



Bundesnetzagentur

Bestätigung

Netzentwicklungsplan Strom 2013



Bestätigung des Netzentwick- lungsplans Strom 2013

durch die

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Bestätigung

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom 2013 gem. § 12c Abs. 1 Satz 1 i.V.m. § 12b Abs. 1, 2 und 4 EnWG

gegenüber der

1. 50Hertz Transmission GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Eichenstraße 3A, 12435 Berlin

2. Amprion GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Rheinlanddamm 24, 44139 Dortmund

3. TenneT TSO GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Bernecker Str. 70, 95448 Bayreuth

4. TransnetBW GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Pariser Platz, Osloer Straße 15 - 17, 70174 Stuttgart

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

am 19.12.2013

den Netzentwicklungsplan Strom 2013 in der überarbeiteten Fassung vom 17.07.2013 wie folgt bestätigt:

1. Nachfolgende genannte Streckenmaßnahmen werden im Netzentwicklungsplan Strom 2013 als erforderlich bestätigt:

Name des Projekts/Vorhabens und der darin enthaltenen Maßnahme		Art	Angestrebtes Inbetriebnahmejahr
Korr. A	A01: HGÜ-Verbindung Emden/Ost – Osterath	DC-Netzausbau	2019-2020
Korr. A	A02: HGÜ-Verbindung Osterath – Philippsburg	DC-Netzausbau und Umstellung von AC auf DC	2018
Korr. C	C05: Brunsbüttel – Großgartach	DC-Netzausbau	2017-2022
Korr. C	C06 modifiziert: Wilster – Raum Grafenrheinfeld	DC-Netzverstärkung und -ausbau	2017-2022
Korr. D	D09: Lauchstädt – Meitingen	DC-Netzausbau	2022
P20	M69: Emden/Ost – Halbmond	Netzausbau	2018
P21	M51a: Conneforde – Cloppenburg/Ost	Netzverstärkung	2018
P21	M51b: Cloppenburg/Ost – Merzen	Netzausbau	2018
P23	M20: Dollern nach Elsfleth/West	Netzverstärkung	2018
P24	M71: Stade – Sottrum	Netzverstärkung	2016-2017
P24	M72: Sottrum – Wechold	Netzverstärkung	2017
P24	M73: Wechold – Landesbergen	Netzverstärkung	2017
P25	M42: Barlt – Heide	Netzausbau	2016
P25	M42a: Brunsbüttel – Barlt	Netzausbau	2015
P25	M43: Heide – Husum	Netzausbau	2018
P25	M44: Husum – Niebüll	Netzausbau	2019
P25	M45: Niebüll – Grenze Dänemark	Netzausbau	2021
P30	M61: Hamm/Uentrop – Kruckel	Netzverstärkung	2018
P33	M24a: Wolmirstedt – Helmstedt – Wähle	Netzverstärkung	2021-2022

Name des Projekts/Vorhabens und der darin enthaltenen Maßnahme		Art	Angestrebtes Inbetriebnahmejahr
P34	M22a: Perleberg – Wolmirstedt	Netzverstärkung	2020
P34	M22b: Güstrow – Perleberg	Netzverstärkung	2020
P36	M21: Bertikow – Pasewalk	Netzverstärkung	2018
P37	M25a: Vieselbach – PSW Talsperre Schmalwasser (Sonneborn)	Netzverstärkung	2021-2022
P37	M25b: PSW Talsperre Schmalwasser (Sonneborn) – Mecklar	Netzverstärkung	2021-2022
P38	M27: Pulgar – Vieselbach	Netzverstärkung	2020
P39	M29: Röhrsdorf – Remptendorf	Netzverstärkung	2021
P41	M57: Punkt Metternich – Niederstedem	Netzverstärkung	2018-2021
P43	M74: Mecklar – Raum Grafenrheinfeld	Netzausbau	2017
P46	M56: Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf	Netzverstärkung	2017
P47	M31: Weinheim – Daxlanden	Netzverstärkung	2018
P47	M32: Weinheim – G380	Netzverstärkung	2018
P47	M33: G380 – Altlusheim	Netzverstärkung	2018
P47	M34: Altlusheim – Daxlanden	Netzverstärkung	2018
P47	M60: Urberach – Pfungstadt – Weinheim	Netzausbau	2018
P48	M38a: Raum Grafenrheinfeld – Kupferzell	Netzverstärkung	2019
P48	M39: Kupferzell – Großgartach	Netzverstärkung	2019
P49	M41a: Daxlanden – Bühl/Kuppenheim – Eichstetten	Netzverstärkung	2017
P52	M59: Herbertingen – Tiengen	Netzverstärkung	2020
P52	M93: Punkt Rommelsbach – Herbertingen	Netzverstärkung	2018
P52	M94b: Punkt Neuravensburg – Punkt Sigmarszell/Bundesgrenze (AT)	Netzverstärkung	2020

Name des Projekts/Vorhabens und der darin enthaltenen Maßnahme		Art	Angestrebtes Inbetriebnahmejahr
P52	M95: Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen	Netzverstärkung	2020
P61	M100: Abzweig Parchim/Süd	Netzverstärkung	2014
P64	M107 (Onshore und Offshore)	Netzausbau und DC-Netzausbau	2020-2022
P65	M98: Oberzier – Punkt Bundesgrenze (BE)	DC-Netzausbau	2018
P66	M101: Wilhelmshaven (Fedderwarden) – Conneforde	Netzausbau	2016
P67	M102: Abzweig Simbach	Netzverstärkung	2015
P67	M103: Altheim – Bundesgrenze Österreich	Netzverstärkung	2017
P67	M104: Isar – Ottenhofen	Netzverstärkung	2017
P68	M108: DC-Interkonnektors Deutschland - Norwegen	DC-Netzausbau	2018
P69	M105: Emden/Ost – Conneforde	Netzverstärkung	2017
P70	M106: Birkenfeld Mast 115A	Netzausbau	2020
P72	M48: Göhl – Raum Lübeck	Netzausbau	2021
P72	M49: Raum Lübeck – Siems	Netzverstärkung	2018
P72	M50: Raum Lübeck – Kreis Segeberg	Netzverstärkung	2018
P74	M96: Vöhringen – Bundesgrenze (AT)	Netzverstärkung	2020
P74	M97: Woringen/Lachen	Netzverstärkung	2020

Für die Maßnahmen P59 M75 (Bärwalde – Schmölln) und P60 M99 (Förderstedt) liegt inzwischen bereits ein Planfeststellungsbeschluss vor. Sie sind damit Teil des Startnetzes geworden, welches kein Bestandteil der vorliegenden Prüfung ist.

2. Nachfolgende genannte Streckenmaßnahmen werden im Netzentwicklungsplan Strom 2013 nicht bestätigt:

Name des Projekts/Vorhabens und der darin enthaltenen Maßnahme		Art	Angestrebtes Inbetriebnahme-jahr
Korr. B	B04: HGÜ-Verbindung Wehrendorf – Urberach	DC-Netzausbau	
Korr. C	C06: Kreis Segeberg – Goldshöfe	DC-Netzverstärkung und -ausbau	2017-2022
Korr. D	D16: Lauchstädt – Meitingen	DC-Netzverstärkung	
P22	M82: Conneforde – Unterweser	Netzverstärkung	
P22	M87: Unterweser – Elsfleth / West	Netzverstärkung	
P26	M76: Büttel – Wilster	Netzverstärkung	
P26	M79: Elbekreuzung	Netzverstärkung	
P26	M89: Wilster-Dollern	Netzverstärkung	
P27	M52: Landesbergen – Wehrendorf	Netzverstärkung	
P33	M24b: Wolmirstedt – Walle	Netzverstärkung	
P42	M53: Punkt Okriftel – Punkt Obererlenbach	Netzverstärkung	2018
P44	M28: Altenfeld/Schalkau – Raum Grafenrheinfeld	Netzausbau	
P49	M90: Daxlanden – Eichstetten	Netzverstärkung	
P50	M41: Oberjettingen – Engstlatt	Netzverstärkung	
P50	M40: Metzingen – Oberjettingen	Netzverstärkung	
P51	M37: Großgartach – Endersbach	Netzverstärkung	2020
P53	M54: Raitersaich – Ludersheim	Netzverstärkung	
P53	M55: Ludersheim – Sittling – Isar	Netzverstärkung	
P71	M46: Audorf – Kiel	Netzverstärkung	
P71	M47: Kiel-Göhl	Netzausbau	

Name des Projekts/Vorhabens und der darin enthaltenen Maßnahme		Art	Angestrebtes Inbetriebnahme-jahr
P112	M201: Pleinting, Pirach und St. Peter	Netzverstärkung	
P112	M212: Abzweig Pirach	Netzverstärkung	
P113	M202: Krümmel – Lüneburg – Stadorf	Netzverstärkung	
P113	M203: Stadorf – Wahle	Netzverstärkung	
P113	M204: Stadorf – Wahle	Netzverstärkung	
P115	M205: Bereich Mehrum	Netzausbau	
P116	M206: Sottrum –Landesberge	Netzverstärkung	
P118	M207: Borken – Mecklar	Netzverstärkung	
P123	M208: Dresden/Süd – Schmölln	Netzverstärkung	
P124	M209: Klostermansfeld – Querfurt/Nord – Lauchstädt	Netzverstärkung	
P125	M210: Hamburg/Nord – Hamburg/Ost	Netzverstärkung	
P125	M211: Krümmel – Hamburg/Ost	Netzausbau	

Vorbemerkung

Der Netzentwicklungsplan Strom 2013 enthält 56 Maßnahmen mit einer Gesamtlänge von 5450 km. Er stellt das notwendige Netz für die energiewirtschaftliche Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur des Jahres 2023 dar, wie sie im Szenariorahmen des Jahres 2012 prognostiziert wurde. Dieser Szenariorahmen und damit auch der darauf beruhende Netzentwicklungsplan können neue energiewirtschaftliche Zielsetzungen, wie sie der im Dezember 2013 abgeschlossene Koalitionsvertrag für das Jahr 2025 enthält, noch nicht berücksichtigen.

Es ist auch nicht möglich, derartige Änderungen durch einen schlichten Verzicht auf einzelne bestätigte Maßnahmen abzubilden. Eine veränderte Zielsetzung erfordert eine vollständige Neuberechnung des für diese Zielsetzung notwendigen Netzes. Da aus rechtlichen Gründen ein Anhalten des diesjährigen Planungsprozesses und eine Neuberechnung des Zielnetzes ohne entsprechende Konsultationen nicht möglich waren, muss die Umsetzung der mit dem Koalitionsvertrag angestrebten energiepolitischen Zielsetzung während und mit der Erarbeitung und Konsultation des Netzentwicklungsplans Strom 2014 erfolgen. Insofern bewährt sich das Prinzip der jährlichen Neuerstellung des Netzentwicklungsplans.

Die Bundesnetzagentur wird auf der Basis neuer Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber sorgfältig prüfen, ob und welche Auswirkungen eine Anpassung der Geschwindigkeit des Ausbaus der erneuerbaren Energien und eine Kappung der Erzeugungsspitzen auf den Bedarf an Leitungsbaumaßnahmen hätte, zumindest hinsichtlich des Zeitpunktes, zu dem Maßnahmen notwendig werden. Auch wenn Konsequenzen für einzelne Leitungsbaumaßnahmen durchaus wahrscheinlich erscheinen, wäre es überraschend wenn sich am Grundkonzept der bestätigten Planung Wesentliches ändern würde. Insofern bewährt es sich, dass die Bundesnetzagentur schon bisher sehr restriktiv bei der Bestätigung des Netzausbaus vorangegangen ist und sich auch der Gesetzgeber dieses Prinzip mit dem Erlass des Bundesbedarfsplangesetzes im Sommer des Jahres 2013 zu Eigen gemacht hat.

Die Bundesnetzagentur geht deshalb auch davon aus, dass ihr die Übertragungsnetzbetreiber in Kürze die angekündigten Anträge für die Bundesfachplanung derjenigen Vorhaben vorlegen werden, deren alsbaldiger Beginn dringend erforderlich ist.

Inhaltsverzeichnis

VORBEMERKUNG	8 A
Inhaltsverzeichnis.....	9
I GRÜNDE	16
A Methodik.....	16
1. Szenariorahmen	16
2. Regionalisierung	17
3. Marktmodellierung	17
4. Netzplanung	18
B Vorlage des Netzentwicklungsplans Strom 2013	21
C Inhalt der Öffentlichkeitsbeteiligung	23
1. Teilnehmer der Öffentlichkeitsbeteiligung	23
2. Zusammenfassung der Stellungnahmen.....	30
2.1 Netzprüfung durch die BNetzA.....	30
2.2 Streckenmaßnahmen.....	32
2.3 Gesamtplanbetrachtung	45
2.4 Anforderungen gem. § 12b Abs. 1 Satz 3 EnWG.....	49
2.5 Nachvollziehbare Modellierung.....	51
2.6 Punktmassnahmen	55
2.7 Sonstige Stellungnahmen	56
2.8 Verfahrensfragen	62
II ENTSCHEIDUNGSGRÜNDE.....	64
A Zuständigkeit	64
B Gesetzliche Anforderungen	64
1. Aufgabenverteilung	64
1.1 Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber: Planung	65
1.2 Aufgabe der Bundesnetzagentur: Prüfung	66
2. Prüfkriterien	68
2.1 Streckenmaßnahmen.....	69
2.1.1 Wirksamkeit	69
2.1.2 Erforderlichkeit	72
2.1.3 Sonstige Erwägungen	73
2.2 Gesamtplan	76
2.3 Punktmassnahmen	78
3. Datengrundlage	79
C Streckenmaßnahmen	81

Korridor A: HGÜ-Verbindung Niedersachsen – NRW – BaWü	82
Maßnahme A01: Emden/Ost – Osterath	83
Maßnahme A02: Osterath – Philippsburg	88
Korridor B: HGÜ-Verbindung Niedersachsen – Hessen	93
Maßnahme B04: Wehrendorf – Urberach	93
Korridor C: HGÜ Verbindung Schleswig-Holstein – Niedersachsen – BaWü – Bayern	98
Maßnahme C05: Brunsbüttel – Großgartach	99
Modifizierte Maßnahme C06: Wilster – Raum Grafenrheinfeld	104
Maßnahme C06: Kreis Segeberg – Goldshöfe	109
Korridor D: HGÜ-Verbindungen Sachsen-Anhalt – Bayern.....	117
Maßnahme D09: Lauchstädt – Meitingen.....	118
Maßnahme D16: Lauchstädt – Meitingen.....	123
Projekt 20: Emden – Halbmond	128
Maßnahme 69: Emden/Ost – Halbmond	128
Projekt 21: Raum Cloppenburg/Osnabrück	133
Maßnahme 51a: Conneforde – Cloppenburg/Ost.....	134
Maßnahme 51b: Cloppenburg/Ost – Merzen.....	137
Projekt 22: Conneforde – Ganderkesee	142
Maßnahme 82: Conneforde – Unterweser	143
Maßnahme 87: Unterweser – Elsfleth/West	146
Projekt 23: Dollern – Elsfleth/West	150
Maßnahme 20: Dollern – Elsfleth/West.....	150
Projekt 24: Dollern – Landesbergen.....	154
Maßnahme 71: Stade – Sottrum	155
Projekt 25: Brunsbüttel – dänische Grenze	164
Maßnahme 42: Barlt – Heide	165
Maßnahme 42a: Brunsbüttel – Barlt	168
Maßnahme 43: Heide – Husum.....	171
Maßnahme 44: Husum – Niebüll.....	174
Maßnahme 45: Niebüll – Grenze DK.....	177
Projekt 26: Büttel – Dollern	180
Maßnahme 76: Büttel – Wilster	181
Maßnahme 79: Elbekreuzung	184
Maßnahme 89: Wilster – Dollern	188
Projekt 27: Landesbergen – Wehrendorf.....	191
Maßnahme 52: Landesbergen – Wehrendorf	191
Projekt 30: Westfalen	194
Maßnahme 61: Hamm/Uentrop – Kruckel	194
Projekt 33: Wolmirstedt – Helmstedt – Walle	199
Maßnahme 24a: Wolmirstedt – Helmstedt – Walle.....	200
Maßnahme 24b: Wolmirstedt – Walle	203
Projekt 34: Güstrow – Perleberg – Wolmirstedt.....	207
Maßnahme 22a: Perleberg – Wolmirstedt.....	207
Maßnahme 22b: Güstrow – Perleberg	207
Projekt 36: Bertikow – Pasewalk	212
Maßnahme 21: Bertikow – Pasewalk.....	212
Projekt 37: Vieselbach – Mecklar.....	216

Maßnahme 25a: Vieselbach – PSW Talsperre Schmalwasser (Sonneborn)	217
Maßnahme 25b: PSW Talsperre Schmalwasser – Mecklar	220
Projekt 38: Pulgar – Vieselbach.....	225
Maßnahme 27: Pulgar – Vieselbach	225
Projekt 39: Röhrsdorf – Remptendorf	230
Maßnahme 29: Röhrsdorf – Remptendorf.....	230
Projekt 41: Region Koblenz und Trier.....	236
Maßnahme 57: Punkt Metternich – Niederstedem	236
Projekt 42: Raum Frankfurt	241
Maßnahme 53 (inkl. M64): Punkt Okriftel – Punkt Obererlenbach.....	241
Projekt 43: Mecklar – Raum Grafenrheinfeld	244
Maßnahme 74: Mecklar – Raum Grafenrheinfeld.....	244
Projekt 44: Altenfeld/Schalkau – Raum Grafenrheinfeld	248
Maßnahme 28: Altenfeld/Schalkau – Raum Grafenrheinfeld	248
Projekt 46: Redwitz – Schwandorf	253
Maßnahme 56: Redwitz – Mechlenreuth –Etzenricht – Schwandorf	253
Projekt 47: Region Frankfurt – Karlsruhe.....	256
Maßnahme 60: Urberach – Pfungstadt – Weinheim	257
Maßnahme 64: Punkt Okriftel – Farbwerke Höchst-Süd	261
Maßnahme 31: Weinheim – Daxlanden	262
Maßnahme 32: Weinheim – G380.....	265
Maßnahme 33: G380 – Altlußheim.....	268
Maßnahme 34: Altlußheim – Daxlanden	271
Projekt 48: Nordosten von BaWü	274
Maßnahme 38a: Raum Grafenrheinfeld – Kupferzell.....	275
Maßnahme 39: Kupferzell – Großgartach	278
Projekt 49: Badische Rheinschiene	281
Maßnahme 90: Daxlanden – Eichstetten	282
Maßnahme 41a: Daxlanden – Bühl/Kuppenheim – Eichstetten.....	285
Projekt 50: Schwäbische Alb	288
Maßnahme 40: Metzingen – Oberjettingen.....	289
Maßnahme 41: Oberjettingen – Engstlatt	292
Projekt 51: Mittlerer Neckarraum.....	295
Maßnahme 37: Großgartach – Endersbach	295
Projekt 52: Südliches BaWü.....	298
Maßnahme 59: Herbertingen – Tiengen.....	299
Maßnahme 93: Punkt Rommelsbach – Herbertingen.....	302
Maßnahme 94b: Punkt Neuravensburg – Punkt Sigmarszell/Bundesgrenze (AT).....	305
Maßnahme 95: Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen.....	305
Projekt 53: Raitersaich, Ludersheim, Sittling und Isar	309
Maßnahme 54: Raitersaich – Ludersheim	310
Maßnahme 55: Ludersheim – Sittling – Isar	313
Projekt 59: Bärwalde – Schmölln	317
Maßnahme 75: Bärwalde – Schmölln.....	317
Projekt 60: Förderstedt.....	318
Maßnahme 99: Förderstedt	318
Projekt 61: Parchim/Süd	319
Maßnahme 100: Parchim/SÜd	319

Projekt 64: Combined Grid Solution.....	320
Projekt 65: Deutschland, Raum Aachen/Düren und Belgien, Lixhe	324
Maßnahme 98: Oberzier – Punkt Bundesgrenze (BE)	324
Projekt 66: Wilhelmshaven – Conneforde.....	328
Maßnahme 101: Wilhelmshaven (Fedderwarden) – Conneforde	328
Projekt 67: Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich	331
Maßnahme 102: Abzweig Simbach.....	332
Maßnahme 103: Altheim – Bundesgrenze (AT).....	334
Maßnahme 104: Isar nach Ottenhofen.....	336
Projekt 68: Deutschland – Norwegen.....	338
Maßnahme 108: Deutschland – Norwegen.....	338
Projekt 69: Emden/Ost – Conneforde	341
Maßnahme 105: Emden/Ost – Conneforde.....	341
Projekt 70: Birkenfeld.....	343
Maßnahme 106: Birkenfeld	343
Projekt 71: Audorf – Kiel – Göhl	345
Maßnahme 46: Audorf – Kiel	346
Maßnahme 47: Kiel – Göhl.....	350
Projekt 72: Kreis Segeberg – Raum Lübeck – Göhl.....	353
Maßnahme 48: Göhl – Raum Lübeck	354
Maßnahme 49: Raum Lübeck – Siems.....	358
Maßnahme 50: Raum Lübeck – Kreis Segeberg.....	362
Projekt 74: Bayerisch Schwaben	365
Maßnahme 96: Vöhringen – Bundesgrenze (AT).....	365
Maßnahme 97: Woringen/Lachen.....	365
Projekt 112: Pirach, Pleinting und St. Peter	370
Maßnahme 201: Pleinting, Pirach und St. Peter	371
Maßnahme 212: Abzweig Pirach	374
Projekt 113: Krümmel – Wahle.....	377
Maßnahme 202: Krümmel – Lüneburg – Stadorf	378
Maßnahme 203: Stadorf – Wahle	381
Maßnahme 204: Stadorf – Wahle	384
Projekt 115: Bereich Mehrum	387
Maßnahme 205: Bereich Mehrum	387
Projekt 116: Sottrum – Landesbergen.....	390
Maßnahme 206: Sottrum – Landesbergen	390
Projekt 123: Dresden/Süd – Schmölln	396
Maßnahme 208: Dresden/Süd – Schmölln.....	396
Projekt 125: Hamburg/Nord – Krümmel	402
Maßnahme 210: Hamburg/Nord – Hamburg/Ost.....	403
Maßnahme 211: Krümmel – Hamburg/Ost.....	406
D Gesamtplan	410
1. Prüfung des Gesamtplans	410
1.1 Startnetz.....	410
1.2 Entwurf des NEP B 2023 der ÜNB.....	412
1.3 Zielnetz NEP B 2023 der BNetzA.....	413

2. Wechselwirkung mit dem Offshore-Netzentwicklungsplan	419
3. Anderweitige Planungsmöglichkeiten	420
3.1 Szenarien.....	420
3.2 Sensitivitäten	425
3.2.1 Begriffserklärung.....	425
3.2.2 Sensitivitäten zum NEP 2013	426
3.2.3 Schlussfolgerungen	428
E Sonstige Voraussetzungen	429
1. Gemeinsamer nationaler Netzentwicklungsplan	429
2. Anforderungen gemäß § 12b Abs. 1 Satz 3 EnWG	429
2.1 Zeitplan für alle Netzausbaumaßnahmen	429
2.2 Pilotprojekte:	430
2.2.1 Verlustarme Übertragung hoher Leistung über große Entfernungen	430
2.2.2 Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen	431
2.3 Stand der Umsetzung des NEP 2012	432
2.4 Nachvollziehbare Angaben über die zu verwendende Übertragungstechnologie	432
3. Verwendung einer nachvollziehbaren Modellierung	433
4. Gemeinschaftswweiter Netzentwicklungsplan und Offshore Netzplan	437
4.1 Gemeinschaftswweiter Netzentwicklungsplan.....	437
4.1.1 Szenarien.....	439
4.1.2 Ergebnisse der Marktsimulation – Handelskapazitäten und Energiesalden	440
4.1.3 Projekte und Maßnahmen.....	441
4.2 Offshore-Netzpläne.....	441
4.2.1 Bundesfachplan Offshore	442
4.2.2 Offshore-Netzentwicklungsplan	442
5. Öffentlichkeitsbeteiligung seitens der Übertragungsnetzbetreiber.....	443
F Punktmaßnahmen	444
1. Projekt 56: Neubau und Erweiterung Schaltanlage Brunsbüttel	446
2. Projekt 60: Umstrukturierung und Verstärkung südlich von Magdeburg	446
Maßnahme 99.....	446
3. Projekt 62: Erhöhung der Kapazität des Umspannwerks Siedenbrünzow	446
4. Projekt 63: Ausbau der Schaltanlage Pulgar	447
5. Projekt 70: Ausbau der Schaltanlage Birkenfeld	447
Maßnahme 106.....	447
6. Projekt 100: Netzausbau Raum Duisburg.....	447
7. Projekt 101: Netzverstärkung Raum Düren.....	448
8. Projekt 102: Netzausbau in Erbach.....	448
9. Projekt 103: Netzausbau in Gusenburg	448
10. Projekt 104: Netzausbau in Kottigerhook	449
11. Projekt 105: Netzausbau in Niederstedem.....	449
12. Projekt 106: Netzausbau in Öchtel	449
13. Projekt 107: Netzverstärkung Lüstringen – Gütersloh.....	450
Maßnahme 200.....	450
14. Projekt 108: Netzausbau Raum Krefeld.....	450

15. Projekt 109: Netzausbau in Prüm.....	450
16. Projekt 110: Netzausbau Raum Vorgebirge.....	450
17. Projekt 111: Netzausbau in Wadern	451
18. Projekt 114: Netzverstärkung in Krümmel.....	451
19. Projekt 119: Conneforde – Sottrum.....	451
20. Projekt 120: Schaltanlage Irsching.....	452
21. Projekt 121: Redwitz – Raitersaich.....	452
22. Projekt 127 Nr. 1: Neubau Anlage Altentreptow/ Süd	453
23. Projekt 127 Nr. 2: Neubau Anlage Ebeleben	453
24. Projekt 127 Nr. 3: Neubau Anlage Ebenheim.....	454
25. Projekt 127 Nr. 4: Neubau Anlage Putlitz/ Süd (Freyenstein)	454
26. Projekt 127 Nr. 5: Neubau Anlage im Raum Jessen/ Nord.....	455
27. Projekt 127 Nr. 6: Neubau Anlage Heinersdorf	455
28. Projekt 127 Nr. 7: Neubau Anlage im Raum Mildenberg.....	456
29. Projekt 127 Nr. 9: Neubau Anlage Pasewalk/ Nord	456
30. Projekt 127 Nr. 10: Neubau Anlage im Raum Querfurt.....	457
31. Projekt 127 Nr. 11: Neubau Anlage in Beetzsee/ Nord (Radewege)	457
32. Projekt 127 Nr. 12: Neubau Anlage im Raum Schalkau	458
33. Projekt 127 Nr. 13: Neubau Anlage im Raum Lubmin	458
34. Projekt 127 Nr. 14 - 1: Erweiterung Umspannwerk Vieselbach.....	459
35. Projekt 127 Nr. 14 - 2: Erhöhung der Kapazität des Umspannwerks Siedenbrünzow	459
36. Projekt 127 Nr. 14 - 3: Erhöhung der Kapazität des Umspannwerks Klostermansfeld.....	459
37. Projekt 127 Nr. 14 - 4: Erhöhung der Kapazität des Umspannwerks Marke	460
38. Projekt 127 Nr. 14 - 5: Erweiterung Güstrow und Erhöhung Umspannwerks Bentwisch.....	460
39. Projekt 127 Nr. 14 - 6: Erhöhung der Kapazität des Umspannwerks Ragow	461
40. Projekt 127 Nr. 14 - 7: Erhöhung der Kapazität des Umspannwerks Wustermark	461
41. Projekt 127 Nr. 14 - 8: Erhöhung der Kapazität des Umspannwerks Wolmirstedt	462
42. Projekt 127 Nr. 14 - 9: Erhöhung der Kapazität des Umspannwerks Eisenach.....	462
43. Projekt 127 Nr. 14 - 10: Erhöhung der Kapazität des Umspannwerks Freiberg/ Nord	463
44. Projekt 127 Nr. 14 - 11: Erhöhung der Kapazität des Umspannwerks Görries	463
45. Projekt 127 Nr. 14 - 12: Erhöhung der Kapazität des Umspannwerks Großschwabhausen.....	463
46. Projekt 127 Nr. 16: Doppeleinschleifung des Umspannwerks Charlottenburg	464
47. Projekt 127 Nr. 17: Errichtung von Blindleistungsanlagen in Altenfeld und Vieselbach	464
48. Projekt 127 Nr. 19: Neubau der Netzschnittstelle Dahme/ Petkus.....	464
49. Projekt 127 Nr. 20: Neubau des Umspannwerks Jördenstorf	465
50. Projekt 127 Nr. 21: Neubau des Umspannwerks Ossendorf	465
51. Projekt 127 Nr. 22: Neubau des Umspannwerks Seddin.....	465

52. Projekt 127 Nr. 23: Neubau des Umspannwerks Grüntal.....	466
53. Projekt 127 Nr. 24: Neubau des Umspannwerks Großräschen.....	466
54. Projekt 127 Nr. 25: Neubau des Umspannwerks Schönewalde	466
55. Projekt 128: Vierraden und Röhrsdorf.....	467
Maßnahme 213 und Maßnahme 214: Phasenschiebertransformatoren in Vierraden und Röhrsdorf.....	467
56. Projekt 129: Neubau der Schaltanlage Jardelund.....	467
Maßnahme 215.....	467
G Konsultation der Bundesnetzagentur.....	469
1. Allgemeines.....	469
2. Würdigung von typischen Konsultationsbeiträgen	474
2.1 Ausbaustrategien (auch Dezentralisierung)	474
2.2 Einspeisemanagement	475
2.3 Speicher.....	476
2.4 Infrastrukturbündelung.....	477
3. Verfahrensfragen	477
Rechtsmittelbelehrung.....	478
Abbildungsverzeichnis.....	479
Tabellenverzeichnis.....	489
Abkürzungsverzeichnis	490
Glossar	493

I Gründe

Die vorliegende Bestätigung des Netzentwicklungsplans beruht auf § 12c Abs. 4 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Sie ist in einen Gesamtprozess eingebettet, der zum Ziel hat, eine fachlich fundierte, breit mit der Öffentlichkeit und den Trägern öffentlicher Belange diskutierte Ermittlung und Festlegung des Netzausbaubedarfs auf der Höchstspannungsebene zu gewährleisten.

A Methodik

Der NEP hat nach § 12b Abs. 1 EnWG die Aufgabe zu ermitteln, welcher Netzausbaubedarf in den kommenden zehn Jahren erforderlich sein wird. Die Bestimmung des erforderlichen Netzausbaubedarfs im Übertragungsnetz richtet sich nach der zu erwartenden Netzbelastung. Netzbereiche mit gleichbleibender oder geringerer Netzbelastung müssen nicht erweitert werden. Hier besteht kein Bedarf für eine Erhöhung der Transportfähigkeit. Netzbereiche mit einem hohen Transportbedarf, welcher die gegenwärtigen Transportkapazitäten überschreitet, müssen dagegen bedarfsgerecht erweitert oder ausgebaut werden. Maßgeblich für die Netzbelastung und damit für den Netzausbaubedarf sind die Einspeisungen in das und die Entnahmen aus dem Übertragungsnetz in den betrachteten Zieljahren 2023 und 2033. Der Ausbaubedarf wird im Wege eines mehrstufigen Entwicklungsprozesses ermittelt, der sich jährlich wiederholt und der im Folgenden grob skizziert wird.

1. Szenariorahmen

Der Prozess der Erarbeitung des NEP beginnt mit der Erstellung des Szenariorahmens. Der Szenariorahmen beschreibt unterschiedliche Entwicklungspfade (Szenarien) der deutschen Energielandschaft mit Angaben zur Erzeugungsleistung, zur Last, zum Verbrauch und zur Versorgung in zehn Jahren sowie darüber hinaus in einem Szenario die Entwicklung in zwanzig Jahren. Das Szenario A beinhaltet einen moderaten Anstieg der Erneuerbaren Energien und eine durch Kohleverstromung geprägte konventionelle Erzeugung. Szenario B beinhaltet einen mittleren Ausbau der Erneuerbaren Energien, der sich an den real beobachteten Zubauraten orientiert sowie eine im Vergleich zu Szenario A stärker auf Gas als Primärenergieträger gestützte konventionelle Erzeugung. Im Szenario C wird ein besonders hoher Anteil an Strom aus Windkraft angenommen, der auf politischen Zielen der Bundesländer zum Ausbau der Erneuerbaren Energien beruht.

Das Szenario B wird aufgrund seiner ausgewogenen Mittelstellung in der Entwicklung als Leitszenario für die weitere Netzberechnung verwendet, da im Zweifelsfall auf mögliche Tendenzen am schnellsten reagiert werden kann. Gleichwohl hat die Bundesnetzagentur den aus den gesetzlich vorgesehenen Szenarien abgeleiteten Netzentwicklungsbedarf einer Alternativenprüfung unterzogen. Die Wahl des Szenarios, welches dem Bundesbedarfsplan zu Grunde gelegt wird, ist eine zentrale Weichenstellung im Rah-

men der Netzentwicklungs- und Bundesbedarfsplanung, da sich aus den unterschiedlichen Szenarien des genehmigten Szenariorahmens auch unterschiedliche Netzentwicklungsbedarfe ableiten lassen

2. Regionalisierung

Der Szenariorahmen legt primär bundesweit aggregierte Daten zur Erzeugungsleistung nach Energieträgern und zur Last fest. Darüber hinaus werden Annahmen zur räumlichen Zuordnung der installierten Leistung auf der Ebene der Bundesländer getroffen. Im Rahmen der Modellierung des zukünftigen Stromtransports ist jedoch eine höhere regionale Auflösung erforderlich, um zu ermitteln, welche Belastungen sich in den Betriebsmitteln des Übertragungsnetzes im Jahre 2023 einstellen. Daher muss die bestehende und zuzubauende Erzeugungsleistung den einzelnen (ca. 450) Netzknoten des Übertragungsnetzes zugeordnet werden. Sofern der reale Netzverknüpfungspunkt einer Anlage bekannt ist, wird er im Modell berücksichtigt. Insbesondere für zuzubauende EE-Anlagen ist diese Information in der Regel nicht bekannt. Hier werden Prognoseverfahren genutzt, um eine Zuordnung zu den einzelnen Knoten zu ermöglichen. Abhängig von der verwendeten Erzeugungstechnologie kommen bei der Regionalisierung unterschiedliche Herangehensweisen zum Einsatz. Berücksichtigt werden dabei u.a. das Potential und die ausgewiesene Flächennutzung sowie konkrete, den Verteilnetzbetreibern vorliegende Netzanschlussanträge für die Prognose der Erneuerbaren Energien, die regionale Bevölkerungsentwicklung für die Zuordnung der Lasten sowie vorhandene und in Planung befindliche Kraftwerksstandorte für konventionelle Erzeugung. Für die Regionalisierung der Offshore-Windenergie wurden die Angaben und die regionale Aufteilung aus dem Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) im Sinne einer Kraftwerksanschlussplanung berücksichtigt. Die Netzverknüpfungspunkte zwischen Offshore-Anbindungsleitung und Übergang zum landseitigen Hochspannungsnetz sind dabei zwischen den beiden Plänen synchronisiert, damit sichergestellt ist, dass die Einspeiseleistung der Offshore-Windenergie korrekt auf das Übertragungsnetz an Land abgebildet werden kann.

