und dem BBP-Netz zu tragenden Stromflüsse wären nämlich höher als bei Annahme des vollständigen Zielnetzes, in dem sich die Stromflüsse auf mehr Leitungen verteilen würden.

Im Rahmen der sequenziellen Prüfung wurde daher geprüft, ob die Maßnahme B04 geeignet ist, zumindest einen Teil derjenigen Überlastungen bzw. Schwachstellen sachgerecht zu beheben, die nach Fertigstellung des BBP-Netzes im Szenario mit Offshore-Reduktion und Spitzenkappung noch verbleiben. Es zeigte sich, dass es dann nur noch wenige, eher kleinräumige Überlastungen im Bereich des Transportkorridors B04 zwischen Niedersachsen und Südhessen gibt. Viele der verbleibenden Überlastungen im Übertragungsnetz liegen eher im Osten bzw. Südosten Deutschlands. Die eher kleinräumigen Überlastungen im Bereich des Transportkorridors zwischen Niedersachsen und Süd-Hessen rechtfertigen aus Sicht der Bundesnetzagentur nicht die Bestätigung der fast 400 km langen Maßnahme B04. Eine Wirksamkeit von B04 ist daher auch dann nicht ersichtlich, wenn B04 als erste Maßnahme dem BBP-Netz hinzugefügt werden würde.

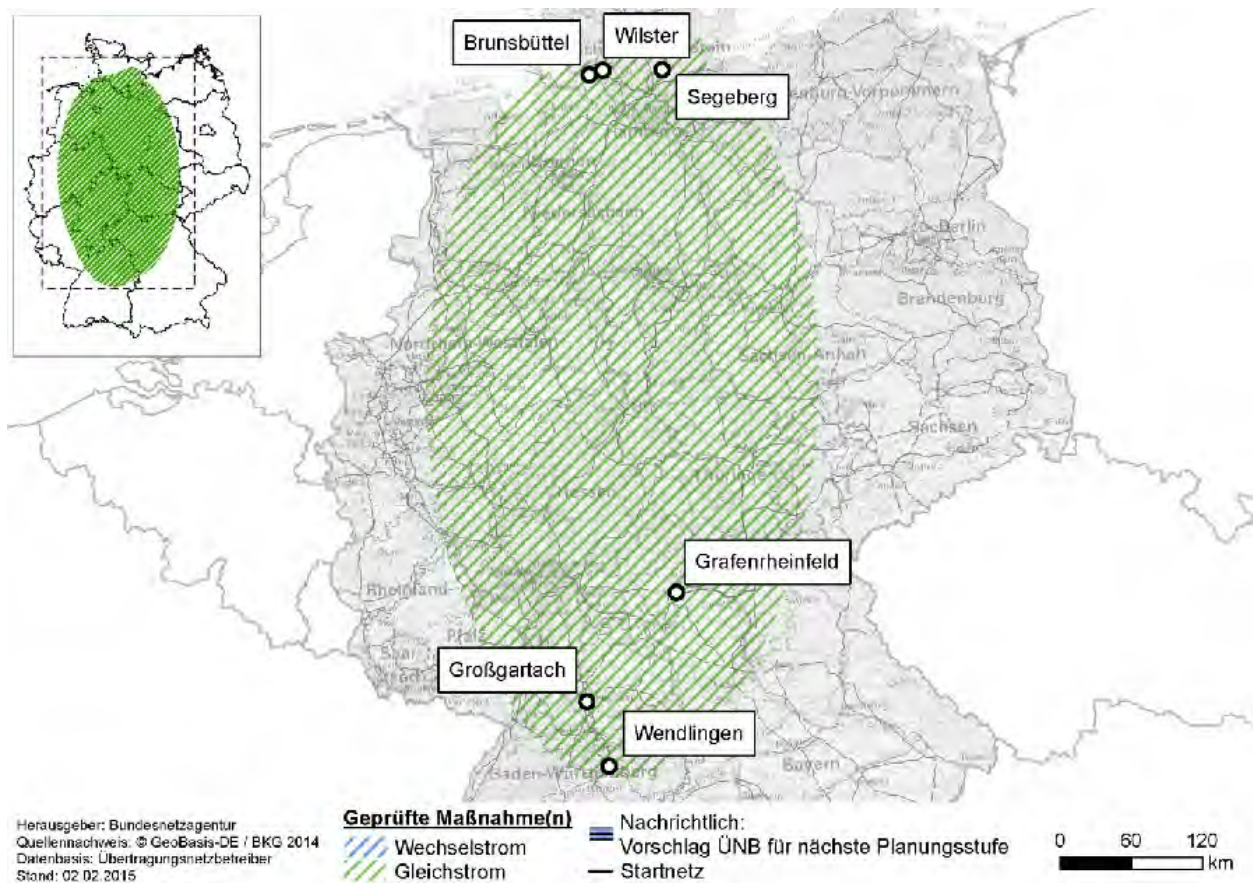
Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit 99% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme B04 wird nicht bestätigt, da die Wirksamkeit der Maßnahme bei der Reduktion der Offshore-Leistung und der Kappung von Einspeisespitzen nicht mehr gegeben ist.

Korridor C: HGÜ-Verbindung Schleswig-Holstein – Niedersachsen – Baden-Württemberg – Bayern („SuedLink“)



Beschreibung

Bayern und Baden-Württemberg werden auch im Jahre 2024 preiswerten Strom auf einem einheitlichen deutschen Strommarkt nachfragen. Dieser Strom wird im Wesentlichen nicht in Bayern und Baden-Württemberg produziert werden. Dies liegt an der Abschaltung der Kernkraftwerke und der wenig konkurrenzfähigen Kraftwerksstruktur im Süden. 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.

Es ist sinnvoll, die nach Bayern und Baden-Württemberg zu transportierende Energie nicht bzw. nur teilweise durch das vorhandene, konventionelle Wechselstromnetz zu leiten, weil dieses zu diesem Zwecke in weit größerem Maße ausgebaut werden müsste.

Weniger aufwändig ist es, Teile des im Süden benötigten Stroms direkt aus den erzeugungsstarken Regionen mittels verlustarmer Gleichstromtechnologie nach Süden zu bringen. Ziel des dazu dienenden Korridors C ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus Schleswig-Holstein und Niedersachsen nach Baden-Württemberg und Bayern. In Szenario B2024* enthält Korridor C die Maßnahmen C05, C06mod und C06WDL.

Hinweis der Bundesnetzagentur

Über den Standort von Nebenanlagen, beispielsweise von Konverterstationen im Bereich der HGÜ, wird verbindlich erst auf den nachfolgenden Planungsstufen bzw. in anderen Genehmigungsverfahren entschieden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Konverter nicht zwingend unmittelbar am Standort des Netzverknüpfungspunkts errichtet werden müssen. Der Standort von Nebenanlagen kann auch mehrere Kilometer von dem Netzverknüpfungspunkt entfernt liegen und durch eine Stichleitung mit dem Netzverknüpfungspunkt verbunden werden.

Konsultation

Viele Konsultationsbeiträge beziehen sich nicht speziell auf eine einzelne Maßnahme des Korridors C („SuedLink“), sondern auf das Projekt an sich. Diese werden nachfolgend aufgeführt. Auf weitere Konsultationsbeiträge, die sich ausdrücklich auf eine bestimmte Maßnahme des Korridors C beschränken, wird anschließend direkt bei der jeweiligen Maßnahme eingegangen.

Bedarf

Mehrere Konsultationsteilnehmer bezweifeln die Notwendigkeit der SuedLink-Trasse und fordern diesbezüglich ein unabhängiges Gutachten. Ebenfalls wird vorgetragen, dass die beiden Maßnahmen (C05 und C06mod) mit zusammen 4 GW die bisher genehmigte Übertragungsleistung von 2,6 GW deutlich überstiegen. Zudem sei die mittlere Auslastung der Maßnahmen mit 75% (C05) und 64% (C06mod) gering.

Bezüglich der Frage des Bedarfs der Maßnahme C05 und C06mod sei auf die aufgeführten Prüfergebnisse hingewiesen.

Strom aus Kohlekraftwerken

Mehrere Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass die Stromleitungen des SuedLink für die Einspeisung regenerativer Energieträger (insbesondere Windenergie) nicht notwendig seien. Durch die Stromleitungen würde sichergestellt, dass vorhandene und geplante Kohlekraftwerke weiterbetrieben würden. Zudem wird vorgetragen, dass es nicht nachvollziehbar sei, dass ein hochmodernes Kraftwerk wie Irsching wegen mangelnder Rentabilität vom Netz gehen soll, obwohl es schnell regelbar und umweltfreundlicher als Kohlekraftwerke sei. Ebenfalls seien die Übertragungsverluste bei 4 GW Übertragungsleistung schon in etwa so groß wie die Hälfte der Erzeugungsleistung des Kraftwerks Irsching. Ein Konsultationsteilnehmer trägt vor, dass eine Reduzierung der Stromeinspeisung aus Kohlekraftwerken um 20% etwa 6 GW Übertragungsleistung einsparen könnte. Es sei nicht nachvollziehbar, wieviel Strom zu Zwecken des internationalen Stromhandels über Korridor C exportiert bzw. importiert werde und wie groß die Anteile von Kohle- und Atomstrom in Korridor C seien. Ebenso wenig seien der jeweilige Anteil der einzelnen Überschüsse aus erneuerbaren Energien im Norden und der Energiemangel im Süden transparent dargestellt.

Die Anteile beispielsweise von Exporten und Importen oder der Kohleverstromung werden in Abschnitt II C dargestellt. Dieser Energiemix verteilt sich gleichmäßig im gesamten vermaschten Übertragungsnetz und kann keiner Leitung spezifisch zugeordnet werden. Er wird auch nicht durch das Netz bestimmt, sondern durch den Energiemarkt. Welcher Energieträger einspeist, wird dabei durch die Grenzkosten der Kraftwerke bestimmt. Da die Grenzkosten erneuerbarer Energien nahe Null liegen, speisen diese in der dem Netzentwicklungsplan zugrunde zu legenden Modellierung zuerst ein. Die verbleibende Last (Residuallast) muss dann durch den Einsatz konventioneller Kraftwerke gedeckt werden. Aufgrund der Marktbedingungen (Brennstoffpreise, CO₂-Preise, etc.) speisen üblicherweise Kohlekraftwerke vor Gaskraftwerken ein. Das Netz spielt für dieses Marktergebnis unter den gegebenen Marktbedingungen keine Rolle.

Der politische Kompromiss der Regierungskoalition („Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende“) vom 01. Juli 2015 hat diese Orientierung an den Realitäten des Energiemarkts bestätigt. Instrumente, welche Kohlekraftwerke im Markt schlechter gestellt hätten, sind ausführlich diskutiert und am Ende verworfen worden. Die Bundesnetzagentur muss daher davon ausgehen, dass es auf Dauer bei den Wettbewerbsvorteilen der Kohle und den brennstoffkostenbedingten Nachteilen der Gaskraftwerke bleibt. Für die von vielen Konsultationsteilnehmern angesprochenen modernen Gaskraftwerke bleibt ausdrücklich die Rolle als Reservekraftwerk. Die Tatsache, dass Gaskraftwerke in der Regel schneller regulierbar sind, wird bei sämtlichen Simulationen berücksichtigt. Die installierten Leistungen sowie erzeugten Energiemengen sind für Deutschland nach Erzeugungsart aufgeschlüsselt im Netzentwicklungsplan aufgeführt. Ebenfalls werden die prognostizierten Importe und Exporte aufgeführt.

Durch Engpässe im Netz werden keine Kohlekraftwerke am Weiterbetrieb gehindert. Kraftwerke, die einen Zuschlag am Markt erhalten haben und aufgrund von Netzengpässen nicht einspeisen können, erhalten dennoch eine Vergütung im Rahmen des Redispatch.

In der Modellierung des Szenarios B2024* ist in Schleswig-Holstein und Hamburg bis auf das mittlerweile im Betrieb befindliche Kraftwerk Moorburg kein Zubau an Kohlekraftwerken unterstellt. Vielmehr wird insgesamt ein Rückgang an installierter Leistung aus Kohlekraftwerken in Höhe von 583 MW angenommen (siehe Kraftwerksliste zum Szenario B2024). Dem steht z.B. ein deutlicher Ausbau an Onshore- und Offshore-Windenergie auf 6,4 GW bzw. 2,4 GW für Schleswig Holstein im Szenario B2024* gegenüber, um einmal die Dimensionen zu veranschaulichen.

Einspeisung bis zur letzten Kilowattstunde / Ausbau für europäischen Stromhandel

Mehrere Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass die Stromleitungen des SuedLinks überdimensioniert seien, damit auch noch bei Starkwind jede erzeugte Kilowattstunde eingespeist werden könnte. Dies verstöße gegen das Gebot der Wirtschaftlichkeit und destabilisiere die deutschen Netze. Zudem richte sich die Netzplanung nach der Menge des erzeugten Stroms bzw. nach dem europäischen Stromhandel und nicht nach dem tatsächlichen Strombedarf. Fiktive Szenarien, die sich an maximaler Stromerzeugung orientierten, dürften nicht als Grundlage für den Netzausbau dienen.

Wie viel Leistung insgesamt produziert wird, richtet sich nach der Nachfrage und nicht nach dem Angebot. Zur Bedienung der Nachfrage kann dabei mit dem Ausland gehandelt werden. Wie viel gehandelt werden kann, wird durch die im Szenariorahmen festgelten NTC-Werte bestimmt. Aufgrund von hoher EE-Einspeisung und Must-Run-Einspeisungen kann es jedoch dazu kommen, dass das Angebot die Nachfrage überschreitet. In solchen Fällen wird in den Modellierungen die Einspeisung reduziert („Dumped Energy“). Es wird also auch in diesem Fall nicht

mehr Leistung erzeugt, als von Verbrauchern nachgefragt wird. Der Prozentsatz an Dumped Energy der regenerativen Erzeugung beträgt im Szenario B2024 lediglich etwa 0,02%. Die Modellierung des Energiemarkts, wie sie der Netzentwicklungsplanung zu Grunde gelegt wird, ist also mitnichten auf maximale Stromerzeugung, sondern auf Deckung des nachgefragten Strombedarfs hin ausgelegt. Strom, für den keine Nachfrage besteht, wird nur in vernachlässigbarem Umfang produziert.*

Zudem wird bei der Netzplanung ein historisches, also reales Wetterjahr unterstellt um realistische Netzsituationen für die Planung zu verwenden. Es handelt sich dabei nicht um „fiktive Szenarien“ in den eine maximale Stromerzeugung unterstellt wird oder andere Parameter gezielt gesetzt werden um ein besonders hohe Netzauslastung zu generieren.

Darüber hinaus hat die Bundesnetzagentur die BET GmbH damit beauftragt, im Rahmen der Gutachtermodellierung zu untersuchen, welche Auswirkungen eine Kappung der Einspeisespitzen der landseitigen Neubau-Windkraftanlagen in Höhe von 2,5% der Jahresenergiemenge sowie ein langsameren Ausbau der Offshore-Windenergieerzeugung auf den Netzausbaubedarf hätte. Auch unter diesen Annahmen besteht weiterhin der Bedarf der im Bundesbedarfsplangesetz enthaltenen Maßnahmen des SuedLinks (C05 und C06mod).

Sicherheit

Mehrere Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass die geplanten HGÜ-Trassen Schwachstellen in der Energieversorgungsinfrastruktur darstellten, da es sich im Gegensatz zu der vermaschten Struktur des bestehenden Drehstromnetzes lediglich um Punkt-zu-Punkt-Verbindungen handle, deren eventueller Ausfall nicht verkraftbar sei. Ebenfalls tragen mehrere Konsultationsteilnehmer vor, dass man sich bei der Stromversorgung nicht von nur zwei Korridoren (SuedLink und Süd-Ost-Passage) abhängig machen sollte, da aufgrund von Wettereinflüsse oder Manipulation der Transport nicht immer sichergestellt werden könne. Auch eine Bündelung von 4 GW Leistung in den Maßnahmen C05 und C06mod stelle ein erhebliches Sicherheitsproblem dar, insbesondere im Hinblick auf terroristische Gefahren. Ein plötzlicher Ausfall würde zu einem katastrophalen Blackout führen. Ein Konsultationsteilnehmer trägt vor, dass auch für die HGÜ-Leitungen das (n-1)-Prinzip Anwendung finden solle. Dadurch wäre der wirklich notwendige Ausbau viel größer als im Netzentwicklungsplan beschrieben.

Die geplanten HGÜ-Verbindungen werden mit dem AC-Netz verbunden. Dadurch sichern sie gemäß dem (n-1)-Prinzip einerseits Ausfälle im AC-Netz ab, während andererseits Ausfälle der HGÜ-Verbindungen auch durch das AC-Netz abgesichert werden. Das (n-1)-Prinzip ist bei der Planung der Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt. Dazu ist kein zusätzlicher, nicht im Netzentwicklungsplan enthaltener Ausbau notwendig. Eine Bündelung von 4 GW Übertragungsleistung ist auch schon im heutigen AC-Netz an manchen Stellen gegeben.

Dezentrale, verbrauchsnahe Versorgung / Speicher / Power to Gas / Last

Mehrere Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass die Möglichkeit dezentraler Versorgung nicht geprüft wurde. Speichertechnologien werde im Netzentwicklungsplan zu wenig Bedeutung beigemessen. Der Netzentwicklungsplan berücksichtige nicht die Möglichkeit, das bestehende Gas-Netz als Speichermedium für „Windgas“ zu nutzen. Dies würde den Bedarf an neuen Stromleitungen erheblich verringern. Es wird vorgetragen, dass mit dem für die HGÜ-Leitung erforderlichen Kapital leicht eine dezentrale Versorgung erreicht werden könnte (durch mehr Solar- und Windenergie, Kleinspeichern und KWK-Anlagen). Das verringere auch die Abhängigkeit von ausländischen Kraftwerken. Ein Konsultationsteilnehmer trägt vor, dass

aufgrund von bisher realisierten und zukünftig zu erwartenden Stromeinsparungen die Maßnahme nicht gebraucht würde.

Die Eingangsparameter für dezentrale Erzeugungsannahmen und Speicher werden in der Genehmigung des Szenariorahmens festgelegt. Nähere Erläuterungen dazu finden sich in Abschnitt II A.

Kappung von Einspeisespitzen / Verzögerung des Ausbaus an Offshore-Windenergie

Mehrere Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass eine Kappung des Windstroms bei Einspeisespitzen die Notwendigkeit des SuedLink aufhebe. Dieses Argument sei umso wichtiger, da der Szenariorahmen 2025 die Kappung von Einspeisespitzen enthalte. Es würden dadurch ca. 20 GW weniger an Leistung transportiert werden müssen. Ebenfalls tragen mehrere Konsultationsteilnehmer vor, dass die Reduzierung der Erzeugung aus Offshore-Windenergie von 14 GW (Szenario B2023) auf 10 GW (Szenario B2025) dazu führe, dass das Projekt SuedLink nicht mehr notwendig sei.

Für die Planung des Netzausbaus im Rahmen des NEP2024 sind zunächst die Szenarien A2024, B2024, C2024 und B2034 relevant. Zur Zeit der Genehmigung dieser Szenarien war eine Deckelung des Ausbaus an Offshore-Windenergie und die Berücksichtigung von Spitzenkappung noch nicht gesetzlich geregelt. Im Rahmen der Gutachtermarktmodellierung wurde jedoch ebenfalls der Einfluss der Spitzenkappung sowie der Einfluss eines verzögerten Ausbaus an Offshore-Windenergie untersucht. Dies führt tatsächlich dazu, dass der Bedarf an Übertragungsleistung im Korridor C abnimmt und nur zwei Maßnahmen notwendig sind. Daher bestätigt die Bundesnetzagentur nur zwei der drei beantragten Maßnahmen im Szenario B2024 des SuedLink Projektes.*

NOVA-Prinzip / alternative Ausbaumöglichkeiten

Ein Konsultationsteilnehmer hält es für nicht belegt, dass die Energiewende nicht durch einen Ausbau und die Verbesserung des vorhandenen Wechselstromnetzes umgesetzt werden könnte. Mehrere Konsultationsteilnehmer sehen in dem Zubau von Gleichstromleitungen eine Missachtung des NOVA-Prinzips. Es sei notwendig, Szenarien zu entwickeln, welche die Umwandlung von Wechselstromleitungen in Gleichstromleitungen und andere Optimierungsmöglichkeiten berücksichtigen.

Theoretisch ist ein Ausbau des Stromnetzes in reiner 380-kV-Drehstromtechnik möglich. Wissenschaftliche Untersuchungen der TU Graz („Gutachten zur Ermittlung des erforderlichen Netzausbaus im deutschen Übertragungsnetz 2012“, veröffentlicht unter data.netzausbau.de/Alfa/NEP/NEMO_II.pdf) dazu ergaben, dass der gesamte Netzausbau und Netzverstärkungsbedarf durch den Einsatz von HGÜ-Technik reduziert wird. Zudem sind durch den Einsatz von HGÜ-Technologie die Netzverluste insgesamt geringer. Der Einsatz von HGÜ-Übertragungstechnik beschränkt sich dabei auf eine Overlay-Struktur, die mit dem AC-Netz gekoppelt wird. Details zur NOVA-Prinzip finden sich im Abschnitt II D 2.

Einspeise- und Verteilungsmöglichkeiten

Mehrere Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass eine Stromautobahn von Norden nach Süden ohne Einspeise- und Verteilungsmöglichkeit von dezentral erzeugten regenerativen Energien dem Anspruch eines intelligenten Stromnetzes nicht gerecht würde.

Bei den Schwachstellenanalysen ergeben sich auf der kompletten Nord-Süd-Achse Engpässe. Diese werden durch die HGÜ-Maßnahmen behoben und führen zu einer Entlastung des Drehstromnetzes.

Dimensionierung des SuedLinks

Mehrere Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass bei Informationsveranstaltungen zum SuedLink immer nur von einer Übertragungsleistung in Höhe von 4 GW gesprochen würde, im Netzentwicklungsplan Leistungen des Korridors C von bis zu 10 GW aufgeführt seien. Von diesen sei zu erwarten, dass sie aufgrund des Bündelungsgebots im gleichen Korridor gebaut würden.

Im Netzentwicklungsplan Strom 2014 werden unter dem Projekt „Korridor C (SuedLink)“ insgesamt fünf HGÜ-Maßnahmen mit jeweils 2 GW zusammengefasst. Dabei sind im Szenario A2024 zwei Maßnahmen, im Szenario B2024 drei Maßnahmen, im Szenario C2024 fünf Maßnahmen und im Szenario B2034 ebenfalls fünf Maßnahmen beantragt. Die Bundesnetzagentur hat ihrer Prüfung primär das Szenario B2024* zu Grunde gelegt (vgl. Abschnitt II E 3). Für dieses Szenario wurde im Rahmen der Gutachtermarktmodellierung ebenfalls der Einfluss der Spitzenkappung sowie der Einfluss eines verzögerten Ausbaus an Offshore-Windenergie untersucht. Dies führt dazu, dass die Bundesnetzagentur nur zwei der drei beantragten Maßnahmen im Szenario B2024* bestätigt.*

Auch in sämtlichen vorherigen Prozessen wurden nur zwei Maßnahmen des Korridors C von der Bundesnetzagentur bestätigt und somit im Bundesbedarfsplan aufgenommen. Für die anderen Maßnahmen wurde der vorrangige Bedarf noch nicht gesetzlich festgehalten. Daher beschränken sich die nachgeordneten konkreten Planungsprozesse auf die zwei Bundesbedarfsplanmaßnahmen Nr. 3 und Nr. 4 (C05 und C06mod).

Ob diese beiden Maßnahmen durchgehend parallel gebündelt werden oder ob eine solche Bündelung etwa zur Entlastung des Raums Grafenrheinfeld an einem bestimmten Punkt der Streckenführung wieder aufgetrennt wird (wofür beispielsweise die Verkürzung der zu bauenden Strecke sprechen könnte), ist nicht im Netzentwicklungsplan, sondern in der nachfolgenden Bundesfachplanung zu entscheiden.

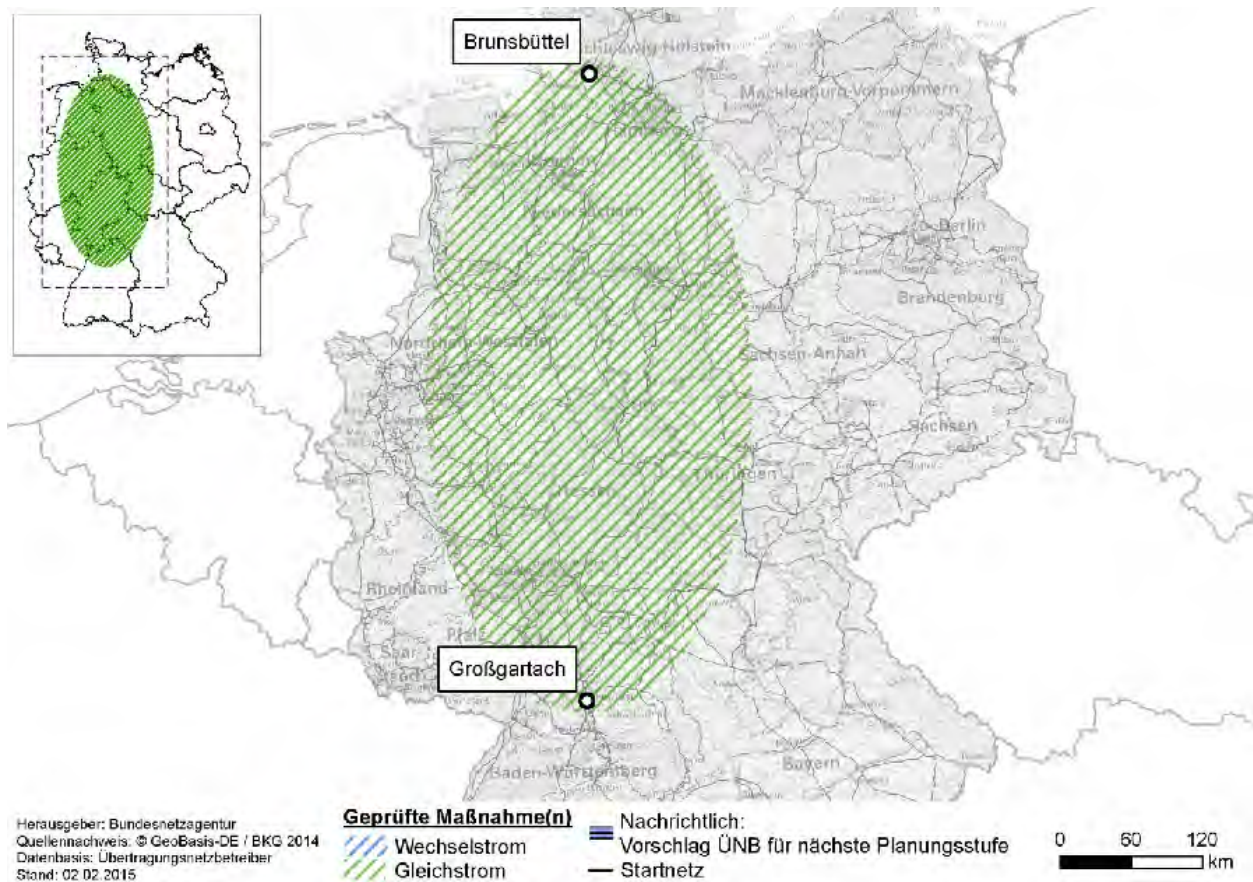
Ob in Zukunft weitere Maßnahmen im Korridor C notwendig werden, wird in zukünftigen Netzentwicklungsplänen entschieden. Ob solche zusätzlichen Maßnahmen dann ggf. gebündelt mit den bisherigen Maßnahmen im selben Trassenkorridor geplant und errichtet würden, wäre wiederum im nachfolgenden Prozess der Bundesfachplanung zu entscheiden. Derzeit ist nicht davon auszugehen, dass die genannten extremen Bündelungsszenarien technisch sicher handhabbar wären.

Verkabelung / Mastform / Mitführung

Mehrere Konsultationsteilnehmer äußern, dass eine Verkabelung die Akzeptanz fördern würde. Zudem wird gefordert, dass neben der Erdverkabelung auch besonders kompakte Freileitungskonzepte in Betracht gezogen werden (compact-line-Freileitungskonzept). Ein Konsultationsteilnehmer schlägt vor, Gleichstromsysteme auf bestehenden Mastgestängen, welche bisher nur Wechselstrom führen, anzubringen. Ein Aufteilen der vom Norden transportierten Strommengen, also eine getrennte Führung der SuedLink-Trassen Wilster-Grafenrheinfeld und Brunsbüttel-Großgartach, hätte den Vorteil, dass die technischen Voraussetzungen für die Nutzung bestehender Trasse leichter erfüllbar sein.

Fragen der Realisierung und der Trassenführung von Maßnahmen sind nicht Gegenstand des Netzentwicklungsplans sondern sind erst bei denen der Bedarfsermittlung nachgelagerten Verfahren relevant.

Maßnahme C05: Brunsbüttel – Großgartach



Die Maßnahme C05 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) aufgenommen.

Die Maßnahme C05 (Brunsbüttel – Großgartach) wird bestätigt.

Nach Abschaltung der Kernkraftwerke ist gemäß Berechnungen der Bundesnetzagentur trotz des Ausbaus erneuerbarer Energien eine Nachfrage von ca. 27 TWh in Baden-Württemberg im Jahr 2024 zu erwarten. Diese Nachfrage kann u. a. in windreichen Stunden auf Basis regenerativer Erzeugung in Schleswig-Holstein und in Niedersachsen sowie in Offshore-Windanlagen in der Nordsee bedient werden. Insbesondere aufgrund des Ausbaus von Windenergie in dafür gut geeigneten Lagen auf See und an Land werden in Schleswig-Holstein und in Niedersachsen Energiemengen produziert, die dort nicht verbraucht werden und damit anderen Regionen zur Verfügung gestellt werden können (in Schleswig-Holstein ca. 22 TWh, in Niedersachsen ca. 43 TWh). Eine Maßnahme zum Transport des skizzierten Energieaustauschs ist die Maßnahme C05.

Der nördliche Netzverknüpfungspunkt Brunsbüttel eignet sich durch seine Nähe zur Offshore-Anlandung in Büttel sowie 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 C05 (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 C05 ab dem Jahr 2022 die Region mit Energie versorgen.

Im Rahmen der Maßnahme C05 ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von Brunsbüttel nach Großgartach vorgesehen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2022

Konsultation

Netzverknüpfungspunkte

Ein Konsultationsteilnehmer weist darauf hin, dass die bestehende Netzstruktur bereits Mitte 2015 den Wegfall des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld verkraften müsse. Erst in sieben Jahren könne hingegen der SuedLink einen beachtenswerten Faktor in der Netzarchitektur um den Kernkraftwerksstandort Grafenrheinfeld darstellen. Andere Konsultationsteilnehmer fordern, dass sich der Netzausbau am Versorgungsbedarf der jeweiligen Zielregion zu orientieren habe. Unter diesem Gesichtspunkt seien die Endpunkte der HGÜ-Leitungen in Frage zu stellen.

Der südliche Netzverknüpfungspunkt der Maßnahme C05 (Großgartach) liegt in der Nähe des Kernkraftwerks Neckarwestheim. Durch die Lage des Kernkraftwerks existiert dort bereits eine gute Netzinfrastuktur zur weiteren Verteilung von Leistung. Durch die Nutzung von bereits jetzt gut angebundenen Knoten entsteht ein möglichst geringer Ausbaubedarf. Baden-Württemberg und Bayern werden in einem einheitlichen deutschen Strommarkt auch in Jahr 2024 eine Nachfrage an möglichst preiswerten Strom haben. Gleichzeitig steigt im Norden das Angebot an erneuerbarer Energie, welche nahezu grenzkostenfrei einspeist. Dies erhöht den Übertragungsbedarf nach Süden. Solange die Maßnahme C05 nicht errichtet ist, muss durch Redispatch-Maßnahmen und ggf. weitere Maßnahmen (z. B. im Rahmen der Reservekraftwerksverordnung) die Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg und Bayern gesichert werden.

Wirksamkeit

Die Maßnahme C05 führt in vielen Stunden des Jahres zu signifikanten Entlastungen ansonsten überlasteter Leitungen im BBP-Netz im Szenario B2024*. Beispielfhaft werden nachfolgend drei Netznutzungsfälle dargestellt:

- Ohne die Maßnahme C05 ist ein Stromkreis zwischen Wilster und Stade in der Stunde 3960 zu 134% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme C05 reduziert die Auslastung auf 106%.
- Ohne die Maßnahme C05 ist ein Stromkreis zwischen Großgartach und Kupferzell in der Stunde 2366 zu 120% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme C05 reduziert die Auslastung auf 97%.
- Ohne die Maßnahme C05 ist ein Stromkreis zwischen Dollern und Sottrum in der Stunde 7915 zu 107% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme C05 reduziert die Auslastung auf 94%. Die Maßnahme wäre folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Die Leitung wird in 95% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 99% liegt. Die Maßnahme wäre demnach erforderlich. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 74%.

Topologiemassnahmen

In den untersuchten Netznutzungsfällen konnten keine Topologiemassnahmen gefunden werden, die als Alternative zu der geprüften Maßnahme angemessen wären. In Anbetracht der Anzahl der Stunden, in denen die Maßnahme Netzengpässe verhindert, und der regionalen Ausdehnung dieser verhinderten Netzengpässe wären Topologiemassnahmen in der notwendigen Ausprägung unverhältnismäßig.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Auch bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen gemäß der Gutachter-Marktmodellierung kommt es ohne die Maßnahme C05 zu Überlastungen im BBP-Netz. Eine Auswahl an möglichen Netznutzungsfällen ist im Folgenden dargestellt:

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen kommt es in der Stunde 3468 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Wilster und Stade. Ohne die Maßnahme C05 ist einer dieser Stromkreise zu 132% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme C05 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 104%.

In der Stunde 2366 kommt es zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Großgartach und Kupferzell. Ohne die Maßnahme C05 ist einer dieser Stromkreise zu 94% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme C05 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 72%.

In der Stunde 3468 kommt es zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Dollern und Sottrum. Ohne die Maßnahme C05 ist einer dieser Stromkreise zu 96% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme C05 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 80%.

In der Stunde 3468 kommt es zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Sottrum und Overstädt. Ohne die Maßnahme C05 ist einer dieser Stromkreise zu 114% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme C05 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 97%.

In der Stunde 1340 kommt es zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Grohnde und Landesbergen. Ohne die Maßnahme C05 ist einer dieser Stromkreise zu 117% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme C05 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 105%. In der Stunde 1342 ist ohne die Maßnahme C05 der entsprechende Stromkreis zu 103% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme C05 reduziert in dem Fall die Auslastung auf 92%.

Die Maßnahme wäre folglich auch unter der Gutachter-Marktmodellierung wirksam. Die maximale Auslastung der Maßnahme C05 beträgt 99%.

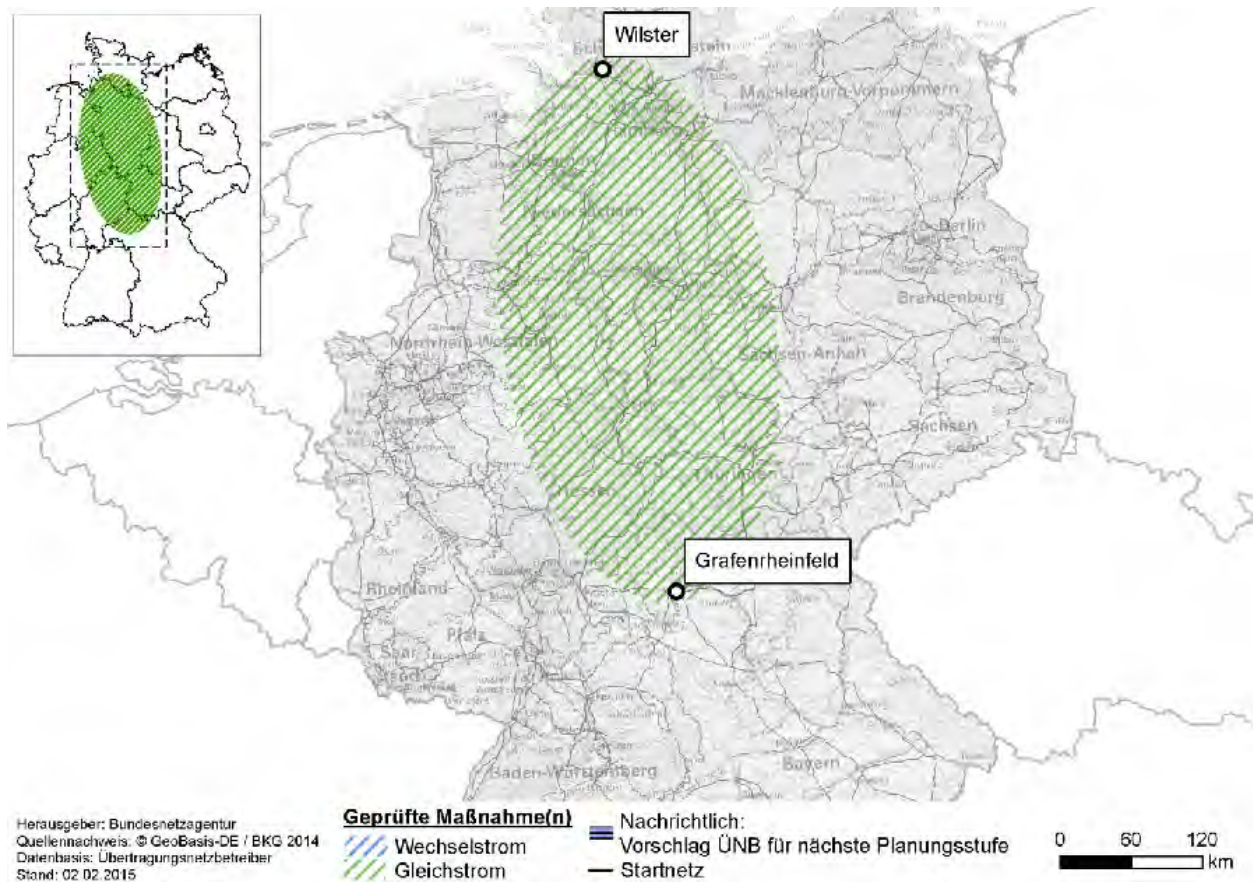
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 99% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme C05 wird bestätigt. Die Wirksamkeit der Maßnahme ist auch bei der Reduktion der Offshore-Leistung und der Kappung von Einspeisespitzen gegeben.

Maßnahme C06mod: Wilster – Grafenrheinfeld



Die modifizierte Maßnahme C06 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) aufgenommen.

Die Maßnahme C06mod (Wilster – Grafenrheinfeld) wird bestätigt.

Ursprünglich wurde im ersten NEP2012 eine Maßnahme C06 (Wilster – Goldshöfe) vorgeschlagen, deren südlicher Netzverknüpfungspunkt im Laufe des Verfahrens jedoch von Goldshöfe in Grafenrheinfeld geändert wurde. Aufgrund dieser Modifikation wird die Maßnahme zwischen Wilster und Grafenrheinfeld seither als (modifizierte) Maßnahme C06mod bezeichnet.

Nach Abschaltung der Kernkraftwerke ist gemäß Berechnungen der Bundesnetzagentur trotz des Ausbaus erneuerbarer Energien eine Nachfrage von ca. 30 TWh in Bayern im Jahr 2024 zu erwarten. Diese Nachfrage kann in windreichen Stunde u. a. durch regenerativ erzeugte Energie aus Schleswig-Holstein und in Niedersachsen sowie aus Offshore-Windanlagen in der Nordsee bedient werden. Insbesondere aufgrund des Ausbaus von Windenergie in dafür gut geeigneten Lagen auf See und an Land werden in Schleswig-Holstein und in Niedersachsen Energiemengen produziert, die dort nicht verbraucht werden und damit anderen Regionen zur Verfügung gestellt werden können (in Schleswig-Holstein ca. 22 TWh, in Niedersachsen ca. 43 TWh). Eine Maßnahme zum Transport des skizzierten Energieaustauschs ist die modifizierte Maßnahme C06.

Am nördlichen Netzverknüpfungspunkt Wilster endet der Interkonnektor NORD.LINK, über den bis zu 1.400 MW Leistung zwischen Norwegen und Deutschland ausgetauscht werden können. Wilster 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 modifizierten Maßnahme C06 speist derzeit noch das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld ein, so dass bereits Infrastruktur zur weiteren Verteilung von Leistung existiert. Da das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld bereits 2015 abgeschaltet und NORD.LINK spätestens im Jahr 2020 fertiggestellt werden soll, ist aus Sicht der Bundesnetzagentur eine frühe Inbetriebnahme anzustreben.

Im Rahmen der Maßnahme C06 ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von Wilster nach Grafenrheinfeld vorgesehen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2022

Konsultation

Stromhandel mit Österreich

Einige Konsultationsteilnehmer wenden ein, dass durch den Stromimport aus Österreich, wo der Strom mittels Wasserkraft erzeugt werden würde, die wegfallende Leistung der Kernkraftwerke kompensiert werden könne. Des Weiteren trägt ein Konsultationsteilnehmer vor, dass Importe aus Österreich und der Schweiz in den Modellen des Szenariorahmens der Übertragungsnetzbetreiber nicht berücksichtigt seien.

Bei der für die Bedarfsermittlung erforderlichen Marktsimulationen im Rahmen des Netzentwicklungsplans werden in sämtlichen Szenarien Importe und Exporte berücksichtigt. Im Szenario B2024 beispielsweise werden übers Jahr gesehen 18,5 TWh von Deutschland nach Österreich exportiert und 5,0 TWh importiert. Ob Deutschland in einzelnen Stunden aus Österreich Strom importiert oder exportiert, wird durch die jeweiligen Nachfrage und den Erzeugungskosten bestimmt. Insbesondere in windreichen Stunden führt das häufig dazu, dass Deutschland aufgrund der dann niedrigeren Erzeugungskosten nach Österreich exportiert.*

Netzverknüpfungspunkte

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass das Planungsverfahren rechtlich angreifbar wäre, da die Anfangs- und Endpunkte des SuedLink ohne Beteiligung der betroffenen Gemeinden willkürlich festgelegt worden seien. Andere Konsultationsteilnehmern schreiben, dass eine Durchleitung über Grafenrheinfeld nicht erforderlich sei, so dass benötigte Leitungen in weiträumiger Entfernung von Grafenrheinfeld direkt in die südbayerischen und baden-württembergischen Industriezentren geführt werden könnten. Ein Konsultationsteilnehmer trägt vor, dass die bestehende Netzstruktur bereits Mitte 2015 den Wegfall des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld verkraften muss. Erst in sieben Jahren könne hingegen der SuedLink einen beachtenswerten Faktor in der Netzarchitektur um den Kernkraftwerksstandort Grafenrheinfeld darstellen. Ebenfalls wird gefordert, dass sich der Netzausbau am Versorgungsbedarf der jeweiligen Zielregion zu orientieren habe. Unter diesem Gesichtspunkt seien die Endpunkte der HGÜ-Leitungen zu überprüfen. An Stelle des Netzverknüpfungspunkts Grafenrheinfeld sei der Netzverknüpfungspunkt Gundremmingen (möglichst weitreichend auf Bestandstrasse) anzubinden, da an diesem Netzverknüpfungspunkt bis Ende 2021 rund 2.500 MW Kernkraftwerksleistung vom Netz gingen.

Weiter trägt ein Konsultationsteilnehmer vor, dass nicht erkennbar sei, warum nicht die ursprüngliche Maßnahme C06 von Wilster nach Goldshöfe gewählt wurde, insbesondere da wesentlich weiter östlich bzw. südlich gelegene Endpunkte zu bevorzugen sein, da hier Leistungen eine Auslastung von bis zu 70% und mehr erreichten und dem (n-1)-Kriterium nicht genügten.

Der südliche Netzverknüpfungspunkt der modifizierten Maßnahme C06 liegt beim Kernkraftwerk Grafenrheinfeld. Durch die Lage des Kernkraftwerks existiert dort bereits eine gute Netzinfrastuktur zur weiteren Verteilung von Leistung. Im Gegensatz zu den nach Grafenrheinfeld geplanten Drehstrom-Neubaumaßnahmen kann die HGÜ-Maßnahme C06 netzstabilisierende Systemdienstleistungen (z. B. Blindleistung) erbringen, die zuvor durch das abzuschaltende Kernkraftwerk zur Verfügung gestellt wurden. Eine Weiterführung würde zu zusätzlichen Neubau führen. Die noch vorhandenen Auslastungen von 70%, die zu (n-1)-Verletzungen führen, können durch lokale Maßnahmen im Rahmen von NOVA-Maßnahmen ohne neue Trassen beseitigt werden (z. B. durch das Projekt P53).

Baden-Württemberg und Bayern werden in einem einheitlichen deutschen Strommarkt auch in Jahr 2024 eine Nachfrage an möglichst preiswerten Strom haben. Gleichzeitig steigt im Norden das Angebot an erneuerbarer Energie, welche nahezu grenzkostenfrei einspeist. Dies erhöht den Übertragungsbedarf nach Süden. Solange die modifizierte Maßnahme C06 nicht errichtet ist, muss durch Redispatch-Maßnahmen und gegebenenfalls weiteren Maßnahmen (z. B. im Rahmen der Reservekraftwerksverordnung) die Versorgungssicherheit für Baden-Württemberg und Bayern gewährleistet werden.

Gesicherte Leistung

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass auch ohne Kernkraftwerke, Photovoltaik- und Windkraftanlagen durch das bestehende Netz (plus Thüringer Strombrücke) und der übrigen Erzeugungsleistungen eine gesicherte Leistung von ca. 30 GW existiere. Dies übertreffe bei weitem den Bedarf von 12,5 GW im Jahr 2023. Daher sei die Notwendigkeit neuer Höchstspannungsleitungen nicht gegeben.

Die im Szenario B2024 unterstellte Leistung an konventioneller Erzeugung zusätzlich BHKW, Biomasse und Wasserkraft in Bayern beträgt 9,3 GW. Diese liegt unterhalb der angenommenen bayerischen maximalen Verbrauchslast von 13 GW. Bayern ist demnach für die Versorgungssicherheit auf Importe und einen funktionierenden Handel angewiesen. Der bayerische Import und Export an Strom richtet sich aber nicht nach der Versorgungssicherheit, sondern nach der Nachfrage Bayerns an preiswerten Strom innerhalb einer einheitlichen deutschen Preiszone. Die Nachfrage wird u. a. durch Wind aber auch durch Kohlekraftwerke bedient. Gaskraftwerke (4,0 GW in Szenario B2024* in Bayern) speisen aufgrund ihrer höheren Brennstoffkosten nahezu nicht ein.*

In den „Eckpunkten für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende“ vom 01. Juli 2015 hat die Regierungskoalition die in den Simulationen unterstellte Marktorientierung bekräftigt. Lösungen, Kohlekraftwerke im Markt schlechter zu stellen sind erörtert und verworfen worden. Die Bundesnetzagentur muss daher davon ausgehen, dass es auf Dauer bei den Wettbewerbsvorteilen der Kohle und den brennstoffkostenbedingten Nachteilen der Gaskraftwerke bleibt. Die von vielen Konsultationsteilnehmern angeführten modernen Gaskraftwerke sind damit auf die Rolle als Reserve beschränkt.

Wirksamkeit

Die Maßnahme C05 führt in vielen Stunden des Jahres zu signifikanten Entlastungen ansonsten überlasteter Leitungen im BBP-Netz im Szenario B2024*. Als Beispiele werden nachfolgend drei Netznutzungsfälle dargestellt:

- Ohne die modifizierte Maßnahme C06 ist ein Stromkreis zwischen Lamspringe und Hardeggen in der Stunde 8238 zu 120% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der modifizierten Maßnahme C06 reduziert die Auslastung dann auf 112%.
- Ohne die modifizierte Maßnahme C06 ist ein Stromkreis zwischen Redwitz und Schalkau in der Stunde 1651 zu 147% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der modifizierten Maßnahme C06 reduziert die Auslastung in diesem Fall auf 138%.
- Ohne die modifizierte Maßnahme C06 ist ein Stromkreis zwischen Dollern und Sottrum in der Stunde 7915 zu 107% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der modifizierten Maßnahme C06 reduziert die Auslastung dann auf 94%.

Die Maßnahme wäre folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Die Leitung wird in 84% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 99% liegt. Die Maßnahme ist demnach erforderlich. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 64%.

Topologiemassnahmen

In den untersuchten Netznutzungsfällen konnten keine Topologiemassnahmen gefunden werden, die als Alternative zu der geprüften Maßnahme angemessen wären. In Anbetracht der Anzahl der Stunden, in denen die Maßnahme Netzengpässe verhindert, und der regionalen Ausdehnung dieser verhinderten Netzengpässe wären Topologiemassnahmen in der notwendigen Ausprägung ausgesprochen unverhältnismäßig.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Auch bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen gemäß der Gutachter-Marktmodellierung kommt es ohne die modifizierte Maßnahme C06 zu Überlastungen im BBP-Netz. Eine Auswahl an insofern relevanten Netznutzungsfällen ist im Folgenden dargestellt:

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen kommt es in der Stunde 2457 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Lamspringe und Hardeggen von 94%, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der modifizierten Maßnahme C06 reduziert die Auslastung dann auf 84%.

In der Stunde 859 (einem typischen Winterabend mit hoher Windenergieerzeugung bei gleichzeitig hoher Stromnachfrage) kommt es zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Redwitz und Schalkau. Ohne die modifizierte Maßnahme C06 ist einer dieser Stromkreise zu 130% belastet, wenn ein paralleler

Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der modifizierten Maßnahme C06 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 126%.

In der Stunde 3468 kommt es zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Dollern und Sottrum. Ohne die modifizierte Maßnahme C06 ist einer dieser Stromkreise zu 94% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der modifizierten Maßnahme C06 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 80%.

In der Stunde 2457 ist ohne die modifizierte Maßnahme C06 ein Stromkreis zwischen Bechterdissen und Ovenstädt zu 104% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der modifizierten Maßnahme C06 reduziert die Auslastung in einem solchen Fall auf 92%.

In der Stunde 2457 ist ohne die modifizierte Maßnahme C06 ein Stromkreis zwischen Krümmel und Stadorf zu 102% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der modifizierten Maßnahme C06 reduziert die Auslastung in einem solchen Fall auf 87%.

Die Maßnahme wäre folglich wirksam.

Die maximale Auslastung der modifizierten Maßnahme C06 im Jahr beträgt 99%.

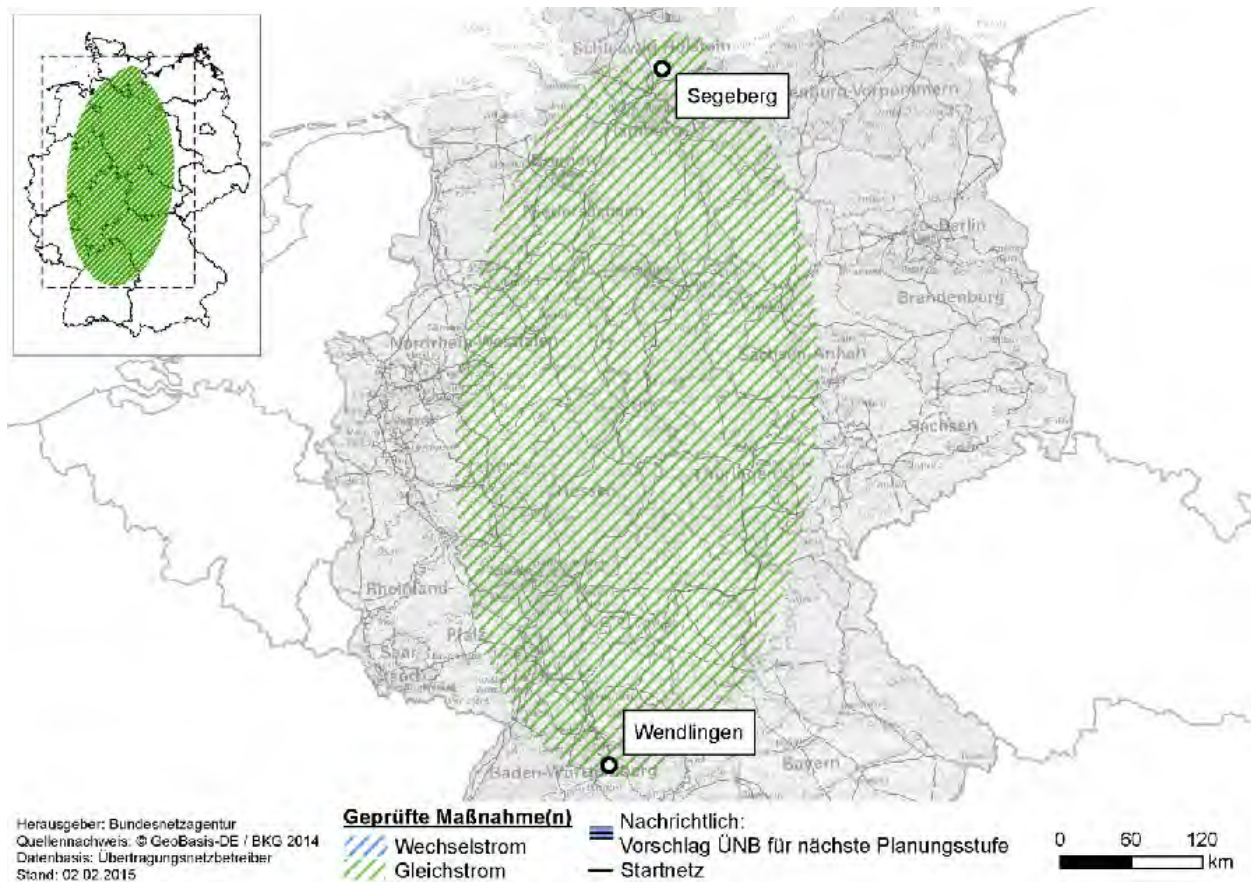
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 99% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme C06mod wird bestätigt. Die Wirksamkeit der Maßnahme ist auch bei der Reduktion der Offshore-Leistung und der Kappung von Einspeisespitzen gegeben.

Maßnahme C06WDL: Kreis Segeberg – Wendlingen



Die Maßnahme C06WDL (Kreis Segeberg – Wendlingen) wird nicht bestätigt.

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW vom Kreis Segeberg nach Wendlingen vorgesehen. Anders als im ersten Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber sieht der zweite Entwurf des NEP2024 den Endpunkt der HGÜ-Verbindung nicht mehr in Goldshöfe, sondern im Raum Wendlingen vor. Dadurch rückt der HGÜ-Endpunkt näher an den Verbrauchsschwerpunkt des Großraums Stuttgart.

Nach Abschaltung der Kernkraftwerke ist gemäß Berechnungen der Bundesnetzagentur trotz des Ausbaus erneuerbarer Energien eine Nachfrage von ca. 27 TWh in Baden-Württemberg im Jahr 2024 zu erwarten. Diese Nachfrage kann u. a. in windreichen Stunde durch regenerativen Strom aus Schleswig-Holstein und Niedersachsen sowie aus Offshore-Windanlagen in der Nordsee bedient werden. Insbesondere aufgrund des Ausbaus von Windenergie in dafür gut geeigneten Lagen auf See und an Land werden in Schleswig-Holstein und in Niedersachsen Energiemengen produziert, die dort nicht verbraucht werden und damit anderen Regionen zur Verfügung gestellt werden können (in Schleswig-Holstein ca. 22 TWh, in Niedersachsen ca. 43 TWh). Eine Maßnahme zum Transport des skizzierten Energieaustauschs ist, wie auch die Maßnahme C05 und die modifizierte Maßnahme C06, die Maßnahme C06WDL.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2023

Konsultation

NOVA-Prinzip

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern, vor einer Bestätigung von C06WDL müssten gemäß NOVA-Prinzip zuerst die im Raum Stuttgart bestehenden Trassen mit Hochstromseilen aufgerüstet werden.

Die Bundesnetzagentur bestätigt den generellen Bedarf der Maßnahme C06WDL aufgrund der Prüfergebnisse nicht. Unabhängig davon ist anzumerken, dass es nicht unbedingt möglich ist, die großräumige Transportkapazität durch lokale Maßnahme zu erhöhen.

Nichtbestätigung der Maßnahme C06WDL

Mehrere Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass es nicht nachvollziehbar sei, warum in Korridor C eine von drei Leitungen nicht bestätigt werde. Ebenfalls trägt ein Konsultationsteilnehmer vor, dass die 4 GW durch C05 und C06mod ausreichen und eine Bestätigung von C06WDL nicht notwendig sei, da allein durch die Maßnahmen C05 und C06mod die fehlende Leistung stillgelegter Kraftwerke bereits überkompensiert würde.

Im Rahmen der Gutachtermarktmodellierung wurde auch der Einfluss der Spitzenkappung sowie der Einfluss eines verzögerten Ausbaus an Offshore-Windenergie untersucht. Dies führt dazu, dass der Bedarf an Übertragungsleistung im Korridor C abnimmt und nur zwei Maßnahmen notwendig sind. Daher bestätigt die Bundesnetzagentur nur zwei der drei beantragten Maßnahmen im Szenario B2024 des SuedLink Projektes.*

Annahmen zur Windenergie

Ein Konsultationsteilnehmer ist der Ansicht, da in Baden-Württemberg verstärkte Anstrengungen zur Ausweitung der Windenergienutzung unternommen würden, solle die Maßnahme C06WDL bis auf Weiteres nicht bestätigt werden. Ein anderer Konsultationsteilnehmer trägt vor, dass in Schleswig-Holstein der Ausbau der Onshore-Windkraft sehr dynamisch sei, so dass der angenommene Wert für die installierte Onshore-Windenergieleistung im Szenario B2024* (6,3 GW) für das Jahr 2024 schon bereits Ende 2016 mit 7 GW deutlich überschritten würde. Der Einfluss der Reduktion der Offshore-Leistung und der Kappung von Einspeisespitzen würde durch die tatsächliche Entwicklung mehr als kompensiert. Daher sollte schon jetzt überprüft werden, welche Auswirkung die 7,1 GW Onshore-Windenergie in Schleswig-Holstein, welche im Szenario B2025 unterstellt würde, auf die Maßnahme C06WDL hätte.

Im Szenario B2024 wird für Baden-Württemberg eine installierte Leistung von 3,2 GW Wind onshore unterstellt. Derzeit sind ca. 0,6 GW an Windenergieleistung onshore in Baden-Württemberg installiert. Es wird also schon ein sehr deutlicher Zubau an Windenergie in Baden-Württemberg (ca. Faktor 5) bei der Planung unterstellt.*

Bei der Regionalisierung für den NEP2025 werden für die Prognose des Ausbaus von Wind onshore auch absehbare kurzfristige Entwicklungen berücksichtigt. Dadurch wird u. a. für Schleswig-Holstein im Szenario B2025 ein deutlich größerer Ausbau an Wind onshore unterstellt als im Szenario B2024. Der Szenariorahmen für den NEP2025 unterscheidet sich jedoch in mehreren Punkten von dem Szenariorahmen für den NEP2024. Die Auswirkungen sämtlicher Änderungen werden in der Bestätigung des NEP2025 berücksichtigt werden.*

Wirksamkeit

Im vollständigen Zielnetz behebt die Maßnahme C06WDL unter dem Szenario B2024* mehrere Fälle von (n- 1)-Verletzungen. Ohne die Maßnahme C06WDL ist ein Stromkreis zwischen Dollern und Sottrum in der Stunde 7915 zu 112% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme C06WDL reduziert die Auslastung auf 95%. Ebenfalls ist ohne die Maßnahme C06WDL in der Stunde 927 ein Stromkreis zwischen Wilster und Stade zu 110% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. In diesem Fall reduziert die Maßnahme C06WDL die Auslastung auf 94%.

Die dargestellten Netznutzungsfälle sind nur zwei von vielen Netznutzungsfällen mit ähnlichen Belastungen, die sich sowohl zeitlich über das Jahr 2024 als auch räumlich über das Umfeld des Korridorverlaufes, insbesondere im nördlichen Teil, hinaus erstrecken. Die Maßnahme C06WDL führt damit zu einer signifikanten Entlastung von ansonsten überlasteten Leitungen im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 91% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die Maßnahme wäre demnach auch erforderlich. Die maximale Auslastung liegt bei 99%, der Mittelwert bei 63%.

Topologiemassnahmen

Es konnte nur in einem der untersuchten Netznutzungsfälle eine Topologiemassnahme gefunden werden, welche die Überlastung auf unter 100% reduziert. Dabei handelt es sich um den Ausfall eines 380-kV-Stromkreises zwischen Wilster und Stade. Die Überlastung zwischen Wilster und Stade von 110% in der Stunde 927 bei Ausfall eines parallelen Stromkreises kann durch eine Topologieänderung in Stade auf 99% reduziert werden.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei der Reduktion der Offshore-Leistung und der Kappung von Einspeisespitzen kann eine Wirksamkeit der Maßnahme jedoch nicht mehr ermittelt werden:

Dann beträgt in der Stunde 6670, in welcher die maximale Auslastung auf dem Stromkreis zwischen Dollern und Sottrum zu verzeichnen ist, die Auslastung nur noch 90%, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Eine Überlastung (>100%) tritt damit nicht mehr auf.

In der Stunde 8425 kommt es zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Kreis Segeberg und Hamburg/Nord. Ohne die modifizierte C06WDL ist einer dieser Stromkreise nur noch zu 77% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Eine Überlastung (>100%) tritt damit nicht mehr auf.

In der Stunde 3470 kommt es zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Wilster und Stade. Ohne die Maßnahme C06WDL ist einer dieser Stromkreise zu 102% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme C06WDL reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 88%. Die Überlastung von 102% kann jedoch durch eine Topologiemassnahme in Stade auf 92% reduziert werden.

Die Maßnahme ist in den betrachteten Netznutzungsfällen gemessen am kompletten Zielnetz bei der Reduktion der Offshore-Leistung und der Kappung von Einspeisespitzen folglich nicht wirksam.

Die bisherigen Ausführungen geben die Prüfergebnisse bei unterstellter Realisierung des vollständigen Zielnetzes wieder. Diese Annahme wird aber nicht Realität werden, da das Zielnetz im vollständigen Umfang seitens der Bundesnetzagentur nicht bestätigt werden wird. Der bisherige Befund – die nicht nachvollziehbare Wirksamkeit bei Offshore-Reduktion und Spitzenkappung – könnte daher anders ausfallen, wenn die Maßnahme C06WDL dem BBP-Netz im Rahmen der sequenziellen Prüfung als erste zusätzliche Maßnahme hinzugefügt würde.

Im Rahmen der sequenziellen Prüfung wurde daher geprüft, ob C06WDL – analog zu Korridor B – geeignet ist, zumindest einen Teil derjenigen Überlastungen bzw. Schwachstellen sachgerecht zu beheben, die nach Fertigstellung des BBP-Netzes im Szenario mit Offshore-Reduktion und Spitzenkappung noch verbleiben. Dies ist aber – genau wie bei Korridor B – nicht der Fall. Nur wenige, eher kleinräumige Überlastungen verbleiben im Bereich des mittleren Nord-Süd-Transportkorridors, in dem C06WDL liegt. Viele der verbleibenden Überlastungen liegen eher im Osten bzw. Südosten Deutschlands. Die eher kleinräumigen Überlastungen im Bereich des mittleren Nord-Süd-Transportkorridors rechtfertigen aus Sicht der Bundesnetzagentur derzeit nicht die Bestätigung der über 800 km langen Maßnahme C06WDL. Dies gilt insbesondere deswegen, da in der sequenziellen Prüfung für die meisten der verbleibenden Überlastungen bzw. Schwachstellen im Bereich des mittleren Nord-Süd-Korridors geeignete, von den Übertragungsnetzbetreibern ebenfalls beantragte Drehstrommaßnahmen ausfindig gemacht werden konnten, die diese Überlastungen bzw. Schwachstellen sinnvoll beheben. Eine Wirksamkeit von C06WDL ist daher auch dann nicht ersichtlich, wenn C06WDL als erste Maßnahme dem BBP-Netz hinzugefügt werden würde.

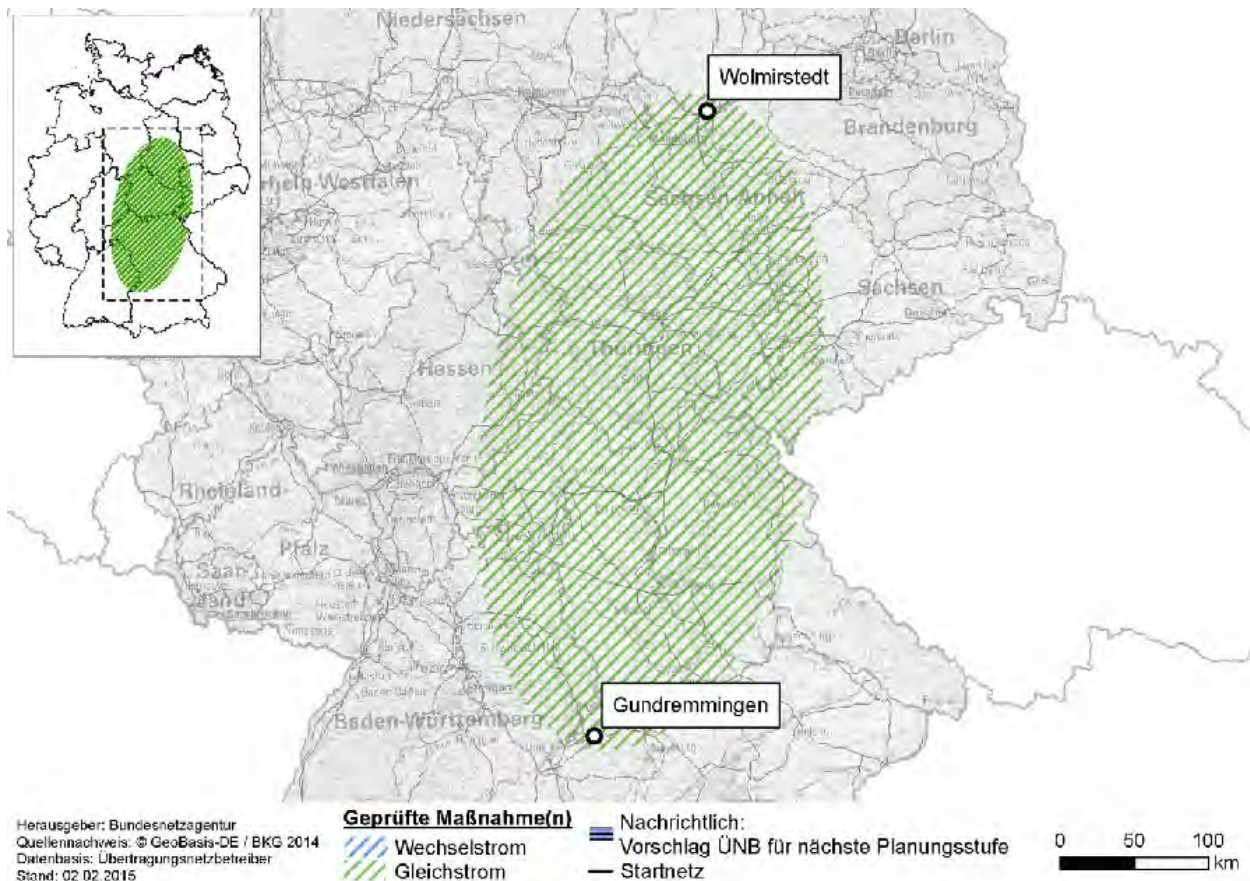
Der Befund ist konsistent mit den bisherigen Untersuchungen der Bundesnetzagentur in den vergangenen Jahren. In den früheren Entwürfen des Netzentwicklungsplans sind die drei Maßnahmen des Korridors C mit einer Übertragungsleistung von jeweils 1,3 GW beantragt worden. Im vorliegenden Entwurf des NEP2024 haben die Übertragungsnetzbetreiber die Übertragungsleistung jeder Maßnahme auf 2 GW erhöht. Die Übertragungskapazität der für erneut bestätigten Maßnahmen C05 und C06mod übersteigt damit mit nunmehr insgesamt 4 GW bereits die letztjährig genehmigte Übertragungsleistung von 2,6 GW. Eine weitere Steigerung der Übertragungsleistung auf 6 GW, wie mit Genehmigung von C06WDL zu verzeichnen wäre, erscheint auch vor dem Hintergrund der reduzierten Transportaufgabe im Szenario mit Offshore-Reduktion und Spitzenkappung derzeit noch nicht erforderlich.

Ergebnis

Die Maßnahme behebt zwar wirksam Leitungsüberlastungen und erfüllt das Kriterium der Erforderlichkeit im Szenario B2024*. Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen kann eine Wirksamkeit der Maßnahme jedoch nicht mehr ermittelt werden. In den untersuchten Fällen erweist sich die Maßnahme C06WDL dann als nicht wirksam, da in der Regel keine Überlastung im (n-1)-Fall mehr existiert. Auch im Rahmen der sequenziellen Prüfung kommt C06WDL nicht für eine sinnvolle Behebung der nach Realisierung des BBP-Netzes verbleibenden Überlastungen in Frage.

Die Maßnahme C06WDL wird daher nicht bestätigt.

Korridor D: HGÜ-Verbindung Sachsen-Anhalt – Bayern



Im Szenario B2024* enthält Korridor D die Maßnahme D18. Diese Maßnahme schlagen die Übertragungsnetzbetreiber als Ersatz für das Vorhaben Nr. 5 des Bundesbedarfsplans (von Lauchstädt nach Meitingen) vor.

Das langfristige Ziel des Projekts ist es, die Deckung des Verbrauchs in Bayern nach Abschaltung der Kernkraftwerke zu gewährleisten. 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 von zehn Jahren erforderlichen Ausbaustufe soll die Errichtung eines Gleichstromübertragungssystems mit 2 GW Transportkapazität zwischen den Netzverknüpfungspunkten Wolmirstedt und Gundremmingen erfolgen.

Im Szenario B2024* 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 entsteht dort trotz des prognostizierten bayerischen EE-Ausbaus nach Berechnungen der Bundesnetzagentur ein Energiedefizit von ca. 30 TWh. In Mecklenburg-Vorpommern, Berlin, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen erfolgt hingegen ein Ausbau erneuerbarer Energien, der zusammen mit der (auf Grund geringer Kosten für Brennstoff und CO₂-Emissionszertifikate) häufigen Marktteilnahme der Braunkohle-Bestandskraftwerke zu einem

Jahresüberschuss von etwa 62 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 der Korridor D.

Hinweis der Bundesnetzagentur

Über den Standort von Nebenanlagen, beispielsweise von Konverterstationen im Bereich der HGÜ, wird verbindlich erst auf den nachfolgenden Planungsstufen bzw. in anderen Genehmigungsverfahren entschieden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Konverter nicht zwingend unmittelbar am Standort des Netzverknüpfungspunkts errichtet werden müssen. Der Standort von Nebenanlagen kann auch mehrere Kilometer von dem Netzverknüpfungspunkt entfernt liegen und durch eine Stickleitung mit dem Netzverknüpfungspunkt verbunden werden.

Maßnahme D18: Wolmirstedt – Gundremmingen

Die Maßnahme D18 (Wolmirstedt – Gundremmingen) wird bestätigt.

Die Bundesnetzagentur ist bei der Beurteilung von Maßnahmen ausschließlich auf die dafür im EnWG zur Prüfung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit verankerten netztechnischen Aspekte beschränkt. Sie hat vor diesem Hintergrund die von den Übertragungsnetzbetreibern beantragte Maßnahme D18 bestätigt. Es ist Sache des Gesetzgebers, inwieweit er bei der verbindlichen Festlegung zusätzliche Aspekte in die Abwägung einbezieht oder bestimmte Aspekte anders gewichtet. In diesem Sinne könnte der Gesetzgeber auch die alternative Maßnahme „Wolmirstedt – Isar/Landshut“ einschließlich einer ergänzend erforderlichen Ertüchtigungsmaßnahme im Drehstromnetz für vorzugswürdig erachten.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2022

Konsultation

Bedarf / Marktmodell / dezentrale, verbrauchsnahe Versorgung

Einige Konsultationsteilnehmer meinen, die HGÜ-Verbindung sei nicht erforderlich, weil der Bedarf aufgrund einer falschen Methode ermittelt worden sei. Statt die Maßnahme zu errichten, solle das Marktdesign angepasst werden. Einige Konsultationsteilnehmer fordern in diesem Zusammenhang die Prüfung eines alternativen Marktmodells mit Vorrang für Gaskraftwerke. Das derzeitige Modell führe dazu, dass moderne Gaskraftwerke wie Irsching unrentabel werden. Dies widerspreche einem Grundgedanken der Energiewende. Bei einer dezentralen, verbrauchsnahe Erzeugung bestehe kein Bedarf für Korridor D. Bayern würde die benötigte Energie in Zukunft vor Ort durch eigene regenerative Kraftwerke bereitstellen. Der Korridor D mache dezentrale Maßnahmen zur Erreichung der Klimaziele zunichte. Bisherige gemeindliche

Anstrengungen zur regionalen Ausschöpfung von Energiepotenzialen würden nicht berücksichtigt und durch die zentrale Versorgung ausgehebelt.

Mehrere Konsultationsteilnehmer äußern die Befürchtung, dass der Bau der HGÜ-Korridore die Stellung der Übertragungsnetzbetreiber verfestige und der regionalen Perspektive der Energiewende den wirtschaftlichen Boden entziehe. Durch einen Ausbau in HGÜ-Technik werde über Jahrzehnte eine Struktur festgeschrieben, in der neue und innovative regionale Versorgungskonzepte deutlich weniger Chancen hätten. Für eine sinnvolle Optimierung von lokalen und dezentralen Versorgungsstrukturen, die auch einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten könnten, gäbe es keine Marktanreize mehr.

Die Bedarfsermittlung zum Netzausbau hat sich daran zu orientieren, welcher energiepolitische Rahmen sich innerhalb des Betrachtungszeitraums als wahrscheinlich darstellt. Das dem Netzentwicklungsplan zu Grunde liegende Marktmodell (vgl. Abschnitt II C) basiert daher auf den aktuellen energiewirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen. Mit den im EEG gesetzlich festgelegten Ausbauzielen für erneuerbare Energien und dem Bekenntnis zum Strommarkt 2.0 hat die Bundesregierung dieses Marktdesign ausdrücklich und langfristig festgeschrieben. Politische Mehrheiten, die eine Abkehr von marktwirtschaftlichen Ansätzen zu einer planwirtschaftlich gelenkten Energiewirtschaft einschließlich der Festlegung bestimmter Kraftwerkstypen und -standorte bewirken könnten, sind nicht ersichtlich.

Sofern man unter einer regionalen Perspektive versteht, dass eine „dezentrale“ (im Sinne von „verbrauchsnahe“) Energieversorgung dem weiträumigen Stromtransport vorzuziehen sei, ist das ein nachvollziehbares Anliegen vieler Konsultationsteilnehmer. Auch hier gilt jedoch, dass nicht der Netzausbau im Allgemeinen oder gar eine einzelne Netzausbaumaßnahme im Besonderen solche Lösungen behindert, sondern dass eine dezentrale Erzeugungsstruktur ihrerseits nicht das Potenzial besitzt, den erforderlichen Netzausbau im Übertragungsnetz zu reduzieren. Denn in verbrauchsstarken Regionen wäre sie nicht in der Lage, den Strombedarf zu decken, auch nicht in Verbindung mit Speichern oder anderen Flexibilitätsoptionen (vgl. Abschnitte IV A 2 und IV A 3). Unter den gegebenen Rahmenbedingungen ist der Netzausbau schlicht die wirtschaftlichste Option, selbst wenn man, wie im Übrigen in der Modellierung geschehen, die bestehenden Marktanreize für dezentrale Strukturen berücksichtigt.

Mehrere Konsultationsteilnehmer verweisen auf die Thüringer Strombrücke und auf andere bereits vorhandene Leitungen. Die Thüringer Strombrücke könne durch Hochtemperaturleiterseile auf die doppelte Kapazität (10,6 GW) erhöht werden. Bei einer entfallenden Leistung von Kernkraftwerken bis 2022 von insgesamt 5,3 GW würde dies den Bau des Korridors ausgleichen. Lediglich eine Leitung zwischen Gundremmingen und Grafenrheinfeld sei eventuell nötig. Weiterhin fordern sie mehr Transparenz und die Offenlegung möglicher Alternativen. Andere Konsultationsteilnehmer merken an, dass ein weiterer Ausbau des Projekts P44 von Altenfeld über Schalkau nach Grafenrheinfeld den Bau des Korridors ersetzen könne. Andere fordern statt des Korridors D das Projekt „Desertec“ (Solarstrom aus Afrika) weiterzuverfolgen.

Die Thüringer Strombrücke ist bereits mit Hochstrombeseilung geplant. Eine Verdoppelung der Kapazität wäre nur durch Hinzunahme weiterer Stromkreise möglich. Da das Projekt P44 jedoch teilweise auf denselben Masten mitgeführt werden soll, müsste eine weitere Mastreihe in gleicher Trasse errichtet werden. Darüber hinaus behebt Korridor D nicht nur lokale Engpässe an der Grenze zwischen Thüringen und Bayern, die allein durch die Thüringer Strombrücke nicht beseitigt werden können. Vielmehr hat er eine großflächige Wirkung und kann zudem netzstützend eingesetzt werden. In Nordafrika Solar- und Windstrom zu produzieren, anstatt auf konventionelle Erzeugung zu setzen, um den dortigen Bedarf zu decken hilft der globalen CO₂-Bilanz. Diesen

Strom aus Afrika nach Europa bzw. nach Bayern zu importieren würde (ganz abgesehen von der Frage der wirtschaftlichen Machbarkeit) einen weitaus umfangreicheren interkontinentalen Netzausbau auslösen als der innerdeutsche Transport von Strom aus erneuerbaren Energien.

Viele Konsultationsteilnehmer fordern, den Bedarf für Korridor D durch unabhängige Gutachter ermitteln zu lassen. Die Ergebnisse des Bayerischen Energiedialogs seien nicht berücksichtigt worden. Diese widersprächen einem Bedarf für den Korridor D und hätten Bayern eine gesicherte Stromversorgung bescheinigt. Die Notwendigkeit der Maßnahme sei bisher nur von denjenigen bestätigt worden, die unmittelbar davon profitierten. Mehrere Konsultationsteilnehmer bemängeln, die Kontrollfunktion der Bundesnetzagentur sei nicht erkennbar.

Der Bedarf für Korridor D wurde von verschiedenen unabhängigen Gutachtern bestätigt. Selbst ein Gutachten im Auftrag von Greenpeace bezeichnet ihn als angemessene Lösung. Studien wie zum Beispiel des Energieforschungszentrums Niedersachsen, die vordergründig zu abweichenden Einschätzungen bzw. zu alternativen Lösungen kommen, lassen deren ökonomische, ökologische, rechtliche, politische bzw. gesellschaftliche Realisierbarkeit außer Betracht. Die Bundesnetzagentur muss jedoch genau diese Rahmenbedingungen in ihre Entscheidungen miteinbeziehen.

Neben der Bundesnetzagentur als neutraler Kontrollinstanz wird jeder Netzentwicklungsplan von einem weiteren Gutachter begleitet. Sowohl die TU Graz als auch das IFHT der RWTH-Aachen hielten Korridor D für notwendig. Die Prüfung des NEP2024 wurde von dem Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (BET) GmbH unterstützt. Sie kommt zu demselben Ergebnis. Diese Gutachter werden von der Bundesnetzagentur beauftragt. Dies geschieht im Rahmen einer offenen Ausschreibung und wird aus staatlichen Mitteln finanziert. Darüber hinaus gibt es losgelöst vom Prozess des Netzentwicklungsplans weitere Studien beispielsweise im Auftrag der Deutschen Umwelthilfe e.V. (DUH), der Agora Energiewende oder auch Greenpeace, die ebenfalls konstatieren, dass ein umfangreicher Netzausbau erforderlich ist.

Der Bundesnetzagentur sind weitere Gutachten mit rein theoretisch wissenschaftlichem Ansatz bekannt. Wie auch die Studie des Energieforschungszentrums Niedersachsen „Szenarienerstellung und –berechnung zur Analyse von Transportkapazitäten“ vom 08. Juli 2015 kommen diese zum Ergebnis, dass unter gewissen Randbedingungen der Korridor D nicht erforderlich sei. Diese Betrachtungen blenden jedoch typischerweise die geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen und Marktregeln aus. Dies mag im wissenschaftlichen Umfeld legitim sein ist aber für eine praxisrelevante Planung einer volkswirtschaftlich wichtigen Infrastruktur keine sinnvolle Basis. Die oftmals vorausgesetzten Änderungen des Strommarktdesigns kann nicht nachvollzogen werden, dies gilt insbesondere im Hinblick der aktuellen Bekenntnisse der Bundesregierung weiterhin an dem bestehenden Energy-Only-Markt fest zu halten.

Im Bayerischen Energiedialog wurde der Bedarf für den Korridor D in der Arbeitsgruppe 4: „Versorgungssicherheit - Strombedarf, gesicherte Leistung, dezentrale versus zentrale Versorgungsstrukturen“ diskutiert. Laut dem abschließenden Dialogpapier vom 23. Januar 2014 (verfügbar unter www.energie-innovativ.de/energiedialog/ag-versorgungssicherheit) „herrschte weitgehend Einigkeit darüber, dass großräumiger Stromaustausch die Versorgungs- und Systemsicherheit erhält, da überregionale Optimierungen der Versorgung erfolgen und fehlende Strommengen (40 TWh Erzeugungslücke) bereitgestellt werden können“. Diejenigen Gruppenmitglieder, welche sich für eine Deckung dieser Lücke durch andere Maßnahmen als den Netzausbau aussprachen, unterstellten bei den zur Begründung herangezogenen theoretischen Untersuchungen Annahmen, welche den geltenden Rechtsrahmen und die Marktregeln außer Betracht lassen.

Andere Konsultationsteilnehmer hingegen sehen dringenden Bedarf für neue Stromtrassen nach Bayern. Der Standort Gundremmingen sei als Netzverknüpfungspunkt des Korridors D geeignet. Ein Konsultationsteilnehmer merkte an, dass der Korridor D bei weiteren zeitlichen Verzögerungen nicht mehr rechtzeitig fertig gestellt werden könne.

Stromhandel

Einige Konsultationsteilnehmer meinen, Korridor D transportiere hauptsächlich Braunkohle- und Atomstrom. Außerdem diene er dem internationalen Stromhandel und nicht der Versorgungssicherheit Bayerns. Es könne sogar russischer Atomstrom importiert werden. Der Bau einer Trasse für den europäischen Stromtransit werde gesellschaftlich nicht akzeptiert. Mehrere Konsultationsteilnehmer merken an, dass sie nicht für die Braunkohle- und Kernkraftwerke im Ausland zahlen wollen und den Korridor daher ablehnen. Darüber hinaus behindere der Import von Atom- und Kohlestrom die Rentabilität deutscher Gaskraftwerke und die regionale Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Andere Konsultationsteilnehmer meinen, dass mögliche Importe aus Österreich und der Schweiz nicht berücksichtigt worden seien.

Neben dem Strom aus Windkraftanlagen auf See sowie auf dem norddeutschen Festland wird der Korridor D zu gewissen Anteilen auch Strom aus Braunkohlekraftwerken und aus dem Ausland, beides als Teil des marktbedingten Energiemix, nach Süddeutschland transportieren. Der Energiemix ergibt sich aus den am Markt gehandelten Energiemengen. Die Jahresenergiemenge aus Braunkohleinspeisung sinkt von 2024 bis 2034 um 30%. Gleichzeitig steigt der Transportbedarf nach Süddeutschland auf fast 18 GW. Dies zeigt, dass der Bedarf für Korridor D auf Grund der Versorgungslücke in Süddeutschland unabhängig von der Braunkohleinspeisung besteht. Auch Importe aus der Schweiz und Österreich wurden im Marktmodell berücksichtigt. Sie reichen jedoch nicht aus, um den Bedarf in Süddeutschland zu decken. Aufgrund der Zusammensetzung des Kraftwerksparks in der Schweiz und in Österreich und den damit verbundenen (in der Regel) höheren Stromerzeugungskosten treten solche Importe kaum auf.

Speicher

Mehrere Konsultationsteilnehmer meinen, durch neue Speichertechnologien reduziere sich der Bedarf für neue Leitungen. Allerdings zweifeln einige Konsultationsteilnehmer zugleich an, dass die im Netzentwicklungsplan angesprochenen „alpinen Speicher“ rechtzeitig und im vollen Umfang fertig gestellt würden. Wieder andere Konsultationsteilnehmer fragen, wo diese Speicher entstehen sollen und fordern mehr Transparenz und Informationen hierzu.

Gegen eine stärkere Berücksichtigung von Speichern im Netzentwicklungsplan Strom spricht ihre mangelnde wirtschaftliche Perspektive. Nach gegenwärtigem Kenntnisstand ist ein umfangreicher flächendeckender Einsatz von Stromspeichern, in den nächsten zwanzig Jahren nicht wahrscheinlich. Zur Rolle der verschiedenen Speichertechnologien vgl. Abschnitt IV A 3.1). Diejenigen (großen) Speicher, die im Betrachtungszeitraum wirtschaftlich betrieben werden können, sind im Marktmodell berücksichtigt.

NOVA-Prinzip / Kraftwerks- statt Netzausbau

Einige Konsultationsteilnehmer meinen, die Abschaltung der bayerischen Kernkraftwerke könne mit geringem Aufwand durch den Anschluss neuer Kraftwerke an bestehende Freileitungen kompensiert werden. Entsprechend dem NOVA-Prinzip sei der Ausbau bestehender Leitungen dem Neubau vorzuziehen. Des Weiteren solle der Austausch von Leiterseilen vorrangig betrachtet werden. Denkbar sei auch eine neue

Einspeisung bei Erbach und Gundremmingen, um die Netzbereiche zu entlasten. Zur Abdeckung des Spitzenstroms könnten Öl- bzw. Gaskraftwerke in Gundremmingen beitragen.

Das NOVA-Prinzip wurde im Rahmen der Netzplanung bereits angewendet (vgl. Abschnitt II D 2). Es bleibt jedoch darüber hinaus bei Neubaubedarf. So sind neben Korridor D im bayerischen Netzgebiet weitere Netzverstärkungen (wie das Projekt P48) und auch Neubau nötig, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die Standortoptimierung oder der Neubau bestimmter Kraftwerke ist nicht Aufgabe des Netzentwicklungsplans. Er nimmt seinerseits nur bestehende Kraftwerke und solche an, deren Bau als sicher gilt. Wo ein Kraftwerk gebaut und betrieben wird und wieviel Strom es wann in das Übertragungsnetz einspeist, beantwortet sich nach den gegebenen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Diese werden politisch und rechtlich vorgegeben und können im Rahmen des Netzentwicklungsplans nicht beliebig verändert werden. Im Übrigen ist eine Änderung auf politischer Einigung nicht zu erwarten. Die „Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende“ der Regierungskoalition vom 01. Juli 2015 sieht zwar eine Novelle der Reservekraftwerksverordnung vor. Solche Reservekraftwerke nehmen aber gerade nicht am Strommarkt teil. Maßgeblich für den Netzausbau sind nicht diese Reservekraftwerke, sondern die Nachfrage auf dem regulären Strommarkt und der zu deren Deckung notwendige Transport.

Netzverknüpfungspunkte

Mehrere Konsultationsteilnehmer werfen die Frage auf, warum Korridor D nicht weiter im Norden beginne, wenn die Leitung doch Windstrom in den Süden transportieren solle. Weiterhin wird angemerkt, dass die Verlagerung der Anschlusspunkte die Stromtrasse verlängere. Einige Konsultationsteilnehmer verlangen, den bisher geplanten Korridor von Lauchstädt nach Meitingen weiter als Alternative in Betracht zu ziehen. Er sei auf Grund der geringeren Landschaftseingriffe dem neuen Korridor D vorzuziehen. Außerdem sei es sinnvoller den südlichen Netzverknüpfungspunkt nah an das Lastzentrum München zu legen bzw. einen Netzverknüpfungspunkt zu wählen, der eine „substanziell verkürzten Ausführung“ des Korridors erlaube.

Gegenüber den bisherigen Planungen haben die Übertragungsnetzbetreiber im überarbeiteten Entwurf des NEP2024 den südlichen Netzverknüpfungspunkt des Korridors D von Meitingen nach Gundremmingen verlegt. Der Vorteil ist, dass an diesem Standort die vorhandene Infrastruktur des Kernkraftwerks Gundremmingen nach dessen Abschaltung weitergenutzt werden kann.

Aufgrund der Novellierung des EEG haben sich auch die Erwartungen hinsichtlich des regionalen EE-Ausbaus geändert. Dem wird durch eine geänderte Regionalisierung Rechnung getragen. Ergebnis ist ein Anstieg der Anzahl und Leistung von Onshore-Windkraftanlagen im Nordosten Deutschlands. Durch die Verlegung des nördlichen Netzverknüpfungspunkts von Lauchstädt nach Wolmirstedt wird dies berücksichtigt. Denn es erfolgt eine direktere Anbindung von Regionen mit starker Windenergieeinspeisung. Die noch im ersten Entwurf zum NEP2024 geplante Drehstrommaßnahme zwischen Wolmirstedt und Klostermansfeld kann dadurch entfallen. Der durch die Verlängerung des Korridors D bedingte zusätzliche Flächenverbrauch erfolgt insofern nur vorweggenommen, als der Korridor längerfristig ohnehin noch bis nach Güstrow in Mecklenburg-Vorpommern ausgebaut werden soll. In Anbetracht dieser Aspekte ist die Verlegung der Netzverknüpfungspunkte für die Bundesnetzagentur nachvollziehbar.

Als alternativer südlicher Netzverknüpfungspunkt des Korridors D ist aufgrund der Stellungnahmen der Bayerischen Staatsregierung der Standort Landshut/Isar geprüft worden (siehe unten).

Kosten

Weitere Konsultationsteilnehmer bemängeln, dass die Kosten des Korridors zu hoch seien und dass die Übertragungsnetzbetreiber auf Grund der hohen Eigenkapitalrendite für Neubau von 9,05% ein finanzielles Interesse am größtmöglichen Ausbau hätten. Die Gesamtkosten der HGÜ seien zudem nicht transparent.

Die Bedeutung der Eigenkapitalrendite wird im Abschnitt IV B erläutert. Die von der Bundesnetzagentur festzulegende Verzinsung orientiert sich daran, welche Rendite Geldgeber am Kapitalmarkt mit vergleichbarem Risiko verdienen könnten. Sie muss deutlich höher als bei kurzfristigen Geldanlagen sein, da sie ein Investment beinhaltet, bei dem das eingesetzte Kapital 40 Jahre lang gebunden ist. Der in Rede stehende kalkulatorische Eigenkapitalzinssatz liegt aktuell bei 9,05% vor und bei 7,39% nach Körperschaftssteuern. Welche Kostenannahmen auf der Ebene des Netzentwicklungsplans sinnvoll getroffen werden können, beschreibt Abschnitt IV D.

Erdverkabelung

Viele Konsultationsteilnehmer fordern, den Korridor D erdzuverkabeln. Berücksichtige man bei Freileitungen auch solche Kosten, die durch protestbedingte Verzögerungen entstünden, und beziehe außerdem Wertverluste von Immobilien und Kosten für gerichtliche Auseinandersetzungen mit ein, sei eine Verkabelung nicht teurer und weniger konfliktlastig.

Für HGÜ-Vorhaben wie den Korridor D sieht das § 2 Abs. 2 S. 2 des Bundesbedarfsplangesetzes bereits die Möglichkeit einer Teilverkabelung vor. Allerdings ist es nicht Aufgabe des Netzentwicklungsplans festzulegen, ob die darin enthaltenen Maßnahmen als Freileitung oder als Erdkabel ausgeführt werden sollen. Vielmehr bleibt dies späteren Planungsstufen vorbehalten. Mit dem Netzentwicklungsplan wird lediglich bestätigt, wo ein Transportbedarf besteht. Zur Diskussion um die Erdverkabelung beim Netzausbau vgl. auch Abschnitt IV C.

Andere Konsultationsteilnehmer sehen in der Lösung, die Stromversorgung Bayerns durch „wenige große Maßnahmen“ zu gewährleisten, eine Gefahr z.B. bei Naturkatastrophen oder Terroranschlägen. Eine 450 km lange Stromtrasse bilde eine leicht angreifbare Infrastruktur. Die HGÜ-Technik solle nach Meinung einiger Konsultationsteilnehmer auf Grund der geringen Erfahrungen nicht gleich bei einer Vielzahl an Maßnahmen gleichzeitig eingeführt werden.

Das Übertragungsnetz ist so ausgelegt, dass es auch bei Ausfall eines Betriebsmittels noch fehlerfrei arbeitet (die so genannte (n-1)-Sicherheit). Die Versorgungssicherheit ist demnach auch bei einem Ausfall des HGÜ Korridors gewährleistet.

Einige Konsultationsteilnehmer äußern sich kritisch zum Status „Projekt von gemeinsamem Interesse“ (PCI). Das rein innerdeutsche Projekt Raum Gundremmingen-Wolmirstedt erfülle die Kriterien der Verordnung EU Nr. 347/2013 für ein solches Projekt nicht und sei für die energiepolitischen Zielen der EU nicht zwingend erforderlich. Der Verordnungsgeber bezwecke, dass die Projekte von gemeinsamem Interesse auch den künftigen Zielen der Energie- und Klimapolitik der EU ausreichend Rechnung tragen. Dies sei für Korridor D nicht gegeben. Auch die geforderte Flexibilität für künftige energiepolitische Entwicklungen in der EU biete er nicht.

Bevor ein Projekt den Status eines PCI erhält, lässt die Europäische Kommission die Erfüllung der Vorgaben überprüfen. Korridor D hat diese Kriterien erfüllt und erhielt den PCI-Status. Die Auswahl der Projekte von gemeinsamem Interesse wird alle zwei Jahre wiederholt. Die Erfüllung der Aufnahmekriterien wird hierbei jedes Mal erneut überprüft. Aktuell läuft die zweite Runde der PCI-Auswahl. Auch hier steht der Korridor D wieder auf der Kandidatenliste, da die Vorgaben zur Aufnahme weiterhin erfüllt werden. Die endgültige Liste der Projekte von gemeinsamem Interesse wird Ende 2016 von der Kommission veröffentlicht.

Sonstiges

Einige Konsultationsteilnehmer fordern, die Gesamtkapazität aller Verbindungen nach Bayern auszuweisen. Statt die Netze auszubauen fordern einige Konsultationsteilnehmer die Kappung von Erzeugungsspitzen.

Die Gesamtkapazität aller Verbindungen nach Nordbayern beträgt nach Realisierung der Südwestkuppelleitung 12,9 GW. Dies ist allerdings ein rein theoretischer Wert. Die Bundesnetzagentur hält die summarische Gesamtkapazität von Leitungen nicht für aussagekräftig. Die dargestellte Übertragungskapazität (vgl. nachfolgend Abbildung 1) hingegen berücksichtigt die (n-1)-Sicherheit und den physikalisch unausweichlichen – und entscheidenden – Umstand, dass die einzelnen Leitungen eines vermaschten Netzes ungleichmäßig belastet werden, wobei das schwächste Betriebsmittel über die maximale Belastbarkeit bestimmt.

Bei fristgerechter Umsetzung aller bestätigten Maßnahmen des NEP2024 ist die Versorgungssicherheit Bayerns ohne zusätzlichen Kraftwerksneubau gewährleistet. Eine Spitzenkappung hat die Bundesnetzagentur über die Betrachtung der Gutachter-Marktmodellierung (vgl. Abschnitt II E 3.3) bereits berücksichtigt. Der Bedarf für Korridor D bleibt allerdings auch dann bestehen.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer behauptet, die beim Umwandeln zwischen Wechselstrom und Gleichstrom entstehenden Verluste würden im Netzentwicklungsplan vernachlässigt. Bei kürzeren HGÜ-Verbindungen wären die Unterschiede marginal, im Fall von Korridor D würden sie bei circa einem Prozent liegen. Dies sei keine Rechtfertigung für die hohen Investitionskosten.

Zur Minimierung der Verluste bei einem Transport über lange Distanzen kommt grundsätzlich die Gleichstromtechnologie (HGÜ) in Frage. Theoretisch geeignet wäre auch eine Erhöhung der Spannung in der Drehstromübertragung, wie z. B. die 550-kV-Technologie. Allerdings erfordert insbesondere die Abschaltung der Kernkraftwerke Maßnahmen, welche die bisher von eben diesen Kraftwerken erbrachten von netztechnischen Systemdienstleistungen (wie etwa die Bereitstellung von Blindleistung) übernehmen. Genau dazu ist die Gleichstromtechnologie besonders geeignet.

Ein Konsultationsteilnehmer meint, dass zusätzlich zum Korridor D fünf neue Gaskraftwerke benötigt würden, um die Versorgungssicherheit in Bayern zu gewährleisten. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer weist auf die steigende Bedeutung von Reservekraftwerken zur Netz- und Systemabsicherung bei weiterem Ausbau volatiler erneuerbarer Energien und gleichzeitigem Abschalten der Kernkraftwerke hin. Es sei daher unerlässlich stabilisierende und besonders effiziente Gaskraftwerke wirtschaftlich am Netz zu halten. Des Weiteren zeigten Analysen, dass bereits vor Abschaltung der letzten Kernkraftwerke rund 2.000 MW neuer gesicherter Leistung im Netzgebiet Bayerns benötigt werden. Um dies zu gewährleisten sei eine geänderte Reservekraftwerksverordnung gegebenenfalls gekoppelt mit einer Kapazitätsreserve erforderlich.

Der Bau zusätzlicher Gaskraftwerke bzw. eine verstärkte Erdgasverstromung in Bayern setzten eine Änderung des Strommarktdesigns voraus, da Gaskraftwerke wirtschaftlich nicht konkurrenzfähig sind. Mögliche Änderungen von Marktregeln sind aber nicht Teil des Netzentwicklungsplans. Sobald die Debatte um die Reform des Strommarktdesigns abgeschlossen ist und das neue Design gesetzlich verankert ist, wird dies in der Netzplanung berücksichtigt. Momentan läuft diese Reform allerdings nicht auf eine grundlegende Änderung dieser Rahmenbedingungen voraus. Lediglich eine Novelle der Reservekraftwerksverordnung ist politisch beabsichtigt. Im Übrigen soll am bestehenden Energy-Only-Markt festgehalten werden.

Wirksamkeit

Die Maßnahme D18 führt im BBP-Netz im Szenario B2024* in der Region zwischen Sachsen-Anhalt, Thüringen und Bayern in vielen Stunden des untersuchten Jahres zu signifikanten Entlastungen mehrerer Drehstromleitungen. Beispielsweise wird ohne den Korridor D ein Stromkreis zwischen Lauchstädt und Vieselbach in der Stunde 7920 zu 172% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Die Leitungen zwischen Altenfeld und Schalkau (168%) sowie die Leitung zwischen Redwitz und Schalkau (153%) sind in diesem Fall ebenfalls überlastet. Die Hinzunahme des Korridors D reduziert die Auslastung dieser beiden Leitungen dann auf 154% bzw. 140%.

Da an dieser Stelle der Prüfung noch nicht das komplette Zubaunetz betrachtet wird, reicht es für die Wirksamkeit einer BBP-Maßnahme aus, wenn sie eine signifikante Entlastung einer anderen Leitung bewirkt, letztere aber immer noch 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 neben den BBP-Maßnahmen weiterer Zubau erforderlich ist, um ein überlastungsfreies Übertragungsnetz zu erhalten. Insofern wäre es falsch, die BBP-Maßnahme als nicht wirksam (genug) anzusehen, da sich ohne sie die Überlastungssituation schlimmer darstellen würde.

Genauso verhält es sich mit dem Korridor D. Ähnliche Belastungssituationen wie die vorstehend geschilderten ergeben sich in der Region um die Landesgrenze zwischen Bayern und Thüringen in über 1.700 Stunden des Jahres 2024. Dies verdeutlicht, dass der Korridor D zusätzlich zu anderen BBP-Maßnahmen (Korridor C „Wilster-Grafenrheinfeld“, P43 „Mecklar-Grafenrheinfeld“) notwendig ist. Darüber hinaus sind zum Erlangen eines engpassfreien Netzes (Auslastungen kleiner 100% trotz Ausfall eines Betriebsmittels) weiterhin die Maßnahmen P44 „Altenfeld-Grafenrheinfeld“ sowie P185 „Redwitz-Landesgrenze Bayern/Thüringen“ erforderlich. Damit sind diese Maßnahmen keine Alternativen, sondern notwendige Ergänzungen.

Zusätzlich verhindert Korridor D an vielen Stunden des Betrachtungsjahres unerwünschte Leistungsflüsse, die parallel zum deutschen Übertragungsnetz über Polen und Tschechien nach Bayern und Österreich fließen (sogenannte Ringflüsse).

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz wird die Leitung in 96% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 99% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 80%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre. In Anbetracht der Anzahl der Stunden, in denen die Maßnahme Netzengpässe verhindert, und der regionalen Ausdehnung dieser verhinderten Netzengpässe wären Topologiemassnahmen in der notwendigen Ausprägung unverhältnismäßig.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Auch bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen gemäß der Gutachter-Marktmodellierung kommt es bei Realisierung aller sonstigen Netzausbaumaßnahmen ohne Korridor D immer noch an bis zu 1.200 Stunden des Jahres zu Netzengpässen. Beispielsweise sind in der Stunde 2440 die Stromkreise zwischen Lauchstädt und Vieselbach maximal ausgelastet. Im BBP-Netz ist ohne den Korridor D einer dieser Stromkreise zu 137% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme des Korridors reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 121%. Die maximale Auslastung des Korridors im Jahr beträgt 99%; der Mittelwert liegt bei 84%.

Trotz der Entlastung des Netzes durch die Spitzenkappung und der Errichtung anderer BBP-Massnahmen kommt es mit Korridor D immer noch an fast 500 Stunden des Betrachtungsjahres 2024 zu Überlastungen in der Region um die Landesgrenze zwischen Bayern und Thüringen. Dementsprechend gilt auch unter den Randbedingungen des Gutachterszenarios, dass selbst bei Annahme der anderen BBP-Massnahmen (Korridor C „Wilster-Grafenrheinfeld“, P43 „Mecklar-Grafenrheinfeld“) der Korridor D wirksam ist und somit diese Massnahmen keine Alternativen, sondern Ergänzungen sind, die aber immer noch nicht ausreichen, um alle Netzengpässe zu beheben. Auch unter diesen Randbedingungen sind die zum BBP-Netz zusätzlichen Massnahmen P44 „Altenfeld-Grafenrheinfeld“ sowie P185 „Redwitz-Landesgrenze Bayern/Thüringen“ erforderlich um die Auslastungen bei Betriebsmittelausfall unter 100 % zu senken.

Szenario A2024

Selbst im Szenario A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 99% ausreichend ausgelastet. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 74%.

Grundlegende Betrachtungen zum Bedarf

Die Untersuchung aller Einzelstunden des Betrachtungsjahres 2024 zeigt, dass trotz Offshore-Reduktion und Spitzenkappung das bestehende Netz an der nördlichen Landesgrenze von Bayern an vielen Stunden im Jahr überlastet ist.

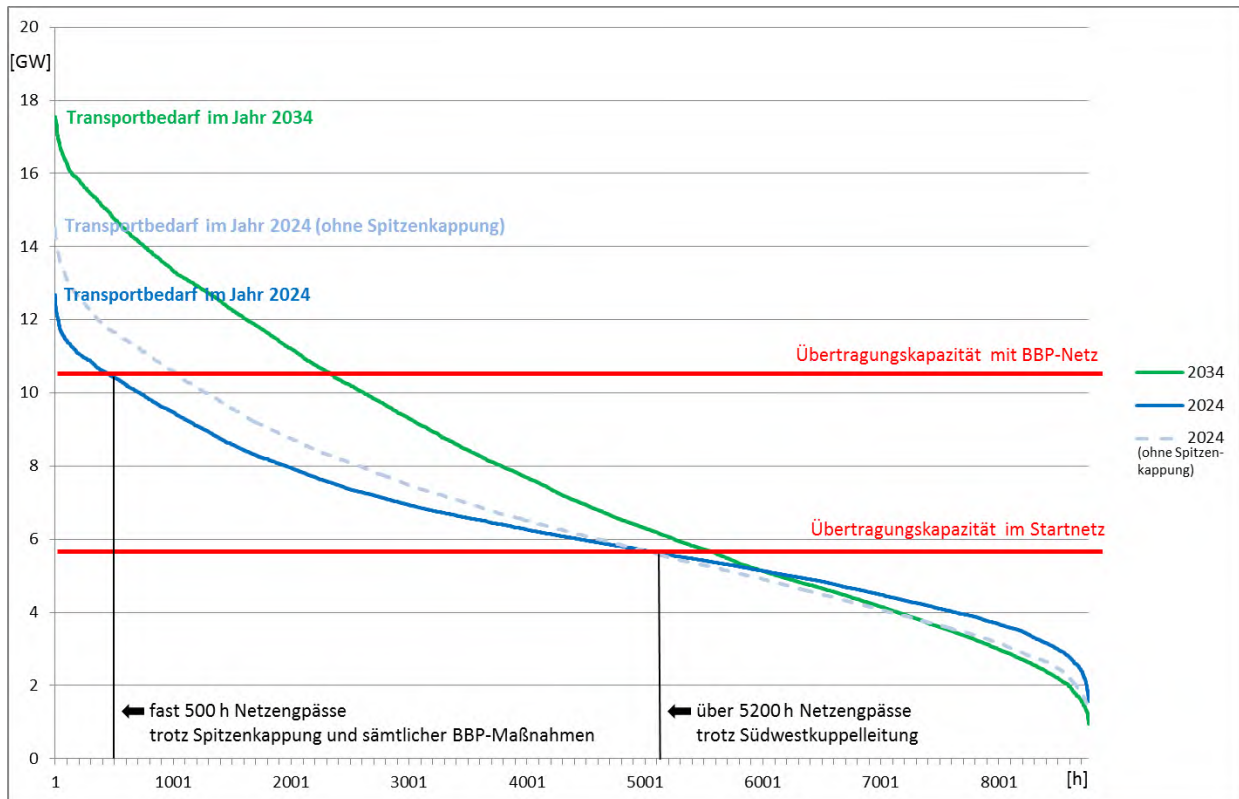


Abbildung 1: Transportbedarf an der nördlichen Landesgrenze Bayerns

Die Abbildung zeigt den erforderlichen, nach der Größe sortierten Nord-Süd-Transportbedarf im Vergleich zur Übertragungskapazität des Startnetzes in dieser Region einschließlich der Südwestkuppelleitung von Altenfeld nach Redwitz. Es wird deutlich, dass trotz Spitzenkappung ohne weiteren Netzausbau das Startnetz im Jahr 2024 an über 5.200 Stunden des Jahres überlastet wäre.

Die zugrundeliegende Übertragungskapazität des Startnetzes von 5,8 GW wird durch das schwächste Element bestimmt und berücksichtigt den Leitungsausfall. Bei der Analyse der 8.760 Stunden des Jahres 2024 ergibt sich für die nördliche Landesgrenze Bayerns dieser Wert aus der Stunde 3966 der Gutachter-Marktmodellierung, in der es bei einer übertragenen Leistung von 5,8 GW bereits zu (n-1)-Überlastungen auf der Leitung Redwitz-Remptendorf kommt. Die Übertragungskapazität ist damit deutlich kleiner (unter 50%) als die Summe der thermischen Grenzleistungen aller Leitungen.

Analog zum Startnetz wurde die Übertragungskapazität des BBP-Netzes (Startnetz plus Korridor D „Wolmirstedt-Gundremmingen“, Korridor C „Wilster-Grafenrheinfeld“ und P43 „Mecklar-Grafenrheinfeld“) an der nördlichen Grenze Bayerns bestimmt. Hier ergibt sich – selbst bei Realisierung aller BBP-Maßnahmen in der Region, die zusammen eine nutzbare Übertragungsleistung von 10,3 GW (nicht zu verwechseln mit der theoretischen thermischen Grenzleistung) hätten – in der Stunde 8632 eine (n-1)-Überlastung auf der Leitung Redwitz-Remptendorf. Damit liegen trotz Spitzenkappung immer noch an nahezu 500 Stunden des Jahres 2024 Netzengpässe vor. Rechnerisch zusammen genommen entspricht das einem Zeitraum von fast drei Wochen, in denen eine preiswerte und umweltfreundliche Stromversorgung Bayerns trotz BBP-Maßnahmen nicht gesichert wäre. Damit wird offensichtlich, dass die BBP-Maßnahmen ein Minimum an Netzausbaubedarf darstellen, aber darüber hinaus noch weitere Maßnahmen erforderlich sind.

Seitens der Übertragungsnetzbetreiber werden als weitere Projekte in der betroffenen Region P44 „Altenfeld-Grafenrheinfeld“ und P185 „Redwitz-Landesgrenze Bayern/Thüringen“ beantragt. Die Maßnahme P44 hat eine thermische Grenzleistung von 4,8 GW. Die Maßnahme P185 erhöht die thermische Grenzleistung der Bestandsleitungen um weitere 0,6 GW. Werden die bei den vorherigen Untersuchungen als angemessen gezeigten 50% angenommen, so ergibt sich aufbauend auf den BBP-Maßnahmen mit diesen beiden zusätzlichen Maßnahmen ein Wert für die Übertragungskapazität von 13 GW. Dieser Wert entspricht dem Transportbedarf im Jahr 2024, der sich unter Berücksichtigung der Spitzenkappung ergibt und der in der obigen Abbildung an dem Schnittpunkt der durchgezogenen blauen Linie (SensiO) mit der vertikalen Koordinatenachse abgelesen werden kann.

Der Ausblick auf den Transportbedarf im Jahr 2034 von fast 18 GW (Schnittpunkt der grünen Linie, d. h. Szenario B2034, mit der vertikalen Koordinatenachse) bestätigt diese Notwendigkeit und stellt vor allem klar, dass die Maßnahme D18 (wie auch die anderen BBP-Maßnahmen) eine sogenannte „no regret“-Maßnahme ist, die durch den weiteren Ausbau an erneuerbaren Energien in jedem Fall erforderlich ist. Damit ist der Bedarf nachgewiesen.

