



Bundesnetzagentur

# Bedarfsermittlung 2017-2030

## Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom



**DEZEMBER 2017**



Bedarfsermittlung 2017-2030

# **Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für das Zieljahr 2030**

Dezember 2017



# Bestätigung

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom 2017-2030  
gemäß § 12c Abs. 4 Satz 1 und Abs. 1 Satz 1 i. V. m. § 12b Abs. 1, 2  
und 4 EnWG

– Geschäftszeichen 613-8571-1-2 –

gegenüber

1. der 50Hertz Transmission GmbH, vertreten durch die  
Geschäftsführung, Heidestraße 2, 10557 Berlin,
2. der Amprion GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Rheinlanddamm 24, 44139 Dortmund,
3. der TenneT TSO GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth,
4. der TransnetBW GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
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 22. Dezember 2017

den Netzentwicklungsplan Strom 2017-2030 in der überarbeiteten Fassung vom 2. Mai 2017 wie im Folgenden tabellarisch dargestellt bestätigt.

1. Die nachfolgenden Maßnahmen werden bestätigt:

#### NEP 2017-2030: bestätigte Maßnahmen

Projekt	Maßnahme	Netzverknüpfungspunkte	Art
DC1	DC1	Emden/Ost – Osterath	Leitung
DC2	DC2	Osterath – Philippsburg	Leitung
DC3	DC3	Brunsbüttel – Großgartach	Leitung
DC4	DC4	Wilster – Bergrheinfeld	Leitung
DC5	DC5	Wolmirstedt – Isar	Leitung
P20	M69	Emden/Ost – Halbemond	Leitung
P21	M51a	Conneforde – Cloppenburg	Leitung
P21	M51b	Cloppenburg – Merzen	Leitung
P23	M20	Dollern – Elsfleth/West	Leitung
P24	M71a	Stade – Dollern	Leitung
P24	M71b	Dollern – Sottrum	Leitung
P24	M72	Sottrum – Grafschaft Hoya	Leitung
P24	M73	Grafschaft Hoya – Landesbergen	Leitung
P25	M44	Husum/Nord – Klixbüll/Süd	Leitung
P25	M45	Klixbüll/Süd – Bundesgrenze (DK)	Leitung

**NEP 2017-2030: bestätigte Maßnahmen**

<b>Projekt</b>	<b>Maßnahme</b>	<b>Netzverknüpfungspunkte</b>	<b>Art</b>
P33	M24a	Wolmirstedt – Helmstedt – Hattorf – Wahle	Leitung
P33	M24b	Wolmirstedt – Helmstedt – Hattorf – Wahle	Leitung
P34	M22a	Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt	Leitung
P34	M22b	Parchim/Süd – Perleberg	Leitung
P34	M22c	Güstrow – Parchim/Süd	Leitung
P36	M21	Bertikow – Pasewalk	Leitung
P37	M25a	Vieselbach – PSW Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn)	Leitung
P37	M25b	PSW Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn) – Mecklar	Leitung
P38	M27	Pulgar – Vieselbach	Leitung
P39	M29	Röhrsdorf – Weida – Remptendorf	Leitung
P43*	M74a	Mecklar – Dipperz	Leitung
P43*	M74b	Dipperz – Bergrheinfeld	Leitung
P43mod*	M74mod	Mecklar – Dipperz – Urberach	Leitung
P44*	M28a	Schalkau – Landesgrenze Thüringen/Bayern	Leitung
P44*	M28b	Landesgrenze Thüringen/Bayern – Grafenheinfeld	Leitung
P44mod*	M28b mod	Landesgrenze Thüringen/Bayern – Würgau – Ludersheim	Leitung
P44mod*	Variante 2	Altenfeld – Remptendorf – Würgau – Ludersheim	Leitung
P44mod*	Variante 2+	Remptendorf – Würgau – Ludersheim	Leitung
P44mod*	Variante 3	Altenfeld – Remptendorf – Mechlenreuth	Leitung
P44mod*	Variante 4	Altenfeld – Redwitz – Mechlenreuth	Leitung
P46	M56	Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf	Leitung
P47	M31	Weinheim – Daxlanden	Leitung
P47	M32	Weinheim – G380	Leitung
P47	M33	G380– Altlußheim	Leitung

**NEP 2017-2030: bestätigte Maßnahmen**

<b>Projekt</b>	<b>Maßnahme</b>	<b>Netzverknüpfungspunkte</b>	<b>Art</b>
P47	M34	Altlußheim – Daxlanden	Leitung
P47	M60	Urberach – Pfungstadt – Weinheim	Leitung
P48	M38a	Grafenrheinfeld – Kupferzell	Leitung
P48	M39	Kupferzell – Großgartach	Leitung
P49	M41a	Daxlanden – Kuppenheim – Bühl – Weier – Eichstetten	Leitung
P50	M41	Oberjettingen – Engstlatt	Leitung
P50	M366	Pulverdingen – Oberjettingen	Leitung
P52	M93	Punkt Rommelsbach – Herberdingen	Leitung
P52	M94b	Punkt Neuravensburg – Bundesgrenze (AT)	Leitung
P52	M95	Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen	Leitung
P53	M54	Raitersaich – Ludersheim	Leitung
P53	M350	Ludersheim – Sittling – Altheim	Leitung
P56	M503a	Zweites Dreibein Brunsbüttel	Anlage
P64	M107	Combined Grid Solution (CGS)	Leitung
P65	M98	Oberzier – Bundesgrenze (BE)	Leitung
P66	M101	Wilhelmshaven – Conneforde	Leitung
P67	M102	Simbach – Bundesgrenze (AT)	Leitung
P67	M103a	Altheim – Adlkofen	Leitung
P67	M103b	Adlkofen – Matzenhof	Leitung
P69	M105	Emden/Ost – Conneforde	Leitung
P70	M106	Birkenfeld – Mast 115A	Leitung
P72	M50	Kreis Segeberg – Lübeck	Leitung
P72	M351	Lübeck – Göhl	Leitung
P72	M49	Lübeck – Siems	Leitung
P112	M201	Pleinting – Bundesgrenze (AT)	Leitung

**NEP 2017-2030: bestätigte Maßnahmen**

<b>Projekt</b>	<b>Maßnahme</b>	<b>Netzverknüpfungspunkte</b>	<b>Art</b>
P112	M212	Abzweig Pirach	Leitung
P113	M519	Stadorf/Wahle	Anlagen
P115	M205	Mehrum	Anlage
P118	M207	Borken – Mecklar	Leitung
P133	M253 PST	Lastflusssteuernde Maßnahme in Borken	Anlage
P150	M352a	Querfurt – Wolframshausen	Leitung
P151	M353	Borken – Twistetal	Leitung
P154	M356 TR1	Siegburg	Anlage
P155	M357	Elsfleth/West	Anlage
P161**	M91	Großkrotzenburg – Urberach	Leitung
P170	M380	Uchtelfangen – Ensdorf – Bundesgrenze (FR)	Leitung
P176	M387	Eichstetten – Bundesgrenze (FR)	Leitung
P180	M406	Marzahn – Friedrichshain – Mitte – Charlottenburg – Reuter – Teufelsbruch	Leitung
P185	M420	Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen (Punkt Tschirn)	Leitung
P200	M425	Punkt Blatzheim – Oberzier	Leitung
P204	M430	Tiengen – Bundesgrenze (CH)	Leitung
P206	M417	Abzweige Kreis Konstanz und Beuren	Leitungen
P215	M454	Bentwisch – Güstrow	Leitung
P215	M521	Bentwisch – Sanitz/Dettmannsdorf	Leitung
P216	M455	Güstrow – Siedenbrünzow – Alt Tellin/Bartow – Iven	Leitung
P216	M523	Iven – Pasewalk/Nord – Pasewalk	Leitung
P221	M460	Güstrow – Südschweden (Hansa PowerBridge)	Leitung
P222	M461	Oberbachern – Ottenhofen	Leitung
P224	M463	Wolkramshausen – Ebeleben – Vieselbach	Leitung

**NEP 2017-2030: bestätigte Maßnahmen**

<b>Projekt</b>	<b>Maßnahme</b>	<b>Netzverknüpfungspunkte</b>	<b>Art</b>
P310	M485	Bürstadt – Kühmoos	Leitung
P313	M488	Dahlem – Bundesgrenze (BE)	Leitung
P314	M489	Lastflussteuernde Maßnahme im Saarland	Anlage
P315	M491	Haneckenfähr – Gronau	Leitung
P327	M522	Lastflussteuernde Maßnahme im Ruhrgebiet	Anlage
P333	M553	Eichstetten – Kühmoos	Leitung
P333	M554	Eichstetten – Schwörstadt	Leitung
P333	M555	Schwörstadt – Kühmoos	Leitung
P345	M556	Lastflussteuernde Maßnahme in Hamburg/Ost	Anlage
P346	M557	Lastflussteuernde Maßnahme in Haneckenfähr	Anlage
P347	M558	Lastflussteuernde Maßnahme in Oberzier	Anlage
P348	M559	Lastflussteuernde Maßnahme in Wilster	Anlage
P349	M560	Lastflussteuernde Maßnahme in Würgau	Anlage
P350	M561	Lastflussteuernde Maßnahme in Pulverdingen	Anlage

**Hinweise**

\* Im Projekt P43 ist jede Variante des Projekts für sich gesehen bestätigungsfähig. Bei Realisierung einer der Varianten entfallen die übrigen Varianten des Projekts. Gleiches gilt für das Projekt P44. Eine detaillierte Darstellung erfolgt im Abschnitt V dieses Dokuments.

\*\* Das Projekt P161 kann entfallen, wenn im Projekt P43 die Variante M74mod realisiert wird.

2. Die nachfolgenden Maßnahmen werden nicht bestätigt:**NEP 2017-2030: nicht bestätigte Maßnahmen**

Projekt	Maßnahme	Netzverknüpfungspunkte	Art
P22	M80	Elsfleth/West – Ganderkesee	Leitung
P22	M82	Conneforde – Unterweser/West	Leitung
P22	M87	Unterweser/West – Elsfleth/West	Leitung
P26	M76	Büttel – Wilster/West	Leitung
P26	M79	Elbekreuzung	Leitung
P26	M89	Wilster/West – Dollern	Leitung
P26	M432	Brunsbüttel – Büttel	Leitung
P27	M52	Landesbergen – Ohlensehlen – Wehrendorf	Leitung
P27	M506b	Übergabepunkt TTG/AMP – Wehrendorf	Leitung
P40	M26	Graustein – Bärwalde	Leitung
P47a	M64	Kriftel – Farbwerke Höchst-Süd	Leitung
P48	M38b	Punkt Rittershausen – Stalldorf – Kupferzell	Leitung
P50	M556	Hoheneck – Pulverdingen	Leitung
P51	M37	Großgartach – Endersbach	Leitung
P53	M431	Irsching – Sittling	Leitung
P74	M96	Vöhringen – Punkt Bundesgrenze (AT)	Leitung
P74	M97	Woringen/Lachen	Leitung
P84	M367	Hamburg/Nord – Hamburg/Ost	Leitung
P84	M368	Hamburg/Ost – Krümmel	Leitung
P113	M202a	Krümmel – Lüneburg – Stadorf	Leitung
P113	M202b	Krümmel – Lüneburg – Stadorf	Leitung
P113	M203	Stadorf – Wahle	Leitung
P113	M204	Stadorf – Wahle	Leitung
P116	M206	Sottrum – Landesbergen	Leitung

**NEP 2017-2030: nicht bestätigte Maßnahmen**

<b>Projekt</b>	<b>Maßnahme</b>	<b>Netzverknüpfungspunkte</b>	<b>Art</b>
P124	M209b	Klostermansfeld – Querfurt	Leitung
P127	M397	Röhrsdorf	Anlage
P132	M252	Lippe – Mengede	Leitung
P133	M253	Borken – Gießen/Nord	Leitung
P135	M255	Bechterdissen – Ovenstädt	Leitung
P152	M354	Wahle – Klein Ilsede	Leitung
P152	M370a	Klein Ilsede – Mehrum	Leitung
P153	M355	Alfstedt	Anlage
P159	M62	Bürstadt – BASF	Leitung
P171	M381	Hanekenfähr – Merzen	Leitung
P202	M428	Hattingen – Wanne	Leitung
P203	M429	Amelsbüren/Waldstedde	Leitung
P205	M416	Eichstetten/Kühmoos	Leitung
P225	M464a	Altheim – Isar	Leitung
P227	M468	Lübeck – Krümmel	Leitung
P228	M469	Landesbergen – Wahle	Leitung
P232	M477	Karben – Großkrotzenburg	Leitung
P235	M493	Lastflusststeuernde Maßnahme Cloppenburg	Anlage
P236	M472	Würgassen – Bergshausen	Leitung
P236	M473	Bergshausen – Borken	Leitung
P251	M501	Pulgar – Lauchstädt	Leitung
P252	M504	Thyrow – Berlin/Südost	Leitung
P300	M492	Grafenrheinfeld – Rittershausen	Leitung
P302	M511	Höpfingen – Hüffenhardt	Leitung
P302	M551	Höpfingen – Hüffenhardt	Leitung

**NEP 2017-2030: nicht bestätigte Maßnahmen**

<b>Projekt</b>	<b>Maßnahme</b>	<b>Netzverknüpfungspunkte</b>	<b>Art</b>
P303	M513	Großgartach – Hüffenhardt	Leitung
P304	M514	Kupferzell – Goldshöfe	Leitung
P305	M515	Niederstotzingen – Dellmensingen	Leitung
P305	M517	Rotensohl – Niederstotzingen	Leitung
P306	M557	Großgartach – Hoheneck	Leitung
P307	M482	Bürstadt – Pfungstadt – Bischofsheim – Urberach	Leitung
P308	M483	Kriftel – Bürstadt	Leitung
P309	M484	Bürstadt – Rheinau – Hoheneck	Leitung
P311	M486	Weißenthurm – Bürstadt	Leitung
P312	M487	Westerkappeln – Wettringen	Leitung
P316	M474	Karben – Kriftel	Leitung
P317	M494a	Eiberg – Bochum	Leitung
P317	M494b	Bochum – Hattingen	Leitung
P318	M495	Rommerskirchen – Paffendorf	Leitung
P320	M497	Oberzier – Dahlem	Leitung
P323	M509	Lastflusssteuernde Maßnahme in Hessen	Anlage
P324	M512	Witten – Hattingen	Leitung
P330	M550	Rittershausen – Höpfingen	Leitung
P331	M552	Großgartach – Kupferzell	Leitung
P332	M510	Rittershausen – Höpfingen	Leitung

## **Hinweise**

Von den Maßnahmen, welche die Bundesnetzagentur im NEP 2017-2030 nicht bestätigt, stellt sich ein großer Teil nach der von ihr angewandten Prüfmethodik (siehe Abschnitt II E 6) nicht als geeignet dar, maßgeblich zu einer Verringerung der für das Betrachtungsjahr 2030 zu erwartenden Netzengpässe und Überlastungen beizutragen. Diese Maßnahmen werden daher nicht einzeln mit einem eigenen Abschnitt dargestellt, um das Dokument nicht zu überfrachten. Das bedeutet nicht, dass sich die Beurteilung dieser Maßnahmen in späteren Netzentwicklungsplänen unter dann eventuell anderen Rahmenbedingungen – insbesondere wegen des Voranschreitens der Energiewende – nicht ändern könnte. Dass die Bundesnetzagentur eine Maßnahme im NEP 2017-2030 nicht bestätigt, führt nicht dazu, dass die Übertragungsnetzbetreiber diese Maßnahme in folgenden Verfahren nicht mehr vorschlagen können.

Die Bundesnetzagentur weist darauf hin, dass im NEP 2019-2030 für dessen Zieljahr 2030 so zu planen ist, dass die Planung mit dem bis dahin absehbaren EU-Recht konform ist. Entsprechend sind die Übertragungsnetzbetreiber gehalten, die Planung zum Ausbau der Grenzkuppelkapazitäten sowohl im Hinblick auf den Wohlfahrtsgewinn als auch im Einklang mit dem nationalen Netzausbau durchzuführen.

### **3. Die Kostenentscheidung bleibt einem gesonderten Bescheid vorbehalten.**

## Gründe

Im bestätigten Umfang entspricht der Netzentwicklungsplan Strom 2017-2030 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 war das Ergebnis der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung (Konsultation) angemessen zu berücksichtigen.



# I Verfahrensgeschichte

Der erste Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2017-2030 (NEP 2017-2030) wurde am 31. Januar 2017 durch die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlicht und der Bundesnetzagentur vorgelegt. In der anschließenden Öffentlichkeitsbeteiligung gingen 2.133 Stellungnahmen bei den Übertragungsnetzbetreibern ein. Nach Abschluss der Konsultation wurde der Entwurf des NEP 2017-2030 durch die Übertragungsnetzbetreiber überarbeitet.

Den überarbeiteten zweiten Entwurf des NEP 2017-2030 legten die Übertragungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur am 2. Mai 2017 vor. Die Bundesnetzagentur prüfte den zweiten Entwurf und veröffentlichte diesen gemeinsam mit ihrem Entwurf des Umweltberichts sowie ihren vorläufigen Prüfungsergebnissen am 4. August 2017. Der zweite Entwurf des NEP 2017-2030 wurde am Sitz der Bundesnetzagentur ausgelegt und auf der Internetseite [www.netzausbau.de](http://www.netzausbau.de) öffentlich bekannt gemacht. Behörden und Öffentlichkeit konnten sich zu dem zweiten Entwurf des NEP 2017-2030 bis zum 16. Oktober 2017 äußern.

Insgesamt gingen rund 15.000 Stellungnahmen bei der Bundesnetzagentur ein. Jedes Schreiben wurde einzeln gezählt, auch solche, die eine gemeinsame Vorlage nutzten oder sich auf eine Ablehnung bestimmter Teile des Netzentwicklungsplans beschränkten, ohne dies näher auszuführen.

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

Hinsichtlich des Inhalts des ersten und zweiten Entwurfs des NEP 2017-2030 sowie der vorläufigen Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur wird auf die entsprechenden veröffentlichten Dokumente verwiesen.

Auf Aufforderung der Bundesnetzagentur haben die Übertragungsnetzbetreiber mit Schreiben vom 16.10.2017 weitere sechs Phasenschiebertransformatoren zur Prüfung vorgeschlagen. Diese tragen die Projektnummern P345, P346, P347, P348, P349 und P350.

Ansonsten ergaben sich aus den von den Übertragungsnetzbetreibern im Laufe des Verfahrens abgegebenen Stellungnahmen 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.



# A Szenariorahmen

Der Szenariorahmen beschreibt mit verschiedenen Annahmen zu Erzeugung, Last und Verbrauch, wie sich die Energieversorgung Deutschlands zukünftig entwickeln könnte. Er zeigt dabei unterschiedliche mögliche Entwicklungspfade („Szenarien“) auf. Den für den NEP 2017-2030 maßgeblichen Szenariorahmen 2030 hat die Bundesnetzagentur am 30. Juni 2016 genehmigt. Er enthält insgesamt vier Szenarien. Drei davon beschreiben Entwicklungspfade bis zum Jahr 2030, einer bis zum Jahr 2035. Alle Szenarien berücksichtigen die Vorgaben des im Jahr 2016 reformierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes.

## Szenariorahmen 2017-2030 als Grundlage des Netzentwicklungsplans Strom 2017-2030

Installierte Erzeugungsleistung (in Gigawatt)					
Energieträger	Referenz 2015	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario C 2030	Szenario 2035
Kernenergie	10,8	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,1	11,5	9,5	9,3	9,3
Steinkohle	28,6	21,7	14,8	10,8	10,8
Erdgas	30,3	30,5	37,8	37,8	41,5
Öl	4,2	1,2	1,2	0,9	0,9
Pumpspeicher	9,4	11,9	11,9	11,9	13,0
sonstige	2,3	1,8	1,8	1,8	1,8
Kapazitätsreserve	0,0	2,0	2,0	2,0	2,0
<b>Konventionelle</b>	<b>106,9</b>	<b>80,6</b>	<b>79,0</b>	<b>74,5</b>	<b>79,3</b>
Wind Onshore	41,2	54,2	58,5	62,1	61,6
Wind Offshore	3,4	14,3	15,0	15,0	19,0
Photovoltaik	39,3	58,7	66,3	76,8	75,3
Biomasse	7,0	5,5	6,2	7,0	6,0
Wasserkraft	5,6	4,8	5,6	6,2	5,6
sonstige (erneuerbar)	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
<b>Erneuerbare</b>	<b>97,8</b>	<b>138,8</b>	<b>152,9</b>	<b>168,4</b>	<b>168,8</b>
<b>gesamt</b>	<b>204,7</b>	<b>219,4</b>	<b>231,9</b>	<b>242,9</b>	<b>248,1</b>
Nettostromverbrauch (in Terawattstunden)					
	532,0	517,0	547,0	577,0	547,0
Jahreshöchstlast (in Gigawatt)					
	83,7	84,0	84,0	84,0	84,0

Die einzelnen Szenarien enthalten unterschiedliche Annahmen, wie stark und wie schnell die Energielandschaft sich verändert. Im Szenario A 2030 erzeugen konventionelle Kraftwerke weiterhin einen Großteil der Energie, die erneuerbaren Energien werden langsamer ausgebaut und die Sektoren weniger intensiv miteinander gekoppelt. Im Innovationsszenario C 2030 hingegen gehen die Netzbetreiber von einem schnelleren Ausbau der erneuerbaren Energien und einer stärkeren Sektorenkopplung aus. Szenario B 2030 stellt einen Mittelweg dar.

### Sektorenkopplung, Flexibilitäten und CO<sub>2</sub>-Vorgaben im Szenariorahmen 2017-2030

	Referenz 2015	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario C 2030	Szenario 2035
<b>Treiber Sektorenkopplung (in Mio.)</b>					
Wärmepumpen	0,6	1,1	2,6	4,1	2,9
Elektroautos	0,0	1,0	3,0	6,0	4,5
<b>Flexibilitätsoptionen und Speicher (in Gigawatt)</b>					
Power to Gas		1,0	1,5	2,0	2,0
PV-Batteriespeicher		3,0	4,5	6,0	5,0
DSM (Industrie und GHD)		2,0	4,0	6,0	5,0
<b>Vorgaben zur Marktmodellierung</b>					
			maximal 165 Mio. t CO <sub>2</sub>	maximal 165 Mio. t CO <sub>2</sub>	maximal 137 Mio. t CO <sub>2</sub>

Szenario A 2030 ist demnach das Szenario mit dem am konventionellsten geprägten Charakter. Gut 80 Gigawatt der angenommenen Erzeugungskapazitäten sind fossil befeuerte und andere konventionelle Anlagen. Davon entfallen etwa 33 Gigawatt auf Kohlekraftwerke, die am Energiemarkt teilnehmen. Im Szenario B 2030 steigen dagegen die Anteile der erneuerbaren Energien und der Gaskraftwerke, auf Kohle entfallen noch gut 24 Gigawatt. Im Szenario C 2030 schließlich machen Kohlekraftwerke nur noch etwa 20 Gigawatt der installierten Erzeugungskapazität aus.

In den Szenarien B 2030, C 2030 und B 2035 dürfen konventionelle Kraftwerke nur in dem Umfang Strom produzieren, dass die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung im Hinblick auf die Reduzierung der Treibhausgasemissionen erreicht werden. Für das Szenario A 2030 wurde keine derartige Grenze vorgegeben, da trotz aller Anstrengungen ein Verfehlen der CO<sub>2</sub>-Minderungsziele nicht vollständig ausgeschlossen werden kann und der Szenariorahmen eine Bandbreite möglicher Entwicklungen abdecken soll.

Stromhandel mit dem Ausland ist bisher nur eingeschränkt möglich. Deutschland hat ein hohes Interesse, den europäischen Elektrizitäts-Binnenmarkt zu stärken, um in Zeiten mit hoher erneuerbarer Erzeugung umweltfreundlichen Strom exportieren zu können und zu anderen Zeiten die Versorgungssicherheit marktlich und preiswert zu gewährleisten. Dazu bedarf es ausreichender grenzüberschreitender Transportkapazitäten. Derzeit sind an fast allen deutschen Grenzen die Kapazitäten für den Stromtransport in das bzw. aus dem Ausland limitiert.

Aus diesem Grund enthält der Szenariorahmen sogenannte NTC-Werte („Net Transfer Capacities“), die Zielwerte für die dem Stromhandel zur Verfügung zu stellenden Transportkapazitäten ausweisen. Diese Zielwerte sind auf europäischer Ebene abgestimmt und werden in der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt.

### Handelskapazitäten zwischen Deutschland und den Anrainerstaaten

NTC [MW]		AT	BE	CH	CZ	DK	FR	LU	NL	NO	PL	SE
2030	nach DE	7.500	2.000	5.700	2.600	4.000	4.800	2.300	5.000	1.400	3.000	1.315
	von DE	7.500	2.000	4.300	2.000	4.000	4.800	2.300	5.000	1.400	2.000	1.315
2035	nach DE	7.500	2.000	6.400	2.600	4.600	4.800	2.300	6.000	1.400	3.000	2.000
	von DE	7.500	2.000	5.986	2.000	4.600	4.800	2.300	6.000	1.400	2.000	2.015

## B Regionalisierung

Um beurteilen zu können, welche konkreten Transportaufgaben das Übertragungsnetz zwischen Erzeugern und Verbrauchern erfüllen muss, reicht es nicht aus, die Energiebilanzen beispielsweise auf Ebene der Bundesländer heranzuziehen. Im deutschen Übertragungsnetz gibt es ca. 450 Netzknoten, an denen Strom in das Höchstspannungsnetz aufgenommen oder ausgespeist wird. Für die Planung des Netzes ist zu ergründen, wieviel Erzeugungsleistung bzw. Verbrauchslast über jeden einzelnen dieser Netzknoten läuft. Wieviel Windenergie muss zum Beispiel ein Netzknoten in Niedersachsen zukünftig aufnehmen, wieviel Strom wird im Großraum Stuttgart im Jahr 2030 verbraucht bzw. wird dort dem Übertragungsnetz entnommen? Wo speisen konventionelle Kraftwerke in das Netz ein? Es geht also darum, Erzeugung und Verbrauch regional so genau wie möglich aufzuschlüsseln. Dieser Schritt wird mit dem Begriff „Regionalisierung“ bezeichnet.

### 1. Regionalisierung der Erzeugung

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

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

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

Für die Regionalisierung der Offshore-Windenergie werden die Angaben und die regionale Aufteilung aus dem 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.

## 2. Regionalisierung der Last

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

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

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

Die Bundesnetzagentur hat zur Plausibilisierung der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgenommenen Regionalisierung den externen Gutachter unter anderem damit beauftragt, eine eigene Regionalisierung anhand einer ähnlichen Methodik vorzunehmen. So konnte überprüft werden, ob die Ergebnisse der Regionalisierung bei gleichen Annahmen reproduzierbar sind. Der Vergleich der Ergebnisse ergibt eine hohe Übereinstimmung mit den von den Übertragungsnetzbetreibern gelieferten Daten. Im Szenario B 2030

beispielsweise decken sich die regionalisierten Lastzeitreihen der Übertragungsnetzbetreiber und des Gutachters zu über 97 Prozent.

Um die Auswirkungen der neuen Lastmodellierung zu untersuchen, hat die Bundesnetzagentur zudem eine Sensitivitätsrechnung durchgeführt. Dafür hat sie die nationale Lastzeitreihe des Szenarios B 2030 entsprechend den Lastzeitreihen des Netzentwicklungsplans 2025 regionalisiert. Mit diesen modifizierten Lasten wurde eine Netzberechnung durchgeführt und das Ergebnis mit dem Ergebnis der Netzberechnung mit den Lastzeitreihen des Netzentwicklungsplanes 2030 verglichen. Eine signifikante Reduktion überlasteter Stunden war dabei insbesondere auf den Leitungen Remptendorf – Redwitz und Stalldorf – Kupferzell festzustellen. Von einer geänderten Auslastung der Leitung Remptendorf – Redwitz könnte das von der Bundesnetzagentur bestätigte Projekt P39 betroffen sein. Die geänderte Auslastung auf der Leitung Stalldorf – Kupferzell betrifft das ebenfalls bestätigte Projekt P48. Die Bundesnetzagentur hat daher beide Projekte auch mit den modifizierten Lasten geprüft. Ergebnis war, dass die neue Lastmodellierung im Netzentwicklungsplan 2030 nicht ausschlaggebend für die Bestätigungsfähigkeit der Projekte ist. Allerdings tritt ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit unter der neuen Lastmodellierung deutlicher zu Tage.

## C Marktmodellierung

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

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

Für jede einzelne Stunde wird prognostiziert, wie Kraftwerke bzw. Anlagen zur Stromerzeugung in das Netz einspeisen werden, um die zu erwartende Nachfrage (den Verbrauch) zu decken. Die Nachfrage wird anhand einer nach den Vorgaben des Szenariorahmens modellierten Lastverteilung und der in ihm festgelegten Jahreshöchstlast von 84 Gigawatt sowie dem jeweiligen Nettostrombedarf des betrachteten Szenarios abgeschätzt.

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

Um eine verlässliche Aussage über die zukünftige Transportaufgabe des Übertragungsnetzes zu erhalten, muss die Deckung der Residuallast realitätsnah modelliert werden. Dies geschieht in der Marktmodellierung durch ein Nachbilden des europäischen Strommarkts. Konkret bedeutet diese eine volkswirtschaftlich optimale Allokation aller in den betrachteten Zieljahren (2030, 2035) nach den zu erwartenden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen wahrscheinlich noch im Markt befindlicher Kraftwerke im In- und Ausland. Die Kraftwerke stehen bedingt durch Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise sowie durch ihre Fixkosten in einer bestimmten Einsatzreihenfolge im Markt, der Merit-Order. Die Grenzkosten des teuersten Kraftwerks, das in einer bestimmten Stunde gerade noch zur Residuallastdeckung zum Zuge kommt, legen den Markträumungspreis (vereinfacht: Großhandelspreis) in dieser Stunde fest. Alle in der Einsatzreihenfolge günstiger liegenden Kraftwerke speisen ein, alle teureren nicht.

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

Dass die Marktmodellierung nach dem Prinzip eines ökonomischen Einsatzes der Kraftwerke erfolgt, heißt nicht, dass andere für den Einsatz von Kraftwerken bestimmende Faktoren außer Betracht blieben. So wird im

Marktmodell selbstverständlich berücksichtigt, dass beispielsweise wärmegeführte KWK-Anlagen auch dann Strom produzieren, wenn dies zwar aus reinen Strompreisgründen unattraktiv wäre, der Wärmebedarf aber zwingend den Betrieb der Anlage erfordert („Must Run“).

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

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

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

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

Über den real zu erwartenden Zubau erneuerbarer Energien und die Standortprognosen im Rahmen der Regionalisierung sowie mit der Berücksichtigung von kleinen KWK-Anlagen mit weniger als 10 MW Leistung, die zusammen bundesweit eine Gesamtkapazität von 8,4 Gigawatt in den Szenarien für das Jahr 2030 bzw. 9,9 Gigawatt für das Jahr 2035 ausmachen (was mehreren Großkraftwerken entspricht), ist auch eine dezentrale, lastnahe Erzeugung im Marktmodell abgebildet.

Die konventionellen Kraftwerke speisen Strom in das Netz ein, wenn der Großhandelspreis höher als ihre Grenzkosten ist. Zu berücksichtigen sind zum Beispiel die Höhe der Brennstoffkosten und der CO<sub>2</sub>-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, bildet die Modellierung ab, indem die Verteilnetze an ihren jeweiligen Netzknoten dem Übertragungsnetz zugeordnet werden. Über die verschiedenen Netzknoten erfolgt dann die Einspeisung aus den unterschiedlichen erneuerbaren Energieträgern (wie z.B. Photovoltaik, Onshore-Wind, Pumpspeicher, Biomasse, Laufwasser

usw.) in das Übertragungsnetz, sofern die erzeugte Energie nicht bereits in den Verteilnetzen verbraucht wird. Dabei werden auch kleinere KWK-Anlagen berücksichtigt. Für das Übertragungsnetz wird also nur die Leistung berücksichtigt, die auch tatsächlich zu übertragen ist.

Auch der grenzüberschreitende Stromhandel und der Kraftwerkspark im Ausland müssen im Marktmodell berücksichtigt werden. Dabei wird davon ausgegangen, dass Strom aus dem Ausland nachgefragt wird, wenn er in Deutschland billiger produziert wird als im Ausland, was typischerweise in Zeiten eines hohen Windstromangebots der Fall ist, aber auch zu extrem sonnenreichen Zeiten auftreten kann. Da die ausländischen Stromerzeuger nicht Teil des Szenariorahmens sind, müssen hierfür andere Datengrundlagen herangezogen werden. Entsprechende Prognosen werden aus den Szenarien des aktuellen Szenario Development Report 2015 (SDR 2015) und aus dem EU-weiten Netzentwicklungsplan (TYNDP) 2016 abgeleitet und den deutschen Szenarien zugeordnet. Exporte werden durch die jeweils zu den Nachfrageländern bestehenden Netzkuppelkapazitäten („Net Transfer Capacities“, NTC) begrenzt, welche die maximal mögliche Übertragungskapazität zwischen zwei Staaten definieren.

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 erzeugt 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.

Durch die Ergebnisse der Regionalisierung und der Marktsimulation entstehen stunden- und netzknotenscharfe Modelle, an welchen Orten im Jahre 2030 zu welchen Zeitpunkten wie viel Strom produziert und verbraucht bzw. importiert oder exportiert wird. Dabei lässt sich auch ermitteln, aus welchen Quellen wieviel dieses Stroms stammt.

Damit ist die vom Netz zu bewältigende Transportaufgabe beschrieben, und zwar für alle 8760 Stunden eines simulierten Jahres 2030 bzw. 2035.



## D Netzberechnung und -planung

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

Zunächst werden mittels eines mathematischen Algorithmus die Stromflüsse im Übertragungsnetz berechnet, die sich aus den in der Marktmodellierung ermittelten Ein- und Ausspeisungen an den 450 Netzknoten sowie aus den Im- und Exporten ergeben. Diese Berechnungen ergeben für jede Leitung des Übertragungsnetzes für jede berechnete Stunde einen Belastungswert, angegeben in einem prozentualen Verhältnis zu der maximalen thermischen Stromtragfähigkeit der Leitung. Der maximale Belastungswert muss auch bei Ausfall eines Betriebsmittels (z. B. einer Leitung) unter 100% bleiben. Wenn nicht, hätte der Ausfall eines Betriebsmittels die Überlastung eines weiteren zur Folge, so dass auch dieses ausfiele. So könnten Kettenreaktionen entstehen, die großräumige Stromunterbrechungen nach sich zögen.

### 1. Netzbegriffe und ihre Bedeutung

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

#### 1.1 Startnetz

Die Netzausbauplanung muss an einem bestimmten Ausgangspunkt ansetzen, dem sogenannten Startnetz. Dieses Startnetz bildet das Netzmodell, von dem ausgehend alle weiteren Prüfungen durchgeführt werden. Es besteht aus dem zum Zeitpunkt der Prüfung jeweils vorhandenen Übertragungsnetz und den im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) vorgesehenen Leitungen, für die der Gesetzgeber die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf bereits vor der Schaffung der Netzentwicklungsplanung festgestellt hatte. Zusätzlich zählt die Bundesnetzagentur auch solche Maßnahmen zum Startnetz, die bereits heute im Bau sind oder bei denen der Baubeginn unmittelbar bevorsteht, weil die erforderlichen Genehmigungsverfahren bereits abgeschlossen sind.

Zukünftig wird die Bundesnetzagentur auch Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz zum Startnetz zählen, sofern für sie bereits ein Antrag auf Planfeststellung vorliegt. Dies schließt nicht aus, bei unerwarteter Änderung wichtiger Rahmenbedingungen auch bei fortgeschrittener Umsetzung eines Vorhabens den Bedarf noch einmal nachzuprüfen. Bisher aber haben sich Vorhaben des Bundesbedarfsplans auch nach mehrmaliger Prüfung über die verschiedenen Netzentwicklungspläne hinweg als robust auch gegenüber merklich veränderten Rahmenbedingungen erwiesen. Ihre tatsächliche Umsetzung schreitet in den dafür vorgesehenen Raumordnungs-, Bundesfachplanungs- und Planfeststellungsverfahren (teils in Zuständigkeit der Länder, teils in Zuständigkeit des Bundes) voran. Für diese Verfahren ist eine ohne Schlusspunkt fortgesetzte Überprüfung des netztechnischen Bedarfs der betroffenen Maßnahme hinderlich, da dies so wahrgenommen wird, als stünde die gesetzliche Bedarfsfeststellung für alle Zeit unter Vorbehalt.

Zugleich steigt die Anzahl der von den Übertragungsnetzbetreibern im jeweils aktuellen Entwurf des Netzentwicklungsplans vorgeschlagenen Maßnahmen. Damit wird auch die Prüfung der Entwürfe in jedem Durchgang komplexer. Um dabei einen fachlich und qualitativ hohen Maßstab aufrecht zu erhalten, ist es von Vorteil, Vorhaben des Bundesbedarfsplans, die sich nach den bisherigen Erkenntnissen als robust erwiesen haben, künftig schon vor Abschluss ihrer Umsetzung in das Startnetz zu übernehmen.

Die Bundesnetzagentur hat diese geänderte Vorgehensweise im Verfahren zum Netzentwicklungsplan 2017-2030 mit zur Konsultation gestellt. Nur wenige Konsultationsteilnehmer haben sich zu diesem Vorschlag geäußert. Tendenziell begrüßten sie ihn oder gingen sogar noch darüber hinaus – etwa in dem Sinne, dass schon die Aufnahme eines Vorhabens in den Bundesbedarfsplan zur Zuordnung ins Startnetz reichen sollte. Dies entspräche aus Sicht der Bundesnetzagentur jedoch nicht dem Willen des Gesetzgebers, der mit der regelmäßigen Neuaufstellung des Netzentwicklungsplans ausdrücklich eine rechtzeitige Neubewertung der Erforderlichkeit einzelner Maßnahmen und damit die Vermeidung unnötigen Netzausbaus bezweckt.

## 1.2 Zubaunetz und Zielnetz

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

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

## 1.3 Kraftwerksanschlussleitungen

Kraftwerksanschlussleitungen (dies sind diejenigen Leitungen, die ein Kraftwerk mit dem Übertragungsnetz verbinden und allein dem Kraftwerk zugänglich sind) sind weder Teil des Startnetzes noch des Zubaunetzes. Sie gehören nicht zum Übertragungsnetz, da sie allein der Anbindung eines Kraftwerks an das Netz dienen, nicht dem Stromtransport zugunsten der Allgemeinheit von Produzenten und Abnehmern. Diese Leitungen werden daher von der Bundesnetzagentur im Rahmen des Netzentwicklungsplans nicht geprüft oder bestätigt. Die Übertragungsnetzbetreiber sind auch nicht verpflichtet, derartige Kraftwerksanschlussleitungen zu errichten. Dies obliegt vielmehr dem Kraftwerksbetreiber (vgl. § 6 Abs. 4 der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung sowie Bundesratsdrucksache 283/07, S. 22), der wiederum den Netzbetreiber mit der Errichtung der Anschlussleitung betrauen kann. Sie wird damit zu einem Auftragsprojekt, aber nicht zu einem Teil des Übertragungsnetzes oder dessen Netzausbauplanung. Über ihre konkrete Ausführung entscheiden die zuständigen Landesbehörden.

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.

## 2. Planungsgrundsätze und Vorgehensweise in der Netzmodellierung

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

### 2.1 (n-1)-Sicherheit

Diese fachlichen Anforderungen verlangen unter anderem die Sicherstellung des uneingeschränkten Netzbetriebs auch bei Ausfall einer einzelnen Leitung bzw. eines sonstigen Betriebsmittels (sog. (n-1)-Sicherheit bzw. (n-1)-Kriterium). Als erstes wird in der Netzmodellierung simuliert, ob das Startnetz ausreicht, um den aus der Marktmodellierung resultierenden Transportbedarf zu jeder der 8.760 Stunden und auch im (n-1)-Fall zu decken. Sofern sich keine Überlastungen ergeben, bedarf es keines Ausbaus. Wenn sich Überlastungen ergeben, muss geprüft werden, wie sie behoben werden können.

### 2.2 Lastflusssteuernde Maßnahmen

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

Die wichtigsten von den Übertragungsnetzbetreibern im NEP 2017-2030 vorgeschlagenen lastflusssteuernden Betriebsmittel sind Phasenschiebertransformatoren (PST) und eine HGÜ-Kurzkupplung.

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

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

Bei der HGÜ-Kurzkupplung werden zwei Konverterstationen mit einer Gleichstromleitung verbunden. Beide Konverterstationen sind auf ihrer jeweiligen Wechselstromseite in das vermaschte Netz integriert und

können im Zusammenspiel beider Anlagen Leistung von der einen zur anderen Seite übertragen. Da beide Konverter flexibel ausregelfähig sind, also von Null bis zur Obergrenze Leistung aufnehmen (und auf der anderen Seite wieder abgeben können) und hierzu nur eine Änderung der digitalen Steuerparameter vonnöten ist, stellt eine HGÜ-Kurzkupplung ebenfalls ein „Ventil“ im Stromnetz dar. Mit ihr lässt sich der Lastfluss im umgebenden Wechselstromnetz je nach betrieblichem Bedarf optimieren.

Eine HGÜ-Kurzkupplung hat gegenüber einem PST den Vorteil, dass sie stufenlos und praktisch ohne zeitliche Verzögerung regelbar ist und kaum Verschleiß aufweist. Allerdings führt sie auch zu höheren Netzverlusten und ist deutlich teurer.

### 2.3 NOVA-Prinzip

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

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

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

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

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

Das NOVA-Prinzip wird planerisch berücksichtigt, das heißt, Netzoptimierungen und Verstärkungen im Bestandsnetz werden – soweit sie technisch möglich und rechtlich zulässig sind – als durchgeführt vorausgesetzt. So wird beispielsweise durch entsprechende Konfiguration der Datensätze unterstellt, dass im Zieljahr flächendeckend Freileitungsmonitoring, also die höhere Auslastbarkeit von Freileitungen bei windreichen Verhältnissen, stattfindet.

## 2.4 Engpassfreiheit und Redispatch

Die Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigen auf der ersten Stufe der Netzplanung keinen Redispatch von Kraftwerken und keine Lastabschaltungen zur Vermeidung von Netzausbaubedarf. Solche Instrumente müssen dem späteren tatsächlichen Netzbetrieb als Sonder- bzw. Notfallinstrumente vorbehalten bleiben. Planerisch ist das Netz im Einklang mit den bisherigen Planungsgrundsätzen im ersten Schritt durch die Übertragungsnetzbetreiber 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 einbezöge, 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 Kappung von Erzeugungsspitzen 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 2030 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 unbedingt erforderliche Maß zu begrenzen.

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

### 3. Ausgangsbefund

Die entscheidende Frage ist, wie ein Übertragungsnetz beschaffen sein muss, um die Energietransporte, wie sie sich nach den Ergebnissen des Marktmodells ergeben, zu bewerkstelligen. Die Anforderungen an das deutsche Übertragungsnetz werden im Wesentlichen vom Verbrauch, von der Erzeugung und von den Im- und Exporten bestimmt. Dabei ist es entscheidend, an welcher Stelle im Netz Energie eingespeist bzw. entnommen wird. Für eine ausreichend genaue Betrachtung müssen die deutschlandweite Erzeugungs- und Verbrauchssituation auf die einzelnen über 450 Netzknoten aufgeschlüsselt werden.

Aus der nachfolgenden Abbildung lässt sich die Übertragungsaufgabe beispielhaft ablesen. Sie stellt die Stunde 3666, also die Prognose für den 02.06.2030, 17 Uhr, dar. In dieser Stunde kommt es im modellierten Betrachtungsjahr 2030 zu den höchsten Belastungen im Netz. Viele hoch ausgelastete Stunden, die typischerweise den Netzausbaubedarf dimensionieren, weisen vergleichbare Einspeise- und Lastsituationen auf. In dieser Stunde sorgen hohe Einspeisungen aus On- und Offshore Windenergie von über 40 GW für einen Überschuss an Energie im Norden. Exporte nach Frankreich, Belgien und in die Niederlande in Höhe von 8,4 GW bei gleichzeitigen Importen aus den skandinavischen Ländern in Höhe von 6,3 GW tragen zur Übertragungsaufgabe bei. Die konventionelle Erzeugung liegt in einem durchschnittlichen Bereich. Es speisen insgesamt 6 GW Braunkohle, 12 GW Steinkohle und 3 GW Erdgas in das Netz ein. Gleichzeitig liegt die Last bei 66 GW in einem mittleren bis hohen Bereich.

In der Darstellung überlagern sich Einspeisung und Last, sodass eine Region, die farblich neutral erscheint, nicht frei von Erzeugung und Lasten sein muss, sondern lediglich „vor Ort“ eine ausgeglichene Bilanz aus Erzeugung und Verbrauch aufweist. An den grün eingefärbten Flächen wird der unmittelbare Strombedarf nicht gedeckt, hierher muss Energie transportiert werden. An rot markierten Stellen übersteigt die Erzeugung den örtlichen Verbrauch, so dass Energie über das Übertragungsnetz anderen Netzknoten zur Verfügung gestellt werden muss.

Insgesamt zeigt die Abbildung exemplarisch die weiträumige Übertragungsaufgabe des Netzes unter den am deutschen und europäischen Energiemarkt geltenden Bedingungen.

Das Übertragungsnetz muss Leistung von Orten mit einer positiven Leistungsbilanz zu Stellen mit einer negativen Leistungsbilanz transportieren. Die Leistungsflüsse im Netz stellen sich dementsprechend nach physikalischen Gesetzen ein und lassen sich in nur geringem Ausmaß durch steuerbare technische Betriebsmittel beeinflussen. In der dargestellten Stunde 3666 treten Engpässe vorwiegend auf Leitungen zwischen Nord/Ost und Süd/West Deutschland auf. Die Stunde 3666 stellt eine typische Situation bzw. Aufgabe dar, die das Übertragungsnetz im Jahr 2030 beherrschen können muss. Viele weitere Stunden weisen eine ähnliche Übertragungsaufgabe auf. Trotzdem können auch deutliche andere Situationen eintreten und entscheidungserheblich für die zukünftige Auslegung des Netzes sein.

Um aus diesen Befunden nun den Netzausbaubedarf abzuleiten, kann man für eine erste Analyse zum Beispiel das Modell des Startnetzes mit der aus der Stunde 3666 und den aus allen weiteren simulierten Stunden des Jahres 2030 resultierenden Übertragungsaufgaben konfrontieren.

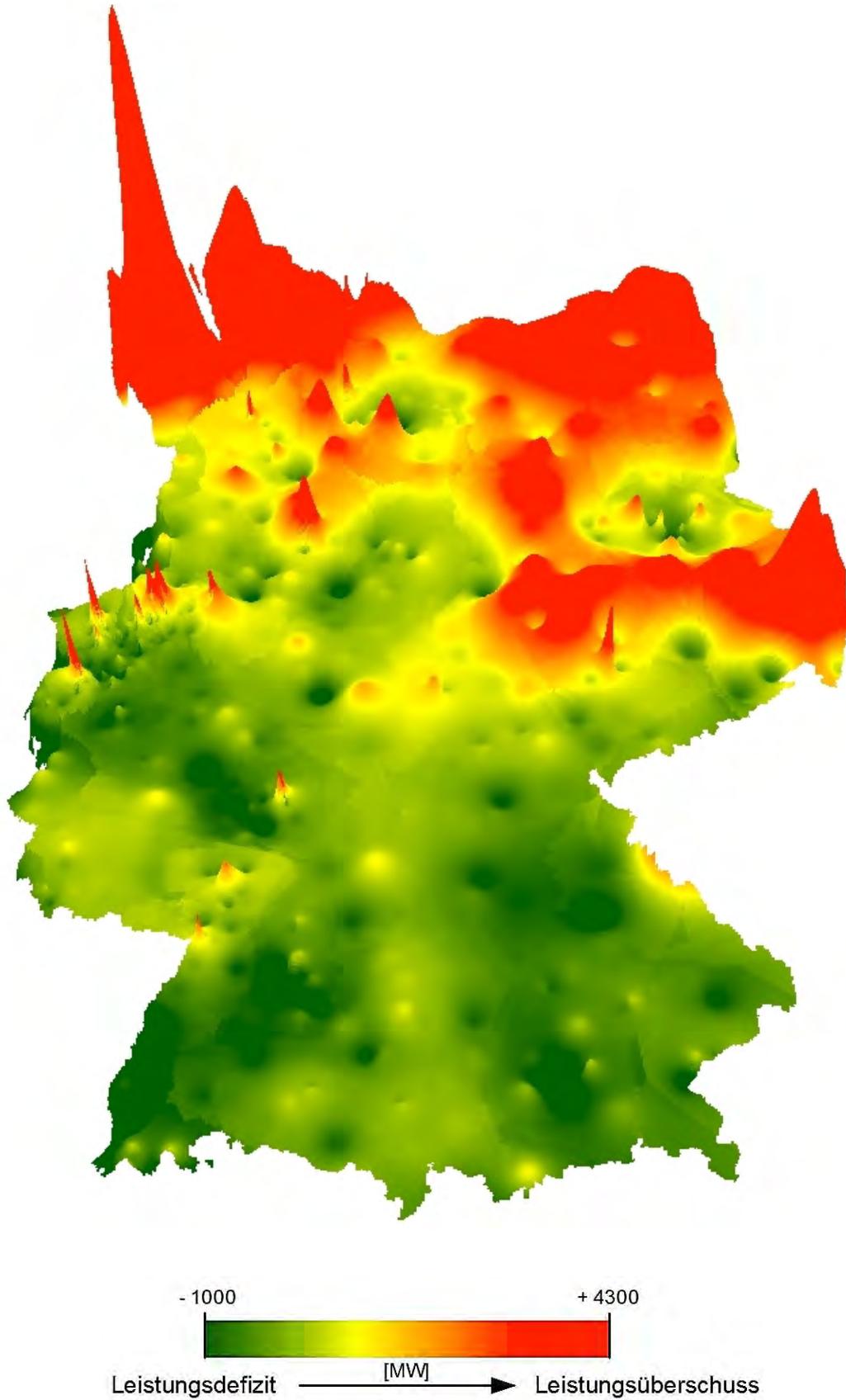


Abbildung: Räumliche Darstellung der für den 2. Juni 2030, 17 Uhr, prognostizierten Leistungsbilanzen an den deutschen Höchstspannungsknoten (Stunde 3666, Szenario B 2030)

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

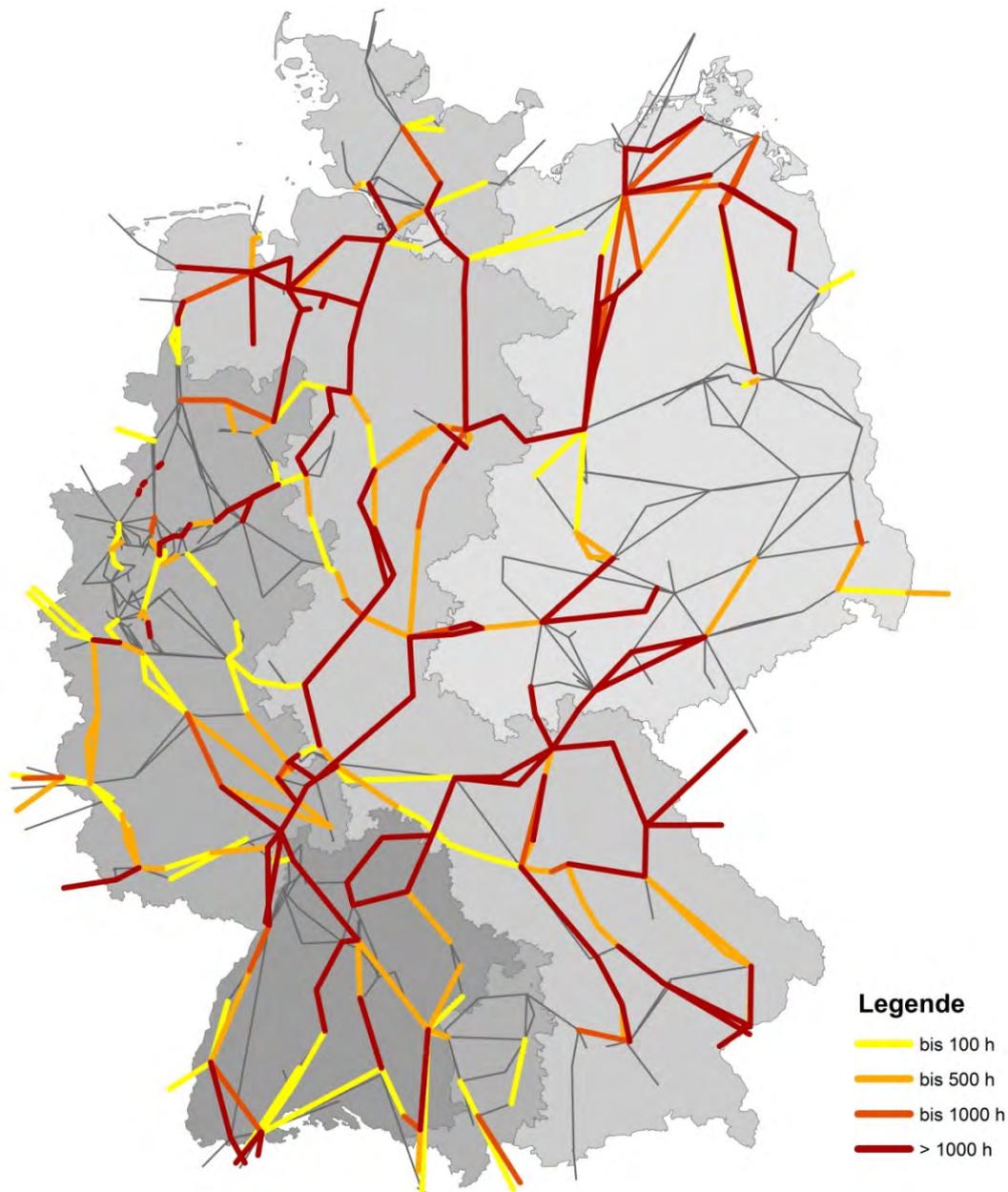


Abbildung: auftretende (n-1)-Verletzungen im Startnetz am Beispiel des Szenarios B 2030

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

Wie das Übertragungsnetz weiter verstärkt und ausgebaut werden muss, um diese Überlastungen zu minimieren, muss der weitere Planungsprozess ergeben.

## E Praktische Umsetzung und Prüfung

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

Die Bundesnetzagentur prüft jeden dieser Schritte nach. Sie schreibt für jeden Durchgang der Netzentwicklungsplanung offen unabhängige wissenschaftliche Gutachten aus, deren Schwerpunkte in der Marktmodellierung bzw. in der Netzmodellierung liegen. Für die Prüfung des NEP 2017-2030 erhielt im Rahmen eines öffentlichen Ausschreibungsverfahrens die ef.Ruhr GmbH den Zuschlag als Gutachter. Die ef.Ruhr GmbH ist ein von der Technischen Universität Dortmund, der Ruhr-Universität Bochum und der Universität Duisburg-Essen aufgebautes und ausgegründetes Beratungs- und Consultingunternehmen für den Bereich der Energieforschung.

Zur Plausibilisierung der Regionalisierung, wie sie die Übertragungsnetzbetreiber vorgenommen haben, hat die Bundesnetzagentur die ef.Ruhr GmbH gebeten, eine eigene Regionalisierung anhand einer ähnlichen Methodik vorzunehmen. So konnte überprüft werden, ob die Ergebnisse der ÜNB-Regionalisierung bei gleichen Grundannahmen aus dem Szenariorahmen reproduzierbar und damit valide sind. Um die Annahmen zur regionalen Verteilung der erneuerbaren Energien zu verifizieren, hat die Bundesnetzagentur flächendeckende Abfragen bei Verteilnetzbetreibern zur Antragslage bezüglich neu anzuschließender EE-Anlagen sowie bei den obersten Raumordnungsbehörden der Länder zu den ausgewiesenen Windausbaugebiete durchgeführt. Ferner hat sie die Meldungen ausgewertet, die sie von den Betreibern bestehender EE-Anlagen erhält.

Für ihre Marktsimulation zum NEP 2017-2030 haben die Übertragungsnetzbetreiber erneut ein von der Pöyry Management Consulting entwickeltes Elektrizitätsmarktmodell genutzt. 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 Regelernergie unabhängig vom Strompreisniveau in Betrieb sein müssen) sowie der zu erwartenden Nachfrage nach Strom. Das Modell orientiert sich an ökonomischen und technischen Kriterien sowie an den gesetzlich den Produzenten und Verbrauchern vorgegebenen Rahmenbedingungen.

Für ihre Prüfungen des NEP 2017-2030 hat die Bundesnetzagentur die Marktmodellierung der Übertragungsnetzbetreiber mit der gutachterlichen Marktmodellierung der ef.Ruhr GmbH verglichen. Die jeweils modellierten konventionellen Erzeugungsmengen stimmen über alle Szenarien hinweg zu über 98 Prozent überein. Da beide Modellierungen auf denselben Startparametern beruhen, lässt die sehr geringe Abweichung der Ergebnisse bei solch komplexen Modellierungen auf eine hohe Qualität und Validität schließen. Unterschiede dürften durch leicht unterschiedliche Kraftwerkseinsatzparameter, genauere Kenntnis historischer Einsatzzeiten, Unterschiede in der Simulation von nichtdeterministischen Ausfällen

und sonstigen Modellparametern begründet sein. Solche Unterschiede im Detail entstehen daraus, dass die Übertragungsnetzbetreiber und der Gutachter jeweils verschiedene Ansätze für ihre Vorgehensweise gewählt haben. Das bedeutet allerdings nicht, dass das eine Modell dem anderen „überlegen“ wäre. Die Ergebnisse verschiedener Modellierungen lassen sich nicht in Kategorien wie richtig oder falsch bzw. wahr oder unwahr einteilen. Denn Modellieren bedeutet, in der Realität hochkomplexe Zusammenhänge so weit zu vereinfachen, dass man sie anschließend mit angemessenem Aufwand berechnen kann. Diese Vereinfachung kann auf unterschiedliche Weise erfolgen, ohne dass dadurch ein Modell „besser“ wäre als das andere.

Die Angaben der Übertragungsnetzbetreiber zum ausländischen Kraftwerkspark und der Kuppelkapazitäten hat die Bundesnetzagentur durch einen Abgleich mit den Angaben der Nachbarländer aus dem europäischen TYNDP-Prozess verifiziert. Die Annahmen zur Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks werden mit den Angaben der Kraftwerksbetreiber im Rahmen der von der Bundesnetzagentur durchgeführten Erhebungen verglichen.

Für die Netzmodellierung schließlich nutzen die Übertragungsnetzbetreiber ein vollständiges Modell des deutschen Übertragungsnetzes. Die Kopplungen mit den angrenzenden Netzen werden mittels geeigneter und mit den anderen europäischen Übertragungsnetzbetreibern abgestimmter Parameter abgebildet. Die Übertragungsnetze der unmittelbar an Deutschland grenzenden Länder sind ebenfalls weitest möglich netzknottenscharf abgebildet. Die Netzberechnungen auf Basis der Marktmodellierung erfolgen wie in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen mit Hilfe der fachlich anerkannten Software INTEGRAL. Vergleichbare Produkte sind zum Beispiel PSS (Power System Planning & Data Management Software), PowerFactory oder NEPLAN. Die Überprüfung der Modellierung der europäischen Nachbarnetze geschieht wiederum durch einen Abgleich mit dem TYNDP-Prozess. Die Daten zu den deutschen Netzen werden stichprobenartig mit öffentlich verfügbaren Daten (z. B. Open-Streetmap-Daten, VDE-Karten) sowie mit Daten, welche die Bundesnetzagentur von den Netzbetreibern im Rahmen anderer Prozesse erhebt (z.B. Netzentgeltprüfung, Systemanalysen), verglichen.

Für die elektrotechnische Überprüfung der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen nutzt die Bundesnetzagentur ebenfalls INTEGRAL sowie andere fachlich anerkannte Software. Mit dem Anbieter von INTEGRAL besteht ein enger fachlicher Austausch hinsichtlich möglicher Verbesserungen und Anpassungen. Ferner setzt die Bundesnetzagentur auch eigene Softwareentwicklungen ein.

Die Datenbasis, d.h. die Informationen über das vorhandene oder im Bau befindliche Netz und dessen Leistungsvermögen, also der technischen Eigenschaften der Leitungen, Schaltanlagen, Umspannwerke und sonstigen Betriebsmittel, ist grundsätzlich die gleiche wie die von den Übertragungsnetzbetreibern verwendete. Das schließt leichte Abweichungen im Detail nicht aus, die beispielsweise vorkommen können, wenn einzelne Anlagen zwischenzeitlich geändert und die Datensätze noch nicht entsprechend angepasst wurden. Die Bundesnetzagentur überprüft mit eigener fachlicher Expertise (derzeit 12 Ingenieursstellen) das von den Übertragungsnetzbetreibern eingereichte Netzmodell und die Datensätze, klärt Unstimmigkeiten, stellt Rückfragen zu Auffälligkeiten und korrigiert nicht zutreffende Daten oder Eingangsparameter. Auf dieser Grundlage erstellt sie einen eigenen Prüfungsdatensatz und eigene Netzmodelle, anhand deren sie die Ausbaumaßnahmen beurteilt. Angesichts der sehr hohen Zahl von Datensätzen, Einzeldaten und durchzurechnenden Netznutzungsfällen sind solche Korrekturen unvermeidlich. Sie führen im Einzelfall zu anderen Bewertungen bestimmter Maßnahmen. Im Großen und Ganzen erweist sich das Netzmodell der

Übertragungsnetzbetreiber jedoch als plausibel und nachvollziehbar. In den bisherigen Netzentwicklungsplänen hat die Bundesnetzagentur trotz intensiver Prüfung der Datensätze und der daraus resultierenden Maßnahmen keinerlei Hinweise auf die Verwendung bewusst fehlerhafter Daten gefunden. Etwas schwieriger nachzuvollziehen sind allerdings ungünstige Schaltzustände des Netzes, die sogenannte Netztopologie. Hier verlässt sich die Bundesnetzagentur jedoch nicht allein auf die Netzdaten der Übertragungsnetzbetreiber, sondern bestimmt mittels eigener Untersuchungen eine optimale Topologie und verwendet diese für die weitere Prüfung.

Wichtig bei der Netzmodellierung ist es, das Wechselstromnetz und HGÜ-Verbindungen nicht jeweils für sich, sondern gesamthaft zu prüfen und zu beurteilen.

## 1. Vorgehensweise der Bundesnetzagentur

Die Bundesnetzagentur prüft die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen nach. Besonderes Augenmerk liegt darauf, wie sich eine Maßnahme in den Szenarien B 2030 und C 2030 verhält, da in ihnen der Anteil erneuerbarer Energien vergleichsweise hoch ist und beide Szenarien unterstellen, dass die Klimaziele der Bundesregierung erreicht werden. Mit Hilfe des Szenarios A 2030 lässt sich – quasi aus einem anderen Blickwinkel auf die Zukunft – beurteilen, ob sich der Netzausbaubedarf anders entwickelt, wenn keine zusätzlichen Maßnahmen zur Reduzierung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes bei der Stromproduktion ergriffen würden. Die Bundesnetzagentur prüft die von den Übertragungsnetzbetreibern in den vier Szenarien angegebenen Maßnahmen im jeweiligen Szenario nach. Ob die Übertragungsnetzbetreiber eine Maßnahme auch im Szenario B 2035 als erforderlich identifiziert haben, kann als weiterer Aspekt in die Einschätzung der Bundesnetzagentur einfließen.

Für die Prüfungen stehen die im Marktmodell ermittelten 8.760 Stunden bzw. Netznutzungsfälle des Betrachtungsjahrs eines jeden Szenarios zur Verfügung. Daraus ergibt sich eine umfangreiche Datengrundlage, welche die Bundesnetzagentur in die Lage versetzt, jede Maßnahme jeweils unter verschiedenen Blickwinkeln in einer wertenden fachlichen Gesamtabwägung einzuschätzen. Die Bundesnetzagentur entscheidet also nicht allein aufgrund eines „Leitszenarios“, sondern bildet sich ein Gesamturteil über die einzelnen Maßnahmen.

Um zu beurteilen, ob die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen energiewirtschaftlich notwendig sind, wendet die Bundesnetzagentur bei jeder Maßnahme (und in jedem betrachteten Szenario) zwei Kriterien an:

- die Wirksamkeit der einzelnen Maßnahmen und
- die Erforderlichkeit der einzelnen Maßnahmen.

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

## 2. Überlastungsindizes

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

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

Bereits im Gutachten zum Netzentwicklungsplan 2024 wurde zu diesem Zweck ein sogenannter Überlastungsindex verwendet. Der Grundgedanke dabei ist, zunächst die Leistung einer Leitung, die aufgrund einer Überlastung nicht übertragen werden könnte, für ein Jahr aufzusummieren. Damit fällt eine stark überlastete Leitung deutlich mehr ins Gewicht als eine nur schwach überlastete Leitung.

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

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

Im Netzentwicklungsplan 2024 wurde der Überlastungsindex noch vereinfacht berechnet, indem ab einer Auslastung einer Leistung von 70% im (n-0)-Fall eine Überlastung im (n-1)-Fall angenommen wurde. Dies ist eine naheliegende Vereinfachung, da im vermaschten Übertragungsnetz ab einer Auslastung von 70% einer Leitung häufig (n-1)-Verletzungen auftreten, also bei Ausfall einer Leitung die Auslastung auf über 100% steigen würde.

Die Bundesnetzagentur hat den Überlastungsindex mittlerweile weiterentwickelt und ist von dem genannten indiziellen 70% -Kriterium dazu übergegangen, tatsächliche (n-1)-Verletzungen zu betrachten. Hierfür werden im Gegensatz zum einfachen Überlastungsindex nicht nur die Lastflüsse im (n-0)-Fall für jede der 8760 Stunden des Jahres berechnet, sondern für jede Stunde eine komplette Ausfallsimulation durchgeführt. Damit ist zwar der Rechenaufwand deutlich größer, es kann jedoch für jede Leitung in jeder Stunde des Jahres genau bestimmt werden, mit welcher Leistung diese im (n-1)-Fall überlasten würde. Ausgehend von diesen Werten lassen sich der Jahresüberlastungswert einer einzelnen Leitung und daraus wiederum der Jahresüberlastungswert aller Leitungen im Übertragungsnetz sehr viel präziser bestimmen.

Die so erhaltenen Werte können wiederum als Indikatoren für die aufgrund von Überlastungen nicht übertragbare Leistung und damit für die Dringlichkeit von Ausbaumaßnahmen angesehen werden. Sie dürfen jedoch nicht mit den im Netzbetrieb tatsächlich anfallenden Redispatch-Mengen gleichgesetzt werden. Denn in den Überlastungsindex fließen für jede Stunde der Jahresrechnung alle relevanten Ausfallsituationen ein, werden also schlicht aufsummiert. Die tatsächlichen Redispatch-Mengen sind dagegen später in hohem Masse abhängig von der Wettersituation, den tatsächlichen Ausfallsituationen von Betriebsmitteln und wechselseitigen Schnittmengen und Abhängigkeiten der Wirkung der verfügbaren Redispatch-Kraftwerke.

### 3. Wirksamkeitskriterium

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

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

Eine Maßnahme wird auch dann als wirksam eingestuft, wenn sie grenzüberschreitende Transportkapazitäten (siehe Abschnitt II A) erhöht und damit den europäischen Strommarkt stärkt.

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

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

Für das Kriterium der Wirksamkeit reicht es nach den Planungsgrundsätzen der Übertragungsnetzbetreiber aus, wenn die überlastvermeidende Wirkung nur in einer spezifischen Belastungs- oder Nutzungssituation, d. h. in einem einzigen sogenannten Netznutzungsfall, auftritt. Für die Prüfung stehen die 8.760 modellierten Stunden des betrachteten Jahres als Netznutzungsfälle zur Verfügung.

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

Zur Prüfung der Maßnahmen mit grenzüberschreitendem Nutzen wurden 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.

#### **4. Erforderlichkeitskriterium**

Eine wirksame Maßnahme muss darüber hinaus auch erforderlich sein.

Bei der Prüfung der Erforderlichkeit einer Maßnahme wendet die Bundesnetzagentur Kriterien an, die über die von den Übertragungsnetzbetreibern zugrunde gelegten Planungskriterien hinausgehen. Nach Ansicht der Bundesnetzagentur sollten Maßnahmen auch gegenüber Veränderungen von gesetzlichen oder sonstigen Rahmenbedingungen stabil und zukunftsfest sein, um keine unnötigen Ressourcen zu verbrauchen. Eine Maßnahme ist in diesem Sinne erst dann erforderlich, wenn sie auch gegenüber Veränderungen der Netzentwicklungsplanung in einem gewissen Maße widerstandsfähig und damit robust ist.

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

Zur Bestimmung der Auslastung einer Leitung betrachtet die Bundesnetzagentur die zugehörigen Jahresauslastungskurven. Eine Maßnahme gilt in der Regel als erforderlich, wenn sie zu einem Zeitpunkt des jeweils betrachteten Jahres zu mindestens 20 Prozent ausgelastet ist. Erreicht eine Maßnahme diesen Wert nicht, ist dies ein Indiz, dass die Überlastungen des Netzes gegebenenfalls auch durch einen Ausbau in der Verteilnetzebene behoben werden können. In solchen Fällen fordert die Bundesnetzagentur Datensätze des Verteilnetzbetreibers an, um eine Abwägung zwischen Verteilnetz- und Übertragungsnetzausbau treffen zu können. Erscheint der Ausbau im Übertragungsnetz als die sinnvollere Maßnahme, wird diese trotz geringerer Auslastung als erforderlich eingestuft. Wann der Ausbau im Verteilnetz sinnvoller ist, lässt sich nicht losgelöst vom Einzelfall beantworten. Vielmehr muss jeweils individuell betrachtet werden, welche konkreten, meist sehr umfangreichen Maßnahmen im Verteilnetz nötig wären. Anschließend sind unterschiedlichste Parameter wie Kosten, Landschaftsverbrauch und Nachhaltigkeit abzuwägen.

## 5. Prüfung von Streckenmaßnahmen aus dem Bundesbedarfsplan

Wie bisher überprüft die Bundesnetzagentur auch im NEP 2017-2030 erneut diejenigen Maßnahmen, für die der Gesetzgeber im Bundesbedarfsplan bereits die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf festgestellt hat. Damit kommt sie ihrem Auftrag nach, Öffentlichkeit und Gesetzgeber darüber zu informieren, ob die energiewirtschaftliche Notwendigkeit dieser Maßnahmen aus fachlicher Sicht weiterhin gegeben ist, auch wenn sich zwischenzeitlich bestimmte Rahmenbedingungen oder Prognosen geändert haben.

Für diese technische Prüfung fügt die Bundesnetzagentur in ihrem Netzmodell dem Startnetz sämtliche im Bundesbedarfsplan niedergelegten Maßnahmen hinzu. Dabei setzt sie die von den Übertragungsnetzbetreibern angenommenen lastflusssteuernden Elemente zunächst als gegeben voraus, um deren mögliche entlastende Wirkungen im Netz einzubeziehen. Es ergibt sich das sogenannte BBP-Netz. Anschließend prüft sie die Maßnahmen des Bundesbedarfsplans in diesem BBP-Netz auf Wirksamkeit und Erforderlichkeit.

Da an dieser Stelle der Prüfung noch nicht das komplette Zubaunetz inklusive aller über den Bundesbedarfsplan hinausgehenden NEP-Maßnahmen betrachtet wird, reicht es für die Wirksamkeit einer BBP-Maßnahme aus, wenn sie eine signifikante Entlastung einer anderen Leitung bewirkt, auch wenn letztere dabei über 100% ausgelastet bleibt. Das wirkt zwar auf den ersten Blick so, als sei die BBP-Maßnahme noch gar nicht „wirksam genug“, zeigt aber nur, dass über die BBP-Maßnahmen hinaus weiterer Zubau erforderlich ist, um ein überlastungsfreies Übertragungsnetz zu erhalten. Insofern wäre es falsch, die BBP-Maßnahme als „nicht wirksam (genug)“ abzulehnen, da sich ohne sie die Überlastungssituation verschärfen würde.

## 6. Prüfung weiterer Zubaumaßnahmen

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

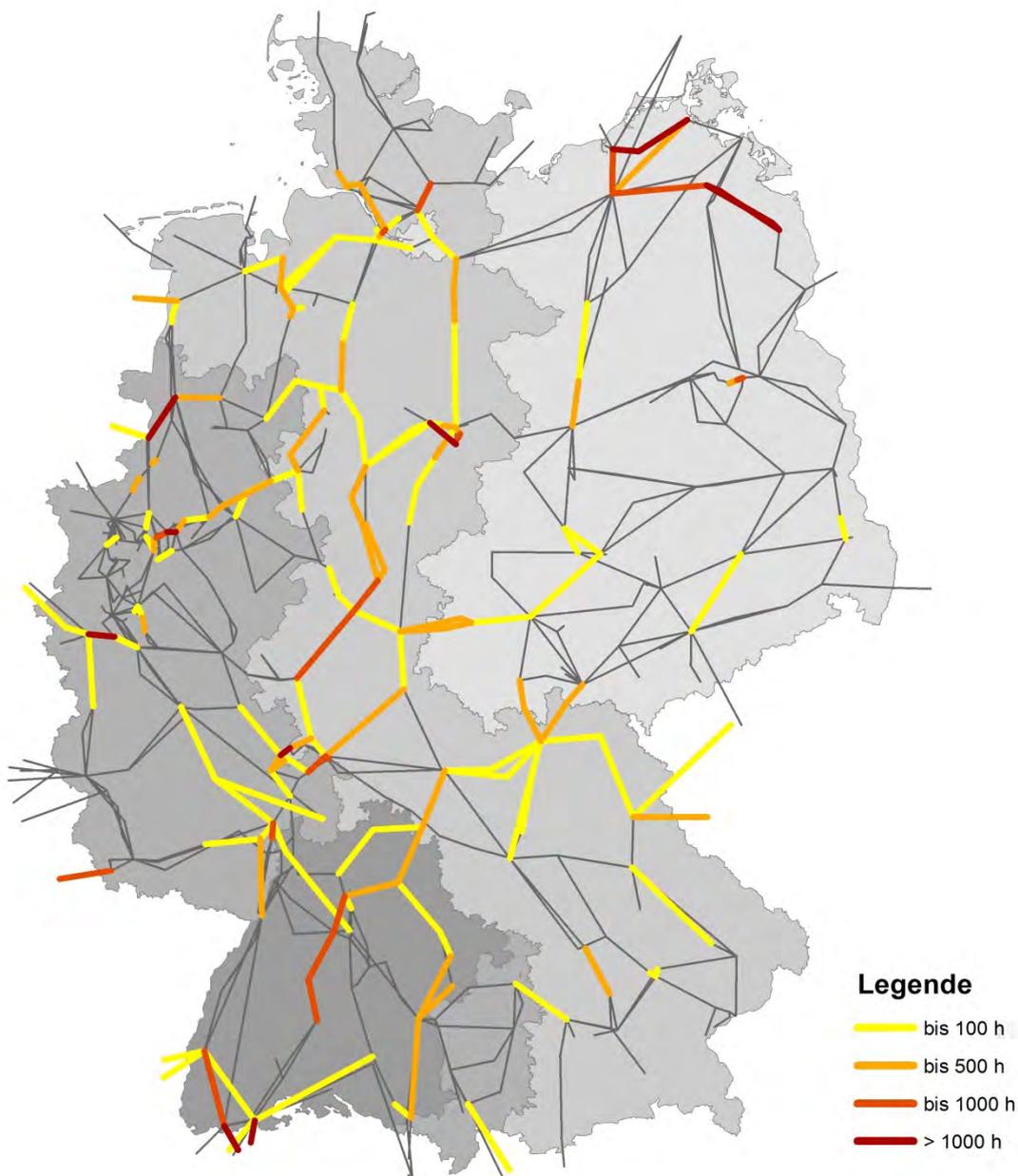


Abbildung: auftretende (n-1)-Verletzungen im BBP-Netz am Beispiel des Szenarios B 2030

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

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

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

Theoretisch müsste man jeweils eine Schwachstelle im Netz betrachten und prüfen, welche Maßnahme diese Schwachstelle beseitigen kann. Da ein solches Vorgehen in der Praxis jedoch aufgrund begrenzter Rechenzeiten nicht machbar ist, werden Schwachstellen, die weit genug auseinanderliegen, gleichzeitig betrachtet. Denn wenn diese Schwachstellen weit genug 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 jeweiligen Überlastungsindizes bestimmt, um besonders oft bzw. besonders stark auftretende Engpässe zu identifizieren. Danach werden hieraus räumlich voneinander getrennte Schwachstellen ausgewählt und jeweils eine naheliegende Maßnahme aus den Vorschlägen der Übertragungsnetzbetreiber identifiziert, die potenziell die Schwachstelle beheben oder zumindest mindern kann.

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

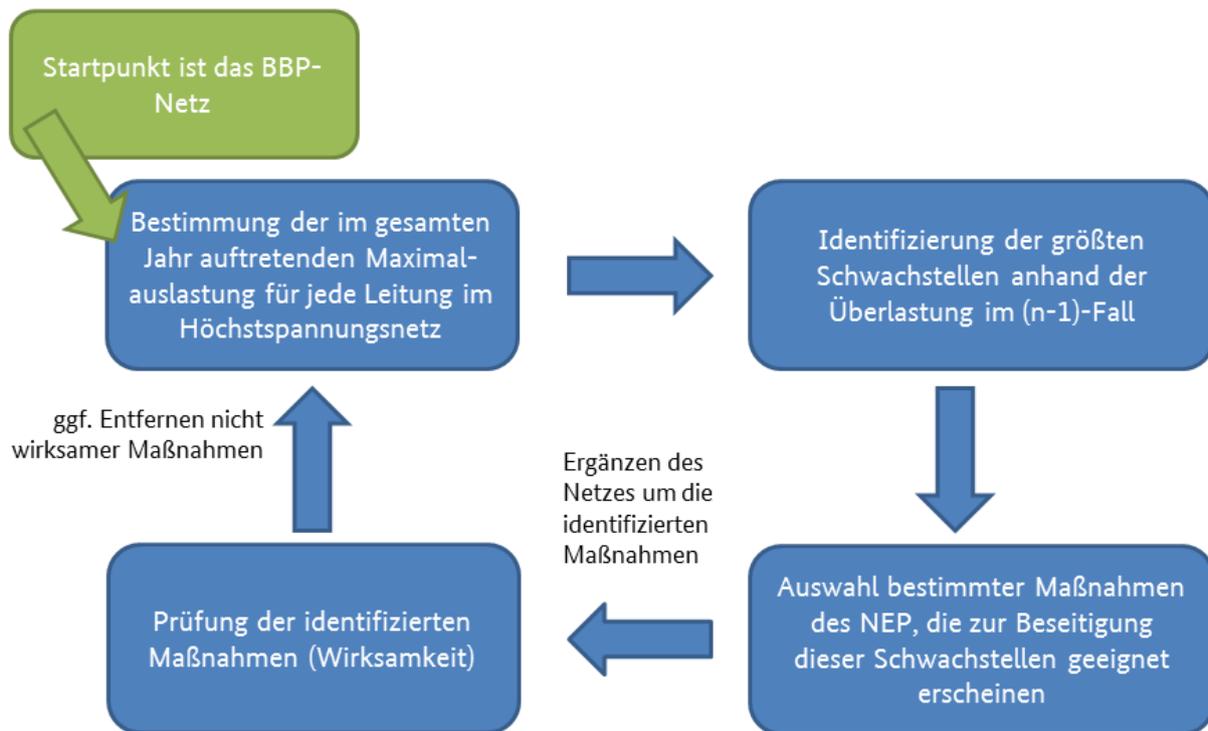


Abbildung: Vorgehen bei der sequenziellen Prüfung

## 7. Prüfung von Ad-Hoc-Maßnahmen

Zweck des Netzentwicklungsplans 2017-2030 ist es, den langfristigen Netzausbaubedarf für das untersuchte Zieljahr 2030 zu bestimmen. Er kann aber darüber hinaus helfen, auch kurzfristigen Herausforderungen, die sich aus der Energiewende ergeben, zu begegnen. Da der Netzausbau, insbesondere die Errichtung der weiträumigen HGÜ-Verbindungen, nicht vor Vollendung des Atomausstiegs im Jahr 2022 abgeschlossen sein wird, wird ab dem Jahr 2022 bis zur Inbetriebnahme der HGÜ zusätzlicher Aufwand an Engpassmanagement und Redispatch erforderlich. Zur Kompensation der dadurch entstehenden Kosten und zur Gewährleistung der Systemsicherheit kann es sinnvoll sein, Netzausbaumaßnahmen umzusetzen, die zwar im Zieljahr des NEP 2017-2030 nicht von signifikanter Bedeutung sind, aber bis dahin ab dem Jahr 2022 mehr Nutzen stiften als Kosten. Allerdings kommen folgerichtig nur solche Netzausbaumaßnahmen in Betracht, die sich planerisch und baulich schnell umsetzen lassen, ihrerseits keine erheblichen Umweltauswirkungen haben und keine wesentlichen raumplanerischen Konflikte verursachen. Anderenfalls wäre eine Realisierung bis zum Jahr 2022 illusorisch. Solche Netzausbaumaßnahmen werden als Ad-Hoc-Maßnahmen bezeichnet.

Da Ad-Hoc-Maßnahmen dazu dienen, in einer Übergangszeit netzengpassbedingte Kosten zu verringern, müssen sie überhaupt kurzfristig umsetzbar erscheinen, sodass grundsätzlich eine signifikante Auswirkung bis zur Inbetriebnahme der Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplan zu erwarten ist. Dazu wird für jede Maßnahme im Einzelfall analysiert, mit welchem Zeitbedarf für ihre Genehmigung und Umsetzung zu rechnen ist. Erscheint eine Ad-Hoc-Maßnahme demnach kurzfristig umsetzbar, prüft die Bundesnetzagentur ihre energiewirtschaftliche Eignung anhand eines zusätzlichen Szenarios für das „Zwischenjahr“ 2023. Hierbei werden die im Szenario B 2030 getroffenen Annahmen wie beispielsweise zum EE-Ausbau, zur Verbrauchslast

und zur Entwicklung der Brennstoffkosten linear auf das Jahr 2023 heruntergebrochen. Der bis zum Jahr 2023 als realisiert unterstellte Netzausbau wird aus den Angaben des Bundesbedarfsplan-Monitorings (Stand: 1. Quartal 2017) abgeleitet.

Für Ad-Hoc-Maßnahmen können die Prüfkriterien der Erforderlichkeit und der Wirksamkeit nicht sinnvoll angewandt werden, weshalb die Prüfung von Ad-Hoc Maßnahmen anhand einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erfolgt: Der Nutzen, den eine Ad-Hoc Maßnahme in einem gewissen Zeitraum stiftet, muss deren Kosten übersteigen. Der Nutzen einer Ad-Hoc Maßnahme liegt in der Vermeidung von andernfalls entstehenden Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement (also dem Abregeln von EE-Anlagen und Hochfahren von konventionellen Kraftwerken). Zwar hat die Vermeidung von Einspeisemanagement rein volkswirtschaftlich betrachtet keinen unmittelbar quantifizierbaren monetären Effekt, da die eingesparten Einspeisevergütungen ungefähr den Entschädigungszahlungen an die Anlagenbetreiber entsprechen. Aber je weniger Einspeisemanagement notwendig wird, desto mehr tritt erneuerbare Erzeugung an Stelle konventioneller und desto mehr sinkt der Ausstoß von CO<sub>2</sub> in der Stromproduktion. Die Vermeidung von Einspeisemanagement ist daher zur Erreichung der Ziele der Energiewende zwingend geboten. Dementsprechend ist dem durch Einspeisemanagement abgeregelten Strom aus erneuerbaren Energien ein Wert beizumessen. Angelehnt an die für das Einspeisemanagement gezahlten Entschädigungssätze (Quelle: Monitoringbericht 2016) hat die Bundesnetzagentur deshalb entschieden, vermiedenes Einspeisemanagement monetär mit 100 € je MWh zu bewerten. Der monetäre Gesamtnutzen wird für das Zwischenszenario berechnet und muss mit der Anzahl an Jahren multipliziert werden, in denen die Maßnahme ihre Wirkung entfaltet. Dieser Zeitraum erstreckt sich im Wesentlichen von der realistischen Inbetriebnahme der Ad-Hoc-Maßnahme bis zu der geplanten Inbetriebnahme wichtiger BBP-Vorhaben, die ihrerseits einen Einfluss auf die Wirksamkeit der Ad-Hoc-Maßnahme haben, und wird entsprechend auf den Zeitraum nach Abschalten der letzten Atomkraftwerke bis zur beabsichtigten Inbetriebnahme wesentlicher HGÜ-Maßnahmen (Zeitraum von 2023 bis 2025) mit drei Jahren abgeschätzt.

Im überarbeiteten Entwurf zum Netzentwicklungsplan 2017-2030 haben die Übertragungsnetzbetreiber erstmalig fünf Ad-Hoc-Maßnahmen und während der Konsultation weitere sechs in Gestalt von Phasenschiebertransformatoren vorgeschlagen. Die Bundesnetzagentur hat darüber hinaus auch die Projekte P323 und P327 als mögliche Ad-Hoc-Maßnahmen in die Prüfung einbezogen, da es sich ebenfalls um zügig realisierbare Phasenschieber handelt.

Bei der Prüfung ist zu berücksichtigen, dass Ad-Hoc-Maßnahmen, die elektrisch nah beieinander liegen, sich gegenseitig beeinflussen. Deshalb hat sich die Bundesnetzagentur auch bei der Prüfung der Ad-Hoc-Maßnahmen für eine sequenzielle Prüfung entschieden. Damit kann vermieden werden, dass zwei oder mehr Maßnahmen identifiziert werden, die jede für sich dasselbe Problem im Netz lösen und damit gemeinsam keinen signifikant höheren Gesamtnutzen erzeugen. Im ersten Prüfschritt findet für alle Maßnahmen eine einzelne Wirtschaftlichkeitsbetrachtung statt, um die Maßnahmen mit dem größten wirtschaftlichen Nutzen zu identifizieren. Anschließend wird geprüft, ob sie weit genug auseinander liegen, sodass eine gegenseitige Beeinflussung weitestgehend ausgeschlossen werden kann. Ist das der Fall, wird das Netz um diese Maßnahmen ergänzt und es findet eine Neubewertung der verbleibenden Maßnahmen statt. Auf diese Weise wird das Netz schrittweise ergänzt, bis keine wirtschaftlich sinnvolle Maßnahme mehr identifiziert werden kann. In jedem Schritt werden dabei maximal drei Maßnahmen hinzugenommen.

Die Bundesnetzagentur hält neun der dreizehn als Ad-Hoc-Maßnahmen geprüften Maßnahmen für bestätigungsfähig. Zusammen erreichen diese neun Maßnahmen bereits 96 Prozent des monetären Gesamtnutzens aller geprüften Ad-Hoc-Maßnahmen, erfordern aber nur 68 Prozent der Kosten aller dieser Maßnahmen. Zusammengefasst führen diese neun Maßnahmen in den Jahren 2023 bis 2025 zu einem volkswirtschaftlichen Gewinn von etwa zwei Mrd. €. Es kann überdies davon ausgegangen werden, dass selbst nach Ende dieses Zeitraums noch ein positiver Nutzen dieser Maßnahme vorhanden ist, da sie im Anschluss weiter netzdienlich betrieben werden können.

### NEP 2017-2030: bestätigte Ad-Hoc-Maßnahmen

Projekt	Maßnahme	Netzverknüpfungspunkte	Art
P113	M519	Stadorf/Wahle	Anlagen
P310	M485	Bürstadt – Kühmoos	Leitung
P327	M522	Lastflusststeuernde Maßnahme im Ruhrgebiet	Anlage
P345	M556	Lastflusststeuernde Maßnahme in Hamburg/Ost	Anlage
P346	M557	Lastflusststeuernde Maßnahme in Hanekenfähr	Anlage
P347	M558	Lastflusststeuernde Maßnahme in Oberzier	Anlage
P348	M559	Lastflusststeuernde Maßnahme in Wilster	Anlage
P349	M560	Lastflusststeuernde Maßnahme in Würgau	Anlage
P350	M561	Lastflusststeuernde Maßnahme in Pulverdingen	Anlage

### NEP 2017-2030: nicht bestätigte Ad-Hoc-Maßnahmen

Projekt	Maßnahme	Netzverknüpfungspunkte	Art
P50	M556	Hoheneck – Pulverdingen	Leitung
P309	M484	Bürstadt – Rheinau – Hoheneck	Leitung
P323	M 509	Lastflusststeuernde Maßnahme in Urberach	Anlage
P324	M512	Witten – Hattingen	Leitung

Die nicht bestätigten Ad-Hoc-Maßnahmen führen ebenfalls zu einer Reduzierung von Netzengpässen. Da sich aber Ad-Hoc-Maßnahmen in ihrer Wirkung gegenseitig beeinflussen, reduziert sich das Gesamteinsparpotenzial gegenüber einer Einzelbewertung. Zudem kosten Phasenschiebertransformatoren im Vergleich zu den ursprünglich eingereichten Ad-Hoc-Streckenmaßnahmen weniger und schneiden daher in einer Kosten-Nutzen-Analyse deutlich besser ab.

## 8. Prüfung von Punktmaßnahmen

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

Unterscheiden lässt sich zwischen horizontalen Punktmaßnahmen, die Folge des Ausbaubedarfs im Übertragungsnetz sind, und vertikalen Punktmaßnahmen, die ihre Ursache in Bedarfen oder Rückspeisungen des unterlagerten Verteilnetzes und der sinnvollen und bedarfsgerechten Verknüpfung dieser beiden Netzebenen haben. Vertikale Punktmaßnahmen beruhen zumeist auf Anschlussverpflichtungen oder auf Annahmen der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber zur Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch in einzelnen Regionen.

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

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

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

## 9. Topologie

Unter dem Begriff „Topologie“ versteht man das „Schaltbild“ eines zusammenhängenden Netzes und der zugehörigen Leitungen. Um den Stromfluss im Netz zu beeinflussen, kann man Schalthandlungen an vielen Punkten des Übertragungsnetzes vornehmen. Solche Schalthandlungen werden insbesondere an Umspannanlagen durchgeführt und können z. B. das Trennen und Schließen (Entkuppeln und Kuppeln) von Sammelschienen sein. Diese Schalthandlungen wirken zum einen punktuell, können aber auch – gerade in Kombination – die Topologie des Netzes insgesamt verändern. Deshalb bezeichnet man sie auch als „Topologiemassnahmen“ oder „Topologieänderungen“.

Mit Hilfe solcher Topologiemassnahmen ist es möglich, den Leistungsfluss im Höchstspannungsnetz in eingeschränktem Maße zu steuern. Hierdurch lassen sich unter Umständen einzelne Überlastungen im Übertragungsnetz beheben. Allerdings können Topologieänderungen großflächige Auswirkungen auf das vermaschte Netz haben. Es muss insbesondere darauf geachtet werden, dass durch eine einzelne Schalthandlung nicht an anderen Stellen im Netz neue Überlastungen und Engpässe entstehen. Hinzu kommen weitere Aspekte, welche bei Topologiemassnahmen berücksichtigt werden müssen. So dürfen z. B. beim Trennen von Sammelschienen die Spannungswinkel nicht unzulässig groß werden, da sonst die Sammelschienen anschließend nicht wieder geschlossen werden könnten.

In den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen 2022, 2023 und 2024 hatte die Bundesnetzagentur bei jeder Maßnahme für sich geprüft, ob die auftretenden Überlastungen bzw. unzulässigen Betriebszustände im Netz auch ohne diese Maßnahme durch naheliegende Topologieänderungen behoben werden können. Die dabei von der Bundesnetzagentur vorausgesetzten Schalthandlungen in der Betriebsführung des Netzes waren kurativen Charakters, d. h. sie nahmen für die jeweils untersuchten Netznutzungsfälle eine „betriebliche“ Lösung an. Das aber würde bedeuten, die Betriebsführung des Netzes erheblich einzuschränken.

Die Bundesnetzagentur hat sich daher entschlossen, einzelne Schalthandlungen nicht mehr isoliert als kuratives Mittel zur Vermeidung einzelner Maßnahmen zu betrachten, sondern sich grundsätzlich mit möglichen Netztopologien für das gesamte Übertragungsnetz auseinanderzusetzen. Dazu hat sie Netzknoten identifiziert, an denen durch Schalthandlungen Leistungsflüsse im Übertragungsnetz großflächig umgeleitet werden können. Diese Topologieänderungen basieren größtenteils auf Topologien, wie sie von den Übertragungsnetzbetreibern in einzelnen Netzdatensätzen verwendet wurden. Im Einzelnen handelt es sich um folgende Topologiemassnahmen:

- Redwitz: In der Station Redwitz werden alle bisher zu einem Knoten verschalteten ankommenden und abgehenden Doppelsysteme getrennt. Dadurch ergeben sich zwei Knoten in Redwitz, auf die jede der zwei Leitungen eines ankommenden oder abgehenden Doppelsystems verteilt wird.
- Güstrow/Bentwisch: In den Stationen Güstrow und Bentwisch erfolgt eine Dreiteilung. Die Hansa-Power-Bridge ist dann mit Leitungen Richtung Osten und Südosten (Siedenbrünzow und Freyenstein) verbunden. Die Combined Grid Solution und das „Kontek“-Kabel werden Richtung Westen (Görries/Wessin/Krümmel) geschaltet. Die von Güstrow nach Norden und Osten gehenden 220-kV-Leitungen werden mit 380-kV-Leitungen Richtung Süden (Parchim Süd, Perleberg, Stendal/West) verbunden. Im Ergebnis werden die 380-kV-Knoten in Güstrow und Bentwisch weitestgehend aufgetrennt und es sind keine Ost-West Leistungsflüsse über Güstrow mehr möglich.

- Vieselbach: In der Station Vieselbach werden die Leitungen aus nördlicher Richtung (Ebeleben und Lauchstädt) mit den Richtung Westen gehenden Leitungen (Ebenheim) verbunden bzw. von den aus östlicher Richtung kommenden Leitungen (Zeititz) und den Richtung Süden gehenden Leitungen (Altenfeld und Remptendorf) getrennt. Durch die sich daraus ergebenden Verbindungen mit Nord-West- und Ost-Süd-Charakter sind am Standort Vieselbach direkte Nord-Süd- Leistungsflüsse nicht möglich.
- Borken: In der Station Borken wird die Verbindung der aus Nordost kommenden Leitungen (Bergshausen) von den aus Nordwest, Südwest und Südost kommenden Leitungen getrennt (Waldeck, Twistetal, Gießen/Nord, Mecklar), so dass an den aus Nordost kommenden Leitungen nur noch das Umspannwerk angeschlossen ist und am Standort Borken Leistungsflüsse aus bzw. nach Nordost nicht mehr möglich sind.
- Wahle: In der Station Wahle werden die aus nördlicher Richtung (Stadorf) kommenden Leitungen mit den in Richtung Westen gehenden Leitungen (Mehrums und Landesbergen) verbunden und zugleich von den aus östlicher Richtung kommenden Leitungen (Hattorf) und den Richtung Süden gehenden Leitungen (Lamspringe) getrennt. Durch die sich daraus ergebenden Verbindungen mit Nord-West- und Ost-Süd-Charakter sind am Standort Wahle direkte Nord-Süd Leistungsflüsse somit nicht möglich.
- Wolmirstedt: In der Station Wolmirstedt werden die aus Norden und Osten kommenden Leitungen (Stendal/West und Teufelsbruch) mit in südöstlicher Richtung abgehenden Leitungen (Röhrsdorf) verbunden. An diese Transportachse wird auch der Konverter der HGÜ-Maßnahme DC5 angeschlossen. Von Westen kommende Leitungen werden mit in südlicher Richtung abgehenden Leitungen (Helmstedt, Klostermansfeld) verbunden. Damit sind am Standort Wolmirstedt keine direkten Leistungsflüsse aus Norden oder Osten in Richtung Westen mehr möglich.

Jeder dieser Topologiemassnahmen hat die Bundesnetzagentur für alle Szenarien des Jahres 2030 untersucht und jeweils den vereinfachten Überlastungsindex auf Basis des 70%-Richtwertes der Auslastung (vgl. Abschnitt II E 2) bestimmt. Dieser Index dient als Maß für die Überlastungen im Netz, so dass die Topologieänderung mit dem kleinsten Überlastungswert die für das Netz insgesamt günstigste Topologie ist.

Das Ergebnis der Untersuchungen veranschaulicht die folgende Abbildung. Für jede Topologieänderung stellt sie für jedes Szenario dar, inwiefern sich Verbesserungen bzw. Verschlechterungen des Überlastungsindex gegenüber der BBP-Topologie ergeben, wie sie die Übertragungsnetzbetreiber annehmen.

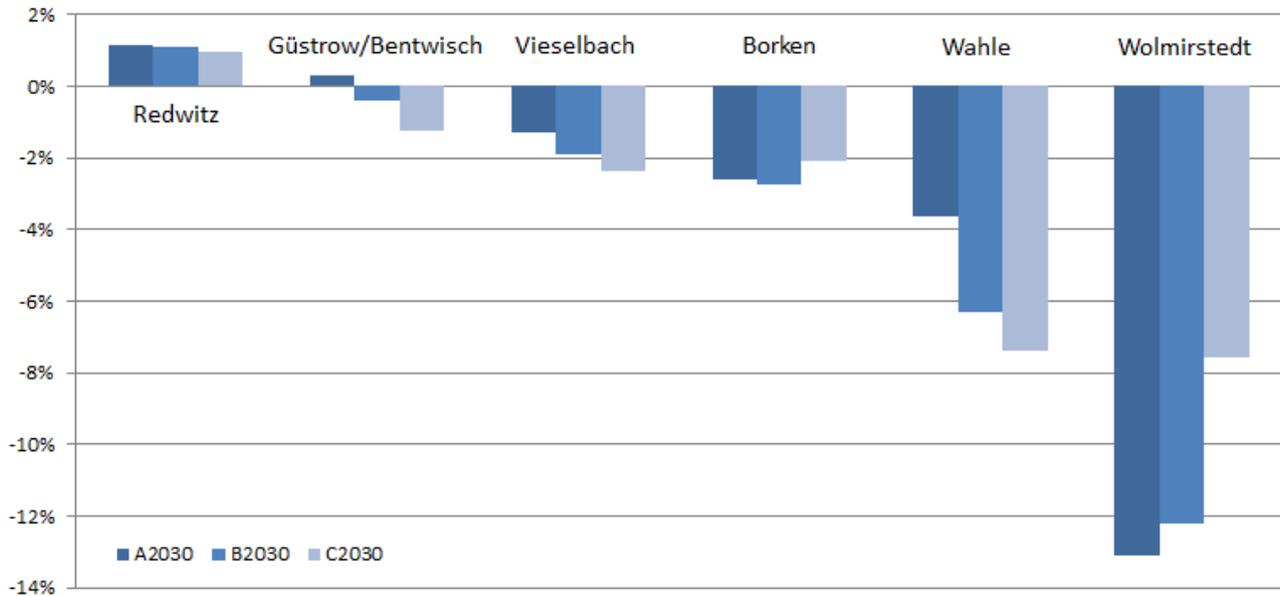


Abbildung: Veränderungen des Überlastungsindex je nach angenommener Topologie im Vergleich zur ÜNB-Topologie

Es lässt sich erkennen, dass von den geprüften Topologieänderungen lediglich die in Redwitz über alle Szenarien hinweg geringfügig günstiger ist, als der Ausgangszustand des BBP-Netzes in der Topologie der Übertragungsnetzbetreiber. Durch die Topologieänderung in Redwitz werden speziell Leitungen zwischen Altenfeld und Redwitz sowie zwischen Remptendorf und Redwitz entlastet. Auf Basis dieser Ergebnisse hat sich die Bundesnetzagentur entschlossen, diese geänderte Topologie für die weiteren Prüfungen vorauszusetzen. Damit werden insbesondere bei der Prüfung der Projekte P43 und P44 sowie der zugehörigen Alternativen bereits Netzentlastungen zwischen Thüringen und Bayern vorausgesetzt. Selbst diese Entlastungen ändern aber nichts an der Bestätigungsfähigkeit dieser Projekte bzw. Projektalternativen (vgl. dazu im Einzelnen Abschnitt V ab Seite 138).

## **III Grundsätzliche Prüfungsergebnisse**



# A Beurteilung der verwendeten Modellierungen

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

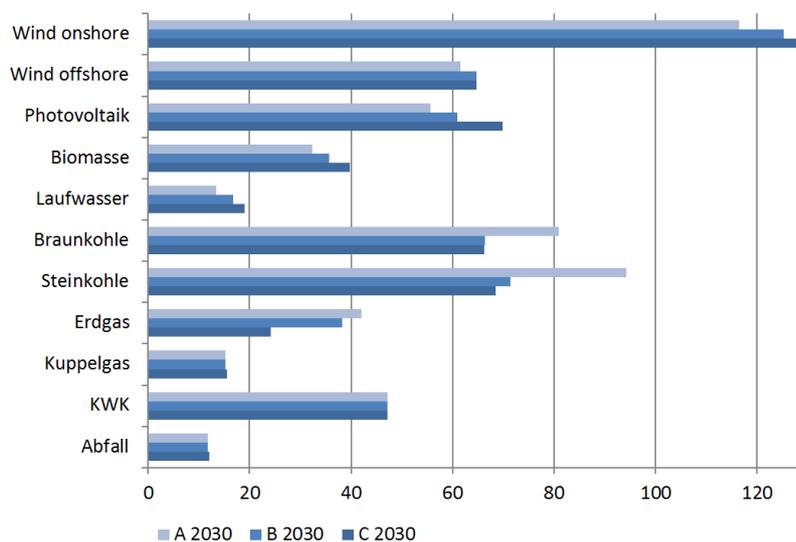
## 1. Marktmodellierung

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

### prognostizierte Erzeugung ausgewählter Energieträger

	A 2030	B 2030	C 2030
Wind onshore	116,5	125,3	132,6
Wind offshore	61,6	64,8	64,8
Photovoltaik	55,6	60,9	69,9
Biomasse	32,3	35,7	39,8
Laufwasser	13,4	16,7	19,0
Braunkohle	81,0	66,4	66,2
Steinkohle	94,3	71,4	68,6
Erdgas	42,1	38,2	24,2
Kuppelgas	15,2	15,3	15,6
KWK (mit weniger als 10 MW Leistung)	47,2	47,2	47,2
Abfall	11,7	11,7	12,0

Deutschland gesamt in Terawattstunden; Daten: 2. Entwurf NEP 2017-2030



Um das von den Übertragungsnetzbetreibern verwendete Modell bewerten und überprüfen zu können, hat der von der Bundesnetzagentur beauftragte Gutachter ein eigenes Marktmodell nach den Vorgaben des Szenariorahmens erstellt. Die Ergebnisse dieses Modells können mit den Ergebnissen des von den Übertragungsnetzbetreibern verwendeten Modells verglichen werden. Anhand dieses Vergleichs lässt sich beurteilen, ob die Übertragungsnetzbetreiber ihren Netzberechnungen realistische Marktergebnisse zugrunde gelegt haben. Nach den gutachterlichen Ergebnissen der ef.Ruhr GmbH lassen sich die von den Übertragungsnetzbetreibern ermittelten Erzeugungsmengen nachvollziehen. Das Marktmodell der Übertragungsnetzbetreiber erscheint daher als grundsätzlich sachgerecht. Die daraus abgeleiteten Ergebnisse können insofern als valide und realistisch gelten.