3. Marktmodellierung

Nach der erfolgten regionalen Zuordnung auf einzelne Netzknoten des Übertragungsnetzes wird im dritten Schritt die Einspeisung der Erzeuger in das Stromnetz zur Befriedigung der künftigen Nachfrage ermittelt. Dieser Schritt ist erforderlich, um die Höhe des Transportbedarfs und die dadurch entstehenden Anforderungen an das in zehn Jahren benötigte Netz abschätzen zu können.

Dabei muss zwischen den diversen Anlagenarten unterschieden werden. Die „großen“ regenerativen Energien wie Photovoltaik und Windkraft werden bei entsprechendem Wetter praktisch immer einspeisen, da die Grenzkosten für die Stromproduktion nahe Null liegen. Bei regenerativen Erzeugern, bei denen Brennstoffkosten entstehen (wie z.B. Biomasse-Anlagen) oder bei nach dem KWKG geförderten Anlagen kommt der Einspeisevorrang zum Tragen. Auch bei nicht nach dem KWKG geförderten Anlagen kann durch die Wärmeauskopplung eine besondere Berücksichtigung in der Marktmodellierung erforderlich werden, wenn diese Anlagen wegen der Wärmeauskopplung auch bei niedrigen Strompreisen laufen müssen oder Deckungsbeiträge erzielen können. Die konventionellen Erzeugungsanlagen werden immer dann Strom in das Netz einspeisen, wenn der Strompreis höher als die Grenzkosten der Kraftwerke ist. Entscheidende Rahmenparameter sind zum Beispiel die künftige Höhe der Brennstoffkos-

ten, der CO₂-Kosten, der Brennstofftransportkosten sowie die Wirkungsgrade, die Mindeststillstandszeiten, die Mindestlaufzeiten und weitere technische Restriktionen der Kraftwerke.

Die von den ÜNB gewählte Modellierung des Strommarktes (Marktmodell) basiert auf einer Methodik des IAEW der RWTH Aachen. Hierbei wird ein Optimierungsansatz gewählt, der die volkswirtschaftlich optimale Fahrweise zur Erbringung der erforderlichen Strommengen durch einen Kraftwerkspark unter Berücksichtigung von grenzüberschreitendem Stromhandel und Speichereinsatz ermittelt.

Diese Methodik wurde über Jahre entwickelt, stellt den Stand der Wissenschaft dar und ist umfangreich öffentlich dokumentiert.

Die Methode muss dabei mit Prämissen arbeiten. Dazu gehören u.a. die zur Verfügung stehenden grenzüberschreitenden Transportkapazitäten, Lage und Größe der so genannten must run Kapazitäten (Anlagen, die aus Gründen der Netzsicherheit unabhängig vom Strompreisniveau in Betrieb sein werden, z.B. zur sofortigen Bereitstellung von Regelernergie) sowie die zu erwartende Nachfrage nach Strom. Sowohl im Hinblick auf die Produktion der Erneuerbaren Energien als auch im Hinblick auf die zu erwartende Nachfrage wird ein historisches Wetterjahr zu Grunde gelegt. Das Modell orientiert sich strikt an ökonomischen und technischen Kriterien sowie den gesetzlich den Produzenten oder Verbrauchern vorgegebenen Rahmenbedingungen und nicht an einer unter welchen Vorzeichen auch immer gewünschten oder erwarteten Art der Stromproduktion.

Das Ergebnis der Marktsimulation ist ein stunden- und netzknotenscharfes Modell, an welchen Orten im Jahre 2023 zu welchen Zeitpunkten wie viel Strom produziert und verbraucht bzw. importiert oder exportiert wird. Damit ist die vom Netz zu bewältigende Transportaufgabe beschrieben.

4. Netzplanung

Aus dem Zusammenspiel der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien, der Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken und der Verbraucherlast ergeben sich die Netzbelastungen für alle 8760 Stunden der betrachteten Jahre 2023 und 2033. Aus den ermittelten Netzbelastungen wird dann der Netzentwicklungsbedarf abgeleitet. Hierbei werden stationäre Netzanalysen (Lastflussberechnungen) sowie Stabilitätsuntersuchungen durchgeführt. Die Ausbauplanung baut auf das Startnetz auf und beruht auf den Planungsgrundsätzen der ÜNB. Das Startnetz besteht aus dem heute vorhandenen Übertragungsnetz und wird ergänzt durch sich bereits in konkreter Planung oder im Bau befindliche Maßnahmen, bei denen der energiewirtschaftliche Bedarf (insbesondere durch das EnLAG oder durch einen Planfeststellungsbescheid) festgestellt ist sowie bestehenden Anbindungsverpflichtungen. Maßnahmen, deren Bedarf durch das BBPIG festgestellt wurde, unterliegen einer erneuten Prüfung, da im Sinne des Gesetzgebers eine regelmäßige Überprüfung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit unter Berücksichtigung von ausreichender Planungssicherheit erreicht werden soll. Die Planungsgrundsätze basieren auf den Regelungen des „Transmission Code 2007“ und berücksichtigen die derzeit geltenden gesetzlichen und anerkannten fachlichen Anforderungen an den Netzbetrieb und die Netzplanung in Deutschland. So wird unter anderem die Sicherstellung des uneingeschränkten Netzbetriebs auch bei Ausfall einzelner Betriebsmittel (sog. (n-1)-Sicherheit) als Bedingung für einen ordnungsgemäßen Netzausbau verlangt.

Die Netzausbauplanung erfolgt grundsätzlich nach dem NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor -verstärkung vor -ausbau). Das heißt, dass die ÜNB zunächst Optimierungsmaßnahmen ergreifen müssen, also beispielsweise durch Schalthandlungen eine optimierte Netztopologie herbeiführen. Hierbei wird stets auch Freileitungsmonitoring als Mittel zur effizienten Ausnutzung der Transportleitungen unterstellt. Erst wenn das Optimierungspotential erschöpft ist, werden netzverstärkende Maßnahmen ergriffen, z.B. der Austausch einer 220kV-Beseilung gegen eine 380kV-Beseilung. Wenn auch das Verstärkungspotential ausgeschöpft ist, sind Netzausbaumaßnahmen zulässig, also in der Regel der Neubau von Höchstspannungstrassen. In der Netzplanung wenden die ÜNB ausdrücklich nicht die im Netzbetrieb zur Vermeidung von Überlastungen zur Verfügung stehenden Instrumente wie z. B. Redispatch von Kraftwerken, Einspeisemanagement von EEG-Anlagen oder Lastabschaltungen an. Entsprechend der heutigen Rechtslage wird das Netz engpassfrei ausgelegt, so dass jede erzeugte Strommenge in das Netz eingespeist und zum Verbraucher transportiert werden kann. Die Nichtberücksichtigung von Redispatch und anderen kurativen Maßnahmen bei der Netzplanung leistet jedoch einen Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Wenn die ursprünglich für Störungsfälle vorgesehenen Maßnahmen bereits bei der Planung des Netzes einbezogen und damit als ergriffen vorausgesetzt würden, stünden sie beim tatsächlichen Eintritt einer Gefährdung oder Störung des Elektrizitätsversorgungssystems nicht mehr zur Verfügung. Die in der Vergangenheit als Sicherheitsreserve zur Verfügung stehende Flexibilität im Netzbetrieb würde folglich eingeschränkt mit schwer vorherzusehenden Folgen für die historisch hohe Zuverlässigkeit der deutschen Energieversorgungsinfrastruktur.

Das aus diesen Netzberechnungen resultierende Ergebnis stellt den notwendigen Netzausbaubedarf in zehn beziehungsweise zwanzig Jahren dar, welcher von den ÜNB im NEP gemäß § 12b EnWG aufbereitet wird.

B Vorlage des Netzentwicklungsplans Strom 2013

Die Übertragungsnetzbetreiber legten der Bundesnetzagentur am 02.03.2013 den Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2013 vor. Die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichten diesen Entwurf auf ihrer Internetseite am 02.03.2013 und gaben der Öffentlichkeit, einschließlich tatsächlicher oder potenzieller Netznutzer, den nachgelagerten Netzbetreibern sowie den Trägern öffentlicher Belange und den Energieaufsichtsbehörden der Länder Gelegenheit zur Äußerung bis zum 14.04.2013.

Unter Berücksichtigung der ersten Öffentlichkeitsbeteiligung wurde dieser Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2013 von den Übertragungsnetzbetreibern überarbeitet und der Bundesnetzagentur am 17.07.2013 zur Prüfung übergeben.

Die Bundesnetzagentur hat die Übereinstimmung des Netzentwicklungsplans Strom 2013 mit den Anforderungen gemäß § 12b Abs. 1, 2 und 4 EnWG geprüft. Der überarbeitete Netzentwicklungsplan Strom 2013 wurde dann gemäß § 12c Abs. 3 Satz 1 EnWG im Zeitraum zwischen dem 13.09.2013 und dem 08.11.2013 konsultiert. Bei dieser Öffentlichkeitsbeteiligung wurden der Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2013 (Stand 17.07.2012) der Übertragungsnetzbetreiber sowie der Entwurf der Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom 2013, der Offshore-Netzentwicklungsplan 2013 sowie der Entwurf der Bestätigung des Offshore-Netzentwicklungsplans 2013 und der Umweltbericht der Bundesnetzagentur veröffentlicht und für eine Frist von sechs Wochen am Sitz der Bundesnetzagentur im Tulpenfeld 4 in 53113 Bonn ausgelegt und darüber hinaus auf ihrer Internetseite (http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Termine/DE/Konsultationen/2013/130913_KonsultationNEP-UB.html) öffentlich bekannt gemacht. Im Rahmen der Öffentlichkeitsbeteiligung fanden sechs Informationsveranstaltungen für die Öffentlichkeit statt. Die betroffene Öffentlichkeit konnte sich noch bis zwei Wochen nach Ende der Auslegung bis zum 08.11.2013 äußern.

Während des Konsultationszeitraums hatten die Übertragungsnetzbetreiber als Vorhabenträger des Netzentwicklungsplans Strom 2013 Gelegenheit, sich zum Entwurf der Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom 2013 zu äußern. Darüber hinaus hat die Bundesnetzagentur in mehreren Gesprächen ihr Vorgehen bei der Prüfung und des zur Konsultation gestellten Prüfergebnisses den ÜNB erläutert.

Im Folgenden wird zusammenfassend das Vorbringen der ÜNB zum Entwurf der Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom 2013 dargestellt:

Die vier Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission, TenneT TSO, Amprion und TransnetBW reichten mit Schreiben vom 25.10.2013 eine gemeinschaftliche Stellungnahme zum Entwurf der Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2013 ein. Ein Inhalt des Schreibens ist die Aussage, dass nach Ansicht der Verfasser das Bestätigungsdokument eine zwischen den ÜNB nicht abgestimmte Planung postuliere. Diesem wird seitens der ÜNB widersprochen mit dem Hinweis, dass die vier ÜNB seit Jahren als eine

Einheit planen, um ein bedarfsgerechtes Netz zu gewährleisten. Weiterhin wird angeführt, dass seitens der Bundesnetzagentur die 110-kV-Netze mit eingeplant würden, um Übertragungsaufgaben zu übernehmen und so den Ausbaubedarf im Transportnetz zu reduzieren. In diesem Kontext merken die ÜNB ebenfalls an, dass die Bundesnetzagentur bei der Prüfung der Maßnahmen nicht die allgemein anerkannten Grundsätze der Netzplanung anwendet. Ebenso wird in dem Schreiben darauf hingewiesen, dass die Maßnahmen unabhängig von den Offshore-Maßnahmen des O-NEP betrachtet würden, was zu einer Inkohärenz der beiden Entwicklungspläne führe. Weiterhin sind aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber die Punktmaßnahmen für einen bedarfsgerechten Netzausbau unabdingbar. Daraus wird die Forderung abgeleitet, dass die Punktmaßnahmen analog zu den Streckenmaßnahmen geprüft und behandelt werden sollen.

Die TransnetBW geht mit einem separaten Schreiben vom 25.10.2013 gesondert auf einige Aspekte des mit den anderen ÜNB gemeinschaftlich verfassten Schreibens ein und liefert weitere Details zu den Maßnahmen C06, P50 sowie P51. In Anbetracht der gemeinschaftlich vorgebrachten Aspektes, dass die Bundesnetzagentur bei der Prüfung nicht die allgemein anerkannten Grundsätze der Netzplanung anwendet, vertieft TransnetBW dies insbesondere auf die Anwendung des kurativen Schaltens wie auch die Nicht-Einhaltung der (n-1)-Sicherheit in allen 8760 h des betrachteten Jahres und sieht hierin eine Inkonsistenz zwischen der im Entwurf der Bestätigung beschriebenen Methodik des Prüfens und deren Anwendung. Aus Sicht der TransnetBW führt die Abweichung von den Planungskriterien zu einem überhöhten Redispatchbedarf, der anhand eines Winterstarklastfalls exemplarisch für eine Stunde dargestellt wird. Auch die positiven Auswirkungen des Korridors C auf den Redispatch werden beschrieben. Unter Berücksichtigung dieser Anmerkungen empfiehlt TransnetBW im Sinne der Systemsicherheit die Maßnahmen C06, P50 und P51 zu bestätigen.

Die 50Hertz Transmission hinterfragt in dem Schreiben vom 25.10.2013 die Eignung der „mittleren Auslastung“ der Leitungen als Kriterium für deren Notwendigkeit und lieferte darüber hinaus weitere Details zu den Maßnahmen P44 und P127. Zu der Maßnahme P44 wurden im Wesentlichen neue Engpasswerte benachbarter Leitungen, wie auch die von Kuppelleitungen zu den Nachbarländern übermittelt. Bei der Punktmaßnahme P127 wurde auf die laufenden Investitionsbudgetantragsverfahren verwiesen.

C Inhalt der Öffentlichkeitsbeteiligung

Während der Konsultation sind 7656 Stellungnahmen von Privatpersonen, Behörden, Unternehmen und Vereinigungen eingegangen. Die Namen der Privatpersonen werden von der Bundesnetzagentur aus Gründen des Persönlichkeitsschutzes nicht veröffentlicht

1. Teilnehmer der Öffentlichkeitsbeteiligung

Im Rahmen der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung sind Stellungnahmen folgender Institutionen und Unternehmen eingegangen:

- 3M Deutschland GmbH
- Adeliges Kloster Preetz
- Agora Energiewende
- Amt für Raumordnung und Landesplanung Vorpommern
- Amt Hohe Elbgeest
- Amt Preetz-Land
- Bäckerei Stollenmeier
- Bauernverband Mecklenburg-Vorpommern e.V.
- Bayrisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie
- Brandenburgisches Landesamt für Denkmalpflege und Archäologisches Landesmuseum
- Bund für Umwelt und Naturschutz (BUND) Landesverband Nordrhein-Westfalen e.V.
- Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND)
Kreisgruppe Ostholstein
- Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND)
Landesverband Schleswig-Holstein e.V.
- Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND)
- BUND Naturschutz in Bayern e.V.
- Bundesamt für Infrastruktur, Umweltschutz und Dienstleistungen der Bundeswehr
- Bundesamt für Naturschutz
- Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
- Bundesamt für Strahlenschutz
- Bundesministerium der Verteidigung

- Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
- Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. (BDI)
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW)
- Bündnis 90/Die Grünen Ortsverband Winkelhaid
- Burgenlandkreis
- Bürgerinitiative "380-kV-Wäschenbeuren"
- Bürgerinitiative "Adelberg unter Höchstspannung"
- Bürgerinitiative "Auf dem Berge - keine Riesenmasten, pro Erdkabel", Einbeck
- Bürgerinitiative "Hüttlingen unter Höchstspannung"
- Bürgerinitiative "Keine Stromautobahn über Winkelhaid"
- Bürgerinitiative "Pro-Erdkabel-Neuss-Reuschenberg"
- Bürgerinitiative "Unter Hochspannung", Pohnsdorf
- Bürgerinitiative Stroit "Keine Megamasten zwischen Hild und Selter!"
- Bürgerinitiativen "Pro Erdkabel NRW"
- Bürgermeisteramt Neuler
- CDU Ratsfraktion Meerbusch
- CDU Stadtverband Meerbusch
- CMS Hasche Sigle Partnerschaft von Rechtsanwälten und Steuerberatern mbB
- Der Senator für Gesundheit Freie Hansestadt Bremen
- Deutsche Umwelthilfe e. V.
- DONG Energy Renewables Germany GmbH
- Dr. Carls Consulting
- E.ON Climate & Renewables Central Europe GmbH
- E.ON Energie Deutschland GmbH
- E.ON Netz GmbH
- Edelhäuser Transport-Logistik GmbH & Co. KG
- Elektrotechnik Gebhard Fürst
- EnBW Energie Baden-Württemberg AG
- ENOVA Energieanlagen GmbH

- Fashionagentur Trebbien
- FDP Ratsfraktion Meerbusch
- fesa e. V.
- Flair-Hotel Neeth
- Fraktion der Bürgerliste im Gemeinderat der Gemeinde Hüttlingen
- Frischemarkt Serin
- Gemeinde Andechs
- Gemeinde Auengrund
- Gemeinde Blekendorf
- Gemeinde Dannau
- Gemeinde Essen/Oldenburg
- Gemeinde Fuldabrück
- Gemeinde Helmstorf
- Gemeinde Högsdorf
- Gemeinde Hohwacht
- Gemeinde Hüttlingen
- Gemeinde Kaufungen
- Gemeinde Lohfelden
- Gemeinde Niestetal
- Gemeinde Schwarzenbruck
- Gemeinde Stockelsdorf
- Gemeinde Tröndel
- Gemeinde Wäschenbeuren
- Gemeinde Winkelhaid
- Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt
- Hansestadt Attendorf
- Heimat- und Schützenbund Osterath 1955 e.V.
- Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Landwirtschaft und Verbraucherschutz
- Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Verkehr und Landesentwicklung
- HOCHTIEF Offshore Development Solutions GmbH

- IBERDROLA Renovables Deutschland Offshore Zwei GmbH
- Infranetz AG
- Initiative gegen den Doppelkonverter Osterath e. V.
- Johann Heinrich von Thünen-Institut
- Kreis Bergstraße
- Kreis Borken
- Kreis Herzogtum Lauenburg
- Kreis Ostholstein
- Kreis Plön
- Kreis Rendsburg-Eckernförde
- Kreis Segeberg
- Kreis Siegen-Wittgenstein
- Kreis Steinfurt
- Kreis Warendorf
- Kreisjägerschaft Plön e. V.
- Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Niedersachsen
- Landesamt für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz Brandenburg
- Landesbüro der Naturschutzverbände NRW
- Landesfischerreiverband Weser-Ems e.V.
- Landesjagdverband Schleswig-Holstein e.V.
- Landkreis Aurich
- Landkreis Cuxhaven
- Landkreis Emsland
- Landkreis Kassel
- Landkreis Leer
- Landkreis Nienburg/Weser
- Landkreis Northeim
- Landkreis Oberhavel
- Landkreis Oberspreewald-Lausitz
- Landkreis Oldenburg

- Landkreis Osterholz
- Landkreis Stade
- Landkreis Uckermark
- Landkreis Uelzen
- Landkreis Verden
- Landkreis Wesermarsch
- Landkreis Wolfenbüttel
- Landratsamt Coburg
- Landratsamt Esslingen
- Landratsamt Hildburghausen
- Lauprecht Rechtsanwälte und Notare
- Luftsportverein Bad-Neuenahr-Ahrweiler e.V.
- Markt Eisenheim
- Markt Postbauer-Heng
- Markt Schwanstetten
- Markt Tann
- Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung des Landes Mecklenburg-Vorpommern
- Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein
- Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg
- Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft, Ernährung, Weinbau und Forsten des Landes Rheinland Pfalz
- Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburg
- Modeagentur Kroehnert UG
- NABU – Naturschutzbund Deutschland e.V
- NABU Schleswig-Holstein e.V.
- Niedersächsischer Landesbetrieb für Wasserwirtschaft, Küsten- und Naturschutz
- Niedersächsisches Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz
- Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz
- Nördlicher Grund GmbH

- Nutzung oekologisch verträglicher Energiesysteme e.V. (NOVE)
- Pferdesportverband Schleswig-Holstein e.V.
- PNE Wind AG
- Praxis für Krankengymnastik, Aalen
- Pro Osterath e. V.
- Projekt Ökovest GmbH
- Rechtsanwältin Danes
- Regierungspräsidium Darmstadt
- Regierungspräsidium Kassel
- Regierungspräsidium Stuttgart
- Regionale Planungsgemeinschaft Magdeburg
- Regionale Planungsgemeinschaft Mittelthüringen
- Regionale Planungsgemeinschaft Südwestthüringen
- Regionale Planungsstelle Ostthüringen beim Thüringer Landesverwaltungsamt
- Regionaler Planungsverband Regensburg
- Regionalverband Heilbronn-Franken
- Rhein-Kreis Neuss
- Rother Personalservice GmbH
- Saale-Orla-Kreis
- Sächsisches Staatsministerium des Innern
- Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr
- Samtgemeinde Artland
- SPD Ortsverein Meerbusch
- Staatskanzlei des Landes Nordrhein-Westfalen
- Stadt Bad Gandersheim (Gemeindezusammenschluss)
- Stadt Bad Kissingen
- Stadt Bad Schartau
- Stadt Baden Baden
- Stadt Bochum
- Stadt Burgdorf

- Stadt Cloppenburg
- Stadt Einbeck
- Stadt Elsfleth
- Stadt Emden
- Stadt Emsdetten
- Stadt Fürth
- Stadt Kaltenkirchen
- Stadt Kassel
- Stadt Lübben (Spreewald)
- Stadt Lütjenburg
- Stadt Meerbusch
- Stadt Papenburg
- Stadt Schwäbisch Gmünd
- Stadt Schwentinental
- Stadt Vöhringen
- Stadtverwaltung Bendorf/Rhein
- Stadtverwaltung Duisburg
- Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE
- Strabag OW EVS GmbH
- Thüringer Energienetze GmbH
- Thüringer Ministerium für Bau, Landesentwicklung und Verkehr
- Umweltbundesamt
- UWG Ratsfraktion Meerbusch
- v. Buchwaldtsche Gutsverwaltung
- Vattenfall Europe Windkraft GmbH
- Wählergemeinschaft für Bürgermitbestimmung Henstedt-Ulzburg
- Wählergemeinschaft Kisdorfer Bürger
- Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes
- Wasserliefergenossenschaft Weinberg eG

2. Zusammenfassung der Stellungnahmen

Nachfolgend sind die wesentlichen Inhalte der Stellungnahmen wiedergeben.

2.1 Netzprüfung durch die BNetzA

Manche Konsultationsteilnehmer bescheinigen der Bundesnetzagentur eine sorgfältige und nachvollziehbare Prüfung der Vorhaben auf Wirksamkeit und Erforderlichkeit und bestärken sie darin, ihre Arbeit in dieser Weise fortzusetzen.

Allgemein kritisieren zahlreiche Konsultationsteilnehmer die Gesetzesbestimmungen, nach denen die Netzplanung in den Aufgabenbereich der Übertragungsnetzbetreiber falle. Es sei fragwürdig, dass die Planung der Netze von denjenigen durchgeführt werde, die mit dem eingesetzten Kapital über die gesetzlich zugestandene Eigenkapitalverzinsung ihr Geld verdienen.

Streckenmaßnahmen

Einige Teilnehmer äußern sich zu der Prüfung der von den Übertragungsnetzbetreibern als „zu beobachtend“ klassifizierten Maßnahmen. Mehrere Teilnehmer bewerten die von den Übertragungsnetzbetreibern eingeführte Klassifizierung als sinnvoll, merken aber an, dass dabei die Versorgungssicherheit nicht gefährdet werden sollte. Ein Teilnehmer fordert diesbezüglich die stärkere Konkretisierung der Kriterien. Er regt an, dem Ansatz der ÜNB künftig vor dem Hintergrund der gesetzlichen Vorgabe einer auch preisgünstigen und effizienten Energieversorgung nachzugehen, da jede Investitionsmaßnahme mit einer erheblichen Kostenbelastung durch die Verbraucher verbunden sei. Ein anderer Teilnehmer hält das Vorgehen der Bundesnetzagentur, bei der Prüfung nicht zwischen vordringlichen und zu beobachtenden Maßnahmen zu differenzieren für richtig. Er weist jedoch darauf hin, dass die Bundesnetzagentur mit ihrer Prüfung auf Wirksamkeit und Erforderlichkeit gewissermaßen auch eine solche Priorisierung durchführe, gegen die grundsätzlich nichts einzuwenden sei. Ein Teilnehmer fordert die Bundesnetzagentur auf, die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgenommene Einteilung zu übernehmen. Im Allgemeinen sollten sich die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur auf einheitliche Kriterien zur Bewertung von Netzausbaumaßnahmen einigen. Ein anderer Konsultationsteilnehmer fordert die Bundesnetzagentur dazu auf, nur Maßnahmen zu bestätigen, bei denen ein voraussichtliches Inbetriebnahmejahr angegeben worden sei. Es ist daher eine Priorisierung mit vorläufigem Ausschluss einzelner Vorhaben gefordert.

Andere Konsultationsteilnehmer halten es für die Akzeptanz des Verfahrens problematisch, wenn im Bundesbedarfsplangesetz als vordringlich notwendig ausgewiesene Maßnahmen im Rahmen der jährlichen Überprüfung des Netzentwicklungsplans durch die Bundesnetzagentur nicht bestätigt würden. Die Prüfung durch die Bundesnetzagentur sollte daher die Robustheit der Maßnahmen sicherstellen. Im gleichen Zusammenhang hält ein anderer Konsultationsteilnehmer die Prüfungspraxis der Bundesnetzagentur nicht für geeignet, da sie in der Öffentlichkeit als unglaublich wahrgenommen würde, wenn sich die Bestätigungsfähigkeit einer Maßnahme in den kommenden Jahren mehrfach ändern kann. Eine solche Praxis würde weder zu einer besseren Akzeptanz der Maßnahme führen noch Planungssicherheit

gewährleisten. Das Ziel, einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb zu gewährleisten, würde damit ad absurdum geführt.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer kritisiert, dass das Zielnetz der Bundesnetzagentur gegenüber dem 2. Entwurf der ÜNB um über 1000km gekürzt wurde und sogar noch deutlich weniger Maßnahmen enthalte als die Netze aus dem Sensitivitätenbericht der ÜNB. Ein sicherer Netzbetrieb sei aus Sicht des Konsultationsteilnehmers allein mit der Verwirklichung der Maßnahmen des Zielnetzes nicht möglich. Er fordert daher, die (n-1)-Sicherheit des Zielnetzes für jede Stunde des Jahres 2023 nachzuweisen. In dem Zusammenhang wird auch das Kriterium der Mindestauslastung kritisiert. Der Konsultationsteilnehmer hält nicht eine Überdimensionierung des Netzes für bedenklich, sondern eine mit dem vorliegenden Entwurf erfolgende Unterdimensionierung. Das von der Bundesnetzagentur gewählte Kriterium der Erforderlichkeit (20% Auslastung) sollte mit einem belastbaren Gutachten untermauert werden, so die Forderung eines anderen Konsultationsteilnehmers. Vor dem Hintergrund der Streichung einer größeren Anzahl an Maßnahmen regt derselbe Konsultationsteilnehmer an, dass die Bundesnetzagentur ihre Bewertungskriterien im Hinblick auf weitere Netzentwicklungspläne überdenken sollte. Ein anderer Konsultationsteilnehmer äußert sich zu der Darstellung der mittleren Auslastungswerte durch die Bundesnetzagentur. Da das Netz grundsätzlich für den „worst case“ ausgelegt werden müsse, sei die mittlere Auslastung nicht auslegungsrelevant und würde den falschen Eindruck suggerieren, dass eine Leitung durchschnittlich stark ausgelastet sein müsste. Dies entspräche jedoch nicht den üblichen Planungsgrundsätzen.

Ein Konsultationsteilnehmer bezieht sich auf die von den Übertragungsnetzbetreibern durchgeführten Stabilitätsuntersuchungen. Er hält den ausgewählten Netznutzungsfall nicht für geeignet, da eine größere Anzahl konventioneller Erzeugungsanlagen am Netz seien, und fordert eine umfassende und aussagekräftige Simulationsrechnung in einem besser geeigneten Netznutzungsfall, um Netzzrückwirkungen auf Kraftwerke erkennen zu lassen. Ebenso sollten Rückwirkungen auf Kraftwerke bei Ausfällen von HGÜ-Leitungen untersucht werden.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer fordert die vertiefte Prüfung der drei bisher bestätigten HGÜ-Korridore durch die Bundesnetzagentur. Insbesondere sollten die Korridore mit Angaben versehen werden, welche der bestehenden und noch zu errichtenden Kraftwerkskapazitäten an diese angeschlossen würden. Auch ein weiterer Konsultationsteilnehmer geht davon aus, dass die HGÜ-Leitungen nicht auf Grund der Ergebnisse der Marktsimulation geplant wurden, sondern schon vorher festgelegt worden seien, ohne dass eine tiefergehende Prüfung der Notwendigkeit der Maßnahmen festgestellt worden sei. Der Konsultationsteilnehmer merkt an, dass die ÜNB mit dem Bau der HGÜ-Leitungen grundsätzlich gegen das NOVA-Prinzip verstießen.

Ein anderer Teilnehmer fordert, den Abstimmungsprozess zwischen der Bundesnetzagentur und den Übertragungsnetzbetreibern zu verbessern. Die Bundesnetzagentur sollte keine Pauschalbewertung mehr anführen, sondern im Einzelfall die Begründung der Übertragungsnetzbetreiber für die Notwendigkeit einzelner Maßnahmen in Rücksprache mit den Übertragungsnetzbetreibern überprüfen.

Um eine nachhaltige Netzplanung zu erreichen, sollte die Bundesnetzagentur bei der Bewertung von Maßnahmen berücksichtigen, ob ein Ausbau in 10 Jahren auf 110kV Ebene noch möglich und verhält-

nismäßig ist, bei weiterem Zubau von Erneuerbaren Energien jedoch nicht. Ist dies der Fall, so wäre ein Ausbau in der 110kV Ebene sowohl wirtschaftlich ineffizient als auch mit unnötig hohem Flächenverbrauch verbunden.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer fordert die Bundesnetzagentur auf zu untersuchen, ob in den auslegungsrelevanten Netznutzungsfällen eine lokale Erhöhung / Absenkung der Last Netzausbaubedarf reduzieren könnte.

Gesamtplan

Mehrere Konsultationsteilnehmer bemängeln die fehlende Möglichkeit für Umweltverbände und Öffentlichkeit einen Einblick in das netztechnische Berechnungsmodell, die Marktsimulationen sowie die zugrundeliegenden Annahmen zu bekommen. Ein Konsultationsteilnehmer fordert zudem die Berechnung des veränderten Ausbaubedarfs bei Annahme unterschiedlicher räumlicher Verteilungen der Stromerzeuger.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer hält die Weiterentwicklung der Prüfungskriterien der Bundesnetzagentur sowie die Einbeziehung der Sensitivitätsbetrachtungen in die Abwägungsentscheidung für sinnvoll. Sich möglicherweise ändernde Rahmenbedingungen sollten ebenfalls in den Abwägungsprozess einfließen. Auch die Darstellung des Einflusses auf das umgebende Netz wird begrüßt. Hingegen wird kritisiert, dass im gesamten Prozess kaum Änderungen eingebracht bzw. umgesetzt werden könnten. Der Gesamtumfang des Netzentwicklungsplans bliebe vom ersten Entwurf an weitestgehend konstant. Ein Konsultationsteilnehmer fordert diesbezüglich die Klarstellung, dass der Einfluss auf das umgebende Netz nur die Auswirkungen auf das umgebende Übertragungsnetz, nicht jedoch das unterlagerte 110kV Netz darstellt.

Von anderer Seite wird gefordert, den zeitlichen und räumlichen Zusammenhang einzelner Netzausbaumaßnahmen in die Prüfung mit einzubeziehen. Wenn eine Maßnahme im NEP nicht bestätigt wird, sollten auch andere davon abhängige Maßnahmen zurückgestellt oder gestrichen werden. Dies sollte sich auch auf Maßnahmen des Startnetzes beziehen. Des Weiteren wird von einem anderen Konsultationsteilnehmer in diesem Zusammenhang gefordert, dass die Bundesnetzagentur überwachen sollte, dass sich die Leitungen sinnvoll ergänzen. Ein anderer Konsultationsteilnehmer fordert, dass alle im Netzentwicklungsplan aufgeführten Netzausbaumaßnahmen auf ihre Synchronität mit den geplanten Abschaltungen von Kernenergieanlagen zu prüfen seien.

Ein Konsultationsteilnehmer äußert sich zu der Frage, ob eine detaillierte Wirksamkeitsprüfung der Szenarien A und C erforderlich sei. Er hält die von der Bundesnetzagentur durchgeführte Plausibilitätsprüfung für ausreichend, da die Szenarien A und C ohnehin einen relativ ähnlichen Umfang aufwiesen und Aufwand und Erkenntnisgewinn hier gut gegeneinander abgewogen werden sollten.