Dass der steigende Transportbedarf an der nördlichen Landesgrenze Bayerns unabhängig von der Braunkohleeinspeisung in Sachsen-Anhalt und der Lausitz ist, zeigt die folgende Abbildung:

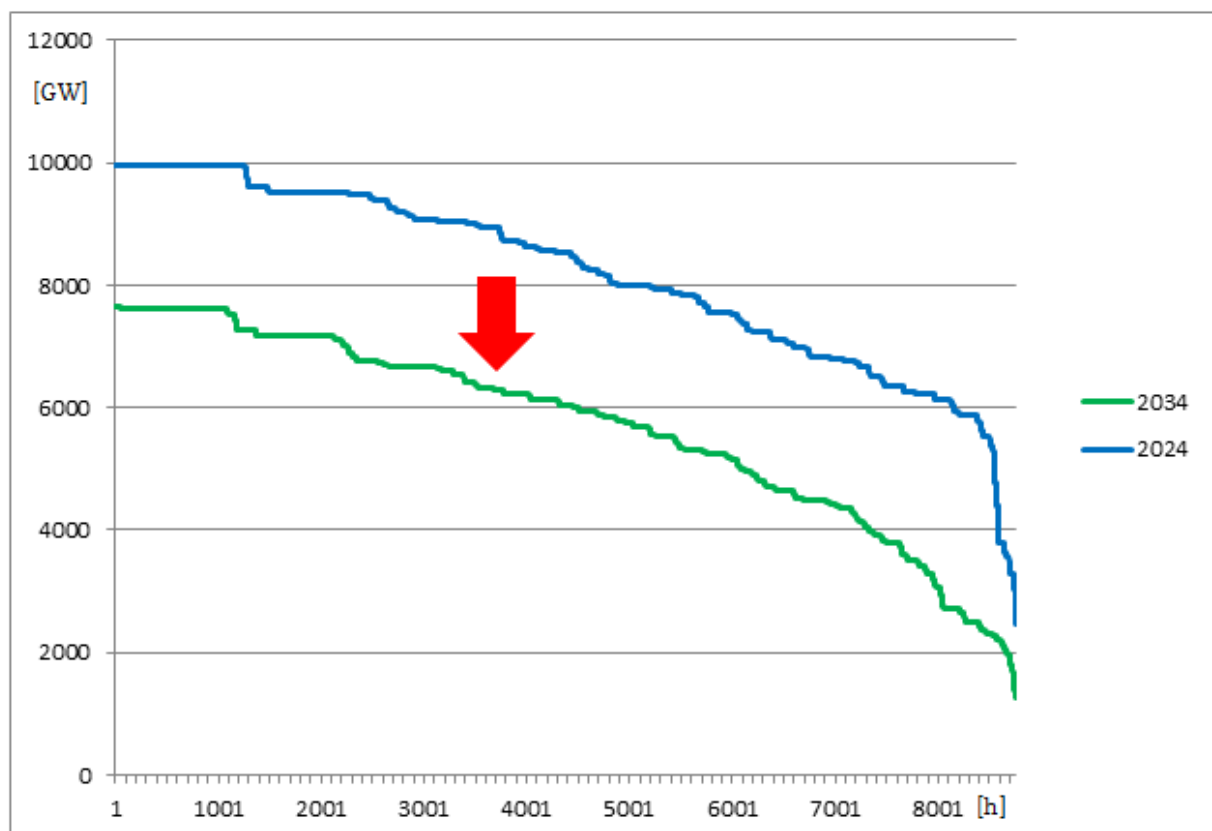


Abbildung 2: Jahresdauerlinie der Braunkohleeinspeisung der 50Hertz-Regelzone in den Szenarien B2024* und B2034

Der Vergleich der Szenarien B2024* und B2034 zeigt anhand der Jahresdauerlinien den Rückgang der jährlichen Braunkohleeinspeisung. Die erzeugte Jahresenergiemenge entspricht der Fläche unter den jeweiligen Linien. Diese Jahresenergiemenge sinkt von 72 TWh im Jahr 2024 um 30% auf 50 TWh im Jahr 2034. Die gleichzeitige Betrachtung mit dem zuvor dargestellten Anstieg des Transportbedarfs vom Jahr 2024 auf das Jahr 2034 verdeutlicht, dass trotz sinkender Braunkohleeinspeisung der Transportbedarf deutlich steigt.

Der teilweise geforderte Ausbau von Gaskraftwerken in Bayern verringert den Transportbedarf nicht signifikant, da diese neuen Kraftwerke auf Grund ihrer hohen Brennstoffpreise am Markt nicht wirtschaftlich agieren können und so nur an wenigen Stunden im Jahr einspeisen würden. Dies gilt insbesondere für Reservekraftwerke, die nur dann einspeisen sollen, wenn in dem grenzüberschreitenden Strommarkt zu wenig Erzeugungskapazität vorhanden ist, um Lastspitzen bei zeitgleich minimaler Erzeugung aus erneuerbaren Energien sicher abzudecken.

Eine Nichtrealisierung des Korridors führt wie dargestellt an vielen Stunden zu Netzengpässen, deren Anzahl bedingt durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien weiter zunimmt. Langfristig führt dies zu einem immer stärkeren Anstieg des heute schon ausgeprägten Redispatchbedarfs (mehr als 1.500 Stunden im Jahr 2013) und damit zu einer Entkopplung der bayerischen Region vom restlichen Strommarkt bis hin zur Möglichkeit einer Zerteilung der deutschen Preiszone.

Ergebnis

Die Wirksamkeit des Korridors D ist auch bei der Reduktion der Offshore-Leistung und der Kappung von Einspeisespitzen deutlich gegeben. Die grundlegenden Betrachtungen zeigen, dass der Korridor D einen Teil des notwendigen Transportbedarfs decken kann und zudem auch unter der zusätzlichen langfristigen Betrachtung des Szenarios B2034 eine nachhaltige Lösung darstellt. Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit des Korridors D ist im Wesentlichen durch den EE-Ausbau im Nordosten Deutschlands bedingt und - wie der Blick auf das Zwanzig-Jahres-Szenario B2034 zeigt - von der Entwicklung der Braunkohleverstromung unabhängig.

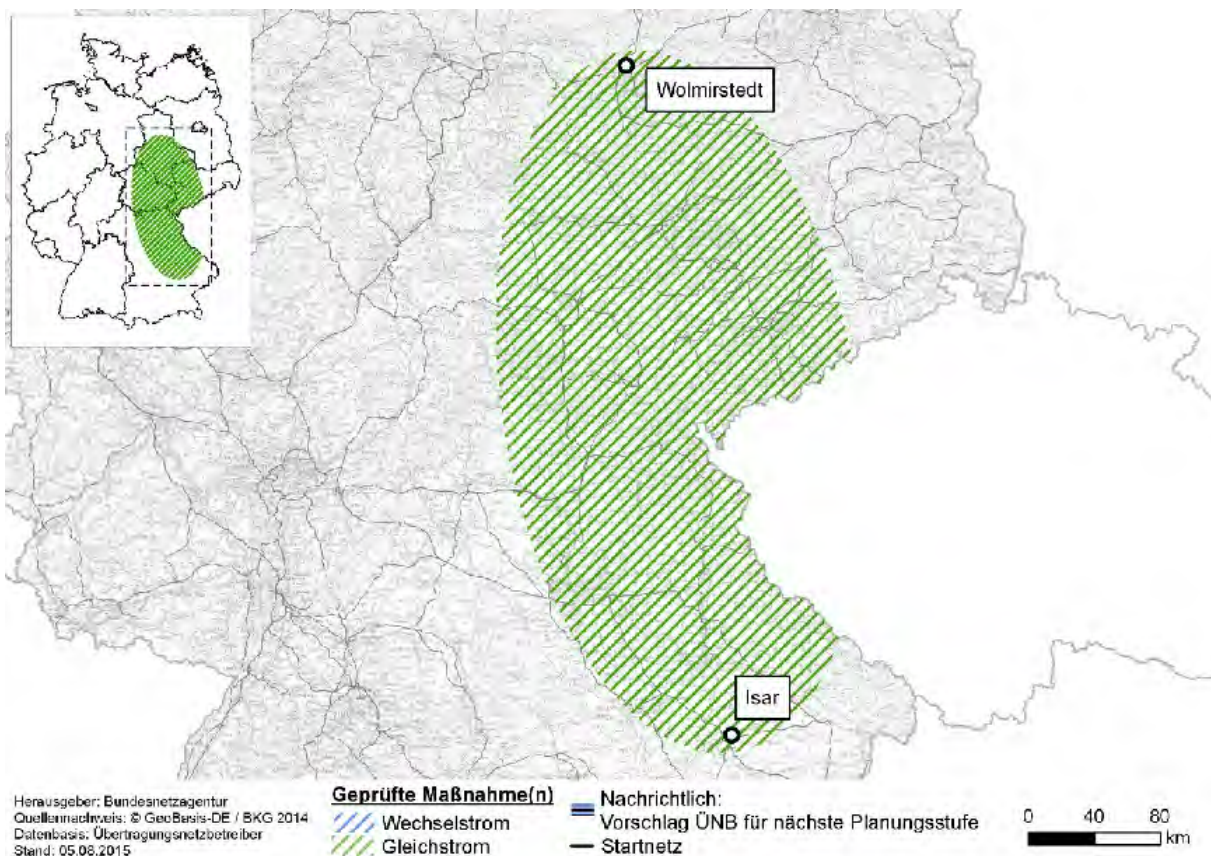
Die Bundesnetzagentur weist erneut darauf hin, dass Gegenstand des Netzentwicklungsplans ausschließlich der energiewirtschaftliche Bedarf an einer Verbindung zwischen zwei definierten Netzverknüpfungspunkten ist. Ob es für Korridor D einer neuen Trasse bedarf oder ob andere Realisierungsmöglichkeiten bestehen, wird nicht im Netzentwicklungsplan vorweggenommen, sondern in der späteren Bundesfachplanung entschieden. Gleiches gilt für eine mögliche Erdverkabelung.

Prüfung der vorhabenbezogenen Alternative Wolmirstedt – Isar/Landshut

In seiner Stellungnahme vom 15. Mai 2015 (veröffentlicht auf www.stmwi.bayern.de/energie-rohstoffe/energiepolitik und unter www.netzausbau.de/2024-archiv) hat das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie darauf hingewiesen, dass es für den Korridor D bereits Überlegungen zur Führung in Bestandstrassen gebe. Diese seien weiter zu verfolgen und eine substantiell verkürzte Ausführung durch Berechnung eines neuen südlichen Endpunkts zu verifizieren. Einen konkreten Vorschlag für einen solchen neuen Netzverknüpfungspunkt in Bayern enthielt das Schreiben nicht.

In den „Eckpunkten für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende“ der Regierungskoalition vom 01. Juli 2015 wurde der Konsultationsbeitrag des Freistaats Bayern aufgegriffen und konkretisiert. Unter anderem soll „bei der zur Erfüllung des Transportbedarfs im Korridor D geplanten Gleichstromleitung [...] der Netzknoten Isar bei Landshut sein“.

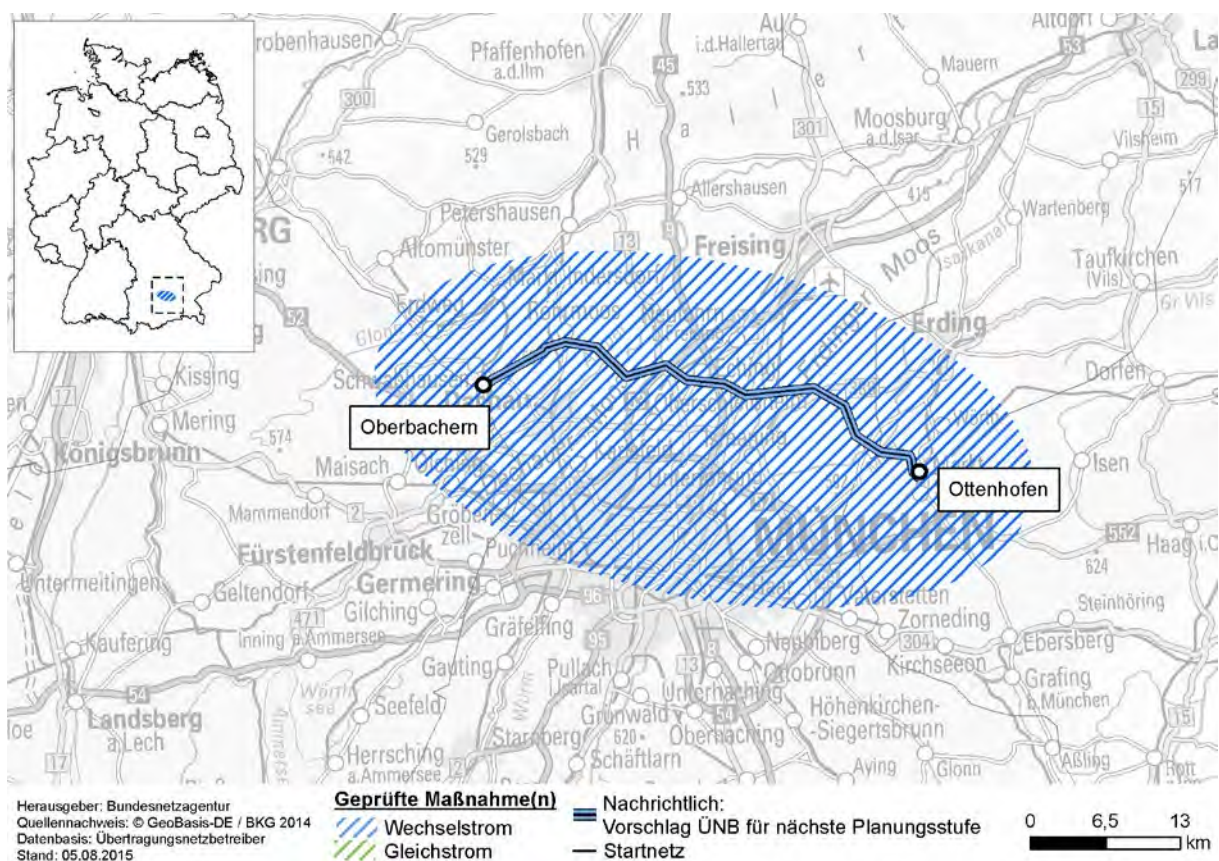
Die Bundesnetzagentur hat daher als Alternative zur Maßnahme D18 zusätzlich eine HGÜ-Verbindung zwischen Wolmirstedt und Isar/Landshut geprüft. Die Übertragungsnetzbetreiber haben auf Aufforderung seitens der Bundesnetzagentur entsprechende Untersuchungen durchgeführt und deren Ergebnisse am 05. August 2015 mitgeteilt.



Wirksamkeit

Die Alternative zur Maßnahme D18 führt im BBP-Netz im Szenario B2024* in der Region zwischen Sachsen-Anhalt, Thüringen und Bayern ebenfalls in vielen Stunden des untersuchten Jahres zu signifikanten Entlastungen mehrerer Drehstromleitungen. Die mit 172% sehr starke Überlastung des Stromkreises zwischen Lauchstädt und Vieselbach bei Ausfall des parallelen Stromkreises wird durch die Alternative in der Stunde 7920 auf 154% reduziert. Die Leitungen zwischen Altenfeld und Schalkau (168%) sowie die Leitung zwischen Redwitz und Schalkau (153%) sind in diesem Fall ebenfalls überlastet. Die Hinzunahme der Alternative reduziert die Auslastung dieser beiden Leitungen dann auf 153% bzw. 140%. Um diese Auslastungen unter den Wert von 100 % zu senken, sind wie auch bei den Betrachtungen zur Verbindung „Wolmirstedt-Gundremmingen“ die zum BBP-Netz zusätzlichen Maßnahmen P44 „Altenfeld – Grafenrheinfeld“ sowie P185 „Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen“ erforderlich.

In der Stunde 7452 ist der Stromkreis zwischen Oberbachern und Ottenhofen bei Ausfall des parallelen Stromkreises mit 127% belastet. Durch Hinzunahme der Alternative steigt diese Belastung sogar auf fast 133%. Da diese Überlastung in mehreren Stunden des Jahres auftritt, würde der alternative Netzverknüpfungspunkt Isar/Landshut für den Korridor D voraussetzen, zugleich im Netzbereich zwischen Oberbachern und Ottenhofen die Übertragungsleistung zu erhöhen. Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen hierfür eine Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Ottenhofen (mit einer Streckenlänge von ca. 40 km) vor.



Durch eine solche zusätzliche Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Ottenhofen wird die Belastung des Stromkreises zwischen Oberbachern und Ottenhofen bei Ausfall des parallelen Stromkreises auf 83% reduziert. Der alternative Netzverknüpfungspunkt Isar/Landshut wäre zusammen mit der Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Ottenhofen gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz wird die Leitung Wolmirstedt - Isar/Landshut in 87% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 99% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 69%. Die Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Ottenhofen ist in 72% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 52% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 26%.

Beide Maßnahmen wären gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Massnahme angemessen wäre. In Anbetracht der Anzahl der Stunden, in denen die Massnahme Netzenspässe verhindert, und der regionalen Ausdehnung dieser verhinderten Netzenspässe wären Topologiemassnahmen in der notwendigen Ausprägung im Übrigen unverhältnismässig.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Die hohe Belastung des Stromkreises zwischen Lauchstädt und Vieselbach von 137% bei Ausfall des parallelen Stromkreises in der Stunde 2440 wird durch Hinzunahme der Alternative auf 121% reduziert. Auch hier sind die zum BBP-Netz zusätzlichen Massnahmen P44 „Altenfeld – Grafenrheinfeld“ sowie P185 „Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen“ erforderlich, um die Auslastungen bei einem Betriebsmittelausfall unter 100 % zu senken.

In der Stunde 500 ist der Stromkreis zwischen Oberbachern und Ottenhofen bei Ausfall des parallelen Stromkreises mit 103% belastet. Die Hinzunahme der Alternative erhöht diese Belastung sogar auf 110%. Durch Ergänzung der Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Ottenhofen wird die Belastung des Stromkreises zwischen Oberbachern und Ottenhofen bei Ausfall des parallelen Stromkreises auf 71% reduziert.

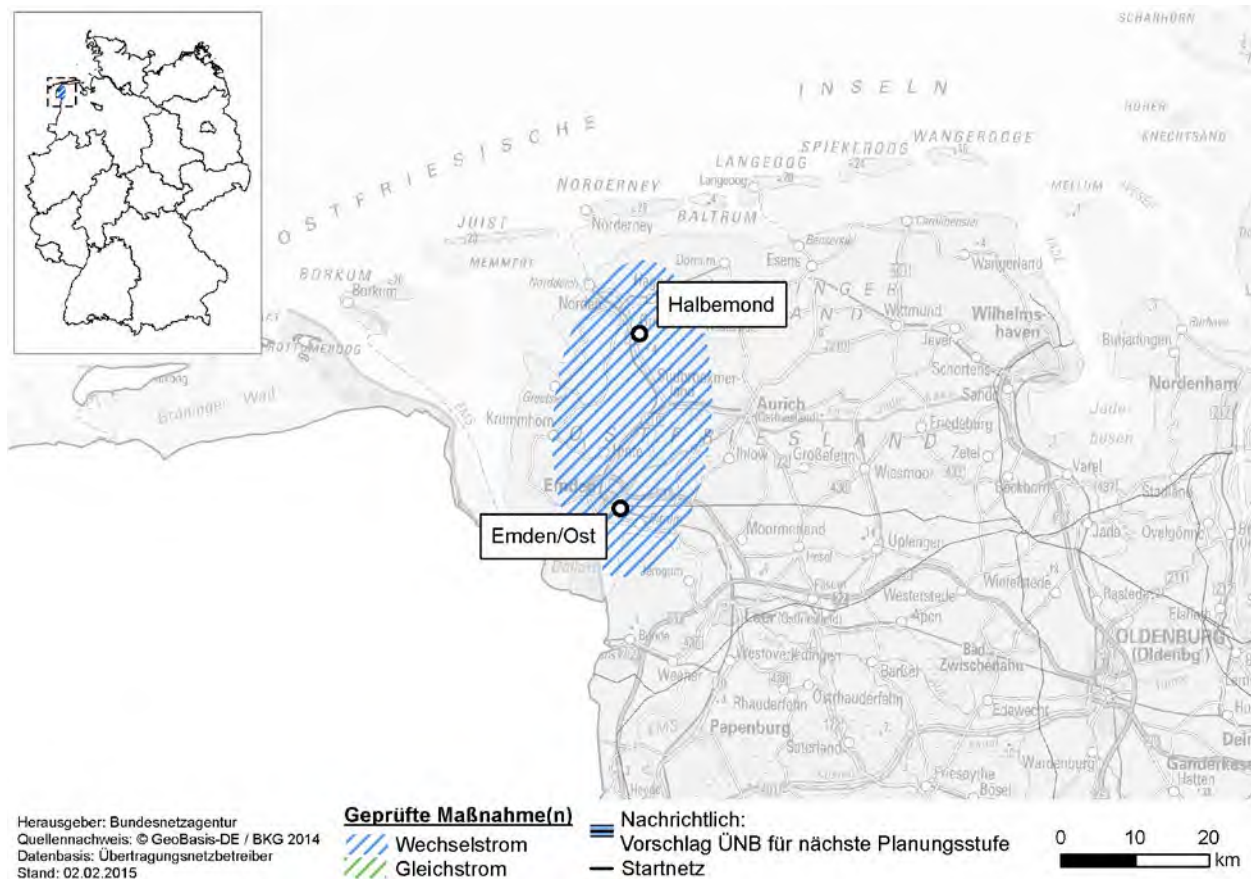
Die maximale Auslastung der Leitung Wolmirstedt – Isar/Landshut im Jahr beträgt 99%; der Mittelwert liegt bei 76%. Die Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Ottenhofen wird maximal mit 47% belastet. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 22%.

Ergebnis

Die Alternative behebt ebenfalls wirksam auftretende Leitungsüberlastungen. Weil mit der Verschiebung des Netzverknüpfungspunkts erhöhte Netzbelastungen im süd-östlichen Bayern verbunden sind, ist dort zusätzlich zum Korridor D eine Verstärkung des Wechselstromnetzes durch eine Massnahme zwischen Oberbachern und Ottenhofen notwendig.

Der Übertragungsnetzbetreiber TenneT hatte aus anderem Anlass bei der Bundesnetzagentur bereits vor einiger Zeit eine Investitionsmaßnahme zur Auflage von Heißeileiteseilen auf bestehenden Masten zwischen Oberbachern und Ottenhofen beantragt. Durch eine solche Aufrüstung der Leitung würde deren Stromtragfähigkeit auf 3.600 Ampere erhöht. Dies würde für die im Zusammenhang mit der Alternative benötigte Verstärkung ausreichen. In Verbindung mit dieser regionalen Netzertüchtigung wäre Isar/Landshut elektrotechnisch ebenfalls als südlicher Netzverknüpfungspunkt geeignet.

Projekt P20: Emden – Halbmond



Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im nordwestlichen Niedersachsen. Insbesondere durch den Ausbau von Onshore-Wind in der Küstenregion Niedersachsens entsteht erhöhter Übertragungsbedarf. Hinzu kommt hier an Land transportierte Energie aus Offshore-Windparks. Das Projekt beinhaltet die Maßnahme M69.

Maßnahme M69: Emden/Ost – Raum Halbmond

Maßnahme M69 (Emden/Ost – Raum Halbmond) wird bestätigt.

Von Emden/Ost in den Raum 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, die im Rahmen der Maßnahme M105 (Projekt P69) errichtet werden muss, zu erweitern.

Zweck der Maßnahme ist insbesondere der Abtransport von Leistung aus Onshore-Wind aus dem Raum Halbmond Richtung Emden/Ost. Außerdem ist Halbmond als Netzverknüpfungspunkt für die Offshore-Anbindung NOR-3-3, über die auf See erzeugte Windenergie in das landseitige Übertragungsnetz eingespeist werden soll, im Offshore-Netzentwicklungsplan 2024 vorgesehen. NOR-3-3 geht laut der Prüfungsergebnisse zum Offshore-Netzentwicklungsplan im Jahr 2023 in Betrieb. Insoweit erfolgt die seitens der Übertragungsnetzbetreiber angestrebte Inbetriebnahme von M69 im Jahr 2021 rechtzeitig.

Konsultation

Alternativer Standort für den Konverter

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern, eine Alternative für den im Rahmen der Offshore-Anbindung NOR-3-3 vorgesehenen Netzverknüpfungspunkt zu prüfen. Anstelle Halbmonds solle ein Konverterstandort in der Gemeinde Ihlow geprüft werden. Die Bestätigung im Netzentwicklungsplan komme einer Vorfestlegung für die nachfolgenden Planungsstufen gleich. Standorte müssten aber mit hinreichender räumlicher Flexibilität in einem Raumordnungsverfahren geprüft werden.

Die Angabe „Raum Halbmond“ ist als Suchraum für den Netzverknüpfungspunkt zu verstehen, da im vorliegenden Projekt eine neue Schaltanlage errichtet werden muss. In Bezug auf den letztendlichen Standort des Konverters für die Offshore-Anbindung bestehen darüber hinaus noch weitere Freiheitsgrade. Konverter müssen nicht zwingend unmittelbar am Standort des Netzverknüpfungspunkts errichtet werden. Der Standort von Nebenanlagen kann auch einige Kilometer von dem Netzverknüpfungspunkt entfernt liegen und durch eine Stichleitung mit dem Netzverknüpfungspunkt verbunden werden.

Im Bundesbedarfsplan ist später eine geographische Angabe zu wählen, die einerseits dem Bestimmtheitsgebot gesetzlicher Regelungen Rechnung trägt und die andererseits ausreichenden Spielraum für die genaue Standortfestlegung lässt. Insofern könnte auch die Bezeichnung „Landkreis Aurich“ gewählt werden. Sowohl Halbmond als auch Ihlow liegen dort.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben einen alternativen Standort in Ihlow weder beantragt noch dafür zur Prüfung geeignete Datensätze bei der Bundesnetzagentur eingereicht. Vorbehaltlich einer solchen Prüfung erscheint ein Anschluss der Offshore-Anbindungsleitung in Ihlow elektrotechnisch ebenfalls möglich. Allerdings dürften sich daraus die gleichen Schwierigkeiten ergeben wie bei einer (in früheren Konsultationen geforderten) Weiterführung der Anbindungsleitung bis nach Emden/Ost. In beiden Fällen dürfte sich weiterhin ein Ausbaubedarf hinsichtlich der notwendig zu errichtenden zusätzlichen 110-kV-Struktur ergeben. Die Zusammenhänge sind im Abschnitt „Elektrotechnische Prüfung“ am Beispiel der Verlängerung der Offshore-Anbindung NOR-3-3 nach Emden/Ost erörtert.

Im Übrigen ist auf Folgendes hinzuweisen:

Das Amt für regionale Landesentwicklung Weser-Ems hat am 06. Mai 2015 das Raumordnungsverfahren für die Planung des Trassenkorridors zwischen der Zwölf-Seemeilen-Zone und dem Netzverknüpfungspunkt Halbmond im Landkreis Aurich („Norderney-II-Korridor“) abgeschlossen. Im Raum des bestehenden Umspannwerkes Halbmond wurden vier Bereiche ausgewählt, welche für die Konverterstationen prinzipiell geeignet erschienen. Da bei keinem der Suchräume raumordnerische Belange den Bau von Konverteranlagen grundsätzlich ausschließen, wurden alle Suchräume landesplanerisch festgestellt. Die Anbindungsmöglichkeit einer 380-kV-Freileitung sei grundsätzlich an allen potenziellen Konverterstandorten im Raum Halbmond gegeben.

Auf Landesebene hat also ein Raumordnungsverfahren wie von den Konsultationsteilnehmern gefordert stattgefunden. Raumplanerisch hat sich der Netzverknüpfungspunkt Halbmond damit verfestigt. Vergleichbare Untersuchungen für Ihlow sind der Bundesnetzagentur nicht bekannt. Sie hat sich vor diesem Hintergrund bei der elektrotechnischen Prüfung auf den Netzverknüpfungspunkt rund um die Gemeinde Halbmond konzentriert, weil entsprechende Untersuchungen und Verfahren für Ihlow erst noch erfolgen müssten und damit zusätzliche Verzögerungen bei der Realisierung drohten. Es bleibt dem Land Niedersachsen unbenommen ungeachtet der

Vorarbeiten der zuständigen Landesbehörden im Verfahren um einen neuen Bundesbedarfsplan dort die geographische weitere Bezeichnung „Landkreis Aurich“ verankern zu lassen. Die Bundesnetzagentur erwartet, dass die Übertragungsnetzbetreiber im Falle einer solchen Entwicklung eine nachprüfbare Alternativenabwägung vornehmen.

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern, die Offshore-Anbindungsleitungen als Gleichstromsystem ohne Abzweig bis in die Lastzentren in West- und Süddeutschland weiterzuführen.

Die Offshore-Anbindungsleitungen ohne Unterbrechung bis in südlicher gelegene Lastzentren zu führen, würde es unmöglich machen, zusätzlich Onshore-Windenergie aus dem westlichen Niedersachsen darüber abzutransportieren. Im Vergleich zu einer HGÜ mit bis zu 2 GW Leistung verfügt eine Offshore-Anbindungsleitung mit 900 MW zudem nur über weniger als die Hälfte an Kapazität. Daher würden im Vergleich mehr Trassen in Richtung Süden erforderlich. Auf diesen Punkt geht der Abschnitt „Elektrotechnische Prüfung“ ein.

110-kV-Netz

Mehrere Konsultationsteilnehmer sind der Überzeugung, dass das 110-kV-Netz ausreiche um die onshore erzeugte Windenergie abzutransportieren. Daher sei die Maßnahme M69 nicht notwendig. Dies gelte insbesondere, da das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ erkläre, dass es wirtschaftlich nicht sinnvoll sein, die Netze für die letzte Kilowattstunde auszubauen. Zudem arbeite der Landkreis Aurich an Projekten mit, Lastspitzen im Netz besser ausgleichen zu können und eine intelligente Lastregelung in Form eines „Smart Grid“ zu errichten. Ebenfalls käme auch der damalige Netzbetreiber E.ON Netz GmbH in einem Bericht aus dem Jahr 2008 zu dem Ergebnis, dass eine Ertüchtigung des 110-kV-Netzes vom Umspannwerk Halbmond zum Umspannwerk Emden/West sehr wohl in der Lage wäre, zukünftige Onshore-Windpotenziale in das überregionale Übertragungsnetz einspeisen zu können. Außerdem werde Erzeugungspotenzial für Windkraftanlagen im Bereich Aurich überschätzt.

Zur Notwendigkeit der Maßnahme M69 wird auf den Abschnitt „Elektrotechnische Prüfung“ verwiesen. Dort wird die Möglichkeit einer Lösung in 110 kV diskutiert. Hierbei wird sowohl eine Einspeisung von Windenergie ausschließlich aus landseitigen Anlagen als auch eine mögliche Spitzenkappung berücksichtigt. Der damalige Verteilernetzbetreiber E.ON hat sowohl in Stellungnahmen zum NEP2012 wie auch zum NEP2013 die Realisierung des Projektes P20 gefordert. Seine von den Konsultationsteilnehmern angesprochene Aussage aus dem Jahr 2008 dürfte daher durch die Entwicklung der Energiewende überholt sein.

Umsetzungsstand

Ein Konsultationsteilnehmer trägt vor, dass für die Maßnahme M69 bereits die Durchführung eines Raumordnungsverfahrens vorgesehen sei. Der Umsetzungsstand sei entsprechend zu aktualisieren.

Die Bundesnetzagentur hält es ebenfalls für erforderlich, dass eine Aktualisierung des Umsetzungsstandes im Rahmen der jährlichen Fortschreibung des Netzentwicklungsplans seitens der Übertragungsnetzbetreiber erfolgt.

Elektrotechnische Prüfung

Die Maßnahme M69 dient nicht der Behebung von Engpässen im bestehenden 380-kV-Netz, so dass sich ihre Wirksamkeit nicht sinnvoll unter diesem Aspekt überprüfen lässt. Vielmehr begründet sich die Maßnahme durch Abführung von Leistung aus der 110-kV-Netzebene. Zusätzlich dient die Maßnahme M69 dazu, über die Offshore-Anbindungsleitung NOR-3-3 auf See erzeugte Windenergie ins landseitige Übertragungsnetz einzuspeisen.

Nach Prüfung bereitgestellter Netzdaten ist die bestehende 110-kV-Netzinfrastruktur in der Region auch heute schon bis nah an die Betriebsgrenzen ausgelastet, so dass in Zukunft allein für den Abtransport der durch Onshore-Wind erzeugten Energie weitere Netzausbaumaßnahmen im 110-kV-Netz notwendig wären, sollte die Maßnahme M69 nicht realisiert werden. Im bereits bestehenden 110-kV-Netzverknüpfungspunkt Halbmond laufen drei 110-kV-Leitungen, d. h. insgesamt sechs Systeme des 110-kV-Netzes zusammen, so dass dieser Punkt besonders gut als Übergabepunkt zum 380-kV-Netz geeignet ist. In der betreffenden Region gibt es keinen anderen Netzverknüpfungspunkt auf 110-kV-Ebene, der ähnlich gut angebunden ist.

Im Szenario B2024* wird die Leitung in 9% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 25% liegt. Die Maßnahme ist demnach erforderlich. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 10%.

Die maximale Auslastung im Szenario B2024* tritt in Stunde 8186 auf. Die Einspeisung aus Offshore-Windenergie am Netzverknüpfungspunkt Halbmond beträgt dann ca. 795 MW, die gleichzeitige Einspeisung aus Onshore-Windenergie ca. 600 MW. Diese Leistung lässt sich nicht über das bestehende 110-kV-Netz abtransportieren.

Im Szenario B2034, welches 20 Jahre in die Zukunft blickt, nimmt die Auslastung der Maßnahme M69 noch weiter zu. Während die eingespeiste Leistung aus Offshore-Windenergie im Vergleich zum Szenario B2024* etwa gleich bleibt, nimmt insbesondere die Leistung aus Onshore-Windenergie zu. Die maximale Auslastung im Szenario B2034 tritt ebenfalls in der Stunde 8186 auf. Die Einspeisung aus Offshore-Windenergie am Netzverknüpfungspunkt Halbmond beträgt dann ca. 796 MW, die gleichzeitige Einspeisung aus Onshore-Windenergie ca. 1124 MW. Schon um die 1124 MW mit 110-kV-Leitungen (n-1)-sicher abzutransportieren, wären vermutlich vier oder mehr 110-kV-Systeme notwendig.

Dies verdeutlicht, dass eine alternative Verlängerung des Anbindungskabels NOR-3-3 bis nach Emden/Ost und ein Abtransport der Onshore-Wind Leistung aus der Region um Halbmond nach Emden über die 110-kV-Verteilnetzebene aufgrund der hohen Leistung an prognostizierten Einspeisungen aus Onshore-Wind wenig zukunftsfähig wäre. Es würde dadurch kein Ausbau verhindert werden, sondern es müssten neben der Weiterführung des Anbindungskabels NOR-3-3 nach und nach weitere Leitungen im 110-kV-Netz für den Abtransport nach Süden errichtet werden. Für eine möglichst verlustarme Übertragung mit möglichst wenigen Systemen ist eine Spannung von 380 kV vorzugswürdig.

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z. B. Freileitung oder Erdkabel, wird nicht auf Ebene des Netzentwicklungsplans entschieden wird, da ausschließlich die Bedarfsfeststellung Gegenstand des Netzentwicklungsplans ist.

Auch eine direkter Anschluss des Anbindungskabels NOR-3-3 an den Korridor A (Maßnahme A01) ohne Umwandlung in Wechselstrom ist derzeit technisch nicht möglich, da die notwendigen Wandler für die Höchstspannungsebene noch nicht existieren. Eine Umwandlung in Wechselstrom müsste demnach auf jeden Fall erfolgen.

Eine komplette Verlängerung des Anbindungskabels NOR-3-3 bis z. B. nach Osterath wird ebenfalls als nicht sinnvoll erachtet, da mit dem Korridor A sowohl Onshore- als auch Offshore-Windleistung abtransportiert werden soll. Ein Weiterführen des Anbindungskabels NOR-3-3 würde solche Synergien verhindern und somit höchstwahrscheinlich ein zusätzliches Übertragungssystem erforderlich machen.

Durch die Maßnahme M69 kann ein gesammelter Abtransport der durch On- und Offshore-Wind erzeugten Energie bewerkstelligt werden.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen kommt es in der Stunde 8186 zu einer maximalen Auslastung von 23% der Stromkreise zwischen Halbmond und Emden/Ost. Damit liegt die Auslastung nur 2% unter der Auslastung im Szenario B2024*. Auch bei einer Reduktion der Offshore-Leistung wäre die Offshore-Anbindungsleitung NOR-3-3 mit dem Netzverknüpfungspunkt Halbmond weiterhin Bestandteil des Offshore-Netzentwicklungsplans. Es werden ca. 1182 MW Leistung über die Maßnahme M69 von Halbmond nach Emden/Ost transportiert. Die Einspeisung aus Offshore-Wind am Netzverknüpfungspunkt beträgt in der Stunde ca. 710 MW, die zeitgleiche Einspeisung aus Onshore-Windenergie wiederum ca. 600 MW.

Die Simulation der Spitzenkappung in der Gutachter-Marktmodellierung ist insbesondere darauf ausgelegt, das Startnetz zu entlasten und Verstärkungen des Startnetzes oder das Startnetz entlastende Neubau-Maßnahmen zu minimieren. Dieser Ansatz greift für das Projekt P20 nicht ganz, da es sich hier um eine Erweiterung und keine Verstärkung des Startnetzes handelt. Dennoch verbleibt auch mit Spitzenkappung eine Einspeisung aus Onshore-Wind, die langfristig über das bestehende 110-kV-Netz nicht mehr abgeführt werden kann. Eine Kappung der Erzeugungsspitzen von 3%, wie derzeit im Weißbuch der Bundesregierung geplant, reduziert die maximale Einspeiseleistung etwa um 20% bis 30%. In Küstenregionen liegt aufgrund der Windbedingungen die Reduzierung der maximalen Einspeiseleistung eher im unteren Bereich. Mit Blick auf das Jahr 2034 verbleiben von den 1124 MW der im Szenario B2034 prognostizierten Einspeisung aus Onshore-Windenergieanlagen somit noch ca. 900 MW.

Auch diese genannten Leistungen lassen sich nicht effizient über das bestehende 110-kV-Netz abtransportieren.

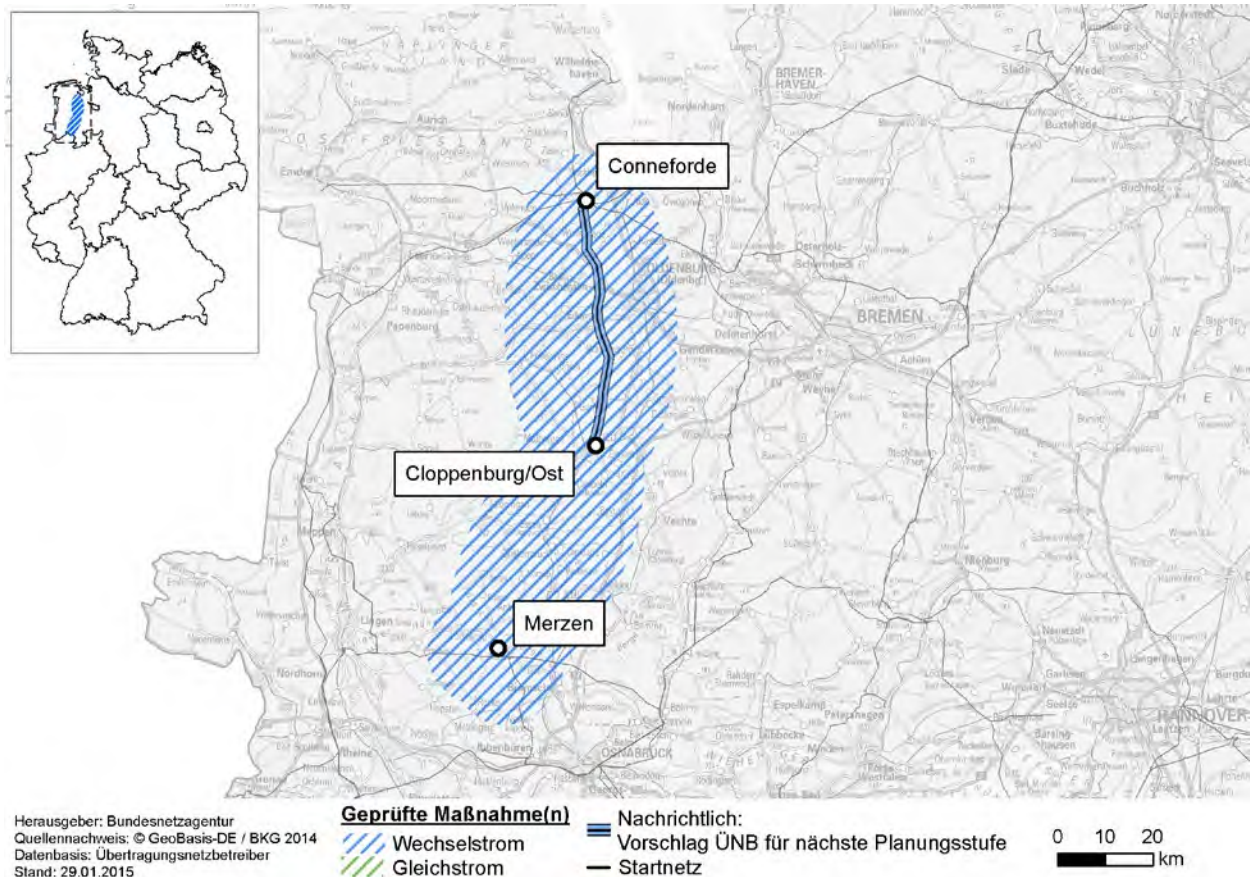
Szenario A2024

Auch im Szenario A2024 ist die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 25% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M69 wird bestätigt. Sie ist erforderlich, um Leistung der Offshore-Anbindungsleitung NOR-3-3 sowie Leistung aus dem Raum Halbmond, der größtenteils durch Onshore-Wind erzeugt wird, weiter in Richtung Emden/Ost zu übertragen.

Projekt P21: Conneforde – Cloppenburg/Ost – Merzen



Das Projekt P21 mit den beiden Maßnahmen M51a und M51b ist mit dem südlichen Netzverknüpfungspunkt „Westerkappeln“ als Vorhaben Nr. 6 Teil des Bundesbedarfsplans.

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität aus dem nordwestlichen Niedersachsen in Richtung Osnabrück. Der erste Maßnahmenabschnitt von Conneforde nach Cloppenburg/Ost soll Onshore-Windenergie aus dem nordwestlichen Niedersachsen in Richtung Süden transportieren. Zudem soll zukünftig der Standort Cloppenburg/Ost den Offshore-Windparks in der Nordsee als Netzverknüpfungspunkt dienen, um die auf See erzeugte Windenergie in das landseitige Übertragungsnetz einzuspeisen. Darüber hinaus sind weitere Netzverknüpfungspunkte im nördlichen Niedersachsen geplant. Durch das Projekt P21 wird auch für die dort anlandende Leistung ein verbesserter Transportweg in Richtung südliches Niedersachsen und nördliches Nordrhein-Westfalen geschaffen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2022

Am Offshore-Netzverknüpfungspunkt Cloppenburg/Ost wird voraussichtlich im Jahr 2025 eine 900-MW-Anbindungsleitung geschaffen. Daher ist eine Inbetriebnahme der notwendigen Netzausbaumaßnahmen im Jahr 2022 angemessen.

Maßnahme M51a/b: Conneforde – Cloppenburg/Ost – Merzen

Die Maßnahmen 51a/b: Conneforde – Cloppenburg/Ost – Merzen werden bestätigt.

Die beiden zugehörigen Maßnahmen M51a und M51b sind elektrotechnisch in Reihe geschaltet und werden zusammen geprüft, da die Abschnitte einander bedingen und jeweils einzeln keinen nennenswerten Nutzen ergäben.

Im Rahmen der Maßnahme M51a ist eine Netzverstärkung der bestehenden Leitung von Conneforde nach Cloppenburg/Ost erforderlich. Es handelt sich dabei um eine Spannungsumstellung von 220 kV auf 380 kV durch Neubau in bestehender Trasse (Netzverstärkung). Zur Einbindung der Leitung müssen in Cloppenburg/Ost eine neue 380-kV-Schaltanlage errichtet (Netzausbau) und die Schaltanlage in Conneforde verstärkt werden (Netzverstärkung). Maßnahme M51b erfordert einen weiteren Leitungsneubau (Netzausbau) zwischen Cloppenburg/Ost und der neu zu errichtenden 380-kV-Schaltanlage in Merzen (Netzausbau).

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass wegen der groben räumlichen Darstellung der Maßnahme im Netzentwicklungsplan nur allgemeine Aussagen getroffen werden könnten. In den nachgelagerten Verfahren müssten genauere mögliche Trassenverläufe dargestellt und diskutiert werden.

Im Netzentwicklungsplan wird der Bedarf für Maßnahmen zwischen Netzverknüpfungspunkten aus elektrotechnischer Sicht festgestellt. Konkrete Trassenverläufe ergeben sich in den nachgelagerten Verfahren der Bundesfachplanung oder Raumordnung sowie der Planfeststellung. An diesen Verfahren können sich Träger öffentlicher Belange und interessierte Bürger wiederum beteiligen.

Es sei nicht verständlich, warum der Netzverknüpfungspunkt der Maßnahme seit dem NEP2013 im Bereich Merzen liege und nicht wie vorher geplant im Bereich Westerkappeln. Bisher gebe es keine detaillierten Informationen darüber, in welcher Weise ein neues Umspannwerk realisiert werden solle.

Der Netzverknüpfungspunkt wurde durch die Übertragungsnetzbetreiber (unter Verweis auf den Umweltbericht zum Bundesbedarfsplan 2012) nach Merzen verlegt, da im Bereich Westerkappeln mit erhöhten Umweltauswirkungen zu rechnen sei. Der Netzverknüpfungspunkt Westerkappeln wird als Alternative weiterhin untersucht (s. u.). Aus elektrotechnischer Sicht eignen sich beide Netzverknüpfungspunkte dazu die Überlastung im (n-1)-Fall zu beseitigen. Jedoch ist wegen des geringeren Übertragungswegs und des höheren Entlastungspotenzials der Netzverknüpfungspunkt Merzen vorteilhaft.

Ein früher Informationsaustausch zwischen der Bundesnetzagentur und den betroffenen Kommunen sei für die Auswahl eines geeigneten Netzverknüpfungspunkts für ein Umspannwerk, aber auch zur transparenten Trassenfindung wünschenswert. Zudem sei unklar welcher Netzbetreiber federführend sei.

Die im Netzentwicklungsplan enthaltenen Netzverknüpfungspunkte werden seitens der Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagen. Es ist daher zunächst ihre Aufgabe, frühzeitig auf die betroffenen Kommunen und Regionen zuzugehen und die Vorauswahl mit diesen abzustimmen. Die Daten zur Prüfung des Projekts P21 hat die Bundesnetzagentur durch den Übertragungsnetzbetreiber Amprion erhalten, sodass dieser auch als federführend betrachtet werden kann.

Wirksamkeit

Die Maßnahmen M51a/b führen zu signifikanten Entlastungen von zwei ansonsten überlasteten Leitungen im BBP-Netz des Szenarios B2024*. Ohne die Maßnahmen M51a/b ist z. B. ein Stromkreis zwischen Diele und Dörpen/West in der Stunde 784 zu 131% belastet, wenn ein Stromkreis von Dörpen/West nach Öchtel ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahmen M51a/b reduziert die Auslastung dann auf 104%. In der Stunde 927 kommt es ohne die Maßnahmen M51a/b zu einer weiteren hohen Belastung des Stromkreises Ganderkesee nach Niedervieland von 117%, wenn eine Leitung zwischen Elsfleth/West und Ganderkesee ausfällt. Die Maßnahme M51a/b reduziert hier die Belastung auf 99%.

Die Maßnahmen wären gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Maßnahme M51a wird im BBP-Netz in 2% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 26% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 7%. Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Maßnahme M51b wird im BBP-Netz in 47% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 65% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 23%. Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

In den untersuchten Netznutzungsfällen konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zu den geprüften Maßnahmen angemessen wären.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es z. B. in der Stunde 7931 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Diele und Dörpen/West. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahmen M51a/b einer dieser Stromkreise zu 104% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahmen M51a/b reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 86%. Die maximale Auslastung der Maßnahmen M51a/b im Jahr beträgt 42%.

Ferner käme es in der Stunde 3948 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Ganderkesee und Niedervieland. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahmen M51a/b einer dieser Stromkreis zu 101% belastet, wenn der Stromkreis von Elsfleth/West nach Ganderkesee ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahmen M51a/b reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 76%. Die maximale Auslastung der Maßnahmen M51a/b im Jahr beträgt 42%.

Szenario A2024

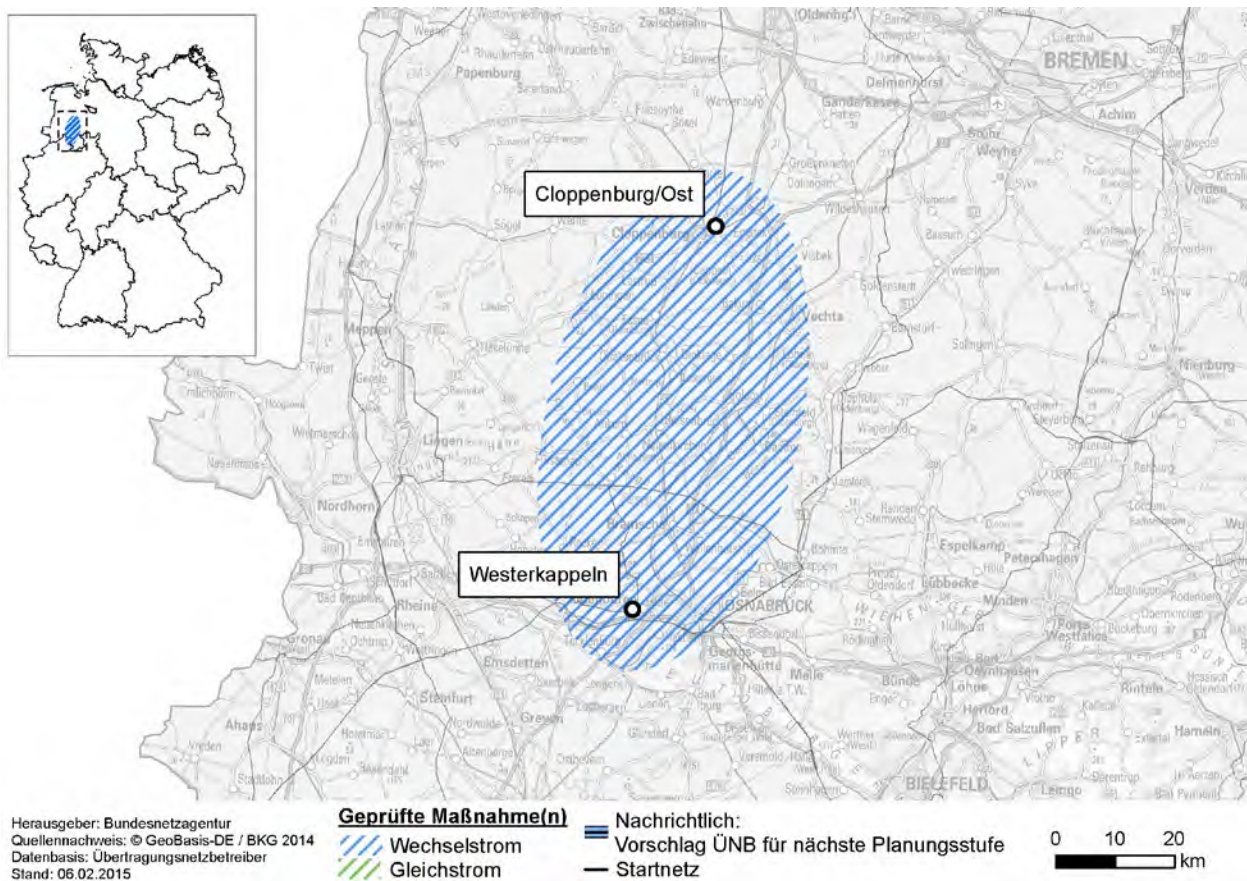
Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wären die Maßnahmen M51a mit maximal 27% und M51b mit 55% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahmen M51a/b beheben wirksam Leitungsüberlastungen im (n-1)-Fall. Dass die Wirksamkeit selbst bei einer Reduktion der Offshore-Leistung sowie einer Kappung von Einspeisespitzen nachgewiesen werden kann, zeigt die Robustheit dieser Maßnahmen.

Prüfung der vorhabenbezogenen Alternative

Die ursprüngliche Planung aus dem NEP2012 wird im NEP2024 als Alternative aufgeführt und ist Gegenstand dieser Alternativenprüfung, welche die technischen Auswirkungen für den Normalzustand (fehlerfreier Netzbetrieb) im Vergleich zur NEP2024-Maßnahme untersucht. Die Alternative bezieht sich lediglich auf die Maßnahme M51b und sieht als südlichen Netzverknüpfungspunkt Westerkappeln anstelle von Merzen vor.



Wirksamkeit

Die (n-1)-Untersuchungen finden auf Basis der durch die Übertragungsnetzbetreiber bereitgestellten Netznutzungsfälle der Stunden 784 und 927 statt, denen das BBP-Netz zugrunde liegt. In den entsprechenden Untersuchungen wird das Netz lediglich zwischen Maßnahme und Alternative variiert sowie um die ausfallende Leitung reduziert; etwaige Nichtverfügbarkeiten werden nicht beachtet.

Im Netznutzungsfall der Stunde 784 lässt sich im Normalzustand (n-0) feststellen, dass die Alternative (mit einer Auslastung von ca. 53%) geringer ausgelastet ist als mit dem ursprünglichen Teil b der Maßnahme M51a/b (68%). Im (n-1)-Fall kommt es jedoch zu einer höheren Auslastung des Stromkreises von Diele nach Dörpen/West. Mit der ursprünglichen Maßnahme wird eine Reduzierung der Auslastung auf 104% erreicht, die Alternative schafft lediglich eine Absenkung der Auslastung auf 109%.

Im Netznutzungsfall der Stunde 927 lässt sich für den Normalzustand (n-0) sagen, dass die Alternative (mit einer Auslastung von ca. 66%) geringer ausgelastet ist als mit der ursprünglichen Maßnahme M51b (74%). Im (n-1)-Fall ist die Auslastung der Leitung Ganderkesee – Niedervieland bei Alternative und ursprünglicher Maßnahme fast gleich (vorher 99%, mit Alternative 98%).

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

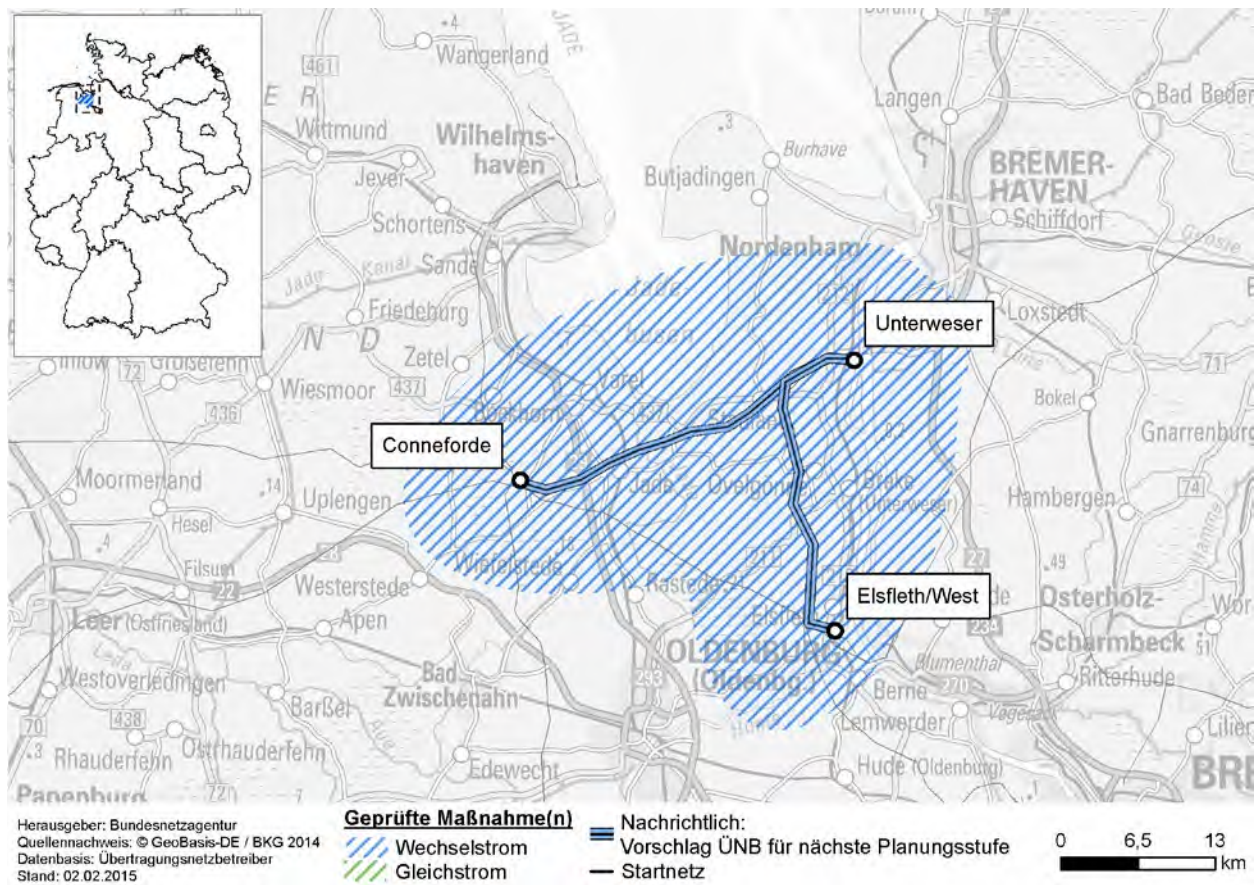
Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 7931 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Diele und Dörpen/West. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M51a/b einer dieser Stromkreise zu 104% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der alternativen Maßnahme M51a/b reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 89%.

Ferner käme es in der Stunde 7931 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Ganderkesee und Niedervieland. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M51a/b einer dieser Stromkreis zu 101% belastet, wenn der Stromkreis von Elsfleth/West nach Ganderkesee ausfällt. Die Hinzunahme der alternativen Maßnahme M51a/b reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 76%.

Ergebnis

Die Alternative zur Maßnahme M51b Cloppenburg/Ost nach Westerkappeln senkt ebenfalls Überlastungen der Leitung Diele – Dörpen/West im (n-1)-Fall. Sie ist jedoch gegenüber der durch den Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagenen Maßnahme netztechnisch nicht vorteilhaft, da die entlastende Wirkung geringer ist als bei der Vorzugsvariante. Der alternative Maßnahmenteil würde zudem eine längere Trasse benötigen (von Cloppenburg/Ost anstatt bis nach Merzen bis nach Westerkappeln), wodurch die elektrischen Verluste der Leitung stiegen.

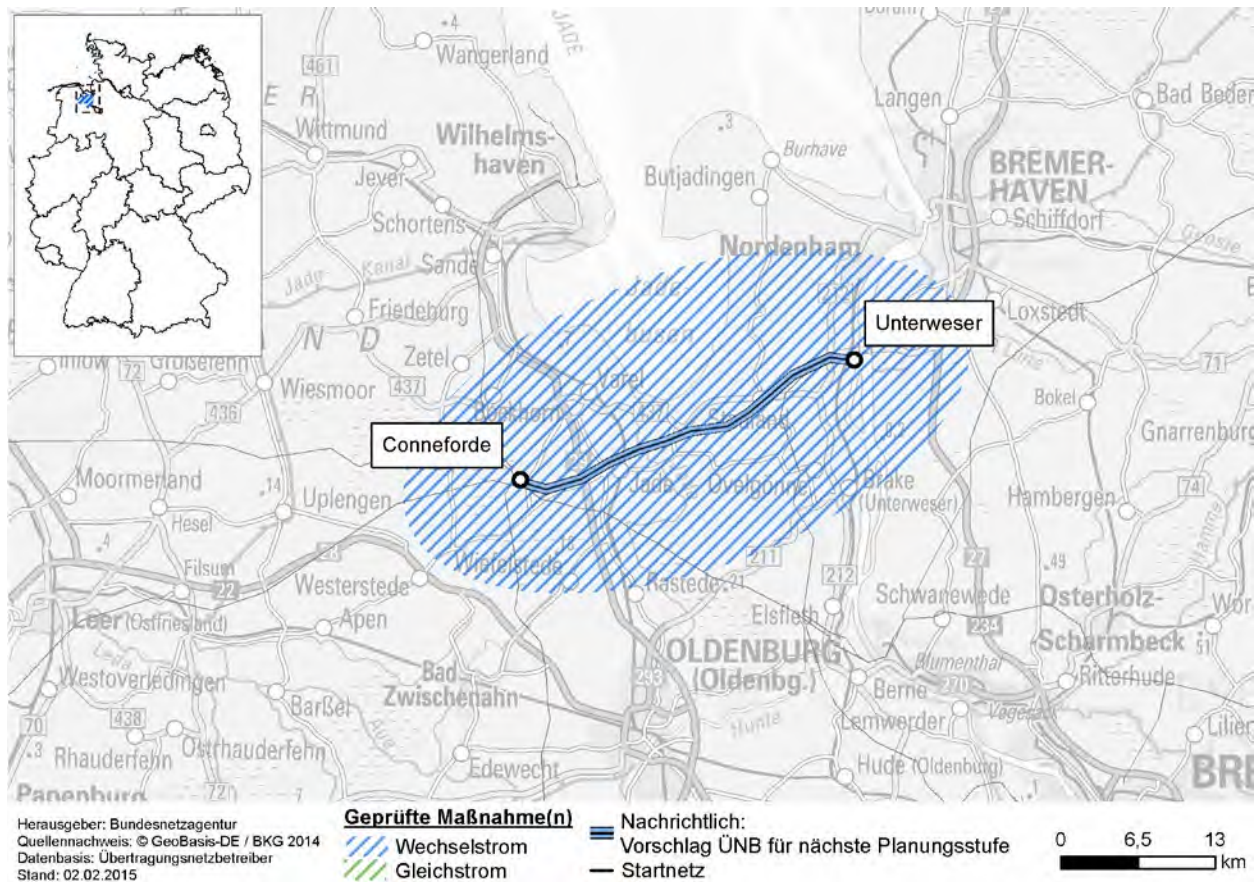
Projekt P22: Conneforde – Ganderkesee



Das Projekt P22 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Conneforde und Ganderkesee. Im Szenario B2024* enthält es die Maßnahmen M82 und M87.

Ursprünglich planten die Übertragungsnetzbetreiber, ein Offshore-Anbindungssystem aus der Nordsee zum Netzverknüpfungspunkt Unterweser zu führen. Durch dieses Anbindungssystem sollte die erzeugte Offshore-Windenergie in Unterweser eingespeist werden. Von dort aus sollte 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. Das Projekt würde in diesem Fall die Transportkapazität erweitern und über die Abzweige nach Elsfleth/West sowie Conneforde für einen ausreichenden Lastfluss in Richtung Süden sowie zu den Korridoren A und C sorgen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Planungen zur Nutzung des Netzverknüpfungspunkts Unterweser für Offshore-Anbindungssysteme auf Grund von Bedenken zur Realisierbarkeit vorerst zurückgestellt. Ergänzend dazu soll das Projekt auch die Transportkapazität des Übertragungsnetzes in ost-westlicher Richtung stärken, indem die nördlichen Startpunkte der Nord-Süd-Transportleitungen besser miteinander vernetzt werden. Dadurch soll eine gleichmäßigere Belastung der Nord-Süd-Transportleitungen herbeigeführt werden.

Maßnahme M82: Conneforde – Unterweser



Maßnahme M82 (Conneforde – Unterweser) wird nicht bestätigt.

Die existierende Leitung, auf der ein 220-kV- und ein 380-kV-Stromkreis aufgelegt sind, soll verstärkt werden. Es müsste detailliert geprüft werden, ob dies durch einen Neubau in bestehender Trasse erfolgen muss oder ob eine Verstärkung mittels eines Hochtemperaturleiterseils möglich ist (Netzverstärkung). Hierfür müssen die betroffenen 380-kV-Schaltanlagen in Unterweser und Conneforde verstärkt werden (Netzverstärkung).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Konsultation

Einige Konsultationsteilnehmer halten die Maßnahme für nicht erforderlich. Es würde sich kein zusätzlicher Bedarf für Einspeisungen aus Offshore-Windenergie in der Region abzeichnen.

Die Maßnahme ist derzeit nicht erforderlich und wird dementsprechend nicht bestätigt. Ob sich für die Maßnahme in Zukunft ein Bedarf ergibt, wird während im Rahmen kommender Netzentwicklungspläne erneut geprüft, sofern die Übertragungsnetzbetreiber die Maßnahme erneut zur Prüfung vorlegen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M82 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M82 ist ein Stromkreis zwischen Conneforde und Unterweser in der Stunde 327 zu 105% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M82 reduziert die Auslastung dann auf 79%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 13% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 46%, der Mittelwert bei 11%.

Die Maßnahme wäre damit gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Die Überlastung der betroffenen Leitung von Conneforde nach Unterweser kann durch das Öffnen der Sammelschienenkupplung in Unterweser von 105% auf 95% reduziert werden.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M82 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Auf Basis der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme nicht als wirksam.

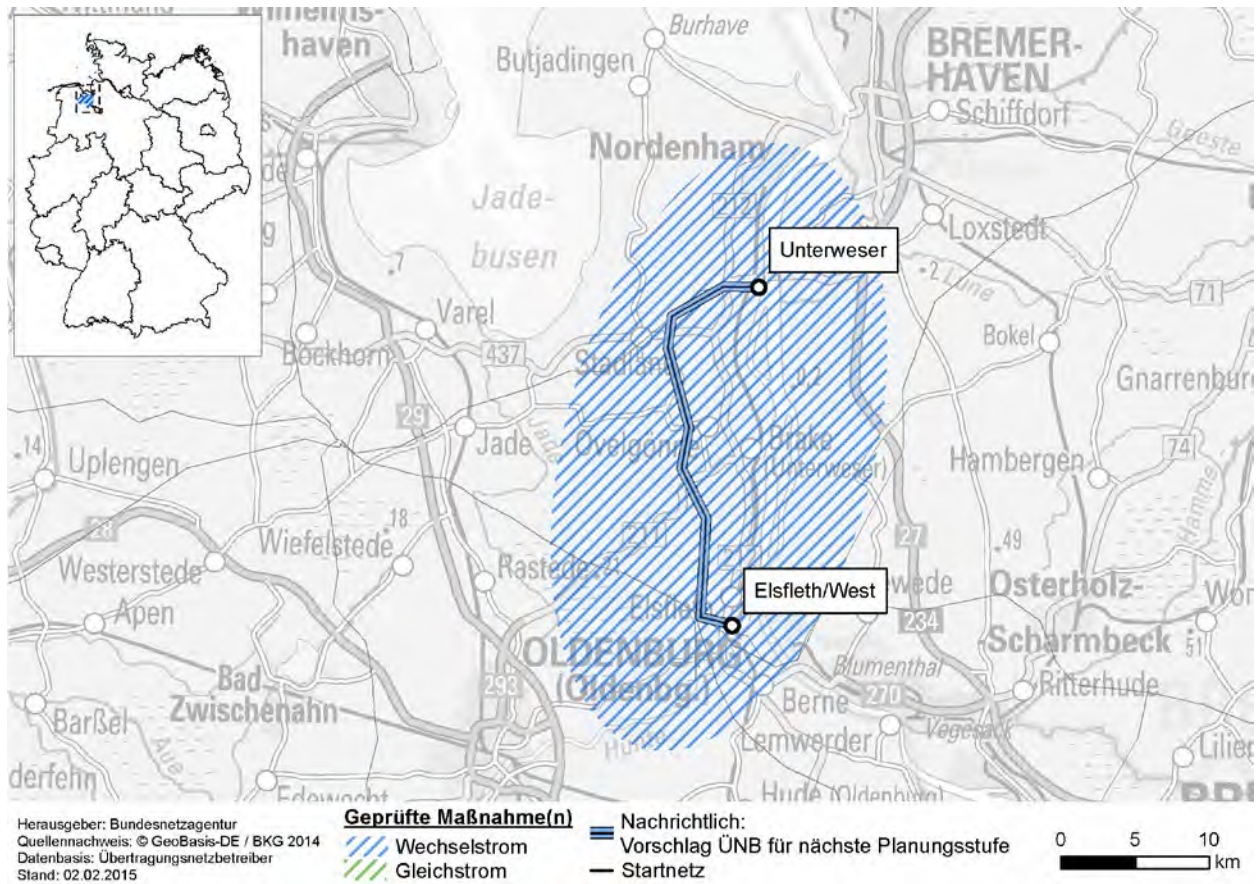
Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit 37% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M82 wäre nach Prüfung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024* zwar als wirksam und erforderlich einzustufen. Während der sequenziellen Prüfung konnte die Maßnahme jedoch nicht als wirksam und erforderlich identifiziert werden. Aller Wahrscheinlichkeit nach liegt das daran, dass die Übertragungsnetzbetreiber ihre ursprünglichen Überlegungen, den Netzverknüpfungspunkt Unterweser als Offshore-Anbindungspunkt zu nutzen, verworfen haben und somit die Einspeisung von Offshore-Windenergie am Standort Unterweser entfällt.

Maßnahme M87: Unterweser – Elsfleth/West



Maßnahme M87 (Unterweser – Elsfleth/West) wird nicht bestätigt.

Von Unterweser zu einer zu errichtenden Schaltanlage bei Elsfleth (Elsfleth/West) ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung notwendig. Es muss detailliert geprüft werden, ob dies durch einen Neubau in bestehender Trasse erfolgen muss oder ob eine Verstärkung mittels eines Hochtemperaturleiterseils möglich ist (Netzverstärkung). Hierzu ist die 380-kV-Schaltanlage in Unterweser zu verstärken (Netzverstärkung).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Konsultation

Sofern die Maßnahme Unterweser – Elsfleth/West nicht bestätigt werde, müsse nach Meinung eines Konsultationsteilnehmers auch der geplante Neubau einer 380-kV-Schaltanlage (Punktmaßnahme P155: M357 Elsfleth/West) geprüft werden.

Die Maßnahme M87 ist wie beschrieben nicht bestätigungsfähig. Daneben ist jedoch auch die bestätigte Maßnahme P23 M20 zur Einbindung in die Schaltanlage Elsfleth/West vorgesehen. Im Übrigen ist die Punktmaßnahme M357 in Elsfleth/West unabhängig von zusätzlichen Streckenmaßnahmen notwendig (vgl. den zugehörigen Projektsteckbrief in Abschnitt VI).

Wirksamkeit

Die Maßnahme M87 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M87 ist ein Stromkreis zwischen Unterweser und Elsfleth/West in der Stunde 327 zu 129% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M87 reduziert die Auslastung dann auf 83%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 13% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 48%, der Mittelwert bei 11%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M87 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Auf Basis der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme nicht als wirksam.

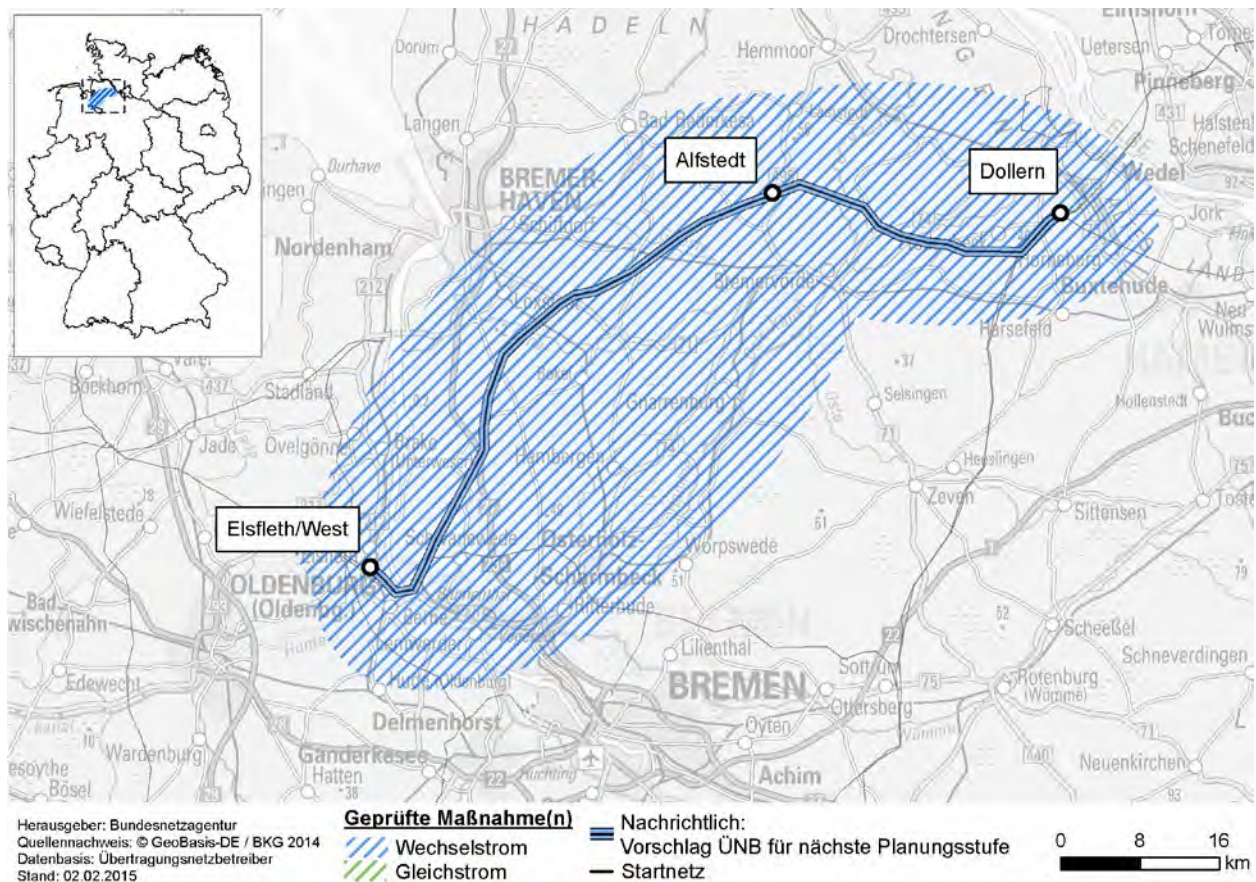
Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme M87 mit 39% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M87 wäre nach Prüfung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024* zwar als wirksam und erforderlich einzustufen. Während der sequenziellen Prüfung konnte die Maßnahme jedoch nicht als wirksam und erforderlich identifiziert werden. Aller Wahrscheinlichkeit nach liegt das daran, dass die Übertragungsnetzbetreiber ihre ursprünglichen Überlegungen, den Netzverknüpfungspunkt Unterweser als Offshore-Anbindungspunkt zu nutzen, verworfen haben und somit die Einspeisung von Offshore-Windenergie am Standort Unterweser entfällt.

Projekt P23: Dollern – Elsfleth/West



Das Projekt P23 dient dazu, auf See und an Land erzeugte Windenergie in Richtung von südlicher gelegenen, bereits stärker ausgebauten Netzinfrastrukturen abzutransportieren. Dadurch können die Stromflüsse aus Offshore- und Onshore-Windenergie gleichmäßig auf die Transportwege zwischen Norden und Süden verteilt werden. Im Szenario B2024* enthält das Projekt die Maßnahme M20.

Maßnahme M20: Dollern – Elsfleth/West

Maßnahme M20 (Dollern – Elsfleth/West) wird bestätigt.

Von Dollern zu einer zu errichtenden Schaltanlage bei Elsfleth (Elsfleth/West) ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung vorgesehen (Netzverstärkung), um die Transportkapazität der vorhandenen 380-kV-Leitung zu erhöhen. Es muss detailliert geprüft werden, ob dies durch einen Neubau in bestehender Trasse erfolgen muss oder ob eine Verstärkung mittels eines Hochtemperaturleiterseils möglich ist. Hierzu sind die 380-kV-Schaltanlagen in Dollern, Alfstedt und Farge zu verstärken (Netzverstärkung).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer hält die geplante Errichtung einer Schaltanlage in Elsfleth für nicht erforderlich.

Die Punktmaßnahme M357 in Elsfleth/West ist schon unabhängig von zusätzlichen Streckenmaßnahmen notwendig (vgl. den zugehörigen Projektsteckbrief in Abschnitt VI).

Wirksamkeit

Die Maßnahme M20 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M20 ist z. B. der bestehende Stromkreis zwischen Elsfleth/West und Farge in der Stunde 2370 zu 117% belastet, wenn der vorhandene Stromkreis von Elsfleth/West nach Alfstedt ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M20 reduziert die Auslastung dann auf 76%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 23% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 58%, der Mittelwert bei 14%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M20 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung anhand der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme M20 in der zweiten Iteration als wirksam.

Maßgeblich war der Netznutzungsfall der Stunde 4097. Ohne die Maßnahme ist z. B. ein Stromkreis zwischen Elsfleth/West und Farge zu 124% belastet, wenn ein Stromkreis zwischen Elsfleth/West und Alfstedt ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M20 reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 81%.

Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 45%. Nach alledem wäre die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

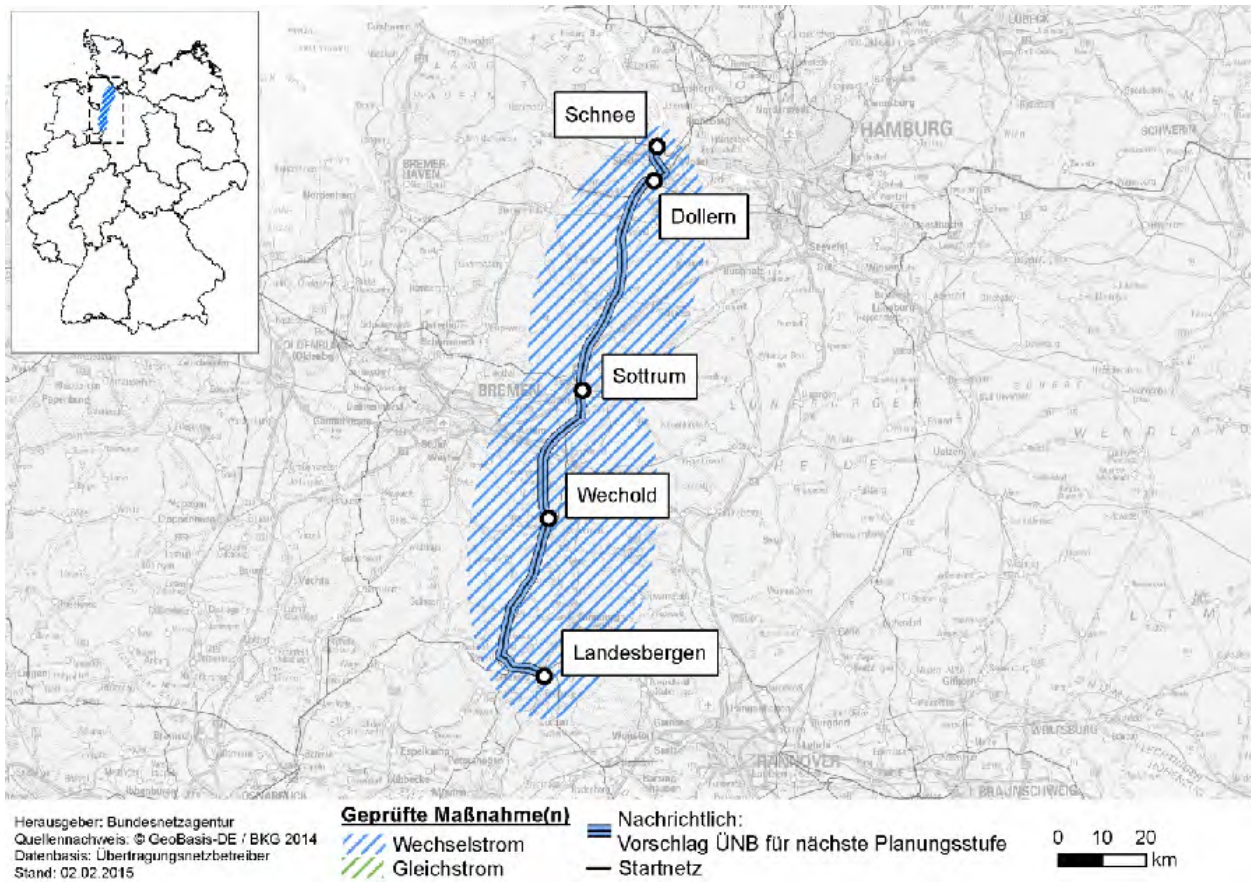
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit 62% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M20 ist nach Prüfung im vollständigen Zielnetz des Szenarios B2024* als wirksam und erforderlich anzusehen. Auf Grundlage der Gutachter-Marktmodellierung (verringerte Einspeisung aus erneuerbaren Energien) erwies sich die Maßnahme M20 in der sequenziellen Prüfung als wirksam und erforderlich.

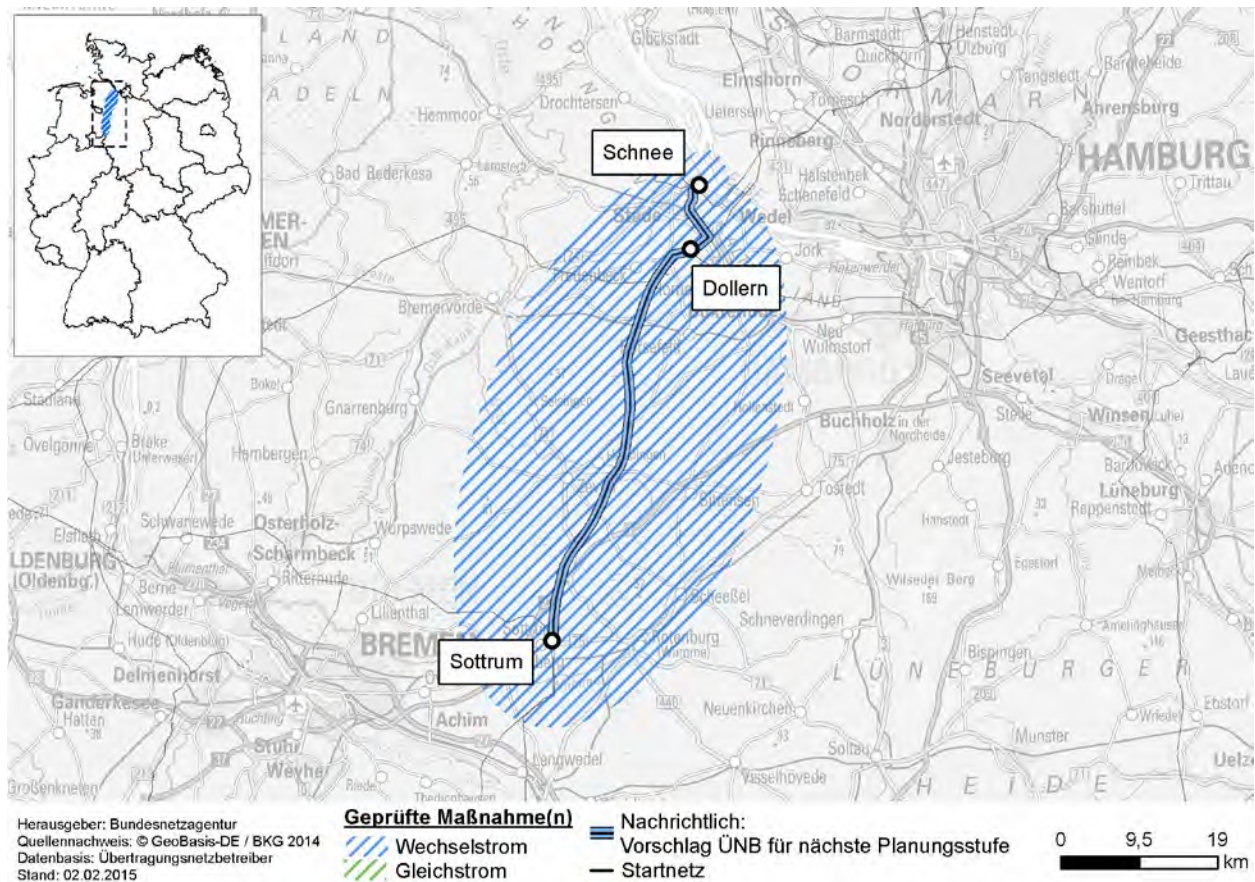
Projekt P24: Stade – Landesbergen



Das Projekt P24 mit den Maßnahmen M71, M72 und M73 ist als Vorhaben Nr. 7 unter der Bezeichnung „Dollern – Stade – Sottrum – Wechold – Landesbergen“ Teil des Bundesbedarfsplans.

Das Projekt P24 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Stade und Landesbergen und damit der Stromübertragungsleistung von Nord nach Süd. Ferner beugt es starken Leistungskonzentrationen auf einen einzelnen Korridor vor. Projekt P24 besteht aus den Maßnahmen M71, M72 und M73.

Maßnahme M71: Schnee (früher Stade) – Sottrum



Maßnahme M71 (Schnee – Sottrum) wird bestätigt.

Im Zusammenhang mit dieser Maßnahme soll die bestehende 220-kV-Leitung zwischen Dollern und Sottrum durch eine neu zu errichtende 380-kV-Leitung in der bestehenden Trasse ersetzt werden (Netzverstärkung). Darüber hinaus sollen in Schnee (früher Stade) eine neue 380-kV-Schaltanlage errichtet (Netzausbau) und die 380-kV-Schaltanlage in Sottrum verstärkt werden (Netzverstärkung). Zwischen Dollern und der neuen 380-kV-Schaltanlage in Schnee (früher Stade) soll außerdem eine neue 380-kV-Leitung errichtet werden (Netzverstärkung). Diese würde an Dollern vorbeigeführt und in Sottrum angeschlossen. Nach Abschluss dieser Schritte könnte die alte 220-kV-Leitung zurückgebaut werden.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2021

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer regt an zu prüfen, ob durch Freileitungsmonitoring der Ersatz der 220-kV-Leitung zwischen Dollern und Sottrum durch eine 380-kV-Leitung überflüssig werde. Des Weiteren trägt er vor, dass die Netzverstärkung zwischen Dollern und Schnee nicht nachvollziehbar sei, da in diesem Bereich keine Überlastung festzustellen sei. Nur im Abschnitt südlich von Dollern könne im (n-1)-Fall eine Überlastung nachgewiesen werden.

Im Zuge der Netzprüfung wurde der Einsatz von Freileitungsmonitoring bereits berücksichtigt. Trotz Freileitungsmonitoring kommt es in der Stunde 8235 bei Ausfall des parallelen Stromkreises ohne die Maßnahme M71 zu einer Überlastung des Stromkreises zwischen Dollern und Wechold. Durch die Maßnahme M71 wird gleichzeitig die parallele Leitung von Dollern nach Sottrum entlastet. Im Zuge der Maßnahme wird der vorhandene 220-kV- Trassenraum genutzt um das Umspannwerk Dollern zu entlasten und gleichzeitig die Übertragungskapazität in der Region zu erhöhen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M71 behebt im BBP-Netz des Szenarios B2024* wirksam (n-1)-Verletzungen. Im BBP-Netz ist z.B. ohne die Maßnahme M71 der Stromkreis zwischen Dollern und Wechold in der Stunde 8235 zu 121% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M71 reduziert die Auslastung auf 93%. Die Maßnahme ist folglich wirksam.

Erforderlichkeit

In BBP-Netz wird die Leitung in 20% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 47% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 12%.

Die Maßnahme ist demnach erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 3468 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Dollern und Wechold. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M71 einer dieser Stromkreise zu 119% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M71 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 84%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 40%.

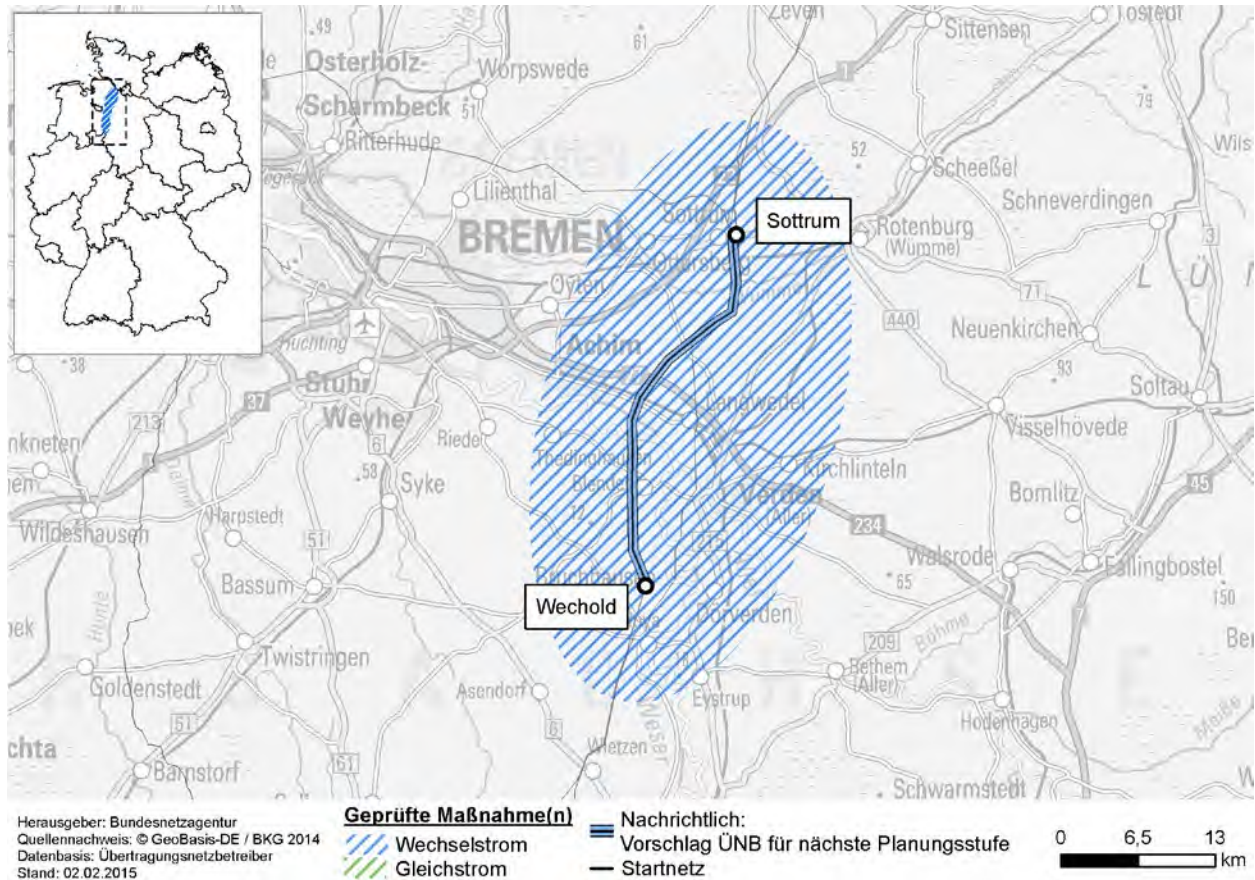
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 34% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M71 behebt wirksam Leitungsüberlastungen im (n-1)-Fall. Dass die Wirksamkeit selbst bei einer Reduktion der Offshore-Leistung sowie einer Kappung von Einspeisespitzen nachgewiesen werden kann, zeigt die Robustheit dieser Maßnahme.

Maßnahme M72: Sottrum – Wechold



Maßnahme M72 (Sottrum – Wechold) wird bestätigt.

Im Zuge dieser Maßnahme soll die bereits vorhandene 220-kV-Leitung zwischen Sottrum und Wechold durch eine neue 380-kV-Leitung ersetzt werden (Netzverstärkung). Um die erhöhte Spannung aufzunehmen, müsste die bestehende 380-kV-Schaltanlage Sottrum erweitert werden (Netzverstärkung). Außerdem wäre die bestehende 220-kV-Schaltanlage Wechold mit einer Nennspannung von 380 kV komplett neu zu errichten (Netzausbau).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2022

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M72 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M72 führt zu signifikanten Entlastungen ansonsten überlasteter paralleler Leitungen im BBP-Netz im Szenario B2024*. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M72 z. B. der Stromkreis zwischen Dollern und Wechold in der Stunde 8024 zu 126% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M72 reduziert die Auslastung dann auf 91%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

In BBP-Netz wird die Leitung in 19% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 50% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 12%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 3468 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Dollern und Wechold. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M72 einer dieser Stromkreise zu 135% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M72 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 97,8%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 39%.

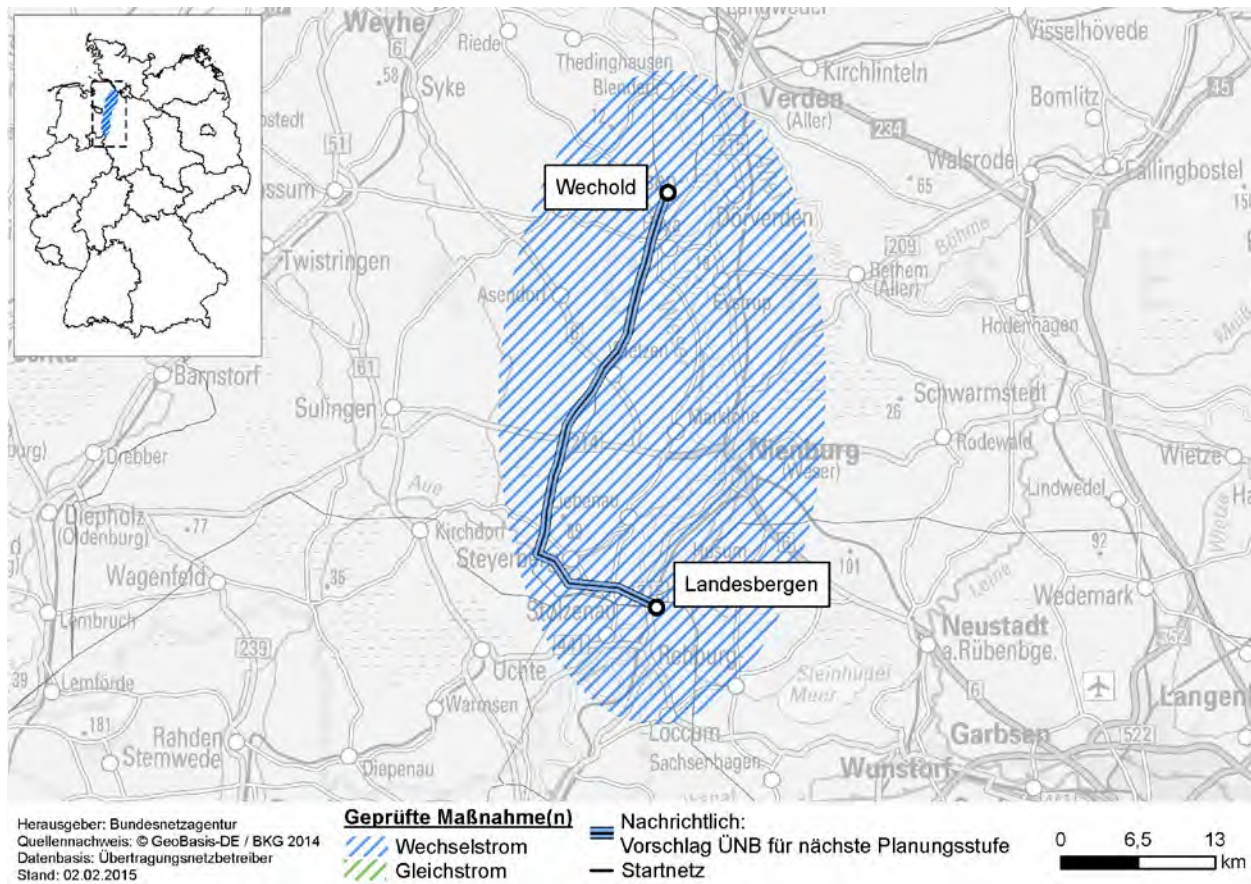
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 35% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M72 behebt wirksam Leitungsüberlastungen im (n-1)-Fall. Dass die Wirksamkeit selbst bei einer Reduktion der Offshore-Leistung sowie einer Kappung von Einspeisespitzen nachgewiesen werden kann, zeigt die Robustheit dieser Maßnahme.

Maßnahme M73: Wechold – Landesbergen



Maßnahme M73 (Wechold – Landesbergen) wird bestätigt.

Im Zuge dieser Maßnahme soll die bereits vorhandene 220-kV-Leitung zwischen Wechold und Landesbergen durch eine neue 380-kV-Leitung ersetzt werden (Netzverstärkung). Um die erhöhte Spannung aufzunehmen, müssten die bestehende 380-kV-Schaltanlage Landesbergen erweitert (Netzverstärkung) und die bestehende 220-kV-Schaltanlage Wechold mit einer Nennspannung von 380 kV komplett neu errichtet (Netzausbau) werden.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2022

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M73 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M73 führt im BBP-Netz im Szenario B2024* zu einer signifikanten Entlastung der ansonsten überlasteten parallelen Leitung Dollern – Wechold. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M73 die Leitung zwischen Dollern und Wechold beispielsweise in der Stunde 815 zu 129% belastet, wenn die Leitung Wechold – Landesbergen ausfällt. Die Maßnahme M73 reduziert die Auslastung dann auf 98,7%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

In BBP-Netz wird die Leitung in 22% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 55% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 12%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 3468 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Dollern und Wechold. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M73 einer dieser Stromkreise zu 127% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M73 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 97,8%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 40%.

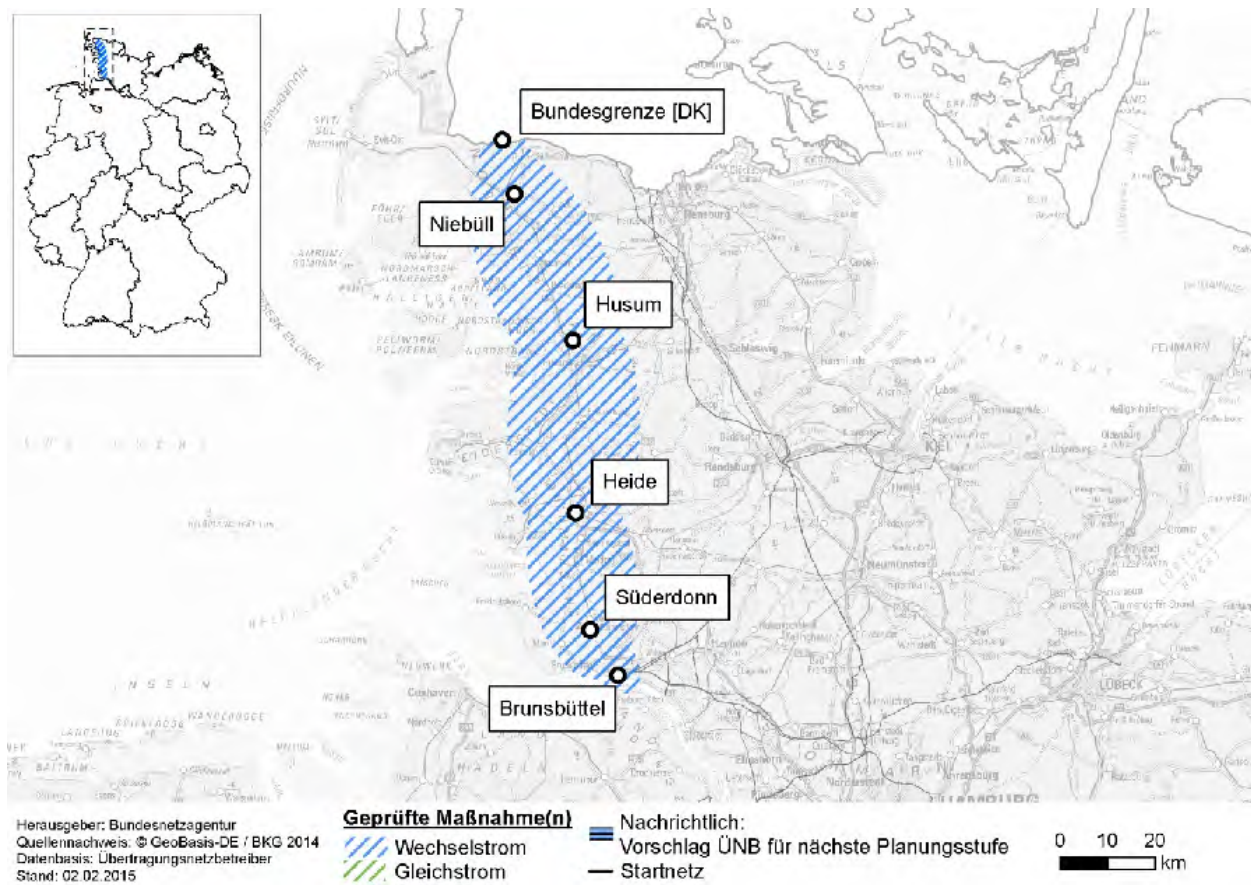
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 44% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M73 behebt wirksam eine Leitungsüberlastung im (n-1)-Fall. Dass die Wirksamkeit selbst bei einer Reduktion der Offshore-Leistung sowie einer Kappung von Einspeisespitzen nachgewiesen werden kann, zeigt die Robustheit dieser Maßnahme.

Projekt P25: Brunsbüttel – dänische Grenze

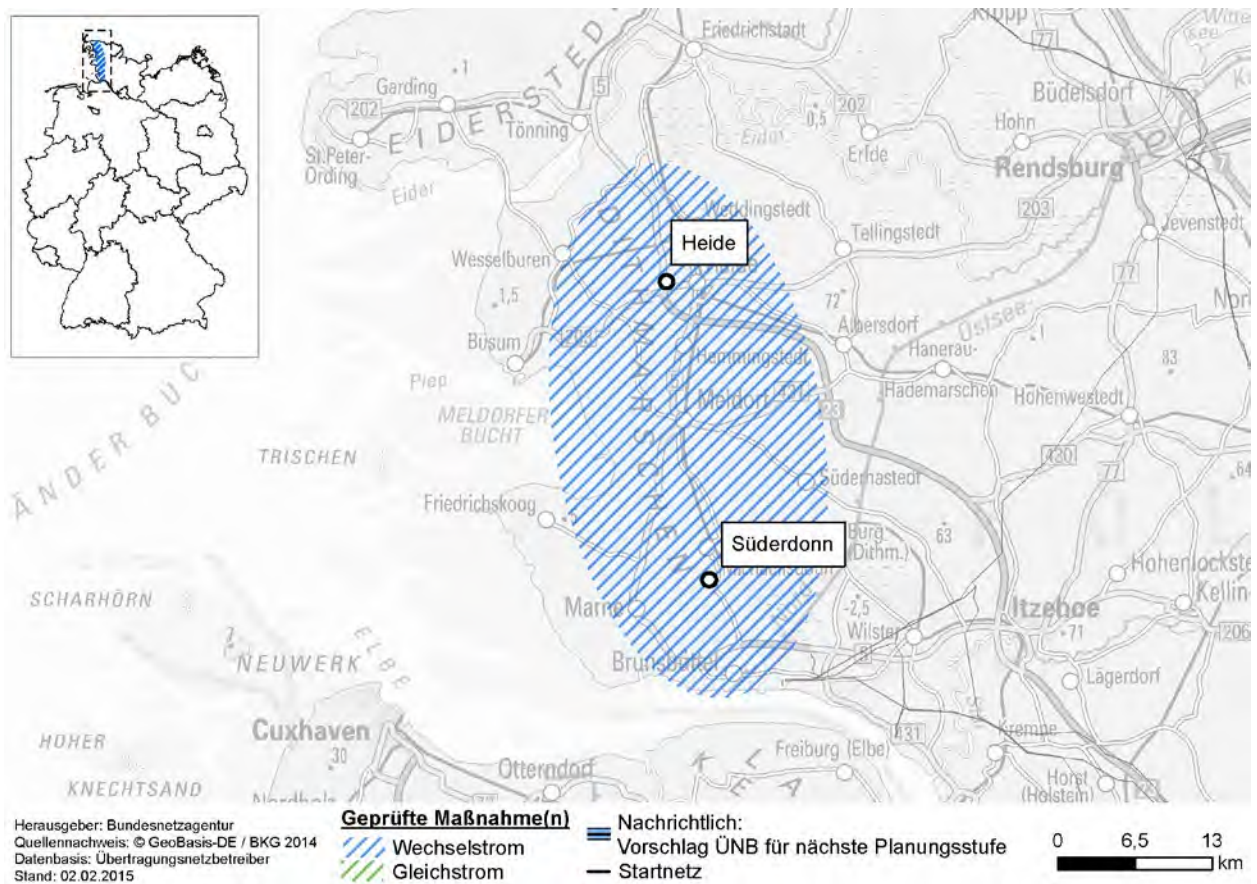


Das Projekt P25 mit den Maßnahmen M42, M42a und M43, M44 und M45 ist als Vorhaben Nr. 8 unter der Bezeichnung „Brunsbüttel – Barlt – Heide – Husum – Niebüll – Bundesgrenze (DK)“ Teil des Bundesbedarfsplans und wurde unter der Nummer 1.3. von der Europäischen Kommission in die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse („Projects of Common Interest“ - PCI, vgl. Anhang VII der Verordnung EU/347/2013) aufgenommen.

Diese Maßnahmen werden bestätigt.

Das Projekt P25 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Schleswig-Holsteins, zwischen Deutschland und Dänemark sowie von Schleswig-Holstein nach Süden. Insbesondere durch den Ausbau der Onshore-Windenergie an der Westküste Schleswig-Holsteins entsteht ein höherer Übertragungsbedarf. An den Netzverknüpfungspunkten Niebüll, Husum, Heide und Süderdunn prognostiziert das Szenario B2024* eine installierte Leistung an Onshore-Windenergie von insgesamt ca. 2.200 MW. Durch die Verbindung mit dem dänischen Netz würde zusätzlich die bestehende Netzinfrastruktur zwischen Deutschland und Dänemark entlastet.

Maßnahme M42: Süderdonn (früher Barlt) – Heide

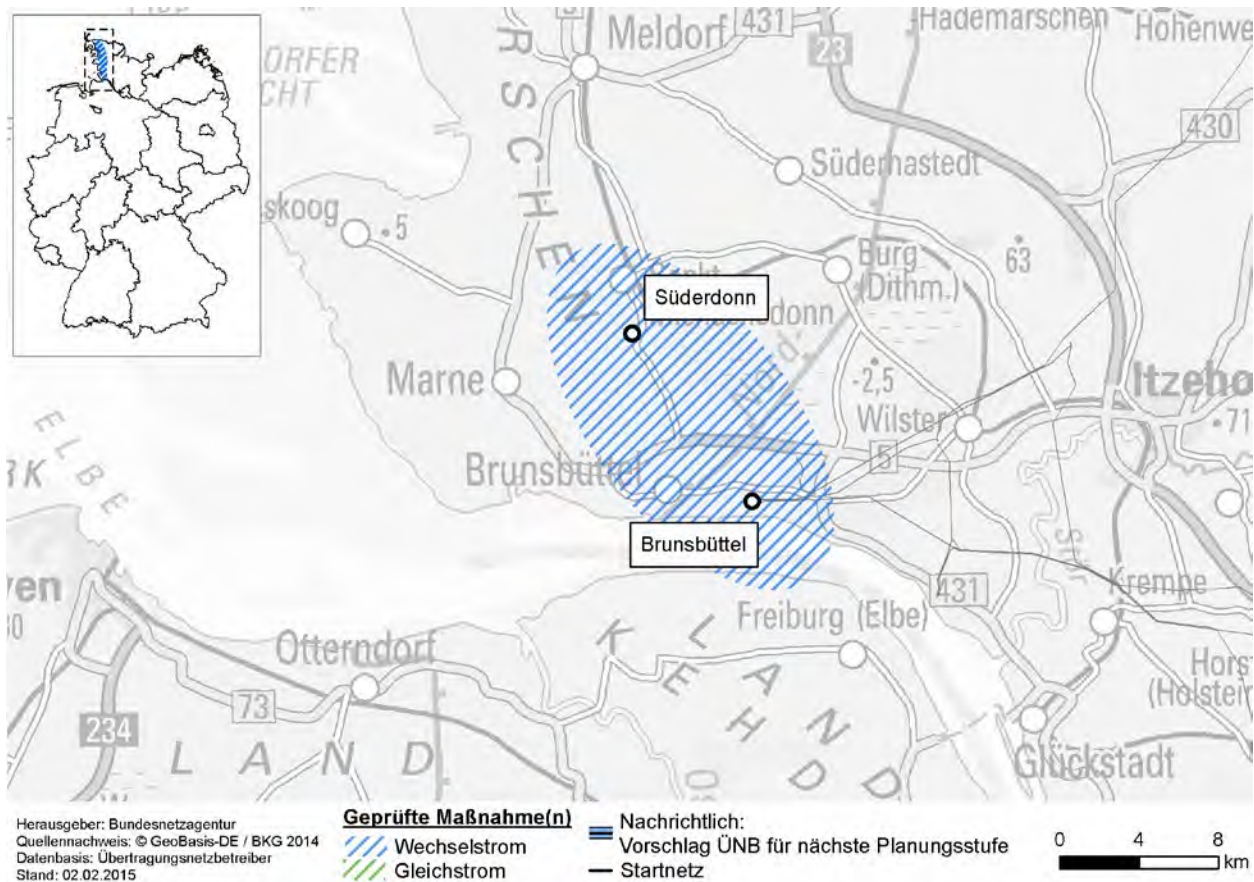


Maßnahme M42 (Süderdonn – Heide) wird bestätigt.

Zwischen Heide und Süderdonn (früher Barlt) soll im Rahmen der Maßnahme M42 eine neue 380-kV-Leitung (Netzausbau) errichtet werden. Zusätzlich müssten zum Anschluss der Leitungen und der notwendigen Transformatoren in Heide und Süderdonn 380-kV-Schaltanlagen neu errichtet werden (Netzausbau).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2017

Maßnahme M42a: Brunsbüttel – Süderdonn (früher Barlt)

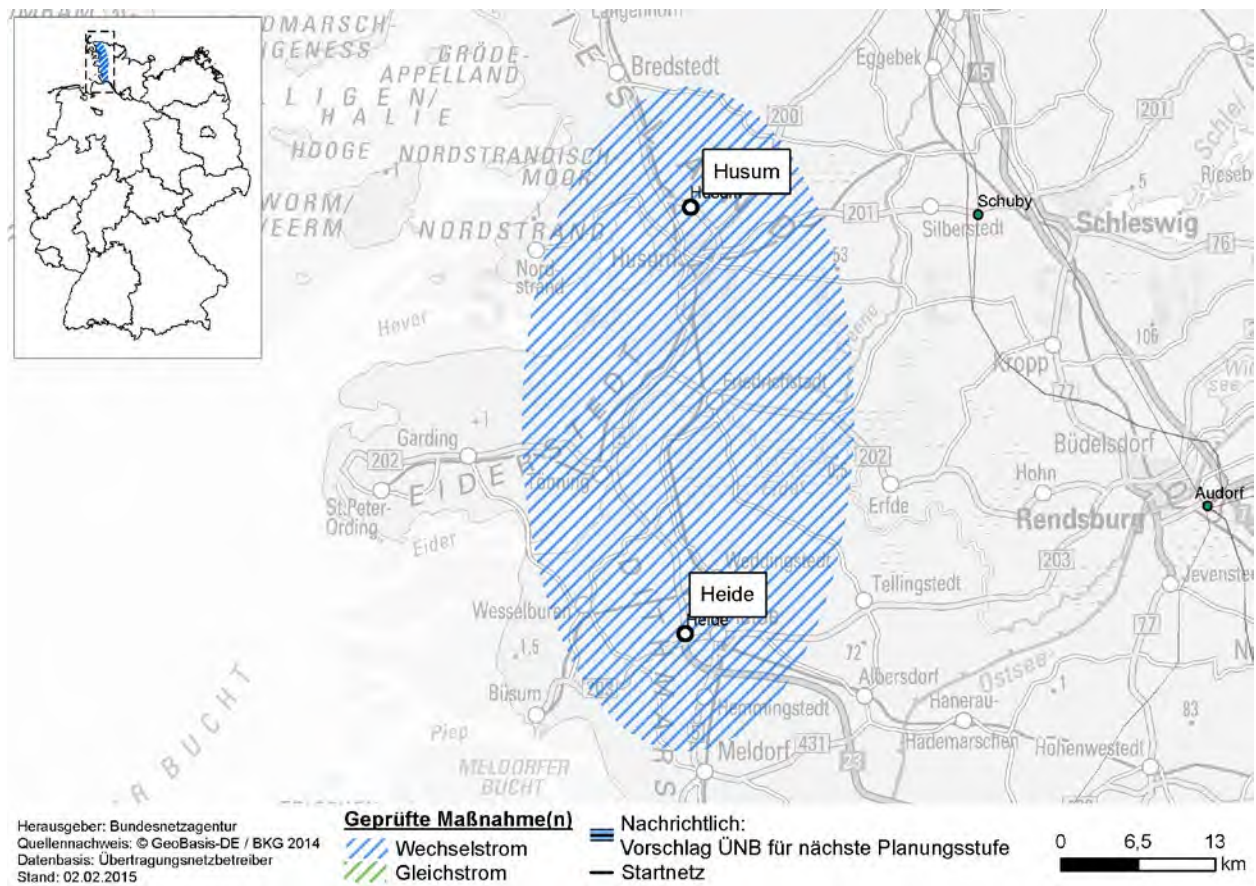


Maßnahme M42a (Brunsbüttel – Süderdonn) wird bestätigt.