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

Die Ergebnisse der Marktmodellierung zeigen, dass Baden-Württemberg, Bayern und Hessen im Jahr 2030 zusammen Strom in einer Größenordnung zwischen ca. 77 (Szenario A 2030) und über 100 TWh Energie (Szenario B 2030) importieren. Diese Menge entspricht mehr als der Hälfte des heute in allen deutschen Privathaushalten zusammen verbrauchten Stroms.

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

	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
Baden-Württemberg	-22,4	-34,2	-34,6	-35,2
Bayern	-34,8	-38,7	-44,5	-39,5
Berlin	-8,9	-10,9	-14,8	-12,8
Brandenburg	36,8	23,8	23,1	22,9
Bremen	-0,8	-1,8	-2,4	-2,1
Hamburg	-0,3	-1,0	-0,9	-3,8
Hessen	-19,7	-20,9	-24,0	-21,5
Mecklenburg-Vorpommern	21,6	24,0	25,0	29,6
Niedersachsen	39,8	40,9	40,3	48,9
Nordrhein-Westfalen	-19,9	-33,9	-34,2	-44,8
Rheinland-Pfalz	-3,9	-7,2	-10,6	-6,3
Saarland	-3,8	-5,1	-6,7	-5,8
Sachsen	14,2	14,9	12,5	13,6
Sachsen-Anhalt	19,7	19,4	17,9	20,3
Schleswig-Holstein	24,2	24,5	24,7	29,1
Thüringen	0,3	0,2	-0,3	1,6
Deutschland	42,1	-6,0	-29,5	-5,8

prognostizierte Energiesalden in Terawattstunden (Daten: 2. Entwurf NEP 2017-2030)

## 2. Modellierung der Kraft-Wärme-Kopplung

Die Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber zur Nettostromerzeugung aus KWK-Anlagen kann die Bundesnetzagentur weitestgehend nachvollziehen. Lediglich bei Kohle-KWK ergab sich eine Auffälligkeit. Im Szenario A 2030 A geht die Nettostromerzeugung aus Braunkohle um ca. 40% gegenüber dem Referenzjahr 2016/2017 zurück. Gleichzeitig steigt allerdings die KWK-Stromeinspeisung aus Braunkohle rechnerisch um rund 500%. Bei der Steinkohle geht die Nettostromeinspeisung um ca. 6% zurück, während die KWK-Stromeinspeisung rechnerisch um fast 200% zunimmt. In den übrigen Szenarien ist es ähnlich.

### Konsultation

Auch aus dem Kreis der Konsultationsteilnehmer kam Kritik an der KWK-Modellierung. Die Ansätze der Modellierung seien fehlerhaft. Für den KWK-Strom aus Kohle würden zwischen 20 TWh und 40 TWh angesetzt, obwohl maximal 10 bis 15 TWh anzusetzen seien. Der Netzentwicklungsplan unterscheide nicht zwischen aufgrund von Wärmebedarf erforderlicher KWK-Stromerzeugung und nicht unbedingt erforderlicher Kondensationsstromerzeugung. In Szenario C 2030 werde sogar ein Großteil der KWK-Stromerzeugung als „Menge unbekannt“ bezeichnet. Zudem werde die KWK-Stromerzeugung im Rahmen des Strommodells als unflexibel angesehen, obwohl die Entwicklung jetzt schon in Richtung KWK-Anlagen mit Wärmespeichern gehe. Es werde nur berücksichtigt, dass eine KWK-Anlage bei niedrigen Strompreisen heruntergefahren und die Wärme durch Heizkessel bereitgestellt werde. Der Einsatz von Wärmespeichern sei nicht modelliert.

Des Weiteren sei die Beschreibung der Flexibilisierung der Kraftwerks-Einsatzbedingungen nicht nachvollziehbar. Es fehlten Angaben, welche KWK-Anlagen unter welchen Bedingungen als „must-run“ deklariert würden und welche Anlagen welchen Wärmeabnehmerbereichen und Wärmemengen zugeordnet seien. Ebenfalls erfolge keine Unterscheidung nach Industrie und kommunalen Fernwärmenetzen. Allgemein seien die Klassifizierungen der Anlagen in die Kategorien KWK und „must-run“ sowie deren Strommarkt oder Wärmegetriebener Einsatz unklar. Die nachfolgende Kategorisierung der erzeugten Mengen sei ebenfalls unklar und fehlerhaft.

Dass im Szenario C 2030 alle großen KWK-Anlagen vollständig flexibel betrieben würden, sei positiv zu bewerten. Allerdings gebe es keine Hinweise, wie ein solcher flexibler Betrieb erfolge, ob er also netzentlastend eingesetzt werde.

Die Bilanzierung der KWK-Strommengen sei unklar und fehlerhaft. Ca. 70 TWh Erzeugung würden nicht näher auf einzelne Energieträger aufgeteilt. Im Mengengerüst der Strommengen sei diese Menge jedoch nicht zu finden. Ziehe man die Strommenge für Erdgas von 24 TWh ab, blieben 46 TWh KWK-Strom, die aus Braun- und Steinkohle Kraftwerken stammen müssten.

*Die Übertragungsnetzbetreiber haben auf Rückfrage der Bundesnetzagentur erklärt, dass eine Bilanzierung der KWK-Stromerzeugung auf strom- und wärmegeführte Anteile bei flexibler Fahrweise einer KWK-Anlage nicht möglich sei. Auch Nachforschungen bei den Kraftwerksbetreibern hätten keine Lösung gebracht.*

*Obwohl dies nach Meinung der Bundesnetzagentur unbefriedigend ist, sei darauf hingewiesen, dass es sich um ein reines Bilanzierungs- und Darstellungsproblem handelt, welches keinen Einfluss auf das Ergebnis der Netzentwicklungsplanung hat. Die produzierten Strom- und Wärmemengen werden simuliert und deren Einfluss*

*auf die Netzbelastung berücksichtigt. Lediglich eine Aussage, ob die Produktion auf den Strom-, den Wärmemarkt oder einen industriellen Produktionsfahrplan zurückzuführen ist, kann bei unterstellter hoher Flexibilität der KWK-Anlagen nicht mehr getätigt werden.*

*Nachteilig erscheint dieser Umstand bei der Bewertung zur Einhaltung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung, deren Berücksichtigung gesetzlicher Auftrag der Netzentwicklungsplanung ist. Da durch die flexible Fahrweise der Kraftwerke die Bilanzkreise nicht mehr zu differenzieren sind, kann auch die Zielerreichung bezüglich der produzierten KWK-Strommengen nicht mehr bewertet werden. Wegen des flexiblen Kraftwerkeinsatzes kann lediglich ein kleiner Teil der KWK-Stromproduktion als eindeutig wärmegeführt bilanziert werden. Für den NEP 2017-2030 kann diese Unschärfe aber hingenommen werden, weil für die Marktmodellierung nicht wesentlich ist, aus welchem Grund eine KWK-Anlage läuft.*

*Auch der fehlenden Modellierung von Wärmespeichern, die im Netzentwicklungsplan 2017-2030 als Ersatz für aus dem Markt ausscheidende KWK-fähige Kohle- und Öl-Kraftwerke unterstellt wurden, ist sich die Bundesnetzagentur bewusst. Besonders in Anbetracht der Umsetzung der Sektorenkopplung und der damit einhergehenden stärkeren Verzahnung von Strom- und Wärmesektor wird die Bundesnetzagentur die Entwicklung genau beobachten und die Modellierung im Zuge des zukünftigen Prozesses der Übertragungsnetzentwicklung voraussichtlich anpassen.*

### 3. Einhaltung der klimapolitischen Ziele

Die Diskussion um den Klimaschutz wird auf internationaler und nationaler Ebene intensiv geführt. Vor der Veröffentlichung des Klimaschutzplans 2050 am 14. November 2016 sah das Energiekonzept der Bundesregierung eine Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes gegenüber 1990 um 55% bis zum Jahr 2030 und 70% bis zum Jahr 2040 vor, ohne sektorspezifische Beiträge zu definieren. Im NEP 2017-2030 wurde daher im Stromsektor für Industriekraftwerke und Kraftwerke der öffentlichen Stromerzeugung eine Minderung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes um 55% bis zum Jahr 2030 als Ziel unterstellt. Anknüpfend an den vom Umweltbundesamt für den Stromsektor ermittelten Ausgangswert von 366,3 Mio. t CO<sub>2</sub> für das Jahr 1990 ergibt sich für das Jahr 2030 ein maximaler Ausstoß des Stromsektors von 165 Mio. t CO<sub>2</sub>. Diese Grenze wird in der Marktmodellierung in den Szenarien B 2030 und C 2030 eingehalten. Für das Szenario A 2030 wurde keine Grenze vorgegeben, da trotz aller Anstrengungen ein Verfehlen der CO<sub>2</sub>-Minderungsziele nicht vollständig ausgeschlossen werden kann und der Szenariorahmen eine Bandbreite möglicher Entwicklungen abdecken soll.

#### Konsultation

Einige Konsultationsteilnehmer lehnen nationale CO<sub>2</sub>-Obergrenzen, wie sie in drei der vier Szenarien des NEP 2017-2030 vorgegeben sind, grundsätzlich ab. Das europäische Emissionshandelssystem sehe solche nationalen Instrumente nicht vor. Ein Konsultationsteilnehmer kritisiert, dass durch Umsetzung dieser CO<sub>2</sub>-Vorgaben oder anderer nationaler Eingriffe in den Strommarkt zusätzliche Kraftwerksstilllegungen entstehen könnten. Außerdem werde die nationale CO<sub>2</sub>-Minderung ohnehin im Ausland kompensiert, da sie nur zu höherem Import und somit zu mehr Emissionen im Ausland führe.

*Nach den jüngsten Beschlüssen zur künftigen Ausgestaltung des europäischen Emissionshandelssystems soll gerade eine bloße Verlagerung von Emissionen zwischen den EU-Mitgliedsstaaten verhindert werden.*

Zahlreiche andere Stellungnahmen dagegen sehen die im NEP angenommenen CO<sub>2</sub>-Vorgaben als zu gering an. Durch die Beschlüsse zum weltweiten Klimaschutz von Paris und Marrakesch und durch den nationalen Klimaschutzplan 2050 seien die vorgegebenen Reduktionen nicht mehr ausreichend. Zur Einhaltung der langfristigen Klimaschutzziele müssten sie erhöht werden. Viele Konsultationsteilnehmer fordern in diesem Zusammenhang einen Ausstieg aus der Kohleverstromung. Auch höhere CO<sub>2</sub>-Preise oder anderweitige Abgaben auf fossile Energieträger werden vorgeschlagen. Die Auswirkungen der nach dem Klimaschutzplan 2050 notwendigen zusätzlichen Einsparungen auf den Netzausbaubedarf seien nicht untersucht worden.

*Die im Zuge der UN-Klimakonferenz COP21 in Paris ausgehandelte Begrenzung des Anstiegs der globalen Durchschnittstemperatur um 1,5 bis 2 Grad Celsius wird nicht direkt im Netzentwicklungsplan berücksichtigt. Es ist Aufgabe des Gesetzgebers, zu entscheiden, welche Maßnahmen in Deutschland zur Erreichung dieses Ziels nötig sind. Erst dann ist klar, in welchen Sektoren sich diese Maßnahmen wie auswirken. Erst dann können sie im Netzentwicklungsplan angemessen modelliert und berücksichtigt werden. Die Bundesnetzagentur ist nicht die zentrale Instanz der Klimaschutz- und Energiepolitik in Deutschland. Sie kann im Netzentwicklungsplan nicht antizipieren, auf welchem Wege klima- und energiepolitische Ziele erreicht werden sollen, für die der Gesetzgeber noch keine entsprechenden Grundsatzentscheidungen getroffen hat. Das würde die Grenzen ihres demokratisch legitimierten Mandats überschreiten.*

*Der Klimaschutzplan 2050 ergänzt die bisherigen CO<sub>2</sub>-Minderungsziele, indem er für sechs Handlungsfelder nunmehr unterschiedliche sektorspezifische Beiträge zur CO<sub>2</sub>-Einsparung festlegt. Die zwei für die Modellierung*

des Netzentwicklungsplans entscheidenden Handlungsfelder sind die Sektoren Energiewirtschaft und Industrie. Dabei soll der Sektor Energiewirtschaft mit einer Einsparung von 61 bis 62% einen überproportionalen Beitrag leisten. Der Sektor Industrie muss mit einer Einsparung von 49 bis 51% einen unterproportionalen Beitrag leisten. Als Ausgangswert dient weiter der vom Umweltbundesamt für den Stromsektor ermittelte Wert von 366,3 Mio. t CO<sub>2</sub> für das Jahr 1990. Demnach ergäbe sich für das Jahr 2030 ein maximal zulässiger CO<sub>2</sub>-Ausstoß von 147,2 bis 151,5 Mio. t für den Stromsektor. Im Vergleich zum NEP 2017-2030 müsste er zusätzliche 13,5 bis 17,8 Mio. t CO<sub>2</sub> einsparen.

Die Umsetzung des Klimaschutzplans 2050 bedarf noch weiterer politischer und gesetzgeberischer Weichenstellungen. Sobald sich abzeichnet, mit welchen konkreten Maßnahmen die im Klimaschutzplan genannten Ziele erreicht werden sollen, kann dies kurzfristig in den Prozess der Netzentwicklungsplanung einfließen. Da sich die Netzentwicklungsplanung alle zwei Jahre wiederholt, ist eine Anpassung an neue klimapolitische Maßnahmen, wie sie in der neuen Legislaturperiode zu erwarten sind, gewährleistet. Nächstmögliche Gelegenheit dafür wäre das Konsultations- und Genehmigungsverfahren zum Szenariorahmen 2019-2030, das Anfang des Jahres 2018 beginnt.

Umgekehrt darf der Umstand, dass über solche klimapolitischen Maßnahmen erst noch zu beraten und zu entscheiden ist, nicht zu einer zeitlichen Verschiebung des laufenden Verfahrens zum Netzentwicklungsplan führen. Auf der Grundlage der verschiedenen Szenarien des Szenariorahmens 2030 zeigt sich in der Netzmodellierung überdies, dass stärkere CO<sub>2</sub>-Einsparungen insgesamt nicht zu einem geringeren oder gänzlich anderem Netzausbaubedarf führen. Mit anderen Worten ändert – aus netzplanerischer Sicht – die geringfügige Unterschreitung der Ziele aus dem Klimaschutzplan 2050 nichts an der Bedarfsgerechtigkeit des Netzentwicklungsplans in seinem festgestellten Umfang.

Auch einen über das Instrument der Sicherheitsbereitschaft und die Annahmen zur wirtschaftlich-technischen Lebensdauer von Kohlekraftwerken hinausgehenden Eingriff in den fossilen Kraftwerkspark kann die Bundesnetzagentur im Rahmen des Verfahrens zum Netzentwicklungsplan nicht unterstellen. Überdies ist nicht absehbar, wie ein solcher Kohleausstieg ggf. politisch und rechtlich ausgestaltet würde. Ein kurzfristiger (Teil-) Ausstieg, wie er beispielsweise für einen Zeitraum ab 2020 und eine Erzeugungskapazität von 5 bis 12 Gigawatt ergebnislos Gegenstand der Sondierungsgespräche zwischen CDU/CSU, FDP und Grünen war, wäre aber jedenfalls in den für den NEP 2017-2030 entscheidenden Szenarien für das Jahr 2030 längst vorweggenommen und sogar noch überschritten.

## **B Allgemeine gesetzliche Anforderungen an den Netzentwicklungsplan Strom**

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

### **1. Netzausbaumaßnahmen, Zeitplan und Umsetzungsstand**

In Kapitel 5 des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans finden sich 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 mehrere HGÜ-Verbindungen zum weiträumigen Transport von Norden nach Süden vor. Weitere HGÜ-Maßnahmen sollen dem Ausbau der grenzüberschreitenden Kuppelkapazitäten dienen. 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 NEP 2022. Bei 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 zum zweiten NEP-Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

Zwar prüfen die Übertragungsnetzbetreiber, 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 anschließenden Planungsverfahren.

## 4. Modellierung des Übertragungsnetzes

Die von den Übertragungsnetzbetreibern gewählte Modellierung des Übertragungsnetzes (vgl. Abschnitt II D) ist fachlich geeignet und für einen sachkundigen Dritten nachvollziehbar. Die für die Bewertung der Lastflussergebnisse angewandte Methodik entspricht 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 2016 handelt, also des zum Zeitpunkt der Planung einschlägigen gemeinschaftsweiten, nicht bindenden Netzentwicklungsplans nach Art. 8 Abs. 3 Buchstabe b) der Verordnung (EG) Nr. 714/2009. Darunter sind auch Projekte, die im TYNDP mit dem Status „Under Consideration“ versehen sind, auf die sich also die europäischen Übertragungsnetzbetreiber bisher noch nicht festgelegt haben.

Gemeinschaftsweit vereinbart sind auch Austauschkapazitäten für den Stromhandel zwischen einzelnen Ländern. Auch diese Werte haben die Übertragungsnetzbetreiber bei ihren Planungen zu berücksichtigen. Das deutsche Übertragungsnetz kann im europäischen Binnenmarkt nicht als abgeschottetes „Inselnetz“ betrieben werden. Überdies ist Deutschland bis auf weiteres zur Aufrechterhaltung ständiger Versorgungssicherheit auf zeitweise Stromimporte angewiesen und hat umgekehrt 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.

Einige im TYNDP 2016 aufgeführte Projekte sind in den Entwürfen zum Netzentwicklungsplan Strom 2030 nicht oder nicht mehr enthalten, beispielsweise die in den Netzentwicklungsplänen 2022-2024 seitens der Bundesnetzagentur nicht bestätigte HGÜ-Verbindung zwischen Wehrendorf und Urberach (Status im TYNDP 2016: „Under Consideration“). In solchen Fällen ist der Entwurf des NEP 2017-2030 schlicht aktueller als der TYNDP 2016. Im Sinne einer Kohärenz zwischen beiden Plänen berücksichtigt der Entwurf des nationalen Netzentwicklungsplans den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan in ausreichendem Maß.

## 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 im Jahr 2030 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. In den überarbeiteten Entwürfen zum NEP 2017-2030 und zum O-NEP 2017-2030 ist das in allen Szenarien der Fall. Im Szenario A 2030 liegen die Netzverknüpfungspunkte in Emden/Ost und Lubmin, in den Szenarien B030 und C 2030 kommen Halbmond und Cloppenburg hinzu. Alle diese Standorte sind im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber in das landseitige Übertragungsnetz eingebunden.

## Nordsee

Im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplanes 2017-2030 sind drei Offshore-Anbindungsleitungen für den Netzverknüpfungspunkt Cloppenburg vorgesehen. Diese lassen sich jedoch nur unter Hinzunahme einer leistungsflusssteuernden Maßnahme (HGÜ-Kurzkupplung, P235) in das Übertragungsnetz einbinden. Als Alternative wurde von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagen, zwei dieser Anbindungsleitungen jeweils nach Hanekenfähr, Meppen oder Unterweser/West zu verlegen. In allen diesen Varianten könnte die leistungsflusssteuernde Maßnahme in Cloppenburg entfallen.

Da sich auf der ersten der drei Anbindungsleitungen (NOR-7-1) bereits Windparks erfolgreich an der durchgeführten Ausschreibung beteiligt haben, muss diese bis zum Jahr 2024 realisiert sein. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass es dementsprechend nicht mehr möglich ist, für dieses System einen alternativen Netzverknüpfungspunkt zu entwickeln und rechtzeitig zu realisieren, so dass es grundsätzlich gerechtfertigt ist, nur für die zwei folgenden Systeme Alternativen zu untersuchen.

Der Standort Hanekenfähr erscheint zunächst naheliegend, da hier mit dem im Jahr 2022 abzuschaltenden KKW Emsland ein netzseitig gut ausgebauter Standort zur Verfügung steht. Der Standort Meppen erscheint zwar auch möglich, da dann jedoch zusätzlicher Ausbaubedarf zwischen Meppen und Hanekenfähr notwendig wäre, kann die Bundesnetzagentur keinen Vorteil gegenüber einer Lösung direkt in Hanekenfähr erkennen. Die dritte Alternative Unterweser würde zwingend die Realisierung des Projekts P22 voraussetzen, welches aber nach aktuellem Stand nicht bestätigungsfähig ist und selbst nach Planung der Übertragungsnetzbetreiber erst im Jahr 2029 fertiggestellt wäre. Da die beiden Offshore-Anbindungsleitungen jedoch bereits früher zu realisieren sind, erscheint Unterweser/West nicht als tragbare Lösung.

Im Detail hat die Bundesnetzagentur daher die Alternative Hanekenfähr untersucht. Hierfür wurde zunächst im BBP-Netz alle Stunden des Szenarios B 2030 mit allen drei Anbindungssystemen in Cloppenburg, allerdings ohne die lastflusssteuernde Maßnahme P235, berechnet. In vielen Stunden des Jahres zeigen sich Überlastungen zwischen Cloppenburg und Merzen sowie weiter zwischen Merzen und Hanekenfähr. Es bestätigt sich also zunächst die Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber, dass in dieser Variante eine lastflusssteuernde Maßnahme zwingende Voraussetzung ist. Verlegt man jedoch zwei Anbindungssysteme (NOR-3-2 und NOR-6-3) nach Hanekenfähr, so sind die Überlastungen zwischen Cloppenburg und Merzen fast vollständig behoben und auch die Überlastungen zwischen Merzen und Hanekenfähr zu großen Teilen beseitigt. Lediglich die Verbindung Hanekenfähr nach Gronau wird in dieser Variante zusätzlich belastet. Da diese Leitung bereits im Ausgangsfall an vielen Stunden des Jahres überlastet wird, existiert mit dem bestätigten Projekt P315 aber bereits eine Lösung, die auch die zusätzlichen Auswirkungen einer Offshore-Anbindung in Hanekenfähr auffängt. Unter den aktuellen Rahmenbindungen hält die Bundesnetzagentur Hanekenfähr daher für den geeigneten Standort zur Anbindung von Offshore-Leitungen.

Sofern sich Konsultationsteilnehmer zu diesem Thema äußerten, begrüßten sie die Verlagerung von zwei Netzverknüpfungspunkten von Cloppenburg nach Hanekenfähr ebenso wie die Verlagerung des Netzverknüpfungspunkts Halbmond nach Emden/Ost. Einige forderten, auch die dritte Anbindungsleitung weg von Cloppenburg zu verlegen. Das laufende Raumordnungsverfahren sei noch nicht so weit fortgeschritten sei, dass daraus bedeutsame Verzögerungen entstünden. Mit Hanekenfähr, Meppen und Unterweser gebe es küstennähere Standorte. Andere Konsultationsteilnehmer fordern, dass bei Verbleib einer Anbindungsleitung in Cloppenburg die lastflusssteuernde Maßnahme P235 bereits vor dem Jahr 2030 in Betrieb gehen sollte, da die Anbindungsleitung NOR-7-1 bereits im Jahr 2025 geplant ist.

*Die Bundesnetzagentur sieht sich durch diese Konsultationsbeiträge nicht dazu veranlasst, die Verschiebung von zwei Anbindungsleitungen nach Hanekenfähr im NEP 2017-2030 zu ändern. Zwar werden die betroffenen Offshore-Anbindungsleitungen auf diese Weise geringfügig länger als bei einer Verknüpfung in Cloppenburg. Durch die in Hanekenfähr im Vergleich zu Cloppenburg netztechnisch für den Abtransport an Land deutlich einfachere Lösung fällt dieser Nachteil aber nicht wesentlich ins Gewicht. Sofern es netztechnisch vorteilhaft ist, bleibt die Bundesnetzagentur bestrebt, Offshore-Anbindungsleitungen so früh, also so küstennah wie möglich mit dem Wechselstromnetz oder neuen HGÜ-Verbindungen zu verknüpfen, da so insgesamt der geringste Aufwand an neuen Leitungen und die geringste Flächeninanspruchnahme entsteht.*

*Eine Verschiebung auch der dritten Anbindungsleitung weg von Cloppenburg erscheint der Bundesnetzagentur weiterhin nicht geboten, auch wenn das Raumordnungsverfahren noch nicht weit fortgeschritten ist. Denn allein die Vorbereitung eines neuen Raumordnungsverfahrens würde umfangreich Zeit benötigen und damit die angezeigte Inbetriebnahme der Anbindungsleitung im Jahr 2025 gefährden. Dies spricht auch gegen eine Verlegung dieser Anbindungsleitung nach Unterweser oder Hanekenfähr. Die lastflussteuende Maßnahme in Cloppenburg kann durch die Verlegung von zwei Netzverknüpfungspunkten nach Hanekenfähr entfallen und ist nicht für den Betrieb von NOR-7-1 notwendig. Daher ist auch das Jahr der Inbetriebnahme in 2030 nicht relevant.*

*Sollten sich im kommenden NEP 2019-2030 in Folge von deutlich anderen Regionalisierungen beim Zubau von Onshore-Windenergie oder von Ausschreibungsergebnissen für Offshore-Windenergie andere Offshore-Anbindungen als notwendig erweisen, wird die Bundesnetzagentur dies selbstverständlich berücksichtigen.*

## **Ostsee**

In der Ostsee wurde insbesondere für OST-2-4 der alternative Netzverknüpfungspunkt Lubmin anstelle des Suchraums Siedenbrünzow/Alt Tellin/Bartow vorgeschlagen. Diese Alternative ist insofern naheliegend, als in Lubmin auch die anderen Anbindungssysteme für Cluster 2 in der Ostsee angebunden sind, wurde jedoch im überarbeiteten Entwurf des Netzentwicklungsplans von den Übertragungsnetzbetreibern aufgrund mangelnden Platzes im Umspannwerk Lubmin und einer schwierigen seeseitigen Trassenführung verworfen. Nichtsdestotrotz hat die Bundesnetzagentur diese Alternative und auch ihre Auswirkungen auf das umliegende Höchstspannungsnetz (einschließlich von NEP-Maßnahmen) untersucht. In ihren zugehörigen Netzberechnungen hat sich gezeigt, dass eine Verlagerung des NVP nach Lubmin durchaus eine entlastende Wirkung auf die 220-kV-Bestandsleitungen zwischen Güstrow, Siedenbrünzow und Pasewalk hat. Es bestehen jedoch weiterhin Überlastungen zwischen Siedenbrünzow und Pasewalk, die spätestens im Szenario B 2035 wieder so umfangreich sind, dass ein Bau des landseitigen Projekts P216 dringend geboten ist. Daneben hat 50Hertz als zuständiger Übertragungsnetzbetreiber in seiner Stellungnahme vom 13.11.2017 aktualisierte und an den aktuell veröffentlichten gemeinsamen Netzausbauplan (NAP 2017) der Arbeitsgemeinschaft der ostdeutschen 110-kV-Verteilnetzbetreiber angepasste Netzdatensätze bereitgestellt, die auch mit einem Anschluss von OST-2-4 in Lubmin Überlastungen auf den Bestandsleitungen im Szenario B 2030 zeigen. Insgesamt kommt die Bundesnetzagentur zu dem Ergebnis, dass eine Verlagerung des NVP nach Lubmin aus rein netztechnischen Gründen keine signifikanten Vorteile bringt und insbesondere das Projekt P216 weiterhin notwendig bleibt. Daneben hat 50Hertz auch die geltend gemachten Probleme im Umspannwerk Lubmin sowie bei der seeseitigen Trassenführung präzisiert. Sie hält daher den Anschluss von OST-2-4 im Suchraum Siedenbrünzow/Alt Tellin/Bartow weiter für sachgerecht.

## 7. Abwägung anderweitiger Planungsmöglichkeiten

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

Die Übertragungsnetzbetreiber setzen sich in den Steckbriefen der von ihnen vorgeschlagenen Projekte bzw. Maßnahmen mit der Frage möglicher Alternativen auseinander. Abhängig davon, ob es ernsthaft in Betracht kommende Alternativen gibt, stellt der Entwurf alternative Netzverknüpfungspunkte in Verbindung mit einer entsprechenden Abwägung beschreibend dar. Dass die Veränderung einer einzelnen Maßnahme im Netz jeweils Auswirkungen auf das gesamte Übertragungsnetz haben kann, spricht nicht gegen die Darstellung solcher Alternativen, sondern lediglich für eine sinnvolle Begrenzung der Suche. Beispielsweise lassen sich auch verschiedene Maßnahmenbündel bilden, die sich dann gegenüberstellen und netztechnisch vergleichen lassen. Diesen Ansatz haben die Übertragungsnetzbetreiber in ihren Entwürfen zum NEP 2017-2030 punktuell aufgegriffen, zum Beispiel bei alternativen Überlegungen zu den Projekten P43 und P44.



## IV Ergebnis der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung

Die Konsultation des Netzentwicklungsplans Strom 2017-2030 war abermals geprägt von vielfältigen Erwartungshaltungen an das Verfahren und an die Energiewende insgesamt. Vordringlicher Zweck der Beteiligung ist es, Hinweise zu sammeln, die innerhalb der Netzentwicklungsplanung und des Entscheidungsspielraums der Bundesnetzagentur sachlich von Belang sind. Ein erheblicher Anteil der eingegangenen Stellungnahmen beschäftigte sich entweder weit grundsätzlicher mit dem gesamten Energieversorgungssystem einschließlich dessen Finanzierung oder führte Argumente an, die nach dem geltenden abgestuften planerischen System anderen Schritten des Gesamtprozesses Netzausbau zuzuordnen und dort zu diskutieren sind (Szenariorahmen, Bundesfachplanung, Raumordnung, Planfeststellung). Bisweilen beschränkten sich Stellungnahmen auf die Ablehnung bestimmter Vorhaben.

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

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

Auf der Ebene der Netzentwicklungsplanung für einzelne Maßnahmen relevante spezifische Hinweise aus der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung werden in Abschnitt V dargestellt.

## Weiterer Ausbau der HGÜ-Struktur

In den bisherigen Netzentwicklungsplänen haben die Übertragungsnetzbetreiber eine Reihe möglicher weiterer HGÜ-Maßnahmen aufgezeigt, die allerdings von Zieljahr zu Zieljahr variierten. Für das Betrachtungsjahr 2030 enthält der aktuelle Entwurf keine zusätzlichen HGÜ-Maßnahmen. Allerdings weisen die Übertragungsnetzbetreiber darauf hin, dass sie ab dem Jahr 2035 zusätzliche HGÜ-Kapazität von 6 Gigawatt für erforderlich halten, und legen dafür räumliche Vorschläge dar.

Die Bundesnetzagentur hat deswegen in ihren vorläufigen Prüfungsergebnissen vom 4. August 2017 angeregt, die Konsultation zu einem Austausch darüber zu nutzen, ob über die bereits im Bundesbedarfsplan gesetzlich vorgesehenen HGÜ hinaus bis 2030 lediglich ein Ausbau im Wechselstromnetz geeignet und nachhaltig ist, oder ob durch ein vorgezogenen weiteren HGÜ-Ausbau umgekehrt der Ausbau des Wechselstromnetzes reduziert werden kann.

Zu dieser Frage bezogen allerdings nur sehr wenige Konsultationsteilnehmer eine grundsätzliche Position. Die Diskussionslage war eher subjektiv davon geprägt, ob durch eine weitere HGÜ Wechselstromvorhaben, von denen die Teilnehmer räumlich betroffen wären, hinfällig würden bzw. ob umgekehrt eine HGÜ, die eine solche Betroffenheit auslöst, nicht anderweitig durch Maßnahmen im Wechselstromnetz vermieden werden könne. Einige Konsultationsteilnehmer kritisieren die Vorgehensweise der Übertragungsnetzbetreiber, im NEP 2017-2030 zunächst nur diverse neue Wechselstromverbindungen vorzuschlagen, zugleich aber langfristig weitere HGÜ-Verbindungen in Aussicht zu stellen. Dies könne zu einem überzogenen Netzausbau führen und verunsichere alle Beteiligten. Stattdessen solle eine Debatte darüber geführt werden, wie weit das HGÜ-Netz perspektivisch noch ausgebaut werden solle. Anschließend könne dann über einen korrespondierenden Aus- und Umbau des Wechselstromnetzes diskutiert werden. Andere Konsultationsteilnehmer wiederum sprechen sich für eine innovative Netzplanung aus und möchten weitere HGÜ so vermeiden.

Auf Grundlage dieser uneinheitlichen Konsultationsergebnisse erscheint der Bundesnetzagentur eine grundsätzliche Abänderung des Entwurfs der Übertragungsnetzbetreiber, der zunächst auf den verstärkten Ausbau des Wechselstromnetzes setzt und zusätzliche HGÜ zu vermeiden sucht, im NEP 2017-2030 noch nicht angezeigt. Allerdings bleibt sie selbstverständlich bei ihrer Vorgehensweise, im Wechselstromnetz nur diejenigen Maßnahmen zu bestätigen, die auch für den Fall, dass zusätzliche HGÜ realisiert werden, erforderlich bleiben. Insofern ist der im NEP 2017-2030 bestätigte Ausbaubedarf robust und liegt an der Untergrenze dessen, was künftig erforderlich sein wird.

Die Bundesnetzagentur fordert die Übertragungsnetzbetreiber auf, sich im NEP 2019-2030 deutlicher als bislang zum künftigen Ausbaukonzept zu äußern und einen Vorschlag zu unterbreiten, in welchem Maße der zunehmende Transportbedarf durch Ausbau des Wechselstromnetzes, durch neue HGÜ bzw. durch Erhöhung der Leitungsauslastung mittels neuer Technologien und höherer Risikobereitschaft im Netzbetrieb bewältigt werden soll.

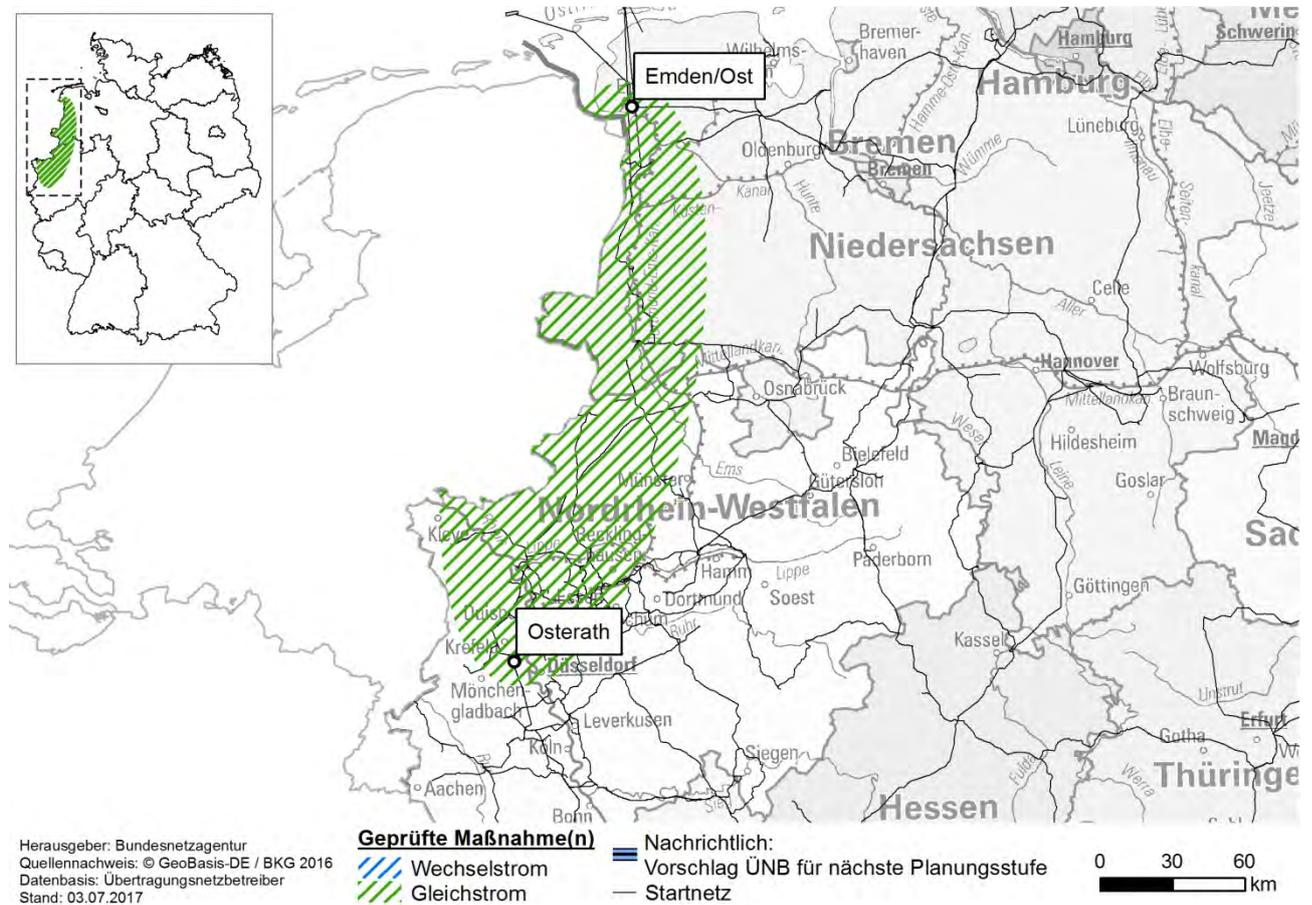
## V Strecken- und Punktmaßnahmen

Die Darstellung einer Streckenmaßnahme enthält nachrichtlich auch die Bewertung aus der begleitenden Strategischen Umweltprüfung. Vollständig dokumentiert werden die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen in einem eigenen Dokument, dem Umweltbericht.

Von den Maßnahmen, welche die Bundesnetzagentur im NEP 2017-2030 nicht bestätigt, stellt sich ein großer Teil nach der von ihr angewandten Prüfmethodik (siehe Abschnitt II E 6) nicht als geeignet dar, maßgeblich zu einer Verringerung der für das Betrachtungsjahr 2030 zu erwartenden Netzenspässe und Überlastungen beizutragen. Diese Maßnahmen werden daher nicht einzeln mit einem eigenen Abschnitt dargestellt, um das Dokument nicht zu überfrachten. Das bedeutet nicht, dass sich die Beurteilung dieser Maßnahmen in späteren Netzentwicklungsplänen unter dann eventuell anderen Rahmenbedingungen – insbesondere wegen des Voranschreitens der Energiewende – nicht ändern könnte. Dass die Bundesnetzagentur eine Maßnahme im NEP 2017-2030 nicht bestätigt, führt nicht dazu, dass die Übertragungsnetzbetreiber diese Maßnahme in folgenden Verfahren nicht mehr vorschlagen können.



# DC1: HGÜ-Verbindung Emden/Ost – Osterath



Die Maßnahme DC1 (Emden/Ost – Osterath) ist als Vorhaben Nr. 1 Teil des Bundesbedarfsplans.

## Maßnahme DC1 wird bestätigt.

### Beschreibung

In früheren Netzentwicklungsplänen haben die Übertragungsnetzbetreiber die Maßnahme DC1 als Maßnahme A01 des sogenannten Korridors A bezeichnet. Das Projekt wurde erstmals im NEP 2012 von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagen. Die Bundesnetzagentur hat seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit im selben NEP bestätigt. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme des Projekts im Jahr 2025 an.

In sämtlichen Szenarien für das Jahr 2030 kommt es zu einem hohen Transportbedarf zwischen Nord- und Süddeutschland. Eine der wesentlichen Maßnahmen zum sinnvollen Umgang mit dieser Situation ist die HGÜ-Verbindung von nordwestlichen Niedersachsen über den Westen Nordrhein-Westfalens nach Baden-

Württemberg (Maßnahmen DC1 und DC2). Sie gewährleistet im Zusammenspiel mit weiteren Maßnahmen in der Region die benötigte Übertragungskapazität für die Hauptflussrichtung von Norden nach Süden.

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

Durch die Zerteilung der HGÜ in die Maßnahmen DC1 und DC2 wird eine Ein- bzw. Ausspeisung in Nordrhein-Westfalen ermöglicht. Dadurch können konventionelle Erzeugungsanlagen in diesem Bereich einspeisen und Lasten im industriestarken Ruhrgebiet versorgt werden. Teilweise, nämlich in Zeiten hoher PV-Einspeisung und wenig Windeinspeisung, kann auch ein Transport im Süden erzeugter Leistung in das verbrauchsstarke Nordrhein-Westfalen sinnvoll sein. Eine solche Situation tritt beispielsweise in der Stunde 4452 des Szenarios B 2030 auf.

Im Rahmen der Maßnahme DC1 ist der Bau einer HGÜ-Strecke von Emden/Ost nach Osterath mit einer Übertragungsleistung von 2 Gigawatt in VSC-Technik vorgesehen.

### **Wirksamkeit**

Die Maßnahme DC1 erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf mehreren Stromkreisen in verschiedenen Stunden für (n-1)-Sicherheit. Im Folgenden werden exemplarisch drei Stunden des Szenarios B 2030 dargestellt:

- In der Stunde 3858 ist der Stromkreis von Niederrhein West nach Walsum über 107% ausgelastet, wenn ein Stromkreis von Emden Ost nach Conneforde Nord ausfällt. Durch die Maßnahme DC1 verringert sich die Auslastung im selben Fall unter 88%.
- In der Stunde 7847 ist der Stromkreis von Zensenbusch nach Utfoot mit 119% ausgelastet, wenn ein Stromkreis von Walsum nach Utfoot ausfällt. Durch die Maßnahme DC1 verringert sich die Auslastung im selben Fall auf 98%.
- In der Stunde 8667 ist der Stromkreis von Emden Ost nach Conneforde Ost mit 119% belastet, wenn ein Stromkreis von Emden Ost nach Conneforde Nord ausfällt. Durch die Maßnahme DC1 verringert sich die Auslastung dann auf 50%.

Insgesamt behebt oder reduziert die Maßnahme beispielsweise im Szenario B 2030 in etwa 3000 Stunden des Jahres Überlastungen im Übertragungsnetz.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist sie im Szenario C 2030. Selbst hier liegt die mittlere Auslastung aber immer noch bei ca. 73%.

## Ergebnis

Die Maßnahme DC1 erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

DC1	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

## 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.

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 des Projekts DC1 erforderlich, die zeitnah auf die Inbetriebnahme des südlichen Teils erfolgt.

## Konsultation

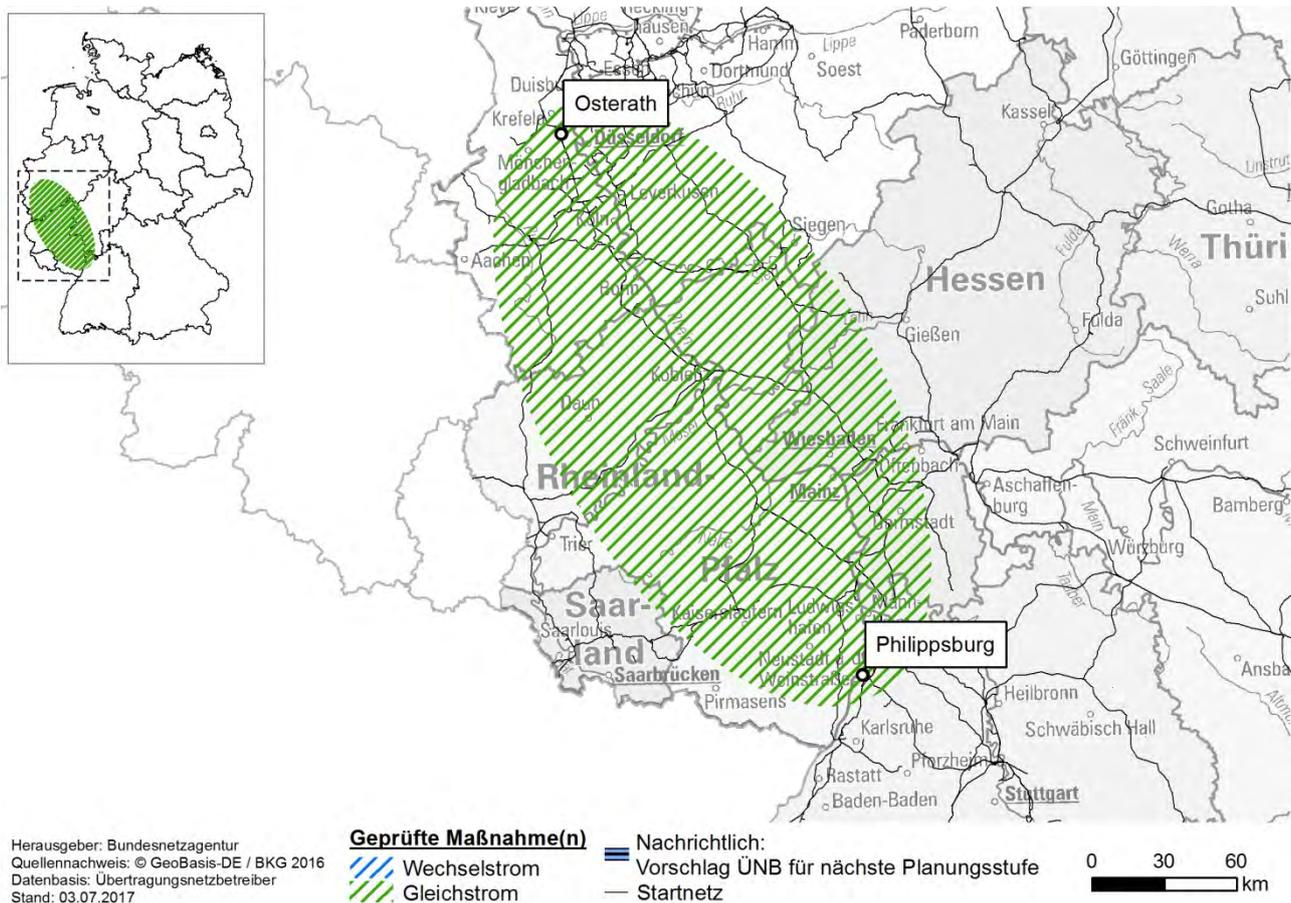
Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme DC1 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Einige Stellungnehmer zweifeln den Bedarf grundsätzlich an, andere begrüßen den vom Gesetzgeber vorgesehenen Erdkabelvorrang und weitere Stellungnehmer machen Vorschläge für die auf den Netzentwicklungsplan und das Bundesbedarfsplangesetz folgenden Umsetzungsschritte.

*Die Bundesnetzagentur erläutert ihre Vorgehensweise bei der Prüfung und Bestätigung des Netzentwicklungsplans und insbesondere bei der Bedarfsermittlung in den Abschnitten II und IV dieser Bestätigung sowie im begleitenden Auswertungsdokument.*

## Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme DC1 werden im Umweltbericht mit „C##“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 318) dargestellt.

# DC2: HGÜ-Verbindung Osterath – Philippsburg („Ultranet“)



Die Maßnahme DC2 (Osterath – Philippsburg) ist als Vorhaben Nr. 2 Teil des Bundesbedarfsplans. Sie 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, zuletzt geändert am 23.11.2017) aufgenommen.

## Maßnahme DC2 wird bestätigt.

### Beschreibung

In früheren Netzentwicklungsplänen haben die Übertragungsnetzbetreiber die Maßnahme DC2 als Maßnahme A02 des damals so genannten Korridors A bezeichnet. Das Projekt wurde erstmals im NEP 2012 geprüft und in seiner energiewirtschaftlichen Notwendigkeit bestätigt. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme des Projekts im Jahr 2021 an.

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

Die Maßnahme DC2 kann am nördlichen Ende die Energie aus erneuerbaren Energien, die mit Hilfe der Maßnahme DC1 abtransportiert wird, bis nach Baden-Württemberg weiter transportieren. Durch die Zweiteilung der gesamten HGÜ in die Maßnahmen DC1 und DC2 ist aber auch ein Betrieb möglich, bei dem in Nordrhein-Westfalen Energie ausgespeist wird. In Zeiten hoher PV-Einspeisung und wenig Windeinspeisung, kann ein Transport im Süden erzeugter Leistung in das verbrauchstarke Nordrhein-Westfalen durch die Maßnahme DC2 sinnvoll sein. Eine solche Situation tritt beispielsweise in der Stunde 4452 des Szenarios B 2030 auf.

Im Rahmen der HGÜ-Verbindung Osterath – Philippsburg soll eine Übertragungsleistung von 2 Gigawatt in VSC-Technik realisiert werden. Dies geschieht größtenteils auf bestehenden Trassen durch Umstellung von Wechselstrom auf Gleichstrom. Das Bundesfachplanungsverfahren für die Maßnahme läuft.

### **Wirksamkeit**

Die Maßnahme erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt in allen Szenarien auf mehreren Stromkreisen für (n-1)-Sicherheit. Exemplarisch sind im Folgenden drei Stunden des Szenarios B 2030 dargestellt:

- In der Stunde 7854 tritt auf der Leitung von Gießen Nord nach Karben eine Auslastung von über 107% auf, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch die Maßnahme DC2 verringert sich die Auslastung in dieser Situation auf unter 97%.
- In der Stunde 269 tritt auf der Leitung von Daxlanden nach Heidelberg Nord eine Auslastung von 103% auf, wenn eine Leitung von Altfußheim zum Großkraftwerk Mannheim ausfällt. Mit der Maßnahme DC2 verringert sich die Auslastung in dieser Situation auf 93%.
- In der Stunde 1083 tritt auf der Leitung von Weißenthurm nach Waldlaubersheim eine Auslastung von 110% auf, wenn eine Leitung von Bacharach nach Waldlaubersheim ausfällt. Mit der Maßnahme DC2 verringert sich die Auslastung in dieser Situation auf 93%.

Insgesamt behebt oder reduziert die Maßnahme beispielsweise im Szenario B 2030 in etwa 3000 Stunden des Jahres Überlastungen im Übertragungsnetz.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist sie im Szenario A 2030. Selbst hier liegt die mittlere Auslastung aber immer noch bei ca. 58%. In allen anderen Szenarien liegt sie deutlich über 60%.

## Ergebnis

Die Maßnahme DC2 erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

DC2	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

## 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.

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 des nördlich anschließenden Projekts DC1 zeitnah zur Inbetriebnahme des Projekts DC2 erforderlich.

## Konsultation

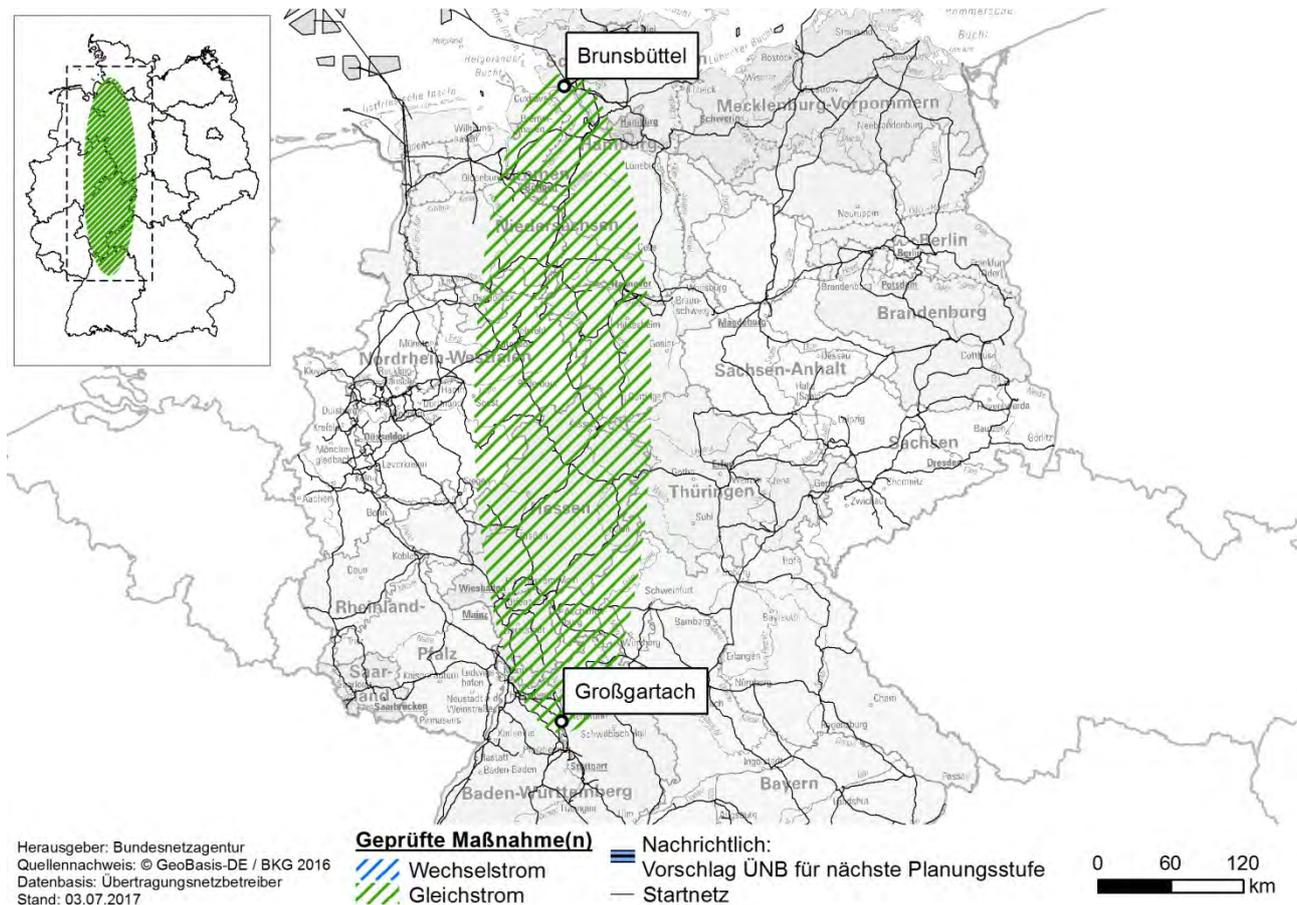
Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme DC2 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Einige Stellungnehmer zweifeln grundsätzlich am Bedarf oder sehen das Vorhaben als alleine der Kohleverstromung dienlich an. Andere fordern auch für die Maßnahme DC2 die Möglichkeit einer Erdverkabelung oder machen Vorschläge für die auf den Netzentwicklungsplan und das Bundesbedarfsplangesetz folgenden Umsetzungsschritte, insbesondere zum Konverterstandort.

*Die Bundesnetzagentur erläutert ihre Vorgehensweise bei der Prüfung und Bestätigung des Netzentwicklungsplans und insbesondere bei der Bedarfsermittlung in den Abschnitten II und IV dieser Bestätigung sowie im begleitenden Auswertungsdokument. Dort wird auch detailliert dargestellt, dass und warum die Kohleverstromung kein entscheidender Faktor für den Netzausbaubedarf ist. Im Gegenteil fußt die Bedarfsfeststellung unter anderem gerade auf der Annahme, dass bei der Kohleverstromung sowohl die installierten Erzeugungskapazitäten als auch die tatsächlich produzierten Strommengen bis zum Betrachtungsjahr 2030, bedingt durch die Energiewende, erheblich zurückgehen. Über die Frage der Erdverkabelung wird nicht im Netzentwicklungsplan, sondern durch den Gesetzgeber entschieden.*

**Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme DC2 werden im Umweltbericht mit „B##“ bewertet. Es besteht ein nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 24) dargestellt.

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



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

## Maßnahme DC3 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahme DC3 wurde erstmals im NEP 2012 geprüft. Ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit hat die Bundesnetzagentur erstmals im NEP 2012 für das Jahr 2022 bestätigt. Im NEP 2017-2030 wird die Maßnahme im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2025 an.

Bayern und Baden-Württemberg werden auch im Jahre 2030 preiswerten Strom auf einem einheitlichen deutschen Strommarkt nachfragen. Dieser Strom wird aufgrund der Abschaltung der Kernkraftwerke und der wenig konkurrenzfähigen Kraftwerksstruktur in Bayern und Baden-Württemberg im Wesentlichen nicht in diesen Bundesländern produziert werden. In Schleswig-Holstein und in Niedersachsen wird es hingegen, insbesondere aufgrund des Ausbaus von Windenergie in dafür gut geeigneten Lagen auf See und an Land, zu einem Erzeugungsüberschuss kommen. Die in diesen Bundesländern produzierten und nicht verbrauchten Energiemengen können damit anderen Regionen zur Verfügung gestellt werden. Insbesondere in Zeiten eines hohen Angebots erneuerbarer Energien wird der in Süddeutschland nachgefragte Strom daher im Wesentlichen im Norden bzw. Nordosten produziert und in die wirtschaftlichen Ballungsräume im Süden transportiert werden.

Es ist sinnvoll, die nach Bayern und Baden-Württemberg zu transportierende Energie nicht ausschließlich durch das konventionelle Wechselstromnetz zu leiten, weil dieses sonst in weit größerem Maße ausgebaut werden müsste. Weniger aufwändig ist es, Strom aus den erzeugungsstarken Regionen auch direkt mittels verlustarmer Gleichstromtechnologie in den Süden zu übertragen. Eine Maßnahme für diesen weiträumigen Energieaustausch ist die Maßnahme DC3 als Teil des „SuedLink“. Durch den „SuedLink“ wird die Übertragungskapazität aus Schleswig-Holstein und Niedersachsen nach Baden-Württemberg und Bayern erhöht.

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

### **Wirksamkeit**

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

- Im Szenario B 2030 ist in der Stunde 5650 die Leitung von Stawe nach Wilster West mit 153% überlastet, wenn die parallele Leitung ausfällt. Durch die Maßnahme DC3 verringert sich die Überlastung auf 123%.
- Ebenso verhält es sich mit der 380kV-Leitung von Wechold nach Ovenstädt. Hier lässt sich in der Stunde 1226 im Szenario B 2030 die bei Ausfall der parallelen Leitung auftretende Überlastung von 150% auf 130% reduzieren.
- Im Szenario C 2030 ist in der Stunde 1091 die Leitung von Grafenrheinfeld nach Kupferzell mit 135% überlastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Durch die Maßnahme DC3 kann diese Überlastung auf 122% verringert werden.

Insgesamt behebt oder reduziert die Maßnahme beispielsweise im Szenario B 2030 in etwa 4000 Stunden des Jahres Überlastungen im Übertragungsnetz.

### Erforderlichkeit

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

### Ergebnis

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

DC3	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

### 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

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer sind gegen den Bau des Projekts DC3 als Teil des sogenannten „SuedLink“ und zweifeln am Bedarf. Mehrere Konsultationsteilnehmer lehnen eine Trassenführung durch Thüringen ab, denn dabei werde insbesondere das Gebot eines geradlinigen Verlaufs verletzt. Die Leitung bringe keine Vorteile für Thüringen mit sich, da ihre die Netzverknüpfungspunkte in anderen Bundesländern liegen.

*Die Trassenführung ist ebenso wie die Frage der zu verwendenden Kabel nicht Bestandteil des Netzentwicklungsplans, sondern wird erst in den späteren Planungsschritten festgelegt. Der Netzentwicklungsplan überprüft lediglich die energiewirtschaftliche Notwendigkeit einer Leitung und legt deren Anfangs- und Endpunkte fest. Er dient in seiner Gesamtheit einer sicheren und preisgünstigen Energieversorgung Deutschlands und damit auch Thüringens. Insofern kann der Nutzen bestimmter Maßnahmen nicht von einer individuellen Vorteilhaftigkeit für einzelne Länder oder Regionen abhängig gemacht werden. Nicht akzeptabel ist eine Schwarz-Weiß-Sicht, nach der bestimmte Länder von einer Maßnahme ausschließlich profitieren, während andere ausschließlich die damit verbundenen Belastungen ertragen müssen. Zudem werden Regionen, die ohne eigene Anbindung an ein HGÜ-System von diesem überspannt werden, von einer sonst nötigen Verstärkung des parallel verlaufenden Drehstromnetzes entlastet.*

*Die Notwendigkeit der einzelnen Maßnahmen des Netzentwicklungsplans wird durch die Bundesnetzagentur mittels zahlreicher Lastfluss- und Ausfallberechnungen nach den Prüfkriterien Wirksamkeit und Erforderlichkeit geprüft. Zudem werden die Ergebnisse durch einen unabhängigen Gutachter verifiziert, der über ein öffentliches Ausschreibungsverfahren ermittelt wird. Für den Netzentwicklungsplan 2017-2030 ist der Gutachter die ef.Ruhr GmbH. Sie bestätigt die Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur und die Erforderlichkeit des Projekts DC3. In den vorangegangenen NEP-Verfahren haben auch andere Gutachter (TU Graz, RWTH Aachen, BET GmbH) dies im Ergebnis so gesehen.*

Andere Konsultationsteilnehmer dagegen halten weitere HGÜ-Korridore zum Transport von Windenergie für erforderlich und fordern, solche schon zum jetzigen Zeitpunkt mit dem SuedLink zu bündeln, um so eine übertragungsstärkere und günstigere Trasse zu realisieren. Die Verbindung könne mit einer Übertragungsleistung von 6 bis 8 GW gar bis zum Netzknoten Westtirol weitergeführt werden, um so das europäische Verbundnetz zu stärken.

*Ob zukünftig denkbare zusätzliche HGÜ-Verbindungen ggf. gebündelt mit bisherigen Maßnahmen im selben Trassenkorridor geplant und errichtet würden, wäre erst im nachfolgenden Prozess der Bundesfachplanung zu entscheiden. Im NEP 2017-2030 kann der Bedarf an solchen zusätzlichen HGÜ noch nicht bestätigt werden. Eine mögliche Bestätigung im NEP 2019-2030 ist damit nicht ausgeschlossen.*

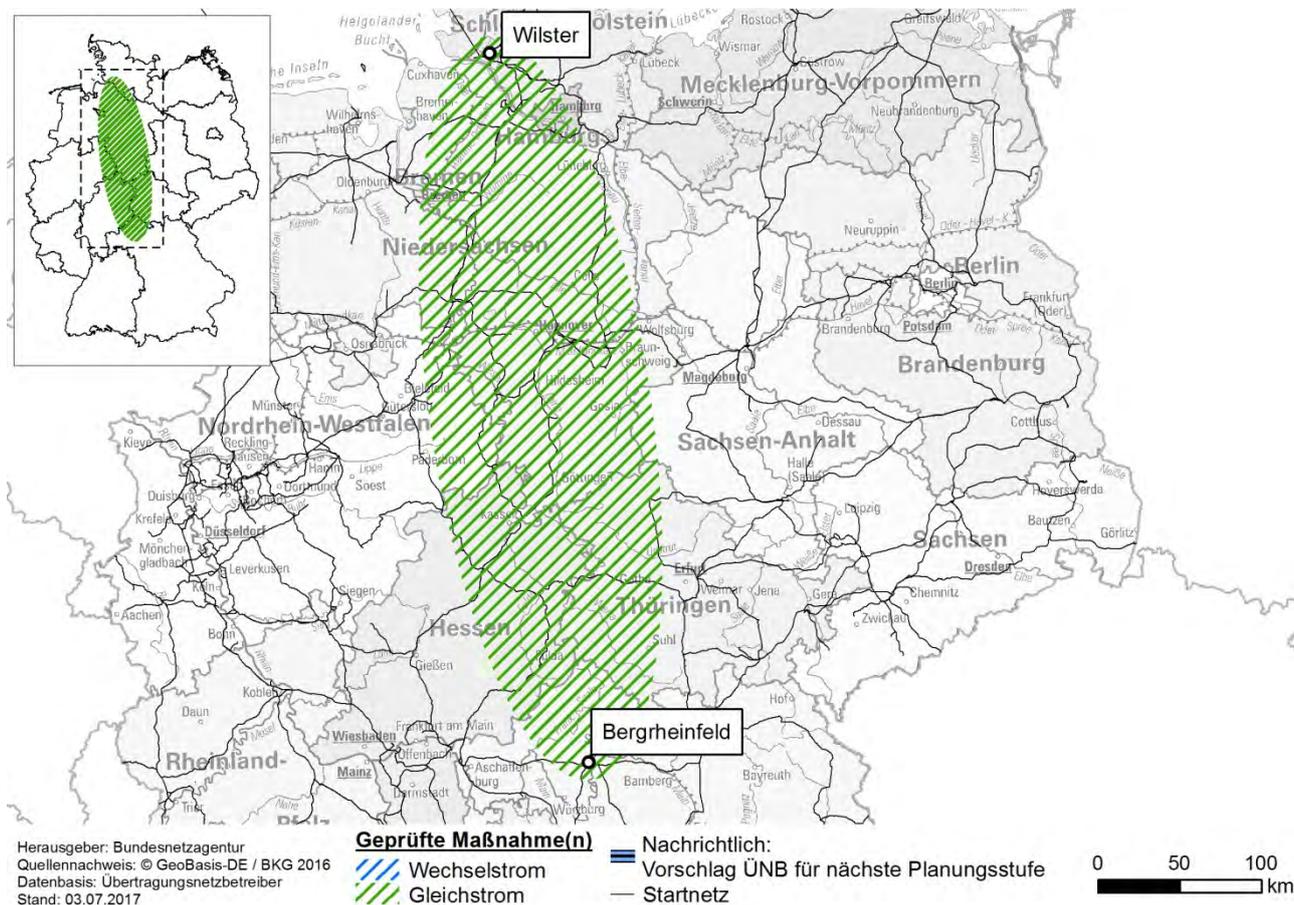
Aus dem Kreis der Konsultationsteilnehmer wird angeregt, das Projekt DC3 erst zu realisieren, wenn die Projekte DC1 und DC2 realisiert und in Betrieb genommen seien, um so von den dort gemachten Erfahrungen zu profitieren. Ein weiterer Teilnehmer weist darauf hin, dass schon eine Verzögerung des SuedLink bis ins Jahr 2025 zu kostenträchtigem Redispatch führen wird.

*Eine zeitlich gestaffelte Realisierung der HGÜ-Korridore würde zu enormen Verzögerungen bei der Inbetriebnahme des SuedLink und damit zu hohen Kosten für Redispatch-Maßnahmen führen. Alle im NEP 2017-2030 bestätigten HGÜ sind gleich dringend. Die Bundesnetzagentur würde im Gegenteil eine Inbetriebnahme des Projekts DC3 vor 2025 begrüßen, um zusätzlich Redispatch-Kosten einsparen zu können.*

### **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme DC3 werden im Umweltbericht mit „C##“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 322) dargestellt.

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



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

## Maßnahme DC4 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahme DC4 wurde erstmals im NEP 2012 vorgeschlagen. Die Bundesnetzagentur hat ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit erstmals im selben NEP bestätigt. Im NEP 2017-2030 wird die Maßnahme im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2025 an.

Bayern und Baden-Württemberg werden auch im Jahre 2030 preiswerten Strom auf einem einheitlichen deutschen Strommarkt nachfragen. Dieser Strom wird aufgrund der Abschaltung der Kernkraftwerke und der wenig konkurrenzfähigen Kraftwerksstruktur in Bayern und Baden-Württemberg im Wesentlichen nicht in diesen Bundesländern produziert werden. In Schleswig-Holstein und in Niedersachsen wird es dem hingegen, insbesondere aufgrund des Ausbaus von Windenergie in dafür gut geeigneten Lagen auf See und an Land, zu einem Erzeugungsüberschuss kommen. Die in diesen Bundesländern produzierten und nicht verbrauchten Energiemengen können damit anderen Regionen zur Verfügung gestellt werden. Insbesondere in Zeiten eines hohen Angebots erneuerbarer Energien wird der in Süddeutschland nachgefragte Strom daher im Wesentlichen im Norden bzw. Nordosten produziert und in die wirtschaftlichen Ballungsräume im Süden transportiert werden.

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 dem 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 in den Süden zu übertragen. Eine Maßnahme zum Transport des skizzierten Energieaustauschs ist die Maßnahme DC4 als Teil des „SuedLink“. Durch den „SuedLink“ wird die Übertragungskapazität aus Schleswig-Holstein und Niedersachsen nach Baden-Württemberg und Bayern erhöht.

Am nördlichen Netzverknüpfungspunkt Wilster 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 Maßnahme DC4 speiste bis 2015 das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld ein, so dass bereits eine Infrastruktur zur weiteren Verteilung von Leistung existiert. Da das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld bereits abgeschaltet und NORD.LINK spätestens im Jahr 2020 fertiggestellt werden soll, ist aus Sicht der Bundesnetzagentur eine frühe Inbetriebnahme anzustreben.

### **Wirksamkeit**

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

- Im Szenario B 2030 ist in der Stunde 5650 die Leitung von Stawe nach Wilster mit 156% überlastet, wenn die parallele Leitung ausfällt. Durch die Maßnahme DC4 lässt sich die Überlastung auf 123% verringern.
- Ebenfalls im Szenario B 2030 ist in der Stunde 8190 die Leitung von Bechterdissen nach Elsen mit 146% überlastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Durch die Maßnahme DC4 verringert sich die Belastung auf 128%.
- In Szenario C 2030 führt in der Stunde 2847 ein Ausfall der Leitung von Grohnde nach Würgassen zu einer Überlastung der Leitung von Grohnde nach Bergshausen von 149%. Durch die Maßnahme DC4 lässt sich diese Überlastung auf 129% verringern.

Insgesamt behebt oder reduziert die Maßnahme beispielsweise im Szenario B 2030 in etwa 4000 Stunden des Jahres Überlastungen im Übertragungsnetz.

### Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist sie im Szenario A 2030. Selbst hier liegt die mittlere Auslastung aber immer noch bei ca. 57%.

### Ergebnis

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

DC4	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

### 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.

### Konsultation

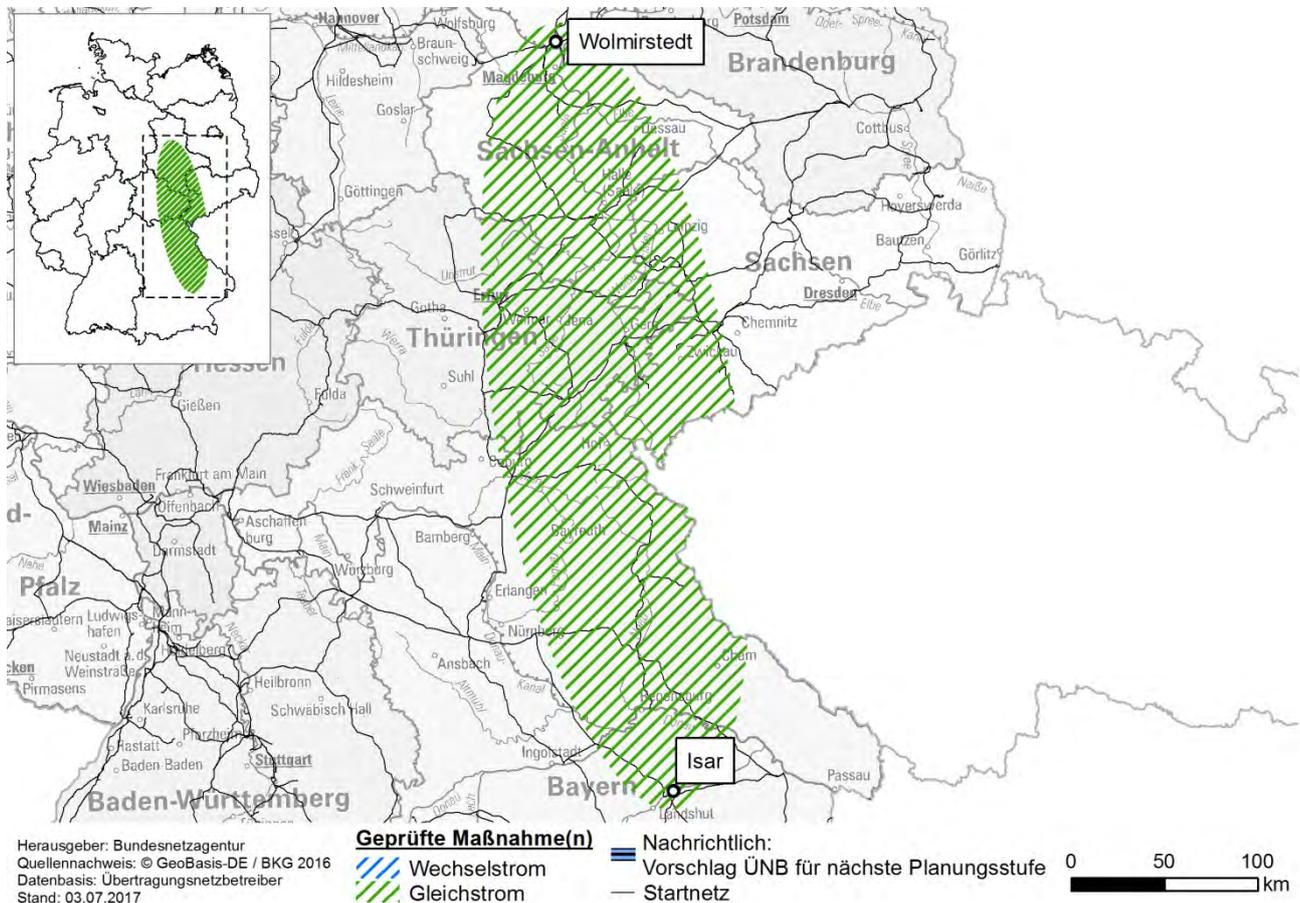
Zahlreiche Konsultationsteilnehmer sind gegen den Bau des Projekts DC4 als Teil des sogenannten „SuedLink“ und zweifeln am Bedarf. Mehrere Konsultationsteilnehmer lehnen eine Trassenführung durch Thüringen ab, denn dabei werde insbesondere das Gebot eines geradlinigen Verlaufs verletzt. Die Leitung bringe keine Vorteile für Thüringen mit sich, da ihre die Netzverknüpfungspunkte in anderen Bundesländern liegen.

*Die Trassenführung ist ebenso wie die Frage der zu verwendenden Kabel nicht Bestandteil des Netzentwicklungsplans, sondern wird erst in den späteren Planungsschritten festgelegt. Der Netzentwicklungsplan überprüft lediglich die energiewirtschaftliche Notwendigkeit einer Leitung und legt deren Anfangs- und Endpunkte fest. Er dient in seiner Gesamtheit einer sicheren und preisgünstigen Energieversorgung Deutschlands und damit auch Thüringens. Die Notwendigkeit der einzelnen Maßnahmen des Netzentwicklungsplans wird durch die Bundesnetzagentur mittels zahlreicher Lastfluss- und Ausfallberechnungen nach den Prüfkriterien Wirksamkeit und Erforderlichkeit geprüft. Zudem werden die Ergebnisse durch einen unabhängigen Gutachter verifiziert, der über ein öffentliches Ausschreibungsverfahren ermittelt wird. Für den Netzentwicklungsplan 2017-2030 ist der Gutachter die ef.Ruhr GmbH. Sie bestätigt die Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur und die Erforderlichkeit des Projekts DC4. In den vorangegangenen NEP-Verfahren haben auch andere Gutachter (TU Graz, RWTH Aachen, BET GmbH) dies im Ergebnis so gesehen.*

**Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme DC4 werden im Umweltbericht mit „C##“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 326) dargestellt.

# DC5: HGÜ-Verbindung Wolmirstedt – Isar



Die Maßnahme DC5 (Wolmirstedt – Isar) ist als Vorhaben Nr. 5 Teil des Bundesbedarfsplans. Sie wurde unter der Nummer 3.12 von der Europäischen Kommission in die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse („Projects of Common Interest“ – PCI, vgl. Anhang VII der Verordnung EU/347/2013, zuletzt geändert am 23.11.2017) aufgenommen.

## Maßnahme DC5 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahme DC5 wurde in dieser Form erstmals im NEP 2024 vorgeschlagen. Im NEP 2017-2030 wird die Maßnahme im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2025 an.

Das langfristige Ziel der HGÜ-Verbindung ist es, die Deckung des Verbrauchs in Bayern nach Abschaltung der Kernkraftwerke zu 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 bis 2030 erforderlichen Ausbaustufe soll die Errichtung eines Gleichstromübertragungssystems mit 2 Gigawatt Transportkapazität zwischen den Netzverknüpfungspunkten Wolmirstedt und Isar erfolgen.

Im Jahr 2030 werden Bundesländer, wie z. B. Baden-Württemberg und Bayern – im Wesentlichen aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie – von Energiedefiziten geprägt und daher auf Importe angewiesen sein. Durch die Abschaltung der Kernkraftwerke in Bayern ist dort trotz des prognostizierten bayerischen EE-Ausbaus mit einem Energiedefizit von über 30 TWh zu rechnen. In Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Sachsen erfolgt hingegen ein Ausbau erneuerbarer Energien, der zusammen mit der (auf Grund geringer Kosten für Brennstoff und CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate) häufigen Marktteilnahme der Braunkohle-Bestandskraftwerke zu einem Jahresüberschuss von über 70 TWh in diesen Regionen führt. Dieser Überschuss soll mittels Transport zur Versorgungssicherheit Süddeutschlands beitragen. Da die neuen Bundesländer historisch bedingt netztechnisch nicht ausreichend mit den alten Bundesländern verbunden sind, ist ein weiterer Ausbau der Netzinfrastruktur zwischen beiden Gebieten zwingend erforderlich.

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

### **Wirksamkeit**

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

- Ohne die Maßnahme DC5 ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Redwitz und Remptendorf in der Stunde 1089 des Szenarios B 2030 schon im (n-0)-Fall mit 107% belastet. Diese hohe Auslastung wird mit der Maßnahme DC5 auf 96% reduziert.
- Ebenfalls im Szenario B 2030 ist in der Stunde 1227 die Leitung zwischen Wolmirstedt und Klostermannsfeld mit 102% belastet, wenn einer der beiden parallelen Stromkreise ausfällt. Mit der Maßnahme DC5 reduziert sich die Auslastung in einem solchen Fall auf 84%.
- Im Szenario C 2030 ist in der Stunde 3182 die Leitung zwischen Klostermannsfeld und Querfurt mit 108% überlastet, wenn einer der beiden parallelen Stromkreise ausfällt. Hier würde die Maßnahme DC5 die Auslastung auf 94% reduzieren.

Insgesamt behebt oder reduziert die Maßnahme beispielsweise im Szenario B 2030 in etwa 3000 Stunden des Jahres Überlastungen im Übertragungsnetz.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Die mittlere Auslastung liegt zwischen 65% und 73%.

## Ergebnis

Die Maßnahme DC5 behebt wirksam auftretende Leitungsüberlastungen und wird bestätigt.

DC5	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

## 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 Konsultationsteilnehmer halten das Projekt DC5 zur Sicherung der Stromversorgung in Bayern nicht für erforderlich und sind gegen seine Realisierung. Der geplante Bau von Gaskraftwerken in Bayern an den Standorten Arzberg und Wunsiedel würde ebenfalls dagegen sprechen. In Süddeutschland bestehe nur in wenigen Stunden eines Jahres ein Energiedefizit. In solchen Situationen könnten Gaskraftwerke einspringen.

*Die Bedarfsermittlung zum Netzausbau muss sich daran orientieren, welcher energiepolitische Rahmen sich innerhalb des Betrachtungszeitraums als wahrscheinlich darstellt. Politische Maßnahmen, die eine Abkehr von marktwirtschaftlichen Ansätzen hin zu einer planwirtschaftlichen gelenkten Energiewirtschaft einschließlich der Festlegung bestimmter Kraftwerkstypen und –standorte bewirken könnten, sind nicht ersichtlich. Die derzeitigen marktwirtschaftlichen Rahmenbedingungen, unter denen die Energiewende umgesetzt wird, räumen der Erzeugung und dem Transport von Strom aus erneuerbaren Energien Vorrang ein, weil die Erneuerbaren zu den geringsten Stückkosten produzieren. Das Netz muss auf den dadurch ausgelösten Transportbedarf ausgelegt werden. Es ist unter keinem Gesichtspunkt sinnvoll, den zur Bedarfsdeckung nötigen Transport bereits erzeugten EE-Stroms einzuschränken und diesen Strom durch zusätzliche Produktion in Gaskraftwerken, die CO<sub>2</sub> ausstoßen, zu ersetzen.*

*Unter den derzeitigen Marktbedingungen ist zudem nur eine geringe Investitionsbereitschaft in neue Gaskraftwerke gegeben bzw. haben die bestehenden Gaskraftwerke nur einen geringen Anteil am deutschen Strommix, denn sie produzieren nur, wenn sie am Markt wettbewerbsfähig sind. Um den Anteil von Gaskraftwerken an der Stromerzeugung steigern zu können, müsste jede in Gaskraftwerken erzeugte Kilowattstunde kontinuierlich und massiv subventioniert werden. Diese Förderung müsste darüber hinaus auch eine Standortkomponente beinhalten, die dafür sorgt, dass neue Gaskraftwerke gezielt an netzdienlichen Standorten errichtet werden. Dies würde den Strommarkt verzerren und Preissteigerungen mit sich bringen.*

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer behauptet, dass erst die Entflechtung des Netzverknüpfungspunkts Grafenrheinfeld das Projekt DC5 überhaupt erforderlich mache.

*Die Entflechtung des Netzverknüpfungspunktes Grafenrheinfeld steht in keinem Zusammenhang zum Projekt DC5, sondern bewirkt lediglich, dass eventuell andere Varianten der ursprünglich geplanten Projekte P43 und P44 realisiert werden (evtl. Verweis auf das entsprechende Kapitel).*

Mehrere Konsultationsteilnehmer verweisen auf die Thüringer Strombrücke und andere Netzausbauprojekte in Nord Bayern und Thüringen, die den Energiebedarf von Bayern auch ohne Korridor D decken könnten. Außerdem merken sie an, dass das vorhandene Übertragungsnetz genug Reserven besitzen würde, um den erzeugten Windstrom aufzunehmen und diesen über Thüringen nach Bayern zu transportieren. Ein Konsultationsteilnehmer fordert, das Projekt DC5 unter Berücksichtigung von bereits im Bau befindlichen Maßnahmen bzw. geplanten Lückenschlüssen im Stromübertragungsnetz sowie unter dem Einsatz von neuen Technologien erneut zu prüfen.

*Die Thüringer Strombrücke wurde bereits vor der Energiewende und dem Ausstieg aus der Kernenergie geplant, um den aus damaliger Sicht für die 2010er Jahre prognostizierten Übertragungsbedarf zu decken. Seit dem Jahr 2009 ist sie als Vorhaben Nr. 4 Bestandteil des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG). Der aktuelle Netzentwicklungsplan befasst sich darüber hinaus mit der zukünftigen Übertragungsaufgabe für das Jahr 2030. Für diesen Zeitraum ergibt sich ein deutlich über die heute bestehenden Leitungen einschließlich der Thüringer Strombrücke hinausgehender Übertragungsbedarf für die Region Thüringen/Nordbayern. Auf diesen Bedarf konnte die Thüringer Strombrücke zum Zeitpunkt ihrer Planung noch nicht ausgelegt werden. Sie ist zwar erst seit diesem Jahr vollständig in Betrieb, wurde aber als Teil des sogenannten Startnetzes in den Berechnungen zum NEP 2017-2030 wie auch schon in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen als realisiert unterstellt. Auch mit der Thüringer Strombrücke ergeben sich für das Zieljahr 2030 insbesondere in der Region Thüringen/Nord Bayern diverse Überlastungen im Übertragungsnetz. Diese Überlastungen lassen sich durch das Projekt DC5 vermeiden oder deutlich reduzieren, erfordern aber darüber hinaus weiteren Netzausbau in der Region.*

Ein Konsultationsteilnehmer hält es für möglich, dass der Strom aus Offshore-Anlagen in der Ostsee auch über eine Querverbindung in den Raum Hamburg weiter transportiert und von dort über den SuedLink (Projekte DC3 und DC4) nach Süddeutschland geleitet werden könnte. Das Projekt DC5 könne somit entfallen.

*Das Projekt DC5 sorgt insbesondere im Bereich Thüringen und Nord Bayern zu signifikanten Entlastungen im Übertragungsnetz. Die gesamte Regelzone von 50Hertz zeichnet sich durch eine hohe Einspeisung aus EE-Anlagen aus, und zwar nicht nur von Offshore-Windenergie, sondern auch durch Onshore-Windenergie und Photovoltaik. Diese Erzeugung kann über einen zentral gelegenen HGÜ-Verknüpfungspunkt wie Wolmirstedt ungleich effizienter eingesammelt und gezielter abtransportiert werden als über eine Querverbindung nach Hamburg, welche die bestehenden Schwachstellen im Bereich Thüringen nicht beseitigen und zudem weiteren Netzausbaubedarf von Hamburg nach Süden nach sich ziehen würde.*

Mehrere Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass das Projekt DC5 ausschließlich dem europäischen Stromhandel und nicht der Versorgungssicherheit in Deutschland diene.

*Wie in anderen Bereichen strebt die Europäische Union auch für Energie einen gemeinsamen Binnenmarkt an. Strom ist ein an internationalen Börsen handelbares Gut. Netzausbaumaßnahmen dienen aus diesem Grund selbstverständlich auch dem internationalen Handel. Die Energieversorgung vollzieht sich nicht mehr national abgegrenzt, genauso wenig wie beispielsweise die Industrieproduktion oder die Nahrungsmittelversorgung. Sie wird dadurch sicherer und billiger. Würde jeder Staat seine Versorgung „autark“ organisieren, müssten europaweit*

*insgesamt mehr Erzeugungskapazitäten aufgebaut und vorgehalten werden als in einer Energieunion mit Binnenmarkt.*

Mehrere Konsultationsteilnehmer behaupten, dass konventionell erzeugter Strom das Übertragungsnetz „verstopfen“ würde. Das Projekt DC5 würde zudem die Erzeugung von Braunkohlestrom fördern und den energiepolitischen Zielen Bayerns im Wege stehen.

*Das Projekt DC5 sorgt dafür, Versorgungsdefizite in Süddeutschland auszugleichen, indem es anderswo in Deutschland erzeugten Strom hierher transportiert. Dabei wird es neben dem Strom aus Windkraftanlagen auf See und an Land zu gewissen Anteilen auch Strom aus Braunkohlekraftwerken und aus dem Ausland, beides als Teil des marktbedingten Energiemix, nach Süddeutschland transportieren. Das Recht konventioneller Kraftwerke, ihren Strom am Markt anzubieten, darf und kann die Bundesnetzagentur nicht beschneiden. Allerdings kommen die Konventionellen am Markt nur dann zum Zuge, wenn sie zu wettbewerbsfähigen Preisen anbieten. Vorrang haben zunächst erneuerbare Energien. EE-Anlagen dürfen im Falle von Netzengpässen nur dann abgeregelt werden, wenn zuvor alle konventionellen Anlagen heruntergefahren wurden. Umgekehrt ergibt es keinen Sinn, konventionelle Kraftwerke abzuregeln, ohne dass dadurch die Menge des transportierbaren erneuerbaren Stroms steigt. Der Abschaltung von EE-Anlagen kann man letzten Endes nur entgegenwirken, indem man sie durch ausreichend ausgebaute Stromnetze in die Energieversorgung integriert.*

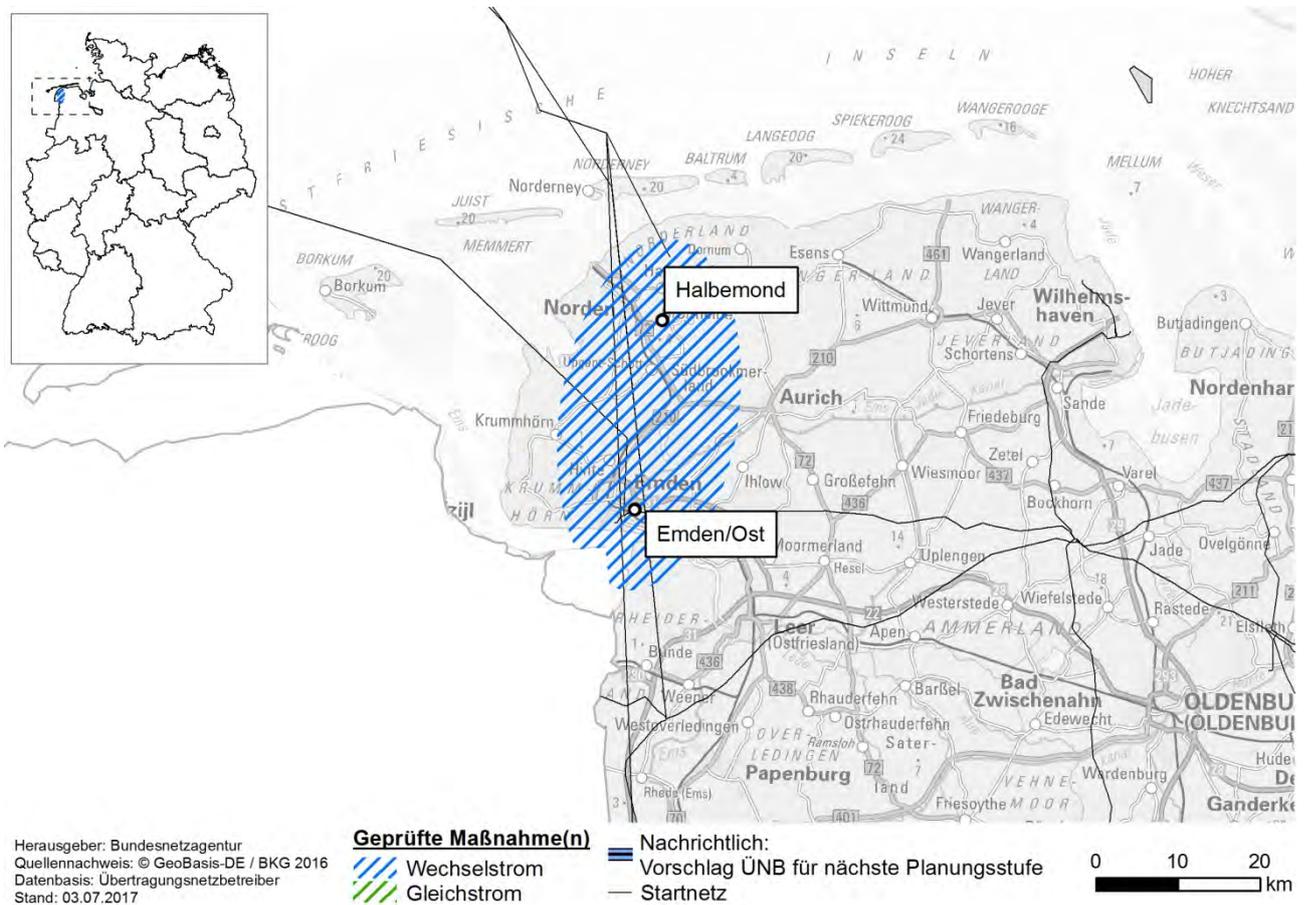
*Der Gesetzgeber möchte den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2035 auf 55 bis 60 Prozent steigern. Nach Lage der Dinge muss der restliche Bedarf marktwirtschaftlich durch konventionelle Erzeugung oder durch Importe gedeckt werden.*

*Im Übrigen fußt die Netzentwicklungsplanung unter anderem gerade auf der Annahme, dass bei der Kohleverstromung sowohl die installierten Erzeugungskapazitäten als auch die tatsächlich produzierten Strommengen bis zum Betrachtungsjahr 2030, bedingt durch die Energiewende, erheblich zurückgehen. Demzufolge ist die Kohleverstromung kein entscheidender Faktor für den Netzausbaubedarf. Gleichzeitig steigt der Energiebedarf in Süddeutschland bis zum Jahr 2030 zum Beispiel wegen des vermehrten Einsatzes von Wärmepumpen und der E-Mobilität geringfügig an. Daher besteht der Bedarf für das Projekt DC5 auch unabhängig von der Einspeisung aus Kohlekraftwerken.*

### **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme DC5 werden im Umweltbericht mit „C##“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 330) dargestellt.

# Projekt P20: Emden/Ost – Halbmond



Das Projekt P20 mit der Maßnahme M69 ist als Vorhaben Nr. 37 Teil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt wurde erstmals im NEP 2012 geprüft. Die Bundesnetzagentur hat seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit erstmals im NEP 2013 für das Jahr 2023 bestätigt. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme des Projekts im Jahr 2025 an.

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

Die Übertragungsnetzbetreiber strebten in bisherigen Netzentwicklungsplänen eine Inbetriebnahme der Maßnahme vor dem Jahr 2025 an. Halbmond sollte zugleich als Netzverknüpfungspunkt für die Offshore-Anbindungsleitung NOR-1-1 dienen. Mit Schreiben vom 23.09.2016 teilte das Land Niedersachsen in Abstimmung mit dem Amt für regionale Landesentwicklung, dem Landkreis Aurich sowie der Stadt Emden mit, dass aufgrund sich abzeichnender erheblicher räumlicher Konflikte das Projekt P 20 Emden/Ost – Halbmond als reine Freileitungstrasse nicht rechtssicher bis zum Jahr 2023/2024 genehmigt werden könne und mit erheblichen Verzögerungen auch über das Jahr 2025 hinaus zu rechnen sei. Da damit eine zeitgerechte Verfügbarkeit des Netzverknüpfungspunkts Halbmond zur Anbindung der Offshore-Leitung nicht garantiert erschien, erfolgte diese Anbindung nunmehr anderweitig.

## **Streckenmaßnahme M69: Emden/Ost – Halbmond**

### **Maßnahme M69 wird bestätigt.**

#### **Beschreibung**

Von Emden/Ost nach Halbmond ist der Neubau einer 380-kV-Leitung vorgesehen. Hierzu sind eine neue 380-kV-Schaltanlage im Raum Halbmond zu errichten und die 380-kV-Schaltanlage Emden/Ost, die im Rahmen der Maßnahme M105 (Projekt P69) errichtet werden muss, zu erweitern.

#### **Wirksamkeit**

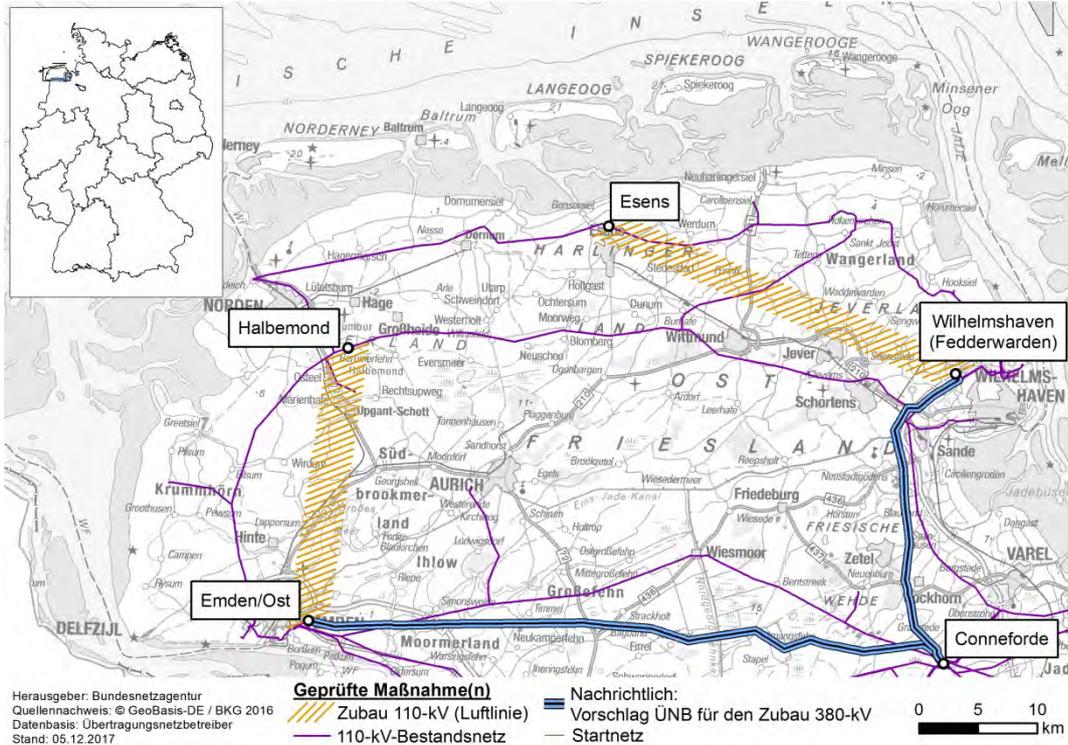
Die Maßnahme M69 dient nicht der Behebung von Engpässen im bestehenden 380-kV-Netz, so dass sich ihre Wirksamkeit nicht sinnvoll unter diesem Aspekt prüfen lässt. Vielmehr ist die Maßnahme bei der Behebung von Netzengpässen in der untergelagerten 110-kV-Netzebene wirksam.

Beispielhaft wurde hier für das Szenario B 2030 eine Untersuchung des Verteilnetzes durchgeführt. Die Maßnahme M69 erweist sich hierbei als wirksam. Ohne die Maßnahme M69 ist beispielsweise eine 110-kV-Leitung zwischen Halbmond und Emden in der Stunde 4044 des Szenarios B 2030 mit 136% belastet, wenn ein Stromkreis zwischen Lütetsburg und Halbmond ausfällt. Durch die Maßnahme M69 reduziert sich die Auslastung in diesem Fall auf 11%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

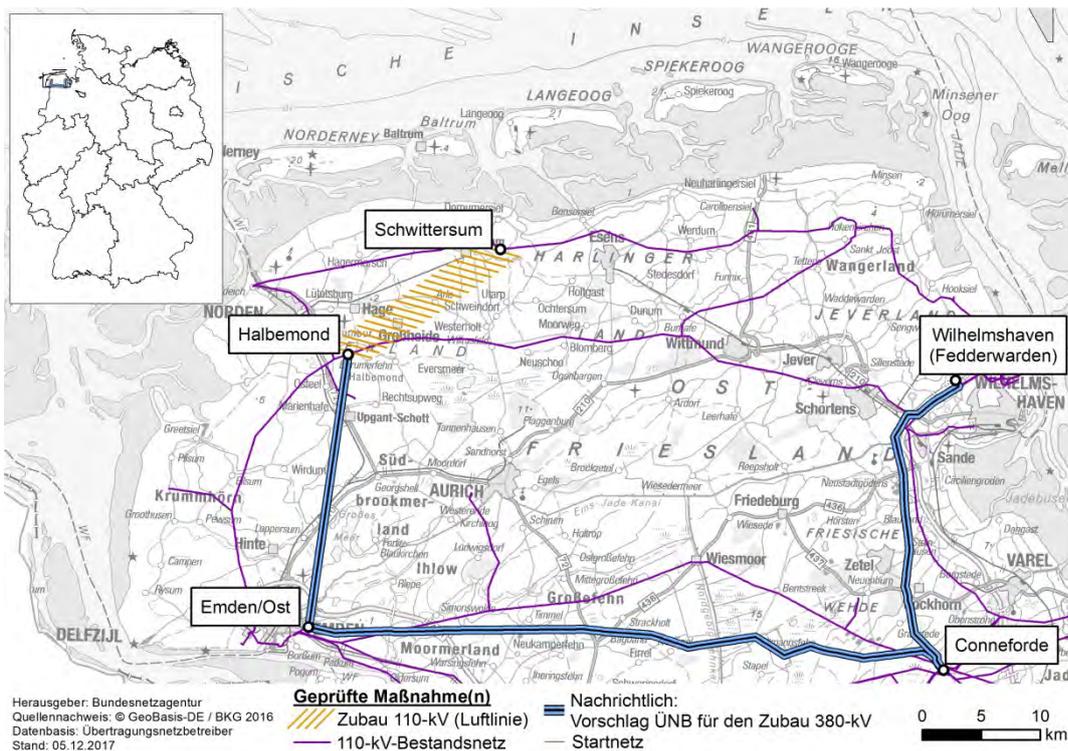
#### **Erforderlichkeit**

In allen Szenarien liegt die maximale Auslastung der Maßnahme M69 zwischen 10% und 12%. Für sich genommen begründen diese Auslastungswerte zwar noch keine Erforderlichkeit der Maßnahme M69. Allerdings müsste ohne die Maßnahme M69 ein Ausbau im Verteilnetz stattfinden, um die im nordwestlichen Niedersachsen zukünftig erzeugte Onshore-Windenergie aufnehmen und abtransportieren zu können. Die Avacon AG als betroffener Verteilnetzbetreiber hat auf Ersuchen der TenneT TSO GmbH und der Bundesnetzagentur eine Studie anfertigen lassen, welcher Verteilnetzausbau mit und ohne Realisierung der Maßnahme M69 notwendig wäre. Die Ergebnisse sowie die Netzberechnungen wurden der Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellt und von dieser überprüft.

Nach diesen Untersuchungen wären ohne Realisierung der Maßnahme M69 **drei 110-kV-Erdkabelsysteme** zwischen Halbmond und Emden/Ost sowie **weitere drei 110-kV-Erdkabelsysteme** zwischen Esens und Fedderwarden notwendig:



Im Gegensatz dazu wären mit Realisierung der Maßnahme M69, also einer Lösung im Übertragungsnetz auf Höchstspannungsebene, lediglich **zwei 110-kV-Erdkabelsysteme** zwischen Halbmond (Fedderwarden) und Schwittersum zusätzlich notwendig:



Bereits bei dieser Konstellation wären die Kosten für eine reine Verteilnetzlösung in etwa vergleichbar mit den Kosten für einen Ausbau im Übertragungsnetz. Dazu kommt, dass die notwendigen 110-kV-Erdkabelsysteme mit der für das Jahr 2030 angenommenen Leistung an Onshore-Wind bereits hoch ausgelastet wären. Bei jedem darüber hinaus gehenden Ausbau der erneuerbaren Energien in der Region – der wegen der langfristigen EE-Ausbauziele sehr wahrscheinlich ist – wären daher zusätzliche Erdkabelsysteme notwendig und ein reiner Verteilnetzausbau teurer wäre. Langfristig betrachtet stellt eine Lösung im Übertragungsnetz die deutlich nachhaltigere Alternative dar. Aus diesen Gründen ist die Maßnahme erforderlich.

Mit der Verschiebung des Netzverknüpfungspunktes der Anbindungsleitung NOR-1-1 nach Emden ist eine Realisierung vor 2025 nicht notwendig. Da die Untersuchungen der Avacon AG eine Notwendigkeit bis zum Jahr 2030 nachweisen, sieht die Bundesnetzagentur eine Inbetriebnahme der Maßnahme M69 im Jahr 2029 als angemessen an.

**Ergebnis**

Die Maßnahme behebt nachhaltig Engpässe im Verteilnetz und wird aufgrund der Untersuchungen zum alternativen Verteilnetzausbau unter volkswirtschaftlichen und Nachhaltigkeitsaspekten bestätigt.