2.2 Streckenmaßnahmen

In einigen Stellungnahmen wird darauf hingewiesen, dass die Steckbriefe der einzelnen Maßnahmen aufgrund ihres groben Maßstabes und ungenauer Begriffe wenig hilfreich seien.

A01: Emden/Ost – Osterath

Es wird angezweifelt, dass Korridor A die Versorgung der Großverbraucher im Ruhrgebiet sicherstelle. Das Lastzentrum könne ebenso über Korridor B bzw. aus dem Rheinischen Braunkohlerevier versorgt werden. Darüber hinaus fehle neben den netztechnischen Betrachtungen eine Begründung der Wirtschaftlichkeit der geplanten Maßnahme.

Zahlreiche Beiträge zielen auf die Ausgestaltung des Korridors ab. Der nördliche Teil des Korridors sei nach Möglichkeit mit vorhandenen Trassen zusammenzulegen, Landesentwicklungspläne sollten hierbei hinzugezogen werden. Hinsichtlich der Dimensionierung des Korridors müssten Planungen über 2023 hinaus Berücksichtigung finden.

Einzelne Konsultationsteilnehmer bringen vor, HGÜ-Leitungen rechneten sich laut Literaturangaben erst ab einer Länge von ca. 500 km. Der Großteil der Verluste entstehe zudem an den Anfangs- und Endpunkten. Daher erscheine eine Unterbrechung mit Umwandlung von Gleich- in Wechselstrom und anschließender erneuter Umwandlung von Wechselstrom in Gleichstrom als wenig sinnvoll. Von anderer Seite wird vorgeschlagen, eine Verlagerung des Ausspeisepunktes in nördlicher oder südlicher Richtung vorzunehmen. Somit könne der in der Region herkömmlich erzeugte Strom zur Sicherung der Energieversorgung eingespeist und gleichzeitig der weitere Leitungsverlauf in Drehstrom realisiert werden. Vorteile hierbei seien eine längere ununterbrochene HGÜ-Leitung, lediglich ein Umwandlungsprozess statt der Errichtung eines Doppelkonverters und ein deutlich verkürzter Abschnitt in Drehstromtechnologie. Zudem solle die Leitung in Gleichstrom-Kabeltechnologie verlegt werden, dies besonders in Gebieten, die ohnehin von starker Infrastruktur betroffen seien.

Der gewählte Netzverknüpfungspunkt Osterath müsse gut begründet sein. Die Festschreibung eines NVPs sei bereits mit Bestätigung des NEP getroffen und auf den folgenden Planungsstufen nicht mehr korrigierbar. Die Kriterien der Standortsuche seien dabei darzulegen. Anderweitige Netzverknüpfungspunkte oder die Möglichkeit einer Stichleitung seien zu prüfen, auch in größerer Entfernung. So seien Flächen der Braunkohletagebauten, Industrieflächen oder Kraftwerksstandorte verfügbar und besonders geeignet. Genannt werden z. B. die Standorte Neurath, Tagebau Fortuna, Gebiet Frimmersdorf- oder das Gelände des Tagebaus Garzweiler. Die pauschale Begründung zum Ausschluss des Umspannwerks Rommerskirchen sei von der BNetzA zu überprüfen. Im Szenario 2033 werde durch die Verbindung zwischen Conneforde nach Rommerskirchen Rommerskirchen als NVP in Betracht gezogen. Dies bestätige die Tauglichkeit des Punktes Rommerskirchen. Die vorgebrachten Redundanzgründe stellten kein Ausschlusskriterium für ein potentiell Umspannwerk in Rommerskirchen dar. Im Gegenteil ermögliche ein Konverter in unmittelbarer Nähe der BoA- Kraftwerke Blindleistungsregelung und verstärke damit das Stromnetz.

Ein Konsultationsteilnehmer erachtet die Erfüllung des (n-1)-Kriteriums bei der Netzentwicklungsplanung als nicht ausreichend. Am Beispiel eines Konverters wird in Frage gestellt, welche Auswirkungen der gleichzeitige Ausfall mehrerer Betriebsmittel nach sich ziehen würde.

Eine frühzeitige Überprüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte sei ebenfalls für den NVP Emden / Ost durchzuführen. Eine potenzielle Erweiterung des NVP Emden/Ost sei anzuzweifeln. TenneT macht

ebenfalls geltend, dass das UW Emden/Ost nicht mit drei Anbindungsleitungen geplant werde, weil bereits das laufende Genehmigungsverfahren unter erheblichen Aufwand durchgeführt werde.

A02: Osterath – Philippsburg

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer tragen vor, der Bedarf der Leitung werde ausschließlich durch den Abtransport des in Kohlekraftwerken produzierten Stroms begründet. Dies sei jedoch nicht nachhaltig, da die Erzeugung in Braunkohlekraftwerken zeitlich begrenzt sei.

Laut eines Konsultationsteilnehmers bestehe zu wenig Praxiserfahrung hinsichtlich der Betriebsfähigkeit von HGÜ und HDÜ-Systemen auf einem Gestänge. Risiken und Folgekosten des „Ultranets“ seien daher nicht absehbar.

Zudem fordern Konsultationsteilnehmer den südlichen Teils des Korridors A als HGÜ-Kabel umzusetzen.

Weitere Einwendungen zu A02 vergleiche allgemeine Anmerkungen zu Korridor A in der Zusammenfassung der Stellungnahmen zu A01.

B04: Wehrendorf – Urberach

Konsultationsteilnehmer weisen darauf hin, dass eine endgültige Entscheidung über eine Bestätigung des Korridors B dringend notwendig sei. Darüber hinaus wird gefordert, Korridor B bis auf Weiteres aus dem Planungsverfahren zu streichen. Bündelungsoptionen und Erdverkabelung seien herauszuarbeiten und bereits im NEP darzustellen.

C05: Brunsbüttel – Großgartach

Der erforderliche Netzausbau in Korridor C müsse zeitnah fertiggestellt werden, damit ausreichend Austauschkapazitäten zwischen den nordischen Länder und den südlichen Bundesländern zu Verfügung stünden. Durch die Trassen C05 Brunsbüttel- Großgartach und C06 modifiziert Wilster-Grafenrheinfeld, werde eine bessere Wirksamkeit der Nord-Südverbindung erzielt.

Hinsichtlich der Dimensionierung der Maßnahme sei unklar, warum Korridor C mit 1,3 GW pro System geplant sei und bei anderen Korridoren 2 GW angesetzt würden. Es sei eine einheitliche Systemleistung zu überprüfen. Von anderer Seite wird eine Ausführung des Korridor C mit zwei 2 GW anstatt zweimal 1,3 GW befürwortet.

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer schlagen die Auswahl der NVP Gundremmingen oder Neckarwestheim als mögliche Endpunkte der HGÜ-Leitungen vor, dadurch würde ein bereits bestehendes Übertragungsnetz genutzt.

Angesichts der Konfliktdichte mit weiteren Maßnahmen sei der betroffene Raum für Trassenkorridore des HGÜ-Netzes auszuschließen. Sollte der Bedarf festgestellt werden, so sei die Maßnahme mit vorhandener Infrastruktur zu bündeln. Eine Erdverkabelung könne die Akzeptanz steigern.

C06mod: Wilster - Raum Grafenrheinfeld

Einige Konsultationsteilnehmer sprechen sich gegen die Realisierung der Maßnahme aus und warnen vor überhöhtem Netzausbau. Fachexperten rechneten bis 2023 mit einer Offshore-Leistung von 3,2 bis 5,9 GW, die Leistungsaufnahme der fünf geplanten HGÜ-Leitungen liege jedoch bei 8,5 GW.

Hinsichtlich der Ausführung der Maßnahme wird vorgeschlagen, die Maßnahme C06mod in der Leistung zu erhöhen, damit Maßnahme C06 Kreis Segeberg-Goldshöfe entfallen könne. In einigen Stellungnahmen wird die Anregung begrüßt, in Korridor C zwei 2-GW-Verbindungen anstatt zwei 1,3-GW-Verbindungen auszuführen. Ein Konsultationsteilnehmer weist auf den Widerspruch hin, dass für die anderen Korridore bereits 2 GW pro System vorgesehen seien, für den Korridor C jedoch der Prüfauftrag formuliert worden sei, ob die technologische Entwicklung bei Erdkabeln von HGÜ-Leitungen eine Kapazität von 2 GW zulasse oder damit gerechnet werden könne. Allgemein wird eine Ausführung als HGÜ-Verbindung in vielen Stellungnahmen begrüßt, da dadurch elektromagnetische Wechselfelder vermieden würden.

Viele Konsultationsteilnehmer befürchten, dass für den Korridor C auf die Netzknoten Wahle und Mecklar zurückgegriffen werde und so die Belastung der Region weiter gesteigert werde. Die Beachtung des NOVA-Prinzips sei vor diesem Hintergrund unerlässlich. In mehreren Stellungnahmen wird darauf hingewiesen, dass eine Bündelung der HGÜ-Verbindungen mit anderer Infrastruktur erfolgen solle. Von anderer Seite wird vorgetragen, eine Bündelungsoption des Korridors C06 mit einer vorhandenen 220kV-Leitung sei nicht möglich, da Tennet im Planungsverfahren zu Wahle-Mecklar angegeben habe, die vorhandene 220kV-Leitung Godenau-Hardegsen-Sandershausen mangels Notwendigkeit zurückzubauen.

C06: Kreis Segeberg – Goldshöfe

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer fordern einen Wegfall der Maßnahme C 06, da sie auf überhöhten Annahmen an die Entwicklung der Offshore-Branche basiere und auch die Bundesnetzagentur in ihrem Begleitdokument von einer Nicht-Bestätigung ausgehe. Neben überhöhten Annahmen an die Entwicklung der Offshore-Leistung unterstelle man in Süddeutschland einen zu geringen Ausbau der Erneuerbaren Energien. Einige Konsultationsteilnehmer sind der Auffassung, dass zukünftig eine dezentrale Versorgung bestehe, die die Maßnahme C06 überflüssig mache. Zudem bringen Konsultationsteilnehmer die Vermutung vor, der Bedarf begründe sich aus einem Transport von Kohlestrom aus der Küstenregion in den Süden.

Aufgrund mangelnder Erfahrungen mit der HGÜ-Technologie sprechen sich Konsultationsteilnehmer für eine Erprobung der Technologie aus, bevor sie in einem solch großen Projekt Anwendung finde. Weiterhin sei bei der Konzeptionierung und Realisierung der HGÜ-Verbindungen auf eine Einhaltung der (n-1)-Sicherheit zu achten. Einige Konsultationsteilnehmer fordern, die Maßnahme C06 aus wirtschaftlichen und ökologischen Gründen nicht zu bestätigen und stattdessen die Leistung der beiden bereits bestätigten Trassen zu erhöhen. Konsultationsteilnehmer weisen auf Wechselwirkungen zu bereits bestätigten und genehmigten 380kV Trassenverstärkungen hin (Grafenrheinfeld-Kupferzell- Großgartach). Durch die Trassen C05 Brunsbüttel- Großgartach und C06 mod Wilster - Grafenrheinfeld werde eine bessere Wirksamkeit der Nord-Südverbindung erzielt.

Konsultationsteilnehmer äußern, dass das Umspannwerk Hüttlingen-Goldshöfe als Netzverknüpfungspunkt nicht in Frage komme. HGÜ-Leitungen sollten an Orten mit hohem Verbrauch oder bestehenden AKWs enden, was auf Hüttlingen-Goldshöfe nicht zutreffe. Es wird angemerkt, dass der Name Goldshöfe der Name des Umspannwerks sei und im nächsten NEP in „Hüttlingen“ geändert werden müsse.

Von anderer Seite wird der Bau von Maßnahme C06 gefordert, um ausreichende Austauschkapazitäten zwischen nordeuropäischen Ländern und den südlichen Bundesländern zu gewährleisten.

D09: Lauchstädt – Meitingen

Ein Konsultationsteilnehmer verweist auf die bereits in viersystemiger Ausführung geplante Thüringer Strombrücke und das Pumpspeicherwerk Goldisthal und führt an, dass diese Planungen im Zusammenhang mit dem Bedarf der Maßnahme und Bündelungsoptionen betrachtet werden müssten. Insbesondere müsse der viersystemige Ausbau der Thüringer Strombrücke auf bayerischer Seite weiter geführt werden. Auch müsse der stärkere Zubau von Windkraftanlagen in südlichen Bundesländern in die Betrachtung zukünftigen Bedarfes an Transportleistung einfließen. Die Erhöhung des Übertragungsbedarfes von 2 GW auf 4 GW (D16) sei zudem nicht nachzuvollziehen. Ein Stellungnehmer gibt an, dass die Maßnahme identisch mit Maßnahme D16 sei. Maßnahme D16 wiederum werde nach einer Studie der BET Aachen als nicht bestätigungsfähig angesehen.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer erachtet die Erhöhung auf 4 GW hingegen für schlüssig. Bei Verzicht auf die Verstärkung des Korridors D sei im (n-1)-Fall eine Überlastung (knapp 110%) nur mit geänderter Netztopologie vermeidbar. Selbst bei Erhöhung sei die Belastungsgrenze mit einem Auslastungsgrad von 98% nahezu erreicht. Die Begründung lasse nicht erkennen, welche konkreten Annahmen der Änderung der Netztopologie zugrunde lägen.

Ein Konsultationsteilnehmer zweifelt den Bedarf der Maßnahme an, da "Stromautobahnen" (Spannungsebenen 220kV und 380kV) nur für die Einspeisung von großen fossilen Kraftwerken, Atomkraft- und Pumpspeicherkraftwerken benötigt würden, die Maßnahme D09 aber hauptsächlich für den Transport von Offshore-Windstrom vorgesehen sei.

Durch die Beachtung des NOVA-Prinzips könne die Belastung ohnehin von Infrastruktur betroffener Räume minimiert werden. Bündelungsoptionen sowie eine Verlegung als Erdkabel werden gefordert, um die Akzeptanz in der Bevölkerung zu steigern.

D16: Lauchstädt – Meitingen

Vgl. D09.

P20 M69: Emden/Ost – Halbmond

Konsultationsteilnehmer fordern eine nachvollziehbare Prüfung der Notwendigkeit der Maßnahme sowie von Alternativen. Die fehlende Alternativenprüfung bei den NVP habe auch rechtliche Auswirkung auf die nachfolgenden Planungsschritte. Als Alternative sei eine Verstärkung des 110kV-Netzes denkbar, dies sei möglich und zielführend.

Mehrere Beiträge zielen auf die Auswahl des Netzverknüpfungspunktes ab. Sie bemängeln, dass eine Begründung für die Festlegung der Netzverknüpfungspunkte weder im NEP noch im Offshore-NEP erfolgt sei. Das im Genehmigungsverfahren befindliche UW Emden/Ost werde aufgrund seiner Abmessungen vermutlich bei Weitem nicht ausreichen, um drei dann zusätzlich erforderliche Konverterstationen aufzunehmen. Faktisch wäre die Errichtung eines weiteren Umspannwerkes erforderlich. Es wird bezweifelt, ob im Umfeld des UW Emden/Ost noch ausreichende Flächen vorhanden seien, auf denen (auch aus genehmigungsrechtlichen Gründen) die Errichtung weiterer Konverterstationen in größerem Umfang möglich seien. Sollten sich daher die Überlegungen verfestigen, einen alternativen Netzverknüpfungspunkt zu Halbmond zu errichten, seien frühzeitig zusätzlich zum UW Emden/Ost weitere Standorte zu prüfen.

Stellungnahmen fordern die Ausführung als Erdkabelvariante, da man so die Akzeptanz der Bürger vor Ort erhöhen könne.

Die Einschätzung der BNetzA, dass ein alternativer Anschluss der Anbindungsleitung an Stelle von Halbmond am Standort Emden/Ost zu prüfen sei, wird geteilt. Begründet wird dies u.a. mit dem Startpunkt des HGÜ-Korridors A in Emden sowie der räumlichen Nähe von gerade einmal 30 km. Eine Verlagerung in den Süden nach Cloppenburg wird begrüßt.

P21 M51a: Conneforde - Cloppenburg/Ost

Konsultationsteilnehmer führen aus, dass der Standort Cloppenburg/Ost als Netzverknüpfungspunkt nicht geeignet sei. Ausbau und Verstärkung der Bestandsanlagen seien aufgrund der Lage problematisch. Als weitere Alternative wird die Verlegung des Netzverknüpfungspunktes (weiter nördl. Kellerhöhe) vorgeschlagen. Trassenbündelungen seien sowohl östlich als auch westlich von Cloppenburg möglich. Auch ein weiterer Konsultationsteilnehmer begrüßt die Verlagerung des NVP in den Süden nach Cloppenburg. Die Trassenführung zum UW Cloppenburg/Ost kreuze Planungsziele auch mit den Nachbargemeinden. Ein Vorzug sei der bereits geprüften Alternative nach Diele zu geben.

Von anderer Seite hingegen wird der NVP Cloppenburg/Ost vorgeschlagen.

Konsultationsteilnehmer fordern eine Verzahnung der Maßnahmen P 21/M 51a Conneforde-Cloppenburg/Ost und P 21/M 51b Cloppenburg/Ost-Merzen. Es sei zu befürchten, dass in unzulässiger Weise eine planerische Vorbindung entstünde, die dann den erforderlichen Abwägungsspielraum der Co-Planung in unvertretbarer Weise einschränken würde.

P21 M51b: Cloppenburg/Ost – Merzen

Einzelne Stellungnahmen bestätigen, dass die Notwendigkeit des (Ersatz-)Neubaus schlüssig sei. Ein Konsultationsteilnehmer bittet auf der Grundlage um eine sachgerechte Untersuchung und Prüfung der Wirtschaftlichkeit einer Erdverkabelung.

Konsultationsteilnehmer weisen aufgrund der Veränderung des Endpunktes (Merzen) darauf hin, dass die Maßnahme nun in die Zuständigkeit Niedersachsens falle. Die Maßnahme sei durch die Veränderung des Endpunktes keine länderübergreifende Maßnahme mehr.

P22 M87: Unterweser- Elsfleth/West

Konsultationsteilnehmer stellen die Notwendigkeit der Maßnahme in Frage. Es ergäben sich wenig belastbare Argumente, die das Erfordernis zusätzlicher West-Ost-Leitungen in Querung der Wesermarsch nebst Verteilerknotenpunkt Elsfleth-Moorriem rechtfertigten.

Ein Konsultationsteilnehmer trägt vor, dass die Schaltanlage Elsfleth-West in der Bestätigung des NEP Strom 2012 durch die BNetzA als nicht erforderlich eingestuft sei. Im NEP 2013 sei die Schaltanlage Elsfleth-West als Startnetz-Maßnahme "im Bestand" angeführt. Eine Korrektur des Startnetzes sei erforderlich, da ein Antrag zu Errichtung einer Schaltanlage im Bereich Elsfleth-Moorriem von der zuständigen Planungsbehörde abgelehnt worden sei. In den Stellungnahmen werden alternative Anschlussmöglichkeiten vorgeschlagen. Es seien mehrere Standortmöglichkeiten vorhanden. Darunter der Standort Kernkraftwerk KKK, der Standort „G“-Elsfleth-Süd oder ein Standort der an der vorhandenen 380-KV-Leitung liegt.

P23 M20: Dollern - Elsfleth/West

Ein Konsultationsteilnehmer zweifelt die Richtigkeit der Maßnahmenprüfung an, da diese aus seiner Sicht auf einen Fehler am Standort Elsfleth-West im Startnetz basiere, da die Schaltanlage Elsfleth-West in der Bestätigung des NEP-2012 durch die BNetzA als nicht erforderlich eingestuft worden sei. Im neuen NEP befinde sie sich bereits im Startnetz. Zudem sei die Auslastung nicht ausreichend hoch, um die Maßnahme zu begründen.

Mehrere Konsultationsteilnehmer äußern, es habe eine ausreichende Alternativenprüfung der NVP gegeben.

P24 M71: Stade-Sottrum

Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass sich nur wenig belastbare Argumente für die Notwendigkeit der Maßnahme aus dem Entwurf des NEP 2013 ergäben, Alternativen seien zu prüfen. Eine Alternative stelle der Bau der 380kV-Schaltanlage nahe der Leitung Wilster-Dollern bei Agathenburg statt in Stade dar. Die zwei neuen 380/220kV-Transformatoren in Stade zur Versorgung der Industrie würden dann mit einer 380kV-Zweisystemleitung mit Donaumasttyp im Blockbetrieb nach Stade angeschlossen. Die 380kV-Schaltanlage Stade entfalle. Das habe den Vorteil einer relativ einfachen Unterbrechung der Leitung Wilster-Dollern. Auch die Weiterführung nach Dollern/Sottrum sei aus der Schaltanlage leicht möglich. Die Heranführung der Leitung Wilster-Dollern an Sottrum erfolge in zwei Schritten. Zunächst werde die 380kV-Netzinfrastuktur zwischen Stade und Dollern erstellt und an die Schaltanlage Dollern angeschlossen. Dann könne die bestehende 220kV-Netzinfrastuktur zwischen der alten 220kV-Schaltanlage Stade und dem Umspannwerk Dollern abgebaut werden. Anschließend erfolge der Weiterbau und Anschluss nach Sottrum.

Vgl. auch P26 M89.

P25 M42: Barlt – Heide

In einigen Stellungnahmen wird die Untersuchung von Alternativen zur Neubautrasse durch das Wattenmeer gefordert. Im Wesentlichen sei eine Bündelung auf einem Gestänge oder die Möglichkeit der Erdverkabelung zu betrachten. Ebenso werden gesetzliche Grundlagen angeführt, die dem Netzausbau mit neuen Freileitungen entgegenstünden.

P25 M42a: Brunsbüttel - Barlt

Vgl. M42.

P25 M43: Heide – Husum

Eine alternative Verlegung von Erdkabeln sei in die Betrachtung mit einzubeziehen, da gesetzliche Grundlagen dem Bau von neuen Freileitungen entgegenstünden.

P25 M44: Husum – Niebüll

Gesetzliche Grundlagen forderten die Ausführung der Maßnahme als Erdkabel.

P25 M45: Niebüll - Bundesgrenze (DK)

Laut einem Konsultationsteilnehmer habe die Maßnahme für den Strommarkt eine hohe Bedeutung. Hinsichtlich der Funktion der grenzüberschreitenden Verbindung seien aber die Größenordnung der Grenzkuppelstelle und der voraussichtliche Betrieb der Leitung zu erläutern. Die Berechnung mit standardisierten Leitungsgrößen und angenommenen Einspeisesituationen auf deutscher Seite seien für die Bewertung der Erforderlichkeit nicht ausreichend. Auch die nicht näher spezifizierten Gründe der Erfordernisse zur Gewährleistung der Systemstabilität müssten ausgeführt werden. Fraglich sei insbesondere, warum die Hauptflussrichtung in Richtung Norden verlaufen sollte, wo doch auf dänischer Seite gleichzeitig ein ebenfalls großes Stromangebot aus Windenergie abtransportiert werden müsse. Ein Weitertransport zur Speicherung nach Norwegen hingegen sei ohnehin nur durch die Verbindung „Nord-Link“ geplant.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer erachtet die Leitung für nicht notwendig, da der Stromaustausch mit Dänemark bereits heute über zwei Trassen bei Ellund vollzogen werde.

P26 M89: Wilster – Dollern

Ein Konsultationsteilnehmer zweifelt die Sinnhaftigkeit einer Realisierung der Maßnahme M71 (P24) ohne die Realisierung von P26M89 an, da Wechselwirkungen zwischen den beiden Maßnahmen bestünden. Weiterhin seien P26 auf die Teilprojekte Wilster-Dollern und Dollern-Sottrum aufzuteilen. Zudem wird die Einbindung von Stade angezweifelt, da diese aus Sicht des Konsultationsteilnehmers nur der Versorgung von Stade diene und keine Transitaufgaben erfülle.

P27 M52: Landesbergen- Wehrendorf

Ein Konsultationsteilnehmer merkt fehlende Kenntnis über die 110kV-Kreise im Rahmen der Umstrukturierung innerhalb der Maßnahme M52 an.

P33 M24a: Verstärkung Wolmirstedt - Helmstedt – Wahle

Die im NEP enthaltene Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Wahle und Wolmirstedt wird in Bezug auf die industriepolitische Entwicklung in der Region begrüßt.

P33 M24b: Wolmirstedt – Wahle

Ein Konsultationsteilnehmer hält die Erhöhung der Übertragungskapazität für die Versorgungssicherheit der Lastzentren für notwendig. Es seien Auswirkungen des Umstands zu prüfen, dass das Kraftwerk Buschhaus über 2017 hinaus weiter betrieben werden solle.

P34 M22a: Perleberg – Wolmirstedt

Ein Konsultationsteilnehmer fordert eine frühere Fertigstellung der Netzverstärkung Güstrow-Stendal/West-Wolmirstedt als im NEP angegeben. Aufgrund der steigenden Einspeisungen im dünn besiedelten Mecklenburg-Vorpommern würde das vorhandene Netz in Nord-Süd-Richtung schon bald an seine Kapazitätsgrenzen stoßen.

Konsultationsteilnehmer fordern eine vergleichende Untersuchung der Maßnahme als Erdverkabelung aufgrund unterschiedlicher Auswirkungen.

P34 M22b: Güstrow – Perleberg

Vgl. M22a.

P36 M21: Bertikow – Pasewalk

Ein Konsultationsteilnehmer begrüßt die derzeitige Bestätigungsfähigkeit von Maßnahme 21. Unter dem Aspekt des zu erwartenden Ausbaus der Erneuerbaren Energien werde damit ein wichtiger Beitrag zur Gewährleistung der Netzstabilität erbracht.

Konsultationsteilnehmer tragen vor, oberirdische Leitungstrassen seien zu bündeln bzw. Leitungen in sensiblen Landschaftsbereichen seien möglichst unterirdisch zu verlegen.

P37 M25a: Vieselbach - PSW Talsperre Schmalwasser (Sonneborn)

Für die bisher vorgesehene Verstärkung der 380kV-Anlagen Eisenach und Mecklar ohne Netzausbau sei keine Betroffenheit in Südwestthüringen vorhanden.

Ein Konsultationsteilnehmer unterstreicht die Bedeutung der Beachtung des NOVA-Prinzips. Eine überproportionale Belastung von Transiträumen sollte vermieden werden.

P39 M29: Röhrsdorf – Remptendorf

Einzelne Konsultationsteilnehmer begrüßen den Neubau in bestehender Trasse im Sinne des NOVA-Prinzips. Im Übrigen sei mangels konkreter Angaben zum Ausbau der Freileitung noch nicht erkennbar, welche Auswirkungen die Maßnahme auf die Übertragungskapazität habe.

P43 M74: Mecklar - Raum Grafenrheinfeld

Einzelne Stellungnehmer lehnen die Maßnahme ab. Das NOVA-Prinzip sei anzuwenden, um überproportionale Belastungen von Transiträumen möglichst gering zu halten.

P44 M28: Altenfeld/Schalkau - Raum Grafenrheinfeld

Ein Konsultationsteilnehmer befürwortet die Maßnahme aufgrund eines erhöhten Übertragungsbedarfes zwischen Mitteldeutschland und Bayern. Insgesamt müsse der über 2023 hinaus steigende Transportbedarf bereits antizipiert werden, indem schon jetzt zusätzliche Systeme eingeplant würden.

Konsultationsteilnehmer geben an, dass die Bewertung des Bedarfs der Maßnahme vom Bedarf der Maßnahme D09 abhängen und diese Wechselwirkungen zu berücksichtigen seien.

Ein Konsultationsteilnehmer verweist auf die seiner Meinung nach nicht ausreichende Begründung der Ablehnung, die nicht nur auf selektiven netz- bzw. anlagentechnischen Argumenten wie z.B. der Energieexporte basieren dürfe. Durch die Konzentration auf diese Argumentation würden andere Möglichkeiten zur Reduzierung nationaler Betroffenheit ausgeklammert.

Ein Konsultationsteilnehmer verweist auf die bereits in viersystemiger Ausführung geplante Thüringer Strombrücke und das Pumpspeicherwerk Goldisthal und führt an, dass diese Planungen im Zusammenhang mit dem Bedarf der Maßnahme und Bündelungsoptionen zu betrachten seien. Insbesondere müsse der viersystemige Ausbau der Thüringer Strombrücke auf bayerischer Seite weiter geführt werden. Auch müsse der stärkere Zubau von Windkraftanlagen in südlichen Bundesländern in die Betrachtung des zukünftigen Bedarfs an Transportleistung einfließen.

Ein Konsultationsteilnehmer kritisiert, dass die Maßnahme erneut Gegenstand des NEP sei, obwohl sie nicht als Ausbaumaßnahme ins BBPlG aufgenommen worden sei. Die von der BNetzA prognostizierte Bestätigungsfähigkeit der Maßnahme basiere auf fehlenden Übertragungskapazitäten im Umspannwerk Redwitz. Dies widerspreche der Tatsache, dass die mit den Erwägungen inhaltlich verknüpfte Südwestkuppelleitung nicht mehr 2-systemig, sondern 4-systemig geplant sei und damit nicht mehr von mangelnden Übertragungskapazitäten im UW Redwitz ausgegangen werden könne.

Ein Konsultationsteilnehmer verweist auf das NOVA-Prinzip in Bezug auf den bereits 4systemig geplanten Ausbau der Südwestkuppelleitung. Dies sei in der ohnehin stark belasteten Region strikt anzuwenden.

P47 M60: Urberach - Pfungstadt – Weinheim

Ein Konsultationsteilnehmer fordert die kritische Überprüfung der energiepolitischen Notwendigkeit der Maßnahme, da die Erforderlichkeit des Netzausbaus auf der Annahme der Realisierung von Korridor B (HGÜ B04) beruhe. Dieser werde als nicht bestätigungsfähig deklariert.

P53 M54: Raitersaich – Ludersheim

Die Konsultationsteilnehmer sprechen sich gegen eine Netzverstärkung der bestehenden 220 kV-Trasse auf 380 kV aus. Sie bringen vor, die jetzigen Masten hätten ihre technische Nutzungsdauer erreicht. Die

anstehenden Neuinvestitionen müssten eine bedarfsgerechte Trassenführung gewährleisten. Zudem fordern Konsultationsteilnehmer die Analyse sowohl von technischen als auch räumlichen Alternativen.

Konsultationsteilnehmer bezweifeln, dass die Maßnahme erforderlich sei, da 220kV und 380kV-Trassen nur für die Einspeisung von großen fossilen Kraftwerken, von Atomkraftwerken und großen Pumpspeicherwerken benötigt würden. Die geplanten Trassen seien aber hauptsächlich für den Transport für den Strom aus Offshore-Windkraftwerken von Nord- nach Süddeutschland vorgesehen. Außerdem erfolge die Integration der Erneuerbaren Energien auf unterlagerten Netzebenen..

P53 M55: Ludersheim - Sittling – Isar

Ein Konsultationsteilnehmer befürchtet bei einer Umsetzung der Maßnahme eine Betroffenheit der städtebaulichen Entwicklung und schlägt eine Leitungsführung auf der bereits bestehenden östlich der Gemeinde gelegenen 110kV-Leitung vor.

P64 M107: Errichtung eines DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Dänemark

Eine größtmögliche Bündelung von Leitungen sei bei der Ausführung der Maßnahme zu beachten. Der Landesentwicklungsplan sei zu berücksichtigen. Sollte die Leitung durch Vorranggebiete in der deutschen AWZ verlegt werden, seien diese in Parallelführung zu verlegen oder auf kürzestem Weg zu kreuzen.

P65 M98: Oberzier - Punkt Bundesgrenze (BE)

Ein Konsultationsteilnehmer stellt den Beitrag der HGÜ-Leitung nach Belgien zur Vernetzung mit den europäischen Nachbarländern und somit zur Intensivierung des europäischen Strommarktes positiv heraus.

P66 M101: Wilhelmshaven (Fedderwarden) – Conneforde

Ein Konsultationsteilnehmer führt aus, dass die Maßnahme Wilhelmshaven-Conneforde bereits verbindlich im niedersächsischen Raumordnungsprogramm festgelegt sei und das Planfeststellungsverfahren bereits begonnen habe. Eine Verschiebung der Maßnahme vom Startnetz in das Ergebnisnetz sei daher nicht sachgerecht. Auch die Neutrassierung der mit Teilerdverkabelung bereits beantragten Leitung als Freileitung sei weder begründet noch sachgerecht.

P67 M103: Altheim - Bundesgrenze (AT)

Stellungnehmer fordern die Ausführung der Maßnahme als Erdverkabelung. Argumente zu Kosten oder zur Versorgungssicherheit müssten hinter dem gemeindlichen Belang der Planungshoheit zurückstehen.

P68 M108: Errichtung eines DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Norwegen

Ein Konsultationsteilnehmer fordert die Aufnahme einer zweiten Nord-Link Verbindung zwischen Deutschland und Norwegen mit dem Anlandepunkt Elsfløth-West in den NEP. Die rechtlichen Voraussetzungen für einen solchen zweiten Interkonnektor seien geschaffen.

P69 M105: Emden/Ost – Conneforde

Aufgrund der hohen Belastung der Region durch Offshore-Anbindungen fordert ein Konsultationsteilnehmer eine grundsätzliche und nachvollziehbare Prüfung, ob die Maßnahme tatsächlich erforderlich und alternativlos sei.

Eine frühzeitige Überprüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte sei ebenfalls für den NVP Emden / Ost durchzuführen. Eine potenzielle Erweiterung des NVP Emden/Ost wird angezweifelt. TenneT mache ebenfalls geltend, dass das UW Emden/Ost nicht mit drei Anbindungsleitungen geplant werde, weil bereits das laufende Genehmigungsverfahren unter erheblichem Aufwand durchgeführt werde.

Zudem wird darauf hingewiesen, dass für die Maßnahme bereits ein Raumordnungsverfahren durchgeführt werde.

P71 M46: Audorf – Kiel

In einer Stellungnahme wird moniert, der Netzbetreiber habe als Ergebnis des in 2012 durchgeführten Verfahrens zwar eine Zurückstufung vom Startnetz in eine „zu beobachtende Maßnahme“ vorgenommen, dies aber mit einer angestrebten Inbetriebnahme in 2018 bzw. 2021 verbunden. Dies sei ein Indiz dafür, dass die Trassen weiterhin geplant und verwirklicht werden sollten, obwohl es an Begründung und Alternativenprüfung mangle.