Zwischen Brunsbüttel und Süderdonn (früher Barlt) soll im Rahmen der Maßnahme M42a eine neue 380-kV-Leitung (Netzausbau) errichtet werden. Zusätzlich sollen zwecks Anschluss der Leitungen und der notwendigen Transformatoren die bestehende 380-kV-Schaltanlage Brunsbüttel verstärkt (Netzverstärkung) und in Süderdonn eine 380-kV-Schaltanlage neu errichtet werden (Netzausbau).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2016

Maßnahme M43: Heide – Husum

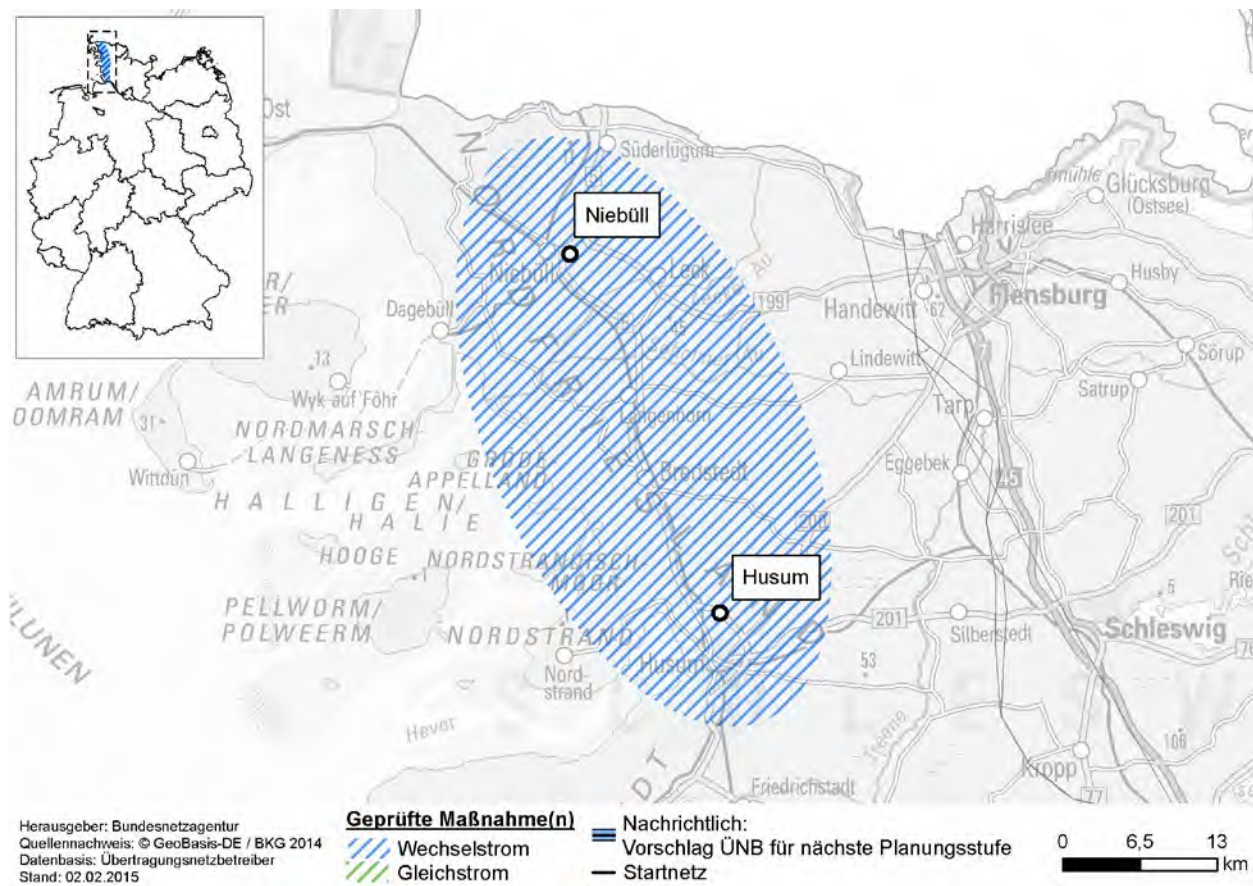


Maßnahme M43 (Heide – Husum) wird bestätigt.

Zwischen Heide und Husum soll im Rahmen der Maßnahme M43 eine neue 380-kV-Leitung (Netzausbau) errichtet werden. Zusätzlich wäre in Heide und Husum der Bau neuer 380-kV-Schaltanlagen (Netzausbau) und zum Abtransport der EE-Einspeiseleistung die Inbetriebnahme neuer Transformatoren notwendig (Netzausbau).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Maßnahme M44: Husum – Niebüll

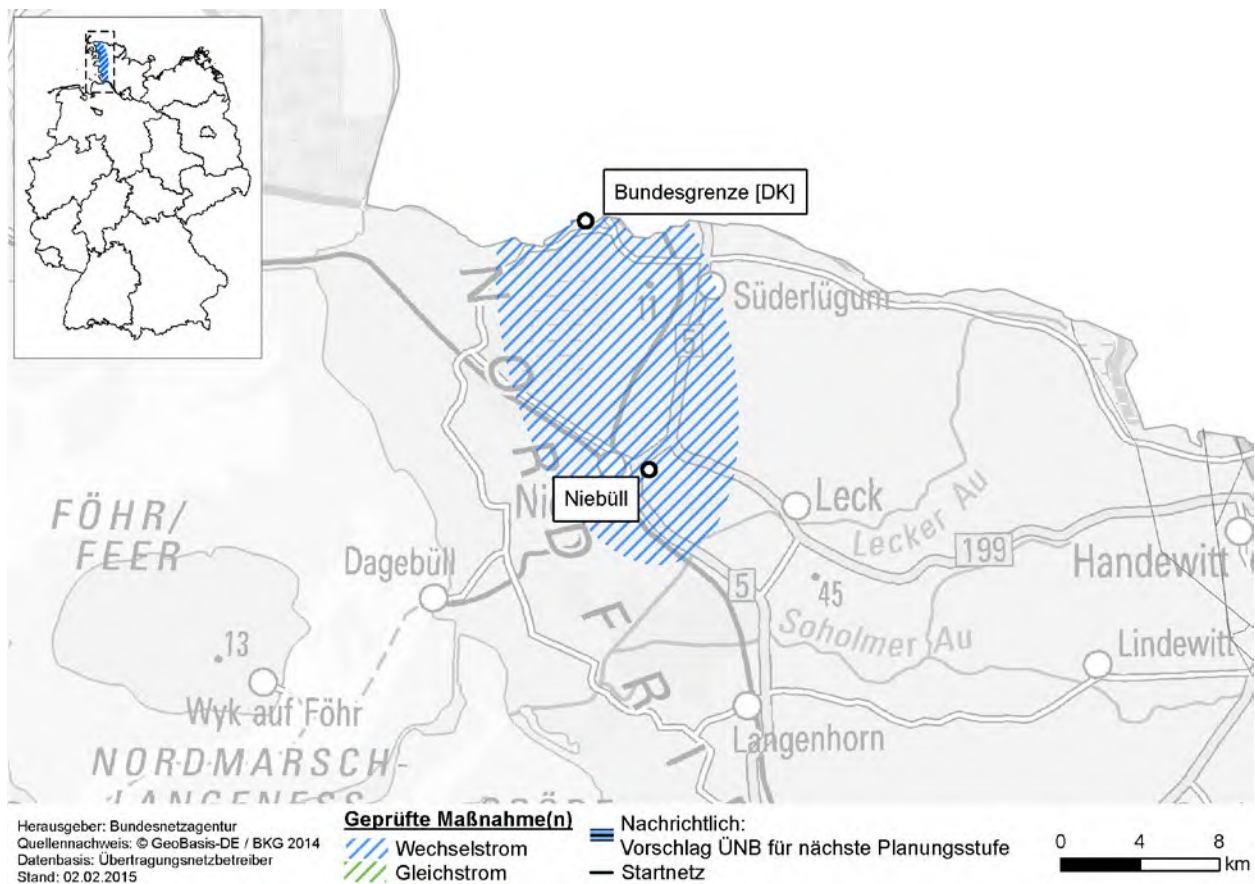


Maßnahme M44 (Husum – Niebüll) wird bestätigt.

Zwischen Husum und Niebüll soll im Rahmen der Maßnahme M44 eine neue 380-kV-Leitung (Netzausbau) errichtet werden. Zusätzlich müssten zwecks Anschluss der Leitung und der notwendigen Transformatoren die 380-kV-Schaltanlagen Husum und Niebüll neu errichtet werden (Netzausbau).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Maßnahme M45: Niebüll – Grenze Dänemark



Maßnahme M45 (Niebüll – Grenze Dänemark) wird bestätigt.

Zwischen Niebüll und der dänischen Grenze soll im Rahmen der Maßnahme M45 eine neue 380-kV-Leitung (Netzausbau) errichtet werden. Zusätzlich muss zum Anschluss der Leitung und der notwendigen Transformatoren eine 380-kV-Schaltanlage in Niebüll neu errichtet werden (Netzausbau).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2021

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer hält eine Überprüfung der geplanten Kapazitäten der Grenzkuppelstellen für erforderlich. Dies sei notwendig, da die angenommenen EE-Werte für Schleswig-Holstein in dem Szenario B2024* zu gering seien.

Die Auslastungswerte sämtlicher Maßnahmen des Projektes P25 weisen darauf hin, dass die Leistung des Projektes P25 ausreichend dimensioniert ist. Zudem sorgt die Verbindung nach Dänemark für eine Entlastung des Netzes im Bereich zwischen Audorf und Wilster. Somit dient auch die Maßnahme M45 nicht nur der Erhöhung möglicher grenzüberschreitender Stromtransporte, sondern stellt auch (n-1)-Sicherheit innerhalb des deutschen Übertragungsnetzes her.

Wirksamkeit

Die Wirksamkeit der Maßnahmen begründet sich zum einen durch eine Entlastung der bestehenden Achse Kassø (DK) – Jardelund – Audorf – Wilster. Hierfür ist das vollständige Projekt P25 insbesondere mit der Verbindung nach Dänemark notwendig. Somit erfolgt die Prüfung der Wirksamkeit anhand des vollständigen Projekts. Die Maßnahmen M42, M42a, M43, M44 und M45 beheben auf Grundlage des Szenarios B2024* wirksam eine (n-1)-Verletzung. Ohne die Maßnahmen M42, M42a, M43, M44 und M45 ist ein Stromkreis zwischen Audorf und Wilster in der Stunde 1971 zu 126% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Maßnahmen M42, M42a, M43, M44 und M45 reduzieren die Auslastung dann auf 93%.

Zum anderen sammelt das Projekt den an der Westküste Schleswig-Holstein produzierten Onshore-Windstrom ein und transportiert diesen Strom zum nördlichen Endpunkt der Maßnahme C05 (Brunsbüttel-Großgartach). Mit in Summe ca. 2.200 MW Einspeiseleistung aus Onshore-Windenergie in dieser Region im Szenario B2024* scheidet ein Transport in der 110-kV-Netzebene grundsätzlich aus. Solch hohe Transportleistungen können nur im Übertragungsnetz transportiert werden.

Die Maßnahmen sind folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Die maximalen Auslastungen der Maßnahme M42, M42a, M43, M44 und M45 liegen zwischen 20% und 49%. Alle Maßnahmen sind demnach erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zu den geprüften Maßnahmen angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen kommt es z. B. in der Stunde 6726 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Audorf und Wilster. Ohne die Maßnahmen M42, M42a, M43, M44 und M45 ist einer dieser Stromkreise zu 129% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahmen M42, M42a, M43, M44 und M45 reduziert in dem Fall die Auslastung auf 90%.

Auch bei der Spitzenkappung verbleibt eine so hohe Erzeugungsleistung aus Onshore-Wind an der Westküste Schleswig-Holsteins, dass diese nicht mehr in der 110-kV-Netzebene abtransportiert werden kann.

Die maximalen Auslastungen der Maßnahmen M42, M42a, M43, M44 und M45 liegen zwischen 29% und 53%. Alle Maßnahmen sind demnach erforderlich.

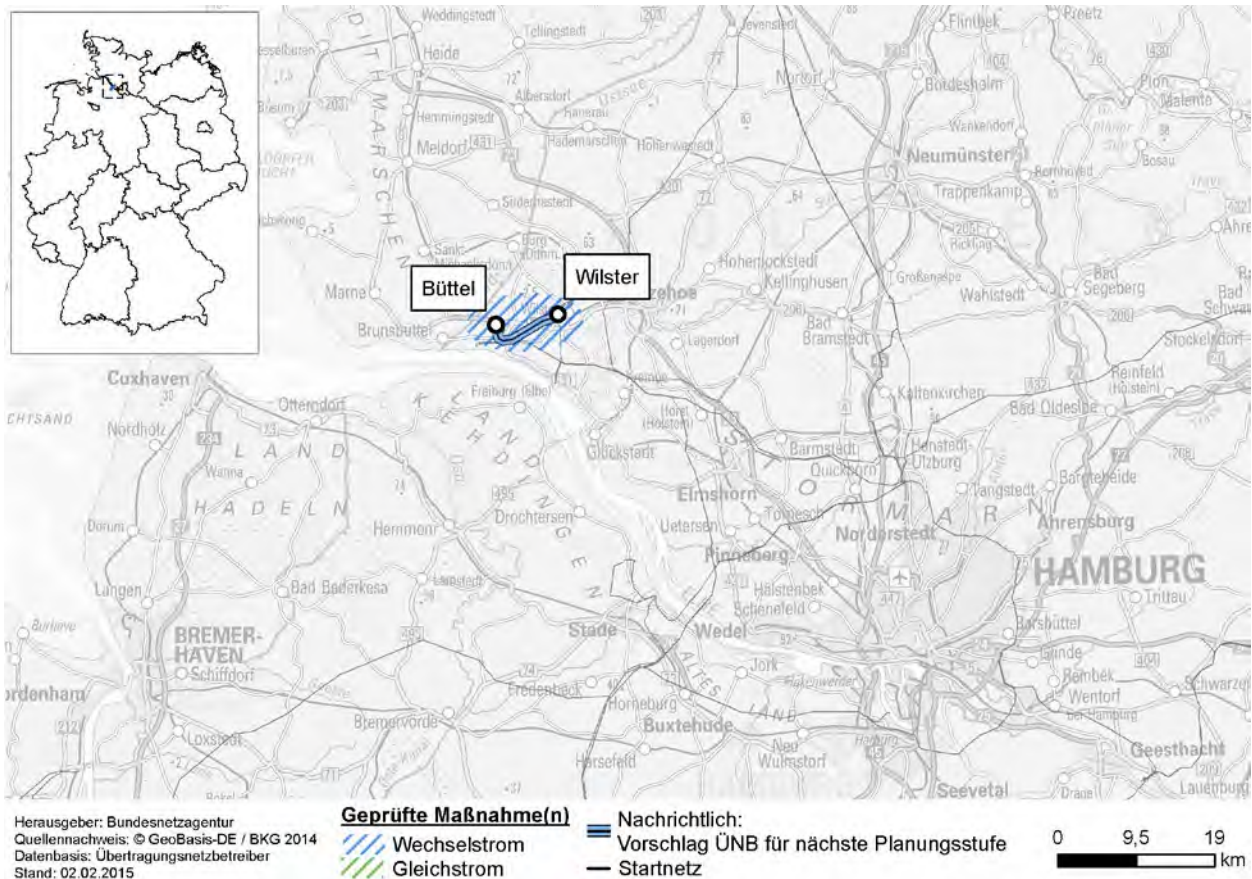
Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 liegen die maximalen Auslastungen der Maßnahmen M42, M42a, M43, M44 und M45 zwischen 21% und 48%. Alle Maßnahmen sind demnach ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahmen beheben wirksam Leitungsüberlastungen im (n-1)-Fall. Die Wirksamkeit kann selbst bei einer Reduktion der Offshore-Leistung sowie einer Kappung von Einspeisespitzen nachgewiesen werden. Die Erforderlichkeit konnte sowohl für das Szenario B2024* als auch für die Gutachter-Marktmodellierung nachgewiesen werden. Die Maßnahmen M42, M42a, M43, M44 und M45 werden somit bestätigt.

Projekt P26: Büttel – Wilster



Insbesondere durch den Ausbau der Windenergie erhöht sich in Schleswig-Holstein die Übertragungsaufgabe für das Höchstspannungsnetz. Das Projekt P26 dient dazu, dessen Kapazität zu erhöhen. Das Projekt enthält im Szenario B2024* die Maßnahme M76.

Maßnahme M76: Büttel – Wilster

Maßnahme M76 (Büttel – Wilster) wird nicht bestätigt.

Im Rahmen der Maßnahme M76 ist eine Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung vorgesehen, um die Stromtragfähigkeit der bestehenden Leitung auf 3.600 Ampere zu erhöhen (Netzverstärkung). Ob dies durch einen Neubau in bestehender Trasse erfolgt oder ob eine Verstärkung mittels eines Hochtemperaturleiterseils möglich ist, muss in den weiteren Planungsschritten detailliert geprüft werden. Zusätzlich müssten die 380-kV-Schaltanlagen Büttel und Wilster verstärkt werden (Netzverstärkung).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2021

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M76 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M76 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M76 ist ein Stromkreis zwischen Büttel und Wilster in der Stunde 2355 zu 108% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M76 reduziert die Auslastung dann auf 95%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 17% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 51%, der Mittelwert bei 14%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M76 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Dabei erwies sich die Maßnahme auf Basis der Gutachter-Marktmodellierung in den untersuchten Fällen als nicht wirksam, da keine (n-1)-Verletzungen festgestellt werden konnten.

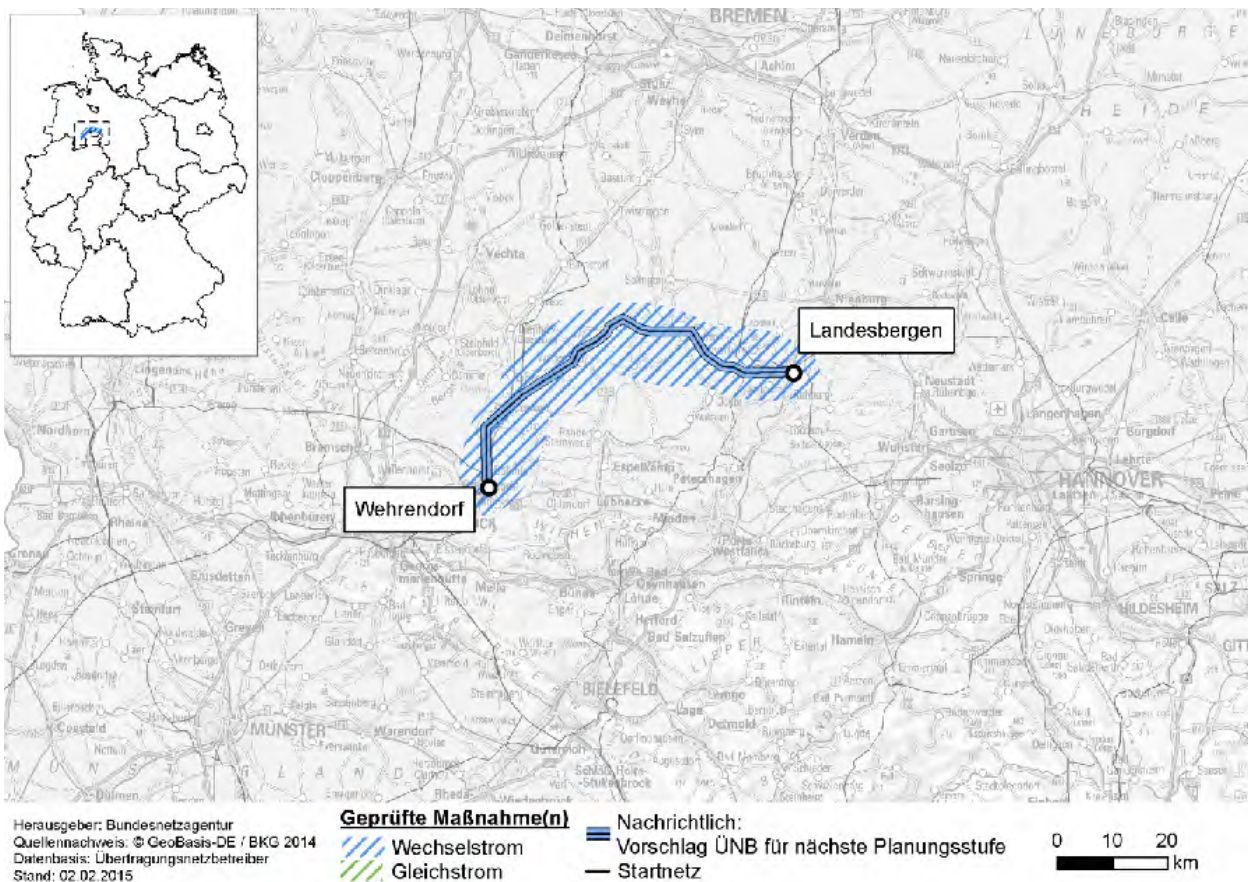
Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 50% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme behebt wirksam Leitungsüberlastungen und erfüllt das Kriterium der Erforderlichkeit im Szenario B2024*. Die betrachtete Gutachter-Marktmodellierung zeigt jedoch, dass bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen die Wirksamkeit der Maßnahme in Jahr 2024 noch nicht gegeben sein muss. In dem untersuchten Fall erweist sich die Maßnahme M76 als nicht wirksam, da keine Überlastungen im (n-1)-Fall mehr festgestellt werden konnten.

Projekt P27: Landesbergen – Wehrendorf



Das Szenario B2024* prognostiziert in Niedersachsen einen hohen Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere Onshore-Windenergie. Die Übertragungsnetzbetreiber möchten mit dem Korridor B04 (Wehrendorf – Urberach) einen möglichst direkten Transport dieser Energie nach Süden in die verbrauchsstarken Regionen ermöglichen. Eine wesentliche Maßnahme zum „Einsammeln“ der in Niedersachsen erzeugten Energie und zum Weiterleiten an den Anfangspunkt des Korridors B04 wäre das Projekt P27. Im Szenario B2024* enthält es die Maßnahme M52.

Maßnahme M52: Landesbergen – Wehrendorf

Maßnahme M52 (Landesbergen – Wehrendorf) wird nicht bestätigt.

Die Leitung von Landesbergen nach Wehrendorf soll verstärkt werden. Hierzu ist eine Zubeseilung notwendig. Das heißt, es wird auf dem bestehenden Gestänge ein zusätzlicher 380-kV-Stromkreis aufgelegt (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlage Wehrendorf muss verstärkt werden (Netzverstärkung). Westlich von Landesbergen ist das Netz umzustrukturieren. Abschnittsweise werden heute auf dem 380-kV-Stromkreisplatz 110-kV-Stromkreise auf der Leitung mitgeführt. Für diese 110-kV-Stromkreise muss eine Ersatzlösung geschaffen werden.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2023

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M52 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M52 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Im Zielnetz ist ohne die Maßnahme M52 ein Stromkreis zwischen Landesbergen und Ovenstedt in der Stunde 7920 zu 106% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M52 reduziert die Auslastung auf 80%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz wird die Leitung in 22% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 44% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 12%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M52 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Auf Basis der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme nicht als wirksam.

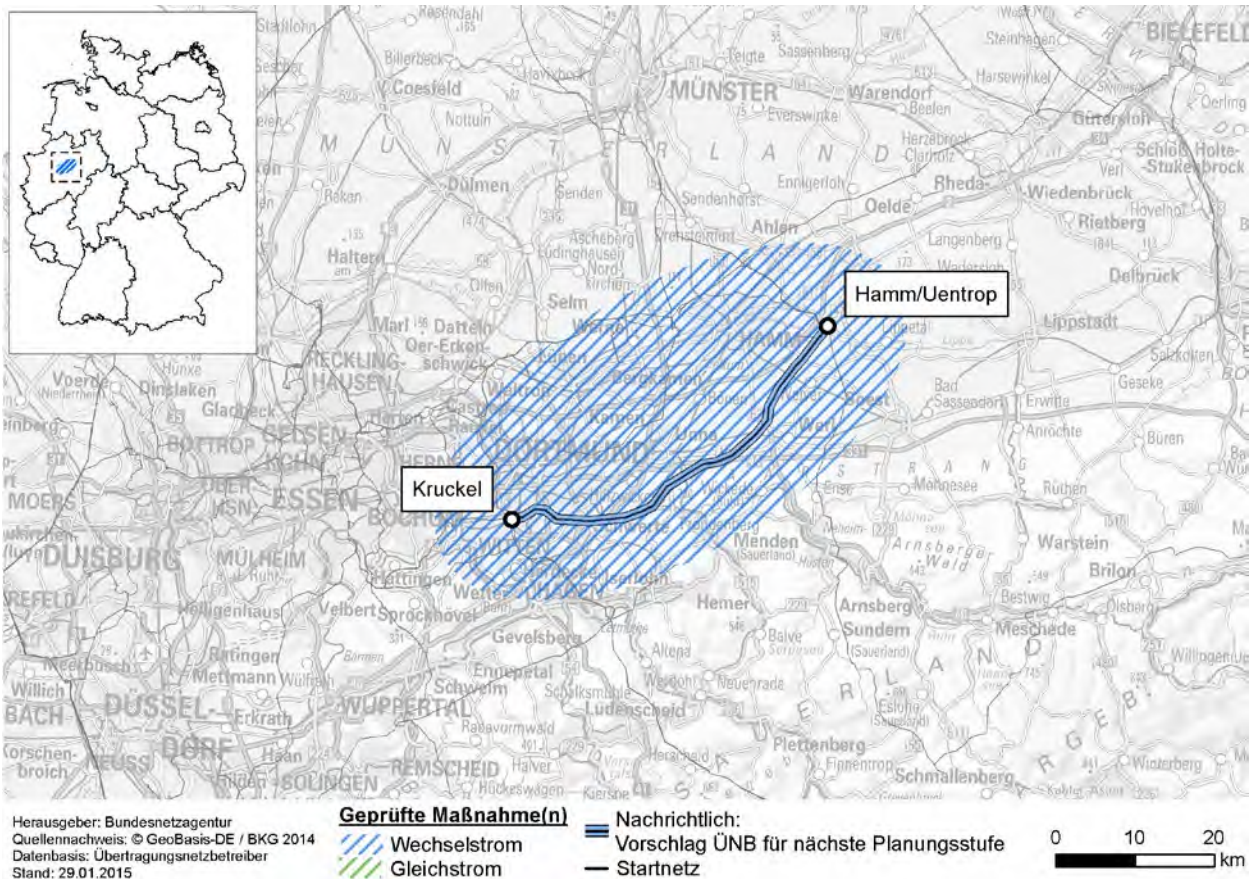
Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 47% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Basierend auf den Eingangsdaten des Szenarios B2024* wäre die Maßnahme M52 wirksam und erforderlich. Allerdings konnte sie bei der sequenziellen Prüfung der Gutachter-Marktmodellierung nicht als wirksam ermittelt werden. Selbst bei der Prüfung auf das Szenario B2024* ist die Maßnahme nur knapp über 100% ausgelastet. Da sie zudem wie eingangs beschrieben hauptsächlich dazu gedacht ist, dem HGÜ-Korridor B04 Energie zuzuführen, der HGÜ-Korridor B04 jedoch nicht bestätigt wird, entfällt auch die Bestätigung der Maßnahme M52.

Projekt P30: Westfalen



Das Projekt P30 mit der Maßnahme M61 ist als Vorhaben Nr. 9 Teil des Bundesbedarfsplans.

Maßnahme M61: Hamm/Uentrop – Kruckel

Maßnahme M61 (Hamm/Uentrop – Kruckel) wird bestätigt.

Auf einer bestehenden Leitung zwischen Uentrop und Kruckel wird ein 220-kV-Stromkreis durch einen 380-kV-Stromkreis ersetzt (Spannungsumstellung mit Umbeseilung/Netzverstärkung). Die 380-kV-Anlagen Lippborg und Kruckel müssen verstärkt werden (Netzverstärkung). Der mit der Spannungsumstellung entfallende 220-kV-Stromkreis erfordert eine Verstärkung der 220-kV-Anlage Laer (Netzverstärkung).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M61 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M61 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M61 ist ein Stromkreis zwischen Lippe und Mengede in der Stunde 7378 zu 118% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M61 reduziert die Auslastung dann auf 98%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz besteht in 84% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung von über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 59%, der Mittelwert bei 30%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es im BBP-Netz in der Stunde 5963 zu einer maximalen Auslastung des Stromkreises zwischen Lippe und Mengede von 118%, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M61 reduziert die Auslastung dann auf 98%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 56%.

Szenario A2024

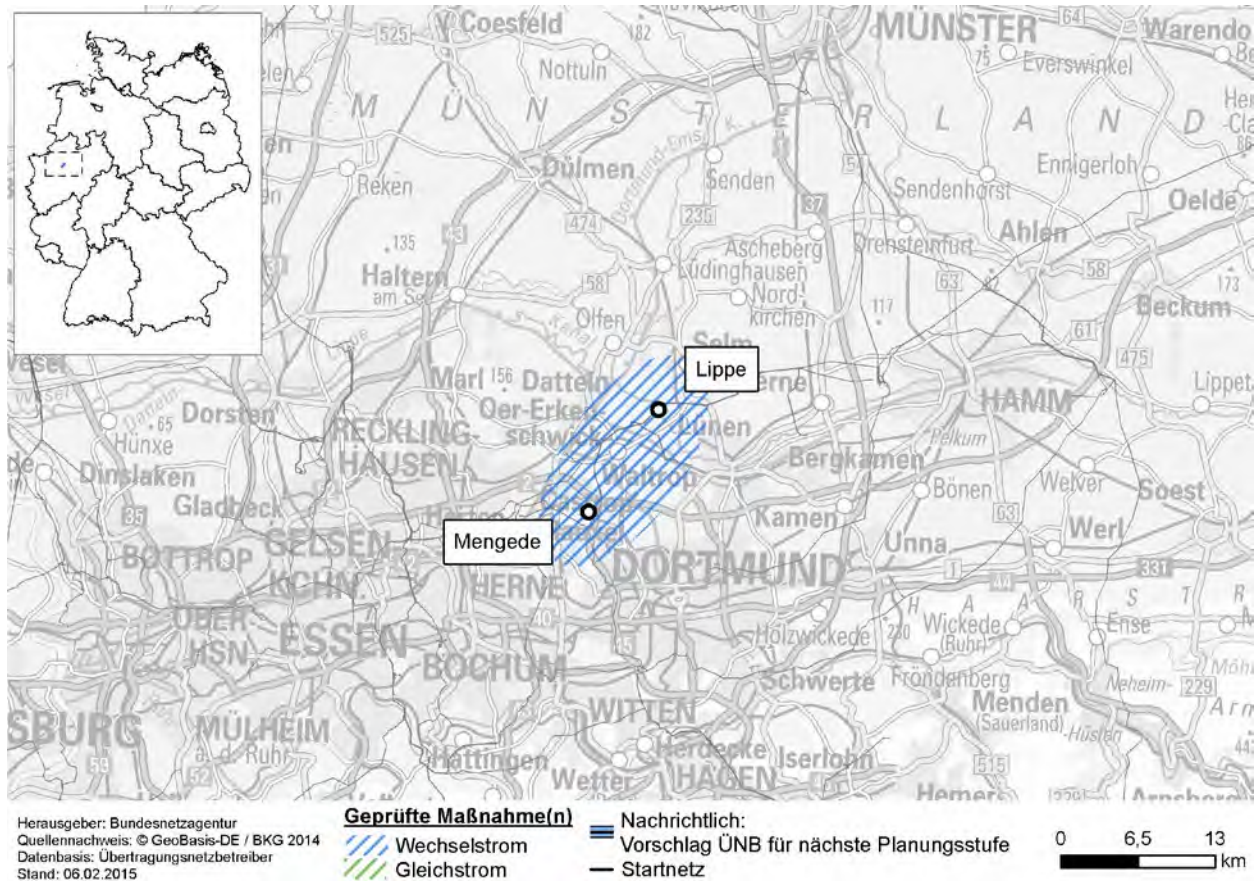
Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit 46% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M61 erweist sich als wirksam und erforderlich, auch unter der Berücksichtigung einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen. Sie wird daher bestätigt.

Prüfung der vorhabenbezogenen Alternative

Als Alternative zu der mit Maßnahme M61 vorgeschlagenen Netzverstärkung erwähnen die Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit eines Neubaus in bestehender Trasse der unmittelbar betroffenen Leitung zwischen Lippe und Mengede. Die bisherigen Stromkreise zwischen Lippe und Mengede verfügen über eine Nennleistung von ca. 1.790 MVA und sollen im Rahmen der Alternative durch Leiterseile ersetzt werden, welche eine höhere Stromtragfähigkeit und eine entsprechend höhere Nennleistung von 2.370 MVA aufweisen.



Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell dieser vorhabenbezogenen Alternative liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Alternative führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Alternative ist ein Stromkreis zwischen Lippe und Mengede in der Stunde 7378 zu 118% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Alternative reduziert die Auslastung dann auf 89%. Die Alternative wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

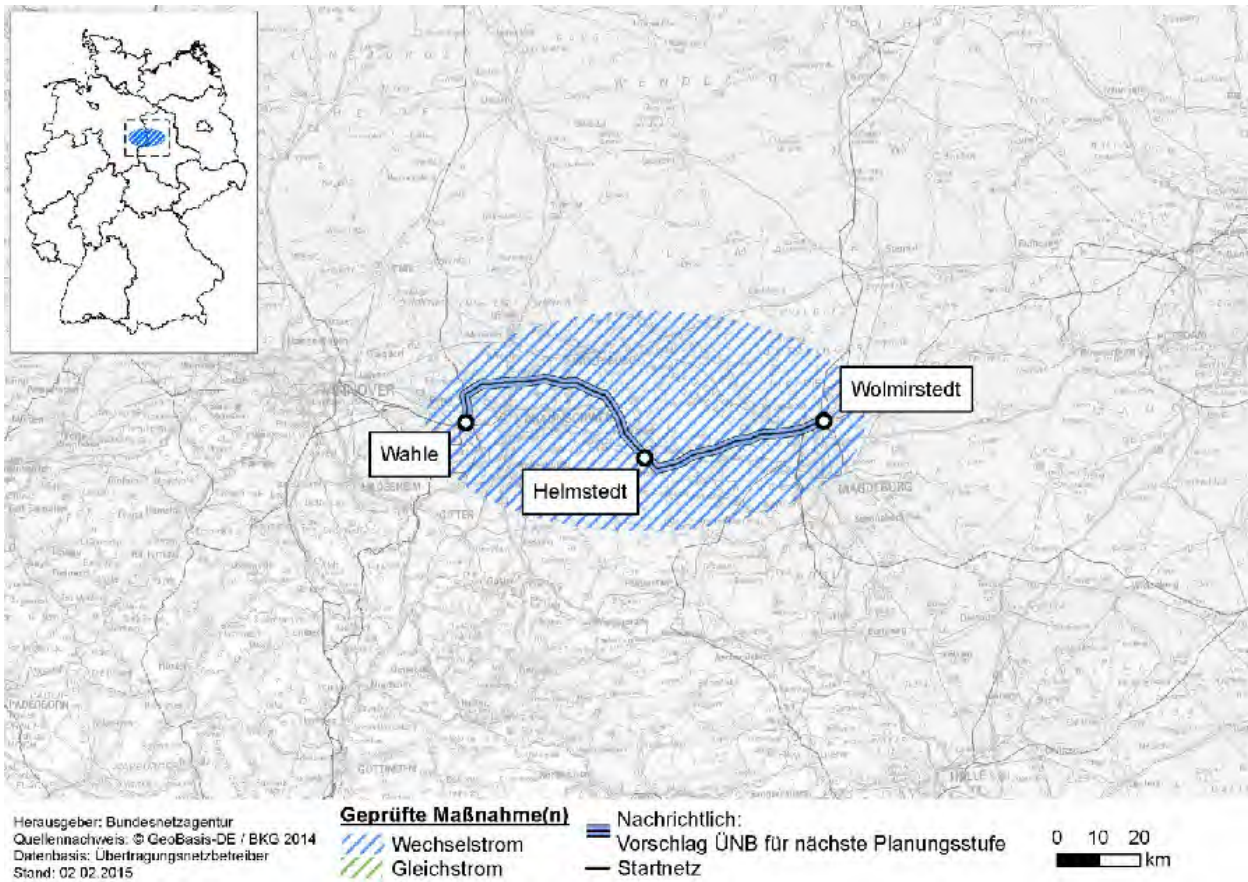
Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 5963 zu einer maximalen Auslastung des Stromkreises zwischen Lippe und Mengede. Im BBP-Netz ist ohne die Alternative einer dieser Stromkreise zu 118% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Alternative reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 90%.

Ergebnis

Auch die Alternative führt zu einer Entlastung des in den beiden untersuchten (n-1)-Fällen überlasteten Stromkreises zwischen Lippe und Mengede. Die dortige Entlastung fällt sogar etwas höher aus als bei der Maßnahme M61. Allerdings handelt es sich bei der Maßnahme M61 lediglich um eine Umbeseilung, bei der Alternative hingegen um einen Neubau in bestehender Trasse. Daher ist die Maßnahme M61 nach dem NOVA-Prinzip vorzugswürdig.

Projekt P33: Wolmirstedt – Helmstedt – Walle



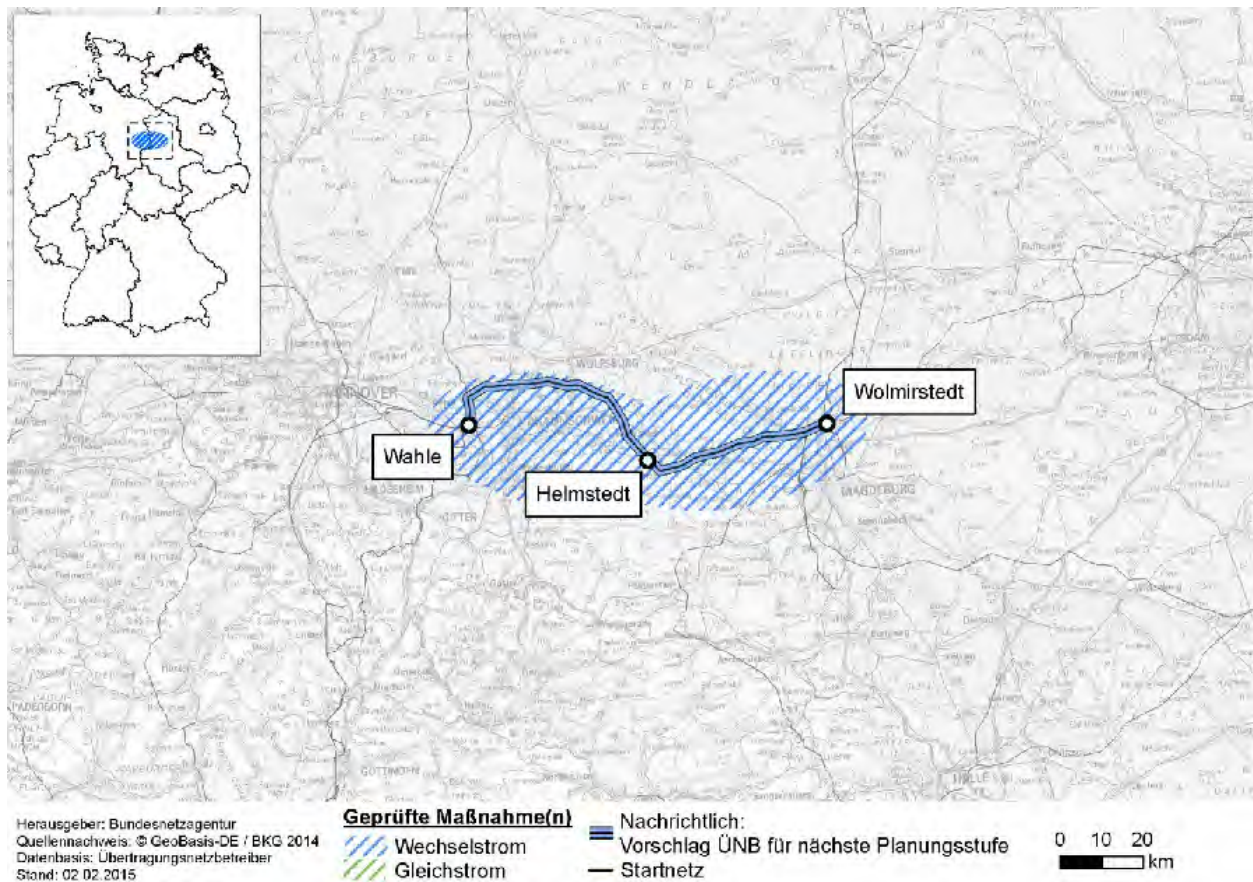
Das Projekt P33 besteht aus den Maßnahmen M24a und M24b.

Die Maßnahme M24a ist als Vorhaben Nr. 10 Teil des Bundesbedarfsplans.

Im Szenario B2024* erfolgt in den Ländern Mecklenburg-Vorpommern, Berlin, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen ein EE-Ausbau, der zusammen mit der (aufgrund geringer Kosten für Brennstoff und CO₂-Emissionszertifikate) häufigen Marktteilnahme der Braunkohle-Bestandskraftwerke zu einem Jahresüberschuss von etwa 62 TWh in diesen Regionen führt. Andere Bundesländer, wie z. B. Baden-Württemberg und Bayern hingegen werden - im Wesentlichen aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie - von Energiedefiziten geprägt und daher auf Importe angewiesen sein. 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 der wesentlichen Maßnahmen zur Lösung der zuvor benannten Aufgaben ist das Projekt P33.

Maßnahme M24a: Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle



Maßnahme M24a (Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle) wird bestätigt.

Von Wolmirstedt über Helmstedt nach Wahle ist die bestehende 380-kV-Leitung zu verstärken (beispielsweise durch Austausch der Leiterseile gegen Hochstrombeseilung oder HTLS). Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Wolmirstedt, Helmstedt und Wahle entsprechend zu verstärken.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2022

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M24a liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M24a führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M24a ist zum Beispiel ein Stromkreis zwischen Wolmirstedt und Helmstedt in der Stunde 2316 schon im (n-0)-Fall zu 104% belastet. Diese hohe Auslastung wird mit der Maßnahme M24a auf 91% reduziert. Bei Ausfall eines parallelen Stromkreises in der Stunde 2316

ist der Stromkreis zwischen Wolmirstedt und Helmstedt mit 174% belastet. Die Hinzunahme der Maßnahme M24a reduziert die Auslastung dann auf 154%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 47% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 91%, der Mittelwert bei 21%. Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 2316 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Wolmirstedt und Helmstedt. Im BBP-Netz sind die Bestandsleitungen im (n-0)-Fall nicht mehr mit über 100% ausgelastet, allerdings mit 88% ebenfalls hoch ausgelastet. Im (n-1)-Fall ist z. B. ohne die Maßnahme M24a einer dieser Stromkreise zu 146% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M24a reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 130%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 76%. Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit maximal 46% ausreichend ausgelastet.

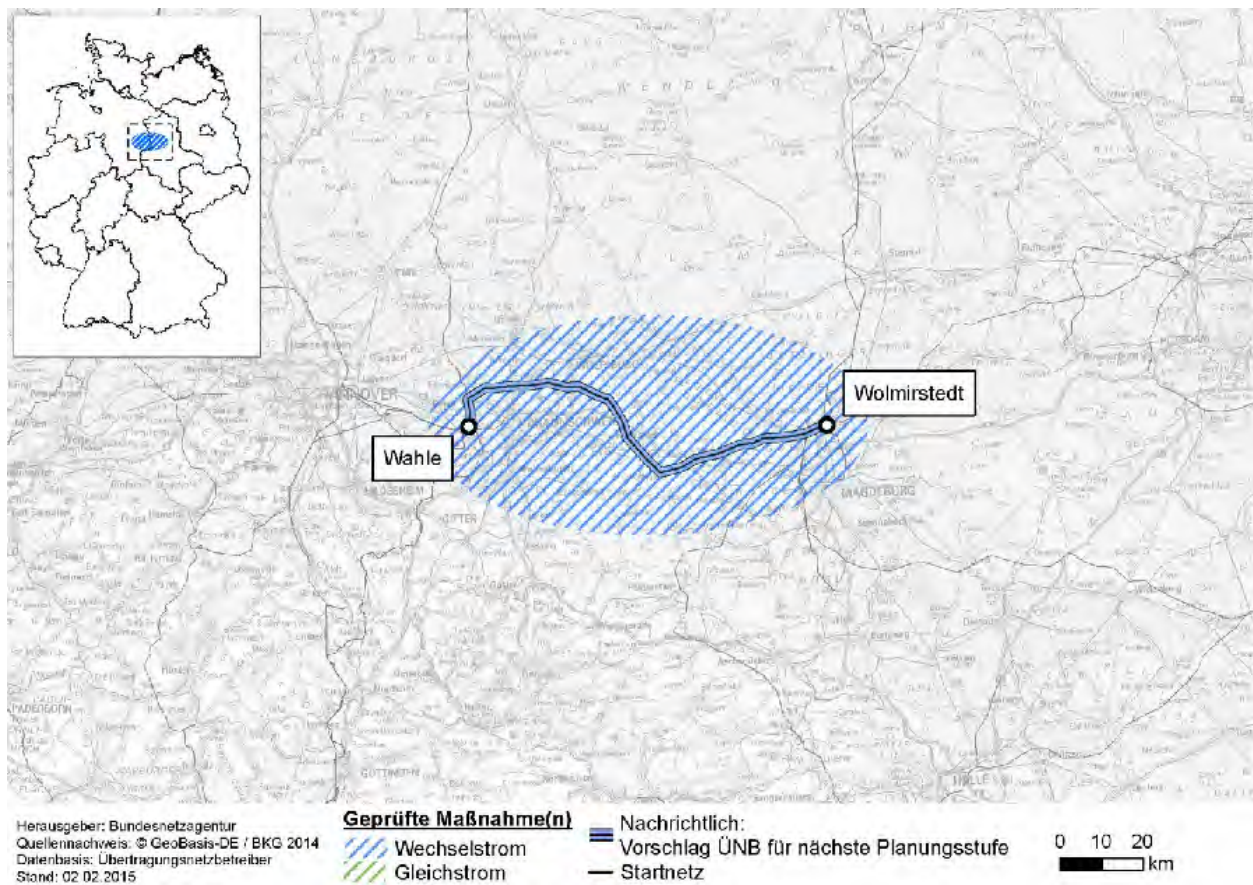
Wechselwirkung mit Maßnahme M24b

Die zweite Maßnahme M24b des Projekts P33 steht nicht im Bundesbedarfsplan und wurde deswegen bei der Prüfung der Maßnahme M24a zunächst nicht als realisiert unterstellt. Wird die Maßnahme M24b bei der Prüfung auf das BBP-Netz zusätzlich unterstellt, so wird die hohe Auslastung der Leitungen zwischen Wolmirstedt und Helmstedt von 91% auf 55% im (n-0)-Fall reduziert. Im (n-1)-Fall wird die Auslastung von 174% auf 86% und somit auf unter 100% reduziert, sodass die Maßnahme M24a im Zusammenspiel mit M24b eine (n-1)-Verletzung wirksam behebt. Wird unter der Gutachter-Marktmodellierung im (n-1)-Fall die Maßnahme M24b bei der Prüfung mit hinzugenommen, so reduziert sich die Auslastung in dem angegebenen (n-1)-Fall von 146% auf 71%. Es zeigt sich also eine deutliche Wechselwirkung der Maßnahme M24a und der Maßnahme M24b des Projekts P33. Beide gemeinsam können Auslastungen im (n-1)-Fall unter 100% senken. Die Maßnahme M24a für sich genommen trägt zu der Gesamtentlastung mit ca. 20% im Szenario B2024* und mit ca. 16% in der SensiO bei.

Ergebnis

Die Maßnahme M24a behebt Überlastungen im (n-0)-Fall und im Zusammenspiel mit der Maßnahme M24b wirksam Überlastungen im (n-1)-Fall. Dass die Wirksamkeit selbst bei einer Reduktion der Offshore-Leistung sowie einer Kappung von Einspeisespitzen nachgewiesen werden kann, zeigt die Robustheit dieser Maßnahme. Ebenfalls erweist sich die Maßnahme als erforderlich.

Maßnahme M24b: Wolmirstedt – Wahle



Maßnahme M24b (Wolmirstedt – Wahle) wird bestätigt.

Von Wolmirstedt nach Wahle wird eine zusätzliche 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung in bestehendem Trassenraum errichtet. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Wolmirstedt und Wahle zu erweitern.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M24b liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M24b führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*.

Ohne die Maßnahme M24b ist ein Stromkreis zwischen Wolmirstedt und Helmstedt in der Stunde 2316 zu 146% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M24b reduziert die Auslastung dann auf 85%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 27% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 55%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M24b keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung anhand der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme M24b in der dritten Iteration als wirksam. Maßgeblich war der Netznutzungsfall der Stunde 2316. Ohne die Maßnahme ist ein Stromkreis zwischen Wolmirstedt und Helmstedt zu 117% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M24b reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 66%.

Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 46%. Nach alledem wäre die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit maximal 48% ausreichend ausgelastet.

Wechselwirkung mit Maßnahme M24a

Prüft man die Maßnahme M24b, ohne gleichzeitig auch die Maßnahme M24a hinzuzunehmen, so liegt die Auslastung ohne Maßnahme M24b in dem angegebenen (n-1)-Fall bei 164%. Mit der Maßnahme M24a (aber ohne Maßnahme M24b) liegt die Auslastung bei 146%. Auch im (n-1)-Fall ist die Auslastung allein mit der Maßnahme M24b mit 93% höher als mit beiden Maßnahmen des Projekts P33 (85%). Die Maßnahme M24b würde zwar ausreichen, um die Überlastungen im (n-1)-Fall zu beseitigen. Allerdings erscheint es sinnvoll, zunächst die bestehende 380-kV-Leitung durch einen einfachen Austausch der Leiterseile gegen eine Hochstrombeseilung zu verstärken (M24a). Denn die Beeinträchtigungen, die bei einem Austausch der Leiterseile entstehen, sind geringfügig.

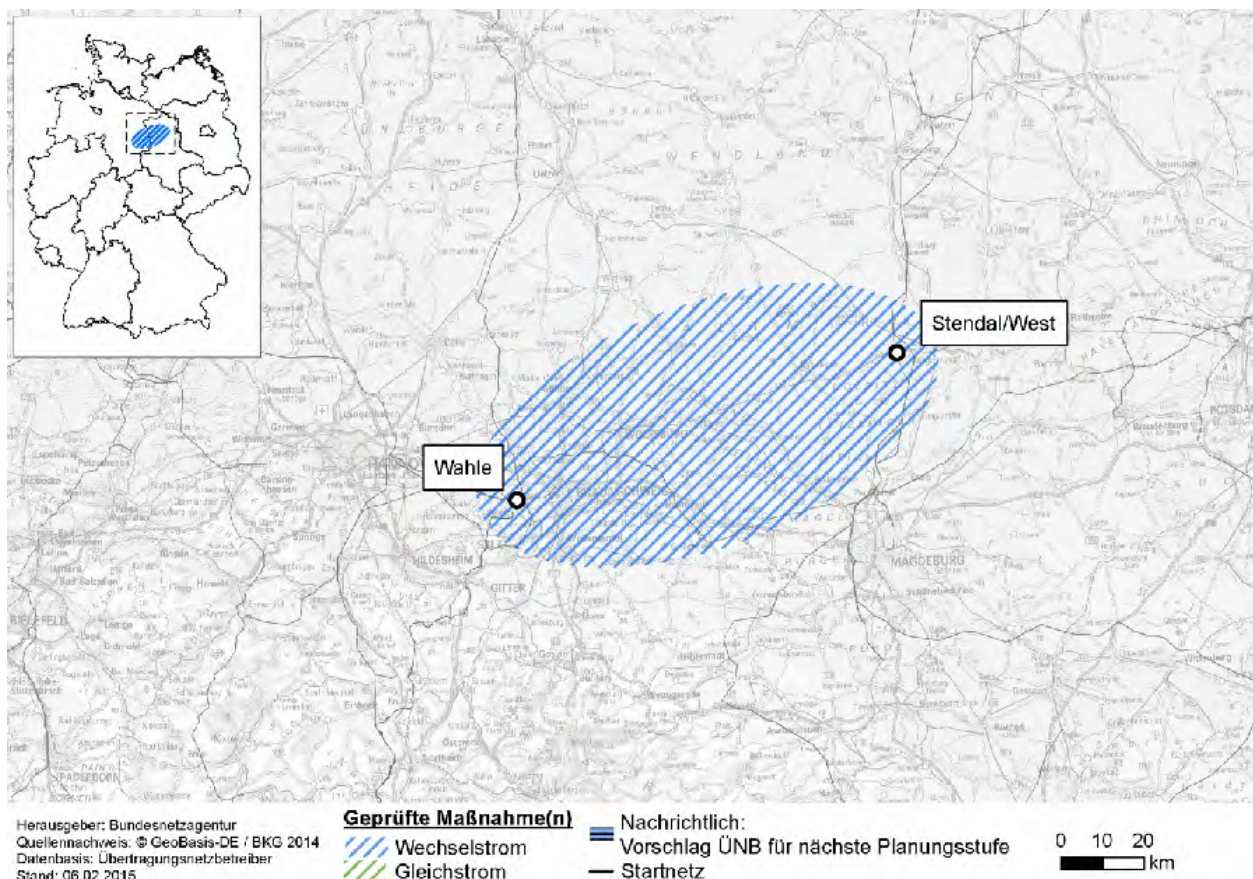
Bei Reduktion der Offshore-Leistung und Spitzenkappung wird durch die Maßnahme M24b ebenfalls eine hohe Auslastung von über 100% auf unter 100% gesenkt. Auch bei der Reduktion der Offshore-Leistung und Spitzenkappung ist die Auslastung in dem angegebenen (n-1)-Fall ohne die Maßnahme M24a mit 133% deutlich höher als mit (118%). Auch hier kann mit beiden Maßnahmen des Projekts P33 die Auslastung im (n-1)-Fall deutlicher unter 100% gesenkt werden, als wenn nur die Maßnahme M24b ergriffen würde.

Ergebnis

Die Maßnahme M24b ist nach Prüfung im vollständigen Zielnetz des Szenarios B2024 als wirksam und erforderlich anzusehen. Auch auf Grundlage der Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“) mit verringerter Einspeisung aus erneuerbaren Energien erweist sich die Maßnahme M24b in der sequenziellen Prüfung als wirksam und erforderlich.

Prüfung der vorhabenbezogenen Alternative

Alternativ wurde eine zusätzliche 380-kV-Leitung von Stendal/West (50Hertz) nach Walle (TenneT) erwogen. Mithilfe dieser Doppelleitung könnte eine Erweiterung der Doppelleitung Wolmirstedt – Helmstedt entsprechend M24b vermieden werden.



Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der vorhabenbezogenen Alternative liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Alternative zu der Maßnahme M24b führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*.

Ohne die Alternative ist ein Stromkreis zwischen Wolmirstedt und Helmstedt in der Stunde 2316 zu 146% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Alternative reduziert die Auslastung dann auf 95%.

Die Alternative wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

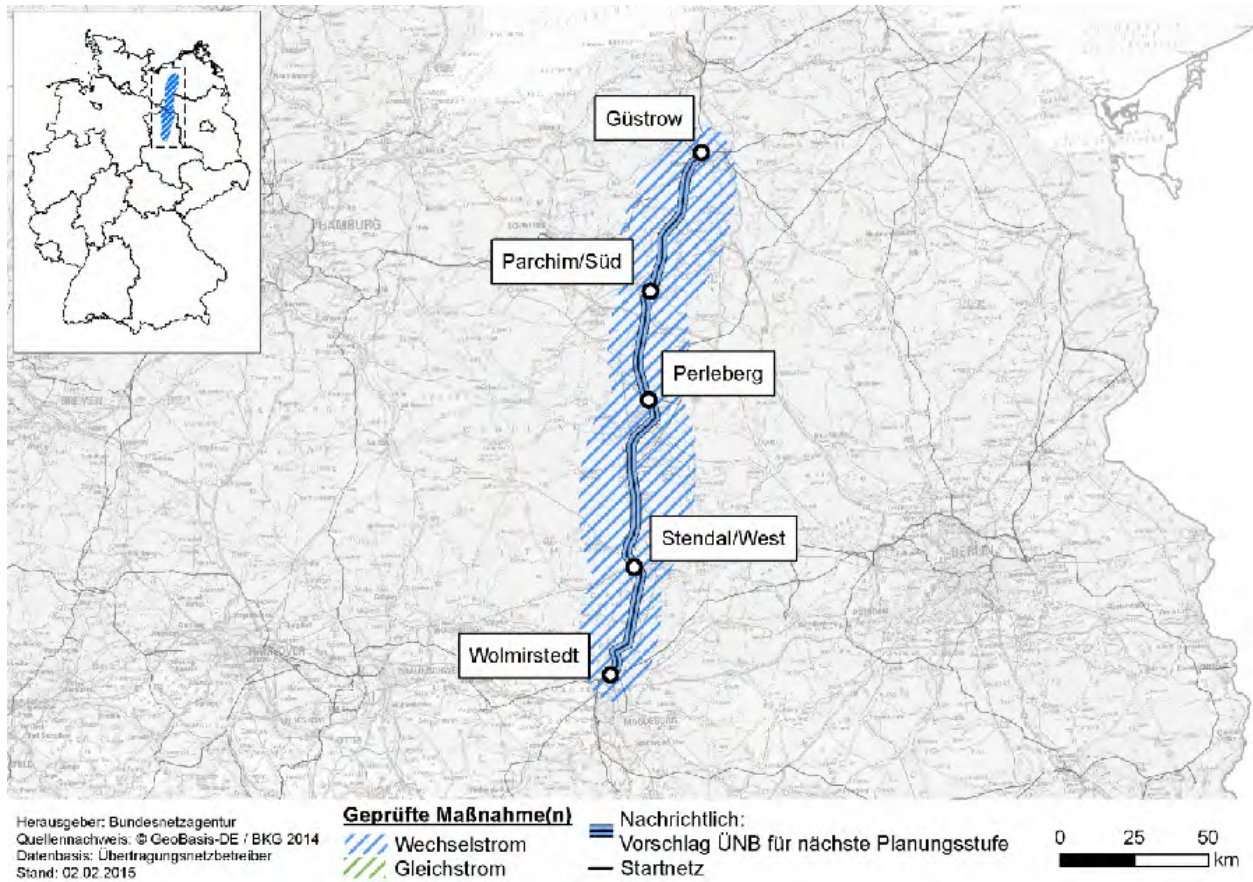
Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 2316 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Wolmirstedt und Helmstedt. Im Zielnetz ist ohne die Alternative einer dieser Stromkreise zu 118% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Alternative reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 75%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 47%.

Ergebnis

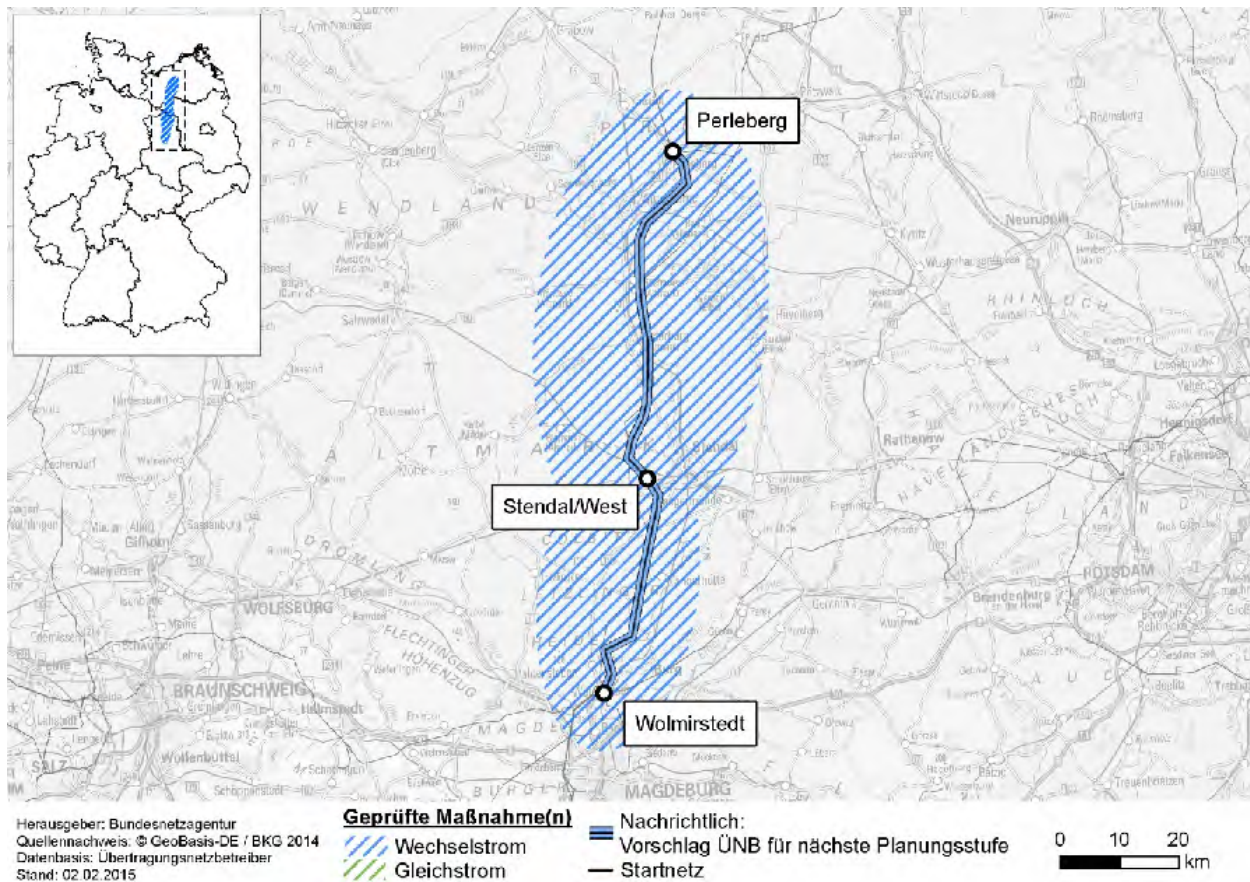
Die Alternative reduziert die Auslastung des im (n-1)-Fall kritisch belasteten Stromkreises ebenso wie die Maßnahme M24b des Projekts P33. Allerdings weist die ursprüngliche Maßnahme M24b leichte Vorteile auf. Zum einen reduziert sie die Auslastung deutlicher unter 100% als die Alternative, zum anderen 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.

Projekt P34: Güstrow – Wolmirstedt



Die Region um das Projekt P34 ist dünn besiedelt, weswegen dort wenig Strom verbraucht wird. Zugleich kann dort viel Windenergie erzeugt und anderen Regionen zur Deckung deren Verbrauchs zur Verfügung gestellt werden. Im Szenario B2024* sind in Mecklenburg-Vorpommern ein EE-Ausbau insbesondere an On- und Offshore-Windeinspeisungen sowie erhöhte Transitleistungsflüsse aus Dänemark zu verzeichnen. Das führt zu einer zukünftig immer stärkeren Belastung der vorhandenen 220-kV-Leitung von Güstrow nach Wolmirstedt. Aus diesem Grund soll die Übertragungskapazität durch eine Erhöhung der Spannungsebene auf 380 kV vergrößert werden. Zusätzlich müsste das UW Parchim/Süd mit in diese neue 380-kV-Leitung eingebunden werden. Die weiter südlich liegenden Umspannwerke in Perleberg und Stendal/West müssten aufgrund des weiteren EE-Ausbaus in der Region und den daraus resultierenden Bedarf an Nord-Süd-Transport ebenfalls mit in die neue 380-kV-Leitung eingeschleift werden. Die Region um das Projekt P34 zeichnet sich durch dünne Besiedlung und daraus resultierend durch einen geringen Stromverbrauch aus. Die in dieser Region erzeugte Energie ist in die Verbrauchszentren abzutransportieren. Projekt P34 besteht aus den Streckenmaßnahmen M22a, M22b und M22c.

Maßnahme M22a: Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt



Maßnahme M22a (Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt) wird bestätigt.

Von Perleberg über Stendal/West nach Wolmirstedt wird ein 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Perleberg, Stendal/West und Wolmirstedt zu erweitern.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2020

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M22a liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgetaucht sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M22a führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M22a ist z. B. ein Stromkreis zwischen Wolmirstedt und Perleberg (220 kV) in der Stunde 8238 schon im (n-0)-Fall mit 101% ausgelastet. Diese Auslastung wird mit der Maßnahme M22a auf 51% reduziert. Bei Ausfall eines parallelen Stromkreises in der Stunde 8238 ist der Stromkreis zwischen Wolmirstedt und Stendal/West (380 kV) bzw. Wolmirstedt und

Perleberg (220 kV) mit 170% bzw. 119% belastet. Die Hinzunahme der Maßnahme M22a reduziert die Auslastung dann auf 65% bzw. 45%. Bei Ausfall eines Stromkreises zwischen Putlitz/Süd und Stendal/West in der Stunde 8238 ist der Stromkreis zwischen Perleberg und Stendal/West (380 kV) bzw. Perleberg und Wolmirstedt (220 kV) mit 122% bzw. 119% belastet. Mit Hinzunahme der Maßnahme M22a reduziert sich die Auslastung dann auf 58% bzw. 48%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 31% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 52%, der Mittelwert bei 16%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M22a keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung auf Grundlage der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme M22a in der ersten Iteration als wirksam. Maßgeblich war der Netznutzungsfall der Stunde 2322. Ohne die Maßnahme ist ein Stromkreis zwischen Wolmirstedt und Stendal/West zu 135% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M22a reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 61%.

Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 40%. Daher ist die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

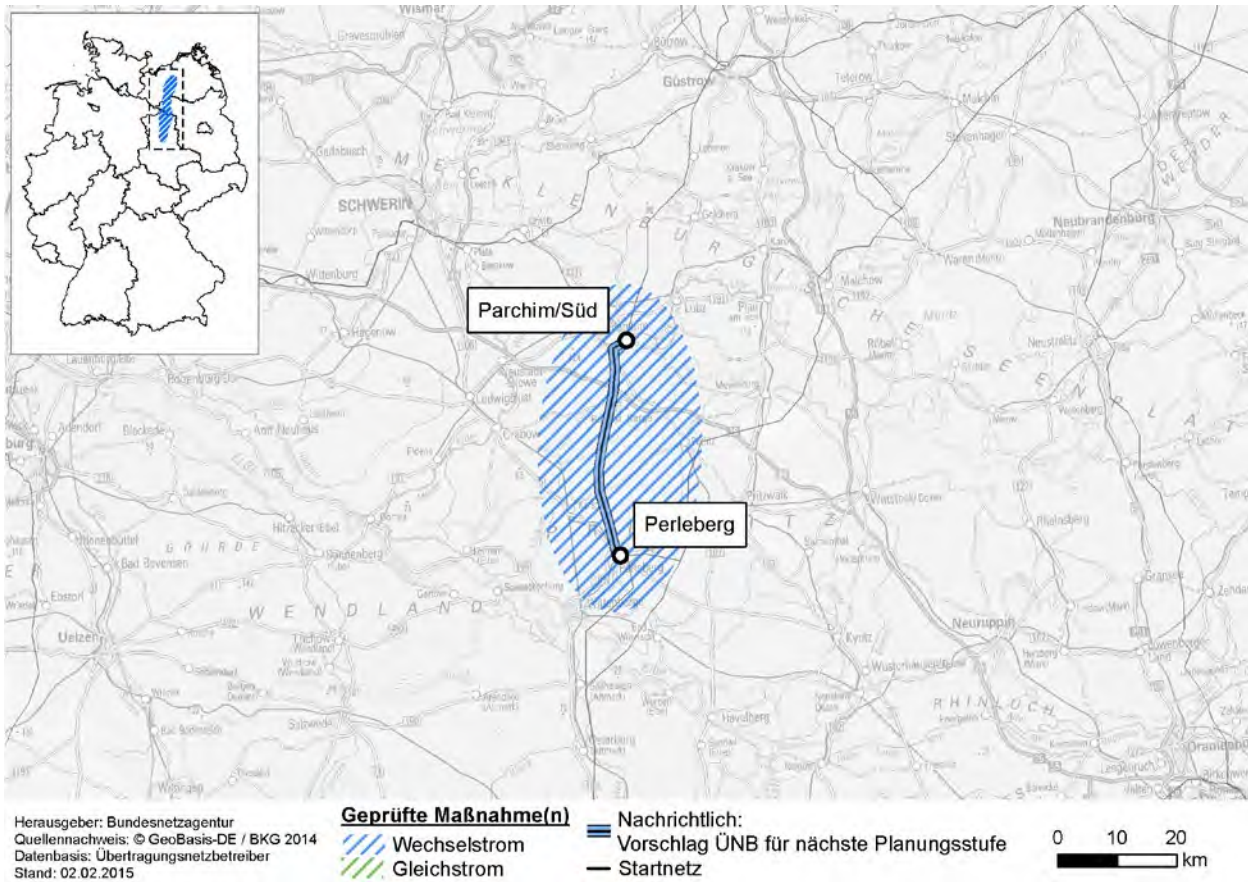
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit maximal 39% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Durch die Maßnahme M22a kann in zwei verschiedenen (n-1)-Fällen eine hohe Auslastung von über 100% auf unter 100% reduziert werden. Auch bei der sequenziellen Prüfung auf Grundlage der SensiO reduziert die Maßnahme M22a diese (n-1)-Fälle von über 100% auf unter 100%. Es gibt bei der elektrotechnischen Prüfung sowohl im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024* als auch auf Basis der Gutachter-Marktmodellierung keine sinnvolle Topologieänderung, welche die hohe Auslastung ebenfalls unter 100% reduzieren könnte. Die Maßnahme ist in über 30% der 8.760 Stunden im Jahr mit über 20% ausgelastet. Somit wird auch das Kriterium der Erforderlichkeit erfüllt.

Maßnahme M22b: Parchim/Süd – Perleberg



Maßnahme M22b (Parchim/Süd – Perleberg) wird bestätigt.

Von Parchim/Süd nach Perleberg wird ein 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet. Hierzu ist die 380-kV-Anlage Perleberg zu erweitern.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2020

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer gibt an, dass zu der technischen bzw. zeitlichen Korrelation zwischen der HGÜ-Verbindung Wolmirstedt – Gundremmingen und den Maßnahmen M22b und M22c noch Erläuterungen ausstehen würden. Eine Betrachtung der kumulativen Wirkungen wäre jedoch von Nöten, da bei einer zeitlichen und räumlichen Überschneidung der genannten Maßnahmen potenzielle Umweltauswirkungen sowie eine eventuelle Bündelungsoption anders zu beurteilen wären.

Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Maßnahmen des Projektes P34 wurde im Zusammenhang mit anderen Maßnahmen, also auch unter Einbeziehung der HGÜ-Verbindung Wolmirstedt – Gundremmingen bewertet. Bei der Prüfung der Maßnahmen des Projektes P34 wurden alle weiteren Maßnahmen, die im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024 enthalten sind, vorausgesetzt. Diese Prüfung ergibt, dass die Maßnahmen M22a, M22b und M22 trotzdem wirksam und erforderlich sind. In Bezug auf potenzielle*

*Umweltauswirkungen der Maßnahmen wird auf den überarbeiteten Umweltbericht verwiesen.
Bündelungsoptionen werden im Rahmen der anschließenden Planungsverfahren geprüft.*

Wirksamkeit

Die Maßnahme M22b führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M22b ist z. B. ein Stromkreis zwischen Parchim/Süd und Perleberg in der Stunde 8238 zu 128% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M22b reduziert die Auslastung dann auf 45%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 31% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 49%, der Mittelwert bei 16%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M22b keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung anhand der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme M22b in der ersten Iteration als wirksam. Maßgeblich war der Netznutzungsfall der Stunde 1071. Ohne die Maßnahme ist ein Stromkreis zwischen Parchim/Süd und Perleberg zu 101% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M22b reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 44%.

Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 30%. Daher ist die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

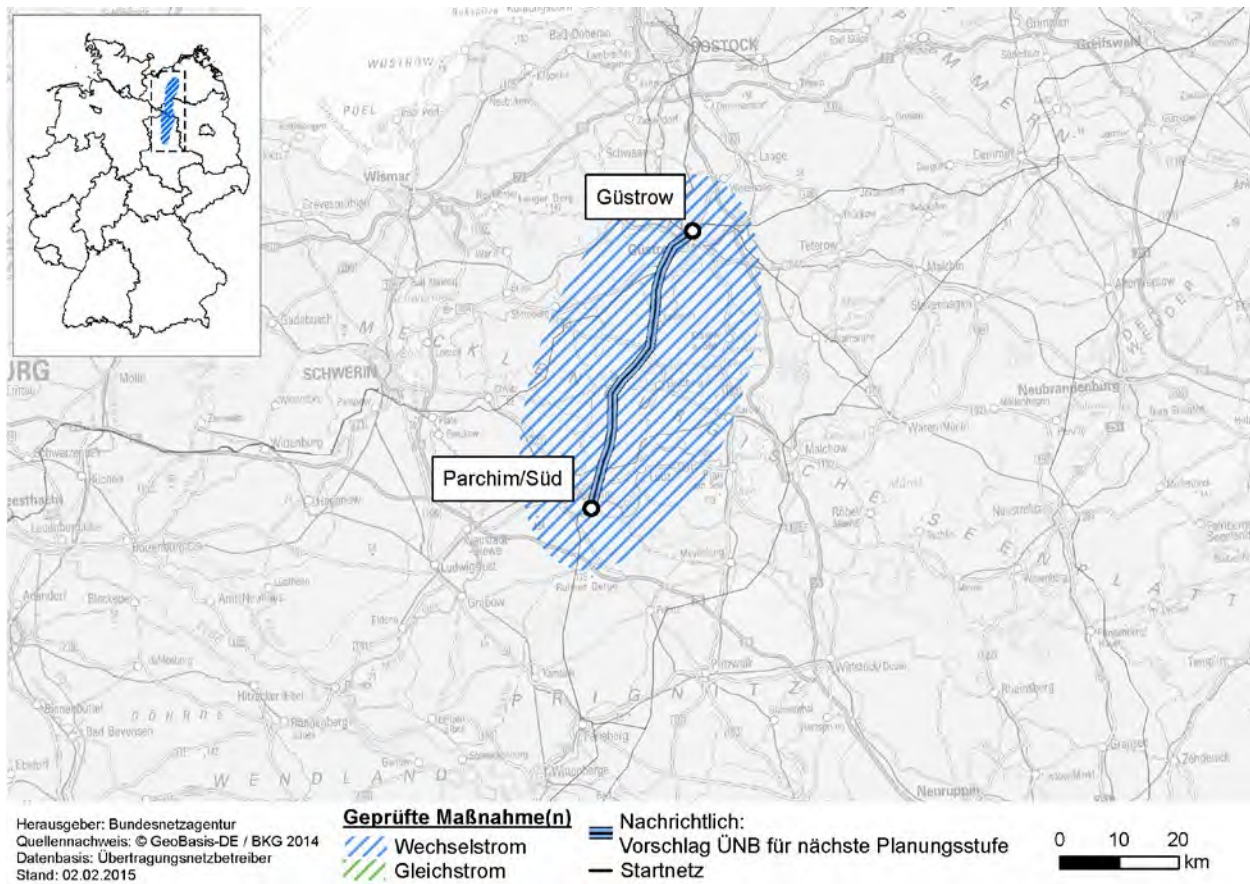
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit maximal 30% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Durch die Maßnahme M22b kann in dem von den Übertragungsnetzbetreibern angegebenen (n-1)-Fall eine hohe Auslastung von über auf unter 100% reduziert werden. Auch bei der sequenziellen Prüfung auf der Gutachter-Marktmodellierung reduziert die Maßnahme M22b diesen (n-1)-Fall von über 100% auf unter 100%. Es gibt weder bei der elektrotechnischen Prüfung auf das komplette Zielnetz im Szenario B2024* noch bei der sequenziellen Prüfung auf Grundlage der Gutachter-Marktmodellierung eine sinnvolle Topologieänderung als Alternative. Die Maßnahme ist in über 30% der 8.760 Stunden im Jahr mit über 20% ausgelastet, womit das Kriterium der Erforderlichkeit erfüllt würde.

Maßnahme M22c: Güstrow – Parchim/Süd



Maßnahme M22c (Güstrow – Parchim/Süd) wird bestätigt.

Von Güstrow nach Parchim/Süd soll ein 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung möglichst im bestehenden 220-kV-Trassenraum erfolgen. Hierzu ist die 380-kV-Anlage Güstrow zu erweitern.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2020

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer gibt an, dass zu der technischen bzw. zeitlichen Korrelation zwischen der HGÜ-Verbindung Wolmirstedt – Gundremmingen und den Maßnahmen M22b und M22c noch Erläuterungen ausstehen würden. Eine Betrachtung der kumulativen Wirkungen wäre jedoch von Nöten, da bei einer zeitlichen und räumlichen Überschneidung der genannten Maßnahmen potenzielle Umweltauswirkungen sowie eine eventuelle Bündelungsoption anders zu beurteilen wären.

Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Maßnahmen des Projektes P34 wurde im Zusammenhang mit anderen Maßnahmen, also auch unter Einbeziehung der HGÜ-Verbindung Wolmirstedt – Gundremmingen bewertet. Bei der Prüfung der Maßnahmen des Projektes P34 wurden alle weiteren Maßnahmen, die im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024 enthalten sind, vorausgesetzt. Diese Prüfung ergibt, dass die Maßnahmen M22a, M22b und M22 trotzdem wirksam und erforderlich sind. In Bezug auf potenzielle Umweltauswirkungen der Maßnahmen wird auf den überarbeiteten Umweltbericht verwiesen. Bündelungsoptionen werden im Rahmen der anschließenden Planungsverfahren geprüft.*

Wirksamkeit

Die Maßnahme M22c führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M22c ist z. B. ein Stromkreis zwischen Güstrow und Parchim/Süd in der Stunde 8238 zu 104% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M22c reduziert die Auslastung dann auf 39%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 34% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 47%, der Mittelwert bei 16%. Die Maßnahme ist demnach erforderlich.

Topologiemassnahmen

Alternativ zu der Maßnahme M22c führt eine Topologiemassnahme in Perleberg ebenso zu einer Reduzierung des zuvor überlasteten Stromkreises zwischen Güstrow und Parchim/Süd in der Stunde 8238. Die Auslastung kann mit der Topologiemassnahme in Perleberg bei Ausfall eines parallelen Stromkreises von 104% auf 96% reduziert werden. Die Topologiemassnahme kann die Auslastung jedoch nur knapp auf unter 100% und auch nur um weniger als 10% reduzieren. Die Maßnahme M22c hingegen kann die hohe Auslastung sehr viel deutlicher (um 65 Prozentpunkte) auf 39% reduzieren.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M22c keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung anhand der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme M22c in der ersten Iteration als wirksam. Maßgeblich war der Netznutzungsfall der Stunde 1071. Ohne die Maßnahme ist ein Stromkreis zwischen Güstrow und Parchim/Süd zu 116% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M22c reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 40%.

Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 27%. Nach alledem wäre die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit maximal 26% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

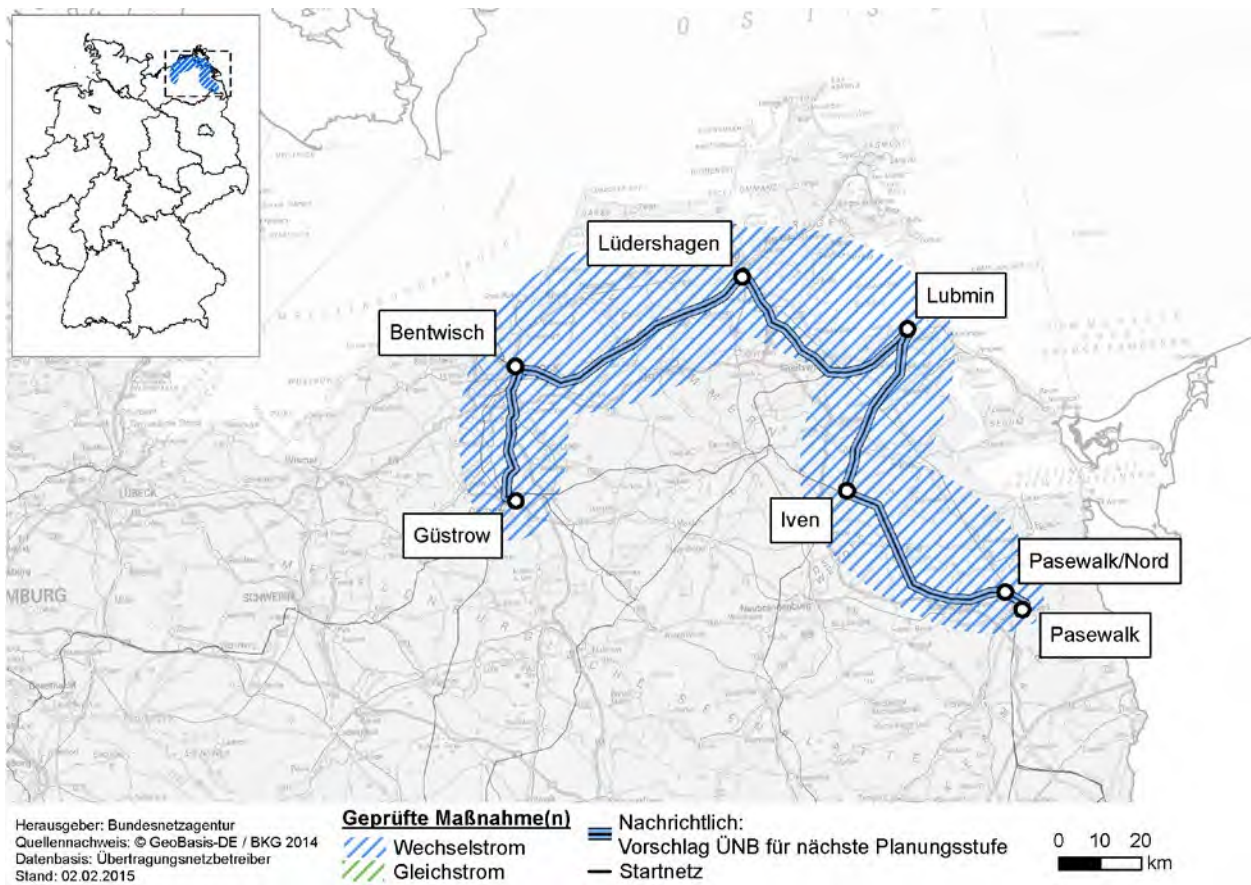
Die Maßnahme M22c des Projekts P34 ist im Gegensatz zu den anderen beiden Maßnahmen M22a und M22b im (n-1)-Fall im kompletten Zielnetz im Szenario B2024* mit 104% geringer ausgelastet.

Zudem könnte sie durch eine alternative Topologiemmaßnahme in Perleberg auf 96% entlastet werden. Jedoch ist aufgrund des weiter wachsenden Ausbaus der erneuerbaren Energien (insbesondere der Windkraft) in Nordost-Deutschland damit zu rechnen, dass die Topologiemmaßnahme zukünftig nicht ausreichen wird, um Überlastungen zu vermeiden.

Die Maßnahme M22c hingegen kann die hohe Auslastung sehr deutlich unter 100% reduzieren (um 65 Prozentpunkte auf 39%). Bei der sequenziellen Prüfung auf der Gutachter-Marktmmodellierung ist die Maßnahme M22c in dem angegebenen (n-1)-Fall mit 116% sogar höher ausgelastet und kann durch keine alternative Topologiemmaßnahme auf unter 100% reduziert werden.

Die Maßnahme M22c wird daher bestätigt.

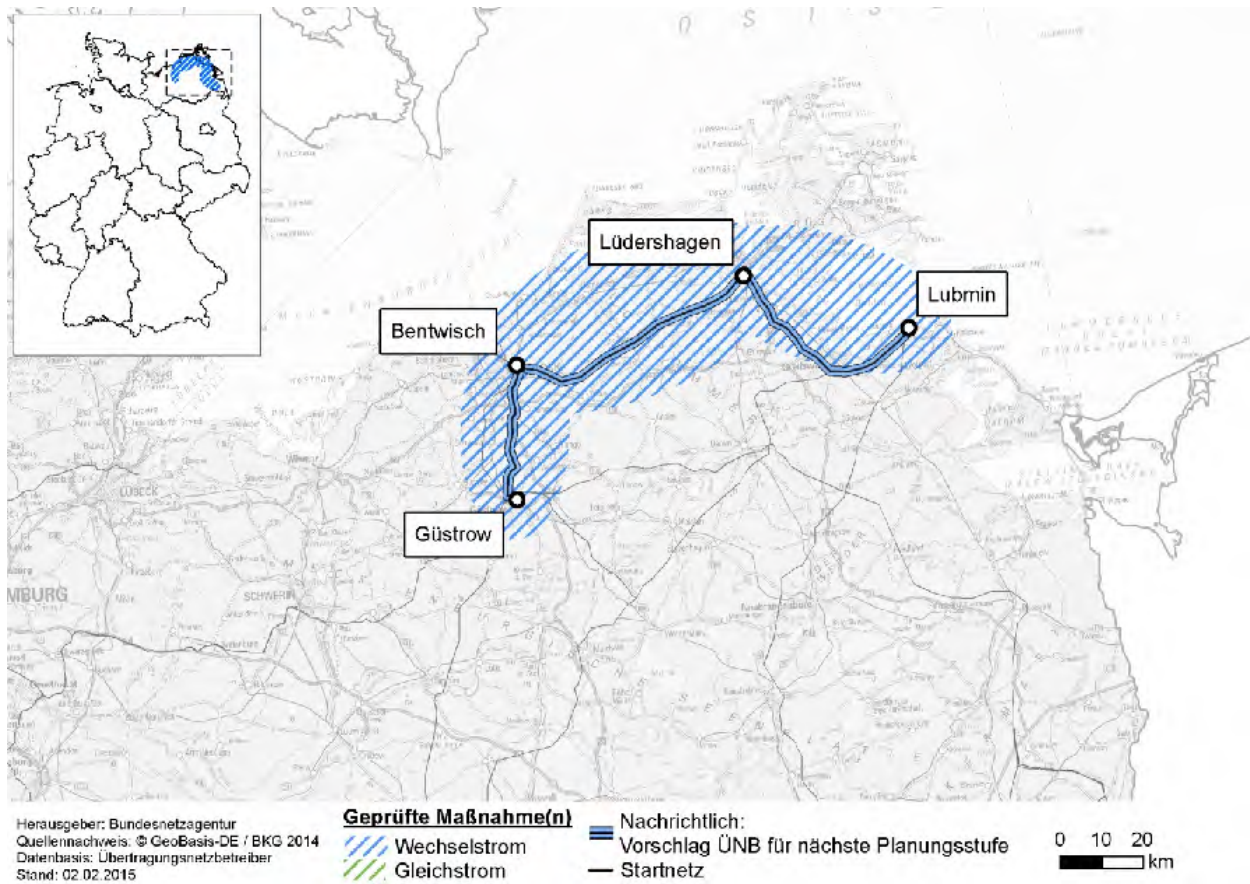
Projekt P35: Güstrow – Lubmin – Pasewalk



Im Szenario B2024* erfolgt am UW Lüdershagen ein Anschluss von rund 1550 MW Leistung aus erneuerbaren Energien, davon 350 MW aus Offshore-Windkraftanlagen. An das UW Bentwisch sollen weitere ca. 730 MW EE-Leistung angeschlossen werden. Um die Übertragungskapazität der vorhandenen 220-kV-Leitung von Lubmin über Lüdershagen und Bentwisch nach Güstrow zu erhöhen, soll die Leitung auf die 380-kV-Spannungsebene umgestellt werden.

Zusätzlich ist am geplanten UW Pasewalk/Nord der Anschluss eines Windparks mit 400 MW vorgesehen. Ferner werden die Leitungen auch durch die Übertragung von Windenergie aus der Region in Richtung Westen bzw. in Richtung Polen belastet. Die neue 380-kV-Leitung von Güstrow nach Pasewalk ist die Weiterführung der Uckermarkleitung von Neuenhagen über Vierraden nach Bertikow (Startnetzprojekt 50HzT-003) und der Netzverstärkung P36 von Bertikow nach Pasewalk. Durch diese Fortführung soll eine leistungsstarke Nord-Süd-Verbindung im Nordosten der 50Hertz-Regelzone geschaffen werden. Im Szenario B2024* enthält Projekt P35 die Maßnahmen M78 und M84.

Maßnahme M78: Lubmin – Lüdershagen – Bentwisch – Güstrow



Maßnahme M78 (Lubmin – Lüdershagen – Bentwisch – Güstrow) wird nicht bestätigt.

Von Lubmin über Lüdershagen und Bentwisch nach Güstrow wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen in Lubmin, Bentwisch und Güstrow zu erweitern. Weiterhin ist eine 380-kV-Anlage am heutigen 220-kV-Anlagenstandort Lüdershagen zu errichten.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer weist darauf hin, dass insbesondere das Kraftwerk Rostock, welches am Netzknoten Bentwisch einspeist, sehr häufig im Redispatch gefahren werde. Aus diesem Grunde sei eine stärkere Anbindung an die höhere Spannungsebene erforderlich. Als Alternative zu der Maßnahme M78 kämen eine Spannungsumstellung nur zwischen Güstrow und Bentwisch auf 380 kV und eine Anbindung des verbleibenden 220-kV-Netzes über einen Kuppeltransformator in Betracht. Grundsätzlich sollten alle Netzausbaumaßnahmen darauf ausgerichtet sein, dass Redispatcheinsätze konventioneller Kraftwerke reduziert werden.

Die Redispatchmaßnahmen des Kraftwerks Rostock werden zumeist wegen Überlastungen anderer Leitungen, nicht der vorhandenen 220-kV-Leitungen zwischen Lubmin und Güstrow, vorgenommen. Indessen ist nicht ausgeschlossen, dass die Maßnahme M78 in zukünftigen Netzentwicklungsplänen aufgrund neuer Erkenntnisse aus dem Szenariorahmen, der Regionalisierung und der Marktmodellierung als bestätigungsfähig eingestuft wird.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M78 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M78 ist ein Stromkreis zwischen Lüdershagen und Güstrow (220 kV) in der Stunde 3826 zu 118% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M78 reduziert die Auslastung auf 47%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 5% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 32%, der Mittelwert bei 8%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M78 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung anhand der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme bei keiner Iteration als wirksam. Im Gegensatz zur Prüfung auf dem Szenario B2024* konnte in den untersuchten Fällen keine (n-1)-Verletzung ermittelt werden. Das hat mehrere Ursachen: Die Bestätigung des O-NEP2024 sieht abweichend von dessen zweiten Entwurf keine Offshore-Anbindungsleitung in Lüdershagen vor. Dies wurde zusammen mit einem langsameren Ausbau der Offshore-Windenergieerzeugung und zusätzlich einer Kappung der Einspeisespitzen der landseitigen Neubau-Windkraftanlagen in der Gutachter-Marktmodellierung berücksichtigt.

Szenario A2024

Das Projekt P35 mit den Maßnahmen M78 und M84 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern im Szenario A2024 nicht aufgeführt.

Sonstiges/Besonderheiten

In den von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Daten wird für beide Maßnahme des Projekts P35 beschrieben, dass ein sicherer Betrieb des Höchstspannungsnetzes auch nach der Umsetzung der BBP-

Maßnahme P36 und der Maßnahme P34, insbesondere der verbleibenden 220-kV-Netzstruktur, gewährleistet sein müsse. Durch die Ablehnung des Projekts P35 würde eine 220-kV-„Rumpfstruktur“ entstehen, die so in Hinblick auf die künftige Integration des zu erwartenden EE-Ausbaus und den geplanten Ausbau der Interkonnektoren ins Ausland nicht mehr betreibbar wäre. Ein Grund dafür sei, dass das verbleibende 220-kV-Netz nur noch lückenhaft über z. B. einen 380/220-kV-Netzkuppeltransformator in Güstrow mit dem 380-kV-Netz verbunden wäre.

Der geplante Ausbau der europäischen Handelskapazitäten in der betroffenen Netzregion führe dazu, dass die beide Standorte (UW Güstrow und UW Bentwisch) künftig zu wichtigen Kuppelstellen im Verbundbetrieb werden. Insofern verweist 50Hertz auf die bereits vorhandene HGÜ-Verbindung „Kontek“ zwischen Deutschland und Dänemark sowie den geplanten Anschluss zweier Interkonnektoren zwischen Deutschland und Dänemark („Combined Grid Solution“, vgl. P64) bzw. zwischen Deutschland und Schweden („Hansa-Power-Bridge“).

Zudem seien künftig neben den bereits vorhandenen Anschlüssen des Kraftwerks Rostock mit 550 MW sowie des Offshore-Windparks Baltic 1 mit 48,3 MW installierter Leistung weitere Offshore-Windparks in der Ostsee geplant. Bei der Betrachtung des Projekts P35 sollte daher aus Sicht von 50Hertz auch die generelle Netzsituation im nördlichen Teil ihrer Regelzone berücksichtigt werden. Dazu zählt 50Hertz den geringen Stromverbrauch aufgrund überwiegend landwirtschaftlicher Nutzung und geringer Besiedlungsdichte, die hohe installierte Leistung an On- und Offshore-Windenergie, den Umstand, dass es nur ein Großkraftwerk in Rostock gibt sowie die Anbindung der Interkonnektoren zwischen Skandinavien und Polen. Dieser Übertragungsaufgabe stehe eine Netzstruktur gegenüber, die durch lange Leitungslängen sowohl auf der 380-kV- als auch auf der 220-kV-Spannungsebene, einen geringen Vermaschungsgrad und ein hohes Alter der Leitungen gekennzeichnet sei. Aus dieser Netzstruktur ergäben sich große Probleme beim Betrieb in Bezug auf die Spannungshaltung, Wartung und fehlende Kurzschlussleistung, Anfälligkeit der Schutzeinrichtungen bei der Einbindung des Kraftwerks Rostock und der Interkonnektoren sowie bei einem anforderungsgerechten Betrieb bei Neubau von Leitungen, der somit nicht ohne Eingriffe möglich wäre.

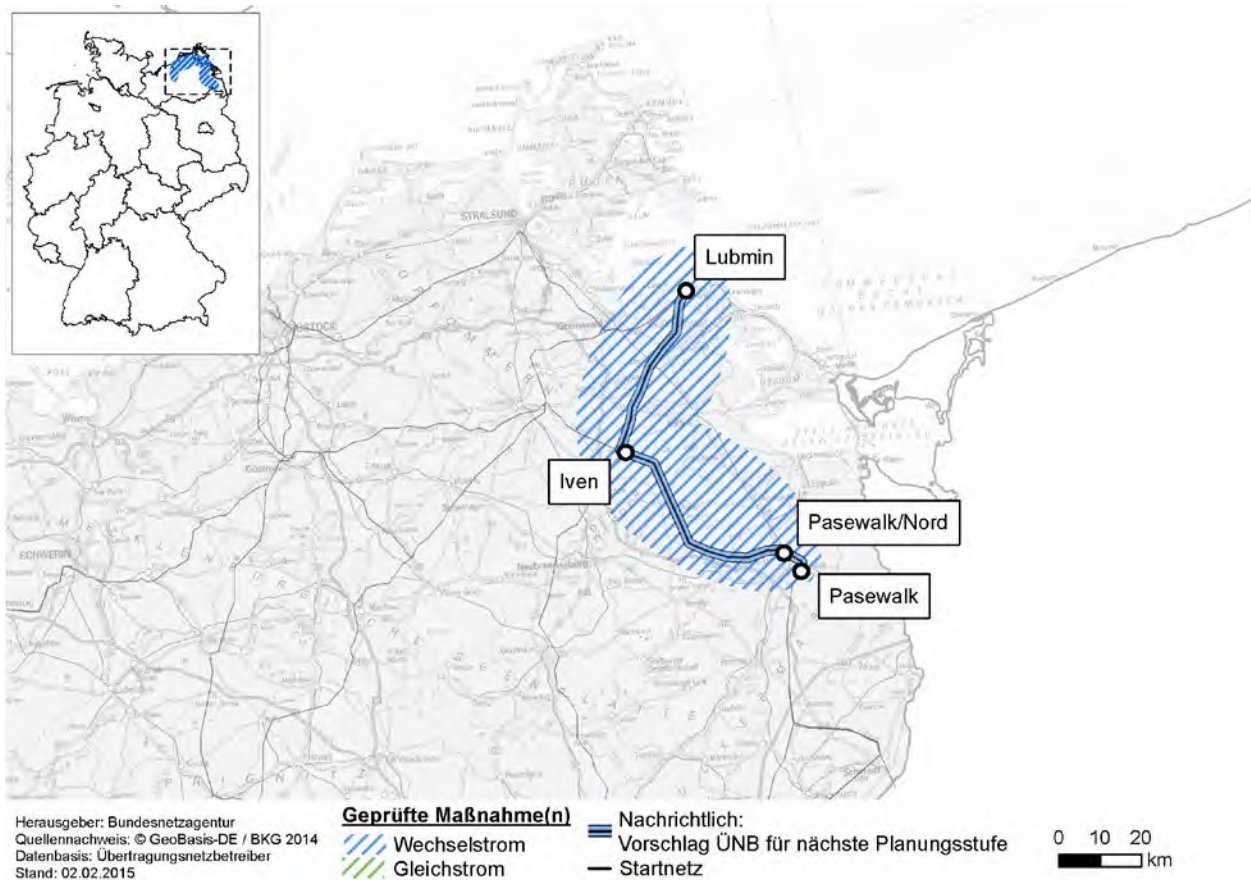
Ergebnis

Im Szenario B2024* wird durch die Maßnahme M78 im (n-1)-Fall eine hohe Auslastung des 220-kV-Stromkreises zwischen Lüdershagen und Güstrow auf unter 100% reduziert. Es gibt bei der elektrotechnischen Prüfung im kompletten Zielnetz im Szenario B2024* alternativ keine angemessene Topologieänderung, die diese hohe Auslastung beheben würde. Die Maßnahme ist mit nur 5% der 8.760 Stunden im Jahr relativ selten über 20% ausgelastet.

Von den Übertragungsnetzbetreibern wurde die Maßnahme M78 zusätzlich mit Bedenken hinsichtlich der Spannungshaltung und der fehlenden Kurzschlussleistung begründet. Für eine vollständige elektrotechnische Überprüfung dieser Behauptung wurden bisher jedoch nicht ausreichende Daten vorgelegt.

Die Beurteilung der Maßnahme M78 hängt stark von der prognostizierten Entwicklung der Offshore- und Onshore-Windenergie ab. Da in Lüdershagen bis auf Weiteres keine Offshore-Anbindungsleitung mehr vorgesehen ist, der Ausbau der Offshore-Windkraft sich etwas abschwächt und zudem die Kappung von Erzeugungsspitzen an Land zu berücksichtigen ist, wird die Maßnahme M78 in diesem Durchgang der Netzentwicklungsplanung nicht bestätigt.

Maßnahme M84: Lubmin – Iven – Pasewalk/Nord – Pasewalk



Maßnahme M84 (Lubmin – Iven – Pasewalk/Nord – Pasewalk) wird nicht bestätigt.

Von Lubmin über Iven und Pasewalk/Nord nach Pasewalk wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Lubmin und Pasewalk zu erweitern. Weiterhin sind 380-kV-Anlagen im Bereich des Standortes Iven und in Pasewalk/Nord zu errichten.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M84 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M84 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M84 ist ein Stromkreis zwischen Pasewalk und Pasewalk/Nord in der Stunde 5780 zu 107% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die

Hinzunahme der Maßnahme M84 reduziert die Auslastung dann auf 31%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 3% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 28%, der Mittelwert bei 7%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M84 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der Gutachter-Marktmodellierung konnte ohne die Maßnahme eine Überlastung zwischen Pasewalk und Pasewalk/Nord von 109% bei Ausfall eines parallelen Stromkreises ermittelt werden. Die Maßnahme M84 reduziert diese Belastung auf 37%, erweist sich also im geprüften Fall als wirksam. Eine sinnvolle Topologieänderung ließ sich nicht finden.

Szenario A2024

Das Projekt P35 mit den Maßnahmen M78 und M84 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern im Szenario A2024 nicht aufgeführt.

Sonstiges/Besonderheiten

Der zuständige Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz lieferte zusätzliche Begründungen nach. 50Hertz macht geltend, dass bei Nichtrealisierung der Maßnahme M84 im Fall einer Nichtverfügbarkeit der 380-kV-Stromkreise zwischen Vierraden und Neuenhagen das polnische Übertragungsnetz nur an einem 380-kV-Netzkuppeltransformator in Pasewalk mit dem Übertragungsnetz der 50Hertz Regelzone verbunden wäre. Dadurch könne die notwendige Kurzschlussleistung für das 380-kV-Übertragungsnetz nicht bereitgestellt werden und der internationale Interkonnektor im europäischen Verbundnetz würde in einer „Sackgasse“ enden. Auch für eine Spitzenkappung von Onshore-Wind und Photovoltaik sei aufgrund der Netzausdehnung und der geringen Vermaschung ein stabiles 380-kV-Übertragungsnetz Grundvoraussetzung. Durch diese Netzausdehnung und den geringen Vermaschungsgrad entstünden durch nicht ausreichende Kurzschlussleistung eine Vielzahl von Problemen: unsichere Fehlerfallerkennungen, ein unsicherer oder gestörter Betrieb von Anlagen mit Leistungselektronik (z. B. Windkraftanlagen, HGÜ-Einrichtungen), ein starker Einfluss aller Betriebsvorfälle (alle planmäßige Schaltungen von Leitungen, Transformatoren und Kompensationseinrichtungen und Störungen wie erfolgreiche automatische Wiedereinschaltung) auf die Spannung beim Endabnehmer und fehlende Blindleistungsbereitstellung. Mit der fortschreitenden Umstellung weiterer Netzbereiche von 220 kV auf 380 kV und fehlender bzw. rückläufiger Kurzschlusseinspeisung im 220-kV-Netz und im unterlagerten 110-kV-Netz werde diese Entwicklung weiter verstärkt.

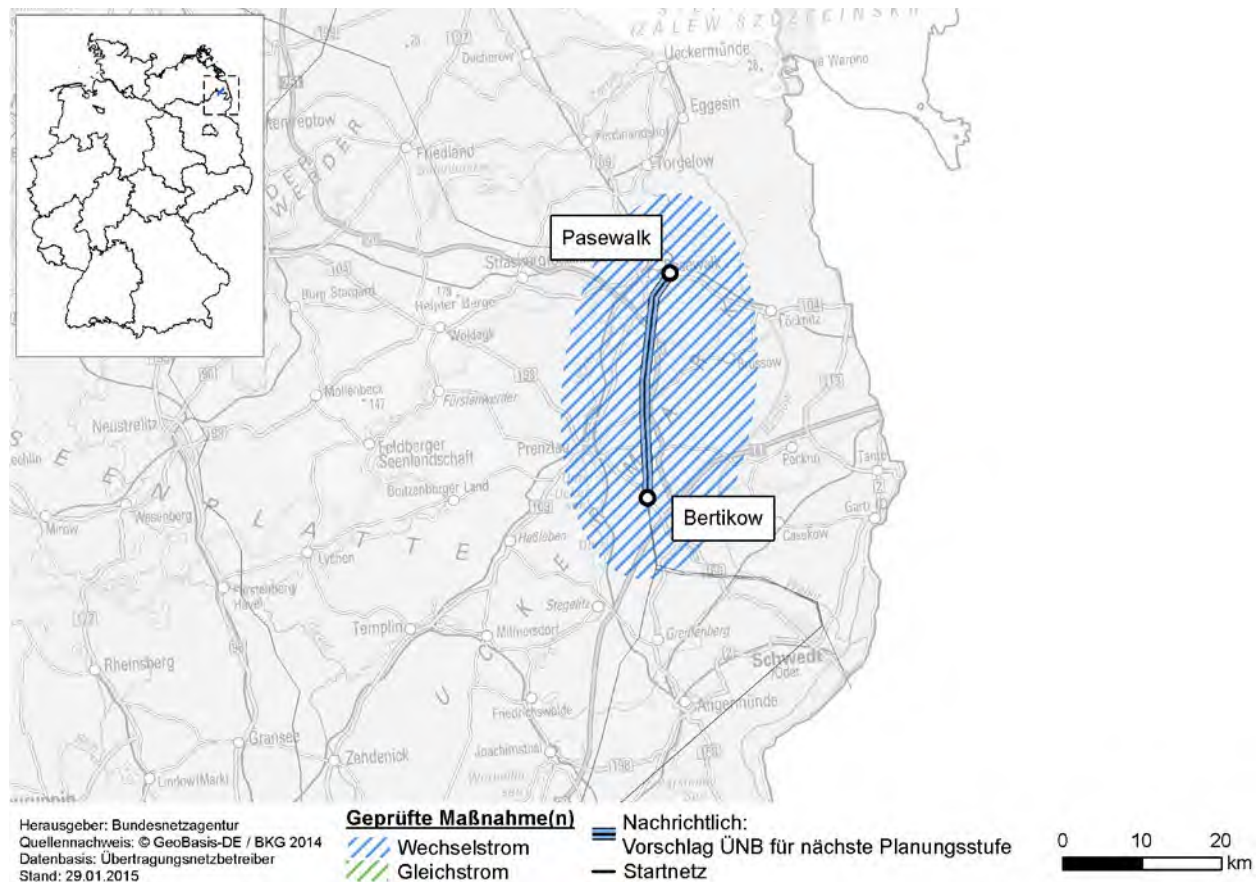
Ergebnis

Die Maßnahme M84 beseitigt bei der elektrotechnischen Prüfung auf dem kompletten Zielnetz im Szenario B2024* im (n-1)-Fall eine hohe Auslastung von über 100% auf unter 100%. Es konnte in diesem Fall auch keine sinnvolle Topologieänderung gefunden werden, welche die hohe Auslastung beseitigen könnte. In der Gutachter-Marktmodellierung konnte ebenfalls eine Auslastung von über 100% ausfindig gemacht werden. Diese konnte auch nur durch die Maßnahme M84 unter 100% reduziert werden. Die festgestellten Überlastungen betreffen aber lediglich das kurze südliche Teilstück zwischen Pasewalk und Pasewalk/Nord.

Die weiteren Leitungsstücke, die im Rahmen der Maßnahme M84 ausgetauscht werden sollen, sind sowohl im (n-0)-Fall als auch im angegebenen (n-1)-Fall im Gegensatz zu dem kurzen Stück von ca. 10 km zwischen Pasewalk und Pasewalk/Nord relativ gering ausgelastet. Die Maßnahme, die eine Gesamtlänge von ca. 105 km hat, würde also mit einer Überlastung des kurzen Stückes von gerade einmal 10 km Länge zwischen Pasewalk und Pasewalk/Nord begründet.

Zudem zeigt die Gutachter-Marktmodellierung, dass auch die Beurteilung der Maßnahme M84 stark von der prognostizierten Entwicklung der Offshore- und Onshore-Windenergie abhängt. Da zwar in Lubmin, im mit der Maßnahme M84 verbundenen Netzknoten Lüdershagen aber bis auf Weiteres keine Offshore-Anbindungsleitung mehr vorgesehen ist, der Ausbau der Offshore-Windkraft sich etwas abschwächt und zudem die Kappung von Erzeugungsspitzen an Land zu berücksichtigen ist, wird die Maßnahme M84 im NEP2024 nicht bestätigt.

Projekt P36: Bertikow – Pasewalk



Das Projekt P36 mit der Maßnahme M21 ist als Vorhaben Nr. 11 Teil des Bundesbedarfsplans.

Laut Szenariorahmen ist in der Region des Projekts P36 zukünftig ein Ausbau an EE-Leistung zwischen ca. 890 MW (Szenario A2024) und ca. 1520 MW (Szenario C2024) zu erwarten. Für die daraus resultierende zu übertragende Leistung weist die bestehende 220-kV-Leitung zwischen Bertikow und Pasewalk eine zu geringe Übertragungskapazität auf. Projekt P36 soll dem abhelfen. Durch eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung in bestehender Trasse könnte die Übertragungskapazität zwischen Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern deutlich erhöht werden. Projekt P36 besteht aus der Maßnahme M21.

Maßnahme M21: Bertikow – Pasewalk

Maßnahme M21 (Bertikow – Pasewalk) wird bestätigt.