<b>P20 M69</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

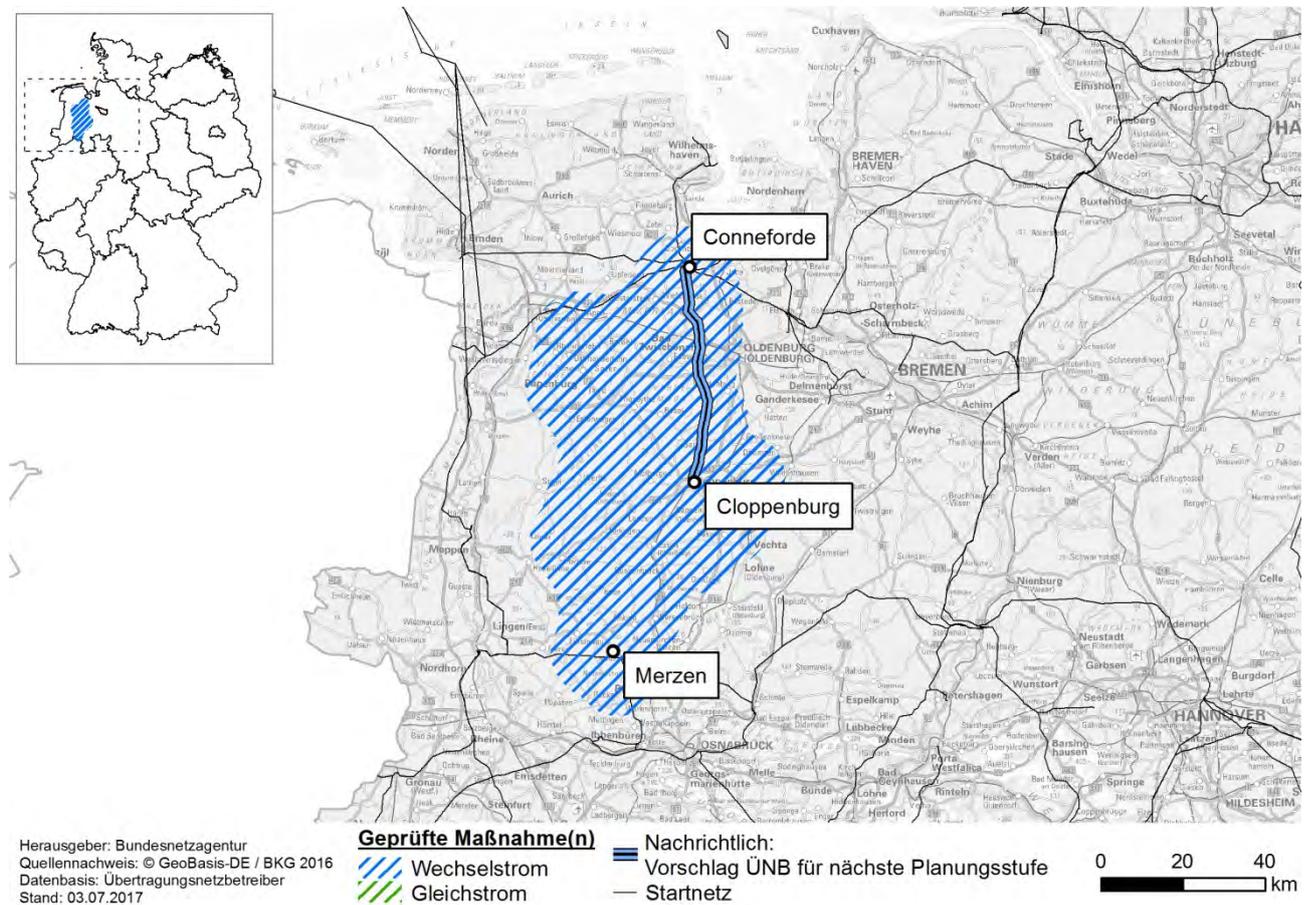
**Konsultation**

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M69 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

**Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M69 werden im Umweltbericht mit „B#“ bewertet. Es besteht ein nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem sind im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 172) dargestellt.

# Projekt P21: Conneforde – Cloppenburg – Merzen



Das Projekt P21 mit den Maßnahmen M51a und M51b ist als Vorhaben Nr. 6 Teil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt wurde erstmals im NEP 2012 geprüft. Die Bundesnetzagentur hat seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit erstmals im NEP 2012 für das Jahr 2018 bestätigt. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2024 an.

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität aus dem nordwestlichen Niedersachsen in Richtung Osnabrück. Der erste Abschnitt von Conneforde nach Cloppenburg/Ost soll überwiegend 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.

## Streckenmaßnahme M51a und M51b: Conneforde – Cloppenburg – Merzen

**Die Maßnahmen M51a und M51b werden bestätigt.**

### Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme M51a ist die bestehende 220-kV-Verbindung zwischen Conneforde und Cloppenburg/Ost durch eine 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen abzulösen (Netzverstärkung). Das bestehende Umspannwerk in Conneforde soll im Zuge der Maßnahme verstärkt werden. Um das unterlagerte Verteilnetz an die höheren Spannungsebenen anzubinden, muss in Cloppenburg ein Umspannwerk neu errichtet werden und ein bestehendes Umspannwerk in Cloppenburg/Ost verstärkt werden.

Durch die Maßnahme M51b werden die Umspannwerke in Cloppenburg mit dem südlich am „Punkt Merzen“ ebenfalls neu zu errichtenden Umspannwerk verbunden. Hierfür ist die Errichtung einer neuen 380-kV-Leitung erforderlich. Diese neue Leitung ist am „Punkt Merzen“ so an die zwischen den Standorten Hanekenfähr, Westerkappeln und Wehrendorf bestehenden 380-kV-Leitungen anzubinden, dass eine Verschaltung mit allen Bestandsleitungen möglich ist.

### Wirksamkeit

Die Maßnahmen M51a und M51b erweisen sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgen auf den Stromkreisen des Dreibeins Diele – Dörpen/West – Rhede für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahmen M51a/b ist beispielsweise die Leitung zwischen Diele – Dörpen/West – Rhede in der Stunde 8154 des Szenarios B 2030 mit 120% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise zwischen Diele und Dörpen/West ausfällt. Durch die Maßnahmen M51a/b reduziert sich die Auslastung dann auf 78%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

### Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen auch als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet sind sie im Szenario C 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 39%.

### Ergebnis

Die Maßnahmen M51a/b erweisen sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

P21 M51a/b	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

## Konsultation

Im Kreis der Konsultationsteilnehmer wird bezweifelt, dass das Netz ab Merzen stark genug sei, um den von Cloppenburg ankommenden Strom aus Windenergie weiter in den Süden zu leiten. Man solle daher eine bestehende 110-kV-Leitung, die bisher nur bis Holdorf gehen soll, so verlängern, dass sie in Engter mit der 380-kV-Leitung von Merzen nach Wehrendorf verbunden werden könne.

*Mit Hilfe des Projekts P21 soll sowohl die im nordwestlichen Niedersachsen erzeugte Onshore-Windenergie als auch die zukünftig in Cloppenburg ankommende Offshore-Windenergie in den Süden übertragen werden. Das Verteilnetz ist nicht stark genug, um diese Aufgabe zu übernehmen. Der Neubau einer 110-kV-Leitung von Holdorf nach Engter zum Transport von Onshore-Windenergie in den Süden ist nicht zielführend. Insbesondere im nördlichen Abschnitt des Projekts P21 zwischen Conneforde und Cloppenburg muss Onshore-Windenergie transportiert werden. Hierauf hat eine Verteilnetzverstärkung im südlichen Projektabschnitt zwischen Cloppenburg und Merzen keinerlei Auswirkungen.*

Andere Konsultationsteilnehmer sind der Ansicht, durch eine zusätzliche HGÜ-Verbindung mit einem Konverterstandort nördlich von Cloppenburg zu einem weiteren Standort in Baden-Württemberg könne das Übertragungsproblem ohne den Bau des Projekts P21 behoben werden.

*In den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen hatten die Übertragungsnetzbetreiber mit dem sogenannten Korridor B eine ähnliche zusätzliche HGÜ-Verbindung vorgeschlagen. Diese hat die Bundesnetzagentur jedoch nicht bestätigt. Aus ihrer Sicht reicht es aus, das Projekt P21 zu realisieren, anstatt eine weitere großräumige HGÜ mit einer Länge von mehreren hundert Kilometern zu errichten.*

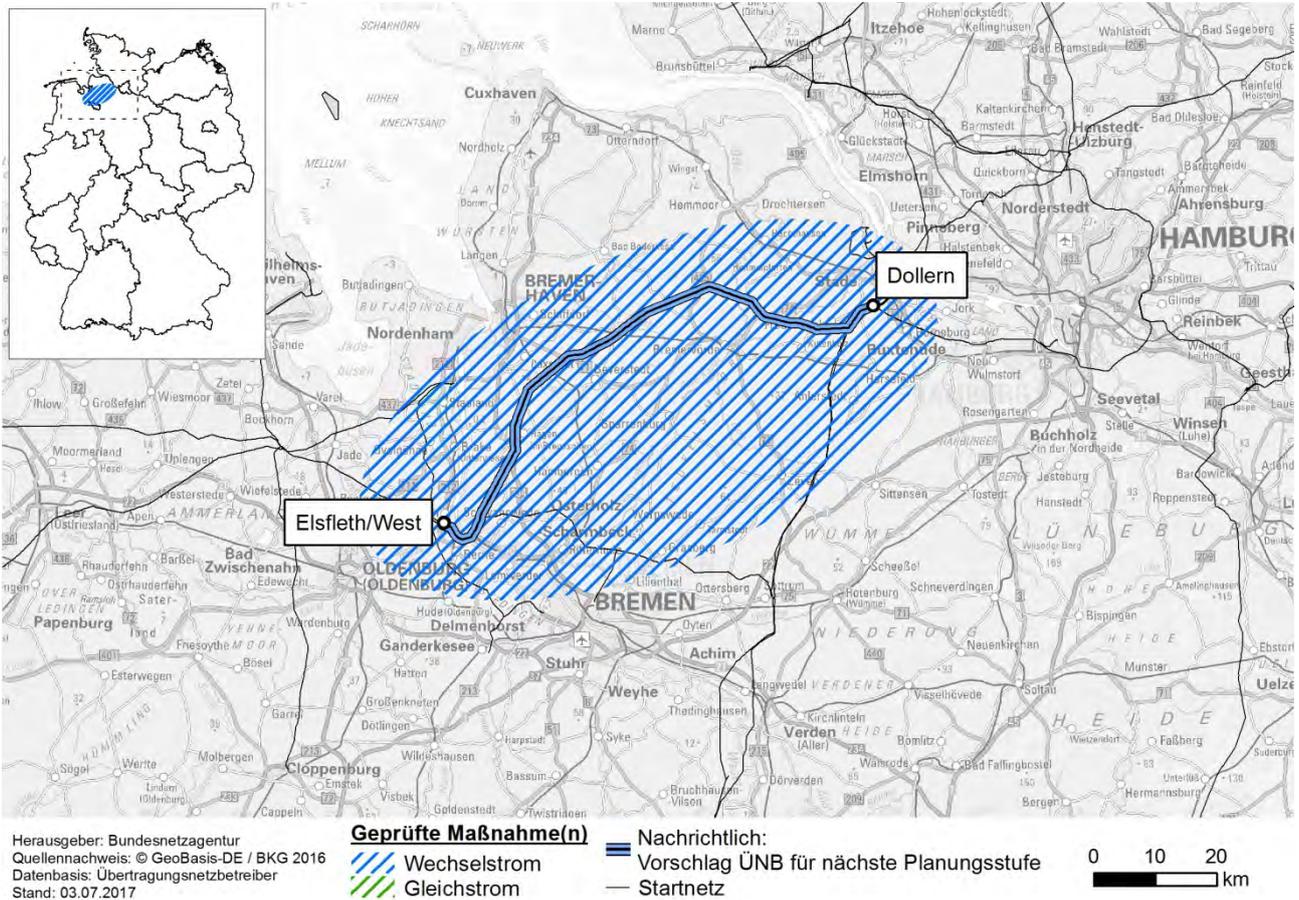
## Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung

Die Umweltauswirkungen der Maßnahmen M51a/b werden im Umweltbericht für den Fall einer Ausführung als Freileitung mit „A#“ bewertet. Erhebliche Umweltauswirkungen sind schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich.

Die Maßnahmen sind im Bundesbedarfsplan als Pilotprojekt für Erdkabel zur Höchstspannungs-Drehstrom-Übertragung gekennzeichnet. Die Umweltauswirkungen einer Erdverkabelung der Maßnahme M51a werden im Umweltbericht mit „B##“ bewertet. Es besteht ein nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Die Umweltauswirkungen einer Erdverkabelung der Maßnahme M51b werden im Umweltbericht mit „C#“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem sind im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich.

Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahmen im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 28 und ab Seite 334) dargestellt.

# Projekt P23: Dollern – Elsfleth/West



Das Projekt P23 mit der Maßnahme M20 ist als Vorhaben Nr. 38 Teil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt wurde erstmals im NEP 2013 geprüft und seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit bestätigt. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

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

In sämtlichen untersuchten Szenarien kommt es zu einem deutlichen Überschuss an Energie in den nördlichen Bundesländern. Dies liegt unter anderem an hohen Prognosen für die Stromerzeugung aus Windenergie (onshore wie auch offshore) im nördlichen Niedersachsen und in Schleswig-Holstein. Die vorhandene Netzinfrastruktur in der Region zwischen Hamburg und Bremen wird im Jahr 2030 nicht mehr ausreichend dimensioniert sein. Das Projekt P23 dient dazu den erhöhten Leistungstransport Richtung Süden zu ermöglichen.

## Streckenmaßnahme M20: Dollern – Elsfleth/West

### Maßnahme M20 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Von Dollern über Alfstedt und Farge nach Elsfleth/West ist die bestehende 380-kV-Leitung zu verstärken. Die 380-kV-Schaltanlagen Dollern, Alfstedt und Farge sind zu verstärken. Die 380-kV-Schaltanlage Elsfleth/West soll neu errichtet werden (Projekt P155).

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2026 an.

#### Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. In allen vier Szenarien sorgt sie für (n-1)-Sicherheit auf den Stromkreisen zwischen Dollern und Elsfleth/West. Ohne die Maßnahme M20 kommt es beispielsweise in der Stunde 2224 des Szenarios B 2030 zu einer Überlastung von 116% auf einem Stromkreis zwischen Alfstedt und Elsfleth/West, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Mit der Maßnahme M20 beträgt die Auslastung dann nur 89%. Derartige Situationen mit der beschriebenen entlastenden Wirkung von Maßnahme M20 treten jeweils in mehreren Stunden in allen vier Szenarien auf.

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

#### Erforderlichkeit

Die Maßnahme ist in allen geprüften Szenarien erforderlich. Die geringste Auslastung weist sie in Szenario C 2030 auf. Die maximale Auslastung beträgt hier im (n-0)-Fall 59%. Die Maßnahme ist folglich erforderlich.

#### Ergebnis

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

P23 M20	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

## **Konsultation**

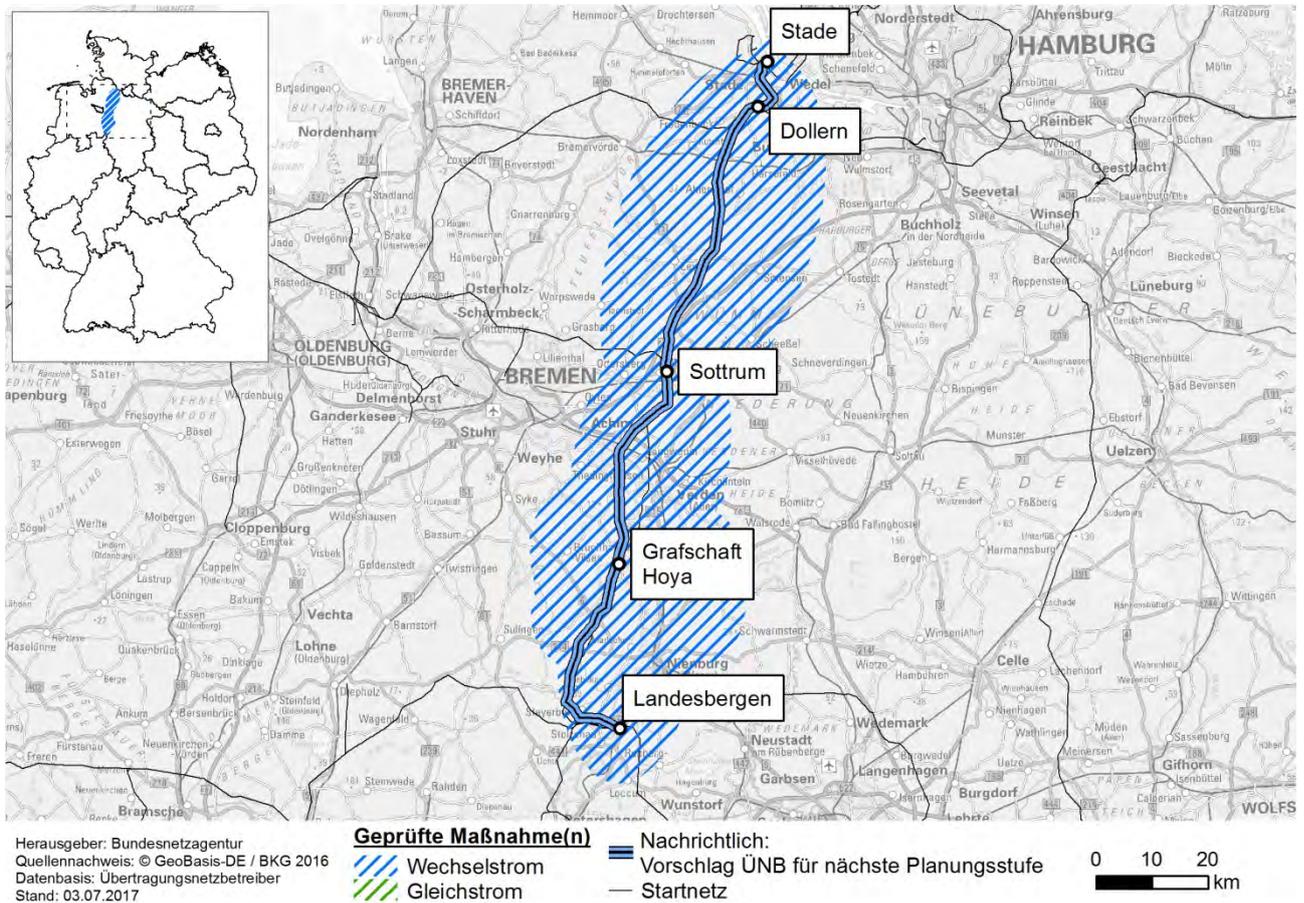
Ein Konsultationsteilnehmer spricht sich dafür aus, die Maßnahme als Pilotvorhaben für eine Erdverkabelung zu kennzeichnen.

*Eine teilweise Erdverkabelung könnte eingesetzt werden, wenn das Vorhaben im Bundesbedarfsplan eine entsprechende Kennzeichnung als Pilotvorhaben erhielte. Es ist nicht die Aufgabe des Netzentwicklungsplans festzulegen, ob die darin enthaltenen Maßnahmen als Freileitung oder Erdkabel zu realisieren sind. Er stellt lediglich fest, an welchen Stellen im Übertragungsnetz zusätzlicher Transportbedarf besteht. Die Entscheidung über Erdkabelpilotvorhaben trifft der Gesetzgeber durch eine entsprechende Kennzeichnung im Bundesbedarfsplan. Allerdings rät die Bundesnetzagentur grundsätzlich, zusätzliche Erdkabel-Piloten wenn überhaupt, dann nicht bei Leitungen, die einer Verstärkung des vermaschten Netzes an dessen neuralgischen Punkten dienen und für die Gesamtstabilität bedeutsam sind, vorzusehen. Eher verantwortbar sind weitere Erdkabel-Pilotvorhaben dort, wo ein Ausfall der betroffenen Leitung sich weniger auf das gesamte Netz auswirkt, etwa weil diese eher den Charakter einer Anschluss- oder Sammelleitung für die Einspeisung von Erzeugung hat (wie etwa das gesetzlich geregelte BBPIG-Pilotvorhaben Nr. 37). Auch die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung kann der Gesetzgeber bei seiner Entscheidung berücksichtigen.*

## **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M20 werden im Umweltbericht mit „B##“ bewertet. Es besteht ein nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 176) dargestellt.

# Projekt P24: Stade – Landesbergen



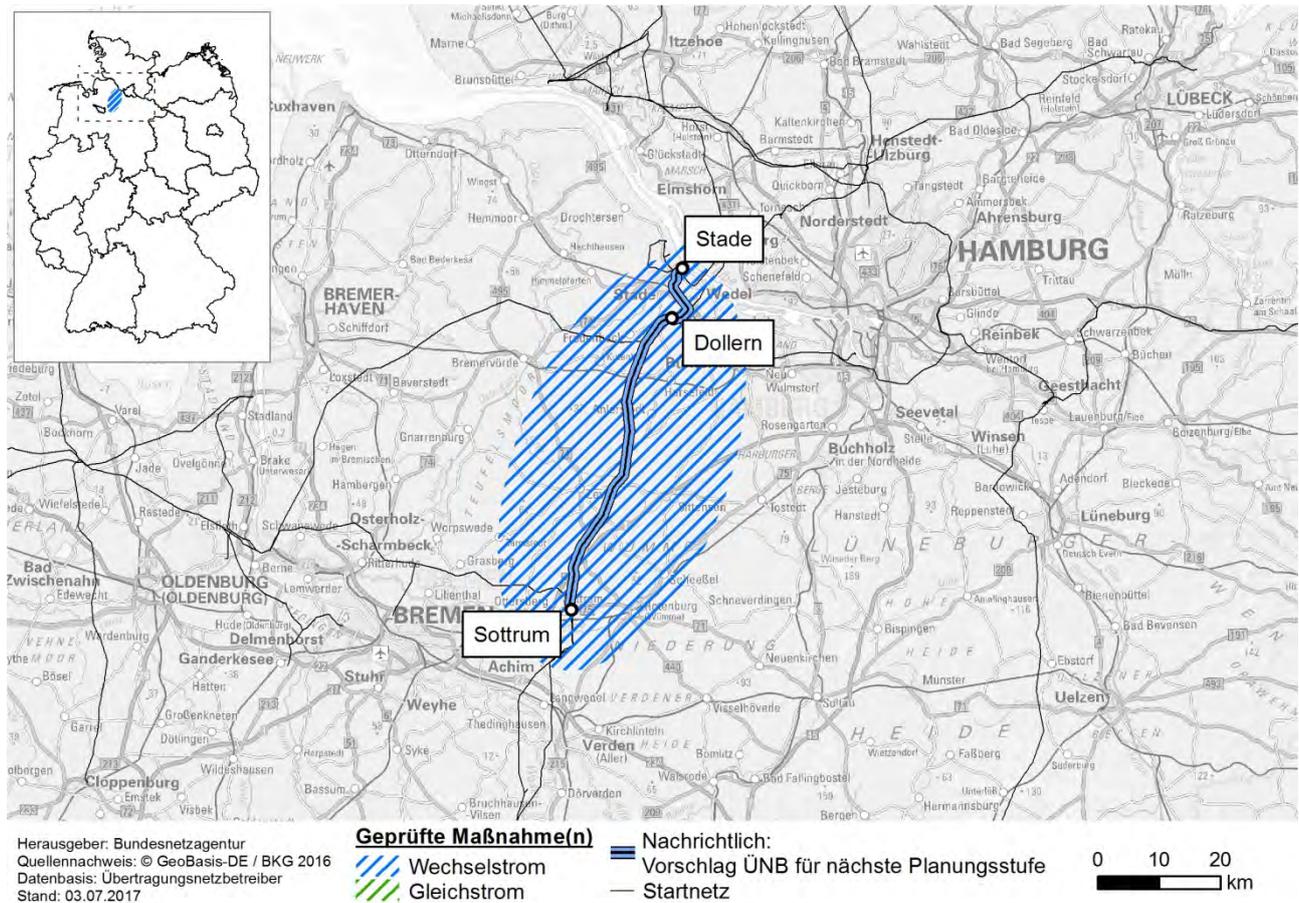
Das Projekt P24 mit den Maßnahmen M71 a/b, M72 und M73 ist als Vorhaben Nr. 7 Teil des Bundesbedarfsplans. Es wurde erstmals im NEP 2012 geprüft und seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit in diesem und den darauffolgenden Netzentwicklungsplänen jeweils bestätigt. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2023 an.

Bereits heute kommt es in Niedersachsen und Schleswig-Holstein zu starken Nord-Süd-Leistungsflüssen aufgrund von Windenergieeinspeisungen, so dass wegen bestehender Netzengpässe Windkraftanlagen abgeregelt werden müssen. Im Jahr 2015 war das Netzgebiet Landesbergen bereits in 38 Stunden von strombedingten und in zwei Stunden von spannungsbedingten Redispatchmaßnahmen betroffen (Monitoringbericht 2016; S. 100, 103).

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

## Streckenmaßnahmen M71a: Stade – Dollern und M71b: Dollern – Sottrum



### Die Maßnahmen M71 a und M71b werden bestätigt.

#### Beschreibung

Zwischen Stade/West und Sottrum ist im Rahmen dieser Maßnahmen eine 380-kV-Leitung als Neubau geplant. In Stade/West wird dazu eine neue 380-kV-Schaltanlage errichtet sowie die 380-kV-Schaltanlage in Sottrum verstärkt. Die neue 380-kV-Leitung soll an Dollern vorbeigeführt und in Sottrum angeschlossen werden. Dadurch wird eine starke Leistungskonzentration in Dollern vermieden und die Sicherheit der Nord-Süd-Verbindung erhöht. Nach Umsetzung des Projekts P24 kann die bestehende 220-kV-Leitung auf diesem Abschnitt zurückgebaut werden. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2021 bzw. 2022 an.

#### Wirksamkeit

Die Maßnahmen M71a und M71b erweisen sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie zeigen gemeinsam eine erhebliche entlastende Wirkung auf der Transportachse von Dollern über Sottrum und Wechold (Grafschaft Hoya) bis Landesbergen. In allen vier Szenarien sorgen die Maßnahmen M71a und M71b für (n-1)-Sicherheit auf den Stromkreisen zwischen Dollern und Sottrum. So kommt es beispielsweise in der durch starke Offshore-Windeinspeisung geprägten Stunde 604 des Szenarios B 2030 ohne die Maßnahmen M71 a/b zu einer Überlastung von 142% auf einem Stromkreis zwischen Dollern und Sottrum, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Mit den Maßnahmen M71a und M71b beträgt die Auslastung in dieser

Ausfallsituation nur 89%. Derartige Situationen mit der beschriebenen entlastenden Wirkung der Maßnahmen M71 a und M71b können jeweils für mehrere Stunden in allen vier Szenarien nachgewiesen werden. Die Maßnahmen entfalten ihre Wirkung in Situationen mit hohem Nord-Süd-Leistungsfluss. Da diese Situationen eine Folge der hohen installierten Leistungen der Onshore- und Offshore-Windenergie sind, ist die Wirkung der Maßnahmen über alle untersuchten Szenarien hinweg sehr robust.

### Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M71a und M71b als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet sind die Maßnahmen im Szenario B 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 57%.

### Ergebnis

Die Maßnahmen erweisen sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P24 M71 a/b</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

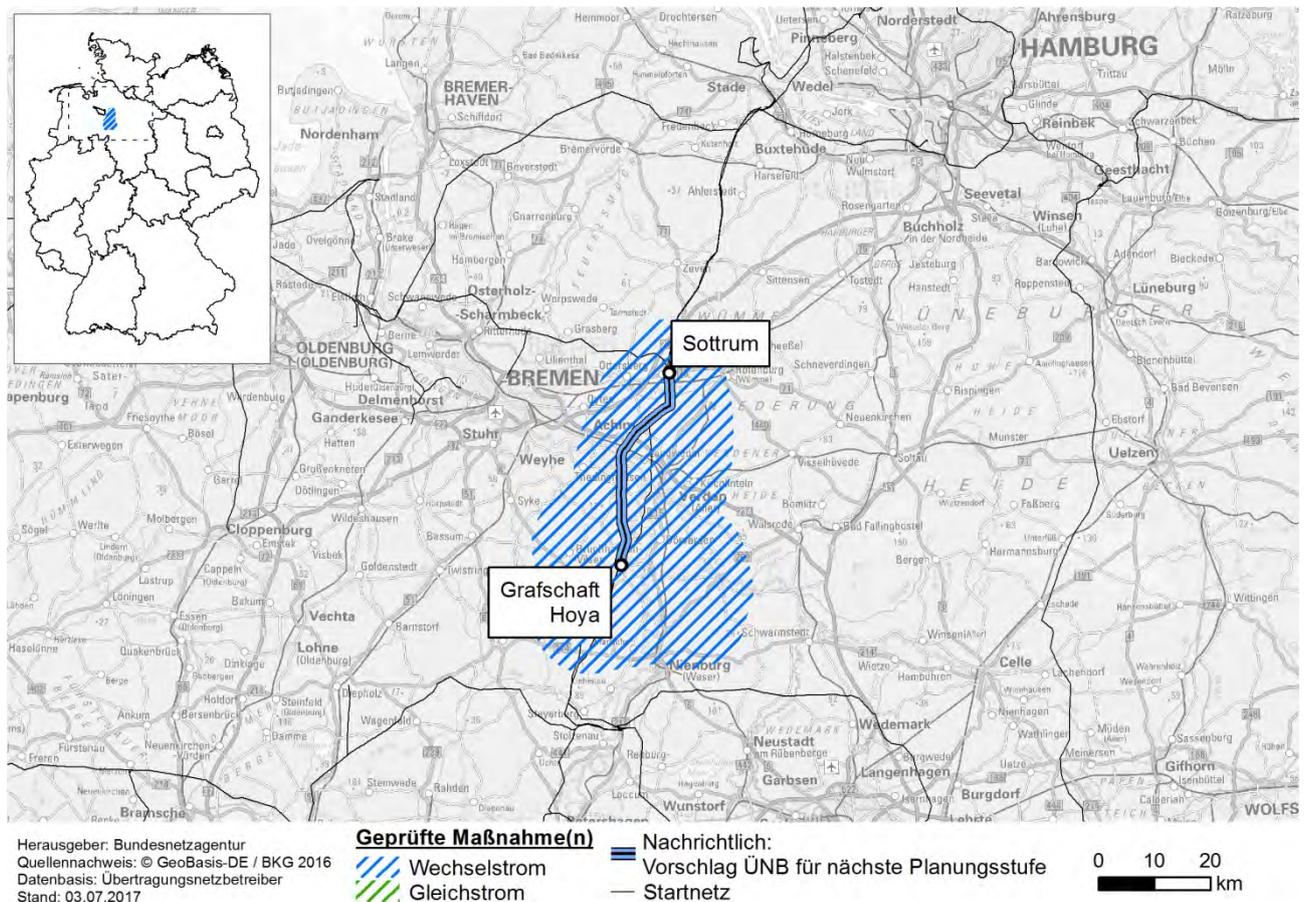
### Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M71a erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

### Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung

Die Umweltauswirkungen der Maßnahmen M71a und M71b werden im Umweltbericht mit „A##“ bewertet. Erhebliche Umweltauswirkungen können schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Die Maßnahmen sind im Bundesbedarfsplan als Pilotprojekt für Erdkabel zur Höchstspannungs-Drehstrom-Übertragung gekennzeichnet. Die Umweltauswirkungen einer Erdverkabelung der Maßnahme M71a werden im Umweltbericht mit „C#“ bewertet. Es besteht ein breiter nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem sind im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich. Die Umweltauswirkungen einer Erdverkabelung der Maßnahme M71b werden im Umweltbericht mit „C##“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 36 und ab Seite 342) dargestellt.

## Streckenmaßnahme M72: Sottrum – Grafschaft Hoya



### Die Maßnahme M72 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Im Zuge dieser Maßnahme soll die bereits vorhandene 220-kV-Leitung zwischen Sottrum und Wechold durch eine neue 380-kV-Leitung ersetzt werden. Aufgrund der erhöhten Spannung müsste die bestehende 380-kV-Schaltanlage in Sottrum erweitert werden. Die bestehende 220-kV-Schaltanlage in Wechold muss durch eine vollständig neu zu errichtende 380-kV-Schaltanlage im Suchraum ersetzt werden. Der Suchraum umfasst die Grafschaft Hoya. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2023 an.

#### Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Die Maßnahmen M72 und M73 des Projekts P24 zeigen gemeinsam eine erhebliche, entlastende Wirkung auf der Transportachse von Dollern über Sottrum und Wechold (Grafschaft Hoya) bis Landesbergen. In allen vier Szenarien sorgen die Maßnahmen M72 und M73 für (n-1)-Sicherheit auf den Stromkreisen zwischen Sottrum und Landesbergen. So kommt es beispielsweise in der durch starke Offshore-Windeinspeisung geprägten Stunde 2621 des Szenarios C 2030 ohne die Maßnahmen M72 und M73 zu einer Überlastung von 111% auf einem Stromkreis zwischen Sottrum und Landesbergen, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Mit den Maßnahmen M72 und M73 beträgt die Auslastung in vorgenannter Ausfallsituation nur 80%. Derartige Situationen mit der

beschriebenen entlastenden Wirkung der Maßnahmen können jeweils für mehrere Stunden in allen vier Szenarien bestätigt werden.

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

### Erforderlichkeit

In allen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario B 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 59%.

### Ergebnis

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P24 M72</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

### Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M72 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

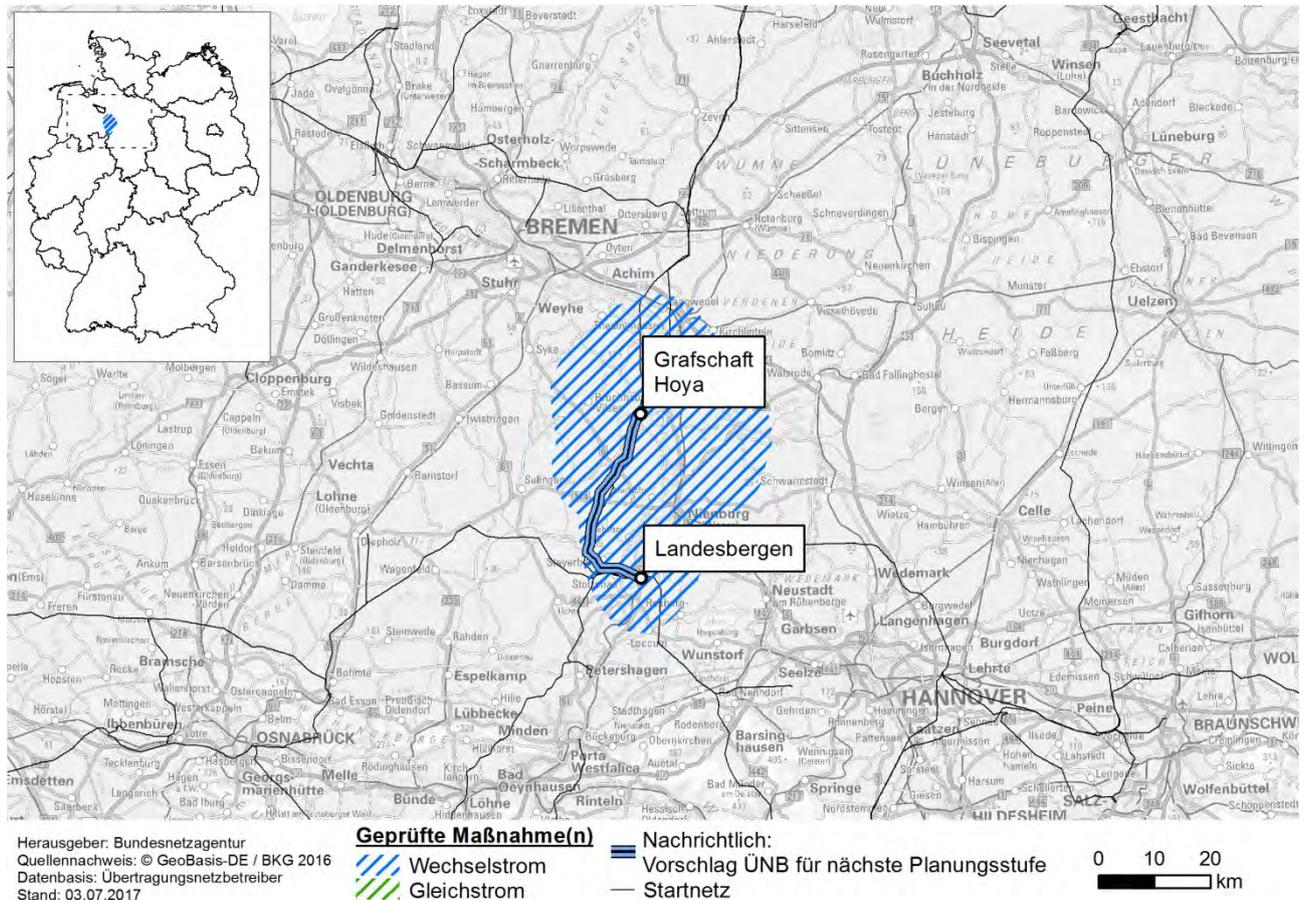
### Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M72 werden im Umweltbericht mit „B##“ bewertet. Es besteht ein nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden.

Die Maßnahme ist im Bundesbedarfsplan als Pilotprojekt für Erdkabel zur Höchstspannungs-Drehstrom-Übertragung gekennzeichnet. Die Umweltauswirkungen einer Erdverkabelung der Maßnahme M72 werden im Umweltbericht mit „C#“ bewertet. Es besteht ein breiter nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem sind im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich.

Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 44 und ab Seite 350) dargestellt.

## Streckenmaßnahme M73: Grafschaft Hoya – Landesbergen



### Maßnahme M73 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Im Zuge dieser Maßnahme soll die bereits vorhandene 220-kV-Leitung zwischen Wechold und Landesbergen durch eine neue 380-kV-Leitung ersetzt werden. Aufgrund der erhöhten Spannung müsste die bestehende 380-kV-Schaltanlage in Landesbergen erweitert werden. Die bestehende 220-kV-Schaltanlage in Wechold muss durch eine im Suchraum (umfasst die Grafschaft Hoya) vollständig neu zu errichtende 380-kV-Schaltanlage ersetzt werden. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2023 an.

#### Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Die Maßnahmen M72 und M73 des Projekts P24 zeigen gemeinsam eine erhebliche, entlastende Wirkung auf der Transportachse von Dollern über Sottrum und Wechold (Grafschaft Hoya) bis Landesbergen. In allen vier Szenarien sorgen die Maßnahmen M72 und M73 für (n-1)-Sicherheit auf den Stromkreisen zwischen Sottrum und Landesbergen. So kommt es beispielsweise in der durch starke Offshore-Windeinspeisung geprägten Stunde 2621 des Szenarios C 2030 ohne die Maßnahmen M72 und M73 zu einer Überlastung von 111% auf einem Stromkreis zwischen Sottrum und Landesbergen, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Mit den Maßnahmen M72 und M73 beträgt die Auslastung in vorgenannter Ausfallsituation nur 80%. Derartige Situationen mit der

beschriebenen entlastenden Wirkung der Maßnahmen können jeweils für mehrere Stunden in allen vier Szenarien bestätigt werden.

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

### Erforderlichkeit

In allen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 50%.

### Ergebnis

Die Maßnahme M73 erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P24 M73</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

### Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M73 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

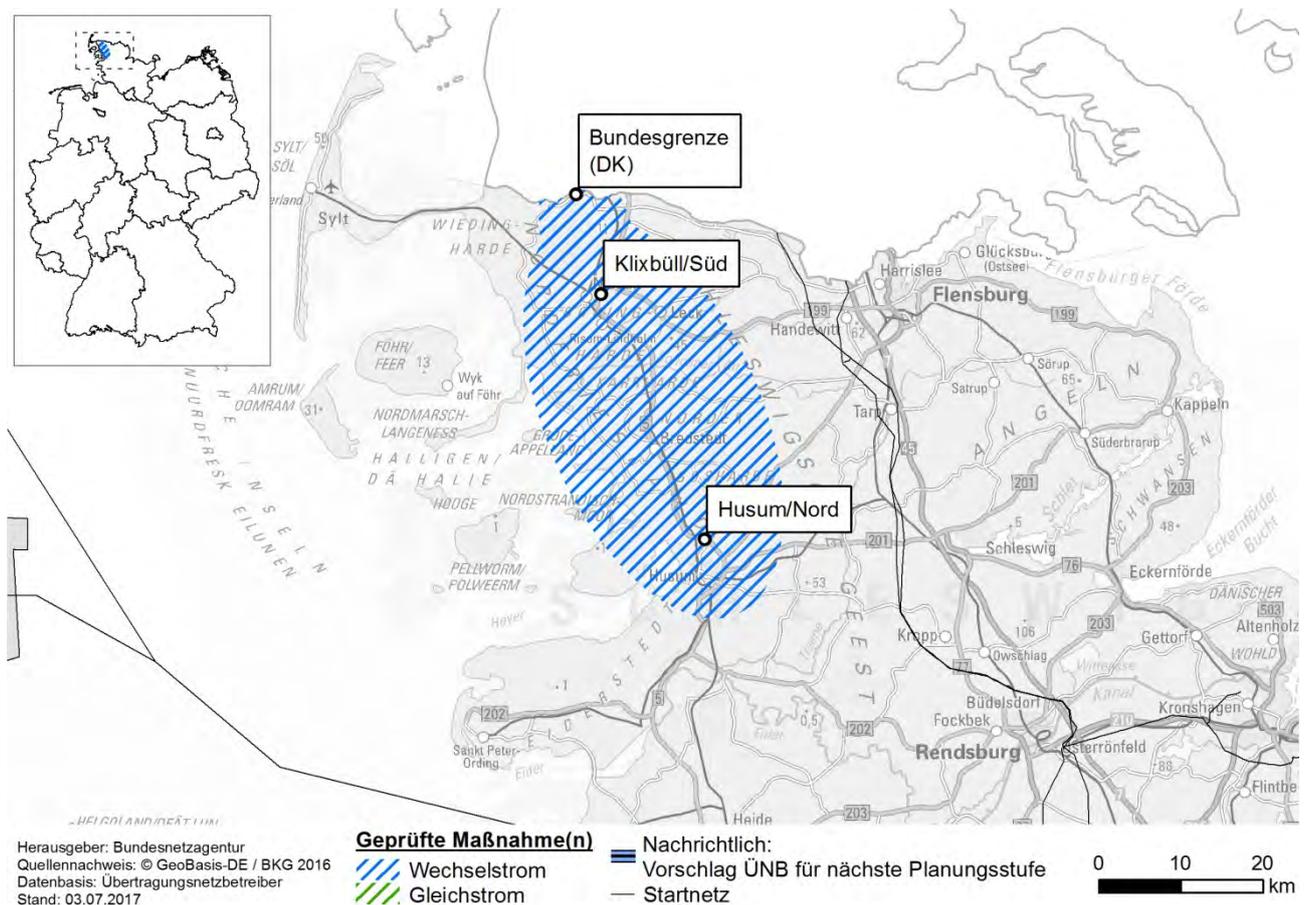
### Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M73 werden im Umweltbericht mit „A#“ bewertet. Erhebliche Umweltauswirkungen sind schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich.

Die Maßnahme ist im Bundesbedarfsplan als Pilotprojekt für Erdkabel zur Höchstspannungs-Drehstrom-Übertragung gekennzeichnet. Die Umweltauswirkungen einer Erdverkabelung der Maßnahme M73 werden im Umweltbericht mit „C#“ bewertet. Es besteht ein breiter nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem sind im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich.

Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 48 und ab Seite 354) dargestellt.

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



Das Projekt P25 ist als Vorhaben Nr. 8 Teil des Bundesbedarfsplans. Zusätzlich wurde es von der Europäischen Kommission unter den Nummern 1.3.1 und 1.3.2 in die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse aufgenommen („Projects of Common Interest“ – PCI, vgl. Anhang VII der Verordnung EU/347/2013, zuletzt geändert am 23.11.2017).

Das Projekt wurde erstmals im NEP 2012 geprüft. Die Bundesnetzagentur hat die energiewirtschaftliche Notwendigkeit wurde seitdem bestätigt. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen nochmals überprüft.

Das Projekt P25 besteht aus fünf Abschnitten. Der Abschnitt von Brunsbüttel nach Süderdonn ist in Betrieb und die Abschnitte von Süderdonn bis zur Umspannstation Heide/West sowie von Heide/West nach Husum/Nord in Umsetzung, sodass das Projekt zukünftig als Teil des Startnetzes angesehen werden kann. Die Übertragungsnetzbetreiber streben an, den letzten Abschnitt bis zur dänischen Grenze im Jahr 2021 in Betrieb zu nehmen.

Insbesondere durch den Ausbau der Onshore-Windenergie an der Westküste Schleswig-Holsteins entsteht ein höherer Übertragungsbedarf, der in Zukunft nicht mehr durch das bestehende 110-kV-Netz bewältigt werden kann. So prognostiziert zum Beispiel das Szenario B 2030 an den Netzverknüpfungspunkten Klixbüll, Husum, Heide und Süderdonn insgesamt eine installierte Leistung an Onshore-Windenergie von ca. 3.100 MW.

Eine der wesentlichen Maßnahmen zur Integration dieses Zubaus an erneuerbaren Energien ist das Projekt P25, da es die benötigte Übertragungskapazität innerhalb Schleswig-Holsteins sowie von Schleswig-Holstein nach Süden sicherstellt. Darüber hinaus trägt das Projekt P25 zur Entlastung der bestehenden Netzinfrastruktur zwischen Deutschland und Dänemark bei.

## **Streckenmaßnahme M44: Husum/Nord – Klixbüll/Süd**

### **Maßnahme M44 wird bestätigt.**

#### **Beschreibung**

Zwischen Husum/Nord und Klixbüll/Süd soll im Rahmen der Maßnahme M44 eine neue 380-kV-Leitung (Netzausbau) errichtet werden. Zum Anschluss der Leitungen und der notwendigen Transformatoren müssen zusätzlich neue 380-kV-Schaltanlagen in Husum/Nord und Klixbüll/Süd errichtet werden (Netzausbau).

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2019 an.

#### **Wirksamkeit**

Die Wirksamkeit der Maßnahme M44 begründet sich zum einen durch eine Entlastung der bestehenden Achse Kassø – Jardelund – Audorf – Wilster. Hierfür ist das vollständige Projekt P25 insbesondere mit der Verbindung nach Dänemark notwendig. Die Maßnahme M44 behebt zusammen mit der Maßnahme M45 in allen vier betrachteten Szenarien (n-1)-Verletzungen zwischen Audorf und Wilster und ist demnach wirksam. Ohne die Maßnahmen M44 und M45 ist zum Beispiel ein Stromkreis zwischen Audorf und Wilster in der Stunde 3755 des Szenarios C 2030 mit 105% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch die Maßnahmen M44 und M45 reduziert sich diese Auslastung auf 77%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

#### **Erforderlichkeit**

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

#### **Ergebnis**

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P25 M44</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

### **Konsultation**

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M44 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

### **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M44 werden im Umweltbericht mit „B#“ bewertet. Es besteht ein nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem sind im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 52) dargestellt.

## **Streckenmaßnahme M45: Klixbüll/Süd – Bundesgrenze (DK)**

**Maßnahme M45 wird bestätigt.**

### **Beschreibung**

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

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2021 an.

### **Wirksamkeit**

Die Wirksamkeit der Maßnahme M45 begründet sich zum einen durch eine Entlastung der bestehenden Achse Kassø – Jardelund – Audorf – Wilster. Hierfür ist das vollständige Projekt P25 insbesondere mit der Verbindung nach Dänemark notwendig. Die Maßnahmen M45 behebt gemeinsam mit der Maßnahme M44 in allen vier betrachteten Szenarien (n-1)-Verletzungen zwischen Audorf und Wilster und ist demnach wirksam. Ohne die Maßnahmen M44 und M45 ist zum Beispiel ein Stromkreis zwischen Audorf und Wilster in der Stunde 3755 des Szenarios C 2030 mit 105% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch die Maßnahmen M44 und M45 reduziert sich diese Auslastung auf 77%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

## Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 22%.

## Ergebnis

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P25 M45</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

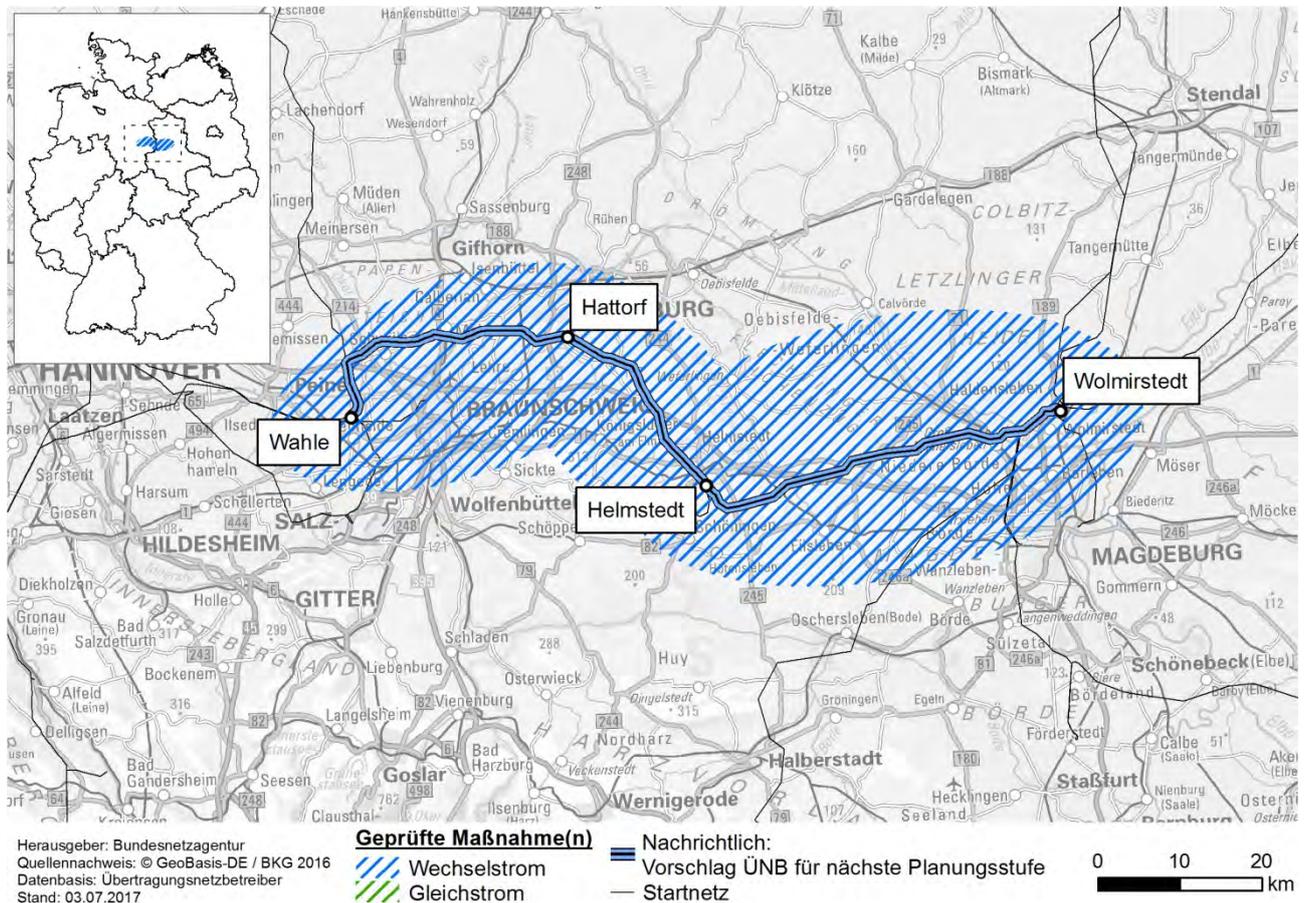
## Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M45 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

## Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M45 werden im Umweltbericht mit „A#“ bewertet. Erhebliche Umweltauswirkungen sind schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 56) dargestellt.

# Projekt P33: Wolmirstedt – Helmstedt – Hattorf – Wahle



Das Projekt P33 mit den Maßnahmen M24a und M24b ist als Vorhaben Nr. 10 Teil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt P33 wurde erstmals im NEP 2012 geprüft. Seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit hat die Bundesnetzagentur erstmals im NEP 2012 für das Jahr 2022 bestätigt. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

In sämtlichen Szenarien für das Jahr 2030 kommt zu einem deutlichen Überschuss an Energie in den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Sachsen. Dies liegt sowohl am Ausbau erneuerbarer Energien als auch daran, dass bestehende Braunkohle-Kraftwerke aufgrund geringer Kosten für Brennstoff und CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate häufig am Markt teilnehmen. Im Gegensatz dazu sind andere Bundesländer, wie z. B. Baden-Württemberg und Bayern von Erzeugungsdefiziten geprägt und importieren Strom. Der wesentliche Grund dafür ist der Ausstieg aus der Kernenergie.

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

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

### **Konsultation**

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell des Projekts P33 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Aus dem Kreis der Konsultationsteilnehmer wurde lediglich ein alternatives Gesamtkonzept für den Netzausbau in Deutschland skizziert, nach dem das Projekt P33 entbehrlich sei. Dieses Konzept erwies sich jedoch als viel zu vage und als darauf gerichtet, eine einzelne Region zu Lasten anderer Regionen zu entlasten. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

## **Streckenmaßnahme M24a: Wolmirstedt – Helmstedt – Hattorf – Wahle**

### **Maßnahme M24a wird bestätigt.**

### **Beschreibung**

Von Wolmirstedt über Helmstedt und Hattorf nach Wahle möchten die Übertragungsnetzbetreiber die bestehende 380-kV-Leitung durch eine Umbeseilung verstärken (Netzverstärkung). Die 380-kV-Anlagen Wolmirstedt, Helmstedt, Hattorf und Wahle seien entsprechend zu verstärken (Netzverstärkung) und die 380-kV-Schaltanlagen Helmstedt und Hattorf voll einzuschleifen. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme M24a im Jahr 2022 an.

### **Wirksamkeit**

Die Maßnahme M24a verbessert in allen vier betrachteten Szenarien die (n-1)-Sicherheit auf den Stromkreisen zwischen Wolmirstedt und Helmstedt sowie auf den Stromkreisen zwischen Helmstedt, Hattorf und Wahle. Ohne die Maßnahme M24a ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Wolmirstedt und Helmstedt in der Stunde 326 des Szenarios B 2030 schon im (n-0)-Fall mit 167% belastet. Diese hohe Auslastung wird mit der Maßnahme M24a auf 108% reduziert. Bei Ausfall eines parallelen Stromkreises in der Stunde 326 ist der Stromkreis zwischen Wolmirstedt und Helmstedt mit 305% belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme M24a reduziert sich die Auslastung dann auf 188%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

### **Erforderlichkeit**

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

## Wechselwirkung mit Maßnahme M24b

Die Maßnahme M24b des Projekts P33 ist seit der Novellierung des Bundesbedarfsplangesetzes Ende des Jahres 2015 ebenfalls Bestandteil des Bundesbedarfsplangesetzes. 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 108% auf 64% im (n-0)-Fall reduziert. Im (n-1)-Fall wird die Auslastung von 188% auf 64% und somit auf unter 100% reduziert, sodass die Maßnahme M24a im Zusammenspiel mit M24b eine (n-1)-Verletzung wirksam behebt. 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. 117% im Szenario B 2030 bei.

## Ergebnis

Die Maßnahme M24a behebt Überlastungen im (n-0)-Fall und behebt im Zusammenspiel mit der Maßnahme M24b wirksam Überlastungen im (n-1)-Fall.

P33 M24a	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

## Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M24a werden im Umweltbericht mit „C###“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 60) dargestellt.

## Streckenmaßnahme M24b: Wolmirstedt – Helmstedt – Hattorf – Wahle

**Maßnahme M24b wird bestätigt.**

### Beschreibung

Von Wolmirstedt über Helmstedt und Hattorf nach Wahle möchten die Übertragungsnetzbetreiber ergänzend zur Maßnahme M24a eine weitere 380-kV-Doppelleitung mit Hochstrombeseilung in bestehendem Trassenraum errichten (Netzverstärkung). Die 380-kV-Anlagen Wolmirstedt, Helmstedt, Hattorf und Wahle seien entsprechend zu erweitern und einzuschleifen (Netzverstärkung). Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme M24b in den Jahre 2027 bis 2029 an.

## Wirksamkeit

Die Maßnahme M24b verbessert in allen vier betrachteten Szenarien die (n-1)-Sicherheit auf den Stromkreisen zwischen Wolmirstedt und Helmstedt sowie auf den Stromkreisen zwischen Helmstedt, Hattorf und Walle. Ohne die Maßnahme M24b ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Wolmirstedt und Helmstedt in der Stunde 326 des Szenarios B 2030 schon im (n-0)-Fall mit 108% belastet. Diese hohe Auslastung wird mit der Maßnahme M24b auf 64% reduziert. Bei Ausfall eines parallelen Stromkreises in der Stunde 326 ist der Stromkreis zwischen Wolmirstedt und Helmstedt mit 188% belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme M24b reduziert sich die Auslastung dann auf 83%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

## Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario B 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 76%.

## 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 174%. Mit der Maßnahme M24a (aber ohne Maßnahme M24b) liegt die Auslastung bei 188%. Im (n-1)-Fall liegt die Auslastung mit beiden Maßnahmen des Projekts P33 bei 64%. Die Maßnahme M24b würde für sich genommen demnach nicht ausreichen, um die Überlastungen im (n-1)-Fall zu beseitigen.

## Ergebnis

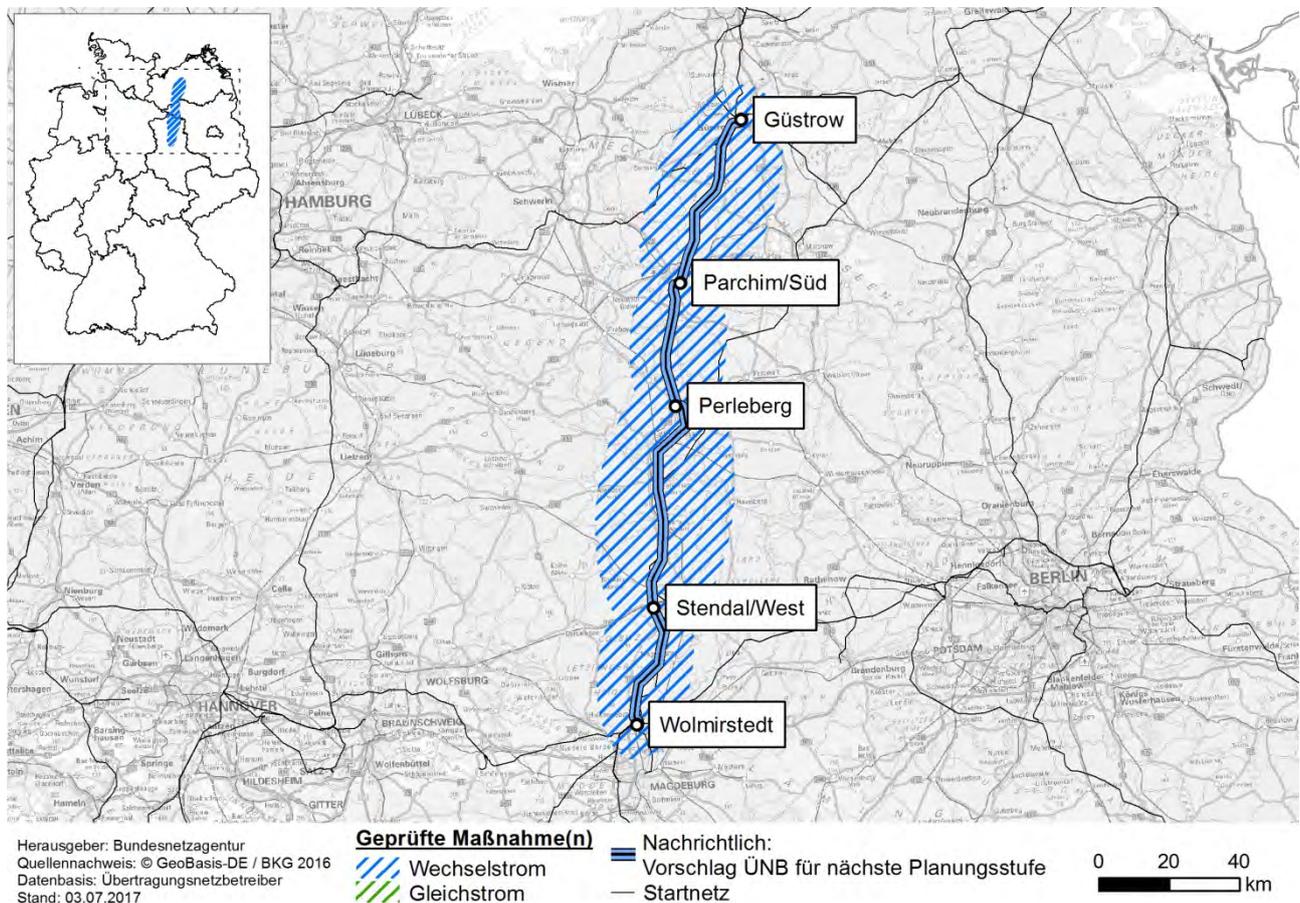
Die Maßnahme M24b kann im Zusammenspiel mit der Maßnahme M24a die hohe Auslastung von teilweise weit über 100% in den unterschiedlichen Szenarien in allen betrachteten Stunden unter 100% senken.

<b>P33 M24b</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

## Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M24b werden im Umweltbericht mit „C##“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 64) dargestellt.

# Projekt P34: Güstrow – Wolmirstedt



Das Projekt P34 mit den Maßnahmen M22a, M22b und M22c ist als Vorhaben Nr. 39 Teil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt wurde erstmals im NEP 2013 geprüft. Seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit hat die Bundesnetzagentur erstmals im NEP 2013 für das Jahr 2023 bestätigt. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2021 an.

In sämtlichen Szenarien für das Jahr 2030 kommt es zu einem deutlichen Erzeugungsplus in den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Sachsen-Anhalt. Dies liegt daran, dass einerseits die Region um das Projekt P34 dünn besiedelt ist, weswegen dort wenig Strom verbraucht wird, und andererseits gerade hier die Voraussetzungen für den Ausbau erneuerbaren Energien überdurchschnittlich gut sind. Hinzu kommen erhöhte Transitflüsse aus Dänemark. Das führt zu einer zukünftig immer stärkeren Belastung der vorhandenen 220-kV-Leitung von Güstrow nach Wolmirstedt. Aus diesem Grund soll die Übertragungskapazität durch einen Wechsel der Spannungsebene auf 380 kV erhöht werden. Zusätzlich müsste das Umspannwerk Parchim/Süd 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 in die neue 380-kV-Leitung eingeschleift werden.

Historisch bedingt sind die neuen Bundesländer netztechnisch nicht ausreichend mit den alten Bundesländern verbunden, was einen weiteren Ausbau der Netzinfrastruktur zwischen den beiden Gebieten notwendig macht. Bundesländer wie z. B. Baden-Württemberg und Bayern sind von Erzeugungsdefiziten geprägt und importieren Strom. Der wesentliche Grund dafür ist der Ausstieg aus der Kernenergie.

Eine der wesentlichen Maßnahmen zum sinnvollen Umgang der oben beschriebenen Situation ist das Projekt P34, da es im Zusammenspiel mit weiteren Maßnahmen in der Region die benötigte Übertragungskapazität für die Hauptflussrichtung von Nordosten/Osten nach Südwesten/Westen (aus der 50Hertz-Regelzone in Richtung der TenneT-Regelzone) sicherstellt. Insbesondere wird durch die Maßnahme die Übertragungskapazität von Mecklenburg-Vorpommern über Brandenburg nach Sachsen-Anhalt erhöht.

Im Projekt P34 hat die Bundesnetzagentur alle Maßnahmen zusammen geprüft. Da durch das Projekt P34 die alte 220-kV-Leitung von Güstrow nach Wolmirstedt ersetzt werden soll und durch EE-Ausbau in der Region zusätzliche Umspannwerke in die 380-kV-Leitung einbezogen werden müssen, ist die Überprüfung einer einzelnen Maßnahme nicht sinnvoll.

## **Streckenmaßnahme M22a: Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt**

**Maßnahme M22a wird bestätigt.**

### **Beschreibung**

Von Perleberg über Stendal/West nach Wolmirstedt möchten die Übertragungsnetzbetreiber einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichten. Im Zuge dessen seien auch die 380-kV-Anlagen Perleberg, Stendal/West und Wolmirstedt zu erweitern.

### **Wirksamkeit**

Die Maßnahme M22a erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Stromkreisen zwischen Stendal/West und Wolmirstedt für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M22a ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Stendal/West und Wolmirstedt in der Stunde 3680 des Szenarios B 2030 mit 208% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M22a reduziert sich die Auslastung dann auf 90%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 59%.

### **Ergebnis**

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P34 M22a</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

### **Konsultation**

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M22a erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

### **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M22a werden im Umweltbericht mit „C#“ bewertet. Es besteht ein breiter nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem sind im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 180) dargestellt.

## **Streckenmaßnahme M22b: Parchim/Süd – Perleberg**

**Maßnahme M22b wird bestätigt.**

### **Beschreibung**

Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen vor, von Parchim/Süd nach Perleberg einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung möglichst im bestehenden 220-kV-Trassenraum zu errichten. Hierzu sei die 380-kV-Anlage Perleberg zu erweitern.

### **Wirksamkeit**

Die Maßnahme M22b erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Stromkreisen zwischen Putlitz/Süd und Stendal/West bzw. Perleberg sowie auf den Stromkreisen zwischen Stendal/West und Wolmirstedt für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M22b ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Perleberg und Stendal/West in der Stunde 2222 des Szenarios B 2030 mit 179% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M22b reduziert sich die Auslastung dann auf 90%. Des Weiteren ist ein Stromkreis zwischen Stendal/West und Wolmirstedt bei Ausfall eines Stromkreises zwischen Putlitz/Süd und Stendal/West mit 110% belastet. Durch die Hinzunahme der Maßnahme M22b reduziert sich die Auslastung dann auf 79%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

## Erforderlichkeit

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

## Ergebnis

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P34 M22b</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

## Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M22b erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

## Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M22b werden im Umweltbericht mit „A##“ bewertet. Erhebliche Umweltauswirkungen können schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 184) dargestellt.

## Streckenmaßnahme M22c: Güstrow – Parchim/Süd

### Maßnahme M22c wird bestätigt.

#### Beschreibung

Von Güstrow nach Parchim/Süd möchten die Übertragungsnetzbetreiber einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung möglichst im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichten. Hierzu sei die 380-kV-Anlage Güstrow zu erweitern.

#### Wirksamkeit

Die Maßnahme M22c erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Stromkreisen zwischen Putlitz/Süd und Freyenstein sowie auf den Stromkreisen zwischen Stendal/West und Wolmirstedt für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M22c sind beispielsweise Stromkreise zwischen Putlitz/Süd und Freyenstein in der Stunde 326 des Szenarios B 2030 mit 161% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M22c reduziert sich die Auslastung dann auf 89%. Des Weiteren ist ein Stromkreis zwischen Stendal/West und Wolmirstedt bei Ausfall eines Stromkreises zwischen Putlitz/Süd und Freyenstein mit 109% belastet. Durch die Hinzunahme der Maßnahme M22c reduziert sich die Auslastung dann auf 71%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

#### Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 47%.

#### Ergebnis

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

P34 M22c	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

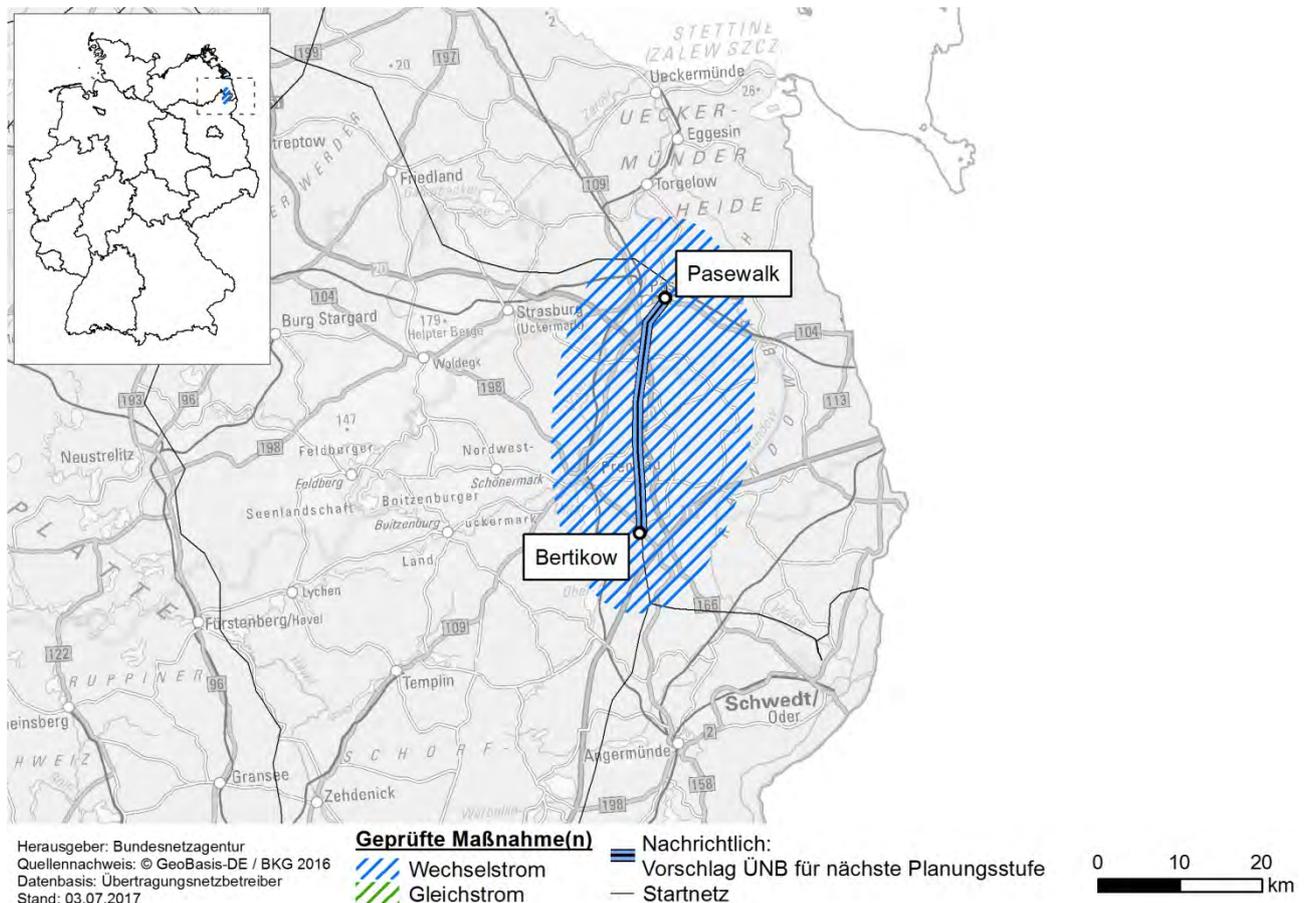
#### Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M22c erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

**Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M22c werden im Umweltbericht mit „C#“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem sind im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 188) dargestellt.

# Projekt P36: Bertikow – Pasewalk



Das Projekt P36 mit der Maßnahme M21 ist als Vorhaben Nr. 11 Teil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt wurde erstmals im NEP 2012 geprüft, seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit erstmals im NEP 2012 für das Jahr 2022 bestätigt. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2021 an.

In sämtlichen Szenarien für das Jahr 2030 kommt es zu einem deutlichen Überschuss an Energie in den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg. Laut Szenariorahmen ist in der Region des Projekts P36 zukünftig ein Ausbau an EE-Leistung zwischen ca. 590 MW (Szenario A 2030) und ca. 630 MW (Szenario B 2030) zu erwarten. Für die daraus resultierende zu übertragende Leistung weist die bestehende 220-kV-Leitung zwischen Bertikow und Pasewalk eine zu geringe Übertragungskapazität auf. Durch eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung könnte die Übertragungskapazität zwischen Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern deutlich erhöht werden.

Andere Bundesländer, wie z. B. Baden-Württemberg und Bayern, sind dagegen von Erzeugungsdefiziten geprägt und importieren Strom. Der wesentliche Grund dafür ist der Ausstieg aus der Kernenergie.

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

Eine der wesentlichen Maßnahmen zum sinnvollen Umgang der oben beschriebenen Situation ist das Projekt P36, da es im Zusammenspiel mit weiteren Maßnahmen in der Region die benötigte Übertragungskapazität für die Hauptflussrichtung von Nordosten/Osten nach Südwesten/Westen (aus der 50Hertz-Regelzone in Richtung der TenneT-Regelzone) sicherstellt. Insbesondere wird durch die Maßnahme die Übertragungskapazität zwischen Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg erhöht.

## **Streckenmaßnahme M21: Bertikow – Pasewalk**

### **Maßnahme M21 wird bestätigt.**

#### **Beschreibung**

Von Bertikow (Brandenburg) nach Pasewalk (Mecklenburg-Vorpommern) wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung teilweise im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet. Die 380-kV-Anlage Bertikow ist zu erweitern. Weiterhin ist eine 380-kV-Anlage mit zunächst zwei 380/110-kV-Transformatoren für die Ablösung der 220-kV-Anlage inkl. 220/110-kV-Transformatoren am Standort Pasewalk neu zu errichten.

Als Maßnahme M21TR werden von den Übertragungsnetzbetreibern zusätzlich 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren am Standort Pasewalk aufgeführt. In den Zielnetzen der Übertragungsnetzbetreiber sind die Netzkuppeltransformatoren jedoch nicht notwendig, da mit den beiden Projekt P36 und P216 die 220-kV-Netzebene am Standort Pasewalk entfällt. Bei der Prüfung der Maßnahme M21 lag das BBPIG-Netz zugrunde, in der das Projekt P216 nicht enthalten ist. Um das bestehende 220-kV-Netz weiterhin zu nutzen, waren deshalb bei der Prüfung der P36 die Netzkuppeltransformatoren in den Netzberechnungen vorhanden.

#### **Wirksamkeit**

Die Maßnahme erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Stromkreisen zwischen Bertikow und Pasewalk für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M21 ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Bertikow und Pasewalk in der Stunde 6178 des Szenarios B 2030 schon im (n-0)-Fall mit 124% belastet. Diese hohe Auslastung wird mit der Maßnahme M21 auf 26% reduziert. Bei Ausfall eines parallelen Stromkreises in der Stunde 6178 ist der Stromkreis zwischen Bertikow und Pasewalk mit 222% belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme M21 reduziert sich die Auslastung dann auf 56%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

#### **Erforderlichkeit**

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 21%.

## Ergebnis

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P36 M21</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

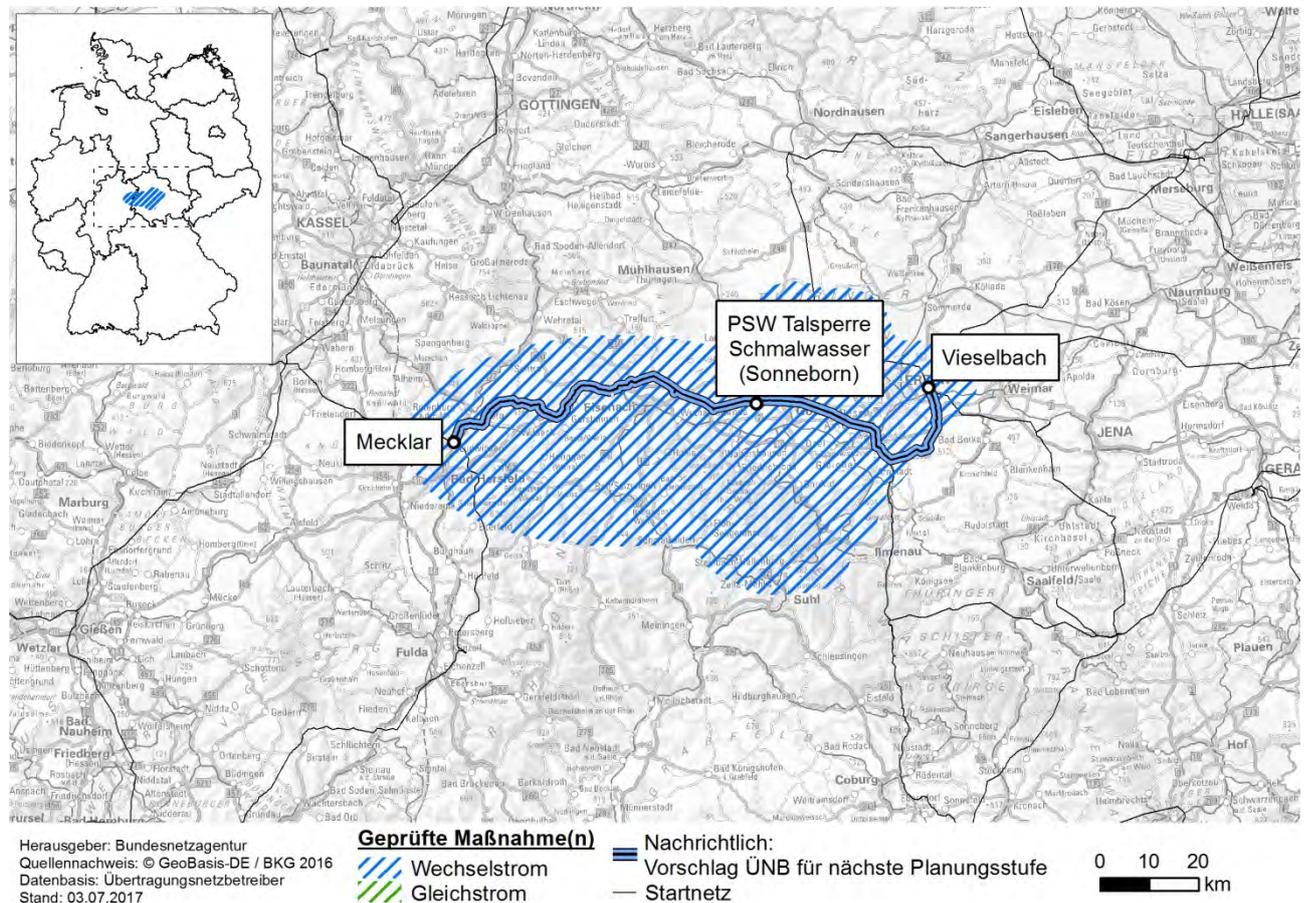
## Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M21 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

## Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M21 werden im Umweltbericht mit „A#“ bewertet. Erhebliche Umweltauswirkungen sind schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 68) dargestellt.

# Projekt P37: Vieselbach – Mecklar



Das Projekt P37 mit den Maßnahmen M25a und M25b ist als Vorhaben Nr. 12 Teil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt wurde erstmals im NEP 2012 geprüft. Die Bundesnetzagentur hat seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit erstmals im NEP 2012 für das Jahr 2022 bestätigt. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2023 an.

In sämtlichen Szenarien für das Jahr 2030 kommt es zu einem deutlichen Überschuss an Energie in den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Sachsen. Dies liegt sowohl am Ausbau erneuerbarer Energien als auch daran, dass bestehende Braunkohle-Kraftwerke aufgrund geringer Kosten für Brennstoff und CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate häufig am Markt teilnehmen. Im Gegensatz dazu sind andere Bundesländer, wie z. B. Baden-Württemberg und Bayern von Erzeugungsdefiziten geprägt und importieren Strom. Der wesentliche Grund dafür ist der Ausstieg aus der Kernenergie.

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

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

### **Konsultation**

Einige Konsultationsteilnehmer fordern eine Entflechtung des Netzverknüpfungspunkts Vieselbach. Für dessen hochbelastetes Umfeld sei eine Überbündelung von Infrastrukturen zu vermeiden. Durch eine teilweise Erdverkabelung könne hier Abhilfe geschaffen werden. Auch für andere Abschnitte des Projekts schlagen Konsultationsteilnehmer Erdverkabelungen vor.

*Der Netzverknüpfungspunkt Vieselbach dient dem Stromaustausch zwischen den Regelzonen von 50Hertz und TenneT. Diese beiden Regelzonen sind historisch bedingt netztechnisch nicht ausreichend miteinander verbunden. Durch die hier das Übertragungsnetz prägende vorherrschende Lastflussrichtung von Nordosten/Osten nach Südwesten/Westen kommt dem Netzverknüpfungspunkt Vieselbach eine wichtige Rolle als Energieverteiler zu. Keineswegs aber erfolgt die Verknüpfung der Regelzonen ausschließlich über diesen Netzverknüpfungspunkt, sondern es werden auch Verbindungen verstärkt, die nicht direkt über Vieselbach führen (Projekte P33, P39 und P185). Die notwendige stärkere Verknüpfung der betroffenen Regelzonen ruht damit insgesamt quasi auf mehreren Schultern. Dabei folgen die Übertragungsnetzbetreiber zugleich dem NOVA-Prinzip und planen möglichst wenige neue Trassen. Eine Verstärkung bestehender Trassen unter Einbeziehung Vieselbachs stellt insofern aus Sicht der Bundesnetzagentur eine sinnvolle Vorgehensweise dar. Netztechnische Alternativen, die nicht zu einem Neubau in neuen Trassen führten, haben die Übertragungsnetzbetreiber nicht darlegen können. Eine teilweise Erdverkabelung könnte eingesetzt werden, wenn das Vorhaben im Bundesbedarfsplan eine entsprechende Kennzeichnung als Pilotvorhaben erhielte. Es ist allerdings nicht die Aufgabe des Netzentwicklungsplans festzulegen, ob die darin enthaltenen Maßnahmen als Freileitung oder Erdkabel zu realisieren sind. Diese Entscheidung obliegt dem Gesetzgeber, der im Zweifel die gleichen Maßstäbe wie bei anderen großen, teilweise sogar stärker als Vieselbach vermaschten Knotenpunkten (wie etwa Grafenrheinfeld in Bayern oder Rommerskirchen in Nordrhein-Westfalen) anlegen wird.*

Mehrere Konsultationsteilnehmer befürchten, dass das Projekt P37 in Abhängigkeit vom in den Projekten P43 und P44 schließlich realisierten Netzausbau nicht mehr ausreichend sein könnte und zusätzlicher Netzausbaubedarf ausgelöst würde.

*Zwar zeigen auch die Berechnungen der Bundesnetzagentur für bestimmte Kombinationen der in den Projekten P43 und P44 in Rede stehenden Netzausbauvarianten Überlastungen im Bereich Thüringen. Diese Überlastungen wären aber nicht so wesentlich, dass sie zwangsläufig auf der Verbindung zwischen Vieselbach und Mecklar behoben werden müssten. Ihnen könnte auch an anderen Stellen im Übertragungsnetz durch Netzausbaumaßnahmen begegnet werden.*

*Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.*

## Streckenmaßnahme M25a: Vieselbach – PSW Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn)

**Maßnahme M25a wird bestätigt.**

### Beschreibung

Von Vieselbach bis zum Netzanschlusspunkt des geplanten Pumpspeicherwerks (PSW) Talsperre Schmalwasser ist die bestehende 380-kV-Leitung durch einen Leitungsneubau in vorhandener Trasse zu verstärken. Hierzu ist die 380-kV-Anlage Vieselbach zu ertüchtigen.

### Wirksamkeit

Die Maßnahme M25a erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Stromkreisen zwischen Vieselbach und PSW Talsperre Schmalwasser für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M25a ist beispielsweise die Leitung zwischen Vieselbach und PSW Talsperre Schmalwasser in der Stunde 2219 des Szenarios B 2030 mit 152% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Durch die Maßnahme M25a reduziert sich die Auslastung in diesem Fall auf 115%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Die bestehenden Stromkreise zwischen Vieselbach und dem PSW Talsperre Schmalwasser sind im Szenario B 2030 schon im (n-0)-Fall mit 101% hoch ausgelastet. Diese hohe Auslastung wird durch die Maßnahme M25a auf 75% reduziert. Im (n-1)-Fall reduziert die Maßnahme M25a die Auslastung nicht unter 100%, allerdings um über 35 Prozentpunkte.

### Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M25a als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist sie im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 73%.

### Ergebnis

Die Maßnahme M25a erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P37 M25a</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

### **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M25a werden im Umweltbericht mit „B#“ bewertet. Es besteht ein nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem sind im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 72) dargestellt.

## **Streckenmaßnahme M25b: PSW Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn) – Mecklar**

**Die Maßnahme M25b wird bestätigt.**

### **Beschreibung**

Vom Netzanschlusspunkt des geplanten PSW Talsperre Schmalwasser über Ebenheim und Eisenach bis Mecklar soll die bestehende 380-kV-Leitung durch einen Leitungsneubau in vorhandener Trasse verstärkt werden. Zugleich sind die 380-kV-Anlagen Eisenach und Mecklar zu verstärken.

### **Wirksamkeit**

Die Maßnahme M25b erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Leitungen zwischen PSW Talsperre Schmalwasser und Mecklar für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M25b ist beispielsweise die Leitung zwischen Ebenheim und Mecklar in der Stunde 7435 des Szenarios B 2030 mit 179% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Durch die Maßnahme M25b reduziert sich die Auslastung in diesem Fall auf 127%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Die bestehenden Stromkreise zwischen Ebenheim und Mecklar sind im Szenario B 2030 schon im (n-0)-Fall mit 120% hoch ausgelastet. Diese hohe Auslastung wird durch die Maßnahme M25b auf 85% reduziert. Im genannten (n-1)-Fall reduziert die Maßnahme M25b die Auslastung nicht unter 100%, allerdings um über 50 Prozentpunkte.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist sie im Szenario B 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 83%.

### **Ergebnis**

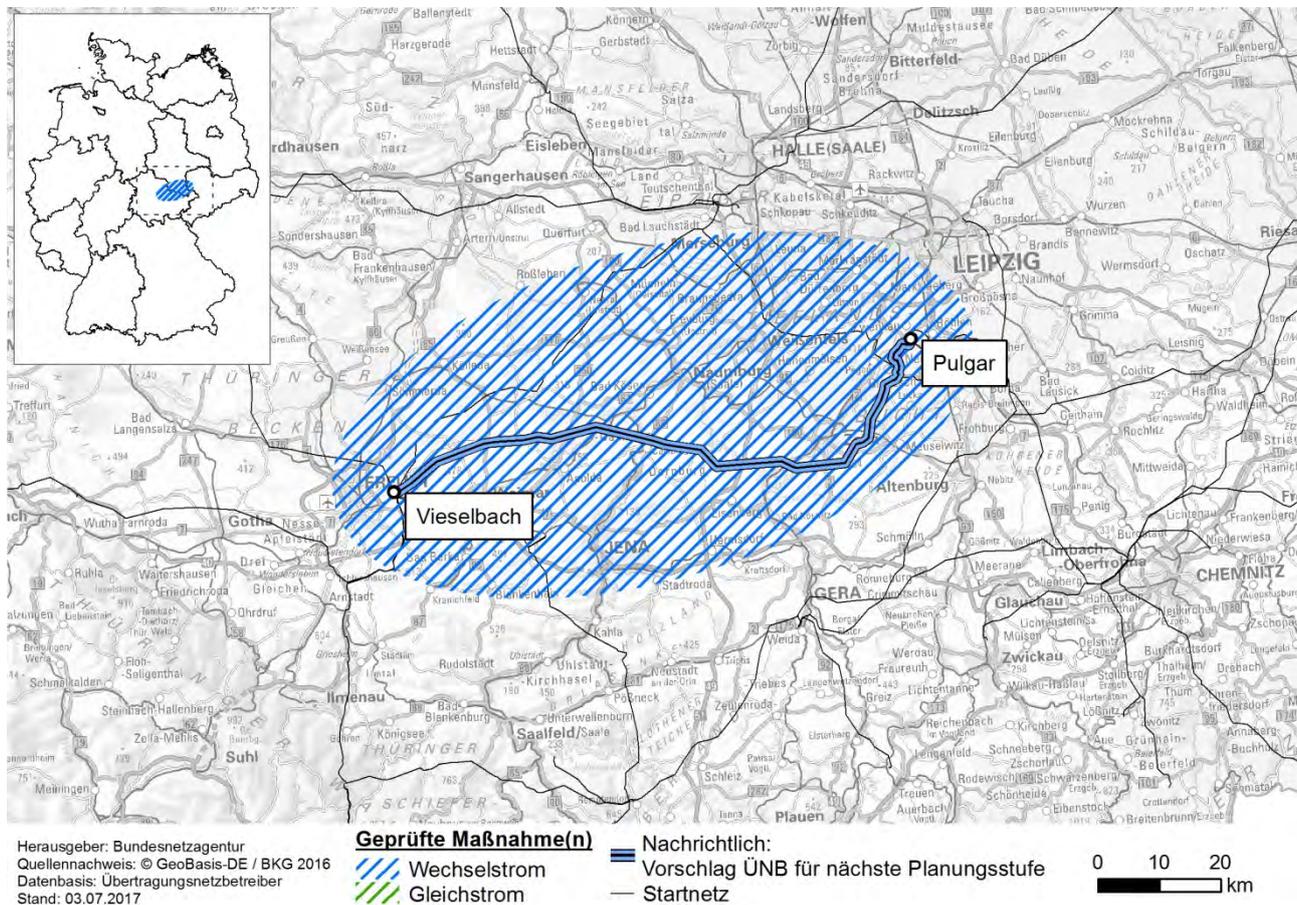
Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P37 M25b</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

### **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M25b werden im Umweltbericht mit „C##“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 76) dargestellt.

## Projekt P38: Pulgar – Vieselbach



Das Projekt P38 mit der Maßnahme M27 ist als Vorhaben Nr. 13 Teil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt wurde erstmals im NEP 2012 geprüft. Die Bundesnetzagentur hat seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit erstmals im NEP 2012 für das Jahr 2022 bestätigt. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2024 an.

In sämtlichen untersuchten Szenarien kommt es in den Simulationen zu einem deutlichen Überschuss an Energie in den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen. Dies liegt sowohl am Ausbau erneuerbarer Energien als auch daran, dass bestehende Braunkohle-Kraftwerke aufgrund geringer Kosten für Brennstoff und CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate häufig am Markt teilnehmen. Im Gegensatz dazu sind andere Bundesländer, wie z. B. Baden-Württemberg und Bayern von Erzeugungsdefiziten geprägt und importieren Strom. Der wesentliche Grund dafür ist der Ausstieg aus der Kernenergie.

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

Eine der wesentlichen Maßnahmen zum sinnvollen Umgang der oben beschriebenen Situation ist das Projekt 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. Insbesondere wird durch die Maßnahme die Übertragungskapazität zwischen Sachsen und Thüringen erhöht.

## Streckenmaßnahme M27: Pulgar – Vieselbach

**Die Maßnahme M27 wird bestätigt.**

### Beschreibung

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.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2024 an.

### Wirksamkeit

Die Maßnahme M27 erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Leitungen zwischen Pulgar und Zeitz sowie zwischen Zeitz und Vieselbach für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M27 ist beispielsweise die Leitung zwischen Pulgar und Zeitz in der Stunde 315 des Szenarios B 2030 mit 137% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Durch die Maßnahme M27 reduziert sich die Auslastung dann auf 98%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

### Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M27 auch als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist sie in den Szenarien B 2030 und C 2030. In beiden Szenarien liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 54%.

### Ergebnis

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P38 M27</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

### **Konsultation**

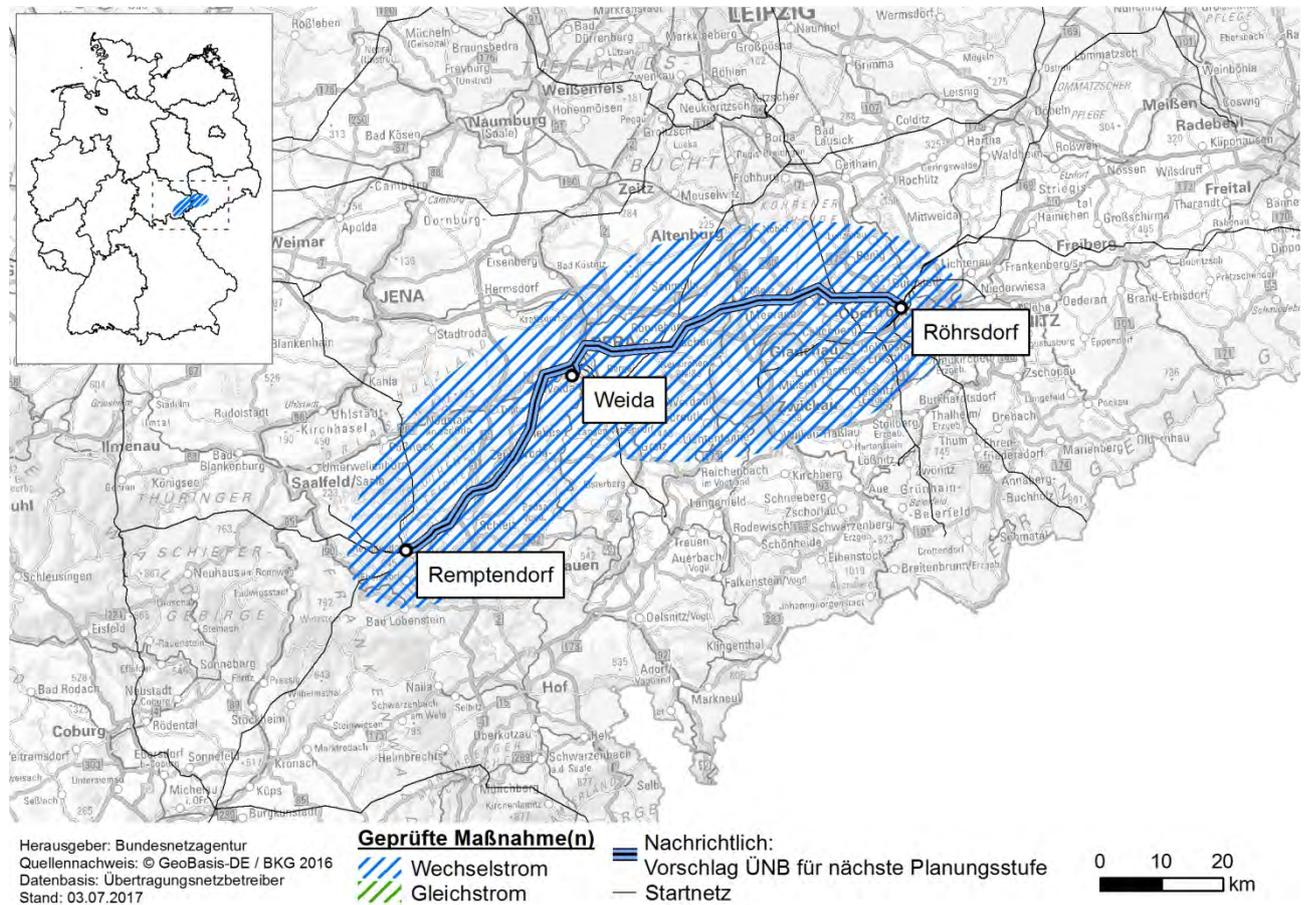
Ein Konsultationsteilnehmer meint, dass das Projekt P38 bei Realisierung des Projekts P251 nicht mehr für die (n-1)-Absicherung der Einspeisung des Kraftwerks Lippendorf notwendig sei.

*Das Projekt P38 ist als Vorhaben Nr. 13 bereits Teil des Bundesbedarfsplans. Diesen Bedarf hat die Bundesnetzagentur im Verfahren zum Netzentwicklungsplan 2017-2030 abermals geprüft und bestätigt. Das Projekt P251 hingegen erweist sich nicht in allen geprüften Szenarien als wirksam und erforderlich. Da es somit nicht bestätigt werden kann, kommt es als Alternative zum Projekt P38 nicht in Betracht.*

### **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M27 werden im Umweltbericht mit „A##“ bewertet. Erhebliche Umweltauswirkungen können schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 80) dargestellt.

# Projekt P39: Röhrsdorf – Weida – Remptendorf



Das Projekt P39 mit der Maßnahme M29 ist als Vorhaben Nr. 14 Teil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt wurde erstmals im NEP 2012 geprüft. Die Bundesnetzagentur hat seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit erstmals im NEP 2012 für das Jahr 2022 bestätigt. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2025 an.

In sämtlichen Szenarien für das Jahr 2030 kommt zu einem deutlichen Überschuss an Energie in den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Sachsen. Dies liegt sowohl am Ausbau erneuerbarer Energien als auch daran, dass bestehende Braunkohle-Kraftwerke aufgrund geringer Kosten für Brennstoff und CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate häufig am Markt teilnehmen. Im Gegensatz dazu sind andere Bundesländer, wie z. B. Baden-Württemberg und Bayern von Erzeugungsdefiziten geprägt und importieren Strom. Der wesentliche Grund dafür ist der Ausstieg aus der Kernenergie. Zudem sind die neuen Bundesländer historisch bedingt netztechnisch nicht ausreichend mit den alten Bundesländern verbunden.

Das Projekt P39 dient als eine von mehreren Maßnahmen dazu, Übertragungskapazität für die Hauptflussrichtung von Nordosten/Osten nach Südwesten/Westen (aus der 50Hertz-Regelzone in Richtung der TenneT-Regelzone) bereitzustellen. Insbesondere wird durch die Maßnahme die Übertragungskapazität zwischen Sachsen und Thüringen erhöht.

## Streckenmaßnahme M29: Röhrsdorf – Weida – Remptendorf

**Die Maßnahme M29 wird bestätigt.**

### Beschreibung

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

### Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Leitungen zwischen Röhrsdorf und Remptendorf sowie zwischen Röhrsdorf und Weida bzw. Weida und Remptendorf für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M29 ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Röhrsdorf und Remptendorf in der Stunde 315 des Szenarios B 2030 mit 124% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Durch die Maßnahme M29 reduziert sich die Auslastung in diesem Fall auf 88%.

### Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M29 auch als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario B 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 62%.

### Ergebnis

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

P39 M29	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

## **Konsultation**

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M29 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

## **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M29 werden im Umweltbericht mit „B##“ bewertet. Es besteht ein nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 84) dargestellt.

## Projekte P43 und P44: Mecklar/Altenfeld – Süddeutschland

Durch die Abschaltung der Kernkraftwerke werden in Bayern im Jahr 2030 trotz des dortigen Ausbaus erneuerbarer Energien mehr als 30 TWh Strom weniger produziert als gebraucht werden. Bayern wird also Strom aus anderen Ländern importieren. Um das zu ermöglichen, muss das Übertragungsnetz nach Süden verstärkt bzw. ausgebaut werden. Dazu bedarf es einer Kombination mehrerer Maßnahmen, unter anderem zweier Verbindungen, die von Mecklar in Hessen bzw. von Altenfeld in Thüringen nach Bayern verlaufen. Im Netzentwicklungsplan sind diese Verbindungen Gegenstand der Projekte P43 und P44.

Der bislang in allen Netzentwicklungsplänen verwendete Ansatz zur Ermittlung des zukünftigen Stromverbrauchs basiert auf physikalischen Zählermessungen und entspricht damit der neuen bayerischen Methodik zur Ermittlung des bisherigen Stromverbrauchs. Der Verbrauch in Bayern steigt bis zum Jahr 2030 an, weil in Bayern durch die Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr sowie weitere neue Anwendungen mehr Energie in Form von Strom verbraucht werden wird, beispielsweise durch E-Mobilität und den vermehrten Einsatz von Wärmepumpen in Gebäuden. Hinzu kommt das erwartete Bevölkerungswachstum. Daher wirkt sich die Änderung der Verbrauchsermittlung in Bayern nicht auf das Ergebnis der Bedarfsanalysen im Netzentwicklungsplan und demnach auch nicht auf die Erforderlichkeit einzelner Netzausbauprojekte aus. Auch die neueste bayerische Statistik stellt bereits einen Aufwärtstrend im Stromverbrauch fest.

In der Vereinbarung „Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende“ der Regierungskoalition vom 1. Juli 2015 heißt es: „Um eine Entlastung der Region um Grafenrheinfeld zu erreichen, wird die Bundesnetzagentur [...] die Übertragungsnetzbetreiber auffordern, Alternativen zu entwickeln, damit die beiden als Neubau geplanten Drehstrommaßnahmen Mecklar-Grafenrheinfeld und Altenfeld-Grafenrheinfeld entfallen können und stattdessen in Bestandstrassen mitgeführt und neue Endpunkte möglich werden.“

Die Bundesnetzagentur hat die Übertragungsnetzbetreiber daraufhin dazu veranlasst, Alternativen zu den bisher in Form von Neubauten vorgeschlagenen Maßnahmen M74 (Projekt P43) und M28b (Projekt P44) mit dem gemeinsamen Endpunkt Grafenrheinfeld (Berggrheinfeld) zu prüfen. Die Übertragungsnetzbetreiber sind dem nachgekommen und sind im Entwurf des NEP 2017-2030 auf zwei Alternativen zu P43 sowie auf drei Alternativen zu P44 im NEP 2017-30 eingegangen.

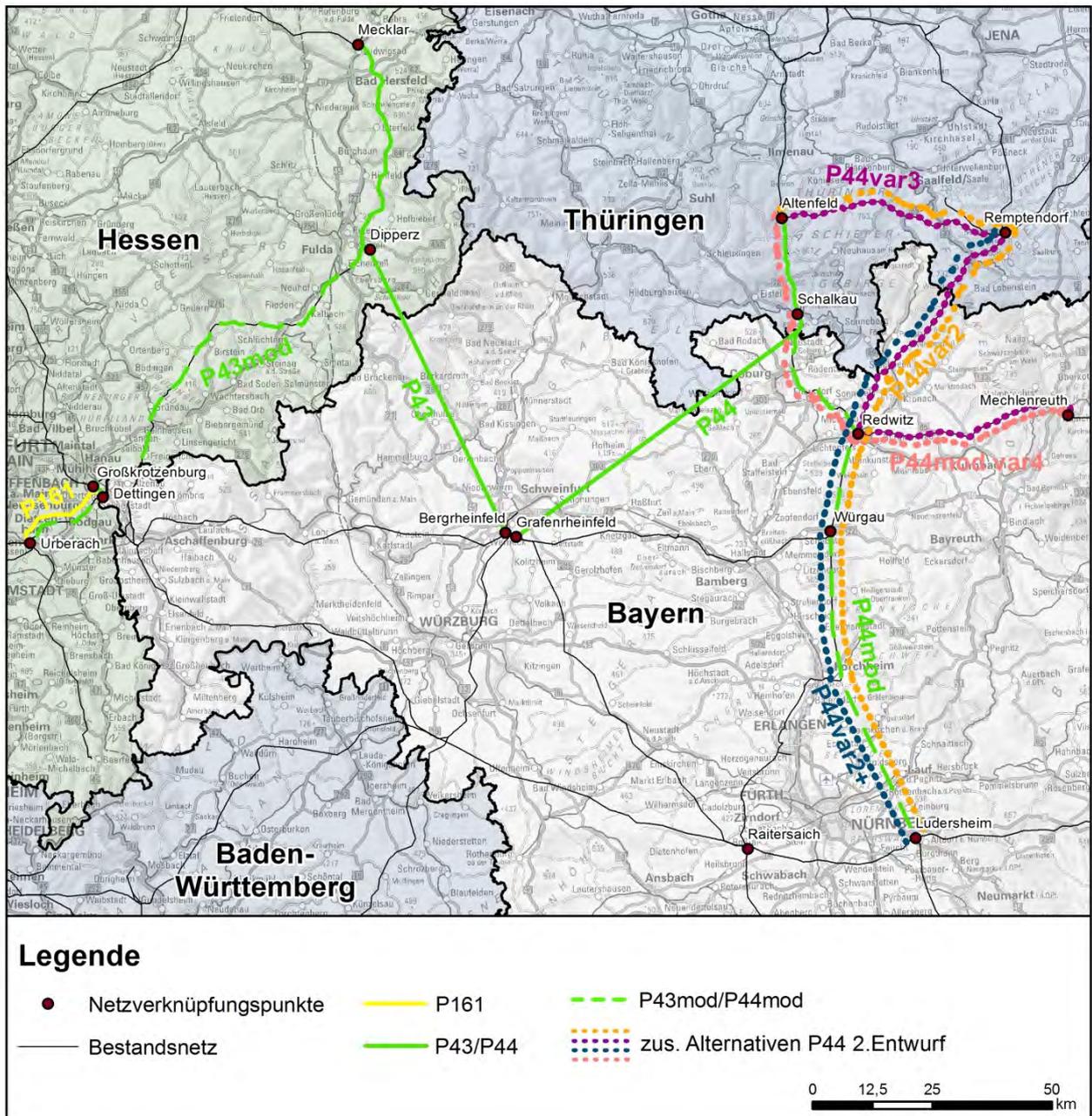
Daraus ergeben sich zu den Projekten einschließlich der ursprünglich vorgeschlagenen Varianten folgende Alternativen:

- P43: Mecklar über Dipperz nach Grafenrheinfeld
- P43mod: Mecklar über Dipperz nach Urberach
- P43mod Variante 2: Mecklar über Dipperz und Aschaffenburg nach Raitersaich
- P44: Altenfeld nach Grafenrheinfeld
- P44mod: Altenfeld über Würgau nach Ludersheim
- P44mod Variante 2: Altenfeld über Remptendorf und Würgau nach Ludersheim
- P44mod Variante 3: Altenfeld über Remptendorf nach Mechlenreuth

Bei der Alternative P44mod Variante 2 prüft die Bundesnetzagentur **zusätzlich**, ob auf den zusätzlichen Ausbaubedarf zwischen Altenfeld und Remptendorf verzichtet werden kann. Für diese Prüfung betrachtet sie das modifizierte Projekt P44mod Variante2+: Remptendorf nach Ludersheim. Als eine weitere Variante des Projekts P44 hat die Bundesnetzagentur auf einen Vorschlag aus der Konsultation hin die Alternative P44mod Variante 4: Altenfeld – Redwitz – Mechlenreuth geprüft.