Ein Konsultationsteilnehmer fordert unter Verweis auf die im Regionalplan II ausgewiesenen Vorrangflächen für Windenergie den Bau einer 380kV- Ostküstenleitung.

P71 M47: Kiel – Göhl

Im Rahmen der Stellungnahmen wird eine Prüfung gefordert, ob zwischen Kiel und Göhl eine zusätzliche Beseilung vorhandener 110 KV Trassen - etwa mit neuer Übertragungstechnik - ausreichen würde.

Ein Konsultationsteilnehmer vertritt die Meinung, dass der Bau einer reinen Transportleitung vom Umspannwerk Göhl Richtung Süden sinnvoller sei, da die Region Kiel ausreichend über das eigene Kraftwerk und die Trasse Audorf – Kiel versorgt werden könne. Aufgrund vorhandener Leitungen sei ein Trassenkorridor zwischen Kiel und dem Umspannwerk Göhl sowohl technisch als auch rechtlich nicht erforderlich.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer fordert eine Erklärung und Einsicht in die (n-1)-Berechnungen (speziell für M47 Kiel-Göhl). Zudem weisen mehrere Konsultationsteilnehmer auf die in den Medien angegebene Auslastung von 10% hin und zweifeln auf dieser Basis eine Notwendigkeit an.

Viele Konsultationsteilnehmer tragen vor, es müssten Alternativen zu Kiel-Göhl geprüft werden. Eine direkte Trassenführung von Göhl nach Lübeck nach Raum Bad Segeberg wird vorgeschlagen.

Eine Vielzahl der Konsultationsteilnehmer verlangt die unabhängige Überprüfung, ob der Bau der Höchstspannungsleitung von Kiel nach Göhl (M47) mittels Doppelbeseilung sowie Hochtemperaturleiterbeseilung in vorhandenen 110-kV-Leitungen zu vermeiden wäre. Zudem wird die Überprüfung der

Möglichkeiten zur Verlegung von Erdkabeln gefordert. Die Konsultationsteilnehmer tragen vor, die Annahme zur eingespeisten Windenergieleistung in diesem Raum sei zu hoch. Zudem wird vorgetragen, die Notwendigkeit der Maßnahme werde durch den Abtransport von Atomstrom ins Ausland begründet.

P72 M48: Göhl – Siems

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern eine Ausführung der Maßnahme in Kabelform bzw. thematisieren die ausgelassene Alternativenprüfung. Ein Konsultationsteilnehmer schlägt einen Trassenverlauf Göhl-Lübeck-Hamburger Umland vor. Ein Konsultationsteilnehmer schlägt zum Netzverknüpfungspunkt Siems die Alternative Lübeck vor.

Laut einem Konsultationsteilnehmer müsse eine zügige Aufnahme der weiteren Planungsschritte erfolgen, um eine Beseitigung der Engpässe zu gewährleisten. Eine weitere zeitliche Verschiebung durch eine Einordnung der Maßnahme Göhl - Lübeck als derzeit nicht bestätigungsfähig sei vor dem Hintergrund des Rechtsrahmens sowie den Zielsetzungen und Erwartungen der Region an die Energiewende nicht akzeptabel. Andere Konsultationsteilnehmer hingegen bemängeln die Notwendigkeit der Maßnahme, da sie mit zu hoher Einspeisung aus onshore Windenergieanlagen begründet werde.

Es wird vorgeschlagen, dass zu der Leitung von Göhl nach Lübeck auch eine neue Trasse von Göhl nach Kaltenkirchen zur Verfügung stünde. Ein Netzkorridor Göhl-Lübeck-Hamburger Umland stelle die kürzeste Verbindung nach Süddeutschland dar.

P72 M49: Raum Lübeck – Siems

Einzelne Konsultationsteilnehmer bemängeln die Notwendigkeit der Maßnahme, die mit zu hoher Einspeisung aus onshore Windenergieanlagen begründet werde. Zudem wird die Notwendigkeit der Maßnahme auf Basis der Einspeisung konventioneller Kraftwerke im Raum Lübeck von einzelnen Konsultationsteilnehmern kritisiert, da die Steinkohlekraftwerke in Siems und Herrenwyk seit den 1990er Jahren demontiert seien und eine Einspeisung aus einigen wenigen Blockheizkraftwerken nicht als Begründung der Maßnahme herangezogen werden könnten.

Von anderer Seite wird vorgebracht, die Ertüchtigung sei nur erforderlich, um den Strom des schwedischen Baltic-Cable abführen zu können. In Schweden werde der Strom zu großen Teilen nicht aus Erneuerbaren Energien gewonnen, sodass dies im Widerspruch zur Aussage stehe, dass der Netzausbau zum Abtransport der in Schleswig-Holstein erzeugten Energien Richtung Süden benötigt werde.

Gerade bei dieser Maßnahme zeige sich, dass Erdverkabelung in Regionen dichter Besiedelung eine gute Lösung sei.

P72 M50: Lübeck - Kreis Segeberg

Einige Konsultationsteilnehmer bezweifeln, dass die Maßnahme bei einer durchschnittlichen Auslastung von 9,8% notwendig sei. Darüber hinaus sei eine Überlastung nur gegeben, wenn Atomstrom aus Schweden über das Baltic-Cable importiert würde, was dem Grundgedanken der Energiewende zuwi-

derlaufen würde, da es hier nicht um den Abtransport in Schleswig Holstein erzeugter Energie ginge. Des Weiteren könne es eine Überlastung auch bei maximaler Einspeisung der geplanten Windenergieanlagen oder einem Störfall im Netz geben. Eine Ertüchtigung der Bestandsleitung zwischen Lübeck und Hamburg Nord müsse demnach ausreichen.

Es wird vorgeschlagen, entsprechend des NOVA-Prinzips die bestehenden Anfangs- und Endpunkte in Hamburg Nord zu erweitern und nicht nach Kaltenkirchen zu verschieben.

In einigen Stellungnahmen wird eine Erdverkabelung gefordert, da es sich um ein dicht besiedeltes Gebiet handle und schon ein Erdkabel zwischen Lübeck-Siems und Pohnsdorf vorhanden sei.

P74 M96: Vöhringen - Bundesgrenze (AT)

Ein Konsultationsteilnehmer betont, dass trotz der Maßnahme die Versorgungssicherheit gewährleistet sein müsse.

P125 M210: Hamburg/Nord - Hamburg/Ost

Ein Konsultationsteilnehmer bemängelt, dass die Unterschiede zwischen Maßnahme 210 und Maßnahme 211 aus der Maßnahmenbeschreibung nicht ausreichend ersichtlich seien. Besonders bei der Ertüchtigung in bestehender Trasse sollten weiterführende Informationen über Masthöhen und Trassenbreiten in den NEP aufgenommen werden, sodass sich die Kommunen bei den notwendigen Abständen in der Bauleitplanung daran orientieren könnten. Ein Konsultationsteilnehmer bemängelt, dass die Gründe für die Klassifizierung und die Beobachtungszeiträume für die als zu beobachtend eingestuften Maßnahmen 210 und 211 im NEP nicht angegeben worden seien. Die Leitungen seien als bestätigungsfähig angesehen worden, es fehle aber ein im NEP aufgeführtes Inbetriebnahmejahr.

Zudem wird darauf hingewiesen, dass nicht deutlich genug dargestellt werde, ob an den Standorten Krümmel und Hamburg/Ost Konverter erforderlich seien.

P125 M211: Krümmel - Hamburg/Ost

Vgl. M210.

P118 M207: Borken – Mecklar

Ein Konsultationsteilnehmer spricht sich für das Vorhaben aus, da sich die Begründung aus einer Maßgabe der landesplanerischen Beurteilung der 380kV-Leitung Walle-Mecklar ergebe.

2.3 Gesamtplanbetrachtung

Ein Konsultationsteilnehmer fordert auf Grund einer Studie zur Entwicklung der Offshore-Windstromleistung eine Reduzierung des Netzausbaus. Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass der ermittelte Netzausbaubedarf im Rahmen des Netzentwicklungsplans einem maximalen Ausbaubedarf entspreche. Als Begründung werden überhöhte Annahmen für die Entwicklung der Offshore-Kapazitäten sowie überhöhte konventionelle Einspeisung genannt. Zudem dürfe Netzausbau nur in Betracht gezogen werden, wenn betroffene Leitungen stark ausgelastet seien.

Methodik des NEP/O-NEP – Netzplanung durch die ÜNB

Ein Konsultationsteilnehmer trägt vor, die Beschränkung der Netzentwicklungsplanung auf das „Leitszenario“ des Szenariorahmens greife zu kurz, da das Netz nicht für verschiedene wahrscheinliche Entwicklungen ausgelegt sei. Es wird eine Ausbauplanung unter gleichzeitiger Berücksichtigung aller ausgewählten Szenarien vorgeschlagen. Durch diese Vorgehensweise solle ein für unterschiedliche zukünftige Entwicklungen robustes Netz entstehen. In der Stellungnahme wird vorgetragen, ein solches Verfahren sei mittels einer partiellen Netzberechnung getestet worden. Der Konsultationsteilnehmer weist jedoch darauf hin, dass das von ihm berechnete Netz keine Legitimation als Alternative zum NEP darstelle, da es u.a. auf anderen Prämissen basiere und ohne Mitwirkung der Netzbetreiber und der Bundesnetzagentur sowie ohne Konsultation entstanden sei.

Zudem sollte eine Methode der Rückwärtsplanung ausgehend vom Zieljahr 2033 erfolgen. Dabei sollte in einzelnen Schritten von jeweils fünf Jahren der Ausbaubedarf für die nähere und fernere Zukunft ermittelt werden. Diese Planungsmethode ermögliche es, einzelne Leitungsprojekte zeitlich zu priorisieren und so ihre Dringlichkeit festzustellen.

Viele Konsultationsteilnehmer tragen vor, der Ausbau der Übertragungsnetze sei aufgrund der fehlenden Berücksichtigung von Alternativmaßnahmen überdimensioniert. Es ein volkswirtschaftlich optimaler Netzausbaubedarf zu bestimmen, der verschiedene Dinge, z. B. den regionalen Ausbau der Erneuerbaren Energien, den Ausbau dezentraler Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, den Einsatz regionaler Stromflussoptimierung, die Abregelung von Einspeisespitzen, die gezielte Standortwahl für neue Kraftwerke, Lastmanagement sowie Energiespeicherung wie die Power-to-Gas-Technologie sowie die Verwendung der HTLS-Technologie berücksichtige. Ein Konsultationsteilnehmer trägt in diesem Zusammenhang vor, dass laut Aussage der TU Graz eine optimale Lösungsvariante für den Netzausbau nicht zu erwarten sei, da die Ziele einer derartigen Optimierung nicht gegeneinander abzuwägen seien. Diese Ziele seien z.B. Einbindung Erneuerbarer Energien, minimaler Landschaftsverbrauch, minimale Gesamtkosten maximale Zuverlässigkeit, etc. Einige dieser Möglichkeiten gingen von einem geänderten Rechtsrahmen aus.

Eine Vielzahl von Konsultationsteilnehmern weist darauf hin, dass die verschiedenen Spannungsebenen als Gesamtsystem zu betrachten seien, d. h. es seien Rückwirkung mit den Verteilnetzen zu betrachten. Dabei sei eine bessere Abstimmung zwischen den Übertragungs- und den Verteilnetzbetreibern im Rahmen des Netzentwicklungsplanprozesses notwendig. Andere Beiträge gehen sogar weiter und halten eine flexible Abstimmung der Netzbetreiber mit den Systemkomponenten Erzeugung, Speicher und Verbrauch für erforderlich. Dies halte zudem die Ausbaurkosten in allen Netzebenen so gering wie möglich.

Viele Konsultationsteilnehmer sind der Meinung, dass insbesondere die unterlagerten Netzebenen für die Energiewende ausgebaut werden müssten, da die Erneuerbaren Energien vorrangig in den unterlagerten Netzebenen einspeisen. Vorteil am Ausbau der unterlagerten Netzebenen sei demnach die Möglichkeit, die Maßnahmen als Kabelvariante auszuführen. Im Übertragungsnetz seien maximal örtliche Ergänzungen oder Leitungsverstärkungen durch Umbeseilung durchzuführen. Ein Konsultationsteilnehmer beklagt zudem, dass die 220-kV-Ebene im Netzentwicklungsplan vernachlässigt worden sei und

fordert im NEP eine Beschreibung, inwieweit diese Spannungsebene bei den Berechnungen berücksichtigt wurde.

In einer Vielzahl von Stellungnahmen wird die Offenlegung der Prüfkriterien für die Standortsuche von Netzverknüpfungspunkten gefordert, um die Nachvollziehbarkeit und Transparenz für den betroffenen Bürger zu ermöglichen. Eine erkennbare Prüfung von alternativen Standorten für Netzverknüpfungspunkte und Konverteranlagen sei erforderlich. Die Festlegung eines Standortes ohne erkennbare Abwägung sei für die Konsultationsteilnehmer ein schwerer Verfahrensfehler.

Einige Konsultationsteilnehmer begrüßen die von den ÜNB gekennzeichneten Änderungen im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2013 gegenüber dem ersten Entwurf, dennoch bestehe an einzelnen Stellen tieferer Erklärungsbedarf, z.B. die Begründung für die Zunahme der Exporte, die erhöhte Erzeugung aus Steinkohle sowie Auswirkungen eines höheren Energiebedarfs der Nachbarländer. Die Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass nach Beginn der Planungs- und Kalkulationsprozesses kaum noch inhaltliche Änderungen umgesetzt werden könnten. Zudem beklagen einige Konsultationsteilnehmer, dass die gestellten Forderungen zum ersten Entwurf des NEP Strom 2013 nicht vollständig umgesetzt worden seien.

Ein Konsultationsteilnehmer bemängelt, dass für die im Szenario B2033 notwendigen Maßnahmen lediglich die Angabe der geplanten Übertragungsleistung erfolge. In der Stellungnahme werden zudem im Anhang Angaben zur voraussichtlichen Anzahl benötigter Leitungen innerhalb der Trassen für die Netzausbaumaßnahmen aus dem Szenario B2033 gefordert.

Eine weitere Stellungnahme weist darauf hin, dass sechs von rund zwanzig im Bau befindlicher Kohlekraftwerke sich in der Küstenregion befinden würden. Dies sei nicht verständlich, da es dort einen als Begründung für den Stromnetzausbau herangezogenen Windstromüberschuss gäbe. Darüber hinaus trägt ein Konsultationsteilnehmer vor, dass zukünftige Betreiber von Photovoltaik-Anlagen mit einer Leistung bis 100 kW eine Abschalteinrichtung installieren müssten um die Einspeisung ins Netz zu drosseln und somit den Abtransport des von Kohlekraftwerken erzeugten Stromes zu ermöglichen. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer weist auf eine Konzentration des Netzausbaus um die Kraftwerke des rheinischen Braunkohlereviere hin. Es wird vorgetragen, dass Kohlekraftwerke keine Bedeutung in einem von erneuerbaren Energien geprägten Strommarkt hätten, da sie den Schwankungen dieser Kraftwerke nicht nachkommen könnten.

Ein Konsultationsteilnehmer schlägt bei der Ausbauplanung vor, dass der Gleichstrom von Offshore-Windparks an der Küste nicht erst in Wechselstrom konvertiert werden sollte, bevor er erneut konvertiert werden müsste, um in die HGÜ eingespeist zu werden. Durch dieses Konzept könnten einige Konverterstationen eingespart werden.

Einige Konsultationsteilnehmer fordern Untersuchungen der ÜNB sowie eigenständige Studien über die Möglichkeiten der Bündelung verschiedener Infrastrukturen. In dem Zusammenhang weisen Konsultationsteilnehmer darauf hin, dass eine starke Bündelung von Trassen in der Planung auch Gefahren für die Versorgungssicherheit berge, die sorgfältig abgewogen werden müssten. Dies gelte auch für die DC-Trassen im Netzentwicklungsplan.

Einklang O-NEP mit NEP

Ein Konsultationsteilnehmer sieht in den Netzverknüpfungspunkten die Schnittpunkte des NEP und O-NEP. Als neue Netzverknüpfungspunkte zählt er Halbmond, Wilhelmshaven 2, Unterweser, Cloppenburg und Elsfléth/West auf. Mehrere Konsultationsteilnehmer bemängeln, dass in keinem der beiden Dokumente, NEP und ONEP, erläutert wird, warum diese Punkte gewählt worden seien. Zudem weist ein Konsultationsteilnehmer darauf hin, dass Netzverknüpfungspunkte eine bestimmte Aufnahmekapazität hätten und dass bei der Verschiebung der Punkte immer das Gesamtkonzept beachten werden müsse.

Ein Konsultationsteilnehmer bemängelt, dass bei den Netzverknüpfungspunkten nur isoliert die räumlichen und umweltrelevanten Auswirkungen betrachtet würden. Mehrere kritisieren, dass die Realisierbarkeit und die Folgen einer Umsetzung von Maßnahmen, insbesondere von Netzanschlusspunkten, erst in späteren Schritten behandelt würden, aber schon Grundlage der Planungen im NEP seien. Als Folge würden bereits Netzanbindungszusagen erteilt werden, obwohl die zugehörigen Netzanschlusspunkte noch zu errichten und noch nicht genehmigt seien.

Aufgrund der Abhängigkeit einiger Maßnahmen im O-NEP von Maßnahmen des NEPs möchte ein Konsultationsteilnehmer, dass der Realisierungsfortschritt von betroffenen NEP Maßnahmen kontrolliert werde. Dadurch solle für Investoren eine größere Transparenz und Verbindlichkeit geschaffen werden.

Alternativen

Allgemein wurde seitens der Konsultationsteilnehmer eine verstärkte Untersuchung von Alternativen gefordert. Die Forderungen umfassen räumliche, technische und strukturelle Alternativen.

So müssten unterschiedliche räumliche Verteilungen der Stromerzeuger verglichen werden. Als Beispiel wird eine Betrachtung einer Verlagerung von 5-10 GW Wind-Offshore-Erzeugungsanlagen in den Süden der Republik hinzu den Verbrauchsschwerpunkten vorgeschlagen.

Die Forderung nach alternativen Netzverknüpfungspunkten wurde im Rahmen der Konsultation häufig vorgetragen. Allgemein fordern zahlreiche Konsultationsteilnehmer eine nachvollziehbare bzw. transparente Alternativenprüfung im Rahmen des NEP. Alle im NEP enthaltenen NVP müssten demnach einer Alternativenprüfung unterzogen werden, da diese im auf dem UB aufbauenden BBPl verbindlich festgelegt würden. Die Kriterien der Auswahl der NVP seien offenzulegen. Bereits bei der Festlegung der NVP und Nebenanlagen müssten alle Schutzgüter des UVPG in die Entscheidungsfindung einbezogen werden.

Zahlreiche Stellungnehmer fordern die Verortung des Netzverknüpfungspunktes Osterath in ein Industriegebiet, z. B. Garzweiler.

Durch die Festlegung der NVP sei bereits - ohne Alternativenprüfung - eine willkürliche Festlegung der Standorte erfolgt.

Darüber hinaus wird eine Prüfung der technischen Alternativen gefordert, z. B. als Kabelvariante. Zumindest müsse Technologieoffenheit gewahrt bleiben, d. h. die Möglichkeit bestehen bleiben, die Maßnahmen in nachgelagerten Verfahren als Erdkabel auszuführen.

In zahlreichen Konsultationsbeiträgen wird zudem die Betrachtung von Alternativen im Verfahren der Erstellung des NEPs gefordert. Eine solche Betrachtung müsse über die vorgenommene technische und wirtschaftliche Analyse hinaus eine vollwertige Variantenuntersuchung mit Prüfung der Nachhaltigkeit und Allgemeinwohlverträglichkeit umfassen. Die Tatsache, dass die vorgeschlagenen Maßnahmen im vergangenen Jahr trotz der bisherigen einseitigen Betrachtung in ein Gesetz aufgenommen wurden, lasse an der Transparenz und Gesetzmäßigkeit des Verfahrens zweifeln. Die getroffenen Entscheidungen seien zwingend zu begründen und nachvollziehbar zu machen. Andernfalls könnten die Entscheidungen nicht planungsrechtlichen Anforderungen der nachfolgenden Planungs- und Genehmigungsverfahren standhalten. Den Konsultationsteilnehmern seien Abwägungsergebnisse schriftlich mitzuteilen. Stellungnahmen der Bundesländer sollten besonders hoch gewichtet werden.

Festland: Methodik

Die Konsultationsteilnehmer fordern zudem, dass auch die Maßnahmen der Szenarien A und C auf Wirksamkeit und Erforderlichkeit überprüft werden müssten, um sie als Szenarien-Alternativen einzustufen. Von anderer Seite wird vorgetragen, die Szenarien seien gerade keine Alternativen, sondern verschiedene Entwicklungspfade, die nicht bezogen auf ein gleiches Ziel verschiedene Varianten darstellen würden, sondern im Gegenteil verschiedene Zielprojektionen darstellen.

Einzelne Stellungnehmer bemängeln, dass die verbindlich vorgegebenen Sensitivitäten bei der Alternativenprüfung nicht betrachtet worden seien. Andere Konsultationsteilnehmer wiederum halten es für nachvollziehbar, dass die Sensitivitätsuntersuchungen zum NEP 2013 nicht für eine Alternativenprüfung geeignet seien, da sie lediglich indikative Analysen darstellten, ohne Einzelmaßnahmen zu betrachten.

Festland: vorhabenbezogene Alternativen

Es wird kritisiert, dass nicht alle im NEP enthaltenen anderweitigen Planungsmöglichkeiten einer Alternativenprüfung unterzogen worden seien. Es entstehe der Eindruck, die angegebenen Alternativen seien lediglich "Scheinalternative", die die Vorzugsvariante rechtfertigten. Die Beschränkung der Prüfung auf die Maßnahmen, die die ÜNB zum Teil aus energiewirtschaftlichen Gründen nicht weiter verfolgen, solle näher begründet werden.

2.4 Anforderungen gem. § 12b Abs. 1 Satz 3 EnWG

Zeitplan

Der vom Gesetz geforderte Zeitplan, der eine Priorisierung der Umsetzung der Maßnahmen bedeute, sei im Entwurf der ÜNB lediglich durch Angabe der Zieljahre 2023 unzureichend. Zudem sei nicht ersichtlich, ob es sich bei den Angaben um realistische Einschätzungen handle, die die Dauer von Planungs- und Genehmigungsverfahren berücksichtige. Es seien eine Begründung des angenommenen Inbetriebnahmejahres notwendig sowie Abhängigkeiten zwischen der Realisierung der verschiedenen Maßnah-

men anzuzeigen. Eine grafische Darstellung der notwendigen Trassenkilometer könne die Qualität der Dokumente zusätzlich steigern.

Pilotprojekte verlustarme Übertragung

Die Verwendung verlustarmer HGÜ-Technologien im NEP wird von mehreren Konsultationsteilnehmern befürwortet. Dies bedeute einen großen Fortschritt für die Netzintegration der Erneuerbaren Energien. Eine Weiterentwicklung der derzeitigen Planung könne der Einstieg in ein HGÜ-Overlay-Netz sein. Dafür technisch notwendig und bereits möglich sei demnach eine Mehrpunktfähigkeit der HGÜ-Technologie. Dies sei auch notwendig, um entsprechende Flexibilitäten bei der weiteren Trassenplanung offen zu halten. Derartige Flexibilitäten seien zudem wichtig, um Kosten zu reduzieren, die wohlmöglich durch Inflexibilitäten verursacht würden.

Einige andere Konsultationsteilnehmer weisen auf die geringen Erfahrungen mit HGÜ-Leitungen hin. Dies stelle ein Problem zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit dar. Insbesondere sei es falsch, 5 Pilotprojekte gleichzeitig zu starten, wirtschaftlich wesentlich vernünftiger wäre es mit maximal 2 Pilotprojekten zu beginnen.

Für die Dimensionierung der Korridore sei eine Langfristbetrachtung der Notwendigkeit sinnvoll. Dies könne spätere Korrekturen zu Lasten der Verbraucher vermeiden.

Andere Konsultationsteilnehmer fordern, die bereits geplanten Übertragungssysteme aus den Offshore-Windparks ohne Zwischenkonvertierung in Drehstrom bis zu den Verbrauchszentren in Süddeutschland zu weiterzuführen. So könnten die geplanten Konverteranlagen in Norddeutschland eingespart und in die Nähe der Stromsenken im Süden verlagert werden. Umwandlungsverluste durch eine Zwischenumwandlung in Wechselstrom könnten so vermieden werden. Die Stromkreise sollten (n-1)-sicher gebaut und bis zum ersten Netzverknüpfungspunkt als Erdkabel verlegt werden.

Konsultationsbeiträge zielen auch auf die Technologie der Konverteranlagen ab, die jeweils am Start- und Endpunkt einer HGÜ-Leitung den Dreh- in Gleichstrom umwandeln und umgekehrt. Konverteranlagen wiesen demnach hohe Errichtungs- und Betriebskosten auf. Laut einem Konsultationsteilnehmer sollten Konverter grundsätzlich an existierenden, speisenden Kraftwerken (auch virtuellen Kraftwerken) installiert werden. Konverter wirkten demnach im Netz Kurzschlussstrom begrenzend und könnten sowohl Schäden im Netz minimieren, als auch zur kontrollierten Netzführung beitragen (Blindstromführung, Frequenzhaltung). Der Einsatz großer Generatoren mit Schwungmassen zur Stabilisierung der Netzfrequenz sei nicht länger von Bedeutung, da jeder Konverter über die eigene Netzfrequenzerzeugung die Frequenz im Netz sichere. Somit könne ein Konverter viele netzbezogene Funktionen eines Kraftwerkes übernehmen (abgesehen vom Kurzschlussstrombeitrag). Besonders interessant sei diese Funktionsoption, da viele der existierenden Kraftwerke in absehbaren Zeiträumen aufgrund ihres Alters ersetzt werden müssten. Diese Anwendung erfordere andere Schutzbeschaltungen der Netze als bisher.

Auch zielen Konsultationsteilnehmer auf Bündelungsoptionen der Infrastrukturen ab. Ein Konsultationsteilnehmer verweist in seinem Beitrag auf die Möglichkeit, neue Leitungen mit der Bahnstrominfrastruktur zu bündeln. Die Technologie habe den Vorteil, dass im offshore-Bereich eine Redundanz aufgebaut

werden könne, da offshore-Anlagen auf der Frequenz der Bahnstrominfrastruktur (16,3 Hz) erzeugen könnten. Über lange Strecken könnten annähernd so geringe Verluste wie bei der HGÜ-Technologie erzielt werden, bei gleichzeitiger Vermaschung.

Ein Konsultationsteilnehmer fordert die Bundesnetzagentur zur Gewährleistung einer sicheren Stromversorgung auf, die wirtschaftlichen Auswirkungen von durch Extremwetterlagen bedingten Störungen und Stromausfälle in die Planungen mit einzubeziehen. Ein anderer Konsultationsteilnehmer fordert die Überprüfung der Ausbaudringlichkeit unter Einbeziehung aller neuen industriellen Innovationen. Von einem anderen Konsultationsteilnehmer wird angemerkt, dass Technologieoffenheit im NEP angesichts sich weiterentwickelnder Möglichkeiten angemessen sei.

Pilotprojekte HTLS

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern den verstärkten Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen (HTLS), da dadurch der Stromtransport aufgrund geringerer Ausdehnung des Materials erhöht werden könne. Zumal die Technologie den Stand der Technik beschreibe. Ein Konsultationsteilnehmer geht weiter und fordert die erneute Prüfung aller Maßnahmen, ob diese mit HTLS-Seilen ertüchtigt werden könnten. In einer Stellungnahme wird gefordert, Teilerdverkabelungen in Drehstromtechnik über die bisherigen 4 Pilotprojekte hinaus in die weitere Planung einzubeziehen. Damit würde den Vorhabenträgern und den nachgelagerten Planungsbehörden der Handlungsspielraum erweitert.

2.5 Nachvollziehbare Modellierung

Startnetz

Mehrere Beiträge zielen auf die Startnetzmaßnahmen ab. Häufig wird kritisiert, dass jene Maßnahmen als gegeben angenommen und nicht in den jährlichen Prüfprozess aufgenommen würden. Das Gesetz fordere zudem eine Bedarfsprüfung der EnLAG-Maßnahmen alle drei Jahre (§ 3 NABEG).

Ein Konsultationsteilnehmer begrüßt, dass zu den Startnetzmaßnahmen zusätzliche Informationen wie die Trassenlänge, das angestrebte Inbetriebnahmejahr und der Umsetzungsstand enthalten seien. Er regt an, dass geprüft werden sollte, inwieweit sich Verzögerungen bei der Umsetzung von Startnetzmaßnahmen auf die Maßnahmen der NEP-Prüfung auswirken.

Konsultationsteilnehmer äußerten sich ebenfalls zu konkreten Startnetzmaßnahmen.

50HzT-001: Netzausbau: Neubau einer 380-kV-Doppelleitung Vieselbach – Altenfeld – Redwitz (Südwestkuppelleitung)

Ein Konsultationsteilnehmer fordert, dass bei vorhandenen Maßnahmen alle Möglichkeiten einer Leistungserhöhung genutzt werden sollten. Dies betrifft nicht nur vorhandene sondern auch konkret in Planung befindliche Maßnahmen. Er führt dafür als Beispiel eine 4-systemige Südwestkuppelleitung über dem Thüringer Wald an, um eine nur einmalige Querung des Thüringer Waldes zu gewährleisten.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer sieht aufgrund von Wechselwirkungen durch die Erweiterung der Startnetzmaßnahme 50HzT-001 keine Notwendigkeit der NEP Maßnahme 28 mehr: Altenfeld/Schalkau – Raum Grafenrheinfeld.

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

Einige Konsultationsteilnehmer erachten die vorgesehene Ausgestaltung der Maßnahme aufgrund von Umwandlungen von Wechselstrom in Gleichstrom für unwirtschaftlich. Da durch die bauliche Verknüpfung des EnLAG-Vorhabens mit dem NEP-Projekt im Korridor A das EnLAG Vorhaben in seiner ursprünglichen Form geändert würde, bezweifeln die Konsultationsteilnehmer den in der Vergangenheit gesetzlich festgestellten Bedarf des EnLAG-Vorhabens.

AMP-012: Netzverstärkung östliches Ruhrgebiet

AMP-019: Netzverstärkung zum Anschluss eines Kraftwerks am Standort Lünen

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

AMP-029: Netzausbau zum Anschluss eines Kraftwerkes am Standort Krefeld-Uerdingen

Ein Konsultationsteilnehmer stellt fest, dass verschiedene Maßnahmen des Startnetzes nicht im EnLAG enthalten seien. Besonders Anschlüsse von Kohlekraftwerke gingen ohne eine Prüfung ins Startnetz. Daher sei deren energiewirtschaftlicher Bedarf zu hinterfragen. Diese seien die Maßnahmen AMP-012; AMP-019; AMP-028 und AMP-029. TTG -004: Netzausbau und -optimierung: Erhöhung Transitzkapazitäten zwischen Thüringen und Bayern

Anstelle der Maßnahme AMP-029 sei die Verstärkung der Trasse von Remptendorf nach Redwitz mittels Umbeseilung mit Hochtemperaturseilen und Freileitungsmonitoring kostengünstiger und somit vorzugswürdig. Dies gehe auch aus einem Gutachten der Professoren Jarass und Obermair hervor. Zudem seien technische Alternativen wie Erdverkabelung oder Gleichstromübertragung vom ÜNB nicht geprüft worden. Die Kappung von Lastspitzen würde die Leitung obsolet machen.

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

Ein Konsultationsteilnehmer bringt seine Zweifel an einem reinen Übertragungscharakter des Vorhabens vor. Die Begründung des Vorhabens sei nicht in Einklang mit dem EnLAG zu bringen. Zudem sei eine HGÜ-Erdkabelvariante zu wählen.

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

TTG -017: Netzausbau: Errichtung einer 380-kV-Schaltanlage in Elsfleth/West

Ein Konsultationsteilnehmer äußert sich verwundert darüber, dass der 2012 abgelehnte Netzverknüpfungspunkt Elsfleth/West dieses Jahr im Startnetz aufgeführt werde. Eine Korrektur des Startnetzes sei

erforderlich. Ein Antrag zur Errichtung einer Schaltanlage im Bereich Elsfleth-Mooriem sei dem LK Wersermarsch zugegangen, sei aber mit Bescheid vom 11.01.2013 abgelehnt worden. TNG-003: Neubau Bünzwangen – Goldshöfe (EnLAG Nr.24)

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer aus der Stadt Hüttlingen äußerten sich zur Startnetzmaßnahme Bünzwangen – Goldshöfe.

Es wird vorgebracht, dass der Ausbau der Offshore-Windparks nicht so schnell voranschreite wie angenommen. Dies stelle den Bedarf des Vorhabens in Frage. Die maximale Auslastung betrage laut Netztopologie im Leitszenario B2023 15-20%. Das NOVA-Prinzip sei bei dem Vorhaben nicht eingehalten worden. Ein Gutachten über die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Maßnahme werde von Prof. Heinrich Stigler (TU Graz) erarbeitet. Zudem sei noch nicht von einer neutralen Stelle berechnet worden, ob das Vorhaben für die Versorgungssicherheit notwendig sei.

Konsultationsteilnehmer vertreten die Position, dass in der Zukunft die dezentrale Versorgung eine größere Rolle einnehme und damit die geplante Leitung EnLAG 24 unnötig sei. Zudem sei die Region bereits heute stark von Infrastruktur belastet.

Des Weiteren begründe sich das Vorhaben in dem Transport konventioneller Energie aus Braunkohle und Atomstrom. Dieses widerspreche den Zielen des 3. EU-Energiebinnenmarktpakets sowie den Zielen der Baden-Württembergischen Landesregierung. Wenn Braunkohlekraftwerke nicht mehr zukunftsweisend seien, dürften für solche Kraftwerke keine neuen Leitungen gebaut werden.

Konsultationsteilnehmer fordern, für den Ausbau die Infrastruktur der bisherigen Kraftwerkstandorte (Grundremmingen, Philippsburg, Neckarwestheim,...) zu nutzen. Der Name Goldshöfe sei der Name des Umspannwerks, das auf der Gemarkung Hüttlingen stünde und müsse daher im nächsten NEP in „Hüttlingen“ geändert werden.