Von Bertikow nach Pasewalk wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet. Hierzu ist die 380-kV-Anlage Bertikow zu erweitern. Weiterhin ist eine 380-kV-Anlage mit zunächst 2 x 380/110-kV-Transformatoren für die 220-kV-Anlage inkl. 220/110-kV-Transformatoren des bestehenden Standortes Pasewalk zu errichten. Es sind zudem 380/220-kV-Netzkuppler in Pasewalk für die Stützung des verbleibenden 220-kV-Netzes in Mecklenburg-Vorpommern vorzunehmen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018/2019

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M21 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M21 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M21 ist ein Stromkreis zwischen Bertikow und Pasewalk in der Stunde 5780 bereits im (n-0)-Fall zu 110% belastet. Bei Ausfall eines parallelen Stromkreises zwischen Bertikow und Pasewalk in der Stunde 5780 ist ein Stromkreis mit 201% belastet. Die Hinzunahme der Maßnahme M21 reduziert die Auslastung dann auf 45%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz besteht in 1% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 23%, der Mittelwert bei 6%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Im BBP-Netz käme es bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen in der Stunde 2299 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Wolmirstedt und Helmstedt. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M21 einer dieser Stromkreise bereits im (n-0)-Fall zu 109% belastet. Bei Ausfall eines parallelen Stromkreises zwischen Bertikow und Pasewalk in der Stunde 2299 ist ein Stromkreis

mit 199% belastet. Die Hinzunahme der Maßnahme M21 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 43%. Die maximale Auslastung der Maßnahme im BBP-Netz unter der SensiO im Jahr beträgt 22%. Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Szenario A2024

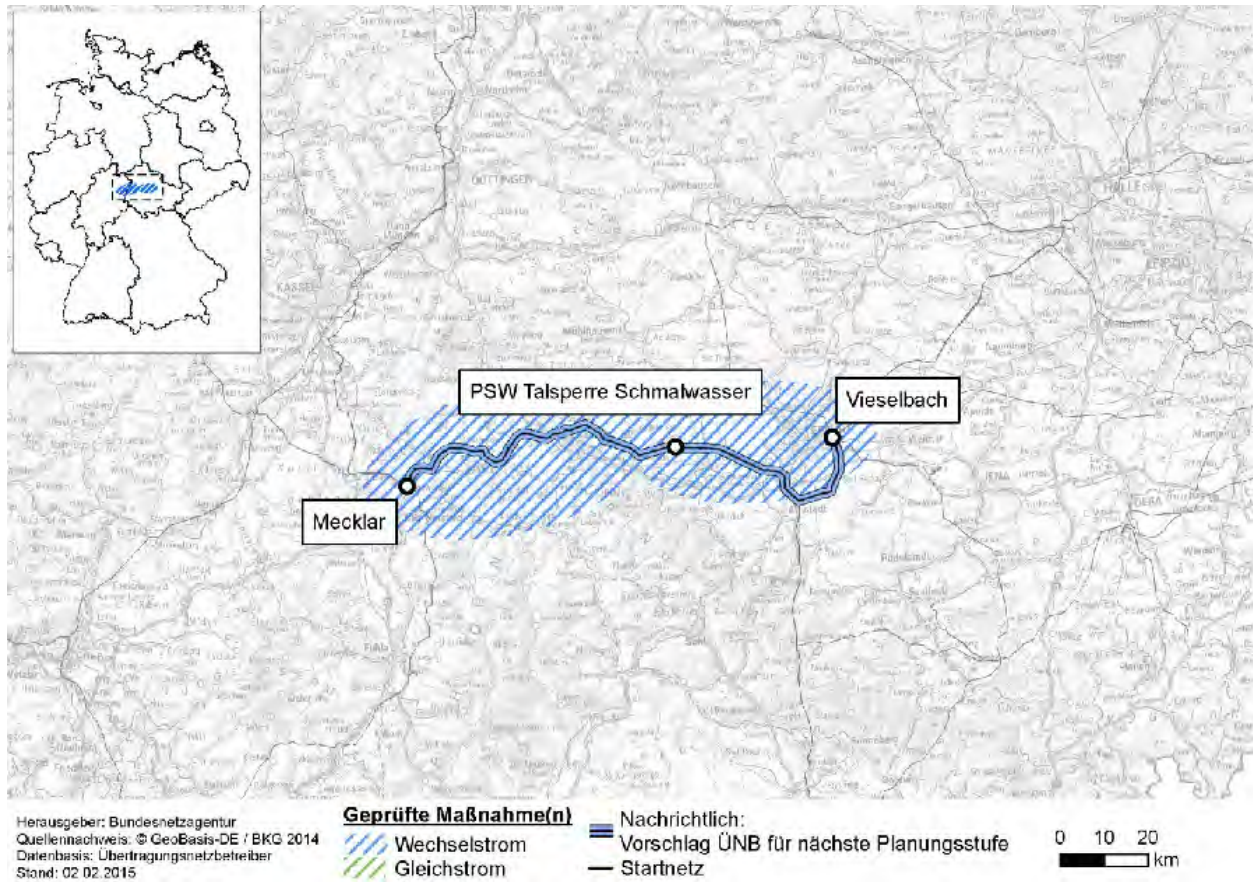
Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit maximal 19% ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M21 ist mittlerweile - bedingt durch den weiter fortschreitenden Ausbau an EE-Leistung in der Region, wie er im Szenariorahmen 2024 prognostiziert wurde - deutlicher als wirksam und erforderlich einzustufen als noch im NEP2013. Im überarbeiteten Entwurf des NEP2024 ist bereits im (n-0)-Fall eine Überlastung der alten 220-kV-Struktur gegeben. Im (n-1)-Fall ist die parallele Leitung so hoch ausgelastet, dass keine angemessene Topologieänderung die Überlastung beheben kann.

Seitens des polnischen Übertragungsnetzbetreibers PSE soll der dritte Interkonnektor von Deutschland nach Polen (Eisenhüttenstadt – Baczyna) des EnLAG-Vorhabens Nr. 12 voraussichtlich vom Jahr 2025 auf das Jahr 2030 verschoben werden. Dies hätte einen Einfluss auf die angrenzenden Maßnahmen aus dem deutschen Netzentwicklungsplan. Aus diesem Grunde wurde seitens der Bundesnetzagentur für die ebenfalls betroffene Maßnahme M21 eine Prüfung ohne dieses EnLAG-Vorhaben vorgenommen. Dadurch würde die Auslastung auf der Leitung zwischen Bertikow und Pasewalk im BBP-Netz geringfügig höher ausfallen. Die bestehenden 220-kV-Stromkreise sind im Szenario B2024* sowie in der Gutachter-Marktmodellierung im (n-0)-Fall schon über 100% ausgelastet. Durch die Maßnahme M21 kann in beiden Szenarien die hohe Auslastung im (n-0)-Fall sowie auch im (n-1)-Fall deutlich unter 100% reduziert werden. Zwar ist die Maßnahme nur in 1% der 8.760 Stunden im Jahr 2024 über 20% ausgelastet, doch würde das ausreichen, das Erforderlichkeitskriterium zu erfüllen. Die Maßnahme ist somit gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* sowie auch in der Gutachter-Marktmodellierung wirksam und erforderlich.

Projekt P37: Vieselbach – Mecklar



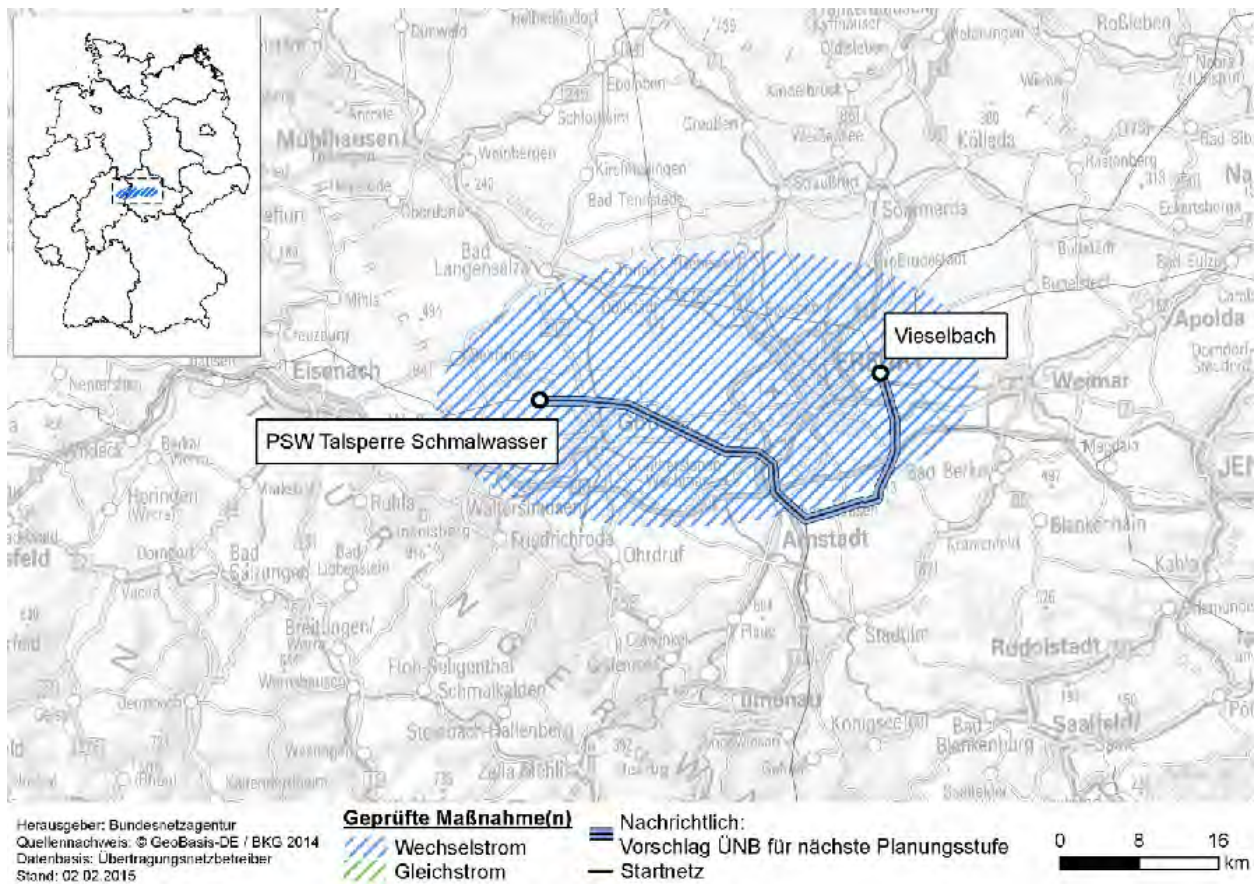
Das Projekt P37 mit den Maßnahmen M25a und M25b ist als Vorhaben Nr. 12 Teil des Bundesbedarfsplans.

Das Szenario B2024* prognostiziert in Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen einen EE-Ausbau, der zusammen mit der (aufgrund geringer Kosten für Brennstoff und CO₂-Emissionszertifikate) häufigen Marktteilnahme der Braunkohle-Bestandskraftwerke zu einem Jahresüberschuss von etwa 62 TWh in diesen Regionen führt. Andere Bundesländer, wie z. B. Baden-Württemberg und Bayern hingegen werden (im Wesentlichen aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie) von Energiedefiziten geprägt und daher auf Importe angewiesen sein.

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 der wesentlichen Maßnahmen zur Lösung der zuvor benannten Aufgaben ist das Projekt P37. Im Szenario B2024* enthält es die Maßnahmen M25a und M25b.

Maßnahme M25a: Vieselbach – PSW Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn)



Maßnahme M25a (Vieselbach – PSW Talsperre Schmalwasser) wird bestätigt.

Von Vieselbach bis zum Netzanschlusspunkt des geplanten Pumpspeicherwerks (PSW) „Talsperre Schmalwasser“ werden die Leiterseile der bestehenden 380-kV-Freileitung gegen Hochstrombeseilung bzw. HTLS bei geeigneter Bauweise und Maststatik ausgetauscht. Hierzu ist die 380-kV-Anlage Vieselbach zu ertüchtigen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2022

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer fordert, weitere Planungsmaßnahmen für den Netzanschluss des geplanten Pumpspeicherkraftwerks Schmalwasser bis zur Eröffnung des Planfeststellungsverfahrens für das Kraftwerk auszusetzen. Damit sei nicht vor 2016 zu rechnen.

Das geplante Pumpspeicherkraftwerk Schmalwasser ist im Szenariorahmen 2024 in allen vier Szenarien enthalten und würde somit zu einem erhöhten Transportbedarf zwischen Vieselbach und Mecklar beitragen. Darüber unabhängig ergibt sich der erhöhte Transportbedarf auf dieser Kuppelleitung zwischen Hessen und Thüringen aus einem großen Erzeugungsüberschuss in der Regelzone von 50 Hertz. In der von den Übertragungsnetzbetreibern angeführten Stunde 2365 im Szenario B2024 hat das Pumpspeicherkraftwerk Schmalwasser keinen Einfluss auf*

die hohe Auslastung des Stromkreises zwischen Vieselbach und PSW Schmalwasser, da das Pumpspeicherkraftwerk Schmalwasser in dieser Stunde weder in das Netz einspeist noch Leistung entnimmt. Insofern sind Maßnahmen des Projekts P37 unabhängig vom Anschluss des Pumpspeicherkraftwerks Schmalwasser. Im Übrigen handelte es sich bei einem solchen Anschluss um eine reine Kraftwerksanschlussleitung, die vom Pumpspeicherkraftwerk Schmalwasser zum Netzanschlusspunkt des Übertragungsnetzes verlief. Solche Kraftwerksanschlussleitungen (die ein Kraftwerk mit dem Übertragungsnetz verbinden und allein dem Kraftwerk zugänglich sind) sind entgegen der Darstellung in den Entwürfen des Netzentwicklungsplans Teil weder 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, der wiederum den Netzbetreiber mit der Errichtung der Anschlussleitung betrauen kann. Sie wird damit zu einem Auftragsprojekt, aber nicht zu einem Teil des Netzes oder der Netzausbauplanung. Über ihre konkrete Ausführung entscheiden die zuständigen Landesbehörden.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M25a führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M25a ist ein Stromkreis zwischen Vieselbach und dem PSW Schmalwasser z. B. in der Stunde 2365 zu 169% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M25a reduziert die Auslastung dann auf 128%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz besteht in 59% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 79%, der Mittelwert bei 23%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 2366 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Vieselbach und dem PSW Schmalwasser. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M25a einer dieser Stromkreise zu 145% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M25a reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 109%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 61%.

Szenario A2024

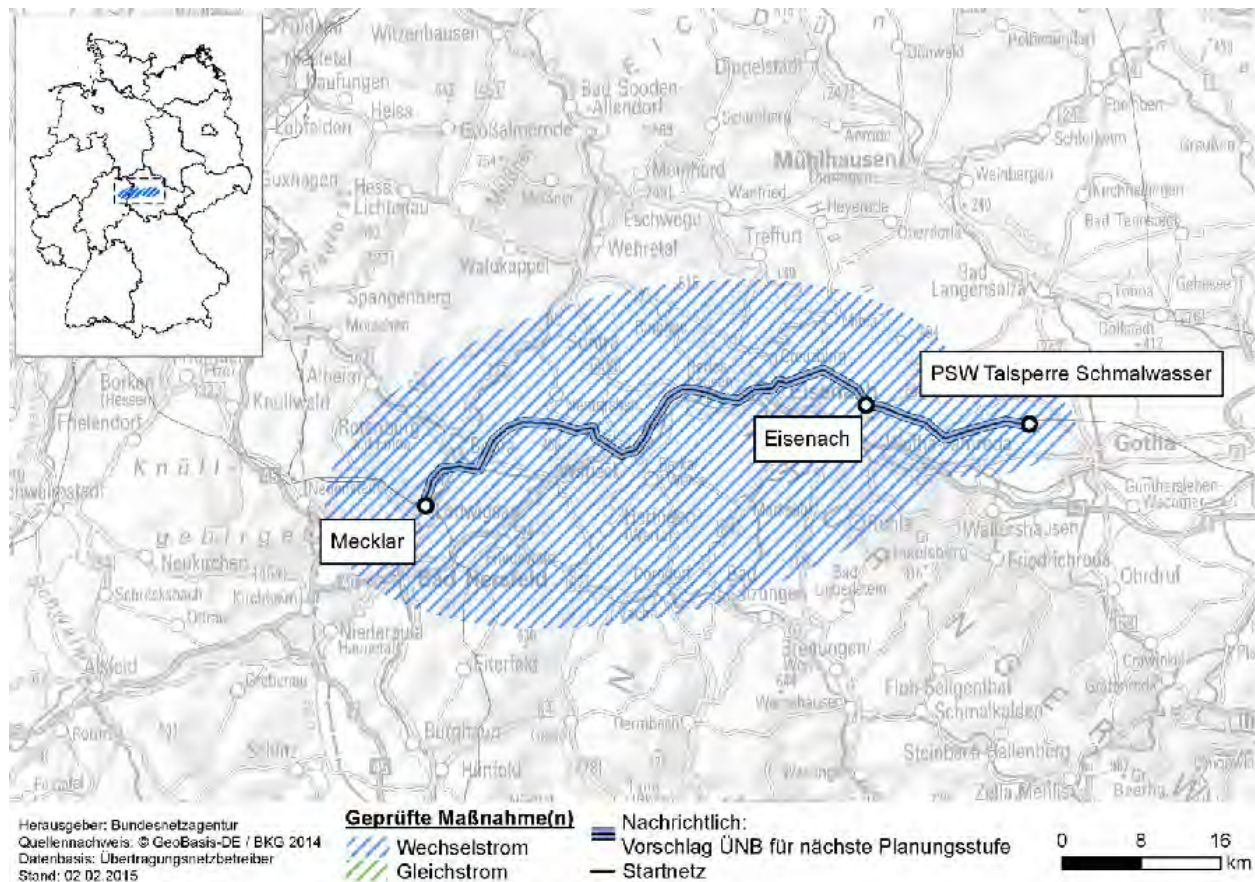
Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit maximal 52% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die bestehenden Stromkreise zwischen Vieselbach und dem PSW Schmalwasser sind im Szenario B2024* im BBP-Netz schon im (n-0)-Fall mit 95% hoch ausgelastet. Diese hohe Auslastung wird durch die Maßnahme M25a auf 71% reduziert. Im (n-1)-Fall reduziert die Maßnahme M25a die Auslastung nicht unter 100%, allerdings wird die Auslastung um über 40 Prozentpunkte gesenkt. Die Maßnahme M25a ist in über 50% der betrachteten Stunden im Jahr über 20% ausgelastet.

Auch bei Reduktion der Offshore-Leistung und Spitzenkappung ist die Auslastung noch so hoch, dass sie mit der Maßnahme M25a nicht unter 100% gesenkt werden kann. Durch die hohe Auslastung auf dem Leitungsstück zwischen Vieselbach und dem PSW Schmalwasser ist die Maßnahme M25a sinnvoll, da sie Belastung allein schon bei der Prüfung auf das BBP-Netz um über 30 Prozentpunkte senkt. Da das BBP-Netz für einen sicheren Netzbetrieb im Jahr 2024 in Deutschland nicht ausreichend ist, kann bei einem weiteren Ausbau über dieses hinaus durch die Maßnahme M25a die Überlastung von über 100% auf unter 100% gesenkt werden. Hinzu kommt, dass im Rahmen der Maßnahme M25a lediglich ein Austausch der bestehenden 380-kV-Freileitung gegen eine Hochstrombeseilung bzw. HTLS geplant ist.

Maßnahme M25b: PSW Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn) – Mecklar



Maßnahme M25b (PSW Talsperre Schmalwasser – Mecklar) wird bestätigt.

Vom Netzanschlusspunkt des geplanten PSW Schmalwasser bis Mecklar wird die Stromtragfähigkeit der bestehenden 380-kV-Freileitung durch die Umbeseilung mit Hochstrombeseilung bzw. HTLS bei geeigneter Bauweise und Maststatik erhöht. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Eisenach und Mecklar zu verstärken.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2023

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer fordert, weitere Planungsmaßnahmen für den Netzanschluss des geplanten Pumpspeicherkraftwerks Schmalwasser bis zur Eröffnung des Planfeststellungsverfahrens für das Kraftwerk auszusetzen. Damit sei nicht vor 2016 zu rechnen.

Das geplante Pumpspeicherkraftwerk Schmalwasser ist im Szenariorahmen 2024 in allen vier Szenarien enthalten und würde somit zu einem erhöhten Transportbedarf zwischen Vieselbach und Mecklar beitragen. Darüber unabhängig ergibt sich der erhöhte Transportbedarf auf dieser Kuppelleitung zwischen Hessen und Thüringen aus einem großen Erzeugungsüberschuss in der Regelzone von 50 Hertz. In der von den Übertragungsnetzbetreibern angeführten Stunde 2365 im Szenario B2024 hat das Pumpspeicherkraftwerk Schmalwasser keinen Einfluss auf die hohe Auslastung des Stromkreises zwischen Vieselbach und PSW Schmalwasser, da das Pumpspeicher-*

kraftwerk Schmalwasser in dieser Stunde weder in das Netz einspeist noch Leistung entnimmt. Insofern sind Maßnahmen des Projekts P37 unabhängig vom Anschluss des Pumpspeicherkraftwerks Schmalwasser. Im Übrigen handelte es sich bei einem solchen Anschluss um eine reine Kraftwerksanschlussleitung, die vom Pumpspeicherkraftwerk Schmalwasser zum Netzanschlusspunkt des Übertragungsnetzes verlief. Solche Kraftwerksanschlussleitungen (die ein Kraftwerk mit dem Übertragungsnetz verbinden und allein dem Kraftwerk zugänglich sind) sind entgegen der Darstellung in den Entwürfen des Netzentwicklungsplans Teil weder 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, der wiederum den Netzbetreiber mit der Errichtung der Anschlussleitung betrauen kann. Sie wird damit zu einem Auftragsprojekt, aber nicht zu einem Teil des Netzes oder der Netzausbauplanung. Über ihre konkrete Ausführung entscheiden die zuständigen Landesbehörden.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M25b führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M25b sind die bestehenden Stromkreise zwischen Eisenach und Mecklar und Ebenheim und Mecklar z. B. in der Stunde 2365 schon im (n-0)-Fall mit 108% und 102% ausgelastet. Diese hohe Auslastung wird mit der Maßnahme M25b auf 79% und 75% reduziert. Weitere Stromkreise zwischen dem PSW Schmalwasser und Ebenheim und dem PSW Schmalwasser und Eisenach sind ebenfalls bereits im (n-0)-Fall mit jeweils 98% hoch ausgelastet. Diese hohe Auslastung wird durch die Maßnahme M25b auf jeweils 72% reduziert. Im (n-1)-Fall sind ohne die Maßnahme M25b die Stromkreise zwischen dem PSW Schmalwasser und Eisenach und zwischen Eisenach und Mecklar in der Stunde 2365 zu 131% und 146% belastet, wenn einer der beiden Stromkreise zwischen Ebenheim und Mecklar ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M25b reduziert die Auslastung zwischen dem PSW Schmalwasser und Eisenach und zwischen Eisenach und Mecklar dann auf 96% und 110%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz besteht in 62% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 79%, der Mittelwert bei 25%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 2316 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen dem PSW Schmalwasser und Eisenach sowie zwischen Eisenach und Mecklar. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M25b jeweils einer dieser Stromkreise zu 96% und 119% belastet, wenn einer der beiden Stromkreise zwischen Ebenheim und Mecklar ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M25b reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 76% und 92%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 66%.

Szenario A2024

Die Maßnahme M25b ist im Zielnetz des Szenarios A2024 der Übertragungsnetzbetreiber nicht enthalten.

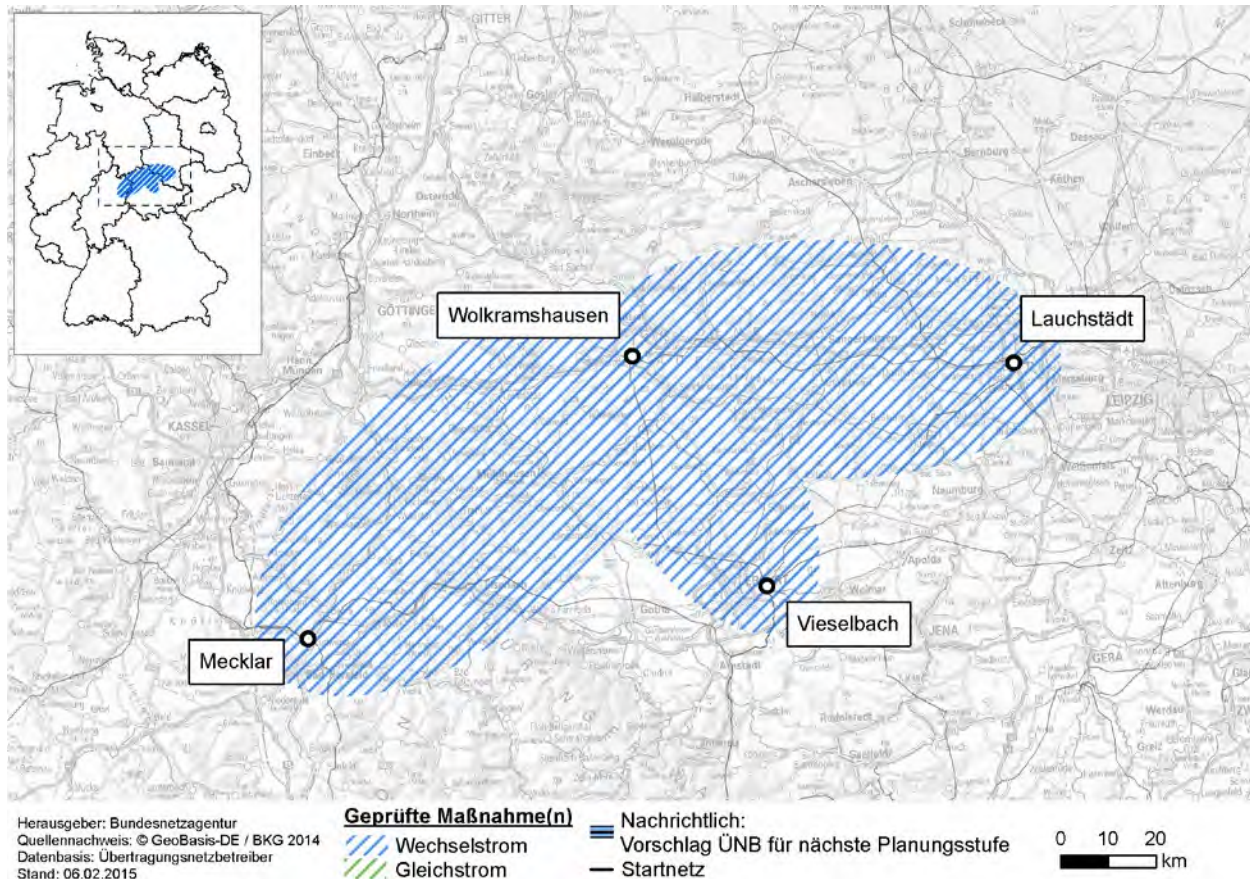
Ergebnis

Die bestehenden Stromkreise zwischen Eisenach und Mecklar und Ebenheim und Mecklar sind unter dem Szenario B2024* im BBP-Netz schon im (n-0)-Fall mit 108% und 102% ausgelastet. Diese hohe Auslastung wird mit der Maßnahme M25b auf 79% und 75% reduziert. Im (n-1)-Fall reduziert die Maßnahme M25b die Auslastung zwischen Eisenach und Mecklar zwar nicht auf unter 100%, allerdings wird die Auslastung um über 30% gesenkt. Zwischen dem PSW Schmalwasser und Eisenach wird die Auslastung auf unter 100% gesenkt.

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung der Einspeisespitzen verhindert die Maßnahme M25b im (n-1)-Fall wirksam Auslastungen von über 100% im BBP-Netz. Die Maßnahme ist in über 60% der Stunden der 8.760 Stunden im Jahr über 20% ausgelastet und würde somit das Kriterium der Erforderlichkeit erfüllen.

Prüfung der vorhabenbezogenen Alternative

Die Übertragungsnetzbetreiber haben alternativ den Neubau einer 380-kV-Leitung mit Hochtemperaturseilen bzw. HTLS in bestehender 220-kV-Trasse zwischen Lauchstädt – Wolframshausen – Vieselbach und eine Weiterführung in Richtung Niedersachsen mit einem zusätzlichen 380-kV-Neubau von Wolframshausen (50Hertz) zum Anschluss an die geplante 380-kV-Leitung Wahle – Mecklar (TenneT) erwogen.



Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer gibt zu bedenken, dass die vorhabenbezogene Alternative zu dem Projekt P37 einen deutlich höheren Netzausbau mit einer zusätzlichen Trasseninanspruchnahme zur Folge hätte. Die vorgeschlagenen Maßnahmen M25a und M25b seien der Alternative vorzuziehen, da sie ohne einen Trassenneubau auskämen.

Der Hinweis ist berechtigt. Die vorgeschlagenen Maßnahmen M25a und M25b sind aus den genannten Gründen gegenüber der Alternative vorzuziehen.

Wirksamkeit

Die Alternative zu den Maßnahmen M25a und M25b führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung des BBP-Netzes im Szenario B2024*. Ohne die Alternative sind die bestehenden Stromkreise zwischen Eisenach und Mecklar und Ebenheim und Mecklar in der Stunde 2365 schon im (n-0)-Fall mit 106% und 100% ausgelastet. Diese hohe Auslastung wird mit der Alternative auf 76% und 71% reduziert. Weitere Stromkreise zwischen dem PSW Schmalwasser und Ebenheim, zwischen dem

PSW Schmalwasser und Eisenach sowie zwischen Vieselbach und dem PSW Schmalwasser sind ebenfalls bereits im (n-0)-Fall mit jeweils 96% hoch ausgelastet. Diese hohe Auslastung wird durch die Alternative auf jeweils 67% reduziert. Im (n-1)-Fall ist ohne die Alternative ein Stromkreis zwischen Vieselbach und dem PSW Schmalwasser in der Stunde 2365 zu 170% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Alternative reduziert die Auslastung dann auf 117%. Fällt hingegen ein Stromkreis zwischen Ebenheim und Mecklar aus, kann die Alternative die Auslastung des parallelen Stromkreises von Eisenach nach Mecklar von 146% auf 100% reduzieren. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt für die Stromkreise der Alternative zwischen Lauchstädt und Wolframshausen 42%, zwischen Wolframshausen und Vieselbach 15% und zwischen Wolframshausen und Mecklar 56%.

Die Alternative wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

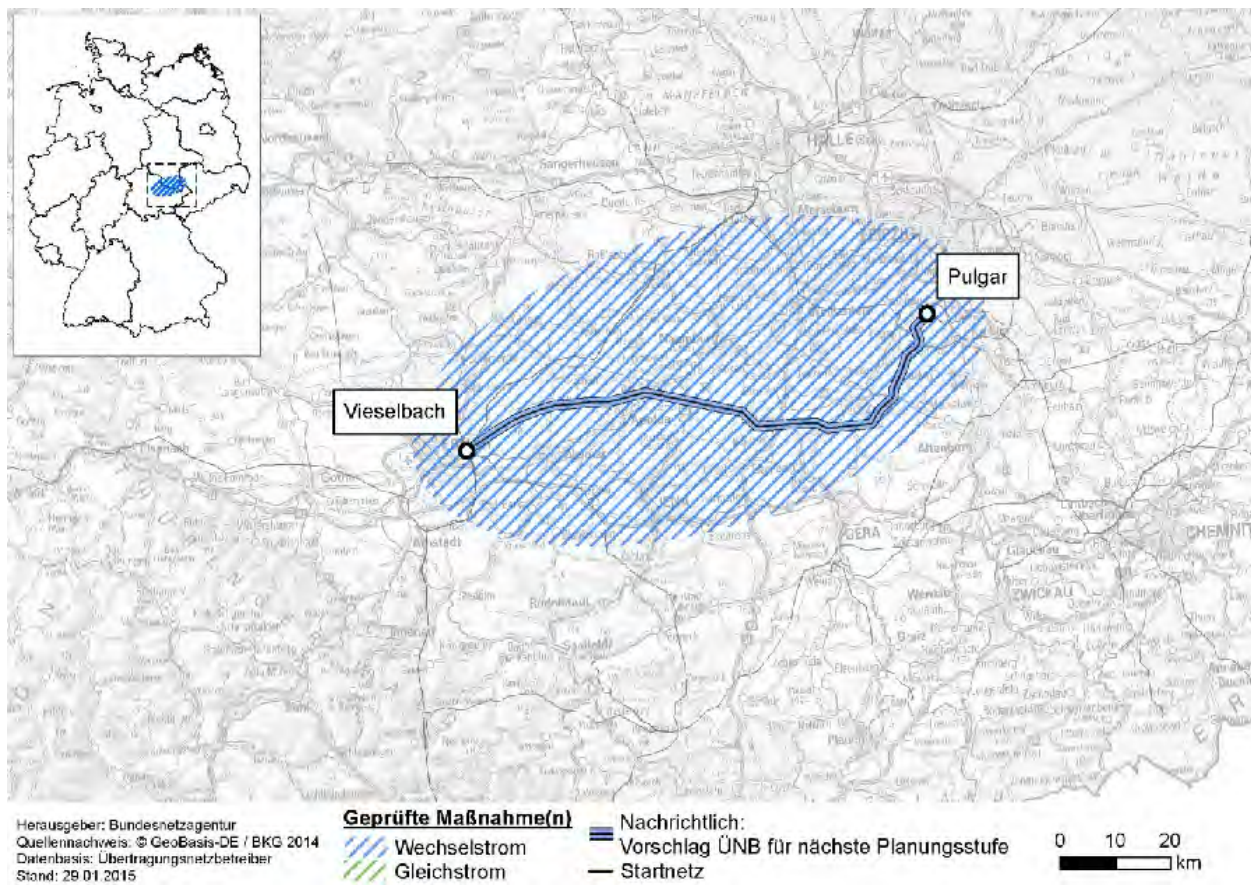
Gutachter-Marktmmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 2366 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Vieselbach und dem PSW Schmalwasser sowie zwischen Eisenach und Mecklar. Im BBP-Netz ist ohne die Alternative einer dieser Stromkreise zu 145% und 97% belastet, wenn die Stromkreise zwischen Vieselbach und dem PSW Schmalwasser sowie zwischen Ebenheim und Mecklar ausfallen. Die Hinzunahme der Alternative reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 106% und 64%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt für die Stromkreise der Alternative zwischen Lauchstädt und Wolframshausen 38%, zwischen Wolframshausen und Vieselbach 4% und zwischen Wolframshausen und Mecklar 42%.

Ergebnis

Aus elektrotechnischer Sicht sind die Maßnahmen M25a und M25b der Alternative vorzuziehen, da sie bei der Reduktion der Offshore-Leistung und Spitzenkappung die Auslastungen in den jeweiligen (n-1)-Fällen unter 100% reduzieren. Des Weiteren werden die hohen Auslastungen im Szenario B2024* im jeweiligen (n-1)-Fall durch die Maßnahmen M25a und M25b deutlicher reduziert als bei der Alternative. Die Alternative wäre im Gegensatz zu den Maßnahmen M25a und M25b zum Teil ein 380-kV-Neubau, wofür eine zusätzliche Trasse erforderlich würde (Verletzung des NOVA-Prinzips). Sie wäre mit ca. 270 km um einiges länger als die beiden Maßnahmen mit einer Gesamtlänge von 135 km. Für die Alternative würden auch mehr Schaltfelder benötigt als bei den beiden Maßnahmen. Aus diesen Gründen würde die Alternative auch höhere Investitionskosten verursachen.

Projekt P38: Pulgar – Vieselbach



Das Projekt P38 mit der Maßnahme M27 ist als Vorhaben Nr. 13 Teil des Bundesbedarfsplans.

Das Szenario B2024* prognostiziert für Mecklenburg-Vorpommern, Berlin, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen einen EE-Ausbau, der zusammen mit der (aufgrund geringer Kosten für Brennstoff und CO₂-Emissionszertifikate) häufigen Marktteilnahme der Braunkohle-Bestandskraftwerke zu einem Jahresüberschuss von etwa 62 TWh in diesen Regionen führt. Andere Bundesländer, wie z. B. Baden-Württemberg und Bayern hingegen werden - im Wesentlichen aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie - von Energiedefiziten geprägt und daher auf Importe angewiesen sein.

Da die neuen Bundesländer historisch bedingt netztechnisch nicht ausreichend mit den alten Bundesländern verbunden sind, ist ein weiterer Ausbau der Netzinfrastruktur zwischen beiden Gebieten nötig.

Eine der wesentlichen Maßnahmen zur Lösung der zuvor benannten Aufgaben ist das Projekt P38, 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. Das Projekt enthält die Maßnahme M27.

Maßnahme M27: Pulgar – Vieselbach

Maßnahme M27 (Pulgar – Vieselbach) wird bestätigt.

Von Pulgar nach Vieselbach wird die bestehende 380-kV-Freileitung durch einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung verstärkt. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Pulgar und Vieselbach zu ertüchtigen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M27 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M27 führt zu einer signifikanten Entlastung ansonsten überlasteter Leitungen im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M27 ist z. B. ein Stromkreis zwischen Pulgar und Zeitz bzw. zwischen Vieselbach und Zeitz in der Stunde 2365 zu 124% bzw. 123% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M27 reduziert die Auslastung dann auf 96% bzw. 87%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz besteht in 84% bzw. 89% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitungen von Pulgar nach Zeitz bzw. Vieselbach nach Zeitz über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 59% bzw. 62%, der Mittelwert bei 30% bzw. 32%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 2344 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Pulgar und Zeitz bzw. Vieselbach und Zeitz. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M27 einer dieser Stromkreise zu 108% bzw. 114% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M27 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 83% bzw. 81%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 48% bzw. 52%.

Szenario A2024

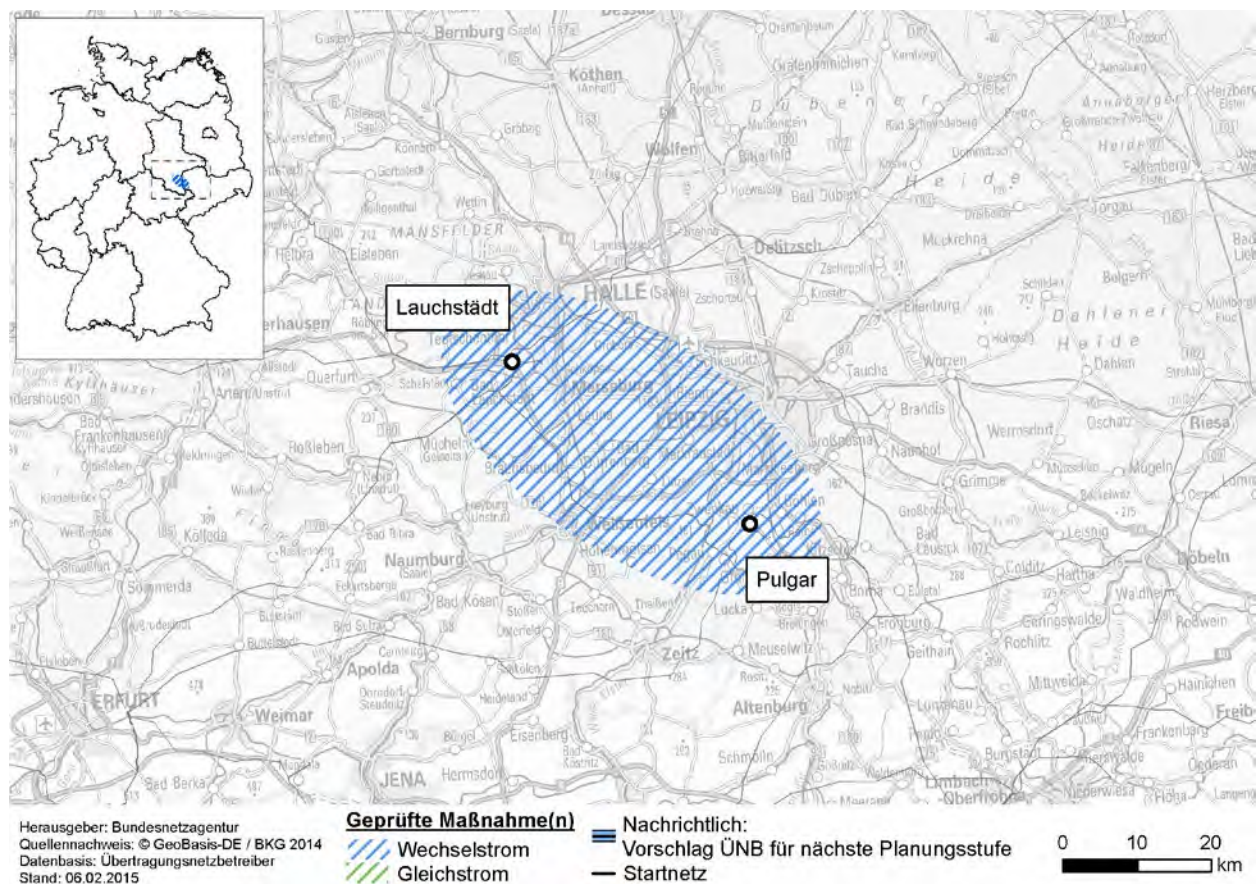
Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit maximal 69% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Durch die Maßnahme M27 kann in mindestens zwei verschiedenen (n-1)-Fällen eine hohe Auslastung von über 100% auf unter 100% reduziert werden. Auch in der Gutachter-Marktmodellierung reduziert die Maßnahme M27 diese (n-1)-Fälle von über 100% auf unter 100%. Es gibt auch keine sinnvolle Topologieänderung, welche die hohe Auslastung ebenfalls unter 100% reduzieren könnte. Die Maßnahme ist in über 80% der 8.760 Stunden im Jahr mit über 20% ausgelastet und würde damit auch das Kriterium der Erforderlichkeit erfüllen.

Prüfung der vorhabenbezogenen Alternative

Eine anderweitige Planungsmöglichkeit könnte ein zusätzlicher Neubau einer 380-kV-Leitung von Pulgar nach Lauchstädt in bestehender 220-kV-Trasse sein.



Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der vorhabenbezogenen Alternative liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Alternative führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung des BBP-Netzes im Szenario B2024*. Wenn weder die Maßnahme M27 noch die Alternative realisiert würden, wäre ein Stromkreis zwischen Pulgar und Zeitz bzw. zwischen Vieselbach und Zeitz in der Stunde 2365 zu 125% bzw. 124% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Alternative reduziert die Auslastung dann auf 107% bzw. 99%.

Die Alternative wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* wirksam.

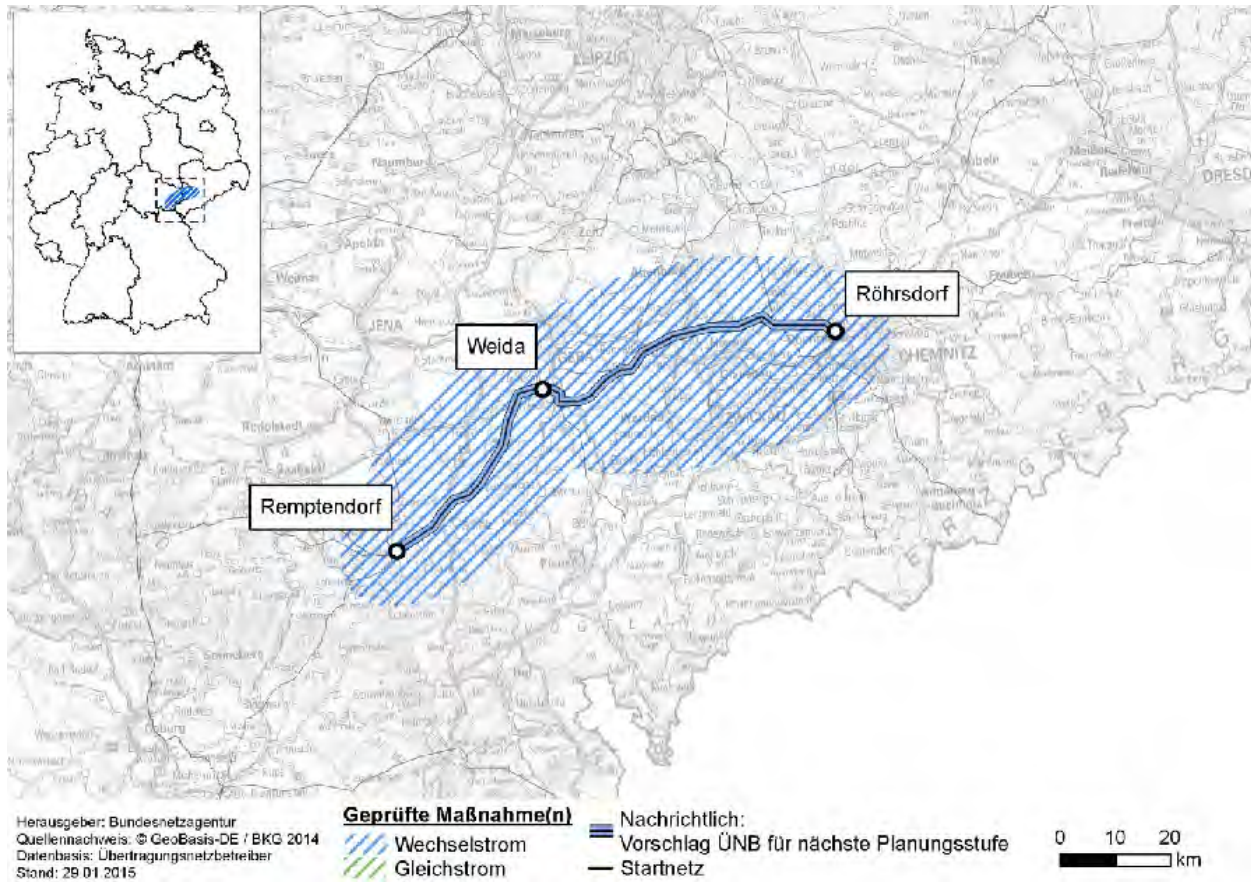
Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 2344 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Pulgar und Zeitz bzw. Vieselbach und Zeitz. Im BBP-Netz ist ohne die Alternative einer dieser Stromkreise zu 107% bzw. 115% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Alternative reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 106% bzw. 103%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 60% bzw. 75%.

Ergebnis

Die Alternative kann die Auslastung je nach betroffenem (n-1)-Fall, ob also ein Stromkreis zwischen Pulgar und Zeitz oder ein Stromkreis zwischen Vieselbach und Zeitz ausfällt, nicht auf unter 100% oder nur knapp auf unter 100% reduzieren. Dies gilt auch bei der Reduktion der Offshore-Leistung und Spitzenkappung. Die beantragte Maßnahme M27 hingegen kann in beiden (n-1)-Fällen des Szenarios B2024* sowie auch bei der Reduktion der Offshore-Leistung und Spitzenkappung die Auslastung auf unter 100% reduzieren. Das von den Übertragungsnetzbetreibern bezüglich der Alternative beschriebene Zusammenwirken mit dem Korridor D ist in dieser Form nicht mehr gegeben, da die Anfangs- und Endpunkte des Korridors D im Szenario B2024* von Lauchstädt nach Wolmirstedt und von Meitingen nach Gundremmingen verschoben wurden. Des Weiteren würde durch die alternative 380-kV-Leitung von Pulgar nach Lauchstädt teilweise ein Netzausbau nötig, der gemäß dem NOVA-Prinzip einer Netzverstärkung zwischen Pulgar und Vieselbach nicht vorzuziehen ist. Vielmehr wäre die Maßnahme M27 aus diesen Gründen vorzugswürdig.

Projekt P39: Röhrsdorf – Remptendorf



Die Maßnahme M29 des Projekts P39 ist als Vorhaben Nr. 14 Teil des Bundesbedarfsplans.

Das Szenario B2024* prognostiziert für Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen einen EE-Ausbau, der zusammen mit der (aufgrund geringer Kosten für Brennstoff und CO₂-Emissionszertifikate) häufigen Marktteilnahme der Braunkohle-Bestandskraftwerke zu einem Jahresüberschuss von etwa 62 TWh in diesen Regionen führt. Andere Bundesländer, wie z. B. Baden-Württemberg und Bayern hingegen werden - im Wesentlichen aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie - von Energiedefiziten geprägt und daher auf Importe angewiesen sein.

Da die neuen Bundesländer historisch bedingt netztechnisch nicht ausreichend mit den alten Bundesländern verbunden sind, ist ein weiterer Ausbau der Netzinfrastruktur zwischen beiden Gebieten nötig.

Eine der wesentlichen Maßnahmen zur Lösung der zuvor benannten Aufgaben ist das Projekt P39, 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. Das Projekt enthält die Maßnahme M29.

Maßnahme M29: Röhrsdorf – Weida – Remptendorf

Maßnahme M29 (Röhrsdorf – Weida – Remptendorf) wird bestätigt.

Von Röhrsdorf nach Remptendorf wird die bestehende 380-kV-Freileitung durch einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung verstärkt. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Röhrsdorf, Weida und Remptendorf zu ertüchtigen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2021

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M29 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M29 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M29 ist ein Stromkreis zwischen Röhrsdorf und Remptendorf in der Stunde 7920 zu 128% belastet, wenn der Stromkreis von Röhrsdorf über Weida nach Remptendorf ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M29 reduziert die Auslastung dann auf 94%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz besteht in 77% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 68%, der Mittelwert bei 28%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 8639 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Röhrsdorf und Remptendorf. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M29 einer dieser Stromkreise zu 107% belastet, wenn der Stromkreis zwischen Weida und Remptendorf ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M29 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 78%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 56%.

Alternativ könnte die hohe Auslastung in dem untersuchten (n-1)-Fall durch eine Topologieänderung in Röhrsdorf und zugleich in Remptendorf von 107% auf 96% reduziert werden. Auch im umgekehrten (n-1)-Fall, also wenn der parallele Stromkreis zwischen Röhrsdorf und Remptendorf ausfällt, kann die hohe Auslastung von 107% bzw. 102% auf 97% bzw. 91% reduziert werden.

Die Topologieänderung reduziert die Auslastung mit 96% allerdings nur knapp unter 100%, wohingegen die Maßnahme M29 die Auslastung mit 78% deutlicher unter 100% senkt. Da die Topologieänderung zudem zwei gleichzeitig durchzuführende Schalthandlungen erfordert und damit in den Grenzbereich der Anwendung dieses Instruments vorstößt, gleichzeitig aber der entlastende Effekt mit nur rund 10%-Punkten gering ist, wird die Topologieänderung in diesem Fall als keine sinnvolle Alternative erachtet. Darüber hinaus ist zu erwarten, dass die Topologieänderung bei fortschreitendem Ausbau an EE-Leistung bereits in einem der folgenden Netzentwicklungspläne nicht mehr ausreichend sein wird. Des Weiteren ist die Topologieänderung nur bei der Gutachter-Marktmodellierung und nicht bei der Prüfung auf das Szenario B2024* wirksam. Aus diesem Grund ist die Maßnahme M29 mit der deutlicheren Reduzierung unter 100% und der daraus resultierenden höheren Reserve an Übertragungskapazität der Topologieänderung vorzuziehen.

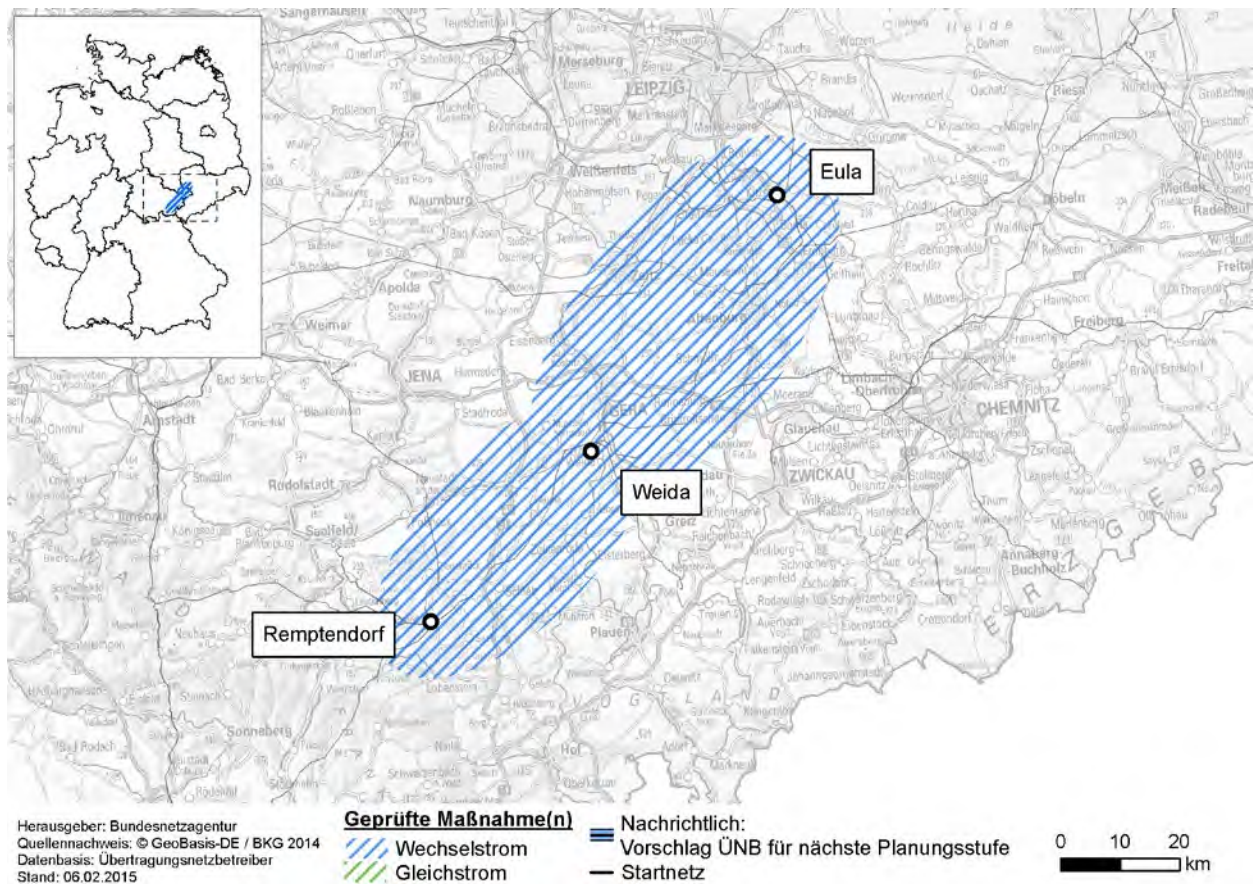
Ergebnis

Durch die Maßnahme M29 kann eine hohe Auslastung von über 100% im (n-1)-Fall auf unter 100% reduziert werden. Auch bei der Gutachter-Marktmodellierung reduziert die Maßnahme M29 diesen (n-1)-Fall von über 100% auf unter 100%. Die Maßnahme ist in über 70% der 8.760 Stunden im Jahr mit über 20% ausgelastet und würde somit auch das Kriterium der Erforderlichkeit erfüllen. Allerdings ist bei der Reduktion der Offshore-Leistung und Spitzenkappung eine Topologieänderung möglich, die die Auslastung ebenfalls unter 100% reduzieren kann. Die Maßnahme M29 reduziert aber die Auslastung im (n-1)-Fall mit 78% deutlicher unter 100% als die Topologieänderung und ist dadurch im Hinblick auf den zukünftig zu erwartenden weiteren EE-Ausbau besser geeignet. Ohne die Reduktion der Offshore-Leistung und Spitzenkappung ist die Topologieänderung im Übrigen nicht wirkungsvoll, da sie die Auslastung nicht unter 100% reduziert.

Prüfung vorhabenbezogener Alternativen

Alternative 1: Neubau einer 380-kV-Doppelleitung Eula – Weida – Remptendorf

Die Übertragungsnetzbetreiber haben alternativ den Neubau einer 380-kV-Doppelleitung Eula – Weida – Remptendorf erwogen. Der Ausbau könne bis Weida in der bestehenden 220-kV-Trasse erfolgen.



Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der vorhabenbezogenen Alternative liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

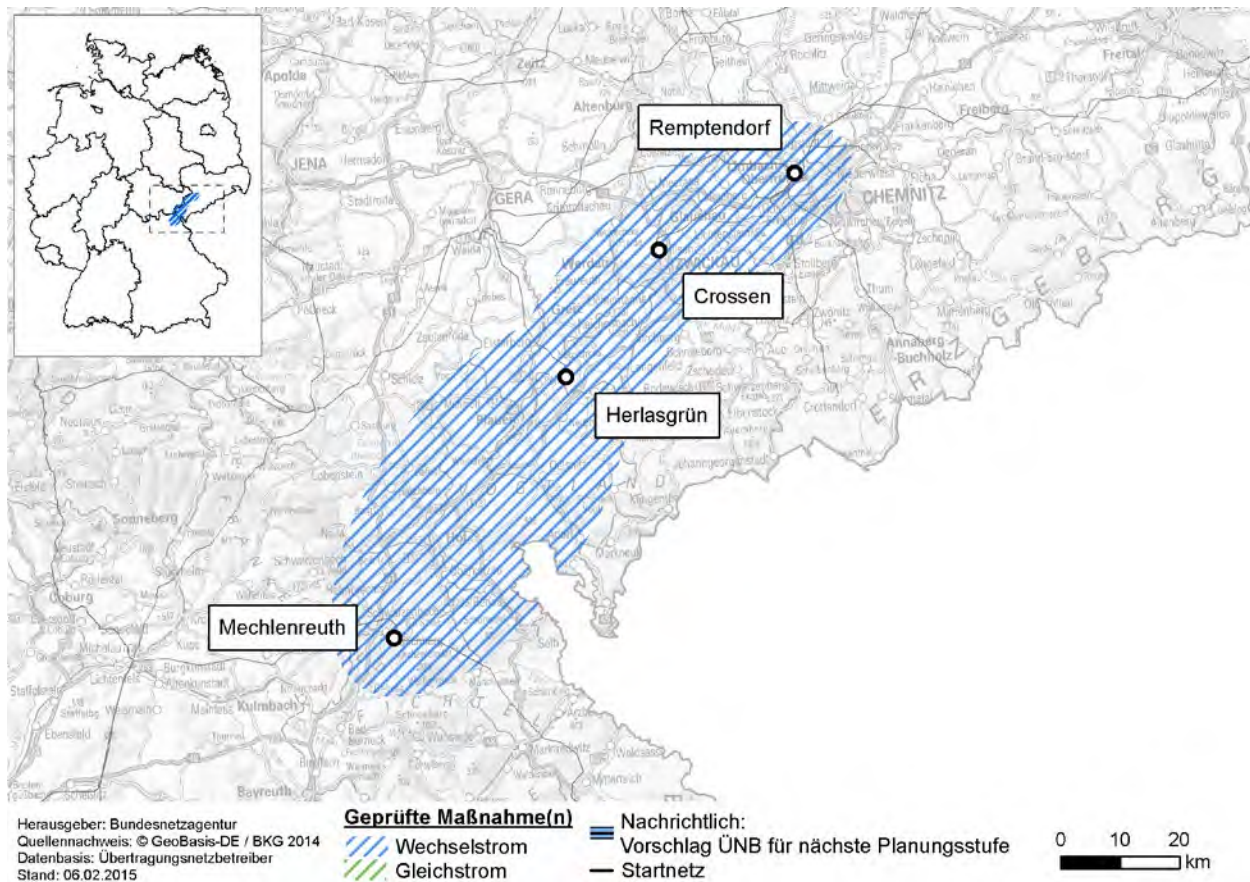
Die Alternative 1 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Alternative 1 ist ein Stromkreis zwischen Röhrsdorf und Remptendorf in der Stunde 7920 zu 128% belastet, wenn der Stromkreis von Weida nach Remptendorf ausfällt. Die Hinzunahme der Alternative 1 reduziert die Auslastung dann auf 77%.

Die Alternative 1 wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 8639 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Röhrsdorf und Remptendorf. Im BBP-Netz ist ohne die Alternative 1 einer dieser Stromkreise zu 107% belastet, wenn der Stromkreis zwischen Weida und Remptendorf ausfällt. Die Hinzunahme der Alternative 1 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 67%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 63%.

Alternative 2: Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Röhrsdorf – Crossen – Herlasgrün – Mechlenreuth



Erwogen haben die Übertragungsnetzbetreiber auch den Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Röhrsdorf – Crossen – Herlasgrün (50Hertz) – Mechlenreuth (TenneT). Diese Variante umfasst den Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Röhrsdorf und Crossen in der bestehenden 220-kV-Trasse sowie den Trassenneubau von Crossen über Herlasgrün nach Mechlenreuth; sie vermeidet die Überlastung der Leitung Röhrsdorf – Weida – Remptendorf beim Ausfall eines Stromkreises.

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten dieser vorhabenbezogenen Alternative liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Alternative 2 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Alternative 2 ist ein Stromkreis zwischen Röhrsdorf und Remptendorf in der Stunde 7920 zu 128% belastet, wenn der Stromkreis von Weida nach Remptendorf ausfällt. Die Hinzunahme der Alternative 2 reduziert die Auslastung dann auf 75%.

Die Alternative 2 wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 8639 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Röhrsdorf und Remptendorf. Im BBP-Netz ist ohne die Alternative 2 einer dieser Stromkreise zu 107% belastet, wenn der Stromkreis zwischen Weida und Remptendorf ausfällt. Die Hinzunahme der Alternative 2 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 67%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 51%.

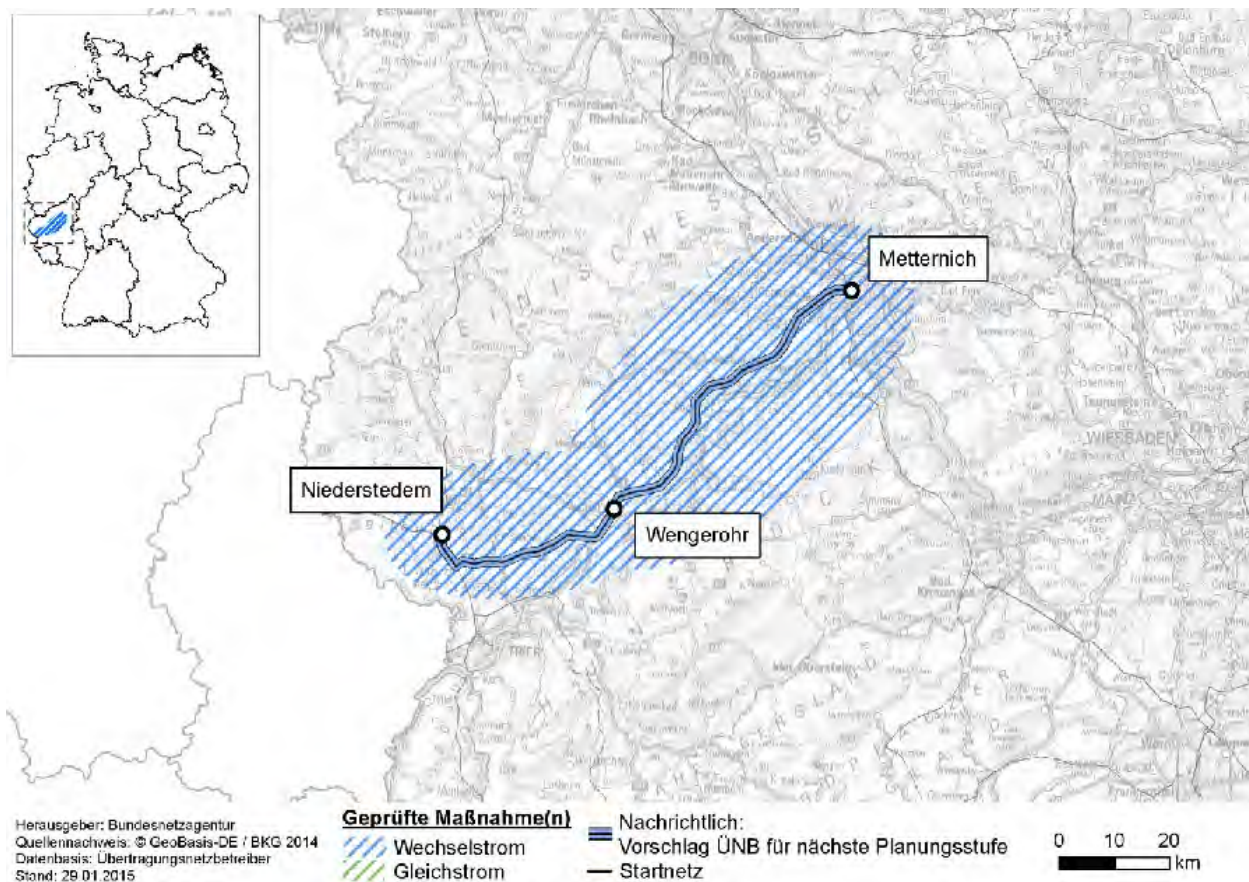
Ergebnis

Die Alternative 1 reduziert genau wie die Maßnahme M29 die Auslastung des Stromkreises von Röhrsdorf nach Remptendorf bei Ausfall des parallelen Stromkreises. Die Alternative 1 reduziert die Auslastung deutlicher unter 100% als die Maßnahme M29. Allerdings wären bei der Alternative 1 im Vergleich zur Netzverstärkung der bestehenden Leitung Röhrsdorf – Remptendorf eine höhere Trassenlänge und folglich höhere Investitionskosten erforderlich. Daher ist die Alternative 1 gegenüber der vorgeschlagenen Maßnahme als nicht vorzugswürdig anzusehen. Ob die Alternative 1 wie von den Übertragungsnetzbetreibern vorgetragen zudem zu einer schwierigeren (n-1)-sicheren Speisung der verbleibenden 220-kV-Stichleitungen führt, kann aus der Sicht der Bundesnetzagentur dahingestellt bleiben.

Die Alternative 2 reduziert die Auslastung ebenfalls deutlicher unter 100% als die Maßnahme M29. Allerdings werden durch die Alternative 2 im (n-0)-Fall die Stromkreise zwischen Etzenricht und Mechlenreuth und Röhrsdorf und Streumen mit 146% und 102% ausgelastet. Diese Stromkreise sind ohne die Alternative 2 bzw. mit der Maßnahme M29 nicht über 100% ausgelastet. Des Weiteren würde die Alternative 2 im Gegensatz zu der Maßnahme M29 zu Trassenneubau von ca. 110 km Länge führen. Das widerspräche dem NOVA-Prinzip.

Aus diesen Gründen ist die Maßnahme M29 den beiden Alternativen vorzuziehen.

Projekt P41: Region Koblenz und Trier



Das Projekt P41 mit der Maßnahme M57 ist als Vorhaben Nr. 15 Teil des Bundesbedarfsplans.

Das Projekt P41 verbessert die Anbindung des deutschen Übertragungsnetzes an die Länder Luxemburg und Frankreich und stellt eine Verbindung zur stark ausgelasteten Rheinschiene dar. Insbesondere steigert das Projekt die Integration der Pumpspeicherkapazitäten in Vianden (Luxemburg) und schafft damit verbesserte Voraussetzungen zum Ausgleich der schwankenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Das Projekt P41 enthält die Maßnahme M57.

Maßnahme M57: Punkt Metternich – Niederstedem

Maßnahme M57 (Punkt Metternich – Niederstedem) wird bestätigt.

Projekt P41 sieht mit der Maßnahme M57 den Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Metternich und Niederstedem in bestehender 220-kV-Trasse vor. Neben der Verstärkung von Schaltanlagen sind in Wengerohr der Neubau einer 380-kV-Schaltanlage sowie der Neubau von 380/110-kV-Transformatoren notwendig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018 – 2021

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M57 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M57 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M57 ein Stromkreis zwischen Oberzier und Dahlem in der Stunde 1297 zu 116% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M57 reduziert die Auslastung dann auf 96%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

In BBP-Netz wird die Leitung in 14% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 38% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 11%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 1338 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Weißenthurm und Waldlaubersheim. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M57 einer dieser Stromkreise mit 100,4% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Maßnahme M57 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 97,6%.

Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 26%.

Szenario A2024

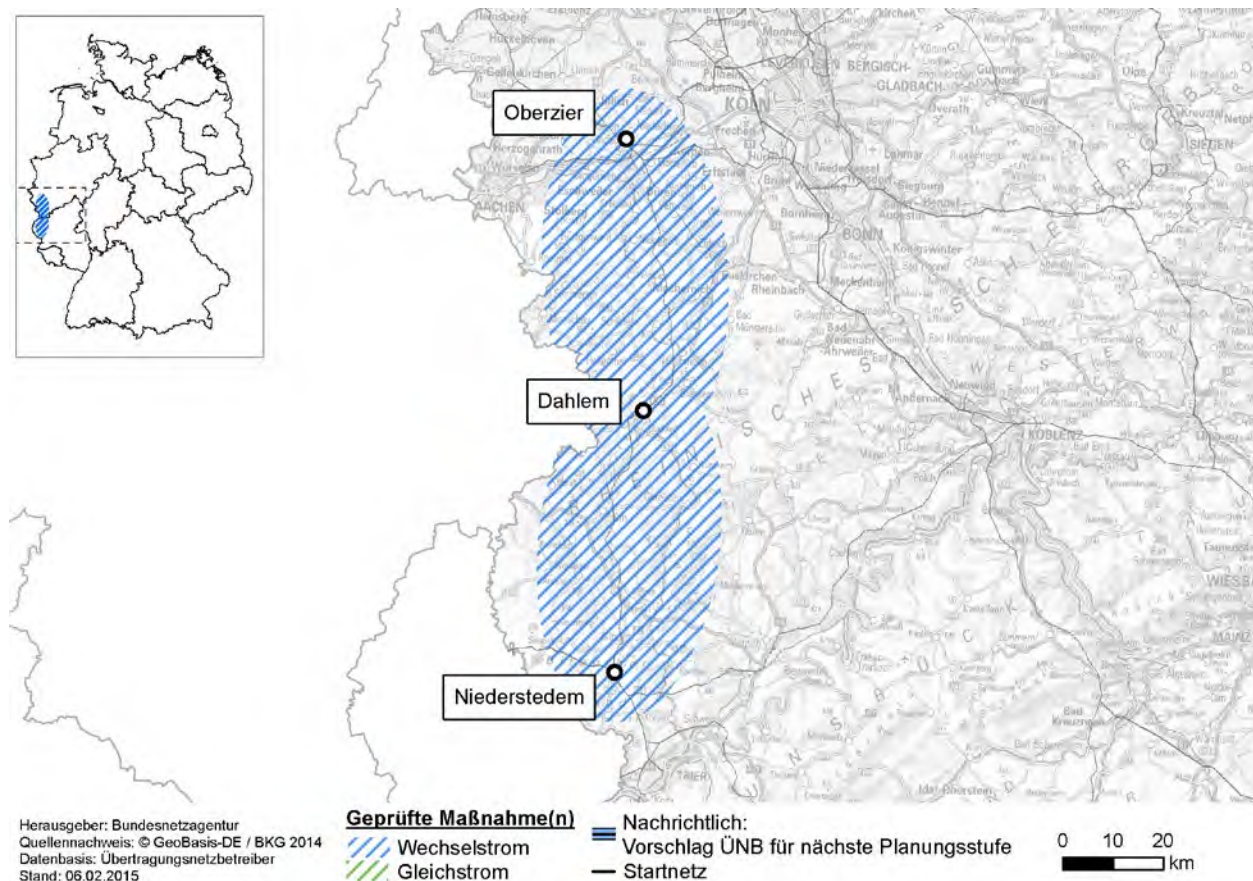
Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 43% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme behebt wirksam eine Leitungsüberlastung im (n-1)-Fall. Dass die Wirksamkeit selbst bei einer Reduktion der Offshore-Leistung sowie einer Kappung von Einspeisespitzen nachgewiesen werden kann, zeigt die Robustheit dieser Maßnahme. Die Erforderlichkeit konnte sowohl für das Szenario B2024* als für die Gutachter-Marktmodellierung nachgewiesen werden.

Prüfung der vorhabenbezogenen Alternative

Als Alternative zu Maßnahme M57 erwähnen die Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit, die 380-kV-Leitung von Oberzier über Dahlem nach Niederstedem zu verstärken.



Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der vorhabenbezogenen Alternative liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die (n-1)-Untersuchungen finden auf Basis der durch die Übertragungsnetzbetreiber angegebenen Netznutzungsfälle der Stunde 1297 statt, denen das BBP-Netz zugrunde liegt. In den entsprechenden Untersuchungen wird das Netz lediglich zwischen Maßnahme und Alternative variiert sowie um die ausfallende Leitung reduziert; etwaige Nichtverfügbarkeiten werden nicht beachtet.

Im (n-1)-Fall kommt es zu einer geringeren Auslastung des Stromkreises von Oberzier nach Dahlem. Mit der ursprünglichen Maßnahme wird eine Reduzierung der Auslastung auf 96% erreicht, die Alternative schafft eine Absenkung der Auslastung auf 83%.

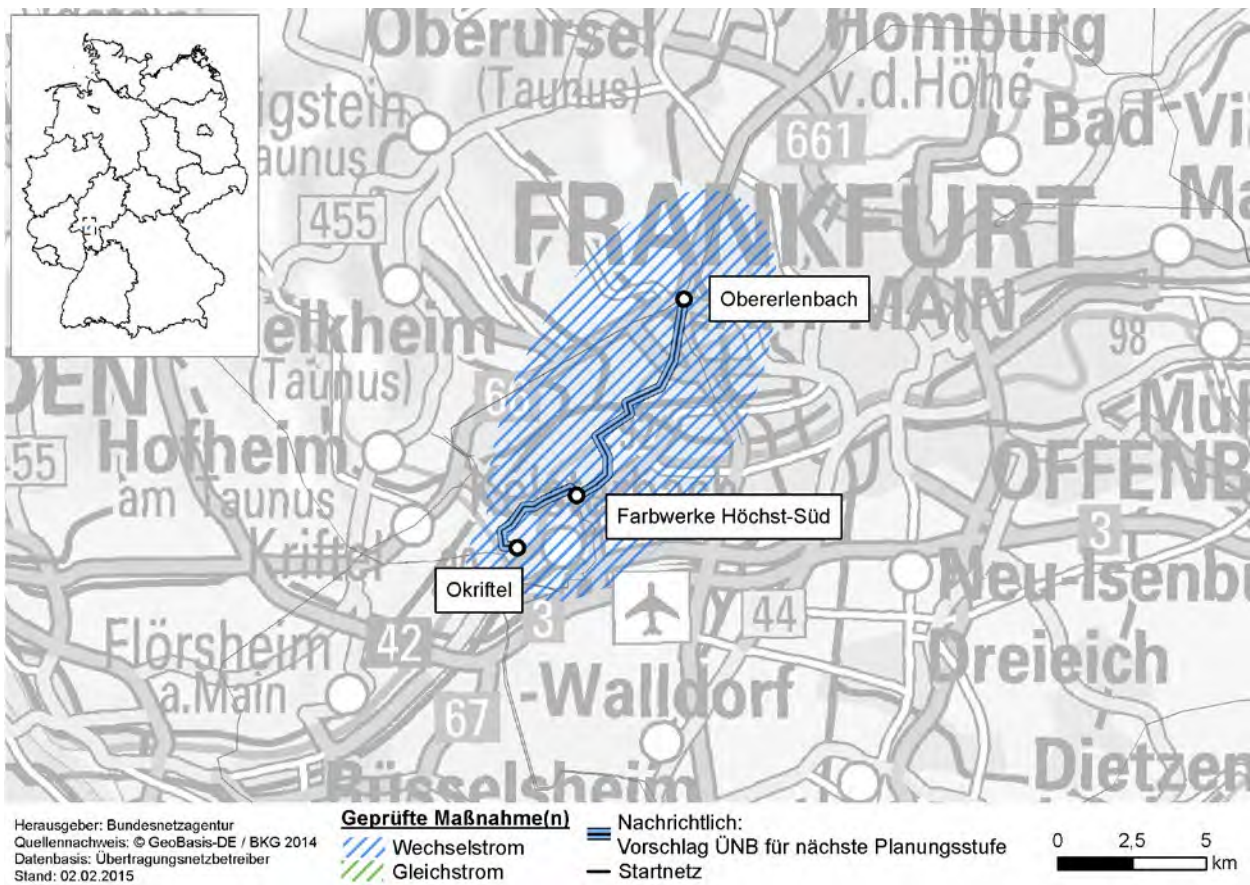
Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 1338 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Oberzier und Dahlem. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M57 einer dieser Stromkreise zu 100,4% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der alternativen Maßnahme M57 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung nur auf 99,4%.

Ergebnis

Die Alternative zur Maßnahme senkt in der Stunde 1297 ebenfalls Überlastungen der Leitung zwischen Oberzier und Dahlem im (n-1)-Fall. Insofern ist sie gegenüber der vorgeschlagenen Maßnahme M57 netztechnisch vorteilhaft, da die entlastende Wirkung etwas höher ist. In der Stunde 1338 reduziert die Alternative (bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen) eine Überlastsituation nur ganz knapp unter 100%, während die Maßnahme M57 selbst zu einer etwas größeren Entlastung führt. Da die Alternative zudem auf einem längeren Streckenabschnitt zu realisieren wäre als die Maßnahme M57, ist letztere insgesamt vorzugswürdig.

Projekt P42: Raum Frankfurt



Das Projekt P42 mit der Maßnahme M53 ist mit dem südlichen Netzverknüpfungspunkt „Kriftel“ als Vorhaben Nr. 16 Teil des Bundesbedarfsplans.

Das Projekt P42 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Raum Frankfurt. Es enthält die Maßnahme M53 und die Maßnahme M64 des Projekts P47.

Durch die Maßnahme M53 soll zum einen die Übertragungskapazität aus dem Raum nordöstlich von Frankfurt nach Südwesten in Richtung Wiesbaden/Mainz erhöht werden und zum anderen die Versorgung des Raums Frankfurts aus der 380 kV Ebene aufgrund erhöhter Lastprognosen verstärkt werden. Die Maßnahme steht u.a. in regionalem Zusammenhang mit der Startnetzmaßnahme AMP-020 und dem Projekt P161 von Großkrotzenburg nach Urberach.

Maßnahme M53: Punkt Okriftel – Punkt Obererlenbach

Maßnahme M53 (Punkt Okriftel – Punkt Obererlenbach) wird nicht bestätigt.

Die Maßnahme ist eine abschnittsweise Netzverstärkung und beinhaltet den Neubau einer 380-kV-Leitung vom Punkt Okriftel auf der Leitung Kelsterbach-Kriftel zum Punkt Ober-Erlenbach auf der Leitung Karben-Frankfurt Süd-West. In diese neu zu bauende Leitung soll das bestehende Umspannwerk des Großverbrauchers Industriepark Höchst eingebunden werden, welches derzeit noch aus der 220-kV-Ebene versorgt wird. Der hierdurch freiwerdende Trassenraum soll für die neue 380-kV-Leitung genutzt werden.

Gleichzeitig soll das Netz im Bereich Ober-Erlenbach umstrukturiert werden. Die direkte Verbindung Karben – Frankfurt Süd-West wird aufgelöst und stattdessen über die neu zu bauende 380-kV-Leitung M53 am Punkt Ober-Erlenbach eine Verbindung mit Karben angestrebt. Die Versorgung von Frankfurt Süd-West wird stattdessen durch eine Einschleifung der Leitung Karben – Kriftel sichergestellt.

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M53 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgetaucht sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M53 führt zu einer Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP Netz im Szenario B2024*. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M53 ein Stromkreis zwischen Großkrotzenburg und Dettingen in Stunde 7920 zu 161% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M53 reduziert die Auslastung auf 152%. Die Wirksamkeit der Maßnahme ist allerdings fraglich, da die entlastende Wirkung gering ist und eine deutliche Überlast über 150% verbleibt.

Von den Übertragungsnetzbetreibern wurde die Maßnahme in der Begründung ebenfalls in der Stunde 7920 untersucht, auf dem vollen Zielnetz liegt keine (n-1)-Verletzung vor. Auch hier wird eine leichte Reduktion der Auslastungen zwischen Großkrotzenburg und Dettingen festgestellt.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz wird die Leitung in 51,6% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 45% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 19,7%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es beispielsweise in der Stunde 918 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Großkrotzenburg und Dettingen. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M53 einer dieser Stromkreise zu 118% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahmen M53 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 114%. In der Gutachtermodellierung reduziert die Maßnahme die Überlastung der Leitung Großkrotzenburg – Dettingen – Urberach, allerdings mit nur vier Prozentpunkten äußerst gering.

Szenario A2024

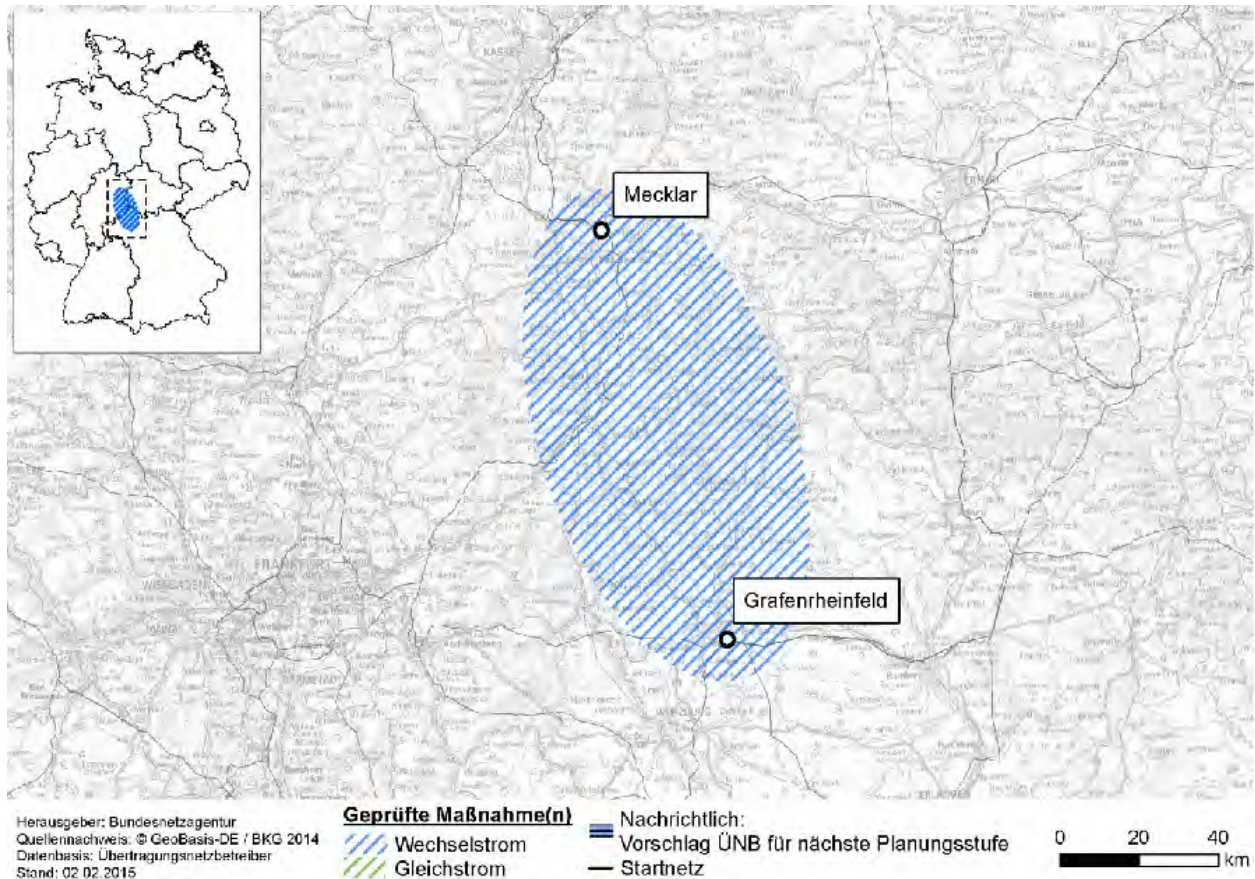
Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 40% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Zwar kann Maßnahme M53 eine Leitungsüberlastung im (n-1)-Fall geringfügig mildern, die Überlastung ist jedoch sowohl im Szenario B2024*, als auch im Gutachterszenario bei weitem nicht behoben. Im Szenario B2024* verbleibt vielmehr eine hohe Überlastung. Auf dem vollen Zielnetz ist die Maßnahme nicht wirksam.

Eine Analyse der Lastflüsse in den jeweils untersuchten Stunden ergibt, dass durch die veränderte Netztopologie und die neue Leitung zwar insgesamt mehr Leistung von Karben in Richtung Kriftel fließt als ohne diese Maßnahmen, dies jedoch kaum einen Einfluss auf den Nord-Süd Transportbedarf zu haben scheint. Dies ist die eigentliche Ursache für die angeführten Überlastungen im Bereich Großkrotzenburg.

Projekt P43: Mecklar – Grafenrheinfeld



Das Projekt P43 mit der Maßnahme M74 ist als Vorhaben Nr. 17 Teil des Bundesbedarfsplans.

Das Projekt P43 soll die Übertragungskapazität zwischen Mecklar und Grafenrheinfeld erhöhen. Es enthält die Maßnahme M74. Das Projekt dient dem Transport von Strom aus erneuerbaren Energien aus dem Norden nach Bayern. Darüber hinaus kann ein Teil des Stroms über das das Projekt P48 Grafenrheinfeld – Großgartach auch ins nördliche Baden-Württemberg fließen.

Maßnahme M74: Mecklar – Grafenrheinfeld

Maßnahme M74 (Mecklar – Grafenrheinfeld) wird bestätigt.

Zwischen Mecklar und Grafenrheinfeld soll eine neue 380-kV-Leitung errichtet werden (Netzausbau). Dazu müssten auch die 380-kV-Schaltanlagen in Mecklar und Grafenrheinfeld verstärkt werden (Netzverstärkung).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2022

Konsultation

Mehrere Konsultationsteilnehmer lehnen die Maßnahme ab und fordern mehr Transparenz bei der Planung sowie eine neutrale Gutachtermeinung zur elektrotechnischen Notwendigkeit der Maßnahme. Ein Konsultationsteilnehmer führt aus, es gelte eine überproportionale infrastrukturelle Belastung des Raums Grafenrheinfeld zu vermeiden. Eine „Überbündelung“ von Strominfrastruktur in Grafenrheinfeld müsse schon aus Gründen der Sicherheit entflochten werden. Einige Stellungnehmer merken an, dass mögliche Alternativen zur Maßnahme zu prüfen seien, bzw. fordern eine Erdverkabelung.

Über die konkrete Ausführungsart einer Maßnahme beispielsweise als Erdkabel wird im Netzentwicklungsplan nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht. Aufgrund der Eindrücke aus der Konsultation ist die Bundesnetzagentur für „gebündelte“ Belastungen nicht nur im Raum Grafenrheinfeld zusätzlich sensibilisiert und nimmt diese ernst.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M74 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M74 ein Stromkreis zwischen Mecklar und Dipperz beispielsweise in der Stunde 1666 zu 135% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M74 reduziert die Auslastung dann auf 111%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam, auch wenn sie im genannten Fall die Belastung nicht unter 100% zu senken vermag.

Erforderlichkeit

In BBP-Netz wird die Leitung in 23% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 56% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 13%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 3825 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Borkum und Gießen. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M74 einer dieser Stromkreise bis zu 114% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M74 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 80%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 46%.

Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 44% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M74 behebt sowohl im BBP-Netz wie auch unter der Annahme einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen wirksam eine Überlastung im (n-1)-Fall. Dass die Wirksamkeit selbst bei einer Reduktion der Offshore-Leistung sowie einer Kappung von Einspeisespitzen nachgewiesen werden kann, zeigt die Robustheit dieser Maßnahme. Aus diesen Gründen wird die Maßnahme bestätigt.

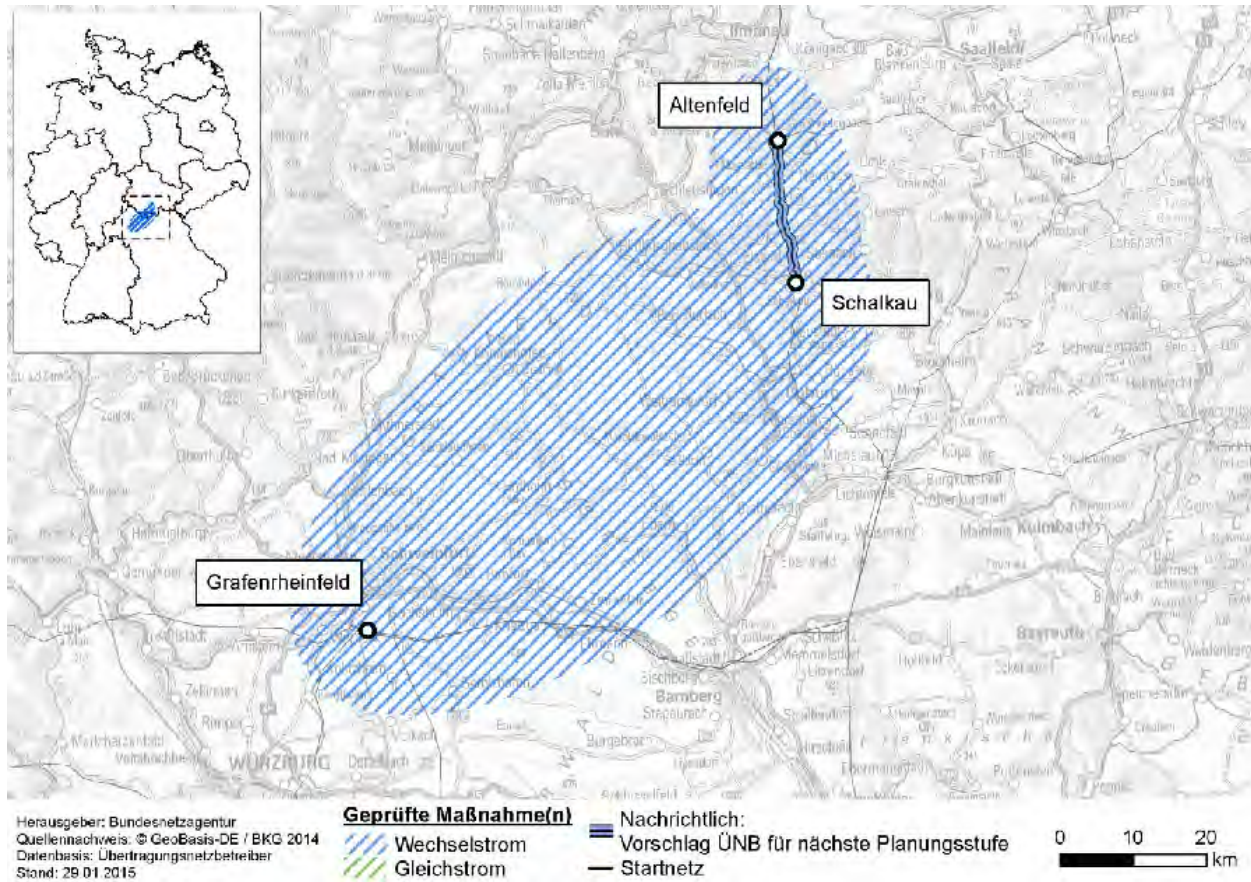
Hinweis der Bundesnetzagentur

Um eine Entlastung der Region um Grafenrheinfeld zu erreichen, fordert die Bundesnetzagentur die Übertragungsnetzbetreiber auf, im Rahmen des folgenden Netzentwicklungsplans Strom 2025 Alternativen zu entwickeln, damit die in Form eines Neubaus beantragte Maßnahme M74 entfallen bzw. stattdessen in Bestandstrassen mitgeführt werden kann. Das schließt Vorschläge ein, die Maßnahme M74 durch eine Maßnahme mit anderen Netzverknüpfungspunkten zu ersetzen.

Erst nach Abarbeitung dieser Prüfungsaufträge im NEP2025 - einschließlich der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligungen und der elektrotechnischen Prüfung durch die Bundesnetzagentur - ist dann zu entscheiden, ob und ggf. wie die heute im Bundesbedarfsplangesetz festgelegten Netzverknüpfungspunkte zu ändern sind.

Im Vergleich zu der für den HGÜ-Korridor D überprüften Alternative hat eine gleichzeitige Veränderung mehrerer Wechselstrommaßnahmen um Grafenrheinfeld ungleich komplexere Auswirkungen auf das umgebende Übertragungsnetz. Solche Alternativen noch im NEP2024 zu betrachten, hätte den zeitlichen Rahmen gesprengt.

Projekt P44: Altenfeld – Grafenrheinfeld

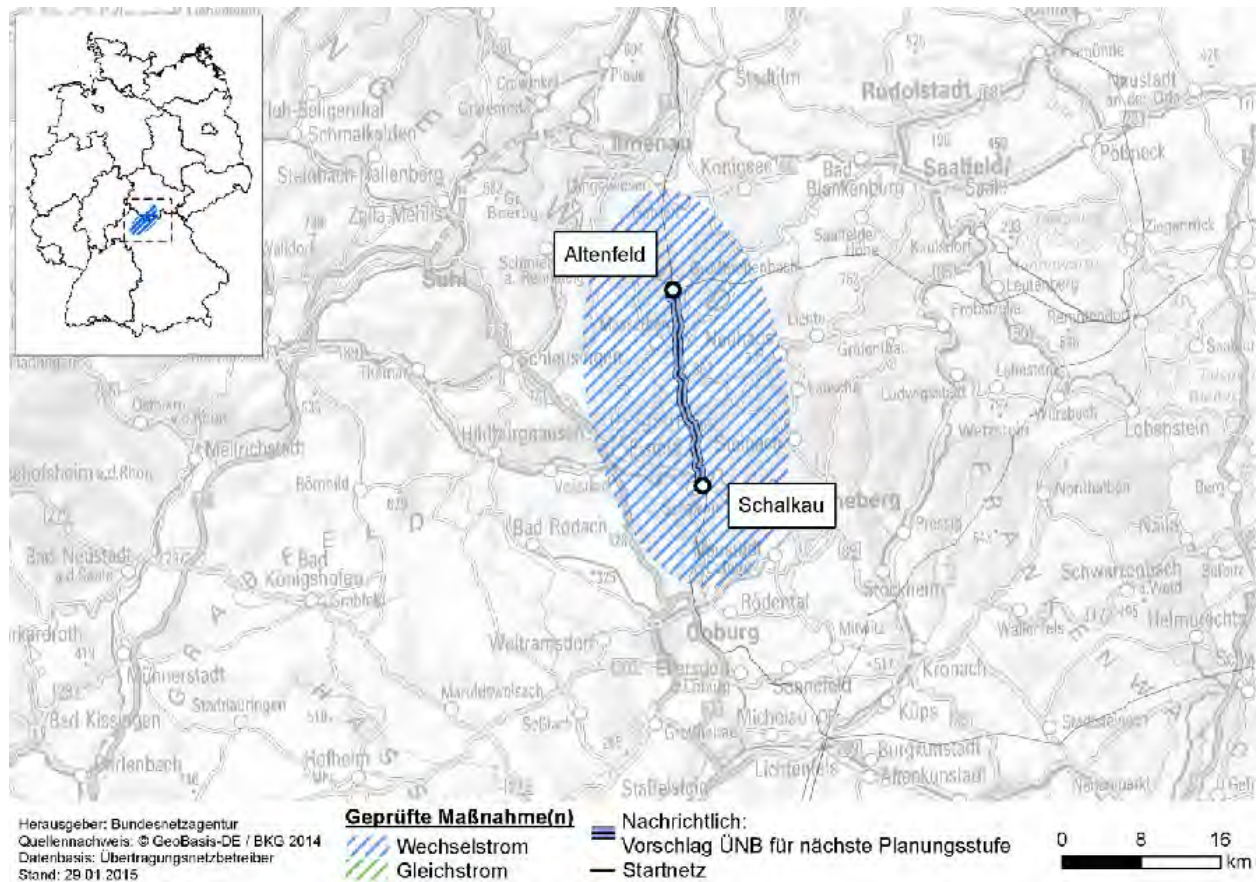


Im Szenario B2024* erfolgt in den Ländern Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen ein EE-Ausbau, der zusammen mit der (aufgrund geringer Kosten für Brennstoff und CO₂-Emissionszertifikate) häufigen Marktteilnahme der Braunkohle-Bestandskraftwerke zu einem Jahresüberschuss von etwa 62 TWh in diesen Regionen führt. Andere Bundesländer, wie z. B. Baden-Württemberg und Bayern hingegen 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 nach Berechnungen der Bundesnetzagentur ein Energiedefizit von ca. 30 TWh.

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 der wesentlichen Maßnahmen zur Lösung der zuvor benannten Aufgaben ist das Projekt P44. Es wurde im NEP2024 von den Übertragungsnetzbetreibern in die zwei Maßnahmen M28a und M28b aufgeteilt. Im NEP2013 bestand das Projekt P44 noch aus nur einer Maßnahme (M28).

Maßnahme M28a: Altenfeld – Schalkau



Maßnahme M28a (Altenfeld – Schalkau) wird bestätigt.

Die Maßnahme M28a zwischen Altenfeld und Schalkau soll parallel zu der in diesem Bereich bereits planfestgestellten Südwestkuppelleitung (Startnetzprojekte 50HzT-001, TTG-004; EnLAG-Nr. 4) verlaufen. Da auf dieser Strecke der Südwestkuppelleitung bereits ein Ausbau auf vier Stromkreise/Systeme vorgesehen ist, bedeutet die Realisierung der Maßnahme M28a – wenn das dritte und vierte System dafür verwendet werden – eine Mitnutzung der für die Südwestkuppelleitung bereits errichteten Infrastruktur. Einer weiteren Querung des Thüringer Waldes bedarf es in diesem Fall nicht.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Hinweis der Bundesnetzagentur

Die Maßnahme M28a ist zukünftig Teil des Startnetzes. Das Bundesverwaltungsgericht hatte bereits vor geraumer Zeit für den vorausgehenden zweiten Bauabschnitt der Südwestkuppelleitung (von Vieselbach nach Altenfeld) entschieden, dass die Planfeststellung die Errichtung von vier Stromkreisen in zwei Bauabschnitten umfasst. Von einer das Planungsermessen überschreitenden Überdimensionierung des Abschnitts oder einer unzulässigen Vorratsplanung könne keine Rede sein. Hiermit stimme überein, dass auch der Antrag auf Planfeststellung des dritten Bauabschnitts der Südwestkuppelleitung von Altenfeld nach Redwitz vom März 2013 die Errichtung von vier Stromkreisen umfasse (BVerwG, Aktenzeichen 7 A 4.12, Urteil vom 18. Juli 2013, Randziffer 55).

Entsprechend sieht der mittlerweile bestandskräftige Planfeststellungsbeschluss des Thüringer Landesverwaltungsamts vom 21. Januar 2015 auch für den Abschnitt Altenfeld – Schalkau ausdrücklich die Installation eines dritten und eines vierten 380-kV-Stromkreises vor.

Gegen das Urteil des Bundesverwaltungsgerichts wurden Verfassungsbeschwerden erhoben. Im Sommer 2015 hat nunmehr das Bundesverfassungsgericht deren Annahme zur Entscheidung abgelehnt. Damit ist der nationale Rechtsweg endgültig erschöpft. Eine viersystemige Ausführung auf dem Abschnitt Altenfeld – Schalkau kann als bestandskräftig planfestgestellt gelten.

Die Bundesnetzagentur hat die bereits eingeleiteten elektrotechnischen Prüfungen ungeachtet dieses Sachverhalts zu Ende geführt und kann den energiewirtschaftlichen Bedarf für die Maßnahme M28a erneut bestätigen.

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer kritisiert, dass in den vorläufigen Prüfungsergebnissen der Bundesnetzagentur bei den HGÜ-Vorhaben die geplante Übertragungsleistung, hingegen bei Projekt P44 nur eine thermische Grenzleistung angegeben würde. So könne die wichtige Frage, wie die 5,2 GW Atomkraft und rund 40 Mrd. kWh/Jahr Atomstrom in Bayern ersetzt werden sollten, nicht beantwortet werden. Der Konsultationsteilnehmer bittet aus diesem Grunde um eine Auflistung der Übertragungskapazität der geplanten HGÜ- und HDÜ-Vorhaben zwischen Bayern und den Nachbarländern.

HGÜ-Vorhaben verfügen über eine Leistungselektronik in den Umrichterstationen an den Anfangs- und Endpunkten, mittels derer eine bestimmte Übertragungsleistung, wie z. B. 2 GW, eingestellt werden kann. Im Gegensatz dazu besitzen Drehstrommaßnahmen aus technischen Gründen keine Steuerungsmöglichkeit. Denn die übertragene Leistung einer Drehstrommaßnahme in einem vermaschten Netz stellt sich automatisch ein und kann nur bis zu einem gewissen Grad beeinflusst werden. Bei den Drehstrommaßnahmen wird deswegen nur die thermische Grenzleistung angegeben. Die thermische Grenzleistung (oder auch Strombelastbarkeit) einer Freileitung ist die höchstzulässige Seiltemperatur, welche bei Standard-Umgebungsbedingungen für jeden Leiterseiltyp bestimmt wird. Diese zulässige Temperatur wird durch die mechanische Festigkeit und den Durchhang der Leiterseile bestimmt.

Einzelne Konsultationsteilnehmer geben an, dass der Energiebedarf in Bayern entweder durch den Korridor D oder das Projekt P44 gedeckt werden könnte bzw. die nachhaltige Notwendigkeit sicher nachgewiesen werden müsste, um eine Überdimensionierung von Stromasten in Thüringen auszuschließen. Das Projekt P44 würde auch einen wesentlich kürzeren Lückenschluss von Thüringen nach Bayern darstellen und einen ähnlichen Bedarf wie die frühere Maßnahme D09 Bad Lauchstädt – Meitingen bedienen. Dadurch könnte auf den Ausbau der Gleichstrompassage Süd-Ost verzichtet werden. Es müssten zudem Nachweise dafür erbracht werden, dass netzverstärkende und sonstige technische Maßnahmen wie z.B. Freileitungsmonitoring nicht ausreichen würden um die Versorgungssicherheit dauerhaft zu gewährleisten.

Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Maßnahmen des Projektes P44 wurde im Zusammenhang mit anderen Maßnahmen, also unter Einbeziehung des Korridors D bewertet. Das bedeutet, dass bei der Prüfung der Maßnahmen des Projektes P44 alle weiteren Maßnahmen, die in dem vollständigen Zielnetz im Szenario B2024 enthalten sind, vorausgesetzt wurden. Wie anhand der Prüfungsergebnisse für die Bedarfsermittlung 2024 zu erkennen ist, sind die Maßnahmen M28a und M28b trotzdem wirksam und erforderlich.*

Grundsätzlich erfolgt die Netzplanung dabei nach dem NOVA-Prinzip. Das bedeutet, dass die Übertragungsnetzbetreiber zunächst Optimierungsmaßnahmen, wie bspw. Schalthandlungen für eine optimierte Netztopologie, ergreifen, bevor netzverstärkende Maßnahmen, wie der Austausch einer 220-kV-Beseilung gegen eine 380-kV-Beseilung in Betracht kommen. Erst wenn auch Netzverstärkungsmaßnahmen erschöpft sind, dürfen neue Höchstspannungstrassen gebaut werden.

Ein Konsultationsteilnehmer befürwortet das Projekt P44 mit den Maßnahmen M28a und M28b, da sie die Transportkapazität zwischen Bayern und Thüringen erhöhe. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer bemängelt, die im NEP2024 vorgenommene Priorisierung des Projekts P44 sei trotz Erläuterung seiner qualitativen Bedeutung mangels quantifizierter Fakten nicht nachvollziehbar. Eine bessere Plausibilisierung nach technischen Eigenschaften wie Übertragungsleistung, Anzahl der Stromkreise und der maximalen und mittleren Auslastung wäre erforderlich.

Im Zielnetz zu Szenario B2024 wird für alle 380-kV-Wechselstromkreise zwischen Bayern und Thüringen eine Stromtragfähigkeit von 3.600 Ampere unterstellt. Somit hat jedes System eine maximale Übertragungsfähigkeit von ca. 2.400 MVA. Insgesamt sind sechs Systeme angenommen, zwei zwischen Altenfeld und Redwitz („Thüringer Strombrücke“), zwei zwischen Altenfeld und Grafenrheinfeld (Projekt P44) und zwei zwischen Remptendorf und Redwitz (Projekt P185). Die elektrotechnische Prüfung der Maßnahme wird nachfolgend dargestellt. Dort finden sich auch Angaben zur maximalen und mittleren Auslastung des Projekts P44. Die Auslastung der „Thüringer Strombrücke“ ist dabei auf der Strecke zwischen Altenfeld und Redwitz gleich der Auslastung des Projekts P44. Für die prognostizierte Auslastung der Leitungen zwischen Remptendorf und Redwitz sei auf die Prüfergebnisse zu Projekt P185 verwiesen. Die dabei zugrunde gelegte Methodik wird in Abschnitt II F näher erläutert. Der gesamte NEP-Prozess wird ständig durch die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur weiterentwickelt und optimiert, um die Ergebnisse für alle interessierten Leser so verständlich und nachvollziehbar wie möglich darzustellen.*

Wirksamkeit

Wie auch Korridor D führt die Maßnahme M28a im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024* zu einer signifikanten Entlastung überlasteter Leitungen an der Landesgrenze Thüringens zu Bayern. Zum Beispiel ist ohne die Maßnahme M28a ein Stromkreis der Südwestkuppelleitung zwischen Altenfeld und Schalkau in der Stunde 1651 zu 168% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Maßnahme M28a reduziert die Auslastung dann auf 70%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 40% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 57%, der Mittelwert bei 20%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M28a keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan war, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung anhand der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme M28a in der zweiten Iteration als wirksam. Maßgeblich war der Netznutzungsfall der Stunde 859, ein typischer Winterabend mit hoher Windenergieerzeugung bei gleichzeitig hoher Stromnachfrage. Ohne die Maßnahme M28a wäre die Südwestkuppelleitung zwischen Altenfeld und Schalkau schon im (n-0)-Fall mit 100% belastet. Wenn ein Stromkreis zwischen Altenfeld und Schalkau ausfällt, ist ein paralleler Stromkreis mit 170% belastet. Die Hinzunahme der Maßnahme M28a reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 71%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 55%. Nach alledem wäre die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit 58% Spitzenauslastung ausreichend ausgelastet.

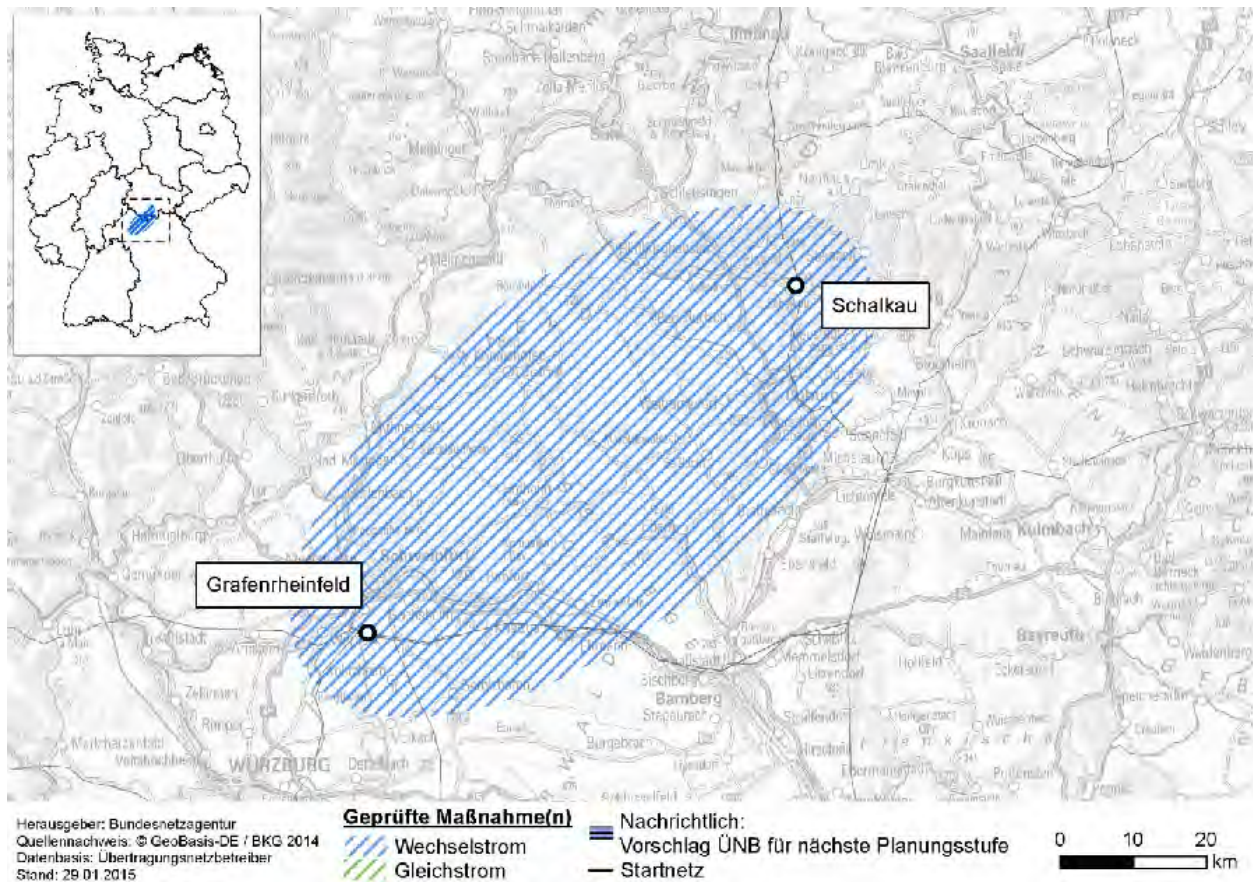
Ergebnis

Die Wirksamkeit der Maßnahme M28a ist auch bei der Reduktion der Offshore-Leistung und der Kappung von Einspeisespitzen deutlich gegeben.

Die Untersuchungen zu P44 setzen die Realisierung aller BBP-Maßnahmen (Korridor D „Wolmirstedt-Gundremmingen“, Korridor C „Wilster-Grafenrheinfeld“ und P 43 „Mecklar-Grafenrheinfeld“) in der Region voraus. Die Untersuchungen zu Korridor D zeigen, dass trotz Spitzenkappung an immer noch nahezu 500 Stunden des Jahres 2024 Netzengpässe vorliegen. Rechnerisch zusammen genommen entspricht das einem Zeitraum von fast drei Wochen, in denen eine preiswerte und umweltfreundliche Stromversorgung Bayerns trotz der bisherigen BBP-Maßnahmen nicht gesichert wäre. Damit wird offensichtlich, dass über die BBP-Maßnahmen hinaus noch weitere Maßnahmen erforderlich sind. P185 alleine (Ertüchtigung der Bestandsleitung von Redwitz nach Remptendorf auf eine höhere Stromtragfähigkeit) vermag die verbleibenden Netzengpässe nicht zu beheben, da die Erhöhung der Übertragungskapazität durch P185 (ca. 300 MW, dies entspricht ca. 50% der thermischen Leistung) vergleichsweise gering ist. Auch unter Voraussetzung des Projekts P185 verbleiben an mehreren hundert Stunden des Jahres Netzengpässe, die durch P44 behoben werden können, wie die Untersuchungen zur Wirksamkeit zeigen.

In den Untersuchungen der letzten Netzentwicklungspläne (2012, 2013) wurde die Maßnahme nicht bestätigt. Es zeichnete sich aber bereits klar ab, dass bei weiterem EE-Ausbau eine energiewirtschaftliche Notwendigkeit für Maßnahme M28 gegeben sein würde. Durch die im Szenario B2024* neu eingeführte Regionalisierungsmethodik kann die räumliche Zuordnung der EE-Anlagen besser erfolgen. Dies hat Verlagerungen der EE-Einspeisung zu Folge, welche zusammen mit dem um ein Jahr fortgeschrittenen Ausbau die Maßnahme M28a nunmehr bestätigungsfähig machen.

Maßnahme M28b: Schalkau – Grafenrheinfeld



Maßnahme M28b (Schalkau – Grafenrheinfeld) wird bestätigt.

Vom geplanten Standort Schalkau schlagen die Übertragungsnetzbetreiber einen 380-kV-Netzausbau mit zwei Stromkreisen nach Grafenrheinfeld in neuer Trasse vor. Hierzu sei die 380-kV-Schaltanlage in Grafenrheinfeld zu verstärken. Am geplanten Standort Schalkau bedürfe es einer neuen 380-kV-Schaltanlage.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Konsultation

Viele Konsultationsteilnehmer äußern sich kritisch zur Maßnahme M28b bzw. lehnen sie ab. Thüringen habe mit dem viersystemigen Ausbau der „Thüringer Strombrücke“ bis Schalkau bereits seinen Beitrag zur Deckung der zukünftig zu erwartenden Transportkapazität geleistet. Die Versorgungssicherheit sei auch ohne weitere Leitungen gewährleistet. Es wird kritisiert, dass die Übertragungsnetzbetreiber trotz mehrfach erhobener Bedenken an dem neu zu installierenden Netzknotenpunkt in Schalkau und an der Maßnahme M28b festhielten.

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer lehnen den Bau einer neuen 380-kV-Trasse von Schalkau nach Grafenrheinfeld ab. Es sei nicht nachvollziehbar, dass eine viersystemige Leitung (bestehend aus der

„Thüringer Strombrücke“ und der Maßnahme M28a) durch den Thüringer Wald bis nach Schalkau gebaut werde, während ab Schalkau bzw. ab der Landesgrenze zu Bayern in Richtung Redwitz lediglich zwei Systeme verliefen. Stattdessen müsste auch die Maßnahme M28b in bestehender Trasse mitgeführt werden. Ein neuer Abzweig („Y-Trasse“) von Schalkau nach Grafenrheinfeld würde hingegen das Bündelungsgebot und das NOVA-Prinzip verletzen.

Mehrere Konsultationsteilnehmer sprechen sich für den Falle einer Bestätigung des Projektes P44 für eine Weiterführung der 380-kV-Vierfachleitung nach Redwitz und für eine Verstärkung des Netzknotens in Redwitz bzw. für eine Mitführung der von dem Projekt P44 umfassten Systeme bis mindestens zur Landesgrenze zwischen Thüringen und Bayern aus. Alles andere sei keine gerechte räumliche und wirtschaftliche Lastenverteilung zwischen Südwestthüringen und Bayern. Das Argument, am Netzknoten Redwitz gebe es nicht genügend abgehende Leitungen, um eine solche Bündelung zu realisieren, überzeuge nicht.