Der voraussichtliche Streckenverlauf der Alternative P43mod Variante 2 ist bis Großkrotzenburg nahezu identisch mit der Alternative P43mod, führt aber darüber hinaus weiter bis nach Raitersaich und wäre damit über 100 Kilometer länger. Da die Alternative P43mod Variante 2 insofern lediglich als eine Erweiterung der kürzeren Alternative P43mod anzusehen ist, wurde sie verworfen.

## Übersicht der geprüften Alternativen bei den Projekten P43 und P44



Um die zukünftigen Energietransporte nach Hessen, Baden-Württemberg und vor allem nach Bayern netzseitig bewerkstelligen zu können, bedarf es einer Kombination einer Variante des Projekts P43 mit einer Variante des Projekts P44. Eines der Projekte allein reicht nicht, um die für das Jahr 2030 zu erwartenden Übertragungsaufgaben so bewältigen zu können, dass Netzüberlastungen zumindest auf ein vertretbares Maß reduziert werden. Die Aufgabe der Bundesnetzagentur besteht darin, die möglichen alternativen Kombinationen netztechnisch miteinander zu vergleichen und zu bewerten. Dazu untersucht sie die einzelnen Alternativen nicht nur jeweils „für sich“, sondern prüft auch die Wirkung sinnvoller Kombinationen auf das gesamte Übertragungsnetz. Dies erfolgt mittels einer Zeitreihenrechnung, bei der für jede Kombination in jedem zu untersuchenden Szenario 2000 Belastungsfälle berechnet werden. Für jede Kombination ergibt sich so ein Überlastungsindex (vgl. Abschnitt II E 2). Aus dem Vergleich der

Überlastungsindizes der verschiedenen Kombinationen lässt sich ableiten, welche Kombination am netzdienlichsten ist.

Jede Kombination wurde dabei jeweils in den Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 untersucht. Hierzu hat die Bundesnetzagentur aus den Jahresrechnungen auf Grundlage des BBP-Netzes für jedes Szenario die Stunden mit Leitungsüberlastungen im Raum Thüringen, Hessen, nördliches Bayern und nördliches Baden-Württemberg ausgewählt. Ergänzt werden diese Stunden jeweils mit den höchstausgelasteten Stunden der Leitungen in dem genannten Gebiet, bis eine Liste von 2000 Situationen pro Szenario vorliegt.

Anschließend hat die Bundesnetzagentur Netzmodelle erstellt, die das BBP-Netz um die jeweils untersuchte Maßnahmenkombination ergänzen. Um eine bessere Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu erreichen, werden die Phasenschiebertransformatoren und die Nebenbedingungen der Optimierung in Hessen bei diesen Berechnungen deaktiviert. An diesen Netzen werden nun für die pro Szenario ausgewählten 2000 Situationen Ausfallrechnungen durchgeführt. Verglichen werden die verschiedenen Maßnahmenkombinationen anhand ihres Überlastungsindex der 2000 berechneten Stunden. Hierfür wird für jede Maßnahmenkombination in jedem Szenario die Summe der Überlastungsindizes aller Leitungen des deutschen Übertragungsnetzes gebildet. Dies liefert eine Aussage darüber, bei welcher Maßnahmenkombination die geringsten Netzüberlastungen verbleiben.

## Konsultation

Viele Konsultationsteilnehmer zeigen sich irritiert davon, dass die Bundesnetzagentur verschiedene Kombinationsmöglichkeiten aus den einzelnen Varianten der Projekte P43 und P44 als netztechnisch nahezu gleichwertig beurteilt, während die Übertragungsnetzbetreiber einen klaren Vorteil in der Kombination der beiden Ursprungsvarianten sehen.

*Die unterschiedlichen Aussagen der Übertragungsnetzbetreiber einerseits und der Bundesnetzagentur andererseits stellen keinen Widerspruch dar, sondern ergeben sich aus naturgemäß unterschiedlichen Perspektiven auf den Netzentwicklungsplan. Wie in ihren vorläufigen Prüfungsergebnissen erläutert, betrachtet die Bundesnetzagentur für ihre Prüfungen ein anderes Referenznetz als die Übertragungsnetzbetreiber und eine geringfügig andere Topologie (vgl. Abschnitt II E 9 oben). Die Aussagen der Übertragungsnetzbetreiber beziehen sich auf ein im vollen Umfang ihres Entwurfs ausgebautes Netz, in dem mit anderen Worten alle vorgeschlagenen Maßnahmen realisiert werden.*

*Gerade ein solches vollständiges Netz, das alle Maßnahmen enthält, legt die Bundesnetzagentur ihren Prüfungen aber nicht zu Grunde. Vielmehr geht sie Schritt für Schritt vor und fügt dem betrachteten Startnetz bzw. dem BBP-Netz immer nur so viele neue Vorhaben hinzu, bis ein Optimum aus Robustheit, Nachhaltigkeit und Anpassungsfähigkeit an künftige Entwicklungen erreicht ist. Im Ergebnis bestätigt sie dabei viel weniger Maßnahmen als die Übertragungsnetzbetreiber vorschlagen. Dieses bestätigte, im Verhältnis zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber kleinere Netz ist der grundsätzliche Maßstab, auf den sich die Aussagen der Bundesnetzagentur beziehen und nach dem sie auch die Projekte P43 und P44 beurteilt.*

*Beispielsweise hat die Bundesnetzagentur die Auswirkungen der Variante P43mod in allen Kombinationen mit den Varianten der P44 für alle drei Szenarien 2030, also in A 2030, B 2030 und C 2030 untersucht. Diese Untersuchungen fanden auf Grundlage des BBP-Netzes statt. In allen Fällen ergaben sich nennenswerte*

*verbleibende Überlastungen, denen durch einen weiteren Netzausbau – außerhalb des Projekts P43 – begegnet werden muss. Um diese Überlastungen zu beziffern und die netzentlastende Wirkung der verschiedenen Kombinationsmöglichkeiten vergleichbar zu machen, hat die Bundesnetzagentur den sogenannten Überlastungsindex (zur näheren Vorgehensweise vgl. Abschnitt II E 2) ermittelt. Mit diesem Indikator lassen sich die Kombinationen der verschiedenen Alternativen und deren Auswirkungen auf das gesamte deutsche Übertragungsnetz beurteilen. Entscheidend ist aus dieser Perspektive nicht, ob sich Überlastungen punktuell von einem System auf ein anderes verschieben, sondern das Maß der Überlastung des Netzes insgesamt. Dieses Maß ist für alle von der Bundesnetzagentur untersuchten Kombinationen aus den Projekten P43 und P44 nahezu gleichwertig.*

Mehrere Konsultationsteilnehmer lehnen eine Bündelung weiterer Leitungen am Standort Grafenrheinfeld aus Gründen der Versorgungssicherheit ab.

*Die Planungen der Übertragungsnetzbetreiber entsprechen den gültigen Regeln der Technik und gewährleisten ein sehr hohes Maß an Sicherheit und Zuverlässigkeit. Aus Gründen der Versorgungssicherheit ist ein Verlegen von Vorhaben weg von Grafenrheinfeld also nicht erforderlich. Es spricht aber unter diesem Gesichtspunkt auch nichts gegen die mit den anderen geprüften Varianten verbundene Entlastung Grafenrheinfelds.*

Verschiedene Konsultationsbeiträge machen geltend, dass hinsichtlich der Projekte P43 und P44 eine zeitnahe Entscheidung zu treffen sei. Ansonsten lasse sich die angestrebte Inbetriebnahme im Jahr 2027 für beide Projekte nicht einhalten.

*Die Bundesnetzagentur sieht ebenfalls die Dringlichkeit beider Projekte (bzw. jeweils einer der Alternativen aus beiden Projekten), die sich in den Prüfungen zum NEP 2017-2030 erneut bestätigt hat. Sie ist daher bestrebt den Gesetzgeber mit allen zur Verfügung stehenden Mitteln bei der Entscheidungsfindung zu unterstützen.*

Einige Konsultationsteilnehmer sind der Auffassung, der Netzausbau habe sich vorrangig am Versorgungsbedarf der jeweiligen „Zielregion“, in denen eine Maßnahme ende, zu orientieren. In den durch die Projekte P43 und P44 betroffenen Regionen sei der Versorgungsbedarf jedoch bereits gedeckt.

*Im Netzentwicklungsplan geht es um die deutschlandweite, überregionale Ausgestaltung des Übertragungsnetzes und um den großräumigen Ausgleich von Überschüssen und Nachfrage. Das Übertragungsnetz muss zum Teil auch Regionen überspannen und den anderswo benötigten Strom durchleiten.*

Mehrere Konsultationsteilnehmer machen geltend, dass es Studien gebe, die den Ausbaubedarf insbesondere auch in den Projekten P43 und P44 in Frage stellen.

*Der Bundesnetzagentur sind keine Studien bekannt, die mittels netztechnisch fundierter Berechnungen belegen, dass die Projekte P43 oder P44 nicht erforderlich sind. Die Studien, auf die sich die Konsultationsteilnehmer beziehen, unterstellen in der Regel eine gänzlich andere Ausgestaltung des deutschen Strommarkts, als sie im Jahr 2016 gerade erst durch den Gesetzgeber festgelegt bzw. nochmals bestätigt wurde, oder setzen in ihren Modellen technische Lösungen voraus, welche nicht den heutigen Stand der Technik darstellen und sich bestenfalls im Forschungsstadium befinden oder aber deren flächendeckender Einsatz bis zum Jahr 2030 unwirtschaftlich erscheint. Die wesentliche Aussage dieser Studien besteht also darin, dass unter gänzlich anderen Rahmenbedingungen ein Verzicht auf einzelne Projekte des Netzentwicklungsplans denkbar sei. Eine solche Aussage versteht sich von selbst, hilft aber nicht bei der Ermittlung des tatsächlich benötigten Netzausbaus. Denn*

*die Bundesnetzagentur muss sich an den aktuell gültigen Rechts- und Marktrahmen halten und sich im Sinne der Zuverlässigkeit an vorhandenen und bis zum Zieljahr 2030 sicher realisierbaren technischen Lösungen orientieren.*

Einige Konsultationsteilnehmer sind der Ansicht, dass der Versorgungsbedarf Bayerns durch die Thüringer Strombrücke bereits gedeckt sei. Das Projekt P44 und unter Umständen auch das Projekt P43 seien daher verzichtbar.

*Die Thüringer Strombrücke wurde bereits vor der Energiewende und dem Ausstieg aus der Kernenergie geplant, um den aus damaliger Sicht für die 2010er Jahre prognostizierten Übertragungsbedarf zu decken. Seit dem Jahr 2009 ist sie als Vorhaben Nr. 4 Bestandteil des Energieleitungsausbaugesetzes. Der aktuelle Netzentwicklungsplan befasst sich darüber hinaus mit der zukünftigen Übertragungsaufgabe für das Jahr 2030. Für diesen Zeitraum ergibt sich ein deutlich über die heute bestehenden Leitungen einschließlich der Thüringer Strombrücke hinausgehender Übertragungsbedarf für die Region Thüringen/Nordbayern. Auf diesen Bedarf konnte die Thüringer Strombrücke zum Zeitpunkt ihrer Planung noch nicht ausgelegt werden.*

## Projektübergreifende netztechnische Ergebnisse

Wegen der wechselseitigen Beeinflussung der alternativen Maßnahmen in den Projekten P43 und P44 gilt es geeignete Kombinationen dieser Maßnahmen zu bilden. Hierfür bietet sich ein Vergleich der Überlastungsindizes der sinnvollen Kombinationen an, welche ein Maß für die Überlastungen des Übertragungsnetzes sind. Ein kleinerer Überlastungsindex entspricht dementsprechend weniger oder geringeren Überlastungen des Netzes (siehe Abschnitt II E 2). Dieser Vergleich zeigt, dass die meisten untersuchten Kombinationen auf das Netz insgesamt ähnlich entlastend wirken. Dabei können sich natürlich die Belastungsschwerpunkte verschieben, der Überlastungsindex weist jedoch meist einen Wert um ca. 13 bis 15 Terawattstunden auf.

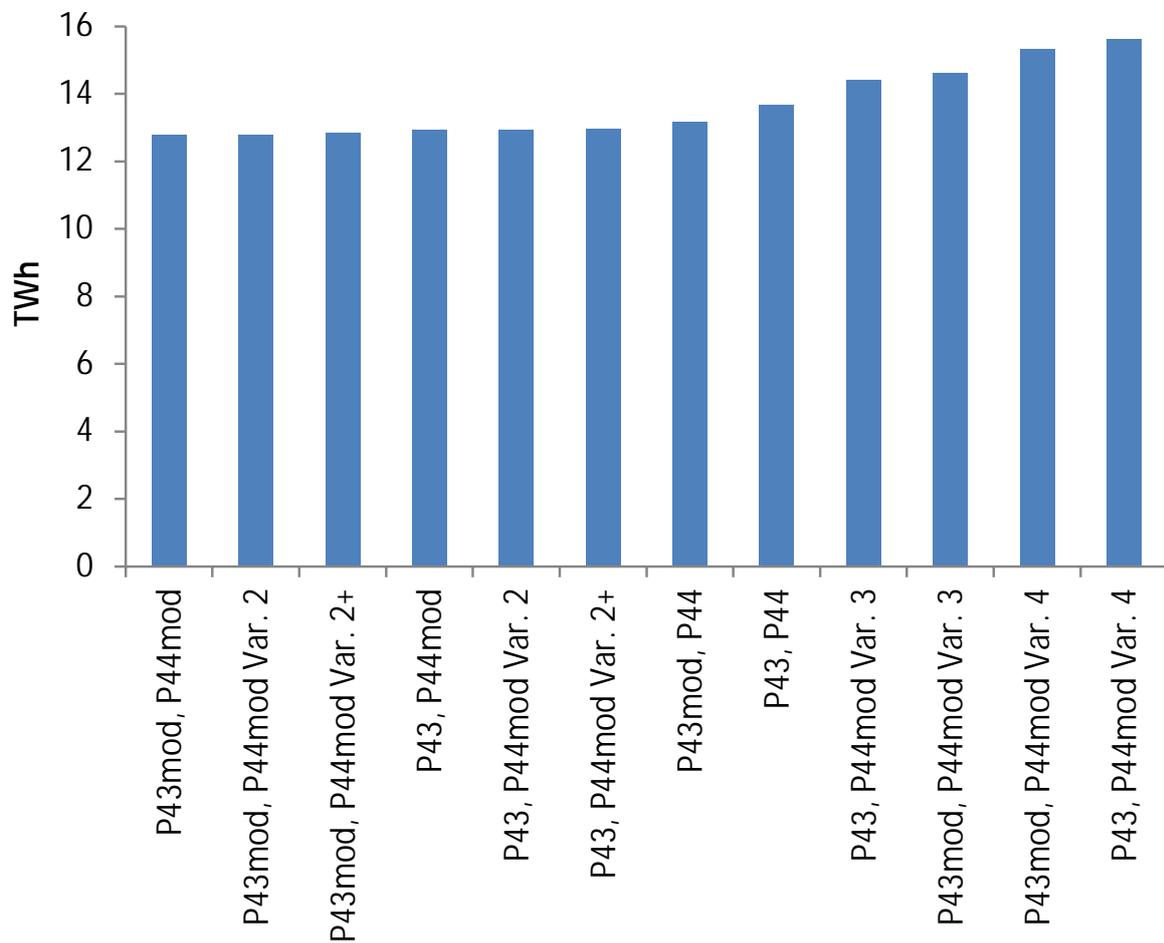


Abbildung: Überlastungsindex der geprüften Kombinationen in den Projekten P43 und P44

Um den Vergleich der Kombinationen besser zu veranschaulichen, zeigt die folgende Darstellung die prozentuale Verbesserung der jeweiligen Kombination gegenüber der Basisvariante P43/P44. Es zeigt sich, dass die Kombinationen P43mod/P44mod, P43mod/P44mod Variante2 sowie P43mod/P44mod Variante2+ die größten Verbesserungen gegenüber der Basisvariante P43/P44 zeigen. Diese Basisvariante bildet die Nulllinie des Diagramms.

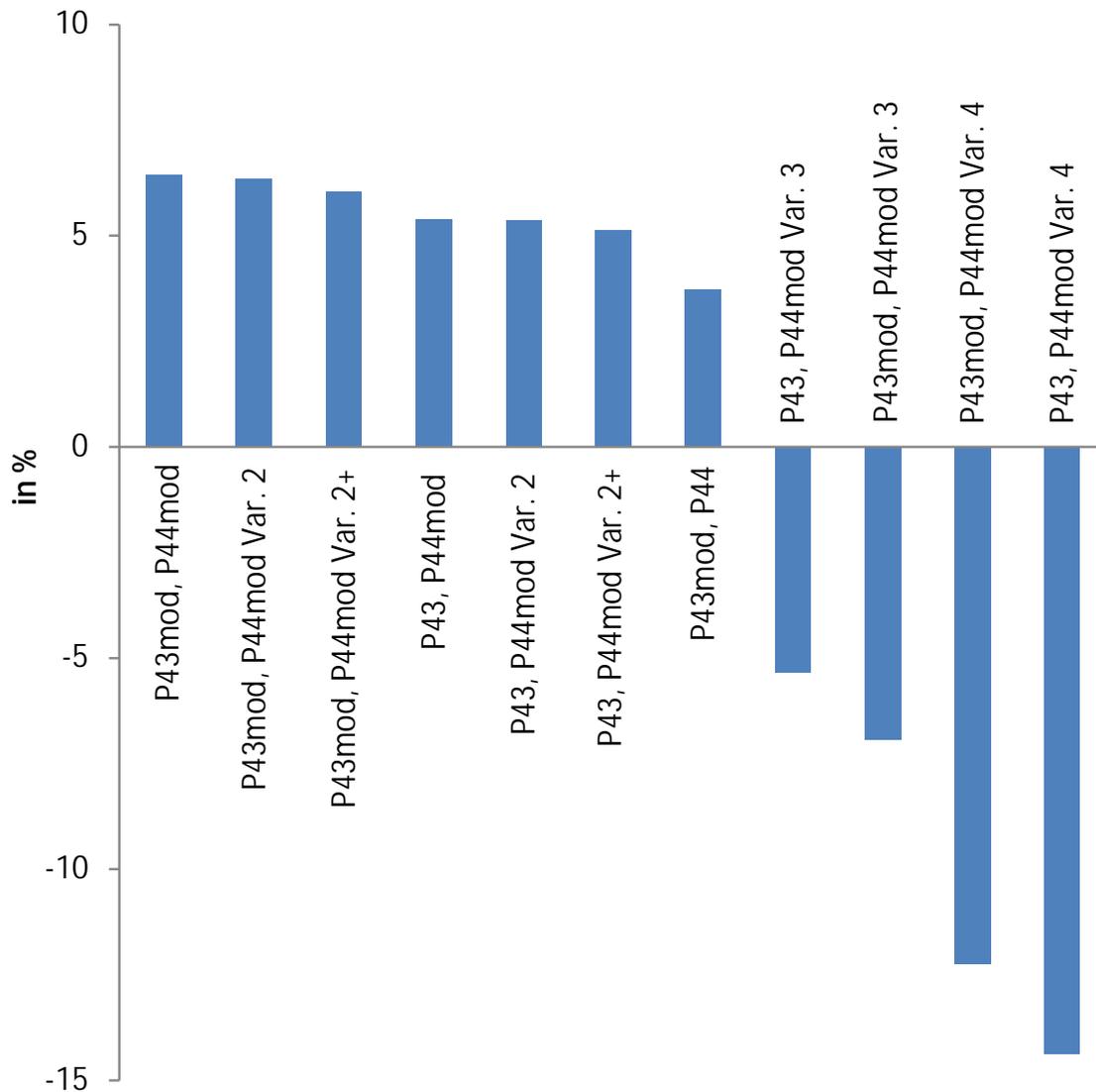


Abbildung: prozentuale Veränderungen im Überlastungsindex im Verhältnis zur Kombination aus P43 und P44 in deren ursprünglicher Form

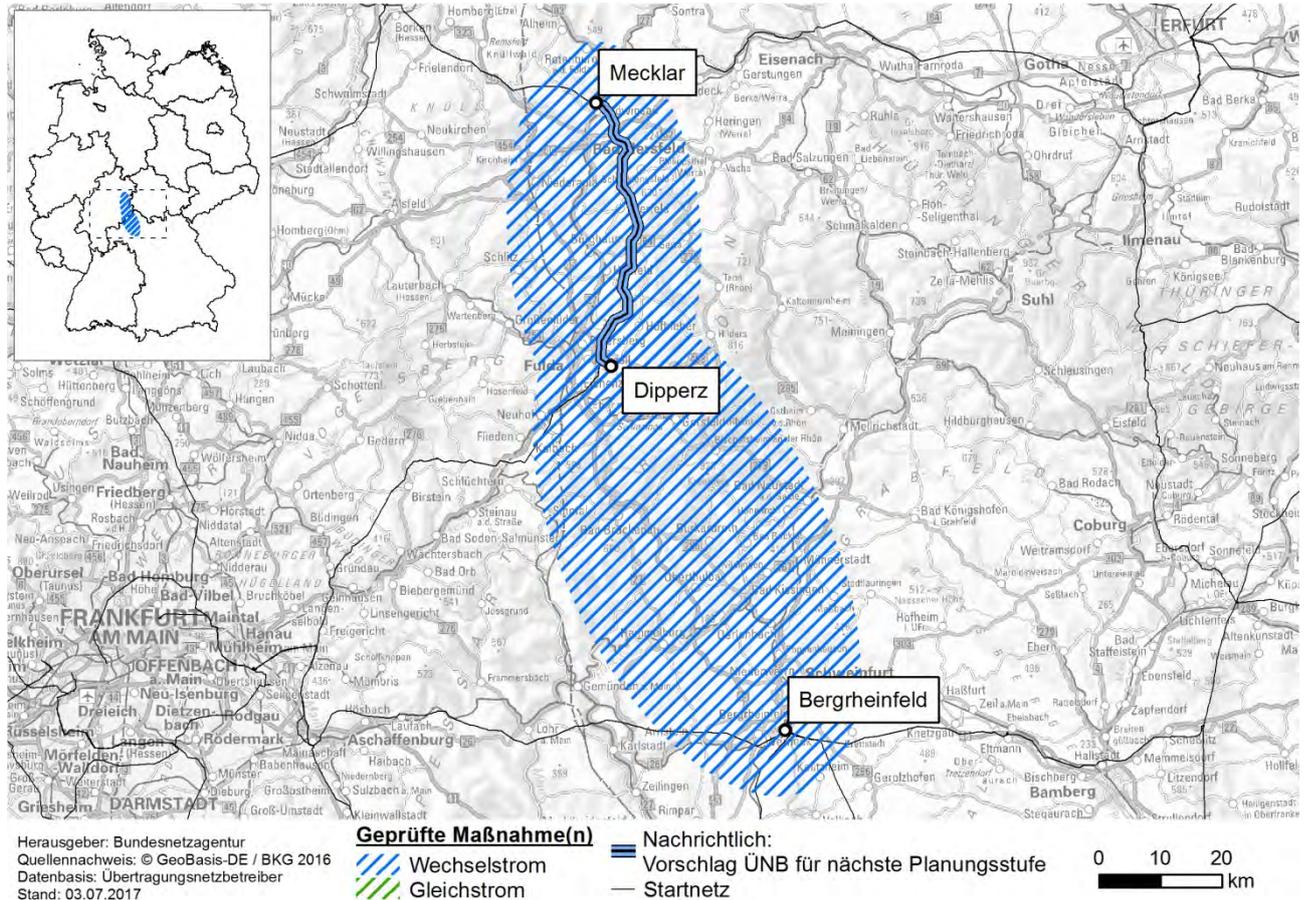
Damit erweisen sich die untersuchten Kombinationen netztechnisch als nahezu gleichwertig. Kombinationen, welche die Alternativen P44mod Variante 3 bzw. P44mod Variante 4 beinhalten, weisen netztechnisch Nachteile auf, sind aber grundsätzlich auch geeignet.

Bei der Wahl zwischen den „Bausteinen“ P43 und P43mod ist zu beachten, dass es mit P43 zwischen Großkrotzenburg und Urberach zu einer Häufung von Überlastungen kommt, welche den Ausbau des Projekts P161 über das BBP hinaus notwendig erscheinen lassen. P43mod hingegen zeigt durch seinen Verlauf zwischen Großkrotzenburg und Urberach eine zu P161 vergleichbare Wirkung. Den von den Übertragungsnetzbetreibern prognostizierten „zusätzlichen“ Netzausbaubedarf zwischen Urberach und Daxlanden sieht die Bundesnetzagentur so nicht, da nach ihren Berechnungen weitere von den Übertragungsnetzbetreibern selbst vorgeschlagene Projekte etwaige Leitungsüberlastungen bereits behöben. Zwischen Vieselbach und Mecklar sieht die Bundesnetzagentur ebenfalls geringere Überlastungen als die Übertragungsnetzbetreiber. Hier bedürfte es daher nicht zwingend einer weiteren Verstärkung des Projekts P37.

Im Fall einer Realisierung des Projekts P43 anstelle des Projekts P43mod ergäben sich zudem deutlich höhere Überlastungen der Leitungen zwischen Borken und Gießen. Dies machte die Notwendigkeit des zusätzlichen Projekts P133 zusätzlich zur Ursprungsvariante P43 wesentlich wahrscheinlicher.

In Anbetracht der zu erwartenden Netzengpässe, die bereits im NEP 2024 für das Jahr 2024 ermittelt wurden, ist eine Realisierung der Projekte P43 **und** P44 bzw. jeweils einer der zugehörigen Alternativen dringend geboten. Die dazu nötige gesetzliche Bedarfsfeststellung erfolgt über eine entsprechende Novellierung des Bundesbedarfsplans und diese wiederum entweder auf Basis der vorliegenden Bestätigung des NEP 2017-2030 durch eine kurzfristige Einzelanpassung oder aber spätestens mit der gemäß § 12 Abs. 1 EnWG mindestens alle vier Jahre zu erfolgenden Vorlage eines Entwurfs zum Bundesbedarfsplan Ende 2019. Basis für einen solchen Entwurf wäre dann die Bestätigung des kommenden NEP 2019-2030.

# Projekt P43/P43mod: Mecklar – Bergrheinfeld bzw. Mecklar – Urberach



Das Projekt P43 ist als Vorhaben Nr. 17 Teil des Bundesbedarfsplans. Es wurde erstmals im NEP 2012 geprüft. Die Bundesnetzagentur hat seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit erstmals im NEP 2012 für das Jahr 2022 bestätigt. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

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

Das Projekt P43 enthält in seiner ursprünglichen Form die Maßnahmen M74a und M74b. Als südlichen Netzverknüpfungspunkt der Maßnahme M74b hatten die Übertragungsnetzbetreiber ursprünglich Grafenrheinfeld geplant.

Als Alternative zu dieser ursprünglichen Planung weisen die Übertragungsnetzbetreiber das Projekt P43mod bzw. die Maßnahme M74mod aus. Diese verliefte zunächst wie die Maßnahme M74a von Mecklar nach Dipperz, von dort aber weiter nach Urberach anstatt wie die Maßnahme M74b nach Grafenrheinfeld.

## Streckenmaßnahme M74a: Mecklar – Dipperz

**Maßnahme M74a wird als Teil der Ursprungsvariante des Projekts P43 bestätigt. Als Alternative zu diesem Projekt P43 kann die Maßnahme M74mod dienen.**

### Beschreibung

Die Streckenmaßnahme M74a sieht zwischen Mecklar und Dipperz zwei zusätzliche 380-kV-Systeme vor, welche die bestehende Trasse verstärken. Gleichzeitig sind die 380-kV-Schaltanlagen in Mecklar und Dipperz zu verstärken. Die Maßnahme M74a ist in beiden Alternativen der P43 in gleicher Ausgestaltung vorhanden.

### Wirksamkeit

Die Maßnahme M74a erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt für eine deutliche Entlastung der Stromkreise zwischen Mecklar und Dipperz. Ohne die Maßnahme M74a kommt es beispielsweise in Stunde 414 des Szenarios B 2030 zu einer Überlastung von 131% auf der Leitung zwischen Mecklar und Dipperz, wenn eines der parallelen Systeme ausfällt. Mit der Maßnahme M74a beträgt die Auslastung in vorgenannter Ausfallsituation nur 63%. Derartige Situationen mit der beschriebenen Wirkung der Maßnahme M74a treten in mehreren Fällen und in allen vier Szenarien auf.

### Erforderlichkeit

Die Maßnahme M74a ist in allen geprüften Szenarien erforderlich. Die maximale Auslastung ist in Szenario A 2030 am geringsten, liegt aber auch dort immer noch bei 60%.

### Ergebnis

Die Maßnahme M74a erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P43 M74a</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

### Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M74a werden im Umweltbericht mit „B#“ bewertet. Es besteht ein nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem sind im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 88) dargestellt.

## Streckenmaßnahme M74b: Dipperz – Bergrheinfeld

**Maßnahme M74b wird als Teil der Ursprungsvariante des Projekts P43 bestätigt. Als Alternative zu diesem Projekt P43 kann die Maßnahme M74mod dienen.**

### Beschreibung

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

### Wirksamkeit

Die Maßnahme M74b erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt für eine deutliche Entlastung der Stromkreise zwischen Dipperz und Großkrotzenburg. Ohne die Maßnahme M74b kommt es beispielsweise in Stunde 3066 des Szenarios B 2030 zu einer Überlastung von 155% auf einem Stromkreis zwischen Dipperz und Großkrotzenburg, wenn eines der parallelen Systeme ausfällt. Mit der Maßnahme M74b wird die Überlastung in vorgenannter Ausfallsituation um 38 Prozentpunkte auf nur noch 117% reduziert. Derartige Situationen mit der beschriebenen Wirkung der Maßnahme M74b lassen sich für mehrere Fälle in allen vier Szenarien nachweisen.

### Erforderlichkeit

Die Maßnahme M74b ist in allen geprüften Szenarien erforderlich. Die maximale Auslastung ist in Szenario A 2030 am geringsten, liegt aber selbst dort immer noch bei 62%.

### Ergebnis

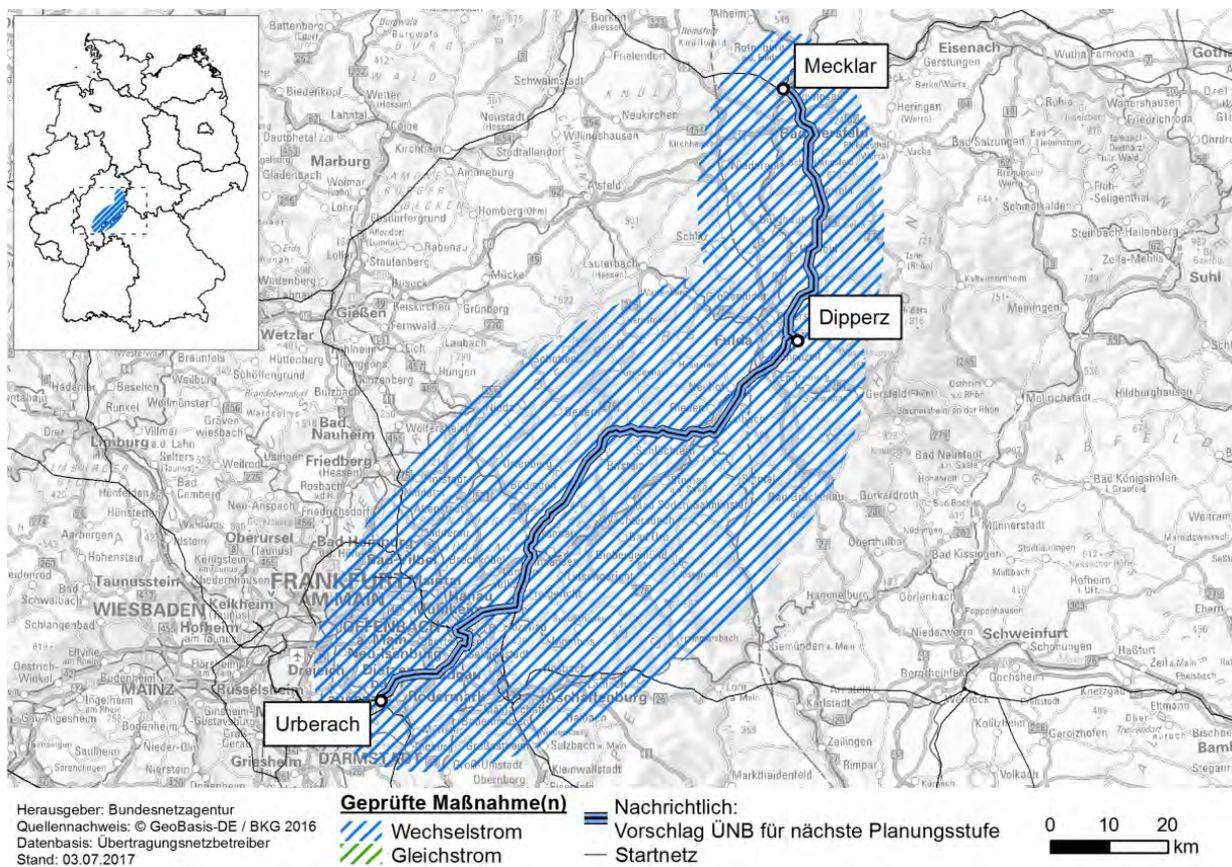
Die Maßnahme M74b erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich und wird daher bestätigt. Bei einer Realisierung des Projekts P43 in seiner ursprünglichen Form (Maßnahmen M74a und M74b) wird aufgrund der hohen Überlastungen der Bestandssysteme zwischen Großkrotzenburg und Urberach zusätzlich das Projekt P161 benötigt.

<b>P43 M74b</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

### Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M74b werden im Umweltbericht mit „B##“ bewertet. Es besteht ein nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 92) dargestellt.

### Alternative M74mod: Mecklar – Dipperz – Urberach



**Maßnahme M74mod wird als mögliche Alternative im Projekt P43 bestätigt.**

### Beschreibung

Maßnahme M74mod sieht eine Netzverstärkung von Mecklar über Dipperz nach Urberach durch Auflage von zwei zusätzlichen 380-kV-Systemen vor. Darüber hinaus sind auch die 380-kV-Schaltanlagen in Mecklar, Dipperz und Urberach zu verstärken.

### Wirksamkeit

Die Maßnahme M74mod erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt für eine deutliche Entlastung der Stromkreise zwischen Mecklar und Dipperz sowie zwischen Dipperz und Urberach.

Ohne die Maßnahme M74mod kommt es beispielsweise in Stunde 319 des Szenarios C 2030 zu einer Überlastung von 106% auf der Leitung zwischen Dettingen und Urberach, wenn eines der parallelen Systeme ausfällt. Mit der Maßnahme M74bmod beträgt die Auslastung in vorgenannter Ausfallsituation nur etwa 70%.

### **Erforderlichkeit**

Die Maßnahme M74b mod ist in allen geprüften Szenarien erforderlich. Die maximale Auslastung ist in Szenario A 2030 am geringsten, liegt aber selbst dort immer noch bei über 57%.

### **Ergebnis**

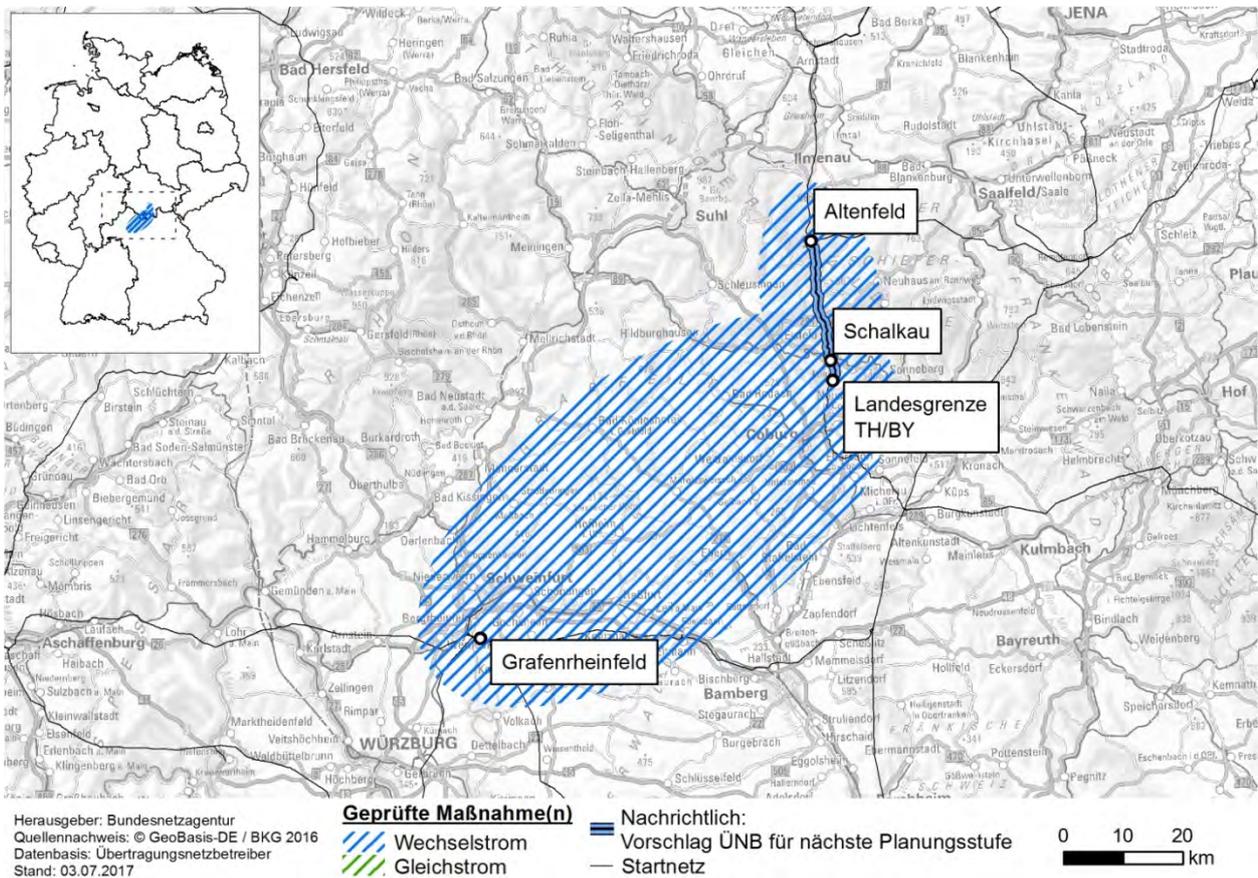
Die Maßnahme M74mod erweist sich in allen geprüften Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie wird daher bestätigt.

<b>P43 M74mod</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

### **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M74b mod werden im Umweltbericht mit „C#“ bewertet. Es besteht ein breiter nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem sind im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 576) dargestellt.

# Projekt P44/P44mod: Altenfeld – Grafenrheinfeld bzw. Alternativen



Das Projekt P44 enthält in seiner ursprünglichen Form die Maßnahmen M28a und M28b. Als südlichen Netzverknüpfungspunkt der Maßnahme M28b haben die Übertragungsnetzbetreiber bisher Grafenrheinfeld geplant.

Das Projekt wurde erstmals im NEP 2012 geprüft. Die Bundesnetzagentur hat seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit erstmals im NEP 2014 für das Jahr 2024 unter der Maßgabe der Prüfung von Alternativen bestätigt. Im NEP 2017-2030 werden das Projekt und Alternativen im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Bundesnetzagentur prüft es sequenziell unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

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

Bis zum Jahr 2030 erfolgt in den Ländern Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Sachsen und Thüringen ein EE-Ausbau, der zusammen mit der (aufgrund geringer Kosten für Brennstoff und CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate) häufigen Marktteilnahme der Braunkohle-Bestandskraftwerke zu einem Jahresüberschuss von etwa 70 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 ein Bedarf von über 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 erforderlich.

## **Streckenmaßnahme M28a: Schalkau – Landesgrenze Thüringen/Bayern**

**Maßnahme M28a wird als Teil der Ursprungsvariante des Projekts P44 bestätigt. Als Alternative zu diesem Projekt P44 können die weiteren bestätigten Varianten dienen.**

### **Beschreibung**

Die von den Übertragungsnetzbetreibern im Entwurf zum NEP 2017-2030 aufgeführte Maßnahme M28a ist nur zwischen Schalkau und der Landesgrenze Thüringen/Bayern Gegenstand der Netzentwicklungsplanung. Für den Abschnitt von Altenfeld nach Schalkau liegt ein bestandskräftiger Planfeststellungsbeschluss des Thüringer Landesverwaltungsamts vom 21. Januar 2015 hinsichtlich der Installation eines dritten und eines vierten 380-kV-Stromkreises vor. Dieser Abschnitt ist damit Teil des Startnetzes und wird im Rahmen des NEP nicht mehr geprüft.

Die Maßnahme M28a wird zusammen mit der anschließenden Maßnahme M28b bzw. M28bmod geprüft.

### **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M28a werden im Umweltbericht mit „A#“ bewertet. Erhebliche Umweltauswirkungen sind schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 240) dargestellt.

## Streckenmaßnahme M28b: Landesgrenze Thüringen/Bayern – Grafenrheinfeld

**Maßnahme M28b wird als Teil der Ursprungsvariante des Projekts P44 bestätigt. Als Alternative zu diesem Projekt P44 können die weiteren bestätigten Varianten dienen.**

### Beschreibung

Die Maßnahme beinhaltet einen 380-kV-Netzausbau von zwei Stromkreisen in neuer Trasse von der Landesgrenze Thüringen/Bayern nach Grafenrheinfeld. Darüber hinaus ist eine Verstärkung der bestehenden 380-kV-Schaltanlage in Grafenrheinfeld vorgesehen.

### Wirksamkeit

Die Maßnahme M28b erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt für eine deutliche Entlastung der Stromkreise zwischen Redwitz und Remptendorf sowie zwischen Altenfeld und Remptendorf. Ohne die Maßnahme M28b kommt es beispielsweise in Stunde 1089 des Szenarios B 2030 zu einer Überlastung von 120% auf der Leitung zwischen Altenfeld und Redwitz, wenn eines der parallelen Systeme ausfällt. Mit der Maßnahme M28b beträgt die Auslastung in vorgenannter Ausfallsituation nur 78%. Derartige Situationen mit der beschriebenen Wirkung der Maßnahme M28b treten in mehreren Fällen und in allen vier Szenarien auf.

### Erforderlichkeit

In den zur Beurteilung der verschiedenen Varianten der Projekte P43 und P44 untersuchten Stunden lag die maximale Auslastung der Maßnahme M28b bei über 70%. Sie ist daher auch erforderlich.

### Ergebnis

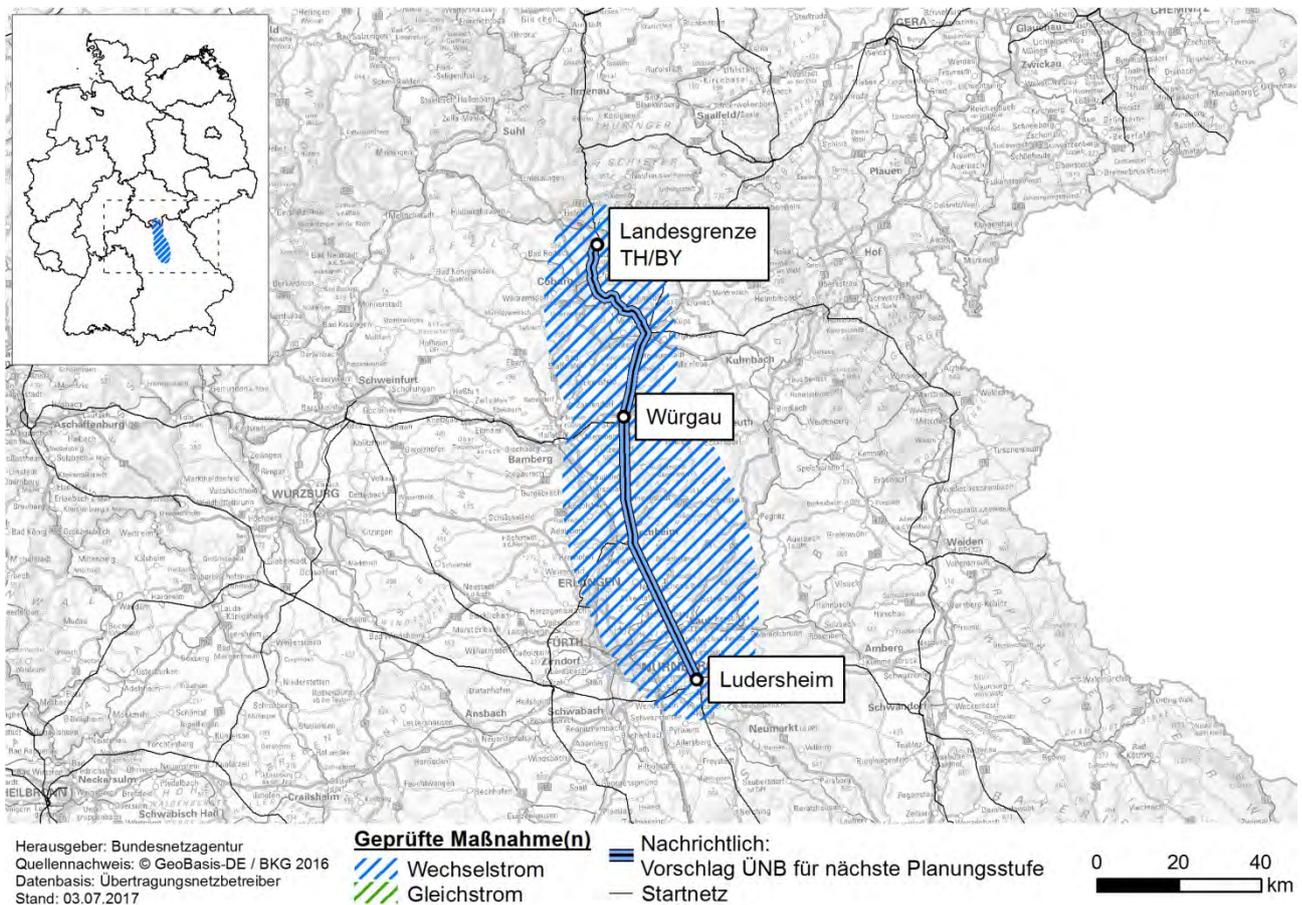
Die Maßnahmen M28a/b erweisen sich in allen geprüften Szenarien als wirksam und erforderlich.

P44 M28a/b	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

### Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M28b werden im Umweltbericht mit „A##“ bewertet. Erhebliche Umweltauswirkungen können schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 244) dargestellt.

## Alternative M28b mod: Landesgrenze Thüringen/Bayern – Würgau – Ludersheim



**Maßnahme M28b mod wird als eine mögliche Alternative im Projekt P44 bestätigt.**

### Beschreibung

In bestehendem Trassenraum ist eine Netzverstärkung durch zwei zusätzliche 380-kV-Stromkreise von der Landesgrenze Thüringen/Bayern an der Schaltanlage Redwitz vorbei über Würgau nach Ludersheim vorgesehen. Im Rahmen der Maßnahme sind die 380-kV-Schaltanlagen in Würgau und Ludersheim zu verstärken.

### Wirksamkeit

Die Maßnahme M28bmod erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt für eine deutliche Entlastung der Stromkreise zwischen Redwitz und Remptendorf sowie Altenfeld und Remptendorf. Ohne die Maßnahme M28bmod kommt es beispielsweise in Stunde 8375 des Szenarios C 2030 zu einer Überlastung von ca. 125% auf der Leitung zwischen Altenfeld und Redwitz, wenn eines der parallelen Systeme ausfällt. Mit der Maßnahme M28bmod beträgt die Auslastung in vorgenannter Ausfallsituation nur etwa 82%.

Derartige Situationen mit der beschriebenen Wirkung der Maßnahme treten in mehreren Fällen und in allen vier Szenarien auf.

### **Erforderlichkeit**

In den zur Beurteilung der verschiedenen Varianten der Projekte P43 und P44 untersuchten Stunden lag die maximale Auslastung der Maßnahme M28b mod etwa bei 60%. Sie erfüllt daher auch das Erforderlichkeitskriterium.

### **Ergebnis**

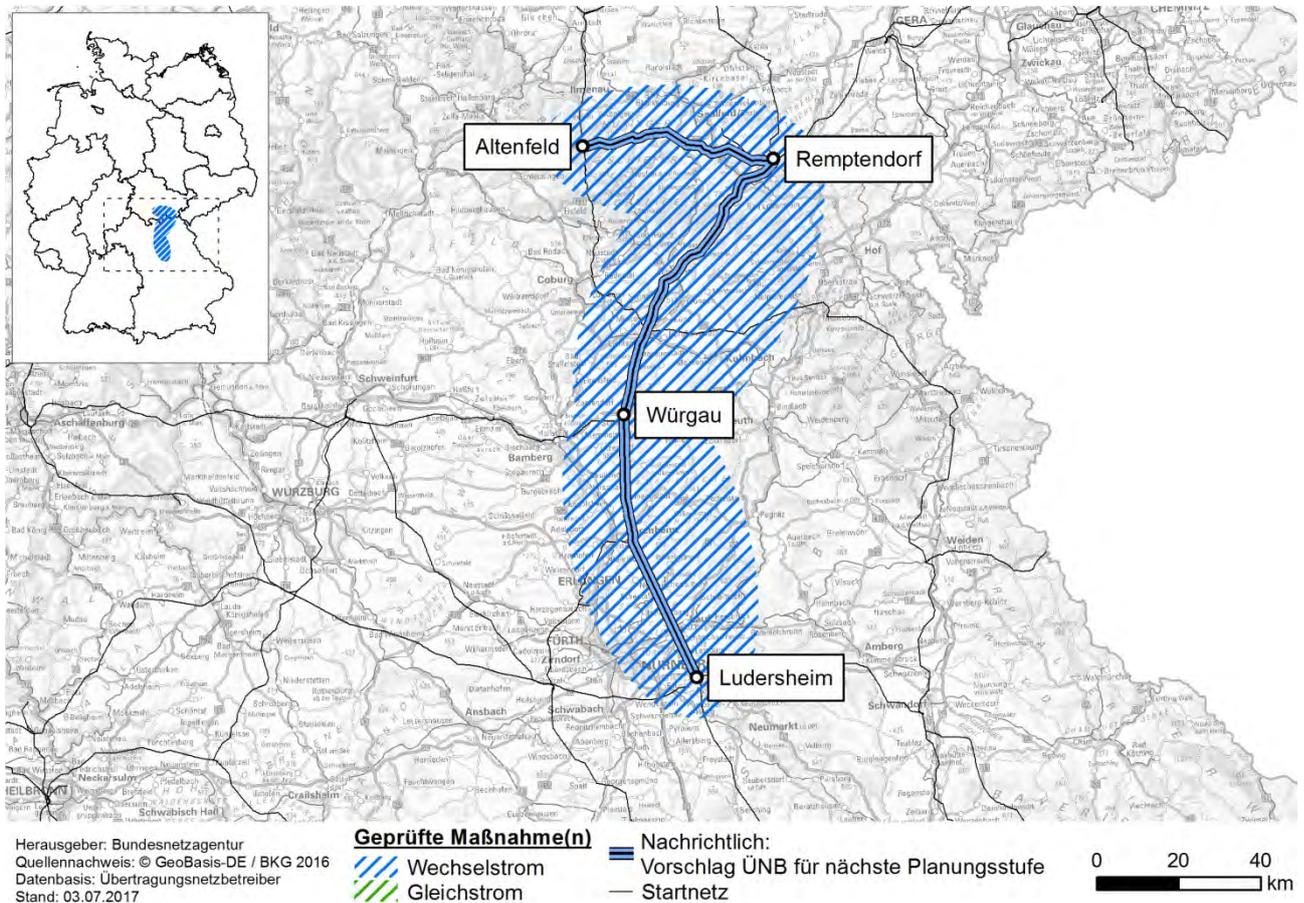
Die Maßnahme M28b mod erweist sich in allen geprüften Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P44 M28b mod</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

### **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M28b mod werden im Umweltbericht mit „B###“ bewertet. Es besteht ein nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 584) dargestellt.

## Alternative P44mod Variante 2: Altenfeld – Remptendorf – Würgau – Ludersheim



**Maßnahme P44mod Variante 2 wird als eine mögliche Alternative im Projekt P44 bestätigt.**

### Beschreibung

Die Maßnahme beinhaltet zwei neue 380-kV-Stromkreise von Altenfeld über Remptendorf an Redwitz vorbei über Würgau nach Ludersheim. Dabei soll den bestehenden Trassenverläufen gefolgt werden. In welcher Form diese Netzverstärkung realisiert werden könnte, bliebe zu klären. Im Zuge der Maßnahme sind die 380-kV-Schaltanlagen in Altenfeld, Remptendorf, Würgau und Ludersheim zu verstärken.

### Wirksamkeit

Die Maßnahme P44mod Variante 2 erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie entlastet die Stromkreise zwischen Redwitz und Remptendorf sowie zwischen Altenfeld und Remptendorf. Ohne die Maßnahme P44mod Variante 2 kommt es beispielsweise in Stunde 1097 des Szenarios B 2030 zu einer Überlastung von ca. 126% auf der Leitung zwischen Remptendorf und Redwitz, wenn eines der parallelen Systeme ausfällt. Mit P44mod Variante 2 beträgt die Auslastung in vorgenannter Ausfallsituation nur etwa 83%. Derartige Situationen mit der beschriebenen Wirkung von P44mod Variante 2 treten in mehreren Fällen und in allen vier Szenarien auf.

### Erforderlichkeit

In den zur Beurteilung der verschiedenen Varianten der Projekte P43 und P44 untersuchten Stunden lag die maximale Auslastung der Maßnahme P44mod Variante 2 bei über 60%. Sie erfüllt daher auch das Erforderlichkeitskriterium.

### Ergebnis

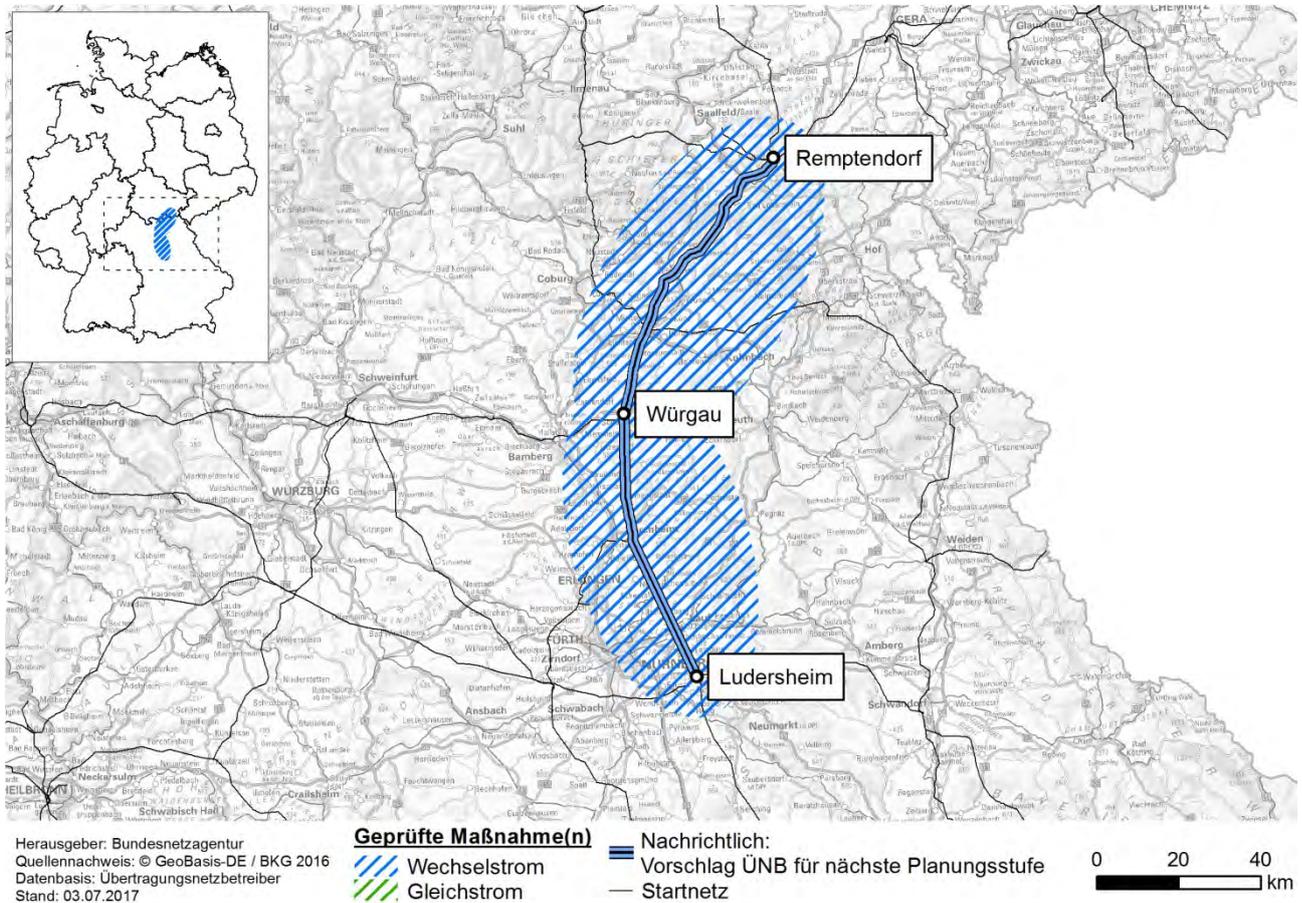
Die Maßnahme P44mod Variante 2 erweist sich in allen geprüften Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P44mod Variante 2</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

### Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme P44mod Variante 2 werden im Umweltbericht mit „B##“ bewertet. Es besteht ein nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 588) dargestellt.

## Alternative P44mod Variante 2+: Remptendorf – Würgau – Ludersheim



**Maßnahme P44mod Variante 2+ wird als eine mögliche Alternative im Projekt P44 bestätigt.**

### Beschreibung

Die Alternative P44mod Variante 2+ ist eine durch die Bundesnetzagentur betrachtete Abwandlung der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgestellten Alternative P44mod Variante 2, die auf den zusätzlichen Ausbaubedarf zwischen Altenfeld und Remptendorf verzichtet. Die Bundesnetzagentur prüft durch Hinzunahme dieser Alternative den Ausbaubedarf des genannten Teilstücks Altenfeld – Remptendorf. Die Maßnahme P44mod Variante 2+ entspricht weitgehend der Maßnahme P44mod Variante 2, verzichtet jedoch auf die beiden 380-kV-Systeme zwischen Altenfeld und Remptendorf sowie die dafür erforderlichen Verstärkungen der Schaltanlagen in Altenfeld und Remptendorf. Die Maßnahme P44mod Variante 2+ beinhaltet somit zwei neue 380-kV-Stromkreise von Remptendorf an Redwitz vorbei über Würgau nach Ludersheim. Dabei soll den bestehenden Trassenverläufen gefolgt werden. In welcher Form diese Netzverstärkung realisiert werden könnte, bliebe zu klären. Im Zuge der Maßnahme sind die 380-kV-Schaltanlagen in Remptendorf, Würgau und Ludersheim zu verstärken.

### Wirksamkeit

Die Maßnahme P44mod Variante 2+ erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie entlastet die Stromkreise zwischen Redwitz und Remptendorf sowie zwischen Altenfeld und Remptendorf. Ohne die

Maßnahme P44mod Variante 2+ kommt es beispielsweise in Stunde 1089 des Szenarios B 2030 zu einer Überlastung von ca. 128% auf der Leitung zwischen Remptendorf und Redwitz, wenn eines der parallelen Systeme ausfällt. Mit P44mod Variante 2+ beträgt die Auslastung in vorgenannter Ausfallsituation nur etwa 82%. Derartige Situationen mit der beschriebenen Wirkung von P44mod Variante 2+ treten in mehreren Fällen und in allen vier Szenarien auf.

### Erforderlichkeit

In den zur Beurteilung der verschiedenen Varianten der Projekte P43 und P44 untersuchten Stunden lag die maximale Auslastung der Maßnahme P44mod Variante 2+ bei über 60%. Sie erfüllt daher auch das Erforderlichkeitskriterium.

### Ergebnis

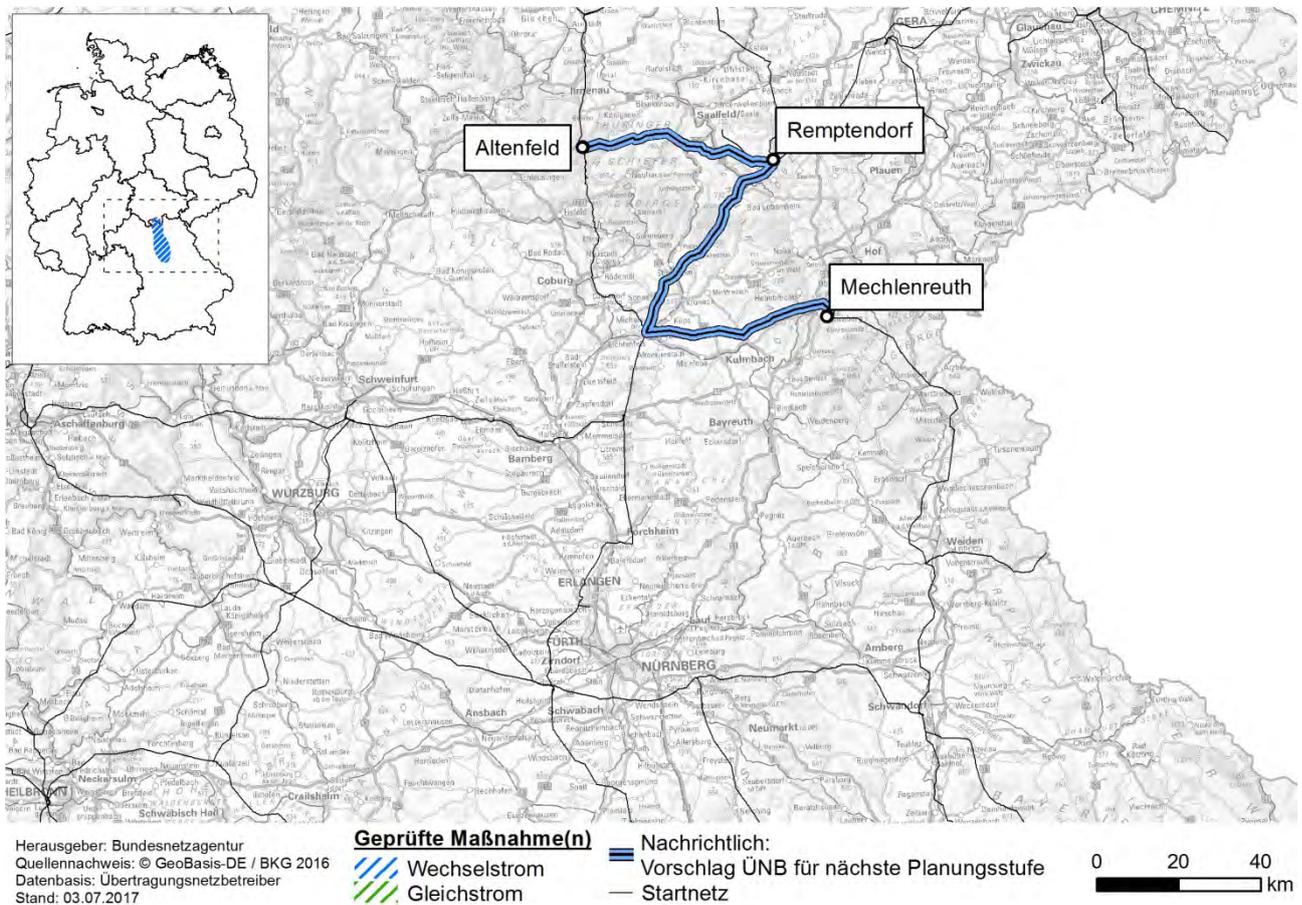
Die Maßnahme P44mod Variante 2+ erweist sich in allen geprüften Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P44mod Variante 2+</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

### Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung

Die Maßnahme P44mod Variante 2+ stellt eine (verkürzte) Abwandlung der Variante 2 dar. Beide Maßnahmen sind in der strategischen Umweltprüfung ähnlich zu bewerten. Die Umweltauswirkungen der Maßnahme P44mod Variante 2 werden im Umweltbericht mit „B###“ bewertet. Es besteht ein nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 596) dargestellt.

## Alternative P44mod Variante 3: Altenfeld – Remptendorf – Mechlenreuth



**Maßnahme P44mod Variante 3 wird als eine mögliche Alternative im Projekt P44 bestätigt.**

### Beschreibung

Die Maßnahme beinhaltet zwei neue 380-kV-Stromkreise von Altenfeld über Remptendorf nach Mechlenreuth. Dabei soll den bestehenden Trassenverläufen gefolgt werden. In welcher Form diese Netzverstärkung realisiert werden kann liegt der Bundesnetzagentur bislang nicht vor. Im Zuge der Maßnahme sind die 380-kV-Schaltanlagen in Altenfeld, Remptendorf und Mechlenreuth zu verstärken.

### Wirksamkeit

Die Maßnahme P44mod Variante 3 erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie entlastet die Stromkreise zwischen Redwitz und Remptendorf sowie zwischen Altenfeld und Remptendorf. Ohne die Maßnahme P44mod Variante 3 kommt es beispielsweise in Stunde 73 des Szenarios C 2030 zu einer Überlastung von ca. 127% auf der Leitung zwischen Remptendorf und Redwitz, wenn eines der parallelen Systeme ausfällt. Mit der Maßnahme P44mod Variante 3 beträgt die Auslastung in vorgenannter Ausfallsituation nur etwa 89%. Derartige Situationen mit der beschriebenen Wirkung von P44mod Variante 3 treten in mehreren Fällen und in allen vier Szenarien auf.

### Erforderlichkeit

In den zur Beurteilung der verschiedenen Varianten der Projekte P43 und P44 untersuchten Stunden lag die maximale Auslastung der Maßnahme P44mod Variante 3 bei etwas unter 50%. Sie erfüllt daher auch das Erforderlichkeitskriterium.

### Ergebnis

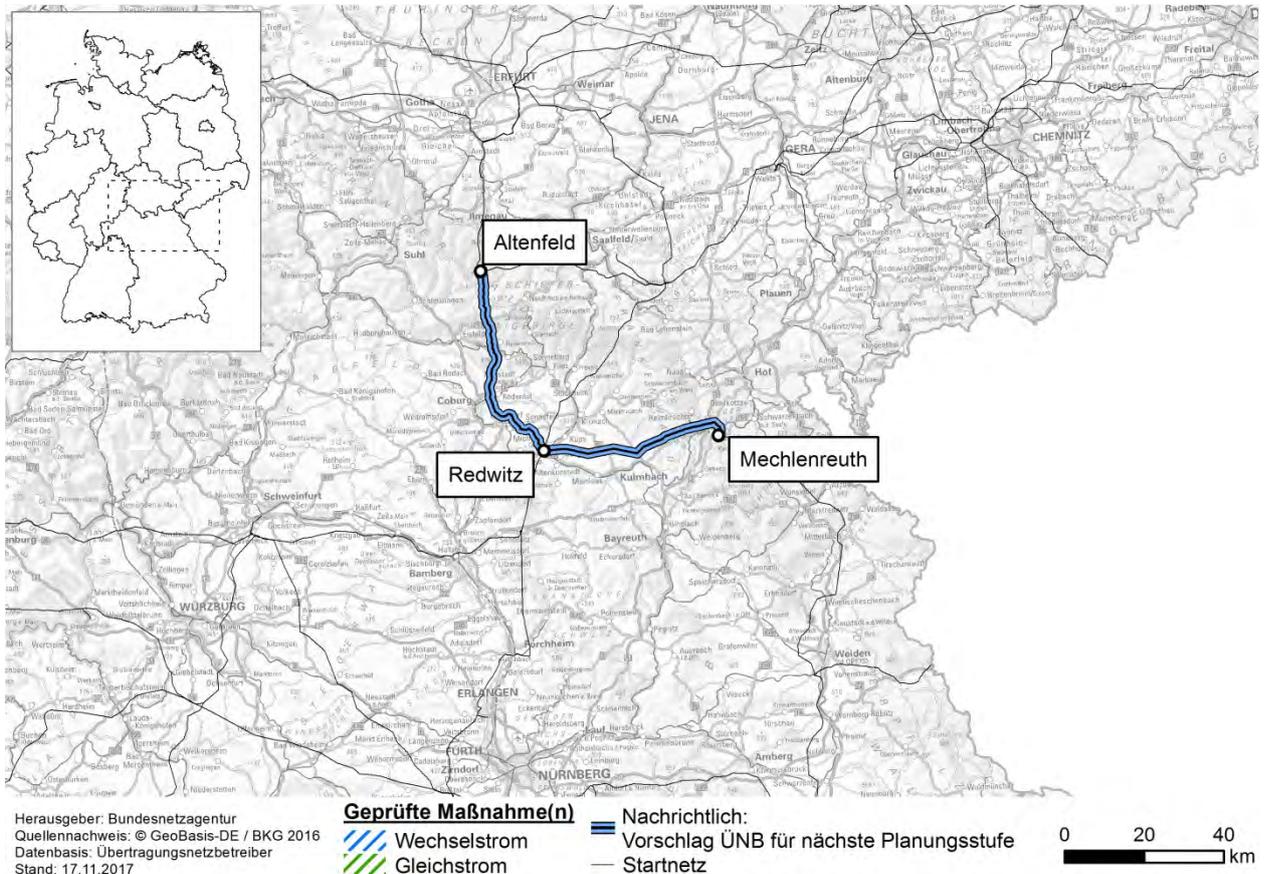
Die Maßnahme P44mod Variante 3 erweist sich in allen geprüften Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P44mod Variante 3</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

### Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme P44mod Variante 3 werden im Umweltbericht mit „A##“ bewertet. Erhebliche Umweltauswirkungen können schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 592) dargestellt.

## Alternative P44mod Variante 4: Altenfeld – Redwitz – Mechlenreuth



**Maßnahme P44mod Variante 4 wird als eine mögliche Alternative im Projekt P44 bestätigt.**

### Beschreibung

Die Alternative P44mod Variante 4 ist eine im Rahmen der Konsultation vorgeschlagene Variante des Projekts P44. Die Bundesnetzagentur hat diesen Vorschlag aufgegriffen und entsprechend der bisherigen Alternativen untersucht. Der Vorschlag sieht den Verlauf der Leitungen von Altenfeld über Schalkau vorbei an Redwitz nach Mechlenreuth vor. Dabei werden die beiden 380-kV-Systeme nicht in der Schaltanlage in Redwitz eingeschleift. In welcher Form diese Netzverstärkung realisiert werden kann, bliebe zu klären. Im Zuge der Maßnahme sind die 380-kV-Schaltanlagen in Altenfeld und Mechlenreuth zu verstärken.

### Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in den Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als wirksam. In allen vier Szenarien sorgt P44mod Variante 4 für eine deutliche Entlastung der Stromkreise zwischen Redwitz und Remptendorf sowie Altenfeld und Remptendorf. Ohne Maßnahme P44mod Variante 4 kommt es beispielsweise in Stunde 7484 des Szenarios B 2030 zu einer Überlastung von ca. 120% auf einem Stromkreis zwischen Altenfeld und Redwitz bei Ausfall des parallelen Systems. Mit P44mod Variante 4 beträgt die Auslastung in vorgenannter Ausfallsituation nur etwa 87%. Derartige Situationen mit der beschriebenen Wirkung von P44mod Variante 4 können für mehrere Fälle in allen vier Szenarien bestätigt werden.

### Erforderlichkeit

In den zur Beurteilung der verschiedenen Varianten der Projekte P43 und P44 untersuchten Stunden lag die maximale Auslastung der Maßnahme P44mod Variante 3 jeweils zwischen 40 und 50%. Sie erfüllt daher auch das Erforderlichkeitskriterium.

### Ergebnis

Die Maßnahme P44mod Variante 4 erweist sich in allen geprüften Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P44mod Variante 4</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

### Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme P44mod Variante 4 werden im Umweltbericht mit „A##“ bewertet. Erhebliche Umweltauswirkungen können schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 600) dargestellt.

## Projekte P43 und P44: Sonstige Aspekte

Die Entscheidung über die Bestätigung einzelner Projekte bzw. Alternativen im Netzentwicklungsplan vollzieht sich alleine anhand einer netztechnischen Beurteilung, welche Maßnahmen für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Begleitend dazu können unter bestimmten Vorbehalten Aussagen zu anderen Aspekten der jeweiligen Maßnahmen getroffen werden. In erster Linie sind hier die Erkenntnisse aus dem Umweltbericht zur Vorbereitung eines Bundesbedarfsplans zu nennen.

Im Sinne der bezüglich der Projekte P43 und P44 dringend nötigen gesetzgeberischen Entscheidung, welche Kombination der bestätigten Varianten realisiert werden soll, hält die Bundesnetzagentur für geboten, diese Erkenntnisse nachrichtlich in der Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2017-2030 darzustellen. Dies geschieht in Form der nachfolgenden Tabellen, denen sich Angaben zur umweltfachlichen Bewertung sowie zu geschätzten Kosten und Längen der Maßnahmen entnehmen lassen.

Die regionalen Betroffenheiten variieren je nach möglicher Variantenkombination. Auf Länderebene sind Bayern, Hessen und Thüringen betroffen. Bei der Variante P43mod wird Bayern um eine Maßnahme entlastet.

Beim Projekt P44 ist darauf hinzuweisen, dass es auf thüringischer Seite von Altenfeld über Schalkau bis zur Landesgrenze nach Bayern bereits planfestgestellte und teilweise realisierte Systeme gibt, die genutzt werden könnten. Auf bayerischer Seite stehen dort allerdings kürzlich errichtete Masten, die für eine Weiterführung dieser zusätzlichen Systeme zu klein dimensioniert sind.

## Nachrichtlich: Beurteilung in der Strategischen Umweltprüfung

### Projekt P43 und Alternative P43mod

Maßnahmenbezeichnung	Gesamt	Mensch	T/Pfl/bV	Boden	Wasser	Land-schaft	Kultur
<b>P43</b>							
M74a: Mecklar – Dipperz	B #	A #	A ##	A #	A #	A #	
M74b: Dipperz – Bergrheinfeld	B ##	A #	A ##	A #	A #	A #	
<b>P43mod</b>							
M74mod: Mecklar – Dipperz – Urberach	C #	A ##	A ##	A #	A #	A #	A #

Hinweis: Eine Bewertung für das Schutzgut „Kultur“ erfolgt auf Betrachtungsebene des Umweltberichts nur, wenn im jeweiligen Untersuchungsraum UNESCO-Weltkulturerbestätten liegen.

Auf Betrachtungsebene des Umweltberichts ist keine dieser Varianten als vorteilhaft gegenüber den anderen zu bewerten. Die umweltfachlichen Bewertungen können sich zudem in den genaueren Untersuchungen der nachfolgenden Planungsverfahren (Bundesfachplanung/Raumordnungsverfahren, Planfeststellung) ggf. anders darstellen. P43mod M74mod ist als Ausbau in bestehender Trasse, P43 M74b als Neubau in neuer Trasse geplant.

Bei einer Realisierung des Projekts P43 in seiner ursprünglichen Form (Maßnahmen M74a und M74b) wird aufgrund der hohen Überlastungen der Bestandssysteme zwischen Großkrotzenburg und Urberach dort zusätzlich das Projekt P161 benötigt.

## Projekt P44 und Alternativen

Maßnahmenbezeichnung	Gesamt	Mensch	T/Pfl/bV	Boden	Wasser	Land-schaft	Kultur*
<b>P44</b>							
M28a: Schalkau – Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77)	A #	A #	A	A #	A	A #	
M28b: Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) – Grafenrheinfeld	A ##	A #	A ##	A #	A #	A #	
<b>P44mod</b>							
M28b mod: Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) – Würgau – Ludersheim	B ##	B #	A ##	A #	A #	A #	
P44mod Variante 2: Altenfeld – Remptendorf – Würgau – Ludersheim	B ##	B #	A ##	A #	A #	A #	
P44mod Variante 2+: Remptendorf – Würgau – Ludersheim	B ##	B #	A ##	A #	A #	A #	
P44mod Variante 3: Altenfeld – Remptendorf – Mechlenreuth	A ##	A #	A ##	A	A #	A #	
P44 mod Variante 4: Altenfeld – Redwitz – Mechlenreuth	A ##	A #	A #	A #	A #	A #	

Hinweis: Eine Bewertung für das Schutzgut „Kultur“ erfolgt auf Betrachtungsebene des Umweltberichts nur, wenn im jeweiligen Untersuchungsraum UNESCO-Weltkulturerbestätten liegen.

Die umweltfachliche Prüfung hat ergeben, dass bei den Alternativen P44mod Variante 2 und Variante 2+ wegen der Kombination aus einer wesentlich längeren Strecke und der Bewertung mit B in größerem Umfang mit voraussichtlich erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Auf Betrachtungsebene des Umweltberichts erscheinen damit die Vorzugsvariante P44 von Schalkau nach Grafenrheinfeld, die Variante 3 von Altenfeld über Remptendorf nach Mechlenreuth als auch die Variante 4 von Altenfeld über Redwitz nach Mechlenreuth vorteilhaft. Die umweltfachlichen Bewertungen können sich aber in den genaueren Untersuchungen der nachfolgenden Planungsverfahren (Bundesfachplanung/Raumordnung, Planfeststellung) ggf. anders darstellen. Alle P44mod -Varianten sind als Ausbau in bestehenden Trassen, die Ursprungsvariante P 44 ist als Neubau in neuer Trasse geplant.

## Nachrichtlich: Kosten- und Längenprognosen

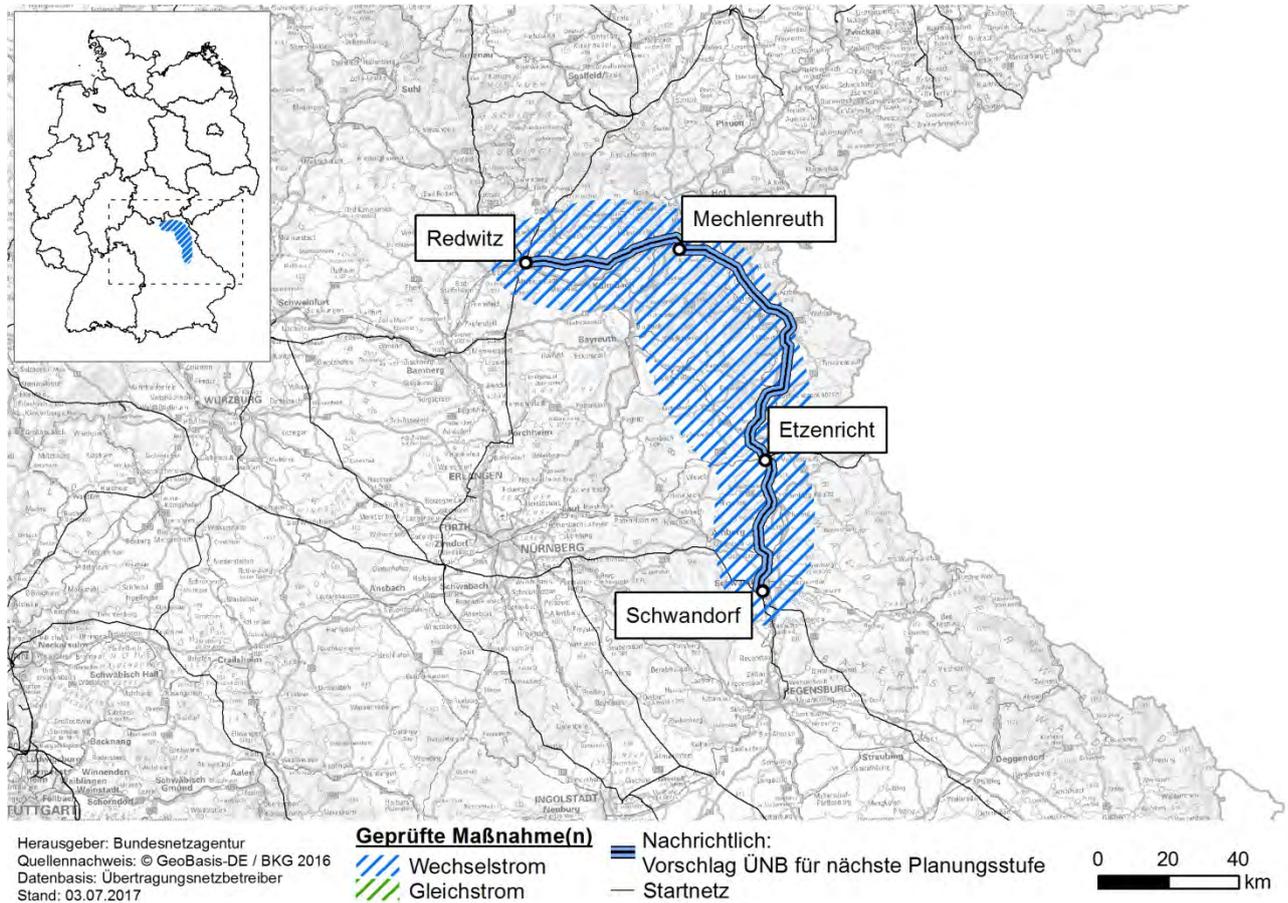
Projekt	Schätzkosten	Länge	davon Zubeseilung	davon Neubau in bestehender Trasse	davon Neubau in neuer Trasse
<b>P43 und P161</b>	270 Mio. €	155 km	24 km	41 km	80 km
<b>P43 mod</b>	290 Mio. €	164 km	0 km	164 km	0 km
<b>P44</b>	150 Mio. €	108 km	23 km	4 km	81 km
<b>P44 mod</b>	240 Mio. €	149 km	23 km	126 km	0 km
<b>P44 mod Variante 2</b>	360 Mio. €	197 km	0 km	197 km	0 km
<b>P44 mod Variante 2+</b>	270 Mio. €	147 km	0 km	147 km	0 km
<b>P44 mod Variante 3</b>	280 Mio. €	155 km	0 km	155 km	0 km
<b>P44 mod Variante 4</b>	190 Mio. €	107 km	0 km	107 km	0 km

Die angegebenen Kosten stellen Schätzungen anhand der von den Übertragungsnetzbetreibern im gesamten Netzentwicklungsplan für Wechselstromvorhaben verwendeten pauschalen Standardkosten dar. Die bei einer eventuellen Realisierung der Maßnahme tatsächlich entstehenden Kosten, die von Entscheidungen in den auf den NEP folgenden Planungsverfahren (Bundesfachplanung/Raumordnungsverfahren, Planfeststellung) abhängen, können davon abweichen.

Die Kilometerzahlen ergeben sich aus Angaben der Übertragungsnetzbetreiber. Je nach tatsächlicher Realisierung einer Maßnahme können der reale Leitungsverlauf und die Länge abweichen.

# Projekt P46: Redwitz – Schwandorf

## („Ostbayernring“)



Das Projekt P46 mit der Maßnahme M56 ist als Vorhaben Nr.18 Teil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt wurde erstmals im NEP 2012 geprüft, seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit erstmals im NEP 2012 für das Jahr 2017 bestätigt. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2023 an.

Das Projekt P46 dient sowohl der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns, um die südlichen Regionen des Bundeslandes mit Leistung aus Nord- und Ostdeutschland zu versorgen, wie auch unmittelbar der Versorgung Ostbayerns. Beide Regionen sind erheblich von Stilllegungen konventioneller Kraftwerke betroffen und werden in Zukunft erhebliche Strommengen aus anderen Regionen beziehen, unter anderem aus Windenergieanlagen in Nord- und Nordostdeutschland. Das Projekt erhöht zudem den Nutzungsgrad der Thüringer Strombrücke (EnLAG-Vorhaben Nr. 4).

## Streckenmaßnahme M56: Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf

**Maßnahme M56 wird bestätigt.**

### Beschreibung

Die bestehenden 380- und 220-kV-Systeme zwischen Redwitz und Schwandorf werden durch neue 380-kV-Systeme ersetzt, welche in der bestehenden Trasse errichtet werden sollen. Darüber hinaus müssen die bestehenden 380-kV-Schaltanlagen in Redwitz, Mechlenreuth, Etzenricht und Schwandorf verstärkt werden.

### Wirksamkeit

Die Maßnahme M56 erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie stellt (n-1)-Sicherheit auf den Stromkreisen von Redwitz über Mechlenreuth und Etzenricht bis Schwandorf her. Beispielhaft werden hier zwei Stunden aus Szenario B 2030 angeführt, welche die unterschiedlichen Wirkungen des nördlichen und südlichen Abschnittes der Maßnahme verdeutlichen.

Ohne die Maßnahme M56 kommt es beispielsweise in Stunde 8751 des Szenarios B 2030 auf dem 380-kV-Bestandssystem zwischen Redwitz und Mechlenreuth zu einer Überlastung von 127%, wenn die HGÜ-Verbindung DC5 von Wolmirstedt nach Isar ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M56 reduziert sich die Auslastung dann auf 74%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf. In der geschilderten Ausfallsituation überlastet ohne die Maßnahme M56 außerdem das 380-kV-Bestandssystem zwischen Mechlenreuth und Etzenricht mit 133%. Mit der Maßnahme M56 beträgt die Auslastung 71%. Die beschriebene Stunde ist gekennzeichnet durch eine hohe Einspeisung aus Windenergieanlagen in Ostdeutschland.

In Stunde 1104 des Szenarios B 2030 überlastet ohne die Maßnahme M56 das 220-kV-Bestandssystem zwischen Etzenricht und Schwandorf mit 139% bei Ausfall des parallelen 380-kV-Systems. Durch Hinzunahme der Maßnahme M56 beträgt die Auslastung in genannter Ausfallsituation 62%.

### Erforderlichkeit

Die Maßnahme ist in allen geprüften Szenarien erforderlich. Die maximale Auslastung ist in Szenario A 2030 am geringsten, liegt aber immer noch bei 42%.

### Ergebnis

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

P46 M56	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

## Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M56 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Viele Konsultationsteilnehmer zweifeln den Bedarf an und verweisen auf die Gaskraftwerke in Wunsiedel und Arzberg, welche die Versorgung der Region sicherstellen könnten.

*Die derzeitigen marktwirtschaftlichen Rahmenbedingungen, unter denen die Energiewende umgesetzt wird, räumen der Erzeugung und dem Transport von Strom aus erneuerbaren Energien Vorrang ein, weil die Erneuerbaren zu den geringsten Stückkosten produzieren. Das Netz muss auf den dadurch ausgelösten Transportbedarf ausgelegt werden. Es ist unter keinem Gesichtspunkt sinnvoll, den zur Bedarfsdeckung nötigen Transport bereits erzeugten EE-Stroms einzuschränken und diesen Strom durch zusätzliche Produktion in Gaskraftwerken, die CO<sub>2</sub> ausstoßen, zu ersetzen.*

Andere Konsultationsteilnehmer sprechen sich für eine Erdverkabelung der Maßnahme aus.

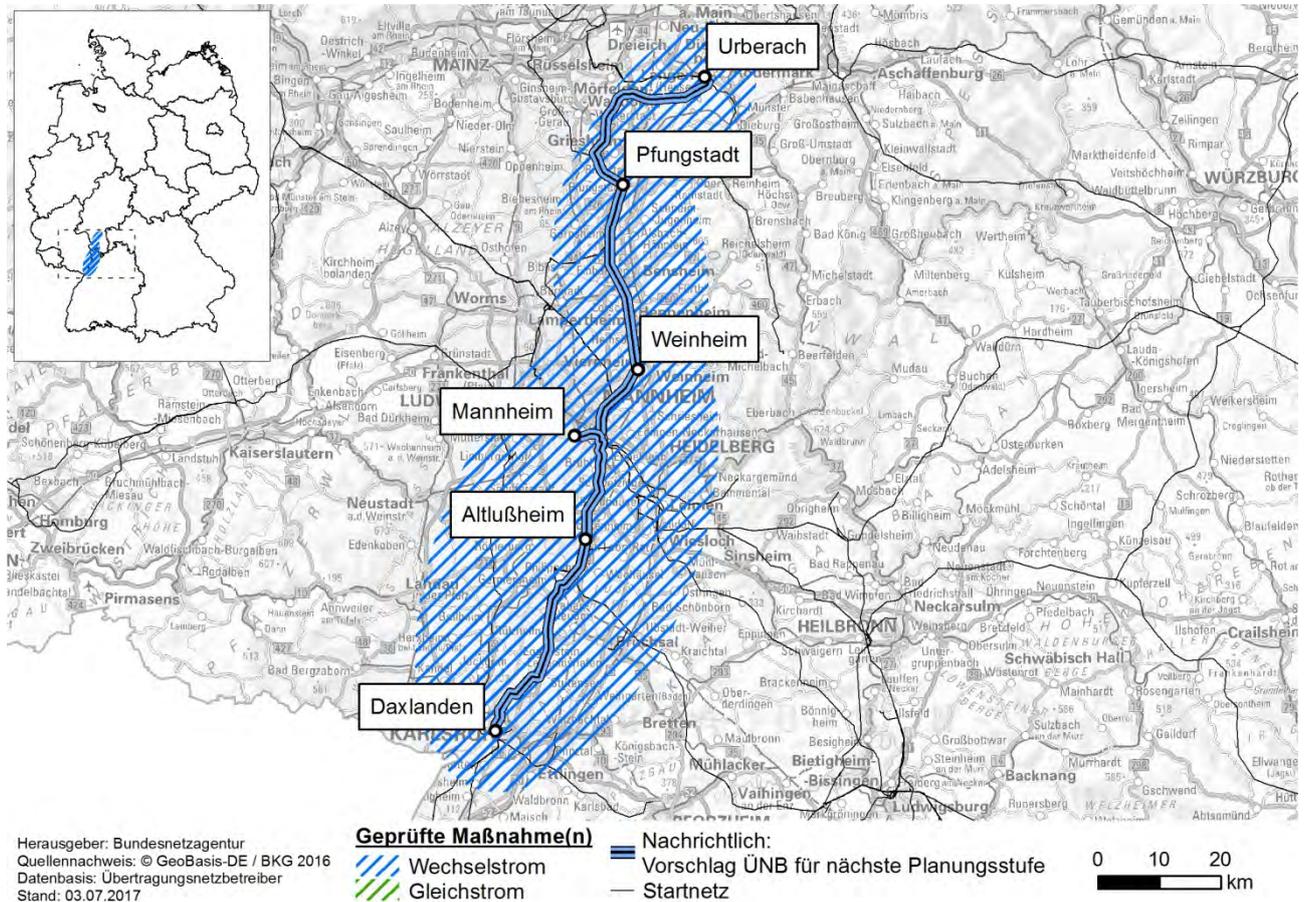
*Eine teilweise Erdverkabelung könnte eingesetzt werden, wenn das Vorhaben im Bundesbedarfsplan eine entsprechende Kennzeichnung als Pilotvorhaben erhielte. Es ist nicht die Aufgabe des Netzentwicklungsplans festzulegen, ob die darin enthaltenen Maßnahmen als Freileitung oder Erdkabel zu realisieren sind. Er stellt lediglich fest, an welchen Stellen im Übertragungsnetz zusätzlicher Transportbedarf besteht. Die Entscheidung über Erdkabelpilotvorhaben trifft der Gesetzgeber durch eine entsprechende Kennzeichnung im Bundesbedarfsplan. Allerdings rät die Bundesnetzagentur grundsätzlich, zusätzliche Erdkabel-Piloten wenn überhaupt, dann nicht bei Leitungen, die einer Verstärkung des vermaschten Netzes an dessen neuralgischen Punkten dienen und für die Gesamtstabilität bedeutsam sind, vorzusehen. Eher verantwortbar sind weitere Erdkabel-Pilotvorhaben dort, wo ein Ausfall der betroffenen Leitung sich weniger auf das gesamte Netz auswirkt, etwa weil diese eher den Charakter einer Anschluss- oder Sammelleitung für die Einspeisung von Erzeugung hat (wie etwa das gesetzlich geregelte BBPlG-Pilotvorhaben Nr. 37). Auch die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung kann der Gesetzgeber bei seiner Entscheidung berücksichtigen.*

Weitere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

## Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M56 werden im Umweltbericht mit „B#“ bewertet. Es besteht ein nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem sind im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 96) dargestellt.

# Projekt P47: Region Frankfurt – Karlsruhe



Das Projekt P47 mit den Maßnahmen M31, M32, M33, M34 und M60 ist als Vorhaben Nr. 19 Teil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt wurde erstmals im NEP 2012 geprüft, dabei wurde die energiewirtschaftliche Notwendigkeit aller Maßnahmen für das Jahr 2022 bestätigt. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts bis zum Jahr 2022 an.

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

## **Streckenmaßnahme M31: Weinheim – Daxlanden**

## **Streckenmaßnahme M32: Weinheim – G380**

## **Streckenmaßnahme M33: G380 – Altlußheim**

## **Streckenmaßnahme M34: Altlußheim – Daxlanden**

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

### **Beschreibung**

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

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

### **Wirksamkeit**

Die Maßnahmen erweisen sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgen auf den Stromkreisen von Bürstadt über Lambsheim und Weingarten nach Daxlanden für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahmen M31, M32, M33 und M34 ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Weingarten und Daxlanden in der Stunde 269 des Szenarios B 2030 mit 133% belastet, wenn ein Stromkreis zwischen Philippsburg und Daxlanden ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahmen M31, M32, M33 und M34 reduziert sich die Auslastung dann auf 90%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 44%.

### **Ergebnis**

Die Maßnahmen erweisen sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P47 M31, M32, M33, M34</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

### **Konsultation**

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahmen M31, M32, M33 und M34 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

### **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahmen M31, M32, M33 und M34 werden im Umweltbericht mit „C##“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahmen im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 100) dargestellt.

## **Streckenmaßnahme M60: Urberach – Pfungstadt – Weinheim**

**Die Maßnahme M60 wird bestätigt.**

### **Beschreibung**

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

### **Wirksamkeit**

Die Maßnahme erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Stromkreisen zwischen Philippsburg und Daxlanden sowie auf den Stromkreisen Bürstadt und Lamsheim für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M60 ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Philippsburg und Daxlanden in der Stunde 1322 des Szenarios B 2030 mit 116% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M60 reduziert sich die Auslastung dann auf 97%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

## Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 50%.

## Ergebnis

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P47 M60</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

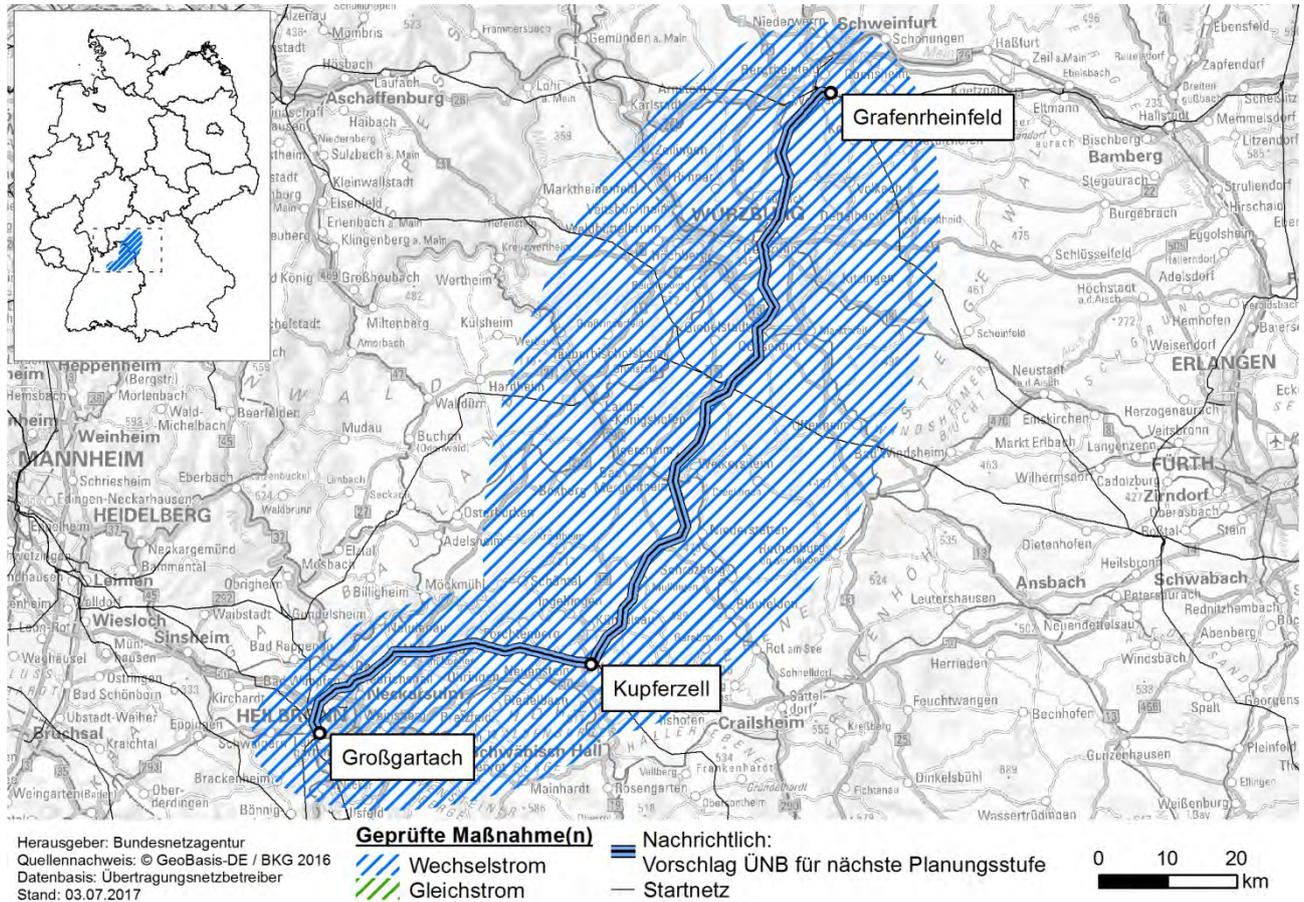
## Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M60 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

## Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M60 werden im Umweltbericht mit „B##“ bewertet. Es besteht ein nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 116) dargestellt.

# Projekt P48: Baden-Württemberg/Bayern



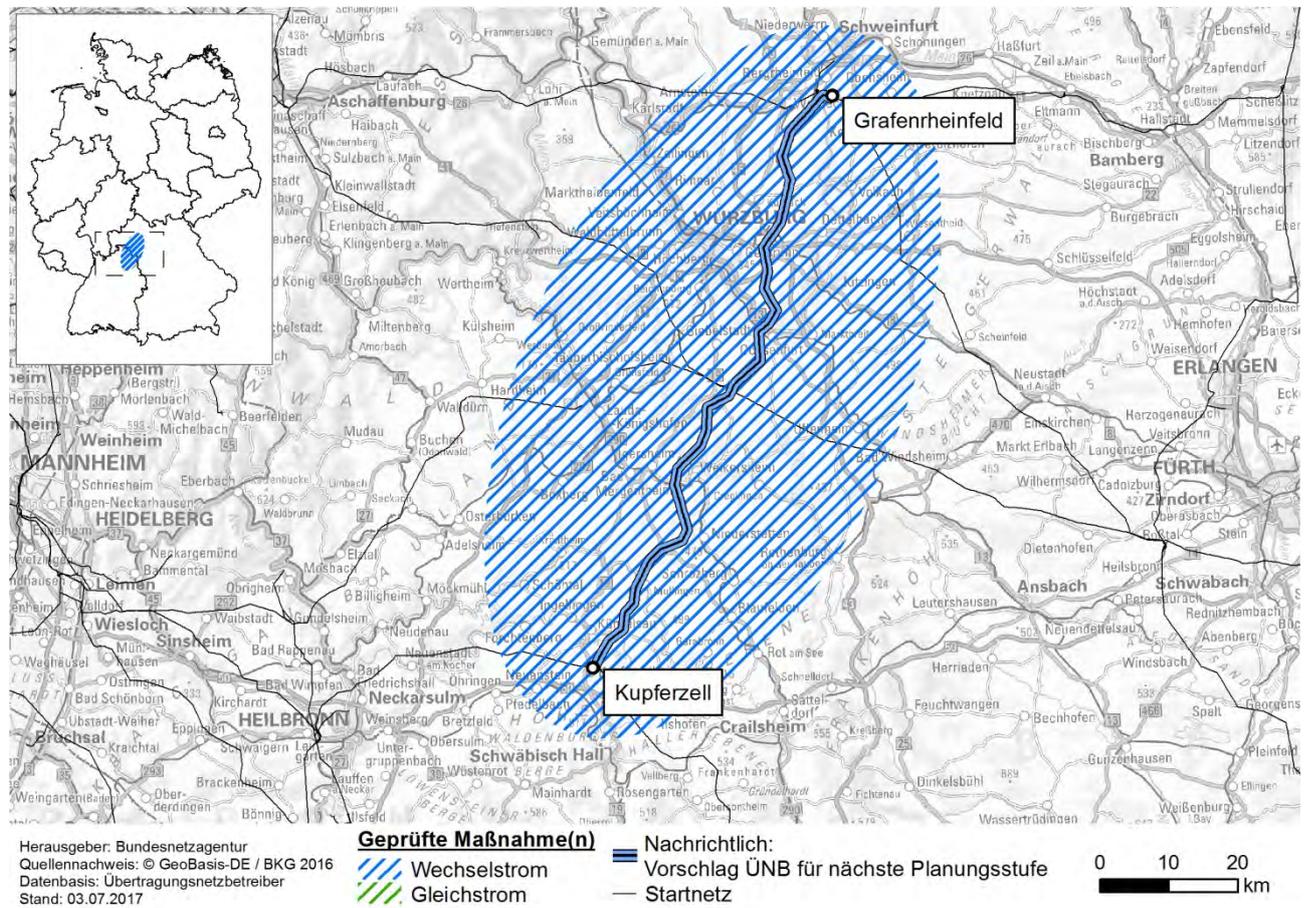
Das Projekt P48 besteht aus den Maßnahmen M38a, M38b und M39. Die Maßnahmen M38a und M39 sind als Vorhaben Nr. 20 Teil des Bundesbedarfsplans. Sie wurden erstmals bereits im NEP 2012 geprüft. Die Bundesnetzagentur hat ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit erstmals im NEP 2012 für das Jahr 2022 bestätigt. Die Maßnahme M38b ist erstmalig im Entwurf des NEP 2017-2030 enthalten.