Marktmodellierung

Viele Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass nach derzeitigem rechtlichen Rahmen Kohlekraftwerke gegenüber Gaskraftwerken bevorzugt einspeisen. Der Grund dafür sei das aktuelle Marktdesign aufgrund dessen Kraftwerke mit den geringsten Erzeugungskosten vorrangig einspeisen (ausgenommen Erneuerbare Energien). Mehrere Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass bei den Erzeugungskosten von Kraftwerken nicht der durch sie verursachte notwendige Netzausbau berücksichtigt würde. Es müssten Anreize geschaffen werden, dass neben den Erzeugungskosten der Kraftwerke schon bei der Wahl des Standortes Anreize für einen bedarfsgerechten Kraftwerksbau existierten. Zudem müssten diejenigen Kraftwerke zuerst einspeisen, die sich in der Nähe des Verbrauchs befänden. Von anderer Seite wird in diesem Zusammenhang kritisiert, dass Gaskraftwerke mit der Begründung stillgelegt würden, dass sie gegenüber Kohlekraftwerken unwirtschaftlich seien.

Im Rahmen der Konsultation wird vorgetragen, die Must-Run-Annahmen im Modell seien zu überprüfen. Es wird bemängelt, dass das Herunterregeln von konventionellen Kraftwerken im Rahmen der Marktmodellierung nicht berücksichtigt worden sei. Bei den derzeitigen Planungen werde angenommen,

dass bei hoher Erzeugung durch Windkraftanlagen die Kohlekraftwerke zusätzlich vollständig in das Netz einspeisen könnten. Teilweise müsse der überschüssige Strom aus konventionellen Kraftwerken sogar exportiert werden. Der NEP 2013 müsse sich an realistischen Entwicklungen und gemäß EnWG an den energie- und klimapolitischen Zielen der Bundesregierung orientieren und dürfe insbesondere bei der Auslastung von Kohlekraftwerken zu keinen verzerrten Ergebnissen bezüglich des künftigen Kraftwerksparks führen.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer kritisiert die Ergebnisse des Marktmodells als nicht zielführend und unterbreitet einen alternativen methodischen Ansatz bei dem gezielt durch einen zeitlich synchronen Ausgleich von fluktuierender EE-Stromerzeugung durch Lastmanagement, Speicher und KWK-Anlagen ein regionaler Abgleich zwischen Bedarf und Erzeugung erfolge. In diesem Modell eines regional basierten Strommanagements wäre der Markt kein Selbstzweck, sondern würde primär den Zielen Versorgungssicherheit, Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, Minderung von CO₂-Emissionen und Gesamtkostenminimierung folgen.

Auch wird auf das zugrunde gelegte Wetterjahr abgezielt, da es bezüglich der 8760 Stunden der EE-Einspeisung auf Wetterdaten des Jahres 2007 berechnet werde und so extrem kritische Netzsituationen, wie sie z. B. am 16.02.2012 aufgetreten seien, nicht abbilden könne.

Ergebnisse der Simulation

Viele Konsultationsteilnehmer sehen den Grund im Netzausbau nicht im Ausbau der Erneuerbaren Energien, sondern vor allem in der Sicherung des Stromtransports aus nicht-regenerativer Erzeugung, insbesondere des Kohlestroms. Dies sei ein Ergebnis der Marktsimulation im Rahmen der Netzentwicklungsplanung. Die meisten Kohlekraftwerke seien ohnehin über 30 Jahre alt und wiesen schlechte Wirkungsgrade auf. Daher wird häufig die Einstellung der Pläne für den Bau neuer Kohlekraftwerke und den Ersatz aller Kernkraftwerke bei gleichzeitigem Ersatz durch flexible, CO₂ arme Erdgaskraftwerke gefordert. Dadurch würden die Klimaziele der Bundesregierung erreicht. Viele Konsultationsteilnehmer fordern Gesetzesänderungen, durch die Anreize geschaffen würden, die Standortwahl beim Bau neuer Kraftwerke am Bedarf zu orientieren und dass die Kosten der Kraftwerksanschlüsse direkt von den Kraftwerksbetreibern zu tragen seien.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer sieht die Einschätzungen der Handelsergebnisse der Marktsimulation als sehr optimistisch an. Der Konsultationsteilnehmer sieht aufgrund von sich innertäglich ändernden Leistungsflüssen pauschale Handelsbilanzen als nur wenig hilfreich an. Er erwartet hierüber eine Prüfung der Auswirkungen auf den Netzausbau durch die BNetzA, sowie eine transparente Darstellung der Ergebnisse. Ein Konsultationsteilnehmer wünscht die Untersuchung und Erklärung des Unterschiedes der Handelsflüsse zwischen Deutschland und Österreich in den Marktsimulationen der ÜNB und des Gutachters der BNetzA. Resultierende Unterschiede auf den Netzausbaubedarf sollten aufgezeigt werden.

NOVA-Prinzip

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern bei der zukünftigen Netzplanung den transparenten Einsatz des vom Gesetzgeber vorgeschriebenen NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor - Verstärkung vor - Ausbau). Die Netzoptimierung sollte in Bezug auf die anfallenden Kosten bei Neubaumaßnahmen im Vordergrund stehen. Die Verwendung von Kennzahlen wie die bisherige Übertragungsleistung in Bezug auf die zu erwartende Leistung sowie die eingesetzte Übertragungstechnologie sollte zur Prüfung des NOVA-Prinzips eingeführt werden. Eine Erhöhung der Übertragungsleistung etwa durch die Nutzung bestehender 110kV - Hochspannungstrassen und der damit verbundenen Ertüchtigung auf die 380kV Spannungsebene wird von mehreren Stellungnehmern angemerkt. Die Netzverstärkung durch den Einsatz von Hochtemperaturseilen und die Netzoptimierung mittels Leiterseiltemperaturmonitoring gelte es in Erwägung zu ziehen. Ebenso die Möglichkeit einer Zubeseilung in bestehende 110kV-Trassen. Des Weiteren sei die Nutzung von bisherigen AKW-Standorten auf Grund der vorhandenen Netzinfrastruktur als Verteilerzentren für sinnvoll und die Maßnahmen dahingehend zu überprüfen.

2.6 Punktmaßnahmen

Ein Konsultationsteilnehmer begrüßt die erstmalige Prüfung von Punktmaßnahmen und sieht darin ein wichtiges Signal zum koordinierten Ausbau zwischen Übertragungs- und Verteilnetz. Konverter seien jedoch im NEP und O-NEP als eigenständige Maßnahmen aufzuführen.

Nach Ansicht mehrerer Konsultationsteilnehmer falle auf, dass die Anzahl der Punktmaßnahmen in der Regelzone von TenneT deutlich geringer sei als in den Regelzonen der anderen ÜNB. Gerade der in der Region zu erwartende Zuwachs Erneuerbarer Energien würde eine erhöhte Anzahl an Punktmaßnahmen erwarten lassen. Die Tatsache deute darauf hin, dass dort die Wechselwirkung zwischen Übertragungs- und Verteilnetz nicht hinreichend berücksichtigt würde. Allgemein seien die Kriterien zur Bestimmung der Punktmaßnahmen der ÜNB zu überprüfen, eine einheitliche Vorgehensweise der ÜNB sei erforderlich.

Zu einzelnen Punktmaßnahmen wurden folgende Kritikpunkte im Rahmen der Konsultation vorgebracht.

Projekt 127 Nr. 9: Neubau Anlage Pasewalk/Nord

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass es in Pasewalk bereits ein Umspannwerk gebe und bemängelt, dass im NEP nicht erläutert werde, warum eine Erweiterung der bestehenden Anlage nicht ausreichen würde.

Projekt 127 Nr. 14 - 6: Erhöhung der Kapazität des Umspannwerks Ragow

Ein Konsultationsteilnehmer bemängelt, dass im NEP keine Ausführungen zu den Auswirkungen der Maßnahme auf das Verteilnetz aufgeführt seien.

Projekt 127 Nr. 14 - 9: Erhöhung der Kapazität des Umspannwerks Eisenach

Ein Konsultationsteilnehmer sieht die Maßnahme aufgrund prognostizierter regionaler Einspeiseleistung als notwendig an.

Projekt 127 Nr. 14 - 12: Erhöhung der Kapazität des Umspannwerks Großschwabhausen

Ein Konsultationsteilnehmer sieht die Maßnahme aufgrund prognostizierter regionaler Einspeiseleistung und geplanter Netzverstärkungsmaßnahmen als notwendig an. Ein anderer Konsultationsteilnehmer fordert die Maßnahme zu streichen, da sie im Entwurf der Bestätigung des NEP als nicht schlüssig angesehen werde.

Ein Konsultationsteilnehmer ist der Meinung, dass die Kohlekraftwerke Lünen und Datteln IV gar keiner Anbindung an das Übertragungsnetz bedürften, weil in mehreren Gerichtsverfahren bestätigt worden sei, dass diese gegen das Umwelt- und Naturschutzrecht verstießen.

2.7 Sonstige Stellungnahmen

Szenarien

Einige Konsultationsteilnehmer äußern sich zu den Szenarien, die als Grundlage für den Netzentwicklungsplan Strom und den Netzentwicklungsplan Offshore dienen.

Von diesen Konsultationsteilnehmern sind viele der Ansicht, dass die in den Szenarien angenommenen Entwicklungen der Offshore-Windleistung zu hoch seien und letztlich zu hohe Kosten verursachten. Aufgrund der zu hohen Annahmen im Bereich Offshore dürften manche der landseitigen Maßnahmen im NEP nicht bestätigt werden. Uneinigkeit herrscht unter den Konsultationsteilnehmer hinsichtlich des Ausbaus der Onshore Windleistung.

Mehrere Konsultationsteilnehmer sind der Ansicht, dass der bereits genehmigte Szenariorahmen zum NEP/O-NEP 2014 bereits für den NEP/O-NEP 2013 berücksichtigt werden sollte, da speziell die Annahmen an den Offshore-Ausbau darin deutlich nach unten korrigiert worden seien. Von anderer Seite wird eine ausschließliche Berücksichtigung der reduzierten Offshore-Zahlen für inkonsistent erachtet. Dieser Ansicht widersprechen einige Konsultationsteilnehmer, die die Einhaltung der vorgesehenen Verfahrensabläufe fordern, das bedeutet, dass nur der Szenariorahmen zum NEP/O-NEP 2013 für den NEP/O-NEP 2013 maßgeblich sein dürfe. Eine Berücksichtigung des im August 2013 genehmigten Szenariorahmens sei auch deswegen nicht erforderlich, da aufgrund des jährlichen Erstellungsrhythmus der einzelnen NEP bereits Anfang März 2014 wieder aktualisierte Planungen der ÜNB vorliegen würden.

Nach Ansicht mancher Konsultationsteilnehmer ignoriere die Bundesnetzagentur das enorme Ausbaupotenzial der Erneuerbaren Energien, besonders der Windenergie in Süddeutschland. Ein hohes Windstromangebot aus dem Norden behindere den Aufbau dezentraler Versorgungsstrukturen aus erneuerbaren Energien im Süden. Nach Ansicht einzelner Konsultationsteilnehmers sollte eine robuste Stromnetzplanung nicht nur für eine „wahrscheinliche“ Entwicklung, sondern auch für eine Bandbreite von Entwicklungen ausgelegt sein. Demgegenüber hält ein Konsultationsteilnehmer eine Plausibilitätsprüfung hinsichtlich der Wirksamkeit für die Maßnahmen der Szenarien A und C aufgrund der von der BNetzA dargelegten Gründe für ausreichend, zumal die Szenarien des NEP 2013 (A 2023, B 2023, C 2023) einen ohnehin relativ ähnlichen Maßnahmenumfang aufwiesen. Die Darstellung dezentraler Erzeugerstrukturen muss vielmehr entsprechend den aktuellen Verzögerungen beim Ausbau der Offshore-

Windkraft über eine stärker regionale Verteilung der Windkraftanlagen mit einer maximalen installierten Nettoleistung der Offshore-Anlagen von 7 GW bis 2023 angenommen werden. Ergänzend dazu fehle in den Szenarien auch die Darstellung einer verstärkten Ansiedlung von Erzeugungsstrukturen auf Basis Erneuerbarer Energien in der Nähe der Verbraucher. Die BNetzA dürfe hier nicht den Fehler machen und allein auf einen Szenariorahmen setzen, der wesentliche Möglichkeiten zur Verminderung des Ausbaubedarfs außer Acht lasse.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer schlägt eine Modifikation der bestehenden drei Szenarien vor. In einem Szenario A solle eher eine dezentrale Erzeugungsstruktur der erneuerbaren und der konventionellen Erzeugung eine maßgebliche Rolle spielen. Ferner müsse die Lastkurve durch intelligente Lastverschiebung und dezentrale Speichereffekte abflachen. Darüber hinaus sollten eher niedrigere Grenzkosten der konventionellen Stromerzeugung angenommen werden. Die Effizienzziele der Bundesregierung würden eher nicht erreicht. Szenario B solle sich eher an den besten Standorten orientieren, d. h. Wind an der Küste und Solaranlagen vornehmlich im Süden. Ferner müssten verstärkt der Ausbau von Großspeichern, sowie steigende Brennstoff- und steigende CO₂-Preis besser berücksichtigt werden. Die Effizienzziele der Bundesregierung würden erreicht.

Szenario C sei durch die fraglichen Entwicklungsprognosen zu den Ausbaupotenzialen der einzelnen Bundesländer keine solide Datenbasis. Szenario C sollte sich eher an besten Standorten orientieren, aber keine Flankierung durch Speicher berücksichtigen. Das Lastprofil werde nicht zeitlich optimiert und die Effizienzziele der Bundesregierung würden nicht erreicht. Die Annahme sinkender Brennstoffpreise und nur moderat ansteigender CO₂-Preise würden für recht niedrige Erzeugungskosten für Strom sorgen.

Von Seiten mehrerer Konsultationsteilnehmer wird angemahnt, die Diskussion zwischen Bund und Ländern hinsichtlich einer Harmonisierung der unterschiedlichen Ziele bei den Szenarien des Szenariorahmens stärker zu forcieren. Ferner sollte die Datengrundlage auf der Grundlage von Daten der Verteilnetzbetreiber weiter verbessert werden. Darüber hinaus sollte die BNetzA bei den Regionalplanungsbehörden (idealerweise auch den Kommunen) abfragen, welche Darstellungen für erneuerbare Energien derzeit in den Regionalplänen (bei den Kommunen ggf. in den Flächennutzungsplänen) in welchem Umfang enthalten seien. Zudem sollten in die Szenarien auch die demographische Entwicklung und die damit verbundene Entwicklung ländlicher Räume und regionale Besonderheiten eingehen.

Wenige Konsultationsteilnehmer kritisieren die Annahmen der Szenarien in dem Bereich der konventionellen Kraftwerke. So werden hier die pauschalen Annahmen an die Lebensdauer von Kraftwerken kritisiert sowie die Berücksichtigung aktueller Entwicklungen im Rahmen der Stilllegungsanzeigen im Kraftwerkspark gefordert.

Weitere Konsultationsteilnehmer weisen darauf hin, dass der Strombedarf Deutschlands in den letzten beiden Jahrzehnten durch private und gesetzliche Energiesparmaßnahmen sowie durch Eigenversorgung gesunken sei. Es wird angemerkt, dass es im Juli 2013 Tage mit einem Leistungsbedarf von nur 40 GW für Deutschland gab und das Höchstspannungsnetz ausreichend dimensioniert sei.

Regionalisierung

Einzelne Konsultationsteilnehmer äußern sich zu der im Szenariorahmen vorgenommenen Regionalisierung.

Ein Konsultationsteilnehmer mahnt erneut an, für die Ausbauentwicklung der erneuerbaren Energien die regionalen Entwicklungen und Zielsetzungen der Bundesländer besser zu berücksichtigen und die VNB stärker in den Prozess einzubinden.

Sensitivitätsbetrachtungen

Einige Konsultationsteilnehmer äußern sich explizit zu den Sensitivitäten, die die Überlegungen zum Netzausbau flankieren sollen. Insgesamt werden die von den ÜNB durchgeführten und am 1. Juli 2013 veröffentlichten Sensitivitätsbetrachtungen als Ergänzung zum NEP 2013 begrüßt. Anhand solcher Betrachtungen könnten weitere wertvolle Erkenntnisse im Sinne einer robusten Netzentwicklungsplanung gewonnen werden.

Einige Konsultationsteilnehmer sind damit unzufrieden, dass es die Übertragungsnetzbetreiber versäumt hätten, die Sensitivität zur Regionalisierung maßnahmenscharf zu rechnen. Nur dann könne die Bundesnetzagentur den Ergebnissen der Sensitivitätsbetrachtung folgen und sie auch in die Beurteilung der Maßnahmen einfließen lassen. Einzelne Beiträge zielen auf die Ergebnisse der Betrachtungen der ÜNB ab. Demnach müssten aus den Ergebnissen Erkenntnisse gezogen werden und für eine effektive Weiterentwicklung Verwendung finden. Die Ergebnisse aus derartigen Betrachtungen dienten als geeigneter Input für die zukünftige Ausgestaltung des Ordnungsrahmens, da die Netzentwicklungsplanung diesen zu berücksichtigen habe. Die gelte insbesondere für die Diskussion um die Einspeisung der konventionellen Kraftwerke bei gleichzeitigem Ansteigen der Erneuerbaren Energien.

Einzelne Konsultationsteilnehmer befürworten die im aktuellen Szenariorahmen auferlegte Betrachtung eines dynamischen Einspeisemanagements. Auch sollte bspw. eine Sensitivitätsbetrachtung für den gezielten Einsatz verbrauchsnahe und regelbarer Kraftwerke angeregt werden. Zudem könne eine Sensitivität die Auswirkung eines gezielten Temperaturmonitoring betrachten.

Ausbaustrategien

Manche Konsultationsteilnehmer halten eine Koordination der verschiedenen Ausbauziele zwischen Bund und Ländern für notwendig, da der Netzausbaubedarf von Ort und Leistung künftiger Kraftwerke sowie der Art der Erneuerbaren Energie abhängt. Die Stellungnehmer verlangen die Förderung von regionaler Stromerzeugung und beklagen, dass der Ausbau der Höchstspannungsnetze die zentralen Strukturen der großen Energieunternehmen stärken würde. Konsultationsteilnehmer weisen vermehrt auf die Anstrengungen der Bundesländer zur Unterstützung und Förderung der regionalen Errichtung von Anlagen für Erneuerbare Energien hin. Beispiel hierfür seien die zahlreichen bereits funktionierenden 100%-Erneuerbare-Energien-Regionen. Mehrere Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass der regional verstärkte Ausbau der Erneuerbaren Energien, vor allem auch der Windkraftanlagen-Ausbau in den südlichen Bundesländern, nicht entsprechend im NEP berücksichtigt werde. Dabei sind viele Konsultationsteilnehmer der Ansicht, dass ein hohes Windstromangebot aus dem Norden den Aufbau dezentraler

Versorgungsstrukturen aus Erneuerbaren Energien im Süden behindere. Eine verstärkte Berücksichtigung der KWK-Technologie könne den Bedarf an Leitungen stark verringern. Von anderer Seite wird vorgebracht, eine ortsnahe Stromversorgung aus erneuerbaren Energiequellen in Kombination mit Smart Grids sei ausreichend, um die Energiewende zu schaffen.

Mehrere Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass Grundlastkraftwerke wie Atom- und Kohlekraftwerke die Schwankungen der Wind- und Sonnenenergie kaum ausgleichen könnten. Vor dem Hintergrund dürften keine neuen Kohlekraftwerke gebaut und weitere geplant werden. Für den wirtschaftlich optimalen Einsatz der stark fluktuierenden Windenergieerzeugung und für die angestrebte Minimierung des CO₂-Ausstoßes sei der Neubau von flexiblen Gaskraftwerken erforderlich und dringend. Dieser Bedarf sei in der Netzausbauplanung nicht berücksichtigt worden. Werde der Erzeugungspark nicht dahingehend ausgebaut, seien die Klimaziele der Bundesregierung gefährdet sowie die Energiewende gescheitert. Zudem sind Stellungnehmer der Ansicht, dass die Kosten des zum Transport von Strom aus Kohlekraftwerken notwendigen Leitungsausbaus in die Kalkulation des Preises von Kohlestrom eingehen sollten.

Speicher

Einige Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass nicht genügend Speichermöglichkeiten berücksichtigt würden, zumal einige Technologien bereits heute zur Verfügung stünden. Dazu gehörten Kurzzeit- (Batterie, etc.), Mittelzeit- und Langzeitspeicher (Pumpspeicherkraftwerk, Power to Gas, etc.). In der Speicherung von Strom bestehe ein großes Potential zur Reduzierung des Netzausbaus. Die Technologien sollten deshalb fortlaufend weiterentwickelt und gefördert werden. Ein Konsultationsteilnehmer schlägt in diesem Zusammenhang vor, dass ein bundesweit abgestimmtes Konzept für den schrittweisen Ausbau zentraler und dezentraler Speicher dazu dienen würde, den Einsatz neuer Speicher sinnvoll zu steuern und voran zu bringen. Auch wenn die Entwicklungen im Bereich neuer Speichertechnologien und deren Wirtschaftlichkeit im derzeitigen Strommarkt sowohl im Inland als auch grenzüberschreitend nicht genau vorhersehbar seien, sollte der NEP zumindest eine Abschätzung für das Jahr 2033 enthalten, in welchen Regionen welche gezielt an den Netzkapazitäten ausgerichteten Speicherzubauten eine Entlastung des Stromnetzes mit sich brächten. Dies würde zudem konkrete Empfehlungen an die politischen Entscheidungsträger zur Förderung und Standortwahl sowie zu Einsatz und Betrieb von neuen Speichereinrichtungen implizieren.

Innerhalb der verschiedenen Speichermöglichkeiten wird häufiger die Langzeitspeichertechnologie Power to Gas thematisiert. Power to Gas besitze das größte Potenzial aller Speichermöglichkeiten. Bei der Technologie wird mittels Elektrolyse der überschüssige Erneuerbaren-Energien-Strom in Wasserstoff umgewandelt und ins Gasnetz eingespeist bzw. gespeichert. Ein Konsultationsteilnehmer begrüßt in diesem Zusammenhang, dass sich der NEP weiterhin mit dieser Technologie befasse. Es sei sinnvoller den Strom trotz des geringen Wirkungsgrads in Wasserstoff umzuwandeln, als Erneuerbare Energien Anlagen phasenweise abzuschalten. Aufgrund der laufenden Forschungsvorhaben sei eine absehbare Marktreife ersichtlich, eine intensive Förderung der funktionellsten Speicher seitens der Bundesregierung könne die Entwicklung beschleunigen.

Vereinzelte Konsultationsteilnehmer merken in diesem Zusammenhang an, dass ebenso großes Potenzial in den Technologien Power to Heat und Power to Liquid liege. Andere Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass die Kurzzeitspeicher in Verbindung mit Smart-Grids zur Glättung der Stromspitzen geeignet seien.

Neben Speichern könnte ein Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung auch z.B. durch Blockheizkraftwerke oder Energieeffizienzsteigerungen geschehen. Auch seien Möglichkeiten eines europäischen Stromhandels zwecks Vermeidung eines überdimensionierten Netzausbaus verstärkt zu berücksichtigen, speziell Alpenregionen böten sich hier an.

Einspeise- und Lastmanagement

Im Rahmen der Konsultation wird vorgetragen, dass kein Einspeisemanagement in Form einer Kappung von Erzeugungsspitzen bei der derzeitigen Netzplanung Berücksichtigung finde. Darin bestehe jedoch großes Potenzial zur Reduzierung des Netzausbaus. Demnach müsste eine Stromleitung nicht für die an wenigen windreichen Tagen maximale Leistung eines Windrades ausgelegt sein. Durch die Kappung der Erzeugungsspitzen müsse das Höchstspannungsnetz also nicht für eine 100%ige Einspeisung ausgebaut werden, anders als es bisher geschehe. Ein Konsultationsteilnehmer schlägt in diesem Zusammenhang die Kappung der Erzeugungsspitzen auf 80 % der installierten Windenergieleistung vor, was lediglich zu einem vergleichsweise sehr geringen Verlust der erzeugten Windenergie führe. Diese Herangehensweise sei ökonomischer und reduziere den Netzausbau erheblich.

Auch nachfrageseitig sollten Senkungspotentiale berücksichtigt werden. So ist eine wesentliche Forderung aus der Konsultation die Kappung von seltenen Lastspitzen. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer äußert sich dahingehend, dass industrielle Großverbraucher als "verschiebbare Lasten" das Stromnetz stabilisieren könnten. Eine weitere Forderung ist der Aufbau eines intelligenten Stromnetzes "Smart Grid". Hierdurch könne der Verbrauch von Haushalten, Kleinspeichern und dezentralen Einspeisern koordiniert werden. In diesem Zusammenhang wird vorgetragen, dass die Last der Endverbraucher über variable Stromtarife zu Spitzenzeiten beherrschbar bliebe und sich zugleich die Versorgungssicherheit verfestige.

Technologien

Mehrere Konsultationsteilnehmer sprechen sich für den Einsatz von Erdkabeln bei HGÜ Strecken aus. Dieser Einsatz solle sich nicht nur auf einige ausgewiesene Pilotstrecken beschränken, sondern großflächig Beachtung finden. Im Bereich der Erdverkabelung sehen viele Konsultationsteilnehmer eine größere Akzeptanz innerhalb der Bevölkerung und eine geringere Belastung für Mensch und Umwelt, auch weil eine Bündelung mit weiteren Infrastrukturmaßnahmen wie dem Ausbau des Schienen- und Straßenverkehrsnetzes möglich sei. In diesem Zusammenhang weist ein Konsultationsteilnehmer darauf hin, dass eine Optimierung und die Auswahl der zu betrachtenden Technologien auch noch im Rahmen fortschreitender Planungsebenen ermöglicht werden müssten.

Einige Konsultationsteilnehmer begrüßen die im Rahmen des NEP 2013 erfolgte Planung von Höchstspannungsleitungen in verlustarmer Gleichstromtechnik (HGÜ) für das zukünftige Übertragungsnetz in

Deutschland. Die Konsultationsteilnehmer sind der Meinung, diese Technik könne sehr effizient den überregionalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch im Stromnetz leisten und gleichzeitig die negativen Auswirkungen elektromagnetischer Strahlung verringern. Im Bereich der Gleichstromtechnik fordern mehrere Konsultationsteilnehmer den Einsatz neuer Leistungsschalter insbesondere vor dem Hintergrund des mehrpunktfähigen Gleichstromtrassenbetriebes (Multiterminal-Verbindung). Gleichzeitig fordern einige Konsultationsteilnehmer nachvollziehbare Argumente für den Einsatz einer geplanten HGÜ-Technologie und eine Einführung erst nach ausreichenden Erkenntnissen über das Systemverhalten von HGÜ-Leitungen im bestehenden Netz. In diesem Zusammenhang weist ein Konsultationsteilnehmer darauf hin, dass das geplante HGÜ-Netz auf Prototypanlagen basiere, von denen keine Erfahrungen vorlägen und somit die Versorgungssicherheit nicht gewährleistet werden könne.

Mehrere Teilnehmer der Konsultation fordern einen verstärkten Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen und die Anwendung eines Temperatur-Monitorings, da dies Stand der Technik sei.

Positiv wird seitens eines Konsultationsteilnehmers die Möglichkeit der Bündelung mit der bestehenden Bahninfrastruktur im Bereich der 16,7 Hz gesehen. Die Nutzung dieser Struktur als Übertragungsmedium sei insbesondere als Redundanz auf Grund der möglichen Stromerzeugung innerhalb der Frequenz derartiger Anlagen, insbesondere im Offshore-Bereich zu sehen.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer sieht technische Alternativen, insbesondere kostengünstige Maßnahmen zur Erhöhung der stationären Grenzleistung, zur Blindstromerzeugung und zur Verbesserung der dynamischen Netzstabilität bislang zu wenig berücksichtigt.

Der Anschluss von Höchstspannungsleitungen an bisherigen Kraftwerkstandorte und die Nutzung vorhandener Verteilnetze wird grundsätzlich befürwortet. Diese Möglichkeiten seien zuerst auszuschöpfen für den Fall, dass die Eigenversorgung eines Raumes nicht durch eigene alternative Erzeugung sichergestellt werden könne.

Ein Konsultationsteilnehmer bemängelt, es sei im NEP nicht ersichtlich, in welchem Ausmaß sich die Auslastung und die Auslegung der Kapazitäten der Gleichstromleitungen bei langsamerem Ausbau der Offshore-Windenergie sowie bei schnellerem Fortschritt des Windenergie-Ausbaus im Südwesten Deutschlands verändere.

Kosten

Bei der Netzausbauplanung sei das gesamte Stromversorgungssystem zu betrachten. Die Trennung der Erzeugung von der Übertragung führe zu überhöhten Kosten des Netzausbaus. Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern zusätzlich zu den netztechnischen Kriterien, eine Überprüfung des Kriteriums Kosten des Netzausbaus. Besonders sei dabei stets die Existenz kostengünstigerer Alternativen zu prüfen. Ein Optimum aus Standortwahl neuer Kraftwerke sowie dem Netzausbau reduziere die Gesamtkosten des Systems. Zudem seien die Auswirkungen der Netzinvestitionen auf die Netzentgelte zumindest abzuschätzen.

Laut einem Konsultationsteilnehmer seien die Kostenangaben der ÜNB zu überprüfen, da diese aufgrund der Tatsache, dass zum Zeitpunkt des NEP wesentliche Details und Rahmenbedingungen der

Trassenführung nicht festgelegt werden, lediglich grobe Schätzungen darstellten. Weitere Kosten, wie z. B. für eine mögliche Erdverkabelung seien denkbar und somit anzugeben. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer fordert die Darstellung eines zu erwartenden Maximalbetrages der durch den Netzausbau anfallenden Kosten.

Eine gesetzlich garantierte Eigenkapitalverzinsung setze Anreize für übermäßige Kapitalintensität. Auslastungen der Leitungen würden demnach nicht in die Investitionsentscheidung aufgenommen werden.

Ein Konsultationsteilnehmer trägt vor, dass keine Studien schlüssig bewiesen, dass die Stromerzeugung aus Windkraft im Norden inklusive der Leitungsbau- und ggf. Konverterkosten sowie Durchleitungskosten kostengünstiger ist, als es die Erzeugung vor Ort sei.

Darüber hinaus fordert ein Teilnehmer der Konsultation die Berücksichtigung externer Kosten, die die Landschaftsinanspruchnahme oder ähnliche wertmindernde Komponenten beschrieben. Diese sollten reinternalisiert werden, d. h. z. B. über Steuern eingepreist werden.

2.8 Verfahrensfragen

Konsultationsteilnehmer fordern im Rahmen der Stellungnahmen, dass ein einheitlicher "Masterplan zur Energiewende" fehle und der Netzausbau überdimensioniert geplant sei, da auch die südlichen Bundesländer ihre eigene Energieversorgung gestalten wollten.

Konsultationsteilnehmer bemängeln, die BNetzA müsse besser erkenntlich machen, wie die Ergebnisse der Konsultation Berücksichtigung finden und aufgrund welcher Abwägungen die Entscheidung herbeigeführt würde (§ 12 b IV EnWG).

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer äußern sich zur zeitlichen Abfolge des Netzentwicklungsprozesses. Meist wird darin thematisiert, dass anzustreben sei, den bisher jährlich rollierenden Prozess der Erstellung der Netzentwicklungspläne zu entzerren und zukünftig den gesamten Prozess nur noch alle zwei Jahre zu durchlaufen. Umfangreiche Dokumente sowie sich überlappende Prozesse unterstrichen diese Notwendigkeit. Transparenz, Beteiligungsmöglichkeiten sowie die Qualität der Dokumente könnten durch einen Zwei-Jahres-Rhythmus gesteigert werden. Die Möglichkeit der Beteiligung werde zwar auf Öffentlichkeitsveranstaltungen gegeben, jedoch verlangten die Inhalte der Veranstaltungen vermehrt Fachkompetenz, sodass es der breiten Öffentlichkeit zunehmend schwer falle, sich an derartigen Veranstaltungen sachgemäß zu beteiligen.

Die Tatsache, dass die energiewirtschaftliche Notwendigkeit von in das Bundesbedarfsplangesetz aufgenommenen Maßnahmen durch eine regelmäßige erneute Überprüfung dieser Maßnahmen durchaus wieder aberkannt werden könne, sei für die Durchführung der Planungs- und Genehmigungsverfahren in der Praxis hinderlich.

In zahlreichen Konsultationsbeiträgen wird zudem die Betrachtung von Alternativen im Verfahren der Erstellung des NEPs gefordert. Eine solche Betrachtung müsse über die vorgenommene technische und wirtschaftliche Analyse hinaus eine vollwertige Variantenuntersuchung mit Prüfung der Nachhaltigkeit

und Allgemeinwohlverträglichkeit umfassen. Die Tatsache, dass die vorgeschlagenen Maßnahmen im vergangenen Jahr trotz der bisherigen einseitigen Betrachtung in ein Gesetz aufgenommen wurden, lasse an der Transparenz und Gesetzmäßigkeit des Verfahrens zweifeln. Die getroffenen Entscheidungen seien zwingend zu begründen und nachvollziehbar zu machen. Andernfalls könnten die Entscheidungen nicht den planungsrechtlichen Anforderungen der nachfolgenden Planungs- und Genehmigungsverfahren standhalten. Dem Konsultationsteilnehmer seien Abwägungsergebnisse schriftlich mitzuteilen. Stellungnahmen der Bundesländer sollten besonders hoch gewichtet werden.

Einzelne Konsultationsteilnehmer kritisieren zudem, dass die Einteilung der Maßnahmen durch die ÜNB in "vordringlich" und "zu beobachten" undurchsichtig sei, da die zugrunde gelegten Kriterien der Einteilung nicht dargelegt würden.

Darüber hinaus seien von den ÜNB die angestrebten Inbetriebnahmejahre der Einzelmaßnahmen konkreter anzugeben. Es sei nicht ersichtlich, ob es sich bei den Angaben um realistische Einschätzungen handle, die die Dauer von Planungs- und Genehmigungsverfahren berücksichtige. Zudem sei eine Begründung des angenommenen Inbetriebnahmejahres notwendig.