Ein Konsultationsteilnehmer führt aus, dass es im Falle einer alternativen Trassenführung des Korridor C06mod sinnvoll wäre, auch die übrigen Maßnahmen im Raum Grafenrheinfeld kritisch zu überprüfen. Das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie mahnt in seiner Stellungnahme, es gelte eine überproportionale infrastrukturelle Belastung des Raums Grafenrheinfeld zu vermeiden. Eine „Überbündelung“ von Strominfrastruktur in Grafenrheinfeld müsse schon aus Gründen der Sicherheit entflochten werden.

Zwischen Altenfeld und Schalkau ist ein viersystemiger Ausbau bereits planfestgestellt (vgl. Maßnahme M28a). Das dritte und das vierte System sollen im Rahmen der Maßnahme M28b weiter nach Bayern geführt werden. Zu prüfen bleibt insofern, ob diese beiden Systeme mit Bestandsleitungen gebündelt und zu welchem bayerischen Netzverknüpfungspunkt sie dann geführt werden könnten, oder ob sie von Schalkau aus in neuer Trasse direkt nach Grafenrheinfeld geführt werden sollen.

Aufgrund der Eindrücke aus der Konsultation ist die Bundesnetzagentur für die Problematik „gebündelter“ Belastungen - nicht nur im Raum Grafenrheinfeld oder im Süden Thüringens - zusätzlich sensibilisiert und nimmt diese ernst. Sie hat daher den Übertragungsnetzbetreibern zur Auflage gemacht, im Netzentwicklungsplan Strom 2025 insbesondere Alternativen zu der Maßnahme M28b von Schalkau nach Grafenrheinfeld vorzulegen, etwa eine ab Schalkau geänderte Trassenführung entlang bereits bestehender Infrastruktur. Sollte eine solche Bündelung allerdings aus technischen oder sonstigen Gründen nicht in Betracht kommen, ist auch eine neue Trasse nicht ausgeschlossen. Die Konsultation hat gezeigt, dass hier eine ausführliche, mit allen entscheidungsrelevanten Tatsachen untermauerte Alternativenprüfung stattfinden muss.

Unabhängig davon ist festzuhalten, dass die Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur einen deutlichen Bedarf für die Maßnahme M28b zeigen. In den Simulationen wurden sogar sämtliche weitere Leitungen zwischen Bayern und Thüringen als realisiert unterstellt. Dies beinhaltet neben der „Thüringer Strombrücke“ auch die Maßnahme D18 (Wolmirstedt – Gundremmingen) und die Maßnahme M420 (Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen). Dennoch bleibt auch die Maßnahme M28b notwendig. Würden die anderen Maßnahmen nicht unterstellt bzw. realisiert, würden noch höhere Überlastungen auftreten. Die Maßnahme ist daher aus heutiger Sicht erforderlich. Im Rahmen des NEP 2025 zu diskutieren ist, ob eine Maßnahme gleicher Wirkung möglich ist, die ab Schalkau auf Bestandstrassen geführt werden kann und die eine Neubaubelastung in Grafenrheinfeld vermeidet.

Für den Bedarf des Projektes P44 ist es unerheblich, ob in Schalkau ein Umspannwerk errichtet wird oder nicht. Eine solche Punktmaßnahme hält die Bundesnetzagentur derzeit im Übrigen für nicht schlüssig (vgl. bei den Punktmaßnahmen das Projekt P127: M312 Nr. 18 Schalkau).

Mehrere Konsultationsteilnehmer lehnen einen weiteren Zubau von Leitungen im Raum Grafenrheinfeld ab, da dies nicht der Versorgung des Raumes Schweinfurt, sondern nur einer Durchleitung unter anderem von Braunkohlestrom nach Süden diene. Dies ergebe sich aus der Prüfung von P44 in der Bestätigung des NEP2013. Dort seien in der Stunde 8082 eine hohe Einspeisung von Windenergie, eine hohe konventionelle Erzeugung aus Braunkohle im Netzgebiet von 50 Hertz und ein maximaler Export nach Österreich ermittelt worden. Es sei nicht erkennbar, was sich bezüglich des Projektes P44 zum NEP2013 geändert haben sollte. Dass die „Thüringer Strombrücke“ mit vier Systemen bis nach Altenfeld geführt werden und von dort aus lediglich zwei Systeme nach Redwitz abzweigen sollten, sei seit längerem Stand der Netzausbauplanung. Der Weitertransport des Stromes der beiden übrigen Leitungen, die in Altenfeld ankämen, könne also das Projekt P44 nicht begründen, da dieses dann auch schon in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen hätte bestätigt werden müssen.

Der Netzentwicklungsplan wird jährlich neu erarbeitet und geprüft. Die Grundlagen für Berechnung des Netzentwicklungsplans werden dabei im jeweiligen Szenariorahmen genehmigt. Hierbei werden jedes Mal Anpassungen durchgeführt um z.B. politische Entwicklungen, Entwicklungen im konventionellen Kraftwerkspark und insbesondere das Fortschreiten des Ausbaus an erneuerbaren Energien abzubilden. So wurde im Szenario B2024 weniger installierte Leistung an Braunkohle (2,2 GW weniger im Vergleich mit B2023) und weniger Offshore Windenergie (1,4 GW weniger im Vergleich mit B2023) unterstellt. Dafür wurde mehr Onshore-Wind prognostiziert (5,7 GW mehr im Vergleich mit B2023). Außerdem ergaben sich Änderungen bei der Regionalisierung. Alle diese Faktoren zusammen führen zu einer deutlich größeren Belastung der Leitungen zwischen Bayern und Thüringen. Im (n-1)-Fall ergeben sich im Szenario B2024* Überlastungen, die deutlich (ca. 30 Prozentpunkte) größer sind als im Szenario B2023.*

Neben der Windenergie aus dem Nordosten Deutschlands wird das Projekt P44 zu gewissen Anteilen auch Strom aus Braunkohlekraftwerken (dies wiederum als Teil des marktbedingten Energiemix) transportieren. Der Energiemix ergibt sich aus den am Markt gehandelten Energiemengen. Die Jahresenergiemenge aus Braunkohleeinspeisung sinkt von 2024 bis 2034 um 30%. Gleichzeitig steigt der Transportbedarf nach Süddeutschland auf fast 18 GW. Dies zeigt, dass der Bedarf für Projekt P44 auf Grund der Versorgungslücke in Süddeutschland unabhängig von der Braunkohleeinspeisung besteht. Die Rolle der Kohleverstromung und des europäischen Stromhandels wird ausführlich im Abschnitt II C erläutert.

Rein technisch betrachtet kann von einer „Überbündelung“ im Raum Grafenrheinfeld keine Rede sein. Im deutschen Übertragungsnetz gibt es Netzknoten (z. B. Rommerskirchen in Nordrhein-Westfalen), an denen noch mehr Strominfrastruktur gebündelt ist.

Wirksamkeit

Analog zu Korridor D führt die Maßnahme M28b im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024* zur signifikanten Entlastung überlasteter Leitungen an der Landesgrenze zwischen Thüringen und Bayern. Zum Beispiel ist ohne die Maßnahme M28b ein Stromkreis zwischen Schalkau und Redwitz in der Stunde 1651 zu 139% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Maßnahme M28b reduziert die Auslastung dann auf 99%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 49% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 52%, der Mittelwert bei 21%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M28b keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung anhand der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme M28b in der zweiten Iteration als wirksam. Maßgeblich war der Netznutzungsfall der Stunde 859, ein typischer Winterabend mit hoher Windenergieerzeugung bei gleichzeitig hoher Stromnachfrage. Ohne die Maßnahme ist ein Stromkreis zwischen Schalkau und Redwitz zu 137% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M28b reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 92%.

Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 48%. Nach alledem wäre die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit maximal 54% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Wirksamkeit der Maßnahme M28b ist auch bei der Reduktion der Offshore-Leistung und der Kappung von Einspeisespitzen deutlich gegeben.

Die getätigten Untersuchungen zu P44 setzen die Realisierung aller BBP-Massnahmen (Korridor D „Wolmirstedt – Gundremmingen“, Korridor C „Wilster – Grafenrheinfeld“ und Projekt P43 „Mecklar – Grafenrheinfeld“) in der Region voraus. Die Untersuchungen zu Korridor D zeigen, dass trotz Spitzenkappung an immer noch nahezu 500 Stunden des Jahres 2024 Netzengpässe vorliegen. Rechnerisch zusammen genommen entspricht das einem Zeitraum von fast drei Wochen, in denen eine preiswerte und umweltfreundliche Stromversorgung Bayerns trotz BBP-Massnahmen nicht gesichert wäre. Damit wird offensichtlich, dass über die BBP-Massnahmen hinaus noch weitere Massnahmen erforderlich sind. Projekt P185 alleine, mit der Ertüchtigung der Bestandsleitung Redwitz-Remptendorf auf eine höhere Stromtragfähigkeit, vermag die verbleibenden Netzengpässe nicht zu beheben, da die Erhöhung der Übertragungskapazität (ca. 300 MW, dies entspricht ca. 50% der thermischen Leistung) vergleichsweise gering ist. Auch mit Projekt P185 verbleiben an mehreren hundert Stunden des Jahres Netzengpässe, die durch das Projekt P44 behoben werden können, wie die Untersuchungen zur Wirksamkeit zeigen.

In den Untersuchungen der letzten Netzentwicklungspläne (2012, 2013) wurde die Maßnahme nicht bestätigt. Es zeichnete sich aber bereits klar ab, dass bei weiterem EE-Ausbau eine energiewirtschaftliche Notwendigkeit gegeben sein würde. Durch die im Szenario B2024* neu eingeführte Regionalisierungsmethodik kann die räumliche Zuordnung der EE-Anlagen besser erfolgen. Dies hat Verlagerungen der EE-Einspeisung zu Folge, welche zusammen mit dem um ein Jahr fortgeschrittenen Ausbau die Maßnahme M28b nunmehr bestätigungsfähig machen.

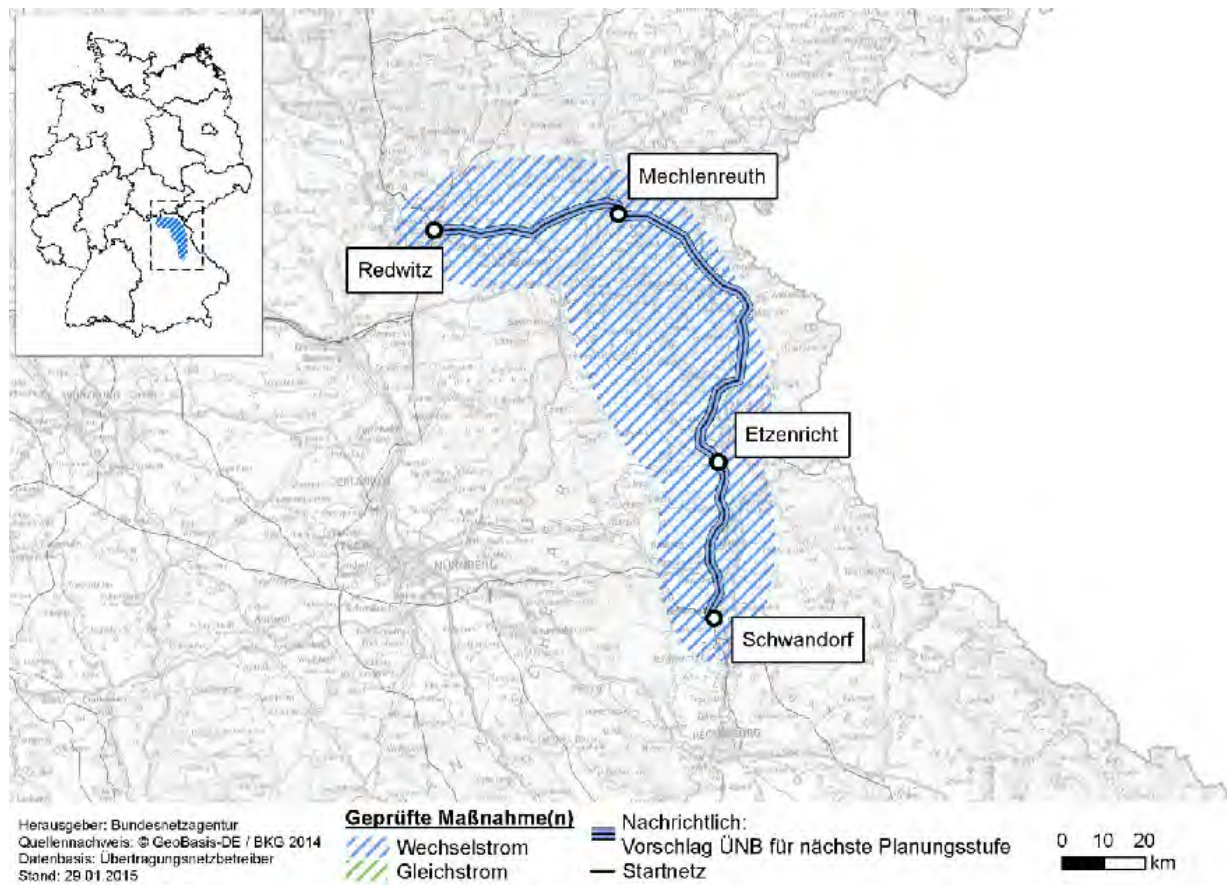
Hinweis der Bundesnetzagentur

Um eine Entlastung der Region um Grafenrheinfeld zu erreichen, fordert die Bundesnetzagentur die Übertragungsnetzbetreiber auf, im Rahmen des folgenden Netzentwicklungsplans Strom 2025 Alternativen zu entwickeln, damit die in Form eines Neubaus beantragte Maßnahme M28b entfallen bzw. stattdessen in Bestandstrassen mitgeführt werden kann. Das schließt Vorschläge ein, die Maßnahme M28b durch eine Maßnahme mit anderen Netzverknüpfungspunkten zu ersetzen.

Solange diese Alternativen nicht geprüft und diskutiert sind, kann die Bundesnetzagentur die Maßnahme M28b nicht in einen Entwurf zum Bundesbedarfsplan aufnehmen und der Bundesregierung nicht zur gesetzlichen Bedarfsfestlegung empfehlen.

Im Vergleich zu der für den HGÜ-Korridor D überprüften Alternative hat eine gleichzeitige Veränderung mehrerer Wechselstrommaßnahmen um Grafenrheinfeld ungleich komplexere Auswirkungen auf das umgebende Übertragungsnetz. Solche Alternativen noch im NEP2024 zu betrachten, hätte den zeitlichen Rahmen gesprengt.

Projekt P46: Redwitz – Schwandorf



Das Projekt P46 mit der Maßnahme M56 ist als Vorhaben Nr. 18 Teil des Bundesbedarfsplans.

Das Projekt P46 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns zwischen Redwitz, Mechlenreuth, Etzenricht und Schwandorf. Es besteht aus der Maßnahme M56. Das Projekt ist notwendig, da die in Bayern bestehende 220 kV/380-kV-Infrastruktur nicht ausreicht, um die zukünftig zu erwartenden Zuströme von erneuerbaren Energien aus dem Norden aufnehmen und so den Wegfall von Kernkraftwerken in Bayern kompensieren zu können. Das Projekt ist die Erweiterung des EnLAG-Vorhabens Nr. 4, welches eine Leitung zwischen Lauchstädt und Redwitz beinhaltet. Somit unterstützt es den Energietransport in Bayern.

Maßnahme M56: Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf

Maßnahme M56 (Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf) wird bestätigt.

Die bereits bestehende Leitung von Redwitz nach Schwandorf über Etzenricht soll verstärkt werden, indem eine neue 380-kV-Leitung in der bestehenden Trasse errichtet wird, welche aktuell einen 220-kV- und einen 380-kV-Stromkreis führt (Netzverstärkung). Die bestehende 220-kV-Infrastruktur von Redwitz nach Etzenricht würde zurückgebaut. Zusätzlich müssten die jeweiligen 380-kV-Schaltanlagen in Schwandorf, Etzenricht und Redwitz ausgebaut werden (Netzverstärkung).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2020

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer fordert die kritische Überprüfung der energiepolitischen Notwendigkeit der Maßnahme, da diese nur dem europäischen Strommarkt diene. Die vorhandene Netzinfrastruktur sei bereits ausreichend dimensioniert. Mehrere Konsultationsteilnehmer merken an, dass die Maßnahme dafür geplant sei, im Ausland erzeugten Atomstrom abzutransportieren. Statt der Maßnahme sei eine dezentrale Erzeugungsstruktur zu schaffen. Das NOVA-Prinzip müsse strikt und transparent eingehalten werden.

Dem Einwand, eine Maßnahme diene ausschließlich dem europäischen Strommarkt oder beispielsweise dem Transport von Atomstrom, ist entgegenzuhalten, dass der europäische Strommarkt Teil des europäischen Binnenmarkts ist. Es dürfen also weder einzelne Marktteilnehmer noch bestimmte Erzeuger diskriminiert werden. Zur Frage einer dezentralen, verbrauchsnahe Erzeugungs- bzw. Versorgungsstruktur wird auf Abschnitt IV A 2, zum NOVA-Prinzip auf Abschnitt II D 2 verwiesen.

Wirksamkeit

Im Szenario B2024* führt die Maßnahme M56 im BBP-Netz zu einer signifikanten Entlastung der ansonsten überlasteten Leitung zwischen Redwitz und Etzenricht. Ohne die Maßnahme M56 ist schon im Grundlastfall (n-0) der Stromkreis von Redwitz nach Etzenricht beispielsweise in der Stunde 6968 zu 131% belastet. Die Hinzunahme der Maßnahme M56 reduziert diese Auslastung auf 77%.

Die Maßnahme ist folglich wirksam.

Erforderlichkeit

In BBP-Netz wird die Leitung in 34% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 77% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 18%.

Die Maßnahme ist demnach erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 1652 bereits im Grundlastfall (n-0) zu einer maximalen Auslastung von 112% des Stromkreises zwischen Redwitz und Etzenricht. Im BBP-Netz ist bei Ausfall des Stromkreises zwischen Etzenricht und Schwandorf (n-1) ohne die Maßnahme M56 ein Stromkreis zwischen Redwitz und Etzenricht mit 101% ausgelastet. Die Hinzunahme der Maßnahme M56 reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 71%.

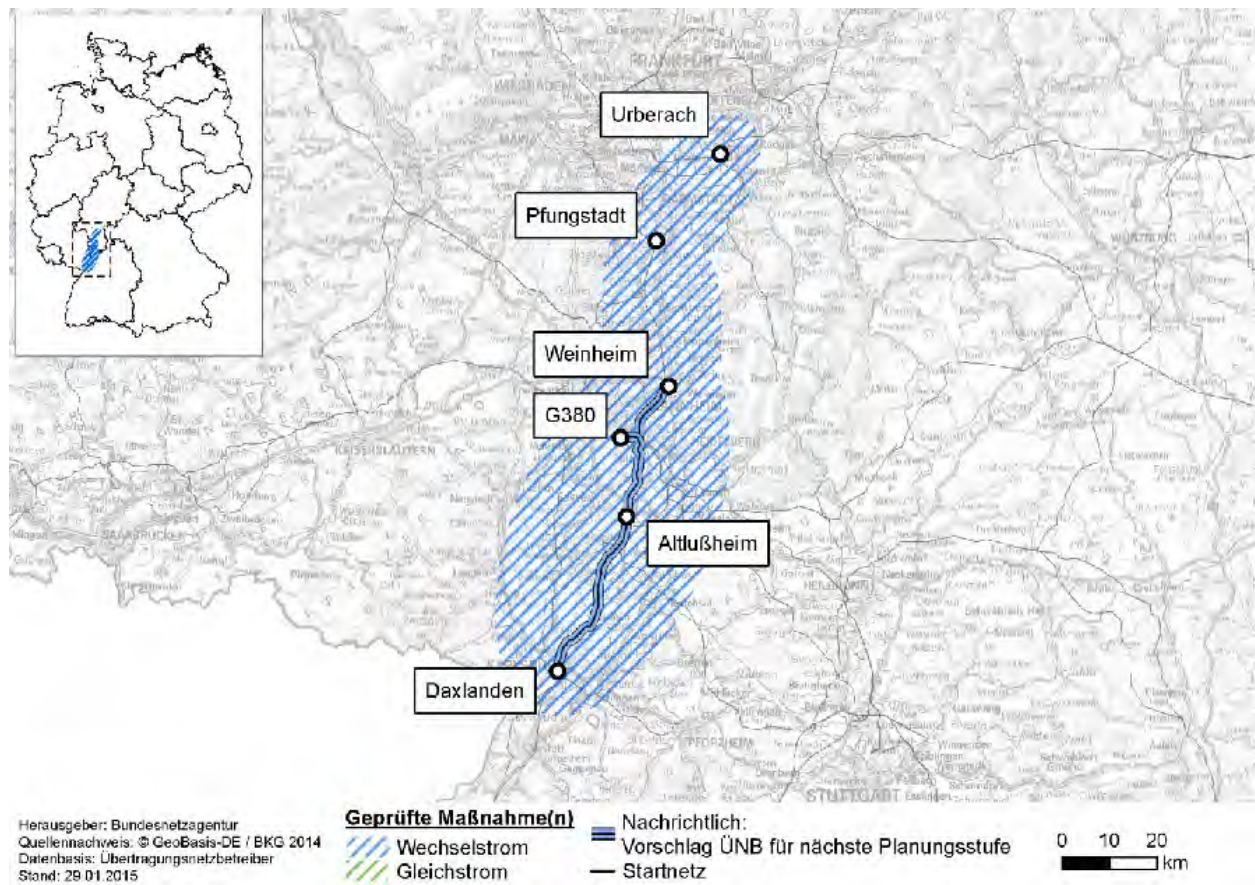
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 63% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M56 erweist sich sowohl bei der Betrachtung innerhalb des BBP-Netzes als auch im anhand der Gutachter-Marktmmodellierung als klar wirksam und erforderlich. Darüber hinaus behebt die Maßnahme auch unter der Berücksichtigung einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen wirksam eine Verletzung im Grundlastfall wie auch im (n-1)-Fall. Sie wird daher bestätigt.

Projekt P47: Region Frankfurt – Karlsruhe



Das Projekt P47 mit den Maßnahmen M31, M32, M33, M34, M60, M64 ist als Vorhaben Nr. 19 Teil des Bundesbedarfsplans. Für die Maßnahme M64 ist dort ein Netzverknüpfungspunkt „Kriftel“ festgelegt.

Das Projekt P47 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in der Region Frankfurt – Karlsruhe. Es enthält die Maßnahmen M31, M32, M33, M34, M60 und M64. Das Projekt gliedert sich in einen nördlichen Teil, der von Amprion realisiert werden soll, und einem südlichen im Gebiet von TransnetBW.

Mit der nördlichen Maßnahme M60 wird eine 380-kV-Doppelleitung von Urberach nach Weinheim erstellt. Nach aktuellem Planungsstand soll dabei über die Hälfte der Strecke im Trassenraum einer 220-kV-Leitung realisiert werden und dabei eine Leitung aus den 1920er Jahren ersetzen. Die restliche Strecke soll hauptsächlich durch Zubeseilung auf bestehenden Masten und zu einem kleinen Teil als Neubau erfolgen. Im Zuge des Ersatzes der 220-kV-Leitung wird die bisher mit 220 kV versorgte Station Pfungstadt auf 380 kV umgestellt werden.

Im südlichen Teil des Projekts P47 wird ein 380-kV-Doppelsystem von Weinheim, dem Endpunkt der Maßnahme M60, nach Daxlanden mit den Maßnahmen M31 bis M34 erstellt. Dabei werden 220-kV-Leitungen ersetzt, die zwischen 1957 und 1977 gebaut wurden. In Folge der Spannungsumstellung müssen die Umspannwerke Daxlanden, Altlußheim, Großkraftwerk Mannheim (GKM) Werk I und Weinheim ertüchtigt werden. So sind beispielsweise die 220 kV/110 -Transformatoren zur Versorgung der unterlagerten

Verteilnetze gegen 380/110 -Transformatoren zu tauschen. Die Station Großkraftwerk Mannheim (GKM) Werk I soll im Zuge der Spannungsumstellung in G380 umbenannt werden. Auch soll ein neues Umspannwerk Heidelberg/Nord zur Versorgung Heidelbergs (Punktmaßnahme P179) erstellt und an eine der neuen 380-kV-Leitungen angeschlossen werden.

Die Maßnahme M64 (Punkt Okriftel – Farbwerke Höchst-Süd) wurde von den Übertragungsnetzbetreibern in das Projekt P42, Maßnahme M53 (Punkt Okriftel – Punkt Obererlenbach) integriert, auf eine Beschreibung wird deshalb im Projekt P47 verzichtet.

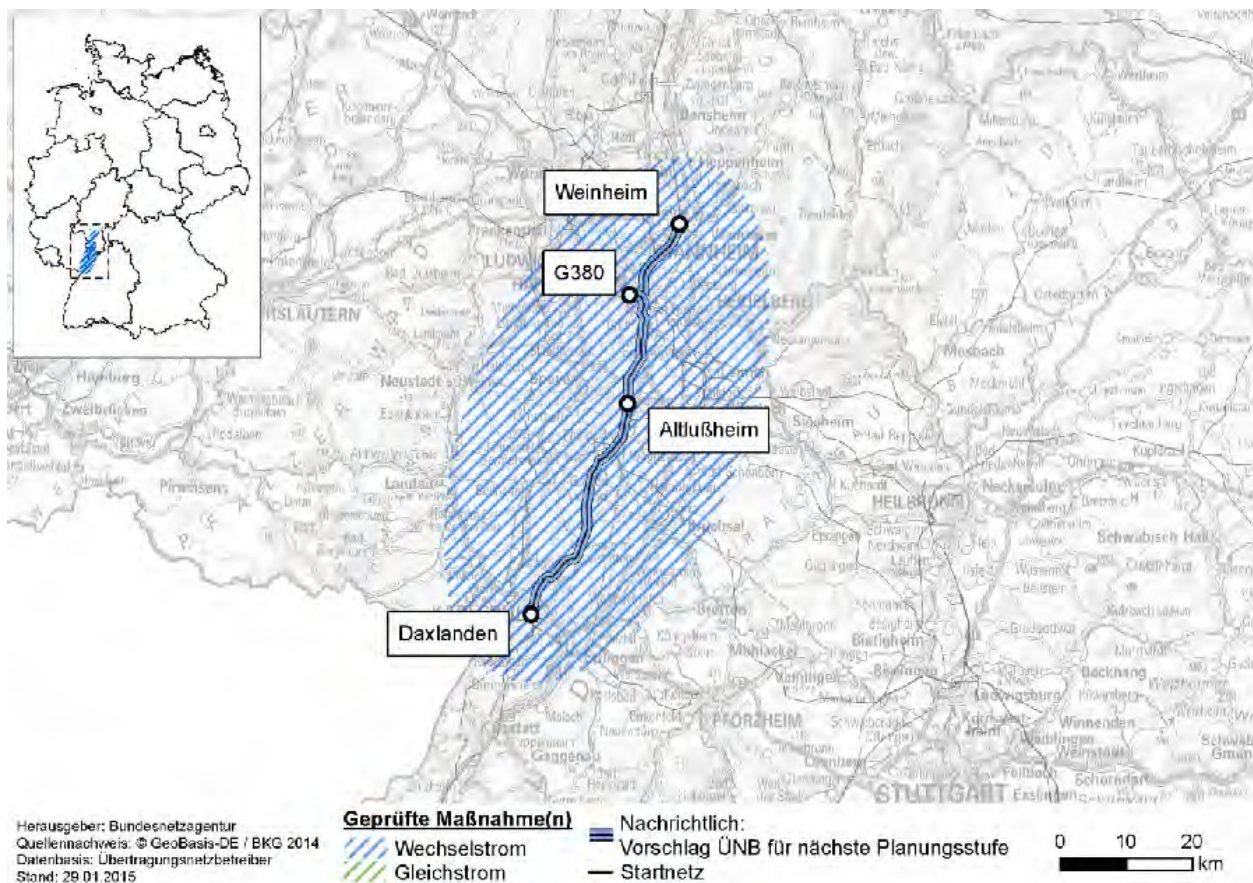
Zusammenfassend lässt sich sagen, dass durch das Projekt P47 teils äußerst alte 220-kV-Leitungen durch neue 380-kV-Leitungen ersetzt werden. Dadurch kann mehr Energie aus dem Norden nach Baden-Württemberg übertragen werden.

Maßnahme M31: Weinheim – Daxlanden

Maßnahme M32: Weinheim – G380

Maßnahme M33: G380 – Altlußheim

Maßnahme M34: Altlußheim – Daxlanden



Die Maßnahmen M31 (Weinheim – Daxlanden), M32 (Weinheim – G380), M33 (G380 – Altlußheim) und M34 (Altlußheim – Daxlanden) werden bestätigt.

Im südlichen Teil des Projekts P47 wird ein 380-kV-Doppelsystem von Weinheim, dem Endpunkt der Maßnahme M60, nach Daxlanden mit den Maßnahmen M31 bis M34 erstellt. Dabei werden 220 kV Leitungen ersetzt, die zwischen 1957 und 1977 gebaut wurden. In Folge der Spannungsumstellung müssen die Umspannwerke Daxlanden, Altlußheim, Großkraftwerk Mannheim (GKM) Werk I und Weinheim ertüchtigt werden. So sind beispielsweise die 220 kV/110 kV Transformatoren zur Versorgung der unterlagerten Verteilnetze gegen 380/110 kV Transformatoren zu tauschen. Die Station Großkraftwerk Mannheim (GKM) Werk I soll im Zuge der Spannungsumstellung in G380 umbenannt werden. Auch soll ein neues Umspannwerk Heidelberg/Nord zur Versorgung Heidelbergs (Punktmaßnahme P179) erstellt und an eine neue 380-kV-Leitung angeschlossen werden.

Die Maßnahmen M31, M32, M33 und M34 werden zusammen bewertet, da eine Einzelbetrachtung und Bestätigung 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 (später G380) geführt. Würde z. B. 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 als nicht sinnvoll und zukunftsfähig anzusehen ist, da z.B. zusätzliche Umspannverluste (Umspannung von 380 kV auf 220 kV und wieder auf 380 kV auf einer kleinen Strecke) anfallen und durch den Widerstand der zusätzlichen Transformatoren auch die Kurzschlussleistung des Gesamtsystems gesenkt wird.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2022

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer vermisst eine Untersuchung, ob das Projekt P47 auch bei Umsetzung der HGÜ-Maßnahme Korridor A A02 notwendig ist. In dem Zusammenhang vermutet er auch Auswirkungen der Maßnahme A02 auf die Auslastung der Maßnahmen M31, M32, M33 und insbesondere M34, bei der die mittlere Auslastung bei 25% liege.

Ein Konsultationsteilnehmer weist darauf hin, dass bei einer Umsetzung der Maßnahmen M31, M32, M33 und M34 ein anliegender Kraftwerksbetreiber (Großkraftwerk Mannheim - GKM) frühzeitig mit einzubeziehen sei.

Bei der Prüfung des Projekts P47 wurde die Umsetzung der Maßnahme A02 unterstellt. Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Maßnahmen M31, M32, M33 und M34 ist somit auch bei Umsetzung der Maßnahme A02 gegeben.

Im nächsten Planungsschritt für das Projekt P47 (Bundesfachplanung) wird die Bundesnetzagentur die betroffenen Behörden, die Öffentlichkeit und selbstverständlich auch den betroffenen Kraftwerksbetreiber frühzeitig einbeziehen.

Wirksamkeit

Die Maßnahmen M31, M32, M33, M34 und M60 führen im Zusammenspiel zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahmen ist ein Stromkreis zwischen Philippsburg und Daxlanden z. B. in der Stunde 1526 zu 109% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Bei Hinzunahme der Maßnahmen reduziert sich die Auslastung auf 89%.

Die Maßnahmen M31, M32, M33, M34 sind im Zusammenspiel mit M60 folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen BBP-Netz besteht für M31 in 55% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung von über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 67%, der Mittelwert bei 24%.

Für M32 besteht in 40% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung von über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 69%, der Mittelwert bei 19%.

Für M33 besteht in 67% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 60%, der Mittelwert bei 26%.

Für M34 besteht in 59% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 61%, der Mittelwert bei 25%.

Die Maßnahmen sind im BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Es wurde die Stunde 697 im BBP-Netz mit der Gutachter-Marktmodellierung untersucht. Dabei zeigte sich, dass die durch die Maßnahmen abzulösende 220-kV-Leitung vom Großkraftwerk Mannheim nach Weinheim bereits im Grundfall zu 101% ausgelastet ist. Fällt zusätzlich die Leitung vom Großkraftwerk Mannheim Werk I (später G380) nach Weinheim aus, so wird die zuvor bereits überlastete Leitung zu 156% ausgelastet. Durch die Maßnahmen werden die 220-kV-Stromkreise ersetzt. Fällt mit den Maßnahmen der neue 380-kV-Stromkreis von G380 nach Weinheim aus, so wird die geplante Leitung nach Altlußheim zu 37% ausgelastet.

Die Maßnahmen M31, M32, M33, M34 sind im Zusammenspiel mit M60 sind im BBP-Netz in der Gutachter-Marktmodellierung folglich wirksam.

Die maximale Auslastung der Maßnahme M31 beträgt 51% im Jahr. Die maximale Auslastung der Maßnahme M32 beträgt 46% im Jahr. Die maximale Auslastung der Maßnahme M33 beträgt 51% im Jahr. Die maximale Auslastung der Maßnahme M34 beträgt 50% im Jahr.

Nach alledem wären die Maßnahmen auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wären die Maßnahmen M31 mit 70%, M32 mit 70%, M33 mit 63% und M34 mit 67% ausreichend ausgelastet.

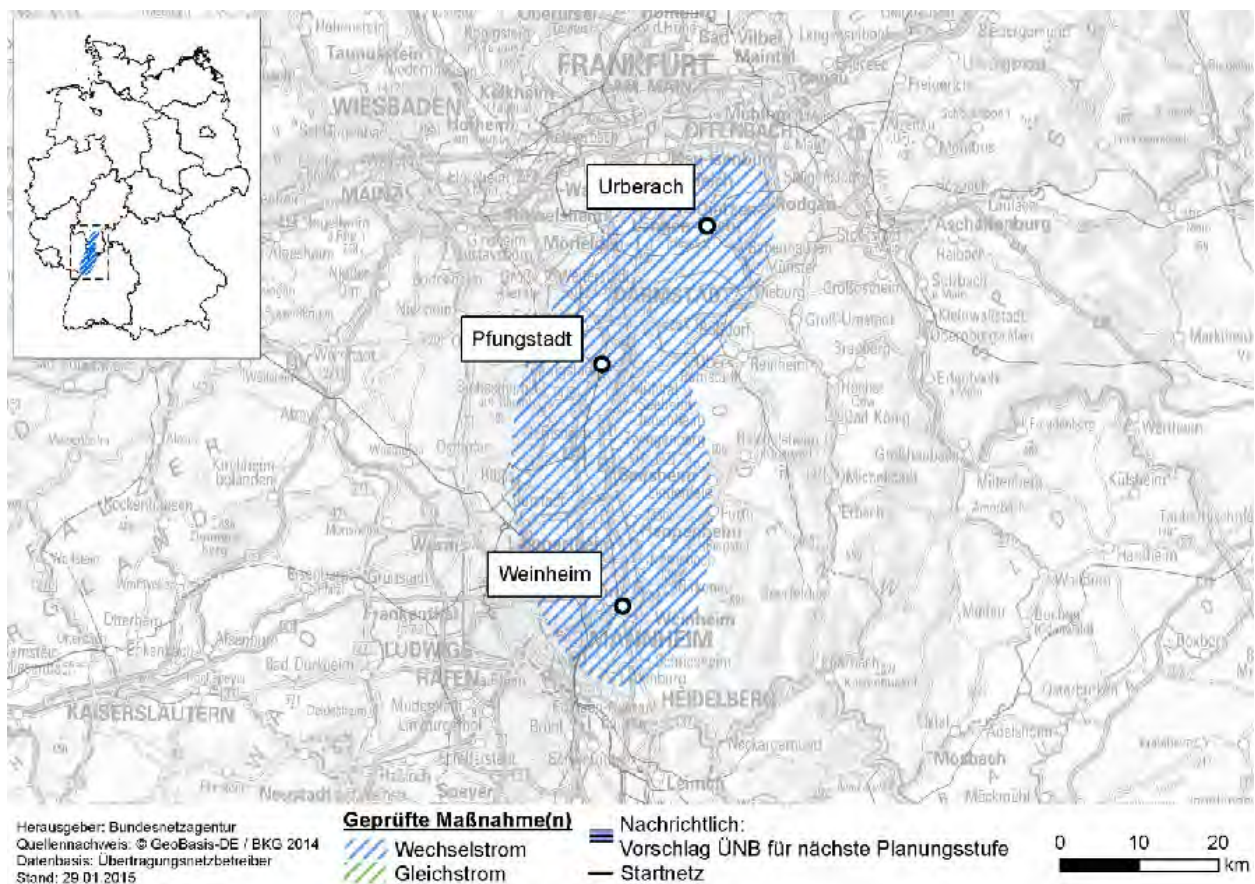
Ergebnis

Die Wirksamkeit der Maßnahmen M31, M32, M33 und M34 wird sowohl im Szenario B2024* als auch in der Gutachter-Marktmodellierung festgestellt. Entsprechendes gilt für die Erforderlichkeit der Maßnahmen.

In den Berechnungen zeigte sich deutlich, dass die bestehenden 220-kV-Leitungen zukünftig nicht ausreichend sind und Handlungsbedarf besteht. Die Umstellung der Region auf 380 kV soll zudem genutzt werden, um Leitungen, die teilweise schon 1957 gebaut wurden, und die entsprechend alten 220-kV-Anlagen abzulösen und auch die neue Station Heidelberg-Nord (Punktmaßnahme P179) zu errichten. Diese wird benötigt, um den steigenden Leistungsbedarf Heidelbergs zu decken und die Versorgungssicherheit an die geänderte Lastsituation anzupassen.

Aus diesen Gründen werden die Maßnahmen M31, M32, M33 und M34 bestätigt.

Maßnahme M60: Urberach – Pfungstadt – Weinheim



Die Maßnahme M60 (Urberach – Pfungstadt – Weinheim) wird bestätigt.

Das Projekt P47 mit den Maßnahmen M31, M32, M33, M34 und M60 soll bestehende 220-kV-Stromkreise ersetzen und damit die Transportkapazität zwischen den Übertragungsnetzen der Ampriom und der TransnetBW erhöhen.

Mit der Maßnahme M60 wird eine 380-kV-Doppelleitung von Urberach nach Weinheim erstellt. Nach aktuellem Planungsstand soll dabei über die Hälfte der Strecke im Trassenraum einer 220-kV-Leitung realisiert werden und dabei die Leitung aus den 1920er Jahren ersetzen. Die restliche Strecke soll hauptsächlich durch Zubeseilung auf bestehenden Masten und zu einem kleinen Teil (weniger als 10 km) als Neubau umgesetzt werden. Im Zuge des Rückbaus der 220 kV soll die bisher mit 220 kV versorgte Station Pfungstadt auf 380 kV umgestellt werden.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2022

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M60 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M60 führt im Zusammenspiel mit den Maßnahmen M31, M32, M33 und M34 zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahmen ist z. B. ein Stromkreis zwischen Bürstadt und Hoheneck in der Stunde 6968 zu 112% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahmen reduziert die Auslastung dann auf 96%.

Die Maßnahme M60 ist somit im Zusammenspiel mit den Maßnahmen M31, M32, M33 und M34 im BBP-Netz im Szenario B2024* wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen BBP-Netz besteht in 27% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 61%, der Mittelwert bei 15%.

Die Maßnahme ist im BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Mit der Gutachter-Marktmodellierung wurde die Maßnahme M60 im BBP-Netz im Zusammenspiel mit den Maßnahmen M31, M32, M33 und M34 in der Stunde 6500 untersucht. Ohne die Maßnahme ist ein Stromkreis zwischen Mutterstadt und BASF zu 102% belastet, wenn ein Stromkreis zwischen Bürstadt und Lambsheim ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme reduziert sich diese Auslastung auf 82%.

Die Maßnahme M60 ist im Zusammenspiel mit M31, M32, M33 und M34 ist im BBP-Netz in der Gutachter-Marktmodellierung folglich wirksam.

Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 38%. Demnach wäre die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit maximal 60% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Wirksamkeit der Maßnahme M60 konnte sowohl im Szenario B2024* als auch in der Gutachter-Marktmodellierung festgestellt werden. Die Maßnahme weist im Szenario B2024* und in der Gutachter-Marktmodellierung die erforderlichen Auslastungen zur Feststellung der Erforderlichkeit auf.

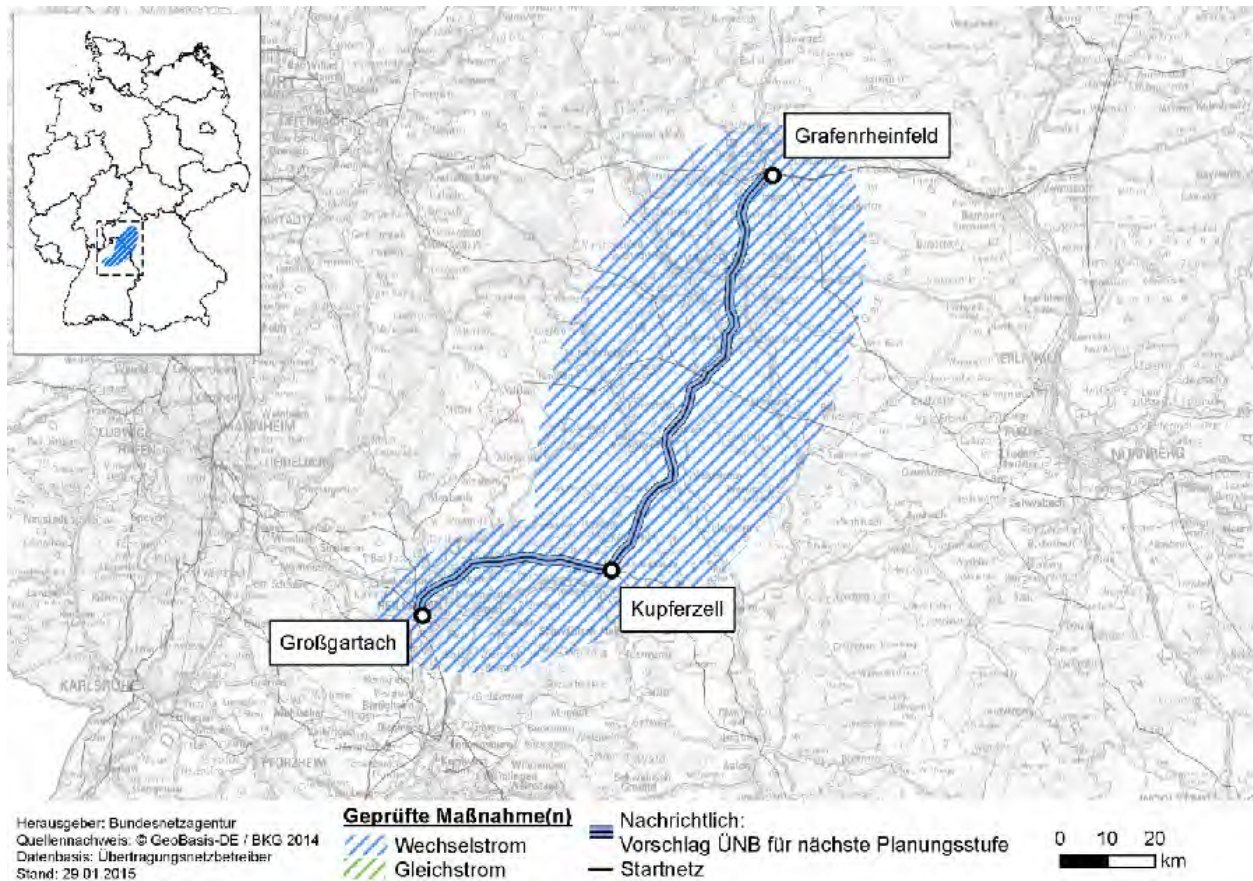
Bei der Maßnahme M60 ist zusätzlich zu bedenken, dass die abzulösende 220-kV-Leitung zwischen Pfungstadt und Weinheim noch aus den 1920er Jahren stammt. Damit hat sie das allgemein für Freileitungen angenommene durchschnittliche Höchstalter von 80 Jahren erreicht, so dass zeitnah Handlungsbedarf besteht. Durch die Maßnahme M60 kann somit nicht nur der sowieso notwendige Erneuerungsbedarf gedeckt werden, es werden zukünftig notwendige zusätzliche Transportkapazitäten geschaffen.

Maßnahme M64: Punkt Okriftel – Farbwerke Höchst-Süd

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2022

Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Maßnahme M64 (Punkt Okriftel – Farbwerke Höchst-Süd) in das Projekt P42, Maßnahme M53 (Punkt Okriftel – Punkt Obererlenbach) integriert. In der netztechnischen Prüfung behandelt die Bundesnetzagentur die Maßnahme M64 daher nicht im Rahmen des Projekts P47, sondern untersucht sie in der Maßnahme P42 M53. Zur Vermeidung von Unklarheiten böte es sich an, dass die Übertragungsnetzbetreiber zukünftig die Steckbriefe für die Projekte P42 und P47 besser aufeinander abstimmen.

Projekt P48: Nordosten von Baden-Württemberg – Bayern



Das Projekt P48 mit den Maßnahmen M38a und M39 ist als Vorhaben Nr. 20 Teil des Bundesbedarfsplans.

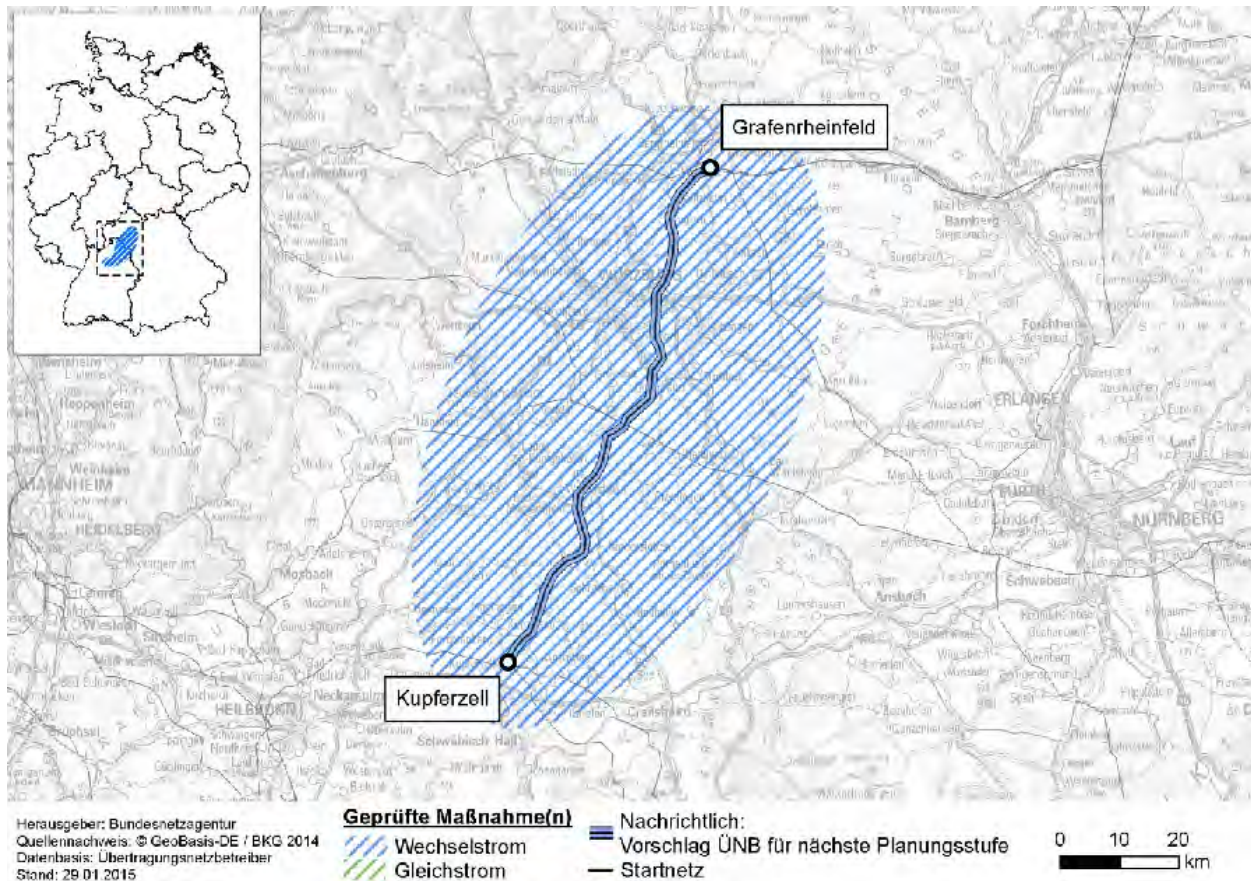
Das Projekt P48 beginnt im Netzknoten Grafenrheinfeld, den die Übertragungsnetzbetreiber bisher auch als Endpunkt der HGÜ-Maßnahme des Korridors C: Wilster – Grafenrheinfeld (geplante Inbetriebnahme 2022), sowie der AC-Maßnahmen P43/M74: Mecklar – Grafenrheinfeld (geplante Inbetriebnahme 2022) und P44/M28b: Schalkau – Grafenrheinfeld (geplante Inbetriebnahme 2024) planen. Hierdurch ist bereits erkennbar, dass durch die zusätzliche Leistung die aus EE-Anlagen im Norden und Osten kommen soll, auch die Transportkapazität des bestehenden Netzes zur Versorgung Baden-Württembergs anzupassen ist. Dafür soll mit M38a ein zusätzlicher 380-kV-Stromkreis auf bestehendes Gestänge von Grafenrheinfeld nach Kupferzell aufgelegt werden.

In der Verlängerung von M38a soll durch M39 ein Neubau in einer bestehenden Trasse einer 380-kV-Leitung von Kupferzell nach Großgartach realisiert werden. Durch M39 wird dann ein neuer Stromkreis den bereits bestehenden Stromkreis ergänzen und somit in Kombination mit M38a die Verbindung Baden-Württembergs zu den EE-Anlagen im Norden und Osten verstärken.

Zeitlich soll P48 etwas vor den Maßnahmen, die in Grafenrheinfeld enden, in Betrieb genommen werden. Damit kommt es zu einer zeitlichen Entzerrung, die für die Arbeiten am Standort Grafenrheinfeld sinnvoll sein kann. Auch stehen die zusätzlichen Transportkapazitäten von Grafenrheinfeld nach Baden-Württemberg dann bereit, wenn die erste der anderen Maßnahmen in Betrieb geht.

Projekt P48 enthält die Maßnahmen M38a und M39.

Maßnahme M38a: Grafenrheinfeld – Kupferzell



Die Maßnahme M38a (Grafenrheinfeld – Kupferzell) wird bestätigt.

Im Rahmen der Maßnahme wird ein zusätzlicher 380 kV Stromkreis auf bestehendes Gestänge von Grafenrheinfeld nach Kupferzell aufgelegt.

Durch eine Inbetriebnahme der Leitung vor den anderen Maßnahmen, die in Grafenrheinfeld enden, kommt es zu einer Entzerrung der Arbeiten in Grafenrheinfeld. Zusätzlich steht die Leitung dann zur Verfügung, wenn die erste in Grafenrheinfeld endende Leitung in Betrieb geht.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2020

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer fordert für den Fall, dass der Endpunkt der Maßnahme C06mod verschoben werden sollte, alle anderen in Grafenrheinfeld anfangenden oder endenden Maßnahmen erneut unter den geänderten Bedingungen zu prüfen. Dies beträfe insbesondere die Maßnahme M38a von Grafenrheinfeld nach Kupferzell.

Durch den sich regelmäßig wiederholenden Prozess der Netzentwicklungsplanung werden entsprechende Änderungen automatisch berücksichtigt. Zwar bleibt Grafenrheinfeld Endpunkt der bestätigten Maßnahme C06mod. Weil aber die Übertragungsnetzbetreiber die beiden weiteren Projekte P43 und P44, die ebenfalls nach Grafenrheinfeld geplant waren, in ihrem Netzentwicklungsplan für das Jahr 2025 nochmals überprüfen und Alternativen aufzeigen sollen, wird ggf. auch die Maßnahme M38a erneut überprüft.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M38a führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M38a ist zum Beispiel in der Stunde 7918 die Leitung zwischen Stalldorf und Kupferzell bereits ohne den Ausfall einer anderen Leitung zu 112% belastet. Wenn in der Stunde zusätzlich der Stromkreis von Grafenrheinfeld und Höpfingen ausfällt, ist der Stromkreis zwischen Stalldorf und Kupferzell zu 138% belastet. Die Hinzunahme der Maßnahme M38a reduziert die Auslastung dann auf 97%.

Die Maßnahme ist im BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz im Szenario B2024* besteht in 64% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung von über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 70%, der Mittelwert bei 27%.

Die Maßnahme ist im BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Mit der Gutachter-Marktmodellierung wurde die Maßnahme M38a im BBP-Netz in der Stunde 8220 untersucht. Ohne die Maßnahme ist ein Stromkreis zwischen Stalldorf und Kupferzell zu 99% belastet, wenn ein Stromkreis zwischen Grafenrheinfeld und Höpfingen ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M38a reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 71%.

Die Maßnahme M38a führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten sehr hoch ausgelasteten Leitung im BBP-Netz auch in der Gutachter-Marktmodellierung.

Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 50%. Nach alledem wäre die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit maximal 69% ausreichend ausgelastet.

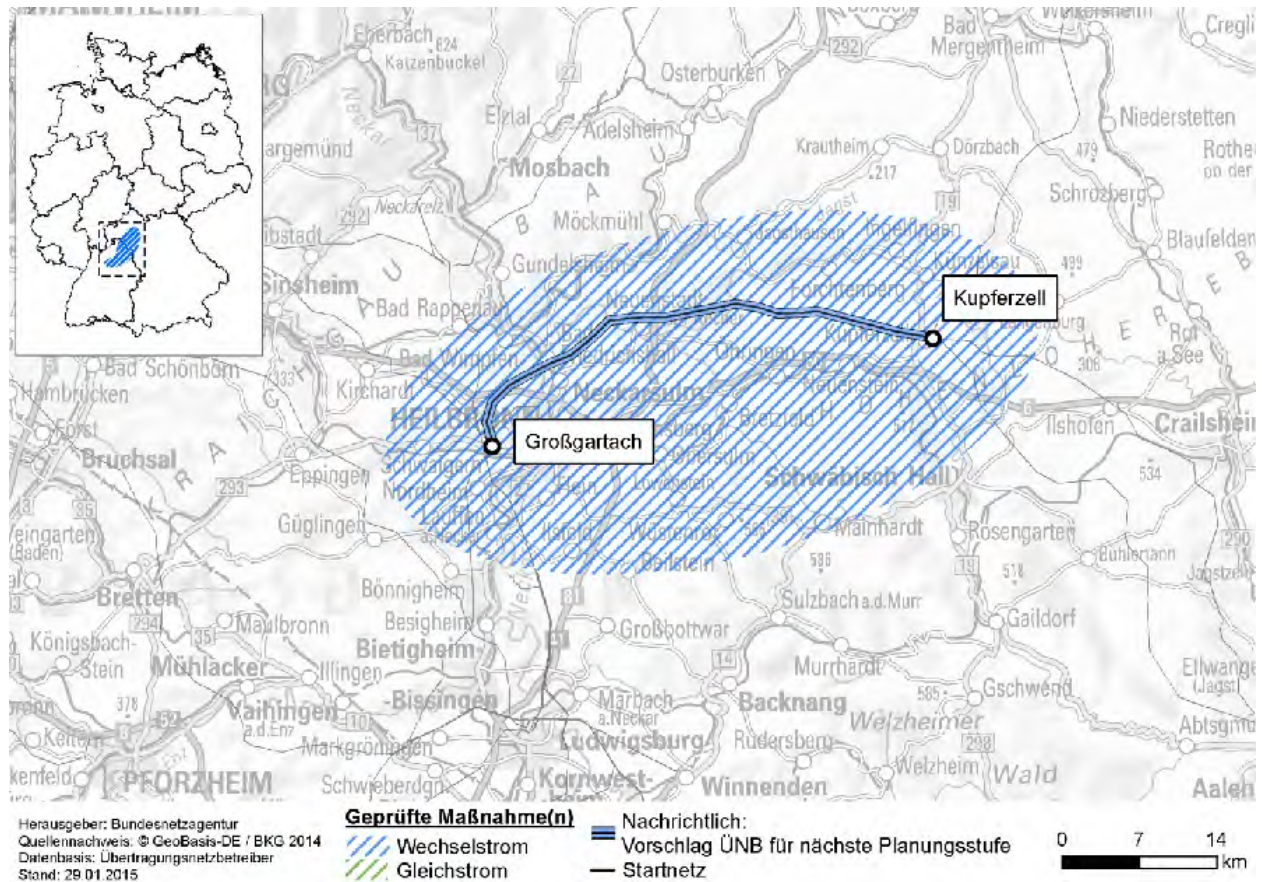
Ergebnis

Die Prüfung der Maßnahme M38a fand im BBP-Netz statt. Damit waren die beiden HGÜ-Maßnahmen Osterath – Philippsburg und Brunsbüttel – Großgartach, von denen eine entlastende Wirkung auf die Maßnahme M38a zu erwarten ist, im untersuchten Netzdatensatz enthalten.

Trotzdem war in der Prüfung der Maßnahme M38a im Szenario B2024* die Leitung von Stalldorf nach Kupferzell bereits im Grundfall mit 112% ausgelastet und somit überlastet. Bei einem Ausfall konnte die Auslastung von 138% auf 97% gesenkt werden. Mit einer Reduzierung der Überlastung von über 40% zeigt sich nicht nur deutlich die Wirksamkeit der Maßnahme, sondern auch die bisher schwache Anbindung des Netzknotens Grafenrheinfelds an das Transportnetz in Baden-Württemberg. Bedenkt man die zukünftig wachsende Bedeutung des Netzknotens Grafenrheinfeld als Sammel- und Durchleitungspunkt der stetig steigenden Windenergie aus dem Norden und Osten, dann ist trotz einer Spitzenkappung zu erwarten, dass die Maßnahme zukünftig benötigt wird.

Die Maßnahme M38a wird daher bestätigt.

Maßnahme M39: Kupferzell – Großgartach



Maßnahme M39 (Kupferzell – Großgartach) wird bestätigt.

In der Verlängerung von M38a soll durch M39 ein Neubau in einer bestehenden Trasse einer 380-kV-Leitung von Kupferzell nach Großgartach realisiert werden. Durch M39 wird dann ein neuer Stromkreis den bereits bestehenden Stromkreis ergänzen und somit in Kombination mit M38a die Verbindung Baden-Württembergs zu den EE-Anlagen im Norden und Osten verstärken.

Durch eine Inbetriebnahme der Leitung vor den anderen Maßnahmen, die in Grafenrheinfeld enden, kommt es zu einer Entzerrung der Arbeiten in Grafenrheinfeld. Zusätzlich steht die Leitung zur Verfügung, wenn die erste in Grafenrheinfeld endende Leitung in Betrieb geht.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2020

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M39 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M39 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M39 ist ein Stromkreis zwischen Kupferzell und Großgartach in der Stunde 8220 zu 134% belastet, wenn der Stromkreis von Kupferzell nach Goldshöfe ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M39 reduziert die Auslastung dann auf 85%. Die Maßnahme ist im BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz im Szenario B2024* besteht in 31% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung von über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 49%, der Mittelwert bei 16%. Die Maßnahme ist im BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Mit der Gutachter-Marktmodellierung wurde die Maßnahme M39 im BBP-Netz in der Stunde 2342 untersucht. Ohne die Maßnahme M39 ist ein Stromkreis zwischen Kupferzell und Großgartach zu 98% belastet, wenn der Stromkreis von Kupferzell nach Goldshöfe ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M39 reduziert die Auslastung dann auf 62%. Die Maßnahme M39 führt damit zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten sehr hoch ausgelasteten Leitung. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 50%. Nach alledem wäre die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit maximal 46% ausreichend ausgelastet.

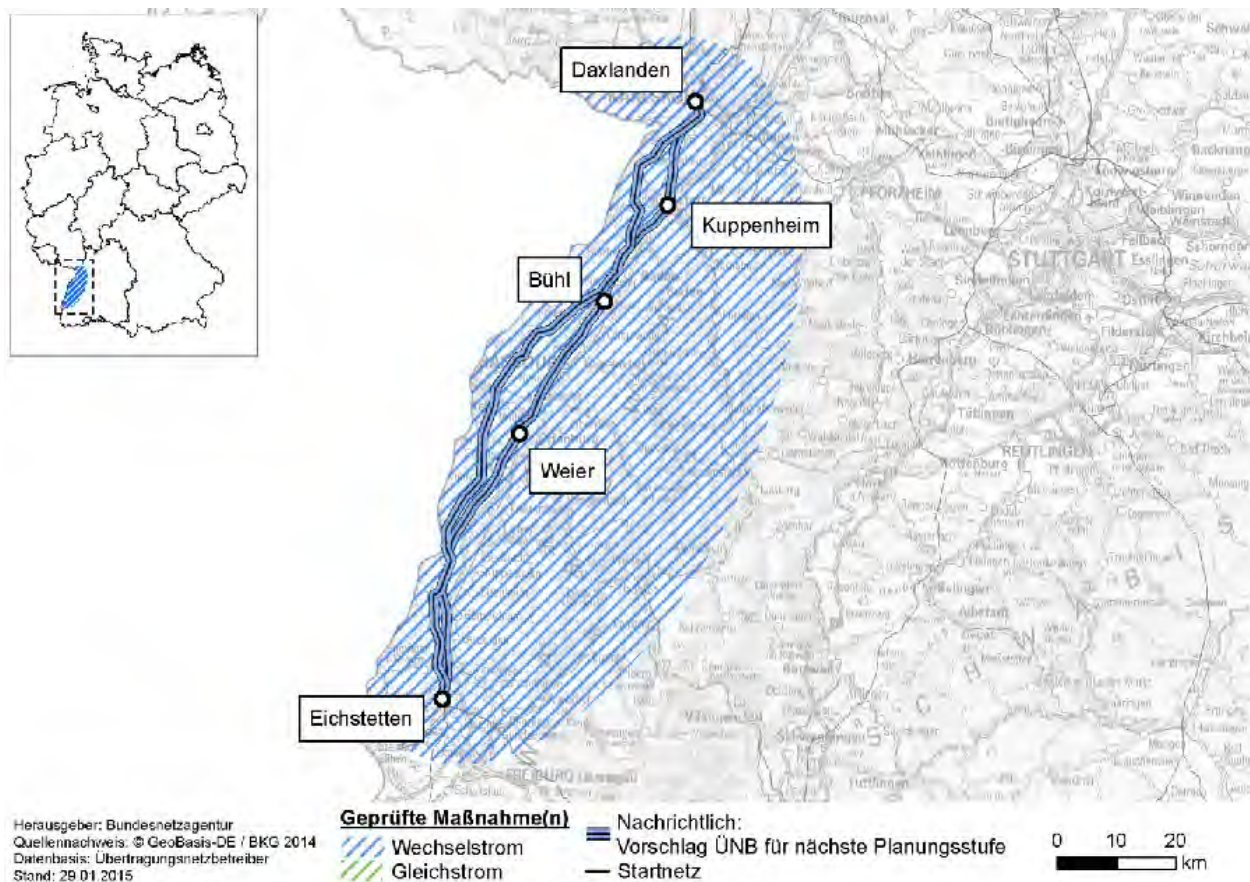
Ergebnis

Die Prüfung der Maßnahme M39 fand im BBP-Netz statt. Damit waren die beiden HGÜ-Massnahmen Osterath – Philippsburg und Brunsbüttel – Großgartach, von denen eine entlastende Wirkung auf die Maßnahme M39 zu erwarten ist, im untersuchten Netzdatensatz enthalten.

Trotzdem konnte im Szenario B2024* eine Auslastung beim Ausfall einer Leitung von 134% festgestellt werden, die mit der Maßnahme auf 85% gesenkt werden konnte. Mit einer Reduzierung der Überlastung um fast 50 Prozentpunkte zeigt sich nicht nur deutlich die Wirksamkeit der Maßnahme, sondern auch die unzureichende Anbindung des Netzknotens Grafenrheinfeld an das Transportnetz in Baden-Württemberg. Bedenkt man die zukünftige wachsende Bedeutung dieses Netzknotens als Sammel- und Durchleitungspunkt für die stetig steigende Windenergieeinspeisung aus dem Norden und Osten, dann ist trotz Spitzenkappung deutlich zu erwarten, dass die Maßnahme benötigt wird.

Die Maßnahme M39 wird bestätigt.

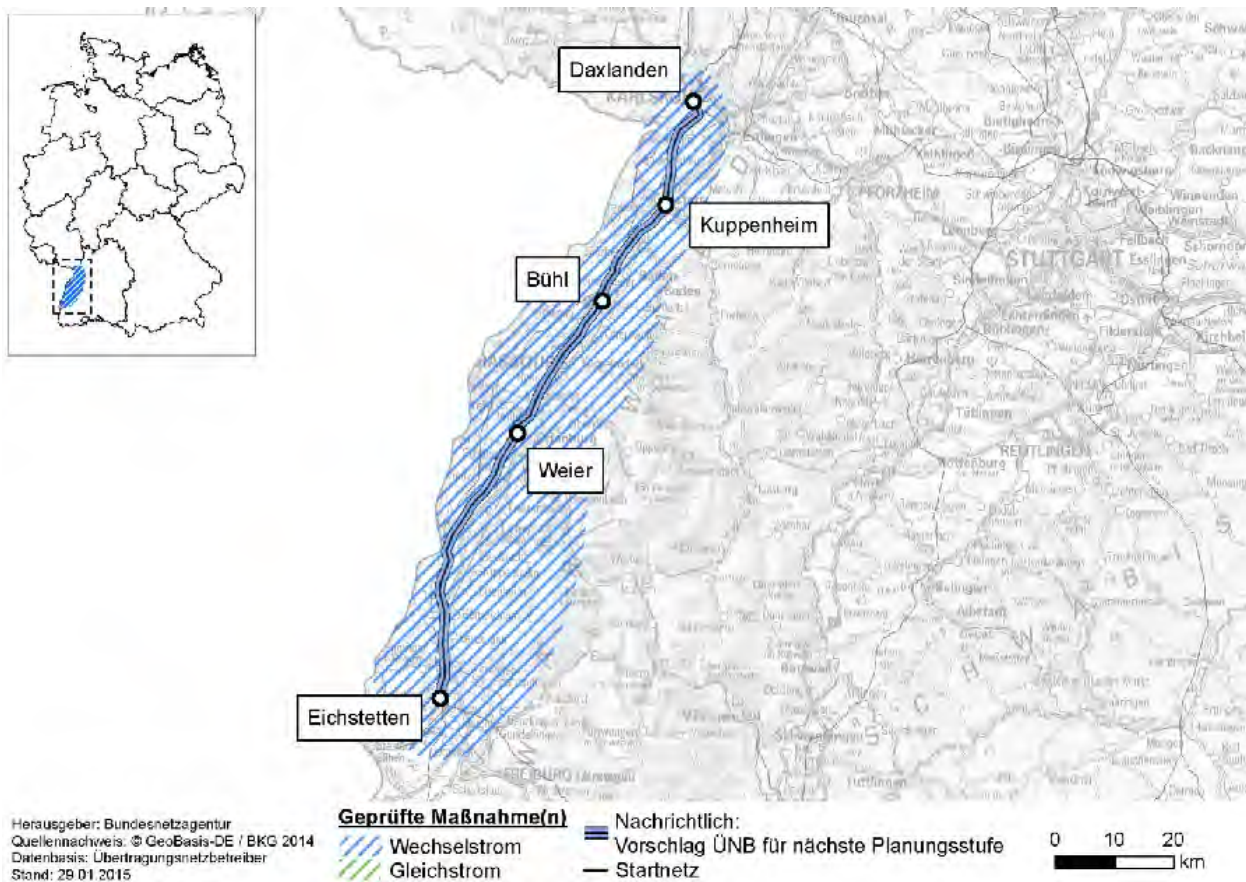
Projekt P49: Badische Rheinschiene



Das Projekt P49 mit den Maßnahmen M90, M41a ist als Vorhaben Nr. 21 Teil des Bundesbedarfsplans.

Das Projekt P49 mit den Maßnahmen M90 und M41a dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in der Region der Badischen Rheinschiene. Da die Übertragungsfähigkeit der bestehenden 220 kV bzw. 380-kV-Leitungen an ihre Grenzen kommen müssen diese durch eine Umstellung der Spannungsebene von 220 kV auf 380 kV umgestellt werden bzw. die Leiterseile für eine höhere Übertragungsfähigkeit bei gleicher Spannungsebene ausgetauscht und einige Masten verstärkt und erhöht werden.

Maßnahme M41a: Daxlanden – Kuppenheim – Bühl – Eichstetten



Maßnahme M41a (Daxlanden – Kuppenheim – Bühl – Eichstetten) wird bestätigt.

Ziel dieser Maßnahme ist die Erhöhung der im Betrieb zulässigen maximalen Übertragungskapazität bestehender 220 KV-Leitungen durch die Umstellung der Spannungsebene auf 380 kV. Für die Umstellung der Spannungsebene ist ein Neubau der Masten notwendig. Ein Teilabschnitt der Maßnahme M41a ist als Pilotstrecke für eine HTLS-Beseilung vorgesehen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2021

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M41a liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M41a führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung des BBP-Netzes im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M41a ist ein Stromkreis zwischen Daxlanden und Bühl in der Stunde 580 schon im (n-0)-Fall mit 110% ausgelastet. Diese hohe Auslastung wird mit der Maßnahme M41a auf 48% reduziert. Bei Ausfall eines parallelen Stromkreises zwischen Daxlanden und Eichstetten in der Stunde 580, ist der Stromkreis zwischen Daxlanden und Bühl mit 122% belastet. Mit der Maßnahme M41a reduziert sich die Auslastung dann auf 56%. Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz besteht in über 60% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung von über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 49%, der Mittelwert bei 23%. Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 7993 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Daxlanden und Bühl. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M41a einer dieser Stromkreise zu 105% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M41a reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 46%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 40%.

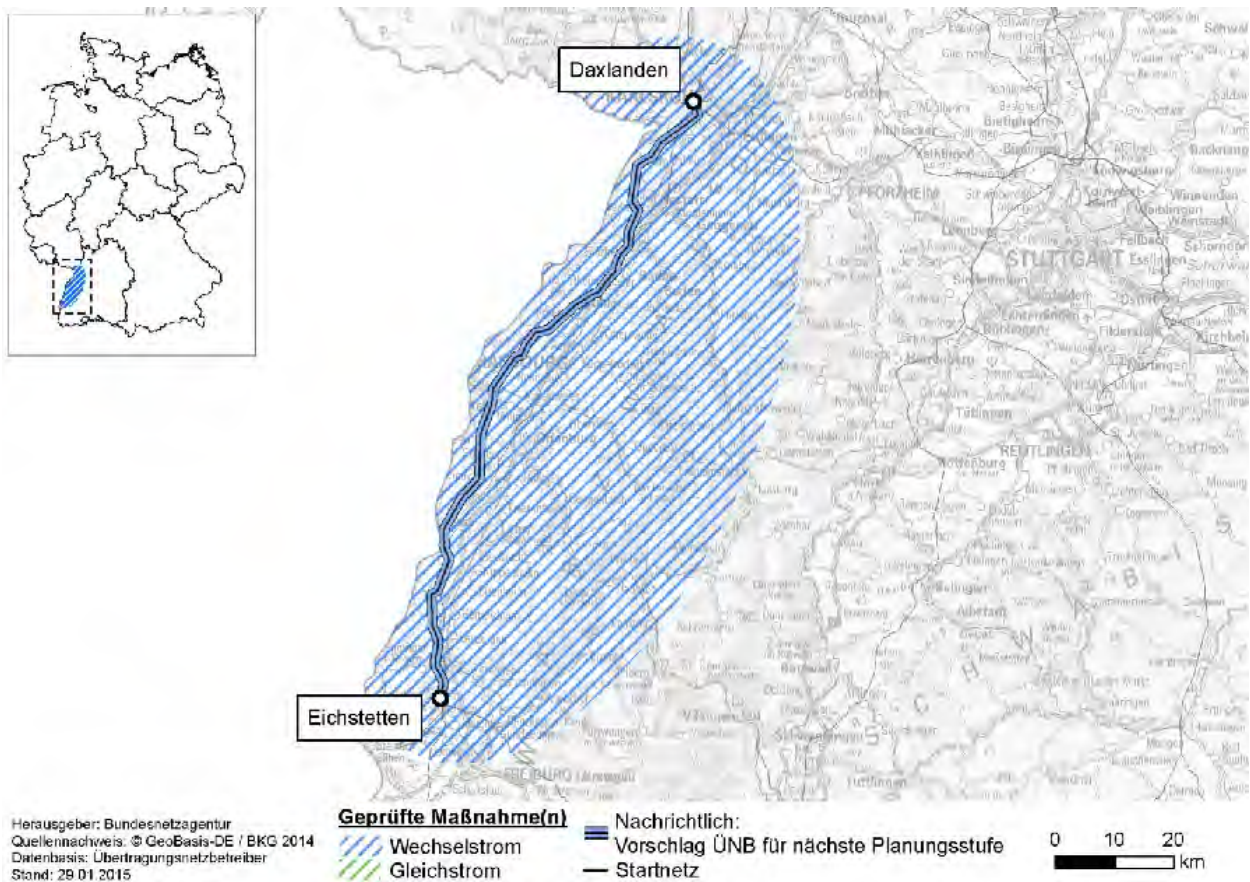
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit maximal 68% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die bestehenden Stromkreise von Daxlanden nach Bühl und von Daxlanden nach Eichstetten sind bereits im (n-0)-Fall mit über 100% ausgelastet. Wenn darüber hinaus im (n-1)-Fall die 380-kV-Leitung von Daxlanden nach Eichstetten ausfällt, ist die 220-kV-Leitung von Daxlanden nach Bühl über 100% ausgelastet. Durch die Maßnahme M49a wird diese hohe Auslastung in der betrachteten Stunde 580 deutlich unter 100% reduziert. Bei der Reduktion der Offshore-Leistung und Spitzenkappung besteht im (n-0)-Fall keine Auslastung über 100%, allerdings sind die beiden Leitungen von Daxlanden nach Bühl und von Daxlanden nach Eichstetten mit 96% bzw. 90% sehr hoch ausgelastet. Im (n-1)-Fall ist die Leitung von Daxlanden nach Bühl ebenfalls über 100% ausgelastet. Diese hohe Auslastung kann auch bei der Reduktion der Offshore-Leistung und Spitzenkappung durch die Maßnahme M41a auf unter 100% reduziert werden. In beiden Fällen konnte keine sinnvolle Topologieänderung gefunden werden. Die Maßnahme ist über 60% der 8.760 Stunden im Jahr über 20% ausgelastet, womit sie das Kriterium der Erforderlichkeit erfüllt. Maßnahme M41a wird daher bestätigt.

Maßnahme M90: Daxlanden – Eichstetten



Maßnahme M90 (Daxlanden – Eichstetten) wird nicht bestätigt.

Ziel dieser Maßnahme ist die Erhöhung der im Betrieb zulässigen maximalen Stromstärke einer 380-kV-Leitung. Neben einer notwendigen Begrenzung des zulässigen Stroms einer Leitung auf einen Wert der sicherstellt, dass das Leiterseil nicht irreparabel beschädigt wird, sind die zulässigen Leiterströme im Betrieb dahingehend zu begrenzen, dass durch die Erwärmung und der sich daraus ergebenden Ausdehnung eines Leiterseils Mindestabstände zum Boden nicht unterschritten werden.

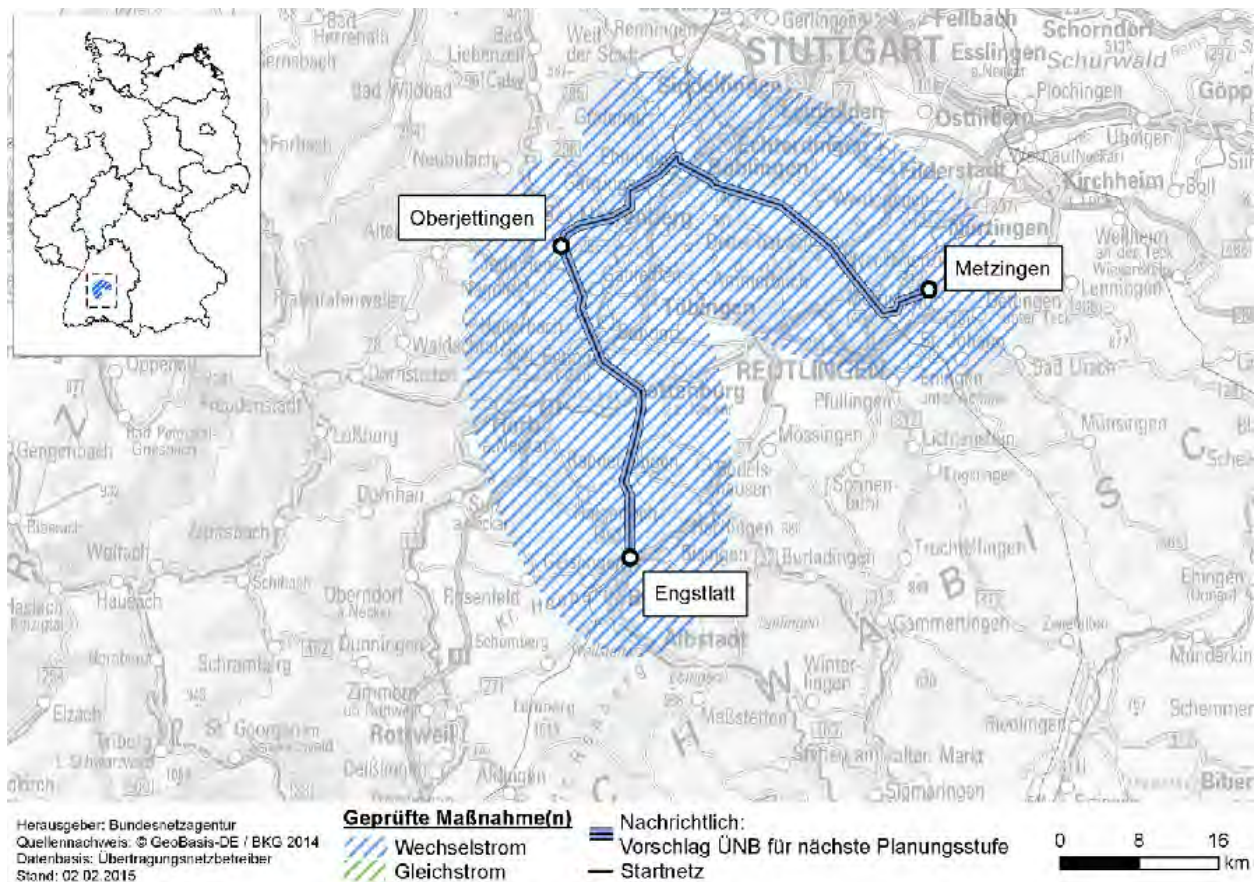
Mit der Maßnahme M90 sollen deshalb einzelne Masten erhöht werden, damit durch Vergrößern der Bodenabstände der Leiterseile die maximal mögliche Leistung übertragen werden kann.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Ergebnis

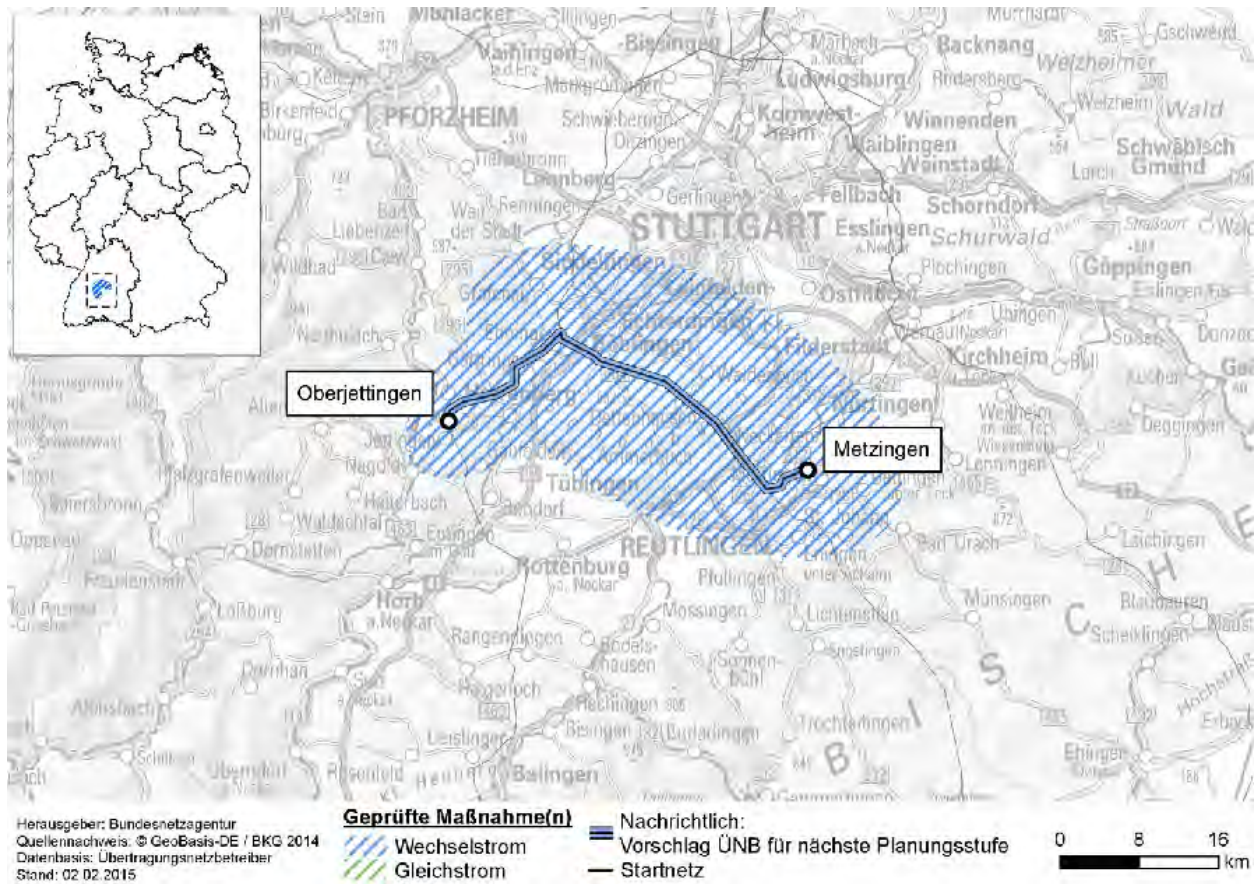
Auch während des Konsultationsverfahrens haben die Übertragungsnetzbetreiber weder einen Datensatz noch sonstige hinreichend begründete Unterlagen zur Prüfung vorgelegt. Aus diesem Grund konnte die Bundesnetzagentur die Maßnahme M90 nicht bewerten und bestätigen.

Projekt P50: Schwäbische Alb



Das Projekt P50 soll die Übertragungskapazität im Bereich Schwäbische Alb erhöhen. Im Szenario B2024* enthält es die Maßnahmen M40 und M41. Durch das Projekt P50 soll die Verbindung zweier Trassen, die aus dem Bereich Stuttgart in Richtung Schweiz und zum Teil in Richtung Österreich verlaufen, verstärkt werden. Des Weiteren soll das Projekt die Fähigkeit des Übertragungsnetzes verbessern, Fehlerfälle kompensieren zu können. Die Maßnahmenteile M40 und M41 sollen durch einen Neubau in einer bestehenden Trasse realisiert werden.

Maßnahme M40: Metzingen – Oberjettingen



Maßnahme M40 (Metzingen – Oberjettingen) wird nicht bestätigt.

Im Rahmen der Maßnahme ist ein neuer Stromkreis notwendig, der als Neubau in bestehenden Trassen realisiert werden kann. Von der Maßnahme ist überwiegend TransnetBW, teilweise Amprion betroffen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2020

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M40 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M40 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M40 ist ein Stromkreis zwischen Pulverdingen und Oberjettingen in der Stunde 1108 zu 117% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M40 reduziert die Auslastung dann auf 69%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 29% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Maßnahme über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 31%, der Mittelwert bei 15%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Durch das Öffnen der Sammelschienenkupplung in Engstlatt lässt sich die Überlastung der Leitung zwischen Pulverdingen und Oberjettingen im (n-1)-Fall von 117% auf 95% reduzieren.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M40 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Auf Basis der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme nicht als wirksam.

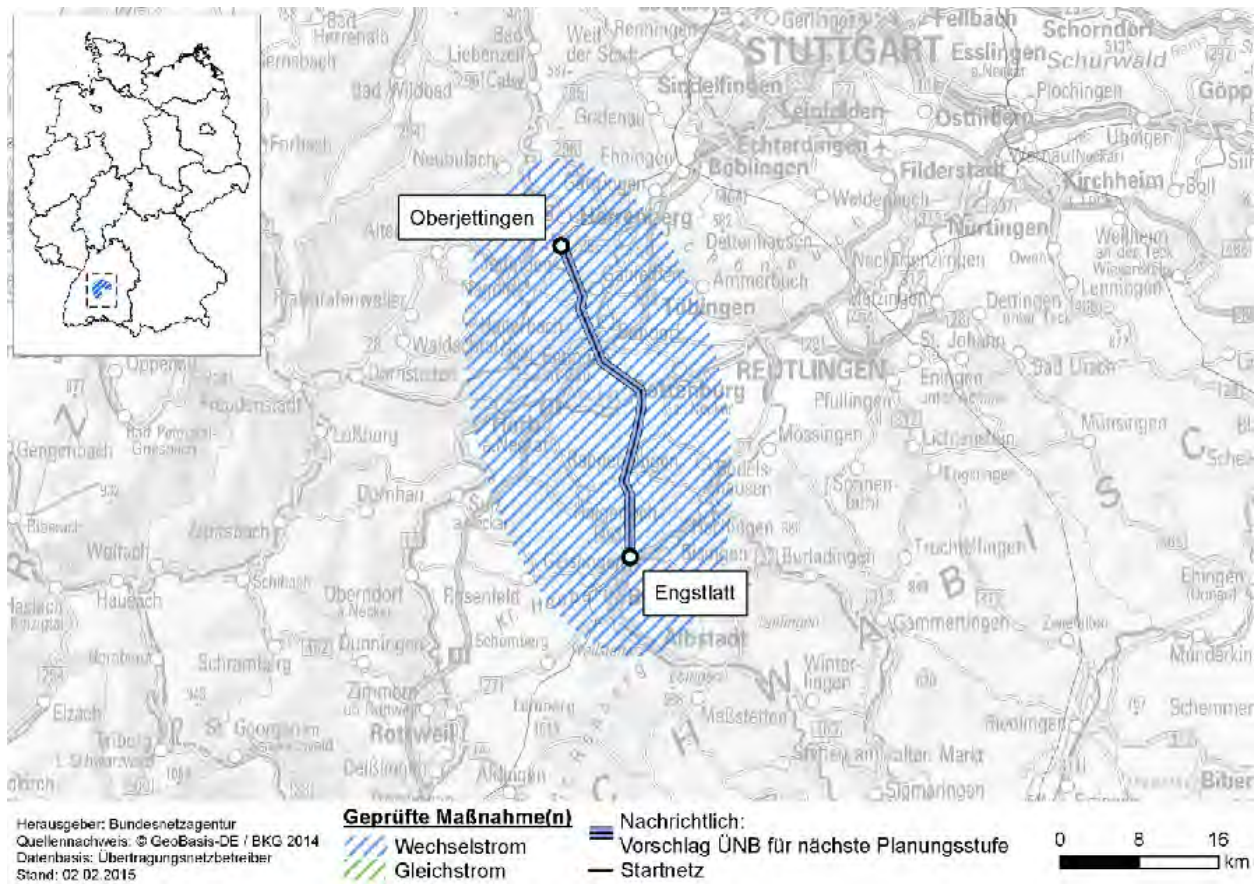
Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit 23% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M40 wäre nach Prüfung im vollständigen Zielnetz als wirksam und erforderlich einzustufen. Während der sequenziellen Prüfung erwies sich die Maßnahme jedoch nicht als wirksam. Zudem kann in der Zielnetz-Prüfung durch eine Topologieänderung in Engstlatt die Überlastung der Leitung Pulverdingen – Oberjettingen auf unter 100% reduziert werden.

Maßnahme M41: Oberjettingen – Engstlatt



Maßnahme M41 (Oberjettingen – Engstlatt) wird nicht bestätigt.

Zur weiteren Kapazitätserhöhung möchten die Übertragungsnetzbetreiber einen weiteren 380-kV-Stromkreis errichten. Hierzu soll ein Leitungsneubau in bestehender Trasse erfolgen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2020

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M41 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M41 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Im Zielnetz ist ohne die Maßnahme M41 das Dreieck Pulverdingen – Oberjettingen in der Stunde 1108 zu 121% belastet, wenn der Stromkreis Oberjettingen – Engstlatt ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M41 reduziert die Auslastung dann auf 70%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 57% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Maßnahme über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 50%, der Mittelwert bei 22%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Durch das Öffnen der Sammelschienenkupplung in Engstlatt lässt sich die Überlastung des Dreibeins Pulverdingen und Oberjettingen im (n-1)-Fall von 121% auf 91% reduzieren.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M41 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Auf Basis der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme nicht als wirksam.

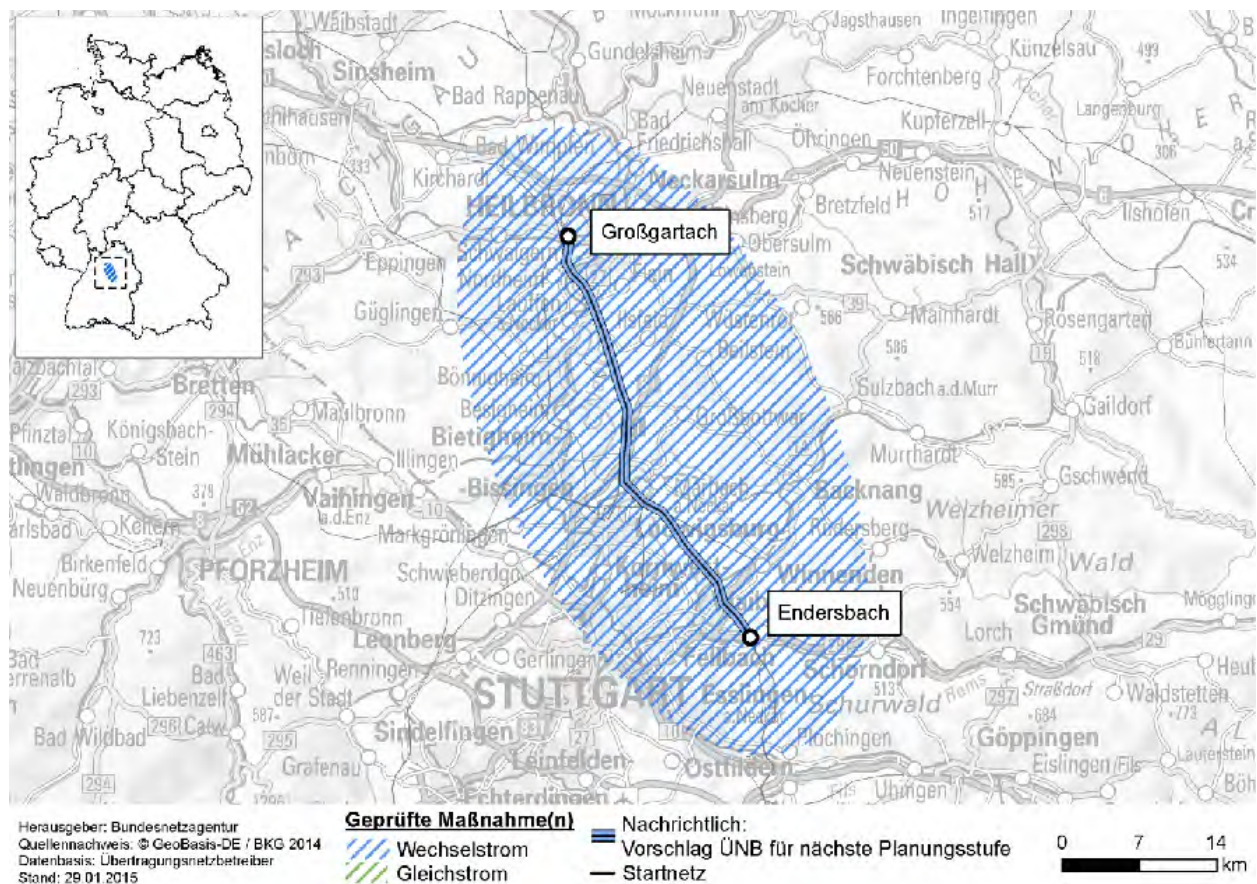
Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit 47% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M41 ist nach Prüfung im vollständigen Zielnetz als wirksam und erforderlich einzustufen. Während der sequenziellen Prüfung erwies sich die Maßnahme jedoch nicht als wirksam. Zudem kann in der Zielnetz-Prüfung durch eine Topologieänderung in Engstlatt die Überlastung des Dreibeins Pulverdingen – Oberjettingen auf unter 100% reduziert werden.

Projekt P51: Mittlerer Neckarraum



Das Projekt P51 mit der Maßnahme M37 ist als Vorhaben Nr. 22 Teil des Bundesbedarfsplans.

Das Projekt P51 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Mittleren Neckarraum. Es enthält die Maßnahme M37. Im Rahmen der Maßnahme soll auf bestehendem Gestänge ein 380-kV-Stromkreis von Großgartach nach Endersbach aufgelegt werden.

Maßnahme M37: Großgartach – Endersbach

Maßnahme M37 (Großgartach – Endersbach) wird nicht bestätigt.

Die Maßnahme ist eine Netzverstärkung (Stromkreisaufgabe/Umbeseilung) der 380-kV-Leitung Großgartach – Endersbach in einer bestehenden Trasse. Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen sind erforderlich.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M37 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M37 führt zu einer Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M37 ist ein Stromkreis zwischen Großgartach und Pulverdingen in der Stunde 2354 zu 103% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M37 reduziert die Auslastung auf 88%. Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz besteht in 75% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 73%, der Mittelwert bei 33%. Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen gemäß der Gutachter-Marktmodellierung wird in der Stunde 3468 ohne die Maßnahme M37 ein Stromkreis zwischen Großgartach und Pulverdingen zu 92% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Da es insofern zu keiner Überlastung kommt, wäre die Maßnahme gemessen am BBP-Netz in der Gutachter-Marktmodellierung folglich nicht wirksam. Allerdings würde die Maßnahme M37 die Auslastung im genannten Fall auf 81% reduzieren. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 63%.

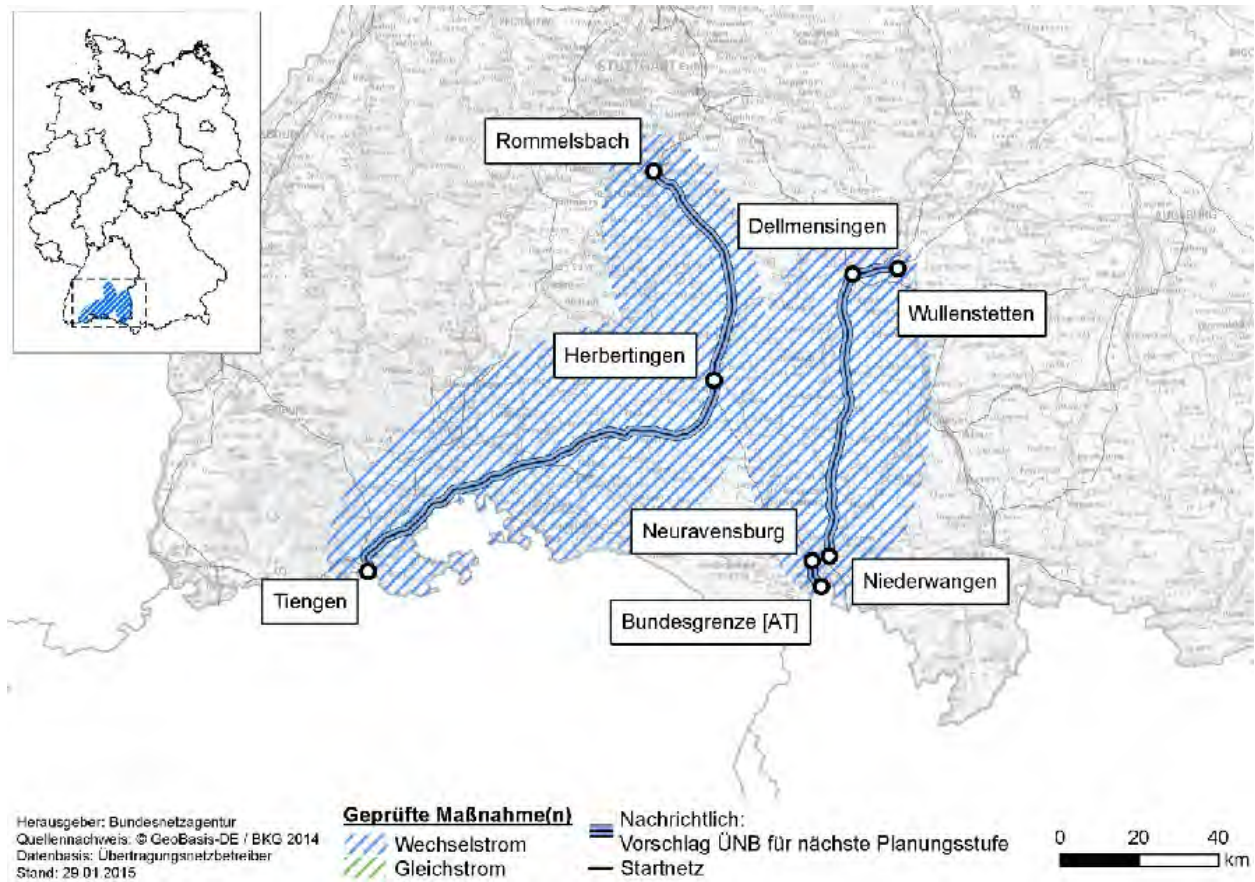
Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit maximal 70% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

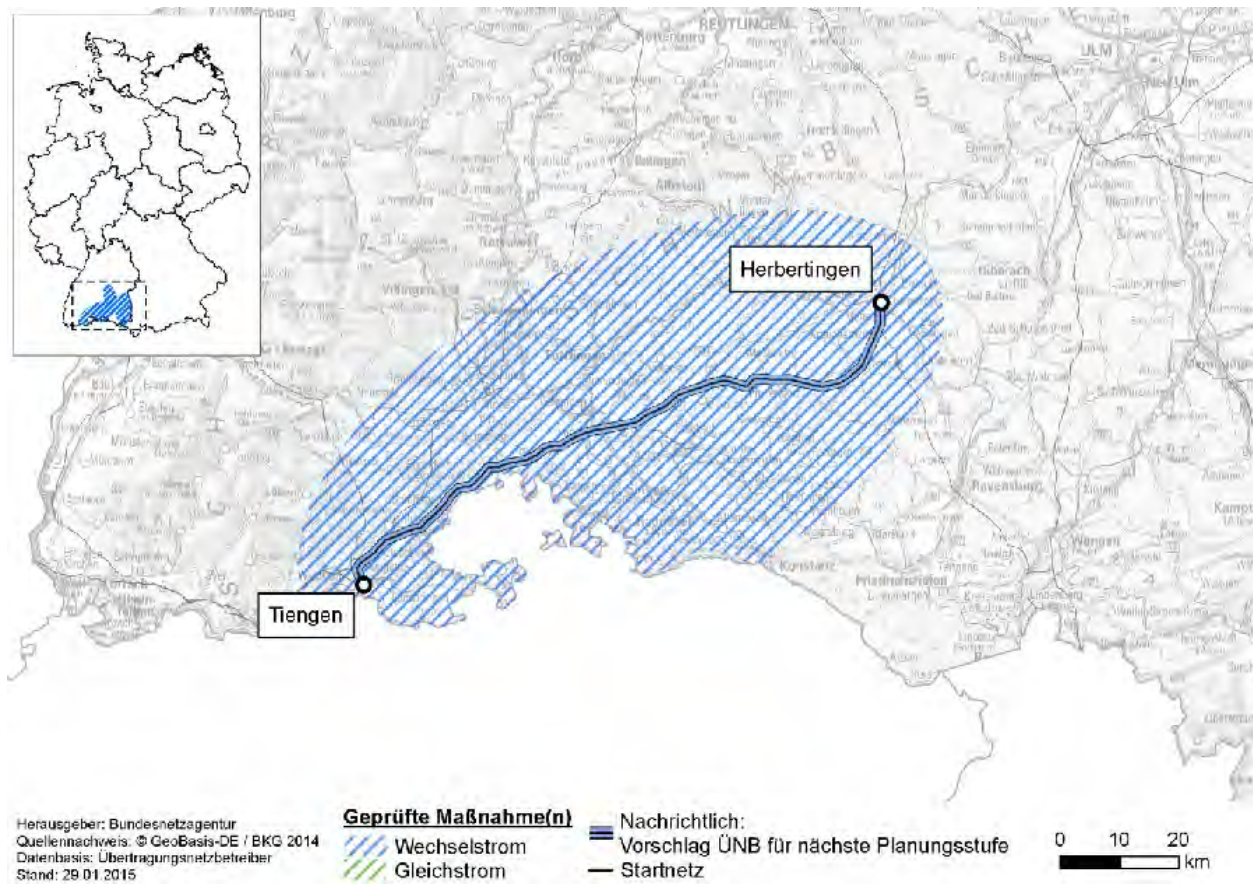
Die Überlastung im BBP-Netz ist im Szenario B2024* mit 103% relativ gering. In der Gutachter-Marktmodellierung konnte mit einer maximalen Auslastung von 92% keine Überlastung ausfindig gemacht werden. Zudem würde die Maßnahme M37 die Auslastungen lediglich um 15 bzw. elf Prozentpunkte verbessern. Nach alledem bedarf es der Maßnahme bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen nicht. Sie wird daher nicht bestätigt.

Projekt P52: Südliches Baden-Württemberg



Das Projekt P52 enthält im Szenario B2024* die Maßnahmen M59, M93, M94b und M95. Maßnahme M59 und Maßnahme M93 sollen die Übertragungsleistung zwischen der Region Reutlingen, südlich von Stuttgart, und der Nordschweiz im Raum Laufenburg/Beznau erhöhen. Die Maßnahmen M94b und M95 sollen die Region um Dellmensingen, südlich der Stadt Ulm stärker nach Österreich, Region Dornbirn, anbinden. Beide Strecken sollen die Nord-Süd-Transportkapazität erhöhen, damit im Falle schwacher Last und starker EE-Einspeisung in Deutschland die Lastflüsse in die südlichen Nachbarländer geleitet werden können, anstatt die überschüssige Erzeugung abregeln zu müssen und nicht nutzen zu können.

Maßnahme M59: Herbertingen – Tiengen



Die Maßnahme M59 ist als Vorhaben Nr. 23 Teil des Bundesbedarfsplans und wurde unter der Nummer 2.11.2. 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) aufgenommen.

Die Maßnahme M59 (Herbertingen – Tiengen) wird nicht bestätigt.

Zwischen den Schaltanlagen Herbertingen und Tiengen erfolgt ein Leitungsneubau in bestehender Trasse. Netzverstärkungsmaßnahmen in der Anlage Herbertingen sind erforderlich. Hierdurch wird die Übertragungskapazität deutlich erhöht (Netzverstärkung).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2020

Konsultation

Die Maßnahme sei eine Grundvoraussetzung für den Netzausbau an der deutsch schweizerischen Grenze. Zusammen mit dem Schweizer Projekt „Beznau – Mettlen“ bilde es die Grundlage zur Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen beiden Ländern und besäße somit einen bedeutenden grenzüberschreitenden Charakter.

Den Netzberechnungen zum NEP2024 liegen die von den deutschen und vom schweizerischen Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam festgelegten Ziel-Übertragungskapazitäten (NTC, Net Transfer Capacity) von 4.200 MW für den Import aus der bzw. von 4.400 MW für den Export in die Schweiz zu Grunde. Dabei treten ohne die Maßnahme M59 zu keiner Zeit Überlastungen im (n-1)-Fall auf. Eine weitere Erhöhung der Leitungskapazität zwischen Herbertingen und Tiengen ist demnach aktuell noch nicht nötig.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M59 führt im Szenario B2024* zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten stark belasteten Leitung im BBP-Netz. Ohne die Maßnahme M59 ist die 380-kV-Leitung zwischen Herbertingen und Tiengen bei Ausfall der 380-kV-Leitung zwischen Dellmensingen und Dornbirn-Werben beispielsweise in der Stunde 1355 mit 92% ausgelastet. Die Hinzunahme der Maßnahme M59 reduziert die Auslastung auf 51%. Durch den geplanten Neubau würde die Stromtragfähigkeit der Leitung mehr als verdoppelt. Da es sich bei der durch die Maßnahme M59 zu entlastenden Leitung jedoch nicht um einen überlasteten Stromkreis (>100%) handelt, wäre das Kriterium der Wirksamkeit nicht erfüllt.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz wird die bestehende Leitung in 50% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 45% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 19%. Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es beispielsweise in der Stunde 1357 zu einer hohen Auslastung eines Stromkreises zwischen Dellmensingen und Dornbirn-Werben. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M59 ein Stromkreis zwischen Herbertingen und Tiengen in dieser Stunde zu 86% belastet, wenn ein Stromkreis zwischen Dellmensingen und Dornbirn-Werben ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M59 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 47%.

Die maximale Auslastung im Jahr beträgt ohne Ausfälle 40%.

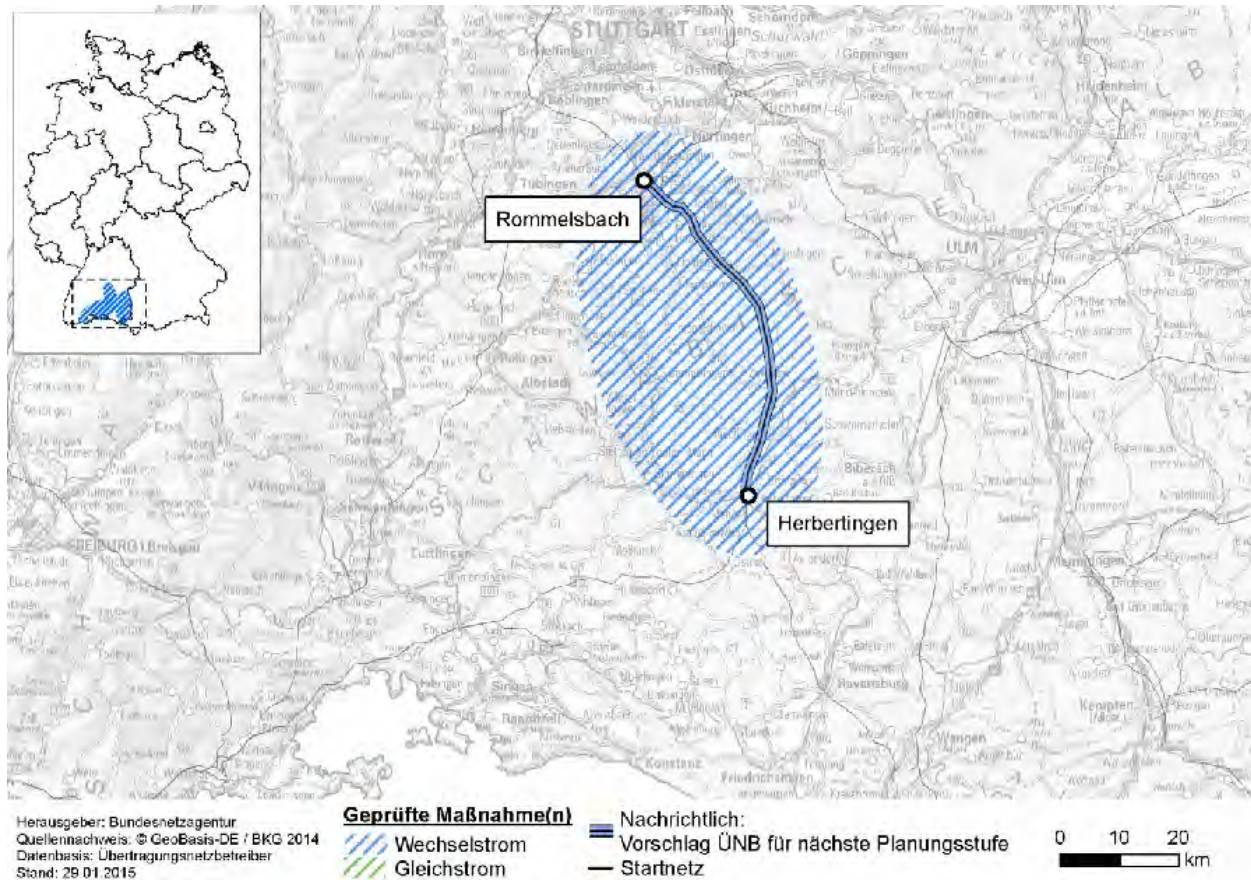
Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 68% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Bei Ausfall benachbarter Leitungen tritt in keiner untersuchten Stunde eine Überlastung einer relevanten Leitung auf. Festzuhalten ist gleichwohl, dass die Maßnahme M59 im Vergleich zur zu ersetzenden Leitung eine signifikant höhere Übertragungskapazität aufweist, die Realisierung in bestehender Trasse geplant und die Maßnahme somit keinen neuen Trassenraum erfordern würde. Laut Aussage des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers werde der Neubau in bestehender Trasse aufgrund des Mastalters von über 80 Jahren kurz- bis mittelfristig ohnehin notwendig.

Maßnahme M93: Punkt Rommelsbach – Herbertingen



Die Maßnahme M93 ist als Vorhaben Nr. 24 Teil des Bundesbedarfsplans und wurde unter der Nummer 2.11.2. 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) aufgenommen.

Maßnahme M93 (Punkt Rommelsbach – Herbertingen) wird bestätigt.

Zwischen dem Punkt Rommelsbach und der Schaltanlage Herbertingen erfolgt ein Leitungsneubau in bestehender Trasse. Hierdurch wird die Übertragungskapazität deutlich erhöht (Netzverstärkung).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Für die Maßnahme M93 hat das Regierungspräsidium Tübingen von der Durchführung eines Raumordnungsverfahrens abgesehen. Der Übertragungsnetzbetreiber rechnet damit, nach erfolgter Planfeststellung im Jahr 2017 mit dem Bau beginnen zu können. Das angestrebte Inbetriebnahmedatum erscheint vor diesem Hintergrund realistisch.

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M93 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Im Szenario B2024* führt die Maßnahme M93 zu einer signifikanten Entlastung der ansonsten überlasteten 380-kV-Leitung im BBP-Netz. Der Stromkreis zwischen Herbertingen und dem Punkt Rommelsbach ist bereits im Grundfall beispielsweise in Stunde 8476 zu 130% belastet. Die Maßnahme M93 reduziert diese Auslastung auf 45%. Durch den geplanten Neubau würde die Stromtragfähigkeit der Leitung mehr als verdreifacht.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

In BBP-Netz wird die Leitung in 39% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 45% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 17%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es bereits im Grundfall in der Stunde 7993 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Herbertingen und dem Punkt Rommelsbach. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M93 einer dieser Stromkreise im Grundfall zu 116% belastet. Die Hinzunahme der Maßnahme M93 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 40%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 40%.

Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 48% ausreichend ausgelastet.

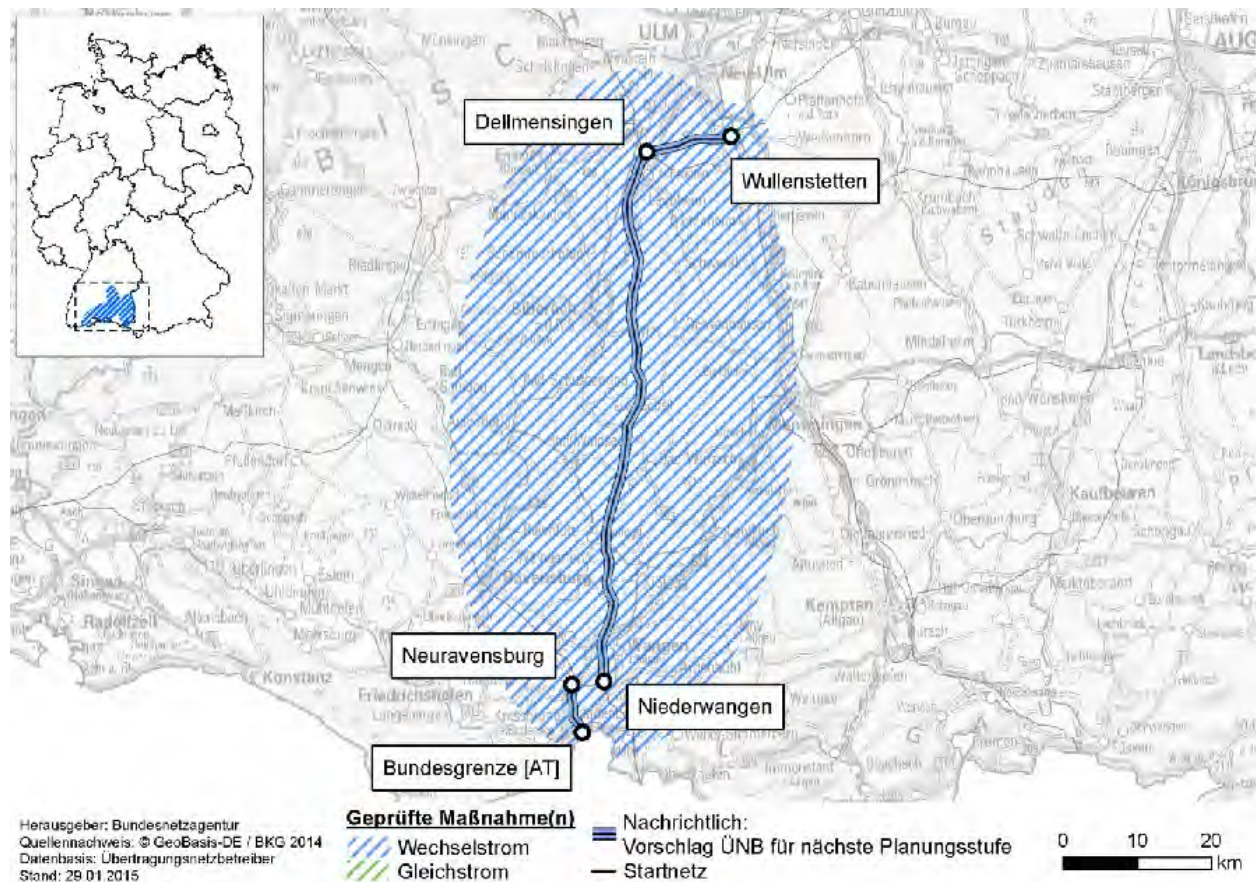
Ergebnis

Die Maßnahme M93 behebt wirksam Überlastungen, die bereits im normalen Netzbetrieb ohne Ausfall eines Betriebsmittels (Grundlastfall) auftreten.

In der Schaltanlage Herbertingen verfügt das 380-kV-Netz über zwei Abzweige nach Süden, einen in Richtung Tiengen (siehe M59) und einen in Richtung Obermooweiler und weiter nach Österreich. Mit dem Startnetzprojekt TNG-006 wurde die Kapazität bis zum Punkt Rommelsbach bereits signifikant erhöht. Gleichzeitig ist aber die Stromtragfähigkeit der Leitung von Rommelsbach nach Herbertingen vergleichsweise gering und begründet damit einen Engpass im Netz, der durch die Maßnahme M93 behoben werden kann.

Dass die Wirksamkeit der Maßnahme selbst bei einer Reduktion der Offshore-Leistung sowie einer Kappung von Einspeisespitzen nachgewiesen werden kann, zeigt ihre Robustheit. Die Erforderlichkeit konnte sowohl für das Szenario B2024* als auch für die Gutachter-Marktm modellierung nachgewiesen werden.

Maßnahmen M94b/M95: Punkt Neuravensburg – Punkt Sigmarszell/Bundesgrenze (AT) und Wullenstetten – Punkt Niederwangen



Die Maßnahme M95 ist als Vorhaben Nr. 25 Teil des Bundesbedarfsplans und wurde unter der Nummer 2.11.2. 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) aufgenommen.

Die Maßnahmen M94b/95 (Punkt Neuravensburg – Punkt Sigmarszell/Bundesgrenze [AT] und Wullenstetten – Punkt Niederwangen) werden bestätigt.

Die Maßnahmen M94b und M95 umfassen eine Netzverstärkung von Wullenstetten über Dellmensingen bis an die Bundesgrenze nach Österreich. Am Punkt Wullenstetten soll M95 die Schaltanlage Dellmensingen an die Leitung Gundelfingen – Vöhringen anbinden. Hierfür würde die Trasse der 220-kV-Leitung Vöhringen – Dellmensingen verwendet. Die von Dellmensingen über Punkt Niederwangen und Punkt Neuravensburg nach Dornbirn-Werben führende 220-kV-Leitung liegt bis Punkt Niederwangen auf für 380 kV ausgelegten Masten und kann deswegen umbeseilt werden. Ab Punkt Niederwangen wird nach M94b ein kleines Stück der 220-kV-Leitung von Herbertingen nach Dornbirn-Werben als 380-kV-Leitung in bestehender Trasse neu errichtet.

Da M94b und M95 sowohl in den Netzdatensätzen als auch im Projektsteckbrief nicht zu trennen sind, werden sie als Einheit betrachtet und gemeinsam geprüft.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2020 (M95) bzw. 2023 (M94b)

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahmen M94b/M95 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahmen M94b/95 führen zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahmen M94b/95 ist z. B. der Stromkreis zwischen Gurtweil und der Grenze zwischen Deutschland und der Schweiz in der Stunde 5674 zu 103% belastet. Die Maßnahmen M94b/M95 reduzieren die Auslastung auf 99%. Die Maßnahmen wären gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz wird die Leitung in 76% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 69% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 34%. Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 3775 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Gurtweil und der Grenze zwischen Deutschland und der Schweiz. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahmen M94b/95 einer dieser Stromkreise zu 101% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Maßnahmen M94b/95 reduzieren in einem solchen Fall die Auslastung auf 97%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 68%.

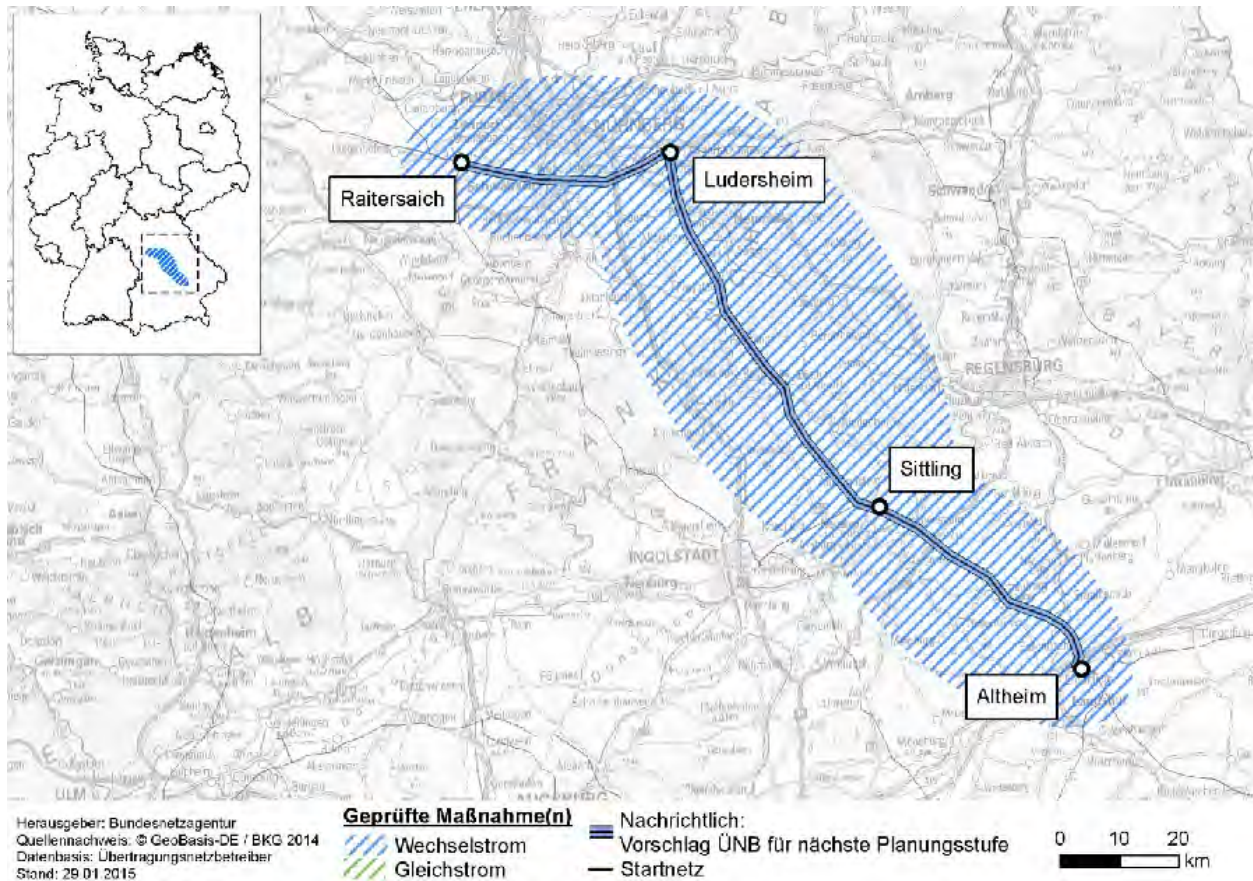
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 42% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

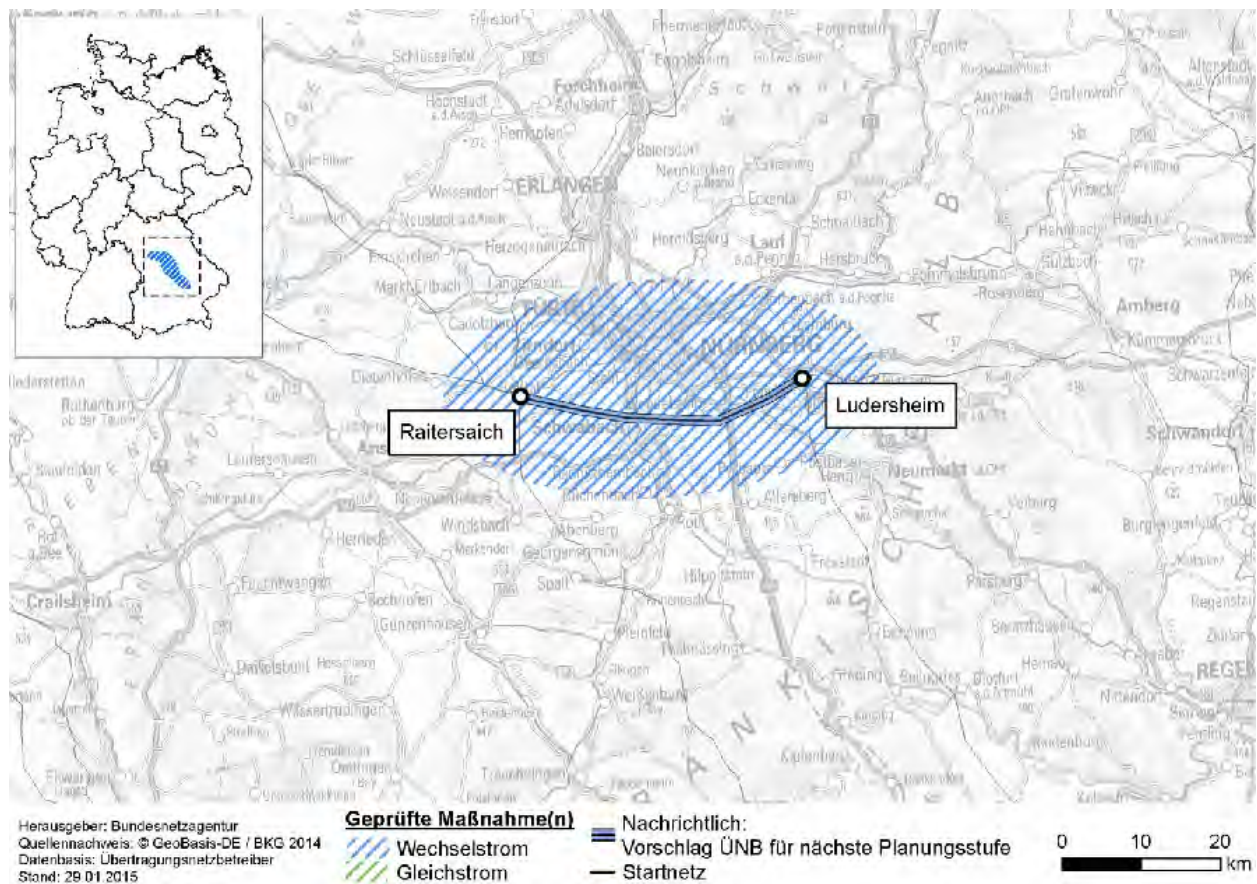
Die Maßnahmen M94b/95 beheben wirksam eine Leitungsüberlastung im (n-1)-Fall. Die Erforderlichkeit der Maßnahmen M94b/95 konnte aufgrund der Auslastung sowohl für das Szenario B2024* als auch unter der SensiO nachgewiesen werden.

Projekt P53: Raitersaich – Ludersheim – Sittling – Altheim



Das Projekt P53 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Raitersaich und Altheim und verbessert so die Anbindung des Großraums Nürnberg mit dem Südosten Bayerns. Es stärkt die Transportkapazitäten zum Standort des stillzulegenden Kernkraftwerks Isar und in Verbindung mit dem Projekt P67 (Altheim – Bundesgrenze) auch in Richtung Österreich. Im Szenario B2024* enthält es die Maßnahmen M54 und M350. Das Projekt ist notwendig, da die in Bayern bestehende 380-kV-Infrastruktur nicht ausreicht, um die zukünftig zu erwartenden Zuströme von erneuerbaren Energien aus dem Norden aufnehmen und so den Wegfall von Kernkraftwerken in Bayern kompensieren zu können.

Maßnahme M54: Raitersaich – Ludersheim



Maßnahme M54 (Raitersaich – Ludersheim) wird bestätigt.

Die bestehende 220-kV-Leitung zwischen Raitersaich und Ludersheim soll auf 380 kV verstärkt werden (Netzverstärkung). Zu diesem Zweck wäre in Ludersheim eine 380-kV-Schaltanlage mit zwei 380/110-kV-Transformatoren neu zu errichten (Netzausbau). Die bestehende 380-kV-Schaltanlage in Raitersaich wäre zu verstärken (Netzverstärkung).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer zweifelt den Bedarf für die Leitung an und spricht sich stattdessen für eine dezentrale Erzeugungsstruktur aus. Mehrere Konsultationsteilnehmer sprechen sich gegen eine Netzverstärkung der bestehenden 220-kV-Trasse auf 380 kV aus. Sie bringen vor, die jetzigen Masten hätten ihre technische Nutzungsdauer erreicht. Die anstehenden Neuinvestitionen müssten eine bedarfsgerechte Trassenführung abseits von Siedlungen gewährleisten.

Zur Frage einer dezentralen Erzeugungs- bzw. Versorgungsstruktur wird auf Abschnitt IV A 2 verwiesen.

Ob die Maßnahme als Netzverstärkung realisiert wird oder ob ein Neubau abseits von Siedlungen die verträglichere Lösung ist, entscheidet sich nicht auf Ebene des Netzentwicklungsplans, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht. Diese Fragen klären anschließend die für die Realisierung dieser Maßnahme zuständigen Landesbehörden im Raumordnungs- bzw. im Planfeststellungsverfahren.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M54 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M54 ist ein Stromkreis zwischen Irsching nach Raitersaich beispielsweise in der Stunde 7353 zu 107% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M54 reduziert die Auslastung dann auf 84%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 17% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 37%, der Mittelwert bei 18%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M54 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung anhand der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme M54 in der ersten Iteration als wirksam. Maßgeblich war der Netznutzungsfall der Stunde 760. Ohne die Maßnahme ist ein Stromkreis zwischen Irsching und Raitersaich im Grundlastfall zu 117% belastet. Die Hinzunahme der Maßnahme M54 reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 95%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 34%. Nach alledem wäre die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen wirksam und erforderlich.

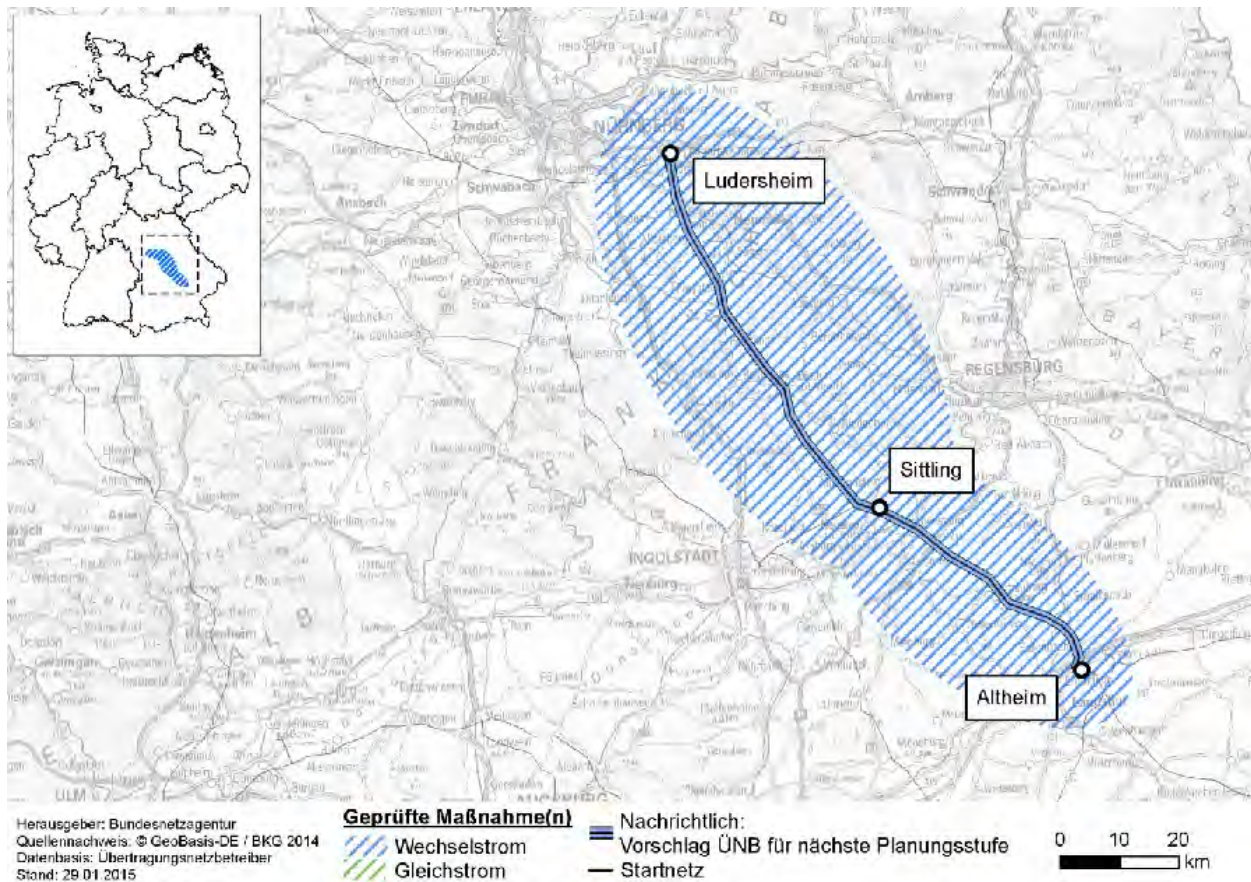
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 34% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M54 führt im vollständigen Zielnetz zur Entlastung einer überlasteten Leitung und behebt gleichzeitig eine (n-1)-Verletzung wirksam. Auch unter Annahme einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es zu einer Auslastung über 100%, welche mit Hilfe der Maßnahme M54 wirksam behoben werden kann. Die Maßnahme M54 wird deshalb bestätigt.

Maßnahme M350: Ludersheim – Sittling – Altheim



Maßnahme M350 (Ludersheim – Sittling – Altheim) wird bestätigt.

In der bestehenden Trasse der 220-kV-Leitung von Ludersheim über Sittling nach Altheim soll eine 380-kV-Leitung gebaut werden (Netzverstärkung). Dazu soll in Sittling ein 380/220-kV-Transformator in Betrieb genommen werden (Netzausbau). Außerdem ist der Neubau jeweils einer 380-kV-Schaltanlage in Ludersheim und in Sittling vorgesehen. Weiterhin wäre das UW Altheim zu erweitern (Netzverstärkung).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Konsultation

Mehrere Konsultationsteilnehmer sprechen sich gegen eine Netzverstärkung der bestehenden 220-kV-Trasse auf 380 kV aus und fordern die Nutzung vorhandener Trassen, welche nicht in direkter Siedlungsnähe verlaufen. Weitere Konsultationsteilnehmer zweifeln den Bedarf für die Leitung an und sprechen sich stattdessen für eine dezentrale Erzeugungsstruktur aus. Die Maßnahme diene nur als Braunkohle- und Stromtransittrasse, wobei der Ausbau des europäischen Stromhandels im Vordergrund stehe. Ebenso fordern einige Konsultationsteilnehmer den Einsatz intelligenter Stromverteilungs- und Laststeuerungssysteme, um so den Netzausbau zu minimieren.

Dem Einwand, eine Maßnahme diene ausschließlich dem europäischen Strommarkt oder beispielsweise dem Transport von Braunkohlestrom, ist entgegenzuhalten, dass der europäische Strommarkt Teil des europäischen Binnenmarkts ist. Es dürfen also weder einzelne Marktteilnehmer noch bestimmte Erzeuger diskriminiert werden. Zur Frage einer dezentralen Erzeugungs- bzw. Versorgungsstruktur wird auf Abschnitt IV A 2, zum Einsatz intelligenter Stromverteilungs- und Laststeuerungssysteme auf die Abschnitte IV A 3.3 sowie IV A 3.4 verwiesen.

Ob die Maßnahme als Netzverstärkung realisiert wird oder ob ein Neubau abseits von Siedlungen die verträglichere Lösung ist, entscheidet sich nicht auf Ebene des Netzentwicklungsplans, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht. Diese Fragen klären anschließend die für die Realisierung dieser Maßnahme zuständigen Landesbehörden im Raumordnungs- bzw. im Planfeststellungsverfahren.

Wirksamkeit

Im Szenario B2024* führt die Maßnahme M350 im vollständigen Zielnetz zu einer signifikanten Entlastung der ansonsten überlasteten Leitung von Irsching nach Ottenhofen. Ohne die Maßnahme M350 ist der Stromkreis zwischen Irsching und Ottenhofen beispielsweise in der Stunde 7353 bereits im Grundlastfall zu 105% belastet. Die Hinzunahme der Maßnahme M350 reduziert die Auslastung dann auf 77%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 21% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 38%, der Mittelwert bei 12%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M350 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung anhand der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme M350 in der ersten Iteration als wirksam. Maßgeblich war der Netznutzungsfall der Stunde 760. Ohne die Maßnahme ist ein Stromkreis zwischen Irsching und Ottenhofen im Grundlastfall zu 118% belastet. Die Hinzunahme der Maßnahme M350 reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 95%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 33%. Nach alledem wäre die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

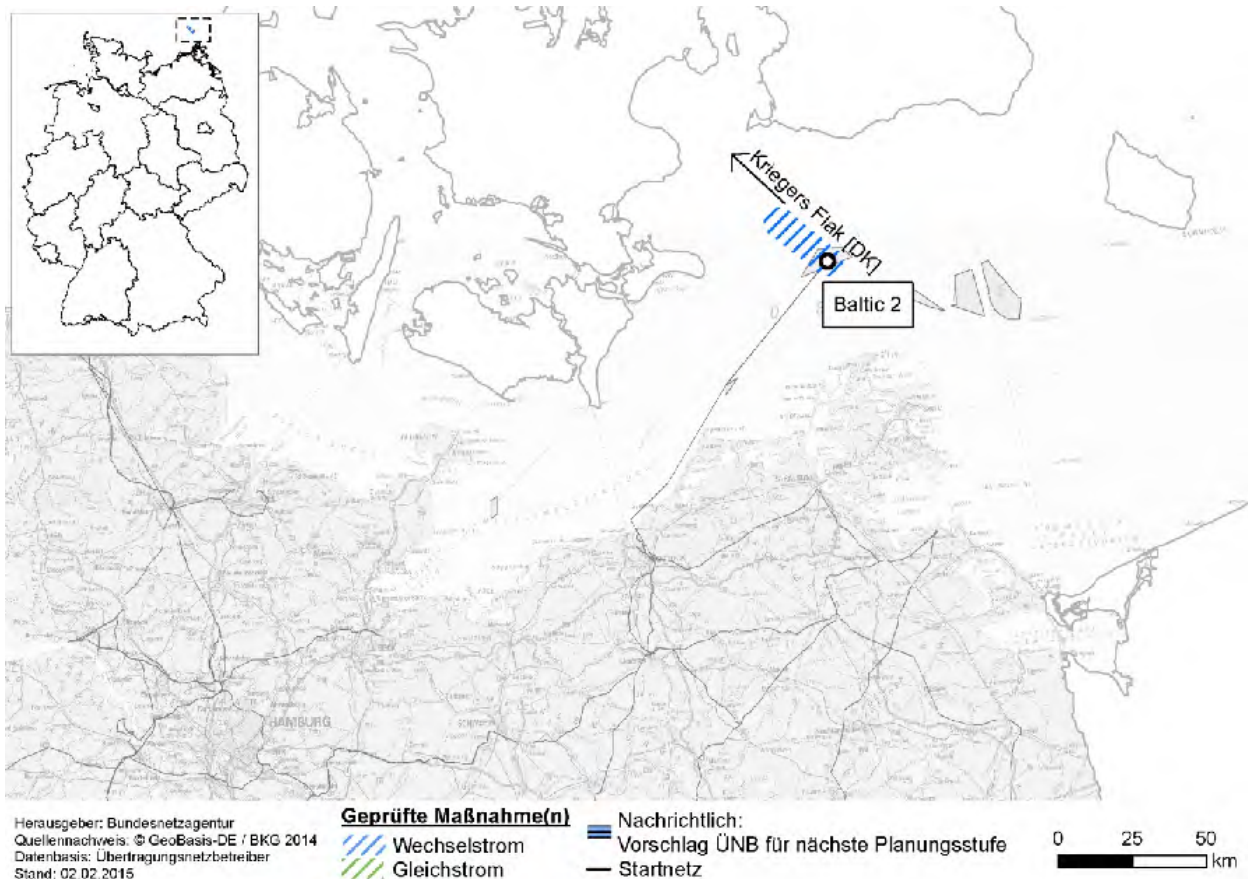
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 36% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M350 führt im vollständigen Zielnetz zur Entlastung einer überlasteten Leitung und behebt gleichzeitig eine (n-1)-Verletzung wirksam. Auch unter Annahme einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es zu einer Auslastung über 100%, welche mit Hilfe der Maßnahme M350 wirksam behoben werden kann. Die Maßnahme M350 wird deshalb bestätigt.

Projekt P64: Offshore-Anbindung Deutschland – Dänemark („Combined Grid Solution“)



Das Projekt P64 mit der Maßnahme M107 ist als Vorhaben Nr. 29 Teil des Bundesbedarfsplans und wurde unter der Nummer 4.1. 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) aufgenommen.

Maßnahme M107: Combined Grid Solution

Maßnahme M107 wird bestätigt.

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen der Regelzone der 50Hertz und dem dänischen Übertragungsnetzbetreiber Energinet.dk (ENDK).

In einem Gemeinschaftsprojekt soll hierzu ein Interkonnektor zwischen den Offshore-Windparks (OWP) „Baltic 2“ auf deutscher und „Kriegers Flak 3“ auf dänischer Seite errichtet werden. Dazu sollen zwei Drehstromkabel zwischen diesen beiden Windparks verlegt werden. Zur Anbindung dieser Verbindung sind auf der Plattform des OWP „Baltic 2“ zwei Schaltfelder und ein 220/150-kV-Transformator notwendig.

Um die beiden getrennt betriebenen Übertragungsnetze in Deutschland und Dänemark zu verbinden, wird in Bentwisch eine HGÜ-Kurzkupplung in HVDC-VSC-Technologie installiert. Eine Option zum späteren Anschluss von weiteren Windparks auf schwedischer Seite und einer Erweiterung des Interkonnektors nach Schweden ist gegeben.

Die durch die Verbindung der beiden Windparks entstehenden Transportkapazitäten stünden dem internationalen Stromhandel zur Verfügung. Mit dem Interkonnektor wird dadurch die europäische Marktintegration der erneuerbaren Energien unterstützt. Die Drehstromkabel verbinden die beiden OWP „Baltic 2“ und „Kriegers Flak 3“ über das Gebiet von „Kriegers Flak“, das sich im Länderdreieck Deutschland – Dänemark – Schweden in der ausschließlichen Wirtschaftszone der Ostsee befindet. Die Netzanbindung auf deutscher Seite erfolgt über die Umspannplattformen der OWP „Baltic 1“ und „Baltic 2“. Die Einspeisung in das 380-kV-Netz erfolgt über das UW Bentwisch.

Die vorgesehene Investitionsmaßnahme wurde in Kooperation mit ENDK zur Erweiterung der Interkonnektorenkapazität im Rahmen des „European Energy Programme for Recovery“ (EEPR) beantragt.

Die Inbetriebnahme ist von externen Parametern abhängig, die seitens des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers 50 Hertz nicht beeinflussbar sind. Hinsichtlich der zeitlichen Ausrichtung ist die Fertigstellung des OWP „Kriegers Flak“ entscheidend. Mit Inbetriebnahme des Interkonnektors ist frühestens ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der beiden Windparks, d. h. auf dänischer und deutscher Seite, sowie gleichzeitiger Inbetriebnahme der Landverbindungen der Windparks zu rechnen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer betont, dass der Netzknoten Bentwisch, an dem der DC-Interkonnektor zwischen Deutschland und Dänemark auf deutscher Seite angeschlossen werden soll, schon mit den Einspeisungen aus dem Kraftwerk Rostock und den Offshore-Windparks Baltic 1 und Baltic 2 hoch belastet sei. Der Netzknoten Bentwisch sei schwach ausgelegt und nur über sehr lange und alte Leitungen an das Verbundnetz angeschlossen. Der Ausbau in der Ostsee zwischen Deutschland, Dänemark und Schweden dürfe außerdem nicht zu negativen Auswirkungen auf das Kraftwerk Rostock und die beiden Offshore-Windparks Baltic 1 und 2 führen. Dies würde insbesondere für den Fall von Leitungs-/Kupplungsauslösungen der HGÜ-Kupplungen mit entsprechenden Spannungs- und Laststößen sowie für den kontinuierlichen Betrieb der Konverterstationen gelten. Die Netzbetreiber hätten daher den Nachweis zu erbringen, dass für die Erzeugungsanlagen keine nachteiligen Auswirkungen entstünden, und entsprechende Vorkehrungen zu treffen. Der geplante Interkonnektor würde in erster Linie zusätzliche Transportkapazitäten für den internationalen Stromhandel generieren. Die Maßnahme M107 unterstütze somit die Marktintegration der erneuerbaren Energien in den europäischen Strommarkt. Dabei müsse auch bei der kombinierten Netzanbindung der Vorrang der Windübertragung gelten. Die dem grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung gestellten Kapazitäten müssten entsprechend den zu erwartenden Lastflüssen über den Interkonnektor und der Netzsituation ermittelt bzw. angepasst werden.

Auch bei der kombinierten Anbindung über den Interkonnektor gilt weiterhin der Einspeisevorrang für erneuerbare Energien. Die grenzüberschreitende Handelskapazität ist somit abhängig von der Einspeiseleistung der angeschlossenen Windparks. Bei der Prüfung des Netzentwicklungsplans traten in der Region Bentwisch keine

Engpässe im Übertragungsnetz auf. Bei dem Interkonnektor handelt es sich lediglich um eine Verbindung zweier deutscher mit einem dänischen Offshore-Windpark. Die Kapazität der Anbindungsleitung der Offshore-Windparks wird nicht weiter erhöht. Daher steigt auch die Belastung des Verknüpfungspunkts Bentwisch durch den Interkonnektor nur in geringem Maße.

Wirksamkeit

Für Maßnahme M107 führt die Bundesnetzagentur keine (n-1)-Prüfung durch, da die Maßnahme nicht dazu dient eine (n-1)-Verletzung zu beseitigen, sondern die Übertragungsnetze und Strommärkte zwischen Deutschland und Dänemark zu koppeln. Insofern hat die Maßnahme hohen positiven Nutzen. Auf der einen Seite werden erstmalig ein deutscher OWP („Baltic 2“) sowie ein OWP eines Nachbarlandes („Kriegers Flak“, Dänemark) mit einer Drehstromverbindung verbunden. Durch solch eine netztopologische Anordnung gelingt ein erster Schritt hin zu einem vernetzten Stromnetz in der Ostsee, an das langfristig noch ein drittes Land (Schweden) angebunden werden kann. Dies würde langfristig zu einer Erhöhung der Marktkopplung in dieser Region führen. Zusätzlich würden weitere Erzeugungseinheiten der erneuerbaren Energien in das bestehende Stromnetz integriert werden.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz wird die Leitung in 68% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 110% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 40%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

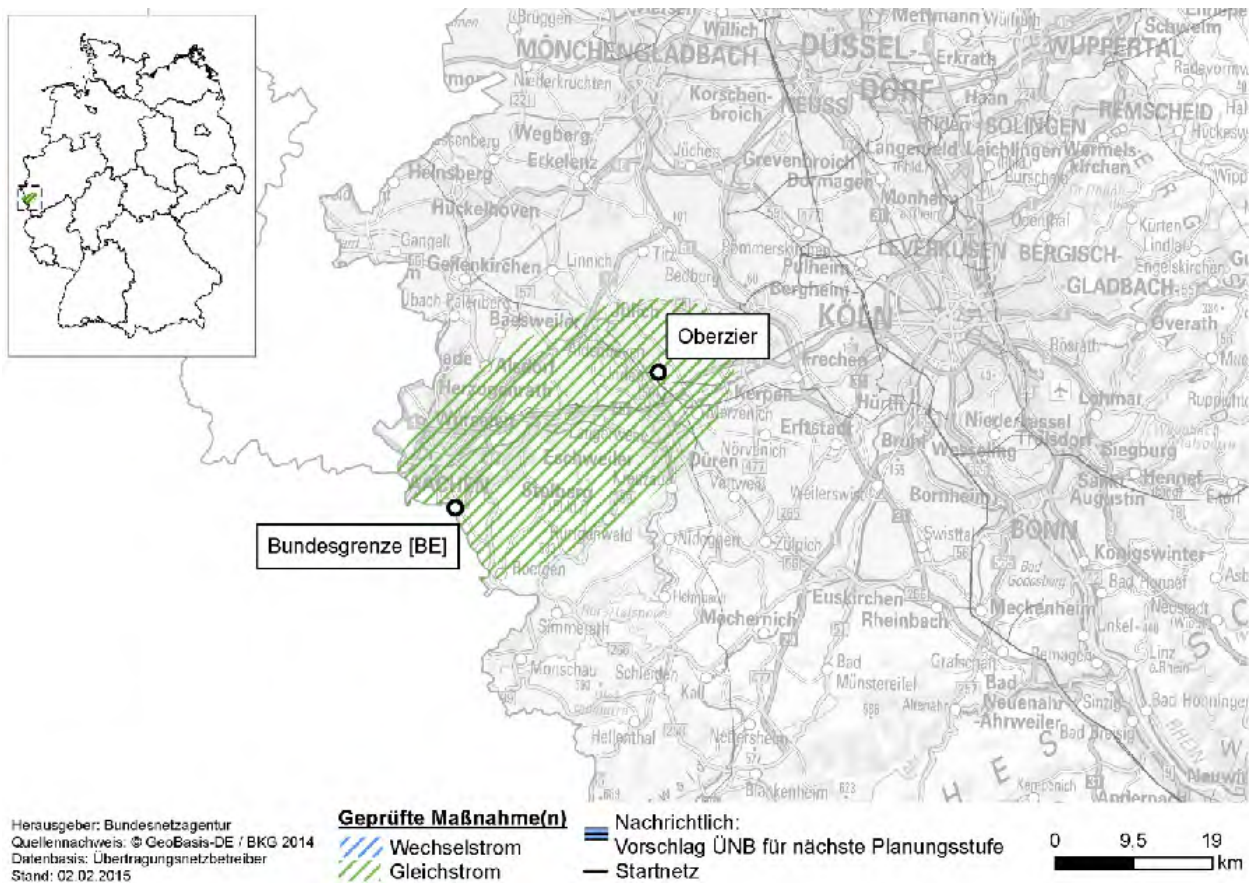
Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Anhand der Gutachter-Marktmodellierung lassen sich für die Maßnahme M107 keine zusätzlichen Erkenntnisse gewinnen, da die Maßnahme ausschließlich dem Stromaustausch zwischen den Nachbarländern dient und die auf deutscher Seite betroffenen Windparks Baltic 1 und 2 sowohl im Szenario B2024* als auch in der Gutachter-Marktmodellierung als gegeben unterstellt sind.

Ergebnis

Die Maßnahme M107 wird bestätigt.

Projekt P65: Kuppelkapazität zwischen Deutschland, Aachen/Düren und Belgien, Lixhe



Das Projekt P65 mit der Maßnahme M98 ist als Vorhaben Nr. 30 Teil des Bundesbedarfsplans und wurde unter der Nummer 2.2.1. 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) aufgenommen.

Das Projekt P65 ist Teil einer geplanten Verbindung zum Austausch von Strom zwischen Belgien und Deutschland („Aachen Lüttich Electricity Grid Overlay“ - ALEGrO). Die Maßnahme soll gemeinsam mit dem belgischen Übertragungsnetzbetreiber Elia betrieben werden, in dessen Netzentwicklungsplan vom September 2011 es sich ebenfalls wiederfindet. Ausgeführt werden soll es als HGÜ-Verbindung.

Hinweis der Bundesnetzagentur

Über den Standort von Nebenanlagen, beispielsweise von Konverterstationen im Bereich der HGÜ, wird verbindlich erst auf den nachfolgenden Planungsstufen bzw. in anderen Genehmigungsverfahren entschieden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Konverter nicht zwingend unmittelbar am Standort des Netzverknüpfungspunkts errichtet werden müssen. Der Standort von Nebenanlagen kann auch mehrere Kilometer von dem Netzverknüpfungspunkt entfernt liegen und durch eine Stichleitung mit dem Netzverknüpfungspunkt verbunden werden.

Maßnahme M98: Oberzier – Punkt Bundesgrenze (BE)

Maßnahme M98 (Oberzier – Punkt Bundesgrenze [BE]) wird bestätigt.

Zur Umsetzung der HGÜ-Verbindung ist der Neubau von zwei sogenannten Konverterstationen an beiden Endpunkten erforderlich, um die Umrichtung von Drehstrom in Gleichstrom bzw. umgekehrt vorzunehmen. Die Verbindung ist als Erdkabelstrecke zwischen den bestehenden 380-kV-Anlagen in Oberzier und Lixhe geplant. Die Gesamtlänge der Verbindung beträgt etwa 100 km. Auf deutscher Seite liegt die Kabellänge bei rund 45 km. Die genaue Trassenlänge wird sich durch das öffentlich-rechtliche Genehmigungsverfahren ergeben. Die 380-kV-Schaltanlage Oberzier ist zu erweitern (Ausbau von bestehenden Anlagen).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass im Szenario 2034 der Transportbedarf nach Belgien im Vergleich zum Szenario 2024 um etwa 50% ansteige. Daher solle direkt eine höhere Übertragungskapazität geplant werden. Dies könne später die Kosten reduzieren. So könnten in den Kabelgraben direkt zwei Systeme verlegt werden, anstatt dies einige Jahre später aufwendig nachholen zu müssen. Durch eine solche größere Dimensionierung des Projekts könne zudem die im Jahr 2024 zu erwartende angespannte Netzsituation in der Eifel gemildert werden.

Ob eine weitere Steigerung der Übertragungskapazität zwischen Belgien und Deutschland notwendig wird, werden die Untersuchungen zu folgenden Netzentwicklungsplänen zeigen. Bislang haben die Übertragungsnetzbetreiber keine zusätzlichen Ausbauvorhaben an der Grenze zwischen Belgien und Deutschland vorgeschlagen. Ein „Vorratsbau“ über den Betrachtungszeitraum von zehn Jahren hinaus ist nicht vorgesehen, da dies die Netznutzer durch einen womöglich nicht erforderlichen Ausbau des Übertragungsnetzes und die damit verbundenen erhöhten Kosten belasten könnte.

Wirksamkeit

Die Wirksamkeit der Maßnahme M98 zeigt sich insbesondere bei der Betrachtung der westeuropäischen Stromflüsse über die Niederlande und über andere westliche Nachbarstaaten Deutschlands. Die Maßnahme verspricht wesentliche Vorteile im europäischen Verbundbetrieb, auch im Hinblick auf die Niederlande. Mit Hilfe der vorgeschlagenen HGÜ-Technologie können im Netzbetrieb der Stromfluss aktiv eingestellt und so belastende eventuelle Lastflüsse über das niederländische Stromnetz verringert werden. Diese belastenden Lastflüsse stellen sich ein, wenn über das deutsche Höchstspannungsnetz der Transportbedarf von Norden nach Süden steigt und Ausweichmöglichkeiten über die Nachbarländer beansprucht werden müssen.

Die (n-1)-Untersuchungen finden auf Basis des durch die Übertragungsnetzbetreiber bereitgestellten Netznutzungsfalls der Stunde 1297 statt. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M98 ein Stromkreis zwischen Dahlem und Niederstedem mit 109% ausgelastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M98 sorgt für eine Entlastung des Stromkreises auf 103%.

Die Maßnahme trägt durch diese Absenkung der Auslastung im (n-1)-Fall, vor allem aber durch eine mögliche Bereitstellung von Energie aus Belgien zur Versorgungssicherheit bei. Das rechtfertigt es, die Maßnahme gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* als wirksam zu betrachten.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz wird die Leitung der Maßnahme in 97% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 100% liegt. Dies entspricht der maximal möglichen Übertragungskapazität der HGÜ. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 92%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 4213 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Oberzier – Siersdorf und Siersdorf – Selfkant Weiss (NL). Im BBP-Netz sind ohne die Maßnahme M98 der Stromkreis Oberzier – Siersdorf mit 126% und der Stromkreis Siersdorf – Selfkant Weiss (NL) mit 130% belastet. Die Hinzunahme der Maßnahme M98 reduziert in einem solchen Fall die Auslastungen der Leitung Oberzier – Siersdorf auf 107% bzw. der Leitung Siersdorf – Selfkant Weiss (NL) auf 110%. Die maximale Auslastung der geplanten HGÜ-Verbindung beträgt 100%, dieser Lastfluss kann an den Konverterstationen der HGÜ-Verbindung eingestellt werden.

Szenario A

Auch im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit 100% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

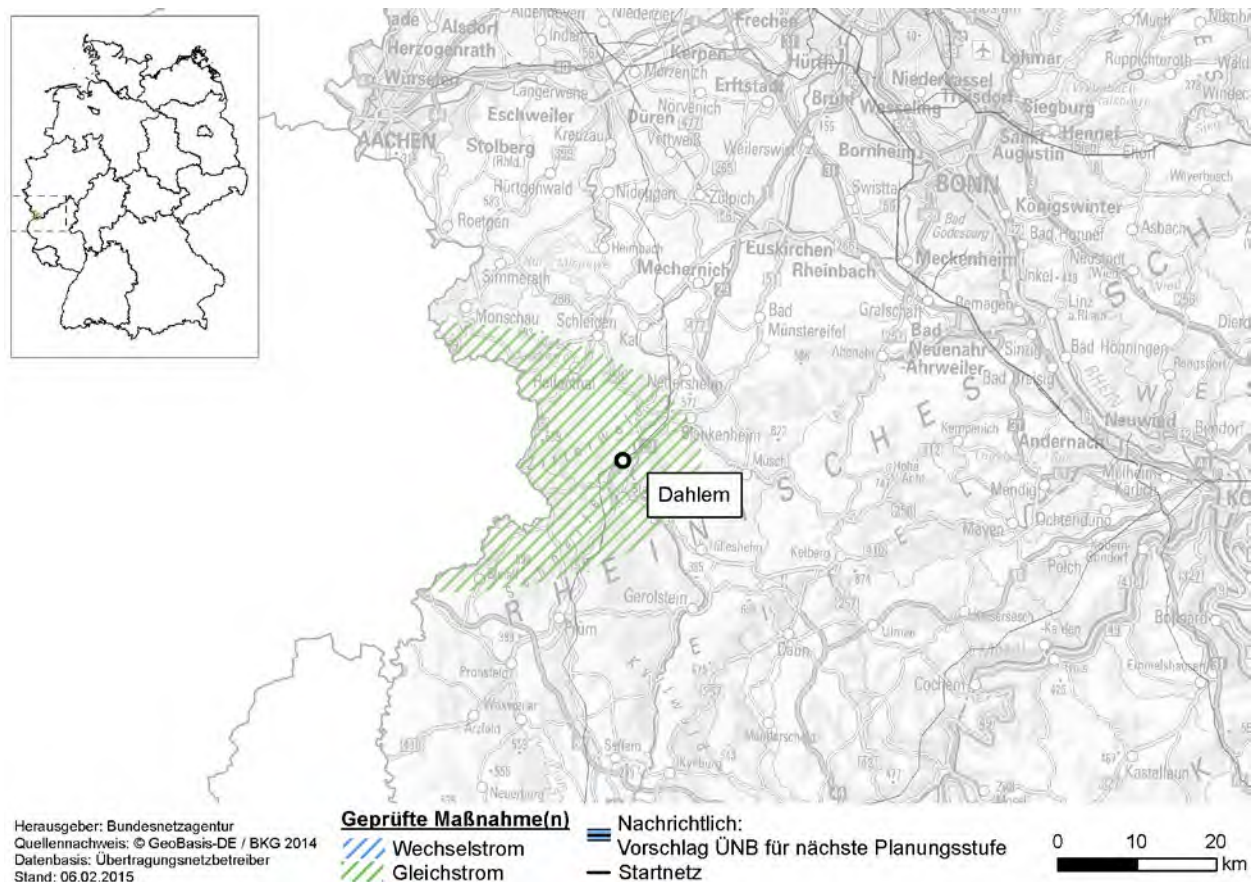
Die Maßnahme M98 ist technologisch als Pilotprojekt anzusehen, da es eine HGÜ-Erdkabel-Verbindung vorsieht und sich bereits in einem fortgeschrittenen Planungsstadium befindet. Somit verspricht dieses Projekt Erfahrungswerte beim Einsatz dieser Technologie in Bezug auf die Integration in das bestehende Drehstromnetz sowie auf den aktiven Netzbetrieb mit einem aktiv steuerbaren Netzelement.

Der grenzüberschreitende Netzausbau durch das Projekt P65 entlastet das umgebende Übertragungsnetz durch Reduzierung von Auslastungen. Zusätzlich werden durch das Projekt hohe Austauschflüsse zwischen den Niederlanden und Deutschland sowie anderer westlicher Nachbarländer reduziert.

Die Prüfungen im BBP-Netz ergeben eine eher geringere Wirksamkeit bezogen auf Entlastungen im (n-1)-Fall. Da die Maßnahme vordringlich zur Schaffung neuer Austauschkapazitäten mit dem Nachbarland Belgien dient, womit die Versorgungssicherheit auf beiden Seiten der Grenze erhöht wird, ist sie unter Abwägung aller Umstände bestätigungsfähig.

Prüfung der vorhabenbezogenen Alternative

Die Alternativenprüfung sieht eine Verlagerung der beiden HGÜ – Anschlusspunkte von Oberzier – Lixhe (BE) nach Dahlem – Brume (BE) vor. Angesetzt wird eine HGÜ-Freileitung mit einer Leitungslänge von 65 km. Die Umrichter bleiben unverändert und werden mit einer maximalen Leistung von 1.000 MW und einer Spannung von 400 kV betrieben.



Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der vorhabenbezogenen Alternative liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekomen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Auch die Alternative würde 1.000 MW von Deutschland nach Belgien bzw. umgekehrt transportieren. Durch die Alternative wird hier die Leitung von Dahlem nach Oberzier im (n-1)-Fall höher ausgelastet, als dies im (n-1)-Fall ohne die Maßnahme auftreten würde. Die Auslastung des genannten Stromkreises steigt dann von 97% (ohne alternative Maßnahme) auf 125% (mit alternativer Maßnahme) an. Diese höhere Auslastung resultiert daraus, dass die von der HGÜ aus Dahlem abgeführte Leistung die Strecke Oberzier nach Dahlem zusätzlich zurücklegen muss. Im (n-1)-Fall ergibt sich somit die Überlastung, die erst durch die Alternative ausgelöst wird.

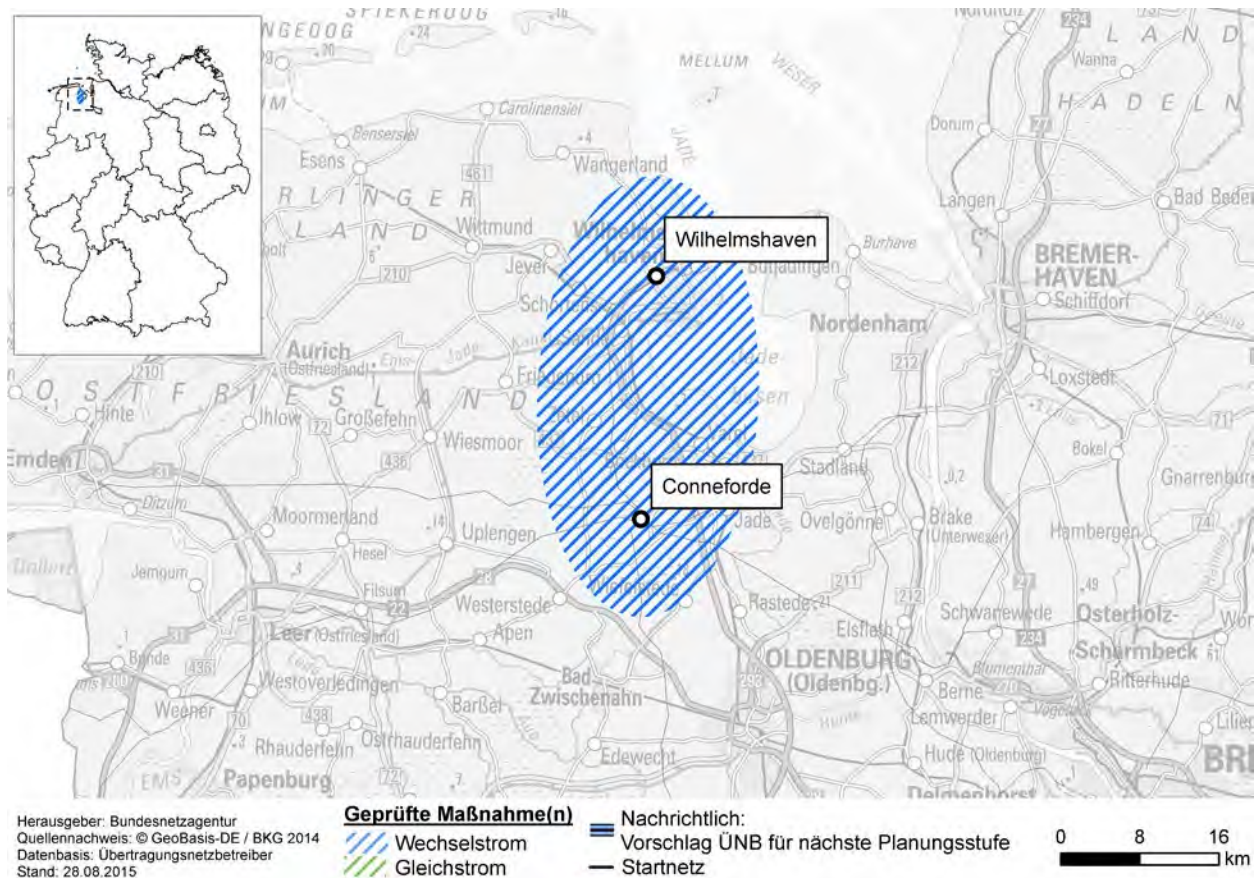
Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 4213 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Oberzier – Siersdorf und Siersdorf – Selfkant Weiss (NL). Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M98 der Stromkreis Oberzier – Siersdorf mit 126% und der Stromkreis Siersdorf – Selfkant Weiss (NL) mit 130% belastet. Die Hinzunahme der Alternative von Maßnahme M98 reduziert in einem solchen Fall die Auslastungen der Leitung Oberzier – Siersdorf auf 112% sowie die Auslastung der Leitung Siersdorf – Selfkant Weiss (NL) auf 116%.

Ergebnis

Durch die Alternative zu Maßnahme M98 würde eine neue Überlastung im (n-1)-Fall entstehen. Die Leitung von Dahlem nach Oberzier würde im (n-1)-Fall anstatt zu 97% (ohne alternative Maßnahme) zu 125% (mit alternativer Maßnahme) belastet sein und müsste ihrerseits verstärkt werden. Daher ist die Alternative im Vergleich zur eigentlich vorgeschlagenen Maßnahme netztechnisch unterlegen.

Projekt P66: Wilhelmshaven – Conneforde



Das Projekt P66 mit der Maßnahme M101 ist als Vorhaben Nr. 31 Teil des Bundesbedarfsplans.

Ziel des Projekts ist die Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Wilhelmshaven und dem nächstgelegenen Netzknoten Conneforde. Dies ist notwendig, um die im nördlichen Niedersachsen erzeugte Leistung aus konventionellen und erneuerbare Energien an das südlich gelegene Übertragungsnetz über Conneforde anzubinden. Von Conneforde aus kann der erzeugte Strom über weitere geplante Netzausbaumaßnahmen (P21 und P23) gleichmäßig auf die Nord-Süd-Transportwege verteilt werden.

Maßnahme M101: Wilhelmshaven – Conneforde

Maßnahme M101 (Wilhelmshaven – Conneforde) wird bestätigt.

Von Wilhelmshaven nach Conneforde sehen die Übertragungsnetzbetreiber den Neubau einer 380-kV-Leitung vor (Netzausbau). Hierzu sei die 380-kV-Anlage Conneforde zu verstärken (Netzverstärkung). In Fedderwarden nahe Wilhelmshaven sei eine 380-kV-Schaltanlage neu zu bauen (Netzausbau).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Konsultation

Mehrere Konsultationsteilnehmer merken an, dass die durch die EEG-Novelle geänderten Rahmenbedingungen bei der Prüfung der Maßnahme berücksichtigt werden sollten. Grade im Bereich Wilhelmshaven seien Änderungen hinsichtlich der zu erwartenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien und aus konventionellen Kraftwerken zu erwarten.

Diese Anmerkungen sind grundsätzlich berechtigt. Allerdings gilt für die Maßnahme M101 (wie für alle übrigen Maßnahmen auch), dass die aus der EEG-Novelle resultierenden Rahmenbedingungen bei der Netzberechnung durch die Übertragungsnetzbetreiber und der Prüfung durch die Bundesnetzagentur bereits so weit wie möglich mittels des angepassten Szenarios B2024 berücksichtigt (vgl. Abschnitt II E 3).*

Es seien von den ursprünglich angenommenen vier konventionellen Kraftwerken im Bereich Wilhelmshaven nur zwei in Betrieb. Die Betriebsgenehmigung eines der einspeisenden Kraftwerke bestehe nur noch bis zum Jahr 2021. Somit sei fraglich, ob das Kraftwerk darüber hinaus eine Genehmigung erhalte und in Betrieb bleibe.

Die aufgeworfene Frage betrifft den Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan. Die Bundesnetzagentur wird ihr bei der Genehmigung des nächsten Szenariorahmens nachgehen. In der Kraftwerksliste zum Szenariorahmen 2024 sind nur die zwei angesprochenen Kraftwerksblöcke in Betrieb. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass für Anlagen, die noch nicht ihre typische technisch-wirtschaftliche Lebensdauer erreicht haben, vom Eigentümer die nötigen immissionsschutzrechtlichen Genehmigungen beantragt werden. Welche Anlagen dann im Jahr 2024 tatsächlich in Betrieb sind und Strom produzieren, ergibt sich aus der Marktmodellierung. In Bezug auf M101 sind demnach in den bedarfsdimensionierenden Stunden folgende Anlagen in Betrieb:

Der Kraftwerksblock Wilhelmshaven 1 der E.ON Kraftwerke GmbH speist in der Stunde 327 des Marktmodells für das Szenario B2024 mit einer Leistung von 757 MW ein. In der Gutachter- Marktmodellierung (SensiO) speist die Anlage mit einer Leistung in Höhe von 683 MW ein. Daneben speist der Kraftwerksblock Wilhelmshaven der GDF SUEZ Energie Deutschland AG in der Stunde 327 des Marktmodells für das Szenario B2024* mit 731 MW ein, in der Gutachter- Marktmodellierung mit 659 MW. Neben diesen beiden Steinkohleblöcken wird über das Anbindungssystem NOR-0-2, welches den Offshore-Windpark Nordergründe erschließt, und den Netzverknüpfungspunkt Inhausen außerdem Windenergie über die Schaltanlagen Maade und Fedderwarden transportiert. Der Offshore-Windpark Nordergründe speist in der Stunde 327 in beiden Marktmodellen mit einer Leistung von 82 MW ein.*

In welcher Weise sich der Kraftwerkseinsatz in Zukunft über das Jahr 2024 hinaus verändert, muss während der nachfolgenden Netzentwicklungspläne erneut geprüft werden.

In der Konsultation wurde vorgetragen, der Netzverknüpfungspunkt Wilhelmshaven sei frühestens für das Jahr 2034 (mit 2,7 GW Offshore-Leistung) vorgesehen. Ob diese Offshore-Anbindung jedoch jemals erstellt werde, sei fraglich. Weitere Offshore-Anlagen seien bisher für den Netzverknüpfungspunkt Wilhelmshaven nicht geplant.

Derzeit wird bereits ein Offshore-Anbindungssystem in Inhausen angeschlossen, dessen Energie über die Umspannanlagen Maade und Fedderwarden sowie über geplanten Leitungen des Projekts P66 transportiert werden soll. Darüber hinaus wurden bei der Prüfung keine weiteren Offshore-Anbindungen unterstellt. Auch ohne Anschluss weiterer Offshore-Windparks käme es während eines (n-1)-Falls ohne Maßnahme M101 zur Überlastung der bestehenden 220-kV-Leitung (vgl. dazu die unten dargestellten Prüfungsergebnisse).

Einige Konsultationsteilnehmer schlagen vor, die 380-kV-Leitungen des Projekts P66 direkt bis zum Netzverknüpfungspunkt Maade zu führen. Dadurch würden bereits erhöhte Sicherheitsanforderungen bei Ausfall eines parallelen Stromkreises erfüllt.

Die 220-kV-Verbindung zwischen Maade und Fedderwarden wird bei Ausfall des jeweils parallelen Stromkreises nicht überlastet. Würde die geplante Verbindung zum Netzverknüpfungspunkt Maade geführt, so wäre aus technischer Sicht die Sicherheit im (n-1)-Fall nahezu identisch mit einer Verbindung zum Netzverknüpfungspunkt in Fedderwarden. Darüber hinaus wird im Netzentwicklungsplan zunächst nur der Bedarf der Maßnahmen zwischen zwei Punkten geprüft und bestätigt. Die genaue Ausführung eines Vorhabens wird erst auf Ebene der nachgelagerten Verfahren festgelegt. Da sich sowohl die Umspannanlage Fedderwarden als auch die Umspannanlage Maade im Stadtgebiet von Wilhelmshaven befinden, kommen grundsätzlich beide für den Anschluss in Betracht.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M101 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M101 ist ein Stromkreis zwischen Conneforde und Fedderwarden in der Stunde 327 zu 159% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M101 reduziert die Auslastung dann auf 67%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

In BBP-Netz wird die Maßnahme in zwei der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 20% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 13%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologieänderung gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 327 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Conneforde und Fedderwarden. Im BBP-Netz ist ohne die Maßnahme M101 einer dieser Stromkreise zu 144% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M101 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 60%. Die maximale Auslastung der Maßnahme M101 im Jahr beträgt 19%.

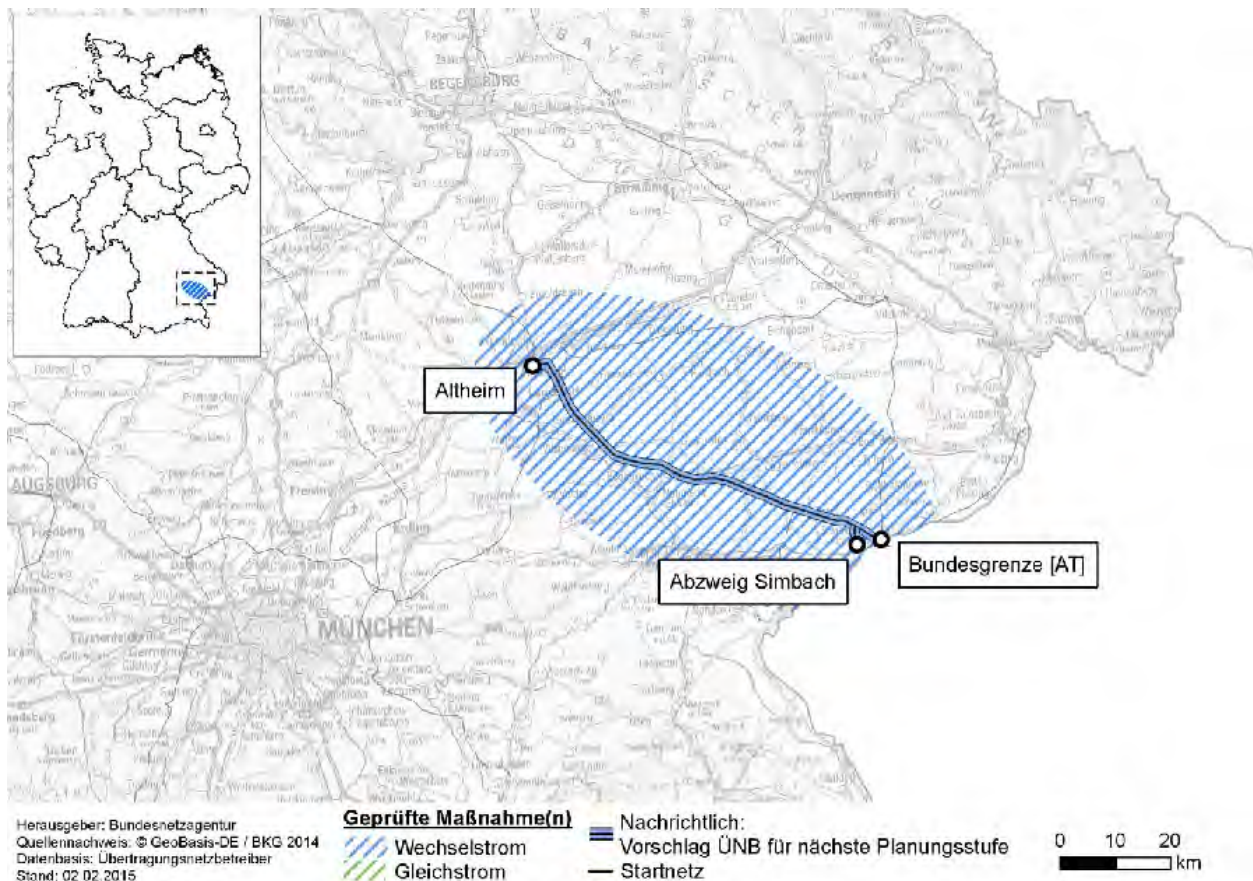
Szenario A2024

Selbst im BBP-Netz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit maximal 21% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M101 ist sowohl auf Grundlage der Prüfung des BBP-Netzes im Szenario B2024*, als auch nach einer Prüfung auf Grundlage der Gutachter-Marktmodellierung wirksam. Im (n-1)-Fall sorgt die Maßnahme M101 für eine deutliche Reduzierung der ansonsten hoch überlasteten Leitung zwischen Conneforde und Fedderwarden. Zudem konnte keine angemessene Topologieänderung als Alternative zur Maßnahme gefunden werden.

Projekt P67: Kuppelkapazität Deutschland – Österreich

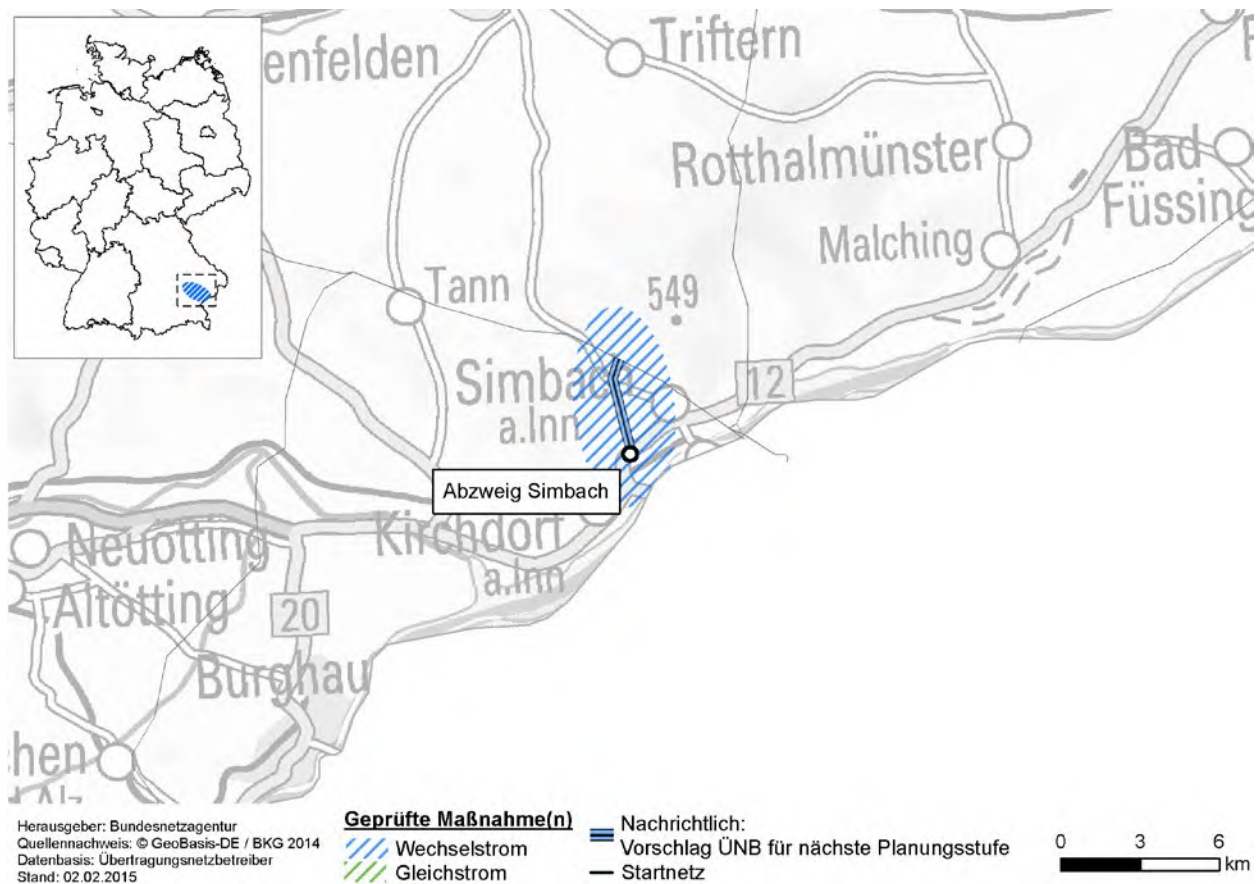


Das Projekt P67 mit den Maßnahmen M102 und M103 ist als Vorhaben Nr. 32 Teil des Bundesbedarfsplans und wurde unter der Nummer 3.1.1. von der Europäischen Kommission in die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse („Projects of Common Interest“ - PCI, vgl. Anhang VII der Verordnung EU/347/2013) aufgenommen.

Das Projekt P67 soll dazu beitragen, die Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich zu erhöhen. Dazu notwendig ist die Netzverstärkung bzw. der Netzausbau zwischen Altheim, Isar, Ottenhofen und St. Peter. Die Zunahme der erneuerbaren Energien in Deutschland sowie der Ausbau von Pumpspeichern in Österreich führen zu einem erhöhten Bedarf an grenzüberschreitender Transportkapazität, um regenerativ erzeugten Strom speichern zu können. Netzbezogene Maßnahmen reichen wegen der erhöhten Stromflüsse zukünftig nicht mehr aus, um die (n-1)-Sicherheit zu gewährleisten.

Maßnahme M102 kann sinnvoll nur in Verbindung mit Maßnahme M103 betrachtet werden, da es sich bei M102 lediglich um einen Abzweig nach Simbach in den Stromkreis zwischen Isar und Ottenhofen handelt. Somit bestehen ein Stromkreis von Ottenhofen über Simbach nach Österreich und ein Stromkreis von Isar nach Österreich. Im Szenario B2024* enthält das Projekt die Maßnahmen M102 und M103.

Maßnahme M102: Abzweig Simbach



Maßnahme M102 (Abzweig Simbach) wird bestätigt.

Im Zuge der Maßnahme erfolgt die Anbindung der neuen 380-kV-Leitung von Altheim nach St. Peter mit Hilfe eines Abzweigs in einen Stromkreis zwischen Isar und Ottenhofen, sodass ein Stromkreis von Ottenhofen über Simbach nach Österreich und ein Stromkreis von Isar nach Österreich besteht. Die vorhandene 220-kV-Schaltanlage Simbach würde durch eine neue 380-kV-Schaltanlage mit 380/110 kV Transformatoren ersetzt (Netzverstärkung).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M102 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekomen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Im Szenario B2024* bewirkt die Maßnahme M102 im BBP-Netz eine signifikante Entlastung der ansonsten überlasteten Leitungen zwischen Simbach und St. Peter bzw. zwischen Pleinting und St. Peter. Ohne die Maßnahme M102 ist die Leitung zwischen Simbach und St. Peter in der Stunde 2679 im Grundlastfall zu 284%

belastet. Nach Hinzufügen der Maßnahme M102 kommt es auf der Leitung von Simbach nach St. Peter noch zu einer Auslastung von 46% und auf der Leitung zwischen Pleinting und St. Peter noch zu einer Auslastung von 119%. Die Maßnahme ist folglich wirksam.

Erforderlichkeit

In BBP-Netz wird die Leitung in 30% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 52% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 16%. Die Maßnahme ist demnach erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es schon im Grundlastfall in der Stunde 373 zu einer Überlastung des Stromkreises zwischen Simbach und St. Peter von 324% sowie zu einer Überlastung von 150% zwischen Pleinting und St. Peter. Die noch höhere Auslastung gegenüber dem Szenario B2024* ist möglicherweise auf die durch die Offshore-Reduktion und Spitzenkappung geänderte Einspeisung des geplanten, am Standort Simbach mit dem Netz zu verbindenden Kraftwerks Haiming zurückzuführen. Trotz der Maßnahme M102 kommt es allerdings immer noch zu einer Auslastung von 116% zwischen Pleinting nach St. Peter. Zwischen Simbach und St. Peter liegt die Auslastung hingegen bei 60%, was auch der maximalen Auslastung im Jahr entspricht. Weitere Untersuchungen sind erforderlich.

Szenario A2024

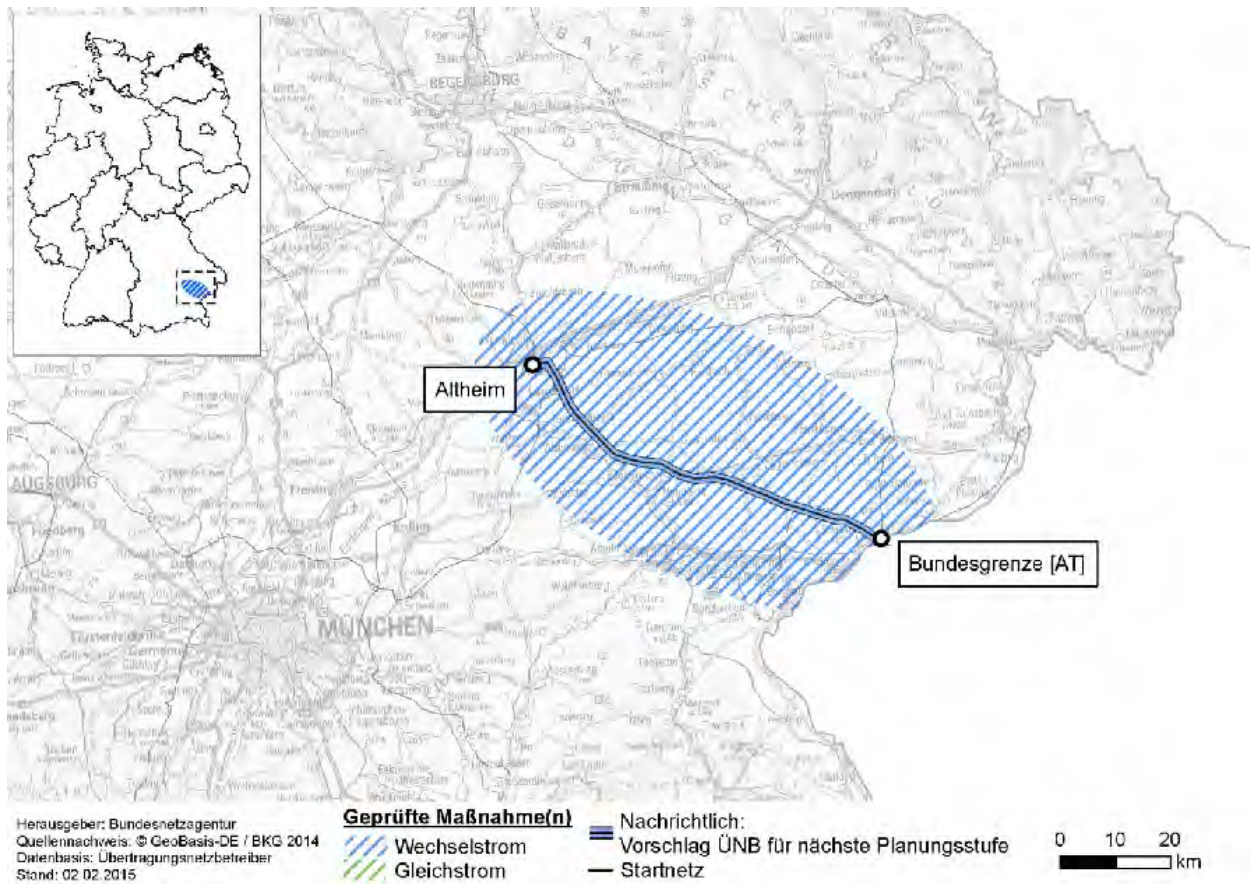
Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 35% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M102 führt sowohl im BBP-Netz als auch unter Berücksichtigung der SensiO zu einer erheblichen Reduzierung der bereits im Grundlastfall sehr stark überlasteten 220-kV-Leitungen im Bereich Altheim, Isar, Ottenhofen und St. Peter. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass die Maßnahme M102 nur in Verbindung mit Maßnahme M103 betrachtet werden kann, da es sich bei M102 lediglich um einen Abzweig nach Simbach in den Stromkreis zwischen Isar und Ottenhofen handelt. Somit bestehen ein Stromkreis von Ottenhofen über Simbach nach Österreich und ein Stromkreis von Isar nach Österreich. Darüber hinaus ist die Maßnahme M102 nach derzeitigem Kenntnisstand der Bundesnetzagentur durch den geplanten Neubau eines Gas-Kombikraftwerks am Standort Haiming getrieben.

In Anbetracht all dessen sind der Netzausbau und die damit einhergehende Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitungen durch 380-kV-Leitungen als sinnvoll einzustufen. Gemeinsam mit Projekt P112 ist die Maßnahme M102 demnach zur Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich sinnvoll und wird deswegen bestätigt.

Maßnahme M103: Altheim – Bundesgrenze (AT)



Maßnahme M103 (Altheim – Bundesgrenze [AT]) wird bestätigt.

Im Rahmen der Maßnahme wird die 220-kV-Leitung von Altheim nach St. Peter (Österreich) durch eine neue 380-kV-Verbindung in bestehender Trasse abgelöst. In Altheim wird eine neue 380-kV-Schaltanlage inklusive 380/110-kV-Transformatoren und einem 380/220-kV-Transformator errichtet (Netzausbau). Die Schaltanlage wird in einen Stromkreis von Isar nach Ottenhofen eingeschleift, sodass eine Verbindung von Isar über Altheim nach Ottenhofen entsteht. Die Maßnahme steht im Zusammenhang mit dem Projekt P112 (Netzverstärkung Pleinting – Pirach – St. Peter). Die Maßnahme M103 kann sinnvoll nur in Verbindung mit Maßnahme M102 betrachtet und geprüft werden.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M103 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Im Szenario B2024* bewirkt die Maßnahme M103 im BBP-Netz eine signifikante Entlastung der ansonsten überlasteten Leitungen Simbach – St. Peter bzw. Pleinting – St. Peter. Ohne die Maßnahme M103 ist die Leitung zwischen Simbach und St. Peter in der Stunde 2679 schon im Grundlastfall zu 284% belastet. Ebenso ist die Leitung von Pleinting nach St. Peter mit 150% im Grundlastfall überlastet. Nach der Maßnahme M103 kommt es auf der Leitung Simbach – St. Peter noch zu einer Auslastung von 46%, zwischen Pleinting und St. Peter kommt es noch zu einer Auslastung von 119%. Die Maßnahme ist folglich wirksam.

Erforderlichkeit

In BBP-Netz wird die Leitung in 44% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 57% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 19%.

Die Maßnahme ist demnach erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 373 schon im Grundlastfall zu einer maximalen Auslastung des Stromkreises zwischen Simbach und St. Peter von 324%, sowie zu einer Auslastung von 150% zwischen Pleinting und St. Peter. Die noch höhere Auslastung gegenüber dem Szenario B2024* ist möglicherweise auf die durch die Offshore-Reduktion und Spitzenkappung geänderte Einspeisung des geplanten, am Standort Simbach mit dem Netz zu verbindenden Kraftwerks Haiming zurückzuführen. Trotz der Maßnahme M103 kommt es noch zu einer Auslastung von 116% zwischen Pleinting nach St. Peter. Zwischen Simbach und St. Peter liegt die Auslastung hingegen bei 60%, was auch der maximalen Auslastung im Jahr entspricht. Weitere Untersuchungen sind erforderlich.

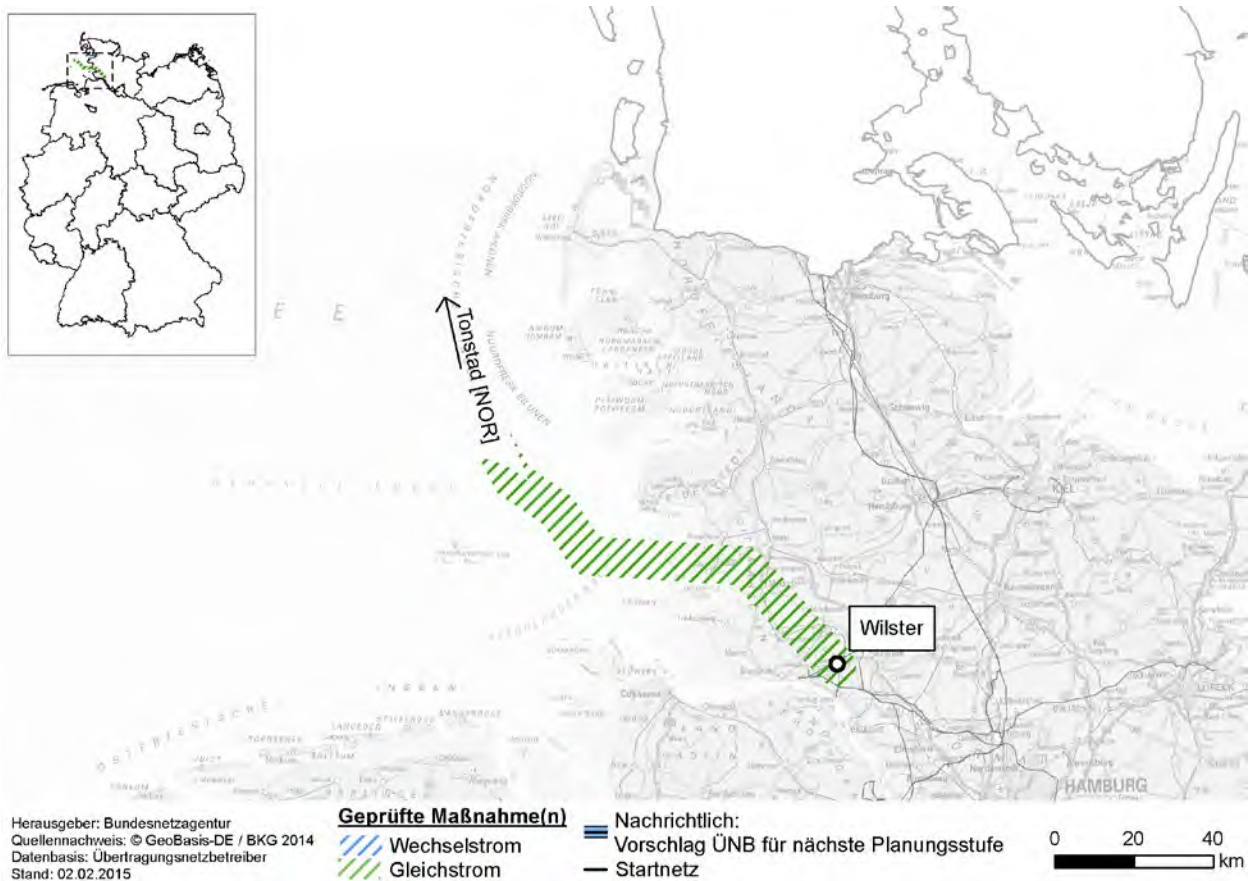
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 58% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M103 führt sowohl im BBP-Netz als auch unter Berücksichtigung einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen zu einer erheblichen Reduzierung der bereits im Grundlastfall sehr stark überlasteten 220-kV-Leitungen im Bereich Altheim, Isar, Ottenhofen und St. Peter. In Anbetracht dessen erscheinen der Netzausbau und die damit einhergehende Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitungen durch 380-kV-Leitungen äußerst sinnvoll. Gemeinsam mit Projekt P112 ist die Maßnahme demnach die für Kuppelkapazitätserhöhung zwischen Deutschland und Österreich sinnvoll und wird deshalb bestätigt.

Projekt P68: Deutschland – Norwegen („NordLink“)



Das Projekt P68 mit der Maßnahme M108 ist als Vorhaben Nr. 33 Teil des Bundesbedarfsplans und wurde unter der Nummer 1.8. 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) aufgenommen.

Das Projekt P68 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Norwegen und Deutschland. Es enthält im Szenario B2024* die Maßnahme M108.

Maßnahme M108: Deutschland – Norwegen

Maßnahme M108 wird bestätigt.

Da das Vorhaben während der Überarbeitung des Entwurfs des NEP2024 planfestgestellt wurde und damit alle erforderlichen Genehmigungen für den Bau vorliegen, kann P68 M108 zukünftig in das Startnetz überführt werden. Darüber hinaus liegt die finale Investitionsentscheidung vor und die Aufträge für zentrale Komponenten des Interkonnektors wurden bereits vergeben.

Vom Netzanschlusspunkt Wilster in Schleswig-Holstein wird ein DC-Kabel nach Tonstad in Norwegen verlegt. Die 380-kV-Schaltanlage am Netzanschlusspunkt ist zu verstärken.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer äußert sich zur Maßnahme M390 („NorGer“), welche die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des Projekts P68 im Jahr 2034 für erforderlich halten. Die Aufnahme der Maßnahme M390 in den NEP2024 widerspreche dem Planungsmodell, da eine Inbetriebnahme von M390 erst für das Jahr 2034 vorgesehen sei. Der Netzentwicklungsplan würde jedoch das Jahr 2024 betrachten.

Da die Maßnahme M390 (NorGer) ausschließlich im Szenario B2034 des Netzentwicklungsplans enthalten ist, wird das Vorhaben in der Prüfung zum Netzentwicklungsplan Strom 2024 durch die Bundesnetzagentur nicht bestätigt. Die Bestätigung des Bedarfs beruht in der Tat ausschließlich auf dem Zieljahr 2024. Unabhängig davon spricht nichts dagegen, dass die Übertragungsnetzbetreiber im Entwurf des Netzentwicklungsplans auch diejenigen Maßnahmen aufführen, welche ihrer Einschätzung nach im 20-Jahres-Szenario notwendig werden.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M108 verbindet die Strommärkte Norwegens und Deutschlands. Sie ermöglicht damit eine Intensivierung des europäischen Stromaustausches und des europäischen Stromhandels.

Durch die technologische Ausführung als HGÜ kann der Stromfluss in Richtung Deutschland eingestellt werden, sollte es in Deutschland zu einer kritischen Netzsituation aufgrund einer geringen (nationalen) Einspeisung kommen. Überschüssiger Strom aus EE-Anlagen können mit Hilfe des Stromtransports entweder in Richtung Norwegen oder bei Bedarf zurück in Richtung Deutschland transportiert werden.

Erforderlichkeit

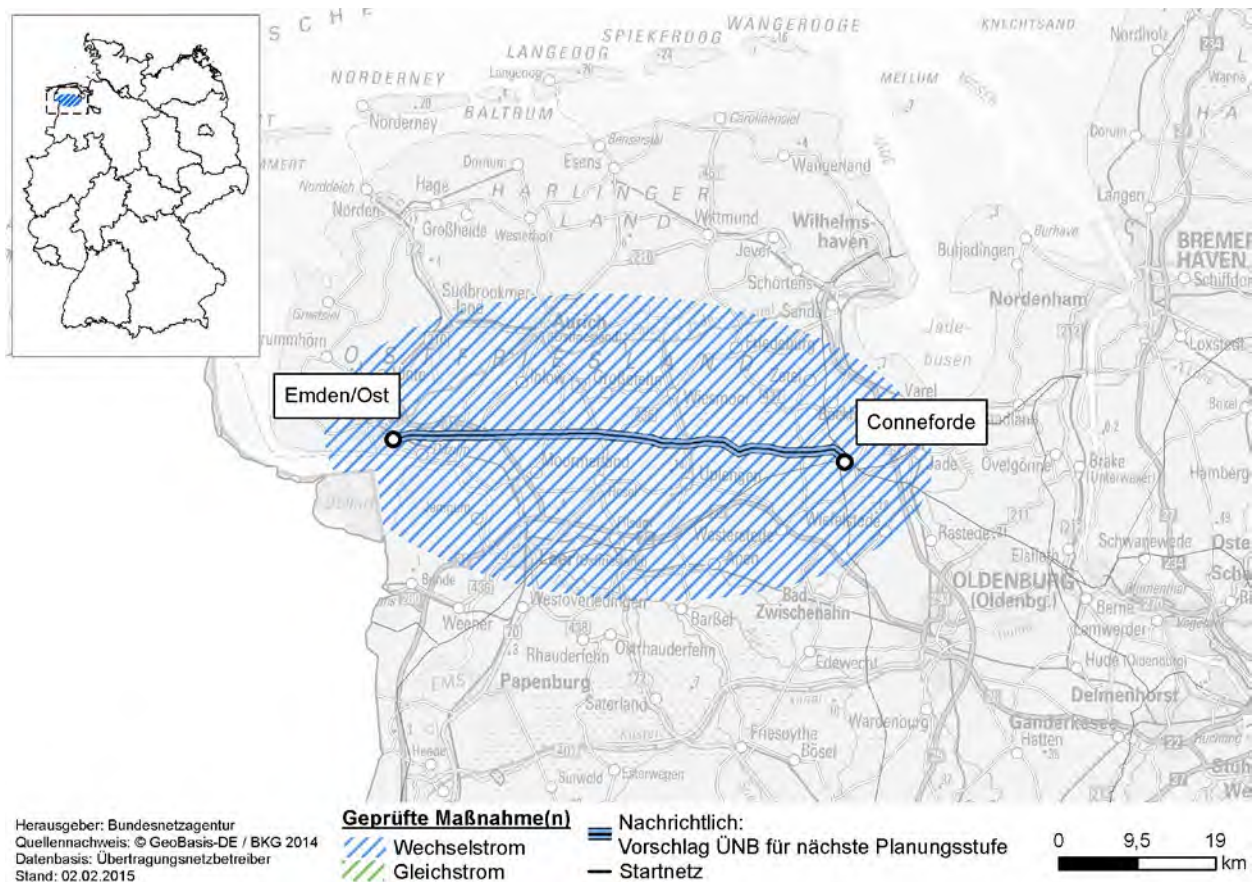
In BBP-Netz wird die Maßnahme in 98% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 93% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 89%.

Die Maßnahme ist gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Ergebnis

Die Maßnahme trägt zur Verwirklichung des europäischen Binnenmarkts bei, indem sie Marktgebiete stärker bzw. unmittelbar verbindet und entsprechende Handelsflüsse realisiert. Die technische Ausführung einer solchen Verbindung als 1.400 MW-HGÜ-Interkonnektor verspricht einen hohen Erkenntniswert für die praktische Umsetzung weiterer solcher Projekte.

Projekt P69: Emden/Ost – Conneforde



Das Projekt P69 mit der Maßnahme M105 ist als Vorhaben Nr. 34 unter der Bezeichnung „Emden Ost – Conneforde Süd“ Teil des Bundesbedarfsplans.

Der Standort Emden/Ost ist im Jahr 2019 für den Anschluss von Offshore-Anbindungsleitungen vorgesehen. Hierdurch kommt es zu einem deutlichen Anstieg der zu übertragenden Leistung. Um die durch Offshore-Windparks erzeugte Leistung in das landseitige Übertragungsnetz zu integrieren, ist es notwendig die bestehenden Leitungen des Übertragungsnetzes zwischen Emden/Ost und Conneforde zu verstärken. Dadurch kann der erzeugte Strom über weitere geplante Netzausbaumaßnahmen (P21 und P23) gleichmäßiger auf die Nord-Süd-Transportwege verteilt werden. Zudem erhöht die verstärkte Vermaschung des Übertragungsnetzes die Sicherheit im Fehlerfall.

Im NEP2013 wurde das Projekt mit der Maßnahme M105 mit zwei Systemen beantragt und bestätigt. Im Entwurf zum NEP2024 haben die Übertragungsnetzbetreiber die Maßnahme M105 erweitert. Sie wird nun anstatt wie bisher mit zwei Systemen mit vier Systemen zur Prüfung vorgelegt.

Maßnahme M105: Emden/Ost – Conneforde

Die Maßnahme M105 (Emden/Ost – Conneforde) wird in zweisystemiger Ausführung bestätigt.

Von Emden/Ost nach Conneforde ist eine Netzverstärkung durch Neubau einer 380-kV-Leitung in der bereits bestehenden Trasse der 220-kV-Leitung vorgesehen (Netzverstärkung). Hierzu ist die 380-kV-Schaltanlage in Emden/Ost (Netzausbau) neu zu errichten und die 380-kV-Schaltanlage in Conneforde zu verstärken (Netzverstärkung).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2019

Ab dem Jahr 2019 ist am Netzverknüpfungspunkt Emden/Ost der Anschluss von Offshore-Anbindungen vorgesehen. Der geplante Zeitpunkt für die Inbetriebnahme der Maßnahme M105 passt also zu dem erhöhten Aufkommen an Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien (Offshore).

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M105 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M105 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung des BBP-Netzes im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M105 ist ein 220-kV-Stromkreis zwischen Emden/Borßum und Conneforde z. B. in der Stunde 843 zu 157% belastet, wenn der Stromkreis von Emden/Ost nach Osterath ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M105 mit vier Systemen reduziert die Auslastung dann auf 31%, mit zwei Systemen auf 59%.

Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im BBP-Netz wird die Maßnahme M105 in viersystemiger Ausführung in keiner der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet. Die maximale Auslastung liegt in einer solchen Konfiguration bei 17%, der Mittelwert bei 7%. Mit vier Systemen wäre die Maßnahme gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* daher als nicht erforderlich anzusehen.

In zweisystemiger Ausführung werden die Leitungen in 11% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 30% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 12%.

Die Maßnahme wäre also gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* mit zwei Systemen als erforderlich anzusehen.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Massnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 788 zu einer maximalen Auslastung der Stromkreise zwischen Emden/Borßum und Conneforde. Im BBP-Netz ist dann ohne die Massnahme M105 der Stromkreis zu 137% belastet, wenn ein Stromkreis von Emden/Ost nach Osterath ausfällt. Die Hinzunahme der Massnahme M105 mit vier Systemen reduziert die Auslastung dann auf 27%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 33%. Mit zwei Systemen würde die Auslastung auf 51% sinken und auch eine ausreichende Entlastung erreicht werden.

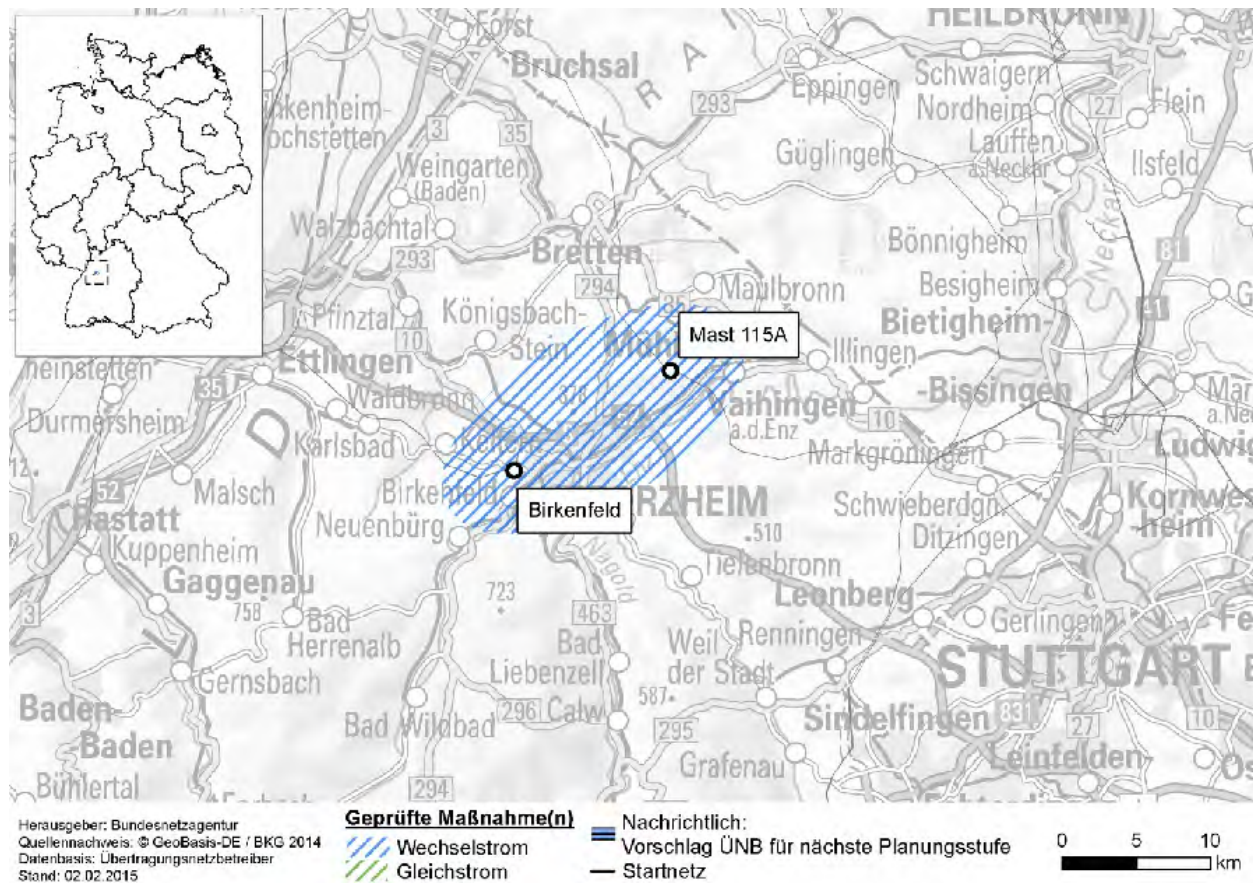
Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 ist die Massnahme mit vier Systemen zu maximal 15% ausgelastet und somit nicht erforderlich. Bei einer Auslegung der Massnahme mit zwei Systemen ist im Szenario A2024 mit einer maximalen Auslastung von ca. 30% zu rechnen. Mit zwei Systemen ist die Massnahme also selbst im Szenario A2024 erforderlich.

Ergebnis

Die Massnahme M105 ist nach der Prüfung im BBP-Netz des Szenarios B2024* sowohl mit zwei Systemen, als auch mit vier Systemen wirksam. Auch in der Prüfung auf Grundlage der Gutachter-Marktmodellierung ist die Massnahme M105 in beiden Fällen wirksam und reduziert eine im (n-1)-Fall auftretende Überlastung. Durch die Erweiterung der Massnahme im Vergleich zur Bestätigung im Jahr 2013 um zwei weitere Systeme sinkt die durchschnittliche Auslastung der Massnahme über die Jahresrechnung hinweg in etwa um die Hälfte. Deswegen wäre die Massnahme mit vier Systemen nicht erforderlich. Bei einer Ausführung der Massnahme wie im NEP2013 bestätigt wird die Auslastung von über 20% in einigen Stunden des Jahres erreicht. Nach alledem wird die Massnahme anstatt mit den beantragten vier Systemen mit nur zwei Systemen bestätigt.

Projekt P70: Ausbau der 380-kV-Schaltanlage Birkenfeld und Anschluss an das 380-kV-Netz



Das Projekt P70 mit der Maßnahme M106 ist als Vorhaben Nr. 35 Teil des Bundesbedarfsplans.

Maßnahme M106: Birkenfeld – Mast 115A

Maßnahme M106 (Birkenfeld – Mast 115A) wird bestätigt.

Die Maßnahme M106 beinhaltet die Umrüstung des bestehenden UW Birkenfeld von 220 kV auf 380 kV, den Abbau der 220 kV Versorgungsleitungen und die anschließende Einschleifung in die bestehende 380-kV-Leitung Philippsburg – Pulverdingen bei Mast 115A. Der hierfür notwendige teilweise Neubau eines 380-kV-Doppelsystems soll in bestehendem 110-kV-Trassenraum erfolgen. Die neu zu errichtende Schaltanlage soll aus Platzgründen in gasisolierter Form (GIS) errichtet werden.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2019

Da sich Maßnahme M106 in den Vorbereitungen zum Planfeststellungsverfahren befindet, erscheint das von den Übertragungsnetzbetreibern genannte Jahr für die Inbetriebnahme realistisch.

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M106 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Zur Maßnahme M106 wurde kein separater Datensatz vorgelegt, somit war die Feststellung der elektrotechnischen Wirksamkeit durch Vergleich mit dem vorherigen Netzzustand nicht möglich. Von TransnetBW wurden zur Projektbegründung jedoch begründende Planungsunterlagen eingereicht. Demnach stellte der Betreiber des untergelagerten Verteilnetzes für die vergangenen Jahre einen kontinuierlich steigenden Verbrauch im Raum Karlsruhe fest, was eine erhöhte Netzbelastung mit sich bringt. Er prognostiziert zudem einen weiteren Anstieg um bis zu 11% in den kommenden zehn Jahren. Aus diesem Grund soll neben direkten Maßnahmen im 110-kV-Verteilnetz dessen Versorgung aus der 380-kV-Infrastruktur im Bereich Karlsruhe – Rastatt – Pforzheim verstärkt werden. Eine alternative Verstärkung der bestehenden 220-kV-Infrastruktur wird für den zukünftigen Versorgungsauftrag als nicht mehr ausreichend erachtet.

Diese Begründungen erscheinen aus Sicht der Bundesnetzagentur nachvollziehbar und schlüssig. Die Maßnahme wäre im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Die maximale Auslastung der neu zu errichtenden Leitungen betragen im BBP-Netz des Szenarios B2024* 41%. Die durchschnittliche Auslastung beträgt 14%. Die Maßnahme wäre gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Da die Untersuchung der Wirksamkeit nicht anhand eines Netzdatensatzes durchgeführt wurde, konnten keine Topologiemassnahmen untersucht werden.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Die maximale Auslastung der neu zu errichtenden Leitungen beträgt im BBP-Netz der Gutachter-Marktmodellierung 35%. Die durchschnittliche Auslastung beträgt 16%. Demzufolge wäre die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

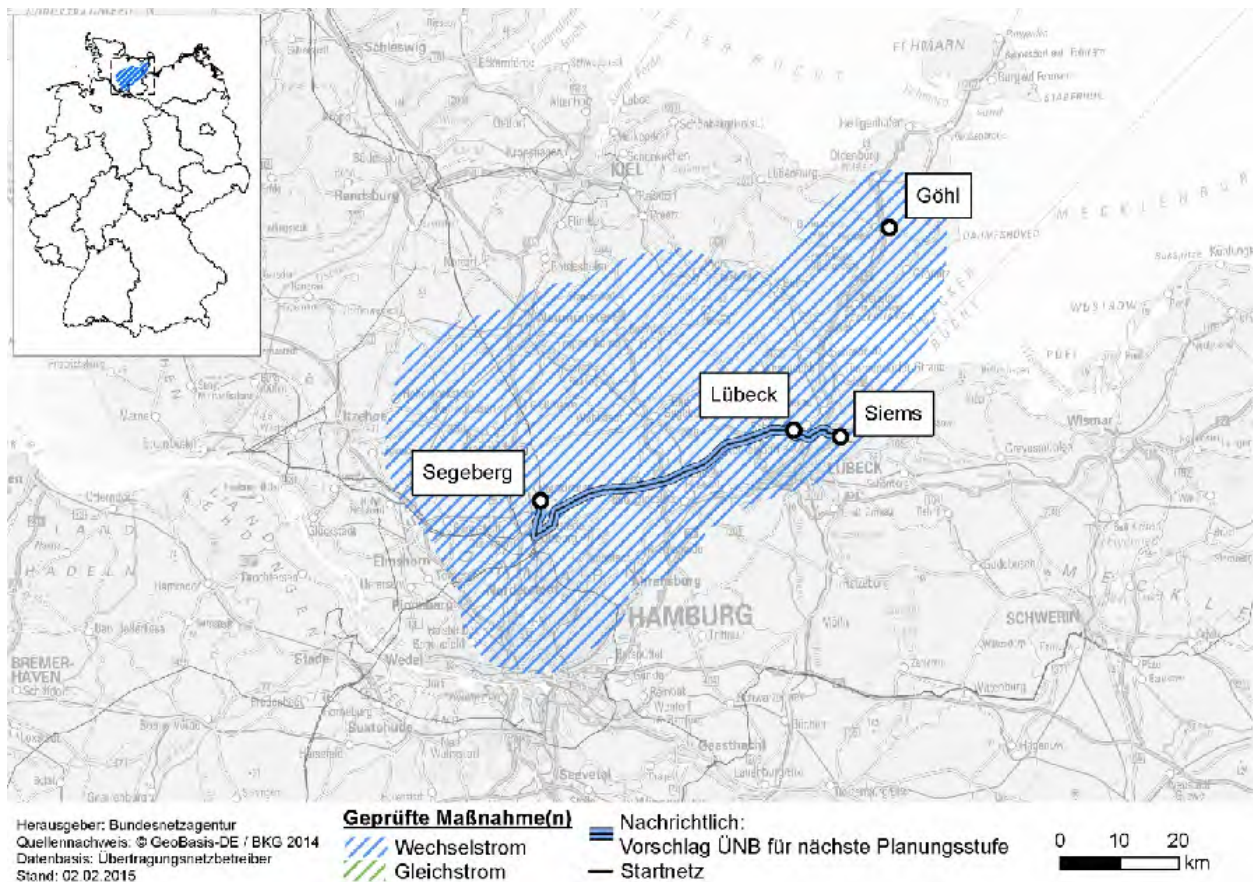
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 ist die Maßnahme mit maximal 37% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Erforderlichkeit der Maßnahme M106 konnte sowohl im Szenario B2024* als auch in der Gutachter-Marktmodellierung festgestellt werden. Zudem lässt sich die Wirksamkeit der Maßnahme begründen. Daher kann die Maßnahme M106 als wirksam und erforderlich und damit bestätigt werden.

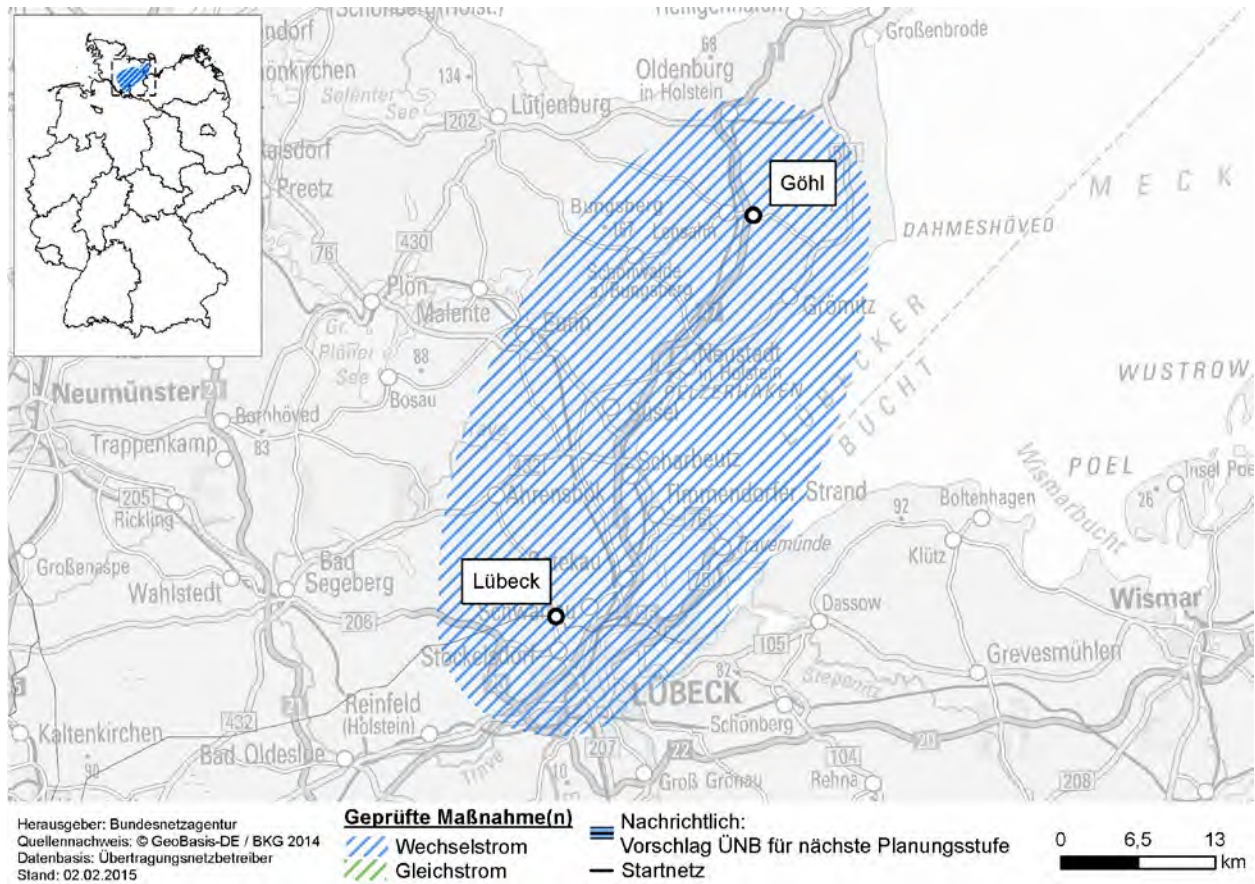
Projekt P72: Kreis Segeberg – Lübeck – Göhl



Zweck des Projekts P72 ist die Erhöhung der Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein und von Schleswig-Holstein in Richtung Süden. Insbesondere dient es der Integration von Leistung aus Onshore-Windkraftanlagen in der Region Ostholstein sowie einer besseren Anbindung der nach Schweden führenden HGÜ-Verbindung „Baltic Cable“.

Das Projekt P72 besteht aus den Maßnahmen M351, M49 und M50.

Maßnahme M351: Raum Göhl – Raum Lübeck



Maßnahme M351 (Raum Göhl – Raum Lübeck) wird bestätigt.

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer neuen 380-kV-Leitung zwischen dem Raum Göhl und dem Raum Lübeck vorgesehen (Netzausbau). Im Raum Göhl und im Raum Lübeck ist jeweils eine 380-kV-Schaltanlage neu zu errichten (Netzausbau). Die Maßnahme begründet sich aus Überlastungen des Verteilnetzes (110-kV-Ebene) und dient hauptsächlich dem Transport von Windenergie aus dem Raum Göhl Richtung Raum Lübeck.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2021

Konsultation

Erforderlichkeit

Mehrere Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass die maximale Auslastung der Maßnahme bei nur knapp über 20% läge und bei normaler Auslastung sogar nur bei 11%. Sie fordern daher, dass die Daten offengelegt werden, damit ein neutraler Gutachter das Ergebnis bestätigen könne.