Im NEP 2017-2030 wird das Projekt P48 im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung der Maßnahmen M38a und M39 erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente. Die neue Maßnahme M38b konnte die Bundesnetzagentur nicht als geeignete Maßnahme zur Ergänzung des BBP-Netzes identifizieren. Im NEP 2017-2030 ist sie daher nicht bestätigungsfähig.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahmen M38a und M39 im Jahr 2022 an.

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

## Streckenmaßnahme M38a: Grafenrheinfeld – Kupferzell



**Die Maßnahme M38a wird bestätigt.**

### Beschreibung

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

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme M38a im Jahr 2022 an.

### Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf der Leitung zwischen Grafenrheinfeld und Stalldorf für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M38a ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Grafenrheinfeld und Stalldorf in der Stunde 1091 des Szenarios B 2030 mit 133% belastet, wenn ein Stromkreis von Grafenrheinfeld nach Höpfingen ausfällt. Durch die Maßnahme M38a reduziert sich die Auslastung dann auf 90%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

### Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M38a auch als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 86%.

### Ergebnis

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

P48 M38a	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

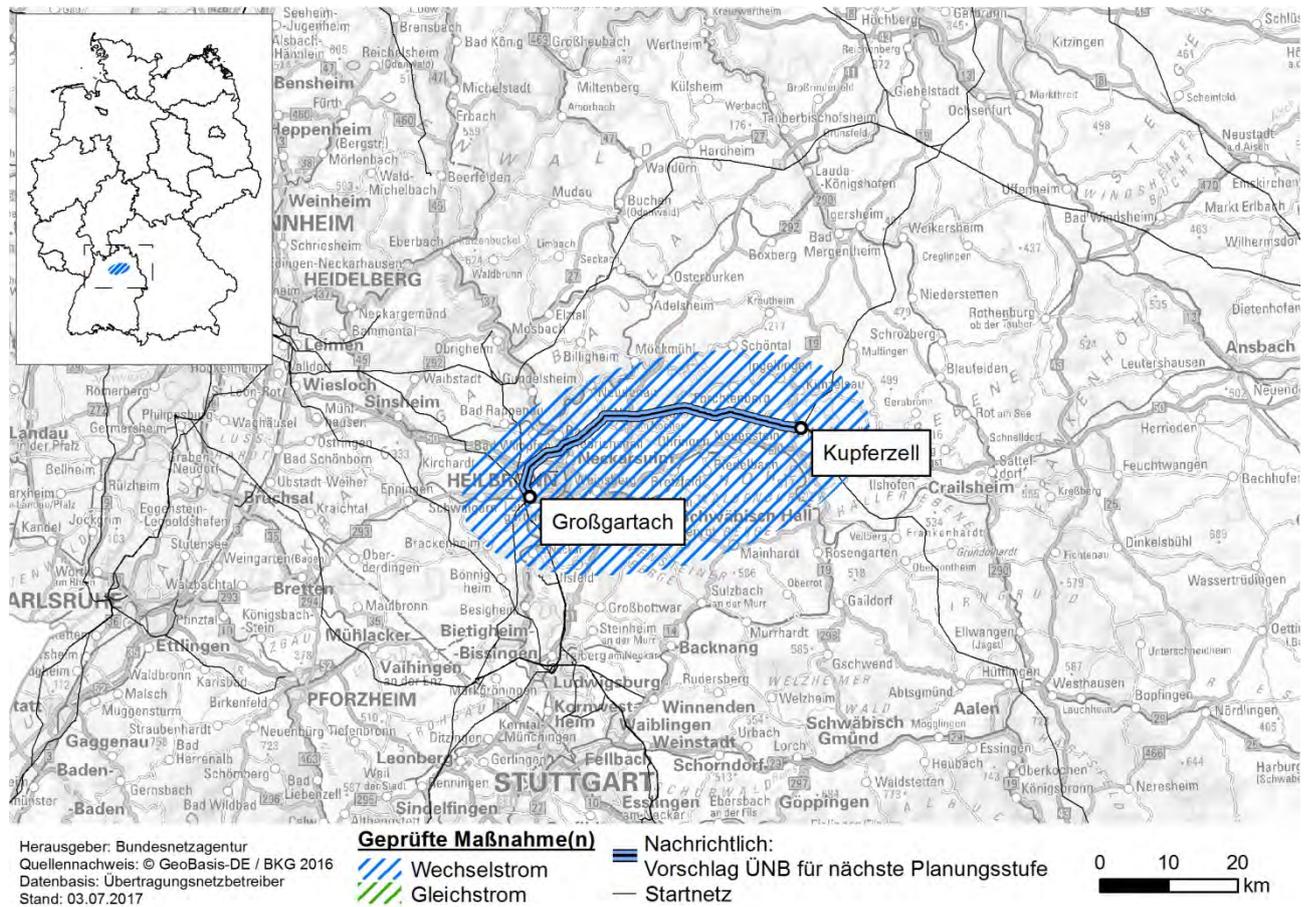
### Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und zu technischen Aspekten speziell der Maßnahme M38a erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

### Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M38a werden im Umweltbericht mit „C##“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 120) dargestellt.

## Streckenmaßnahme M39: Kupferzell – Großgartach



### Die Maßnahme M39 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M39 soll als Verlängerung der Maßnahme M38a als Neubau in bestehender Trasse von Kupferzell nach Großgartach realisiert werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme M39 im Jahr 2022 an.

#### Wirksamkeit

Die Maßnahme M39 ist Teil des Bundesbedarfsplans und wurde somit als Teil des BBP-Netzes geprüft. Sie erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Dabei entlastet sie die Bestandsleitung zwischen Kupferzell und Großgartach deutlich. Ohne die Maßnahme M39 ist diese beispielsweise in der Stunde 2219 des Szenarios B 2030 bereits im Grundlastfall, also ohne Ausfall eines Netzelements, mit 125% überlastet. Bei Ausfall der Gleichstromverbindung DC3 verstärkt sich diese Überlastung auf 149%. Durch die Maßnahme M39 reduziert sich die Überlastung des bestehenden Stromkreises im Grundlastfall auf 83%. Tritt ein Ausfall der Gleichstromverbindung DC3 auf, liegt die Auslastung mit 99% knapp unterhalb des kritischen Grenzwertes. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf. Gleichzeitig zeigen die Lastflussanalysen, dass weiterer Handlungsbedarf in der Gegend bestehen dürfte.

**Erforderlichkeit**

Die Maßnahme M39 ist in allen Szenarien im Normalbetrieb deutlich über 20% ausgelastet.

**Ergebnis**

Die Maßnahme M39 erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P48 M39</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

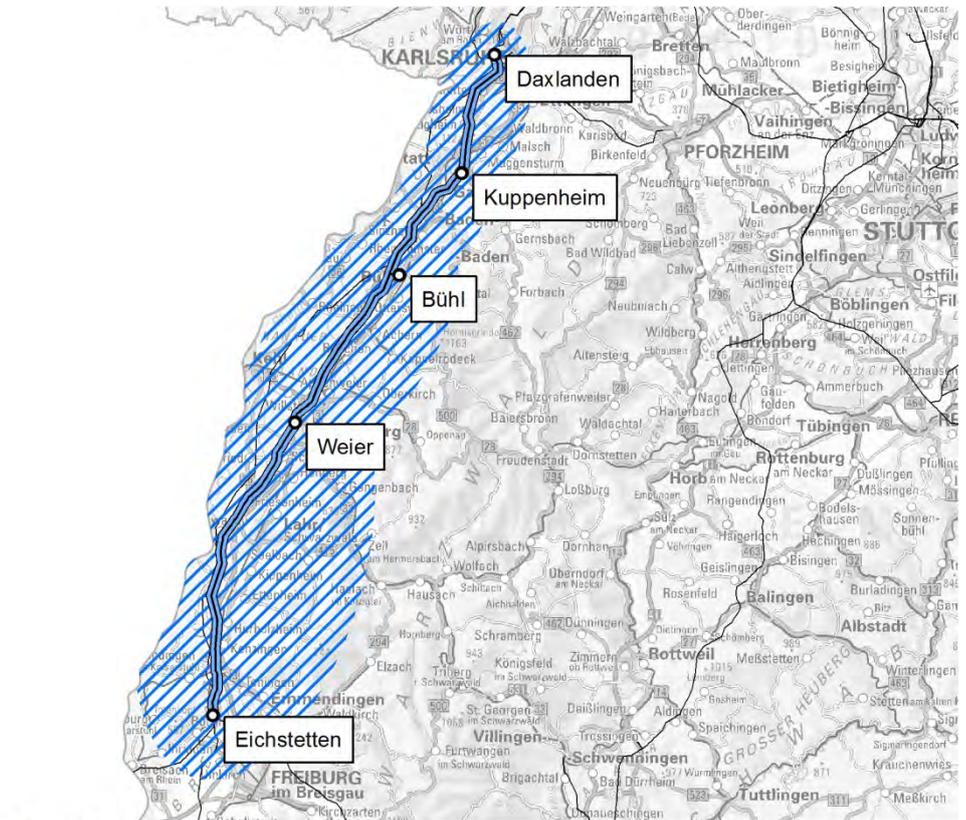
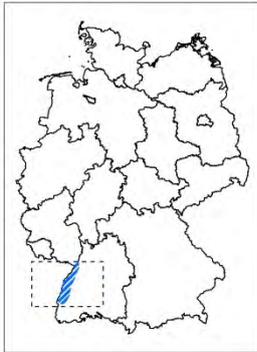
**Konsultation**

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M39 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

**Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M39 werden im Umweltbericht mit „C##“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 124) dargestellt.

# Projekt P49: Netzverstärkung Badische Rheinschiene



Herausgeber: Bundesnetzagentur  
 Quellennachweis: © GeoBasis-DE / BKG 2016  
 Datenbasis: Übertragungsnetzbetreiber  
 Stand: 03.07.2017

**Geprüfte Maßnahme(n)**  
 Wechselstrom  
 Gleichstrom

**Nachrichtlich:**  
 Vorschlag ÜNB für nächste Planungsstufe  
 Startnetz

0 10 20 km

Das Projekt P49 mit der Maßnahme M41a ist als Vorhaben Nr. 21 Teil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt wurde erstmals im NEP 2012 geprüft. Die Bundesnetzagentur hat seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit erstmals im NEP 2012 für das Jahr 2022 bestätigt. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2021 an.

In sämtlichen untersuchten Szenarien kommt es in den Simulationen zu einem deutlichen Überschuss an Energie in den nord- und ostdeutschen Bundesländern. Dies liegt sowohl am Ausbau erneuerbarer Energien als auch daran, dass bestehende Braunkohle-Kraftwerke aufgrund geringer Kosten für Brennstoff und CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate häufig am Markt teilnehmen. Im Gegensatz dazu sind andere Bundesländer, wie z. B. Baden-Württemberg und Bayern aufgrund der nach wie vor hohen Lasten, sowie der durch den Atomausstieg bedingten Erzeugungsdefizite geprägt. Hinzu kommt teilweise eine durch Im- und Export von Strom in das benachbarte Ausland geprägte zusätzliche Belastung.

Eine der wesentlichen Maßnahmen zum sinnvollen Umgang mit dieser Situation ist das Projekt P49, da es im Zusammenspiel mit weiteren Maßnahmen in der Region die benötigte Übertragungskapazität für die Hauptflussrichtung von Nordosten/Osten nach Südwesten/Westen auch über die Rheinschiene sicherstellt.

## **Streckenmaßnahme M41a: Daxlanden – Kuppenheim – Bühl – Weier – Eichstetten**

**Die Maßnahme M41a wird bestätigt.**

### **Beschreibung**

Das Projekt P49 mit der Maßnahme M41a soll der Erhöhung der Übertragungskapazität in der Region der Badischen Rheinschiene dienen. Bisher existieren eine direkte 380-kV Verbindung zwischen Daxlanden bei Karlsruhe und Eichstetten nördlich von Freiburg, sowie eine 220-kV Verbindung, welche bisher entlang der Strecke die Stationen Kuppenheim, Bühl und Weier versorgt.

Durch die Maßnahme M41 soll die Übertragungskapazität der bestehenden 220-kV-Leitungen durch eine Umstellung der Spannungsebene auf 380 kV erhöht werden. Dazu ist ein Neubau der Masten notwendig. Ein Teilabschnitt der Maßnahme M41a ist als Pilotstrecke für eine HTLS-Beseilung vorgesehen.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme M41a im Jahr 2021 an.

### **Wirksamkeit**

Die Maßnahme M41a erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf der 220-kV-Strecke zwischen Daxlanden und Eichstetten für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M41a ist beispielsweise die Leitung von Daxlanden über Bühl nach Weier in der Stunde 1178 des Szenarios B 2030 mit 144% überlastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Durch die Maßnahme MM41a reduziert sich die Auslastung der damit auf 380 kV umgerüsteten Leitung in diesem Fall auf 83%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M41a auch als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist sie im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall auf dem Teilstück von Weier nach Eichstetten aber immer noch bei ca. 49%.

### **Ergebnis**

Die Maßnahme M41a erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P49 M41a</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

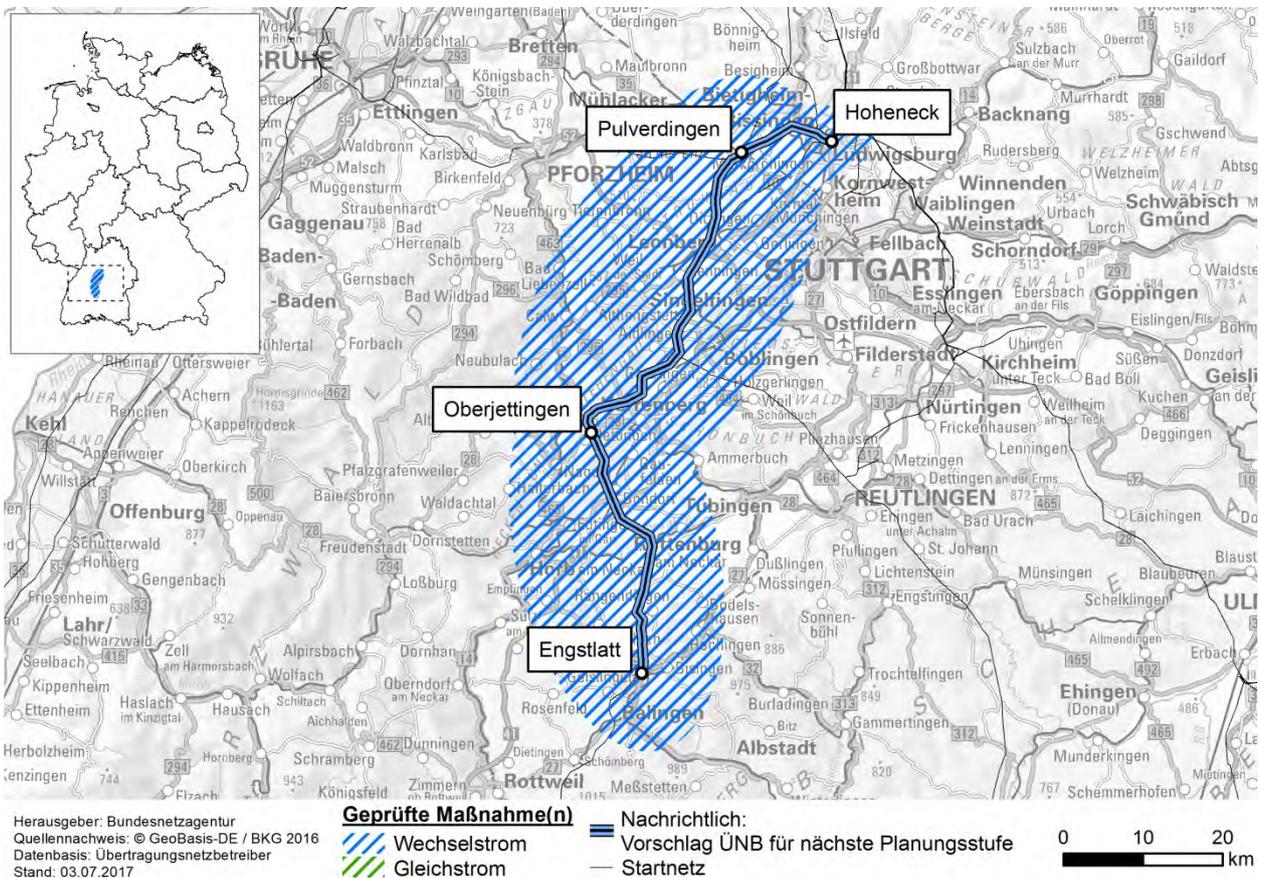
### **Konsultation**

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M41a erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

### **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M41a werden im Umweltbericht mit „C##“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 128) dargestellt.

# Projekt P50: Schwäbische Alb



Das Projekt P50 wurde mit der Maßnahme M41 erstmals im NEP 2013 geprüft, damals allerdings nicht bestätigt. Die Maßnahme M366 wird im NEP 2017-2030 erstmals geprüft. Die Bundesnetzagentur hat das Projekt in ihrer Schwachstellenanalyse des BBP-Netzes zunächst als möglicherweise geeignet identifiziert und daher sequenziell – unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente – geprüft.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2020 an.

## Streckenmaßnahme M41: Oberjettingen – Engstlatt

**Die Maßnahme M41 wird bestätigt.**

### Beschreibung

Mit der Maßnahme M41 soll ein zusätzlicher 380-kV-Stromkreis von Engstlatt nach Oberjettingen errichtet werden. Dieser zusätzliche Stromkreis entlastet einen bereits bestehenden Stromkreis von Engstlatt nach Oberjettingen sowie den unteren Teil eines bestehenden 380-kV-Dreibeins, das die Stationen Pulverdingen, Oberjettingen und Engstlatt miteinander verbindet. Mit der Maßnahme wird die Übertragungskapazität von Oberjettingen nach Engstlatt erhöht.

## Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt im Bereich Pulverdingen – Oberjettingen – Engstlatt für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M41 ist beispielsweise der Abschnitt von Oberjettingen nach Engstlatt des Dreibeins Pulverdingen – Oberjettingen – Engstlatt in der Stunde 147 des Szenarios B 2030 mit 144% belastet, wenn ein Stromkreis von Oberjettingen nach Engstlatt ausfällt. Mit der Maßnahme M41 reduziert sich die Auslastung dann auf 82%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

## Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 56%.

## Ergebnis

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

P50 M41	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

## Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M41 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

## Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M41 werden im Umweltbericht mit „A##“ bewertet. Erhebliche Umweltauswirkungen können schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 248) dargestellt.

## Streckenmaßnahme M366: Pulverdingen – Oberjettingen

**Maßnahme M366 wird bestätigt.**

### Beschreibung

Mit der Maßnahme M366 soll ein zusätzlicher 380-kV-Stromkreis von Pulverdingen nach Oberjettingen errichtet werden. Dieser zusätzliche Stromkreis entlastet einen bestehenden Stromkreis von Pulverdingen nach Oberjettingen, sowie den oberen Teil eines bestehenden 380-kV-Dreibeins, das die Stationen Pulverdingen, Oberjettingen und Engstlatt miteinander verbindet. Mit der Maßnahme wird die Übertragungskapazität von Pulverdingen nach Oberjettingen erhöht.

### Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt im Bereich Pulverdingen – Oberjettingen – Engstlatt für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M366 ist beispielsweise der Abschnitt von Pulverdingen nach Oberjettingen des Dreibeins Pulverdingen – Oberjettingen – Engstlatt in der Stunde 1084 des Szenarios B 2030 mit 128% belastet, wenn ein Stromkreis von Pulverdingen nach Oberjettingen ausfällt. Mit der Maßnahme M366 reduziert sich die Auslastung dann auf 80%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

### Erforderlichkeit

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

### Ergebnis

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

P50 M366	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

### Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M366 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

## **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M366 werden im Umweltbericht mit „A#“ bewertet. Erhebliche Umweltauswirkungen sind schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 252) dargestellt.

## **Streckenmaßnahme M556: Hoheneck – Pulverdingen**

**Maßnahme M556 wird nicht bestätigt.**

### **Beschreibung**

Im Zuge der Maßnahme M556 soll auf einer Länge von ca. 13 km auf bestehenden Masten zwischen den Stationen Hoheneck und Pulverdingen ein zusätzlicher 380-kV-Stromkreis aufgelegt werden, so dass dann zwei 380-kV-Stromkreise die Stationen verbinden. Die Maßnahme soll als Lückenschluss zwischen den Maßnahmen P309 M484 (Bürstadt – Rheinau – Hoheneck) und den übrigen Maßnahmen des Projekts P50 dienen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Maßnahme im überarbeiteten Entwurf des Netzentwicklungsplans als Ad-Hoc-Maßnahme vorgeschlagen und nachträglich mit der Bezeichnung M556 versehen.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2022 an.

In der Prüfung für das Zieljahr 2030 hat die Bundesnetzagentur die Maßnahme M556 nicht als geeignete Zubaumaßnahme identifiziert. Ihre Wirksamkeit und Erforderlichkeit für das Zieljahr 2030 wurden daher nicht geprüft. Die Maßnahme M556 wurde jedoch als mögliche Ad-Hoc-Maßnahme geprüft (zur Vorgehensweise vgl. Abschnitt II E 7).

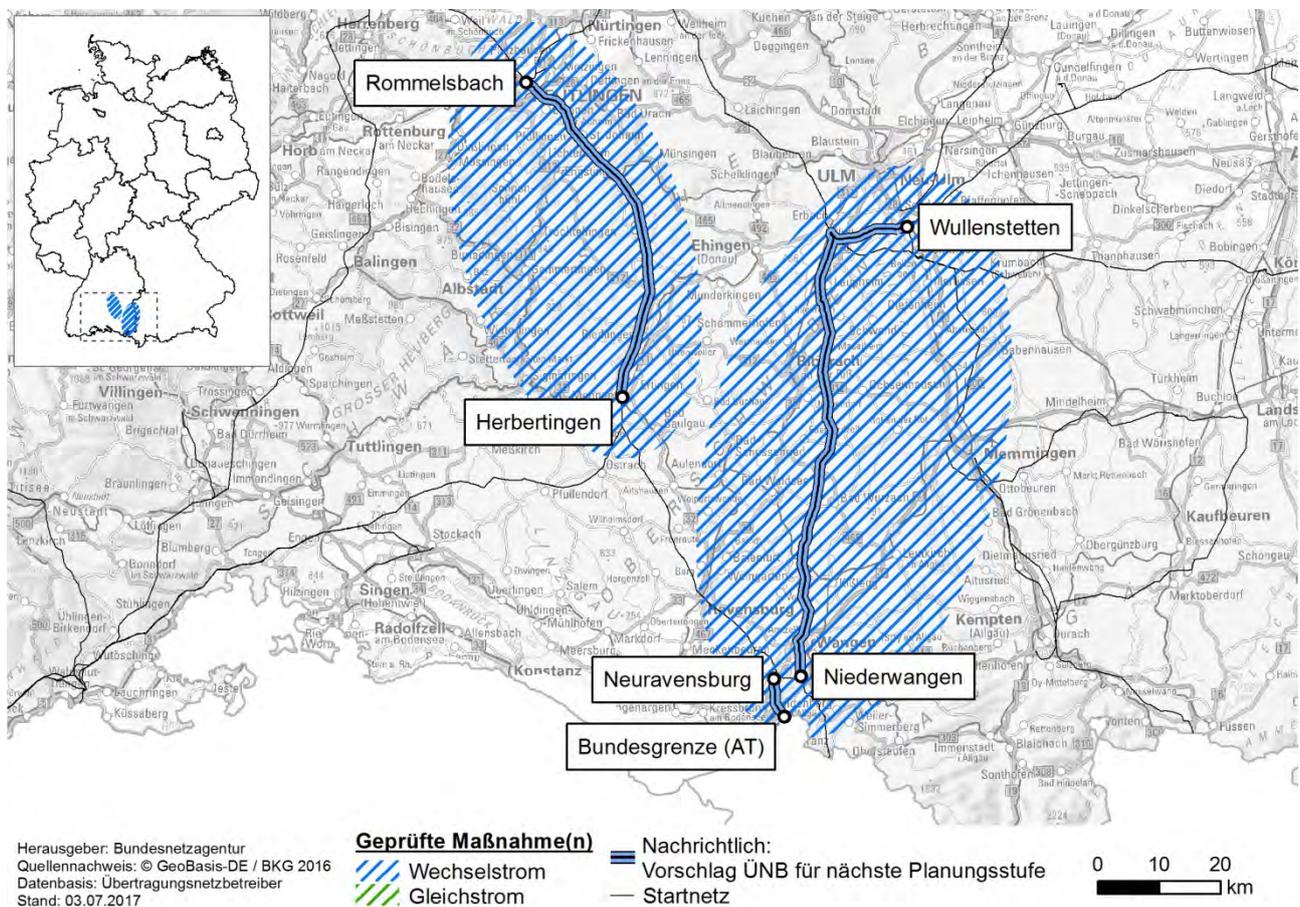
### **Volkswirtschaftlicher Nutzen**

Durch die Maßnahme M556 können Engpasskosten reduziert werden. In der sequenziellen Wirtschaftlichkeitsanalyse werden jedoch nur diejenigen Maßnahmen identifiziert, die den größten volkswirtschaftlichen Nutzen haben. Insgesamt hat die Prüfung ergeben, dass bei Realisierung der Maßnahme M556 ein Gesamtnutzen entstünde, der unterhalb ihrer Kosten liegt.

### **Ergebnis**

Der volkswirtschaftliche Nutzen der Maßnahme M556 liegt unter den aufzuwendenden Investitionskosten. Die Maßnahme ist folglich nicht wirtschaftlich.

# Projekt P52: Südliches Baden-Württemberg

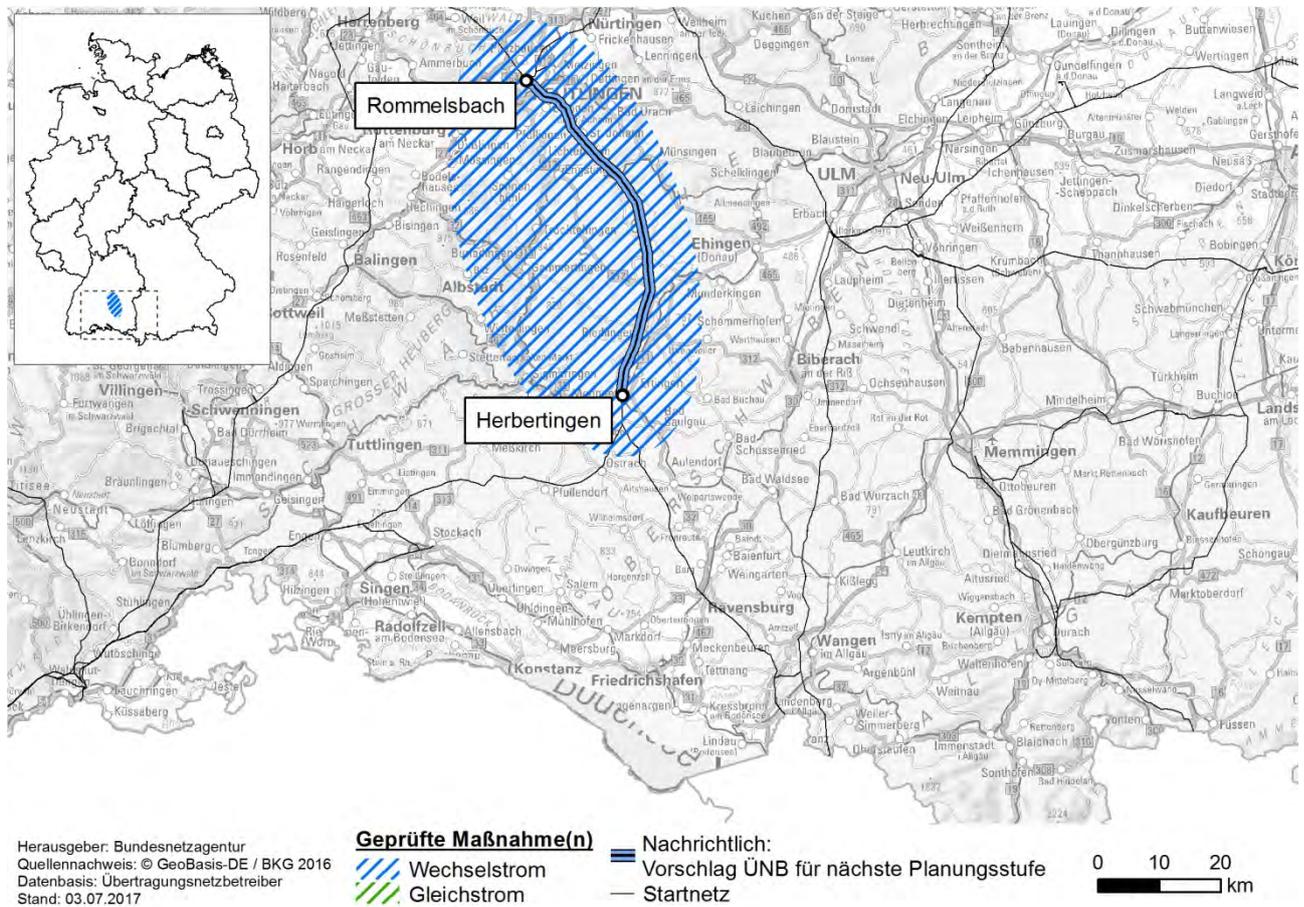


Die Maßnahmen M93, M94b und M95 des Projekts P52 sind als Vorhaben Nr. 24, 25 und 40 Teil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt P52 wurde erstmals im NEP 2012 geprüft. Die Bundesnetzagentur hat die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Maßnahmen M93 und M95 erstmals im NEP 2012 für das Jahr 2022 bestätigt. Die Maßnahme M94b hat sie erstmals im NEP 2023 für das Jahr 2023 bestätigt. Im NEP 2017-2030 werden allen Maßnahmen im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben die Inbetriebnahme des Projekts größtenteils für das Jahr 2020 an. Lediglich die Leitung von Neuravensburg bis zur deutsch-österreichischen Grenze soll im Jahr 2023 erfolgen.

Die Maßnahme M93 soll 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.

## Streckenmaßnahme M93: Punkt Rommelsbach – Herbertingen



**Die Maßnahme M93 wird bestätigt.**

### Beschreibung

Zwischen Rommelsbach und der Schaltanlage Herbertingen sehen die Übertragungsnetzbetreiber einen Leitungsneubau in bestehender Trasse vor. Hierdurch wird die Übertragungskapazität deutlich erhöht.

Für die Maßnahme M93 hat das Regierungspräsidium Tübingen von der Durchführung eines Raumordnungsverfahrens abgesehen. Die Übertragungsnetzbetreiber rechnen damit, nach erfolgter Planfeststellung im Jahr 2017 mit dem Bau beginnen zu können. Das angestrebte Inbetriebnahmedatum erscheint vor diesem Hintergrund realistisch.

### Wirksamkeit

Die Maßnahme M93 erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Stromkreisen zwischen Herbertingen und Rommelsbach für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M93 ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Herbertingen und Rommelsbach in der Stunde 147 des Szenarios B 2030 mit 219% belastet, wenn der Stromkreis zwischen Dellmensingen und Obermoweiler ausfällt. Mit der Maßnahme M93 reduziert sich die Auslastung dann bei Ausfall auf 62%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

### Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M93 zudem als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist sie im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 60%.

### Ergebnis

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

P52 M93	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

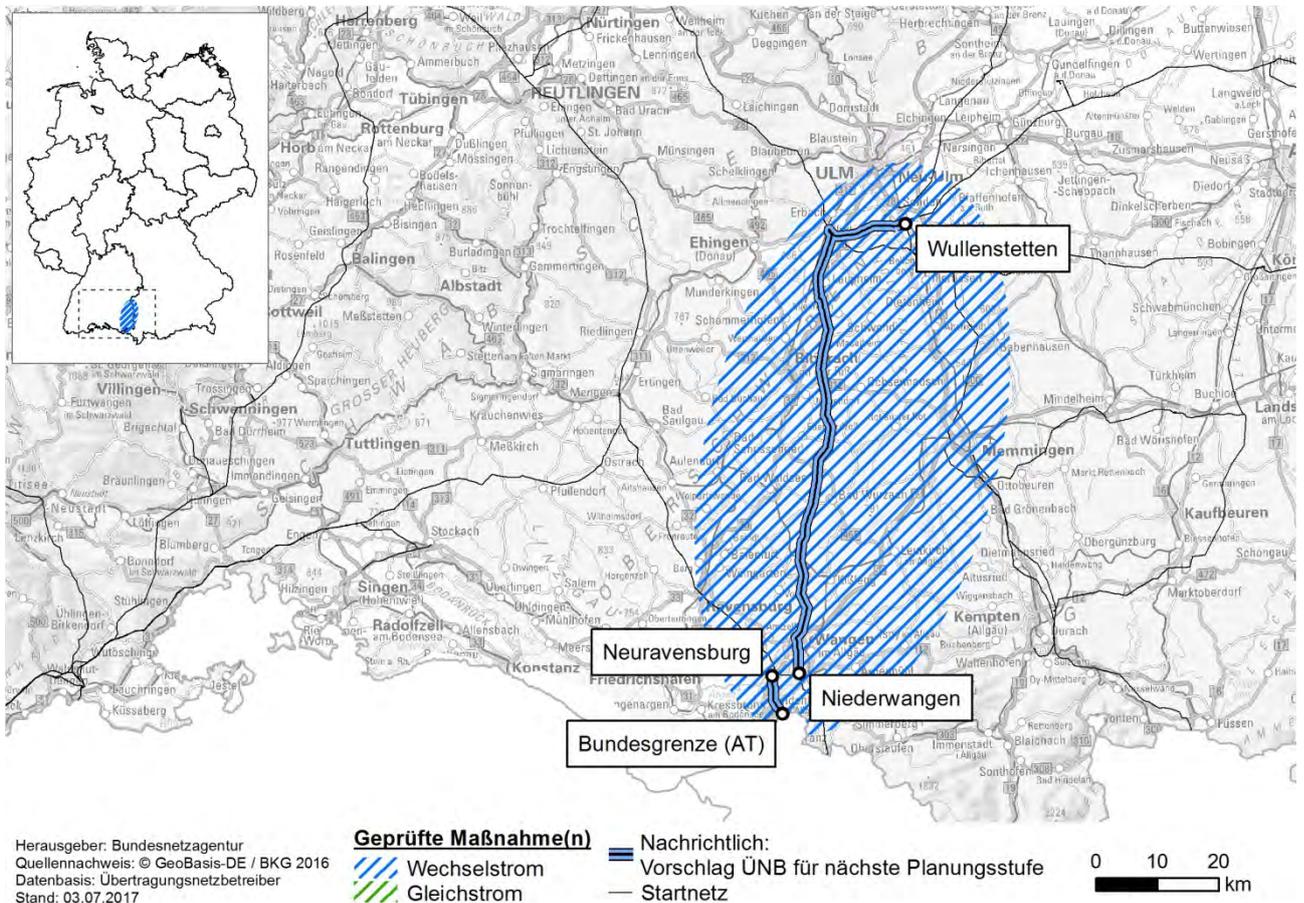
### Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M93 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

### Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M93 werden im Umweltbericht mit „C#“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem sind im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 132) dargestellt.

## Streckenmaßnahmen M94b/M95: Punkt Neuravensburg – Bundesgrenze (AT) und Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen



**Die Maßnahmen M94b/M95 werden bestätigt.**

### Beschreibung

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 soll die Trasse der bestehenden 220-kV-Leitung Vöhringen – Dellmensingen genutzt werden. Die von Dellmensingen über Niederwangen und Neuravensburg nach Dornbirn-Werben führende 220-kV-Leitung liegt bis Niederwangen auf bereits für 380-kV ausgelegten Masten und kann deswegen ohne Mastneubau umbeseilt werden. Ab Niederwangen wird im Anschluss an die Maßnahme M94b ein kleines Stück der 220-kV-Leitung von Herbertingen nach Dornbirn-Werben als 380-kV-Leitung in bestehender Trasse neu errichtet.

Die Maßnahmen M94b und M95 können sinnvoll nur als Einheit betrachtet und gemeinsam geprüft werden.

## Wirksamkeit

Die Maßnahmen M94b/M95 erweisen sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgen auf den Leitungen zwischen Vöhringen und Dellmensingen sowie zwischen Oberjettingen, Pulverdingen und Engstlatt für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahmen M94b/95 ist beispielsweise die Leitung von Vöhringen nach Dellmensingen in der Stunde 874 des Szenarios C 2030 mit 108% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Mit den Maßnahmen M94b/95 reduziert sich die Auslastung dann auf 79%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

## Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M94b/M95 auch als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet sind sie im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 67%.

## Ergebnis

Die Maßnahmen M94b/M95 erweisen sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

P52 M94b/M95	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

## Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahmen M94b und M95 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit diesen Maßnahmen angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

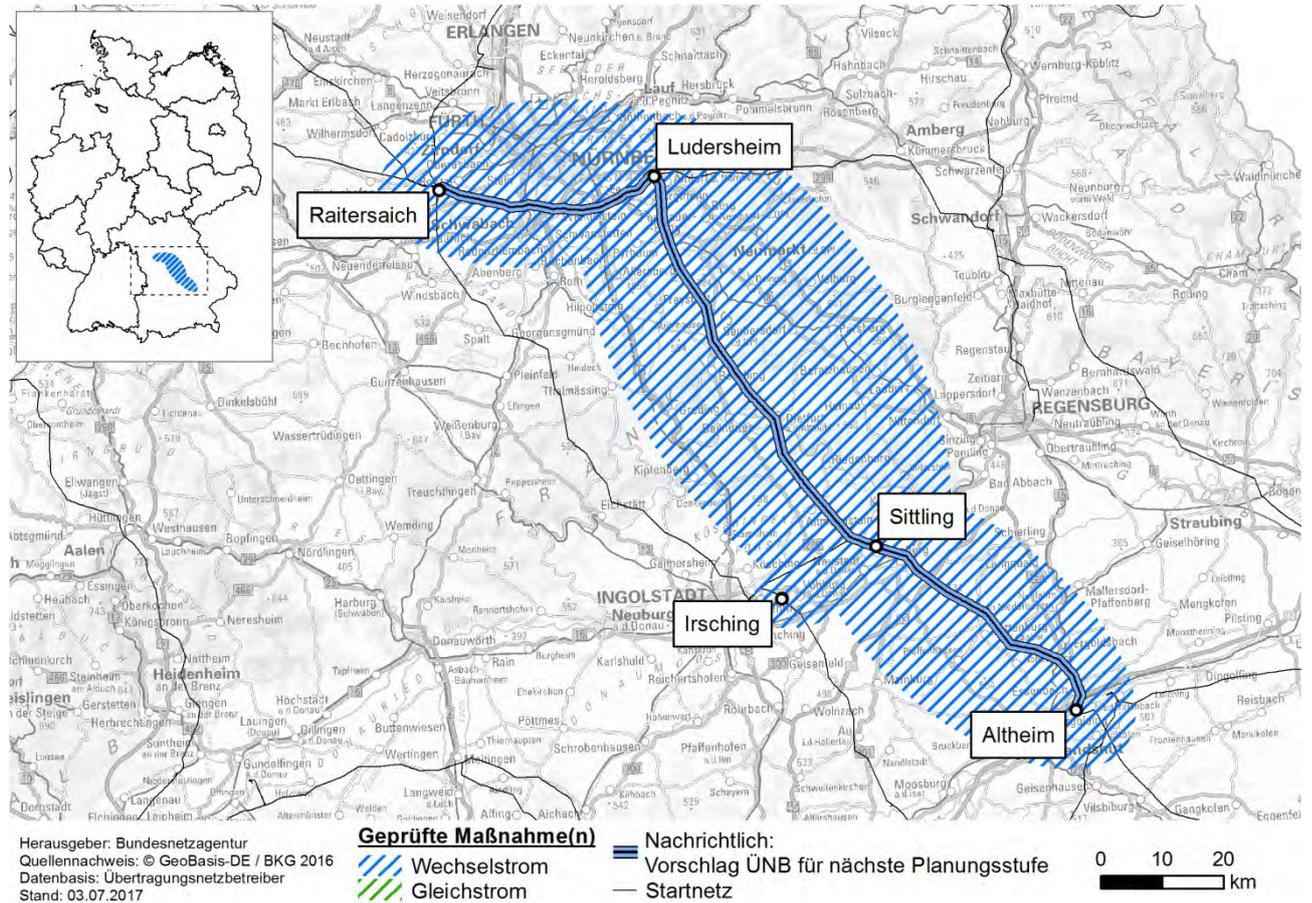
## Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M94b werden im Umweltbericht mit „A#“ bewertet. Erhebliche Umweltauswirkungen sind schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich.

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M95 werden im Umweltbericht mit „B##“ bewertet. Es besteht ein nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden.

Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung der Maßnahmen im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 192 für die Maßnahme M94b bzw. ab Seite 136 für die Maßnahme M95) dargestellt.

# Projekt P53: Raitersaich – Ludersheim – Sittling – Altheim



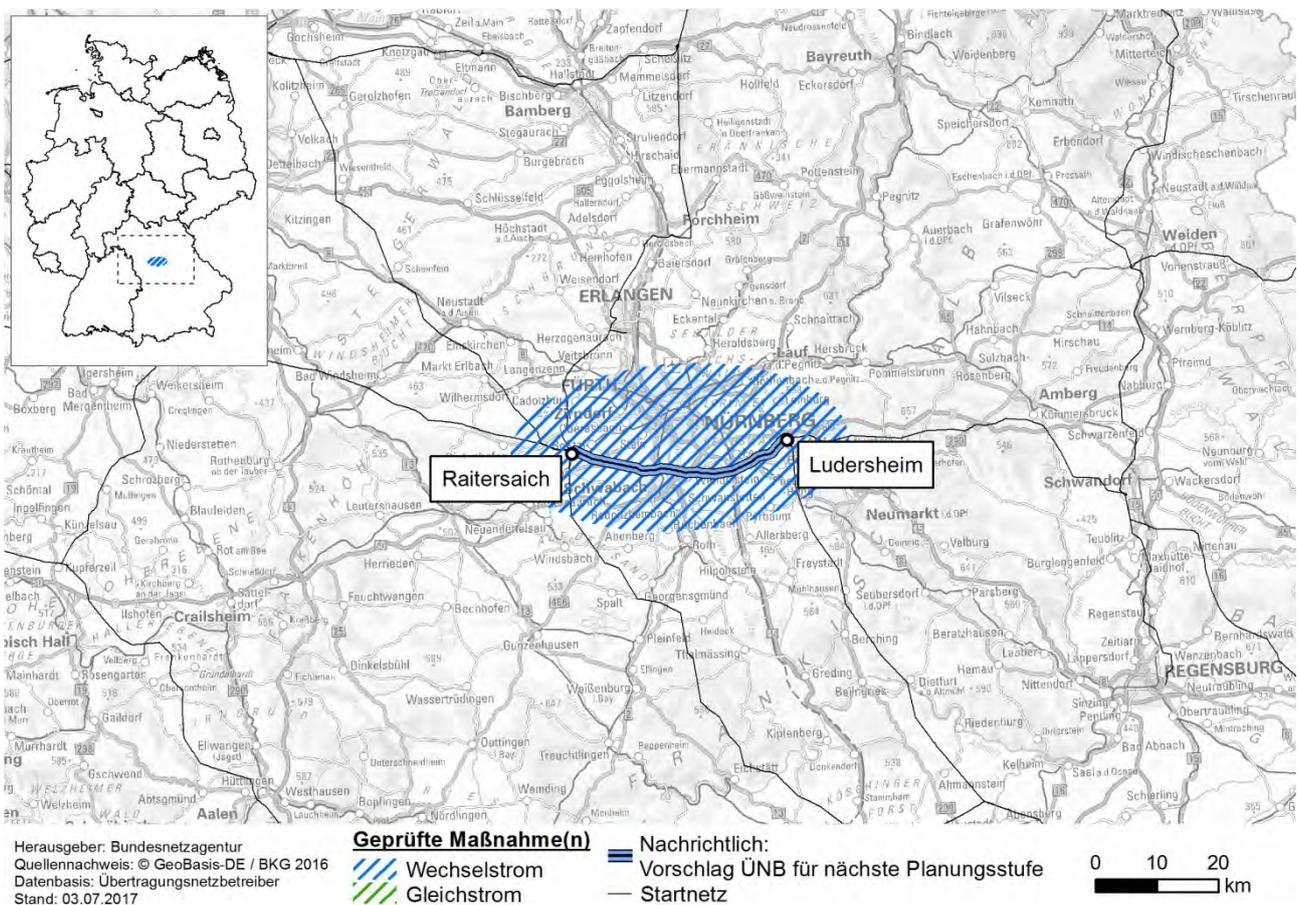
Das Projekt P53 besteht aktuell aus drei Maßnahmen. Die Maßnahmen M54 und M350 sind als Vorhaben Nr. 41 bereits Teil des Bundesbedarfsplans. Sie wurden bereits ab dem NEP 2012 geprüft. Die Bundesnetzagentur hat ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit erstmals im NEP 2014 für das Jahr 2024 bestätigt. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt P53 im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Maßnahmen M54 und M350 werden als Teil des BBP-Netzes unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Betriebsmittel geprüft.

Die Maßnahme M431 führen die Übertragungsnetzbetreiber im Entwurf des NEP 2017-2030 erstmalig auf. Diese neue Maßnahme konnte die Bundesnetzagentur nicht als geeignete Maßnahme zur Ergänzung des BBP-Netzes identifizieren. Im NEP 2017-2030 wird sie daher nicht bestätigt.

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

Das Projekt P53 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Raitersaich und Altheim und verbessert so die Anbindung Südostbayerns für die aus Norden kommende Leistung aus Regionen mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien. In Verbindung mit dem Projekt P67 (Altheim – Bundesgrenze) verbessert es auch den Leistungsaustausch mit Österreich. Dies dient zum einen dem Export in Zeiten hoher EE-Einspeisung, nützt aber ebenso in Situationen mit geringer innerdeutscher Erzeugung, in denen Deutschland Strom bspw. aus Österreich und den dortigen Pumpspeicherwerken importiert.

## Streckenmaßnahme M54: Raitersaich – Ludersheim



### Maßnahme M54 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die bestehende 220-kV-Leitung zwischen Raitersaich und Ludersheim wird auf 380 kV verstärkt. Damit einhergehend soll eine neue 380-kV-Schaltanlage mit zwei 380/110-kV-Transformatoren in Ludersheim errichtet werden. Ferner wird die bestehende 380-kV-Schaltanlage in Raitersaich verstärkt.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2026 an.

## Wirksamkeit

Die Maßnahme M54 erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie trägt zu einer deutlichen Entlastung der Achse Raitersaich – Ludersheim – Sittling – Altheim bei. Beispielhaft verdeutlicht dies die Stunde 8371 des Szenarios B 2030. Diese Stunde ist gekennzeichnet durch eine hohe Onshore-Windeinspeisung von rund 70% der installierten Leistung und eine massive Einspeisung aus Offshore-Windenergie, während die Einspeisung aus PV-Anlagen gegen Null geht. In diesem Fall wird ohne die Maßnahme M54 eine Leitung zwischen Raitersaich und Irsching bei Ausfall des parallelen Systems mit 134% überlastet. Nimmt man Maßnahme M54 dazu, liegt die Auslastung in diesem Fall bei 99%. Derartige Situationen mit der beschriebenen Wirkung der Maßnahme M54 können für mehrere Stunden in allen vier Szenarien bestätigt werden.

## Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M54 als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 46%.

## Ergebnis

Die Maßnahme M54 erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P53 M54</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

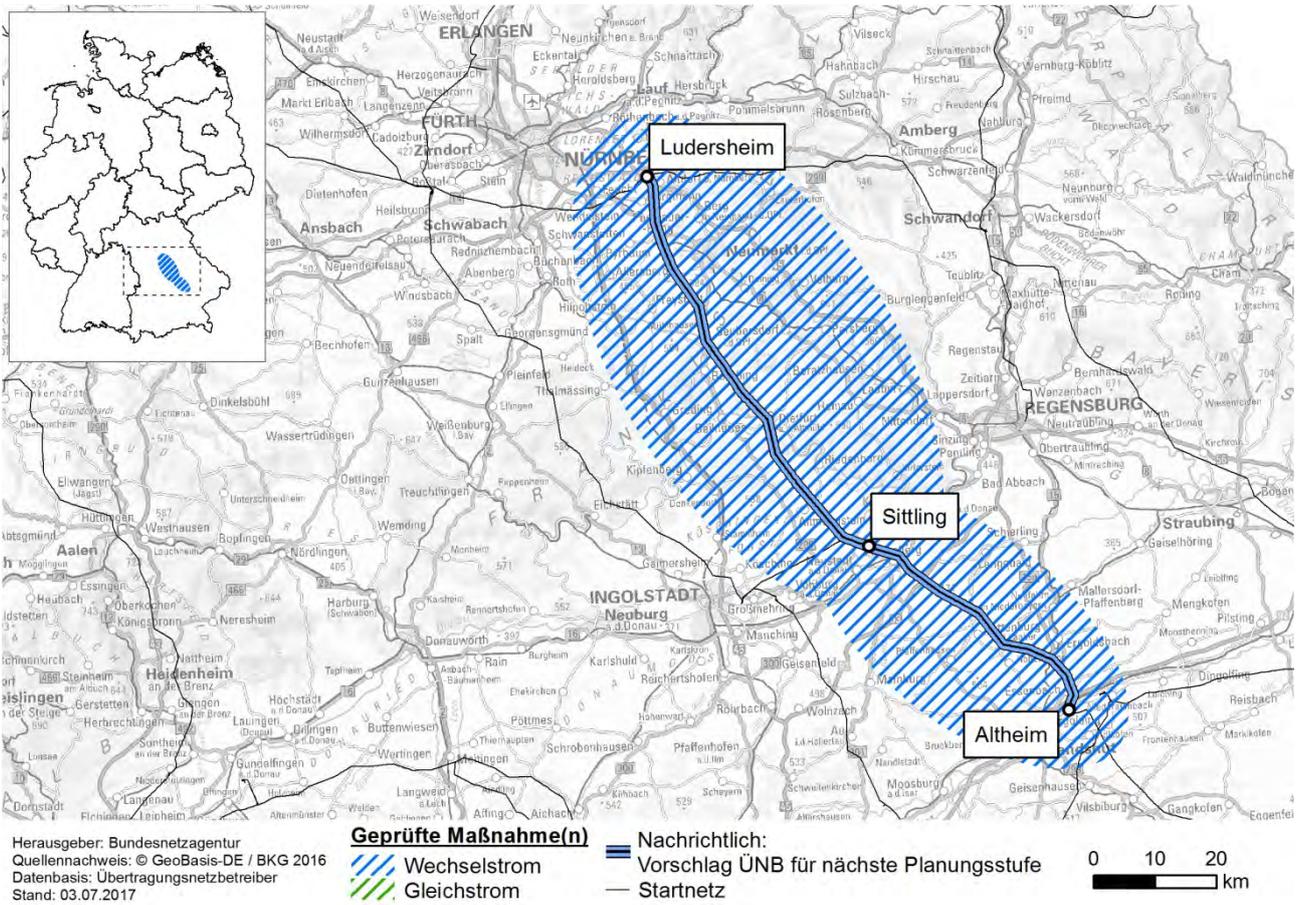
## Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M54 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

## Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M54 werden im Umweltbericht mit „C#“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem sind im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 196) dargestellt.

## Streckenmaßnahme M350: Ludersheim – Sittling – Altheim



### Maßnahme M350 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die bestehende 220-kV-Leitung von Ludersheim über Sittling nach Altheim soll durch eine neu zu errichtende 380-kV-Leitung in der bestehenden Trasse ersetzt werden. In Ludersheim und Sittling müssen im Zuge der Maßnahmen neue 380-kV-Schaltanlagen errichtet werden. In Sittling ist zusätzlich ein 380/220-kV-Transformator erforderlich. Das bestehende Umspannwerk in Altheim ist zu erweitern.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2026 an.

#### Wirksamkeit

Die Maßnahme M350 erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie bewirkt eine deutliche Entlastung auf der Achse Raitersaich, Irsching und Ottenhofen. Ein gutes Beispiel bietet die Stunde 8373 des Szenarios B 2030. Diese Stunde ist gekennzeichnet durch eine hohe Onshore-Windeinspeisung von rund 76% der installierten Leistung und durch eine massive Einspeisung aus Offshore-Windenergie, während die Einspeisung aus Photovoltaik gegen Null geht. In diesem Fall wird ohne die Maßnahme M350 eine Leitung zwischen Irsching und Ottenhofen bei Ausfall einer Leitung zwischen Irsching und Zollingen mit 126% überlastet. Nimmt man in dieser Situation die Maßnahme M350 hinzu, sinkt die Auslastung auf 93%.

Die Maßnahme M350 führt also zu einer signifikanten Entlastung eines Engpasses. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 43%.

### **Ergebnis**

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P53 M350</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

### **Konsultation**

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M350 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

### **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M350 werden im Umweltbericht mit „B##“ bewertet. Es besteht ein nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 200) dargestellt.

# Projekt P56: Zweites Dreibein Brunsbüttel

## Punktmaßnahme M503a: Zweites Dreibein Brunsbüttel

**Maßnahme M503a wird bestätigt.**

### Beschreibung

Beim Projekt P56 mit der Maßnahme M503a handelt es sich um eine horizontale Punktmaßnahme. Die Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz und TenneT betreiben am Standort Brunsbüttel zwei aneinander grenzende 380-kV-Schaltanlagen. Dabei ist die 380-kV-Schaltanlage von TenneT auch der Netzverknüpfungspunkt für die HGÜ-Verbindung DC3: Brunsbüttel – Großgartach (SuedLink). Die beiden Schaltanlagen sind mit einer Leitung, die eine geringe Stromtragfähigkeit aufweist, direkt miteinander verbunden. Dadurch sind nur geringe Leistungsflüsse zwischen den Netzen von 50Hertz und TenneT möglich. Mit der Startnetzmaßnahme TTG-013 wird die Übertragungskapazität zwischen den Netzen von 50Hertz und TenneT bereits erhöht. Dies geschieht durch eine kurze Leitung von der Schaltanlage Brunsbüttel (TenneT) auf eine der Leitungen der Doppelleitung von Brunsbüttel (50Hertz) nach Hamburg/Nord (50Hertz). Es wird damit ein sogenanntes Dreibein vor den Schaltanlagen gebildet.

Mit der Maßnahme M503a soll ein zweites Dreibein von der Schaltanlage Brunsbüttel (TenneT) auf die zweite Leitung der Doppelleitung erstellt werden, welche die bestehende direkte Verbindung der Schaltanlagen ersetzt. Auf diese Weise soll die Maßnahme 503a zur Beseitigung des Engpasses zwischen den Netzen von 50Hertz und TenneT in Schleswig-Holstein beitragen.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme zwischen 2018 und 2020 an.

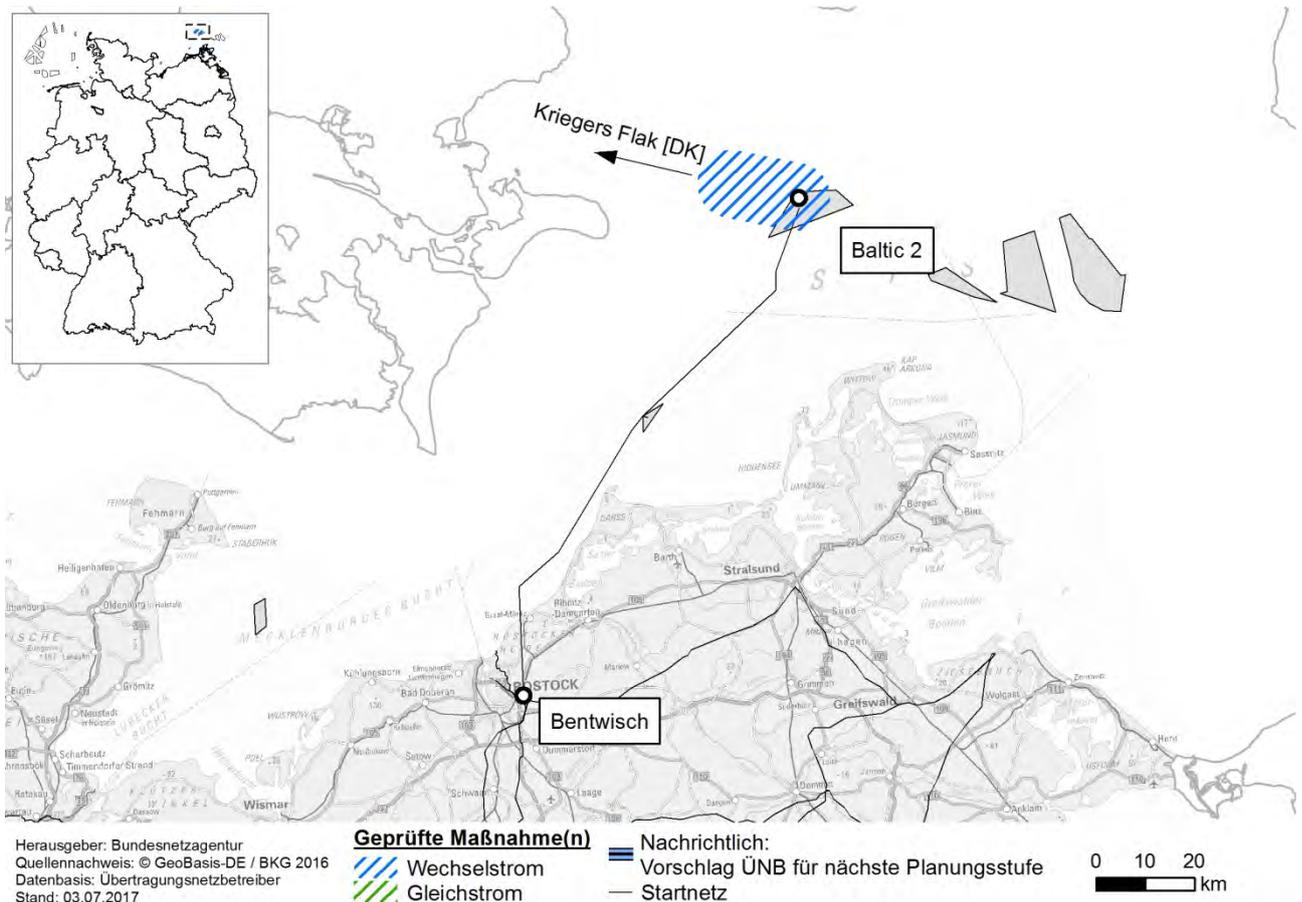
### Wirksamkeit

Die Maßnahme M503a erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme M503a ist beispielsweise die direkte Verbindung zwischen den Schaltanlagen von TenneT und 50Hertz am Standort Brunsbüttel in der Stunde 6169 des Szenarios B 2030 mit 119% belastet, wenn die Leitung der Startnetzmaßnahme TTG-013 ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M503a wird die direkte Verbindung der Stationen durch eine zweite Leitung auf die Doppelleitung von Brunsbüttel (50Hertz) nach Hamburg/Nord (50Hertz) ersetzt, deren Auslastung dann nur 73% beträgt. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

### Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M503a erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

# Projekt P64: Offshore-Anbindung Deutschland – Dänemark („Combined Grid Solution“)



Das Projekt P64 mit der Maßnahme M107 ist als Vorhaben Nr. 29 Teil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt wurde erstmals im NEP 2012 geprüft. Die Bundesnetzagentur hat seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit erstmals im NEP 2012 für das Jahr 2022 bestätigt. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2018 an.

Das Projekt 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, zuletzt geändert am 23.11.2017) aufgenommen.

## Maßnahme M107: Combined Grid Solution (CGS)

**Maßnahme M107 wird bestätigt.**

### Beschreibung

Ziel des Gemeinschaftsprojekts von 50Hertz und Energinet.DK ist die Errichtung einer grenzüberschreitenden Leitungsverbindung zur Übertragung elektrischer Energie in der Ostsee zwischen Deutschland und Dänemark bei gleichzeitiger Einbindung der Offshore-Windparks Baltic 1 und 2 (DE) und Kriegers Flak A und B (DK). Die Realisierung dieser Maßnahme führt zu einer Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen den beiden Regelzonen.

Neben der Nutzung der Netzanbindungen der Offshore-Windparks umfasst das technische Konzept der Übertragungsnetzbetreiber für den Offshore-Interkonnektor folgende Hauptkomponenten:

- Eine HGÜ-Kurzkupplung in Bentwisch (DE), bei der die beiden Konverter in einer Konverterhalle installiert werden.
- Eine Erweiterung der beiden Umspannwerksplattformen Baltic 2 (DE) und Kriegers Flak B (DK), um die in der Zuständigkeit des jeweiligen nationalen Netzbetreibers fallenden nationalen Netzanbindungen der Offshore-Windparks Baltic 1 und 2 (DE) sowie Kriegers Flak A und B (DK) miteinander verbinden zu können. Dazu gehören u. a. ein 220-/150-kV-Transformator und gasisolierte Schaltanlagen.
- Eine Drehstrom-Seekabelverbindung zwischen den beiden Umspannwerksplattformen Baltic 2 (DE) und Kriegers Flak E (Erweiterungsmodul, DK) bestehend aus zwei 150-kV-Dreileiter-Seekabeln.
- Eine Filteranlage im Umspannwerk Tolstrup Gårde (DK).

### Wirksamkeit

Für die Maßnahme M107 führt die Bundesnetzagentur keine (n-1)-Prüfung durch, da die Maßnahme nicht dazu dient eine (n-1)-Verletzung zu beseitigen. Vielmehr steht die Kopplung der Übertragungsnetze und der Strommärkte zwischen Deutschland und Dänemark bei dieser Maßnahme im Vordergrund. Insofern hat die Maßnahme hohen positiven Nutzen. Auf der einen Seite werden erstmalig ein deutscher Offshore-Windpark („Baltic 2“) und ein Offshore-Windpark eines Nachbarlands („Kriegers Flak“, DK) mit einer 400-MW-Drehstromverbindung verbunden. Mit Hilfe dieser netztopologischen Anordnung gelingt ein erster Schritt hin zu einem vernetzten Stromnetz in der Ostsee. Langfristig kann noch ein drittes Land (Schweden) angebunden werden, was zu weiter verbesserten Marktkopplung in dieser Region beitrüge. Zusätzlich würden weitere Erzeugungseinheiten der erneuerbaren Energien in das bestehende Stromnetz integriert werden.

### Erforderlichkeit

Die Maßnahme M107 erweist sich in allen Szenarien als erforderlich. Die Auslastung ist im Szenario A 2030 am geringsten. Hier beträgt die durchschnittliche jährliche Auslastung aber immer noch 60%.

## Ergebnis

Die Maßnahme wird wegen ihrer positiven Wirkung auf eine Verbesserung der Kuppelkapazitäten zwischen Deutschland und dem skandinavischen Raum sowie der Einbindung von Offshore-Windparks bestätigt.

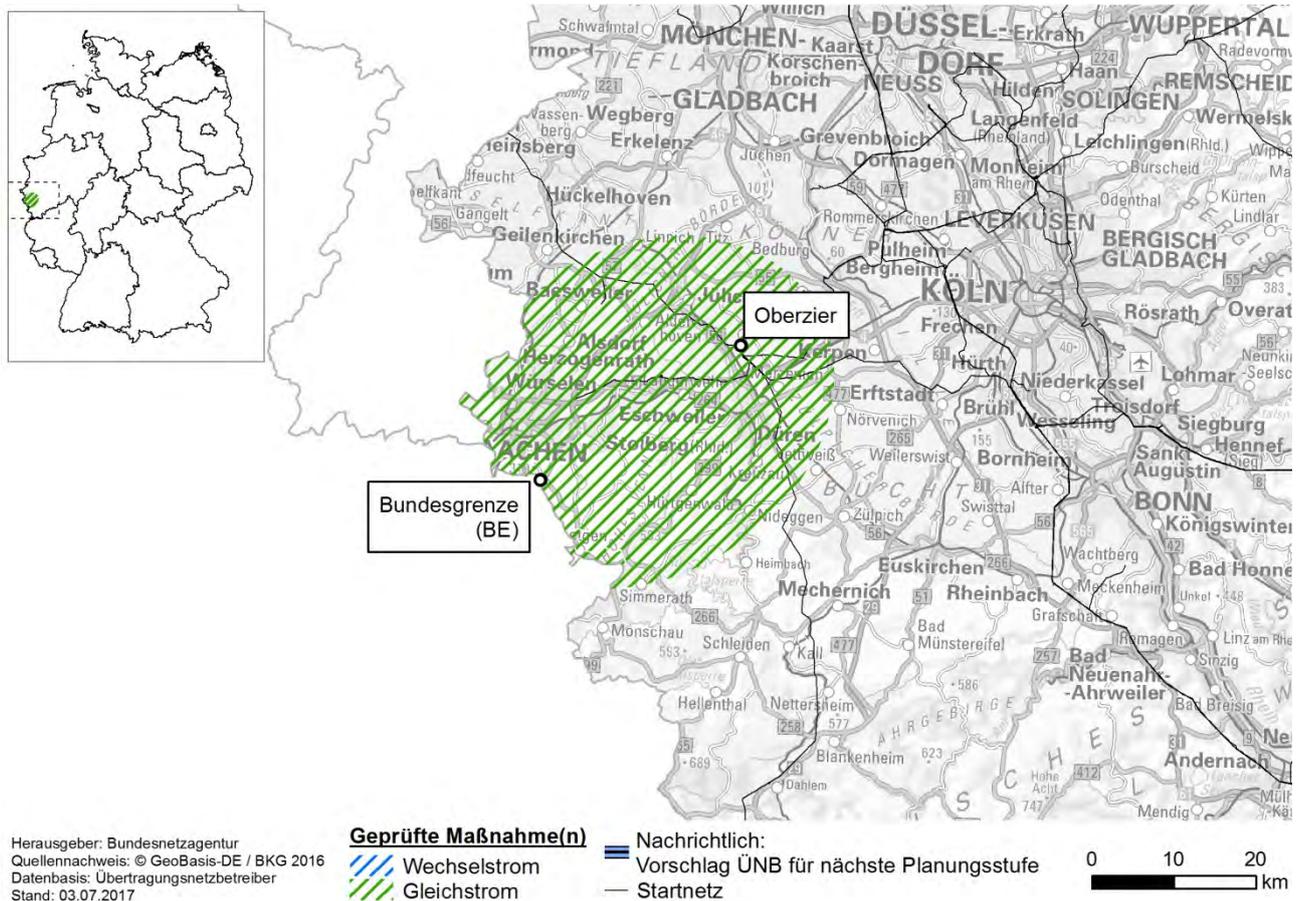
Die Realisierung der Maßnahme 107 hat bereits begonnen. Sie kann daher in künftigen Netzentwicklungsplänen als Startnetzmaßnahme angesehen werden.

<b>P64 M107</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

## Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M107 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

# Projekt P65: Kuppelkapazität Deutschland – Belgien



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, zuletzt geändert am 23.11.2017) aufgenommen.

Das Projekt wurde erstmals im NEP 2012 geprüft. Die Bundesnetzagentur hat seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit erstmals für das Jahr 2022 bestätigt. Das Projekt dient dem Austausch von Strom zwischen Belgien und Deutschland („Aachen Lüttich Electricity Grid Overlay“ – ALEGrO), ist also ein sogenannter Interkonnektor. Die Maßnahme soll gemeinsam mit dem belgischen Übertragungsnetzbetreiber Elia betrieben werden. Ausgeführt werden soll es als HGÜ-Verbindung.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme des Projekts im Jahr 2020 an.

## Streckenmaßnahme M98: Oberzier – Bundesgrenze (BE)

### Maßnahme M98 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Verbindung ist als Erdkabelstrecke zwischen den bestehenden 380-kV-Anlagen in Oberzier im Kreis Düren (Amprion) und Lixhe (Elia, Belgien) geplant. Die Gesamtlänge der Verbindung beträgt laut ÜNB-Angaben etwa 90 km, davon rund 41 km auf deutscher Seite. Die genaue Trassenlänge wird sich durch das öffentlich-rechtliche Genehmigungsverfahren ergeben. Die 380-kV-Schaltanlage Oberzier ist zu erweitern. In Oberzier ist zugleich der Neubau einer Konverterstationen geplant, um die Umrichtung von Drehstrom in Gleichstrom bzw. umgekehrt vorzunehmen.

#### Wirksamkeit

Die Maßnahme M98 erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Stromkreisen zwischen Oberzier und Maasbracht für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M98 ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Oberzier und Maasbracht in der Stunde 3656 des Szenarios B 2030 mit 113% belastet, wenn der parallel verlaufende Stromkreis zwischen Siersdorf und Maasbracht ausfällt. Durch die Maßnahme M98 reduziert sich die Auslastung dann auf 87%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

Die Wirksamkeit der Maßnahme M98 zeigt sich insbesondere bei der Betrachtung der westeuropäischen Stromflüsse über die Niederlande und über andere westliche Nachbarstaaten Deutschlands. Sie verspricht wesentliche Vorteile im europäischen Verbundbetrieb, insbesondere 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.

#### Erforderlichkeit

Die Maßnahme M98 dient außerdem dem Austausch von Strom zwischen Deutschland und Belgien über steuerbare Konverteranlagen. Der Interkonnektor ist in 68% der Stunden des Szenarios B 2030 mit mindestens 20% ausgelastet. In mehr als 4300 dieser Stunden kann er aufgrund seiner Regelbarkeit zu 100% ausgenutzt. Ähnliche Auslastungen treten in den anderen Szenarien A 2030 und C 2030 auf. Die Maßnahme erweist sich somit in sämtlichen geprüften Szenarien als erforderlich.

#### Ergebnis

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

P65 M98	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

### **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**

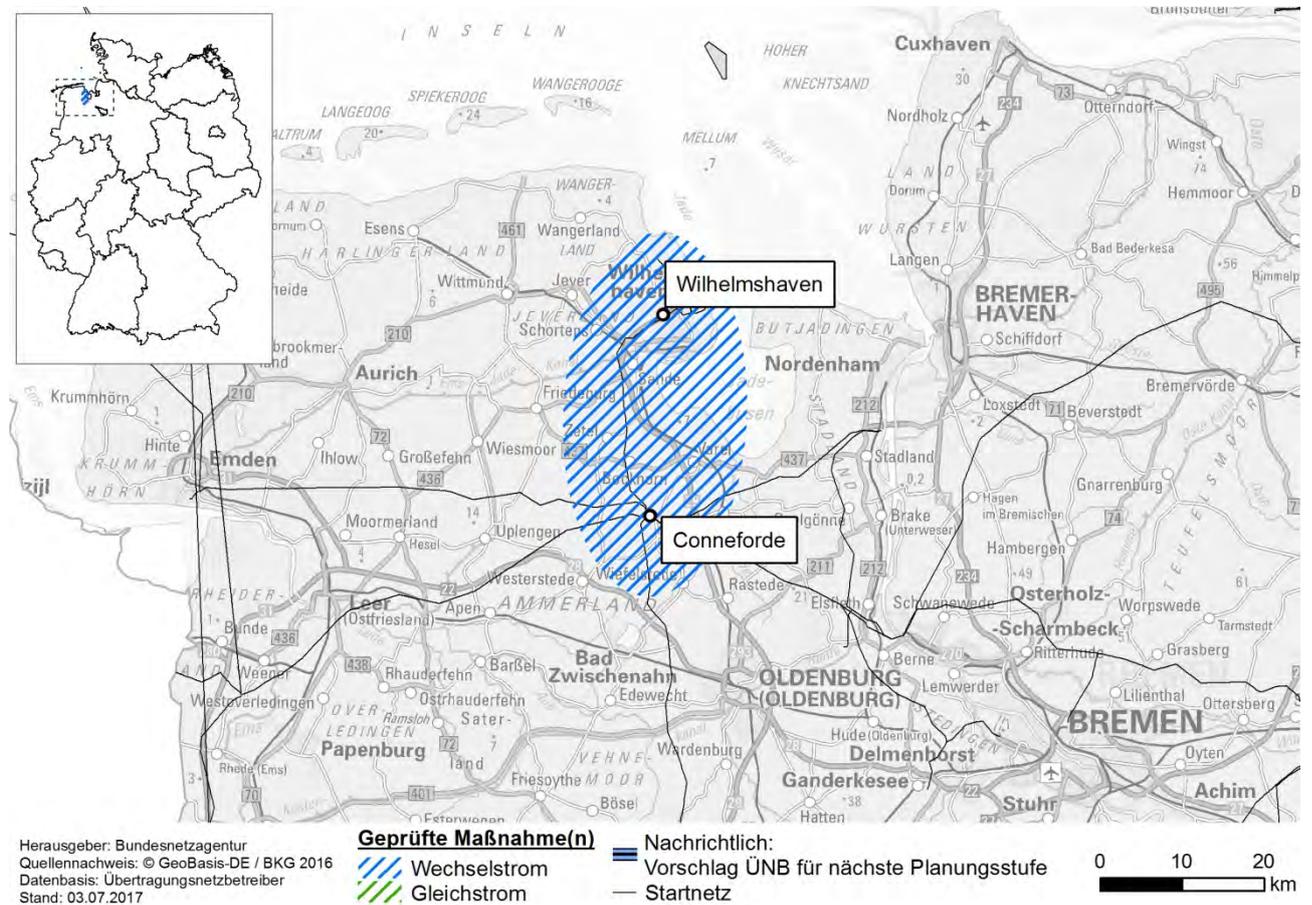
Einem Konsultationsteilnehmer erscheint nicht nachvollziehbar, warum die beiden geplanten Interkonnektoren zum belgischen Netz als HGÜ-Erdkabel ausgeführt werden sollen. Eine Lastflussteuerung könne kostengünstiger mit Hilfe von Phasenschiebertransformatoren realisiert werden. Auch Offshore Windparks würden in der Ostsee mit Wechselstrom-Kabeln angeschlossen.

*Die Maßnahme M98 dient nicht allein der Lastflussteuerung, sondern auch der Erhöhung der Transportkapazität zwischen Belgien und Deutschland. Es müssten also neben den genannten Phasenschiebern auch AC-Kabel errichtet werden. Die in der Ostsee als Anbindungssysteme für Windenergie geplanten AC-Kabel werden, im Gegensatz zu dem hier geplanten Projekt, für eine Übertragungskapazität von 250 MW ausgeführt. Für die geplanten Interkonnektoren ist eine Übertragungskapazität von jeweils 1000 MW vorgesehen. Die Höhe der Übertragungskapazität ist bei AC-Kabeln unter anderem dadurch limitiert, dass bei einer Verlegung der Kabel im Erdreich ein höherer Blindleistungsbedarf auftritt und dieser kompensiert werden muss. Es wären somit beim hier geplanten Projekt zusätzliche Bauwerke zur Blindleistungskompensation entlang der Trasse zu errichten. Darüber hinaus wäre in AC-Technik mit einer größeren Trassenbreite zu rechnen, da für die gleiche Übertragungsleistung voraussichtlich mehr Kabel verlegt werden müssten. Des Weiteren bieten die geplanten Konverter einen zusätzlichen Flexibilitätsgewinn im Hinblick auf die Steuerung von Lastflüssen und die Bereitstellung von Blindleistung (Spannungsstabilisierung). All dies müsste bei der Ausführung in AC-Technik berücksichtigt werden. Daher erscheint der Bundesnetzagentur die Ausführung der geplanten Interkonnektoren zwischen Belgien und Deutschland in HGÜ-Technik als sinnvoll, um das Übertragungsnetz für die zukünftig veränderte Erzeugungslandschaft und die Erweiterung des europäischen Binnenmarktes zu verstärken.*

### **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M98 werden im Umweltbericht mit „B##“ bewertet. Es besteht ein nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 358) dargestellt.

# Projekt P66: Wilhelmshaven – Conneforde



Das Projekt P66 mit der Maßnahme M101 ist als Vorhaben Nr. 31 Teil des Bundesbedarfsplans. Es dient dazu die Übertragungskapazität zwischen Wilhelmshaven und Conneforde zu erhöhen. Das Projekt wurde erstmals im NEP 2012 geprüft. Die Bundesnetzagentur hat seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit erstmals im NEP 2012 für das Jahr 2022 bestätigt. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2020 an.

## Streckenmaßnahme M101: Wilhelmshaven – Conneforde

### Maßnahme M101 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Von Wilhelmshaven nach Conneforde ist der Neubau einer 380-kV-Leitung vorgesehen. Hierzu ist die 380-kV-Schaltanlage Conneforde zu verstärken. In Fedderwarden nahe Wilhelmshaven ist eine 380-kV-Schaltanlage neu zu errichten.

#### Wirksamkeit

In den drei Szenarien A 2030, B 2030 und B 2035 kann mit dem standardisierten Prüfverfahren keine Wirksamkeit der Maßnahme M101 nachgewiesen werden. Das liegt an einer Besonderheit: Die Modellierung der Region zwischen Wilhelmshaven und Conneforde beruht auf der Annahme, dass in Wilhelmshaven das Steinkohlekraftwerk mit der BNetzA-ID BNA1061 im Jahre 2030 aufgrund der Annahmen des Szenariorahmens zur technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer außer Betrieb gegangen sein wird. Dabei handelt es sich allerdings eben nur um eine Prognose. Tatsächlich liegt der Bundesnetzagentur bislang keine Stilllegungsanzeige des Kraftwerksbetreibers für das besagte Kraftwerk vor. Anders als in der Prognose für 2030 ist derzeit (Stand Sommer 2017) ein Redispatch in Wilhelmshaven aufgrund der nicht ausreichend dimensionierten Einbindung der Kraftwerksleistung in diesem Standort an das übrige Übertragungsnetz zu verzeichnen. Das bedeutet, dass derzeit die Kraftwerkskapazitäten in Wilhelmshaven nicht marktgerecht genutzt werden können. Das Kraftwerk muss unter Umständen gegen Entschädigung abgeregelt werden, zugleich müssen andere Kraftwerke an anderer Stelle im Übertragungsnetz einspringen. Beides ist mit Kosten für die Netznutzer verbunden.

Die Maßnahme M101 würde aber nicht nur diese Redispatch-Situation auflösen. Hinzu kommt, dass sie im Langfristszenario B 2035 notwendig ist, um die Einbindung der in Wilhelmshaven zukünftig zu erwartenden Leistung aus Offshore-Windkraftanlagen konform zu den geltenden technischen Richtlinien zu ermöglichen. Durch die Maßnahme würde dann eine unzulässige Leistungskonzentration vermieden.

In Szenario C 2030 ist die Maßnahme M101 wirksam. Hier verhindert sie in Stunde 2535 des Szenarios C 2030 eine Überlastung zwischen Fedderwarden und Conneforde. Bei Ausfall eines der beiden 220-kV-Bestandssysteme überlastet das parallele System mit 102%. Nimmt man die Maßnahme hinzu, so beträgt die Auslastung in vorgenannter Ausfallsituation nur noch etwa 39%.

#### Erforderlichkeit

Die Maßnahme ist in den Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2030 erforderlich. Am geringsten sind die Auslastungen in Szenario A 2030, dort beträgt die maximale Auslastung knapp über 20%.

#### Ergebnis

Trotz der negativen Ergebnisse aus der standardisierten Wirksamkeitsprüfung für drei der geprüften Szenarien bestätigt die Bundesnetzagentur die Maßnahme M101 aufgrund der oben dargestellten besonderen Umstände. Ohne die Maßnahme M101 eine effektive Nutzung der derzeit in Wilhelmshaven installierten Erzeugungskapazitäten nicht möglich. Der Bundesnetzagentur liegen derzeit keine Erkenntnisse vor, die auf

einen tatsächlichen Rückgang der Erzeugung in der Region hinweisen. Die Maßnahme M101 würde insofern die bestehenden Einschränkungen bei der Einspeisung der Erzeugung ins Netz aufheben.

Aber auch unabhängig von der konventionellen Einspeisung, nämlich wegen der steigenden Produktion von Offshore-Windenergie in der Nordsee und deren mögliche Weiterleitung über den Großraum Wilhelmshaven, erscheint die Maßnahme M101 langfristig sinnvoll. Im Szenario C 2030 lässt sich ihre Wirksamkeit bereits nachweisen. Maßgeblichen Einfluss haben der geplante Offshore-Netzverknüpfungspunkt Wilhelmshaven 2 und dessen Anbindung an das landseitige Übertragungsnetz. Dieser Offshore-Netzverknüpfungspunkt ist im überarbeiteten Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplans 2017-2030 spätestens für das Jahr 2035 vorgesehen.

Geht man davon aus, dass die Maßnahme M101 spätestens im Jahr 2035 so oder so notwendig wird, würden bis dahin durch die bisherige mangelnde Anbindung der konventionellen Kraftwerke in Wilhelmshaven Redispatch-Kosten anfallen. Nähme man die Maßnahme M101 hingegen entsprechend früher in Betrieb, würde sie solche Redispatch-Kosten zu vermeiden helfen.

<b>P66 M101</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam			X	
erforderlich	X	X	X	X

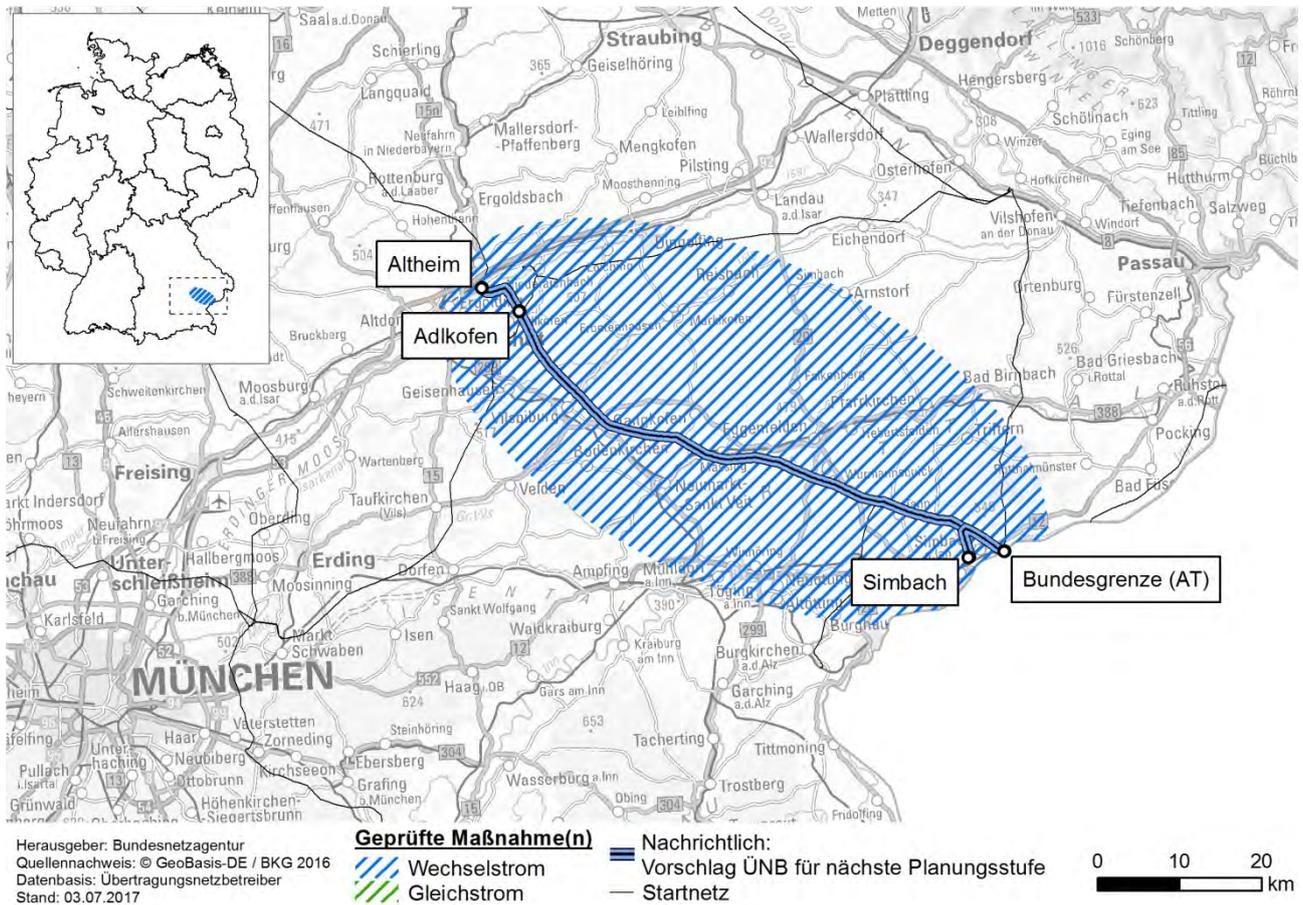
### **Konsultation**

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M101 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

### **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M101 werden im Umweltbericht mit „C#“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem sind im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich. Die Maßnahme ist im Bundesbedarfsplan als Pilotprojekt für Erdkabel zur Höchstspannungs-Drehstrom-Übertragung gekennzeichnet. Die Umweltauswirkungen einer Erdverkabelung der Maßnahme M101 werden im Umweltbericht mit „C#“ bewertet. Es besteht ein breiter nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem sind im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 140 und ab Seite 362) dargestellt.

# Projekt P67: Kuppelkapazität Deutschland – Österreich



Das Projekt P67 ist Teil des Vorhabens 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, zuletzt geändert am 23.11.2017) aufgenommen.

Das Projekt wurde erstmals im NEP 2012 geprüft und in seiner energiewirtschaftlichen Notwendigkeit bestätigt. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut geprüft.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme für das Jahr 2020 bzw. 2022 an.

Bereits heute treten auf den Kuppelleitungen zwischen Deutschland und Österreich Engpässe auf. Der zunehmende Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland und die Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken in Österreich führen zu einem weiter steigenden Bedarf an grenzüberschreitender Transportkapazität. In diesem Zusammenhang ist das Projekt P67 ein sinnvoll, da die Kuppelkapazität zwischen beiden Ländern erhöht.

Im Entwurf des NEP 2017-2030 besteht das Projekt P67 aus den Maßnahmen M102, M103a und M103b. Sie können sinnvoll nur gemeinsam betrachtet und geprüft werden, da die Doppelleitung von Adlkofen nach Matzenhof, die im Rahmen der M103b errichtet wird, erst durch die M102 nach Österreich fortgeführt wird.

## **Streckenmaßnahmen M102: Simbach – Bundesgrenze (AT) und M103a/b: Altheim – Adlkofen – Matzenhof**

**Die Maßnahmen M102 und M103a/b werden bestätigt.**

### **Beschreibung**

Im Rahmen der Maßnahme M102 wird die bestehende 220-kV-Leitung von Simbach über Matzenhof nach St. Peter (Österreich) durch eine 380-kV-Leitung in bestehender Trasse abgelöst (Netzverstärkung). In Simbach muss die bestehende 220-kV-Schaltanlage durch eine neue 380-kV-Schaltanlage inklusive 380/110-kV-Transformatoren ersetzt werden (Netzverstärkung).

Im Rahmen der Maßnahmen M103a/b wird die 220-kV-Leitung von Altheim über Adlkofen nach Matzenhof (Abzweig Simbach) durch eine neue 380-kV-Verbindung in bestehender Trasse abgelöst (Netzverstärkung). In Altheim wird eine neue 380-kV-Schaltanlage inklusive 380/110-kV-Transformatoren und einem 380/220-kV Transformator errichtet (Netzausbau). Die Maßnahmen steht im Zusammenhang mit dem Projekt P112 (Netzverstärkung Pleinting – Pirach – St. Peter).

### **Wirksamkeit**

Die Maßnahmen M102 und M103a/b erweisen sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahmen M102 und M103a/b ergäbe sich zwischen Altheim und Simbach in der Stunde 3047 des Szenarios B 2030, bei Ausfall einer (parallelen) Leitung zwischen Altheim und St. Peter, eine Auslastung von fast 180%. Durch Hinzunahme der Maßnahmen M102 und M103a/b reduziert sich die maximale (n-1)-Auslastung in diesem Bereich auf 81%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf. Die Maßnahmen sind folglich wirksam.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei über 34%. Die Maßnahme ist somit erforderlich.

### **Ergebnis**

Die Maßnahmen erweisen sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P67 M102 und M103a/b</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

### **Konsultation**

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahmen M102 und M103a/b erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit diesen Maßnahmen angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

### **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

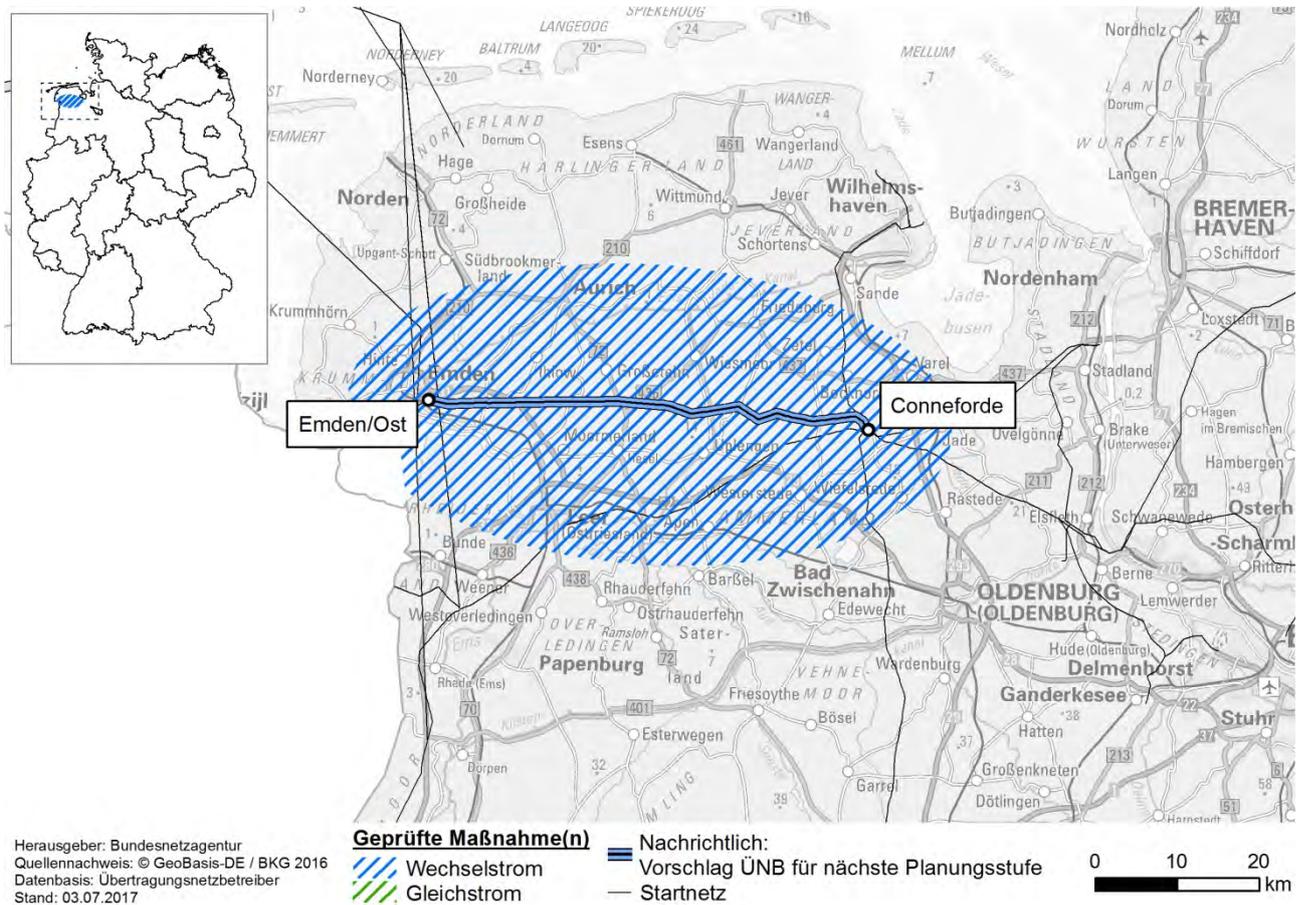
Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M102 werden im Umweltbericht mit „C#“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem sind im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich.

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M103a werden im Umweltbericht mit „B#“ bewertet. Es besteht ein nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem sind im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich.

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M103b werden im Umweltbericht mit „A#“ bewertet. Erhebliche Umweltauswirkungen sind schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich.

Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 144) dargestellt

# Projekt P69: Emden/Ost – Conneforde



Das Projekt P69 mit der Maßnahme M105 ist als Vorhaben Nr. 34 Teil des Bundesbedarfsplans. Es wurde erstmals im NEP 2012 geprüft. Die Bundesnetzagentur hat seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit erstmals ebenfalls im NEP 2012 für das Jahr 2022 bestätigt. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut geprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme für das Jahr 2021 an.

Das Projekt dient der Verbindung der neu zu schaffenden Netzverknüpfungspunkte Emden/Ost und Halbmond mit dem Übertragungsnetz. Emden/Ost ist auch als Standort des nördlichen Konverters des Projekts DC1 (von Emden/Ost nach Osterath) geplant. Darüber hinaus dient es dem Abtransport von Onshore-Windenergie aus dem nordwestlichen Niedersachsen. Um zugleich auch in Offshore-Windparks vor der niedersächsischen Küste erzeugte Leistung in das landseitige Übertragungsnetz zu integrieren, ist eine Verstärkung des Übertragungsnetzes zwischen Emden/Ost und Conneforde sinnvoll. Dadurch kann der erzeugte Strom über weitere geplante Netzausbaumaßnahmen (P21 und P23) gleichmäßiger auf die Nord-Süd-Transportwege verteilt werden. Ein weiterer Vorteil ist, dass die verstärkte Vermaschung des Übertragungsnetzes die Sicherheit im Fehlerfall erhöht.

Ursprünglich hatten die Übertragungsnetzbetreiber im Projekt P69 zwei 380-kV-Systeme zwischen Emden/Ost und Conneforde vorgeschlagen. Auf diese zwei Systeme bezog sich die Bestätigung durch die Bundesnetzagentur. Im NEP 2024 und 2025 beantragten die Übertragungsnetzbetreiber sodann zwei weitere, also insgesamt vier 380-kV-Systeme zwischen Emden/Ost und Conneforde. Die Bundesnetzagentur bestätigte die Maßnahme M105 jedoch erneut mit nur zwei 380-kV-Systemen. Im aktuellen NEP 2017-2030 beantragen die Übertragungsnetzbetreiber die Maßnahme nur noch mit zwei 380-kV-Systemen.

## Streckenmaßnahmen M105: Emden/Ost – Conneforde

### Maßnahme M105 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Im Zuge der Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Verbindung von Emden/Ost nach Conneforde in der Trasse der bestehenden 220-kV-Leitung vorgesehen. Die 380-kV-Schaltanlage in Emden/Ost ist neu zu errichten, die bestehende 380-kV-Schaltanlage in Conneforde ist zu erweitern.

#### Wirksamkeit

Die Maßnahme M105 erweist sich in allen untersuchten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ergäbe sich beispielsweise in der Stunde 8667 des Szenarios B 2030 auf der 220-kV-Leitung zwischen Emden/Ost und Conneforde eine Auslastung von 131%, wenn eines der parallelen Systeme ausfällt. Mit der Maßnahme M105 reduziert sich die maximale (n-1)-Auslastung in diesem Fall auf 50%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

#### Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahmen auch als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei über 29%.

#### Ergebnis

Die Maßnahme M105 erweisen sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

P69 M105	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

## **Konsultation**

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M105 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

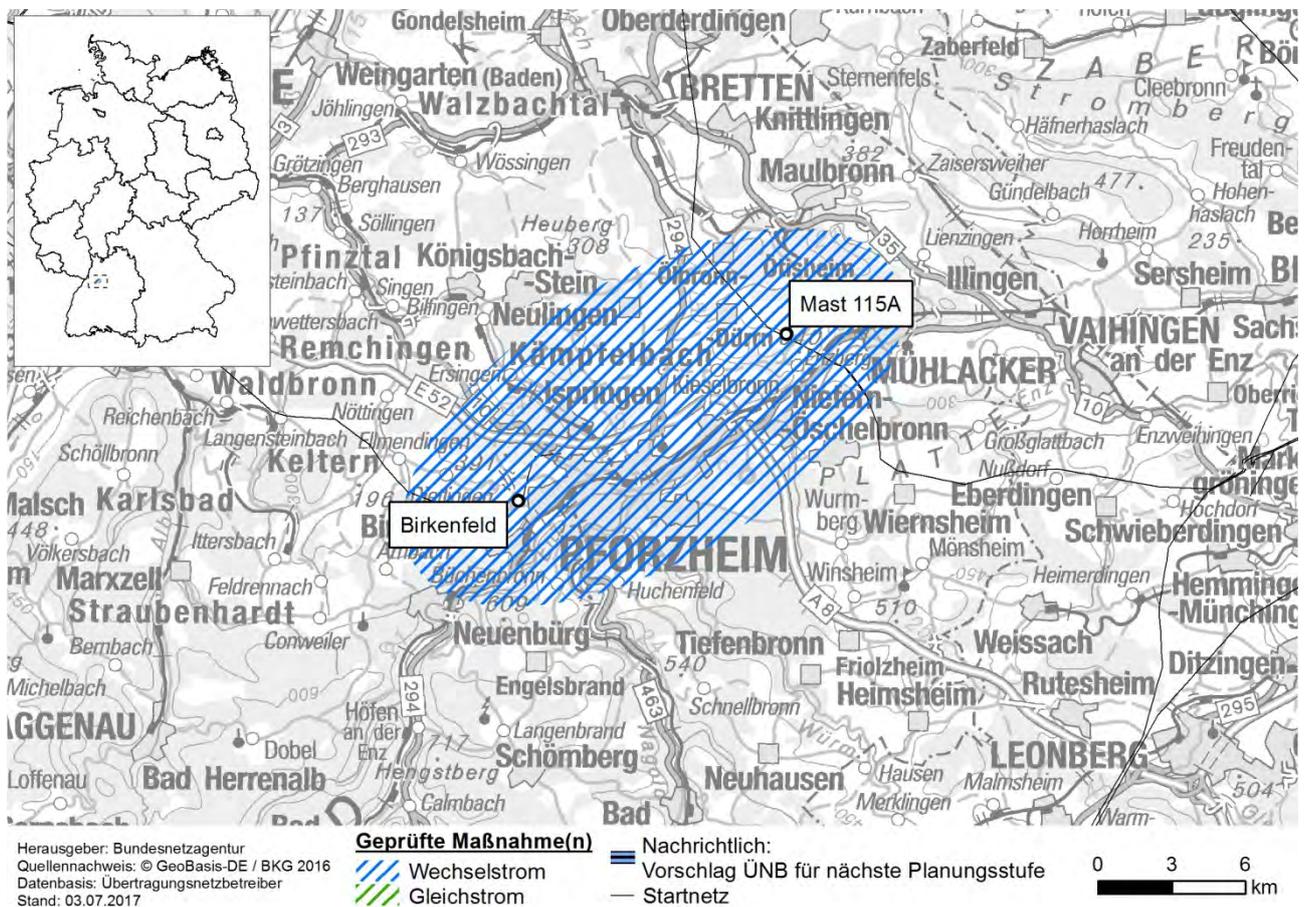
## **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M105 werden im Umweltbericht mit „A##“ bewertet. Erhebliche Umweltauswirkungen können schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden.

Die Maßnahme ist im Bundesbedarfsplan als Pilotprojekt für Erdkabel zur Höchstspannungs-Drehstrom-Übertragung gekennzeichnet. Die Umweltauswirkungen einer Erdverkabelung der Maßnahme M105 werden im Umweltbericht mit „C##“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden.

Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 164 und ab Seite 366) dargestellt.

# Projekt P70: Birkenfeld



## Streckenmaßnahme M106: Birkenfeld – Mast 115A

**Maßnahme M106 wird bestätigt.**

### Beschreibung

Das Projekt P70 mit der Maßnahme M106 ist als Vorhaben Nr. 35 Teil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt wurde erstmals im NEP 2012 geprüft. Die Bundesnetzagentur hat seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit erstmals im NEP 2012 für das Jahr 2022 bestätigt. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2019 an.

Das Projekt beinhaltet die Umrüstung des bestehenden Umspannwerks 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 derzeit bestehendem 110-kV-Trassenraum erfolgen. Die neu zu errichtende Schaltanlage soll aus Platzgründen in gasisolierter Form (GIS) errichtet werden.

## **Ergebnis**

Die Maßnahme M106 ist eine Umstellung der Versorgung, welche nicht anhand der üblichen Kriterien von Wirksamkeit und Erforderlichkeit überprüft werden kann. TransnetBW hat die Maßnahme daher anhand weiterer Planungsunterlagen begründet.

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 bringe. Er prognostiziert zudem einen weiteren Anstieg um bis zu 11% in den kommenden 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 der Bundesnetzagentur nach wie vor nachvollziehbar und schlüssig.

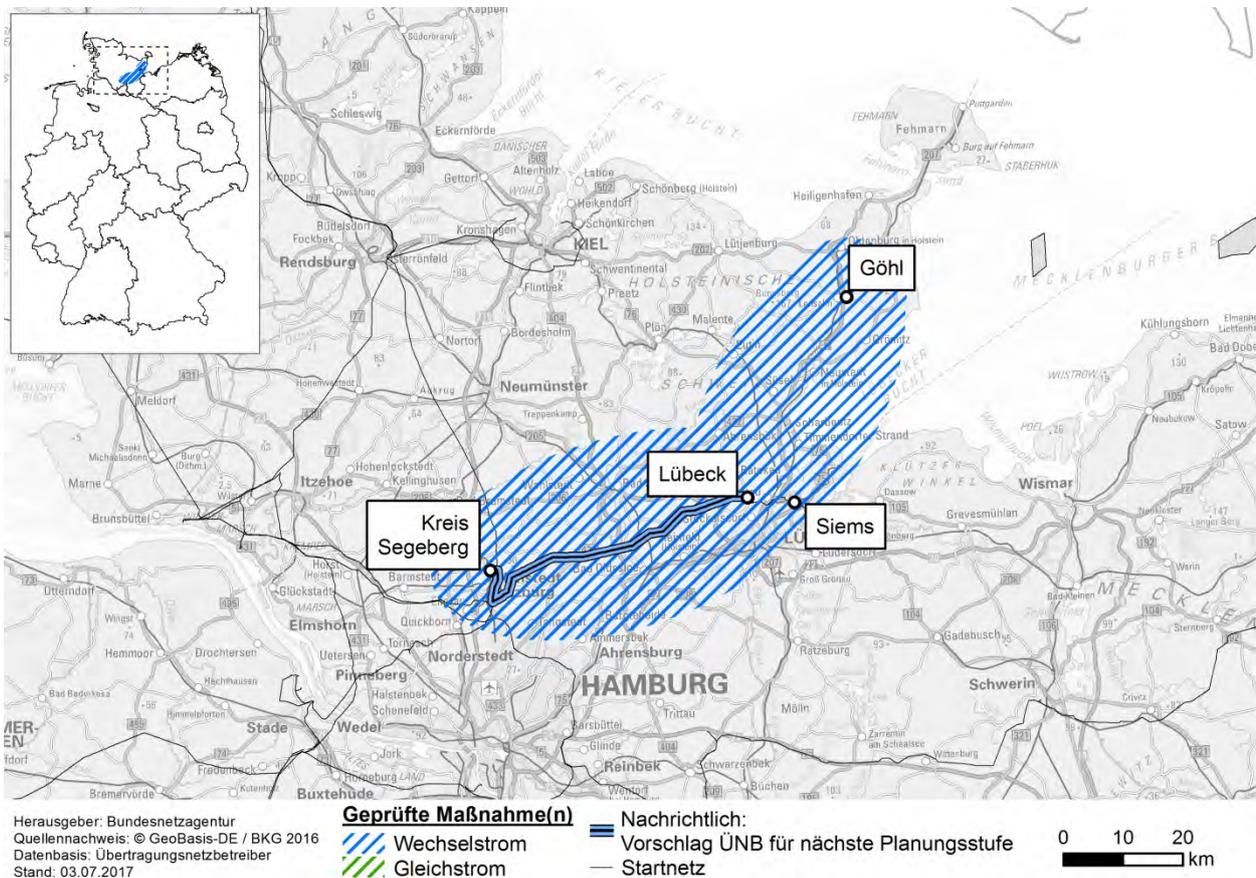
## **Konsultation**

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M106 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

## **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M106 werden im Umweltbericht mit „B##“ bewertet. Es besteht ein nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Zudem sind im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 168) dargestellt.