II Entscheidungsgründe

Die Bundesnetzagentur hat den von den Betreibern von Übertragungsnetzen (ÜNB) vorgelegten jährlichen Netzentwicklungsplan unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung mit Wirkung für die Betreiber von Übertragungsnetzen gemäß § 12c Abs. 4 Satz 1 EnWG bestätigt.

A Zuständigkeit

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die Bestätigung ergibt sich aus § 54 Abs. 1 Halbsatz 1 EnWG. Die Bestätigung beruht auf § 12c Abs. 4 Satz 1 EnWG.

B Gesetzliche Anforderungen

Der bestätigte Netzentwicklungsplan Strom 2013 entspricht den Anforderungen gemäß § 12c Abs. 1 Satz 1 i. V. m. § 12b Abs. 1, 2 und 4 EnWG.

Die vorliegende Überprüfung gliedert sich in die Einzel- und Gesamtplanbewertung, die Überprüfung der sonstigen gesetzlichen Anforderungen sowie in der Erwiderung der nicht auf § 12b EnWG bezogenen Stellungnahmen.

1. Aufgabenverteilung

Die Erstellung und Überprüfung des Netzentwicklungsplans Strom ist gesetzlich in § 12a ff EnWG verankert. Hierbei wird zwischen der Erstellung des Netzentwicklungsplans durch die Übertragungsnetzbetreiber (§ 12b EnWG) und der Prüfung durch die Bundesnetzagentur (§ 12c EnWG) unterschieden. Den Übertragungsnetzbetreibern obliegt damit die Planung und der Bundesnetzagentur die Prüfung. Aus dieser Aufgabenverteilung ergibt sich die notwendige unterschiedliche Perspektive der Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur.

Es existieren keine konkretisierenden Vorgaben oder technischen Regelwerke, die die vorliegende Prüfungsaufgabe in Bezug auf die technische Einhaltung der Kriterien „sicher“, „zuverlässig“, „wirksam“ und „bedarfsgerecht“ definieren bzw. spezifizieren. Insoweit ist zunächst der Umfang bzw. die Ausgestaltung der Prüfung auf Basis der vorgenannten Kriterien festzulegen.

1.1 Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber: Planung

Die Übertragungsnetzbetreiber sind gemäß § 12b Abs. 1 S. 1 und 2 EnWG verpflichtet, auf der Grundlage des Szenariorahmens einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan zu erstellen, der alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthält, die in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.

Die Entscheidung für geeignete Maßnahmen zur Erfüllung dieser Aufgabe durch die Übertragungsnetzbetreiber erfolgt unter Anwendung der Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes. Diese Planungsgrundsätze basieren auf den Regelungen des Transmission Code 2007 und berücksichtigen die derzeit geltenden gesetzlichen und anerkannten fachlichen Anforderungen an den Netzbetrieb und die Netzplanung in Deutschland. Bei der Netzplanung wird das gesamtdeutsche Transportnetz betrachtet. Dazu zählt anders als von einigen Konsultationsteilnehmern angenommen auch das 220kV-Netz. Ausländische Netze werden mit berücksichtigt.

Gegenstand der Planungsgrundsätze sind die elektrotechnischen Kriterien, die eingehalten werden müssen, um einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die viele Jahre im Voraus durchgeführte Netzplanung im späteren Netzbetrieb auftretende betriebliche Einschränkungen, beispielsweise durch zu Wartungszwecken vom Netz genommene Netzelemente oder durch Kraftwerks-Ausfälle, antizipieren muss. Das Netz ist daher grundsätzlich so auszulegen, dass es auch in diesen Fällen stabil betrieben werden kann. Die Übertragungsnetzbetreiber führen in den Planungsgrundsätzen daher zu Recht aus, dass das Ziel der Netzplanung der Übertragungsnetzbetreiber sein müsse, „ein gemäß den prognostizierten Anforderungen bedarfsgerechtes Netz mit erforderlichen Freiheitsgraden für den Netzbetrieb zu dimensionieren.“ Nach den Planungsgrundsätzen gilt ein Netz insbesondere dann als sicher geplant, wenn es das (n-1)-Kriterium erfüllt, d. h. wenn das Netz auch im Falle des Ausfalls eines Betriebsmittels (-1) die Versorgung sicherstellen kann.

Neben der Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit kann sich aus den Planungsgrundsätzen auch aus anderen Gründen ein Netzausbaubedarf ergeben, beispielsweise aus der künftigen Nachfrage nach Transportdienstleistungen, die zu technisch oder rechtlich nicht akzeptablen Lastflüssen in Drittnetzen führen.

In der Netzplanung wenden die Übertragungsnetzbetreiber ausdrücklich nicht die im Netzbetrieb zur Vermeidung von Überlastungen zur Verfügung stehenden Instrumente wie z. B. Redispatch von Kraftwerken, Einspeisemanagement von EEG-Anlagen oder Lastabschaltungen an. Entsprechend der heutigen Rechtslage wird das Netz engpassfrei ausgelegt, so dass jede kWh erzeugte Strommenge in das Netz eingespeist und zum Verbraucher transportiert werden kann.

Die grundsätzliche Nichtberücksichtigung von Redispatch und kurativen Maßnahmen bei der Netzplanung entspricht auch gängiger Praxis und einer angemessenen Berücksichtigung der Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Wenn die für Störungsfälle vorgesehenen Maßnahmen bereits bei der Planung des Netzes einbezogen und damit als ergriffen vorausgesetzt würden, stünden sie beim tatsächlichen Eintritt einer Gefährdung oder Störung des Elektrizitätsversorgungssystems dem Betriebspersonal nicht mehr zur Verfügung. Die Übertragungsnetzbetreiber haben richtigerweise ihre Planung entsprechend den vorgenannten Planungsgrundsätzen ausgerichtet.

Der Netzausbau erfolgt dabei jedoch grundsätzlich nach dem NOVA-Prinzip. Laut diesem Prinzip haben Netzoptimierungs- sowie Netzverstärkungsmaßnahmen Vorrang vor dem weiteren Ausbau der vorhandenen Stromnetze. Wegen der zu bewältigenden Übertragungskapazitäten wird jedoch das zukünftige Netz nicht mehr alleine mit Hilfe von Optimierungsmaßnahmen modellierbar sein, so dass zur Bewältigung des zukünftigen Transportbedarfs auch Neubau in neuen Trassen erforderlich ist. Im Rahmen des NEP wird eine Lösung erarbeitet, die die gestellten Anforderungen der Systemsicherheit, Wirtschaftlichkeit und Rauminanspruchnahme möglichst gut erfüllt.

1.2 Aufgabe der Bundesnetzagentur: Prüfung

Der Auftrag der Bundesnetzagentur ist gegenüber dem Planungsauftrag der ÜNB weiter und anders gefasst. Gemäß § 12c Abs. 1 Satz 1 EnWG prüft die Regulierungsbehörde die Übereinstimmung des Netzentwicklungsplans mit den Anforderungen gemäß § 12b Absatz 1, 2 und 4 EnWG. Die Bundesnetzagentur hat darüber hinaus gemäß § 12c Abs. 4 EnWG die Ergebnisse der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung zu berücksichtigen.

Schließlich hat die Bundesnetzagentur auch in ihre Entscheidung mit einzubeziehen, dass der ganz oder teilweise bestätigte Netzentwicklungsplan in bestimmten Fällen zugleich der Entwurf eines Bundesbedarfsplans ist. Aufgrund dieser gesetzlichen Bestimmungen wird der Netzentwicklungsplan konzeptionell, methodisch und technisch geprüft.

Dabei sind sowohl der lange Vorlauf, den der Netzentwicklungsplan aufweist, und die damit verbundenen Unsicherheiten über die künftige Entwicklung von der Bundesnetzagentur zu berücksichtigen als auch das Ziel, mit dem Netzentwicklungsplan zwar alle erforderlichen Maßnahmen, aber eben auch nur diese zu bestätigen. Der bestätigte Netzentwicklungsplan soll schon aus Gründen der Verhältnismäßigkeit nur Maßnahmen enthalten, deren Umsetzung auch angesichts der bestehenden Ungewissheiten über die energiewirtschaftliche Entwicklung angemessen ist.

Der im Netzentwicklungsplan betrachtete Zeitraum von zehn Jahren entspricht zwar noch dem üblichen, bei der Netzplanung zu Grunde gelegten Planungshorizont, liegt aber schon im Grenzbereich zu einer strategischen Netzplanung, in welcher langfristig erforderliche werdende Transportaufgaben eruiert und Konzepte zu deren Lösung entwickelt werden. Angesichts der Unsicherheit bzgl. der in zehn oder sogar 20 Jahren geltenden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist daher ein Prüfkonzept, welches allein auf die den Planungsgrundsätzen zu Grunde liegenden Kriterien abstellt, nicht ausreichend, um den Ausbaubedarf mit hinreichender Sicherheit zu bestimmen. Dies gilt grundsätzlich, auch ungeachtet der sich abzeichnenden Anpassung der Ausbauziele der Bundesregierung bei den Erneuerbaren Energien. Trotz der gegenüber den Planungsrichtlinien stringenteren Prüfkriterien ist die Versorgungssicherheit gegeben, da beim späteren tatsächlichen Betrieb Maßnahmen wie Redispatch oder kuratives Schalten zum Einsatz kommen, die im Rahmen der Planungsrichtlinien zu recht außer Acht gelassen werden.

Eine Maßnahme, für welche die Wirksamkeit und Bedarfsgerechtigkeit nicht festgestellt werden kann und welche somit nicht erforderlich und bestätigungsfähig ist, kann in künftigen Jahren entsprechend der Entwicklungen als wirksam und bedarfsgerecht anzusehen sein. Umgekehrt ist es jedoch auch mög-

lich, dass eine heute als wirksam und bedarfsgerecht eingestufte Maßnahme in künftigen Jahren nicht mehr erforderlich und genehmigungsfähig ist. Diese Entwicklung ist zwar wegen des zunehmenden Transportbedarfs nicht wahrscheinlich. Man wird angesichts der jeweils auf einem Startnetz aufbauenden Netzentwicklungspläne auch die Annahme vertreten können, dass insoweit besondere Gründe vorliegen sollten. Aber ausgeschlossen ist ein Wegfall von ursprünglich als notwendig eingeschätzten Leitungen nicht. Resultieren kann dies sowohl aus einer von den Erwartungen gravierend abweichenden Entwicklung des Transportbedarfs als auch aus einem Übergang zu neuen technologischen Lösungen. Die Bundesnetzagentur und auch die ÜNB sind selbstverständlich bemüht, ein solches Hin und Her zu vermeiden.

Bei den im Netzentwicklungsplan enthaltenen Maßnahmen handelt es sich vorwiegend um großflächige und/oder kostenintensive Maßnahmen mit langer Bauzeit und erheblichem Flächenverbrauch. Es ist daher ein vernünftiger Ausgleich zwischen der einerseits bestehenden generellen Notwendigkeit eines Netzausbaus sowie der derzeit rechtlich und planerisch bestehenden uneingeschränkten Verpflichtung zum Netzausbau auch bei nur geringem Bedarf und der andererseits existierenden Ungewissheit über die Entwicklung der Planungsgrundlagen und möglicher unnötiger Folgekosten für nicht oder nicht mehr wie im geplanten Maße erforderliche Maßnahmen zu finden. Ein solcher Ausgleich kann aus Sicht der Bundesnetzagentur durch die Einbeziehung einer selbstständigen Erforderlichkeitsprüfung für wirksame und bedarfsgerechte Maßnahmen gefunden werden.

Für die Bestätigung dieser Planung und somit auch die schnellst mögliche Realisierung dieser Maßnahmen hat die Bundesnetzagentur daher über die Wirksamkeit und Bedarfsgerechtigkeit einer Maßnahme hinaus auch ihre Erforderlichkeit im Sinne einer möglichst hohen Robustheit gegenüber den denkbaren künftigen Entwicklung des Energiesektors geprüft.

Es ist leider der Bundesnetzagentur nicht möglich, der Öffentlichkeit uneingeschränkten Einblick in das Netzmodell und das Marktmodell zu geben, weil das Netzmodell Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse enthält. Die für die Beurteilungen der Planungen wesentlichen Informationen können allerdings von allen Fachkundigen mit berechtigtem Interesse gemäß §12f Abs. 2 EnWG erlangt werden.

Eine Prüfung der EnLAG-Maßnahmen wird anders als von einigen Konsultationsteilnehmern gefordert nicht von der Bundesnetzagentur durchgeführt. EnLAG-Maßnahmen sind Teil des Startnetzes. Ihre Überprüfung fällt nicht in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur. Die Übertragungsnetzbetreiber haben bei der erstmaligen Erstellung eines Netzentwicklungsplans auf zahlreiche Wünsche von Betroffenen und auf Anregung der Bundesnetzagentur hin die EnLAG- und andere Startnetzmaßnahmen einer Plausibilitätsprüfung unterzogen, ob diese Maßnahmen sich auch nach Realisierung der grundlegend neuen großen Gleichstromtrassen noch als erforderlich darstellen. Bis auf zwei Maßnahmen waren die Startnetzprojekte weiterhin erforderlich. Eine solche Prüfung kann allerdings nicht jedes Jahr wiederholt werden. Anderenfalls verlören gesetzliche Bedarfsfestlegungen wie durch das EnLAG oder künftig das Bundesbedarfsplangesetz ihren Sinn. Vor allem aber würde eine solche Überprüfung konsequent zu Ende gedacht auch vor bestehenden Leitungen keinen Halt machen. Akzeptiert man keinen durch entsprechende gesetzliche oder behördliche Feststellungen definierten status quo müßte man permanent auch die tatsächlich bestehenden Leitungen in Frage stellen und erneut auf ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit hin überprüfen. Ein solches Prüfprogramm ist in der Praxis nicht zu bewältigen. Darüber

hinaus macht ein jährlich neuer Green Field Ansatz (nichts anderes verbirgt sich letztlich hinter der Forderung, bestehende gesetzliche Bedarfsfeststellungen immer wieder in Frage zu stellen) auch wenig Sinn, wenn man eine verlässliche und nachhaltige Energieversorgung sicher zu stellen hat.

Netzurückwirkungen auf Kraftwerke insbesondere bei Ausfällen von Netzelementen, z.B. der HGÜ-Korridore werden anders als von einem Konsultationsteilnehmer gefordert nicht untersucht. Eine solche Untersuchung geht über den Fokus des Netzausbaus hinaus und gehört auch nicht zum gesetzlichen Prüfauftrag.

Zur Überprüfung der Regionalisierung und der darauf aufbauenden Marktmodellierung hat die Bundesnetzagentur einen unabhängigen Gutachter, das IFHT der RWTH Aachen, beauftragt mit anders gestalteter Methodik die Regionalisierung durchzuführen und die Marktmodellierung mit einem eigenen Verfahren zu berechnen, um die Ergebnisse der ÜNB zu verifizieren. Das Resultat ist, dass die Ergebnisse der ÜNB wie auch die des Gutachters stimmig sind und sich nur marginal unterscheiden. Die Vergleichbarkeit der Marktmodellierungen zeigt sich auch bei der darauf aufbauenden Prüfung der Streckenmaßnahmen.

2. Prüfkriterien

Die Bundesnetzagentur bestätigt - unter Berücksichtigung der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung - die energiewirtschaftlich notwendigen Maßnahmen, die sich als wirksam und bedarfsgerecht für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb herausgestellt haben (§ 12b Abs. 1 S. 2 EnWG) und die sich auch aus sonstigen Gründen nicht als entbehrlich oder vorerst nicht angemessen erwiesen haben.

Alle Maßnahmen des Leitszenario B2023 werden der gleichen Prüfung unterzogen. Maßnahmen, die von den Übertragungsnetzbetreibern als „zu beobachtend“ klassifiziert wurden (S. 18 sowie Tabelle 22, S. 110 Strom 2013 NEP), werden jedoch anders als im Entwurf der Bestätigung grundsätzlich nicht bestätigt. Gesetzlich ist eine derartige Unterteilung der Maßnahmen in „vordringlich“ und „zu beobachtend“ nicht vorgesehen und seitens der ÜNB wurde auch nicht dargelegt, welche Kriterien der Einteilung zugrunde liegen. Die ÜNB gehen jedoch selbst davon aus, dass die „zu beobachtenden“ Maßnahmen „im Lichte der energiewirtschaftlichen und politischen Entwicklung in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden“ (S. 18 des NEP-Entwurfs der ÜNB 2013). Daher sieht die Bundesnetzagentur in Anbetracht der aktuellen politischen Entwicklung, insbesondere der bevorstehenden Novellierung des EEG, bei der mit hinreichender Wahrscheinlichkeit von einer Anpassung der Ausbauziele der Erneuerbaren Energien ausgegangen werden muss, grundsätzlich von einer Bestätigung der „zu beobachtenden“ Maßnahmen im diesjährigen Prozess ab. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist es geboten, nur die Maßnahmen zu bestätigen, von deren nachhaltiger Erforderlichkeit sie selbst und auch die ÜNB überzeugt sind.

Die fehlende Nennung eines Realisierungszeitraums seitens der ÜNB ist dabei ein weiteres Indiz, dass eine besondere Dringlichkeit und eine unabwiesbare Notwendigkeit solcher Maßnahmen, auch wenn sie wesentliche Prüfkriterien erfüllen, nicht ohne Hinzutreten weiterer Umstände bejaht werden kann. Eine solche Vorgehensweise, die tendenziell eher einen gewissen Nachholbedarf beim Leitungsbau in Kauf

nimmt, erscheint aus Gründen der Verhältnismäßigkeit und der Kontinuität und Verlässlichkeit staatlicher Planungsbestätigungen eher angebracht als in den nächsten Jahren bei geänderten Randbedingungen bereits bestätigte Maßnahmen nicht mehr zu bestätigen, weil sie die Prüfkriterien nicht mehr erfüllen. Hiermit kommt die Bundesnetzagentur auch der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach, die Prüfung so durchzuführen, dass die größtmögliche Robustheit der Maßnahmen gewährleistet ist. Dieses Vorgehen ist gerechtfertigt, da durch die sich abzeichnende Neuausrichtung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung beim Ausbau der Erneuerbaren Energien der dem NEP 2013 zu Grunde gelegte Szenariorahmen, der sich an den bisherigen energiepolitischen Zielen der Bundesregierung orientiert, nicht mehr in vollem Umfang den sich abzeichnenden Veränderungen Rechnung trägt. Formal werden neue energiepolitische Ziel einer kommenden Bundesregierung zwar erst in den im Jahre 2014 zu bestätigenden Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2025 einfließen können. Es kann gegenwärtig auch keine eindeutige Auswirkung der angestrebten neuen Zielvorstellungen auf die Erforderlichkeit einzelner Maßnahmen belegt werden; dazu wäre eine Neuberechnung des kompletten Zielnetzes notwendig. Das heißt aber nicht, dass die generelle Wertung, den Ausbau der erneuerbaren Energien in einen etwas moderateren Zeitpfad bringen zu wollen, nicht in die Abwägungsentscheidung bei denjenigen Maßnahmen mit einfließen kann, deren kurzfristiger und vordringlicher Realisierungsbedarf – wie hier auf Grund der Einschätzung der ÜNB- ohnehin zweifelhaft ist.

Bei den betroffenen Maßnahmen wird dieser Umstand im Steckbrief unter der Rubrik „2. Sonstige Erwägungen – zu beobachtende Maßnahmen“ explizit ausgewiesen.

Im Folgenden werden die jeweiligen Bewertungsmaßstäbe für die verschiedenen Aspekte dargestellt.

2.1 Streckenmaßnahmen

Die Bundesnetzagentur prüft die Maßnahmen des Leitszenarios B2023 auf:

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

Bei einigen Maßnahmen haben die ÜNB zur eigentlichen Maßnahme eine räumliche Alternative ausgewiesen. Falls die Maßnahme an sich bestätigungsfähig ist, werden diese Alternativen demselben Prüfkriterium unterzogen wie die eigentliche Maßnahme. Die Grundlagen der vorhabenbezogenen Alternativenprüfung waren die von den Übertragungsnetzbetreibern, als Vorhabensträgern, im zweiten Entwurf des NEP Strom 2013 vorgeschlagenen anderweitigen Planungsmöglichkeiten für das Szenario B 2023, die die Bundesnetzagentur als „nicht offensichtlich fernliegend“ identifiziert hat.

2.1.1 Wirksamkeit

Ziel der Netzplanung ist es, ein sicheres und zuverlässiges Netz zu konzeptionieren, welches im Normalbetrieb stabil betrieben werden kann. Legt man das heutige Startnetz zugrunde und betrachtet die Ergebnisse der Marktmodellierung im Zieljahr 2023 stellen sich durch ein erhöhtes Transportaufkommen unzulässige Betriebszustände, d.h. in der Regel Überlastungen von Betriebsmitteln ein. Folglich sind Maßnahmen notwendig, um im Zieljahr den stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten. Zusätzlich muss nach

dem (n-1)-Kriterium gewährleistet sein, dass das Übertragungsnetz den Ausfall eines Betriebsmittels kompensieren kann. Eine Maßnahme gilt nach den Planungskriterien der ÜNB dann als wirksam, wenn sie eine drohende Überlastsituation im Übertragungsnetz verhindert, die nicht auf andere Weise zu vermeiden wäre.

Die so getroffene Definition der Wirksamkeit im Zuge der NEP-Prüfung gilt auch für die Wirkung von Maßnahmen des Übertragungsnetzes auf andere Netzebenen. Eine Ausbaumaßnahme kann aus Effizienzgründen auf der Ebene des Übertragungsnetzes ergriffen werden, um die unterlagerten Spannungsebenen zu entlasten. So kann es z. B. effizienter sein, eine neue Leitung auf Übertragungsnetzebene zu errichten, um einen massiven Ausbau auf der 110-kV-Ebene zu verhindern.

Weiterhin wird eine Maßnahme auch dann als wirksam eingestuft, wenn sie zu einer Stärkung des europäischen Stromhandels führt. Dies ist offensichtlich bei den grenzüberschreitenden Leitungsbauvorhaben der Fall, kann aber auch bei innerdeutschen Maßnahmen der Fall sein. An fast allen Außengrenzen sind die Stromtransportkapazitäten in das bzw. aus dem Ausland derzeit limitiert. Ausdruck davon ist die Ausweisung der sogenannten NTC-Werte (Net Transfer Capacities), die die obere Grenze für die Transportkapazitäten angeben. Daher ist auch der Stromhandel mit dem Ausland bisher nur eingeschränkt möglich. Die Erhöhung der grenzüberschreitenden Transportkapazitäten zur Intensivierung des europäischen Strombinnenmarktes entspricht dem Zweck des § 1 Abs. 3 EnWG.

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

Für eine Maßnahme ergibt sich folglich die Wirksamkeit, wenn sie

- den (n-1) sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes sicher stellt oder
- unverhältnismäßigen Aufwand zur Behebung von Überlastungen in unterlagerten Netzebenen vermeidet oder
- zu einer gewollten Erhöhung der grenzüberschreitenden Transportkapazität führt oder
- ungewollte physikalische Ringflüsse über das europäische Ausland merklich reduziert.

Erfüllt die von den ÜNB vorgeschlagene Maßnahme einen der Punkte, so ist diese Maßnahme wirksam.

Zur Überprüfung der Wirksamkeit einer Maßnahme wurde untersucht, inwieweit der sichere Netzbetrieb mit und ohne diese Maßnahme möglich ist. Dazu wurde die Maßnahme in einem Netzmodell zunächst entfernt bzw. abgeschaltet und der Lastfluss im Normalbetrieb (Grundlastfluss) berechnet. Anschließend wurde die zu überprüfende Maßnahme eingeschaltet und der Lastfluss im Netz mit der Maßnahme (Grundlastfluss) berechnet. Beide Situationen im Grundlastfluss wurden auf unzulässige Betriebszustände und Überlastungen hin überprüft. Ebenso wurden in beiden Netzmodellen (ohne und mit

der Maßnahme) Ausfallrechnungen gemacht, bei denen jeweils ein Betriebsmittel abgeschaltet wurde, um die (n-1)-Sicherheit des Netzes zu untersuchen. Wurde festgestellt, dass die zu überprüfende Maßnahme die Anzahl der Überlastungen und unzulässigen Betriebszustände reduziert oder sogar komplett behebt, wurde die Maßnahme als wirksam bewertet. Dabei ist es entsprechend der Planungsgrundsätze für die ÜNB ausreichend, wenn die überlast-vermeidende Wirkung nur in einer spezifischen Belastungs- oder Nutzungssituation, d. h. in einem sogenannten Netznutzungsfall, auftritt. Die Bundesnetzagentur ergänzt entsprechend ihres weitergehenden volkswirtschaftlichen und Belange Dritter in den Blick nehmenden Prüfungsauftrages diese Wirksamkeitsprüfung durch Anwendung des Robustheitskriteriums und ergänzender Erwägungen, auf die umso größerer Wert zu legen ist, je mehr sich Anzeichen dafür ergeben, dass eine Überlastung nur in einer einzelnen Stunde des Zieljahres auftreten.

Konnten alle auftretenden Überlastungen bzw. unzulässigen Betriebszustände im Netzmodell ohne die Maßnahme durch naheliegende Topologieänderungen, d.h. Schaltmaßnahmen behoben werden, so wurde die Maßnahme als nicht wirksam eingestuft. Bei Schalthandlungen oder Topologieänderungen handelt es sich z.B. um das Trennen oder Schließen von Sammelschienen in Umspannwerken, um die Stromflüsse im Netz gleichmäßiger zu verteilen. Dieses Vorgehen geht über die Planungsgrundsätze der ÜNB hinaus und ist im Kapitel „1.2 Aufgaben der Bundesnetzagentur: Prüfung“ begründet. Bleibt eine Maßnahme auch nach lastflussreduzierender Schalthandlung immer noch wirksam, so ist davon auszugehen, dass die Maßnahme auch unter geänderten Rahmenbedingungen ihre Wirksamkeit behält. Dies entspricht dem Robustheitsansatz der Bundesnetzagentur. Auch die Planungsgrundsätze der ÜNB sehen die Möglichkeit von Schalthandlungen in der Netzplanung grundsätzlich vor. Diese sind auch der erste Schritt des NOVA-Prinzips, da Topologieänderungen unter die Kategorie Netzoptimierung fallen (2.Entwurf eines NEP Strom 2013 der ÜNB, S.26).

Einige Maßnahmen begründen sich durch Überlastung der unterlagerten Netzebenen. Daher ist eine typische Wirksamkeitsprüfung durch Ausfallrechnungen (Grundfall und (n-1)) im Übertragungsnetz in diesen Fällen nicht zielführend. Mangels Überlastung des Übertragungsnetzes ergäbe sich typischerweise der Befund, dass die Maßnahme keine Überlastung behebt und deshalb nicht als wirksam bezeichnet werden könnte.

Daher wurden zur Wirksamkeitsprüfung dieser Maßnahmen teilweise Netzdaten der unterlagerten (110 kV-) Netze untersucht oder weitere Indikatoren zur Bewertung herangezogen, ob die Maßnahme Überlastungen der unterlagerten Netze behebt, die in diesen nur mit unverhältnismäßig großem Aufwand behoben werden könnten.

Die Bundesnetzagentur kommt damit der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach, die fordern, den Einfluss von unterlagerten Spannungsebenen mit in die Netzprüfung einzubeziehen und das Übertragungs- und das Verteilnetz gemeinsam zu betrachten. Eine detaillierte Betrachtung der Verteilnetze ist jedoch nur in Einzelfällen erforderlich und sinnvoll, da es die Aufgabe des NEP 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 ÜNB zum gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan (TYNDP 2012) hinzugezogen. Diese bein-

halten 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 geprüft.

2.1.2 Erforderlichkeit

Bei der Prüfung der Erforderlichkeit einer Maßnahme lässt sich die Bundesnetzagentur von weiteren Erwägungen leiten, welche über die von den ÜNB zugrunde gelegten Planungskriterien hinausgehen.

Angesichts der bestehenden Unwägbarkeiten reicht eine klassische Prüfung der Wirksamkeit zur Wahrung der Verhältnismäßigkeit und zur Erfüllung des Auftrags der Bundesnetzagentur, eine hinreichende Basis für eine parlamentarische Bestätigung des Ausbaubedarfs in Form eines Gesetzes zu schaffen, nicht aus. Die zu bestätigenden Maßnahmen müssen deshalb eine hinreichende Robustheit aufweisen, also auch unter verschiedensten Bedingungen einen hinreichenden Nutzen generieren. Nach Ansicht der Bundesnetzagentur sollten Maßnahmen gegenüber einer möglichst großen Anzahl von Szenarien und auch gegenüber Veränderungen von gesetzlichen oder anderweitigen Rahmenbedingungen stabil sein, um nicht unnötig Ressourcen zu verbrauchen. Eine Maßnahme ist folglich 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 stellt dar, 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 kann u. U. auch davon ausgegangen werden, dass die Transportaufgabe auch auf niedrigerer Spannungsebene bewältigt werden kann. Je stärker das Netz durch eine Maßnahme entlastet wird, desto höher ist ihr Nutzen im Wechselstromnetz für das Gesamtsystem. Dabei ist zu unterscheiden zwischen Gleichstrom- und Wechselstrommaßnahmen. Diese unterscheiden sich technisch grundlegend, da bei einer Gleichstromleitung im Gegensatz zu einer Wechselstromleitung die Auslastung gezielt eingestellt werden kann. 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 automatisch auf das Netz und ist ohne zusätzliche, mitunter aufwändige technische Einrichtungen nicht beeinflussbar.

Bei der Prüfung der Erforderlichkeit darf eine Grenze nicht zu hoch gewählt sein, um im späteren Netzbetrieb auch bei betriebsbedingten Abschaltungen oder anderen Vorkommnissen für den Fehlerfall gerüstet zu sein. Eine hohe Auslastung in diesem Sinne ist schon bei einem Wert ab 50% anzunehmen, da sich in der Praxis bei einem Ausfall so hoch ausgelasteter Leitungen regelmäßig grenzwertige Belastungen für das umgebende Netz ergeben. Außerdem sind hoch ausgelastete Leitungen kaum in der Lage ihrerseits den Ausfall anderer Betriebsmittel abzusichern. Gleichzeitig darf eine Auslastungsgrenze auch nicht zu niedrig gewählt sein, damit die Maßnahme bei veränderten Rahmenbedingungen nicht unnötig wird, denn dann würde der Indikator seinen Sinn nicht erfüllen können.

Die Auslastung einer Leitung im Bereich von 20% kommt als Robustheitsindikator in Betracht. Eine solche Auslastung indiziert einen Grenzbereich, weil unterhalb einer Auslastung von 20% technisch gesehen auch eine 110 kV – Leitung zur Bewältigung des Transportbedarfs in Frage kommt. Diese 20%-Grenze erscheint auf den ersten Blick möglicherweise noch zu gering. Die Forderung, das Netz so zu planen und auszulegen, dass es im Störfall trotzdem funktioniert, führt jedoch in der Praxis sehr häufig zu einer in vielen Stunden sehr geringen Auslastung im Normalbetrieb, d.h. im störungsfreien Betrieb ((n-0)-Fall bzw. Normalfall). Eine maximale Auslastung von 20% in diesem Normalfall ist daher zwar nicht hoch, aber auch nicht untypisch niedrig.

Nach Abwägung aller genannten Gesichtspunkte ist es daher aus Sicht der Bundesnetzagentur angezeigt, im Rahmen der Erforderlichkeitsprüfung einer Maßnahme relativ zum umgebenden Netz eine maximale Auslastung von 20% anzusetzen. Eine Weiterentwicklung des Kriteriums möglicherweise mit Hilfe von Gutachtern ist angestrebt. Zur Bestimmung der Auslastung einer Leitung hat die Bundesnetzagentur die Jahresauslastungskurven betrachtet. Hierfür wurden für das Zielnetz alle 8760 Stunden des Szenarios B2023 analysiert und die relativen Leitungsauslastungen aus den daraus vorliegenden Ergebnissen mit einer mathematisch korrekten Lösung bestimmt und ausgewertet. Zusätzlich zu der Angabe der maximal und durchschnittlich auftretenden Leitungsauslastungen hat sich die Bundesnetzagentur entschieden, für jede Maßnahme die mathematisch gültigen Auslastungen der Größe nach zu sortieren und die Anzahl der Stunden in Abhängigkeit von ihrer prozentualen Auslastung abzubilden.

Anzumerken bleibt, dass der diesjährige Gutachter der Bundesnetzagentur, das IFHT der RWTH Aachen, für die Berechnung der 8760 Netznutzungsfälle nicht wie die Bundesnetzagentur und die ÜNB auf die Netzberechnungssoftware INTEGRAL zugreift, sondern für diese Zeitreihenrechnungen ein eigenes am Lehrstuhl entwickeltes Berechnungswerkzeug verwenden. Dieses verwendet unter anderem für die Regelung der HGÜ-Systeme einen anderen Ansatz als dies in INTEGRAL erfolgt, was in abweichenden Auslastungen der HGÜ und damit einhergehend auch des umgebenden Wechselstromnetz resultieren kann. Die grundsätzliche Aussagekraft dieser Untersuchungen ist trotzdem gegeben.

2.1.3 Sonstige Erwägungen

Über die Kriterien Wirksamkeit und Erforderlichkeit hinaus gibt es weitere Aspekte, die bei der Bestätigungsfähigkeit betrachtet werden können. Dabei geht es nicht darum einen strengeren Prüfungsmaßstab anzusetzen, sondern der Öffentlichkeit möglichst transparent darzustellen, welchen Einfluss die zur Rede stehenden Maßnahmen haben. Darüber hinaus können auch weitere Belange in die Bedarfsprüfung einfließen, welche die Angemessenheit einer Maßnahme betreffen.

In diesem Zusammenhang wird sowohl der Einfluss der jeweiligen Maßnahme auf das umgebende Netz graphisch dargestellt, als auch die Relevanz der Maßnahme unter veränderten Rahmenbedingungen aufgeführt.