Das Prüfungskriterium „Erforderlichkeit“ (20%-Kriterium) der Bundesnetzagentur soll sicherstellen, dass eine Maßnahme durch ihre Auslastung einen entsprechenden entlastenden Einfluss auf das (vermaschte) Netz hat. Wird es nicht erfüllt, dient das als Indiz, dass der Transport auch über das Verteilnetz möglich sein könnte. Im Normalfall wird bei der Planung des Übertragungsnetzes die Verteilnetzebene nicht im Detail mit simuliert. Um bei Bedarf bewerten zu können, ob ggf. das Verteilnetz wirklich für den Leistungstransport ausreicht, müssen sowohl das Übertragungsnetz als auch das Verteilnetz im Detail betrachtet werden. Ein solcher Datensatz wurde für die Maßnahme M351 von TenneT und dem Verteilnetzbetreiber HanseWerk AG erstellt und von der Bundesnetzagentur geprüft. Das Ergebnis ist, dass unter den Annahmen des Szenarios B2024 der Übertragungsbedarf auch durch einen umfangreichen Ausbau der 110-kV-Ebene erfolgen könnte. Ein Ausbau auf Höchstspannungsebene erscheint jedoch zukunftsfähiger und ist daher vorzuzugswürdig. Details zur Prüfung finden sich im Abschnitt „Elektrotechnische Prüfung“.*

Übermäßiger Ausbau an Windenergie in Schleswig-Holstein / Regionaler Verbrauch

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass die Prognosen für die Stromerzeugung in Schleswig-Holstein auf 300% und mehr des dortigen Strombedarfes hinaus liefen. Bei Windspitzen würden dabei alle Erzeugungsanlagen gleichzeitig einspeisen. Würde dieser Ausbau auf 150% beschränkt werden, so würde es keinen wesentlichen Netzausbau mehr benötigen und man könnte den an der Ostküste erzeugten Strom südlich von Kiel über die Mitteltrasse leiten. Solange keine bundesweite Einigung bestehe, laufe Schleswig-Holstein Gefahr, dass niemand diesen „überschüssigen“ Strom haben wolle. Die Windkraftanlagen seien heute so leistungsfähig, dass diese auch in anderen Bundesländern, direkt dort, wo Strom benötigt wird, regional installiert werden könnten. Zudem wird von einem Konsultationsteilnehmer gefordert, den in Schleswig-Holstein erzeugten Windstrom vor Ort zu verbrauchen anstatt ihn nach Süden zu schicken.

Nach Ansicht des zuständigen Verteilnetzbetreibers sind die im NEP2024 regionalisierten Einspeiseleistungen in Schleswig-Holstein zu gering. Laut ihrem Anschlusskataster sei eine um ca. 25% höhere Einspeiseleistung für das Jahr 2024 zu erwarten als derzeit im Szenario B2024* angenommen.

In allen Szenarien des Netzentwicklungsplans übersteigt die in Schleswig-Holstein erzeugte Strommenge deutlich den dort erwarteten Strombedarf. Dies folgt aus dem bereits vorhandenen Bestand als auch aus dem Ertragspotenzial an Onshore-Windenergie in Schleswig-Holstein. Im Szenario B2024 ergibt sich z. B. eine Erzeugung von ca. 34 TWh (Anteil Wind onshore: 14,6 TWh) bei einem Verbrauch von 12,2 TWh. Entscheidender für den Netzausbau als Strommengen sind jedoch die sich bei den Simulationen ergebenden einspeisenden Leistungen die sich in etwa proportional zu den installierten Leistungen verhalten. Im Szenario B2024* wird z.B. in Schleswig-Holstein eine installierte Leistung an Onshore-Wind von 6,3 GW angenommen. Derzeit sind etwa 4,8 GW an Onshore-Windenergieanlagen bereits installiert. Grundlage des Netzentwicklungsplans bilden dabei der genehmigte Szenariorahmen (Erläuterungen dazu im Abschnitt II A) und die darauf beruhenden Regionalisierungen.*

Im bundesweit geltenden EEG ist keine Regionalkomponente, in der eine regionale Zuweisung von Windkraftanlagen erfolgt, enthalten. Des Weiteren existiert ein bundesweit einheitlicher Strommarkt. Es wird kein Strom speziell nur aus Schleswig-Holstein gehandelt oder verkauft, sondern es wird deutschlandweit der jeweils preiswerteste Strom nachgefragt und entsprechend produziert. Aufgrund der kaum vorhandenen Grenzkosten für aus Windkraft erzeugten Strom würde erst dann keine Nachfrage mehr bestehen, wenn die komplette deutsche Stromnachfrage und sämtliche Handelskapazitäten mit dem europäischen Ausland durch erneuerbare Energien bedient würden. Von daher trifft es nicht zu, dass niemand Strom aus Schleswig-Holstein „haben wolle“ und dieser (in einem negativen Sinn) „überschüssig“ werde.

Verkabelung / Seekabel

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern, dass zumindest in siedlungsnahen Gebieten eine Verkabelung durchgeführt wird. Eine (Teil-)Verkabelung würde die Akzeptanz steigern. Dazu solle eine Aufnahme der Ostküstenleitung mit Option auf die Erprobung der Teilverkabelung in das Bundesbedarfsplangesetz aufgenommen werden. Ebenfalls solle die Verlegung eines Seekabels geprüft werden.

Die Frage der Art und Weise der Realisierung der Maßnahme M351 ist nicht Gegenstand der Bedarfsermittlung im Rahmen des Netzentwicklungsplans und ist in den nachfolgenden Verfahrensschritten zu klären.

Stand der Planung

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass die Planung des Projektes P72 schon weit fortgeschritten sei. Für den Abschnitt von Göhl nach Lübeck laufe der Dialogprozess. Ein Vorzugskorridor werde bald feststehen.

Eine Aktualisierung des Umsetzungsstandes erfolgt im Rahmen der jährlichen Fortschreibung des Netzentwicklungsplans.

Elektrotechnische Prüfung

Die Begründung der Maßnahme M351 kann nicht durch eine Behebung einer (n-1)-Verletzung im Übertragungsnetz erfolgen. Die Maßnahme begründet sich aus Überlastungen des Verteilnetzes (110-kV-Ebene). Die Prüfung der Maßnahme M351 erfolgte daher anhand eines Datensatzes für Schleswig-Holstein, welcher in Zusammenarbeit von TenneT und dem Verteilnetzbetreiber HanseWerk AG erstellt wurde und sowohl das Übertragungsnetz als auch das Hochspannungsverteilsnetz in Schleswig-Holstein detailliert abbildet. Sämtliche Einspeiseleistungen in der 110-kV-Ebene wurden dabei so gesetzt, dass sie den Vorgaben des Szenarios B2024* entsprechen.

Der bereitgestellte Datensatz belegt anhand zweier Netznutzungsfälle für die Stunde 846 und für die Stunde 5774 des Jahres 2024, dass ohne die Maßnahme M351 das bestehende Hochspannungsnetz (110-kV-Netz) bereits im (n-0)-Fall auf der Strecke zwischen Göhl, Scharbeutz und Siems stark überlastet sein wird. Bereits im (n-0)-Fall würden Belastungen von über 140% auftreten. Daraus ergibt sich ein Bedarf an Netzausbau für die Region Ostholstein. Beide untersuchten Netznutzungsfälle weisen eine hohe Einspeisung aus erneuerbaren Energien und einen Leistungsexport über das „Baltic Cable“, einer HGÜ-Verbindung zwischen Lübeck und Schweden, auf.

Insgesamt wurden von TenneT und HanseWerk drei verschiedene Varianten einer integrierten Netzplanung von 110-kV- und 380-kV-Netz vorgelegt, die auf den Eingangsparametern des Szenariorahmens beruhen. Eine Variante beinhaltet den 380-kV-Netzausbau vom Raum Göhl in den Raum Lübeck (P72 M351). Die zwei

anderen Varianten stellen hingegen den notwendigen Ausbaubedarf in Ostholstein dar, welcher sich durch einen reinen Ausbau der 110-kV-Netzebene ergeben würde. Die beiden 110-kV-Ausbau-Varianten unterscheiden sich dadurch, dass in einer Variante die Leistung aus der Region um Göhl direkt Richtung Lübeck abgeführt wird, während die andere Variante eine Abführung der Leistung von Göhl nach Siems vorsieht. Im Unterschied zu der Variante mit 380-kV-Netzausbau müsste das 110-kV-Netz insbesondere zwischen der Region um Göhl und Cismar in Richtung Scharbeutz um- und ausgebaut werden. Mindestens vier Übertragungssysteme in 110 kV wären notwendig. Je nachdem, ob ein Transport Richtung Lübeck oder Siems erfolgen soll, wäre zudem eine Weiterführung dieser Übertragungssysteme Richtung Lübeck bzw. Siems notwendig.

Sämtliche Varianten lösen die Netzengpässe im 110-kV-Netz in der Region Ostholstein vollständig auf und sind demnach wirksam.

Alle Varianten beinhalten Netzausbau bzw. Netzverstärkungen des 110-kV-Netzes, jedoch in unterschiedlichem Ausmaß. In allen Varianten sind Zubringerleitungen Richtung Göhl aus dem nördlichen Bereich Ostholstein notwendig.

Diejenige Variante, welche die Maßnahme M351 mit einschließt, erweist sich als deutlich zukunftsfähiger. In den untersuchten Netznutzungsfällen beträgt die maximale Auslastung von der Maßnahme M351 11% im (n-0)-Fall und 22% im (n-1)-Fall. Demnach ist eine Übertragung zusätzlicher Leistung aus dem Raum Göhl in Richtung Lübeck möglich. Die Varianten, welche eine Lösung ausschließlich in der 110-kV-Netzebene vorsehen, beinhalten kaum Reserven bezüglich der Übertragungsleistung. So ergeben sich je nach betrachtetem Netznutzungsfall im (n-1)-Fall Auslastungen von 77% (Stunde 846) bzw. 75% (Stunde 5774) zwischen Lübeck und Scharbeutz. Bei einer fortschreitenden Erhöhung der Erzeugungsleistung im Raum Göhl (z. B. durch Ausbau von Onshore-Wind) über das Szenario B2024* hinaus wären umgehend weitere zusätzliche Maßnahmen in der 110-kV-Netzebene zwischen dem Raum Göhl und dem Raum Lübeck notwendig. In der Variante mit einem Leistungstransport nach Siems sind im (n-1)-Fall bereits Auslastungen bis zu 99% (Stunde 846) vorhanden. Auch in dieser Variante wären bei einer fortschreitenden Erhöhung der Erzeugungsleistung im Raum Göhl weitere zusätzliche Maßnahmen in der 110-kV-Netzebene notwendig.

Im Rahmen der Prognosen des NEP2024 erfolgt im Raum Göhl eine Erhöhung der regionalisierten Leistung Onshore-Wind um über 30%, vergleicht man Szenario B2024* mit Szenario B2034. Dies zeigt die Notwendigkeit einer zukunftsfähigen Lösung für den Übertragungstransport von dem Raum Göhl in Richtung Lübeck.

In der beantragten Variante mit Maßnahme M351 wird eine Netztrennung des 110-kV-Netzes zwischen Rogerfelde und Scharbeutz vorgenommen, wodurch die Übertragung der Leistung vom 110-kV-Verteilnetz ins 380-kV-Übertragungsnetz verschoben wird. Dies führt aufgrund der höheren Spannung des Übertragungsnetzes zu geringeren Übertragungsverlusten. In den betrachteten Netznutzungsfällen sind in der Variante mit M351 die Wirkleistungsverluste um bis zu ca. 6 MW geringer als in den beiden Varianten ohne einen Ausbau des 380-kV-Übertragungsnetzes.

In einer Kostenabschätzung auf Basis des Szenarios B2024*, die neben den Investitionskosten auch Netzverluste über einen Zeitraum von zehn Jahren einpreist, liegen die Kosten der Variante mit Maßnahme M351 bei ca. 142 Mio. Euro. Bereits für den Zehnjahresausblick liegt die Kostenabschätzung damit nur noch leicht über den beiden Varianten, die eine reine Lösung auf der 110-kV-Netzebene betrachten (ca. 134 Mio.

Euro bzw. ca. 129 Mio. Euro). Auf längere Sicht wird die Variante mit Maßnahme M351 auch kostenmäßig vorteilhafter gegenüber den reinen 110-kV-Lösungen sein. Denn über die für 2024 benötigten 110-kV-Leitungen werden – wie vorstehend dargelegt – bald darauf weitere 110-kV-Leitungen erforderlich. Deren Kosten sind noch nicht in der Kostenabschätzung für die 110-kV-Varianten enthalten, kämen also noch hinzu.

Derzeitiger Stand und Abschätzung der kurzfristigen Entwicklung

Laut Anlagestammdaten (Stand: 31. Dezember 2013) waren in der Postleitzahlenregion 237xx (ausgenommen 23795) im Osten Schleswig-Holsteins 410 MW an Onshore-Windanlagen installiert. Eine Abfrage unter den Verteilnetzbetreibern im Rahmen des Szenariorahmens 2025 ergab, dass die HanseWerk AG einen Ausbau von weiteren etwa 190 MW von 2014 bis Ende 2016 prognostiziert. Dadurch würden sich ca. 600 MW installierte Leistung an Onshore-Wind für das Jahr 2016 ergeben. Demnach würde schon bereits 2016 der regionalisierte Wert im Szenario B2024* für das Jahr 2024 im Raum Göhl von ca. 560 MW überschritten.

Die Daten des Landes Schleswig-Holstein zeigen, dass mit über 455 MW allein im Kreis Ostholstein und in der Hansestadt Lübeck (Stand: 23.04.2015, Quelle: Landesportal Schleswig-Holstein, www.schleswig-holstein.de/DE/Themen/W/windenergie.html) in der Region bereits jetzt ein Großteil der im Szenario B2024* angenommenen Leistung an Onshore-Wind realisiert ist.

Die derzeitigen Ausbauzahlen legen somit nah, dass das Szenario B2024* eine eher konservative Abschätzung bezüglich der in Ostholstein installierten Onshore-Windleistung darstellt.

Bei einer höheren Einspeiseleistung – wie von mehreren Konsultationsteilnehmern unterstellt – steigt der Ausbaubedarf in den Varianten, die einen reinen Ausbau der 110-kV-Netzebene betrachten. Die Wirkleistungsverluste erhöhen sich ebenfalls im Vergleich zu der Variante mit Maßnahme M351. Dies führt dazu, dass die Kostenabschätzungen für die beiden Varianten, die eine reine Lösung auf der 110-kV-Netzebene betrachten (ca. 158 Mio. Euro bzw. ca. 148 Mio. Euro) höher ausfallen. Die Kosten mit der Maßnahme M351 blieben hingegen in etwa gleich (ca. 142 Mio. Euro). Demnach würde sich die Maßnahme M351 noch deutlicher als vorteilhaft erweisen.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

In der Gutachter-Marktmodellierung wurde die Spitzenkappung verwendet, um den reduzierten Transportbedarf im Übertragungsnetz abzubilden. Eine detaillierte Betrachtung der 110-kV-Ebene erfolgt dabei modellbedingt nicht. Dadurch kann die Gutachter-Marktmodellierung nicht dazu verwendet werden, den Einfluss von Spitzenkappung auch im 110-kV-Netz zu untersuchen.

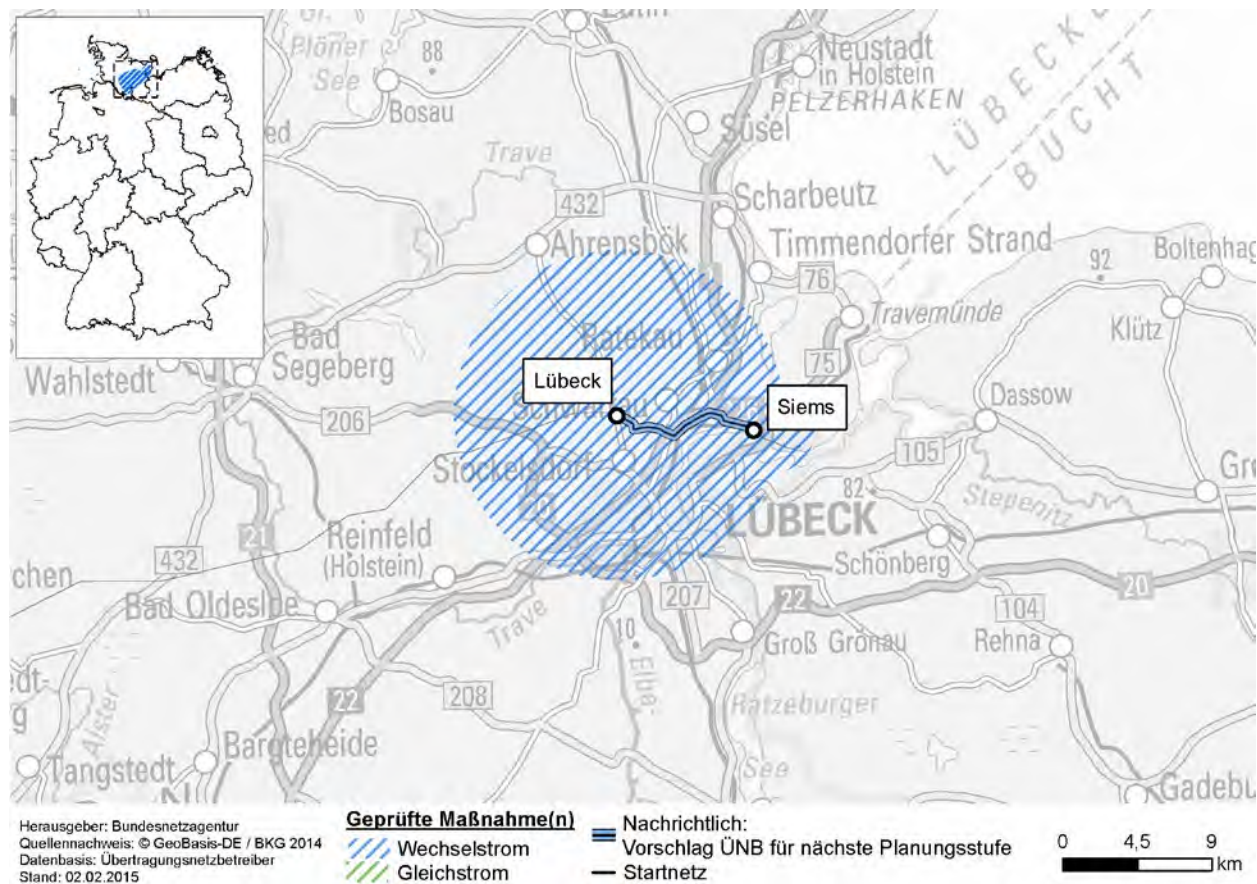
Eine grobe Abschätzung des Einflusses der Spitzenkappung auf den Netzausbaubedarf in der Region Ostholstein ist gleichwohl anhand der im Szenario B2024* hinterlegten Leistungsdauerlinie für Onshore-Wind möglich: Bei einer Abregelung von bis zu 3% der aus Windkraftanlagen an Land erzeugten Energiemenge, wie sie im Grünbuch der Bundesregierung zum „Strommarkt für die Energiewende“ geplant ist, muss im optimalen Fall das Netz ca. 20% weniger Leistung transportieren. Dadurch verzögert sich der Netzausbaubedarf aber nur, entbehrlich wird er nicht. Denn diese Reduzierung der zu transportierenden Leistung wird durch den weiteren stetigen Ausbau an Onshore-Wind wieder kompensiert. An den Überlastungen des bestehenden 110-kV-Netzes im Jahr 2024 ändert auch die Spitzenkappung aller Voraussicht nach nichts.

Ein Einfluss möglicher Leistungsreduktionen offshore ist auszuschließen, da über die Maßnahme M351 keine Anbindung von Offshore-Anlagen erfolgt.

Ergebnis

Zur Lösung der Übertragungsaufgabe vom Raum Göhl in den Raum Lübeck erweist sich ein Ausbau auf 380-kV-Höchstspannungsebene gegenüber einem Ausbau allein der 110-kV-Netzebene als die bessere Lösung. Die Maßnahme M 351 wird daher bestätigt.

Maßnahme M49: Raum Lübeck – Siems



Maßnahme M49 (Raum Lübeck – Siems) wird bestätigt.

Im Rahmen dieser Maßnahme ist eine Verstärkung der Verbindung zwischen Siems und dem Raum Lübeck vorgesehen. Dafür besteht die Notwendigkeit, die bestehende 380-kV-Schaltanlage Siems mit einer im Raum Lübeck neu zu errichtenden 380-kV-Schaltanlage durch eine neue 380-kV-Leitung (Neubau in bestehender Trasse) zu verbinden (Netzverstärkung).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2021

Konsultation

Erforderlichkeit

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern eine neue, von einem unabhängigen Gutachter erstellte Prognose für die zu erwartende Auslastungskapazität der Maßnahme, da die prognostizierte Auslastung lediglich bei 21% läge. Zudem wendet ein Konsultationsteilnehmer ein, dass das bestehende 220-kV-Erdkabel, welches vor 20 Jahren als Kompromiss errichtet wurde, bis heute fehlerlos in Betrieb sei.

Das Prüfungskriterium „Erforderlichkeit“ (20%-Kriterium) der Bundesnetzagentur soll sicherstellen, dass eine Maßnahme durch ihre Auslastung einen entsprechenden entlastenden Einfluss auf das (vermaschte) Netz hat. Wird es nicht erfüllt, dient das als Indiz, dass der Transport auch über das Verteilnetz möglich sein könnte. Im Normalfall wird bei der Planung des Übertragungsnetzes die Verteilnetzebene nicht im Detail mit simuliert. Um bewerten zu können, ob ggf. das Verteilnetz wirklich für den Leistungstransport ausreicht, müssen sowohl das Übertragungsnetz als auch das Verteilnetz im Detail betrachtet werden. Ein solcher Datensatz wurde für die Maßnahme M49 von TenneT und dem Verteilnetzbetreiber HanseWerk AG erstellt und von der Bundesnetzagentur geprüft. Im Ergebnis reicht weder das 110-kV-Netz noch das vorhandene 220- kV-Erdkabel für einen (n-1)-sicheren Betrieb aus. Details zur Prüfung finden sich im Abschnitt „Elektrotechnische Prüfung“.

Baltic Cable

Mehrere Konsultationsteilnehmer wenden ein, dass im Bereich Lübeck-Siems keine erneuerbaren Energien vorhanden seien und über das Baltic-Kabel größtenteils Atomstrom und Strom aus Kohlekraftwerken transportiert würde. Wenn in Schleswig-Holstein zu viel Windstrom erzeugt werde, wäre das Baltic-Kabel überflüssig und müsse stillgelegt werden.

Es ist richtig, dass die Maßnahme M49 auch durch das Baltic Cable begründet ist und dass dadurch nicht ausschließlich regenerativ, sondern auch konventionell erzeugter Strom importiert wird. Dies entspricht jedoch den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und dient der politisch und rechtlich vorgegebenen Stärkung des europäischen Binnenmarktes. In einem Strommarkt mit verschiedenen konkurrierenden Erzeugern und Energiequellen sowie in einem vermaschten Netz ist es nicht möglich, Netzausbau nur zum Abtransport der erneuerbaren Energien zuzulassen. Das Netz muss vielmehr allen Erzeugern diskriminierungsfrei zur Verfügung stehen.

Verkabelung

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern die Aufnahme der Ostküstenleitung in die Liste der Pilotprojekte für Erdverkabelung.

Wie die Maßnahme M49 realisiert wird, ist nicht Gegenstand der Bedarfsermittlung im Rahmen des Netzentwicklungsplans. Die Forderung nach einer Verkabelungsoption richtet sich an den Gesetzgeber des Bundesbedarfsplans. Die Bundesnetzagentur kann insoweit allenfalls prüfen, ob im Sinne des NOVA-Prinzips ein Betrieb des vorhandenen 220-kV-Kabels mit einer Spannung von 380 kV ausreichend und möglich wäre. Das ist nicht der Fall.

Elektrotechnische Prüfung

Die Begründung der Maßnahme M49 kann nicht durch eine klassische (n-1)-Verletzung im Übertragungsnetz selbst erfolgen. Überlastungen treten im unterlagerten 110-kV-Netz auf, falls es zu einem Ausfall des vorhandenen 220-kV-Stromkreises zwischen Siems und Lübeck kommt. In diesem Fall muss die Leistung des „Baltic Cable“, das nach Schweden führt und am UW Herrenwyk mit dem deutschen Netz verbunden ist, vollständig über das 110-kV-Netz transportiert werden. Da das 110-kV-Netz dafür nicht ausgelegt ist, müsste die Übertragungsleistung des „Baltic Cable“ gedrosselt werden, wie es teilweise bereits heute aufgrund mangelnder Transportkapazitäten der Fall ist. Andere Netzinfrastuktur im Höchstspannungsbereich, welche diese Transportaufgabe übernehmen könnte, ist nicht vorhanden. Durch die Maßnahme M49 hingegen würde der Leistungstransport über den Interkonnektor „Baltic Cable“ selbst im (n-1)-Fall sichergestellt. Mit der Maßnahme M49 können die Überlastungen im 110-kV-Netz behoben werden. Dies kann anhand eines Datensatzes von TenneT und HanseWerk (vgl. Maßnahme M351), welcher sowohl die 110-kV- als auch die 380-kV-Netzebene umfasst, nachvollzogen werden. Bei Ausfall eines der 380-kV-Systeme der Maßnahme im Netznutzungsfall der Stunde 8092 beträgt die Auslastung des verbleibenden Systems 30%. Die Maßnahme ist folglich wirksam. Ohne die Maßnahme M49 wäre beim Ausfall des vorhandenen 220-kV-Stromkreises zwischen Siems und Lübeck das 110-kV-Netz zwischen Siems und Herrenwyk bereits im (n-0)-Fall mit 120% belastet.

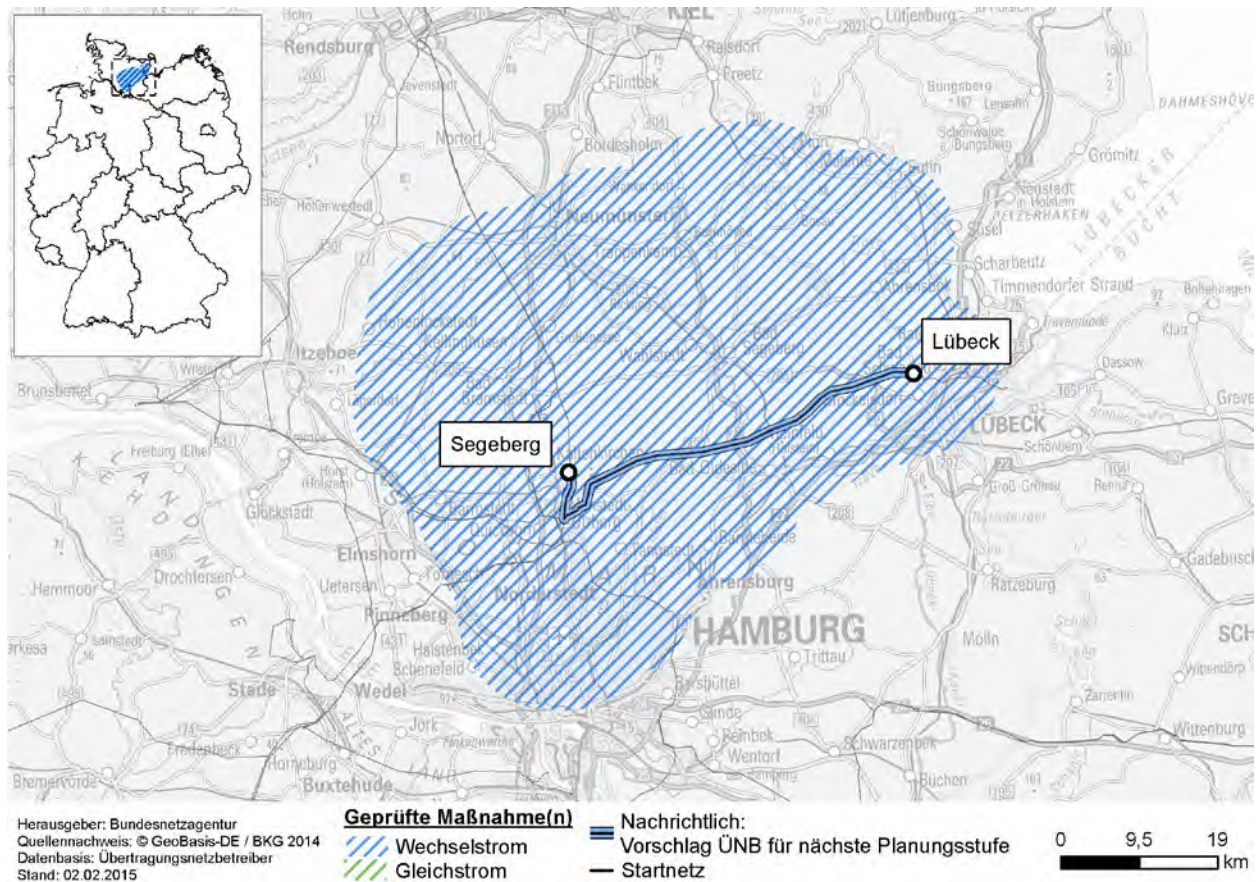
Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Auch bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen wird durch die Maßnahme M49 der Leistungstransport über den Interkonnektor „Baltic Cable“ selbst im (n-1)-Fall sichergestellt. Bei Ausfall eines der 380-kV-Systeme der Maßnahme im Netznutzungsfall der Stunde 5412 beträgt die Auslastung des verbleibenden Systems 29%.

Ergebnis

Die Maßnahme M49 wird bestätigt.

Maßnahme M50: Raum Lübeck – Kreis Segeberg



Maßnahme M50 (Raum Lübeck – Kreis Segeberg) wird bestätigt.

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer neuen 380-kV-Leitung in der Trasse der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen dem Raum Lübeck und dem Kreis Segeberg notwendig (Netzverstärkung). Im Kreis Segeberg ist der Neubau einer 380-kV-Schaltanlage notwendig (Netzausbau).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2019

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer weist darauf hin, dass im Abschnitt zwischen Kreis Segeberg und Lübeck bereits ein Vorzugskorridor existiere, dessen Entwicklung durch eine frühe Öffentlichkeitsbeteiligung begleitet worden sei.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M50 behebt im Zielnetz des Szenarios B2024* wirksam eine (n-1)-Verletzung. Im Zielnetz ist ohne die Maßnahme M50 ein Stromkreis der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Lübeck und Hamburg/Nord in der Stunde 4730 zu 107% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M50 reduziert die Auslastung auf 31%. Die Maßnahme ist folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im Zielnetz wird die Maßnahme M50 in 3% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 24% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 11%. Die Maßnahme ist demnach auch erforderlich.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

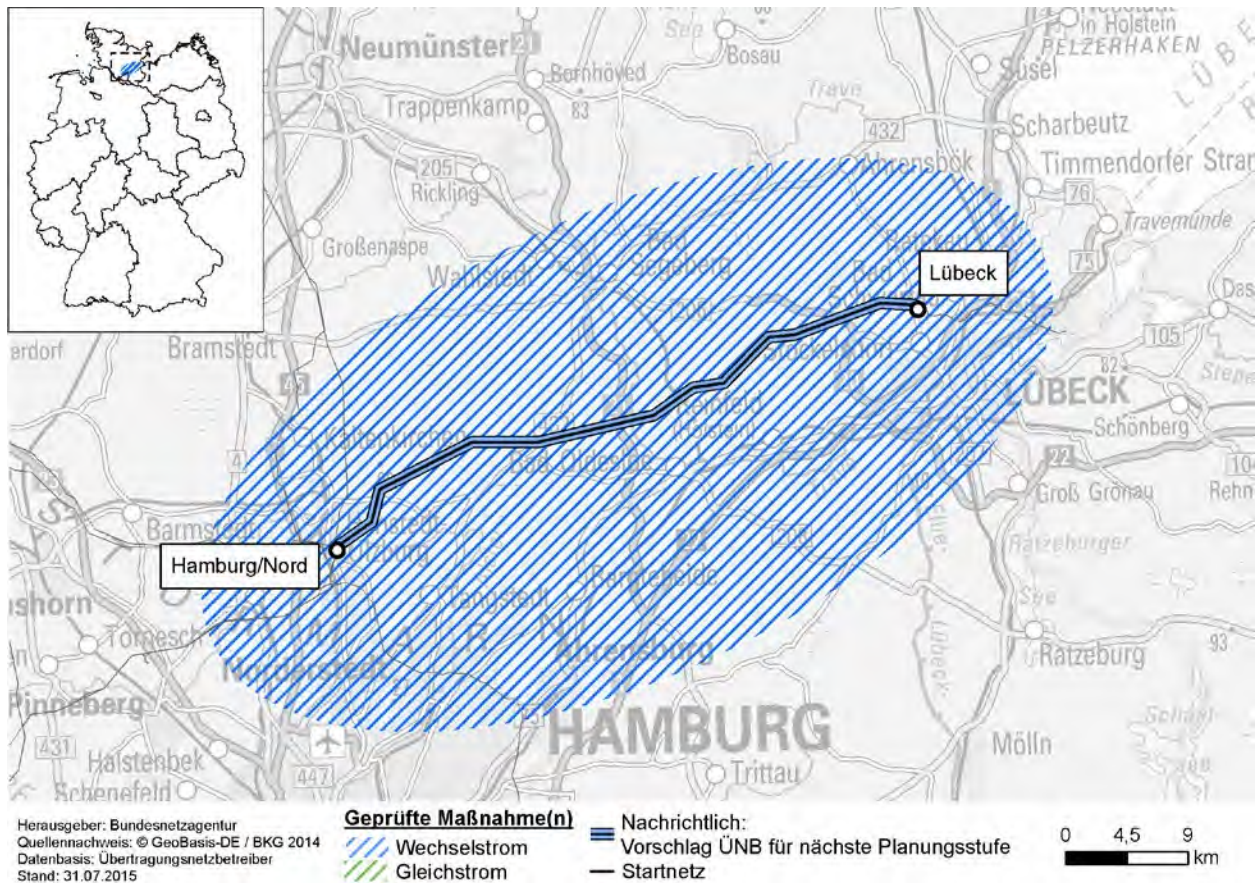
Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen ist im Zielnetz ohne die Maßnahme M50 ein Stromkreis zwischen Lübeck und Hamburg/Nord in der Stunde 4730 zu 102% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M50 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 14%. Die maximale Auslastung im Jahr für die Maßnahme M50 beträgt 21%.

Ergebnis

Die Maßnahme M50 wird bestätigt.

Prüfung der vorhabenbezogenen Alternative

Die Übertragungsnetzbetreiber deuten an, dass die bestehende 380-kV-Schaltanlage Hamburg/Nord aus rein netztechnischen Belangen als alternativer Netzverknüpfungspunkt zum bestehenden Höchstspannungsnetz in Betracht käme.



Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer weist darauf hin, dass im Abschnitt zwischen Kreis Segeberg und Lübeck bereits ein Vorzugskorridor existiert, dessen Entwicklung durch eine frühe Öffentlichkeitsbeteiligung begleitet wurde.

Wirksamkeit

Die alternative Maßnahme zu M50 behebt im Zielnetz des Szenarios B2024* wirksam eine (n-1)-Verletzung. Im Zielnetz ist ohne die alternative Maßnahme zu M50 ein Stromkreis der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Lübeck und Hamburg/Nord in der Stunde 4730 zu 107% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der alternativen Maßnahme zu M50 reduziert die Auslastung auf 31%. Die alternative Maßnahme zu M50 ist folglich wirksam.

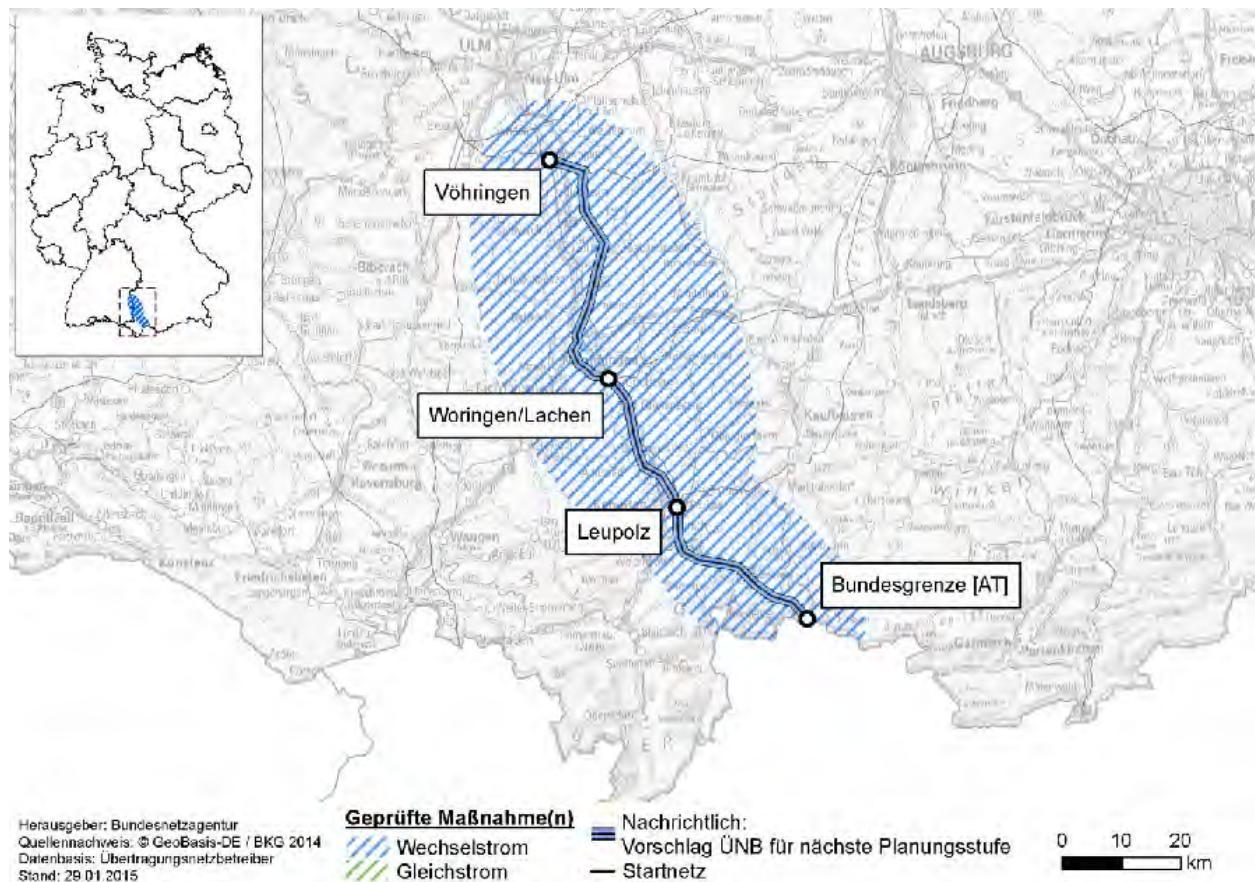
Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen ist im Zielnetz ohne die alternative Maßnahme zu M50 ein Stromkreis zwischen Lübeck und Hamburg/Nord in der Stunde 4730 zu 102% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der alternativen Maßnahme zu M50 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 14%.

Ergebnis

Die alternative Maßnahme zu M50 wäre technisch wirksam. Sie kommt jedoch angesichts der in Schleswig-Holstein bereits vorangeschrittenen Planungs- und Dialogverfahren realistischer Weise nicht mehr in Betracht.

Projekt P74: Bayerisch Schwaben



Das Projekt P74 mit den Maßnahmen M96 und M97 ist mit dem „Abzweig Wöringen – Memmingen“ als Vorhaben Nr. 36 Teil des Bundesbedarfsplans.

Durch die Maßnahmen M96 und M97 werden bestehende 220-kV-Leitungen durch 380-kV- und 110-kV-Leitungen ersetzt. Ein bisher von Vöhringen nach Österreich laufender 220-kV-Stromkreis wird dabei durch einen 380-kV-Stromkreis ersetzt (M96). Das Projekt soll somit die Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Österreich erhöhen. Der neue Stromkreis wird dabei durch die Schaltanlage Leupolz geführt, die entsprechend zu verstärken wäre.

Im Zuge des Projekts kommt es zudem zur Auflösung eines 220-kV-Rings, der die Stationen Oberottmarshausen, Vöhringen, Memmingen und Irsingen umfasst. Die 220-kV-Struktur wird dabei durch eine 110-kV-Struktur ersetzt, in der auch die neue 380/110 kV Anlage Wöringen/Lachen eingebunden wird (M97), die den Raum Memmingen versorgen soll. In der Gesamtbetrachtung der Umstellung des 220-kV-Netzes ist es sinnvoll, beide Maßnahmen M96 und M97 als Einheit zu prüfen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2020

Maßnahmen M96/M97: Vöhringen – Punkt Bundesgrenze (AT) und Woringen/Lachen

Die Maßnahmen M96 und M97 (Punkt Bundesgrenze (AT) und Woringen/Lachen) werden nicht bestätigt.

Konsultation

Auf der bestehenden Leitung vom Netzknoten Westtirol (AT) nach Memmingen/Leupolz (DE) wird aktuell je ein System mit 220 kV bzw. mit 380 kV betrieben, wobei die Leitung für einen Betrieb von zwei Systemen mit 380 kV ausgelegt ist. Nach Aussage eines Konsultationsteilnehmers könnte durch die Umstellung des zweiten Leitungssystems von 220 kV auf 380 kV die Kapazität der Kuppelleitung und damit die grenzüberschreitende Übertragungskapazität zur Wahrung der (n-1)-Sicherheit mit relativ geringem technischen Aufwand gesteigert werden.

Der künftige Bedarf für eine erhöhte Übertragungskapazität und für eine starke Kopplung der Marktgebiete zwischen Deutschland und Österreich würde durch Marktstudien belegt. Hieraus ergäbe sich insbesondere der Bedarf einer flexiblen Interaktion von österreichischen Pumpspeicherkraftwerken mit den Erzeugern in Deutschland und Europa. Die durch die Umstellung der Spannungsebene erhöhte Übertragungskapazität leiste damit einen wichtigen Beitrag zur Steigerung der Versorgungs- und Betriebssicherheit im betroffenen Netzraum, zur Erreichung der europäischen Klimaschutzziele und zur Förderung des Stromhandels. Neben der Erhöhung der Kuppelkapazität würden durch die höhere Spannungsebene die Übertragungsverluste deutlich reduziert (z. B. bei gleichen Transportmengen auf ca. ein Drittel).

In den Berechnungen der Bundesnetzagentur konnte für die Szenarien B2024 sowie dem Gutachter-Szenario kein erhöhter Übertragungsbedarf nachgewiesen werden. Auf deutscher Seite müssten die Schaltanlagen Vöhringen und Leupolz verstärkt sowie eine neue Schaltanlage in Woringen/Lachen errichtet werden. Darüber hinaus ist ebenfalls eine Umbeseilung (110 km) sowie 1 km Neubau in bestehender Trasse erforderlich.*

Wirksamkeit

Die Maßnahmen M96/97 führen zu einer Entlastung einer ansonsten stark belasteten Leitung im BBP-Netz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahmen M96/97 ist ein Stromkreis zwischen Leupolz und der Grenze zu Österreich in der Stunde 8077 zu 84% belastet, wenn ein Stromkreis zwischen Dellmensingen und Werben ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahmen reduziert die Auslastung auf 62%. Da die durch die Maßnahmen M96/97 entlastete Leitung jedoch nicht überlastet ist, ist das Kriterium der Wirksamkeit nicht erfüllt.

Erforderlichkeit

In BBP-Netz wird die Leitung in 27% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 38% liegt. Die Maßnahme wäre damit gemessen am BBP-Netz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Bei einer Reduktion der Offshore-Leistung und einer Kappung von Einspeisespitzen käme es in der Stunde 1357 zu einer maximalen Auslastung eines Stromkreises zwischen Leupolz und der Grenze zu Österreich. Im BBP Netz ist ohne die Maßnahmen M96/97 einer dieser Stromkreise zu 83% belastet, wenn ein Stromkreis zwischen Dellmensingen und Werben ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahmen M96/97 reduziert in einem solchen Fall die Auslastung auf 62%.

Da es sich bei der durch die Maßnahmen M96/97 entlasteten Leitung jedoch nicht um einen überlasteten Stromkreis (>100%) handelt, ist das Kriterium der Wirksamkeit auch in der Gutachter-Marktmodellierung nicht erfüllt.

Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 55%.

Szenario A2024

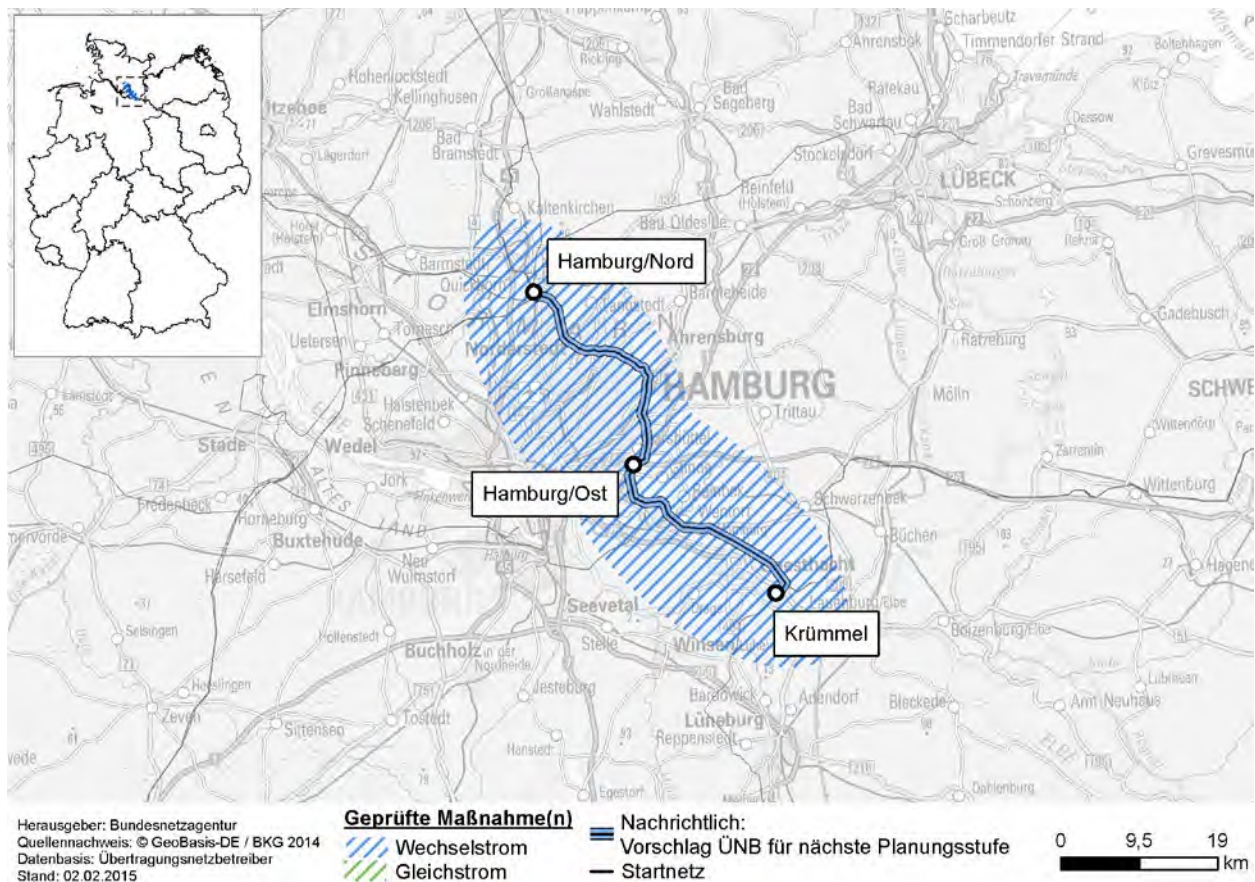
Im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 47% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahmen M96/97 sind nicht bestätigungsfähig. Es liegt bei Ausfall benachbarter Leitungen in keiner untersuchten Stunde eine Überlastung einer relevanten Leitung vor.

Dennoch ist festzuhalten, dass durch die Maßnahmen M96/97 die Transportkapazität nach Österreich signifikant erhöht würde. Zudem ginge mit den Maßnahmen eine umfassende Umstrukturierung und Erneuerung der Versorgungsstruktur des unterlagerten Netzes einher. Nach den vorliegenden Informationen würden die neu zu errichtenden Leitungen teilweise bestehende Leitungen aus den Jahren 1929 und 1930 ersetzen, die das allgemein für Freileitungen angenommene durchschnittliche Höchstalter von 80 Jahren erreicht haben.

Projekt P84: Hamburg/Nord – Krümmel



Aus dem Szenario B2024* ergeben sich hauptsächlich wegen des fortschreitenden Ausbaus erneuerbarer Energien für den nördlichen Raum der 50Hertz-Regelzone wachsende Übertragungsaufgaben. Diesen Aufgaben dient das Projekt P84 mit den Maßnahmen M367 und M368. Dies gilt insbesondere für den Ferntransport der zu erwartenden EE-Leistung in die TenneT-Regelzone. Neben der stetig steigenden EE-Erzeugung in Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern müssen die Leitungen auch den in Hamburg konventionell erzeugten Strom aufnehmen.

Konsultation

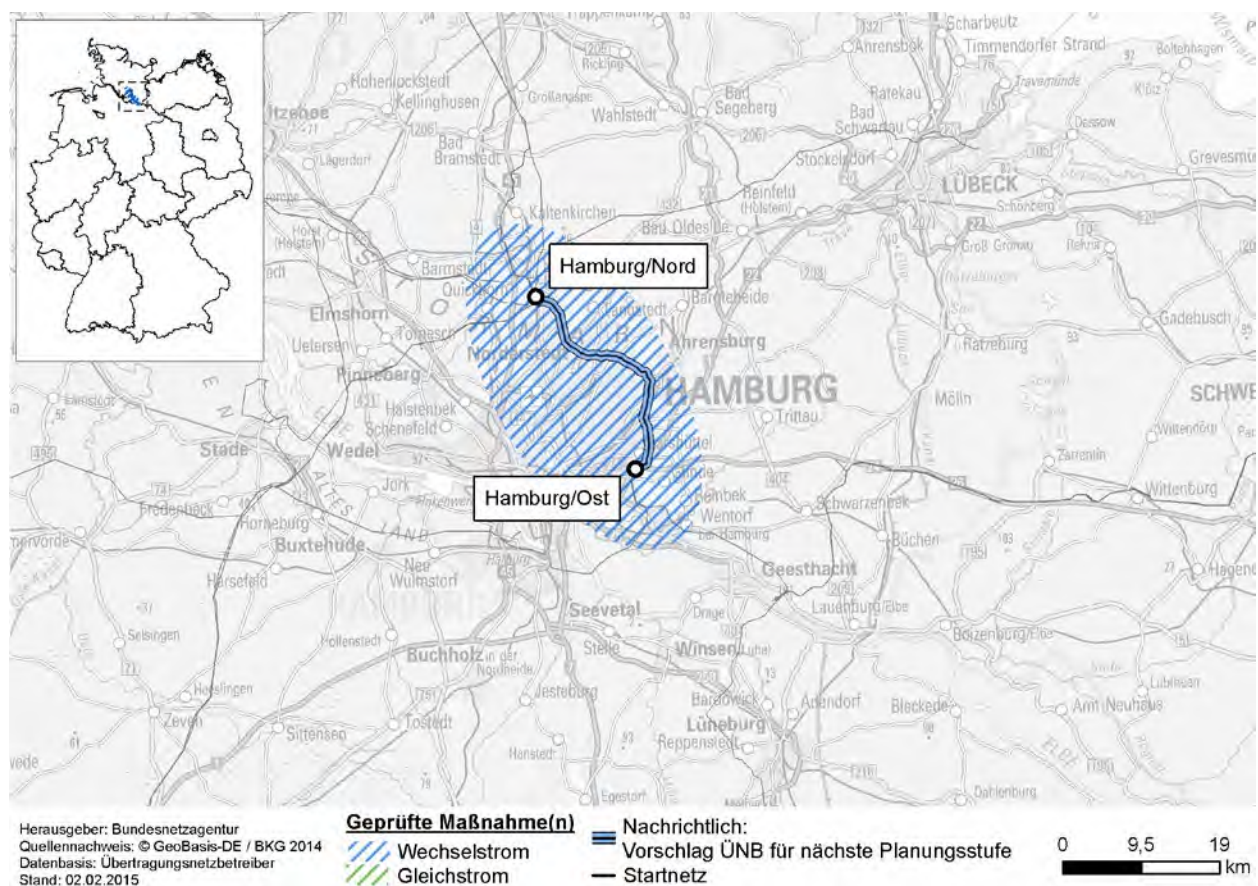
Ein Konsultationsteilnehmer merkt kritisch an, das Projekt P84 nehme den in Hamburg konventionell erzeugten Strom auf, obwohl die Einspeisung aus erneuerbaren Energien Priorität habe.

Energieerzeugung und Markt orientieren sich nicht am Netz, sondern umgekehrt ist der Netzausbau (nur) die logische Folge bestimmter Rahmenbedingungen. Das Netz ist damit nicht ursächlich dafür, dass ein bestimmter Brennstoff günstiger verstromt werden kann als andere. Es bestimmt nicht darüber, ob und welche konventionellen Kraftwerke einspeisen. Vielmehr hat jedes Kraftwerk grundsätzlich ein Recht darauf, an das Netz angeschlossen zu werden, um so am Strommarkt teilnehmen zu können. Das Netz darf auch keine politische Stellschraube zur gezielten Förderung oder Diskriminierung einer bestimmten Erzeugungstechnologie sein,

sondern es muss der Versorgungssicherheit und einem marktwirtschaftlich organisierten Elektrizitätsmarkt dienen.

Welche Erzeugungsanlagen bzw. Kraftwerke zu einem bestimmten Zeitpunkt Strom in das Netz einspeisen, hängt unter anderem von den Grenzkosten für die Stromproduktion ab. Dadurch ist es durchaus möglich, dass auch konventionell erzeugter Strom über die neuen Leitungen der Maßnahmen abtransportiert wird. Allein aus erneuerbaren Energien kann der Strombedarf in Deutschland bisher nicht gedeckt werden. Sie sind noch nicht dazu in der Lage, rund um die Uhr eine gesicherte Stromversorgung zu gewährleisten.

Maßnahme M367: Hamburg/Nord – Hamburg/Ost



Maßnahme M367 (Hamburg/Nord – Hamburg/Ost) wird nicht bestätigt.

Als Netzverstärkung von Hamburg/Nord nach Hamburg/Ost wird auf der bestehenden 380-kV-Leitung eine Umbeseilung in Hochstrombeseilung/HTLS vorgesehen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Wirksamkeit

Die Maßnahme M367 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M367 ist ein Stromkreis zwischen Hamburg/Nord und Hamburg/Ost in der Stunde 2472 zu 110% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M367 reduziert die Auslastung dann auf 80%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 17% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 56%, der Mittelwert bei 12%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Szenario

Da die Maßnahme M367 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung des Gutachter-Szenarios erwies sich die Maßnahme M367 in der dritten Iteration als wirksam. Maßgeblich war der Netznutzungsfall der Stunde 3957. Ohne die Maßnahme ist ein Stromkreis zwischen Hamburg/Nord und Hamburg/Ost zu 117% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M367 reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 85%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 60%. Nach alledem wäre die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

Bei der Maßnahme M367 ist zusätzlich zu beachten, dass große Wechselwirkungen zu anderen geplanten Projekten bzw. Maßnahmen bestehen. Insbesondere die geplante, aber noch nicht bestätigte HGÜ-Maßnahme Korridor C C06WDL hätte einen großen Einfluss auf die Belastung der Stromkreise zwischen Hamburg/Nord und Hamburg/Ost. Mit C06WDL würde die Belastung im oben aufgeführten (n-1)-Fall von 117% auf 81% sinken. Dann wäre die Maßnahme M367 nicht notwendig.

Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit maximal 54% ausreichend ausgelastet.

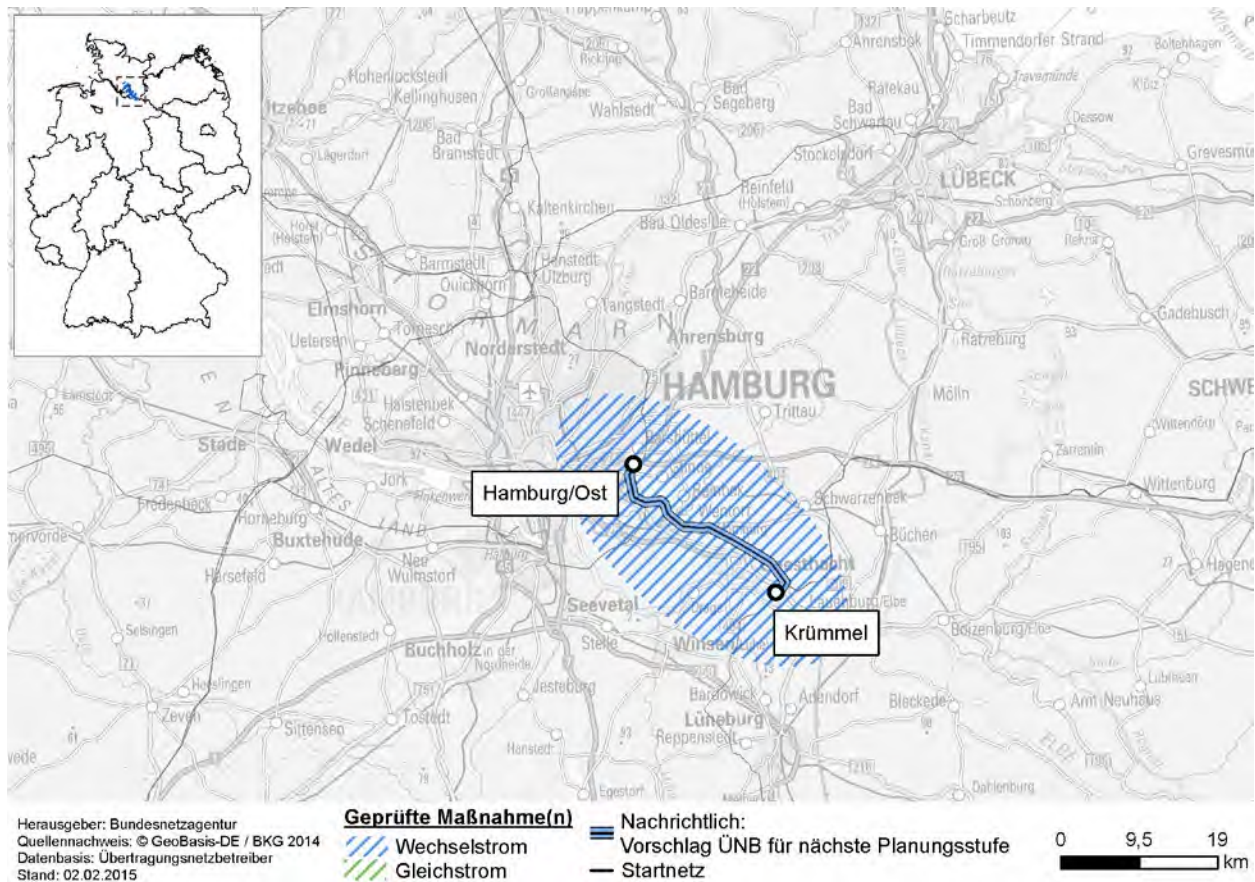
Ergebnis

Durch die Maßnahme M367 kann zwar bei Prüfung auf dem kompletten Zielnetz im Szenario B2024* in der Stunde 2472 eine hohe Auslastung im (n-1)-Fall von über 100% auf unter 100% reduziert werden. Bei der sequenziellen Prüfung im Gutachter-Szenario kann im (n-1)-Fall zu der Stunde 8424 ebenfalls eine Auslastung größer 100% mit der Maßnahme M367 unter 100% reduziert werden. Über die 8.760 Stunden ist die

Maßnahme in 17% der Stunden über 20% ausgelastet, womit das Kriterium der Erforderlichkeit erfüllt würde. Zu der Maßnahme M367 wurde in beiden Szenarien keine sinnvolle Topologieänderung gefunden.

Allerdings könnte bei weiter steigendem Nord-Süd-Transportbedarf perspektivisch eine weitere HGÜ-Maßnahme, die Leistung aus der Region abtransportiert, notwendig werden. Dies hätte entlastende Wirkung auf die Stromkreise zwischen Hamburg/Nord und Hamburg/Ost, so dass eine Bestätigung der Maßnahme M367 zum jetzigen Zeitpunkt nicht angemessen ist.

Maßnahme M368: Krümmel – Hamburg/Ost



Maßnahme M368 (Krümmel – Hamburg/Ost) wird nicht bestätigt.

Als Netzverstärkung von Krümmel nach Hamburg/Ost wird ein 380-kV-Leitungsneubau mit 4 Stromkreisen Hochstrombeseilung in der bestehenden Trasse errichtet. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Krümmel und Hamburg/Ost zu erweitern.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Wirksamkeit

Die Maßnahme M368 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M368 ist ein Stromkreis zwischen Krümmel und Hamburg/Ost in der Stunde 8413 zu 110% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M368 reduziert die Auslastung dann auf 44%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 4% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 37%, der Mittelwert bei 7%. Die Maßnahme wäre also gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Massnahme angemessen wäre.

Gutachter-Szenario

Da die Massnahme M368 keine Massnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung des Gutachter-Szenarios erwies sich die Massnahme M368 in der dritten Iteration als wirksam. Massgeblich war der Netznutzungsfall der Stunde 1340. Ohne die Massnahme ist ein Stromkreis zwischen Hamburg/Ost und Krümmel zu 130% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Massnahme M368 reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 48%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 38%.

Nach alledem wäre die Massnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

Analog zur Massnahme M367 ist bei der Massnahme M368 zusätzlich zu beachten, dass große Wechselwirkungen zu anderen geplanten Projekten bzw. Massnahmen existieren. Insbesondere die geplante - im NEP2024 noch nicht bestätigte – HGÜ-Massnahme C06WDL im Korridor C hätte einen großen Einfluss auf die Belastung der Stromkreise zwischen Hamburg/Ost und Krümmel. Mit der Massnahme C06WDL würde die Belastung im oben aufgeführten (n-1)-Fall von 130% auf 102% sinken.

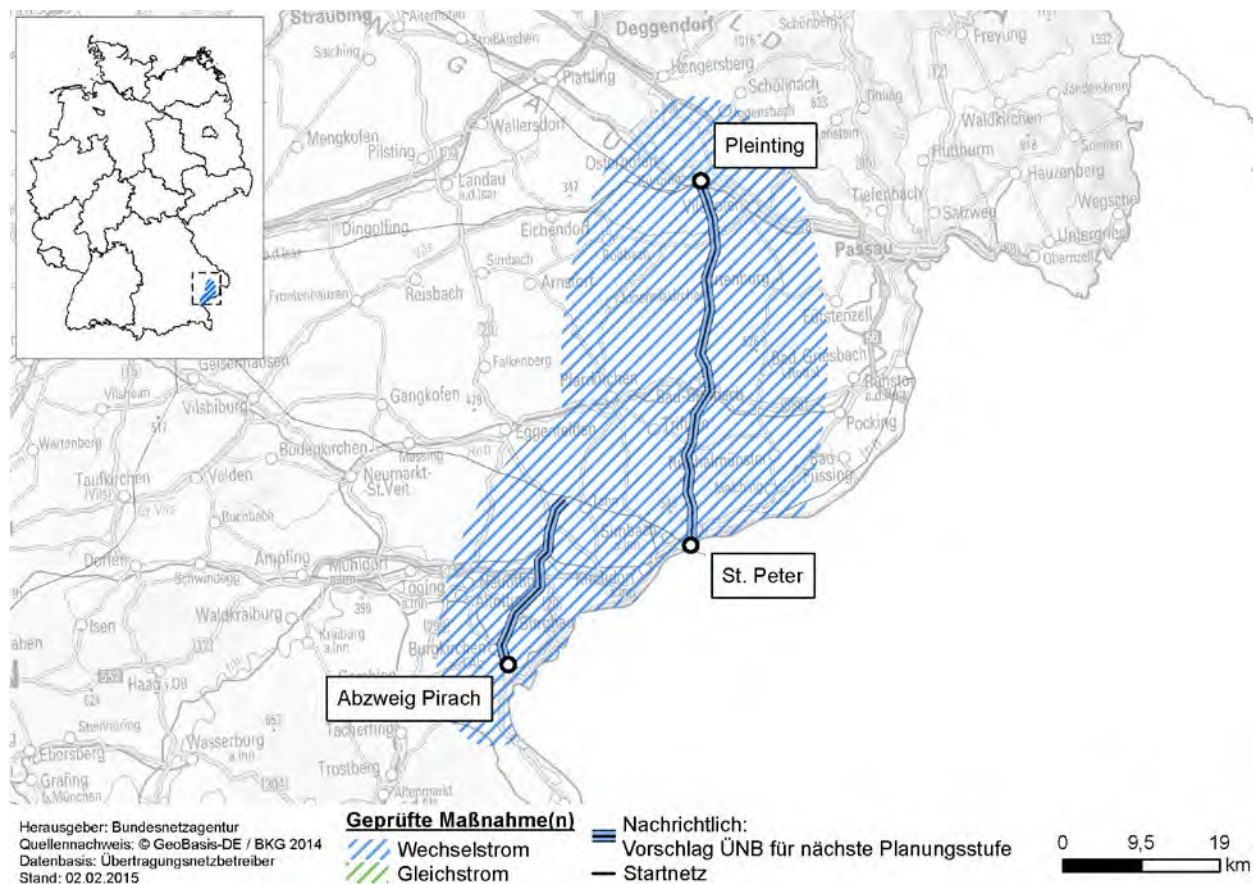
Szenario A2024

Die Massnahme M368 des Projekts P84 wurde seitens der Übertragungsnetzbetreiber im Szenario A2024 nicht vorgeschlagen.

Ergebnis

Die Massnahme M368 wäre nach Prüfung im vollständigen Zielnetz des Szenarios B2024* als wirksam und erforderlich anzusehen. In dem vom Gutachter untersuchten Szenario mit verringerter Einspeisung aus erneuerbaren Energien erwies sich die Massnahme M368 in der sequenziellen Prüfung als wirksam und erforderlich. Allerdings könnte bei weiter steigendem Nord-Süd-Transportbedarf perspektivisch eine weitere HGÜ-Massnahme, die Leistung aus der Region abtransportiert, notwendig werden. Dies hätte unter Umständen wiederum entlastende Wirkung auf die Stromkreise zwischen Hamburg/Ost und Krümmel, so dass eine abschließende Bewertung der Massnahme M368 und ihrer Nachhaltigkeit zum jetzigen Zeitpunkt nicht möglich ist. Daher wird die Massnahme M368 nicht bestätigt.

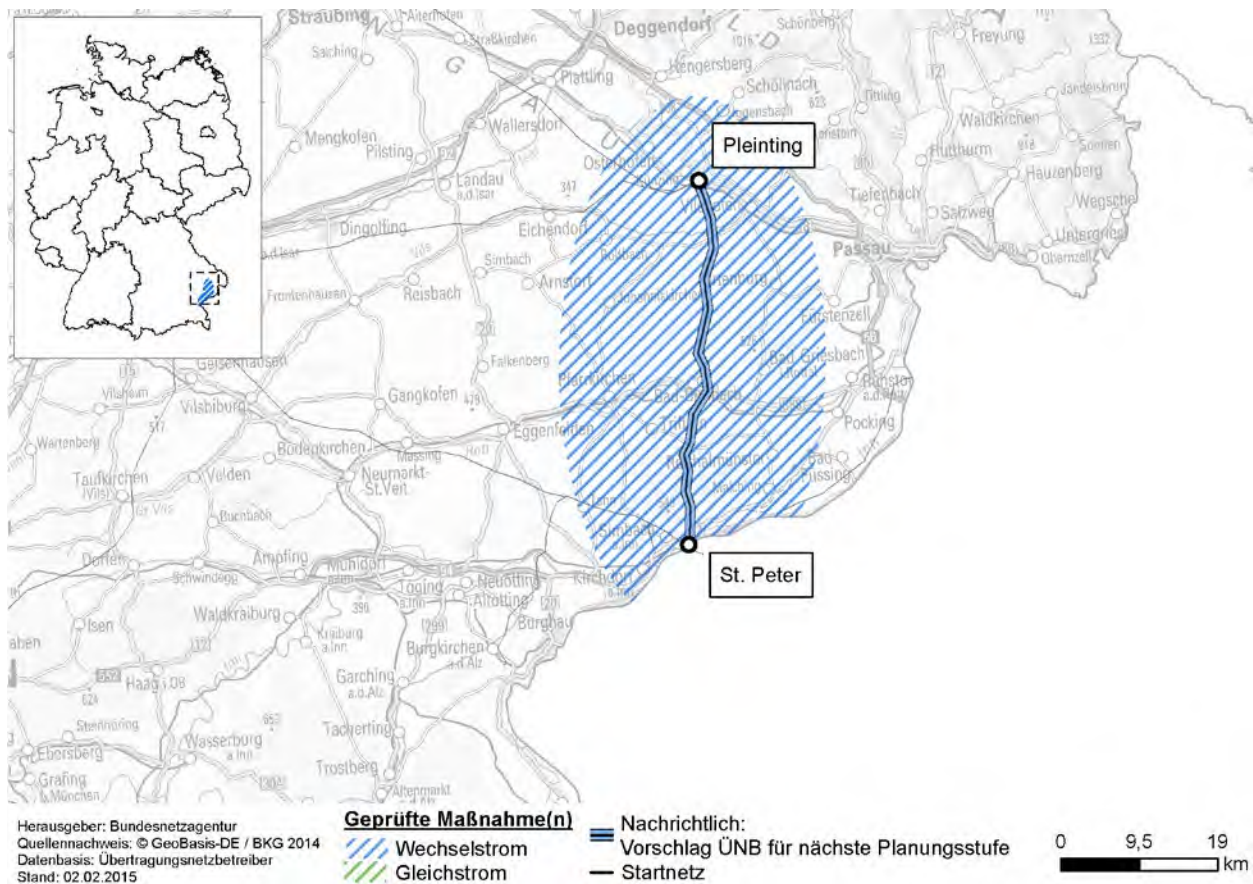
Projekt P112: Pirach – Pleinting – St. Peter



Projekt P112 besteht aus den Maßnahmen M201 und M212. Die Region um Pleinting zeichnet sich durch eine hohe installierte Leistung an Photovoltaik bei zugleich relativ geringem lokalem Stromverbrauch aus. Durch die große PV-Einspeisung muss das vorhandene 220-kV-Netz viel Strom aufnehmen und ist dadurch bereits im Grundlastfall häufig überlastet. Der regenerativ erzeugte Strom muss also auch in das Übertragungsnetz abgeführt werden, wenn die PV-Anlagen nicht abgeregelt werden sollen.

Das Projekt P112 ist gekoppelt mit dem Projekt P67 (von Altheim nach St. Peter), das die Kuppelkapazität zwischen Bayern und Österreich erhöhen soll.

Maßnahme M201: Pleinting – St. Peter



Die Maßnahme M201 (Pleinting – St. Peter) wird bestätigt.

Im Zuge der Maßnahme M201 soll die vorhandene Leitung zwischen Pleinting und St. Peter von 220 kV auf 380 kV verstärkt werden (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlage Pleinting wird mit einer Doppelleitung direkt in St. Peter angeschlossen. Die 380-kV-Schaltanlage in Pleinting wird mit drei neuen 380/110-kV-Transformatoren ausgestattet (Netzausbau).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2021

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer fordert eine transparentere und detailliertere Darstellung der einzelnen Faktoren, die zur elektrotechnischen Notwendigkeit der Maßnahme führen.

Die elektrotechnische Prüfung der Maßnahme wird nachfolgend dargestellt. Die dabei zugrunde gelegte Methodik wird in Abschnitt II F näher erläutert. Der gesamte NEP-Prozess wird durch die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur fortlaufend weiterentwickelt und optimiert, um die Ergebnisse für alle interessierten Leser so verständlich und nachvollziehbar wie möglich darzustellen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M201 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten häufig überlasteten Leitung. Im vollständigen Zielnetz ist ohne die Maßnahme M201 bereits im (n-0)-Grundlastfall ein Stromkreis zwischen Pleinting und St. Peter an über 200 Stunden im Jahr überlastet, beispielsweise in der Stunde 6686 zu 141%. Die Hinzunahme der Maßnahme M201 reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 45%. Die Maßnahme ist folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 31% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 45%, der Mittelwert bei 15%. Die Maßnahme ist demnach erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M201 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung anhand der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme M201 in der zweiten Iteration als wirksam. Maßgeblich war der Netznutzungsfall der Stunde 1357. Ohne die Maßnahme ist ein Stromkreis zwischen Pleinting und St. Peter bereits im Grundlastfall zu 159% belastet. Die Hinzunahme der Maßnahme M201 reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 46%.

Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 46%. Nach alledem wäre die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

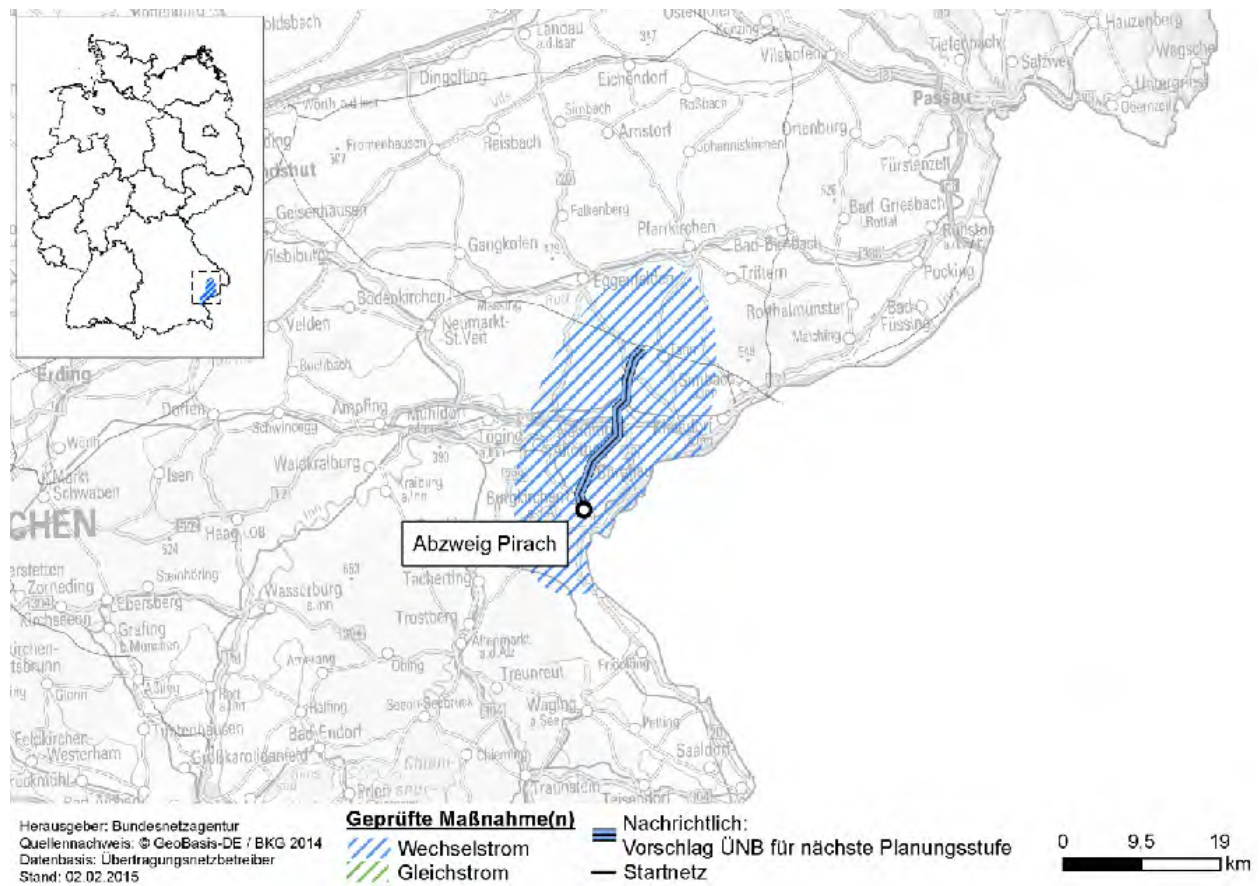
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 40% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M201 führt sowohl im vollständigen Zielnetz als auch unter Berücksichtigung der sequenziellen Prüfung anhand der Gutachter-Marktmodellierung zu einer erheblichen Reduzierung der Leitungen im Bereich Pirach, Pleinting und St. Peter, die ohne diese Ertüchtigung auf 380 kV häufig überlastet wären. Die Maßnahme M201 kann sinnvoll nur in Verbindung mit Maßnahme M212 betrachtet werden und wurde daher anhand eines von den Übertragungsnetzbetreibern bereitgestellten Datensatzes gemeinsam mit dieser geprüft. Der Netzausbau im Bereich der Projekte P67 und P112 und die Ablösung dort bisher bestehender 220-kV-Leitungen durch 380-kV-Leitungen sind als sinnvoll einzustufen. Gemeinsam mit dem Projekt P67 ist die Maßnahme M201 zudem geeignet, die Kuppelkapazität zwischen Bayern und Österreich zu erhöhen. Die Maßnahme M201 wird daher bestätigt.

Maßnahme M212: Abzweig Pirach



Maßnahme M212 (Abzweig Pirach) wird bestätigt.

Das UW Pirach ist über einen Abzweig an die 220-kV-Leitung von Pleinting nach St. Peter angeschlossen. Dieser Abzweig wird teilweise auf der bestehenden 220-kV-Leitung Altheim – St. Peter mitgeführt. Die Anbindung von Pirach an die 220-kV-Leitung entfällt im Rahmen der Maßnahme M201, daher muss die Versorgung auf anderem Wege erfolgen. Im Zuge der Maßnahme M212 soll die 220-kV-Schaltanlage in Pirach auf 380 kV verstärkt und in die Leitung von Isar nach St. Peter eingebunden werden. Zu diesem Zweck muss die bestehende 220-kV-Netzstruktur der Schaltanlage Pirach sowie der Leitung Isar – St. Peter auf 380 kV verstärkt werden (Netzverstärkung). Zusätzlich müssen in Pirach neben der 380-kV-Schaltanlage zwei neue 380/110 kV Transformatoren errichtet werden (Netzausbau).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2022

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M212 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M212 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung. Im vollständigen Zielnetz ist ohne die Maßnahme M212 bereits im Grundlastfall ein Stromkreis zwischen Pleinting und St. Peter beispielsweise in der Stunde 6686 zu 141% belastet. Die Hinzunahme der Maßnahme M212 reduziert die Auslastung dann auf 45%.

Die Maßnahme ist folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 14% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 39%, der Mittelwert bei 12%.

Die Maßnahme ist demnach erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M212 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung anhand der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme M212 in der zweiten Iteration als wirksam. Maßgeblich war der Netznutzungsfall der Stunde 1357. Ohne die Maßnahme ist ein Stromkreis zwischen Pleinting und St. Peter bereits im Grundlastfall zu 159% belastet. Die Hinzunahme der Maßnahme M212 reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 46%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 46%. Nach alledem wäre die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

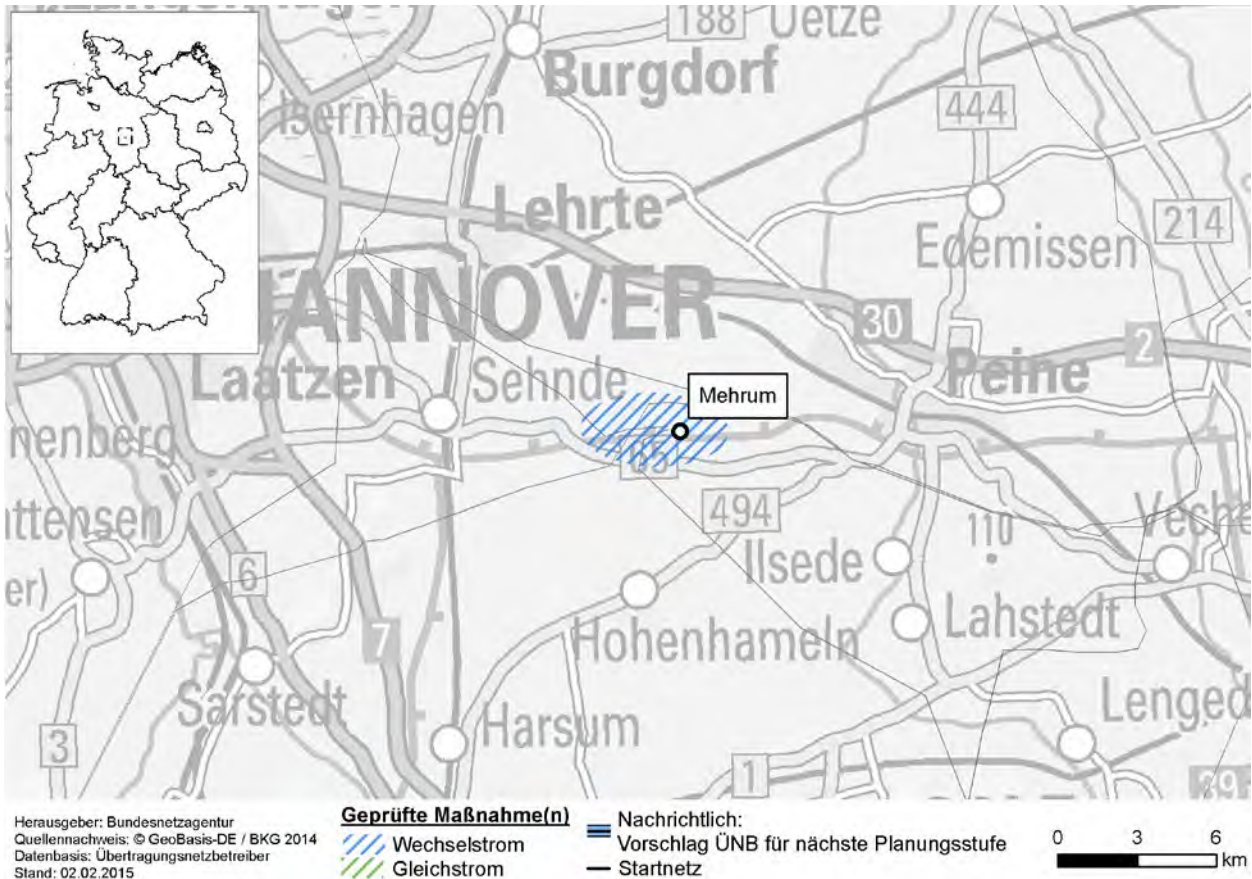
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 33% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M212 führt sowohl im vollständigen Zielnetz als auch unter Berücksichtigung der sequenziellen Prüfung anhand der Gutachter-Marktmodellierung zu einer erheblichen Reduzierung der bereits im Grundlastfall sehr stark überlasteten 220-kV-Leitungen im Bereich Pirach, Pleinting und St. Peter. Die Maßnahme M212 muss in Verbindung mit Maßnahme M201 betrachtet werden, da es sich hierbei um eine Einschleifung in die geplante 380-kV-Leitung von Isar nach St. Peter handelt. Durch die geplante Maßnahme M201 würde bis dato bestehende 220-kV-Anbindung in Pirach wegfallen und somit die hier beschriebene Einschleifung auf der 380-kV-Ebene zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendig werden. Dies ist auch der Grund dafür, dass Maßnahme M212 und Maßnahme M201 mit Hilfe eines von den Übertragungsnetzbetreibern bereitgestellten Datensatzes gemeinsam geprüft wurde. In Anbetracht der oben beschriebenen Umstände sind der Netzausbau und die damit einhergehende Ablösung der bestehenden 220-kV -Leitungen durch 380-kV-Leitungen als sinnvoll einzustufen. Gemeinsam mit Projekt P67 dient die Maßnahme dazu, die Kuppelkapazität zwischen Bayern und Österreich zu erhöhen. Die Maßnahme M212 wird daher bestätigt.

Projekt P115: Bereich Mehrum



Das Projekt P115 besteht aus der Maßnahme M205.

Maßnahme M205: Bereich Mehrum

Maßnahme M205 (Bereich Mehrum) wird nicht bestätigt.

Im Rahmen des Projekts P115 mit der Maßnahme M205 ist die Errichtung einer 380-kV-Schaltanlage in Mehrum inklusive der Errichtung eines 380/220-kV-Verbundkupplers vorgesehen. Der bestehende 380-kV-Stromkreis von Grohnde nach Klein Ilsede wird mit einer Stichleitung mit der 380-kV-Schaltanlage in Mehrum verbunden. Hierfür ist Netzausbau auf einer Länge von ca. einem Kilometer notwendig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2019

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M205 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M205 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Im Zielnetz ist ohne die Maßnahme M205 z. B. ein Stromkreis zwischen Mehrum und Hallendorf in der Stunde 8013 zu 122% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M205 reduziert die Auslastung dann auf 97%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz beträgt die maximale Auslastung der Maßnahme nur 14%. Die mittlere Auslastung liegt bei 8%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* nicht erforderlich.

Topologiemassnahmen

Durch das Öffnen der Sammelschienenkupplung in Hallendorf lässt sich die Überlastung der Leitung zwischen Mehrum und Hallendorf im (n-1)-Fall von 122% auf 98% reduzieren.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M205 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung anhand der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme M205 bei keiner Iteration als wirksam.

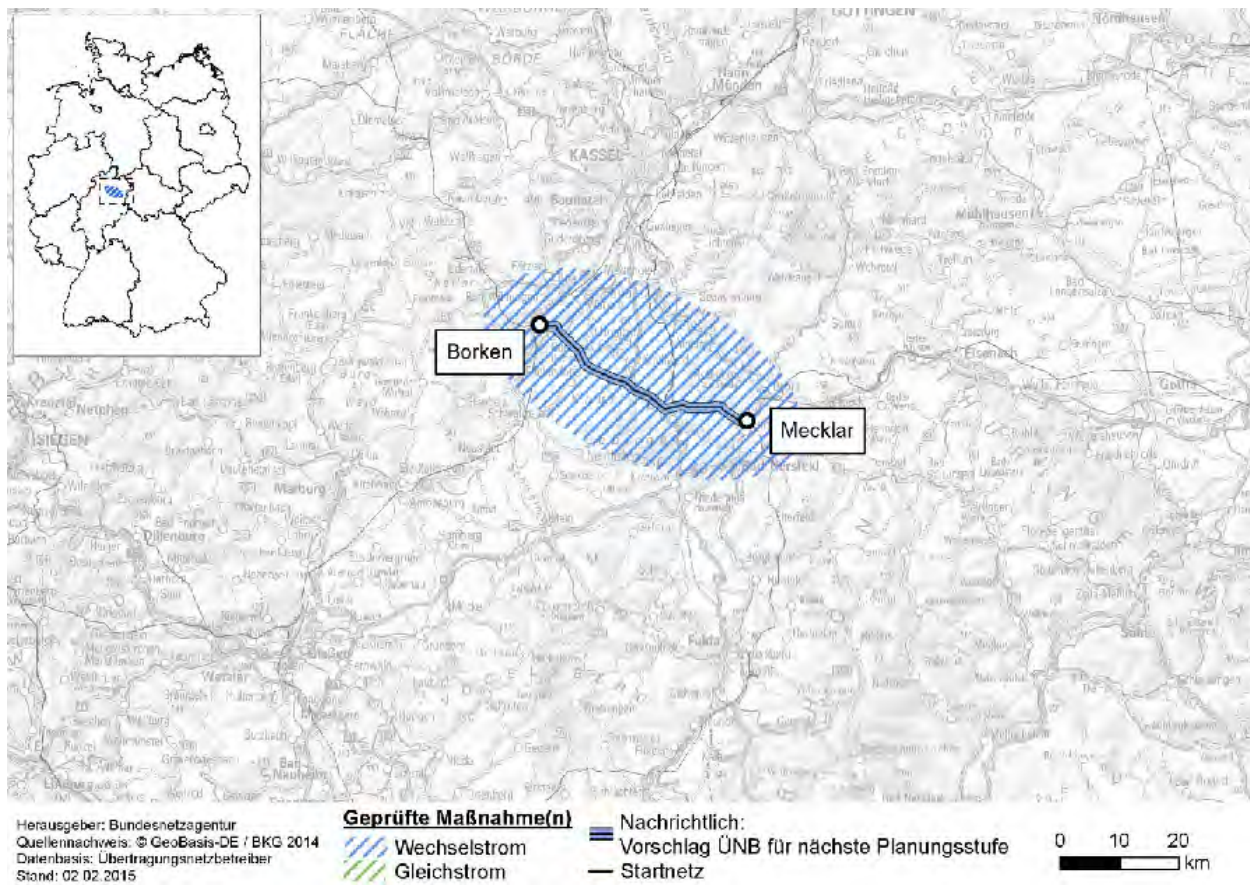
Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit 17% nicht ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M205 wäre im vollständigen Zielnetz des Szenarios B2024* nicht erforderlich. Zudem kann durch eine Topologieänderung in Hallendorf die einschlägige Überlastung der Leitung zwischen Mehrum und Hallendorf auf unter 100% reduziert werden. In der sequenziellen Prüfung erwies sich die Maßnahme ebenfalls nicht als notwendig. Die Maßnahme M205 wird somit nicht bestätigt.

Projekt P118: Borken – Mecklar



Das Projekt P118 mit der Maßnahme M207 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Borken und Mecklar. An den beiden Netzverknüpfungspunkten Borken und Mecklar verlaufen jeweils wichtige Trassen von Norden in den Süden Hessens. Durch das Projekt P118 würde ein besserer Leistungsausgleich zwischen den beiden Trassen gewährleistet. Das Projekt sorgt mit der geplanten Verstärkung dieser Querverbindung für eine Steigerung der Redundanz für den Fall, dass eine der beiden parallel liegenden Querverbindungen ausfällt. Allgemein trägt es zu einem verbesserten Stromtransport für das gesteigerte Aufkommen an erneuerbaren Energien bei und sorgt somit für eine bessere Integration der erneuerbaren Energien. In den Prüfungen der vergangenen Netzentwicklungspläne aus den Jahren 2012 und 2013 war der Netzbereich um Borken häufig von Netzengpässen gekennzeichnet. Diese Netzengpässe sollen mit dem Projekt P115 vermieden werden. Geplant ist, die bisherigen Leiterseile durch neue Leiterseile mit höherer Stromtragfähigkeit zu ersetzen.

Maßnahme M207: Borken – Mecklar

Maßnahme M207 (Borken – Mecklar) wird bestätigt.

Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Borken und Mecklar vorgesehen. Es muss detailliert geprüft werden, ob dies durch einen Neubau in bestehender Trasse erfolgen muss oder ob eine Verstärkung mittel Hochtemperaturleiterseil möglich ist (Netzverstärkung).

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2021

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M207 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M207 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Im Zielnetz ist ohne die Maßnahme M207 z. B. ein Stromkreis zwischen Borken und Mecklar in der Stunde 2222 zu 120% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M207 reduziert die Auslastung auf 87%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 19% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Maßnahme über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 57%, der Mittelwert bei 13%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M207 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung anhand der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme M207 in der zweiten Iteration als wirksam. Maßgeblich war der Netznutzungsfall der Stunde 1340. Ohne die Maßnahme ist ein Stromkreis zwischen Borken und Mecklar z. B. zu 129% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M207 reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 93%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 60%.

Nach alledem wäre die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

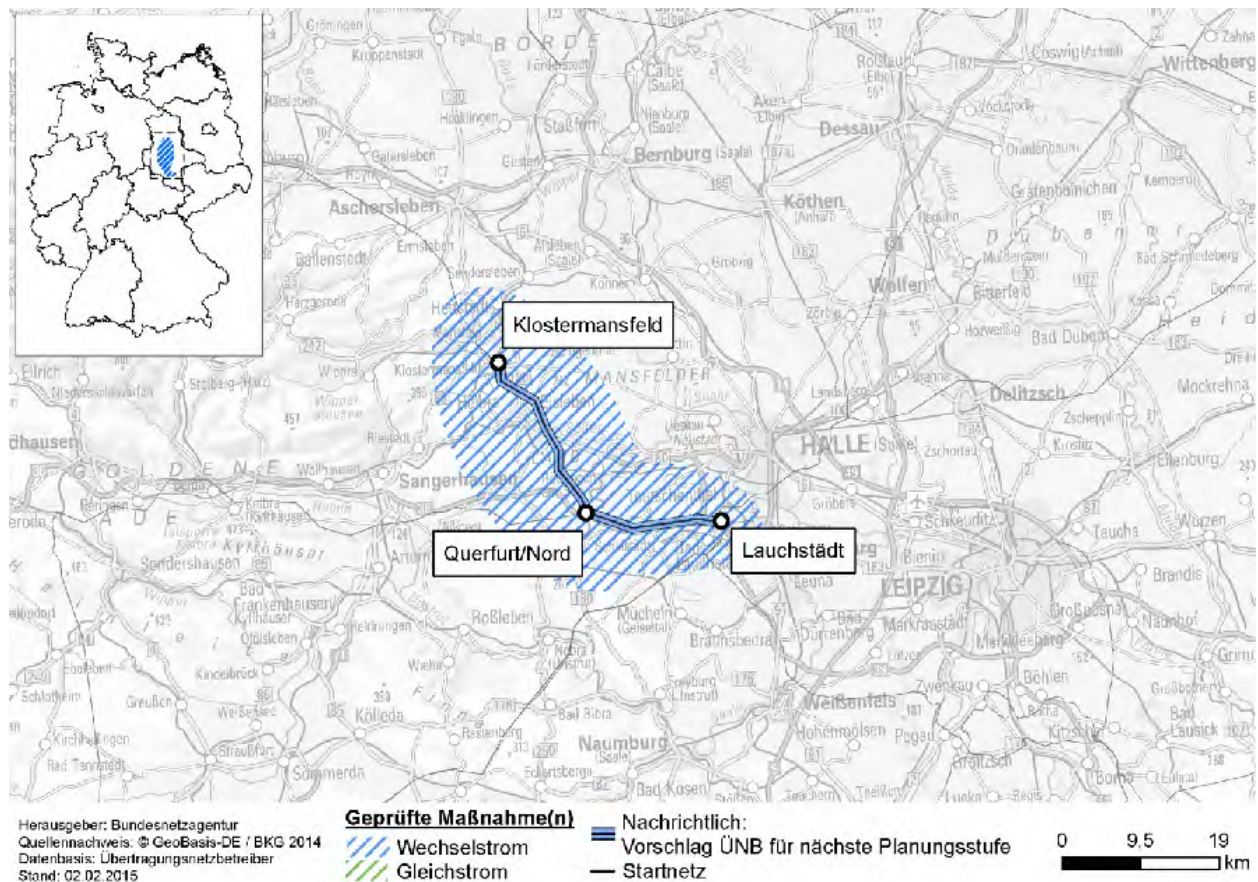
Szenario A2024

Die Maßnahme M207 wurde im Szenario A2024 seitens der Übertragungsnetzbetreiber nicht vorgeschlagen.

Ergebnis

Die Maßnahme M207 ist nach Prüfung im vollständigen Zielnetz des Szenarios B2024* als wirksam und erforderlich anzusehen. Auch auf Grundlage der Gutachter-Marktm modellierung (verringerte Einspeisung aus erneuerbaren Energien) erwies sich die Maßnahme in der sequenziellen Prüfung als wirksam und erforderlich.

Projekt P124: Klostermansfeld – Lauchstädt



Entsprechend Szenario B2024* wäre am UW Klostermansfeld und dem geplanten UW Querfurt/Nord eine zusätzliche EE-Leistung von ca. 1750 MW anzuschließen. Die Übertragungskapazität der bestehenden Leitung Klostermansfeld – Querfurt/Nord – Lauchstädt ist für diese zu erwartende Übertragungsaufgabe nicht ausreichend und soll deswegen durch einen Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung erhöht werden. Dazu dient das Projekt P124 mit seiner Maßnahme M209b.

Maßnahme M209b: Klostermansfeld – Querfurt/Nord – Lauchstädt

Maßnahme M209b (Klostermansfeld – Querfurt/Nord – Lauchstädt) wird nicht bestätigt.

Von Klostermansfeld wird über den neuen Standort Querfurt/Nord nach Lauchstädt die bestehende 380-kV-Freileitung durch einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung mit vier Stromkreisen in der bestehenden Trasse verstärkt. Hierzu sind neben dem 380-kV-Neubau Querfurt/Nord die 380-kV-Anlagen Klostermansfeld und Lauchstädt zu erweitern.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M209b liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M209b führt zu einer Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung des Zielnetzes im Szenario B2024*. Im Zielnetz ist ohne die Maßnahme M209b ein Stromkreis zwischen Lauchstädt und Querfurt/Nord in der Stunde 8238 zu 119% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M209b reduziert die Auslastung auf 87%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 7% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 40%, der Mittelwert bei 7%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Durch das Öffnen der Sammelschienenkupplung in Klostermansfeld und Querfurt/Nord lässt sich die Überlastung der Leitung zwischen Lauchstädt und Querfurt/Nord im (n-1)-Fall von 119% auf 95% reduzieren.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M209a keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Auf Basis der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme nicht als wirksam.

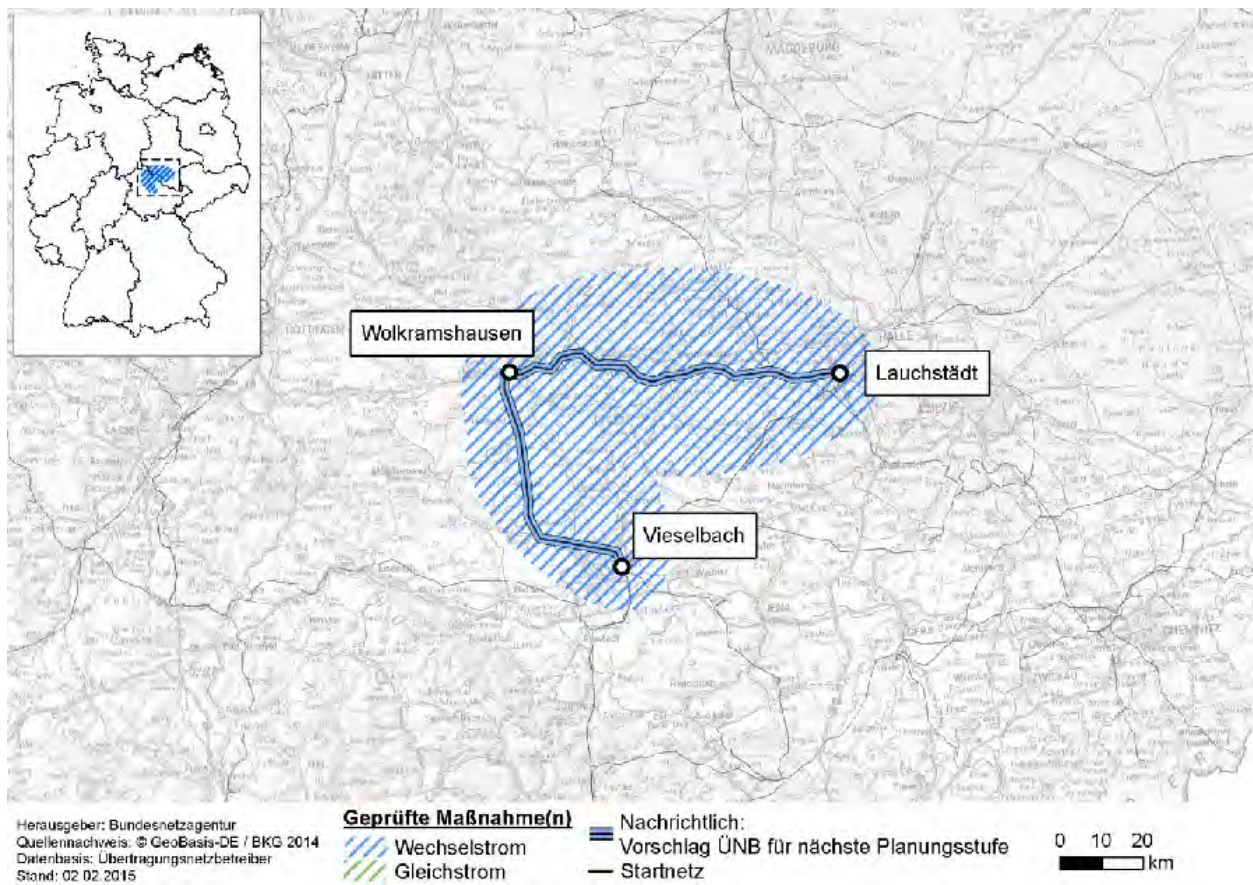
Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit 40% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M209b wäre im vollständigen Zielnetz als wirksam und erforderlich einzustufen. Allerdings kann durch zwei Topologieänderungen in Klostermansfeld und Querfurt/Nord die einschlägige Überlastung der Leitung zwischen Mehrum und Hallendorf auf unter 100% reduziert werden. Zudem erwies sich die Maßnahme in der sequenziellen Prüfung nicht als wirksam.

Projekt P150: Lauchstädt – Vieselbach



Das Szenario B2024* prognostiziert für Mecklenburg-Vorpommern, Berlin, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen einen EE-Ausbau, der zusammen mit der (aufgrund geringer Kosten für Brennstoff und CO₂-Emissionszertifikate) häufigen Marktteilnahme der Braunkohle-Bestandskraftwerke zu einem Jahresüberschuss von etwa 62 TWh in diesen Regionen führt. Die Übertragungsfähigkeit der bestehenden 220-kV-Leitung Eula – Wolframshausen – Vieselbach besitzt für diesen zukünftig zu erwartenden EE-Ausbau mit zwischen ca. 410 MVA und ca. 710 MVA pro Stromkreis eine zu geringe Übertragungskapazität. Das Projekt P150 mit der Maßnahme M352 leistet insofern einen Beitrag zu der notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit in der Region Sachsen-Anhalt.

Maßnahme M352: Lauchstädt – Wolkramshausen – Vieselbach

Maßnahme M352 (Lauchstädt – Wolkramshausen – Vieselbach) wird bestätigt.

Von Lauchstädt über Wolkramshausen und den neuen Standort Ebeleben nach Vieselbach wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung in der bestehenden 220-kV-Trasse errichtet. Hierzu sind neben dem Neubau Ebeleben die 380-kV-Anlagen in Lauchstädt und Vieselbach zu erweitern. Weiterhin ist die 220-kV-Anlage Wolkramshausen inkl. 220/110-kV-Transformation am Standort mittels 380-kV-Neubau inkl. 380/110-kV-Transformation auf 380 kV umzustellen sowie ein 380/220-kV-Netzkuppler in Lauchstädt vorzusehen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer meint, aus den Unterlagen sei nicht eindeutig erkennbar, ob es sich bei der Maßnahme um eine Umbeseilung des bestehenden 220-kV-Systems handle oder ob eine neue 380-kV-Trasse geplant werde.

Laut Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz ist eine Umbeseilung der bestehenden 220-kV-Leitungen aufgrund der alten Masten und deren Maststatik nicht möglich. Es müssten neue Masten in der Trasse errichtet werden. Dazu würden die alten Masten zurückgebaut und neue Masten in gleicher Trasse errichtet (vgl. Beschreibung im „Zweiten Entwurf Netzentwicklungsplan Strom 2014“, S. 391 – 393).

Durch die Veränderung des Netzverknüpfungspunkts des Korridors D von Lauchstädt zu Wolmirstedt sei der Bedarf für die Maßnahme M352 nicht mehr gegeben bzw. die Begründung nicht mehr tragfähig. Zudem sei im Jahr 2013 bereits eine 110-kV-Leitung zwischen Greußen und Menteroda errichtet worden, welche direkt in den Netzverknüpfungspunkt Vieselbach eingebunden sei. Der festgestellte Bedarf könne deshalb nur durch das Braunkohlekraftwerk Schkopau, welches in direkter Nähe zum Netzverknüpfungspunkt Lauchstädt liegt, begründet sein.

Während der Prüfung der Maßnahme wurde bereits der Standort Wolmirstedt als nördlicher Netzverknüpfungspunkt des Korridor D verwendet. Die beschriebene 110-kV-Leitung bringt im (n-1)-Fall keine ausreichende Entlastung der 220-kV-Leitung.

Energieerzeugung und Markt orientieren sich nicht am Netz, sondern umgekehrt ist der Netzausbau (nur) die logische Folge bestimmter Rahmenbedingungen. Das Netz ist damit nicht ursächlich dafür, dass ein bestimmter Brennstoff günstiger verstromt werden kann als andere. Es bestimmt nicht darüber, ob und welche konventionellen Kraftwerke einspeisen. Vielmehr hat jedes Kraftwerk grundsätzlich ein Recht darauf, an das Netz angeschlossen zu werden, um so am Strommarkt teilnehmen zu können. Das Netz darf auch keine politische Stellschraube zur gezielten Förderung oder Diskriminierung einer bestimmten Erzeugungstechnologie sein, sondern es muss der Versorgungssicherheit und einem marktwirtschaftlich organisierten Elektrizitätsmarkt dienen. Welche Erzeugungsanlagen bzw. Kraftwerke zu einem bestimmten Zeitpunkt Strom in das Netz einspeisen, hängt unter anderem von den Grenzkosten für die Stromproduktion ab. Dadurch ist es durchaus möglich, dass auch konventionell erzeugter Strom über die neuen Leitungen abtransportiert wird.

Unabhängig davon wurde auf Grund der Stellungnahme eine Untersuchung ohne Einspeisung durch das Braunkohlekraftwerk Schkopau durchgeführt. Sie ergab, dass die 220-kV-Leitung auch ohne Strom aus Schkopau im (n-1)-Fall überlastet wäre.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M352 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M352 ist ein Stromkreis zwischen Lauchstädt und Vieselbach in der Stunde 7920 zu 141% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M352 reduziert die Auslastung dann auf 96%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im Zielnetz wird die Leitung in 17% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 43% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 11%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M352 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung anhand der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme M352 in der dritten Iteration als wirksam. Maßgeblich war der Netznutzungsfall der Stunde 2440. Ohne die Maßnahme ist ein Stromkreis zwischen Lauchstädt und Vieselbach zu 118% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M352 reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 81%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 36%. Nach alledem wäre die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

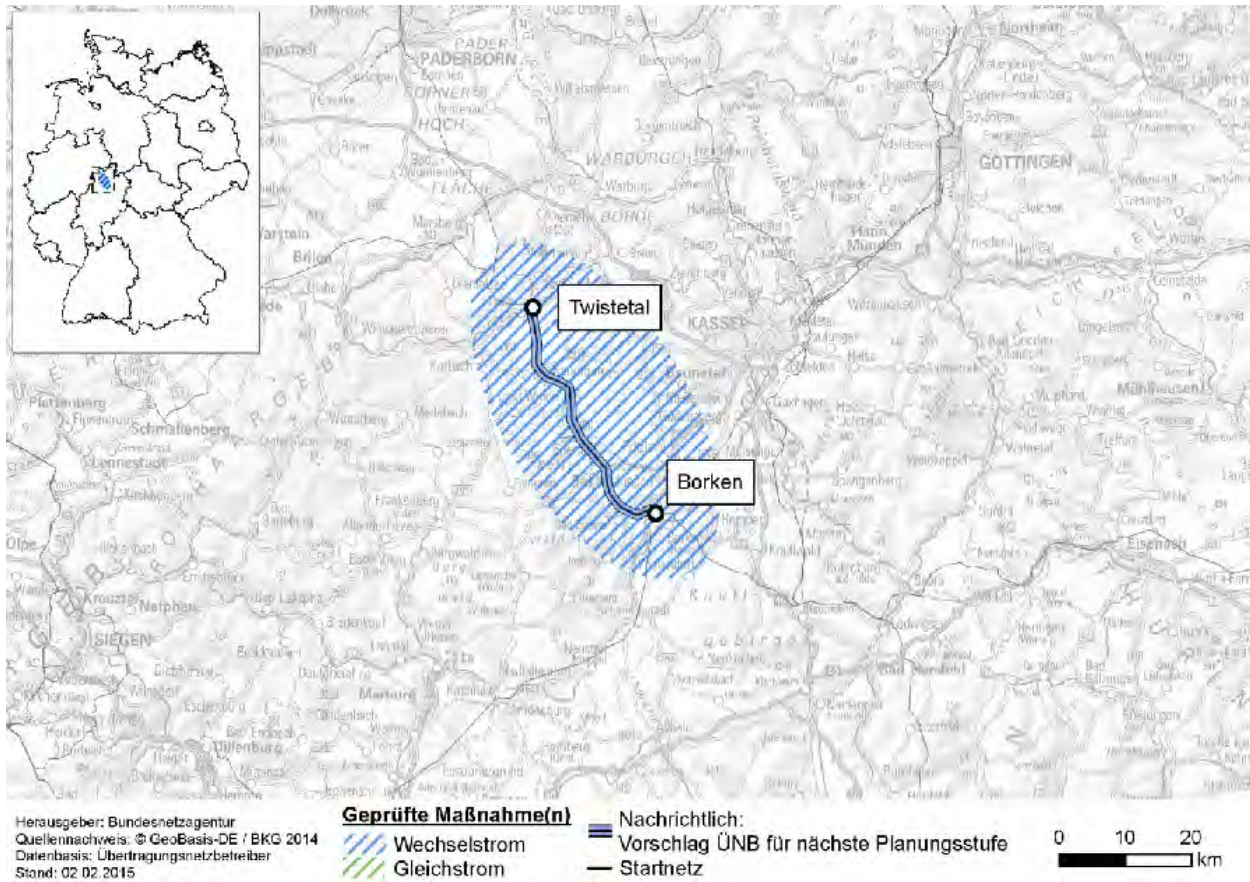
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit 34% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M352 ist nach Prüfung im vollständigen Zielnetz des Szenarios B2024 als wirksam und erforderlich anzusehen. Auf Grundlage der Gutachter-Marktmodellierung (verringerte Einspeisung aus erneuerbaren Energien) erwies sie sich in der sequenziellen Prüfung ebenfalls als wirksam und erforderlich.

Projekt P151: Borken – Twistetal



Maßnahme M353: Borken – Twistetal

Maßnahme M353 (Borken – Twistetal) wird bestätigt.

Im Rahmen der Maßnahme M353 des Projekts P151 ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitungen zwischen Borken und Twistetal vorgesehen. Die Stromtragfähigkeit der Leitungen soll erhöht werden, um dem steigenden Bedarf zu entsprechen. Die bestehende Leitung ist eine wichtige Ost-West-Verbindung und derart hoch ausgelastet, dass keine (n-1)-Sicherheit mehr gewährleistet werden kann. Um die (n-1)-Sicherheit wieder herzustellen sollen die Anlagen sowie die Leitungen ertüchtigt werden.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2021

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M353 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M353 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung des Zielnetzes im Szenario B2024. Im Zielnetz ist ohne die Maßnahme M353 ein Stromkreis zwischen Borken und Twistetal beispielsweise in der Stunde 248 zu 110% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M353 reduziert die Auslastung dann auf 83%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im Zielnetz wird die Leitung in 16% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 57% liegt. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M353 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Dabei erwies sie sich in der ersten Iteration als wirksam. Maßgeblich war der Netznutzungsfall der Stunde 1340. Ohne die Maßnahme ist ein Stromkreis zwischen Borken und Twistetal zu 131% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M353 reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 97%. Die maximale Auslastung im Jahr beträgt 66%. Nach alledem wäre die Maßnahme auch bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windkraft und bei einer Kappung von Erzeugungsspitzen erforderlich.