# Projekt P72: Kreis Segeberg – Lübeck – Göhl



Das Projekt P72 mit den Maßnahmen M49, M50 und M351 ist als Vorhaben Nr. 42 Teil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt wurde erstmals im NEP 2012 geprüft. Die Bundesnetzagentur hat seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit erstmals im NEP 2013 für das Jahr 2023 bestätigt. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusststeuernder Elemente.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2022 an.

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“.

## Streckenmaßnahme M50: Kreis Segeberg – Lübeck

### Maßnahme M50 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme M50 planen die Übertragungsnetzbetreiber den Bau einer neuen 380-kV-Leitung in der Trasse der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Lübeck und dem Kreis Segeberg. Im Kreis Segeberg und in Lübeck wird der Neubau einer 380 kV-Schaltanlage notwendig. Die Maßnahme M50 stärkt im Zusammenspiel mit dem übrigen Projekt P72 die Anbindung Ostholsteins an das Übertragungsnetz und ermöglicht so sowohl die Integration der Windkraft in der Region als auch einen gesicherten Leistungsaustausch zwischen Deutschland und Schweden.

#### Wirksamkeit

Die Maßnahme M50 erweist sich in allen untersuchten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Stromkreisen zwischen Lübeck und dem Kreis Segeberg für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M50 ist beispielsweise die 220-kV-Bestandsleitung zwischen Lübeck und Hamburg in der Stunde 2918 des Szenarios B 2030 mit 114% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Mit der Maßnahme M50 reduziert sich die Auslastung dann auf 43%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

#### Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M50 auch als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist sie im Szenario A2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 22%.

#### Ergebnis

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P72 M50</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

## Konsultation

Mehrere Konsultationsteilnehmer meinen, dass das gesamte Projekt P72 und auch die Maßnahme M50 zu gering ausgelastet sei und erneut überprüft werden müsse.

*Die Maßnahme M50 hat sich bei den Prüfungen der Bundesnetzagentur als wirksam und erforderlich herausgestellt. Bei der in den Netzberechnungen prognostizierten Auslastung von 22% kommt ein Ausbau im Verteilnetz nicht in Frage. Das bestehende 220-kV-System reicht bereits nicht aus, um die notwendige Leistung (n-1)-sicher zu übertragen.*

Mehrere Konsultationsteilnehmer votieren für eine Erdverkabelung der Maßnahme sowie einer Untersuchung, ob eine 220-kV- oder eine 380-kV-Erdverkabelung benötigt werde. Als Gründe werden unter anderem geringere Kosten sowie eine bessere Akzeptanz in der Bevölkerung, auch auf Grund des Schutzes besonders schützenswerter Landschaften, angebracht. Zusätzlich äußerten sich einige Teilnehmer positiv zur Ausfallsicherheit von Erdkabeln gegenüber Freileitungen auf Grund von Naturgewalten.

*Wie das Projekt genau realisiert wird, ist nicht Teil der Prüfung des Netzentwicklungsplans und bleibt den nachfolgenden Planungsverfahren vorbehalten. Die Maßnahme M50 ist im Bundesbedarfsplangesetz als Pilotprojekt für Erdkabel gekennzeichnet. Insofern ist eine Teilerdverkabelung grundsätzlich möglich.*

## Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M50 werden im Umweltbericht mit „C##“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden.

Die Maßnahme ist im Bundesbedarfsplan als Pilotprojekt für Erdkabel zur Höchstspannungs-Drehstrom-Übertragung gekennzeichnet. Die Umweltauswirkungen einer Erdverkabelung der Maßnahme M50 werden im Umweltbericht mit „C##“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden.

Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 208 und ab Seite 374) dargestellt.

## Streckenmaßnahme M351: Lübeck – Göhl

### Maßnahme M351 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Mit der Maßnahme M351 planen die Übertragungsnetzbetreiber den Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Göhl und Lübeck. Diese Maßnahme dient insbesondere dem Abtransport von Leistung aus Onshore-Windkraftanlagen, die andernfalls nur über das 110-kV-Netz transportiert werden könnte. In Göhl ist eine 380-kV-Schaltanlage neu zu errichten, die Schaltanlage in Lübeck ist zu verstärken.

#### Wirksamkeit

Wie in den bisherigen Netzentwicklungsplänen auch begründet sich die Wirksamkeit der Maßnahme M351 unverändert aus Überlastungen im 110-kV-Netz, nicht aus Überlastungen im Übertragungsnetz. Diese Überlastungen wurden in den vergangenen Netzentwicklungsplänen anhand integrierter Datensätze des Verteilnetzbetreibers geprüft und nachvollzogen. Im Netzentwicklungsplan 2024 hatten die Prüfungen einen Bedarf an vier 110-kV-Systemen ergeben, um die angenommene Einspeiseleistung ohne Ausbau im Übertragungsnetz übertragen zu können. Dabei wurde eine Einspeiseleistung im Raum Göhl von 560 MW angenommen. Da diese Einspeiseprognose im Netzentwicklungsplan 2017-2030 mit 610 MW im Vergleich zum Netzentwicklungsplan 2024 noch gestiegen ist und sich damit die Notwendigkeit der Maßnahme M351 verschärft, hat die Bundesnetzagentur auf eine erneute detaillierte Berechnung verzichtet.

Bei einer theoretisch möglichen Umsetzung der Maßnahme M351 in 220 kV müsste die mit der Maßnahme M50 zu errichtende Schaltanlage bei Lübeck deutlich vergrößert werden und um 380kV/220kV-Transformatoren erweitert werden, damit die Maßnahme M351 dort angeschlossen werden kann. Hinzu kommt, dass bei einer prinzipiell angestrebten Ablösung der 220kV-Ebene in Deutschland ein Neubau von 220kV-Strukturen grundsätzlich nicht nachhaltig ist. Ausreichende Vorteile, die im Fall der Maßnahme M351 für eine Ausnahme sprechen könnten, sieht die Bundesnetzagentur nicht.

#### Erforderlichkeit

Zwar liegt die maximale Auslastung der Maßnahme M351 nur bei etwa 10%. Im Vergleich zu einem Ausbau des 110-kV-Netzes stellt sie sich jedoch als deutlich nachhaltiger dar, je mehr Windenergie in der Region ausgebaut wird. Die Maßnahme ist daher auch erforderlich.

#### Ergebnis

Die Maßnahme M351 erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

P72 M351	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

## Konsultation

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern eine unabhängige Bedarfsanalyse für die Ostküstenleitung. Ein Konsultationsteilnehmer bemängelt die hohe Abweichung zwischen der realen und der prognostizierten Windeinspeiseleistung. Die Annahmen zur Windenergie seien viel zu hoch. Entlastungspotenzial gäbe es zusätzlich durch abnehmenden Solarstrom, Strom aus Biomasse und durch Sektorenkopplung. Alternativ wäre eine gelegentliche Einspeisereduzierung durch Abregelung deutlich wirtschaftlicher als ein kompletter Leitungsneubau. Andere Konsultationsteilnehmer vertreten eine gegenteilige Auffassung. Beispielsweise werde durch den Wegfall des Drehfunkfeuers Michaeldorf ab dem Jahr 2020 mehr Fläche für Windkraft (ca. 300 MW) im Einzugsgebiet des geplanten Umspannwerks Göhl zur Verfügung stehen als derzeit prognostiziert. Im Netzentwicklungsplan 2017-2030 werde die maximale Auslastung der Trasse Göhl – Lübeck nur noch mit maximal 10% angegeben. Dieser niedrige Auslastungswert rechtfertige mit Blick sowohl auf die erheblichen Kosten als auch auf die Eingriffe in Natur und Landschaft keine neue 380-kV-Trasse.

*Der Netzentwicklungsplan beruht auf den im Szenariorahmen getroffenen Annahmen. In den vier verschiedenen Szenarien wird im Rahmen der Regionalisierung die regionale Verteilung der einzelnen Erzeuger und Verbraucher prognostiziert. Der dabei ermittelte Wert für den Raum Göhl liegt mit etwa 610 MW eher am unteren Rand der zu erwartenden Entwicklung. Bereits dieser Wert macht aber die Maßnahme M351 erforderlich.*

*Das von der Bundesnetzagentur angewendete Prüfkriterium der „Erforderlichkeit“ besagt, dass eine neue Leitung mit mindestens 20% ausgelastet sein soll. Ist die 20%-Grenze nicht erreicht, ist dies ein Indiz, dass die Überlastungen des Netzes gegebenenfalls auch durch einen Ausbau in der Verteilnetzebene behoben werden können. In solchen Fällen fordert die Bundesnetzagentur Datensätze des Verteilnetzbetreibers an, um eine Abwägung zwischen Verteilnetz- und Übertragungsnetzausbau treffen zu können. Erscheint der Ausbau im Übertragungsnetz als die sinnvollere Maßnahme, wird diese trotz geringerer Auslastung als erforderlich eingestuft. Ein alternativer Ausbau des Verteilnetzes ist im Falle der Maßnahme M351 nicht nachhaltig. Ein „exakt“ auf den prognostizierten Ausbau der Onshore-Windkraft zugeschnittener Netzausbau z. B. mit vier Systemen im 110-kV-Netz wäre bei fortschreitendem EE-Ausbau sofort wieder überlastet und würde kontinuierlich steigenden Netzausbaubedarf verursachen.*

## Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M351 werden im Umweltbericht mit „C##“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden.

Die Maßnahme ist im Bundesbedarfsplan als Pilotprojekt für Erdkabel zur Höchstspannungs-Drehstrom-Übertragung gekennzeichnet. Die Umweltauswirkungen einer Erdverkabelung der Maßnahme M351 werden im Umweltbericht mit „C##“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden.

Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 212 und ab Seite 378) dargestellt.

## Streckenmaßnahme M49: Lübeck – Siems

### Maßnahme M49 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme M49 planen die Übertragungsnetzbetreiber den Bau einer neuen 380-kV-Leitung als Ersatz für das bestehende 220-kV-Erdkabel zwischen Lübeck und Siems. In Lübeck und Siems müssen die Schaltanlagen verstärkt werden. Die Maßnahme M49 dient der (n-1) sicheren Anbindung der HGÜ-Verbindung „Baltic Cable“ nach Schweden und ermöglicht damit den gesicherten Leistungsaustausch zwischen Deutschland und Schweden.

#### Wirksamkeit

Die Maßnahme M49 kann nicht mit der Vermeidung einer (n-1)-Verletzung im Übertragungsnetz selbst begründet werden. Die Überlastungen, denen sie vorbeugen sollen, treten im unterlagerten 110-kV-Netz auf. Dies wurde detailliert im Netzentwicklungsplan 2024 mit einem integrierten Netzdatensatz geprüft. Da sich die Last- bzw. Einspeisesituation in Siems nicht wesentlich geändert hat, wurde auf eine erneute detaillierte Berechnung verzichtet. Ohne die Maßnahme M49 müsste die Leistung des „Baltic Cable“, das nach Schweden führt und am Umspannwerk Herrenwyk mit dem deutschen Netz verbunden ist, vollständig über das 110-kV-Netz transportiert werden, falls es zu einem Ausfall des vorhandenen 220-kV-Stromkreises zwischen Siems und Lübeck kommt. 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 Netzinfrastruktur im Höchstspannungsbereich, welche diese Transportaufgabe übernehmen könnte, ist nicht vorhanden. Durch die Maßnahme M49 hingegen würden der Leistungstransport über das „Baltic Cable“ selbst im (n-1)-Fall sichergestellt und Überlastungen im 110-kV-Netz behoben.

#### Erforderlichkeit

Die maximale Auslastung der Leitung liegt in allen Szenarien bei etwa 13%. Im Vergleich zu einem Ausbau des 110-kV-Netzes stellt sie sich jedoch als deutlich nachhaltiger dar. Die Maßnahme ist daher auch erforderlich.

#### Ergebnis

Die Maßnahme M49 erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

P72 M49	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

## Konsultation

Mehrere Konsultationsteilnehmer zweifeln die Erforderlichkeit der Maßnahme M49 an, da ihre maximale Auslastung nur bei etwa 13% liege.

*Das von der Bundesnetzagentur angewendete Prüfkriterium der „Erforderlichkeit“ besagt, dass eine neue Leitung mit mindestens 20% ausgelastet sein soll. Ist die 20%-Grenze nicht erreicht, ist dies ein Indiz, dass die Überlastungen des Netzes gegebenenfalls auch durch einen Ausbau in der Verteilnetzebene behoben werden können. In solchen Fällen fordert die Bundesnetzagentur Datensätze des Verteilnetzbetreibers an, um eine Abwägung zwischen Verteilnetz- und Übertragungsnetzausbau treffen zu können. Erscheint der Ausbau im Übertragungsnetz als die sinnvollere Maßnahme, wird diese trotz geringerer Auslastung als erforderlich eingestuft. Bei der Maßnahme M49 zeigen die Prüfungen deutliche Überlastungen des Verteilnetzes, wenn die Maßnahme M49 nicht realisiert würde. Der Bundesnetzagentur liegen dazu aktuelle Untersuchungen des zuständigen Verteilnetzbetreibers vor, nach denen ein Ausbau im Verteilnetz zwar prinzipiell möglich wäre, jedoch aufgrund des großen Umfangs von voraussichtlich mindestens drei 110-kV-Erdkabelsystemen zusätzlich zu den schon bestehenden 110-kV-Freileitungen keine technisch sinnvolle und nachhaltige Alternative darstellt. Hingegen wäre voraussichtlich bei Realisierung der Maßnahme M49 grundsätzlich zumindest teilweise ein Rückbau der 110-kV-Systeme denkbar.*

Ferner sei zweifelhaft, ob das von Schweden kommende „Baltic Cable“ zukünftig noch Leistung nach Schleswig-Holstein übertrage, die über die Maßnahme M49 abzutransportieren wäre. Denn das „Baltic Cable“ sei alt und nicht (n-1)-sicher ausgelegt.

*Auch für den Stromaustausch mit Schweden über das „Baltic Cable“ ist die Maßnahme P72 M49 notwendig. Der (n-1)-sichere Anschluss des „Baltic Cable“ über die Maßnahme M49 entspricht 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 und (n-1)-sicher zur Verfügung stehen. Dabei lassen historische Ausfallsituationen keine Rückschlüsse auf die zukünftige Zuverlässigkeit zu. Insofern ist auch die nicht (n-1)-sichere Auslegung des Baltic-Cables selbst nicht relevant, da dies im Ermessen des Betreibers liegt und bei HGÜ-Interkonnektoren grundsätzlich dem Standard entspricht.*

*Der Betrieb des „Baltic Cable“ wird in allen Planungen zum internationalen Stromhandel sowohl auf europäischer Ebene im TYNDP als auch im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan als gegeben zugrunde gelegt. Es liegen der Bundesnetzagentur auch keinerlei Hinweise darauf vor, dass der Betreiber des „Baltic Cable“ dessen Stilllegung plant. Durch die regelmäßige Überprüfung des Netzentwicklungsplans durch die Bundesnetzagentur ist jedoch sichergestellt, dass auf sich eventuell einstellende geänderte Rahmenbedingungen reagiert werden kann.*

Ein Konsultationsteilnehmer beklagt, dass eine Verstärkung des 110-kV-Netzes mittels Doppelbündeln, Hochtemperaturseilen, Freileitungsmonitoring oder einem zweiten Erdkabel nicht geprüft worden sei. Nach dem NOVA-Prinzip müssten Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen Vorrang vor Ausbaumaßnahmen haben. Zudem sei die deutsche Stromversorgung bei einem Ausfall der 220 kV Leitung gar nicht eingeschränkt und der im Zuge der Maßnahme M49 geplante Ausbau auf 380 kV daher überdimensioniert. Mehrere Konsultationsteilnehmer sprechen sich für eine Erdverkabelung der Maßnahme aus. Weiterhin wird gefordert, dass untersucht wird, ob eine 220-kV oder eine 380-kV-Erdverkabelung benötigt werde.

*Grundsätzlich wird das NOVA-Prinzip bei allen Netzausbauplanungen, also auch bei der Maßnahme M49 berücksichtigt. Ein zweites 220-kV-Erdkabel erscheint wegen der damit verbundenen deutlich höheren Kosten, die sich durch weitere Transformatoren sowie größere Schaltanlagen und die Erdverkabelung an sich ergeben, nicht sinnvoll. Im Übrigen ist nicht Gegenstand der Bedarfsermittlung im Rahmen des Netzentwicklungsplans, wie die Maßnahme M49 realisiert wird. Insoweit bleibt es den nachfolgenden Planungsverfahren, hier dem Planfeststellungsverfahren, überlassen, an welchen Stellen erdverkabelt wird.*

*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 denkbar wäre. Das ist jedoch aufgrund der Isolierung des Kabels technisch nicht möglich. Daneben würde eine Spannungserhöhung alleine keine (n-1)-Sicherheit herstellen, da bei Ausfall des Kabels unabhängig von der Spannungsebene weiterhin das 110-kV Netz überlastet wäre.*

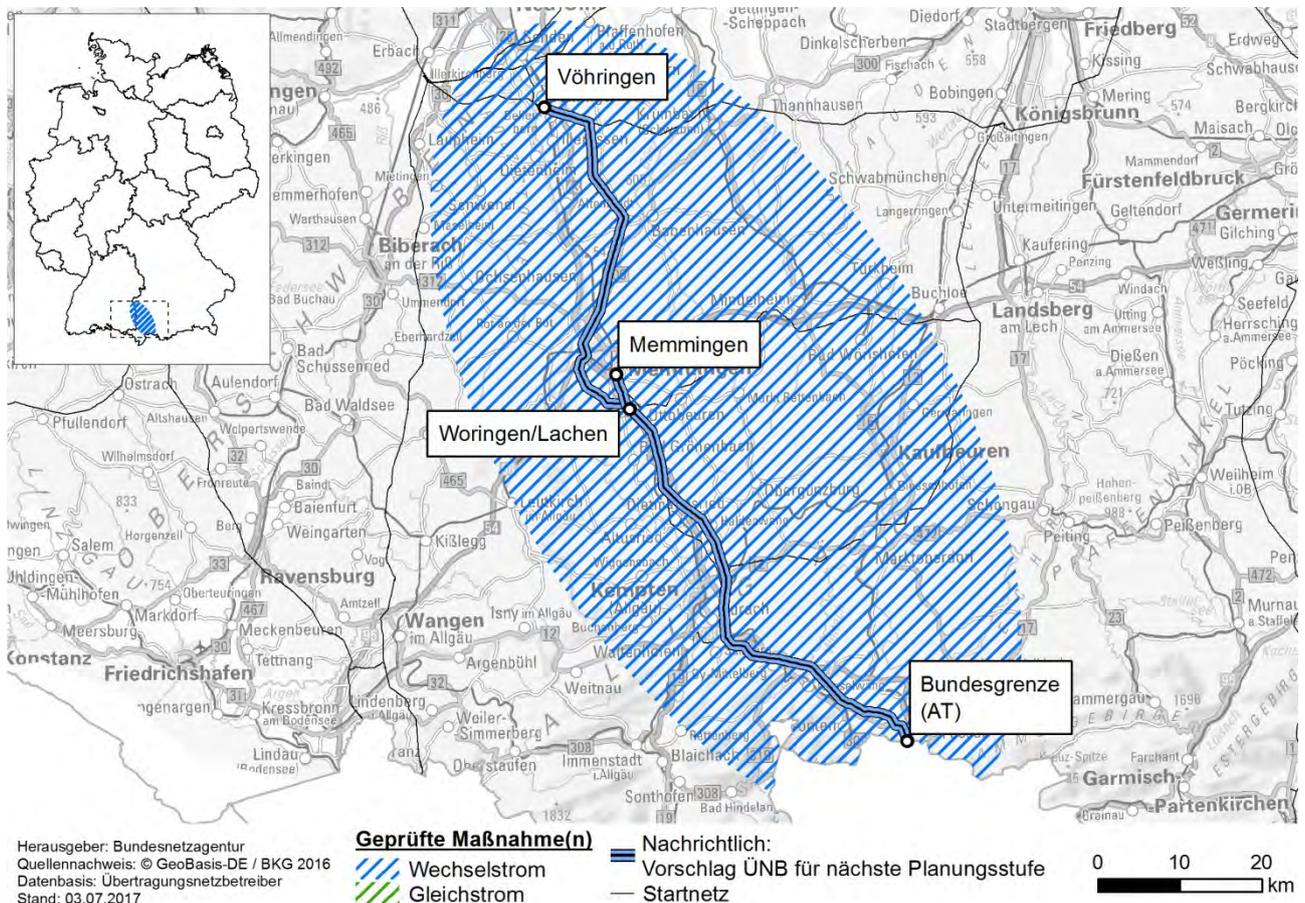
### **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M49 werden im Umweltbericht mit „C#“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem sind im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich.

Die Maßnahme ist im Bundesbedarfsplan als Pilotprojekt für Erdkabel zur Höchstspannungs-Drehstrom-Übertragung gekennzeichnet. Die Umweltauswirkungen einer Erdverkabelung der Maßnahme M49 werden im Umweltbericht mit „C#“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem sind im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich.

Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 204 und ab Seite 370) dargestellt.

# Projekt P74: Bayerisch Schwaben



Das Projekt P74 mit den Maßnahmen M96 und M97 wurde erstmals im NEP 2012 geprüft. Zunächst bestätigte die Bundesnetzagentur seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit, nicht mehr jedoch im NEP 2024. In der Folge wurde das Projekt P74 im Jahr 2015 wieder aus dem Bundesbedarfsplan gestrichen. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2023 für die Maßnahme M96, beziehungsweise im Jahr 2020 für die Maßnahme M97 an.

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 Woringen/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.

## Streckenmaßnahmen M96/97: Vöhringen – Bundesgrenze (AT) und Woringen/Lachen

Die Maßnahmen M96/97 werden nicht bestätigt.

### Wirksamkeit

Die Maßnahmen M96/97 erweisen sich in allen untersuchten Szenarien als wirksam. Sie führen zu einer deutlichen Entlastung der Leitungen zwischen Leupolz und der Bundesgrenze zu Österreich sowie zwischen Gundelfingen und Meitingen. Ohne die Maßnahmen M96/97 ist beispielsweise die Leitung zwischen Gundelfingen und Meitingen in der Stunde 5724 des Szenario B 2030 mit 111% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Mit den Maßnahmen M96/97 reduziert sich die Auslastung dann auf 60%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden des Szenarios B 2030 auf.

### Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen auch als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet sind sie im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 49%.

### Sonstige Erwägungen

Der europäische Netzentwicklungsplan (TYNDP) 2016 sieht vor, die Handelskapazität zwischen Deutschland und Österreich von 5,5 Gigawatt im Jahr 2025 auf 7,5 Gigawatt im Jahr 2030 zu steigern. Insofern erschiene das Projekt P74 im NEP 2017-2030 zunächst wieder wirksam und erforderlich, um ausreichend Kapazität für den Handel zur Verfügung zu stellen. Allerdings treten Überlastungen nur in vergleichsweise wenigen Stunden des Jahres auf, in denen die Handelskapazität von 7,5 Gigawatt voll ausgeschöpft wird. Ein Ausbau des Übertragungsnetzes für diese wenigen Fälle wäre aus Sicht der Bundesnetzagentur fragwürdig. Hinzu kommt, dass der österreichische Regulierer E-Control und die Bundesnetzagentur am 15. Mai 2017 vereinbart haben, zum 1. Oktober 2018 ein Engpassmanagement an der Grenze zwischen Deutschland und Österreich einzuführen. Hierfür soll dem Handel zunächst eine Kapazität von 4,9 Gigawatt zur Verfügung gestellt werden. Diese Handelskapazität soll bis zum Jahr 2024 sukzessive auf eine Leistung in der Größenordnung von 7 Gigawatt steigen. Mit einer Inbetriebnahme bis 2023 trüge das Projekt P74 zwar zu dieser angestrebten Steigerung bei. Die Prüfung der Bundesnetzagentur hat jedoch ergeben, dass die vereinbarte Handelskapazität zwischen Deutschland und Österreich auch ohne das Projekt P74 erreicht werden kann. Hierzu werden in den kommenden Jahren die geplanten und von der Bundesnetzagentur bestätigten Projekte P67 und P112 einen entscheidenden Beitrag leisten.

### Ergebnis

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie ist jedoch aufgrund der wenigen Stunden mit Überlastungen und ihrer Auswirkungen auf die Handelskapazität nach Österreich derzeit nicht bestätigungsfähig.

## Konsultation

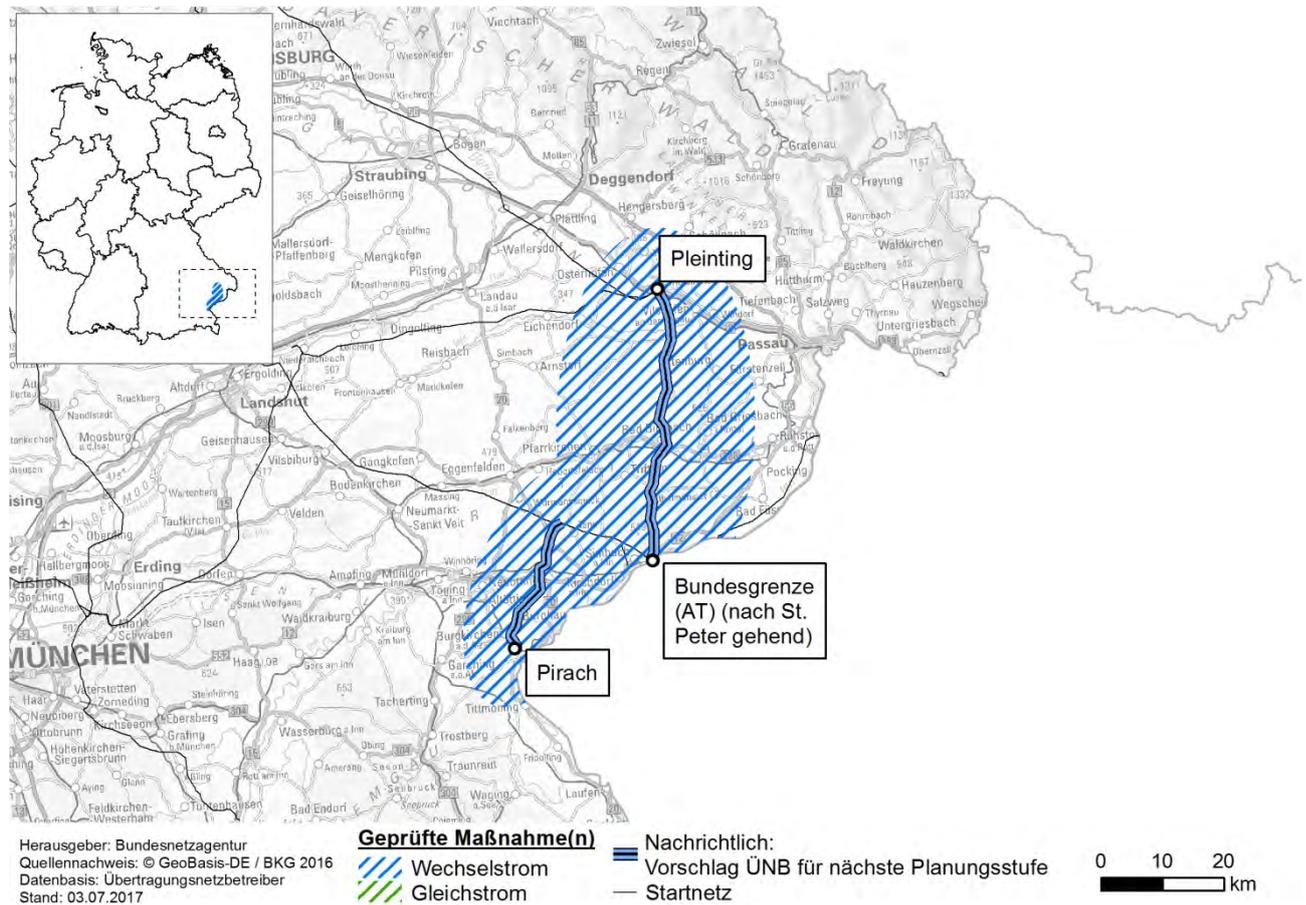
Aus dem Kreis der Konsultationsteilnehmer wird angemerkt, dass die Kapazität der Leitungsverbindungen zwischen Österreich und Deutschland über den zwischen den nationalen Regulierungsbehörden vereinbarten Wert hinaus ausgebaut werden sollte, um Engpässe an der Grenze und im vorgelagerten Netz zu reduzieren. Die Vereinbarung der Austauschkapazität sei nicht dazu gedacht den europäischen Netzausbau längerfristig zu hemmen. Die im TYNDP für das Projekt P74 angegebene Kapazitätssteigerung solle zum Erreichen der vereinbarten Austauschkapazität bis zum Jahr 2024 beitragen. Es sei nicht klar ersichtlich, durch welche Maßnahmen die vereinbarte Austauschkapazität erreicht werden sollte. Ferner ginge mit dem Projekt P74 ein zusätzlicher Gewinn an Versorgungssicherheit einher, da so österreichische Pumpspeicherkraftwerken besser angebunden würden. Die Vergangenheit habe gezeigt, dass zu gewissen Zeiten ein Abruf von kontrahiertem Redispatch Kraftwerken in Österreich nur eingeschränkt bzw. gar nicht möglich gewesen sei. Das Projekt P74 sei seit dem Jahr 2012 im TYNDP enthalten und bisher nicht beanstandet worden. Auf österreichischer Seite sei die Umsetzung relativ einfach durch eine Spannungsumstellung realisierbar. Darüber hinaus sei nicht nachvollziehbar, warum die Bundesnetzagentur das Projekt, obwohl es die Prüfkriterien der Wirksamkeit und Erforderlichkeit erfülle, nicht bestätige.

*Grundsätzlich unterstützt und begrüßt die Bundesnetzagentur den Ausbau grenzüberschreitender Kapazitäten um den europäischen Handel zu stärken. Die Prüfung hat im Fall des Projekts P74 jedoch ergeben, dass die vereinbarte Handelskapazität zwischen Deutschland und Österreich schon ohne die vergleichsweise geringe Kapazitätssteigerung durch das Projekt P74 aller Voraussicht nach erreicht werden kann. Nach derzeitiger Einschätzung der Bundesnetzagentur kann die Steigerung der Austauschkapazität durch die Projekte P67 und P112, die bereits Teil des Bundesbedarfsplangesetzes sind, erreicht werden. Eine Inbetriebnahme der beiden Projekte sehen die Übertragungsnetzbetreiber bis zum Jahr 2021 bzw. 2024 vor. Erhöhungen, die über die vereinbarte Austauschkapazität hinausgehen, hält die Bundesnetzagentur derzeit nicht für sachgerecht, da sie gegebenenfalls weiteren Netzausbau innerhalb Deutschlands auslösen könnten. Die Netzsituation in Deutschland wird mit steigendem Ausbau erneuerbarer Energien einen immer stärkeren Nord-Süd Transportbedarf aufweisen. Bei gleichzeitiger Erhöhung von Kapazitäten in südlich gelegene Nachbarländer wird dieser Effekt zusätzlich verstärkt. Die Bundesnetzagentur versteht daher die Vereinbarung nicht als Hemmnis, sondern als geeigneten Fahrplan die Transportkapazität zwischen Österreich und Deutschland in den kommenden Jahren in einem angemessenen Umfang zu steigern.*

*Die Bundesnetzagentur erachtet den TYNDP als wichtiges Planungsinstrument für den Ausbau des europäischen Stromnetzes. Er enthält nützliche und wichtige Informationen über geplante Projekte. Der TYNDP stellt jedoch kein bindendes und zwingend umzusetzendes Planungsinstrument dar. Projekte, die im Europäischen Netzentwicklungsplan enthalten sind, sind somit nicht automatisch zu realisieren und als zwingend notwendig anzusehen. Die Aufnahme von Projekten in den TYNDP führt nicht zwingend zu einer Bestätigung im Rahmen des Netzentwicklungsplans.*

*Zwar erfüllt das Projekt P74 rein formell die Kriterien der Wirksamkeit und Erforderlichkeit, dies allerdings nur in sehr wenigen Stunden im betrachteten Zieljahr. Daher sieht es die Bundesnetzagentur wie schon bereits im NEP 2024 derzeit als nicht gerechtfertigt an, für solch selten auftretende Situationen weiteren Netzausbau zu bestätigen.*

# Projekt P112: Pirach – Pleinting – Bundesgrenze (AT)



Das Projekt P112 ist Teil des Vorhabens Nr. 32 des Bundesbedarfsplans. Es besteht aus den Maßnahmen M201 und M212. Das Projekt wurde erstmals im NEP 2013 geprüft und im NEP 2014 von der Bundesnetzagentur in seiner energiewirtschaftlichen Notwendigkeit bestätigt. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut geprüft. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts für das Jahr 2024 an.

Bereits heute treten auf den Kuppelleitungen zwischen Deutschland und Österreich Engpässe auf. Der zunehmende Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland und die Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken in Österreich führen zu einem weiter steigenden Bedarf an grenzüberschreitender Transportkapazität. In diesem Zusammenhang ist das Projekt P112 sinnvoll, da es die Kuppelkapazität zwischen beiden Ländern erhöht.

Im Entwurf des NEP 2017-2030 besteht das Projekt P112 aus den Maßnahmen M201 und M212. Sie können sinnvoll nur gemeinsam betrachtet und geprüft werden, da durch die Maßnahme M201 die 220-kV-Versorgung von Pirach wegfällt. Erst durch die Maßnahme M212 ist die Versorgung von Pirach wieder sichergestellt.

## Streckenmaßnahmen M212: Abzweig Pirach und M201: Pleinting – Bundesgrenze (AT)

**Die Maßnahmen M201 und M212 werden bestätigt.**

### Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme M201 ist ein Neubau einer 380-kV-Leitung in der Trasse der vorhandenen 220-kV-Leitung zwischen Pleinting und St. Peter vorgesehen (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlage Pleinting wird mit einer Doppelleitung direkt in St. Peter angeschlossen. In Pleinting müssen die 380-kV-Schaltanlage verstärkt und 380/110-kV-Transformatoren aufgestellt werden (Netzausbau).

Das Umspannwerk Pirach ist derzeit über einen 220-kV-Abzweig an die 220-kV-Leitung Pleinting – St. Peter angeschlossen. Dieser Abzweig wird teilweise auf der bestehenden 220-kV-Leitung Altheim – St. Peter mitgeführt. Durch die Maßnahme M201 entfällt die Anbindung von Pirach in 220 kV, deswegen muss die Versorgung anderweitig sichergestellt werden. Im Rahmen der zugehörigen Maßnahme M212 soll dann die Schaltanlage Pirach auf 380 kV umgestellt und in die Leitung von Alheim nach St. Peter (P67) eingeschleift werden. Hierfür muss zwischen der 380-kV-Schaltanlage Pirach und der 380-kV-Leitung Alheim – St. Peter die bestehende 220-kV-Netzstruktur auf 380 kV umgestellt werden (Netzverstärkung). In Pirach müssen neben einer 380-kV-Schaltanlage zusätzlich 380/110-kV-Transformatoren neu errichtet werden (Netzausbau).

### Wirksamkeit

Die Maßnahmen M201 und M212 erweisen sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne sie ergäbe sich zwischen Pleinting und St. Peter beispielsweise in der Stunde 8651 des Szenarios B 2030 eine Überlastung von über 162%, wenn eine Leitung zwischen Isar und St. Peter ausfällt. Durch die Maßnahmen M201 und M212 reduziert sich die Auslastung dann auf 66%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf. Die Maßnahmen sind folglich wirksam.

### Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet sind sie im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 34%. Die Maßnahmen sind folglich auch erforderlich.

### Ergebnis

Die Maßnahmen erweisen sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P112 M201 und M212</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

## **Konsultation**

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M112 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

## **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M201 werden im Umweltbericht mit „B#“ bewertet. Es besteht ein nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem sind im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich.

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M212 werden im Umweltbericht mit „A##“ bewertet. Erhebliche Umweltauswirkungen können schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden.

Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 160) dargestellt.

# Projekt P113: Krümmel – Wahle

Das Projekt P113 enthält mehrere Streckenmaßnahmen zwischen Krümmel und Wahle, von denen die Bundesnetzagentur allerdings keine als möglicherweise zur Ergänzung des BBP-Netzes geeignet identifizieren konnte. Diese Streckenmaßnahmen (M202a, M202b, M203, M204) wurden daher nicht weiter geprüft und können nicht bestätigt werden. Neu im NEP 2017-2030 ist die Maßnahme M519, die von den Übertragungsnetzbetreibern als Ad-Hoc-Maßnahme eingereicht und als solche geprüft wurde. Für die Maßnahme M519 planen die Übertragungsnetzbetreiber eine Inbetriebnahme im Jahr 2022.

## Punktmaßnahme M519: Serienkompensation Stadorf/Wahle

**Maßnahme M519 wird als Ad-Hoc-Maßnahme bestätigt.**

### Beschreibung

Die Maßnahme M519 besteht aus der Errichtung je einer Serienkompensationsanlage an den beiden bestehenden Stromkreisen zwischen Stadorf und Wahle. Dabei handelt es sich um ortsfeste Nebenanlagen, die an bestimmten Punkten einer Leitung stehen und Blindflüsse auf den Stromkreisen minimieren. Sie verringern durch Ausgleich der Spannung entlang der Leitung den Spannungsabfall an deren Ende. Dies kann bei langen und hoch ausgelasteten Höchstspannungsleitungen den Blindwiderstand der Leitung verringern und so ihre Übertragungsleistung erhöhen.

Auf diese Weise soll mit der Maßnahme M519 das vorhandene 380-kV-Übertragungsnetz zwischen Hamburg und Hannover besser genutzt werden. Hintergrund ist, dass die Leitungen zwischen Dollern und Landesbergen, Krümmel und Wahle sowie Krümmel und Görries unterschiedliche Impedanzen aufweisen und sich die aus dem Raum Schleswig-Holstein/Hamburg nach Süden übertragene Leistung daher ungleich auf die zugehörigen Stromkreise verteilt. Der Einbau je einer Serienkompensationsanlage in die beiden Stromkreise zwischen Stadorf und Wahle verringert deren Impedanz und kann damit die Lastflüsse auf dieser Verbindung erhöhen. So kann die Leitung eine höhere Transportaufgabe übernehmen und die Leitungen zwischen Dollern und Landesbergen sowie zwischen Krümmel und Görries entlasten.

### Volkswirtschaftlicher Nutzen

Die Kriterien der Wirksamkeit und Erforderlichkeit finden bei der Prüfung von Ad-Hoc-Maßnahmen keine Berücksichtigung. Stattdessen wird eine sequenzielle Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt. Die Maßnahme wurde dabei im zweiten Schritt identifiziert. Sie weist in diesem Schritt über den Betrachtungszeitraum von drei Jahren einen Gesamtnutzen in Höhe von 110 Mio. € und Investitionskosten in Höhe von 27 Mio. € auf. Insgesamt entsteht bei Realisierung der Maßnahme damit ein Vorteil in Höhe von 83 Mio. €.

### Ergebnis

Die Maßnahme stiftet im betrachteten Zeitraum einen Nutzen der die Investitionskosten übersteigt. Die Maßnahme ist folglich wirtschaftlich.

# Projekt P115: Mehrum

Bei der Maßnahme M205 des Projekts P115 handelt es sich um eine horizontale Punktmaßnahme. Mit der Maßnahme wird eine 380-kV-Schaltanlage am Standort Mehrum errichtet und in zwei bestehende 380-kV-Stromkreise eingeschliffen. Mittels zweier 380-/220-kV-Netzkuppeltransformatoren wird dann eine Verbindung zur bestehenden 220-kV-Schaltanlage geschaffen. Durch die Maßnahme wird somit eine zusätzliche Verbindung der 220- und 380-kV-Netzebenen geschaffen, was zu einer Entlastung der 220-kV-Netzebene in Niedersachsen führt.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2021 an.

## Punktmaßnahme M205: Schaltanlage Mehrum

**Die Maßnahme M205 wird bestätigt.**

### Wirksamkeit

Die Maßnahme M205 erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf dem Stromkreis zwischen Mehrum und Hallendorf für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M205 ist dieser Stromkreis beispielsweise in der Stunde 1572 des Szenarios B 2030 mit 188% belastet, wenn der Stromkreis von Mehrum nach Gleidingen ausfällt. Mit der Maßnahme M205 reduziert sich die Auslastung dann auf 75%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

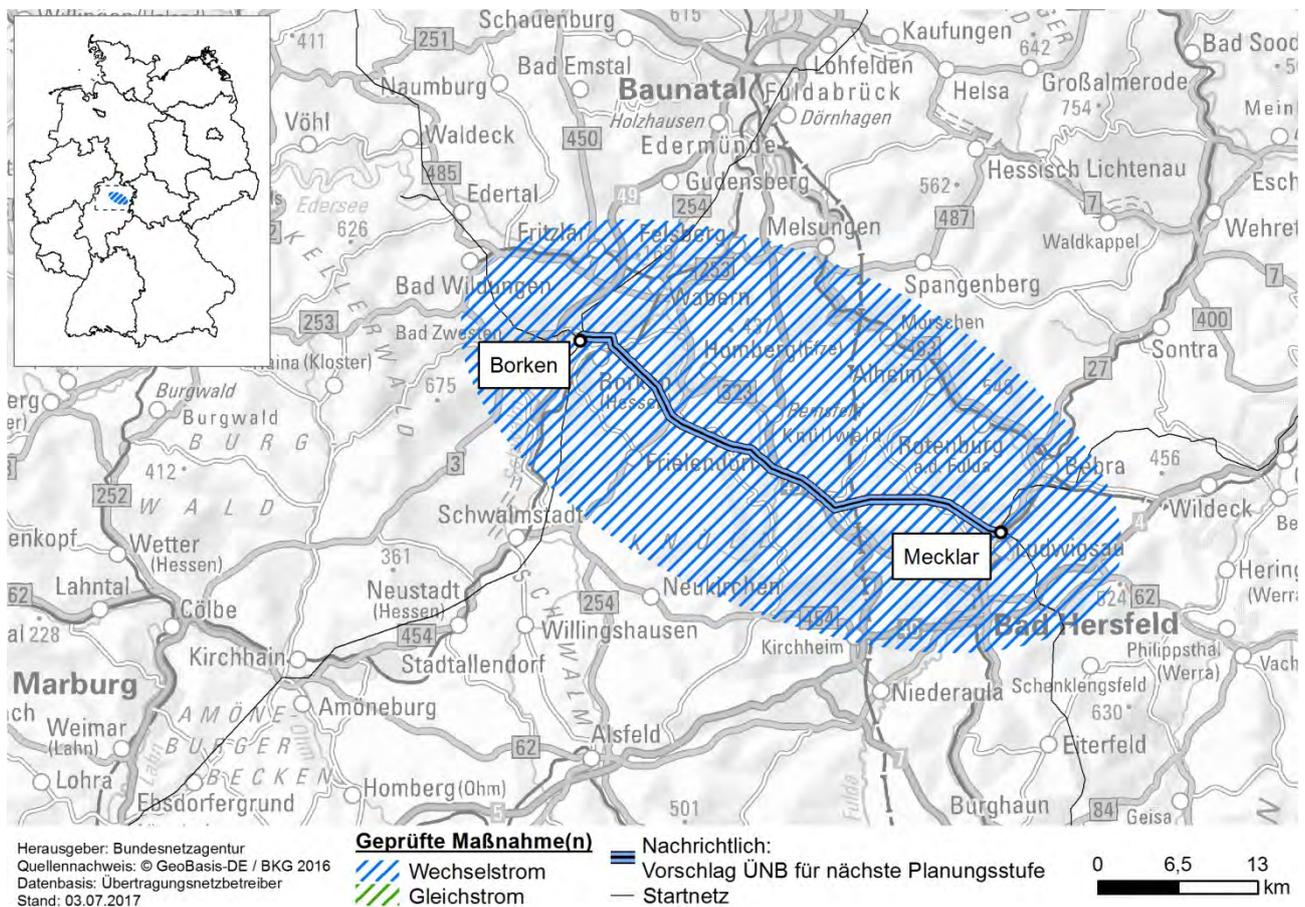
### Ergebnis

Die Maßnahme M205 erweist sich in allen Szenarien als wirksam.

### Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M205 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

## Projekt P118: Borken – Mecklar



Das Projekt P118 mit der Maßnahme M207 ist als Vorhaben Nr. 43 Teil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt wurde erstmals im NEP 2013 geprüft. Seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit hat die Bundesnetzagentur erstmals im NEP 2014 für das Jahr 2021 bestätigt. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2022 an.

An beiden Netzverknüpfungspunkten Borken und Mecklar verlaufen jeweils wichtige Trassen von Norden in den Süden Hessens, zwischen denen ein ausreichender Leistungsausgleich gewährleistet werden muss. Zusätzlich ist ein gesteigertes Aufkommen an erneuerbaren Energien zu beobachten, zu deren Integration ein weiterer Ausbau der Netzinfrastruktur notwendig ist. Ferner treten in mehreren Szenarien für das Jahr 2030 in den Simulationen in einer Reihe von Stunden Lastflüsse in Ost-West-Richtung auf, die zu hohen Auslastungen der entsprechenden Leitungen führen. Eine der wesentlichen Maßnahmen zum sinnvollen Umgang mit dieser Situation ist das Projekt P118, da es im Zusammenspiel mit weiteren Maßnahmen in der Region den Leistungsausgleich zwischen den beiden Verbindungen in Nord-Süd-Richtung gewährleistet. Die Nord-Süd-Lastflüsse können so angemessen auf mehrere Leitungen verteilt werden.

Gleichzeitig stellt das Projekt die benötigte Übertragungskapazität für die Flussrichtung von Osten nach Westen sicher. Es trägt zusätzlich zu einem verbesserten Stromtransport für das gesteigerte Aufkommen an erneuerbaren Energien bei und verbessert damit deren Integration.

## **Streckenmaßnahme M207: Borken – Mecklar**

**Maßnahme M207 wird bestätigt.**

### **Beschreibung**

Die Maßnahme M207 sieht die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Borken und Mecklar vor (Netzverstärkung). Eine Beseilung mit Hochtemperaturleitern erscheint vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit auf einem 33 km langen Teilabschnitt grundsätzlich möglich. Nach aktueller Planung sollen auf dem restlichen Teilabschnitt von ca. 8 km Länge die Leitungen Borken – Mecklar und Wahle – Mecklar (Startnetz-Projekt TTG-006) parallel auf einem gemeinsamen Leitungsgestänge geführt werden. Nach diesem Abschnitt werden die beiden Leitungen wieder separat geführt. Darüber hinaus müssen die Schaltanlagen in Borken und Mecklar verstärkt werden (Netzverstärkung).

### **Wirksamkeit**

Die Maßnahme erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Stromkreisen zwischen Borken und Mecklar für (n-1)-Sicherheit. Beispielsweise kommt es in Stunde 8299 des Szenarios C 2030 ohne die Maßnahme M207 zu einer Überlastung des bestehenden 380-kV-Systems zwischen Borken und Mecklar von 106%, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Diese Überlastung kann auch durch die in Borken platzierten Phasenschiebertransformatoren (PST) nicht verhindert werden, obwohl diese darauf eingestellt sind, die Leitungen zwischen Borken und Mecklar vor Überlastungen zu schützen. Ohne diese PST würde die genannte Überlastung allerdings noch deutlich höher ausfallen. Durch Hinzunahme der Maßnahme M207 reduziert sich die Auslastung dann auf 87%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei etwa 64%.

### **Ergebnis**

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P118 M207</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

### **Konsultation**

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M207 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

### **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M207 werden im Umweltbericht mit „A## bewertet. Erhebliche Umweltauswirkungen können schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 216) dargestellt.

# Projekt P127: Punktmaßnahmen 50Hertz

## Punktmaßnahme M393: Transformator Lubmin

### Beschreibung

Am Standort Lubmin soll ein zusätzlicher 380/220-kV-Netzkuppeltransformator aufgestellt werden. Die Maßnahme soll zur dazu beitragen, die horizontale Übertragungskapazität in Mecklenburg-Vorpommern zu erhöhen.

### Ergebnis

Die Maßnahme befindet sich nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber im Umsetzungsstand „genehmigt oder im Bau“ und wird daher als Startnetzmaßnahme behandelt. Der Antrag auf Bestätigung der Maßnahme im NEP 2017-2030 ist damit gegenstandslos. Die entsprechende Investitionsmaßnahme hat die Bundesnetzagentur im Rahmen der Anreizregulierung genehmigt, für immissionsschutz- oder baurechtliche Genehmigungen ist sie nicht zuständig.

## Punktmaßnahme M397: Transformatoren Röhrsdorf

**Die Maßnahme M397 wird nicht bestätigt.**

### Beschreibung

Mit der Maßnahme M397 sollen am Standort Röhrsdorf zwei 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren im Austausch gegen zwei bestehende 380/220-kV-Netzkuppeltransformatorenaufgestellt werden. Die neuen 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren sollen der sicheren Versorgung von regionalen 220-kV-Netzgebieten und der Einhaltung der zulässigen Spannungsgrenzen dienen. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme zwischen 2020 und 2025 an.

### Wirksamkeit

Die Maßnahme M397 erweist sich nicht als wirksam. In dem von den Übertragungsnetzbetreibern während der Konsultation vorgelegten Netzdatensatz vorgelegt. Als einzuhaltendes Spannungsband des 220-kV-Netzes im Grundfall wurde der Bereich von 220 kV bis 245 kV angegeben. Ohne die Maßnahme M397 beträgt in der Stunde 1 die Spannung der 220-kV-Anlage in Röhrsdorf 246 kV. Mit der Maßnahme M397 sinkt der Spannungswert auf 241 kV. Dieser Wert kann jedoch auch ohne die Maßnahme M397 erreicht werden, dazu muss lediglich die Stufenstellung der beiden vorhandenen Netzkuppeltransformatoren geringfügig geändert werden. Zudem weisen die bestehenden Netzkuppeltransformatoren eine deutlich höhere maximal zulässige Leistung auf als die geplanten neuen Netzkuppeltransformatoren.

# Projekt P133: Borken – Gießen/Nord

Das Projekt P133 wurde erstmals im Netzentwicklungsplan 2013 von den Übertragungsnetzbetreibern identifiziert, jedoch bisher nicht von der Bundesnetzagentur bestätigt. Im Netzentwicklungsplan 2017-2030 enthält es die Streckenmaßnahme M253 und die Punktmaßnahme M253PST.

Die Streckenmaßnahme P253 konnte die Bundesnetzagentur nicht als geeignete Maßnahme zur Ergänzung des BBP-Netzes identifizieren. Sie wurde daher nicht weiter geprüft.

Die Maßnahme M253PST wird von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan 2017-2030 erstmals vorgeschlagen. Es handelt sich um eine lastflusststeuernde Maßnahme, die unabhängig von der Streckenmaßnahme M253 positive Wirkung auf das bestehende Übertragungsnetz haben könnte und daher von der Bundesnetzagentur geprüft wird. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme bis zum Jahr 2030 an.

## Punktmaßnahme M253PST: Lastflusststeuernde Maßnahme in Borken

**Die Maßnahme M253PST wird bestätigt.**

### Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme M253PST sollen Phasenschiebertransformatoren in Borken errichtet werden, um die Leistungsflüsse über die Leitungen zwischen Borken und Gießen optimal steuern zu können. Hierfür ist voraussichtlich ein neues Umspannwerk in Borken zu errichten.

### Wirksamkeit

Die Maßnahme M253PST erweist sich in allen geprüften Szenarien als wirksam. Ohne die Phasenschieber würde beispielsweise in der Stunde 4839 des Szenarios B 2030 die Leitung von Borken nach Gießen mit 107% überlasten, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Mit der Maßnahme M253PST läge die Auslastung im selben Fall nur noch bei 49%.

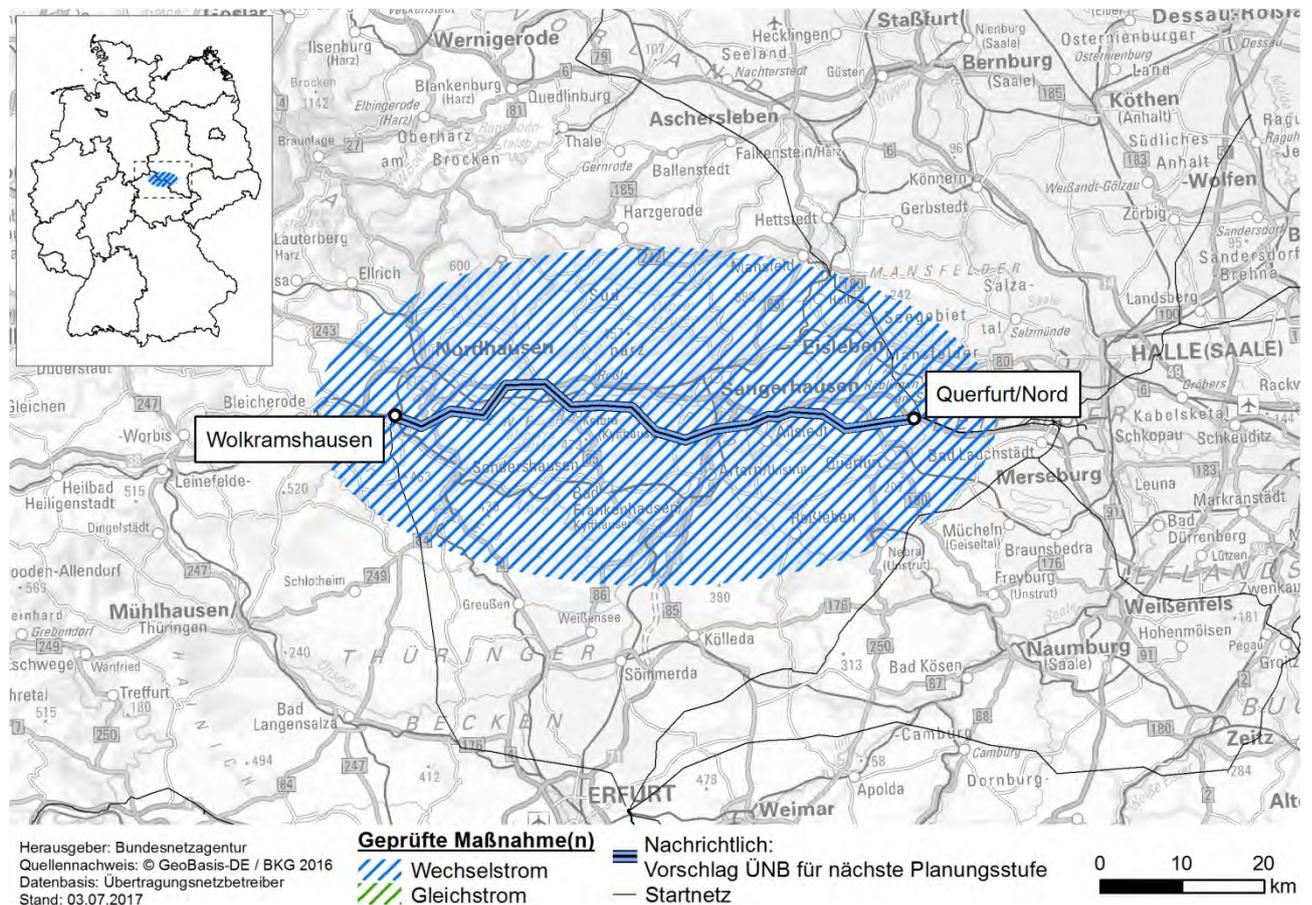
### Ergebnis

Die Maßnahme M253PST erweist sich in allen Szenarien als wirksam.

### Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M253PST erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

# Projekt P150: Querfurt – Wolframshausen



Das Projekt P150 ist unter der Bezeichnung „Lauchstädt – Wolframshausen – Vieselbach“ als Vorhaben Nr. 44 Bestandteil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt wurde erstmals im NEP 2014 geprüft. Die Bundesnetzagentur hat seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit erstmals im NEP 2014 für das Jahr 2024 bestätigt. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2024 an.

Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nordost nach Südwest und der Aufnahme von Erneuerbaren-Leistung aus den unterlagerten Verteilernetzen sind die bestehenden 220-kV-Leitungen im Bereich Wolframshausen – Vieselbach bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute hoch belastet. Das Projekt P150 würde einen Beitrag zur Erhöhung der Übertragungskapazität auf der Achse Lauchstädt – Querfurt – Wolframshausen – Vieselbach und zugleich in Sachsen-Anhalt und Thüringen insgesamt leisten.

## **Streckenmaßnahme M352a: Querfurt– Wolframshausen**

### **Die Maßnahme M352a wird bestätigt.**

#### **Beschreibung**

Die Übertragungsnetzbetreiber möchten zwischen Querfurt und Wolframshausen eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung in der bestehenden 220-kV-Trasse errichten. Die geplante 380-kV-Anlage in Querfurt wäre zu erweitern.

Als Maßnahme M352 TR1 werden von den Übertragungsnetzbetreibern 380/110-kV-Transformatoren zur Verbindung mit dem Verteilnetz als Ersatz für 220/110-kV-Transformatoren aufgestellt. Dies bedingt sich durch den Wegfall der 220-kV-Netzebene in den Zielnetzen der Übertragungsnetzbetreiber. Als Maßnahme M352 TR2 ist von den Übertragungsnetzbetreibern je ein 380/220-kV- Netzkuppeltransformator an den Standorten Querfurt und Wolframshausen aufgeführt. In den Zielnetzen A 2030, B 2030 und C 2030 der Übertragungsnetzbetreiber sind die Netzkuppeltransformatoren nicht notwendig, da mit den Projekt P150, P224 und P251 die 220-kV-Netzebene an den Standorten Querfurt und Wolframshausen entfällt. Im übermittelten Datensatz zur Prüfung der Maßnahme M352a waren die Transformatoren enthalten.

#### **Wirksamkeit**

Die Maßnahme M352a erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Stromkreisen zwischen Lauchstädt und Vieselbach für (n-1)-Sicherheit.

Ohne die Maßnahme M352a ist beispielsweise die Leitung zwischen Lauchstädt und Vieselbach in der Stunde 1080 des Szenarios B 2030 mit 153% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Durch die Maßnahme M352a reduziert sich die Auslastung dann auf 107%.

#### **Erforderlichkeit**

In den geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M352a als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist sie im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei 41%.

Die bestehenden Stromkreise zwischen Lauchstädt und Vieselbach sind im Szenario B 2030 schon im (n-0)-Fall mit 103% hoch ausgelastet. Diese hohe Auslastung wird durch die Maßnahme M352a auf 79% reduziert. Im (n-1)-Fall reduziert die Maßnahme M352a die Auslastung nicht unter 100%, allerdings um fast 50 Prozentpunkte.

#### **Ergebnis**

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P150 M352a</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

### **Konsultation**

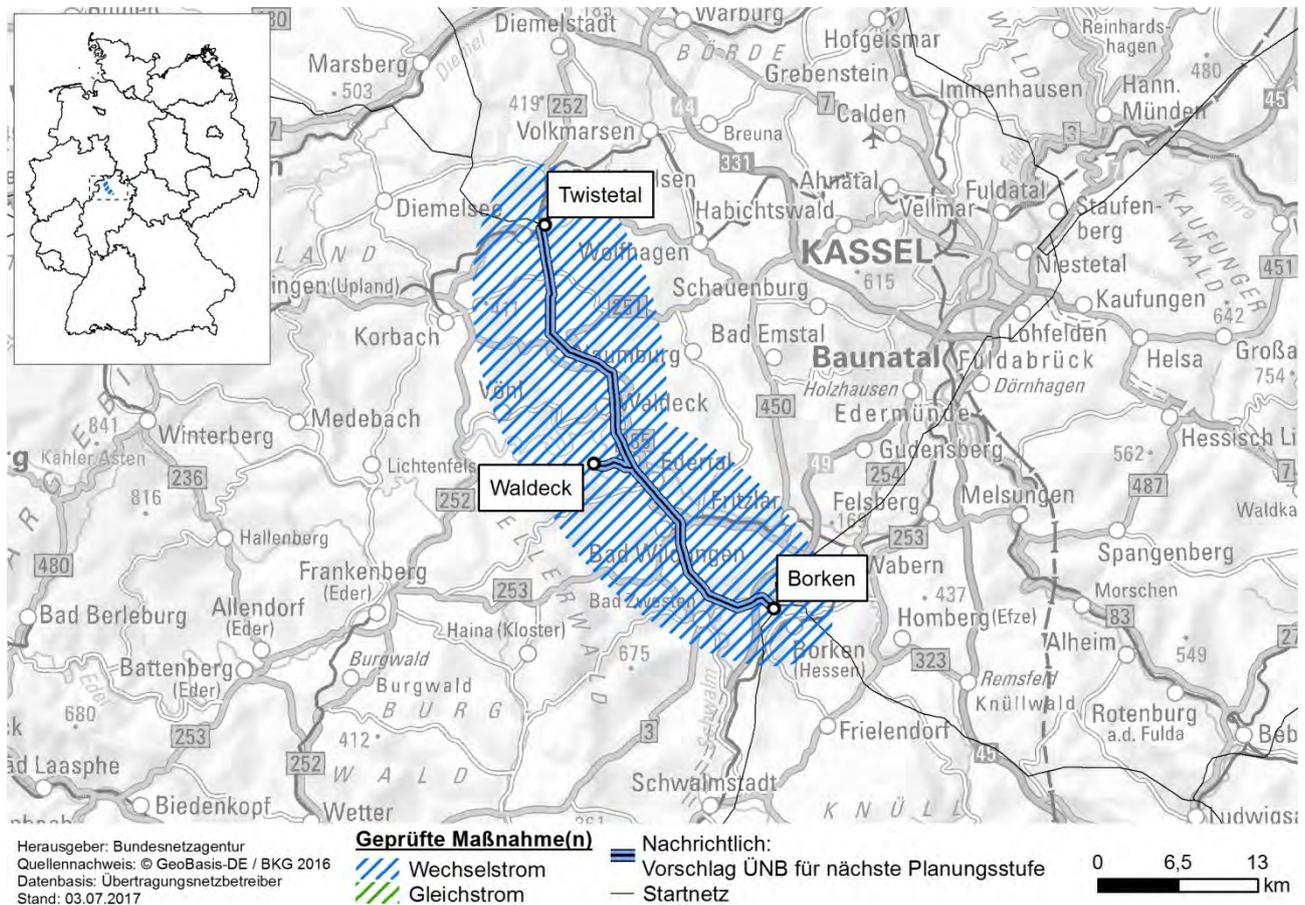
Mehrere Konsultationsteilnehmer schlagen als Alternative zu den Projekten P150 und P224 einen weiteren Ausbau der Thüringer Strombrücke zwischen den Netzverknüpfungspunkten Lauchstädt und Vieselbach auf vier Systeme vor.

*Der betroffene erste Abschnitt der Thüringer Strombrücke zwischen Lauchstädt und Vieselbach wurde erst 2008 mit einer 380-kV-Doppelleitung in Hochstrombeseilung in Betrieb genommen. Bei Realisierung der vorgeschlagenen Alternative müsste er neu errichtet werden. Sinnvoller erscheint es, die Transportaufgabe über die Strecke Lauchstädt – Wolkramshausen – Vieselbach zu bewältigen und dort zugleich alte 220-kV-Leitungen aus dem Jahr 1965 durch heutigen Stand der Technik abzulösen.*

### **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M352a werden im Umweltbericht mit „A##“ bewertet. Erhebliche Umweltauswirkungen können schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 220) dargestellt.

# Projekt P151: Borken – Twistetal



Das Projekt P151 mit der Maßnahme M353 ist als Vorhaben Nr. 45 Teil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt wurde erstmals im NEP 2014 geprüft, seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit erstmals im NEP 2014 für das Jahr 2021 bestätigt. Im NEP 2017-2030 wird es im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2024 an.

Die bestehende Leitung der Trasse zwischen Borken und Twistetal stellt eine wichtige Nord-Süd-Verbindung in der TenneT-Regelzone dar. Aufgrund des steigenden Transportbedarfs zwischen Borken und Twistetal, werden die bestehenden Leitungen in den zukünftigen Szenarien bei Ausfall des parallelen Stromkreises unzulässig hoch ausgelastet. Das Projekt P151 sorgt für die Wiederherstellung der (n-1)-Sicherheit.

## Streckenmaßnahme M353: Borken – Twistetal

### Maßnahme M353 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Borken und Twistetal vorgesehen (Netzverstärkung). Außerdem sind die Schaltanlagen in Borken und Twistetal zu verstärken (Netzverstärkung). Weiterhin ist die Schaltanlage in Waldeck voll einzuschleifen. In Waldeck ist außerdem eine Erweiterung des Pumpspeicherkraftwerks geplant.

#### Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Stromkreisen zwischen Borken und Twistetal für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M353 ist in der Stunde 8184 des Szenarios A 2030 zum Beispiel ein Stromkreis zwischen Borken und Twistetal mit 122% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme M353 reduziert sich Auslastung dann auf 92%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

#### Erforderlichkeit

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

#### Ergebnis

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P151 M353</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

#### Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M353 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

### **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M353 werden im Umweltbericht mit „C#“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem sind im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 228) dargestellt.

# Projekt P153: Alfstedt

## Punktmaßnahme M355: Umspannwerk Alfstedt

Die Maßnahme M355 wird nicht bestätigt.

### Beschreibung

Mit der Maßnahme M355 möchten die Übertragungsnetzbetreiber am Standort Alfstedt einen dritten 380/110-kV-Transformator errichten. Sie streben eine Inbetriebnahme im Jahr 2022 an.

### Ergebnis

Bei der Maßnahme M355 handelt es sich nach Einschätzung der Bundesnetzagentur um eine vertikale Punktmaßnahme. Solche vertikale Punktmaßnahmen werden im Netzentwicklungsplan nicht geprüft.

Die Übertragungsnetzbetreiber begründen die Maßnahme M355 damit, dass im Raum Alfstedt aufgrund erhöhter EE-Einspeisung die Umspannkapazität zwischen Verteil- und Übertragungsnetz erhöht werden müsse. Auch im zur Prüfung eingereichten Netzdatensatz begründen die Übertragungsnetzbetreiber die Maßnahme mit Überlastungen in der Umspannebene zwischen dem Höchstspannungsnetz und dem Verteilnetz.

# Projekt P154: Siegburg

## Punktmaßnahme M356 TR1: 380/220-kV-Transformator Siegburg

**Die Maßnahme M356 TR1 wird bestätigt.**

### Beschreibung

Am Standort Siegburg existiert ein Umspannwerk mit einer 220-kV-Schaltanlage. Mit dem Projekt P154 soll diese Station um eine 380-kV-Schaltanlage und einen 380/220-kV-Netzkuppeltransformator erweitert werden, um so das 220-kV-Netz in dem Bereich zu stützen. Zum Anschluss der 380-kV-Schaltanlage ist ein etwa ein Kilometer langer Leitungsneubau zu einer bestehenden 380-kV-Leitung geplant. Da die Notwendigkeit dieser kurzen Anschlussleitung im direkten Zusammenhang mit der Punktmaßnahme zu sehen ist, wird sie nicht separat geprüft.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2018 an.

### Wirksamkeit

Die Übertragungsnetzbetreiber begründen die Maßnahme M356 TR1 auch damit, dass bei einem im 220-kV-Netz angeschlossenen Kunden die vertraglich zugesicherte Netzanschlusskapazität ohne die Maßnahme zukünftig nicht (n-1)-sicher bereitgestellt werden könne.

Um dies in den Netzberechnungen zu berücksichtigen, hat die Bundesnetzagentur nach Klärung mit dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber im geprüften Datensatz den Wert der zugesicherten Netzanschlusskapazität an den betroffenen Kundenstandorten angepasst. Die Maßnahme M356 TR1 erweist sich so in allen Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme M356 TR1 ist beispielsweise ein 220-kV-Stromkreis zwischen Opladen und Dünnwald in der Stunde 710 des Szenarios B 2030 mit 114% überlastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Mit der Maßnahme M356 TR1 verringert sich die Auslastung in dieser Situation auf 94%. Ähnliche Situationen treten in verschiedenen Stunden und in allen Szenarien auf.

# Projekt P155: Elsfleth/West

Bei der Maßnahme M357 des Projekts P155 handelt es sich um eine horizontale Punktmaßnahme. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme im Jahr 2019 an.

## Punktmaßnahme M357: Schaltanlage Elsfleth/West

**Die Maßnahme M357 wird bestätigt.**

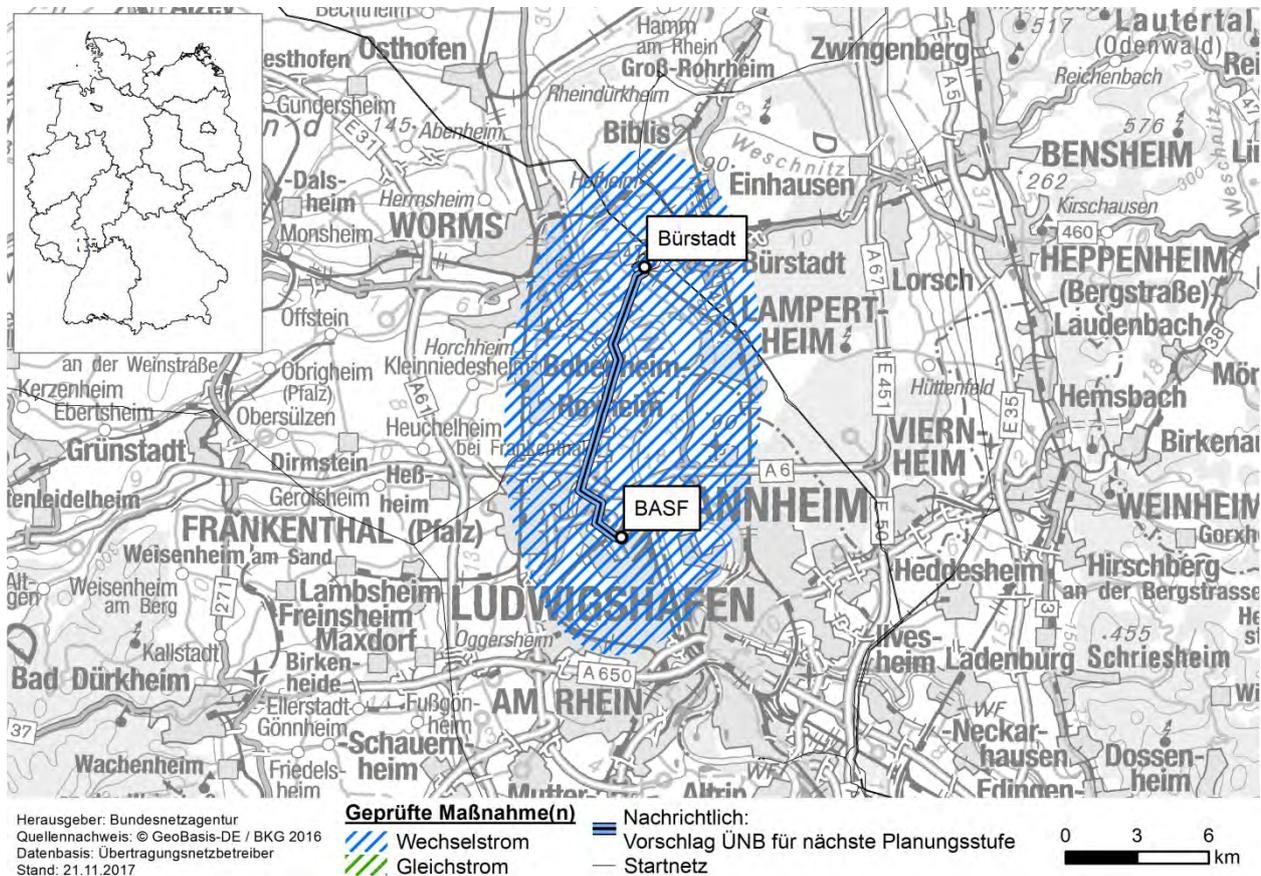
### Beschreibung

Die Maßnahme M357 steht im Zusammenhang mit den Projekten P22 und P23. Zwischen den Umspannwerken Unterweser – Ganderkese, Niedervieland – Ganderkese, Niedervieland – Dollern sowie Unterweser – Dollern bestehen 380-kV-Stromkreise. In der geplanten 380-kV-Schaltanlage Elsfleth/West (M357) sollen diese Stromkreise so angeschlossen werden, dass jeweils zwei parallele Verbindungen Elsfleth/West – Unterweser, Elsfleth/West – Ganderkese bzw. Niedervieland sowie Elsfleth/West – Dollern entstehen. Mit der Maßnahme M357 ist somit eine Symmetrierung der Leistungsflüsse möglich, wodurch einzelne Netzelemente entlastet werden können.

### Wirksamkeit

Die Maßnahme M357 erweist sich in allen geprüften Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den umliegenden Leitungen für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M357 ist beispielsweise der Stromkreis zwischen Unterweser und Dollern in der Stunde 3755 des Szenarios B 2030 mit 140% überlastet, wenn der Stromkreis zwischen Dollern und Niedervieland ausfällt. Mit der Maßnahme M357 verringert sich die Auslastung in dieser Situation auf 58%. Ähnliche Situationen treten in verschiedenen Stunden und in allen Szenarien auf. Die Maßnahme ist folglich wirksam.

## Projekt P159: Bürstadt – BASF



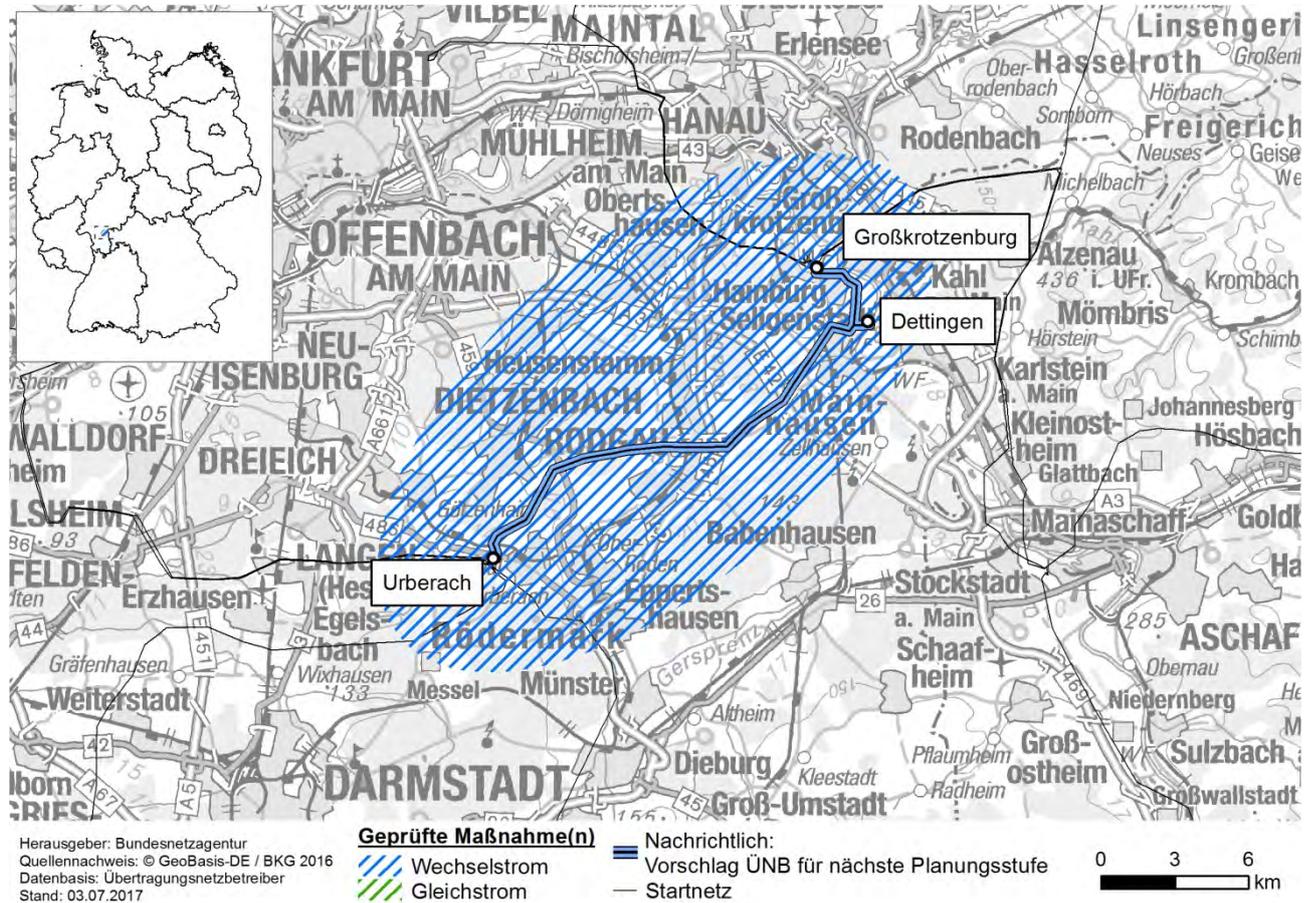
### Maßnahme M62 wird nicht bestätigt.

Die Bundesnetzagentur hat die Maßnahme M62 nicht als geeignete Maßnahme für die sequenzielle Prüfung identifizieren können. Auch die Übertragungsnetzbetreiber selbst gehen nicht in allen betrachteten Szenarien von einer Notwendigkeit dieser Maßnahme aus.

Ein Konsultationsteilnehmer hält das Projekt aufgrund der Abschaltung der Atomkraftwerke Biblis, Philippsburg und Neckarwestheim für notwendig. Es sei zur Versorgung eines angeschlossenen Industriekunden und für die zugesicherte Netzanschlusskapazität erforderlich. Ein Kuppeln der beiden Sammelschienen, über welche die Versorgung des Kunden stattfindet, sei als Alternative zur Maßnahme M62 nicht zulässig.

*Das Projekt P159 steht in keinem Zusammenhang mit dem deutschen Atomausstieg, da das Projekt keine weiträumige Übertragungsaufgabe hat. Für die Versorgung des betroffenen Industriekunden ist in den untersuchten Szenarien die Maßnahme M62 nicht erforderlich. Die auftretenden Engpässe lassen sich durch eine geänderte Verschaltung beheben. Dabei müssen die Sammelschienen nicht gekuppelt werden. In jedem Fall steht eine (n-1)-sichere Übertragungskapazität zur Verfügung, die oberhalb der Netzanschlusskapazität liegt.*

# Projekt P161: Großkrotzenburg – Urberach



Das Projekt mit der Maßnahme M91 wurde (damals noch als Bestandteil des ehemaligen Projekts P42) erstmalig im NEP 2012 geprüft. Seit dem NEP 2023 trägt es die eigene Bezeichnung P161. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt aufgrund seiner Beziehung zu den Projekten P43 und P43mod im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Bundesnetzagentur hat es in ihrer Schwachstellenanalyse des BBP-Netzes zunächst als ein möglicherweise geeignet identifiziert und daher sequenziell – unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente – geprüft.

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

## Streckenmaßnahme M91: Großkrotzenburg – Urberach

**Maßnahme M91 wird bestätigt.**

## Beschreibung

Die Maßnahme M91 sieht eine Umbeseilung der bestehenden 380-kV Leitungen von Großkrotzenburg über Dettingen nach Urberach vor. Hierfür planen die Übertragungsnetzbetreiber auch Verstärkungen der bestehenden Schaltanlagen an den drei genannten Standorten.

## Wirksamkeit

Die Maßnahme M91 erweist sich in allen untersuchten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Stromkreisen zwischen Großkrotzenburg, Dettingen und Urberach für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M91 kommt es beispielsweise in Stunde 2255 des Szenarios B 2030 zu einer Überlastung von 109% auf einem Stromkreis zwischen Urberach und Dettingen, wenn das parallele System von Großkrotzenburg nach Dettingen ausfällt. Mit der Maßnahme M91 beträgt die Auslastung in vorgenannter Ausfallsituation nur 81%. Derartige Situationen mit der beschriebenen Wirkung der Maßnahme treten in allen vier Szenarien auf.

## Erforderlichkeit

In den untersuchten Stunden liegt die Auslastung der Maßnahme M91 jeweils über 50%. Damit erweist sie sich auch als erforderlich.

## Sonstige Erwägungen

Die Maßnahme M91 wurde in Verbindung mit der Maßnahme M74 des Projekts P43 positiv auf ihre Wirksamkeit und Erforderlichkeit geprüft. Wird stattdessen das Projekt P43mod mit der Maßnahme M74mod berücksichtigt, kann auf die Maßnahme M91 verzichtet werden, da der entsprechende Abschnitt zwischen Großkrotzenburg und Urberach bereits durch M74mod verstärkt wird.

## Ergebnis

Die Maßnahme M91 erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich, soweit im Projekt P43 die Maßnahme M74 realisiert wird. Sie wird insofern bestätigt.

<b>P161 M91</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

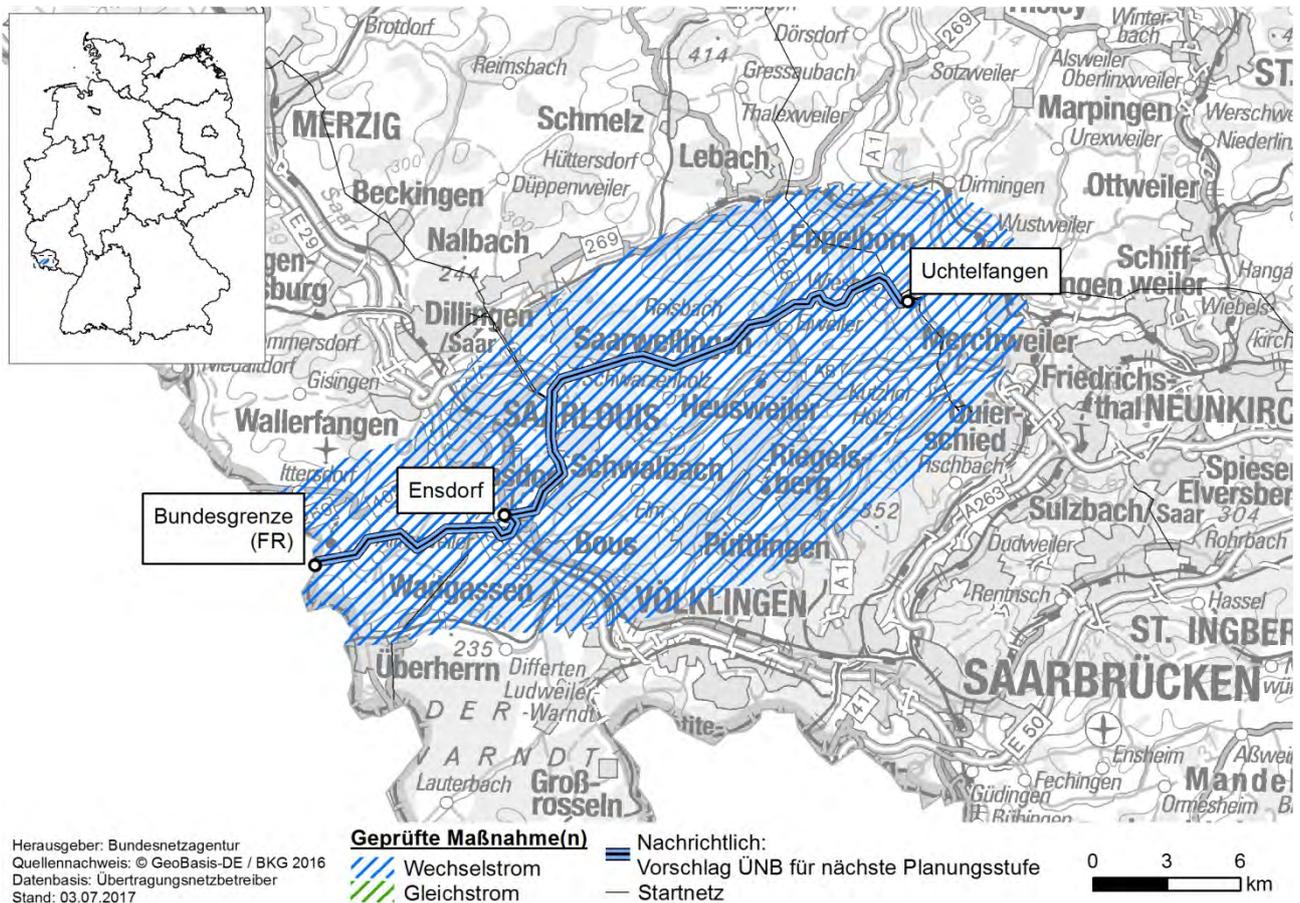
## Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M91 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Mehrere Konsultationsteilnehmer wiesen darauf hin, dass die Maßnahme nicht benötigt werde, falls das Projekt P43mod realisiert werde. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

**Nachrichtlich: Bewertung der Maßnahme im Umweltbericht**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M91 werden im Umweltbericht mit "A##" bewertet. Erhebliche Umweltauswirkungen können schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 256) dargestellt.

# Projekt P170: Kuppelkapazität Deutschland – Frankreich



Das Projekt P170 mit der Maßnahme M380 wird im NEP 2017-2030 erstmalig geprüft. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts bis zum Jahr 2030 an.

Mit zunehmendem Ausbau der Erneuerbaren Energien im Norden Deutschlands kommt es vermehrt zu Lastflüssen in Richtung Süden und in Richtung Frankreich. Dadurch entstehen Engpässe auf den bestehenden Verbindungen zwischen Deutschland und Frankreich. Diese sollen mit Hilfe des Projekts verringert werden. Ziel des Projekts ist neben seiner netzentlastenden Wirkung im (n-1)-Fall und der damit verbundenen Erhöhung der netzseitigen Versorgungssicherheit eine Stärkung des europäischen Binnenmarkts. Es trägt dazu bei, die durch den TYNDP in Aussicht gestellte Übertragungskapazität zwischen Frankreich und Deutschland zu erreichen.

## Maßnahme M380: Uchtelfangen – Ensdorf – Bundesgrenze (FR)

### Maßnahme M380 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme M380 planen die Übertragungsnetzbetreiber, die bestehenden 380-kV-Leitungen zwischen den 380-kV-Anlagen Uchtelfangen, Ensdorf und Vigy (FR) zu erweitern. Dies könne durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen auf der bestehenden Leitung, oder wenn dies aus statischen Gründen nicht möglich sei, durch den Neubau in bestehender Trasse erfolgen. Zusätzlich sei eine Verstärkung der bestehenden Anlagen in Uchtelfangen notwendig. Die Übertragungsnetzbetreiber sehen eine Inbetriebnahme dieser Maßnahme bis zum Jahr 2030 vor.

#### Wirksamkeit

Die Maßnahme M380 erweist sich in allen untersuchten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme M380 ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Ensdorf und Vigy (FR) in der Stunde 2766 des Szenarios B 2030 mit 115% belastet, wenn ein paralleler Stromkreis ausfällt. Mit der Maßnahme M380 reduziert sich die Auslastung dann auf 87%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

#### Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme auch als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 69%.

#### Ergebnis

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P170 M380</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

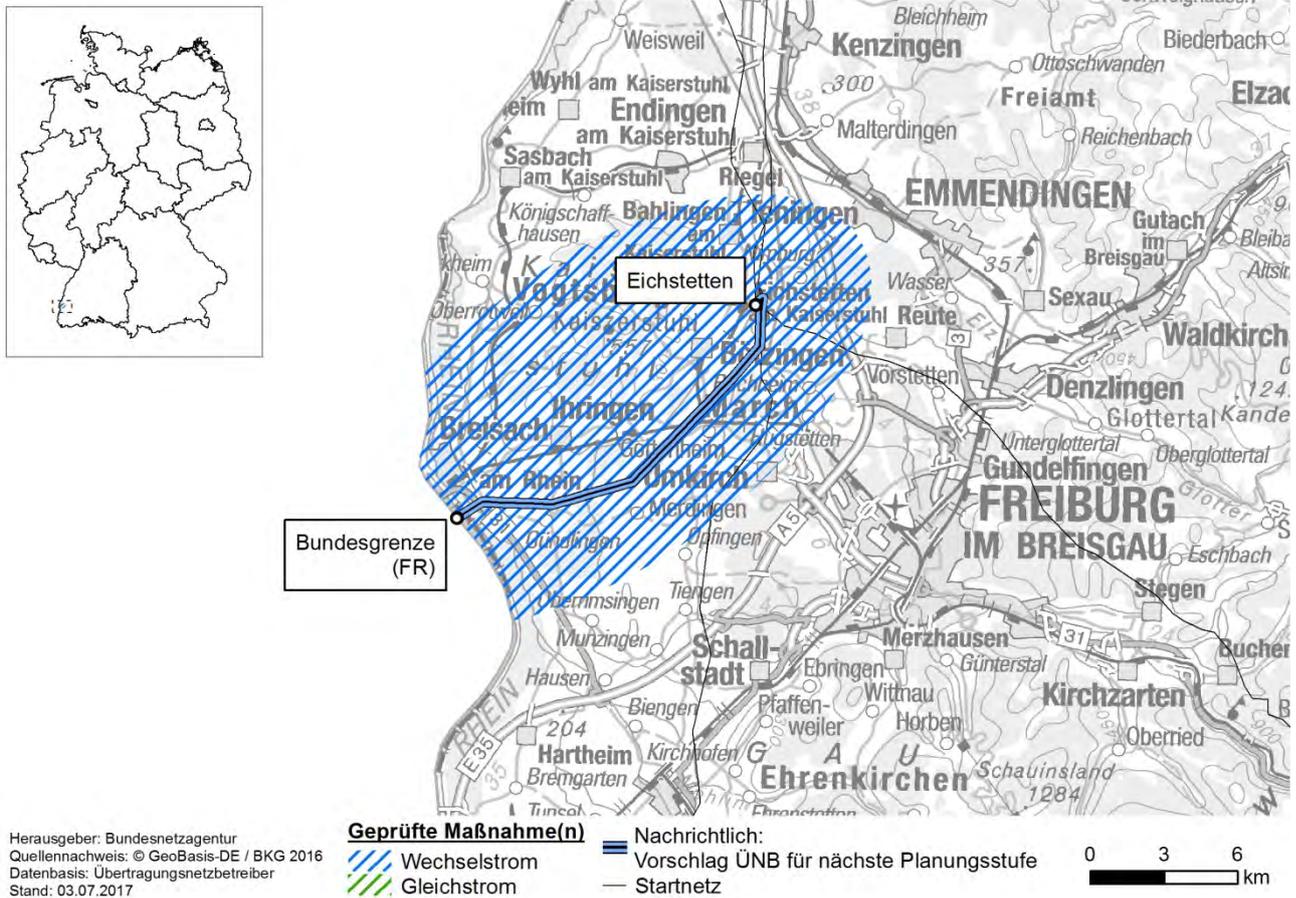
#### Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M380 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

### **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M380 werden im Umweltbericht mit „A##“ bewertet. Erhebliche Umweltauswirkungen können schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 260) dargestellt.

# Projekt P176: Südwestliches Baden-Württemberg



Das Projekt P176 mit der Maßnahme M387 wurde erstmals im NEP 2025 geprüft. Zu einer Bestätigung kam es nicht, da der NEP 2025 nicht fortgesetzt wurde. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamteinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2025 an.

In sämtlichen untersuchten Szenarien kommt es in den Simulationen zu einem deutlichen Überschuss an Energie in den nord- und ostdeutschen Bundesländern. Dies liegt sowohl am Ausbau erneuerbarer Energien als auch daran, dass bestehende Braunkohle-Kraftwerke aufgrund geringer Kosten für Brennstoff und CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate häufig am Markt teilnehmen. Im Gegensatz dazu sind andere Bundesländer, wie z. B. Baden-Württemberg und Bayern von nach wie vor hohen Lasten, sowie durch den Atomausstieg von Erzeugungsdefiziten geprägt. Hinzu kommen Im- und Exporte von Strom aus dem bzw. in das benachbarte Ausland.

Eine der wesentlichen Maßnahmen zum sinnvollen Umgang der oben beschriebenen Situation ist das Projekt P176, da es im Zusammenspiel mit weiteren Maßnahmen in der Region die benötigten Transportkapazitäten zur Verfügung stellt.

## Streckenmaßnahme M387: Eichstetten – Bundesgrenze (FR)

**Maßnahme M387 wird bestätigt.**

### Beschreibung

Das Umspannwerk Eichstetten ist bereits heute jeweils über eine 380-kV und eine 220-kV Leitung mit Stationen in Frankreich verbunden. Diesen Bestand soll die Maßnahme M387 durch den Neubau einer 380-kV-Doppelleitung zwischen Eichstetten und Muhlbach ersetzen.

### Wirksamkeit

Die Maßnahme M387 erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Stromkreisen zwischen Eichstetten und Muhlbach für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M387 ist beispielsweise der bestehende 380-kV-Stromkreis in der Stunde 8501 des Szenarios B 2030 schon im Grundlastfall mit rund 104% überlastet. Bei Ausfall der 220-kV-Leitung verstärkt sich diese Überlastung auf 107%. Durch die Maßnahme M387 reduziert sich die Auslastung dann auf 52% (beziehungsweise auf 86%, sollte eines der neuen 380-kV-Systeme ausfallen). Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

### Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M387 auch als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist sie im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber noch bei ca. 44%.

### Ergebnis

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P176 M387</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

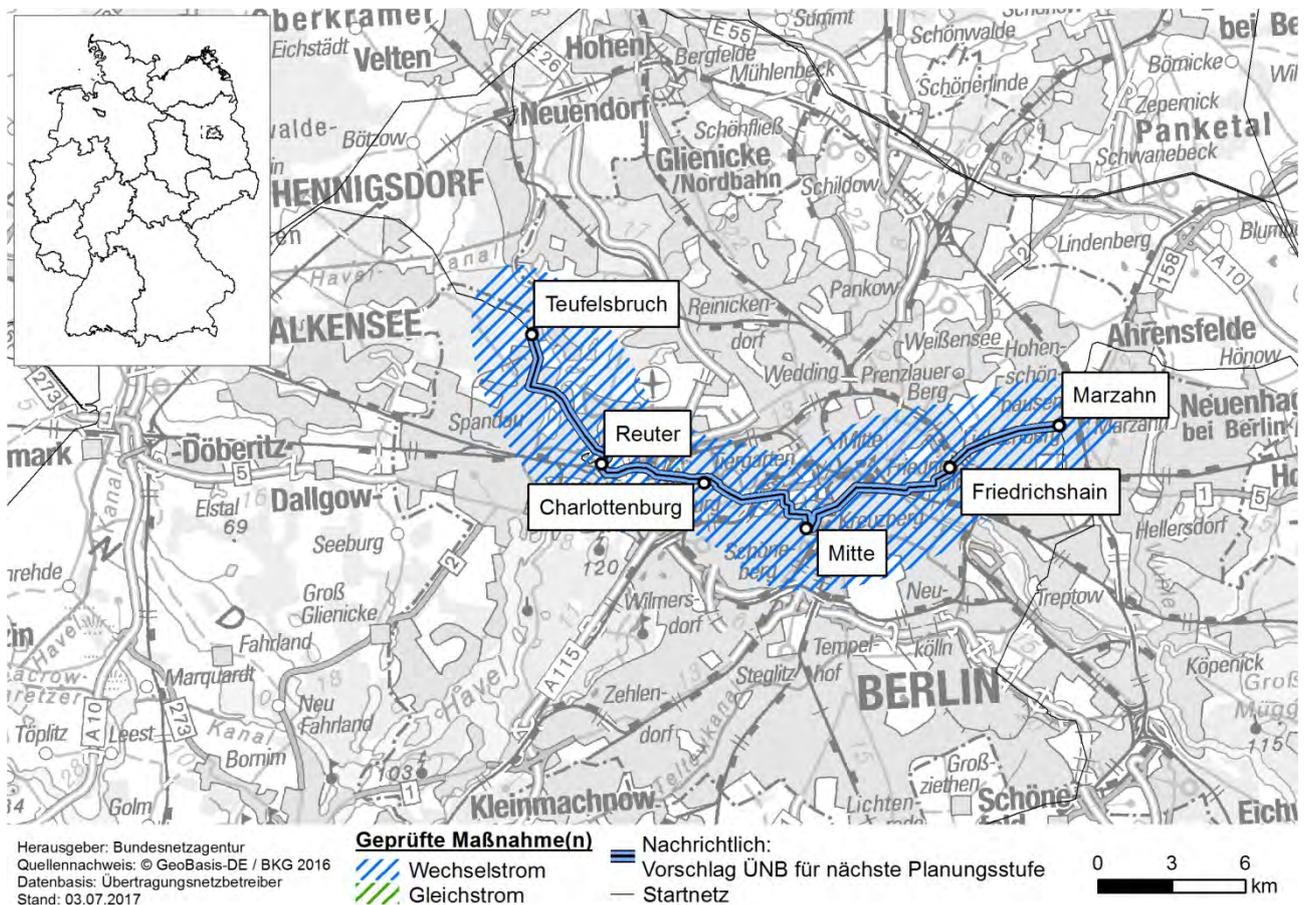
### Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M387 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

**Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M387 werden im Umweltbericht mit „B#“ bewertet. Es besteht ein nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem sind im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 264) dargestellt.

# Projekt P180: Marzahn – Teufelsbruch („Kabeldiagonale Berlin“)



Das Projekt P180 mit der Maßnahme M406 wurde erstmals im Entwurf des NEP 2024 geprüft, damals jedoch nicht bestätigt. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2030 an.

Die einheitliche Maßnahme M406 dient der Erneuerung bzw. Anpassung der sogenannten „Kabeldiagonale Berlin“. Die heute dort bestehenden Kabel weisen für die stetig steigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien eine zu geringe Übertragungsfähigkeit auf. Bedingt durch ihre besonderen technischen Parameter (wesentlich höherer Leitwert von Kabeln gegenüber einer Freileitung), werden Kabelsysteme grundsätzlich höher belastet als z. B. parallel verlaufende Freileitungen.

Zunehmende Transitflüsse in Richtung von Ost nach West – wofür die Kabeldiagonale ursprünglich nicht ausgelegt wurde – belasten sie bereits heute sehr stark, zum Teil bis zur Belastungsgrenze. Diese Flüsse rühren vornehmlich daher, dass östlich und nördlich von Berlin immer mehr Strom aus erneuerbaren Energien produziert wird und von den Netzen aufgenommen werden muss. Mit den überwiegend für die Aufnahme

regenerativ erzeugten Stroms geplanten Umspannwerken in Pasewalk/Nord, Gransee und Heinersdorf wird diese Beanspruchung weiter zunehmen. Daher ist es erforderlich, die Stromtragfähigkeit der Kabeldiagonale zu erhöhen. Die Übertragungskapazität der Kabeldiagonale ist zwischen den Punkten Reuter und Mitte für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Zudem sind die älteren Abschnitte im westlichen Teil der Kabeldiagonale zunehmend sanierungsbedürftig.

Das Projekt P180 leistet insgesamt einen zentralen Beitrag zur Versorgungssicherheit Berlins. Fehler an einem 380-kV-Drehstromkabel, die auf der Diagonale in der Vergangenheit bereits aufgetreten sind, ziehen im Vergleich zu Freileitungen deutlich längere Reparaturzeiten nach sich, in denen die Kabeldiagonale nicht oder nur eingeschränkt verfügbar ist. Dies können das umliegende Übertragungsnetz bzw. das unterlagerte Verteilernetz nicht ausgleichen. Durch die Verstärkung der Kabeldiagonale und die zugehörigen Maßnahmen in den Umspannwerken wird die Zuverlässigkeit sowohl im Fall von Wartungen und Erweiterungsmaßnahmen als auch bei Grenzbelastungen der Kabeldiagonale deutlich erhöht.

## **Streckenmaßnahme M406: Marzahn – Friedrichshain – Mitte – Charlottenburg – Reuter – Teufelsbruch**

**Maßnahme M406 wird bestätigt.**

### **Beschreibung**

Vom Umspannwerk Berlin-Marzahn über das Umspannwerk Berlin-Friedrichshain zum Umspannwerk Berlin-Mitte sollen anstelle der bestehenden beiden 380-kV-Kabel neue 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungsfähigkeit im vorhandenen Kabeltunnel verlegt werden. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Marzahn, Friedrichshain und Mitte anzupassen.

Vom Umspannwerk Berlin-Mitte über die Umspannwerke Berlin-Charlottenburg und Berlin-Reuter zum Umspannwerk Berlin-Teufelsbruch sind anstelle der bestehenden beiden 380-kV-Kabel neue 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungsfähigkeit in Tunnelbauweise erforderlich. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Charlottenburg, Mitte, Reuter und Teufelsbruch anzupassen bzw. zu erweitern.

Die Netzverstärkungen sollen also teilweise in den vorhandenen Kabeltunneln Marzahn – Friedrichshain – Mitte und teilweise als Neubau vorzugsweise in Tunnelbauweise im Bereich der bestehenden Kabeltrasse Mitte – Charlottenburg – Reuter – Teufelsbruch realisiert werden.

### **Wirksamkeit**

Die Maßnahme M406 erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf der Leitung zwischen Marzahn und Friedrichshain für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M406 ist einer der dort vorhandenen Stromkreise beispielsweise in der Stunde 4267 des Szenarios B 2030 mit 136% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Durch die Maßnahme M406 reduziert sich die Auslastung dann auf 95%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf:

Im Szenario A 2030 ist beispielsweise in der Stunde 257 die Leitung zwischen Marzahn und Friedrichshain mit über 114% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Mit der Maßnahme M406 reduziert sich die Auslastung dann auf 101%.

Im Szenario C 2030 ist beispielsweise in der Stunde 325 die Leitung zwischen Marzahn und Friedrichshain mit 165% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Mit der Maßnahme M406 reduziert sich die Auslastung dann auf 116%.

Im Szenario B 2035 ist beispielsweise in der Stunde 2222 die Leitung zwischen Marzahn und Friedrichshain mit 149% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Mit der Maßnahme M406 reduziert sich die Auslastung dann bei Ausfall des parallelen Stromkreises auf 106%.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M406 auch als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist sie im Szenario B 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 49%.