2.1.3.1 Einfluss auf das umgebende Netz

Der Neubau von Leitungen, Netzverstärkung, Änderungen von Leitungsparametern und Optimierungsmaßnahmen haben in der Regel einen Einfluss auf das umgebende Netz. Sie können sowohl be- als auch entlastend wirken. Natürlich sollte eine Maßnahme immer für eine Entlastung von Netzelementen

sorgen, aber oft geht die Entlastung einher mit der stärkeren Belastung von anderen Netzelementen. Beispielsweise ist zu erwarten, dass die Zubringerleitungen zu den Anfangs- und Endpunkten der HGÜ-Korridore stärker belastet werden. Ebenso können neue Umspannwerke zu einer erhöhten Einspeisung aus unterlagerten Netzebenen führen und auch zu einer stärkeren Belastung des Übertragungsnetzes. Netzverstärkungen ändern die Impedanzen der Leitungen, so dass sich die Lastflüsse anders einstellen, und andere Leitungen stärker belastet werden können. Obwohl nicht jede stärkere Belastung, die durch eine Maßnahme entsteht, per se schlecht ist, sollten jedoch die positiven Effekte überwiegen. Netzplanung sollte also möglichst so gestaltet sein, dass die Entlastungen möglichst groß und die Belastungen möglichst klein sind. Natürlich ist dabei zu bedenken, dass lange Leitungen - insbesondere die HGÜ-Korridore - eine sehr viel größere Wirkung auf das umgebende Netz haben (sollten) als kleine, regional begrenzte Maßnahmen.

Um den Einfluss der geplanten Maßnahme graphisch darzustellen, ist die Bundesnetzagentur folgenderweise vorgegangen: Für ausgewählte Stunden des Jahres (insgesamt 2102 Stunden), in denen die Belastungen des gesamten Netzes besonders hoch sind, werden die Leitungsauslastungen des Zielnetzes der ÜNB für das Szenario B2023 sowie des Zielnetzes ohne die betreffende Maßnahme berechnet. Bei den ausgewählten Stunden handelt es sich um Netznutzungsfälle bei denen mehr als 500 km Leitungslänge eine Auslastung von größer 70% aufweisen, plus den auslegungsrelevanten Netznutzungsfällen der ÜNB, welche hierdurch nicht erfasst wurden. In einem zweiten Schritt wird in jeder der ausgewählten Stunden für jede Leitung des deutschen Netzes analysiert, wie groß die Differenz der Auslastung zwischen den Netzberechnungen mit und ohne die Maßnahme ist, d.h. ob die entsprechende Maßnahme in der betrachteten Stunde entlastend oder belastend auf jede Leitung wirkt.

Betrachtet werden dabei nur Leitungen, die mit der Maßnahme über 50% ausgelastet sind¹. Anschließend werden die Auslastungsdifferenzen aller betrachteten Stunden gemittelt. Dies wird für Be- und Entlastungen jeweils separat durchgeführt. Als Ergebnis entstehen zwei Karten, auf denen die durch die Maßnahme entstehenden Entlastungen bzw. Belastungen im Übertragungsnetz visualisiert sind. Im unterlagerten Hochspannungsnetz auftretende Be- und Entlastungen werden nicht berücksichtigt und nicht dargestellt.

¹Der Wert 50% ist gewählt worden, da es für alle niedriger ausgelasteten Leitungen nicht entscheidend ist, ob diese etwas stärker oder schwächer ausgelastet werden. Zudem werden nur Entlastungen betrachtet, die oberhalb eines Wertes von 2% liegen, da nur diese für relevant erachtet werden.

Sollten Maßnahmen eine ausschließliche bzw. überwiegende Belastung des umgebenden Netzes ohne gegenüberstehende Entlastung bewirken, so stellt dies die energiewirtschaftliche Notwendigkeit dieser Maßnahme grundsätzlich in Frage.

2.1.3.2 Änderung der Rahmenbedingungen

Neben der Auslastung einer Maßnahme, welche die Erforderlichkeit im Rahmen der Prüfung belegt, ist für die kontinuierliche Notwendigkeit der Maßnahme natürlich ein weiteres Indiz, ob die Maßnahme unter veränderten Rahmenbedingungen ebenfalls relevant ist.

Hinweise dazu geben zum einen die von den ÜNB durchgeführten Sensitivitätsbetrachtungen, deren Durchführung von der BNetzA mit der Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP Strom 2013 auferlegt und deren Ergebnisse der Öffentlichkeit zum 1. Juli 2013 vorgelegt wurden. Zwei dieser drei Sensitivitätsbetrachtungen wurden maßnahmenscharf durchgeführt. D.h. für die Sensitivität der Last- und Verbrauchsabsenkung sowie die Sensitivität zur pauschalen Beschränkung der Einspeiseleistung von Wind Onshore wurde untersucht, welche Maßnahmen unter diesen geänderten Annahmen nicht mehr, bzw. welche noch zusätzlich notwendig sind. Maßnahmen, die unter einer oder beider dieser veränderten Rahmenbedingungen nicht notwendig sind, wurden bei der Prüfung berücksichtigt und die Information darüber mit aufgeführt.

Die Sensitivität zur Regionalisierung wurde nicht maßnahmenscharf kalkuliert, so dass die Ergebnisse dieser Sensitivitätsuntersuchungen nicht direkt bei der Überprüfung von Maßnahmen berücksichtigt werden können.

Ebenso wie die Sensitivitätsbetrachtungen stellen auch die Szenarien A2023 und C2023 ein Indiz dafür dar, wie robust die Maßnahmen unter veränderten Rahmenbedingungen sind. Die Information, ob die jeweilige Maßnahme auch unter den Annahmen der Szenarien A2023 und C2023 benötigt wird, wurde ebenfalls in die Abwägungsentscheidung der Bundesnetzagentur mit einbezogen.

Daher wird bei Maßnahmen, die im Rahmen der Szenarien A und C oder aufgrund der Sensitivitätsbetrachtungen nicht mehr notwendig wären, darauf hingewiesen. Dies allein hat als isolierter Punkt allerdings keinen Einfluss auf das Prüfergebnis.

2.1.3.3 „zu beobachtende“ Maßnahmen

Maßnahmen, die von den Übertragungsnetzbetreibern als „zu beobachtend“ klassifiziert wurden (S. 18 sowie Tabelle des 2. Entwurf des NEP Strom 2013 der ÜNB, S. 110 Strom 2013), werden jedoch anders als im Entwurf der Bestätigung bis auf zwei Ausnahmen nicht bestätigt. Gesetzlich ist zwar eine derartige Unterteilung der Maßnahmen in „vordringlich“ und „zu beobachtend“ nicht vorgesehen und seitens der ÜNB wurde auch nicht dargelegt, welche Kriterien der Einteilung zugrunde liegen. Die ÜNB gehen jedoch selbst davon aus, dass die „zu beobachtenden“ Maßnahmen „im Lichte der energiewirtschaftlichen und politischen Entwicklung in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden“ (S. 18 NEP Strom 2013). Daher sieht die Bundesnetzagentur in Anbetracht der aktuellen politischen Entwicklung, insbesondere der bevorstehenden Novellierung des EEG, bei der mit hinreichender Wahrscheinlichkeit von einer Anpassung der Ausbauziele der Erneuerbaren Energien

ausgegangen werden muss, bis auf zwei Ausnahmen von einer Bestätigung der „zu beobachtenden“ Maßnahmen im diesjährigen Prozess ab. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist es angemessen, nur die Maßnahmen zu bestätigen, von deren nachhaltiger Erforderlichkeit die ÜNB auch selbst überzeugt sind.

Hiermit kommt die Bundesnetzagentur auch der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach, die Prüfung so durchzuführen, dass die größtmögliche Robustheit der Maßnahmen gewährleistet ist. Dieses Vorgehen ist gerechtfertigt, da durch die sich abzeichnende Neuausrichtung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung beim Ausbau der Erneuerbaren Energien der dem NEP 2013 zu Grunde gelegte Szenariorahmen, der sich an den bisherigen energiepolitischen Zielen der Bundesregierung orientiert hat, nicht mehr in vollem Umfang den sich abzeichnenden Veränderungen Rechnung trägt.. Zwar fließen neue energiepolitische Ziel einer kommenden Bundesregierung erst in den im Jahre 2014 zu bestätigten Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2025 ein. Das heißt aber nicht, dass die generelle Wertung, den Ausbau der erneuerbaren Energien in einen etwas moderateren Zeitpfad bringen zu wollen, nicht in die Abwägungsentscheidung bei denjenigen Maßnahmen mit einfließen kann, deren kurzfristiger und vordringlicher Realisierungsbedarf – wie hier auf Grund der eigenen Einschätzung der ÜNB- ohnehin zweifelhaft ist.

Diese Vorgehensweise vermeidet auch, dass die Bundesnetzagentur die nicht erfolgte Nennung eines Realisierungszeitraums seitens der ÜNB durch eine eigene Entscheidung ersetzt. Zwar wäre ihr dies rechtlich und tatsächlich möglich. Die Bundesnetzagentur ist aber grundsätzlich bestrebt, so wenig wie möglich eigene planerische Entscheidungen zu treffen.

Mit der Nichtbestätigung der nur zu beobachtenden Maßnahmen nimmt die Bundesnetzagentur in Kauf, in den kommenden Jahren, einen gewissen Nachholbedarf bei der Bestätigung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit von Maßnahmen abarbeiten zu müssen. Dies ist aber eher hinzunehmen als die anderenfalls drohende Gefahr in den nächsten Jahren bei geänderten Randbedingungen bereits bestätigte Maßnahmen wieder aus der Planung herausnehmen zu müssen. Die Bundesnetzagentur betreibt keine Vorratsplanung.

2.2 Gesamtplan

Der Prüfung der Einzelmaßnahmen auf Wirksamkeit und Erforderlichkeit ist eine Prüfung des Gesamtkonzepts zur Seite zu stellen, in der Auswahl und Umfang der im NEP Strom 2013 ausgewiesenen Übertragungstechnologien überprüft werden.

Der NEP Strom 2013 stellt einen Bedarf an Übertragung großer Leistungen über weite Strecken fest. Dieser soll durch HGÜ-Korridore und flankierende Wechselstrom-Maßnahmen gedeckt werden. Hierfür wurde ein Gesamtkonzept mit vier HGÜ-Korridoren, die insgesamt acht Maßnahmen beinhalten, zusammen mit den zusätzlich erforderlich notwendigen Maßnahmen im Drehstromnetz als Gesamtplan vorgeschlagen.

Diese Betrachtung des NEP Strom 2013 als Konzept für das gesamte Übertragungsnetz hat die Bundesnetzagentur ebenfalls beim NEP Strom 2012 vollzogen. Dabei standen vor allem die Identifizierung der einzelnen Treiber und deren Auswirkungen auf das Netz im Vordergrund und die Überprüfung der

vorgeschlagenen Lösungsansätze auf ihre Angemessenheit. Dies wurde im vergangenen Jahr speziell im Sinne einer Grundsatzprüfung vorgenommen, um die einzelnen möglichen Lösungsansätze zu betrachten. Entsprechend der möglichen Lösungsansätze wurde ebenfalls untersucht, welche Technologien prinzipiell für eine Umsetzung in Frage kommen und eine entsprechende Entscheidung zu Gunsten der HGÜ-Technologie getroffen. Das Gutachten NEMO II der TU Graz zeigt auf, dass andere Technologien oder eine andere Auslegung der Technologien prinzipiell möglich sind, aber diese sich nicht als angemessen erwiesen haben. Das Ergebnis des Gutachtens sowie der Untersuchungen der Bundesnetzagentur war ein Übertragungsnetz mit drei aktiven Nord-Süd-Transportkorridoren, flankiert von weiteren AC-Maßnahmen, die durch verschiedene Treiber verursachte Schwachstellen beheben würden.

Im Zuge des Gutachtens wurde mittels des Simulationswerkzeuges ATLANTIS eine HGÜ-Overlaystruktur als grundlegendes Lösungskonzept identifiziert. Auch wurde in diesem Gutachten der Einfluss und Nutzen unterschiedlich dimensionierter Overlay-Strukturen auf das unterlagerte 380 kV-System untersucht.

Der NEP Strom 2013 verfolgt in seiner methodischen Vorgehensweise den gleichen Ansatz. Durch die von den ÜNB ermittelten Schwachstellen gilt es einen Satz an Maßnahmen zu finden, welche diese Schwachstellen angemessen behebt.

Im Vergleich zum NEP Strom 2012 hat sich die Planungsgrundlage - der Szenariorahmen - nur geringfügig geändert. Dies lässt auch den Schluss zu, dass die im NEP Strom 2012 festgehaltenen Analysen und Schlussfolgerungen zu einem sehr hohen Maße ihre Gültigkeit behalten. Die wesentlichen Treiber (Integration EE, Abschaltung AKW, Europäischer Binnenmarkt, etc.) spielen nach wie vor eine entscheidende Rolle bei der Dimensionierung des Übertragungsnetzes. Lediglich an vereinzelten Stellen gibt es zusätzliche Erkenntnisse, die sich z.B. in einer leichten Änderung der räumlichen Verteilung der EE-Erzeugung widerspiegeln, oder neue Optimierungsmöglichkeiten bieten. Insbesondere haben sich in der Art und Weise der Ermittlung der zu behebenden Schwachstellen und der entsprechenden Dimensionierung der Lösungen keine Veränderungen ergeben.

Für den NEP Strom 2013 hat sich die Bundesnetzagentur entschieden das Hauptaugenmerk auf die Veränderungen der Planungsgrundlagen zu legen und die sich entsprechenden Veränderungen im Transportbedarf zu betrachten. Hier spielt der Aspekt der Robustheit oder Beständigkeit des Gesamtplans gegenüber etwaigen Veränderungen im Szenariorahmen eine gewichtigere Rolle als im vergangenen Jahr. Es wurde betrachtet, ob das für den NEP Strom 2012 bestätigte Gesamtkonzept bestehend aus den einzelnen Maßnahmen, unter Beachtung der Veränderungen, die sich aus dem Szenariorahmen für den NEP Strom 2013 ergeben, weiterhin tragfähig ist. Hierfür wurde als Indikator die Auslastung für sämtliche Leitungen des deutschen Übertragungsnetzes in allen Stunden des Jahres ermittelt. Aus diesen stündlichen Leitungsauslastungen wurden zum einen die maximal in einem Jahr auftretenden Leitungsauslastungen sowie die durchschnittlichen Leitungsauslastungen berechnet und graphisch dargestellt. Zum anderen wird die Anzahl aller im Mittel und im Maximum über 70% ausgelasteten Leitungen angegeben, da eine Auslastung von 70% im Grundfall allgemein als obere Grenze zu einer kritischen Leitungsauslastung angesehen wird.

Um eine Aussage über die Robustheit des bestätigten Übertragungsnetzes für 2023 zu erzielen, werden die oben genannten Indikatoren für drei verschiedene topologische Zustände des Übertragungsnetzes im Zieljahr betrachtet

- (1) Startnetz (Nullvariante)
- (2) 2. Entwurf des NEP B2023 der ÜNB
- (3) Zielnetz NEP Strom 2013 B2023 der BNetzA

Mit Hilfe dieser Berechnung wird eine Aussage über die Angemessenheit des vorgelegten Gesamtplanes und des von der Bundesnetzagentur zur Konsultation gestellten Netzes möglich.

Wechselwirkungen zwischen einzelnen Maßnahmen werden so gut wie möglich berücksichtigt. Allerdings ist es aufgrund der Vielzahl der Maßnahmen nicht immer möglich, alle Abhängigkeiten bis ins kleinste Detail zu betrachten. Eine Einbeziehung des zeitlichen Zusammenhangs einzelner Maßnahmen ist in der Netzprüfung nur sehr begrenzt möglich, da alle Eingangsparameter nur für das Jahr 2023 vorliegen, jedoch nicht für einzelne Jahre vor 2023.

2.3 Punktmaßnahmen

Bei sogenannten Punktmaßnahmen handelt es sich um den Ausbau oder den Neubau von Umspannwerken, die sich auf die Aufnahme- und Übertragungsfähigkeit der Netze auswirken können. Die ÜNB unterscheiden in ihrem 2. Entwurf des NEP Strom 2013 zwischen horizontalen Maßnahmen, die ihre Ursache in Bedarfen des Übertragungsnetzes haben und vertikalen Maßnahmen, die ihre Ursache in Bedarfen des unterlagerten Verteilungsnetzes haben. Es wurden insbesondere der Neubau und die Erweiterung von Schaltanlagen, die Aufnahme neuer Transformatoren in bestehenden Anlagen, die Installation von Phasenschiebertransformatoren und die Aufstellung von Kondensatoren von den ÜNB als erforderliche Maßnahmen identifiziert.

Im Gegensatz zu den ansonsten aufgeführten Netzausbaumaßnahmen, die einen Übertragungsbedarf zwischen zwei Netzknoten abbilden und auch durch die Bundesnetzagentur berechnet und damit überprüft werden können, betreffen Punktmaßnahmen lediglich die Erweiterung einzelner Netzbestandteile, die insbesondere aus den Zugangsbedürfnissen abgeleitet werden und auf Annahmen der ÜNB hinsichtlich der möglichen Entwicklung einzelner Regionen beruhen, die im Einzelnen nicht nachgerechnet werden können. Auch die Frage ob eine Punktmaßnahme allein aufgrund der zunehmenden Einspeisung aus EEG-Anlagen oder aus anderen Gründen erforderlich i.S.d. § 12b Abs. 2 EnWG ist, kann nicht abschließend beurteilt werden, da es sich insofern überwiegend um Einzelmaßnahmen handelt, die vom unterlagerten Netz getrieben sind, auf welches sich der NEP nicht erstreckt. Die Aufnahme von Punktmaßnahmen in den NEP gehen bei vertikalen Punktmaßnahmen i.d.R. auf die Ausbaubegehren der Verteilnetzbetreiber zurück.

Punktmaßnahmen der hier in Rede stehenden Art sind nicht planfeststellungsbedürftig. Dem Netzentwicklungsplan kommt deshalb nicht die Bedeutung zu, den energiewirtschaftlichen Bedarf im Sinne einer Planrechtfertigung festzustellen. Die Punktmaßnahmen werden daher nur auf ihre Nachvollziehbarkeit hin anhand eingereichter Unterlagen bzw. ggf. auch Gutachten überprüft bzw. plausibilisiert.

Sofern die Begründungen der einzelnen Maßnahmen nachvollzogen werden konnten und für diese in sich stimmige Annahmen zugrunde gelegt wurden, wurden diese im Folgenden als „schlüssig“ bewertet oder falls dem 2. Entwurf des NEP Strom keine ausreichende Begründung zu entnehmen war als „nicht schlüssig“. Diese Einschätzungen stehen einer Bestätigung gem. § 12c EnWG nicht gleich.

3. Datengrundlage

Die Aussagekraft netzplanerischer Überlegungen hängt in hohem Maße von den berücksichtigten Eingangsdaten und ihrer Qualität ab. Der Prozess zur Erstellung des NEP verfügt mit dem Szenariorahmen über einen Verfahrensschritt, der sich explizit der Festlegung und Konsultation relevanter Rahmenparametern befasst.

Methodisch bedingt bedürfen diese Rahmenparameter jedoch einer Interpretation oder „Verfeinerung“, so z.B. die Zuweisung der Mantelzahlen der Erneuerbaren Energien aus dem Szenariorahmen zu den einzelnen Netzknotenpunkten (die sogenannte Regionalisierung). So gibt es innerhalb des genehmigten Szenariorahmens eine Reihe von Parametern, die nicht explizit festgelegt sind, aber trotzdem einen Einfluss auf den notwendigen Netzausbaubedarf haben. Diese Freiräume beziehen sich vor allem auf die Prozessschritte der Regionalisierung sowie der Marktmodellierung.

Die Marktmodellierung für den NEP Strom 2013 erfolgt wie auch beim NEP Strom 2012 auf Basis eines am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen entwickelten mathematischen Optimierungsmodells. Geringfügige Änderungen wurden bei der Abbildung der Revisionszeiten der Kohlekraftwerke, des Mengenabgleichs der KWK-Mengen sowie der Annahmen zu den Volllaststunden der Laufwasserkraftwerke vorgenommen sodass eine realitätsnähere Simulation der Kraftwerkseinsätze ermöglicht wird.

Bei der Regionalisierung kam es vom NEP Strom 2012 zum NEP Strom 2013 zu Verlagerungen der EE-Erzeugung seitens der ÜNB.

Die zum NEP Strom 2012 vorliegenden Unterschiede der Regionalisierung der Erneuerbaren Energien bestehen in deren kontinuierlich steigenden Ausbau, sowie der seitens der Bundesnetzagentur vorgegebenen Verteilung der Anteile der Offshore-Erzeugung auf die Nord- (12,8 GW) und Ostsee (1,3 GW). Die landseitige Verteilung der Erneuerbaren Erzeugungsleistung auf die ca. 450 Netzverknüpfungspunkte des Übertragungsnetzes erfolgte mit der gleichen Methodik wie im Jahr zuvor. Diese auf Basis der Ausbauziele der Bundesländer aufbauende Methodik wurde seitens der ÜNB richtig und konsequent umgesetzt. Jedoch liegen aus Sicht der Bundesnetzagentur systematische Schwächen vor, da weder die Ausbauraten der Vergangenheit noch die ermittelten Ertragspotentiale der jeweiligen Regionen Berücksichtigung finden. Die Bundesnetzagentur empfiehlt dementsprechend für künftige Netzentwicklungspläne eine Methodik, die sich an der im Szenariorahmen für den NEP Strom 2014 dargestellten anlehnt.

Die Regionalisierung der konventionellen Erzeugungsleistung wurde für die Neubauanlagen auf Grundlage von Informationen von Fernleitungsgasnetzbetreibern modifiziert. Ebenso flossen neue Informationen aus der Statistik des Länderarbeitskreises Energiebilanzen in die Regionalisierung des Verbrauchs ein.

Die Änderungen an der Regionalisierung mit der daraus resultierenden und ebenfalls modifizierten Marktsimulation wirken sich naturgemäß auch bei den durchgeführten Netzberechnungen in den resultierenden Lastflusssituationen aus.

Neben diesen vorgenannten nachvollziehbaren Veränderungen in der Aufbereitung der Globaldaten sind der Bundesnetzagentur und ihrem Gutachter allerdings auch eine Reihe von Inkonsistenzen in den übermittelten Daten aufgefallen, welche im Folgenden kurz dargestellt werden. Die ÜNB übergaben der Bundesnetzagentur einen Datensatz, welcher das vollständige Zielnetz des NEP Strom 2013 enthält. Dieses besteht sowohl aus dem Bestandsnetz sowie den Startnetzmaßnahmen und den Ergebnismaßnahmen des NEP Strom 2013. Darüber hinaus erhielt die Bundesnetzagentur zur Wirksamkeitsbegründung für jede Maßnahme einen aufbereiteten Datensatz, in welchem bereits ein konkreter Netznutzungsfall hinterlegt ist. Bei diesen wird jeweils einmal das vollständige Zielnetz abgebildet und einmal das um die zu untersuchende Maßnahme reduzierte Zielnetz. Hierbei ist eine Reihe von Abweichungen zwischen den einzelnen wirksamkeitsbegründenden Datensätzen und dem Zielnetz, bzw. zwischen den unterschiedlichen wirksamkeitsbegründenden Datensätzen aufgefallen. So finden sich mehrfach Unterschiede bei der Berücksichtigung konkreter Leitungsbaumaßnahmen, d.h. dass manchmal eine Leitung des Bestandsnetzes aktiv, während in anderen Netznutzungsfällen / Datensätzen diese inaktiv und dafür eine dort geplante NEP-Ergebnismaßnahme aktiv ist. Auch einzelne Leitungsparameter weichen häufiger voneinander ab.

Die BNetzA hat versucht, die Inkonsistenzen aufzuklären. Wo die Differenz nicht geklärt werden konnte, wurden daraus resultierende Bewertungsspielräume in die Gesamtbewertung der Maßnahmen einbezogen.

C Streckenmaßnahmen

Die ÜNB haben in ihrem Entwurf zum NEP Strom 2013 acht Maßnahmen in vier Gleichstromkorridoren und eine erhebliche Zahl flankierender Maßnahmen im Drehstromnetz ausgewiesen, die im Einzelnen zu prüfen und zu bewerten waren.

In den Untersuchungen zu den einzelnen Maßnahmen wurde jeweils sowohl ein Grundlastfall (n-0), als auch eine Reihe von (n-1)-Fällen in den unterschiedlichen Netznutzungsfällen betrachtet. Zum Lösen der Lastflussgleichungen wird ein iteratives Verfahren verwendet, dessen einzelne Schritte solange wiederholt werden, bis sich das Ergebnis innerhalb einer festgelegten Grenze nicht mehr verändert. Je nach Lastflusssituation kann es vorkommen, dass sich dieser Fall nicht einstellt, sondern die Ergebnisse einzelner Durchläufe in weiten Schritten um eine Lösung "pendeln" oder sich sogar ganz von dieser entfernen. In diesen Fällen liegt ein "Konvergenzproblem" des Gleichungssystems vor. Es kann keine Lösung gefunden werden, das Lösungsverfahren konvergiert nicht.

Auch kann es vorkommen, dass voreingestellte Grenzwerte während des Lösungsprozesses überschritten werden. In einigen Fällen kann eine Lösung des Gleichungssystems für eine bestimmte Lastflusssituation durch Änderungen innerhalb des Lösungsverfahrens erlangt werden, welche zum Teil die präzise Abbildung des Systemverhaltens einschränken. So z.B. eine Deaktivierung der Sekundärregelung oder der Trafostufenstellungen. Auch bietet die verwendete Software in manchen Fällen Näherungslösungen an.

Alle vorgenannten Fälle bieten einen erhöhten Freiheitsgrad in der Deutung der Ergebnisse. Die Untersuchungen werden dann in ihrer Aussage weniger eindeutig. Das Phänomen mangelnder Konvergenz heißt nicht per se, dass eine Maßnahme nicht wirksam oder nicht erforderlich wäre. Es ist allerdings ein deutlicher Hinweis dafür, dass ergänzende Prüfungen und Begründungen vorliegen sollten, um eine Maßnahme bestätigen zu können.

Die Beschreibungen zu jeder Maßnahme entstammen dem zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2013 der ÜNB. Die BNetzA sieht darin nur eine bloße Beschreibung ohne verbindliche Aussage.

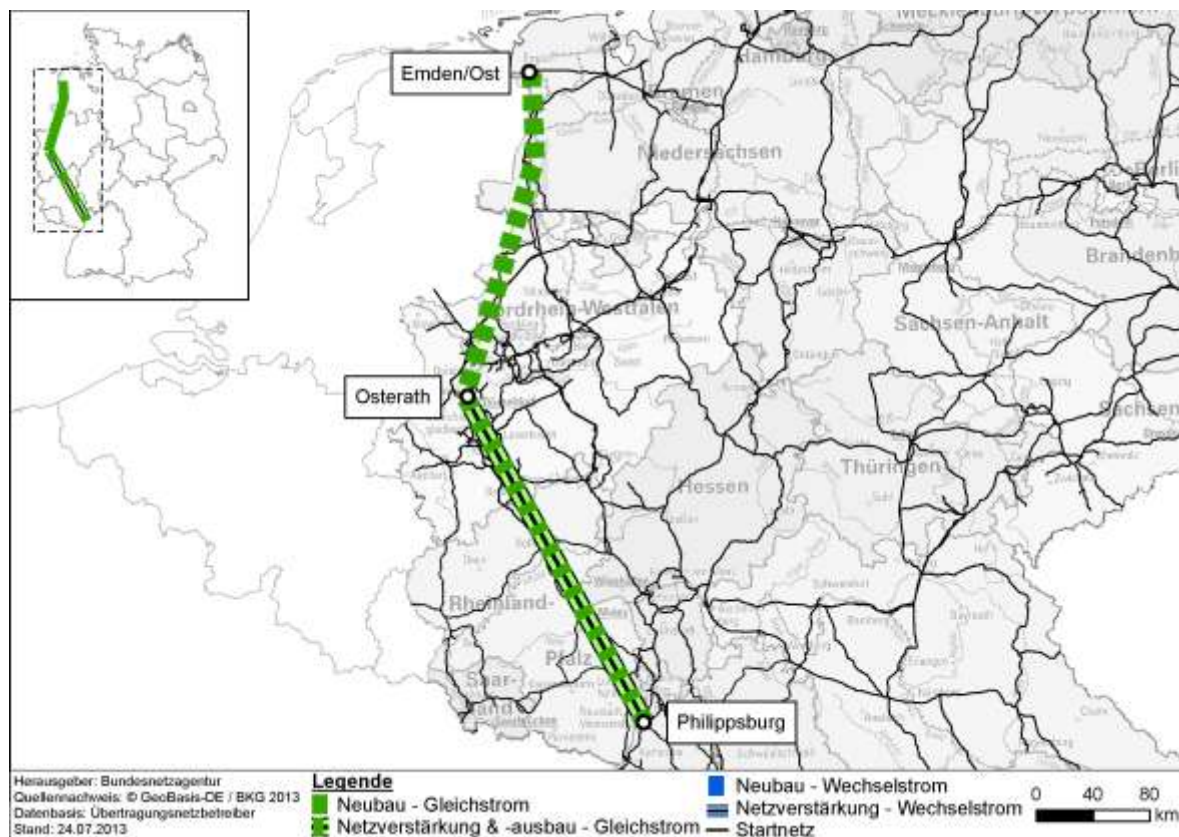
Korridor A: HGÜ-Verbindung Niedersachsen – NRW – BaWü

Beschreibung:

Das netztechnische Ziel des Projektes ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus dem Nordwesten Niedersachsens in das Rheinland und den Nordwesten Baden-Württembergs. Es wird in den beiden Teilabschnitten A01 und A02 realisiert.

Der Teilabschnitt A02 soll weitestgehend auf bestehenden AC-Leitungen realisiert werden. Deshalb kann eine Inbetriebnahme als HGÜ-Verbindung Osterath – Philippsburg bereits 2017 angestrebt werden. Nach Fertigstellung auch des Teilabschnitts A01 besteht eine gesamthafte HGÜ-Verbindung Emden/Ost – Osterath – Philippsburg mit entsprechenden Konvertern mit Verbindung zu den drei Netzverknüpfungspunkten zum Leistungsaustausch mit dem AC-Netz.

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 Konverterstationen nicht zwingend unmittelbar am Standort des Netzverknüpfungspunktes errichtet werden müssen. Der Standort von Nebenanlagen kann auch mehrere Kilometer vom Netzverknüpfungspunkt entfernt gelegen sein und durch eine Stichleitung mit dem Netzverknüpfungspunkt verbunden werden.

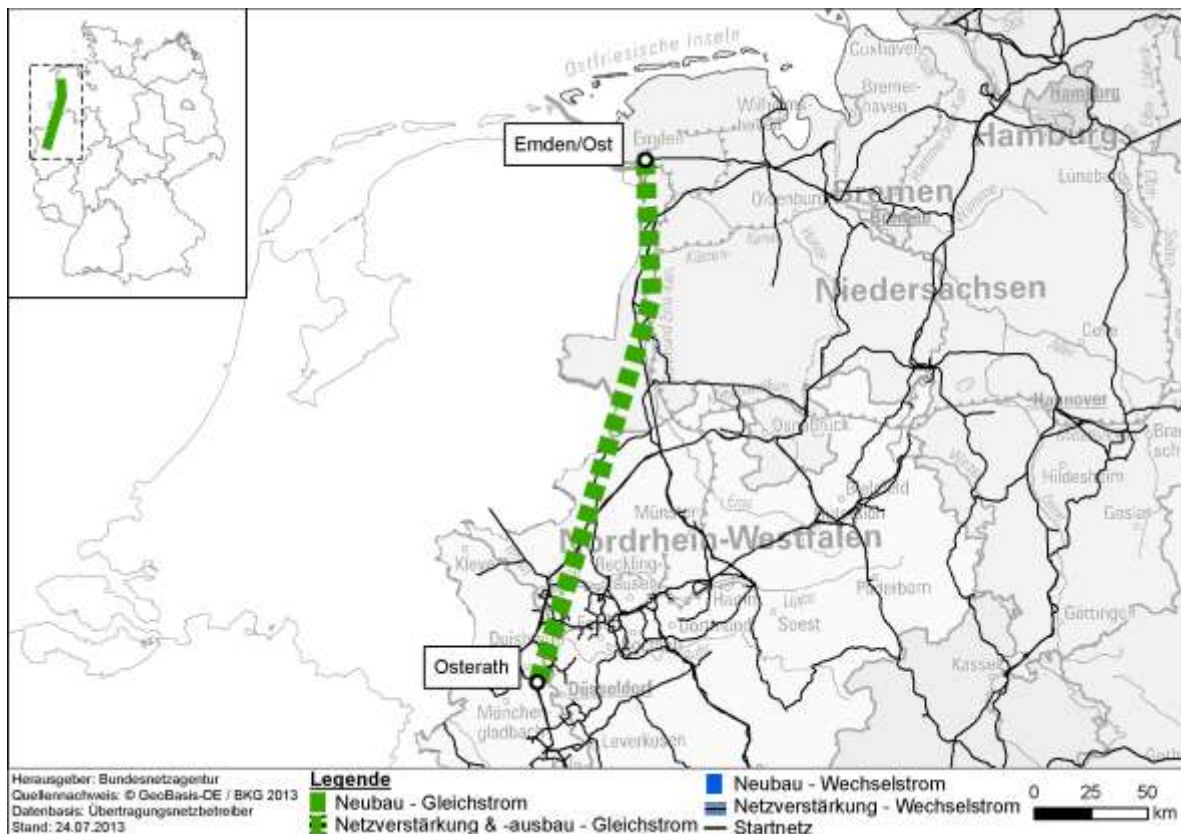


Maßnahme A01: Emden/Ost – Osterath

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

Beschreibung:

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



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2019 - 2020

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die (n-1)-Untersuchungen finden auf Basis der durch die ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfälle (NNF) der Stunden 6502 und 7409 statt, denen das vollständige Zielnetz zugrunde liegt. In den entsprechenden Untersuchungen wird das Netz lediglich um die betrachtete Maßnahme sowie um die ausfallende Leitung reduziert, etwaige Nichtverfügbarkeiten werden nicht beachtet. Die Einstellungen der regelbaren Transformatoren (Längs-/ Quer-/ Schrägeregler) sowie der HGÜs werden abweichend vom Netznutzungsfall der ÜNB durch die Netzsimulationswerkzeuge des IFHT bestimmt. Dabei ist zu beachten, dass diese Einstellungen einen optimierten Netzzustand repräsentieren, der für jede Stunde einzeln berechnet wird.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises Dörpen/West - Niederrhein

Der (n-1)-Fall im NNF 7409 führt ohne Maßnahme zu einer Überlastung der Leitung Diele – Dörpen/West (115%). Der (n-1)-Fall lässt sich durch Einsatz der Querregler in Diele aufheben, wodurch jedoch parallele Nord-West-Leitungen grenzwertig belastet werden: Elsflth/West –

Ganderkesee 88% und Cloppenburg/Ost – Merzen 79%. Außerdem ist die Zulässigkeit der Umstellungen der quergeregelten Transformatoren im (n-1)-Fall fragwürdig.