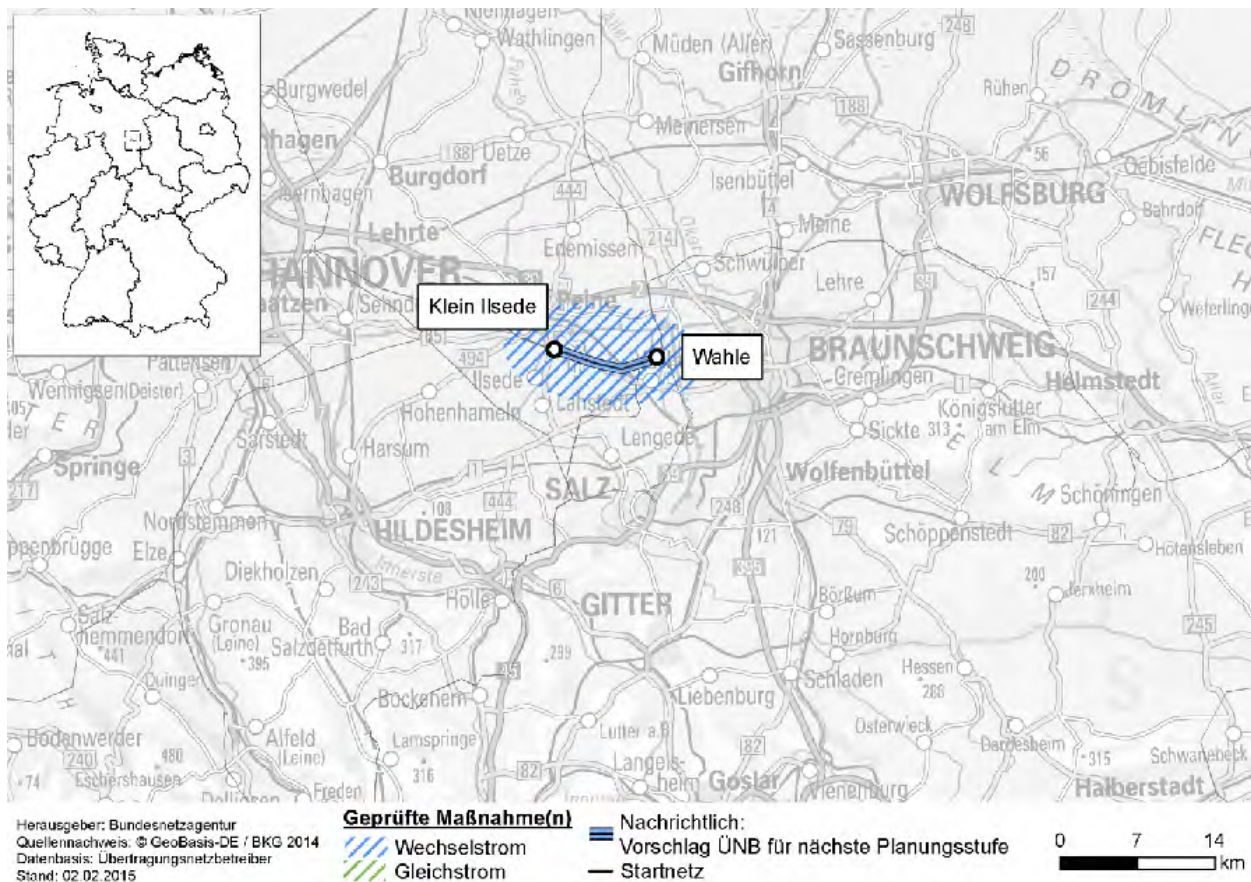
Szenario A2024

Selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme M353 mit 54% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme M353 wird bestätigt.

Projekt P152: Wahle – Grohnde



Das Projekt P152 soll die Stromtragfähigkeit der bestehenden Leitung erhöhen, die eine wichtige Ost-West-Spanne im Höchstspannungsnetz bildet. Der Projektname „Wahle – Grohnde“ bezieht sich auf die Maßnahme M354 Wahle – Klein Ilsede sowie auf die Maßnahme M370 Klein Ilsede – Grohnde. Die Maßnahme M370 ist jedoch nicht im Szenario B2024* enthalten. Im Szenario B2024* enthält Projekt P152 lediglich die Maßnahme M354.

Maßnahme M354: Wahle – Klein Ilsede

Maßnahme M354 (Wahle – Klein Ilsede) wird nicht bestätigt.

Im Rahmen der Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Wahle und Klein Ilsede vorgesehen. Die Stromtragfähigkeit der Leitungen soll erhöht werden, um dem steigenden Bedarf zu entsprechen. Dazu sollen die Anlagen sowie die Leitungen ertüchtigt werden.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M354 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M354 führt zu einer Entlastung einer ansonsten hoch ausgelasteten Leitung des Zielnetzes im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M354 ist ein Stromkreis zwischen Wahle und Klein Ilsede beispielsweise in der Stunde 2366 zu 99% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M354 reduziert die Auslastung dann auf 75%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* nicht wirksam, da im (n-1)-Fall keine Überlastung einer bestehenden Leitung ersichtlich ist.

Erforderlichkeit

Im Zielnetz wird die Leitung in 52% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 62% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 23%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Durch das Öffnen der Sammelschienenkupplung in Wahle lässt sich die Auslastung der Leitung zwischen Wahle und Klein Ilsede im (n-1)-Fall von 99% auf 92% reduzieren.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M354 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Auf Basis der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme nicht als wirksam.

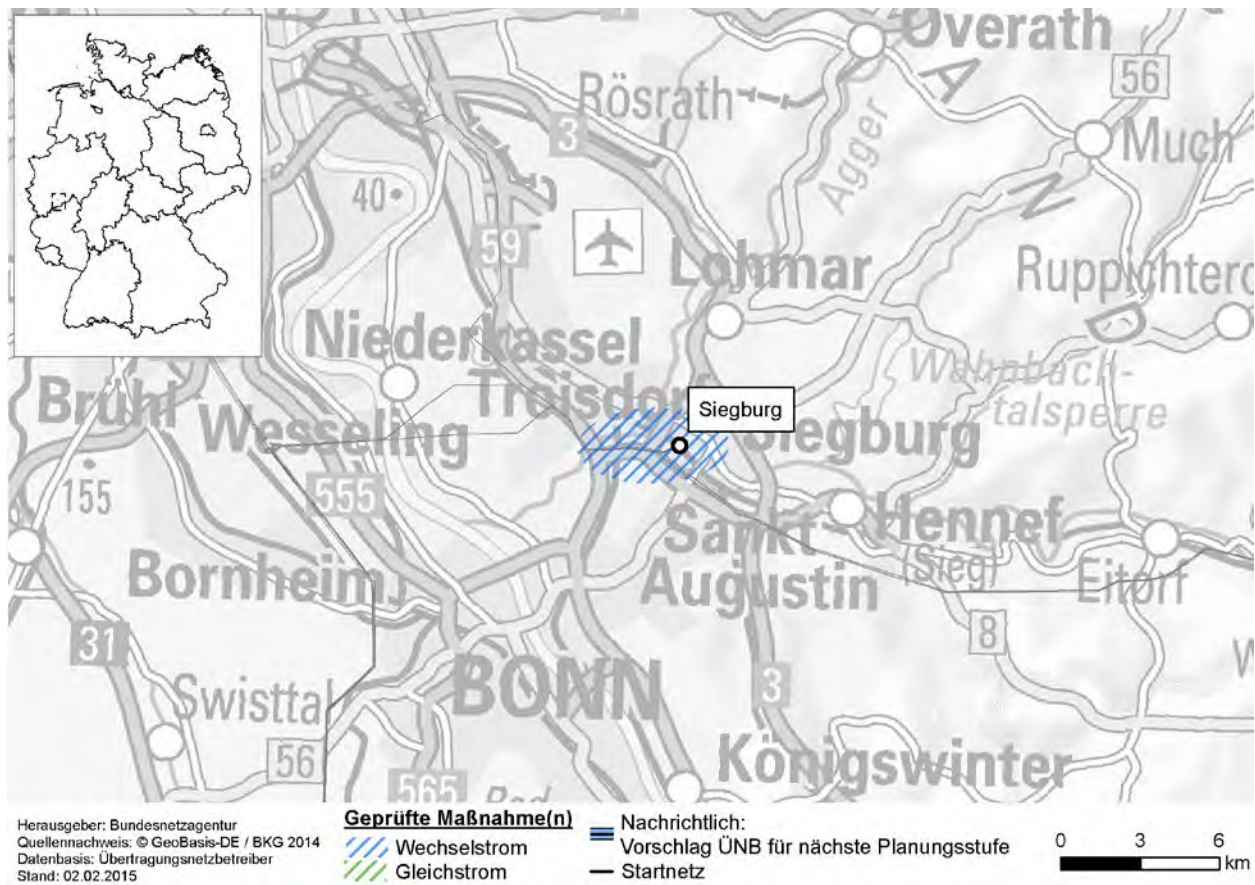
Szenario A2024

Im Szenario A2024 haben die Übertragungsnetzbetreiber die Maßnahme M354 nicht vorgeschlagen.

Ergebnis

Die Maßnahme M354 ist nach Prüfung auf Grundlage des vollständigen Zielnetzes im Szenario B2024* nicht wirksam. Im (n-1)-Fall ohne Maßnahme wird keine bestehende Leitung überlastet, die Belastung erreicht nur 99%. Außerdem lässt sich diese Auslastung durch eine Schalthandlung (Öffnen der Sammelschienenkupplung in Wahle) auf 92% reduzieren. Auch in der sequenziellen Prüfung erwies sich die Maßnahme M354 nicht als wirksam.

Projekt P154: Köln/Bonn



Das Projekt P154 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Gebiet Köln/Bonn und enthält die Maßnahme M356.

Maßnahme M356: Siegburg

Maßnahme M356 (Siegburg) wird nicht bestätigt.

Die bereits vorhandene 380/220-kV-Schaltanlage in Siegburg soll um einen 380/220-kV-Transformator mit dazugehöriger 380-kV-Zuleitung erweitert werden.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): keine Angabe

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer trägt vor, dass die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgenommene Priorisierung der Maßnahme M356 trotz Erläuterung ihrer qualitativen Bedeutung mangels quantifizierter Fakten nicht nachvollziehbar sei. Für eine bessere Plausibilisierung der einzelnen Maßnahmen wären nähere Angaben zu den technischen Eigenschaften erforderlich.

Die elektrotechnische Prüfung der Maßnahme wird nachfolgend dargestellt. Die dabei zugrunde gelegte Methodik wird in Abschnitt II F näher erläutert. Der gesamte NEP-Prozess wird durch die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur fortlaufend weiterentwickelt und optimiert, um die Ergebnisse für alle interessierten Leser so verständlich und nachvollziehbar wie möglich darzustellen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M356 führt zu einer Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Im Zielnetz ist ohne die Maßnahme M356 ein Stromkreis zwischen Dünnwald und Gremberg beispielsweise in der Stunde 785 zu 108% belastet, wenn ein Stromkreis zwischen Dünnwald und Opladen ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M356 reduziert die Auslastung dann auf 96,7%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 17% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 44%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Im untersuchten Netznutzungsfall konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M356 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Auf Basis der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme nicht als wirksam.

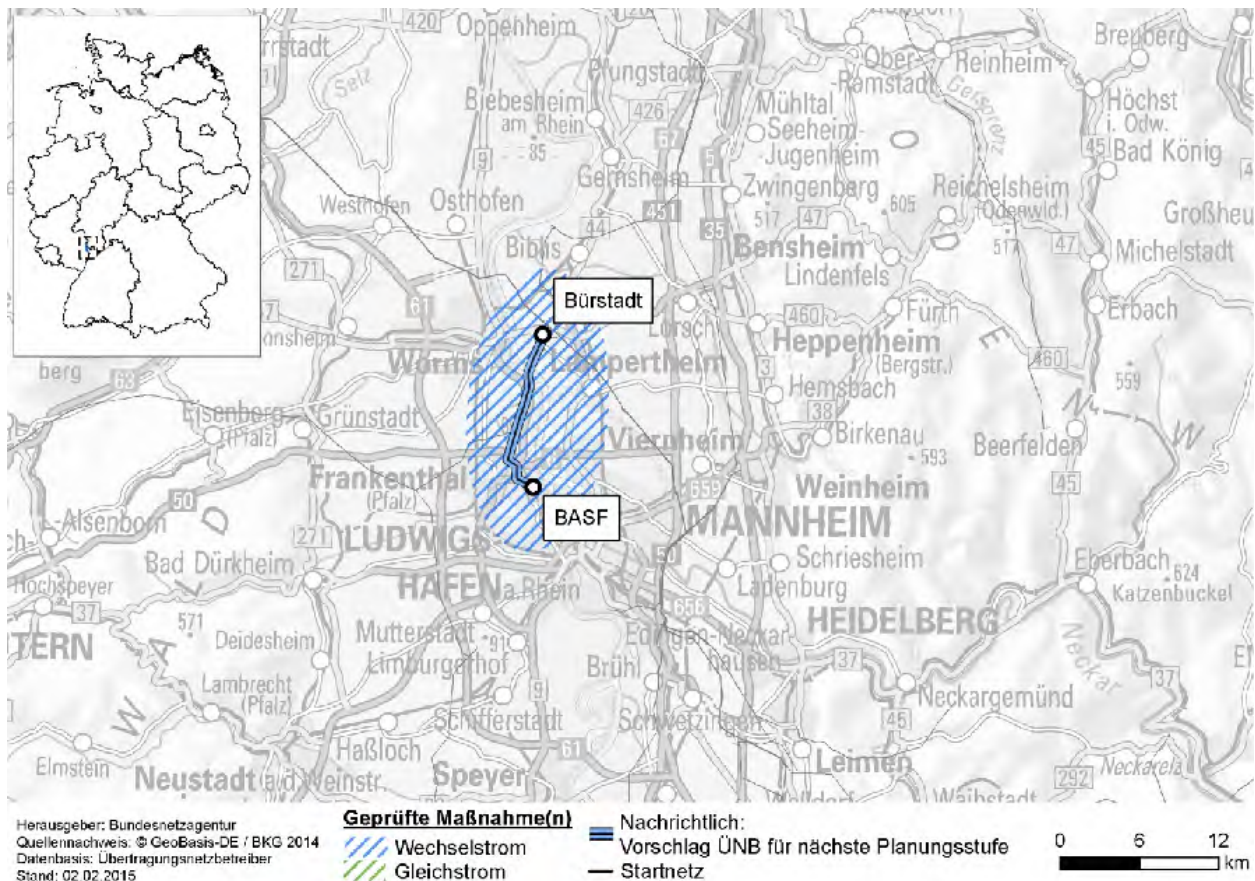
Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 31% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Basierend auf den Eingangsdaten des Szenarios B2024* ist die Maßnahme zwar sowohl wirksam als auch erforderlich. In der Gutachter-Marktmodellierung kann die Wirksamkeit jedoch nicht nachgewiesen werden, da bereits ohne die Maßnahme keine Überlastung im (n-1)-Fall vorliegt.

Projekt P159: Bürstadt – BASF – Lambsheim – Daxlanden



Das Projekt P150 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität von Bürstadt in Richtung Süden (Daxlanden/Baden-Württemberg) und Westen (Uchtelfangen/Saarland). Im Szenario B2024* enthält es die Maßnahme M62.

Maßnahme M62: Bürstadt – BASF

Maßnahme M62 (Bürstadt – BASF) wird nicht bestätigt.

Zwischen den 220-kV-Anlagen Bürstadt und BASF wird ein Neubau einer 380-kV-Leitung in bestehender Trasse erforderlich.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): keine Angabe

Konsultation

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass die vorgeschlagene Topologieänderung, bei welcher die Sammelschienen gekuppelt betrieben werden, aus seiner Sicht technisch nicht zulässig sei. Bei einer

gekuppelten Fahrweise des Netzes würden die maximalen Kurzschlussleistungen des 220-kV-Werksnetzes der BASF dauerhaft überschritten. Des Weiteren würde die Verfügbarkeit bei Netzstörungen eingeschränkt, da eine Versorgung aus zwei unabhängigen Netzen nicht mehr gegeben wäre.

Die Wirksamkeit der Maßnahme konnte in der Prüfung nachgewiesen werden. Das Öffnen einer Sammelschienenkupplung behob die Überlastung im (n-1)-Fall ebenfalls wirksam. Da es sich bei der angesprochenen Sammelschiene um die Übergabestelle zum Werksnetz der BASF handelt, wäre die Topologieänderung jedoch in der Tat nicht zulässig.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M62 führt zu einer signifikanten Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M62 ist ein Stromkreis zwischen Bürstadt und BASF in der Stunde 8245 zu 124% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M62 reduziert die Auslastung dann auf 36%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in keiner der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 16%.

Damit wäre die Maßnahme gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* nicht erforderlich.

Topologiemassnahmen

Die in der Prüfung angewandte Topologieänderung des Schließens der Sammelschienenkupplungen in Bürstadt und BASF ist nicht zulässig. Dies ergab die Auswertung der Stellungnahmen zu dieser Maßnahme. Eine weitere angemessene Topologieänderung wurde nicht gefunden.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M62 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Auf Basis der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme nicht als wirksam.

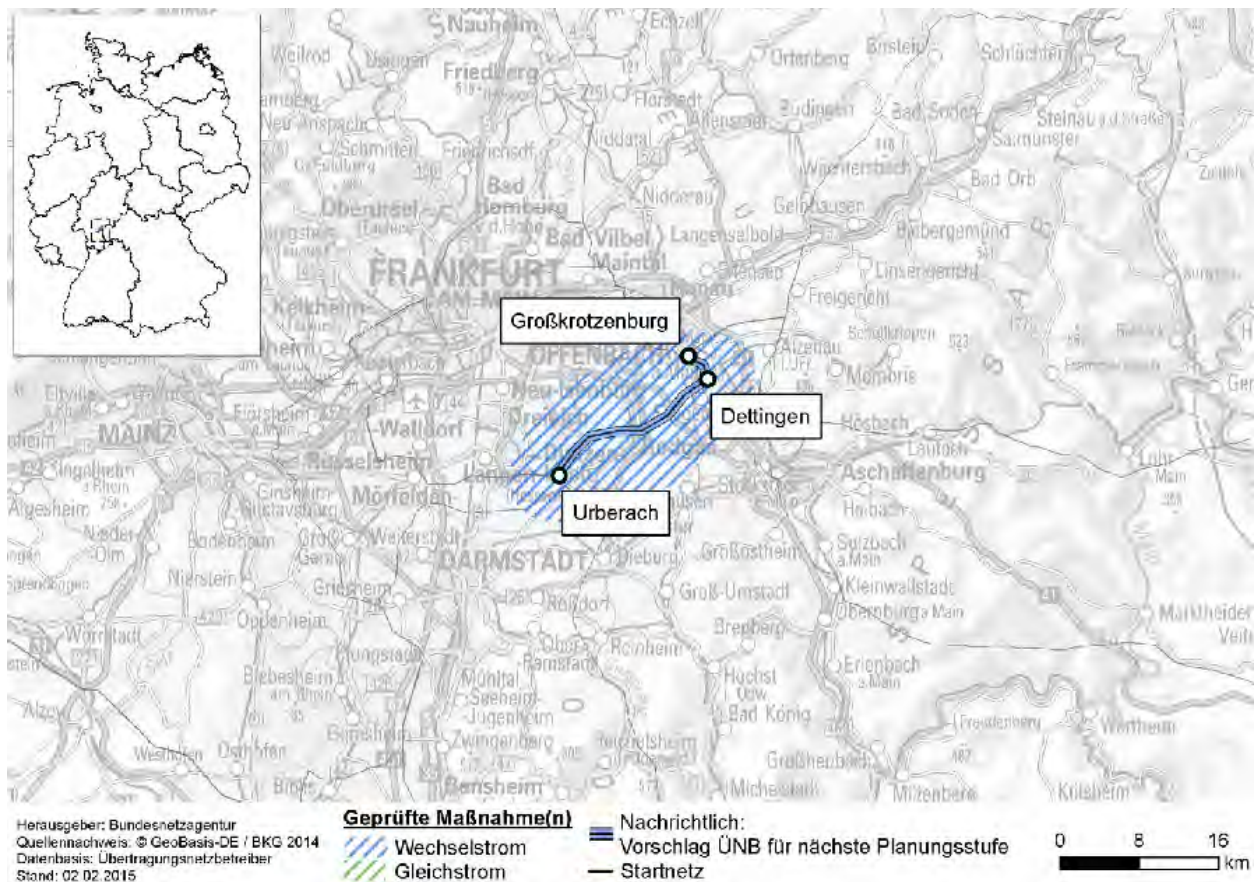
Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 16% nicht ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Basierend auf den Eingangsdaten des Szenarios B2024* ist die Maßnahme wirksam. Aufgrund der niedrigen Auslastung ist sie jedoch weder im Szenario B2024* noch unter Berücksichtigung der Gutachter-Marktmodellierung noch im Szenario A2024 erforderlich. Auch die Wirksamkeit kann in der Berechnung der Gutachter-Marktmodellierung nicht nachgewiesen werden.

Projekt P161: Bereich südöstlich von Frankfurt



Das Projekt P161 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität aus der Region Frankfurt in südwestliche Richtung. Dazu wird das Netz zwischen Großkrotzenburg und Urberach erweitert. Im Szenario B2024* enthält das Projekt die Maßnahme M91.

Maßnahme M91: Großkrotzenburg – Urberach

Maßnahme M91 (Großkrotzenburg – Urberach) wird nicht bestätigt.

Zur Kapazitätserhöhung im Raum Frankfurt soll zusätzlich zum Projekt P42 ein Ersatzneubau der bestehenden 380-kV-Leitung Großkrotzenburg – Dettingen – Urberach erfolgen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): keine Angabe

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M91 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M91 führt zu einer Entlastung einer ansonsten überlasteten Leitung im vollständigen Zielnetz im Szenario B2024*. Ohne die Maßnahme M91 sind in der Stunde 7920 ein Stromkreis zwischen Dettingen und Urberach zu 96% und die Leitung von Großkrotzenburg nach Dettingen zu 104% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M91 reduziert diese Auslastungen dann auf 83% beziehungsweise 90%.

Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Im vollständigen Zielnetz besteht in 35% der betrachteten Stunden eine Auslastung der Leitung über 20%. Die maximale Auslastung liegt bei 56%. Die Maßnahme wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* erforderlich.

Topologiemassnahmen

Durch das Öffnen der Sammelschienenkupplung in Urberach können im angegebenen Netznutzungsfall die Belastung der Leitung zwischen Dettingen und Urberach auf 78% und die Belastung zwischen Dettingen und Großkrotzenburg auf 88% gesenkt werden. Durch diese Topologieänderung kann die Überlastung demnach ebenfalls wirksam behoben werden.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M91 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Auf Basis der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme nicht als wirksam.

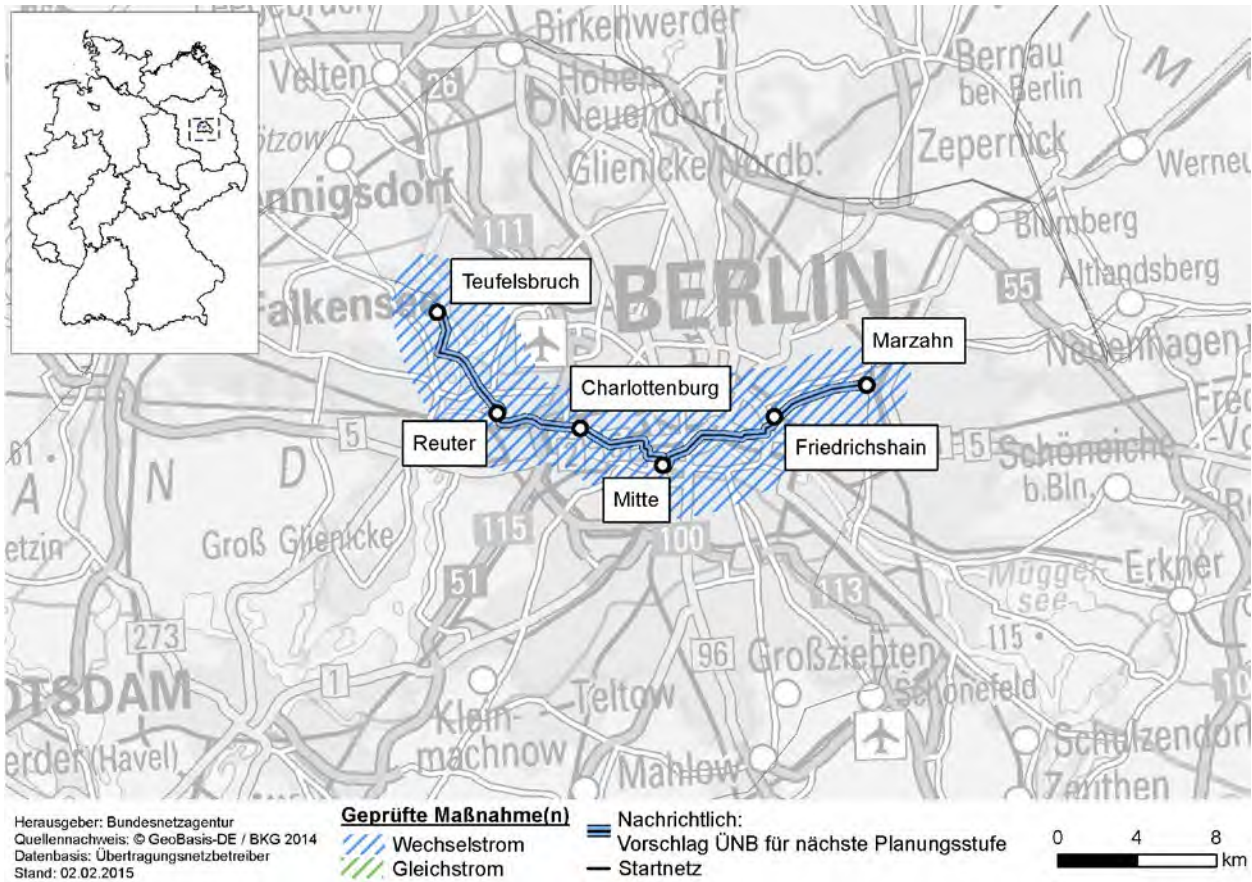
Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 61% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Basierend auf den Eingangsdaten des Szenarios B2024* ist die Maßnahme M91 zwar wirksam, eine Topologieänderung behebt die Überlastung jedoch ebenfalls wirksam. Des Weiteren konnte bei der Untersuchung anhand der Gutachter-Marktmodellierung keine Wirksamkeit nachgewiesen werden.

Projekt P180: Marzahn – Teufelsbruch



Das Projekt P180, die sogenannte „Berliner Kabeldiagonale“, dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Berlin. Es sieht aufgeteilt in die Maßnahmen M406, M408, M410, M411 und M414 (im Szenario B2024*) einen Austausch der vorhandenen Kabelstrecken zwischen den UW Marzahn, Friedrichshain, Mitte, Charlottenburg, Reuter und Teufelsbruch vor. Das bestehende Kabel weist mit 1.070 MVA pro Stromkreis eine zu geringe Übertragungskapazität auf und soll gegen ein Kabel mit einer höheren Kapazität von ca. 1.700 MVA pro Stromkreis ausgetauscht werden. Die Kabeldiagonale wird zukünftig neben dem Übertragungsbedarf an konventionell erzeugter Energie auch mit der stetig steigenden Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien belastet, wofür die bisherige Übertragungsfähigkeit der bestehenden Kabel nicht ausreichen wird.

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten des Projekts P180 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Maßnahme M406: Marzahn – Friedrichshain

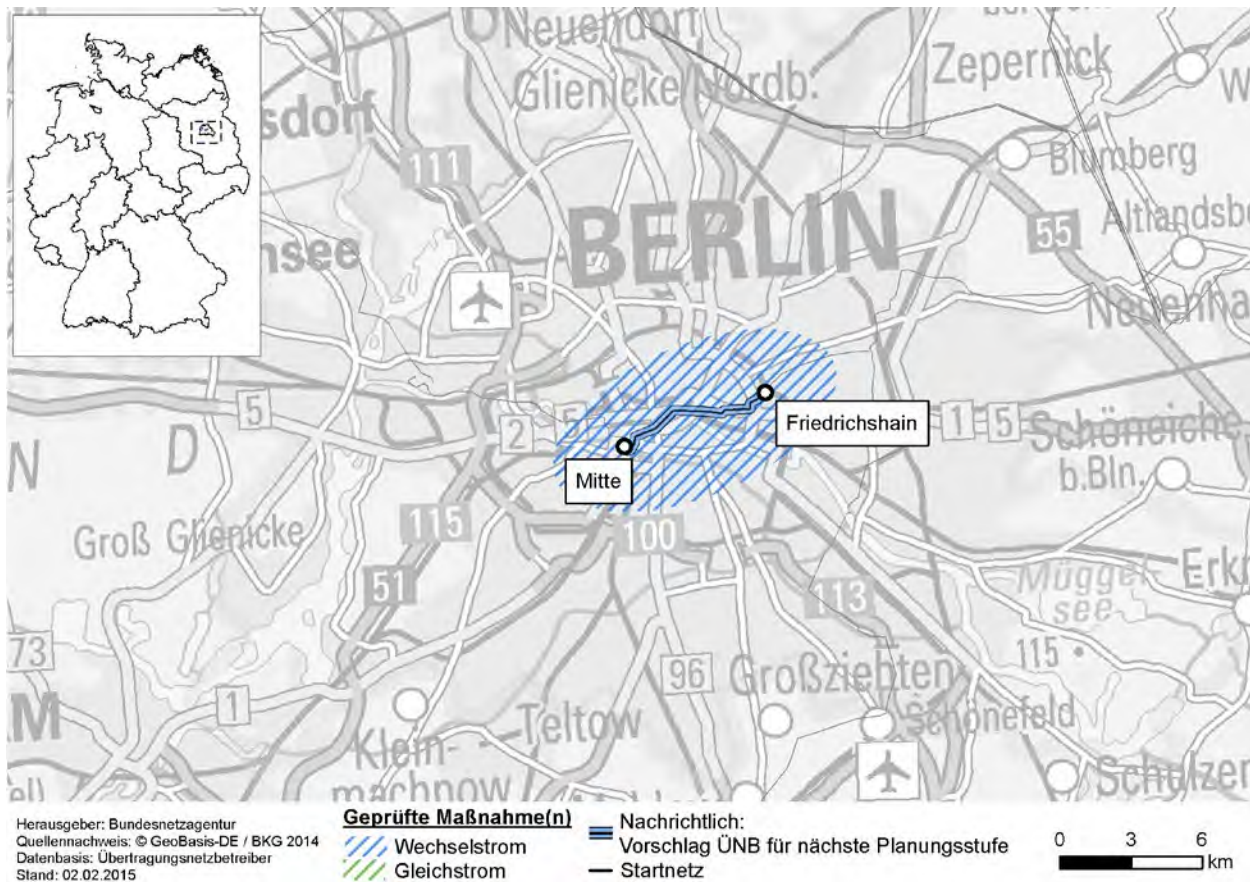


Maßnahme M406 (Marzahn – Friedrichshain) wird nicht bestätigt.

Vom UW Berlin-Marzahn zum UW Berlin-Friedrichshain ist anstelle des bestehenden 380-kV-Kabels ein neues 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungsfähigkeit in Tunnelbauweise erforderlich. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Marzahn und Friedrichshain zu ertüchtigen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Maßnahme M408: Friedrichshain – Mitte

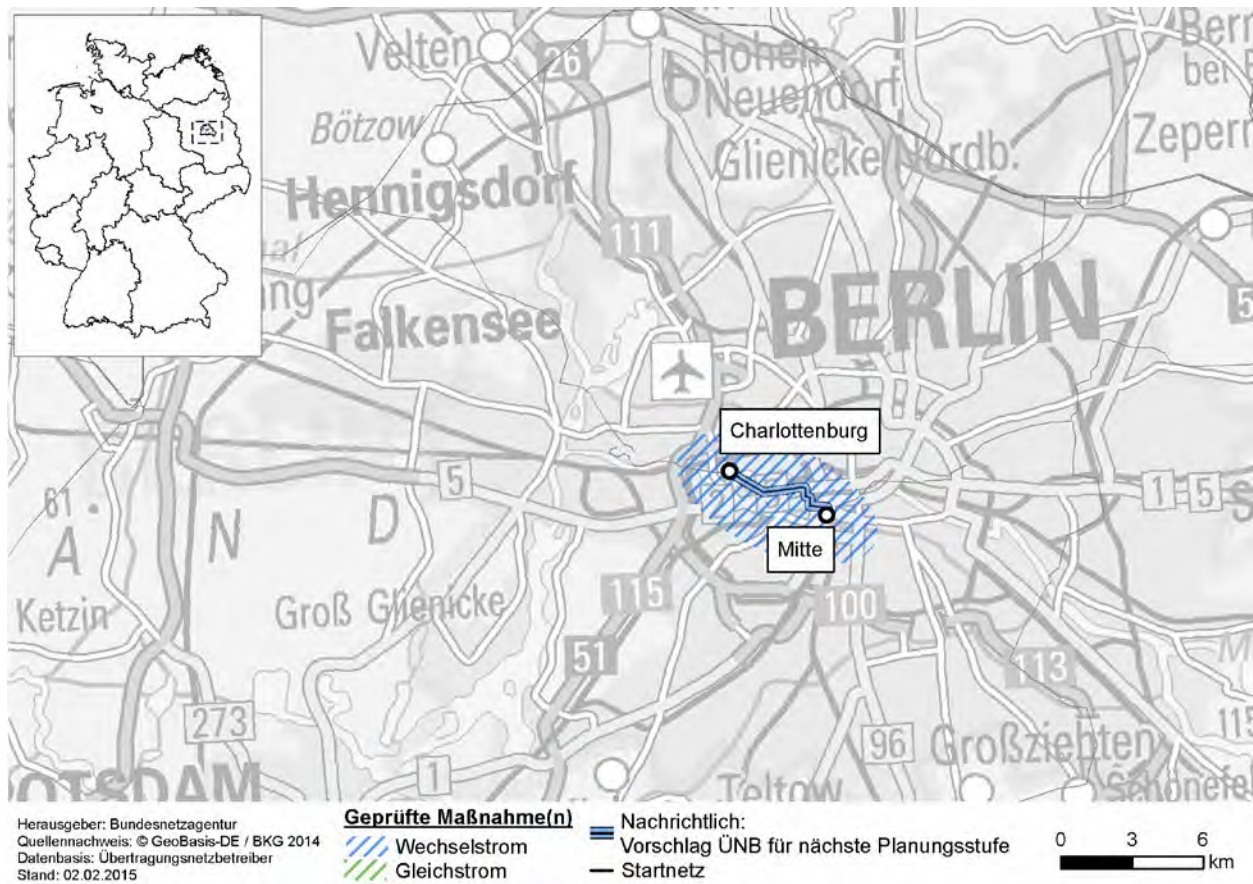


Maßnahme M408 (Friedrichshain – Mitte) wird nicht bestätigt.

Vom UW Berlin-Friedrichshain zum UW Berlin-Mitte ist anstelle des bestehenden 380-kV-Kabels ein neues 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungsfähigkeit in Tunnelbauweise erforderlich. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Friedrichshain und Mitte zu ertüchtigen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Maßnahme M410: Mitte – Charlottenburg

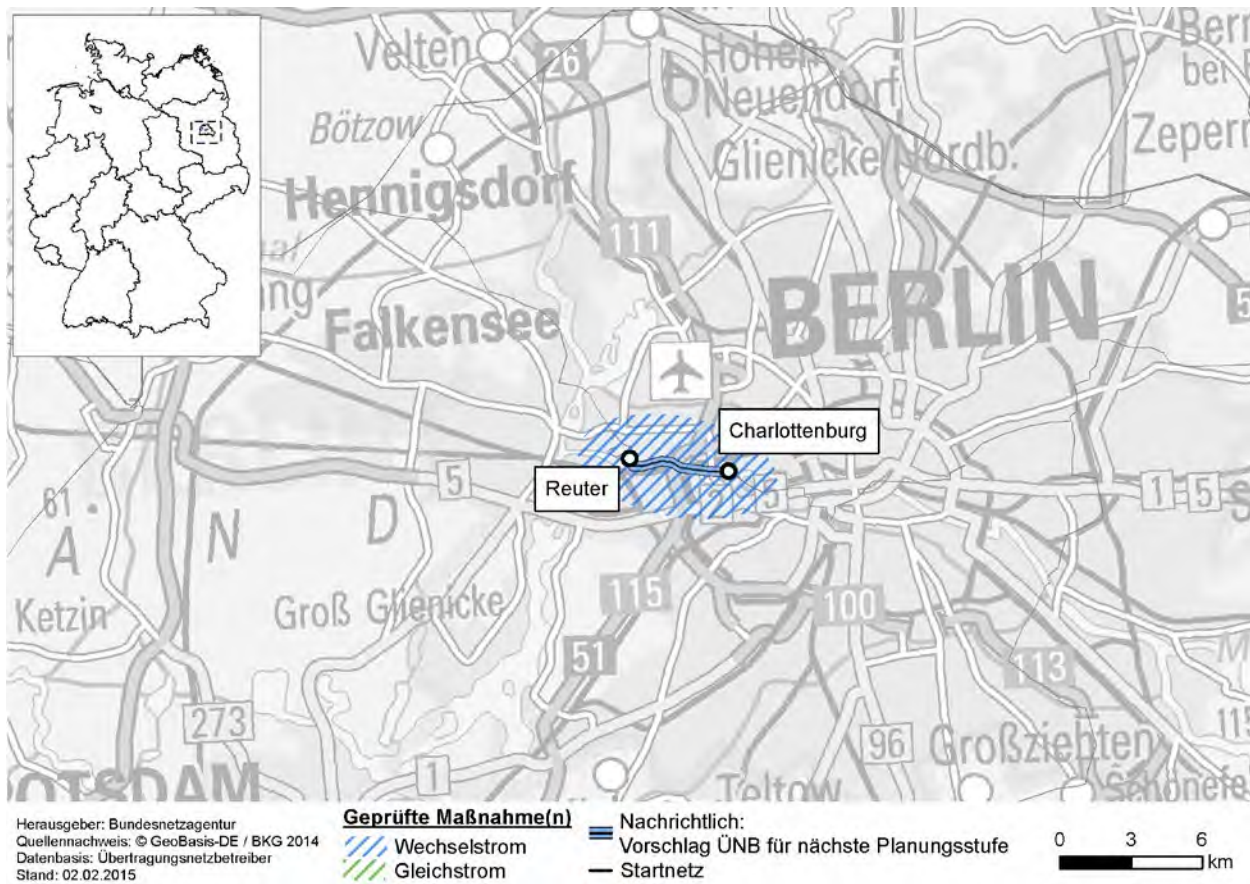


Maßnahme M410 (Mitte – Charlottenburg) wird nicht bestätigt.

Vom UW Berlin-Mitte zum UW Berlin-Charlottenburg ist anstelle des bestehenden 380-kV-Kabels ein neues 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungsfähigkeit in Tunnelbauweise erforderlich. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Charlottenburg und Mitte zu ertüchtigen bzw. zu erweitern.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Maßnahme M411: Charlottenburg – Reuter

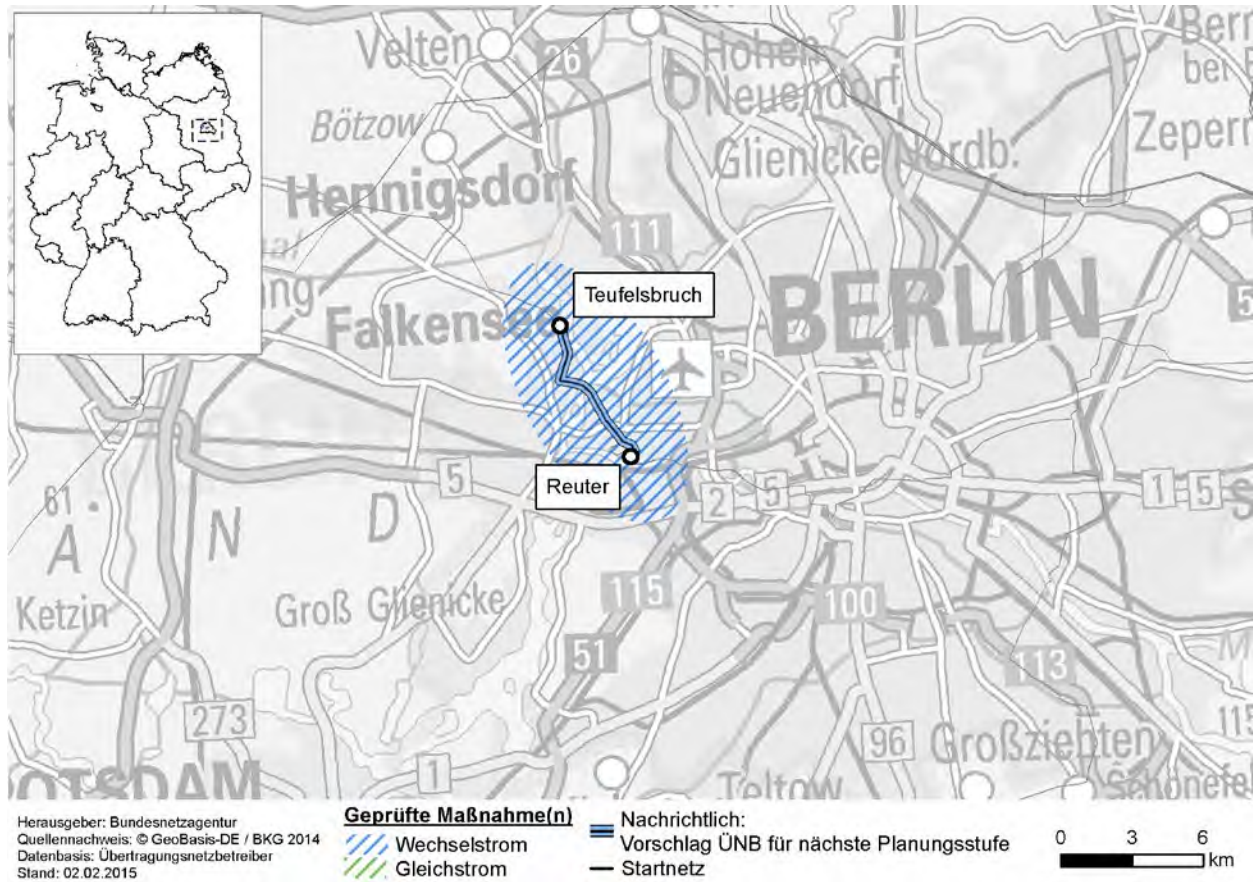


Maßnahme M411 (Charlottenburg – Reuter) wird nicht bestätigt.

Vom UW Berlin-Charlottenburg zum UW Berlin-Reuter ist anstelle des bestehenden 380-kV-Kabels ein neues 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungsfähigkeit in Tunnelbauweise erforderlich. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Reuter und Charlottenburg zu ertüchtigen bzw. zu erweitern.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Maßnahme M414: Reuter – Teufelsbruch



Maßnahme M414 (Reuter – Teufelsbruch) wird nicht bestätigt.

Vom UW Berlin-Reuter zum UW Berlin-Teufelsbruch ist anstelle des bestehenden 380-kV-Kabels ein neues 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungsfähigkeit in Tunnelbauweise erforderlich. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Reuter und Teufelsbruch zu ertüchtigen.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Wirksamkeit

Die Maßnahmen M406, M408, M410, M411 und M414 beheben auf Grundlage des Szenarios B2024* wirksam eine (n-1)-Verletzung. Die Maßnahmen wurden getrennt voneinander auf ihre Wirksamkeit untersucht.

Maßnahme M406:

Ohne die Maßnahme M406 ist ein Stromkreis zwischen Marzahn und Friedrichshain in der Stunde 2328 zu 138% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M406 reduziert die Auslastung dann auf 94%. Die Maßnahme M406 wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Maßnahme M408:

Ohne die Maßnahme M408 ist ein Stromkreis zwischen Friedrichshain und Mitte in der Stunde 925 zu 134% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M408 reduziert die Auslastung dann auf 91%. Die Maßnahme M408 wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Maßnahme M410:

Ohne die Maßnahme M410 ist ein Stromkreis zwischen Berlin-Mitte und Charlottenburg in der Stunde 2328 zu 114% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M410 reduziert die Auslastung dann auf 75%. Die Maßnahme M410 wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Maßnahme M411:

Ohne die Maßnahme M411 ist ein Stromkreis zwischen Charlottenburg und Reuter in der Stunde 2328 zu 103% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch die Maßnahme M411 reduziert sich die Auslastung dann auf 68%. Die Maßnahme M411 wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Maßnahme M414:

Ohne die Maßnahme M414 ist ein Stromkreis zwischen Reuter und Teufelsbruch in der Stunde 1539 zu 103% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Maßnahme M414 reduziert die Auslastung dann auf 69%. Die Maßnahme M414 wäre gemessen am kompletten Zielnetz im Szenario B2024* folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Die maximalen Auslastungen der Maßnahmen M406, M408, M410, M411 und M414 liegen zwischen 35% und 52%. Alle Maßnahmen sind demnach erforderlich.

Topologiemassnahmen

In den untersuchten Netznutzungsfällen der einzelnen Maßnahmen M406, M408, M410, M411 und M414 konnte keine Topologiemassnahme gefunden werden, die als Alternative zur geprüften Maßnahme angemessen wäre.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahmen M406, M408, M410, M411 und M414 keine Maßnahmen aus dem Bundesbedarfsplan sind, wurden sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Ohne die Maßnahmen M406, M408 und M414 konnten bei der Reduktion der Offshore-Leistung und Spitzenkappung der Gutachter-Marktmodellierung im (n-1)-Fall Überlastungen von 115%, 104% und 109% auf den entsprechenden bisherigen Teilstücken der „Berliner Kabeldiagonale“ festgestellt werden. Diese Überlastungen können mit den Maßnahmen auf 78%, 71% bzw. 74% reduziert werden. Auf den Teilstücken der Maßnahmen M410 und M411 kann bei der Gutachter-Marktmodellierung hingegen auch im (n-1)-Fall keine Auslastung über 100% festgestellt werden.

Die maximalen Auslastungen der Maßnahmen M406, M408, M410, M411 und M414 liegen zwischen 28% und 41%. Alle Maßnahmen wären demnach erforderlich.

Szenario A2024

Die Maßnahmen M406, M408 und M414 wurden seitens der Übertragungsnetzbetreiber im Szenario A2024 nicht aufgeführt. Die Maßnahmen M410 und M411 wären selbst im Zielnetz des Szenarios A2024 mit maximal 52% und 44% ausreichend ausgelastet.

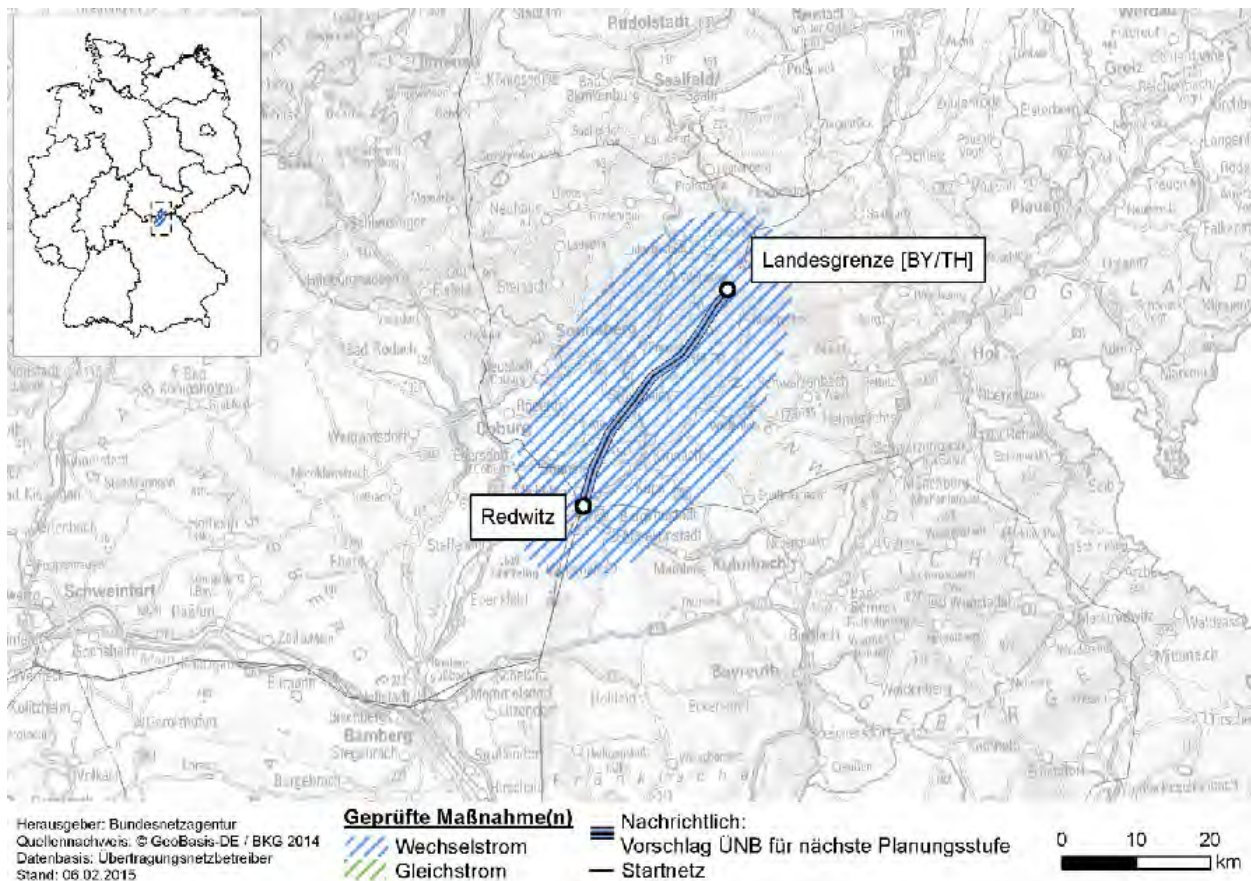
Ergebnis

Im kompletten Zielnetz des Szenarios B2024* reduzieren die Maßnahmen M406, M408, M410, M411 und M414 jeweils eine Überlastung im (n-1)-Fall zwischen den Teilstücken von über 100% auf unter 100%. Hierzu konnten keine sinnvollen alternativen Topologieänderungen gefunden werden. Es lässt sich erkennen, dass die Auslastung in der Hauptflussrichtung von Ost nach West abnimmt und die westlichsten Maßnahmen M411 und M414 im (n-1)-Fall ohne Maßnahme nur noch knapp über 100% ausgelastet sind.

In der Gutachter-Marktmodellierung sind allerdings im (n-1)-Fall nur drei der fünf Maßnahmen über 100% ausgelastet. Diese Auslastungen können durch die jeweilige Maßnahme M406, M408 und M414 unter 100% reduziert werden, eine sinnvolle Topologieänderung gibt es alternativ nicht. Alle Maßnahmen würden das Kriterium der Erforderlichkeit erfüllen.

Projekt P185: Redwitz – Landesgrenze

Bayern/Thüringen



Im Szenario B2024* erfolgt in den Ländern Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen ein EE-Ausbau, der zusammen mit der (aufgrund geringer Kosten für Brennstoff und CO₂-Emissionszertifikate) häufigen Marktteilnahme der Braunkohle-Bestandskraftwerke zu einem Jahresüberschuss von etwa 62 TWh in diesen Regionen führt. Andere Bundesländer, wie z. B. Baden-Württemberg und Bayern hingegen 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 nach Berechnungen der Bundesnetzagentur ein Energiedefizit von ca. 30 TWh im Jahr 2024.

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.

Maßnahme M420: Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen (Punkt Tschirn)

Maßnahme M420 (Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen) wird bestätigt.

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 3.600 Ampere erhöht werden. Die weiterführende 380-kV-Leitung von der Landesgrenze Richtung Norden nach Remptendorf besitzt bereits eine Stromtragfähigkeit von 3.600 Ampere.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben bisher nicht angegeben, in welchem Jahr sie die Inbetriebnahme der Maßnahme anstreben. Dies sollte im Laufe der Konsultation nachgeholt werden.

Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M420 liegen keine Konsultationsbeiträge vor. Allgemeine Themen, die im Rahmen der Konsultation aufgekommen sind, werden in den Abschnitten II und IV dargestellt und erläutert. Hinsichtlich umweltbezogener Konsultationsbeiträge wird auf die Darstellung der Maßnahme im Umweltbericht verwiesen.

Wirksamkeit

Im vollständigen Zielnetz, das sämtliche für das Szenario B2024* unterstellte Maßnahmen enthält, behebt die Maßnahme M420 (n-1)-Verletzungen an vielen Stunden des Jahres. Beispielsweise ist in der Stunde 7920 ohne die Maßnahme ein Stromkreis zwischen Redwitz und der Landesgrenze Bayern/Thüringen zu 105% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Maßnahme M420 reduziert die Auslastung dann auf 93%. Die Maßnahme ist folglich wirksam.

Erforderlichkeit

Die Leitung wird in 59% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die maximale Auslastung bei 70% liegt. Der Mittelwert der Auslastung beträgt 25%. Die Maßnahme ist demnach erforderlich.

Topologiemassnahmen

Durch das Öffnen einer Sammelschiene in Remptendorf kann in dem oben untersuchten (n-1)-Fall ohne die Maßnahme M420 die Belastung in Stunde 7920 auf 93% gesenkt werden.

Gutachter-Marktmodellierung („SensiO“)

Da die Maßnahme M420 keine Maßnahme aus dem Bundesbedarfsplan ist, wurde sie entsprechend der in Abschnitt II F 3 beschriebenen sequenziellen Prüfung untersucht. Bei der sequenziellen Prüfung anhand der Gutachter-Marktmodellierung erwies sich die Maßnahme M420 bereits in der ersten Iteration (in der das Projekt P44 noch nicht als realisiert unterstellt war) als wirksam. Maßgeblich war der Netznutzungsfall der Stunde 860. Ohne die Maßnahme M420 ist der bestehende Stromkreis zwischen Redwitz und der Landesgrenze zu 131% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Die Maßnahme M420 reduziert in diesem Fall die Auslastung auf 102%. Sinnvolle alternative Topologiemassnahmen konnten für den untersuchten Netznutzungsfall nicht gefunden werden. Vergleichbare Überlastungssituationen treten an vielen Hundert Stunden im Jahr auf (siehe Untersuchungen zu Korridor D).

Die maximale Auslastung der Maßnahme M420 beträgt 76%. Die Maßnahme ist demnach erforderlich.

Szenario A2024

Im Zielnetz des Szenarios A2024 wäre die Maßnahme mit einer maximalen Auslastung von 69% ausreichend ausgelastet.

Ergebnis

Die Maßnahme behebt wirksam Leitungsüberlastungen im (n-1)-Fall. Selbst bei Reduktion der Offshore-Leistung sowie einer Kappung von Einspeisespitzen ist sie wirksam. Auch die Erforderlichkeit der Maßnahme konnte sowohl für das Szenario B2024* als auch für die Gutachter-Modellierung nachgewiesen werden. Da es sich bei der Maßnahme um eine Netzverstärkung handelt, die im nördlichen Teil zwischen der Landesgrenze Bayern/Thüringen und Remptendorf bereits erfolgt ist, und Topologiemassnahmen sich nur bei einer Unterstellung des vollständigen Zielnetz, welches in vollständiger Form von der Bundesnetzagentur nicht bestätigt wird, als wirksam erwiesen, ist die Maßnahme der Topologieänderung vorzuziehen.

Die Untersuchungen zu P185 setzen die Realisierung aller BBP-Massnahmen in der Region (Korridor D „Wolmirstedt – Gundremmingen“, Korridor C „Wilster – Grafenrheinfeld“ und P 43 „Mecklar – Grafenrheinfeld“) voraus. Die Untersuchungen zu Korridor D zeigen, dass trotz Spitzenkappung an immer noch nahezu 500 Stunden des Jahres 2024 Netzenspässe vorliegen. Rechnerisch zusammen genommen entspricht das einem Zeitraum von fast drei Wochen, in denen eine preiswerte und umweltfreundliche Stromversorgung Bayerns trotz der genannten BBP-Massnahmen nicht gesichert wäre. Damit wird offensichtlich, dass über diese BBP-Massnahmen hinaus noch weitere Massnahmen erforderlich sind.

P44 alleine ist nicht ausreichend, um die verbleibenden Netzenspässe zu beheben. Auch unter Voraussetzung des Projekts P44 verbleiben an vielen Stunden des Jahres Netzenspässe, die durch P185 behoben werden können.

VI Punktmaßnahmen

Projekt P100: M216 Transformator Walsum

Die bestehende 380/220-kV-Schaltanlage Walsum soll um einen 380/220 kV Transformator erweitert werden. Sie behebt eine Überlastung im 380-kV- und 220-kV-Übertragungsnetz und dient der Spannungsstützung im 220-kV-Netz des westlichen Ruhrgebiets.

Die Übertragungsnetzbetreiber stellten der Bundesnetzagentur zu dieser Maßnahme einen Netzdatensatz des Zielnetzes des Szenarios B2024* zur Verfügung. Ohne die Maßnahme führt im Netznutzungsfall der Stunde 5604 der Ausfall des 380/220 kV Transformators in Niederrhein zu einer Auslastung des 380/220-kV-Transformators in Büscherhof von 104%. Mit der Maßnahme wird die Auslastung auf 92% gesenkt. Die Maßnahme konnte anhand des genannten Netzdatensatzes nachvollzogen werden.

Die Begründung des Projekts 100 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2017

Projekt P101: M217 Stromkreiseinführung Oberzier

Das Projekt soll eine Überlastung im 380-kV-Übertragungsnetz von Amprion im Raum zwischen Köln und Düren verhindern. Dazu sollen der Stromkreis Rommerskirchen – Maasbracht (NL) in die 380-kV-Anlage Oberzier eingeführt und die Anlage erweitert werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber stellten der Bundesnetzagentur zu dieser Maßnahme einen Netzdatensatz des Zielnetzes des Szenarios B2024* zur Verfügung. Ohne die Maßnahme führt im Netznutzungsfall der Stunde 7137 der Ausfall der Leitung von Ohligs nach Hüllen zu einer Auslastung des Dreibeins Punkt Mettmann/Reisholz/Eiberg von 100%. Durch die Maßnahme wird die Auslastung auf 98% gesenkt. Die Maßnahme konnte anhand des genannten Netzdatensatzes nachvollzogen werden.

Die Begründung des Projekts 101 ist schlüssig.

Projekt P102: M218 Erbach

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers Amprion muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines 380/110-kV-Umspannungswerkes am Standort Erbach notwendig.

Die Begründung des Projekts 102 ist schlüssig.

Projekt P103: M219 Gusenburg

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers Amprion muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines 380/110-kV-Umspannungswerkes am Standort Gusenburg notwendig.

Die Begründung des Projekts 103 ist schlüssig.

Projekt P104: M220 Kottigerhook

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers Amprion muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines 380/110-kV-Umspannungswerkes am Standort Kottigerhook notwendig.

Die Begründung des Projekts 104 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2015

Projekt P105: M221 Niederstedem

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers Amprion muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Niederstedem um einen 380/110-kV-Transformator erweitert werden.

Die Begründung des Projekts 105 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2016

Projekt P106: M222 Öchtel

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers Amprion muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines 380/110-kV-Umspannungswerkes am Standort Öchtel notwendig.

Die Begründung des Projekts 106 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2017

Projekt P108: M223 Lastverlagerung Uerdingen

Das Projekt soll eine Überlastung im 380-kV- Übertragungsnetz im Raum Krefeld verhindern. Dazu soll die Anlage Uerdingen um vier 380 kV/MS- Transformator erweitert werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber stellten der Bundesnetzagentur zu dieser Maßnahme einen Netzdatensatz des Zielnetzes des Szenarios B2024* zur Verfügung. Ohne die Maßnahme führt im Netznutzungsfall der Stunde 785 der Ausfall der HGÜ-Verbindung von Emden/Ost nach Osterath zu einer Auslastung der Leitung von Uerdingen nach Mündelheim von 102%. Durch die Maßnahme wird die Auslastung auf 99,8% gesenkt. Die Maßnahme konnte anhand des genannten Netzdatensatzes nachvollzogen werden.

Die Begründung des Projekts 108 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2016

Projekt P109: M224 Prüm

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers Amprion muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines 380/110-kV-Umspannungswerkes am Standort Prüm notwendig.

Die Begründung des Projekts 109 ist schlüssig.

Projekt P110: M225 Transformator Sechtem

Das Projekt soll eine Überlastung im Übertragungsnetz im Raum Köln/Bonn verhindern und der Spannungsstützung dienen. Hierzu soll die Anlage Sechtem um einen 380/220-kV-Transformator erweitert werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber stellten der Bundesnetzagentur zu dieser Maßnahme einen Netzdatensatz des Zielnetzes des Szenarios B2024* zur Verfügung. Ohne die Maßnahme führt im Netznutzungsfall der Stunde 785 der Ausfall der Leitung von Opladen nach Dünnwald zu einer Auslastung der Leitung von Dünnwald nach Gremberghoven von 104%. Durch die Maßnahme wird die Auslastung auf 97% gesenkt. Die Maßnahme konnte anhand des genannten Netzdatensatzes nachvollzogen werden.

Die Begründung des Projekts 110 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2016

Projekt P111: M226 Wadern

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers Amprion muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines 380/110-kV-Umspannungswerkes am Standort Wadern notwendig.

Die Begründung des Projekts 111 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2016

Projekt P121: M229 Würgau

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers TenneT muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die Spannungsebene der bestehende Anlage Würgau auf 380 kV angehoben und um einen 380/110-kV-Transformator erweitert werden.

Die Begründung des Projekts 121 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2015

Projekt P127: M314 Nr. 01 Bentwisch

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Bentwisch um einen 380/110-kV-Transformator erweitert werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 1 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2019

Projekt P127: M314 Nr. 02 Freiberg/Nord

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Zusätzlich kommt es aufgrund der Stilllegung der Anlage Niederwiesa zu einer Lastverlagerung nach Freiberg/Nord. In diesem Zusammenhang ist die Errichtung eines 380/110-kV-Transformator am Standort Freiberg/Nord erforderlich.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 2 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): bis 2022

Projekt P127: M314 Nr. 03 Görries

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Görries um einen 380/110-kV-Transformator erweitert werden.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 3 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2022.

Projekt P127: M314 Nr. 04 Ragow

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Ragow um einen 380/110-kV-Transformator erweitert werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 4 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2017

Projekt P127: M314 Nr. 05 Schönewalde

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Schönewalde um zwei 380/110-kV-Transformatoren erweitert werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 5 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): bis 2017

Projekt P127: M314 Nr. 06 Vieselbach

Um das zulässige Spannungsband einhalten zu können, sollen am Standort Vieselbach zwei 380/220 kV Netzkoppeltransformatoren aufgestellt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber stellten der Bundesnetzagentur zu dieser Maßnahme einen Netzdatensatz des Zielnetzes des Szenarios B2024* zur Verfügung. Ohne die Maßnahme führt im Netznutzungsfall der Stunde 474 der Ausfall der Leitung von Wolkramshausen nach Eula zur Verletzung des unteren zulässigen Spannungswertes von 210 kV am Standort Wolkramshausen mit 205 kV und Ebeleben mit 204 kV. Mit der Maßnahme wird das zulässige Spannungsband an den Standorten mit jeweils 235 kV eingehalten. Die Maßnahme konnte anhand des genannten Netzdatensatzes nachvollzogen werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 6 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2015

Projekt P127: M301 Nr. 07 Altentreptow/Süd

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines Umspannungswerkes mit zwei 380/110-kV-Transformatoren am Standort Altentreptow/Süd notwendig.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 7 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): bis 2018

Projekt P127: M311 Nr. 08 Beetzsee/Nord

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines Umspannungswerkes mit zwei 380/110-kV-Transformatoren am Standort Beetzsee/Nord notwendig.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 8 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): bis 2019

Projekt P127: M302 Nr. 09 Ebeleben

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines Umspannungswerkes mit zwei 380/110-kV-Transformatoren am Standort Ebeleben notwendig.

Der Bundesnetzagentur liegt ein Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme vor.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 9 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Projekt P127: M303 Nr. 10 Ebenheim

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines Umspannungswerkes mit zwei 380/110-kV-Transformatoren am Standort Ebenheim notwendig.

Der Bundesnetzagentur liegt ein Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme vor.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 10 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Projekt P127: M307 Nr. 11 Gransee

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines Umspannungswerkes mit zwei 380/110-kV-Transformatoren am Standort Gransee notwendig.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 11 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): bis 2018

Projekt P127: M306 Nr. 12 Heinersdorf

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines Umspannungswerkes mit einem 380/110-kV-Transformator am Standort Heinersdorf notwendig.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 12 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2016

Projekt P127: M305 Nr. 13 Jessen/Nord

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines Umspannungswerkes mit drei 380/110-kV-Transformatoren am Standort Jessen/Nord notwendig.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 13 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): bis 2017

Projekt P127: M309 Nr. 14 Pasewalk/Nord

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines 380/110-kV-Umspannungswerkes am Standort Pasewalk/Nord notwendig.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 14 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): bis 2018

Projekt P127: M304 Nr. 15 Putlitz/Süd

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines Umspannungswerkes mit einem 380/110-kV-Transformator am Standort Putlitz/Süd notwendig.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr.15 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): bis 2016

Projekt P127: M304a Nr. 16 Freyenstein

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Ein sogenanntes Einsammelnetz bildet für die zukünftige Übertragungskapazität der EE-Anlagen in der Region eine direkte Verbindung zum Höchstspannungsnetz. Geplant ist der Neubau eines Umspannwerks mit anschlussnehmereigenen 380/110 kV Transformatoren.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 16 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2015

Projekt P127: M310 Nr. 17 Querfurt/Nord

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines Umspannungswerkes mit zwei 380/110-kV-Transformatoren am Standort Querfurt/Nord notwendig.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 17 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Projekt P127: M312 Nr. 18 Schalkau

Die Maßnahme ist im gemeinsamen Netzausbauplan des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz und der 110-kV-Verteilnetzbetreiber der 50Hertz-Regelzone als Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und dem Verteilnetz aufgeführt.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 18 ist nicht schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Im Rahmen der Konsultation wurde der Bedarf für die Maßnahme von verschiedenen Seiten in Frage gestellt, da er lediglich bei einem Zuwachs an Stromnachfrage durch die Südthüringische Industrie gegeben sei. Zudem gebe es vom zuständigen Verteilnetzbetreiber noch keinen Antrag, die Anbindungsleistung zu erhöhen.

Aufgrund neuerer Erkenntnisse sieht auch die Bundesnetzagentur die Notwendigkeit der Maßnahme infrage gestellt. Am 01. Juli 2015 teilte der zuständige Verteilnetzbetreiber TEN Thüringer Energienetze GmbH im Rahmen einer Anhörung im Thüringer Landtag mit, dass 2017 eine erneute Untersuchung zur Notwendigkeit der Maßnahme stattfinden solle. Bis zur Vorlage der Ergebnisse oder anderer neuer begründender Unterlagen ist die Maßnahme daher als nicht schlüssig zu bewerten.

Projekt P127: M393 Nr. 19 Lubmin

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist die Anlage um einen 380/110-kV-Transformators zu erweitern. Am Standort Lubmin soll zusätzlich ein 380/220 kV Netzkoppeltransformator aufgestellt werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 19 ist nicht schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Projekt P127: M320 Nr. 20 Jördenstorf

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines Umspannungswerkes mit einem 380/110-kV-Transformator am Standort Jördenstorf notwendig.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 20 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2021

Projekt P127: M321 Nr. 21 Grüntal

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines Umspannungswerkes mit einem 380/110-kV-Transformator am Standort Grüntal notwendig.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 21 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2023

Projekt P127: M322 Nr. 22 Ossendorf

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines Umspannungswerkes mit einem 380/110-kV-Transformator am Standort Ossendorf notwendig.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 22 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Projekt P127: M323 Nr. 23 Seddin

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines Umspannungswerkes mit einem 380/110-kV-Transformator am Standort Seddin notwendig.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 23 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2023

Projekt P127: M314 Nr. 24 Eisenach

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Eisenach um einen 380/110-kV-Transformator erweitert werden.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 24 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2019

Projekt P127: M314 Nr. 25 Großschwabhausen

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Großschwabhausen um einen 380/110-kV-Transformator erweitert werden.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 25 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Projekt P127: M314 Nr. 26 Klostermansfeld

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Klostermansfeld um zwei 380/110-kV-Transformatoren erweitert werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 26 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2017

Projekt P127: M314 Nr. 27 Marke

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Marke um zwei 380/110-kV-Transformatoren erweitert werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 27 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2016

Projekt P127: M314 Nr. 28 Großräschen

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines Umspannungswerkes mit zwei 380/110-kV-Transformatoren am Standort Großräschen notwendig.

Der Bundesnetzagentur liegt ein Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme vor.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 28 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Projekt P127: M390 Nr. 29 Thyrow

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Thyrow um einen 380/110-kV-Transformator erweitert werden.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 29 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Projekt P127: M391 Nr. 30 Güstrow

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Güstrow um zwei 380/110-kV-Transformatoren erweitert werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 30 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): bis 2018

Projekt P127: M394 Nr. 32 Marzahn

Für den Bereich Marzahn liegt dem 110 kV Verteilnetzbetreiber ein Antrag für ein neu zu errichtendes Heizkraftwerk vor. Überdies plant der Verteilnetzbetreiber einen weiteren Zubau von Heizkraftwerken im Bereich Berlin. Schon das Gaskraftwerk Ahrensfelde führt dazu, dass die am UW Marzahn für den (n-1)-sicheren Betrieb noch zur Verfügung stehende Aufnahmekapazität überschritten wird.

Geplant ist die Errichtung eines neuen 380/110-kV-Transformators.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 32 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Projekt P127: M313 Nr. 33 Wustermark

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Wustermark um einen 380/110-kV-Transformator erweitert werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 33 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2015

Projekt P127: M396 Nr. 34 Preilack

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Preilack um einen 380/110-kV-Transformator erweitert werden.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 34 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2022

Projekt P127: M397 Nr. 35 Röhrsdorf

Am Standort Röhrsdorf sollen zwei 380/220-kV-Netzkupplentransformatoren neu errichtet werden, um die horizontale Übertragungsfähigkeit in Sachsen weiterhin zu gewährleisten.

Die Übertragungsnetzbetreiber stellten der Bundesnetzagentur zu dieser Maßnahme einen Netzdatensatz des Zielnetzes des Szenarios B2024* zur Verfügung. Im Netznutzungsfall der Stunde 787 führt der Ausfall der Leitung von Röhrsdorf nach Crossen zur Verletzung des unteren zulässigen Spannungswertes von 210 kV am Standort Crossen mit 197 kV. Mit der Maßnahme wird das zulässige Spannungsband mit 221 kV eingehalten. Die Maßnahme konnte anhand des genannten Netzdatensatzes nachvollzogen werden.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 35 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): bis 2024

Projekt P127: M398 Nr. 36 Schwanebeck

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines Umspannungswerkes mit zwei 380/110-kV-Transformatoren am Standort Schwanebeck notwendig.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 36 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Projekt P127: M399 Nr. 37 Stendal/West

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Stendal/West um einen 380/110-kV-Transformator erweitert werden.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 37 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): bis 2018

Projekt P127: M401 Nr. 38 Wolmirstedt

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Wolmirstedt um einen 380/110-kV-Transformator erweitert werden.

Der Bundesnetzagentur liegt ein Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme vor.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 38 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2020

Projekt P127: M402 Nr. 39 Zeitz

Seitens des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz wurde mitgeteilt, dass die Punktmaßnahme Zeitz im Szenario B2024* benötigt wird. Die Maßnahme ist auch im gemeinsamen Netzausbauplan des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz und der 110 kV Verteilnetzbetreiber der 50Hertz Regelzone aufgeführt. Der Neubau eines Umspannwerkes im Raum Zeitz mit einem 380/110 kV Transformator soll der Aufnahme von EE-Leistung aus dem Verteilnetz dienen. Es wurden jedoch keine weiteren begründenden Unterlagen eingereicht.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 39 ist nicht schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2020

Projekt P127: M403 Nr. 40 Zerbst

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines Umspannungswerkes mit einem 380/110-kV-Transformator am Standort Zerbst notwendig.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 40 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2020

Projekt P127: M400 Nr. 41 Wessin

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Wessin um einen 380/110-kV-Transformator erweitert werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 41 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Projekt P127: M412 Nr. 42 Lüdershagen

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Lüdershagen um zwei 380/110-kV-Transformatoren erweitert werden.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 42 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Projekt P150: M352 Wolkramshausen (Lauchstädt)

Die Maßnahme M352 ist Teil des Projekts P150, das die Übertragungskapazität vom südlichen Sachsen-Anhalt nach Thüringen erhöhen soll. Am Standort Lauchstädt soll ein 380/220 kV Netzkoppeltransformator aufgestellt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber stellten der Bundesnetzagentur zu dieser Maßnahme einen Netzdatensatz des Zielnetzes des Szenarios B2024* zur Verfügung. Im Netznutzungsfall der Stunde 824 führt der Ausfall des 380/220 kV Netzkoppeltransformators in Eula zur Verletzung des unteren zulässigen Spannungswertes von 210 kV am Standort Eula mit 209 kV und Taucha mit 208 kV. Mit der Maßnahme wird das zulässige Spannungsband mit 219 kV in Eula und 218 kV in Taucha eingehalten. Die Maßnahme konnte anhand des genannten Netzdatensatzes nachvollzogen werden.

Die Begründung des Projekts 150 M352 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Projekt P153: M355 Alfstedt

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers TenneT muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Alfstedt um einen 380/110-kV-Transformator erweitert werden.

Der Bundesnetzagentur liegt ein Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme vor.

Die Begründung des Projekts 153 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2024

Projekt P155: M357 Elsfleth/West

Diese Maßnahme besteht aus dem Neubau einer 380-kV-Schaltanlage, die als Elsfleth/West bezeichnet wird. In dieser Schaltanlage sollen die drei bestehenden 380-kV-Stromkreise von Unterweser nach Ganderkesee, von Unterweser nach Dollern und von Dollern nach Niedervieland aufgetrennt werden. Dadurch entstehen drei Doppelleitungen von der Schaltanlage Elsfleth/West aus nach Unterweser, Dollern und Niedervieland. Die Maßnahme wird unter anderem damit begründet, gleichmäßigere Leistungsflüsse zu ermöglichen.

Die Übertragungsnetzbetreiber stellten der Bundesnetzagentur zu dieser Maßnahme einen Netzdatensatz zur Verfügung. Im Zielnetz des Szenarios B2024* ist ohne die Maßnahme im Netznutzungsfall der Stunde 927 die Leitung von Unterweser nach Ganderkesee bis zu 3% ausgelastet, während die von Unterweser nach Dollern führende Leitung zu 45% ausgelastet ist. Im vollständigen Zielnetz sind die beiden von Unterweser nach Elsfleth/West verlaufenden Leitungen jeweils zu 25% ausgelastet.

Kommt es im Zielnetz des Szenarios B2024* ohne die Maßnahme im Netznutzungsfall der Stunde 927 zum Ausfall der Leitung von Unterweser nach Alfstedt, welche weiter nach Dollern verläuft, so kommt es zu einer Auslastung von bis zu 134% auf der Leitung von Niedervieland nach Ganderkesee. Im Zielnetz mit der Maßnahme ist die ausgefallene Leitung in Elsfleth/West aufgetrennt. Fällt die im Grundfall zu 41% ausgelastete Leitung von Elsfleth/West nach Alfstedt aus, so wird die Leitung von Niedervieland nach Ganderkesee bis zu 59% ausgelastet.

Die Maßnahme konnte anhand des genannten Netzdatensatzes nachvollzogen werden.

Die Begründung des Projekts 155 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2017

Ein Konsultationsteilnehmer stellt fest, dass laut Netzentwicklungsplan „in die neue Schaltanlage Elsfleth/West drei 380-kV-Stromkreise und eine Hochspannungsgleichstrom Übertragungsleitung (HGÜL) von Offshore-Windparks in der Nordsee eingeführt werden sollen“. Hierzu wendet er ein, dass die TenneT Offshore GmbH den Netzverknüpfungspunkt Elsfleth/West nicht weiter verfolgen würde. Somit handele es

sich nicht mehr um die Errichtung eines Umspannwerks mit Konverterstation, sondern um eine reine Schaltanlage. Ein anderer Konsultationsteilnehmer wendet ein, dass durch die Abschaltung des Kernkraftwerks Unterweser Leitungskapazität frei würde, was die Errichtung eines Umspannwerks Elsfleth/West obsolet mache.

Die Maßnahme M357 umfasst nur die Errichtung einer 380-kV-Schaltanlage. Sie ist unabhängig von zusätzlichen Streckenmaßnahmen notwendig. Da der Netzentwicklungsplan den vollständigen Ausstieg aus der Kernkraft unterstellt, ist auch das heute bereits abgeschaltete Kernkraftwerk Unterweser nicht in den Berechnungen enthalten, welche dem NEP2024 zugrunde liegen. Im Übrigen ist auch die bestätigte Maßnahme P23 M20 zur Einbindung in die Schaltanlage Elsfleth/West vorgesehen.

Projekt P156: M358 Ohlensehlen

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers TenneT muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür ist der Neubau eines Umspannungswerkes mit zwei 380/110-kV-Transformatoren am Standort Ohlensehlen notwendig.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 156 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): bis 2016

Projekt P157: M359 Conneforde

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers TenneT muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Conneforde um zwei 380/110-kV-Transformatoren erweitert werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 157 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Projekt P177: M388 Höpfingen

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers TransnetBW muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Höpfingen um einen 380/110-kV-Transformator erweitert werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 177 M388 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2019

Projekt P177: M389 Kupferzell

Durch den aktuellen und zu erwartenden Zubau von EE-Anlagen im Verteilnetz innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers TransnetBW muss die Netzschnittstelle zwischen dem Transport- und Verteilnetz angepasst werden. Dafür muss die bestehende Anlage Kupferzell um einen 380/110-kV-Transformator erweitert werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 177 M389 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2019

Projekt P179: M405 Heidelberg – Nord

Die Notwendigkeit für eine neue 380-kV-Anlage ist auf den zu erwarteten Lastzuwachs des Verteilnetzbetreibers Stadtwerke Heidelberg im Regelzonengebiet der TransnetBW zurückzuführen. Bezüglich des erwarteten Lastzuwachses zeigen Berechnungen, dass die heutige Einspeisung in Heidelberg-Süd überlastet wird, wenn einer der beiden Transformatoren ausfällt.

Der Bundesnetzagentur liegt ein Antrag für eine entsprechende Investitionsmaßnahme vor.

Die Begründung des Projekts 179 ist schlüssig.

Angestrebte Inbetriebnahme (laut ÜNB): 2018

Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Bescheid kann binnen einer Frist von einem Monat ab Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich 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

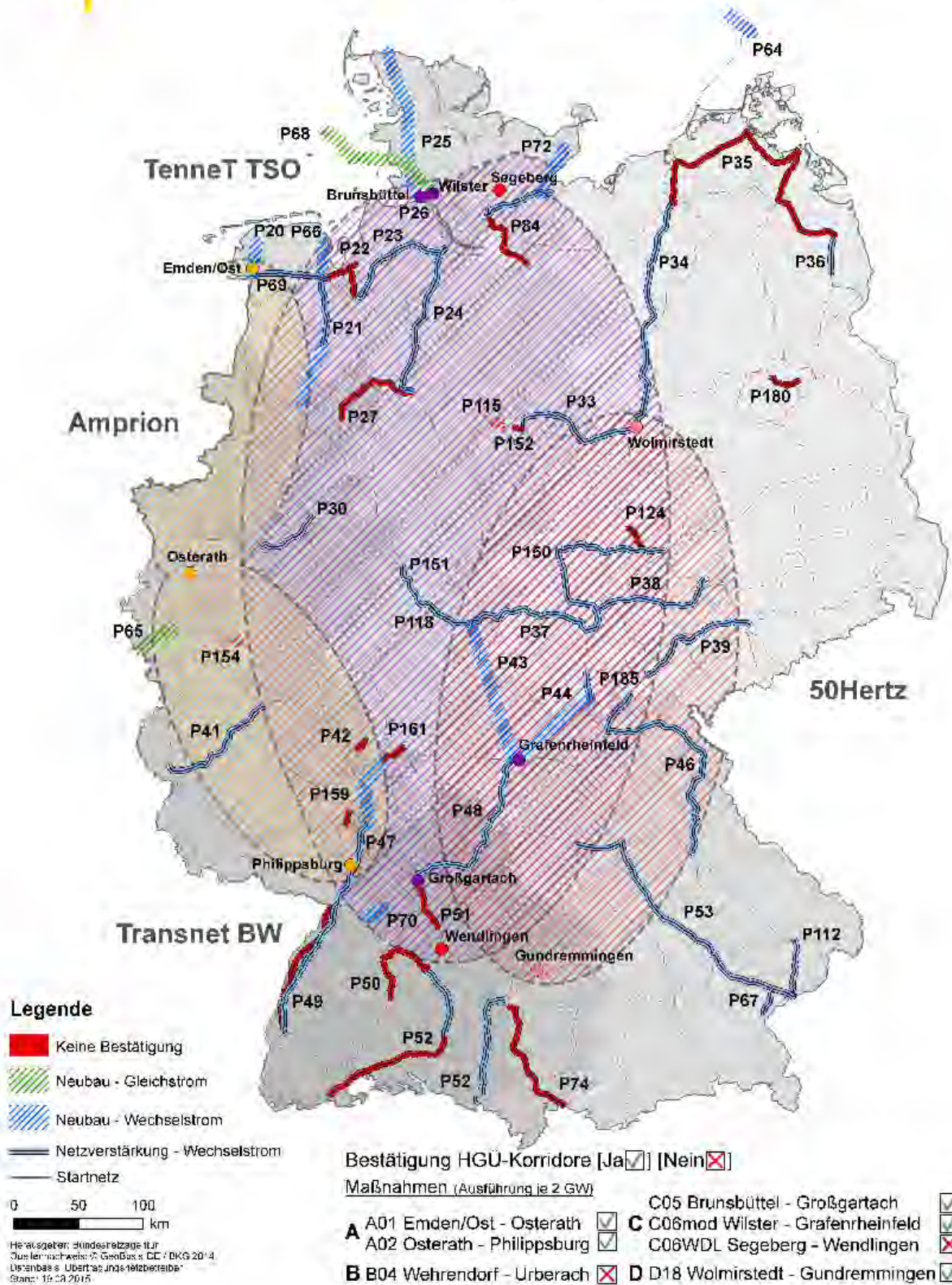
Präsident

Karten



Bundesnetzagentur

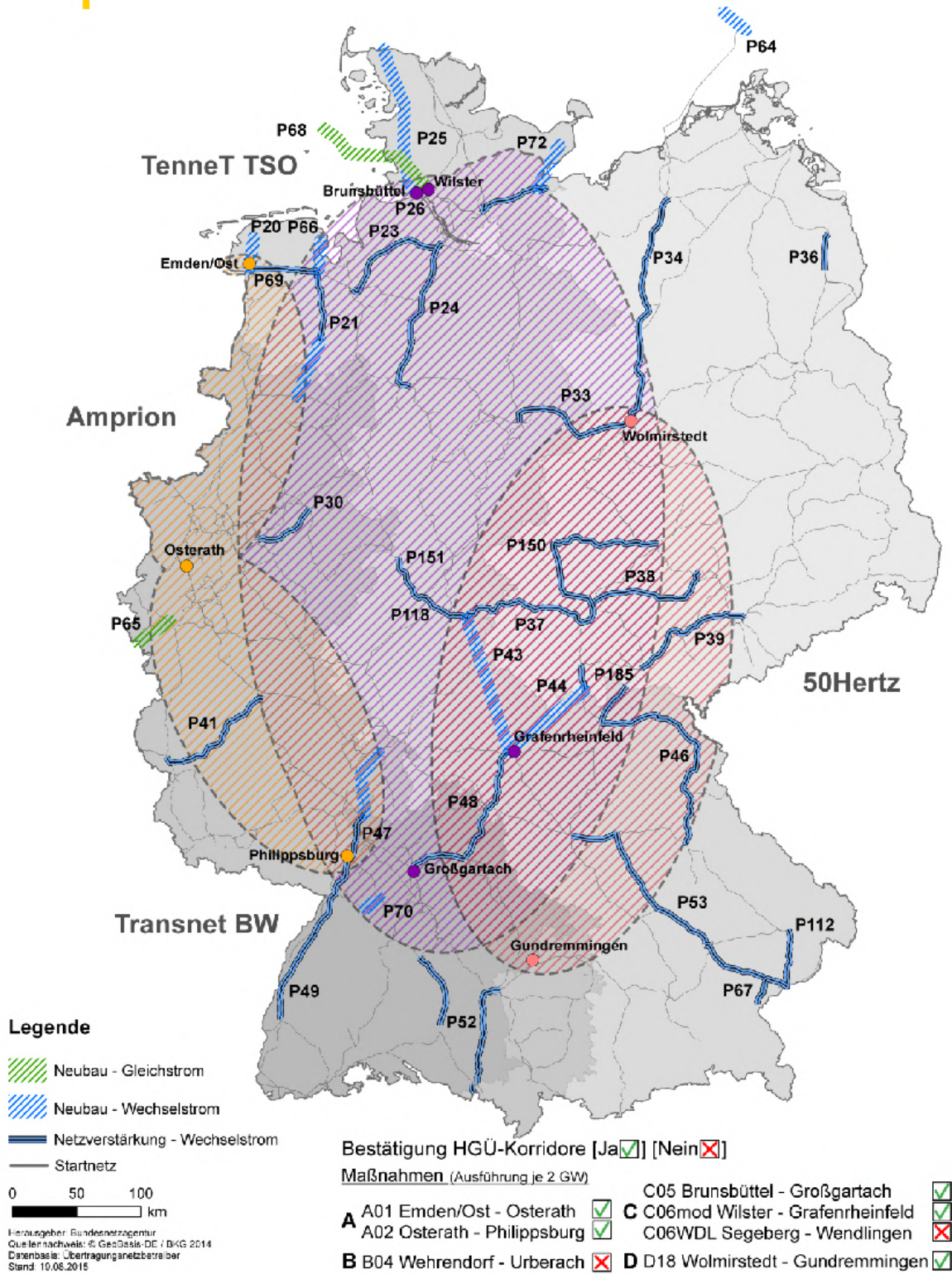
Netzentwicklungsplan Strom 2024:
Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur
- Szenario B 2024* -





Bundesnetzagentur

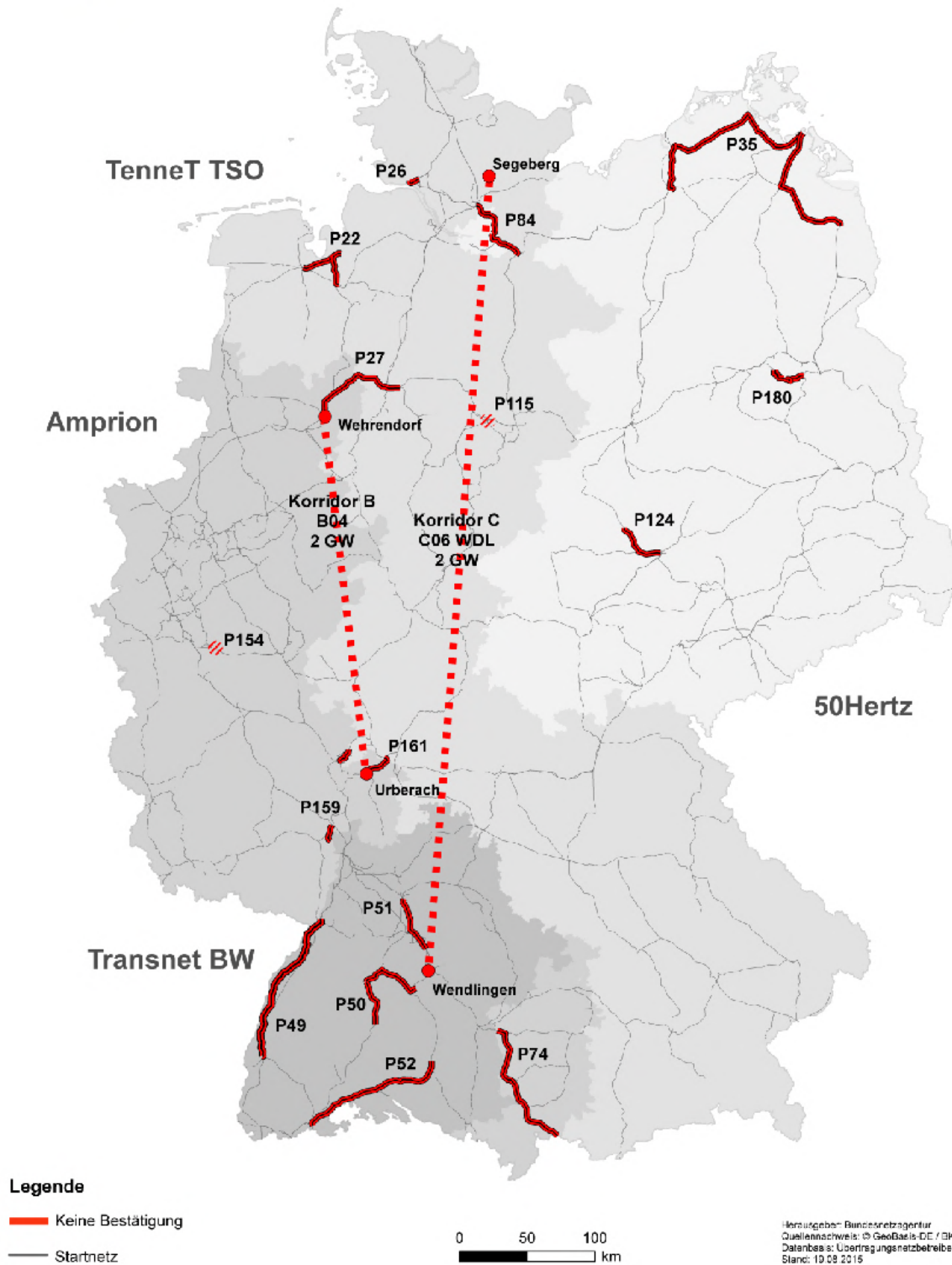
Netzentwicklungsplan Strom 2024:
Bestätigte Maßnahmen
- Szenario B 2024* -





Bundesnetzagentur

Netzentwicklungsplan Strom 2024:
Nicht bestätigte Maßnahmen
- Szenario B 2024* -



Netzentwicklungsplan Strom 2024: Punktmaßnahmen - Szenario B 2024* -



- Herausgeber: Bundesnetzagentur
Quellennachweis: © GeoBasis-DE / BKG 2014
Datenbasis: Übertragungsnetzbetreiber
Stand: 23.07.2015

Statistik

Aus den bestätigten Streckenmaßnahmen des NEP2024 ergeben sich folgende Zahlen:

Übersicht Kilometer

	NEP 2024 2. Entwurf (ÜNB)	NEP 2024 bestätigt	NEP 2024 nicht bestätigt	NEP2023 bestätigt	BBPlG 2013
AC-Neubau	650 km	648 km	2 km*	600 km	650 km
DC-Korridore	2.300 km	1.750 km**	550 km	1.600 km	1.600 km
DC-Neubau Interkonnektoren	350 km***	350 km***	-	450 km	450 km
AC- Netzverstärkung	3.700 km	2.750 km	950 km	2.500 km	2.000 km
AC/DC- Umstellung	300 km	300 km	-	300 km	300 km
gesamt	7.300 km	5.798 km	1.502 km	5.450 km	5.000 km

* Es handelt sich um die Maßnahmen P115 M205 und P154 M356 mit jeweils 1 km AC-Neubau.
** Aufgrund von Änderungen im Korridor D kommt es zu einer Differenz von 150 km im Vergleich zum Vorjahr.
*** Aufgrund von Änderungen im Projekt P64 kommt es zu einer Differenz von 100 km im Vergleich zum Vorjahr.

Übersicht Maßnahmenanzahl

	gesamt	bestätigt	nicht bestätigt
NEP 2024	92	63	29
davon BBPlG	48	43	5

Ins Bundesbedarfsplangesetz wurden 51 Maßnahmen des NEP2022 in 36 Vorhaben überführt. Die Differenz zur hier angegebenen Anzahl (48) ergibt sich wie folgt: Die Maßnahmen P21 M51 (Vorhaben Nr. 6) und P37 M25 (Vorhaben Nr. 12) wurden jeweils in zwei Maßnahmen aufgeteilt. Die Maßnahmen P59 M75 (Vorhaben Nr. 26), P60 M99 (Vorhaben Nr. 27) und P61 M100 (Vorhaben Nr. 28) wurden ins Startnetz überführt. Die Maßnahme P47 M64 ist in P42 M53 enthalten. Die Maßnahme P67 M104 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern nicht im Szenario B2024* identifiziert.

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 Absperreinrichtung vor der Verbrauchsanlage ein, § 3 Nr. 15 EnWG

Beteiligte	Bürger sowie kollektive Akteure wie Vereine, Verbände, Interessenvertretungen und ggf. Kommunen, die in unterschiedlichem Umfang und zu verschiedenen Zeitpunkten und Themen bzw. Fragen in den Planungs- und Entscheidungsprozess der Vorhabenentwicklung einbezogen werden.
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 à Wirkleistung nutzbar ist. Vielfach entsteht diese Blindleistung auch unerwünscht und muss gezielt kompensiert werden.
Bruttoendenergieverbrauch	Der Bruttoendenergieverbrauch nach EU Richtlinie 2009/28/EG errechnet sich aus dem Endenergieverbrauch beim Letztverbraucher und den Verlusten in den Erzeugungsanlagen und beim Transport.
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.
Bürgerbeteiligung	Teilhabe der Bürger an einem Planungs- und Entscheidungsprozess durch Information, Konsultation oder Kooperation. Neben den gesetzlich vorgeschriebenen sind auch darüber hinausgehende informelle Beteiligungsformen möglich. Das schließt auch die Repräsentation von Bürgern durch Interessenvertretungen, Verbände, Projektbeiräte usw. ein.
Drehstrom	Kurzform von „Dreiphasenwechselstrom“; siehe à 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	Energieträger sind 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.
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 (Leiterseile) und Isolatoren, jeweils mit Zubehöerteilen.
Generator	Ein Generator wandelt mechanische Energie (Bewegungsenergie, d.h. Energie, die aufgewendet wird, um einen Körper in Bewegung zu setzen) in elektrische Energie um.
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.
HGÜ-Korridor	Als HGÜ-Korridor wird ein Trassenraum für Leitungen in Gleichstromtechnik bezeichnet. Ein solcher Korridor kann mehrere Gleichstromleitungen enthalten.

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 ($>80^{\circ}\text{C}$) 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.
Konsultation	Überbegriff für die Beteiligung von Gruppen, Behörden, Bürgern an Entscheidungsprozessen jeder Art. Eine Konsultation stellt ein Verfahren dar, in welchem Informationen, Erfahrungen und andere Rückmeldungen Betroffener, Beteiligter und Experten zu geplanten Vorhaben, vor einer Entscheidung in verschiedensten Formen eingeholt werden. Eingesetzte Methoden sind z.B. Stellungnahmen, schriftliche und mündliche Befragungen sowie Bürgerversammlungen.

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.
Koronaentladungen	Koronaentladungen sind schwache elektrische Entladungen an Hochspannungsleitungen, die unter anderem zu Energieverlusten, Geräuschen, Funkstörungen und zur Aufladung von Staubteilchen in der Luft führen
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.
Kupplung	Verbindung zweier (oder mehrerer) Sammelschienen (siehe auch Sammelschienen).
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: à Wirkleistung, à Blindleistung und à 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).
Mast	Teil der Stützpunkte einer Freileitung, der aus Mastschaft, Erdseilstütze(n) und Querträger(n) besteht
Mittelspannung	Die Mittelspannung dient der Energieübertragung im regionalen Bereich. Ihr Spannungsbereich liegt zwischen 1.000 Volt (1 kV) und 60.000 Volt (60 kV).
Modellierung	Abstrakte Darstellung eines realen Systems
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 niederer 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 (NEP) ist ein Plan zur Entwicklung des Stromnetzes. Er enthält alle Maßnahmen, die in einem Zeitraum von zehn Jahren 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. Diese haben 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 (O-NEP) enthält alle Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Anbindungsleitungen zu den Offshore-Windparks.
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 (PSW) sind Wasserkraftwerke, die in Zeiten von Stromüberfluss (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.

Redispatch	Beim Redispatch wird der Kraftwerkseinsatz (= Dispatch) bei bestehenden oder drohenden Netzengpässen vom Übertragungsnetzbetreiber an die Anforderungen des Netzes angepasst. Da Handelsgeschäfte nicht von diesen Maßnahmen tangiert werden, werden die hiermit verbundenen Kosten bei der Kalkulation der Netzentgelte berücksichtigt werden.
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.
Spannungsebene	Hier unterscheidet man Höchstspannung, Hochspannung, Mittelspannung und Niederspannung.
Speicher	Speicher dienen dazu, Energie in Zeiten hoher Stromerzeugung oder niedriger Strompreise zu speichern, und im entgegengesetzten Fall wieder ab zugegeben. 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.
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.

Stakeholder	Als Stakeholder (engl. für „ökonomischer Teilhaber“) wird eine Person oder Gruppe bezeichnet, die ein berechtigtes Interesse am Verlauf oder Ergebnis eines Prozesses oder Projekts hat.
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 energie-wirtschaftliche Bedarf (z. B. durch das Energieleitungsausbaugesetz oder durch einen Planfeststellungsbeschluss) bereits festgestellt ist.
Stromgrenzwert	Zulässige Höchstbelastung (Stromstärke) eines Leiterseils bzw. eines Stromkreises.
Systemstabilität	Bei der Systemstabilität handelt es sich um die Eigenschaft eines elektrischen Systems (d. h. in der Regel Stromnetzes) bei unvorhergesehenen Ereignissen (Ausfällen / Störungen) wieder in einen stabilen Zustand überzugehen.
Szenariorahmen	Im Szenariorahmen werden Annahmen über die wahrscheinliche Entwicklung der Energieerzeugung und des Energieverbrauchs in den nächsten zehn bzw. zwanzig Jahren 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 jährlich 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 zusammengeschaltet 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

	komplexe Schalthandlungen im Betrieb kurzfristig einerseits gefunden werden und andererseits auch die Folgen für das restliche Netz detailliert abgeschätzt werden können. Daher werden bei der Prüfung von Streckenmaßnahmen mögliche Topologieänderungen an denjenigen Sammelschienen untersucht, an denen eine überlastete Leitung direkt angeschlossen ist.
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 (ÜNB) sind verantwortlich für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen.
Umrichter	Ein Umrichter wandelt eine eingehende Wechselspannung in eine andere Wechselspannung um. Dabei kann er die Frequenz und Spannungshöhe verändern.
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 betrachtet, kann man weiterhin begrifflich zum Beispiel nach einem Zubaunetz für Szenario B2024* oder einem für Wechselstrom differenzieren.

Abkürzungsverzeichnis

AC	alternating current, Wechselstrom bzw. Drehstrom
AKW	Atomkraftwerk
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BBP	Bundesbedarfsplan
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
Bundesnetzagentur	Bundesnetzagentur
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
CO ₂	Kohlendioxid
DC	direct current, Gleichstrom
DSM	Demand Side Management
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz (Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien)
EMF	Elektromagnetisches Feld
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit

EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz (Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity, Verbund der europäischen Übertragungsnetzbetreiber
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
h	Stunde(n)
HDÜ	Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HöS	Höchstspannung
HTLS	Hochtemperaturleiterseil
HVDC	high-voltage direct current, Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
Hz	Hertz
IAEW	Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft an der RWTH Aachen
IFHT	Institut für Hochspannungstechnik an der RWTH Aachen
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung)
MVA	Megavoltampere
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde

NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz
NEP	Netzentwicklungsplan
NNF	Netznutzungsfall
NTC	"Net Transfer Capacities", Transferkapazitäten zwischen zwei Staaten
OWP	Offshore-Windpark
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
PE-Kabel	Polyethylen-Kabel
PSW	Pumpspeicherwerk
PV	Photovoltaik
RWTH	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan, Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan des ENTSO-E
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerk
VNB	Verteilernetzbetreiber
VPE-Kabel	Vernetztes Polyethylen-Kabel
VSC	Voltage Source Converter

Inhaltsverzeichnis

BESTÄTIGUNG.....	5
GRÜNDE.....	15
I VERFAHRENSGESCHICHTE.....	17
II PRÜFPROZESS UND VORGEHENSWEISE.....	19
A Szenariorahmen	21
Konsultation	23
B Regionalisierung	39
Konsultation	39
C Marktmodellierung.....	45
Konsultation (mit Exkurs: Strommarkt).....	53
D Netzplanung anhand von Lastflussberechnungen	59
1. Netzbegriffe und ihre Bedeutung im Prüfprozess	59
2. Planungsgrundsätze und Vorgehensweise in der Netzmodellierung	62
E Praktische Umsetzung	65
1. Übertragungsnetzbetreiber.....	65
2. Bundesnetzagentur.....	65
3. Besonderheiten im Planungsdurchgang 2014/2015	66
F Vorgehensweise der Bundesnetzagentur bei der Prüfung.....	69
1. Grundsätzliche Vorgehensweise bei Streckenmaßnahmen	69
2. Prüfung von Maßnahmen aus dem Bundesbedarfsplan	75
3. Prüfung weiterer Zubaumaßnahmen	76
4. Plausibilität von Punktmaßnahmen.....	79
III ALLGEMEINE GESETZLICHE ANFORDERUNGEN AN DEN NETZENTWICKLUNGSPLAN.....	81
1. Netzausbaumaßnahmen, Zeitplan und Umsetzungsstand.....	82
2. Angaben zu Pilotprojekten für eine verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen	82
3. Angaben zur Übertragungstechnologie sowie zu Hochtemperaturleiterseilen	82
4. Modellierung des Übertragungsnetzes	82
5. Berücksichtigung des gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans	83
6. Berücksichtigung von Offshore-Planungen.....	83
7. Berücksichtigung der Konsultation der Übertragungsnetzbetreiber	84
8. Abwägung anderweitiger Planungsmöglichkeiten	84

IV	BEHÖRDEN- UND ÖFFENTLICHKEITSBETEILIGUNG	87
A	Gesamtplanbetrachtung	88
	1. Gleichstromübertragung (HGÜ)	88
	2. Dezentrale bzw. verbrauchsnahe Versorgung	90
	3. Flexibilitätsoptionen	92
B	Verfahrens- und Beteiligungsfragen	95
C	Erdkabel	100
D	Kosten	102
V	STRECKENMAßNAHMEN	103
	Korridor A: HGÜ-Verbindung Niedersachsen – Nordrhein-Westfalen – Baden-Württemberg	105
	Maßnahme A01: Emden/Ost – Osterath	107
	Maßnahme A02: Osterath – Philippsburg	112
	Korridor B: HGÜ-Verbindung Niedersachsen – Hessen	115
	Maßnahme B04: Wehrendorf – Urberach	116
	Korridor C: HGÜ-Verbindung Schleswig-Holstein – Niedersachsen – Baden-Württemberg – Bayern („SuedLink“)	119
	Maßnahme C05: Brunsbüttel – Großgartach	125
	Maßnahme C06mod: Wilster – Grafenrheinfeld	129
	Maßnahme C06WDL: Kreis Segeberg – Wendlingen	134
	Korridor D: HGÜ-Verbindung Sachsen-Anhalt – Bayern	138
	Maßnahme D18: Wolmirstedt – Gundremmingen	139
	Projekt P20: Emden – Halbmond	154
	Maßnahme M69: Emden/Ost – Raum Halbmond	154
	Projekt P21: Conneforde – Cloppenburg/Ost – Merzen	159
	Maßnahme M51a/b: Conneforde – Cloppenburg/Ost – Merzen	160
	Projekt P22: Conneforde – Ganderkesee	164
	Maßnahme M82: Conneforde – Unterweser	165
	Maßnahme M87: Unterweser – Elsfleth/West	167
	Projekt P23: Dollern – Elsfleth/West	169
	Maßnahme M20: Dollern – Elsfleth/West	169
	Projekt P24: Stade – Landesbergen	171
	Maßnahme M71: Schnee (früher Stade) – Sottrum	172
	Maßnahme M72: Sottrum – Wechold	174
	Maßnahme M73: Wechold – Landesbergen	176

Projekt P25: Brunsbüttel – dänische Grenze	178
Maßnahme M42: Süderdonn (früher Barlt) – Heide	179
Maßnahme M42a: Brunsbüttel – Süderdonn (früher Barlt)	180
Maßnahme M43: Heide – Husum	181
Maßnahme M44: Husum – Niebüll	182
Maßnahme M45: Niebüll – Grenze Dänemark.....	183
Projekt P26: Büttel – Wilster.....	186
Maßnahme M76: Büttel – Wilster	186
Projekt P27: Landesbergen – Wehrendorf	188
Maßnahme M52: Landesbergen – Wehrendorf	188
Projekt P30: Westfalen.....	190
Maßnahme M61: Hamm/Uentrop – Kruckel.....	190
Projekt P33: Wolmirstedt – Helmstedt – Walle	194
Maßnahme M24a: Wolmirstedt – Helmstedt – Walle	195
Maßnahme M24b: Wolmirstedt – Walle.....	197
Projekt P34: Güstrow – Wolmirstedt	201
Maßnahme M22a: Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt	202
Maßnahme M22b: Parchim/Süd – Perleberg.....	204
Maßnahme M22c: Güstrow – Parchim/Süd	206
Projekt P35: Güstrow – Lubmin – Pasewalk.....	209
Maßnahme M78: Lubmin – Lüdershagen – Bentwisch – Güstrow	210
Maßnahme M84: Lubmin – Iven – Pasewalk/Nord – Pasewalk	213
Projekt P36: Bertikow – Pasewalk.....	216
Maßnahme M21: Bertikow – Pasewalk.....	217
Projekt P37: Vieselbach – Mecklar.....	219
Maßnahme M25a: Vieselbach – PSW Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn).....	220
Maßnahme M25b: PSW Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn) – Mecklar	223
Projekt P38: Pulgar – Vieselbach.....	228
Maßnahme M27: Pulgar – Vieselbach	229
Projekt P39: Röhrsdorf – Remptendorf.....	232
Maßnahme M29: Röhrsdorf – Weida – Remptendorf.....	233
Projekt P41: Region Koblenz und Trier	238
Maßnahme M57: Punkt Metternich – Niederstedem.....	239
Projekt P42: Raum Frankfurt	242
Maßnahme M53: Punkt Okriftel – Punkt Obererlenbach	243

Projekt P43: Mecklar – Grafenrheinfeld	245
Maßnahme M74: Mecklar – Grafenrheinfeld.....	245
Projekt P44: Altenfeld – Grafenrheinfeld.....	248
Maßnahme M28a: Altenfeld – Schalkau.....	249
Maßnahme M28b: Schalkau – Grafenrheinfeld	253
Projekt P46: Redwitz – Schwandorf	258
Maßnahme M56: Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf.....	259
Projekt P47: Region Frankfurt – Karlsruhe	261
Maßnahme M31: Weinheim – Daxlanden	263
Maßnahme M32: Weinheim – G380	263
Maßnahme M33: G380 – Altlußheim	263
Maßnahme M34: Altlußheim – Daxlanden	263
Maßnahme M60: Urberach – Pfungstadt – Weinheim	266
Maßnahme M64: Punkt Okriftel – Farbwerke Höchst-Süd	268
Projekt P48: Nordosten von Baden-Württemberg – Bayern	269
Maßnahme M38a: Grafenrheinfeld – Kupferzell.....	270
Maßnahme M39: Kupferzell – Großgartach	273
Projekt P49: Badische Rheinschiene	275
Maßnahme M41a: Daxlanden – Kuppenheim – Bühl – Eichstetten.....	276
Maßnahme M90: Daxlanden – Eichstetten.....	278
Projekt P50: Schwäbische Alb	279
Maßnahme M40: Metzingen – Oberjettingen.....	280
Maßnahme M41: Oberjettingen – Engstlatt	282
Projekt P51: Mittlerer Neckarraum	284
Maßnahme M37: Großgartach – Endersbach	284
Projekt P52: Südliches Baden-Württemberg.....	286
Maßnahme M59: Herbertingen – Tiengen.....	287
Maßnahme M93: Punkt Rommelsbach – Herbertingen	290
Maßnahmen M94b/M95: Punkt Neuravensburg – Punkt Sigmarszell/Bundesgrenze (AT) und Wullenstetten – Punkt Niederwangen	293
Projekt P53: Raitersaich – Ludersheim – Sittling – Altheim	295
Maßnahme M54: Raitersaich – Ludersheim	296
Maßnahme M350: Ludersheim – Sittling – Altheim.....	298
Projekt P64: Offshore-Anbindung Deutschland – Dänemark („Combined Grid Solution“)	301
Maßnahme M107: Combined Grid Solution	301

Projekt P65: Kuppelkapazität zwischen Deutschland, Aachen/Düren und Belgien, Lixhe.....	304
Maßnahme M98: Oberzier – Punkt Bundesgrenze (BE)	305
Projekt P66: Wilhelmshaven – Conneforde.....	309
Maßnahme M101: Wilhelmshaven – Conneforde.....	309
Projekt P67: Kuppelkapazität Deutschland – Österreich	313
Maßnahme M102: Abzweig Simbach.....	314
Maßnahme M103: Altheim – Bundesgrenze (AT)	316
Projekt P68: Deutschland – Norwegen („NordLink“).....	318
Maßnahme M108: Deutschland – Norwegen.....	319
Projekt P69: Emden/Ost – Conneforde	321
Maßnahme M105: Emden/Ost – Conneforde.....	322
Projekt P70: Ausbau der 380-kV-Schaltanlage Birkenfeld und Anschluss an das 380-kV-Netz	324
Maßnahme M106: Birkenfeld – Mast 115A.....	324
Projekt P72: Kreis Segeberg – Lübeck – Göhl	327
Maßnahme M351: Raum Göhl – Raum Lübeck	328
Maßnahme M49: Raum Lübeck – Siems	334
Maßnahme M50: Raum Lübeck – Kreis Segeberg	337
Projekt P74: Bayerisch Schwaben.....	341
Maßnahmen M96/M97: Vöhringen – Punkt Bundesgrenze (AT) und Woringen/Lachen.....	342
Projekt P84: Hamburg/Nord – Krümmel	344
Maßnahme M367: Hamburg/Nord – Hamburg/Ost	345
Maßnahme M368: Krümmel – Hamburg/Ost	348
Projekt P112: Pirach – Pleinting – St. Peter.....	350
Maßnahme M201: Pleinting – St. Peter.....	351
Maßnahme M212: Abzweig Pirach	353
Projekt P115: Bereich Mehrum.....	356
Maßnahme M205: Bereich Mehrum	356
Projekt P118: Borken – Mecklar	358
Maßnahme M207: Borken – Mecklar	359
Projekt P124: Klostermansfeld – Lauchstädt.....	361
Maßnahme M209b: Klostermansfeld – Querfurt/Nord – Lauchstädt.....	361
Projekt P150: Lauchstädt – Vieselbach	363
Maßnahme M352: Lauchstädt – Wolkramshausen – Vieselbach	364
Projekt P151: Borken – Twistetal.....	366
Maßnahme M353: Borken – Twistetal	366

Projekt P152: Wahle – Grohnde	368
Maßnahme M354: Wahle – Klein Ilsede	368
Projekt P154: Köln/Bonn.....	370
Maßnahme M356: Siegburg	370
Projekt P159: Bürstadt – BASF – Lamsheim – Daxlanden	372
Maßnahme M62: Bürstadt – BASF	372
Projekt P161: Bereich südöstlich von Frankfurt	374
Maßnahme M91: Großkrotzenburg – Urberach.....	374
Projekt P180: Marzahn – Teufelsbruch.....	376
Maßnahme M406: Marzahn – Friedrichshain.....	377
Maßnahme M408: Friedrichshain – Mitte.....	378
Maßnahme M410: Mitte – Charlottenburg	379
Maßnahme M411: Charlottenburg – Reuter	380
Maßnahme M414: Reuter – Teufelsbruch	381
Projekt P185: Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen	384
Maßnahme M420: Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen (Punkt Tschirn)	385
 VI PUNKTMAßNAHMEN	 387
 RECHTSMITTELBELEHRUNG.....	 409
 KARTEN	 411
STATISTIK.....	417
GLOSSAR	419
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS.....	431
INHALTSVERZEICHNIS	435
IMPRESSUM.....	443

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

Bundesnetzagentur
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
nep2024-ub@bundesnetzagentur.de

Stand

September 2015

Druck

Bundesnetzagentur

Text

Referat 613