### **Ergebnis**

Die Maßnahme M406 erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P180 M406</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

### **Konsultation**

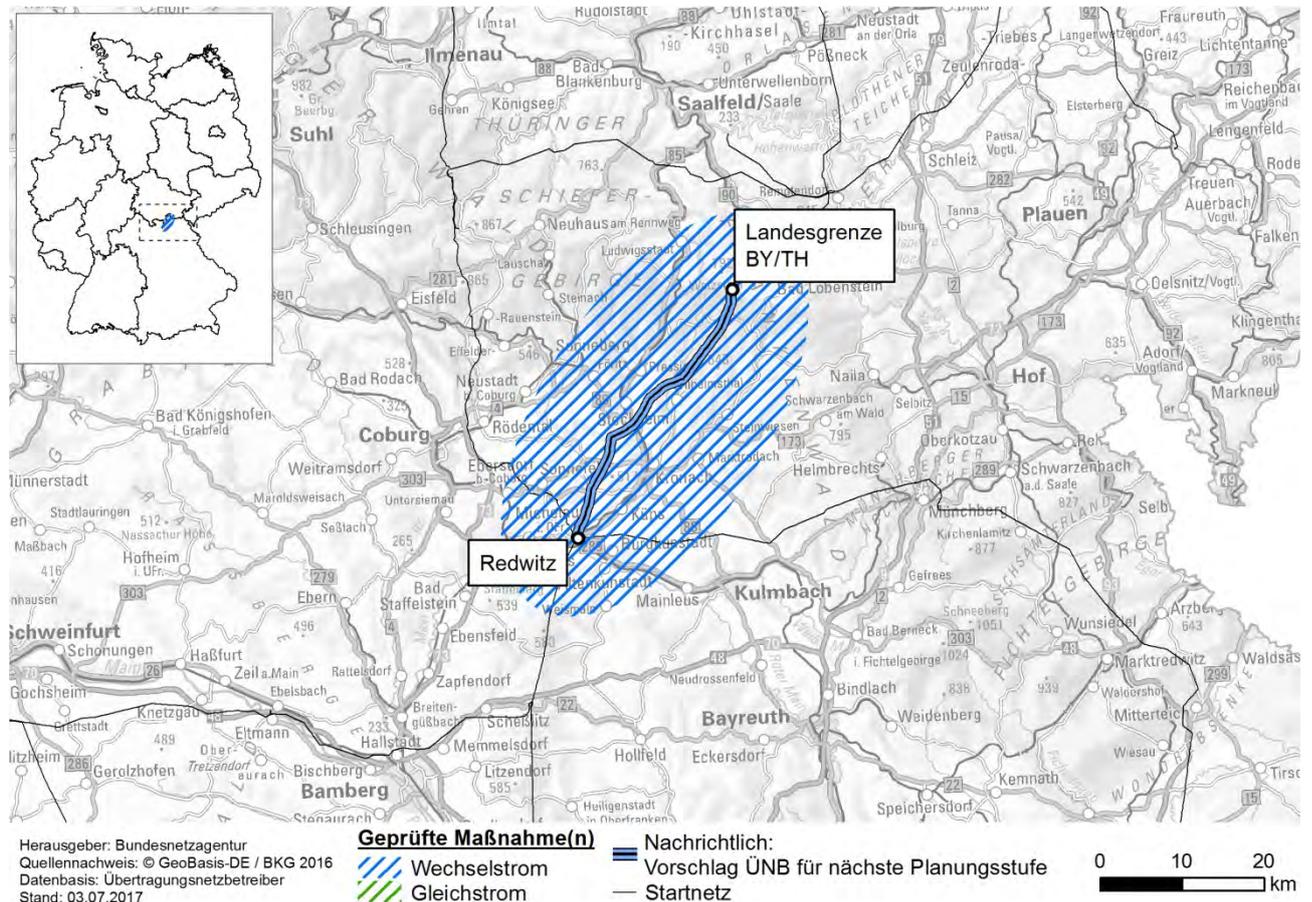
Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M406 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

### **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M406 werden im Umweltbericht mit „C##“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 382) dargestellt.

# Projekt P185: Redwitz – Landesgrenze

## Bayern/Thüringen (Punkt Tschirn)



Das Projekt P185 mit der Maßnahme M420 ist als Vorhaben Nr. 46 Teil des Bundesbedarfsplans. Das Projekt wurde erstmals im NEP 2014 geprüft. Die Bundesnetzagentur hat seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit erstmals im NEP 2014 für das Jahr 2024 bestätigt. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2020 an.

Aufgrund des EE-Zubaus in den Ländern Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen, zusammen mit der je nach Szenario unterschiedlich ausgeprägten Marktteilnahme der Braunkohle-Bestandskraftwerke und der Leistungsimporte aus dem benachbarten Polen kommt es zu einem erheblichen Übertragungsbedarf über Thüringen in den Süden Deutschlands. Die dortigen Bundesländer, wie z. B. Baden-Württemberg und Bayern werden – im Wesentlichen wegen des Atomausstiegs – von Energiedefiziten geprägt und daher auf Importe angewiesen sein. Durch die Abschaltung der Kernkraftwerke in Bayern ist dort für das Jahr 2030 trotz des prognostizierten bayerischen EE-Ausbaus mit einem Energiedefizit von über 30 TWh zu rechnen.

Da die neuen Bundesländer historisch bedingt netztechnisch nicht ausreichend mit den alten Bundesländern verbunden sind, ist ein weiterer Ausbau der Netzinfrastruktur zwischen den alten und neuen Bundesländern zwingend erforderlich.

Eine wesentliche Maßnahme zum Transport der zuvor benannten Energiemengen über Thüringen nach Bayern ist das Projekt P185. Es besteht aus der Maßnahme M420.

## **Streckenmaßnahme M420: Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen (Punkt Tschirn)**

**Maßnahme M420 wird bestätigt.**

### **Beschreibung**

Im Rahmen der Maßnahme M420 ist eine Verstärkung der 380-kV-Leitung von Redwitz zur Landesgrenze Bayern/Thüringen vorgesehen. Hierzu soll die Stromtragfähigkeit der 380-kV-Leitung zwischen Redwitz und der Landesgrenze auf 3.600 Ampere erhöht werden. Eine Umrüstung ist nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber und vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit, grundsätzlich möglich. Die weiterführende 380-kV-Leitung von der Landesgrenze Richtung Norden nach Remptendorf besitzt bereits eine Stromtragfähigkeit von 3.600 Ampere.

### **Wirksamkeit**

Die Maßnahme erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. In allen vier Szenarien sorgt sie für eine deutliche Entlastung der Stromkreise zwischen Redwitz und Remptendorf. Ohne die Maßnahme M420 kommt es beispielsweise in Stunde 2553 des Szenarios B 2030 zu einer Überlastung von 125% auf einem Stromkreis zwischen Remptendorf und Redwitz, wenn das parallele System ausfällt. Die Hinzunahme der Maßnahme M420 senkt die Auslastung dann auf 92%. Derartige Situationen mit der beschriebenen Wirkung der Maßnahme M420 können für mehrere Stunden in allen vier Szenarien bestätigt werden. Zugleich zeigt sich, dass neben die Maßnahme M420 noch weitere Netzausbaumaßnahmen treten müssen, um zwischen Bayern und Thüringen die (n-1)-Sicherheit des Netzes zu gewährleisten.

### **Erforderlichkeit**

Die Maßnahme ist in allen geprüften Szenarien erforderlich. Die geringste Auslastung weist sie in Szenario A 2030 auf. Die maximale Auslastung beträgt hier im (n-0)-Fall 91%.

### **Ergebnis**

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P185 M420</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

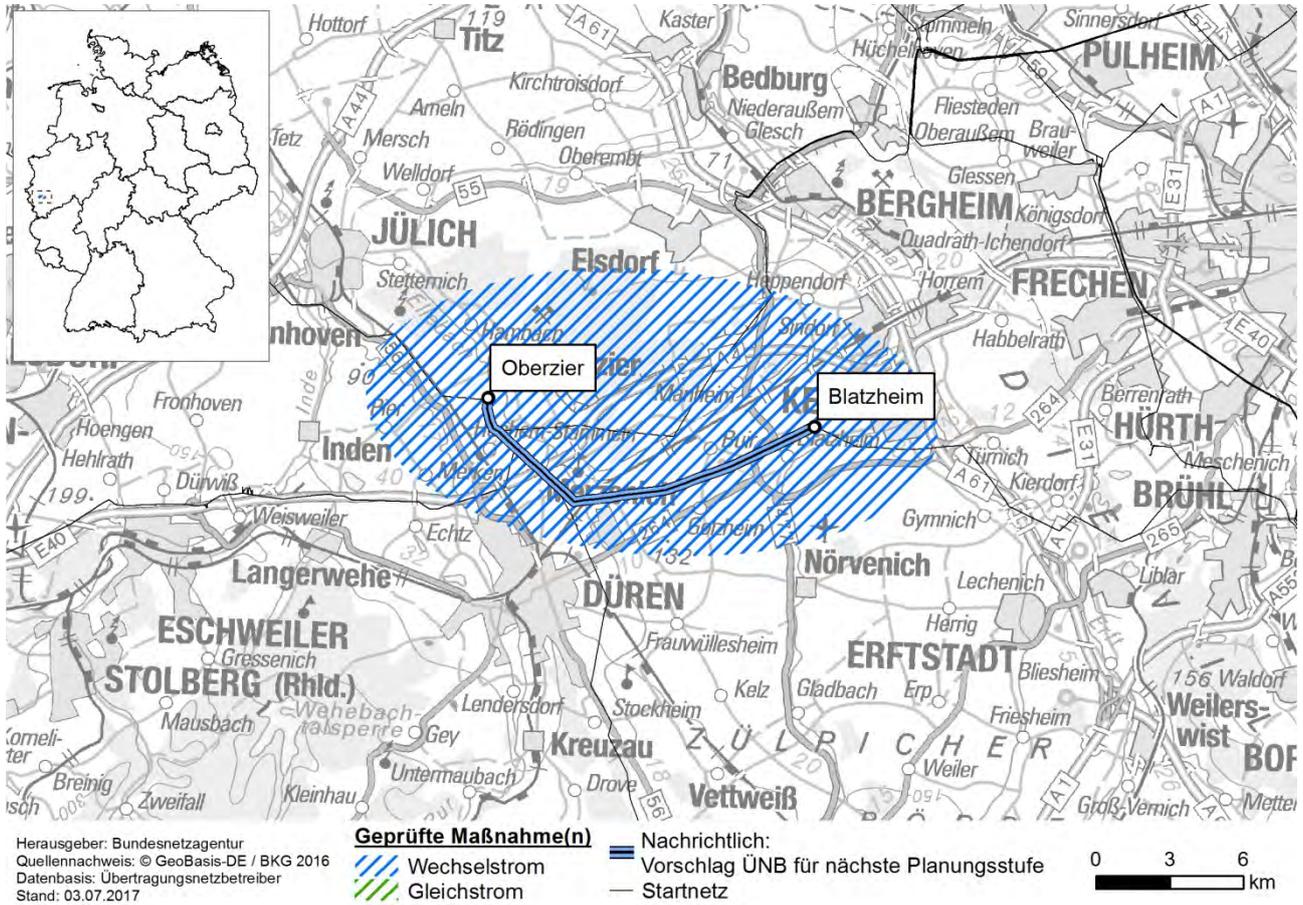
### **Konsultation**

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M420 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Mehrere Konsultationsteilnehmer sprechen sich dafür aus, bei der Umsetzung der Maßnahme abschnittsweise nicht die Bestandstrasse zu nutzen, sondern abseits betroffener Siedlungsbereiche neu zu bauen. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

### **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M420 werden im Umweltbericht mit „A##“ bewertet. Erhebliche Umweltauswirkungen können schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 232) dargestellt.

# Projekt P200: Hambach



Das Projekt P200 besteht aus der Maßnahme M425. Die Bundesnetzagentur hat es in ihrer Schwachstellenanalyse des BBP-Netzes zunächst als ein möglicherweise geeignet identifiziert und daher sequenziell – unter Berücksichtigung lastflusststeuernder Elemente – geprüft.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2025 an.

Die Region Rhein/Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit einen sehr hohen Strombedarf geprägt. Das hochvermaschte Netz in dieser Region kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazitäten eingesetzt werden.

## Streckenmaßnahme M425: Punkt Blatzheim – Oberzier

**Die Maßnahme M425 wird bestätigt.**

### Beschreibung

Mit der Maßnahme M425 soll ein bestehendes Dreibein zwischen Oberzier, Sechtem und Paffendorf aufgelöst werden. Es soll hierfür eine neue Freileitung mit zwei Stromkreisen von Blatzheim nach Oberzier in bestehender Trasse neu errichtet werden. Auf diese Weise kann auch der Interkonnektor nach Belgien (Projekt P65) besser genutzt werden.

### Wirksamkeit

Die Maßnahme M425 erweist sich in den Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als wirksam. Sie sorgt auf den Stromkreisen zwischen Oberzier und Sechtem für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M425 ist beispielsweise die Leitung zwischen Oberzier und Sechtem in der Stunde 3287 des Szenarios B 2030 mit 204% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Mit der Maßnahme M425 reduziert sich die Auslastung dann auf 96%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

### Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M425 auch als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist sie im Szenario C 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 58%.

### Ergebnis

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P200 M425</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

### Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M425 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

### **Nachrichtlich: Bewertung der Maßnahme im Umweltbericht**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M425 werden im Umweltbericht mit "A" bewertet. Erhebliche Umweltauswirkungen sind schutzgutübergreifend potenziell in geringem Umfang möglich. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 268) dargestellt.

# Projekt P204: Tiengen – Bundesgrenze (CH)



Das Projekt P204 mit der Maßnahme M430 wurde erstmals im NEP 2025 geprüft. Zu einer Bestätigung kam es nicht, da der NEP 2025 nicht fortgesetzt wurde. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2025 an.

Die Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes im grenznahen Netzgebiet und insbesondere die grenzüberschreitenden Kapazitäten zwischen Deutschland und der Schweiz werden durch das Projekt wesentlich erhöht. Hierdurch werden Überlastungen auf bestehenden Leitungen behoben.

## Streckenmaßnahme M430: Tiengen – Bundesgrenze (CH)

**Die Maßnahme M430 wird bestätigt.**

### Beschreibung

Zwischen der Anlage Tiengen und der Grenze zur Schweiz werden zwei 380-kV-Stromkreise in bestehender Trasse errichtet. Die bestehenden 220-kV- und 380-kV-Stromkreise werden durch die Maßnahme ersetzt. Des Weiteren soll die 380 kV-Schaltanlage in Tiengen erweitert werden.

## Wirksamkeit

Die Maßnahme M430 erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Die Maßnahme M430 führt zu einer deutlichen Entlastung der Stromkreise zwischen Tiengen und Beznau. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise ein 220-kV-Stromkreis zwischen Tiengen und Beznau in der Stunde 74 des Szenarios C 2030 mit 152% belastet, wenn ein Stromkreis zwischen Gurtweil und Eichstätten ausfällt. Durch die Maßnahme M430 reduziert sich die Auslastung dann auf 25%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

## Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M430 auch als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist die Maßnahme im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 23%.

## Ergebnis

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

P204 M430	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

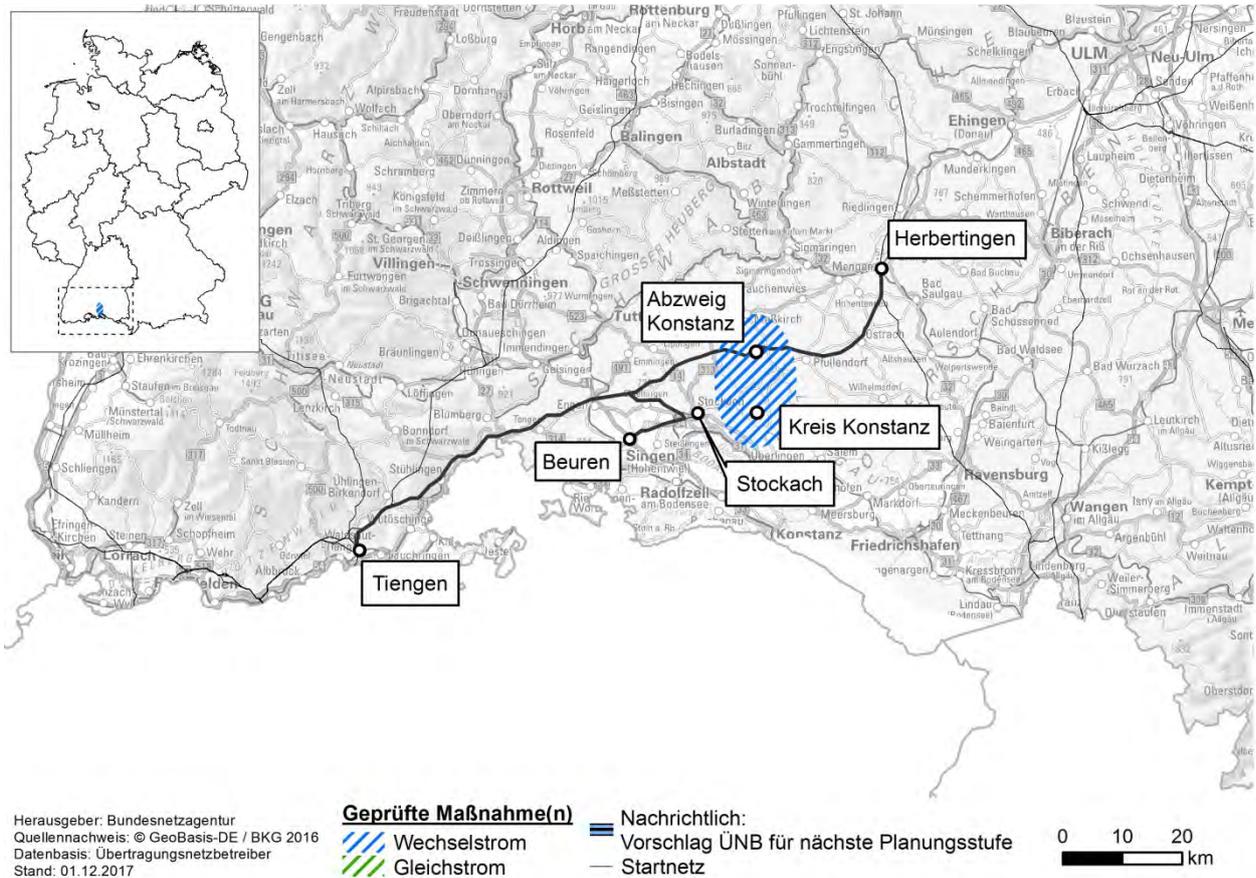
## Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M430 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

## Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M430 werden im Umweltbericht mit „C#“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem sind im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 272) dargestellt.

# Projekt P206: Hochrhein



## Beschreibung

Im Projekt P206 mit der Maßnahme M417 haben die Übertragungsnetzbetreiber im NEP 2017-2030 zwei Maßnahmen aus dem NEP 2025 zusammengeführt (P52 M59: Herbertingen – Tiengen und P206 M417: Gurtweil – Kreis Konstanz). Sie streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2025 an.

## Maßnahme M417: Abzweig Kreis Konstanz und Beuren

Die Maßnahme M417 wird mit der Maßgabe, dass das geplante 380/110-kV-Umspannwerk im Kreis Konstanz und das bestehende 220/110-kV-Umspannwerk in Beuren an die bestehende Leitung zwischen Herbertingen und Tiengen angeschlossen werden, bestätigt.

Auf diesem Weg kann die Versorgungssicherheit trotz der besonderen Situation in der nachgelagerten 110-kV-Netzebene in der Region sichergestellt werden und zugleich wird auf diese Weise ein zusätzlicher Ausbau der Verbindung zwischen Herbertingen und Gurtweil/Tiengen vermieden.

## Beschreibung

Im Zuge der Maßnahme M417 möchten die Übertragungsnetzbetreiber in bestehender Trasse zwischen Herbertingen und Gurtweil/Tiengen eine neue Leitung mit zwei 380-kV-Stromkreisen errichten. Die dort bereits bestehenden 380-kV-Stromkreise sollen im Zuge des Neubaus entfallen. Die bestehenden 380-kV-Stromkreise weisen nur eine geringe Stromtragfähigkeit auf, einer wird derzeit nur mit 220 kV betrieben. Die beiden 380/110-kV-Umspannwerke Beuren und Kreis Konstanz sollen jeweils mittels einer Einfachschleifung in die neuen Stromkreise eingebunden werden. Durch diese Einschleifungen könnten die bestehende 220-kV-Leitung, welche von Gurtweil aus die beiden 220/110-kV-Umspannwerke Beuren und Stockach versorgt, wie auch die beiden 220/110-kV-Umspannwerke entfallen. Das Projekt P206 soll unter anderem der Sondersituation Rechnung tragen, dass im Kreis Konstanz ein großes Verteilnetzgebiet derzeit über nur einen Netzknoten mit dem Übertragungsnetz verbunden ist. Fällt dieser Knoten aus, kann das Verteilnetzgebiet nicht mehr bedarfsgerecht mit Strom aus dem Übertragungsnetz versorgt werden.

## Ergebnis

Die Maßnahme M417 würde in der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Form zwar die Übertragungskapazität auf der betroffenen Verbindung zwischen Herbertingen und Gurtweil/Tiengen erhöhen, die Bundesnetzagentur hat dafür im Rahmen der iterativen Prüfung jedoch keine Notwendigkeit feststellen können. Daher lassen sich Wirksamkeit und Erforderlichkeit nicht nach den üblichen Prüfkriterien beurteilen. Als wesentlicher Prüf aspekt verbleibt ausnahmsweise die Frage, in welchem Umfang die Maßnahme M417 in der Region die Versorgungssicherheit der nachgelagerten 110-kV-Netzebene signifikant verbessert.

Die den veränderten Prüfungsmaßstab vorliegend rechtfertigende, besondere Anschlussituation lässt sich wie folgt skizzieren: Derzeit sind die beiden 220/110-kV-Umspannwerke Beuren und Stockach über eine ca. 86 km lange 220-kV-Stichleitung an den Netzknoten Gurtweil angeschlossen. Der Ausfall dieser Stichleitung würde zum Ausfall beider Umspannwerke führen. Beide Umspannwerke versorgen die gleiche nachgelagerte 110-kV-Netzgruppe. Der Versorgungsbereich um Beuren und Stockach ist zwar auch noch über 110-kV-Verbindungen mit den Umspannwerken Gurtweil und Villingen verbunden, diese Verbindungen besitzen jedoch nicht die Kapazität um einen Ausfall der beiden 220/110-kV-Umspannwerke Beuren und Stockach zu kompensieren. Ferner könnte ein Ausfall der 220-kV-Leitung mangels ausreichend gesicherter Erzeugung innerhalb der 110-kV-Netzgruppe auch nicht kompensiert werden, sodass Versorgungssicherheit mittels Redispatch nicht gewährleistet werden kann. Bei einem entsprechenden Schadensereignis mit Ausfall der Stichleitung kann die Versorgung der Region daher nicht gewährleistet werden.

Das ursprüngliche ÜNB-Anschlusskonzept der Maßnahme M417 sah vor, die beiden 220/110-kV-Umspannwerke Beuren und Stockach zu ersetzen. Am Standort Beuren sollte ein 380/110-kV-Umspannwerk errichtet werden. Der Standort Stockach sollte aufgegeben und stattdessen ein neues 380/110-kV-Umspannwerk im Kreis Konstanz errichtet werden. Da diese beiden neuen Umspannwerke jeweils in einen der beiden neuen 380-kV-Stromkreise zwischen Herbertingen und Gurtweil/Tiengen eingeschleift werden sollten, wäre die Versorgung der beiden Umspannwerke über mehrere anstatt wie bisher nur über einen Netzknoten sichergestellt. Der Ausfall einer Leitung könnte so im Gegensatz zur bisherigen Anschlussituation nicht mehr zum Ausfall der Versorgung beider Umspannwerke führen. Die Versorgungssicherheit der nachgelagerten 110-kV-Netzgruppe wäre danach gewährleistet.

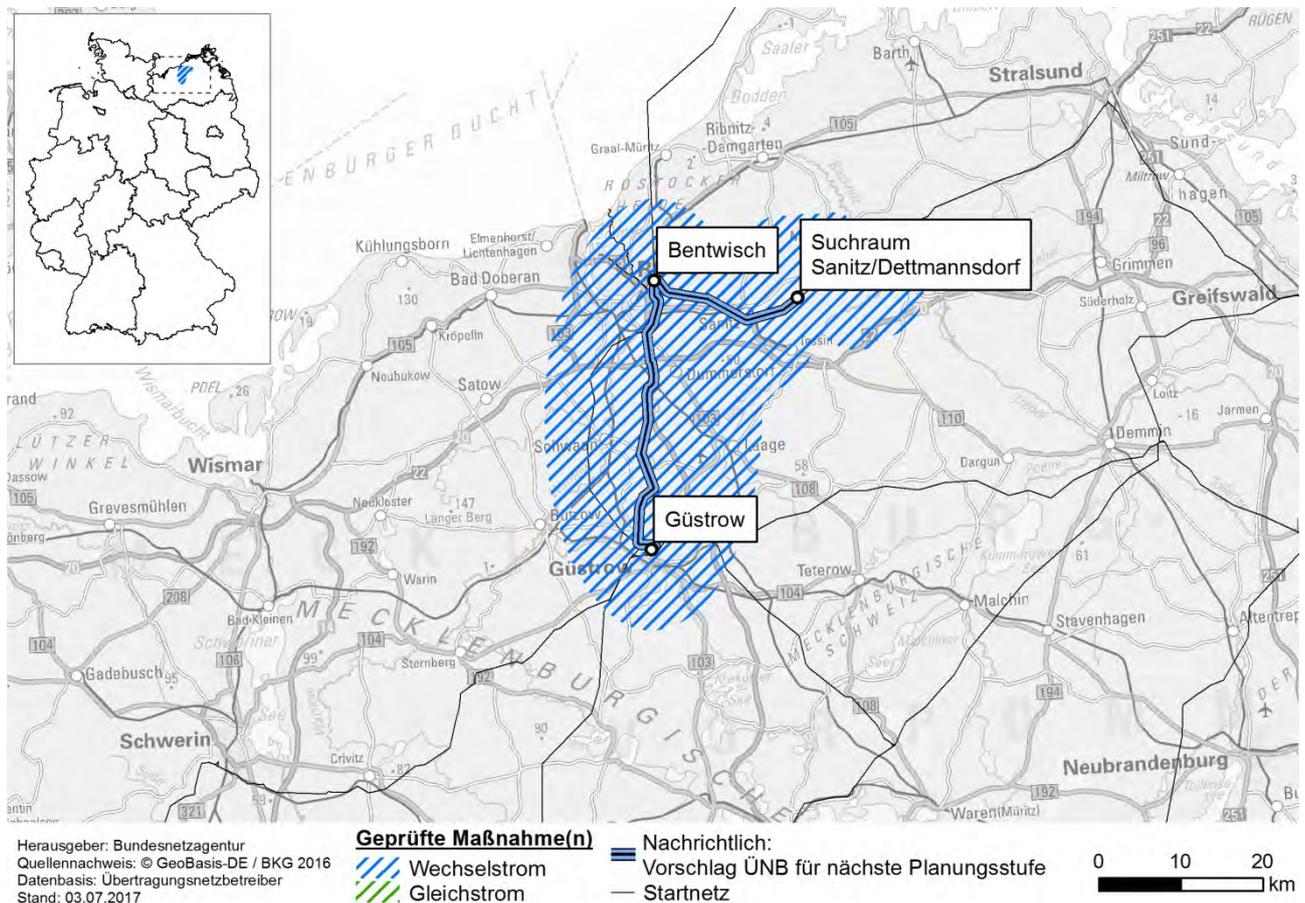
Im Rahmen der Prüfung des vorstehenden Anschlusskonzepts zeigte sich vor dem Hintergrund der bereits geschilderten besonderen Anschlusssituation jedoch, dass es für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit der nachgelagerten 110-kV-Netzgruppe nicht notwendig ist, auch die Übertragungskapazität des Höchstspannungsnetzes zwischen Herbertingen und Gurtweil/Tiengen zu erhöhen. Nach Einschätzung der Bundesnetzagentur müssen vielmehr nur das bereits bestehende 220/110-kV-Umspannwerk Beuren in den ebenfalls bereits bestehenden 220-kV-Stromkreis der Leitung zwischen Herbertingen und Tiengen und das neu geplante 380/110-kV-Umspannwerk im Kreis Konstanz in den bestehenden 380-kV-Stromkreis der Leitung zwischen Herbertingen und Tiengen eingeschleift werden, um die Versorgungssicherheit der nachgelagerten 110-kV-Netzgruppe zu gewährleisten. Dafür reichen eine 380-kV-Stichleitung, welche das neu geplante 380/110-kV-Umspannwerk im Kreis Konstanz an den bestehenden 380-kV-Stromkreis anbindet, sowie eine Anbindung des bestehenden 220/110-kV-Umspannwerks Beuren in den bestehenden 220-kV-Stromkreis zwischen Herbertingen und Tiengen aus. Die Bundesnetzagentur bestätigt daher nur die Stichleitung und die Umbindung. Das 220/110-kV-Umspannwerk Stockach sowie die 220-kV-Leitung von Gurtweil bis zur bestehenden 380-kV-Leitung von Herbertingen nach Tiengen können ebenfalls zurückgebaut werden.

Der Netzentwicklungsplan 2017-2030 beschreibt nicht den eventuell. notwendigen Ersatz bestehender, alter Verbindungen, sondern die bedarfsgerechte Optimierung, die Verstärkung und den Ausbau des Übertragungsnetzes für das Jahr 2030. Die Erhöhung der Transportkapazität zwischen Tiengen und Herbertingen ist aus dieser Warte energiewirtschaftlich nicht notwendig. Allerdings wird der Abzweig zum neuen Umspannwerk im Kreis Konstanz zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bestätigt.

### **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der kompletten Maßnahme M417 werden im Umweltbericht mit „C##“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 308) dargestellt.

# Projekt P215: Bentwisch – Güstrow



Das Projekt P215 mit den Maßnahmen M454 und M521 ist im NEP 2017-2030 erstmalig als eigenständige Maßnahme beantragt worden. In vorangegangenen Netzentwicklungsplänen war es noch Teil des Projekts P35. Die Bundesnetzagentur hat das Projekt in ihrer Schwachstellenanalyse des BBP-Netzes zunächst als möglicherweise geeignet identifiziert und daher sequenziell – unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente – geprüft.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2025 an.

In sämtlichen Szenarien für das Jahr 2030 kommt es zu einem deutlichen Überschuss an Energie in Mecklenburg-Vorpommern. Über die Umspannwerke Lüdershagen und Bentwisch ist in dem Szenario B 2030 eine EE-Leistung von rund 840 MW angeschlossen. Darüber hinaus werden am Standort Bentwisch in diesen Szenarien rund 340 MW aus Offshore-Windenergie zusammen mit dem Interkonnektor „Combined Grid Solution“ (P64) angeschlossen. Im Gegensatz dazu sind andere Bundesländer, wie z. B. Baden-Württemberg und Bayern, von Erzeugungsdefiziten geprägt und importieren Strom. Der Hauptgrund dafür ist der Ausstieg aus der Kernenergie. Eine Maßnahme zum sinnvollen Umgang mit dieser Situation ist das Projekt P215, da es im Zusammenspiel mit weiteren Maßnahmen in der Region dafür sorgt, dass die Offshore-Windenergie in das Übertragungsnetz aufgenommen werden kann.

Im Projekt P215 hat die Bundesnetzagentur die beiden Maßnahmen M454 und M521 zusammen geprüft. Da durch das Projekt P215 die alte 220-kV-Leitung von Güstrow über Bentwisch in den Raum Sanitz/Dettmannsdorf ersetzt werden soll und wegen des EE-Ausbaus in der Region zusätzliche Umspannwerke in die 380-kV-Leitung einbezogen werden müssen, ist die Überprüfung einer einzelnen Maßnahme isoliert für sich nicht sinnvoll.

## **Streckenmaßnahmen M454: Bentwisch – Güstrow und M521: Bentwisch – Sanitz/Dettmannsdorf**

**Die Maßnahmen M454 und M521 werden bestätigt.**

### **Beschreibung**

Die Übertragungsnetzbetreiber möchten von Bentwisch nach Güstrow eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichten. Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung solle möglichst die bestehende Trasse genutzt werden. Die 380-kV-Anlagen in Bentwisch und Güstrow seien zu erweitern sowie ein 380/220-kV-Netzkuppler in Bentwisch vorzusehen. Die Umspannwerke Bentwisch und Güstrow würden zudem für die Aufnahme von EE-Einspeisungen in der Region durch 380/110-kV-Transformatoren erweitert.

Von Bentwisch nach Sanitz/Dettmannsdorf sehen die Übertragungsnetzbetreiber eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum vor. Bei der Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung durch die neue Leitung solle möglichst die bestehende Trasse genutzt werden. Die 380-kV-Anlagen in Bentwisch seien zu erweitern. Zudem werde eine neue 380-kV-Anlage in Sanitz/Dettmannsdorf benötigt, um die Offshore-Anbindungen OST 3-3 und OST 3-4 sowie einen 380/220-kV-Netzkuppeltransformator für die 220-kV-Verbindung nach Lüdershagen anzuschließen.

### **Wirksamkeit**

Die Maßnahmen M454 und M521 erweisen sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgen auf den Stromkreisen zwischen Bentwisch und Güstrow sowie auf dem Stromkreis zwischen Bentwisch und Sanitz/Dettmannsdorf für (n-1)-Sicherheit. Ohne die beiden Maßnahmen M454 und M521 ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Bentwisch und Sanitz/Dettmannsdorf in der Stunde 319 des Szenarios B 2030 mit 202% belastet, wenn der Stromkreis zwischen Güstrow und Sanitz/Dettmannsdorf ausfällt. Mit den Maßnahmen M454 und M521 reduziert sich die Auslastung dann auf 117%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

### **Erforderlichkeit**

Die Maßnahmen M454 und M521 erweisen sich in den geprüften Szenarien als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet sind sie in den Szenarien A 2030 und C 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei 64%.

## Ergebnis

In der Gesamtschau zeigen die Maßnahmen M454 und M521 als mögliche Zubaumaßnahmen zum BBP-Netz eine deutliche netzentlastende Wirkung und erscheinen daher bestätigungsfähig.

<b>P215 M454 und M521</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

## Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahmen M454 und M521 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit diesen Maßnahmen angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

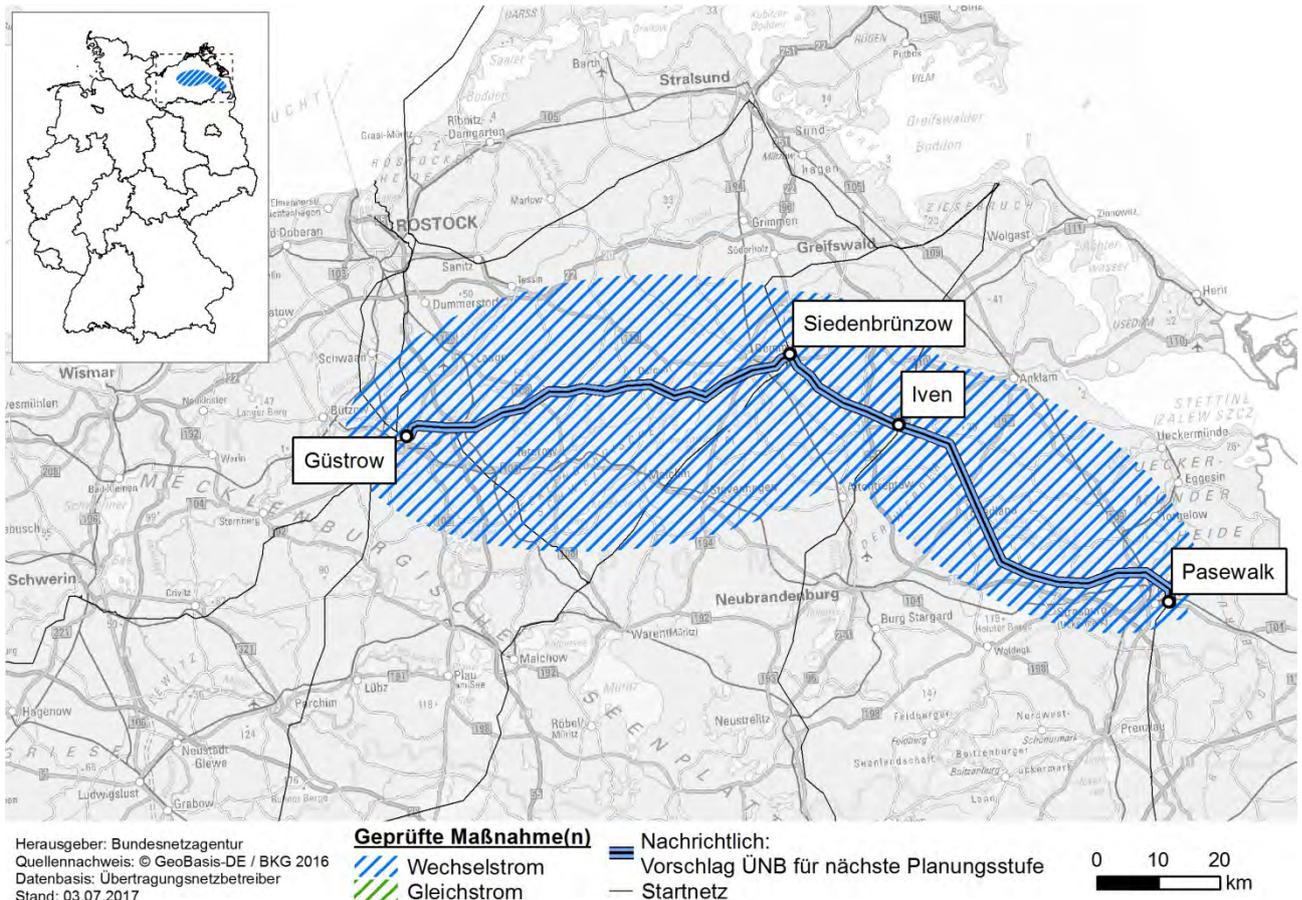
## Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M454 werden im Umweltbericht mit „B##“ bewertet. Es besteht ein nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden.

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M521 werden im Umweltbericht mit „B#“ bewertet. Es besteht ein nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem sind im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich.

Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 276) dargestellt.

# Projekt P216: Güstrow – Siedenbrünzow – Alt Tellin/Bartow – Iven – Pasewalk/Nord – Pasewalk



Das Projekt P216 wurde mit der Maßnahme M455 erstmals im Entwurf des NEP 2025 genannt. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt P216 mit der Maßnahme M455 und einer zusätzlichen Maßnahme M523 im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Bundesnetzagentur hat das Projekt in ihrer Schwachstellenanalyse des BBP-Netzes zunächst als möglicherweise geeignet identifiziert und daher sequenziell – unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente – geprüft.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben laut ihrem überarbeiteten Entwurf des NEP 2017-2030 eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2028 an. Im ersten Entwurf hatten sie noch eine Inbetriebnahme bis zum Jahr 2025 geplant. Ausschlaggebend sei die verschobene Inbetriebnahme der Maßnahme M455.

Die vorhandene 220-kV-Leitung zwischen Güstrow und Pasewalk besitzt derzeit eine zu geringe Übertragungskapazität für die zukünftig zu erwartenden Onshore-Windeinspeisungen in Mecklenburg-Vorpommern. Zudem werden die bestehenden Leitungen durch die Übertragung von Onshore-Windenergie aus der Uckermark in Richtung Westen bzw. in Richtung Polen zusätzlich belastet.

Nach Angaben des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz können schon heute kritische Betriebssituationen bei Störungen auf der 220-kV-Leitung Pasewalk – Bertikow – Vierraden auftreten. In diesen Betriebssituationen seien die Umspannwerke Pasewalk bzw. Bertikow nur noch über den 380/220-kV-Netzkuppler in Güstrow mit dem 380-kV-Netz der 50Hertz-Regelzone verbunden. Dies könne im 220-kV-Netz zu Spannungen im betrieblichen und planerischen Grenzbereich führen. Das Projekt P216 mit den Maßnahmen M455 und M523 verbessere diese Situation deutlich. Mit dem Umspannwerk Jördenstorf entstehe ein neuer Netzverknüpfungspunkt zwischen dem Übertragungs- und Verteilnetz. Weiterhin diene das Projekt der besseren Anbindung der Offshore-Netzanbindung OST-2-4 an das landseitige Übertragungsnetz.

Im Projekt P216 hat die Bundesnetzagentur alle Maßnahmen zusammen geprüft. Da durch das Projekt P216 die alte 220-kV-Leitung von Güstrow nach Pasewalk ersetzt werden soll und durch EE-Ausbau in der Region und für die Anbindung weiterer Offshore-Netzanbindungen zusätzliche Umspannwerke in die 380-kV-Leitung einbezogen werden müssen, wäre eine isolierte Überprüfung jeder dieser Maßnahmen für sich nicht sinnvoll.

Für das Anbindungssystem OST-2-4, das Ostsee-Windparks an das landseitige Übertragungsnetz anbinden soll, haben die Übertragungsnetzbetreiber alternativ zum Suchraum Siedenbrünzow/Alt Tellin/Bartow den Netzverknüpfungspunkt Lubmin geprüft. Eine solche Verlagerung der Offshore-Anbindung hätte Auswirkungen auf das Projekt P216. Die Alternative wurde jedoch im überarbeiteten Entwurf des Netzentwicklungsplans von den Übertragungsnetzbetreibern aufgrund des mangelnden Platzes im Umspannwerk Lubmin und der schwierigen seeseitigen Trassenführung verworfen. Nichtsdestotrotz hat die Bundesnetzagentur diese Alternative und auch ihre Auswirkungen auf das umliegende Höchstspannungsnetz untersucht. In ihren Netzberechnungen hat sich gezeigt, dass eine Verlagerung des Netzverknüpfungspunkts nach Lubmin zwar durchaus eine entlastende Wirkung auf die 220-kV-Bestandsleitungen zwischen Güstrow, Siedenbrünzow und Pasewalk hat. Es bestehen jedoch weiterhin Überlastungen zwischen Siedenbrünzow und Pasewalk, die spätestens im Szenario B 2035 wieder so umfangreich sind, dass ein Ausbau des Projekts P216 dringend geboten ist. Daneben hat 50Hertz als zuständiger Übertragungsnetzbetreiber in seiner Stellungnahme vom 13.11.2017 aktualisierte und an den aktuell veröffentlichten gemeinsamen Netzausbauplan der ostdeutschen 110-kV-Flächennetzbetreiber (NAP 2017) angepasste Netzdatensätze bereitgestellt, die auch mit einem Anschluss von OST-2-4 in Lubmin Überlastungen auf den Bestandsleitungen im Szenario B 2030 zeigen. Insgesamt kommt die Bundesnetzagentur zu dem Ergebnis, dass eine Verlagerung des NVP nach Lubmin aus rein netztechnischen Gründen keine signifikanten Vorteile bringt. Daneben hat 50Hertz auch die Probleme im Umspannwerk Lubmin sowie bei der seeseitigen Trassenführung präzisiert, so dass die Bundesnetzagentur den derzeit verfolgten Anschluss von OST-2-4 im Suchraum Siedenbrünzow/Alt Tellin/Bartow für sachgerecht erachtet.

## **Konsultation**

Ein Konsultationsteilnehmer weist darauf hin, dass die Übertragungsnetzbetreiber im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans das angestrebte Inbetriebnahmedatum der Maßnahme M455 um drei Jahre nach hinten verschoben haben. Das Gesamtprojekt sei aber für den landseitigen Abtransport des offshore erzeugten Stroms und um etwaige Abregelungen zu verhindern sehr wichtig. Ein anderer Konsultationsteilnehmer stellt den Bedarf der Maßnahme hingegen in Frage. Da vor allem Übertragungskapazitäten von Nord- nach Süddeutschland fehlten, sehe er den Bedarf für eine solch leistungsstarke Ost-West-Verbindung nicht.

*Der zuständige Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz plant die beiden Maßnahmen M455 und M523 des Projekts P216 nacheinander zu realisieren. Ausschlaggebend für die zeitliche Verschiebung des Gesamtprojekts ist die verschobene Inbetriebnahme der Maßnahme M455 auf das Jahr 2028. Im Hinblick auf den landseitigen Abtransport des über die Offshore-Anbindung OST-2-4 einzuspeisenden Stroms wäre es laut 50Hertz aber ausreichend, wenn bis zum Jahr 2026 mit der Maßnahme M523 der östliche Projektabschnitt sowie der Teilabschnitt „Siedenbrünzow – Iven“ der Maßnahme M455 fertiggestellt werden. Unter diesen Voraussetzungen könnten der Netzanschluss und die Fertigstellung des Netzanbindungssystems OST-2-4 in Alt Tellin im Jahr 2027 erfolgen. Im Übrigen dient das Projekt P216 nicht nur dem Abtransport des auf See erzeugten Stroms, sondern auch der Aufnahme und Weiterleitung von Onshore-Strom. Es behebt Schwachstellen im vorhandenen Übertragungsnetz.*

## **Streckenmaßnahme M455: Güstrow – Siedenbrünzow – Alt Tellin/Bartow – Iven**

**Maßnahme M455 wird bestätigt.**

### **Beschreibung**

Die Übertragungsnetzbetreiber planen, von Güstrow über Siedenbrünzow und einen neuen Standort im Suchraum Alt Tellin/Bartow bis Iven möglichst im bestehenden 220-kV-Trassenraum eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung zu errichten (zweiter Abschnitt von P216). Die 380-kV-Anlagen in Güstrow und Siedenbrünzow sollen erweitert und eine neue 380-kV-Anlage im Suchraum Alt Tellin/Bartow errichtet werden. Weiterhin ist im Zuge der Maßnahme M523 eine 380-kV-Anlage am heutigen 220-kV-Anlagenstandort Iven (s. NEP 2014, P127 Nr. 14, neue Anlage mit 380/110-kV-Transformator, Windpark-Anschluss, temporär mit 220/110 kV) geplant.

### **Wirksamkeit**

Die Maßnahme M455 erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf der Leitung zwischen Güstrow und Iven für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M455 ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Güstrow und Siedenbrünzow in der Stunde 321 des Szenarios B 2030 schon im (n-0)-Fall mit 105% belastet. Diese hohe Auslastung wird mit der Maßnahme M455 auf 35% reduziert. Bei Ausfall eines parallelen Stromkreises in der Stunde 321 ist der Stromkreis zwischen Güstrow und Siedenbrünzow mit 166% belastet. Mit der Maßnahme M455 reduziert sich die Auslastung dann auf 44%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

### **Erforderlichkeit**

In allen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M455 auch als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist sie im Szenario C 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei 35%.

### **Ergebnis**

Die Maßnahme M455 erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P216 M455</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

### **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M455 werden im Umweltbericht mit „C#“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem sind im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 284) dargestellt.

## **Streckenmaßnahme M523: Iven – Pasewalk/Nord – Pasewalk**

**Maßnahme M523 wird bestätigt.**

### **Beschreibung**

Die Übertragungsnetzbetreiber planen, von Iven über Pasewalk/Nord bis Pasewalk möglichst im bestehenden 220-kV-Trassenraum eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung zu errichten (erster Abschnitt von P216). Im Zuge der Maßnahme M523 sollen eine 380-kV-Anlage am heutigen 220-kV-Anlagenstandort Iven (s. NEP 2014, P127 Nr. 14, neue Anlage mit 380/110-kV-Transformator, Windpark-Anschluss, temporär mit 220/110 kV) errichtet und die 380-kV-Anlagen Pasewalk/Nord sowie die in Zusammenhang mit P36 geplante 380-kV-Anlage in Pasewalk erweitert werden.

### **Wirksamkeit**

Die Maßnahme M523 erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf der Leitung zwischen Iven und Pasewalk für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M523 ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Alt Tellin und Pasewalk in der Stunde 6427 des Szenarios B 2030 schon im (n-0)-Fall mit 102% belastet. Diese hohe Auslastung wird mit der Maßnahme M523 auf 33% reduziert. Bei Ausfall eines Stromkreises zwischen Alt Tellin und Pasewalk/Nord in der Stunde 6427 ist der Stromkreis zwischen Alt Tellin und Pasewalk mit 164% belastet. Mit der Maßnahme M523 reduziert sich die Auslastung dann auf 60%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf. Weiterhin wird durch die Maßnahme M523 die hohe Auslastung von 206% bei dem obigen (n-1)-Fall auf dem Stromkreis zwischen Pasewalk und Pasewalk/Nord auf 38% reduziert.

### **Erforderlichkeit**

In allen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M523 als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist sie im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei 27%.

## Ergebnis

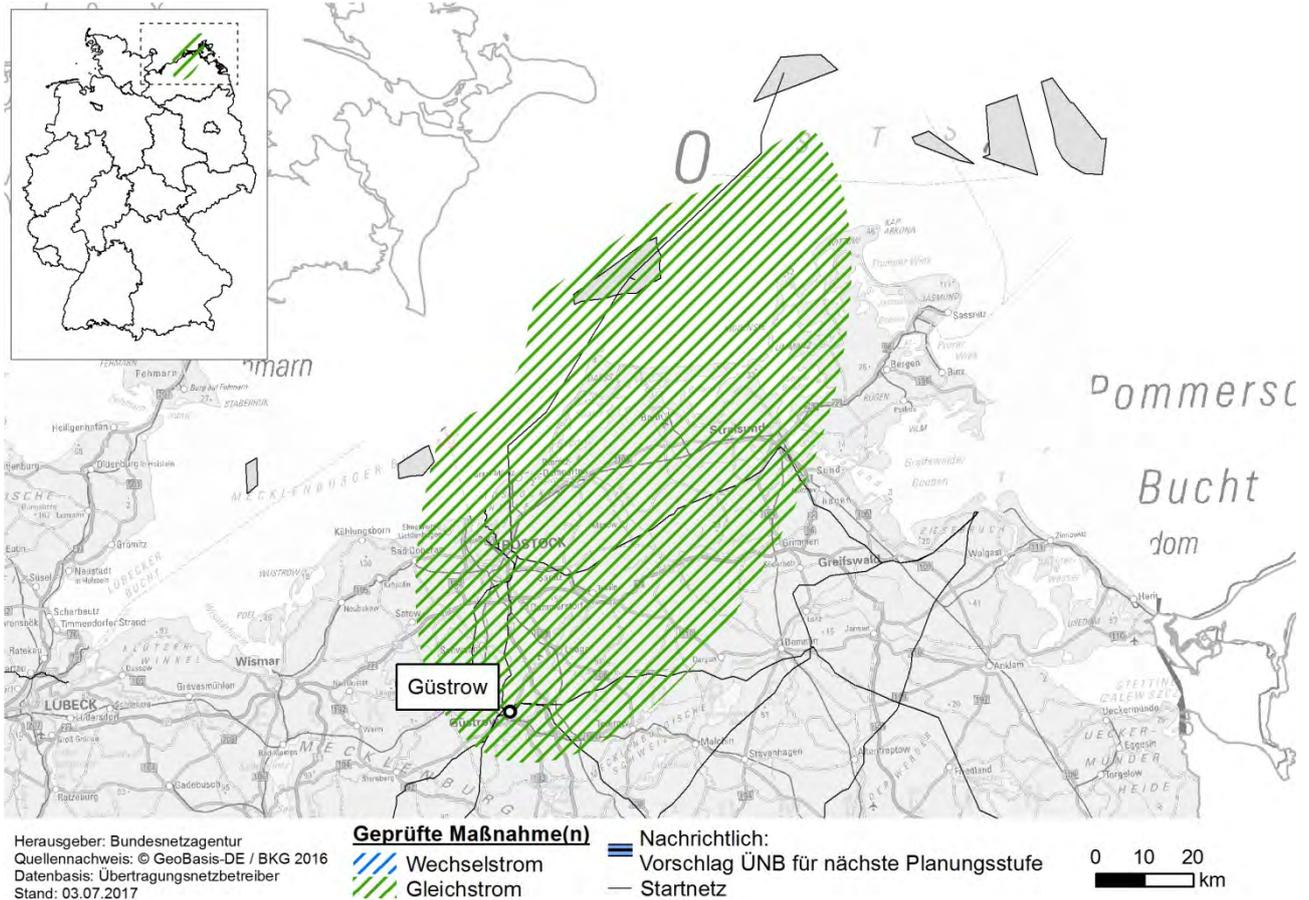
Die Maßnahme M523 erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P216 M523</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

## Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M523 werden im Umweltbericht mit „A##“ bewertet. Erhebliche Umweltauswirkungen können schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 288) dargestellt.

# Projekt P221: Kuppelkapazität Deutschland – Schweden



Das Projekt P221 mit der Maßnahme M460 prüft die Bundesnetzagentur im NEP 2017-2030 erstmalig. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2025-2026 an.

## Streckenmaßnahme M460: Güstrow – Südschweden (Hansa PowerBridge)

**Maßnahme M460 wird bestätigt.**

### Beschreibung

Die Hansa PowerBridge ist ein HGÜ-Interkonnektor zwischen der deutschen Regelzone von 50Hertz und Südschweden. Technisches Ziel ist es, die Handelskapazität zwischen Schweden und Deutschland zu erhöhen. Der Interkonnektor soll eine Verbindung zu den großen Wasserkraftspeichern in Skandinavien schaffen, die genutzt werden können, um überschüssigen deutschen Strom bei hoher und fluktuierender Einspeisung erneuerbarer Energien zu speichern. Schwedische Wasserkraft kann dann die preisgünstige Stromversorgung

in Deutschland sicherstellen, wenn wenig Erzeugung aus Wind und Photovoltaik auf hohe Nachfrage trifft. Die Maßnahme M460 trägt so zur Versorgungssicherheit und zu günstigen Strompreisen in beiden Ländern bei. Als mögliche alternative landseitige Netzverknüpfungspunkte für die Hansa PowerBridge haben die Übertragungsnetzbetreiber die Standorte Bentwisch, Lüdershagen und Lubmin geprüft und verworfen.

Der Bedarf der Hansa PowerBridge wird im TYNDP 2016 als „Long-term Project“ mit der Nummer 176 ausgewiesen. Eine von 50Hertz und Svenska kraftnät durchgeführte Machbarkeitsstudie ergab, dass eine Übertragungskapazität von 700 MW statt der im TYNDP 2014 angegebenen 600 MW technisch und wirtschaftlich vorteilhaft ist. Darüber hinaus zeigten die Untersuchungen Vorzüge eines zusätzlichen Ausbaus um weitere 700 MW. Die vollständige Inbetriebnahme mit einer Gesamtkapazität von 1.400 MW ist spätestens für das Jahr 2035 vorgesehen.

### 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.

### Wirksamkeit

Für die Maßnahme M460 führt die Bundesnetzagentur keine (n-1)-Prüfung durch, da die Maßnahme nicht dazu dient eine (n-1)-Verletzung zu beseitigen. Vielmehr steht die Kopplung der Übertragungsnetze und der Strommärkte zwischen Deutschland und Schweden im Vordergrund. Insofern hat die Maßnahme M460 hohen positiven Nutzen.

### Erforderlichkeit

Die Maßnahme M460 trägt zum Handel mit Schweden bei. Aktuell existiert als Verbindung zwischen Deutschland und Schweden lediglich das Baltic Cable mit einer Leistung von 600 MW. Mit der Hansa PowerBridge wird diese Leistung auf 1300 MW erhöht. Die Maßnahme M460 ist in allen Szenarien ausreichend ausgelastet, am geringsten im Szenario C 2030 ausgelastet. Hier beträgt die durchschnittliche jährliche Auslastung aber immer noch 86%.

### Ergebnis

Die Maßnahme M460 erscheint mit der beantragten Übertragungskapazität von 700 MW bestätigungsfähig.

<b>P221 M460</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

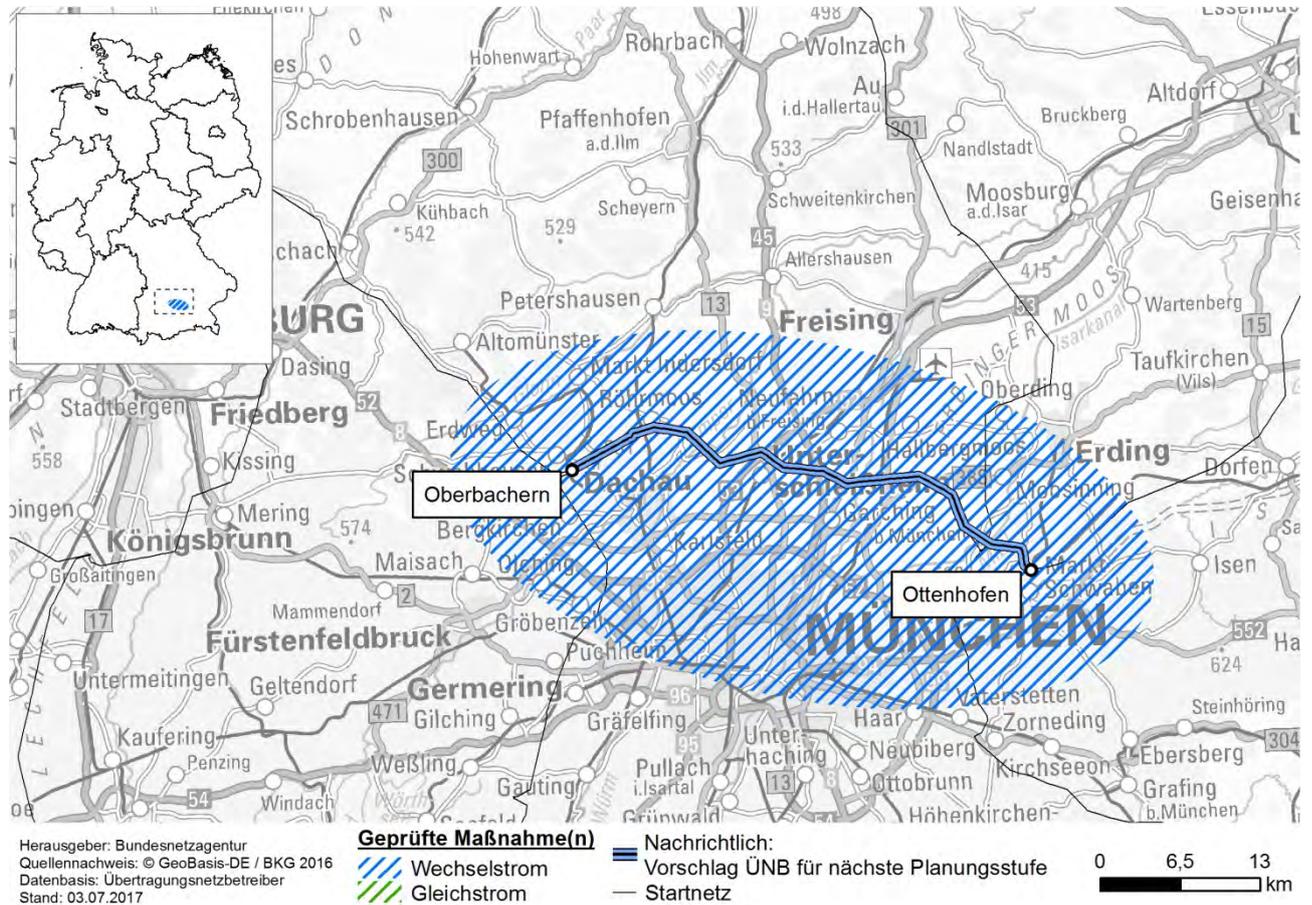
### **Konsultation**

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M460 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

### **Nachrichtlich: Bewertung der Maßnahme im Umweltbericht**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M460 werden im Umweltbericht mit "C##" bewertet. Es besteht ein breiter nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 392 und ab Seite 466) dargestellt.

# Projekt P222: Oberbachern – Ottenhofen



Das Projekt P222 mit der Maßnahme M461 ist als Vorhaben Nr. 47 Teil des Bundesbedarfsplans und wurde erstmals im NEP 2014 geprüft. Seine energiewirtschaftliche Notwendigkeit hat die Bundesnetzagentur ursprünglich für das Jahr 2024 bestätigt. Im NEP 2017-2030 wird das Projekt im Hinblick auf die geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erneut überprüft. Die Prüfung erfolgt im BBP-Netz unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2025 an.

## Streckenmaßnahme M461: Oberbachern – Ottenhofen

**Maßnahme M461 wird bestätigt.**

### Beschreibung

Die Maßnahme M461 steht im Zusammenhang mit dem Endpunkt Isar des Projekts DC5, den der Gesetzgeber nach der Bestätigung des NEP 2025 auf Anregung Bayerns in das Bundesbedarfsplangesetz aufgenommen hat. Diese Entscheidung bewirkt wegen des Stromtransports über das Projekt DC5 nach Isar dort erhöhte

Leistungsflüsse im umgebenden Wechselstromnetz. Diese erhöhten Leistungsflüsse machen eine Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitungen zwischen Oberbachern und Ottenhofen erforderlich. Dazu soll die Stromtragfähigkeit der beiden bestehenden 380-kV-Stromkreise auf 3.600 Ampere erhöht werden. Weiterhin sollen die 380-kV-Schaltanlagen in Ottenhofen und Oberbachern verstärkt werden.

### Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. In allen vier Szenarien sorgt sie für (n-1)-Sicherheit auf den Stromkreisen zwischen Oberbachern und Ottenhofen. Ohne die Maßnahme M461 kommt es beispielsweise in Stunde 1415 des Szenarios B 2030 zu einer Überlastung von 138% auf einem Stromkreis zwischen Oberbachern und Ottenhofen, wenn das parallele System ausfällt. Nach Hinzunahme der Maßnahme M461 beträgt die Auslastung dann nur 95%. Derartige Situationen und die entlastende Wirkung der Maßnahme M461 treten in allen vier Szenarien auf.

### Erforderlichkeit

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

### Ergebnis

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P222 M461</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

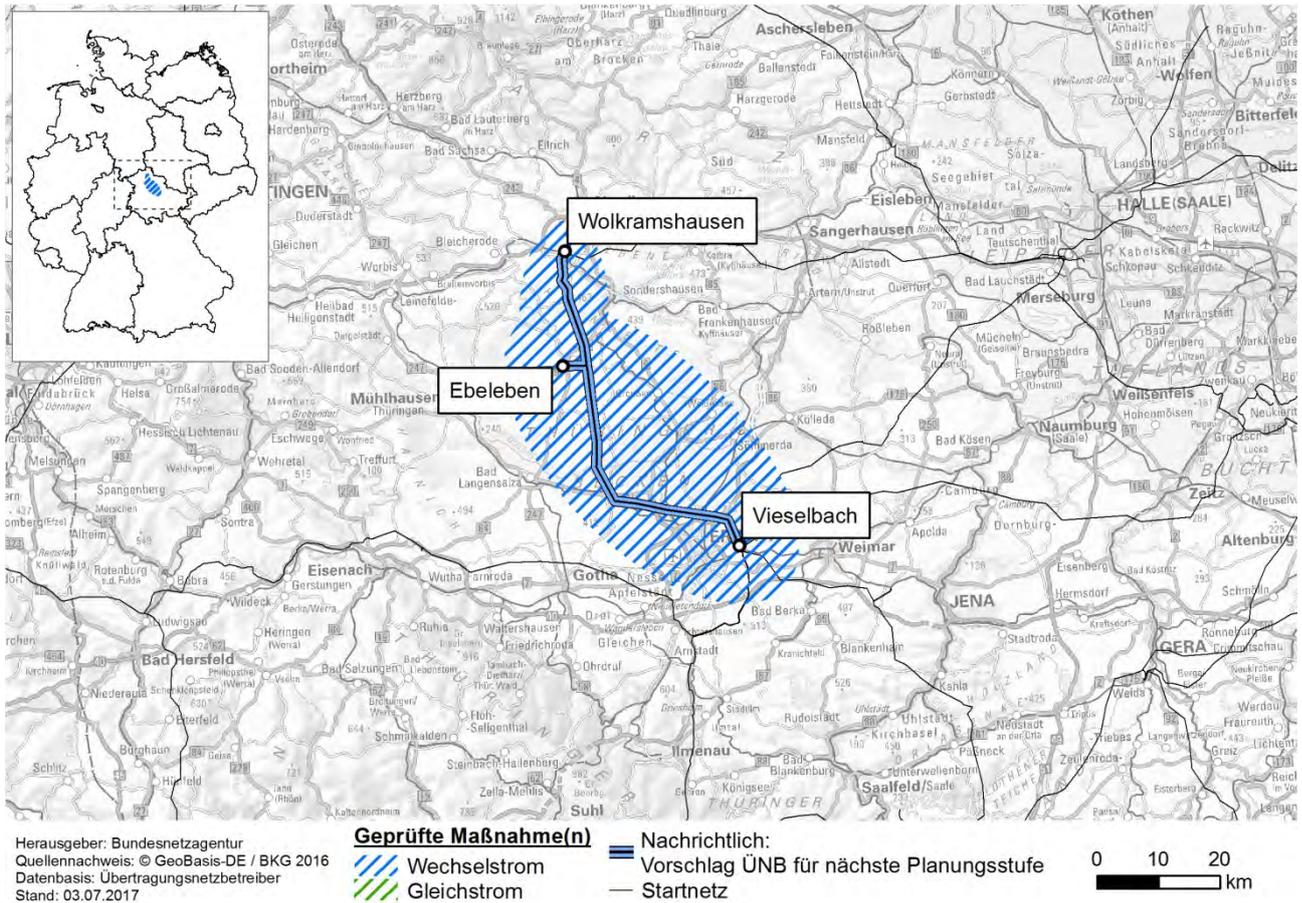
### Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M461 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Aus dem Kreis der Konsultationsteilnehmer wurde lediglich ein alternatives Gesamtkonzept für den Netzausbau in Deutschland skizziert, nach dem das Projekt P222 entbehrlich sei. Dieses Konzept erwies sich jedoch als viel zu vage und konnte gesamthaft betrachtet keine Vorteile aufweisen. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

### Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M461 werden im Umweltbericht mit „C#“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem sind im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend potenziell in moderatem Umfang möglich. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 236) dargestellt.

# Projekt P224: Wolframshausen – Ebeleben – Vieselbach



Das Projekt P224 mit der Maßnahme M463 war früher als Maßnahme M352 Bestandteil des Projekts P150 und ist Teil des Vorhabens Nr. 44 Teil des Bundesbedarfsplans.

Die bestehenden 220-kV-Leitungen von Eula nach Wolframshausen und von Wolframshausen nach Vieselbach besitzen für die zukünftig zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. Aufgrund der Hauptleistungsflussrichtung von Nordost nach Südwest und der Rückspeisung von EE-Leistung aus den angeschlossenen Verteilernetzen sind die 220-kV-Leitungen im Bereich Wolframshausen – Vieselbach bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute hoch belastet.

Zur Erhöhung der Übertragungskapazität möchten die Übertragungsnetzbetreiber die Spannungsebene der 220-kV-Leitungen auf 380 kV erhöhen und die Leitungen von Querfurt nach Wolframshausen und von Wolframshausen nach Vieselbach neu errichten. Ziel des Projekts P224 ist es, durch die Erhöhung der Übertragungskapazität auf der Achse Lauchstädt – Querfurt – Wolframshausen – Vieselbach einen Beitrag zur netztechnischen Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im gesamten Raum Sachsen-Anhalt und Thüringen zu leisten.

## Streckenmaßnahme M463: Wolframshausen – Ebeleben – Vieselbach

**Maßnahme M463 wird bestätigt.**

### Beschreibung

Die Übertragungsnetzbetreiber möchten von Wolframshausen über den neuen Standort Ebeleben nach Vieselbach eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung möglichst in der bestehenden 220-kV-Trasse errichten. Neben dem Neubau einer 380-kV-Anlage in Ebeleben seien die 380-kV-Anlagen in Vieselbach und Wolframshausen zu erweitern.

### Wirksamkeit

Die Maßnahme M463 erweist sich in allen vier betrachteten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Leitungen zwischen Lauchstädt und Vieselbach für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M463 ist beispielsweise eine Leitung zwischen Lauchstädt und Vieselbach in der Stunde 1080 des Szenarios B 2030 mit 148% belastet, wenn einer der parallelen Stromkreise. Durch die Maßnahme M463 reduziert sich die Auslastung dann auf 107%.

Die bestehenden Stromkreise zwischen Lauchstädt und Vieselbach sind im Szenario B 2030 schon im (n-0)-Fall mit 101% hoch ausgelastet. Diese hohe Auslastung wird durch die Maßnahme M463 auf 79% reduziert. Im (n-1)-Fall reduziert die Maßnahme M463 die Auslastung nicht unter 100%, allerdings um über 40 Prozentpunkte.

### Erforderlichkeit

In den geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M463 als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist sie im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei 41%.

### Ergebnis

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

P224 M463	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

## **Konsultation**

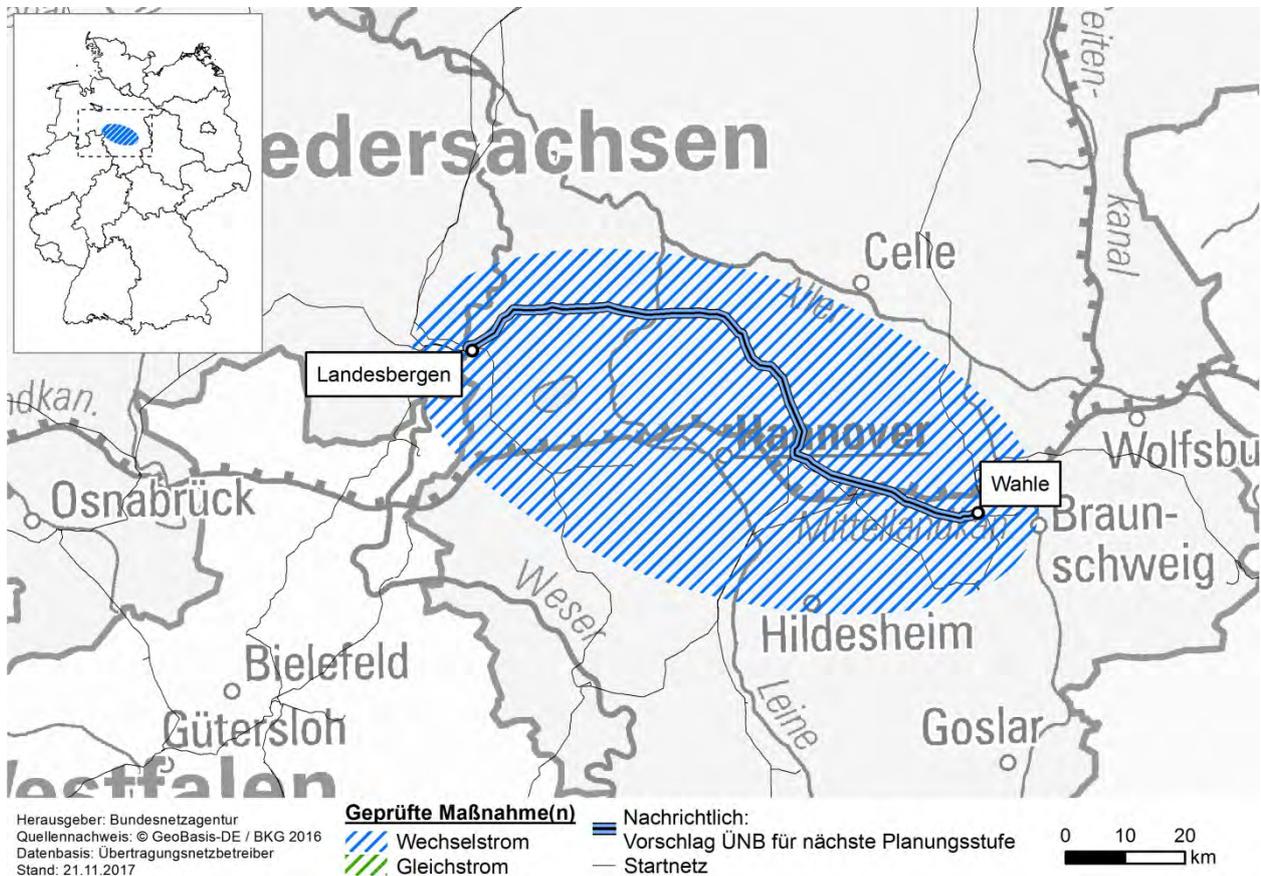
Mehrere Konsultationsteilnehmer schlagen als Alternative zu den Projekten P150 und P224 einen weiteren Ausbau der Thüringer Strombrücke zwischen den Netzverknüpfungspunkten Lauchstädt und Vieselbach auf vier Systeme vor.

*Der betroffene erste Abschnitt der Thüringer Strombrücke zwischen Lauchstädt und Vieselbach wurde 2008 zweisystemig mit einer 380-kV-Doppelleitung in Hochstrombeseilung in Betrieb genommen. Bei Realisierung der vorgeschlagenen Alternative müsste dieser Abschnitt neu errichtet werden. Sinnvoller erscheint es, die Transportaufgabe über die Strecke Lauchstädt – Wolkramshausen – Vieselbach zu bewältigen und dort zugleich alte 220-kV-Leitungen aus dem Jahr 1965 durch heutigen Stand der Technik abzulösen.*

## **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M463 werden im Umweltbericht mit „A##“ bewertet. Erhebliche Umweltauswirkungen können schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 224) dargestellt.

## Projekt P228: Landesbergen – Wahle



### Maßnahme M469 wird nicht bestätigt.

Mehrere Konsultationsteilnehmer merken an, dass vor dem Hintergrund der unklaren Lastenentwicklungen (speziell durch die E-Mobilität und die E-Wärme) und der damit zu erwartenden Leistungssteigerungen das Projekt P228 eine geeignete Maßnahme sei. Zudem würden nach der Fertigstellung der 380-kV-Verbindung zwischen Mecklar und Wahle zukünftig nur noch einige kleinere 220-kV-Restbestände für die Versorgung der Region sorgen, die es langfristig abzulösen gelte.

*Im Rahmen der sequenziellen Prüfung (vgl. Abschnitt II E 6) hat sich die Maßnahme M469 als nicht bestätigungsfähig herausgestellt. Die vorhandene Transportkapazität in diesem Bereich des Übertragungsnetzes ist im betrachteten Zieljahr 2030 ausreichend. Bei dieser Prüfung werden die im Szenariorahmen getroffenen Annahmen zu Grunde gelegt, so dass auch E-Mobilität und E-Wärme berücksichtigt werden. Die Ablösung bestehender 220-kV-Strukturen, die ihrer Versorgungsaufgabe noch gerecht werden, kann nicht ohne weiteres zur Bestätigung einer Maßnahme führen.*

# Projekt P235: Lastflusssteuernde Maßnahme in Cloppenburg

Das Projekt P235 besteht aus der Maßnahme M493 und wird im NEP 2017-2030 erstmals geprüft. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme bis zum Jahr 2030 an.

## Punktmaßnahme M493: HGÜ-Kurzkupplung in Cloppenburg

Die Maßnahme M493 wird nicht bestätigt.

### Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme M493 soll eine HGÜ-Kurzkupplung in Cloppenburg errichtet werden, um den Lastfluss über die Leitungen zwischen Cloppenburg und Merzen optimal steuern zu können. Hintergrund ist, dass die Übertragungsnetzbetreiber in ihren Entwürfen zum Netzentwicklungsplan drei Netzverknüpfungspunkte für Offshore-Windenergie in Cloppenburg vorgesehen haben. In Cloppenburg würde dann so viel Leistung eingespeist, dass die Leitungen der Maßnahme M51b des Projekts P21 von Cloppenburg nach Merzen überlasten würden. Mittels der HGÜ-Kurzkupplung könnte der Lastfluss gezielt gesteuert und die entsprechenden Überlastungen könnten verhindert werden.

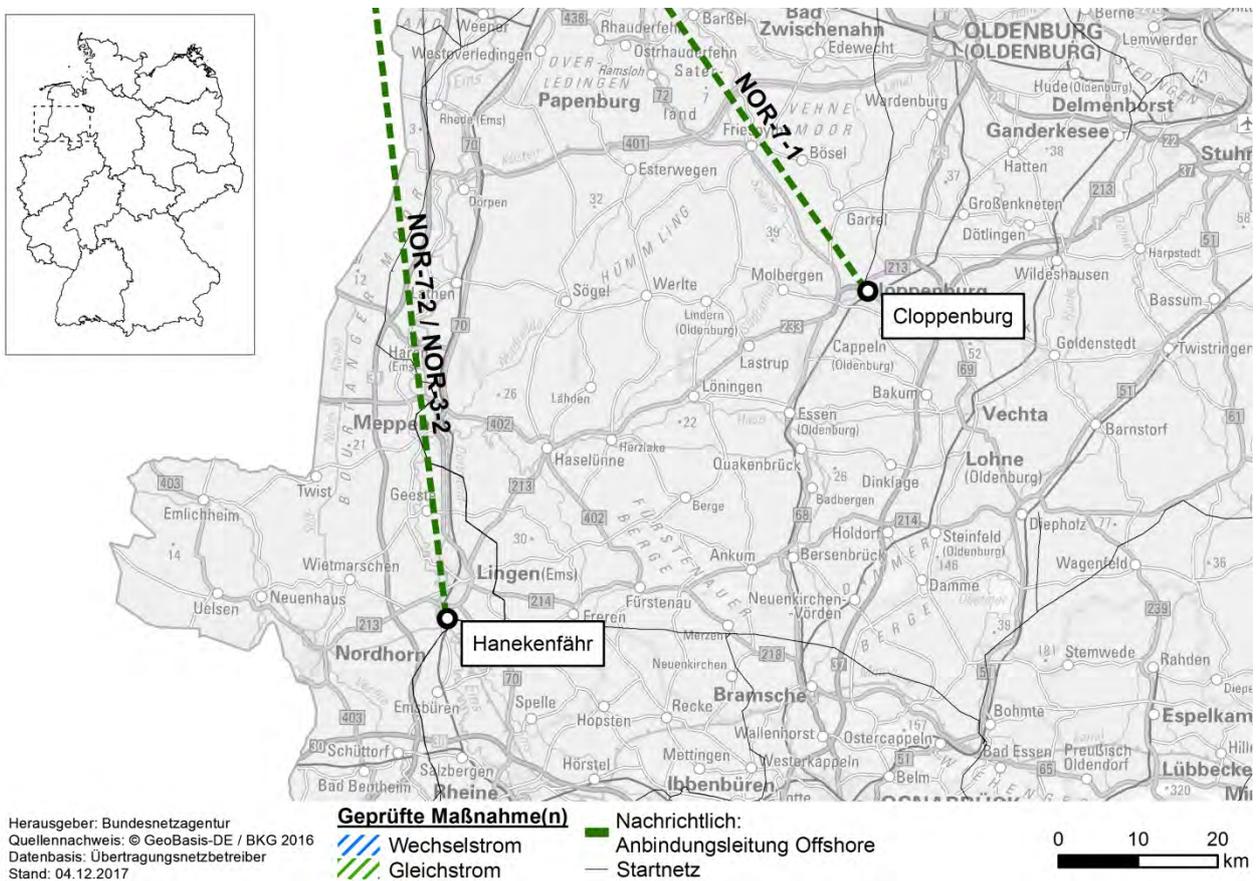
Alternativ haben die Übertragungsnetzbetreiber jedoch auch die Verschiebung von zwei der drei Offshore-Netzverknüpfungspunkte nach Hanekenfähr, Meppen oder Unterweser vorgeschlagen. Bei einer solchen Lösung könnte die HGÜ-Kurzkupplung entfallen. Dies machen auch mehrere Konsultationsteilnehmer geltend.

### Ergebnis

Da sich auf der ersten der drei Anbindungsleitungen (NOR-7-1) bereits Windparks erfolgreich an der durchgeführten Offshore-Ausschreibung beteiligt haben, muss diese bis zum Jahr 2024 realisiert sein. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass es dementsprechend nicht mehr möglich ist, für dieses System einen alternativen Netzverknüpfungspunkt zu entwickeln und rechtzeitig zu realisieren, so dass es grundsätzlich gerechtfertigt ist, nur für die zwei folgenden Systeme Alternativen zu untersuchen.

Die Bundesnetzagentur hat die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Alternativen für die zwei Netzverknüpfungspunkte der Anbindungssysteme NOR-6-3 und NOR-3-2 geprüft und gegeneinander abgewogen. Der Standort Hanekenfähr erscheint naheliegend, da hier mit dem im Jahr 2022 abzuschaltenden KKW Emsland ein netzseitig gut ausgebauter Standort zur Verfügung steht. Der Standort Meppen erscheint zwar auch möglich, da dann jedoch zusätzlicher Ausbaubedarf zwischen Meppen und Hanekenfähr notwendig wäre, kann die Bundesnetzagentur keinen Vorteil gegenüber einer Lösung direkt in Hanekenfähr erkennen. Die dritte Alternative Unterweser würde zwingend die Realisierung des Projekts P22 voraussetzen, welches aber nach aktuellem Stand nicht bestätigungsfähig ist und selbst nach Planung der Übertragungsnetzbetreiber erst im Jahr 2029 fertiggestellt wäre. Da die beiden Offshore-Anbindungsleitungen jedoch bereits früher zu realisieren sind, erscheint Unterweser/West nicht als tragbare Lösung.

Im Detail hat die Bundesnetzagentur daher die Alternative Hanekenfähr untersucht. Hierfür wurde zunächst im BBP-Netz alle Stunden des Szenarios B 2030 mit allen drei Anbindungssystemen in Cloppenburg, allerdings ohne die lastflussteuernde Maßnahme P235, berechnet. In vielen Stunden des Jahres zeigen sich Überlastungen zwischen Cloppenburg und Merzen sowie weiter zwischen Merzen und Hanekenfähr. Es bestätigt sich also zunächst die Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber, dass in dieser Variante eine lastflussteuernde Maßnahme zwingende Voraussetzung ist. Verlegt man jedoch zwei Anbindungssysteme (NOR-3-2 und NOR-6-3) nach Hanekenfähr, so sind die Überlastungen zwischen Cloppenburg und Merzen fast vollständig behoben und auch die Überlastungen zwischen Merzen und Hanekenfähr zu großen Teilen beseitigt. Lediglich die Verbindung Hanekenfähr nach Gronau wird in dieser Variante zusätzlich belastet. Da diese Leitung bereits im Ausgangsfall an vielen Stunden des Jahres überlastet wird, existiert mit dem bestätigten Projekt P315 aber bereits eine Lösung, die auch die zusätzlichen Auswirkungen einer Offshore-Anbindung in Hanekenfähr auffängt. Unter den aktuellen Rahmenbindungen hält die Bundesnetzagentur Hanekenfähr daher für den geeigneten Standort zur Anbindung von Offshore-Leitungen. Dementsprechend kann die Maßnahme M493 entfallen und wird nicht bestätigt.



# Projekt P252: Netzverstärkung Thyrow – Berlin/Südost

Das Projekt P252 enthält als Maßnahme M504 die Errichtung eines neuen 380/110-kV-Umspannwerks im Bereich Berlin/Südost (Gebiet der Gemeinden Großziethen, Waßmannsdorf und Mahlow) sowie zweier 380-kV-Stromkreise zwischen diesem neuen Umspannwerk und Thyrow.

## Streckenmaßnahme M504: Thyrow – Berlin/Südost

Die Maßnahme M504 wird nicht bestätigt.

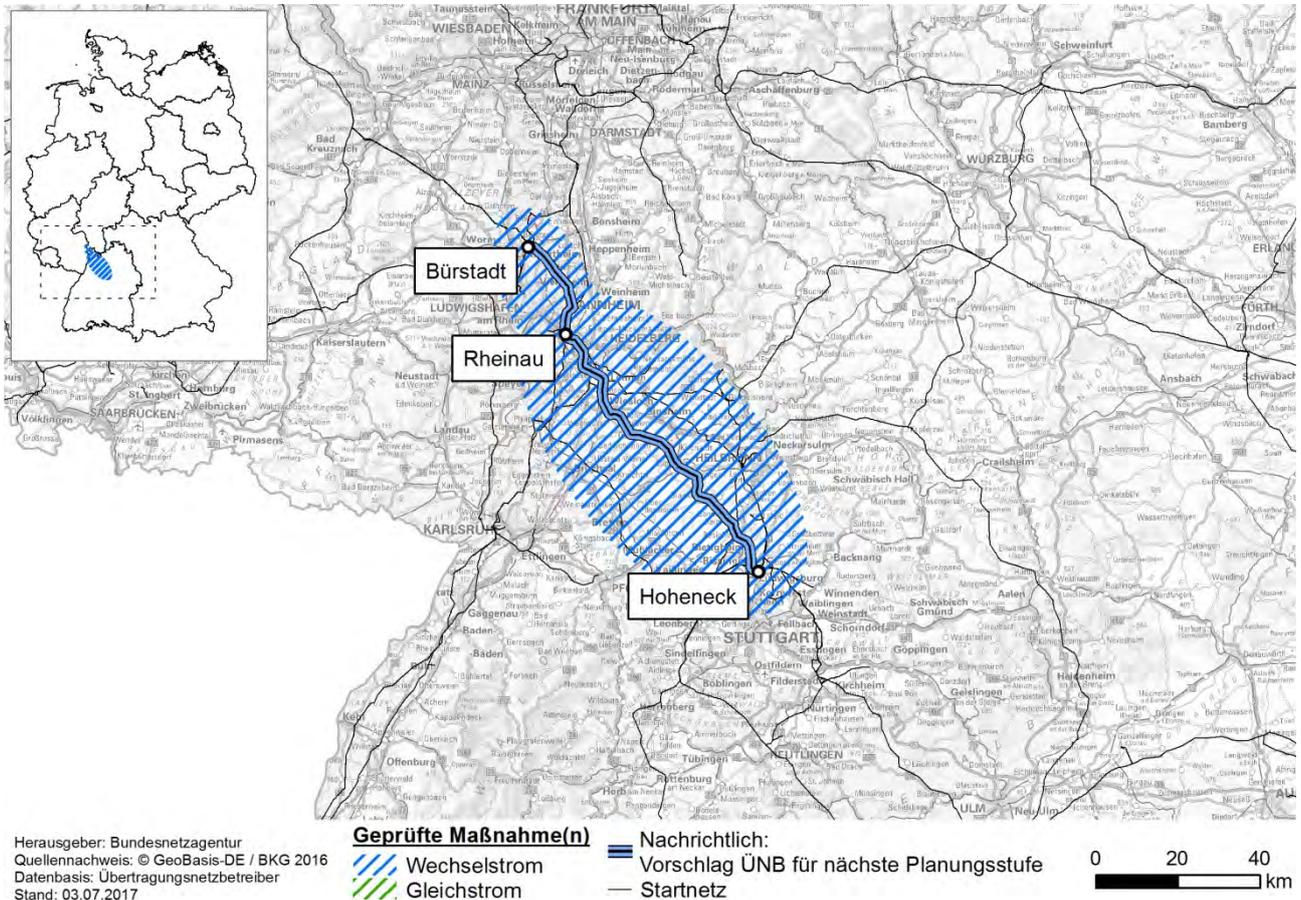
### Beschreibung

Das Projekt P252 mit der Maßnahme M504 dient der Erhöhung der Netz- und Versorgungssicherheit Berlins. Die Übertragungsnetzbetreiber unterteilen die Maßnahme in zwei Bauabschnitte. Im ersten Bauabschnitt, der bis 2021/2022 realisiert werden soll, planen sie ein neues 380/110-kV-Umspannwerk zu errichten. Dieses Umspannwerk soll bis zur Realisierung des zweiten Bauabschnittes temporär über die bestehende 220-kV-Leitung betrieben werden. Im zweiten Bauabschnitt, welcher bis zum Jahr 2030 abgeschlossen sein soll, planen die Übertragungsnetzbetreiber die Errichtung einer 380-kV-Leitung zwischen dem Umspannwerk Thyrow und dem im ersten Bauabschnitt realisierten Umspannwerk Berlin/Südost. Für diese 380-kV-Leitung soll die bestehenden 220 kV-Trasse genutzt werden.

### Ergebnis

Der erste Bauabschnitt der Maßnahme M504 stellt nach Einschätzung der Bundesnetzagentur eine vertikale Punktmaßnahme dar. Erst der zweite Bauabschnitt ist mit der Umrüstung einer 220-kV-Leitung eine Streckenmaßnahme. Vertikale Punktmaßnahmen werden im Netzentwicklungsplan nicht geprüft. Die Leitungsumstellung auf 380-kV-Betrieb wurde bei der sequenziellen Prüfung der Bundesnetzagentur noch nicht als geeignete Maßnahme identifiziert.

# Projekt P309: Bürstadt – Rheinau – Hoheneck



Das Projekt P309 enthält die Maßnahme M484 und wird im NEP 2017-2030 erstmalig geprüft. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme im Jahr 2023 an.

## Streckenmaßnahme M484: Bürstadt – Rheinau – Hoheneck

Die Maßnahme M484 wird nicht bestätigt.

### Beschreibung

Zwischen Bürstadt, Rheinau und Hoheneck möchten die Übertragungsnetzbetreiber einen bestehenden 380-kV-Stromkreis durch Umbeseilung verstärken.

In der Prüfung für das Zieljahr 2030 hat die Bundesnetzagentur die Maßnahme M484 nicht als geeignete Zubaumaßnahme identifiziert. Ihre Wirksamkeit und Erforderlichkeit für das Zieljahr 2030 wurden daher nicht geprüft. Die Maßnahme M484 wurde jedoch als mögliche Ad-Hoc-Maßnahme geprüft (zur Vorgehensweise vgl. Abschnitt II E 7).

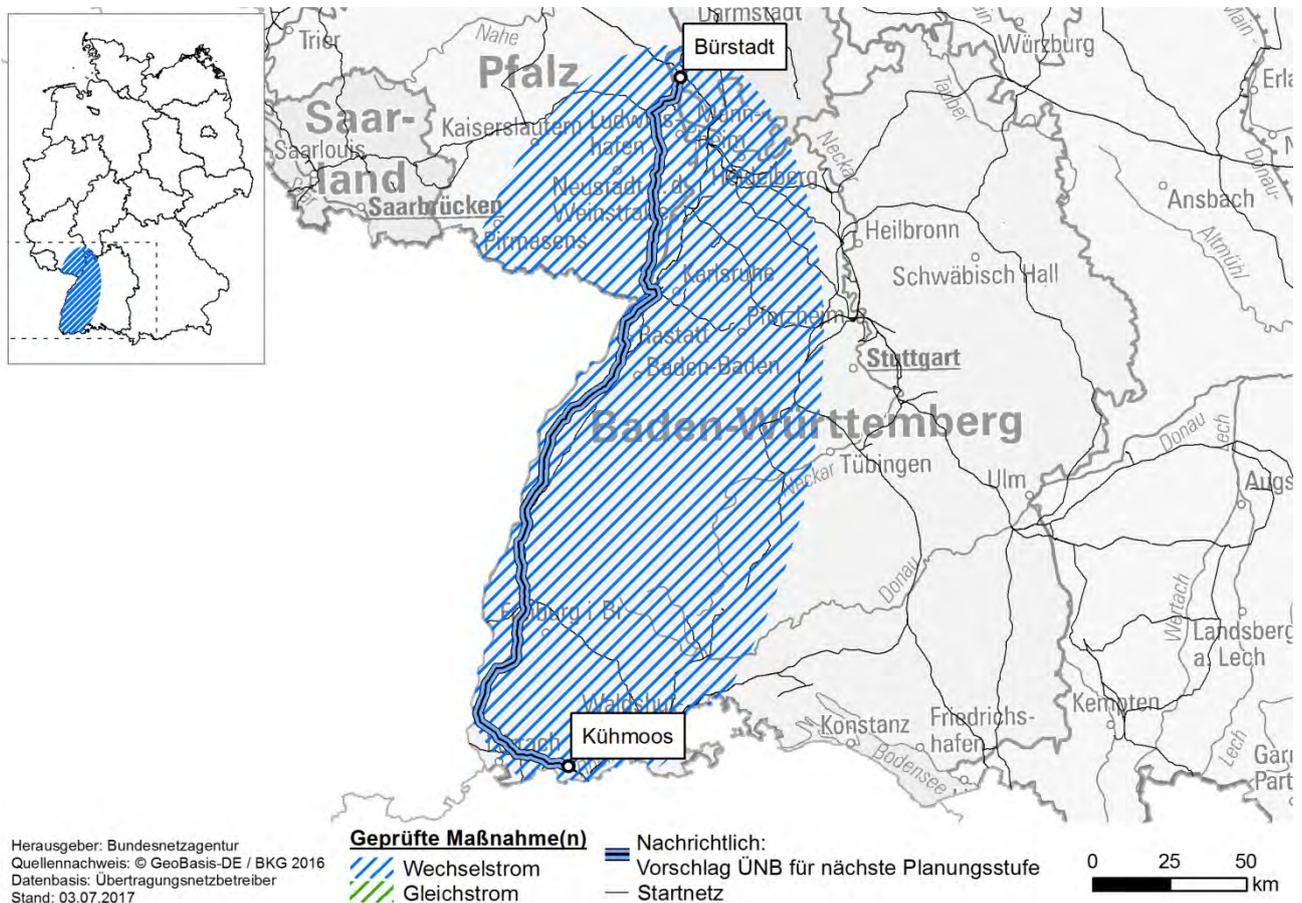
### **Volkswirtschaftlicher Nutzen**

Durch die Maßnahme M484 können Engpasskosten reduziert werden. In der sequenziellen Wirtschaftlichkeitsanalyse werden jedoch nur diejenigen Maßnahmen identifiziert, die den größten volkswirtschaftlichen Nutzen haben. Insgesamt hat die Prüfung ergeben, dass bei Realisierung der Maßnahme M484 ein Gesamtnutzen entstünde, der unterhalb ihrer Kosten liegt.

### **Ergebnis**

Der volkswirtschaftliche Nutzen der Maßnahme M484 liegt unter den aufzuwendenden Investitionskosten. Die Maßnahme ist folglich nicht wirtschaftlich.

# Projekt P310: Bürstadt – Kühmoos



Das Projekt P310 enthält die Maßnahme M485 und wird im NEP 2017-2030 erstmalig geprüft. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme im Jahr 2023 an.

## Streckenmaßnahme M485: Bürstadt – Kühmoos

**Die Maßnahme M485 wird als Ad-Hoc-Maßnahme bestätigt.**

### Beschreibung

Mit der Maßnahme M485 möchten die Übertragungsnetzbetreiber die bestehenden Leitungen zwischen Bürstadt und Kühmoos verstärken. Dazu soll zwischen Bürstadt und Maximiliansau ein bestehender 220-kV-Stromkreis durch Umbeseilung auf Hochtemperaturleiterseile auf 380 kV umgestellt werden. Zusätzlich soll auch der bereits bestehende 380-kV-Stromkreis auf der gleichen Leitung mit Hochtemperaturleiterseilen ausgestattet werden. Zwischen Maximiliansau und Daxlanden soll ein bestehender 220-kV-Stromkreis auf 380 kV umgestellt werden. Auf der Leitung zwischen Daxlanden und Kühmoos soll ein zusätzlicher 380-kV-Stromkreis zubeseilt werden. Darüber hinaus sollen das 380-kV-Umspannwerk in Weingarten verstärkt, die 380-kV-Umspannwerke in Bürstadt, Lambsheim und Kühmoos erweitert sowie die 380-kV-Umspannwerke in

Maximiliansau und Mutterstadt in unmittelbarer Nähe zu den Bestandsleitungen neu errichtet werden. Für den Anschluss der neuen 380-kV-Schaltanlagen an die Bestandsleitung sind punktuelle Mastneubauten notwendig.

In der Prüfung für das Zieljahr 2030 hat die Bundesnetzagentur die Maßnahme M485 nicht als geeignete Zubaumaßnahme identifiziert. Ihre Wirksamkeit und Erforderlichkeit für das Zieljahr 2030 wurden daher nicht geprüft. Die Maßnahme M485 wurde jedoch als mögliche Ad-Hoc-Maßnahme geprüft (zur Vorgehensweise vgl. Abschnitt II E 7).

### **Volkswirtschaftlicher Nutzen**

Die Kriterien der Wirksamkeit und Erforderlichkeit finden bei der Prüfung von Ad-Hoc-Maßnahmen keine Berücksichtigung. Stattdessen wird eine sequenzielle Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt. Die Maßnahme M485 erwies sich im dritten Durchgang der mehrschrittigen Analyse als vorteilhaft. Sie weist in diesem Schritt über den Betrachtungszeitraum von drei Jahren einen Gesamtnutzen in Höhe von 218 Mio. € und Investitionskosten in Höhe von 180 Mio. € auf. Insgesamt entsteht bei Realisierung der Maßnahme damit ein Vorteil in Höhe von 38 Mio. €.

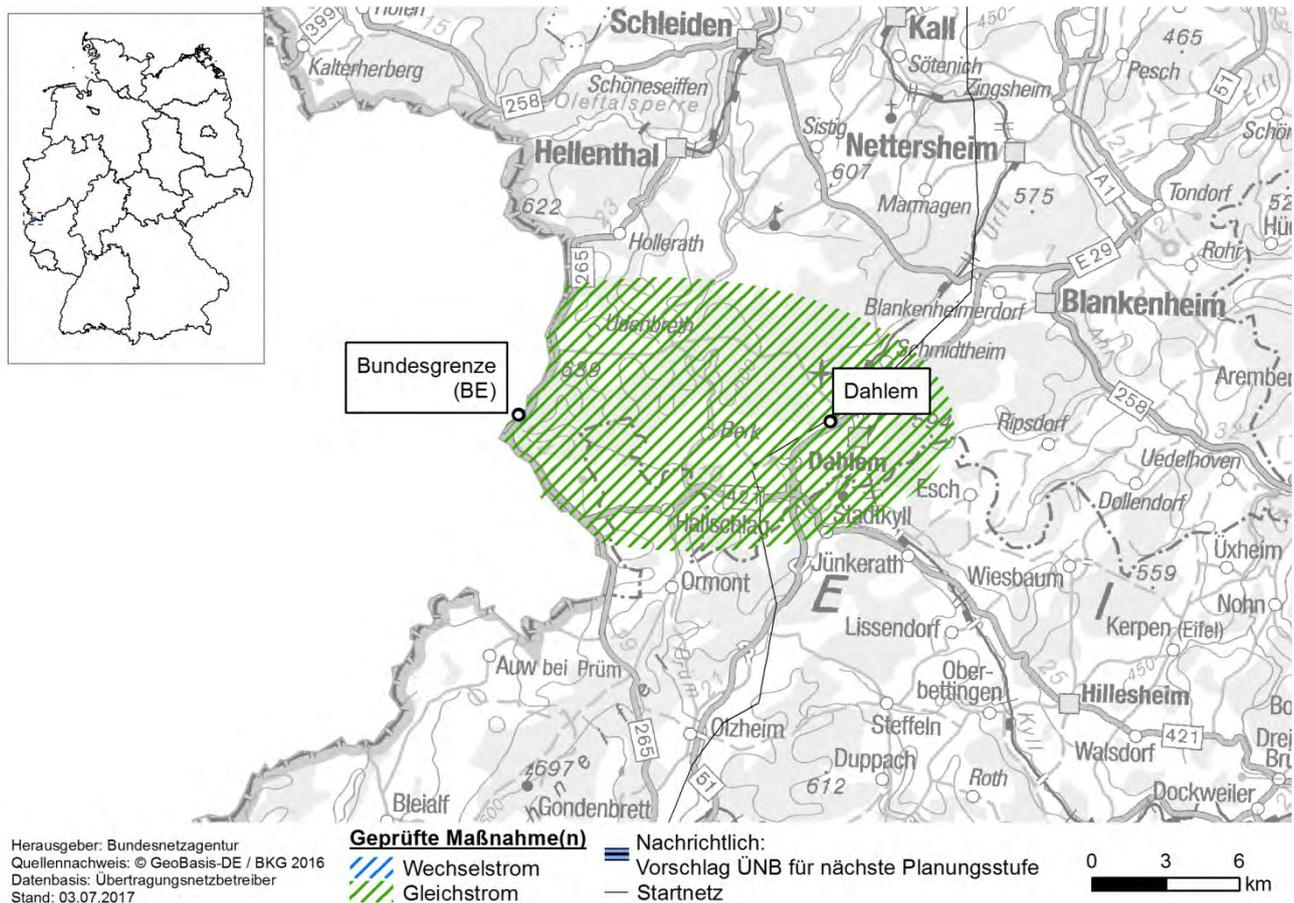
### **Ergebnis**

Die Maßnahme stiftet im betrachteten Zeitraum einen Nutzen, der die Investitionskosten übersteigt. Die Maßnahme ist folglich wirtschaftlich.

### **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M485 werden im Umweltbericht mit „C##“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 312) dargestellt.

# Projekt P313: Kuppelkapazität Deutschland – Belgien (zweiter Interkonnektor)



Das Projekt P313 mit der Maßnahme M488 ist eine zusätzliche Verbindung zum Austausch von Strom zwischen Belgien und Deutschland, ähnlich dem Projekt P65 („Aachen Lüttich Electricity Grid Overlay“ – ALEGrO). Es wurde als zweiter Interkonnektor zwischen Deutschland und Belgien unter der Nummer 2.2.4 von der Europäischen Kommission in die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse („Projects of Common Interest“ – PCI, vgl. Anhang VII der Verordnung EU/347/2013, zuletzt geändert am 23.11.2017) aufgenommen.

Die Maßnahme soll gemeinsam mit dem belgischen Übertragungsnetzbetreiber Elia betrieben werden. Ausgeführt werden soll es als HGÜ-Verbindung. Als Alternative haben die Übertragungsnetzbetreiber eine Verbindung von Prüm in der Eifel nach Belgien untersucht. Aus Sicht der Bundesnetzagentur wären die netztechnischen Auswirkungen einer solchen Alternative mit denen der vorgeschlagenen Maßnahme M488 vergleichbar.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2025 an.

## **Streckenmaßnahme M488: Dahlem – Bundesgrenze (BE)**

### **Maßnahme M488 wird bestätigt.**

#### **Beschreibung**

Die Übertragungsnetzbetreiber planen die HGÜ-Verbindung zwischen den 380-kV-Anlagen in Dahlem im Kreis Euskirchen (Amprion) und Gramme (Elia, Belgien). Dafür ist der Neubau von zwei sogenannten Konverterstationen an beiden Endpunkten erforderlich, um Drehstrom in Gleichstrom und umgekehrt wandeln zu können. Die bestehende 380-kV-Schaltanlage Dahlem ist dafür neu zu errichten.

#### **Wirksamkeit**

Die Maßnahme M488 erweist sich in allen Szenarien als wirksam. Sie trägt – ebenso wie das Projekt P65 – mit 1000 MW zu der im TYNDP zwischen Deutschland und Belgien vorgesehenen Handelskapazität von 2000 MW bei. Ohne die Maßnahme M488 sind die Übertragungsleitungen der benachbarten Staaten Niederlande, Belgien, Frankreich stärker belastet. Die Wirksamkeit der Maßnahme M488 zeigt sich insbesondere bei der Betrachtung der Stromflüsse nach Belgien und Frankreich über das deutsche Netz und die Netze der westlichen Nachbarstaaten Deutschlands. Die Maßnahme verspricht wesentliche Vorteile im europäischen Verbundbetrieb. 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 Wirksamkeit zeigt sich auch bei Betrachtung der Leitungsauslastung zwischen Oberzier und Maasbracht. Diese Verbindung ist beispielsweise in der Stunde 381 des Szenarios B 2030 mit 108% ausgelastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Die Maßnahme M488 senkt die Auslastung dann auf 91%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

#### **Erforderlichkeit**

Da die Maßnahme M488 hauptsächlich dem Austausch von Strom zwischen Deutschland und Belgien dient und über die Konverteranlagen in der Auslastung regelbar ist, erweist sie sich in sämtlichen geprüften Szenarien als erforderlich. Im Szenario B 2030 ist der Interkonnektor in 68% der Stunden des Zieljahres mit mindestens 20% ausgelastet, in über 4300 Stunden optimal zu 100%. Ähnlich hohe Auslastungen treten in auch in den Szenarien A 2030 und C 2030 auf.

## Ergebnis

Die Maßnahme M488 erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P313 M488</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

## 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

Aus dem Kreis der Konsultationsteilnehmer wird vorgetragen, dass es im Hinblick auf die Versorgungssicherheit auch im europäischen Ausland angebracht wäre, den Maßnahme M488 direkt auf eine Übertragungskapazität von 2000 MW statt nur auf 1000 MW auszulegen.

*In dem von den Übertragungsnetzbetreibern erstellten zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans beschränkt sich das Projekt – in Übereinstimmung mit den Vorgaben des Szenariorahmens zu grenzüberschreitenden Transportkapazität zwischen Deutschland auf Belgien – auf eine Übertragungskapazität von 1000 MW. Eine Planung über den zum Untersuchungszeitpunkt von den Übertragungsnetzbetreibern festgestellten Bedarf hinaus ist nicht vorgesehen und nur in seltenen, hier nicht einschlägigen Ausnahmefällen sinnvoll.*

Ein Konsultationsteilnehmer mutmaßt, dass der geplante Interkonnektor zum Export von Strom aus Braunkohlekraftwerken nach Belgien genutzt werden könnte. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer kann nicht nachvollziehen, warum die Maßnahme als HGÜ-Erdkabel geplant ist. Eine Lastflusssteuerung könne man ggf. kostengünstiger mit Hilfe von Phasenschiebertransformatoren realisieren. Alternativ könnten Wechselstrom-Erdkabel verwendet werden wie bei der Anbindung von Offshore-Windparks in der Ostsee.

*Der geplante Interkonnektor dient der Stärkung des europäischen Binnenmarktes. Dies kann ein Phasenschieber allein nicht leisten. Die Maßnahme M488 fördert die Exportmöglichkeiten der deutschen Energiewirtschaft, und zwar sowohl der konventionellen als auch der erneuerbaren Erzeugung. Belgien kann dadurch besser mit Stromimporten aus Deutschland versorgt werden. Die Abhängigkeit der belgischen Energieversorgung von den Kernkraftwerken in Doel und Tihange reduziert sich. Auch dies liegt im deutschen Interesse.*

*Darüber hinaus treten zusätzliche netzstabilisierende Effekte auf. Dazu zählen insbesondere die Reduzierung von Ringflüssen, die Bereitstellung von Blindleistung und die Möglichkeit, den Lastfluss gezielt steuern zu können. Dass eine Leitung im Übertragungsnetz je nach der gerade aufgrund der Gegebenheiten des Energiemarkts gegebenen*

*Erzeugungssituation anteilig auch Strom aus Kohlekraftwerken transportieren kann, ist nicht auszuschließen. Mit Fortschreiten der Energiewende wird der Anteil fossiler Energien an der Erzeugung jedoch weiter sinken.*

*Die in der Ostsee als Anbindungssysteme für Windenergie geplanten AC-Kabel werden, im Gegensatz zu dem hier geplanten Projekt, für eine Übertragungskapazität von 250 MW ausgeführt. Für die geplanten Interkonnektoren ist eine Übertragungskapazität von jeweils 1000 MW vorgesehen. Die Höhe der Übertragungskapazität ist bei AC-Kabeln unter anderem dadurch limitiert, dass bei einer Verlegung der Kabel im Erdreich ein höherer Blindleistungsbedarf auftritt und dieser kompensiert werden muss. Es wären somit beim hier geplanten Projekt zusätzliche Bauwerke zur Blindleistungskompensation entlang der Trasse zu errichten. Darüber hinaus wäre in AC-Technik mit einer größeren Trassenbreite zu rechnen, da für die gleiche Übertragungsleistung voraussichtlich mehr Kabel verlegt werden müssten. Des Weiteren bieten die geplanten Konverter einen zusätzlichen Flexibilitätsgewinn im Hinblick auf die Steuerung von Lastflüssen und die Bereitstellung von Blindleistung (Spannungsstabilisierung). All dies müsste bei der Ausführung in AC-Technik berücksichtigt werden. Daher erscheint der Bundesnetzagentur die Ausführung der geplanten Interkonnektoren zwischen Belgien und Deutschland in HGÜ-Technik als sinnvoll, um das Übertragungsnetz für die zukünftig veränderte Erzeugungslandschaft und die Erweiterung des europäischen Binnenmarktes zu verstärken.*

### **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M488 werden im Umweltbericht mit „C##“ bewertet. Es bestehen mehrere nicht umgehbare Bereiche, in denen mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 386) dargestellt.

# Projekt P314: Lastflussteuernde Maßnahme im Saarland

Das Projekt P314 mit der Maßnahme M489 wird im NEP 2017-2030 erstmals geprüft. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme bis zum Jahr 2030 an.

## Punktmaßnahme M489: Phasenschiebertransformatoren in Uchtelfangen

**Maßnahme M489 wird bestätigt.**

### Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme M489 sollen Phasenschiebertransformatoren in Uchtelfangen errichtet werden, um die Leistungsflüsse über die Leitungen Uchtelfangen – Ensdorf – Vigy optimal steuern zu können.

### Wirksamkeit

Die Maßnahme M489 erweist sich in allen geprüften Szenarien als wirksam. Ohne die Phasenschiebertransformatoren würde beispielsweise in der Stunde 7981 des Szenarios B 2030 die Leitung Uchtelfangen – Ensdorf mit 150% überlasten, wenn einer der parallelen Stromkreise ausfällt. Mit den Phasenschiebertransformatoren der Maßnahme M489 liegt die Auslastung nur noch bei 92%.

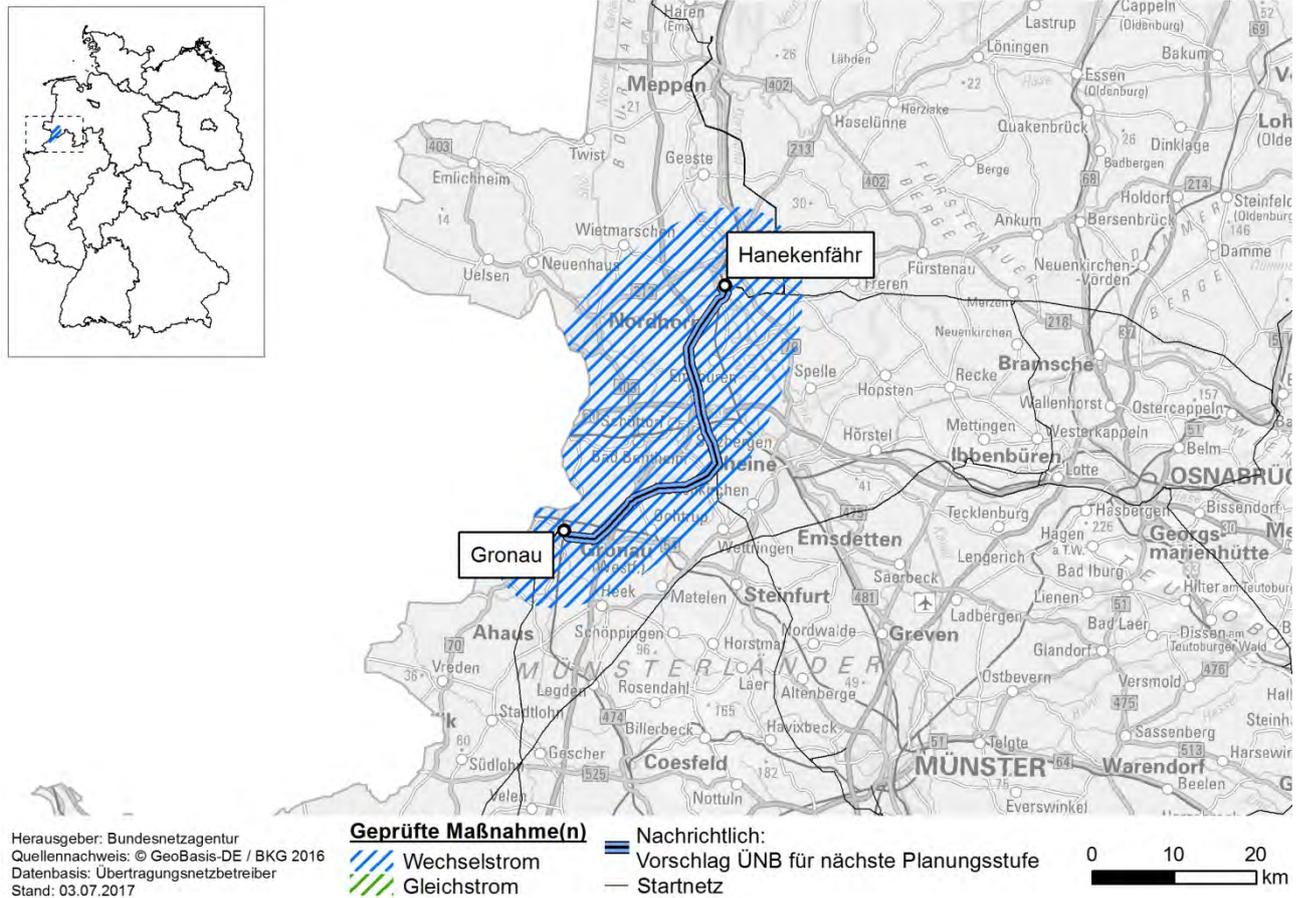
### Ergebnis

Die Maßnahme M489 erweist sich in allen Szenarien als wirksam.

### Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M489 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

# Projekt P315: Hanekenfähr – Gronau



Das Projekt P315 mit der Maßnahme M491 wird im NEP 2017-2030 erstmals geprüft. Die Bundesnetzagentur hat das Projekt in ihrer Schwachstellenanalyse des BBP-Netzes zunächst als möglicherweise geeignet identifiziert und daher sequenziell – unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente – geprüft.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts bis zum Jahr 2030 an.

Das Projekt P315 soll die bestehende Verbindung zwischen Hanekenfähr und Gronau entlasten. Der steigende Anteil an Erzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien in Niedersachsen führt auf den bestehenden Nord-Süd-Verbindungen zu einer deutlich steigenden Auslastung von Übertragungskapazitäten. Zudem kommt der Netzverknüpfungspunkt Hanekenfähr für zwei Offshore-Anbindungsleitungen in Betracht, wodurch in der Zukunft mit einer deutlichen Mehrauslastung der bestehenden Stromkreise zu rechnen wäre. Unabhängig davon wird die bestehende 380-kV-Verbindung zwischen den Umspannwerken Hanekenfähr und Gronau in Zeiten höherer Einspeisung aus erneuerbaren Energien stark beansprucht.

## Streckenmaßnahme M491: Hanekenfähr – Gronau

### Maßnahme M491 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Laut Angaben der Übertragungsnetzbetreiber sind für die Steigerung der Übertragungskapazität und für den sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes zwischen Hanekenfähr und Gronau Verstärkungen der bestehenden 380-kV-Leitungen durch Umbeseilung notwendig. Um Lastflüsse in Richtung Niederlande besser steuern und beherrschen zu können, sei zudem die Errichtung eines Querregeltransformators erforderlich. Zusätzlich möchten die Übertragungsnetzbetreiber zwei weitere 380-kV-Stromkreise als Neubau zwischen den Anlagen Hanekenfähr und Gronau errichten. Sie streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme bis zum Jahr 2030 an.

#### Wirksamkeit

Die Maßnahme M491 erweist sich in allen untersuchten Szenarien als wirksam. Sie sorgt auf den Stromkreisen zwischen Hanekenfähr und Gronau für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M491 ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Hanekenfähr und Gronau in der Stunde 709 des Szenarios B 2030 mit 154% belastet, wenn die geplante HGÜ-Verbindung DC1 zwischen Emden und Osterath ausfällt. Mit der Maßnahme M491 reduziert sich die Auslastung dann auf 48%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf, und zwar unabhängig davon, ob die für den Netzverknüpfungspunkt Hanekenfähr bestätigten Offshore-Anbindungen realisiert werden.

#### Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M491 auch als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet ist sie im Szenario A 2030. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 46%. Die Maßnahme M491 ist auch dann ausreichend, wenn es durch die für den Netzverknüpfungspunkt Hanekenfähr bestätigten Offshore-Anbindungen zu höheren Leitungsauslastungen kommt.

#### Ergebnis

Die Maßnahme M491 erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich.

P315 M491	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

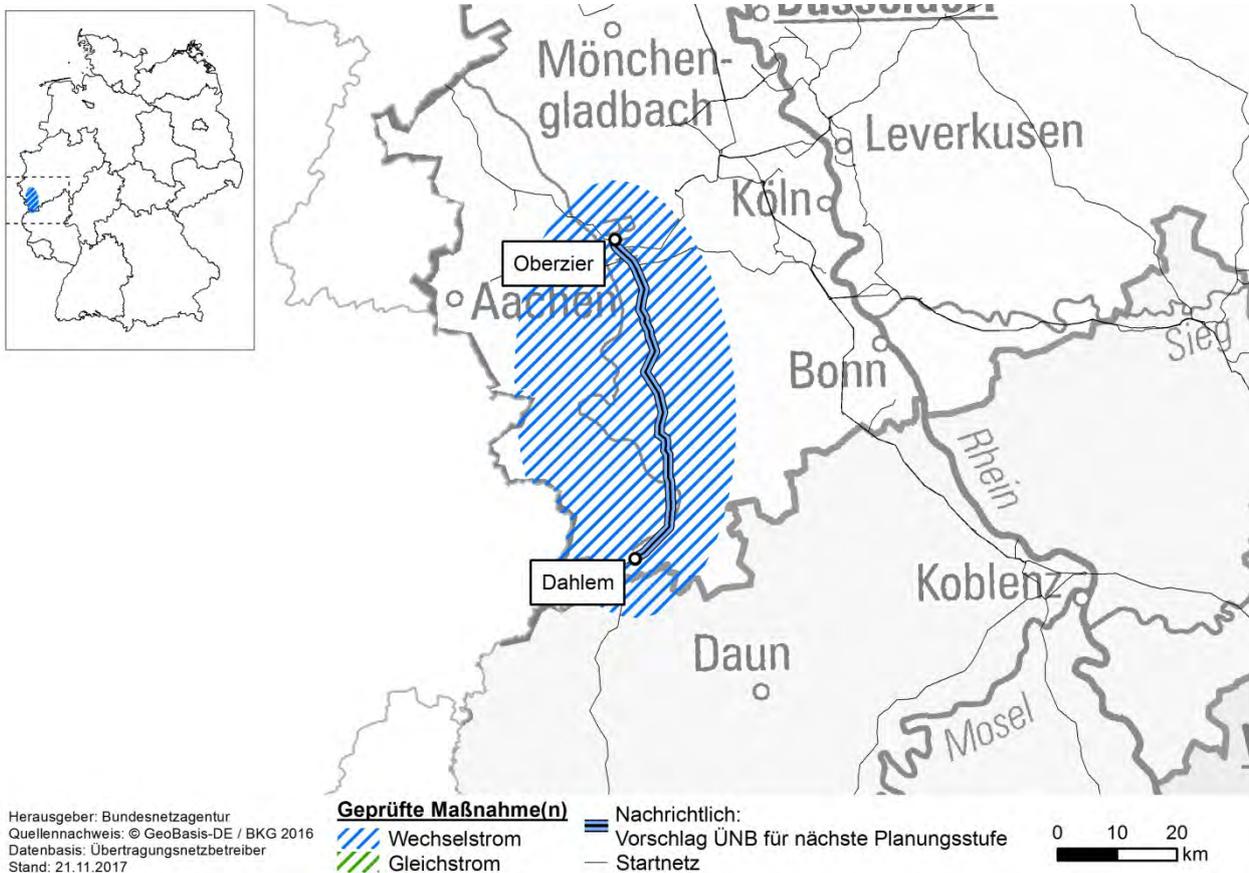
## **Konsultation**

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M491 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

## **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahme M491 werden im Umweltbericht mit „B##“ bewertet. Es besteht ein nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahme im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 292) dargestellt.

## Projekt P320: Oberzier – Dahlem



### Maßnahme M497 wird nicht bestätigt.

Konsultationsbeiträgen zur Folge sei das Projekt wichtig um Überlastungen in der Region zu verhindern und die Nord-Süd-Transportkapazität zu steigern. Das Projekt müsse als wichtiges Anbindungssystem für den geplanten Interkonnektor zwischen Dahlem und Gramme (Projekt P313, Maßnahme M488) bestätigt werden.

*Die Bundesnetzagentur hat für die Prüfung der von den Übertragungsnetzbetreibern über den Bundesbedarfsplan hinaus vorgesehenen Maßnahmen ein iteratives Verfahren angewandt. Die dafür durchgeführten Auslastungsrechnungen haben für das unmittelbare Umfeld des Projekts P320 keine signifikanten Überlastungen ergeben.*

# Projekt P323: Lastflusssteuernde Maßnahme in Hessen

Das Projekt P323 mit der Maßnahme M509 wird im NEP 2017-2030 erstmals geprüft. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme bis zum Jahr 2030 an.

## Punktmaßnahme M509: Phasenschiebertransformatoren in Hessen

**Maßnahme M509 wird nicht bestätigt.**

### Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme M509 möchten die Übertragungsnetzbetreiber Phasenschiebertransformatoren in Urberach errichten, um die Leistungsflüsse über die Leitungen zwischen Großkrotzenburg, Dettingen und Urberach optimal steuern zu können.

### Ergebnis

Die Maßnahme M509 war bereits im ersten Entwurf des NEP 2017-2030 enthalten gewesen, bevor die Übertragungsnetzbetreiber im weiteren Verfahren zusätzliche Phasenschiebertransformatoren als Ad-Hoc-Maßnahmen vorschlugen. Die Bundesnetzagentur hat daher die Maßnahme M509 zusätzlich als Ad-Hoc-Maßnahme geprüft um herauszufinden, ob die Maßnahme M509 eventuell bereits im Jahr 2023 einen Mehrwert hinsichtlich der Vermeidung von Netzengpässen und der damit verbundenen Kosten haben könnte. Im Ergebnis zeigte sich aber, dass die Maßnahme M509 gegenüber den bestätigten Ad-Hoc-Maßnahmen keinen solchen Mehrwert bietet, sondern die Investitionskosten den positiven Nutzen kompensierten.

Bei der Prüfung als reguläre Maßnahme für das Zieljahr 2030 erweist sich die Maßnahme M509 zwar unter bestimmten Bedingungen als wirksam. Ohne die Phasenschieber würde beispielsweise in der Stunde 3465 des Szenarios B 2030 die Leitung von Großkrotzenburg nach Urberach mit 135% überlasten, wenn die Leitung von Großkrotzenburg nach Dettingen ausfällt. Mit der Maßnahme M509 läge die Auslastung bei 99%. Allerdings hängt die Wirksamkeit der Maßnahme davon ab, ob das Projekt P43 in seiner ursprünglichen Form oder in der Variante P43mod realisiert wird. Im letzteren Fall wäre Urberach bereits so mit dem Übertragungsnetz vermascht, dass ein zusätzlicher Phasenschieber nicht nötig wäre.

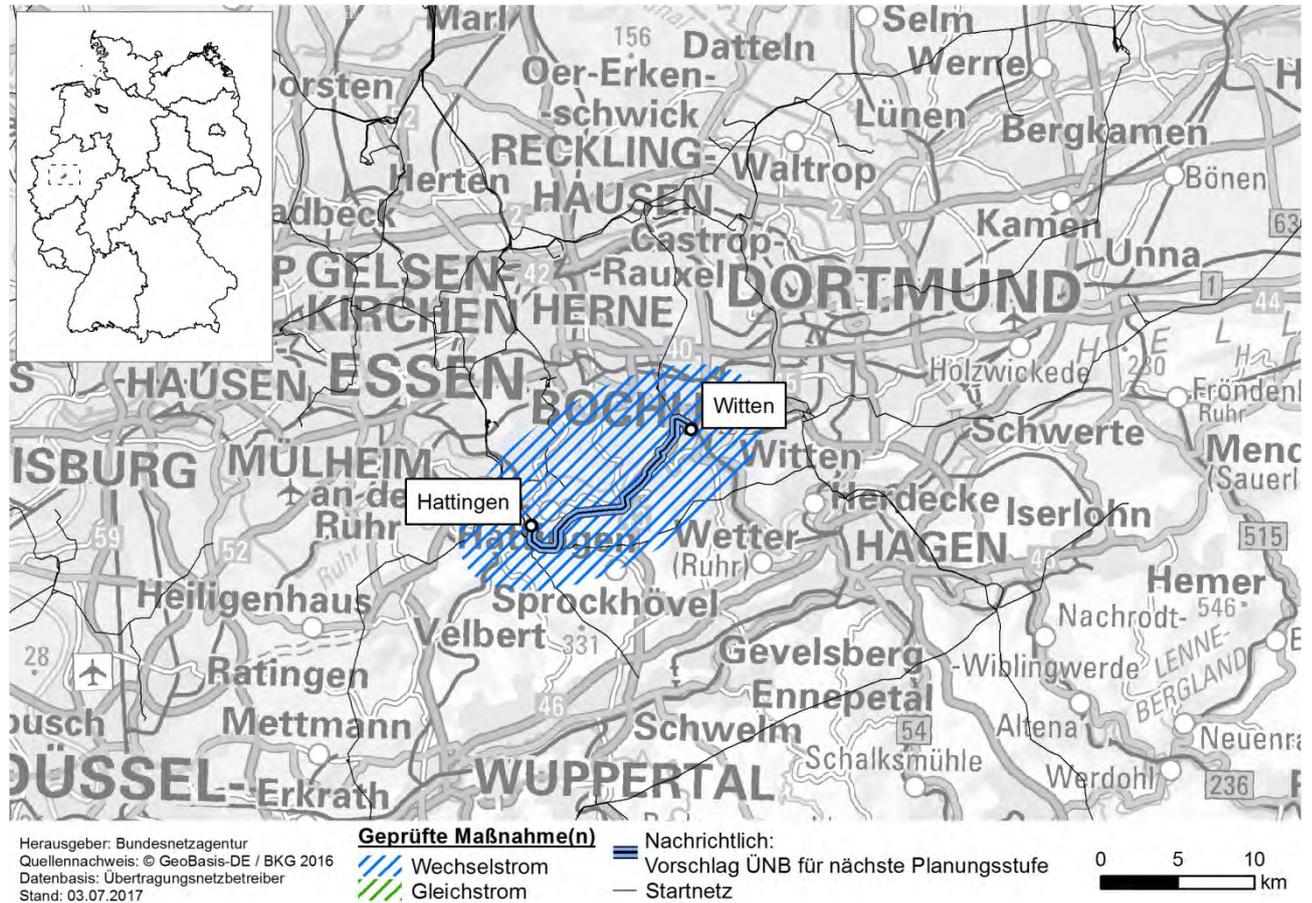
Die Entscheidung, ob das Projekt P43 oder das Projekt P43mod realisiert wird, kann bei der Prüfung der Maßnahme M509 in diesem Netzentwicklungsplan nicht vorweggenommen werden. Fällt die Entscheidung später zugunsten des Projekts P43 in seiner ursprünglichen Form, könnte die Maßnahme M509 immer noch beispielsweise im nächsten Netzentwicklungsplan 2019-2030 erneut geprüft und ggf. bestätigt werden, um es rechtzeitig bis zum Jahr 2030 realisieren zu können.

Die Bundesnetzagentur hat sich unter Gesamtwürdigung dieser Umstände dazu entschlossen, die Maßnahme M509 im NEP 2017-2030 noch nicht zu bestätigen.

## **Konsultation**

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M509 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

# Projekt P324: Witten – Hattingen



Das Projekt P324 enthält die Maßnahme M512 und wird im NEP 2017-2030 erstmalig geprüft. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme im Jahr 2023 an.

## Streckenmaßnahme M512: Witten – Hattingen

**Maßnahme M512 wird nicht bestätigt.**

### Beschreibung

Zwischen Witten und Hattingen soll ein bestehender 220-kV-Stromkreis auf 380 kV umgestellt werden. Hierfür ist eine Umbeseilung notwendig. Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2023 an.

In der Prüfung für das Zieljahr 2030 hat die Bundesnetzagentur die Maßnahme M512 nicht als geeignete Zubaumaßnahme identifiziert. Sie hat die Maßnahme M512 jedoch als mögliche Ad-Hoc-Maßnahme geprüft (zur Vorgehensweise vgl. Abschnitt II E 7).

### **Volkswirtschaftlicher Nutzen**

Durch die Maßnahme M512 können Engpasskosten reduziert werden. In der sequenziellen Wirtschaftlichkeitsanalyse werden jedoch nur diejenigen Maßnahmen identifiziert, die den größten volkswirtschaftlichen Nutzen haben. Insgesamt hat die Prüfung ergeben, dass bei Realisierung der Maßnahme M512 ein Gesamtnutzen entstünde, der unterhalb ihrer Kosten liegt.

### **Ergebnis**

Der volkswirtschaftliche Nutzen der Maßnahme M512 liegt unter den aufzuwendenden Investitionskosten. Die Maßnahme ist folglich nicht wirtschaftlich.

# Projekt P327: Lastflusssteuernde Maßnahme im Ruhrgebiet

Das Projekt P327 mit der Maßnahme M522 wird im NEP 2017-2030 erstmalig geprüft.

## Punktmaßnahme M522: Phasenschiebertransformatoren in Kruckel

**Die Maßnahme M522 wird als Ad-Hoc-Maßnahme bestätigt.**

### Beschreibung

Mit der Maßnahme M522 möchten die Übertragungsnetzbetreiber Phasenschiebertransformatoren in Kruckel errichten, um so die Leistungsflüsse über die Leitungen Kruckel – Garenfeld – Dauersberg optimal steuern zu können.

In der Prüfung für das Zieljahr 2030 hat die Bundesnetzagentur die Maßnahme M522 nicht als geeignete Zubaumaßnahme identifiziert. Sie hat die Maßnahme M522 jedoch als mögliche Ad-Hoc-Maßnahme geprüft (zur Vorgehensweise vgl. Abschnitt II E 7).

### Volkswirtschaftlicher Nutzen

Die Kriterien der Wirksamkeit und Erforderlichkeit finden bei der Prüfung von Ad-Hoc-Maßnahmen keine Berücksichtigung. Stattdessen wird eine sequenzielle Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt. Die Maßnahme M522 wurde dabei im vierten Schritt identifiziert. Sie weist in diesem Schritt über den Betrachtungszeitraum von drei Jahren einen Gesamtnutzen in Höhe von 81 Mio. € und Investitionskosten in Höhe von 60 Mio. € auf. Insgesamt entsteht bei Realisierung der Maßnahme damit ein Vorteil in Höhe von 21 Mio. €.

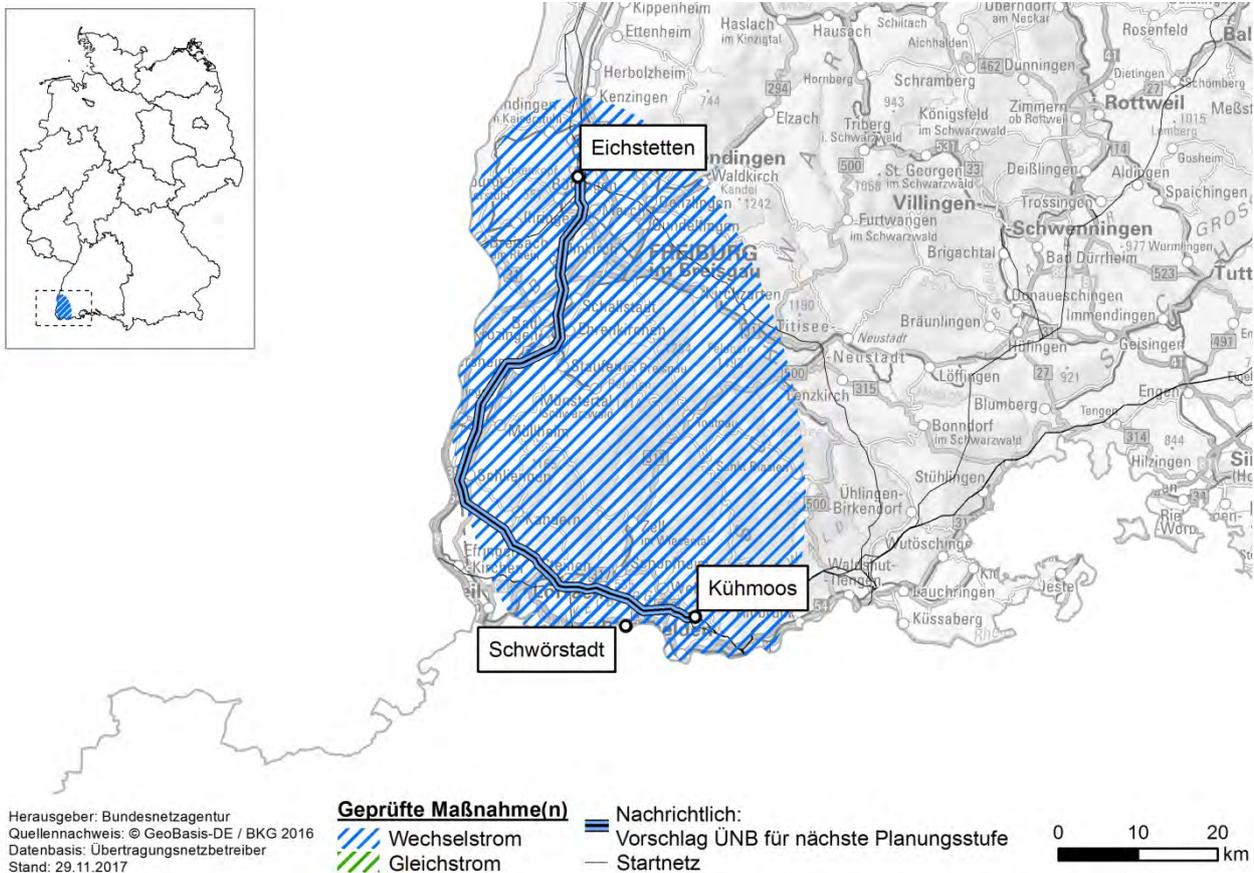
### Ergebnis

Der volkswirtschaftliche Nutzen der Maßnahme M522 liegt oberhalb der Investitionskosten. Die Maßnahme ist folglich wirtschaftlich.

### Konsultation

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahme M522 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit der Maßnahme angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

# Projekt P333: Eichstetten – Kühmoos



Das Projekt P333 mit den Maßnahmen M553, M554 und M555 schlagen die Übertragungsnetzbetreiber im NEP 2017-2030 erstmals vor. Die Bundesnetzagentur hat das Projekt in ihrer Schwachstellenanalyse des BBP-Netzes zunächst als möglicherweise geeignet identifiziert und daher sequenziell – unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Elemente – geprüft.

Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Gesamtinbetriebnahme des Projekts im Jahr 2030 an.

In sämtlichen untersuchten Szenarien kommt es in den Simulationen zu einem deutlichen Überschuss an Energie in den nord- und ostdeutschen Bundesländern. Dies liegt sowohl am Ausbau erneuerbarer Energien als auch daran, dass bestehende Braunkohle-Kraftwerke aufgrund geringer Kosten für Brennstoff und CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate häufig am Markt teilnehmen. Im Gegensatz dazu sind andere Bundesländer, wie z. B. Baden-Württemberg und Bayern aufgrund der nach wie vor hohen Lasten, sowie der durch den Atomausstieg bedingten Erzeugungsdefizite geprägt. Hinzu kommt teilweise eine durch Im- und Export von Strom in das benachbarte Ausland geprägte zusätzliche Belastung.

Eine der wesentlichen Maßnahmen zum sinnvollen Umgang der oben beschriebenen Situation ist das Projekt P333, da es im Zusammenspiel mit weiteren Maßnahmen in der Region die benötigte Übertragungskapazität für die Hauptflussrichtung von Nordosten/Osten nach Südwesten/Westen auch über die Rheinschiene sicherstellt.

## Streckenmaßnahmen M553, M554, M555: Eichstetten – Kühmoos

Die Maßnahmen M553, M554 und M555 werden bestätigt.

### Beschreibung

Das Projekt P333 steht im direkten Zusammenhang mit dem von den Übertragungsnetzbetreibern ebenfalls vorgeschlagenen Projekt P205 (Anschluss Schwörstadt). Das Projekt P205 wird von der Bundesnetzagentur jedoch nicht bestätigt, da sie es nicht als möglicherweise zur Ergänzung des BBP-Netzes geeignet identifizieren konnte. In der Prüfung des Projekts P333 ist Schwörstadt somit noch über die 220-kV-Ebene versorgt und die Maßnahmen M553 sowie M554 stellen eine durchgängige Leitung ohne Einschleifung des Umspannwerks Schwörstadt dar. Da die Maßnahmen M554 und M555 direkt ineinander übergehen und parallel zu M553 verlaufen, wurden alle drei Maßnahmen gemeinsam geprüft. Sie beinhalten Umbeseilungen von bestehenden 380-kV-Leitungen zwischen Eichstetten und Kühmoos im südlichen Baden-Württemberg.

### Wirksamkeit

Die Maßnahmen M553, M554 und M555 erweisen sich in den Szenarien A 2030 (M554 und M555), B 2030, C 2030 und B 2035 als wirksam. Sie sorgen auf den Stromkreisen zwischen Eichstetten und Kühmoos für (n-1)-Sicherheit. Ohne die Maßnahme M553 ist beispielsweise der bestehende Stromkreis zwischen Eichstetten und Kühmoos bei Ausfall des Parallelsystems in der Stunde 150 des Szenarios B 2030 mit 122% überlastet. Durch Maßnahme M553 reduziert sich die Auslastung dann auf 93%. Ähnliche Situationen treten in mehreren Stunden und in den unterschiedlichen Szenarien auf.

### Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M553, M554 und M555 auch als erforderlich. Am wenigsten ausgelastet sind sie im Szenario B 2035. Hier liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall aber immer noch bei ca. 50%.

### Ergebnis

Die Maßnahmen M553, M554 und M555 erweisen sich in allen geprüften Szenarien als wirksam und erforderlich.

<b>P333 M553, M554 und M555</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
wirksam	X	X	X	X
erforderlich	X	X	X	X

### **Konsultation**

Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit speziell der Maßnahmen M553, M554 und M555 erbrachte die Konsultation keine sich auf die Entscheidung auswirkenden neuen Erkenntnisse. Andere von den Teilnehmern der Konsultation im Zusammenhang mit diesen Maßnahmen angesprochene Punkte, die allgemeiner Natur sind und daher für alle Maßnahmen gelten würden, werden in den Abschnitten II und IV sowie im begleitenden Auswertungsdokument dargestellt und erläutert.

### **Nachrichtlich: Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltauswirkungen der Maßnahmen M553, M554 und M555 werden im Umweltbericht mit „B##“ bewertet. Es besteht jeweils ein nicht umgehbarer Bereich, in dem mit erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Zudem können im jeweils betrachteten Restraum erhebliche Umweltauswirkungen schutzgutübergreifend voraussichtlich umfangreich ausgelöst werden. Ausführlich sind die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dieser Maßnahmen im Anhang des Umweltberichts (siehe dort ab Seite 296) dargestellt.

# Projekt P345: Lastflusssteuernde Maßnahme in Hamburg/Ost

Das Projekt P345 mit der Maßnahme M556 wird im NEP 2017-2030 erstmals geprüft. Es wurde von den Übertragungsnetzbetreibern während der Konsultation als Ad-Hoc-Projekt eingereicht und als solches von der Bundesnetzagentur geprüft (zur Vorgehensweise vgl. Abschnitt II E 7). Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme bis zum Jahr 2023 an.

## Punktmaßnahme M556: Phasenschiebertransformatoren Hamburg/Ost

**Maßnahme M556 wird als Ad-Hoc-Maßnahme bestätigt.**

### Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme M556 möchten die Übertragungsnetzbetreiber Phasenschiebertransformatoren in Hamburg/Ost errichten, um die Leistungsflüsse über die Leitungen zwischen Hamburg/Nord und Hamburg/Ost optimal steuern zu können. Indirekt ergibt sich durch die Phasenschiebertransformatoren die Möglichkeit die Leistungsflüsse im Übertragungsnetz in der gesamten Region positiv zu beeinflussen.

### Volkswirtschaftlicher Nutzen

Die Kriterien der Wirksamkeit und Erforderlichkeit finden bei der Prüfung von Ad-Hoc-Maßnahmen keine Berücksichtigung. Stattdessen wird eine sequenzielle Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt. Die Maßnahme M556 erwies sich bereits im ersten Durchgang der mehrschrittigen Analyse als vorteilhaft. Sie weist in diesem Schritt über den Betrachtungszeitraum von drei Jahren einen Gesamtnutzen in Höhe von 481 Mio. € und Investitionskosten in Höhe von 80 Mio. € auf. Insgesamt entsteht bei Realisierung der Maßnahme damit ein Vorteil in Höhe von 401 Mio. €.

### Ergebnis

Die Maßnahme stiftet im betrachteten Zeitraum von drei Jahren einen Nutzen, der die Investitionskosten übersteigt. Die Maßnahme ist folglich wirtschaftlich.

# Projekt P346: Lastflussteuernde Maßnahme in Hanekenfähr

Das Projekt P346 mit der Maßnahme M557 wird im NEP 2017-2030 erstmals geprüft. Es wurde von den Übertragungsnetzbetreibern während der Konsultation als Ad-Hoc-Projekt eingereicht und als solches von der Bundesnetzagentur geprüft (zur Vorgehensweise vgl. Abschnitt II E 7). Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme bis zum Jahr 2023 an.

## Punktmaßnahme M557: Phasenschiebertransformatoren Hanekenfähr

**Maßnahme M557 wird als Ad-Hoc-Maßnahme bestätigt.**

### Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme M557 möchten die Übertragungsnetzbetreiber Phasenschiebertransformatoren in Hanekenfähr errichten, um die Leistungsflüsse über die Leitungen zwischen Hanekenfähr und Merzen optimal steuern zu können. Indirekt ergibt sich durch die Phasenschiebertransformatoren die Möglichkeit die Leistungsflüsse im Übertragungsnetz in der gesamten Region positiv zu beeinflussen.

### Volkswirtschaftlicher Nutzen

Die Kriterien der Wirksamkeit und Erforderlichkeit finden bei der Prüfung von Ad-Hoc-Maßnahmen keine Berücksichtigung. Stattdessen wird eine sequenzielle Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt. Die Maßnahme M557 erwies sich im zweiten Durchgang der mehrschrittigen Analyse als vorteilhaft. Sie weist in diesem Schritt über den Betrachtungszeitraum von drei Jahren einen Gesamtnutzen in Höhe von 137 Mio. € und Investitionskosten in Höhe von 40 Mio. € auf. Insgesamt entsteht bei Realisierung der Maßnahme damit ein Vorteil in Höhe von 97 Mio. €.

### Ergebnis

Die Maßnahme stiftet im betrachteten Zeitraum einen Nutzen, der die Investitionskosten übersteigt. Die Maßnahme ist folglich wirtschaftlich.

# Projekt P347: Lastflusssteuernde Maßnahme in Oberzier

Das Projekt P347 mit der Maßnahme M558 wird im NEP 2017-2030 erstmals geprüft. Es wurde von den Übertragungsnetzbetreibern während der Konsultation als Ad-Hoc-Projekt eingereicht und als solches von der Bundesnetzagentur geprüft (zur Vorgehensweise vgl. Abschnitt II E 7). Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme bis zum Jahr 2023 an.

## Punktmaßnahme M558: Phasenschiebertransformatoren Oberzier

**Maßnahme M558 wird als Ad-Hoc-Maßnahme bestätigt.**

### Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme M558 möchten die Übertragungsnetzbetreiber Phasenschiebertransformatoren in Oberzier errichten, um die Leistungsflüsse über die Leitungen zwischen Oberzier und dem Dreibein Punkt Blatzheim optimal steuern zu können. Indirekt ergibt sich durch die Phasenschiebertransformatoren die Möglichkeit die Leistungsflüsse im Übertragungsnetz in der gesamten Region positiv zu beeinflussen.

### Volkswirtschaftlicher Nutzen

Die Kriterien der Wirksamkeit und Erforderlichkeit finden bei der Prüfung von Ad-Hoc-Maßnahmen keine Berücksichtigung. Stattdessen wird eine sequenzielle Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt. Die Maßnahme M558 erwies sich im zweiten Durchgang der mehrschrittigen Analyse als vorteilhaft. Sie weist in diesem Schritt über den Betrachtungszeitraum von drei Jahren einen Gesamtnutzen in Höhe von 143 Mio. € und Investitionskosten in Höhe von 40 Mio. € auf. Insgesamt entsteht bei Realisierung der Maßnahme damit ein Vorteil in Höhe von 103 Mio. €.

### Ergebnis

Die Maßnahme stiftet im betrachteten Zeitraum einen Nutzen, der die Investitionskosten übersteigt. Die Maßnahme ist folglich wirtschaftlich.

# Projekt P348: Lastflussteuernde Maßnahme in Wilster

Das Projekt P348 mit der Maßnahme M559 wird im NEP 2017-2030 erstmals geprüft. Es wurde von den Übertragungsnetzbetreibern während der Konsultation als Ad-Hoc-Projekt eingereicht und als solches von der Bundesnetzagentur geprüft (zur Vorgehensweise vgl. Abschnitt II E 7). Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme bis zum Jahr 2023 an.

## Punktmaßnahme M559: Phasenschiebertransformatoren Wilster

**Maßnahme M559 wird als Ad-Hoc-Maßnahme bestätigt.**

### Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme M559 möchten die Übertragungsnetzbetreiber Phasenschiebertransformatoren in Wilster errichten, um die Leistungsflüsse über die Leitungen zwischen Wilster und Stade optimal steuern zu können. Indirekt ergibt sich durch die Phasenschiebertransformatoren die Möglichkeit die Leistungsflüsse im Übertragungsnetz in der gesamten Region positiv zu beeinflussen.

### Volkswirtschaftlicher Nutzen

Die Kriterien der Wirksamkeit und Erforderlichkeit finden bei der Prüfung von Ad-Hoc-Maßnahmen keine Berücksichtigung. Stattdessen wird eine sequenzielle Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt. Die Maßnahme M559 erwies sich im dritten Durchgang der mehrschrittigen Analyse als vorteilhaft. Sie weist in diesem Schritt über den Betrachtungszeitraum von drei Jahren einen Gesamtnutzen in Höhe von 127 Mio. € und Investitionskosten in Höhe von 80 Mio. € auf. Insgesamt entsteht bei Realisierung der Maßnahme damit ein Vorteil in Höhe von 47 Mio. €.

### Ergebnis

Die Maßnahme stiftet im betrachteten Zeitraum einen Nutzen, der die Investitionskosten übersteigt. Die Maßnahme ist folglich wirtschaftlich.

# Projekt P349: Lastflusssteuernde Maßnahme in Würgau

Das Projekt P349 mit der Maßnahme M560 wird im NEP 2017-2030 erstmals geprüft. Es wurde von den Übertragungsnetzbetreibern während der Konsultation als Ad-Hoc-Projekt eingereicht und als solches von der Bundesnetzagentur geprüft (zur Vorgehensweise vgl. Abschnitt II E 7). Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme bis zum Jahr 2023 an.

## Punktmaßnahme M560: Phasenschiebertransformatoren Würgau

**Maßnahme M560 wird als Ad-Hoc-Maßnahme bestätigt.**

### Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme M560 möchten die Übertragungsnetzbetreiber Phasenschiebertransformatoren in Würgau errichten, um die Leistungsflüsse über die Leitungen zwischen Würgau und Raitersaich optimal steuern zu können. Indirekt ergibt sich durch die Phasenschiebertransformatoren die Möglichkeit die Leistungsflüsse im Übertragungsnetz in der gesamten Region positiv zu beeinflussen.

### Volkswirtschaftlicher Nutzen

Die Kriterien der Wirksamkeit und Erforderlichkeit finden bei der Prüfung von Ad-Hoc-Maßnahmen keine Berücksichtigung. Stattdessen wird eine sequenzielle Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt. Die Maßnahme M560 erwies sich bereits im ersten Durchgang der mehrschrittigen Analyse als vorteilhaft. Sie weist in diesem Schritt über den Betrachtungszeitraum von drei Jahren einen Gesamtnutzen in Höhe von 979 Mio. € und Investitionskosten in Höhe von 80 Mio. € auf. Insgesamt entsteht bei Realisierung der Maßnahme damit ein Vorteil in Höhe von 899 Mio. €.

### Ergebnis

Die Maßnahme stiftet im betrachteten Zeitraum einen Nutzen, der die Investitionskosten übersteigt. Die Maßnahme ist folglich wirtschaftlich.

# Projekt P350: Lastflussteuernde Maßnahme in Pulverdingen

Das Projekt P350 mit der Maßnahme M561 wird im NEP 2017-2030 erstmals geprüft. Es wurde von den Übertragungsnetzbetreibern während der Konsultation als Ad-Hoc-Projekt eingereicht und als solches von der Bundesnetzagentur geprüft (zur Vorgehensweise vgl. Abschnitt II E 7). Die Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme bis zum Jahr 2023 an.

## Punktmaßnahme M561: Phasenschiebertransformatoren Pulverdingen

**Maßnahme M561 wird als Ad-Hoc-Maßnahme bestätigt.**

### Beschreibung

Im Rahmen der Maßnahme M561 möchten die Übertragungsnetzbetreiber Phasenschiebertransformatoren in Pulverdingen errichten, um die Leistungsflüsse über die Leitungen zwischen Pulverdingen und Hoheneck optimal steuern zu können. Indirekt ergibt sich durch die Phasenschiebertransformatoren die Möglichkeit, Leistungsflüsse im Übertragungsnetz in der gesamten Region positiv zu beeinflussen.

### Volkswirtschaftlicher Nutzen

Die Kriterien der Wirksamkeit und Erforderlichkeit finden bei der Prüfung von Ad-Hoc-Maßnahmen keine Berücksichtigung. Stattdessen wird eine sequenzielle Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt. Die Maßnahme M561 erwies sich bereits im ersten Durchgang der mehrschrittigen Analyse als vorteilhaft. Sie weist in diesem Schritt über den Betrachtungszeitraum von drei Jahren einen Gesamtnutzen in Höhe von 682 Mio. € und Investitionskosten in Höhe von 40 Mio. € auf. Insgesamt entsteht bei Realisierung der Maßnahme ein Vorteil in Höhe von 642 Mio. €.

### Ergebnis

Die Maßnahme stiftet im betrachteten Zeitraum einen Nutzen, der die Investitionskosten übersteigt. Die Maßnahme ist folglich wirtschaftlich.

## 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).

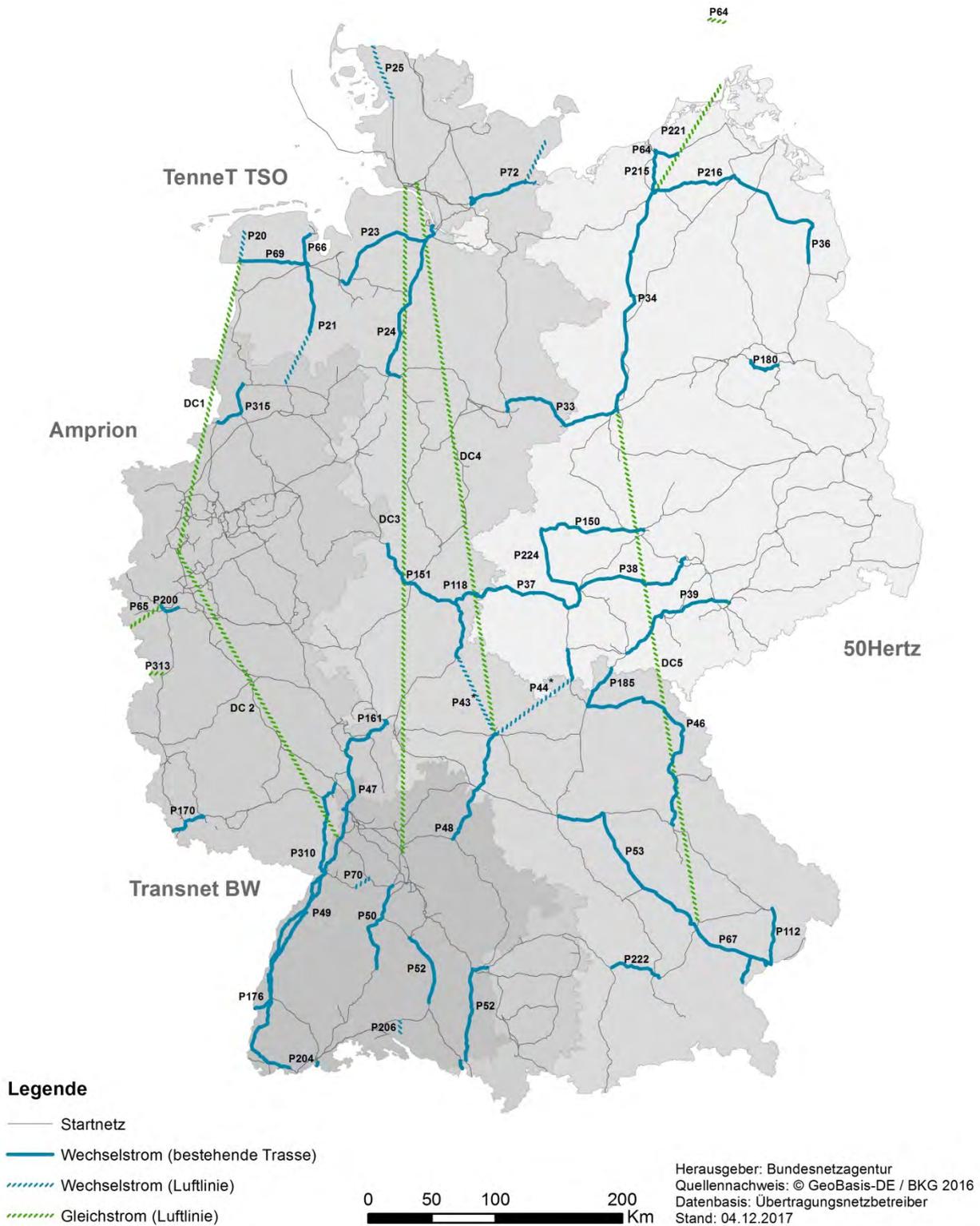
Jochen Homann

Präsident



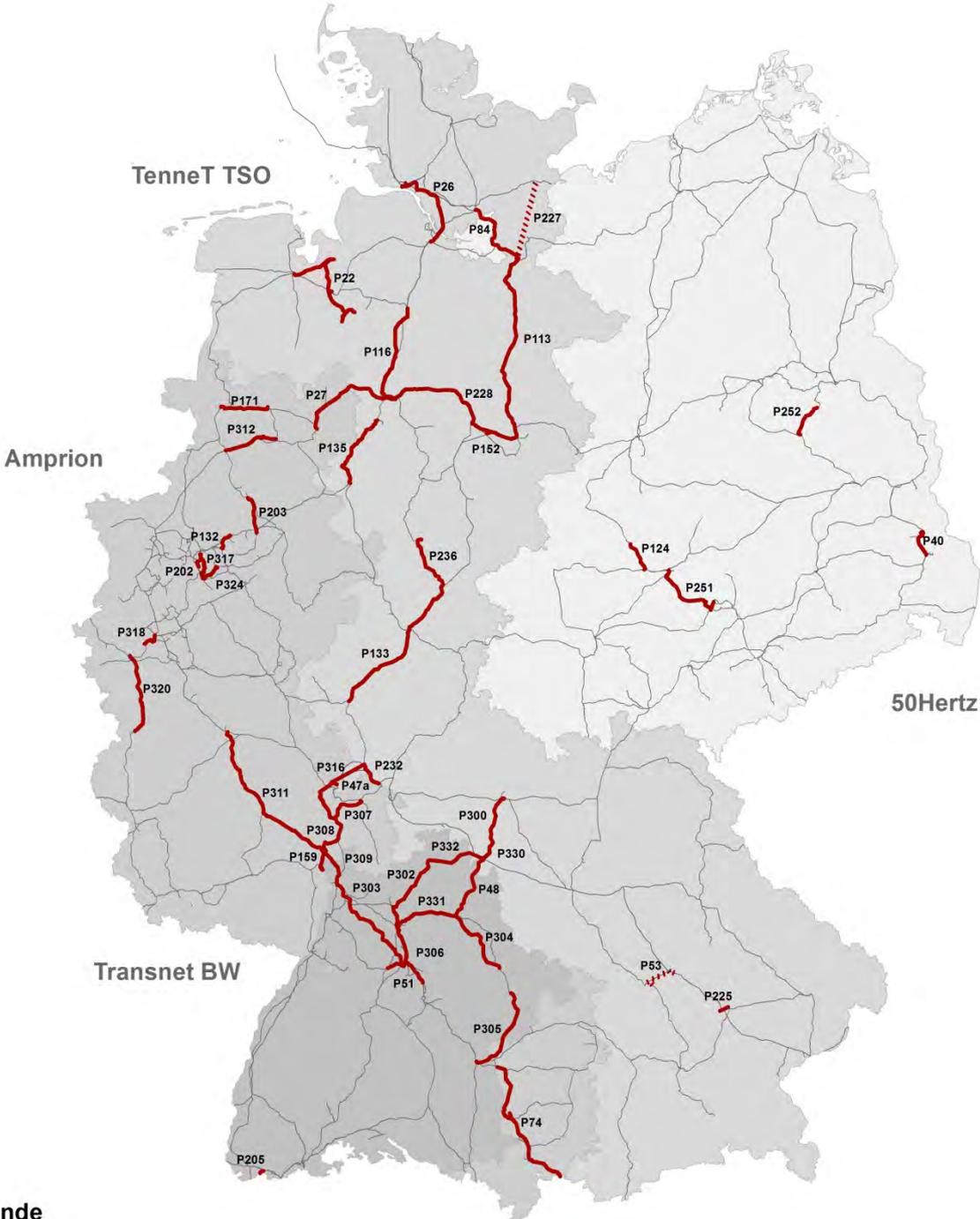
# Übersichtskarten und Statistik

## NEP 2017-2030: bestätigte Maßnahmen



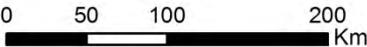
Die Darstellung der Projekte P43 und P44 erfolgt auf dieser Karte lediglich beispielhaft jeweils anhand der ursprünglich von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Varianten.

# NEP 2017-2030: nicht bestätigte Maßnahmen



### Legende

- Startnetz
- nicht bestätigt
- nicht bestätigt (Luftlinie)



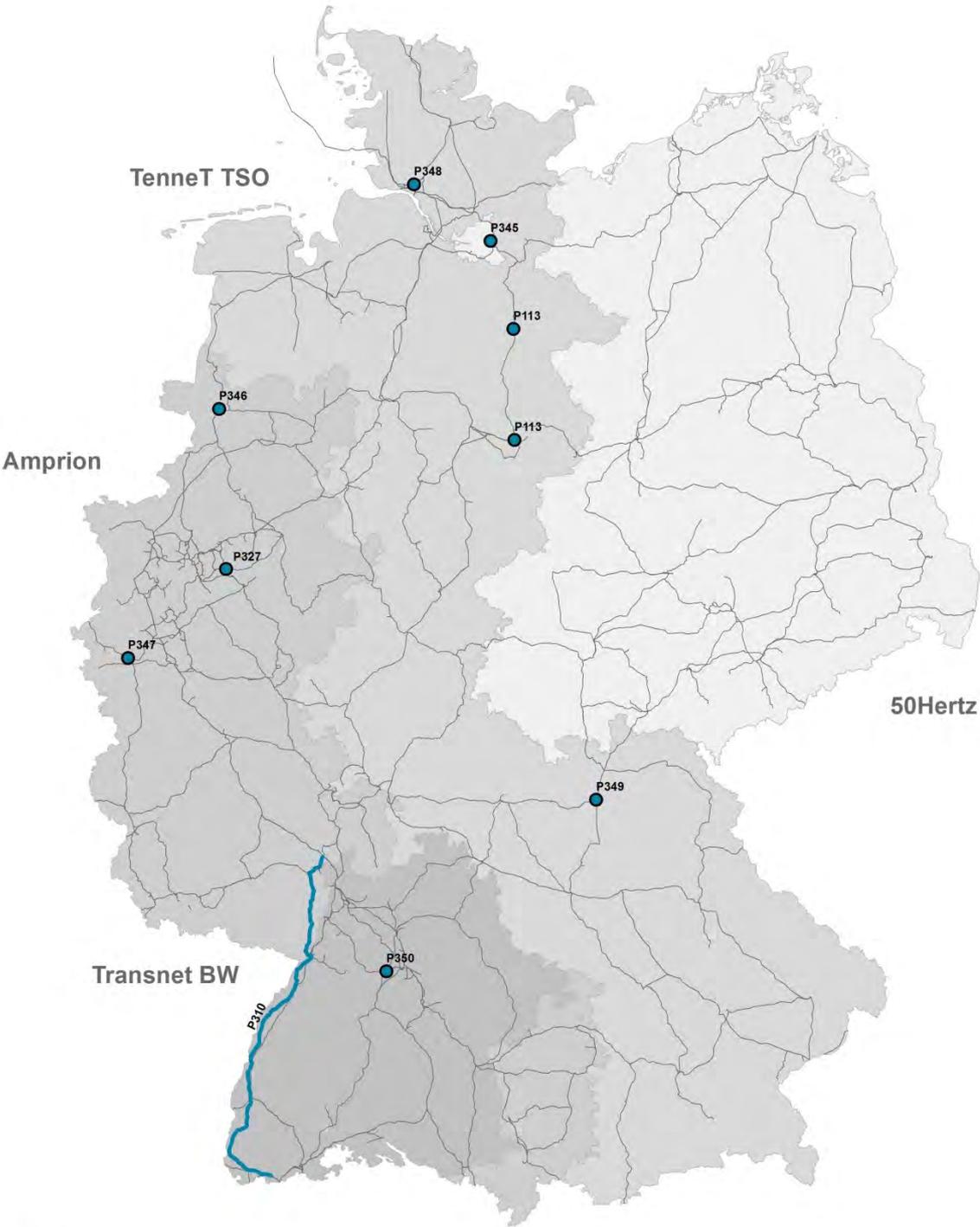
Herausgeber: Bundesnetzagentur  
Quellennachweis: © GeoBasis-DE / BKG 2016  
Datenbasis: Übertragungsnetzbetreiber  
Stand: 04.12.2017

## NEP 2017-2030: Maßnahmen zur Ergänzung des Bundesbedarfsplans



Die Darstellung des Projekts P44 erfolgt auf dieser Karte lediglich beispielhaft anhand der ursprünglich von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Variante.

# NEP 2017-2030: Ad-Hoc-Maßnahmen



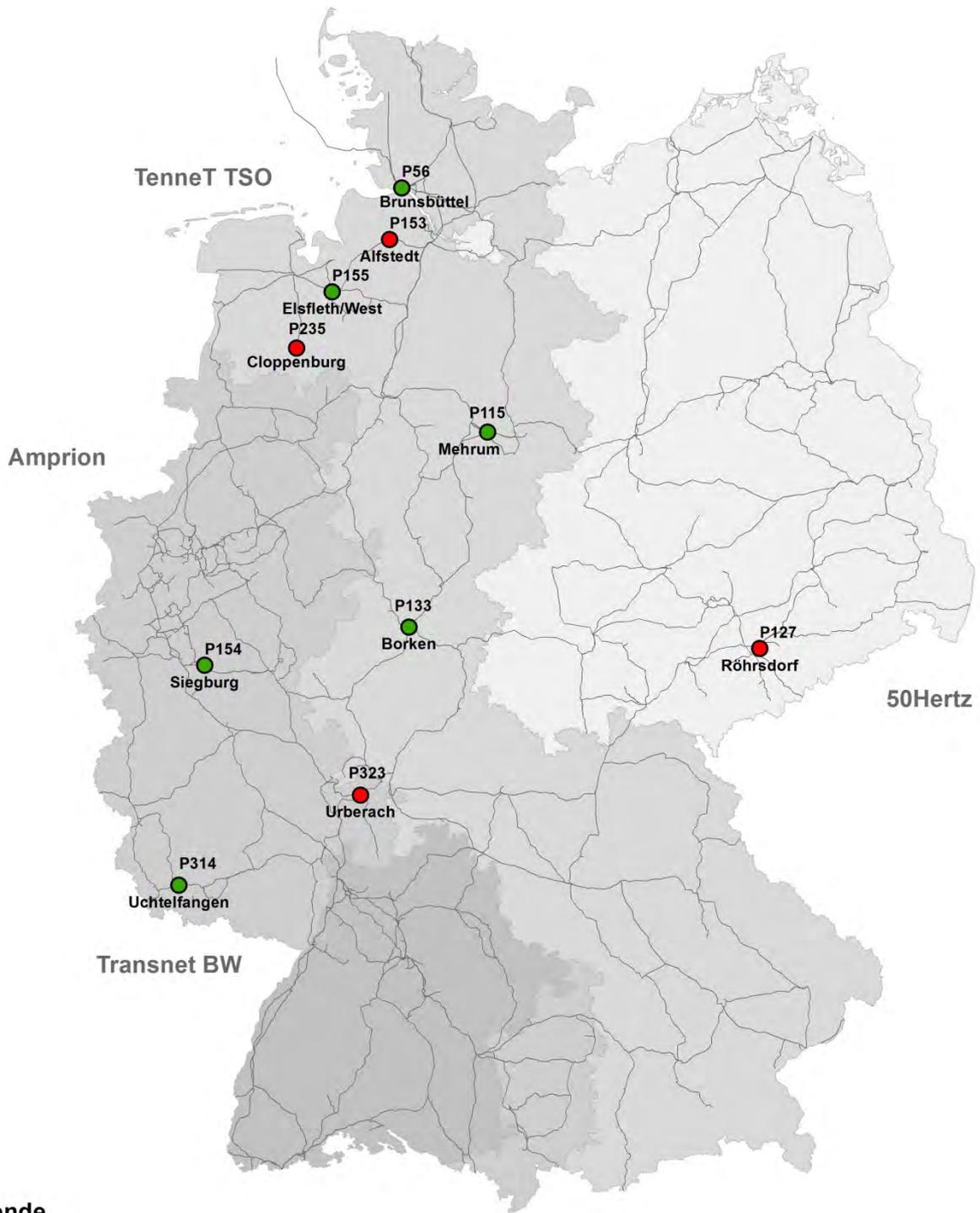
### Legende

- Startnetz
- Wechselstrom (bestehende Trasse)



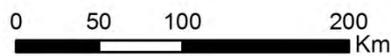
Herausgeber: Bundesnetzagentur  
Quellennachweis: © GeoBasis-DE / BKG 201  
Datenbasis: Übertragungsnetzbetreiber  
Stand: 28.11.2017

## NEP 2017-2030: Punktmaßnahmen



### Legende

- bestätigt
- nicht bestätigt
- Übertragungsnetz



Herausgeber: Bundesnetzagentur  
Quellennachweis: © GeoBasis-DE / BKG 2016  
Datenbasis: Übertragungsnetzbetreiber  
Stand: 28.11.2017

## NEP 2017-2030: Statistik

### Übersicht Kilometer

	NEP 2017-2030 2. Entwurf (ÜNB)	davon bestätigt	davon <u>nicht</u> bestätigt	zum Vergleich: Bundesbedarfsplan
AC-Neubau	550 km	400 km	150 km	350 km
DC-Neubau	2.150 km	2.150 km	–	2.150 km
DC-Interkonnektoren	100 km	100 km	–	50 km
AC-Netzverstärkung	5.750 km	3.400 km	2.350 km	2.550 km
AC/DC-Umstellung	300 km	300 km	–	300 km
				mittlerweile im Startnetz: 500 km
gesamt	8.850 km	6.350 km	2.500 km	5.900 km

Abweichungen zu den von den Übertragungsnetzbetreibern in ihren Entwürfen gemachten Längenangaben ergeben sich u. a. dadurch, dass die Bundesnetzagentur die von den Übertragungsnetzbetreibern so bezeichneten „nicht vorschlagswürdigen Maßnahmen“ von vorneherein nicht berücksichtigt.

### Maßnahmenanzahl

(inkl. Punkt- und Ad-Hoc-Maßnahmen)

	gesamt	bestätigt	<u>nicht</u> bestätigt
NEP 2017-2030 2. Entwurf (ÜNB)	165	96	69
davon Bundesbedarfsplan	60	60	–

# 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

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 $\rightarrow$ 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.
Drehstrom	Kurzform von „Dreiphasenwechselstrom“; siehe $\rightarrow$ Wechselstrom
EEG-Umlage	Mit der EEG-Umlage werden die Kosten, die aus der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen entstehen, auf die Stromendverbraucher verteilt. Die Höhe des Umlagebetrages ergibt sich aus dem Unterschied der Einnahmen und Ausgaben, die bei der Verwertung des EEG-Stroms aus erneuerbaren Energiequellen entstehen.
Einspeisemanagement	Maßnahmen zur Stabilisierung der Stromnetze durch Eingriffe in den Betrieb von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien.
Emissionen	Austrag von Störfaktoren (z.B. elektromagnetischen Feldern, Schadstoffen, Schall usw.) in die Umwelt
Energieanlagen	Anlagen zur Erzeugung, Speicherung, Fortleitung oder Abgabe von Energie, soweit sie nicht lediglich der Übertragung von Signalen dienen.
Energieträger	Stoffe, in denen Energie mechanisch, thermisch, chemisch oder physikalisch gespeichert ist.
Erdkabel	Unterirdische, isolierte Leitungsführung (verschiedene Bauausführungen denkbar, z. B. Verlegung in Gräben oder in Tunnelbauwerken).

erneuerbare Energien (EE)	erneuerbare Energien – auch regenerative oder alternative Energien genannt – sind Energieträger und -quellen, die sich ständig erneuern bzw. nachwachsen und somit unerschöpflich sind. Hierzu zählen Sonnenenergie, Biomasse, Wasserkraft, Windenergie, Umgebungswärme, Erdwärme (Geothermie) und Gezeitenenergie.
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 Zubehörteilen.
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.
Hochspannungsnetz	Das Hochspannungsnetz, das meist eine Betriebsspannung von 110 kV hat, dient dem regionalen Transport in ländlichen Gebieten bzw. der innerstädtischen Verteilung in Ballungsräumen. Teilweise sind auch größere Abnehmer an das Hochspannungsnetz angeschlossen.
Hochstrombeseilung	Unter Hochstrombeseilung versteht man die Verwendung von Leiterseilen mit deutlich größeren Leiterquerschnitten. Dadurch ist die Strombelastbarkeit höher als bei klassischen Leiterseilen und es kann mehr Strom übertragen werden. Außerdem sind die entstehenden Netzverluste geringer. Grundsätzlich wird bei den beantragten Maßnahmen bis auf wenige Ausnahmen mit Hochstrombeseilung oder mit Hochtemperaturleiterseilen geplant.
Hochtemperaturleiterseile	Leiterseile, die gegenüber konventionellen Leiterseilen für deutlich höhere Betriebstemperaturen (>80°C) ausgelegt sind und damit mehr Strom übertragen können. Grundsätzlich wird bei den beantragten Maßnahmen bis auf wenige Ausnahmen mit Hochstrombeseilung oder mit Hochtemperaturleiterseilen geplant.
Interkonnektor	Ein Interkonnektor ist eine grenzüberschreitende Stromleitung zwischen zwei Ländern.

Iteration	Prüfungsdurchgang im Rahmen der sequenziellen Prüfung weiterer Zubaumaßnahmen.
Jahreshöchstlast	Die Jahreshöchstlast ist die maximal in einem Jahr zu einem bestimmten Zeitpunkt auftretende Summe der Leistung aller angeschlossenen Verbraucher im Verteil- und Übertragungsnetz inklusive der Summe der Verlustleistung im Verteilnetz. Sie zeigt auf, welcher maximalen Leistungsanforderung das Energieversorgungsnetz genügen muss.
Kilowattstunde	Die Kilowattstunde (kWh) ist eine Maßeinheit für Energieerzeugung und -verbrauch. Eine kWh ist die Energie, die ein Verbraucher oder eine Erzeugungsanlage mit einer Leistung von einem Kilowatt (=1.000 Watt) in einer Stunde aufnimmt bzw. abgibt.
Konverter(station)	Ein Konverter bzw. eine Konverterstation wandelt Wechselspannung in Gleichspannung um und entgegengesetzt. Strom, der von Kraftwerken als Wechselspannung produziert und über lange Strecken transportiert werden muss, wird verlustärmer als Gleichstrom transportiert. Hierfür muss am Anfangs- und Endpunkt des Transportnetzes eine Konverterstation errichtet werden, die den Strom jeweils von Wechselstrom in Gleichstrom verwandelt oder umgekehrt.
Kraft-Wärme-Kopplung	Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gilt als besonders effizienter Weg, Strom mittels Gas, Kohle oder auch Öl zu produzieren und dabei auch die entstehende Abwärme mit zu nutzen. In vielen konventionellen Kraftwerken verpufft diese Abwärme einfach, die gut zwei Drittel der eingesetzten Energie ausmacht. In KWK-Anlagen wird sie dagegen aufgefangen und als Heizungswärme (zum Beispiel Fernwärme), zum Erhitzen von Schwimmbädern oder für industrielle Prozesswärme weitergegeben.
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 Netzknoten. 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.
Leiteseile	Leiteseile sind die bei Freileitungen verwendeten, nicht mit Isolationsmaterial ummantelten Metallseile
Maßnahme	Unter einer Maßnahme versteht man eine Leitung, ein Umspannwerk etc., die zur Behebung einer Schwachstelle des Netzes dient. Einzelne, zusammengehörende Maßnahmen (z.B. ein Umspannwerk und ein Leitungsabschnitt) sind zu Projekten zusammengefasst (siehe auch Projekt).
Nennleistung	Nennleistung ist die höchste Dauerleistung, bei der ohne Beeinträchtigung der Lebensdauer und Sicherheit eine energietechnische Einrichtung betrieben werden kann.

Netz	Das Netz ist die Gesamtheit der miteinander verbundenen Anlagenteile zur Übertragung oder Verteilung elektrischer Energie. Es kann zur Abgrenzung u. a. nach Regelzonen, Aufgaben, Betriebsweise, Spannungen oder nach Besitzverhältnissen benannt werden. Im Allgemeinen unterscheidet man zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetz. Das Übertragungsnetz dient der Übertragung elektrischer Energie zu nachgeordneten Verteilungsnetzen. Letzteres dient dann der Verteilung elektrischer Energie innerhalb einer begrenzten Region zur Versorgung von Stationen und Kundenanlagen.
Netzanschluss	Netzanschluss ist die technische Anbindung von Erzeugungseinheiten oder Verbraucheranlagen an das Netz der öffentlichen Elektrizitätsversorgung.
Netzbetreiber	Ein Übertragungsnetzbetreiber ist eine natürliche oder juristische Person, die verantwortlich für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet ist. Übertragungsnetze dienen dem Transport von Elektrizität über ein Höchstspannungs- und Hochspannungsverbundnetz zum Zwecke der Belieferung von Letztverbrauchern oder Verteilern. Der Verteilernetzbetreiber betreibt ein Netz, das überwiegend der Belieferung von Letztverbrauchern über örtliche Leitungen dient. Die Verteilung ist der Transport von Elektrizität mit hoher, mittlerer oder niedriger Spannung über Verteilernetze zu anderen Netzen.
Netzentgelt	Das Netzentgelt ist das Entgelt, das für die Nutzung von Netzen der Netzbetreiber bezahlt werden muss. Es ist ein Bestandteil des Preises einer Stromlieferung und ist schon im Endpreis enthalten. Das Entgelt muss angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein. Die Entgelte für die Nutzung der Netze werden in Cent/kWh berechnet. Teil der Netzentgelte sind auch Systemdienstleistungen wie Abrechnungen des Netzbetreibers mit dem Lieferanten, Regel- und Ausgleichsleistungen. Die Netzentgelte sind entweder von den zuständigen Landesbehörden oder von der Bundesnetzagentur zu genehmigen.
Netzentwicklungsplan	Der Netzentwicklungsplan (NEP) ist ein Plan zur Entwicklung des Stromnetzes. Er enthält alle Maßnahmen, die in einem bestimmten Betrachtungsjahr in der Zukunft für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb notwendig sind. Er wird von den Übertragungsnetzbetreibern erstellt und von der Bundesnetzagentur geprüft.
Netzknoten	Netzknoten sind Punkte im Übertragungsnetz, an denen sich mindestens zwei Leitungen kreuzen.

Netznutzungsfall	Ein Netznutzungsfall ist definiert durch die Einspeisung von erneuerbaren Energien und aus konventionellen Erzeugungsanlagen sowie der Stromentnahme zu einem bestimmten Zeitpunkt. Aus dem Netznutzungsfall ergibt sich die vom Netz zu übernehmende Transportaufgabe.
Netzverluste	Bei der Übertragung geht immer ein kleiner Teil der transportierten Energie verloren. Dabei ist die verlorene Energie je kleiner, desto höher die Spannung ist. Beispielsweise sind bei einer Spannung von 380 kV die Verluste kleiner als bei 220 kV. Durch das Umspannen auf eine andere Spannungsebene sowie durch das Umwandeln von Gleichstrom in Wechselstrom geht ebenfalls ein Teil der Energie verloren.
NOVA-Prinzip	NOVA steht für Netzoptimierung vor -verstärkung vor -ausbau. Das bedeutet, dass die Netze zunächst optimiert werden sollen. Ist eine Optimierung nicht (mehr) möglich, sollen sie verstärkt werden, erst danach sollen sie ausgebaut werden.
Offshore	Mit Offshore werden vor der Küste liegende Gebiete bezeichnet; Offshore-Windenergieanlagen sind Windkraftanlagen zur Stromerzeugung auf See. Sie nutzen den Vorteil, dass die Windstärke über dem Wasser deutlich höher ist, der Wind stetiger weht und die Anlagen demnach mehr Strom produzieren können.
Offshore-Netzentwicklungsplan	Der Offshore-Netzentwicklungsplan (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.
Projects of Common Interest	Projects of Common Interest (PCI) sind Vorhaben von gemeinsamem europäischen Interesse. Die seit Juni 2013 geltende Verordnung zu Leitlinien für die europäische Energieinfrastruktur (TEN-E-Verordnung) soll zum Erreichen der energiepolitischen Ziele der EU, zu einem

funktionierenden Energiebinnenmarkt und zur Versorgungssicherheit beitragen. Gleichzeitig sollen die erneuerbaren Energien und die Energieeffizienz gefördert werden. Diese Ziele sollen unter anderem durch einen effektiven und beschleunigten Netzausbau erreicht werden. Die TEN-E-Verordnung gibt vor, wie Vorhaben von gemeinsamem Interesse identifiziert werden. Kriterien sind unter anderem der wirtschaftliche, der soziale und der ökologische Nutzen der Vorhaben sowie grenzüberschreitende Auswirkungen des Vorhabens auf mindestens zwei Mitgliedstaaten. Die zweite EU-weite Liste von Vorhaben von gemeinsamem Interesse ist am 18. November 2015 in Kraft getreten.

Redispatch	Beim Redispatch wird der Kraftwerkseinsatz (= Dispatch) bei bestehenden oder drohenden Netzengpässen an die Anforderungen des Netzes angepasst. Erzeuger „vor“ dem Engpass werden angewiesen, ihre Einspeisung (die sonst zu einer Überlastung führen würde und im Netz nicht transportiert werden kann) zu drosseln. Dafür müssen „hinter“ dem Engpass andere Erzeuger ihre Einspeisung entsprechend erhöhen. Die dadurch verursachten Kosten werden auf die Netznutzungsentgelte umgelegt.
Regelzone	Die Regelzone ist das Gebiet, in dem ein Übertragungsnetzbetreiber für die Regelung (Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve) von Schwankungen zwischen dem aktuellen Strombedarf und dessen Bereitstellung verantwortlich ist.
Regionalisierung	Unter Regionalisierung versteht man zum einen die Zuordnung von Erzeugungsanlagen und der Last zu einer bestimmten Region, zum anderen die Zuordnung der Regionen bzw. der Erzeugungsanlagen zu Netzknoten. Eine solche Zuordnung benötigt man, um Marktsimulationen und Netzberechnungen durchführen zu können.
Sammelschiene	Unter einer Sammelschiene versteht man eine Anordnung von Leitern, die als zentraler Verteiler von elektrischer Energie dienen, da an die Sammelschienen alle ankommenden und abgehenden Leitungen angeschlossen sind.
Schalthandlung	Betätigung eines Schalters (z. B. Trenner, Leistungsschalter) – oder: Schalten eines Elements im Netz.
Scheinleistung	Der Begriff bezeichnet die Gesamtleistung aus $\rightarrow$ Wirkleistung und $\rightarrow$ Blindleistung, die in einem Wechselstromsystem bereitgestellt werden muss. Die Scheinleistung wird in der Einheit Voltampere (VA) angegeben. Da in einem Gleichstromsystem keine Blindleistung entsteht, gibt es auch

dort auch keine Scheinleistung. Daher wird die Leistung eines Gleichstromsystems in Watt (W) angegeben.

Speicher	Speicher dienen dazu, Energie in Zeiten hoher Stromerzeugung oder niedriger Strompreise zu speichern, und im entgegengesetzten Fall wieder 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.
Spitzenkappung	Spitzenkappung bedeutet, das Netz nicht für die seltenen Leistungsspitzen von Photovoltaik- und Onshore-Windanlagen auszulegen, die nur dann auftreten, wenn die Sonneneinstrahlung bzw. das Windaufkommen außergewöhnlich hoch sind. Auf diese Weise wird der Ausbaubedarf in den Netzen auf ein wirtschaftlich sinnvolles Maß reduziert.
Spitzenlast	Die Spitzenlast ist die maximale Leistung, die während einer Zeitspanne (z.B. Tag, Monat, Jahr) von einer Verbrauchseinrichtung bezogen wird oder über ein Versorgungsnetz aufzubringen ist.
Startnetz	Das Startnetz ist das der Netzentwicklungsplanung zugrunde gelegte Netz. Es besteht aus dem heute vorhandenen Übertragungsnetz und den bereits in Umsetzung befindlichen Maßnahmen, bei denen der 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 eines Stromnetzes) bei unvorhergesehenen Ereignissen wie Ausfällen oder Störungen) wieder in einen stabilen Zustand überzugehen.
Szenariorahmen	Im Szenariorahmen werden Annahmen über die wahrscheinliche zukünftige Entwicklung der Energieerzeugung und des Energieverbrauchs getroffen. Er umfasst mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien), die die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energie-politischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Er wird alle zwei Jahre von den Übertragungsnetzbetreibern erstellt und der Bundesnetzagentur zur Konsultation und anschließenden Genehmigung vorgelegt. Der Szenariorahmen bildet die Grundlage für den Netzentwicklungsplan.

Topologieänderungen	<p>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 im Betrieb kurzfristig komplexe Schalthandlungen gefunden werden und zugleich deren Folgen für das restliche Netz detailliert abgeschätzt werden können.</p>
Transformatoren	<p>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.</p>
Übertragungsnetz	<p>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“ bezeichnet. Um Verluste gering zu halten werden sie mit hoher Spannung betrieben (in Deutschland 220 oder 380 kV).</p>
Übertragungsnetzbetreiber	<p>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.</p>
Umrichter	<p>Ein Umrichter wandelt eine eingehende Wechselspannung in eine andere Wechselspannung um. Dabei kann er die Frequenz und Spannungshöhe verändern.</p>
Umspannwerk	<p>Ein Umspannwerk ist Teil des elektrischen Versorgungsnetzes eines Energieversorgungsunternehmens und dient der Verbindung unterschiedlicher Spannungsebenen.</p>

Verbundnetz	Das Verbundnetz dient als Zusammenschluss von Übertragungsnetzen insbesondere dem überregionalen inländischen und grenzüberschreitenden Austausch größerer Energiemengen, und soll die Wirtschaftlichkeit und Zuverlässigkeit der Versorgung verbessern.
Vermaschung	Knotenpunkte von elektrischen Übertragungsnetzen sind in der Regel nicht nur mit zwei anderen Knoten verbunden, sondern mit einer Vielzahl von Knoten. Dadurch steigt die Sicherheit, dass bei Ausfall einer Leitung oder eines anderen Netzelementes die entsprechenden Regionen trotzdem noch versorgt werden können und das übrige Netz ohne Störung betrieben werden kann.
Verteilnetz	Das Verteilnetz dient der regionalen Verteilung der Energie (daher auch der Name), aber zunehmend auch dem „Einsammeln“ von dezentral erzeugter Energie. Windräder und Solaranlagen sind nicht wie früher Großkraftwerke an das Übertragungsnetz angeschlossen, sondern an die Nieder- und Mittelspannungsnetze in der Verteilnetzebene.
Wechselstrom	auch Dreiphasenwechselstrom oder Drehstrom Wechselstrom ändert – im Gegensatz zum Gleichstrom – ständig seine Richtung und seine Stärke. Diese Richtungsänderung kann auf den Schwingungsverlauf, die so genannte „Phase“, zurückgeführt werden. Die Frequenz dieser Phasen wird in Hertz gemessen (1 Hertz entspricht einer Schwingung pro Sekunde.) Die Versorgungsnetze in Europa sind mit einem Dreileiter-Drehstromnetz ausgebaut. Es handelt sich um eine sinusförmige Wechselspannung die eine Phasenverschiebung von 120 Grad aufweist und mit einer Frequenz von 50 Hz schwingt.
Wirkleistung	Als Wirkleistung wird (im Gegensatz zur Blindleistung) der Teil der elektrischen Leistung bezeichnet, die von den Verbrauchern umgesetzt werden kann.
Zielnetz	Das Zielnetz ist die Summe aller Maßnahmen aus dem Startnetz und einem bestimmten Zubaunetz.
Zubaunetz	Als Zubaunetz werden meist die im Bundesbedarfsplan genannten Vorhaben sowie die übrigen von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen (Zubau-)Maßnahmen bezeichnet. Je nachdem, welche Zubaumaßnahmen man betrachtet, kann man weiterhin begrifflich zum Beispiel nach einem Zubaunetz für ein bestimmtes Szenario oder einem für Wechselstrom differenzieren.

# Abkürzungsverzeichnis

AC	alternating current, Wechselstrom bzw. Drehstrom
AKW	Atomkraftwerk
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BBP	Bundesbedarfsplan
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid
DC	direct current, Gleichstrom
DSM	Demand Side Management, Laststeuerung
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz (Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien)
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz (Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
Hz	Hertz

kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MVar	Megavar („voltampère réactif“), Einheit für Blindleistung
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NEP	Netzentwicklungsplan
NTC	Net Transfer Capacities, Transferkapazitäten zwischen zwei Staaten
OWP	Offshore-Windpark
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
PCI	Project(s) of Common Interest
PSW	Pumpspeicherwerk
PV	Photovoltaik
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan, Netzentwicklungsplan des Verbunds der europäischen Übertragungsnetzbetreiber
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VSC	Voltage Source Converter

# Inhaltsverzeichnis

<b>BESTÄTIGUNG</b> .....	<b>5</b>
<b>GRÜNDE</b> .....	<b>15</b>
<b>I VERFAHRENSGESCHICHTE</b> .....	<b>17</b>
<b>II PRÜFPROZESS UND VORGEHENSWEISE</b> .....	<b>19</b>
<b>A Szenariorahmen</b> .....	<b>21</b>
<b>B Regionalisierung</b> .....	<b>24</b>
1. Regionalisierung der Erzeugung.....	24
2. Regionalisierung der Last.....	25
<b>C Marktmodellierung</b> .....	<b>27</b>
<b>D Netzberechnung und -planung</b> .....	<b>31</b>
1. Netzbegriffe und ihre Bedeutung.....	31
2. Planungsgrundsätze und Vorgehensweise in der Netzmodellierung .....	33
3. Ausgangsbefund.....	36
<b>E Praktische Umsetzung und Prüfung</b> .....	<b>39</b>
1. Vorgehensweise der Bundesnetzagentur.....	41
2. Überlastungsindizes .....	42
3. Wirksamkeitskriterium .....	43
4. Erforderlichkeitskriterium.....	44
5. Prüfung von Streckenmaßnahmen aus dem Bundesbedarfsplan .....	45
6. Prüfung weiterer Zubaumaßnahmen .....	45
7. Prüfung von Ad-Hoc-Maßnahmen.....	48
8. Prüfung von Punktmaßnahmen .....	51
9. Topologie .....	52

<b>III</b>	<b>GRUNDSÄTZLICHE PRÜFUNGSERGEBNISSE.....</b>	<b>55</b>
<b>A</b>	<b>Beurteilung der verwendeten Modellierungen .....</b>	<b>57</b>
1.	Marktmodellierung .....	57
2.	Modellierung der Kraft-Wärme-Kopplung .....	59
3.	Einhaltung der klimapolitischen Ziele.....	61
<b>B</b>	<b>Allgemeine gesetzliche Anforderungen an den Netzentwicklungsplan Strom.....</b>	<b>63</b>
1.	Netzausbaumaßnahmen, Zeitplan und Umsetzungsstand.....	63
2.	Angaben zu Pilotprojekten für eine verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen.....	63
3.	Angaben zur Übertragungstechnologie sowie zu Hochtemperaturleiterseilen .....	63
4.	Modellierung des Übertragungsnetzes .....	64
5.	Berücksichtigung des gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans .....	64
6.	Berücksichtigung von Offshore-Planungen.....	64
7.	Abwägung anderweitiger Planungsmöglichkeiten .....	67
<b>IV</b>	<b>ERGEBNIS DER BEHÖRDEN- UND ÖFFENTLICHKEITSBETEILIGUNG .....</b>	<b>69</b>
	Weiterer Ausbau der HGÜ-Struktur .....	70
<b>V</b>	<b>STRECKEN- UND PUNKTMAßNAHMEN .....</b>	<b>71</b>
<b>DC1:</b>	<b>HGÜ-Verbindung Emden/Ost – Osterath.....</b>	<b>73</b>
<b>DC2:</b>	<b>HGÜ-Verbindung Osterath – Philippsburg („Ultranet“).....</b>	<b>76</b>
<b>DC3:</b>	<b>HGÜ-Verbindung Brunsbüttel – Großgartach (Teil des „SuedLink“).....</b>	<b>80</b>
<b>DC4:</b>	<b>HGÜ-Verbindung Wilster – Bergrheinfeld (Teil des „SuedLink“).....</b>	<b>84</b>
<b>DC5:</b>	<b>HGÜ-Verbindung Wolmirstedt – Isar .....</b>	<b>88</b>
<b>Projekt P20:</b>	<b>Emden/Ost – Halbmond .....</b>	<b>93</b>
	Streckenmaßnahme M69: Emden/Ost – Halbmond.....	94
<b>Projekt P21:</b>	<b>Conneforde – Cloppenburg – Merzen.....</b>	<b>97</b>
	Streckenmaßnahme M51a und M51b: Conneforde – Cloppenburg – Merzen .....	98
<b>Projekt P23:</b>	<b>Dollern – Elsfleth/West .....</b>	<b>100</b>
	Streckenmaßnahme M20: Dollern – Elsfleth/West.....	101
<b>Projekt P24:</b>	<b>Stade – Landesbergen .....</b>	<b>103</b>
	Streckenmaßnahmen M71a: Stade – Dollern und M71b: Dollern – Sottrum.....	104
	Streckenmaßnahme M72: Sottrum – Grafschaft Hoya .....	106
	Streckenmaßnahme M73: Grafschaft Hoya – Landesbergen.....	108
<b>Projekt P25:</b>	<b>Brunsbüttel – Bundesgrenze (DK) („Westküstenleitung“).....</b>	<b>110</b>
	Streckenmaßnahme M44: Husum/Nord – Klixbüll/Süd .....	111

Streckenmaßnahme M45: Klixbüll/Süd – Bundesgrenze (DK) .....	112
<b>Projekt P33: Wolmirstedt – Helmstedt – Hattorf – Wahle.....</b>	<b>114</b>
Streckenmaßnahme M24a: Wolmirstedt – Helmstedt – Hattorf – Wahle.....	115
Streckenmaßnahme M24b: Wolmirstedt – Helmstedt – Hattorf – Wahle .....	116
<b>Projekt P34: Güstrow – Wolmirstedt .....</b>	<b>118</b>
Streckenmaßnahme M22a: Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt.....	119
Streckenmaßnahme M22b: Parchim/Süd – Perleberg.....	120
Streckenmaßnahme M22c: Güstrow – Parchim/Süd.....	122
<b>Projekt P36: Bertikow – Pasewalk.....</b>	<b>124</b>
Streckenmaßnahme M21: Bertikow – Pasewalk .....	125
<b>Projekt P37: Vieselbach – Mecklar.....</b>	<b>127</b>
Streckenmaßnahme M25a: Vieselbach – PSW Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn).....	129
Streckenmaßnahme M25b: PSW Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn) – Mecklar.....	130
<b>Projekt P38: Pulgar – Vieselbach.....</b>	<b>132</b>
Streckenmaßnahme M27: Pulgar – Vieselbach.....	133
<b>Projekt P39: Röhrsdorf – Weida – Remptendorf .....</b>	<b>135</b>
Streckenmaßnahme M29: Röhrsdorf – Weida – Remptendorf .....	136
<b>Projekte P43 und P44: Mecklar/Altenfeld – Süddeutschland .....</b>	<b>138</b>
Konsultation .....	141
Projektübergreifende netztechnische Ergebnisse .....	144
<b>Projekt P43/P43mod: Mecklar – Bergrheinfeld bzw. Mecklar – Urberach .....</b>	<b>147</b>
Streckenmaßnahme M74a: Mecklar – Dipperz.....	148
Streckenmaßnahme M74b: Dipperz – Bergrheinfeld.....	149
Alternative M74mod: Mecklar – Dipperz – Urberach.....	150
<b>Projekt P44/P44mod: Altenfeld – Grafenrheinfeld bzw. Alternativen .....</b>	<b>152</b>
Streckenmaßnahme M28a: Schalkau – Landesgrenze Thüringen/Bayern.....	153
Streckenmaßnahme M28b: Landesgrenze Thüringen/Bayern – Grafenrheinfeld.....	154
Alternative M28b mod: Landesgrenze Thüringen/Bayern – Würgau – Ludersheim.....	155
Alternative P44mod Variante 2: Altenfeld – Remptendorf – Würgau – Ludersheim .....	157
Alternative P44mod Variante 2+: Remptendorf – Würgau – Ludersheim .....	159
Alternative P44mod Variante 3: Altenfeld – Remptendorf – Mechlenreuth .....	161
Alternative P44mod Variante 4: Altenfeld – Redwitz – Mechlenreuth.....	163
<b>Projekte P43 und P44: Sonstige Aspekte .....</b>	<b>165</b>
Nachrichtlich: Beurteilung in der Strategischen Umweltprüfung .....	166
Nachrichtlich: Kosten- und Längenprognosen.....	168

<b>Projekt P46: Redwitz – Schwandorf („Ostbayernring“)</b> .....	<b>169</b>
Streckenmaßnahme M56: Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf.....	170
<b>Projekt P47: Region Frankfurt – Karlsruhe</b> .....	<b>172</b>
Streckenmaßnahme M31: Weinheim – Daxlanden .....	173
Streckenmaßnahme M32: Weinheim – G380 .....	173
Streckenmaßnahme M33: G380 – Altlußheim .....	173
Streckenmaßnahme M34: Altlußheim – Daxlanden .....	173
Streckenmaßnahme M60: Urberach – Pfungstadt – Weinheim.....	174
<b>Projekt P48: Baden-Württemberg/Bayern</b> .....	<b>176</b>
Streckenmaßnahme M38a: Grafenrheinfeld – Kupferzell .....	177
Streckenmaßnahme M39: Kupferzell – Großgartach.....	179
<b>Projekt P49: Netzverstärkung Badische Rheinschiene</b> .....	<b>181</b>
Streckenmaßnahme M41a: Daxlanden – Kuppenheim – Bühl – Weier – Eichstetten .....	182
<b>Projekt P50: Schwäbische Alb</b> .....	<b>184</b>
Streckenmaßnahme M41: Oberjettingen – Engstlatt .....	184
Streckenmaßnahme M366: Pulverdingen – Oberjettingen .....	186
Streckenmaßnahme M556: Hoheneck – Pulverdingen.....	187
<b>Projekt P52: Südliches Baden-Württemberg</b> .....	<b>188</b>
Streckenmaßnahme M93: Punkt Rommelsbach – Herbertingen .....	189
Streckenmaßnahmen M94b/M95: Punkt Neuravensburg – Bundesgrenze (AT) und Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen .....	191
<b>Projekt P53: Raitersaich – Ludersheim – Sittling – Altheim</b> .....	<b>193</b>
Streckenmaßnahme M54: Raitersaich – Ludersheim.....	194
Streckenmaßnahme M350: Ludersheim – Sittling – Altheim .....	196
<b>Projekt P56: Zweites Dreibein Brunsbüttel</b> .....	<b>198</b>
Punktmaßnahme M503a: Zweites Dreibein Brunsbüttel .....	198
<b>Projekt P64: Offshore-Anbindung Deutschland – Dänemark („Combined Grid Solution“)</b> .....	<b>199</b>
Maßnahme M107: Combined Grid Solution (CGS).....	200
<b>Projekt P65: Kuppelkapazität Deutschland – Belgien</b> .....	<b>202</b>
Streckenmaßnahme M98: Oberzier – Bundesgrenze (BE).....	203
<b>Projekt P66: Wilhelmshaven – Conneforde</b> .....	<b>205</b>
Streckenmaßnahme M101: Wilhelmshaven – Conneforde.....	206
<b>Projekt P67: Kuppelkapazität Deutschland – Österreich</b> .....	<b>208</b>
Streckenmaßnahmen M102: Simbach – Bundesgrenze (AT) und M103a/b: Altheim – Adlkofen – Matzenhof.....	209
<b>Projekt P69: Emden/Ost – Conneforde</b> .....	<b>211</b>
Streckenmaßnahmen M105: Emden/Ost – Conneforde .....	212

<b>Projekt P70: Birkenfeld</b> .....	<b>214</b>
Streckenmaßnahme M106: Birkenfeld – Mast 115A.....	214
<b>Projekt P72: Kreis Segeberg – Lübeck – Göhl</b> .....	<b>216</b>
Streckenmaßnahme M50: Kreis Segeberg – Lübeck .....	217
Streckenmaßnahme M351: Lübeck – Göhl.....	219
Streckenmaßnahme M49: Lübeck – Siems .....	221
<b>Projekt P74: Bayerisch Schwaben</b> .....	<b>224</b>
Streckenmaßnahmen M96/97: Vöhringen – Bundesgrenze (AT) und Woringen/Lachen.....	225
<b>Projekt P112: Pirach – Pleinting – Bundesgrenze (AT)</b> .....	<b>227</b>
Streckenmaßnahmen M212: Abzweig Pirach und M201: Pleinting – Bundesgrenze (AT).....	228
<b>Projekt P113: Krümmel – Wahle</b> .....	<b>230</b>
Punktmaßnahme M519: Serienkompensation Stadorf/Wahle .....	230
<b>Projekt P115: Mehrum</b> .....	<b>231</b>
Punktmaßnahme M205: Schaltanlage Mehrum.....	231
<b>Projekt P118: Borken – Mecklar</b> .....	<b>232</b>
Streckenmaßnahme M207: Borken – Mecklar .....	233
<b>Projekt P127: Punktmaßnahmen 50Hertz</b> .....	<b>235</b>
Punktmaßnahme M393: Transformator Lubmin .....	235
Punktmaßnahme M397: Transformatoren Röhrsdorf .....	235
<b>Projekt P133: Borken – Gießen/Nord</b> .....	<b>236</b>
Punktmaßnahme M253PST: Lastflusssteuernde Maßnahme in Borken.....	236
<b>Projekt P150: Querfurt – Wolkramshausen</b> .....	<b>237</b>
Streckenmaßnahme M352a: Querfurt– Wolkramshausen.....	238
<b>Projekt P151: Borken – Twistetal</b> .....	<b>240</b>
Streckenmaßnahme M353: Borken – Twistetal.....	241
<b>Projekt P153: Alfstedt</b> .....	<b>243</b>
Punktmaßnahme M355: Umspannwerk Alfstedt .....	243
<b>Projekt P154: Siegburg</b> .....	<b>244</b>
Punktmaßnahme M356 TR1: 380/220-kV-Transformator Siegburg.....	244
<b>Projekt P155: Elsfleth/West</b> .....	<b>245</b>
Punktmaßnahme M357: Schaltanlage Elsfleth/West.....	245
<b>Projekt P159: Bürstadt – BASF</b> .....	<b>246</b>
<b>Projekt P161: Großkrotzenburg – Urberach</b> .....	<b>247</b>
Streckenmaßnahme M91: Großkrotzenburg – Urberach.....	247

<b>Projekt P170: Kuppelkapazität Deutschland – Frankreich</b> .....	<b>250</b>
Maßnahme M380: Uchtelfangen – Ensdorf – Bundesgrenze (FR) .....	251
<b>Projekt P176: Südwestliches Baden-Württemberg</b> .....	<b>253</b>
Streckenmaßnahme M387: Eichstetten – Bundesgrenze (FR) .....	254
<b>Projekt P180: Marzahn – Teufelsbruch („Kabeldiagonale Berlin“)</b> .....	<b>256</b>
Streckenmaßnahme M406: Marzahn – Friedrichshain – Mitte – Charlottenburg – Reuter – Teufelsbruch	257
<b>Projekt P185: Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen (Punkt Tschirn)</b> .....	<b>259</b>
Streckenmaßnahme M420: Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen (Punkt Tschirn) .....	260
<b>Projekt P200: Hambach</b> .....	<b>262</b>
Streckenmaßnahme M425: Punkt Blatzheim – Oberzier .....	263
<b>Projekt P204: Tiengen – Bundesgrenze (CH)</b> .....	<b>265</b>
Streckenmaßnahme M430: Tiengen – Bundesgrenze (CH) .....	265
<b>Projekt P206: Hochrhein</b> .....	<b>267</b>
Maßnahme M417: Abzweige Kreis Konstanz und Beuren .....	267
<b>Projekt P215: Bentwisch – Güstrow</b> .....	<b>270</b>
Streckenmaßnahmen M454: Bentwisch – Güstrow und M521: Bentwisch –Sanitz/Dettmannsdorf.....	271
<b>Projekt P216: Güstrow – Siedenbrünzow –Alt Tellin/Bartow – Iven – Pasewalk/Nord – Pasewalk</b> .....	<b>273</b>
Streckenmaßnahme M455: Güstrow – Siedenbrünzow – Alt Tellin/Bartow – Iven .....	275
Streckenmaßnahme M523: Iven – Pasewalk/Nord – Pasewalk.....	276
<b>Projekt P221: Kuppelkapazität Deutschland – Schweden</b> .....	<b>278</b>
Streckenmaßnahme M460: Güstrow – Südschweden (Hansa PowerBridge).....	278
<b>Projekt P222: Oberbachern – Ottenhofen</b> .....	<b>281</b>
Streckenmaßnahme M461: Oberbachern – Ottenhofen.....	281
<b>Projekt P224: Wolframshausen – Ebeleben – Vieselbach</b> .....	<b>283</b>
Streckenmaßnahme M463: Wolframshausen – Ebeleben – Vieselbach.....	284
<b>Projekt P228: Landesbergen – Wahle</b> .....	<b>286</b>
<b>Projekt P235: Lastflusstuernde Maßnahme in Cloppenburg</b> .....	<b>287</b>
Punktmaßnahme M493: HGÜ-Kurzkupplung in Cloppenburg .....	287
<b>Projekt P252: Netzverstärkung Thyrow – Berlin/Südost</b> .....	<b>289</b>
Streckenmaßnahme M504: Thyrow – Berlin/Südost.....	289
<b>Projekt P309: Bürstadt – Rheinau – Hoheneck</b> .....	<b>290</b>
Streckenmaßnahme M484: Bürstadt – Rheinau – Hoheneck.....	290
<b>Projekt P310: Bürstadt – Kühmoos</b> .....	<b>292</b>
Streckenmaßnahme M485: Bürstadt – Kühmoos .....	292

<b>Projekt P313: Kuppelkapazität Deutschland – Belgien (zweiter Interkonnektor)</b> .....	<b>294</b>
Streckenmaßnahme M488: Dahlem – Bundesgrenze (BE).....	295
<b>Projekt P314: Lastflussteuernde Maßnahme im Saarland</b> .....	<b>298</b>
Punktmaßnahme M489: Phasenschiebertransformatoren in Uchtelfangen.....	298
<b>Projekt P315: Hanekenfährl – Gronau</b> .....	<b>299</b>
Streckenmaßnahme M491: Hanekenfährl – Gronau.....	300
<b>Projekt P320: Oberzier – Dahlem</b> .....	<b>302</b>
<b>Projekt P323: Lastflussteuernde Maßnahme in Hessen</b> .....	<b>303</b>
Punktmaßnahme M509: Phasenschiebertransformatoren in Hessen .....	303
<b>Projekt P324: Witten – Hattingen</b> .....	<b>305</b>
Streckenmaßnahme M512: Witten – Hattingen.....	305
<b>Projekt P327: Lastflussteuernde Maßnahme im Ruhrgebiet</b> .....	<b>307</b>
Punktmaßnahme M522: Phasenschiebertransformatoren in Kruckel.....	307
<b>Projekt P333: Eichstetten – Kühmoos</b> .....	<b>308</b>
Streckenmaßnahmen M553, M554, M555: Eichstetten – Kühmoos .....	309
<b>Projekt P345: Lastflussteuernde Maßnahme in Hamburg/Ost</b> .....	<b>311</b>
Punktmaßnahme M556: Phasenschiebertransformatoren Hamburg/Ost .....	311
<b>Projekt P346: Lastflussteuernde Maßnahme in Hanekenfährl</b> .....	<b>312</b>
Punktmaßnahme M557: Phasenschiebertransformatoren Hanekenfährl.....	312
<b>Projekt P347: Lastflussteuernde Maßnahme in Oberzier</b> .....	<b>313</b>
Punktmaßnahme M558: Phasenschiebertransformatoren Oberzier .....	313
<b>Projekt P348: Lastflussteuernde Maßnahme in Wilster</b> .....	<b>314</b>
Punktmaßnahme M559: Phasenschiebertransformatoren Wilster .....	314
<b>Projekt P349: Lastflussteuernde Maßnahme in Würgau</b> .....	<b>315</b>
Punktmaßnahme M560: Phasenschiebertransformatoren Würgau.....	315
<b>Projekt P350: Lastflussteuernde Maßnahme in Pulverdingen</b> .....	<b>316</b>
Punktmaßnahme M561: Phasenschiebertransformatoren Pulverdingen .....	316

<b>RECHTSMITTELBELEHRUNG.....</b>	<b>317</b>
<b>ÜBERSICHTSKARTEN UND STATISTIK.....</b>	<b>319</b>
NEP 2017-2030: bestätigte Maßnahmen .....	320
NEP 2017-2030: nicht bestätigte Maßnahmen .....	321
NEP 2017-2030: Maßnahmen zur Ergänzung des Bundesbedarfsplans .....	322
NEP 2017-2030: Ad-Hoc-Maßnahmen .....	323
NEP 2017-2030: Punktmaßnahmen.....	324
NEP 2017-2030: Statistik.....	325
<b>GLOSSAR .....</b>	<b>326</b>
<b>ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS.....</b>	<b>337</b>
<b>INHALTSVERZEICHNIS .....</b>	<b>339</b>
<b>IMPRESSUM.....</b>	<b>347</b>

# Impressum

**Herausgeber**

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,  
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen  
Tulpenfeld 4  
53113 Bonn

**Stand**

Dezember 2017

**Text**

Referat 613