Durch Hinzunahme der Maßnahme reduziert sich die Auslastung der Leitung Diele – Dörpen/West auf 96%, sodass dann keine (n-1)-Verletzung vorliegt und keine Querregleranpassungen notwendig sind.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises Uerdingen – Selbeck

Im gleichen Netznutzungsfall (7409) führt der Ausfall eines 380-kV-Stromkreises Uerdingen – Selbeck ohne Maßnahme zur Überlastung des 380-kV-Stromkreises Mündelheim – Gellep (108%). Der weiterführende Stromkreis Gellep – Osterath ist mit 103% Auslastung ebenfalls überlastet. Zur Entlastung der Strecken kann keine naheliegende betriebsbezogene Maßnahme identifiziert werden.

Durch die Maßnahme werden die Auslastungen der Leitung Mündelheim – Gellep auf 83% sowie der Leitung Gellep – Osterath auf 78% reduziert. Die Maßnahme hebt die (n-1)-Verletzungen somit auf.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises Hanekenfähr – Merzen

Bei Ausfall eines 380-kV-Systems Hanekenfähr – Merzen im Netznutzungsfall 6502 wird das Parallelsystem mit 111% belastet. Diese Überlastung lässt sich nur durch starken Einsatz der Querregler in Diele aufheben, indem Leistung von der Achse Conneforde – Merzen – Hanekenfähr auf die Achse Conneforde – Diele – Hanekenfähr verlagert wird, wobei auf dieser jedoch hohe Auslastungen bis hin zu leichten Überlastungen (100,5%) hervorgerufen werden. Es ist somit ohne Maßnahme keine (n-1)-Sicherheit gegeben.

Durch die Maßnahme wird die Belastung im (n-1)-Fall auf 94% reduziert.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 1 zeigt die ermittelte relative Auslastung der Maßnahme A01 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnungen über 8760 Stunden sortiert nach ihrer Auslastung. Des Weiteren ist in Abbildung 2 die Jahresauslastungskurve der Maßnahme dargestellt.

Die mittlere Auslastung beträgt 70%, wobei die Leitung in 92% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet wird. Wie in Abbildung 1 und Abbildung 2 ersichtlich ist, wird in 3775 Stunden, d.h. in knapp 45% der Stunden, die zur Verfügung stehende Übertragungskapazität vollständig ausgeschöpft.

Die Maßnahme besitzt somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird damit als erforderlich eingestuft.

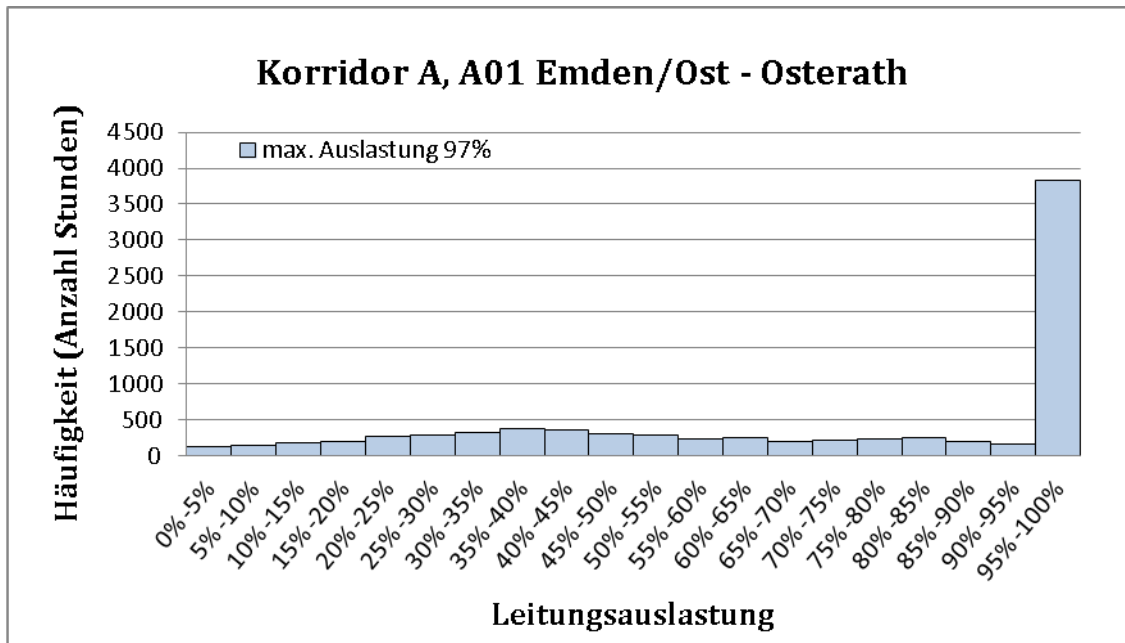


Abbildung 1: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme A01 über 8760 h

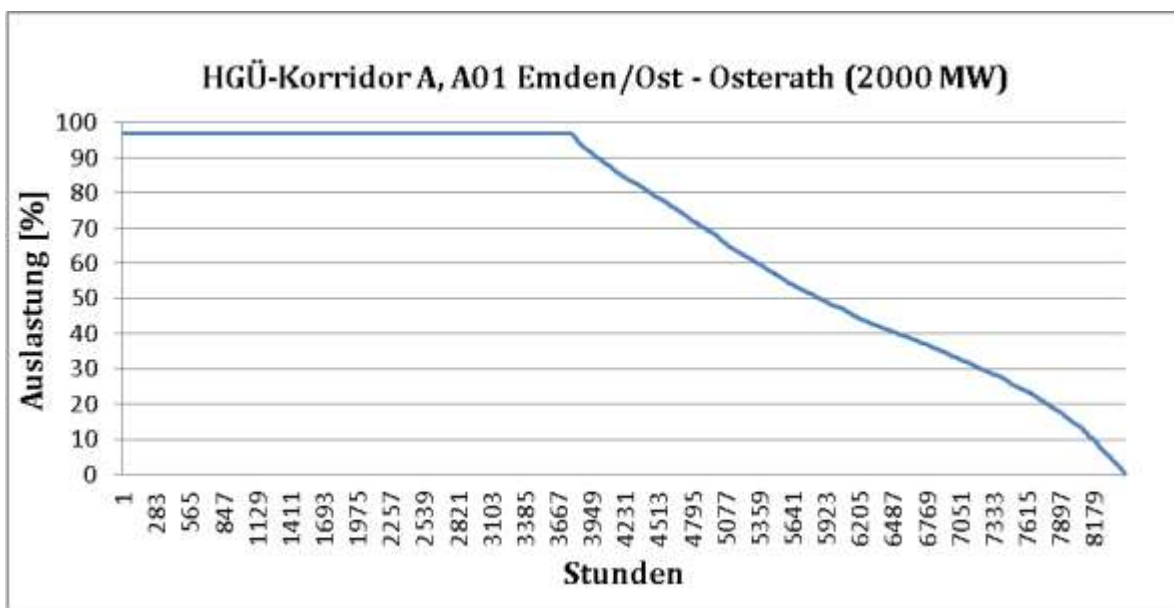


Abbildung 2: Jahresauslastungskurve der HGÜ A01 Emden/Ost - Osterath

2. Sonstige Erwägungen:

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die HGÜ-Verbindung A01 von Emden/Ost – Osterath hat für das umgebende Netz sowohl entlastende als auch belastende Effekte, die in Abbildung 3 dargestellt werden. Leitungen, die parallel zu der Maßnahme A01 verlaufen sowie die Verbindungen in die Niederlande sind deutlich entlastet, Leitungen, die dem Zu- und Abtransport zu dem Korridor dienen, sind stärker belastet. Abbildung 3 unterstreicht damit die ringflussvermeidende Wirkung der Maßnahme. Insgesamt ist festzustellen, dass der entlastende Einfluss von A01 überwiegt.

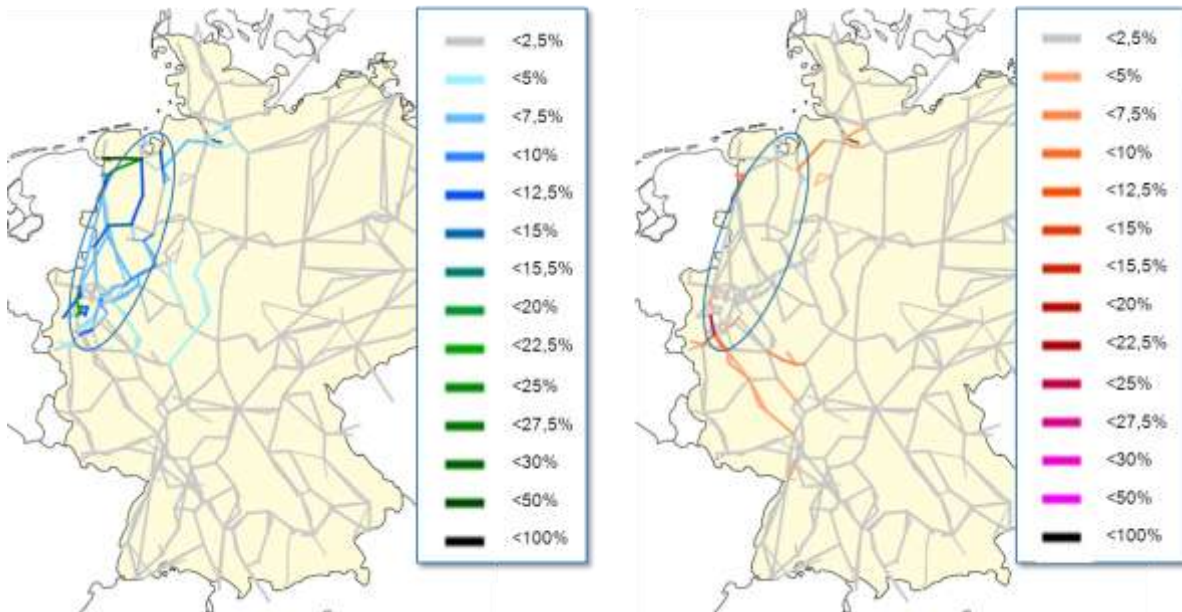


Abbildung 3: Einfluss der Maßnahme A01 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

3. Konsultation

Die Notwendigkeit des Korridor A-Nord ist vielfältig und nicht wie von einigen Konsultationsteilnehmern vermutet auf die Versorgung von Großverbrauchern im Ruhrgebiet zu reduzieren, wie die dargelegten Prüfungsergebnisse zeigen.

Die Bundesnetzagentur ist von der Richtigkeit des Grundkonzepts des Netzentwicklungsplans mit leistungsstarken Hochspannungsgleichstromsystemen, welche die großräumigen Transportaufgaben übernehmen überzeugt. Sie sieht deshalb keinen Anlass, eine isolierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der HGÜ-Leitungen durchzuführen. Bei der Entscheidung ob eine Ausführung als HGÜ-Leitung oder als Drehstromleitung erfolgt, spielen neben dem Kostenvergleich auch Aspekte bezüglich der Leistungsflussteuerung eine große Rolle.

Die Aufteilung des Korridors A in Nord- und Südteil mit einer Verknüpfung zum Drehstromnetz in Osterath ist notwendig, damit zum einen der aus On- und Offshore-Windanlagen erzeugte Strom im Norden nicht nur nach Baden Württemberg, sondern auch in die verbrauchsintensiven Regionen Ruhrgebiet und Rheinland gelangt. Zum anderen dient diese Aufteilung auch der Versorgungssicherheit von Baden Württemberg und einiger nördlicher Bundesländer für die Fälle, in denen die Erzeugung aus Erneuerbaren Quellen aufgrund schwachen Dargebots nur gering erfolgt. Über den Netzverknüpfungspunkt Osterath hinaus wurden weiter bestehende 380-kV-Schaltanlagen in dieser Region als Alternative geprüft. Es ergaben sich aus netztechnischer Sicht keine Vorteile für diese Alternativen.

Im Rahmen der Konsultation wurde von einigen Konsultationsteilnehmern eine höhere und von anderen Einreichern eine geringere Übertragungskapazität für den Korridor gefordert. Die hohe Zahl der Stunden mit Volllast zeigt, dass eine Kapazitätsreduzierung nicht sinnvoll ist. Eine Erhöhung der Kapazität über 2 GW hinaus stellt ein zusätzliches technologisches Risiko dar. Die Zahl der Stunden mit Volllast ist zwar erheblich aber nicht so hoch, dass sie ein solches Risiko erfordern und rechtfertigen würde. Auf Basis der genehmigten Szenarien ist die Übertragungskapazität von 2 GW angemessen.

Die genehmigten Szenarien sehen u.a. eine Offshore-Windeinspeisung von 14,0 GW vor. Ein nicht unerheblicher Teil dieser Offshore-Einspeisung wird über die Maßnahme A01 nach Süden in die Lastschwerpunkte transportiert. Angesichts der im ausgehandelten Koalitionsvertrag vorgesehenen Reduzierung der Offshore-Leistung, die im Zieljahr 2023 9,05 GW betragen würde, hat sich die Bundesnetzagentur die Frage gestellt, ob dies die Bestätigungsfähigkeit der Maßnahme in Frage stellt. Die Bundesnetzagentur hat diese Frage für den diesjährigen Netzentwicklungsplan verneint. Zum einen ist der Koalitionsvertrag zum Entscheidungszeitpunkt noch nicht einmal verbindlich unterschrieben, geschweige denn in geltendes Recht umgesetzt. Zum anderen wird über Korridor A Nord neben sehr viel Onshore-Winderzeugung insbesondere die Leistung aus solchen Offshore-Anbindungsleitungen abtransportiert, die zum Startnetz gehören und auf die sich die angestrebte Reduzierung der Kapazitätsziele also nicht auswirken kann.

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

Das HGÜ-System A01 weist eine signifikante Auslastung über die 8760 Stunden des analysierten Jahres auf. Weiterhin löst die Maßnahme die Überlastungen in den untersuchten (n-1)-Fällen auf und erweist sich somit als wirksam.

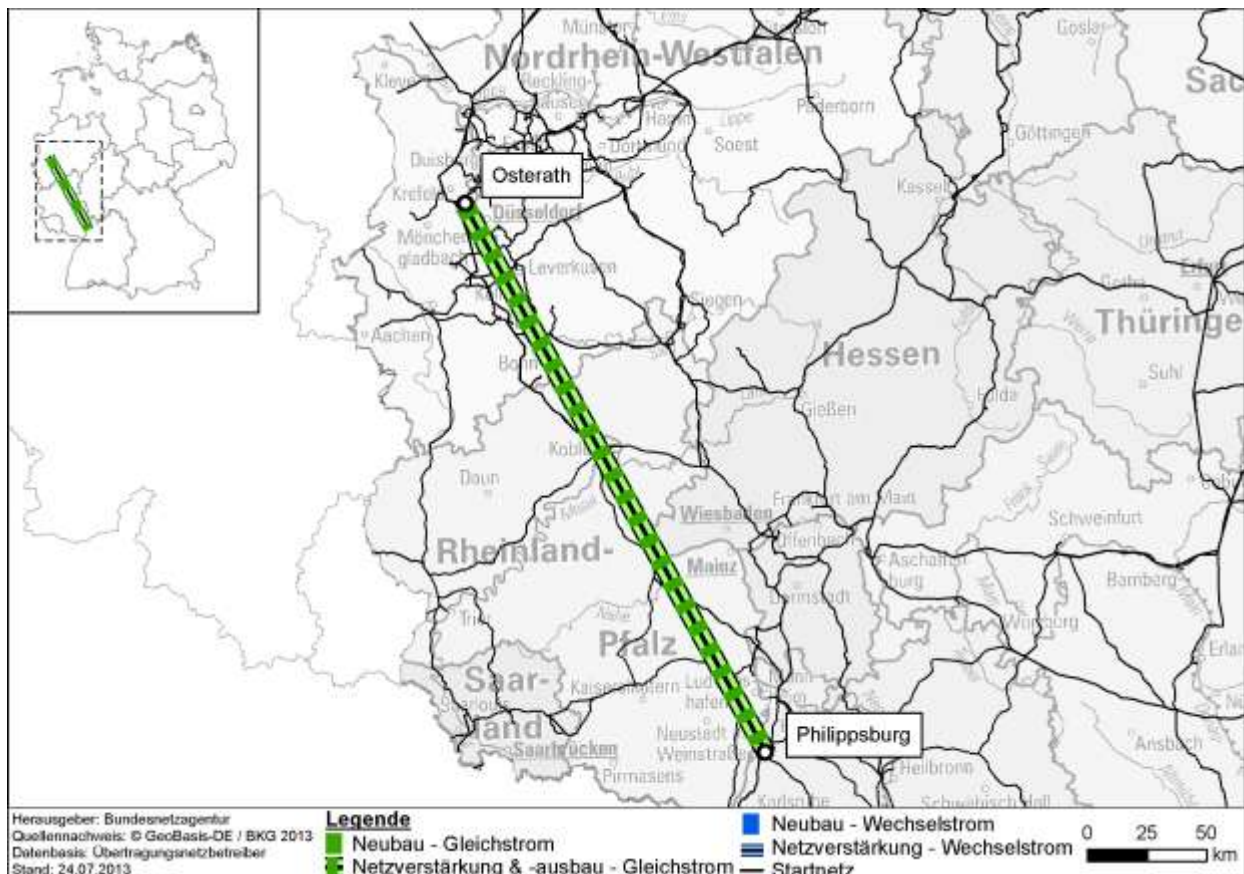
Die Maßnahme A01 wird bestätigt.

Maßnahme A02: Osterath – Philippsburg

Die Maßnahme A02 (Osterath – Philippsburg) wird bestätigt.

Beschreibung:

Die HGÜ-Strecke Osterath – Philippsburg hat eine Übertragungsleistung von 2 GW in VSC-Technik und soll auf einer bestehenden Trasse durch Umstellung von AC- auf DC-Technologie realisiert werden.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die (n-1) Untersuchungen finden auf Basis des durch die ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfalls (NNF) der Stunde 7412 statt, dem das vollständige Zielnetz zugrunde liegt. In den entsprechenden Untersuchungen wird das Netz lediglich um die betrachtete Maßnahme sowie um die ausfallende Leitung reduziert; etwaige Nichtverfügbarkeiten werden nicht beachtet. Ergänzend zu Berechnungen in Integral werden die Einstellungen der regelbaren Transformatoren (Längs-/ Quer-/ Schräg-regler) sowie der HGÜs abweichend vom Netznutzungsfall der ÜNB durch die Netzsimulationswerkzeuge des IFHT bestimmt. Dabei ist zu beachten, dass diese Einstellungen einen optimierten Netzzustand repräsentieren, der für jede Stunde einzeln ermittelt wird.

Zur Begründung der Maßnahme wird der Ausfall der Leitung Oberzier - Dahlem/Rur im Netznut-

zungsfall der Stunde 7412 herangezogen. Bei den Untersuchungen zeigt sich eine starke Abhängigkeit der Auslastung der zugehörigen Netzregion von den Flüssen zwischen Deutschland, Belgien und den Niederlanden. In diesem NNF sind die Niederlande starker Exporteur mit einem Handelsfluss von 2880 MW nach Deutschland und 2400 MW nach Belgien. Der physikalische Fluss, der sich jedoch bei der Berechnung des Netznutzungsfalls ohne Maßnahme ergibt, beträgt 4364 MW von den Niederlanden nach Belgien und 916 MW nach Deutschland. Es ist zu bezweifeln, dass – insbesondere vor dem Hintergrund der Diskussion um Ringflüsse etc. – eine so große Abweichung vom Handelsfluss einen zulässigen Netzzustand darstellt, selbst wenn die Kuppelstellen wie im vorliegenden Fall nicht überlastet sind. Die Querregler an der Grenze Niederlande-Belgien sind in der beschriebenen Situation bereits maximal gestuft (Stellung 17), sodass ggf. weitere leistungsflusssteuernde Komponenten an den betroffenen Grenzen zu diskutieren sind. Allein die Hinzunahme der Maßnahme verlagert die Flüsse um 240 MW von Belgien nach Deutschland und somit näher an den Handelsfluss (NL→BE: 4124 MW und NL→DE: 1156 MW).

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises Oberzier - Dahlem/Rur

Der Ausfall eines Stromkreises der 380-kV-Leitung von Oberzier nach Dahlem/Rur führt zu einer Belastung des Parallelsystems in Höhe von 107,6%. Die o.g. Abweichung vom Handelsfluss vergrößert sich weiter (NL→BE: 4558 MW und NL→DE: 722 MW). Durch Hinzunahme der Maßnahme reduziert sich die Auslastung der Leitung auf 98%, sodass dann keine (n-1)-Verletzung vorliegt.

Zur Auflösung der Überlastung ohne Nutzung der Maßnahme A02 stünden lediglich die Querregler an der niederländisch-belgischen Grenze zur Verfügung. Jeder Einsatz dieser Einheiten zur Entlastung der Maßnahme hätte jedoch eine Vergrößerung der Abweichung der physikalischen Flüsse vom Handelsfluss zur Folge, sodass dies keine adäquate Lösung darstellt. Vielmehr ist zu beachten, dass ein Einsatz der Querregler zur Annäherung der Flüsse an den Handelsfluss die Überlastung des verbleibenden Stromkreises Oberzier - Dahlem/Rur vergrößert.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises Prüm – Niederstedem

Der zweite spezifizierte (n-1)-Fall ist analog zum ersten Fall, da ausfallendes und überlastetes System die Verlängerungen der zuvor untersuchten Stromkreise sind.

Bei Ausfall des 380-kV-Stromkreises ist somit auch in diesem Fall das Parallelsystem Dahlem – Niederstedem überlastet (108,8%). Durch die Maßnahme wird die Belastung des Systems im (n-1)-Fall auf 98,8% reduziert.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 4 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme A02 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnungen über 8760 Stunden. Des Weiteren ist in Abbildung 5 die Jahresauslastungskurve der Maßnahme dargestellt.

Die mittlere Auslastung beträgt 66%, wobei die Leitung in 87% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet wird. Wie in Abbildung 4 und Abbildung 5 ersichtlich, wird in 3264 Stunden, d.h. in knapp 39% der Stunden die zur Verfügung stehende Übertragungskapazität vollständig ausgeschöpft.

Die Maßnahme besitzt somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird damit als erforderlich eingestuft.

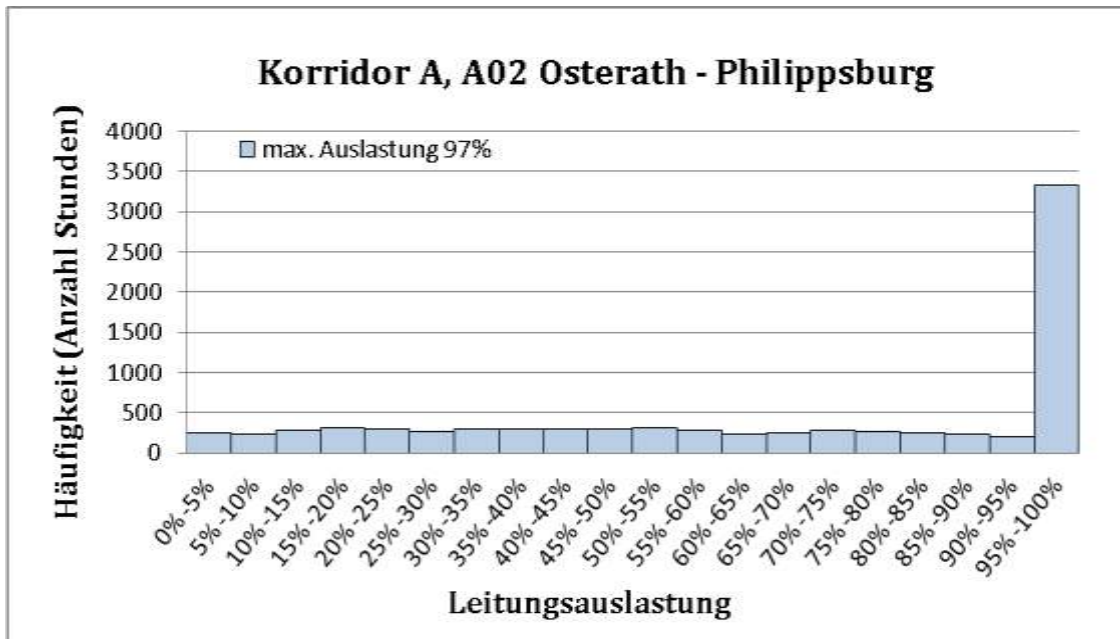


Abbildung 4: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme A02 über 8760 h

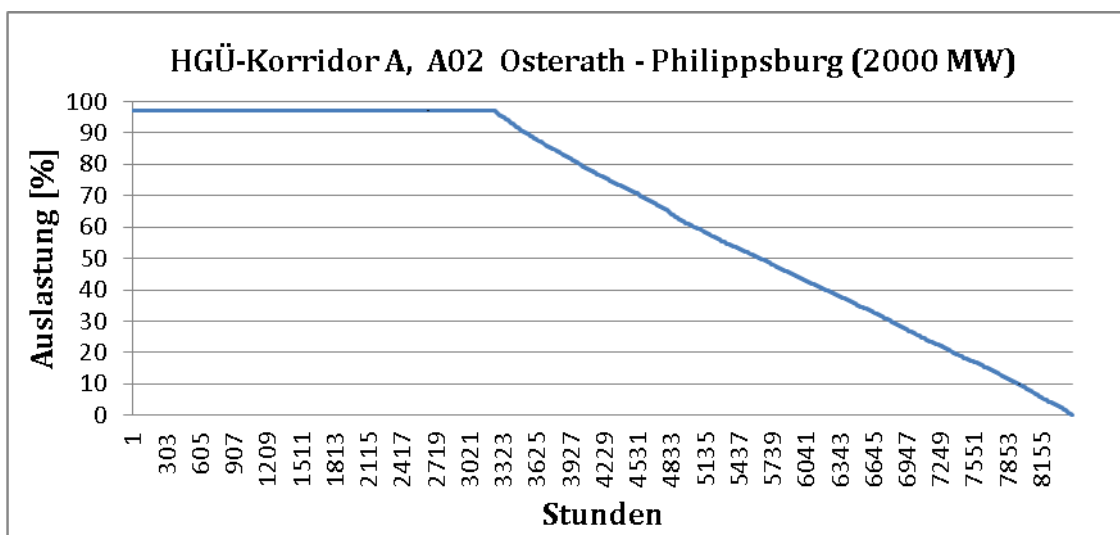


Abbildung 5: Jahresauslastungskurve der Maßnahme A02

Die Maßnahme A02 weist eine geringere Auslastung als A01, das nördliche Teilstück von Korridor A, auf. Bei einer Analyse dieses Sachverhalts hat sich herausgestellt, dass am Netzverknüpfungspunkt Osterath in den meisten NNF Leistung aus Korridor A entnommen wird. Nordrhein-Westfalen hat zwar im Mittel einen Leistungsüberschuss, zeitweise (insbesondere im Sommer) ist die Leistungsbilanz aber auch negativ. Insbesondere in diesen Fällen führt Maßnahme A02 keine zusätzliche Leistung aus der Region nach Süden ab bzw. transportiert sogar Leistung von Philippsburg nach Norden. Im Sommer wird der Effekt sowohl durch PV-Einspeisung im Süden wie auch durch die geringere Einspeisung wärmegeführter Kraftwerke (Steinkohle, Gas) im Ruhrgebiet verstärkt.

Weiterhin zeigen die Berechnungsergebnisse, dass die Kuppelstellen an der Grenze Niederlande – Belgien sowohl in den Berechnungen in INTEGRAL als auch in der Simulationsumgebung des IFHT

teilweise deutlich über den Handelsfluss zwischen den Niederlanden und Belgien hinaus belastet werden – selbst mit maximaler Stufung der Querregler (Phasenschieber) an der Grenze Niederlande-Belgien. Die Marktergebnisse geben in diesen Fällen einen Handelsfluss von den Niederlanden nach Deutschland aus, physikalisch fließt die Leistung aber über Belgien, Frankreich und die Schweiz nach Deutschland. Eine Eindämmung dieser Flüsse würde zu einer stärkeren Belastung der Nord-Süd-Leitungen der Region und somit auch zu einer stärkeren Belastung der Maßnahme A02 in Richtung Süden führen. Die Abweichungen der physikalischen Flüsse von den Handelsflüssen zwischen Deutschland, den Niederlanden und Belgien sind auch Gegenstand der Wirksamkeitsuntersuchungen.

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die HGÜ-Verbindung A02 vom Netzverknüpfungspunkt Osterath nach Philippsburg hat für das umgebende Netz sowohl ent- als auch belastende Effekte, die in Abbildung 6 dargestellt werden. Leitungen, die parallel zu der Maßnahme A02 verlaufen sind deutlich entlastet, Leitungen, die dem Zu- und Abtransport zu dem Korridor dienen, sind stärker belastet. Die Maßnahme A02 entlastet somit das Netz zwischen den Netzverknüpfungspunkten Osterath und Philippsburg

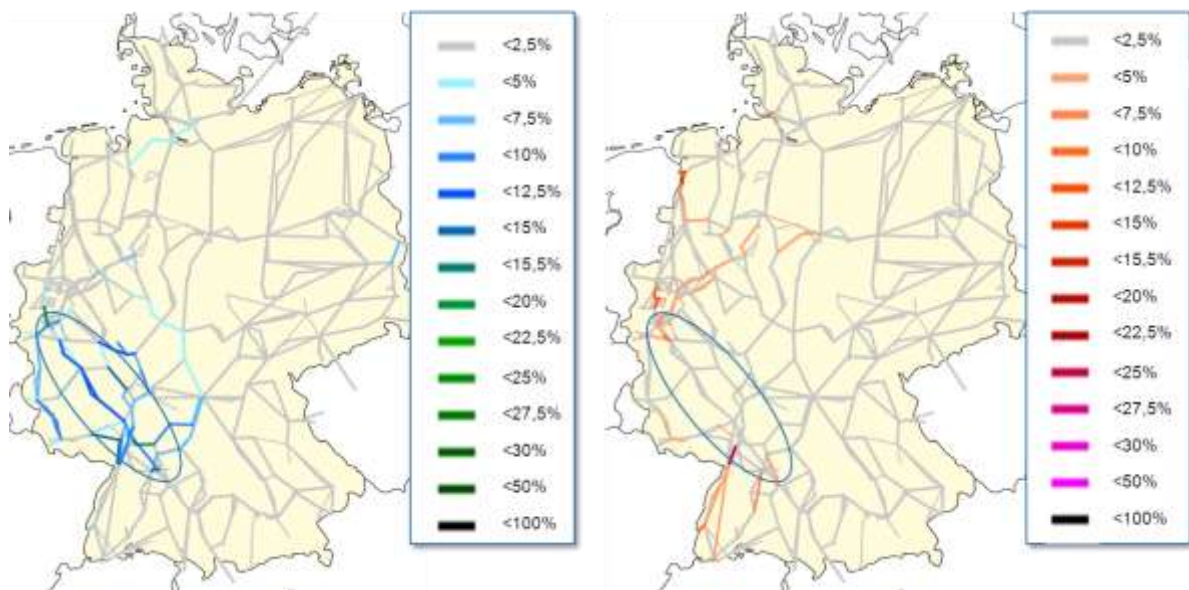


Abbildung 6: Einfluss der Maßnahme A02 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

3. Konsultation

Konsultationsbeiträge, die einen Bezug auf den gesamten Korridor A haben sind bei Maßnahme A01 aufgegriffen worden.

Die Notwendigkeit des Korridors ist vielfältig und nicht wie von einigen Konsultationsteilnehmern vermutet auf den Transport von Braunkohlestrom zu reduzieren, wie die dargelegten Prüfungsergebnisse zeigen.

In Deutschland erfolgte bislang keine gemeinsame Anbringung von HGÜ- und Drehstromleitungen auf einem gemeinsamen Gestänge. Diesbezügliche Risiken sind aus Sicht der Übertragungs-

netzbetreiber wie auch der Bundesnetzagentur handhabbar.

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Aus gegebenem Anlass sei nochmals daran erinnert, dass über den konkreten Standort der notwendigen Konverterstationen erst auf den nachfolgenden Planungsstufen in gesonderten Genehmigungsverfahren und nicht durch die Nennung des Netzverknüpfungspunkt entschieden wird. Konverterstationen müssen nicht zwingend unmittelbar am Standort des Netzverknüpfungspunktes errichtet werden. Der Standort solcher Nebenanlagen kann auch mehrere Kilometer von dem Netzverknüpfungspunkt entfernt gelegen sein und durch eine Stichleitung mit dem Netzverknüpfungspunkt verbunden werden.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

Das HGÜ-System A02 weist eine signifikante Auslastung über die 8760 Stunden des analysierten Jahres auf. Weiterhin löst die Maßnahme die Überlastungen in den untersuchten (n-1)-Fällen auf und reduziert Ringflüsse bzw. Abweichungen der physikalischen Flüsse vom Handelsfluss. Sie erweist sich somit als wirksam und erforderlich und wird von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Bundesnetzagentur hat sich hinsichtlich Korridor A M02 auch deshalb für die erneute Bestätigung der Maßnahme ungeachtet der Diskussion um neue energiepolitische Zielvorstellungen der Bundesregierung entschieden, weil mit A02 ein Stromtransport gezielt in eine Netzregion erfolgt, die bisher von Strom aus Kernkraftwerken versorgt wird. Am Ausstieg aus der Kernenergie hat sich bei den energiepolitischen Zielsetzungen nichts geändert.

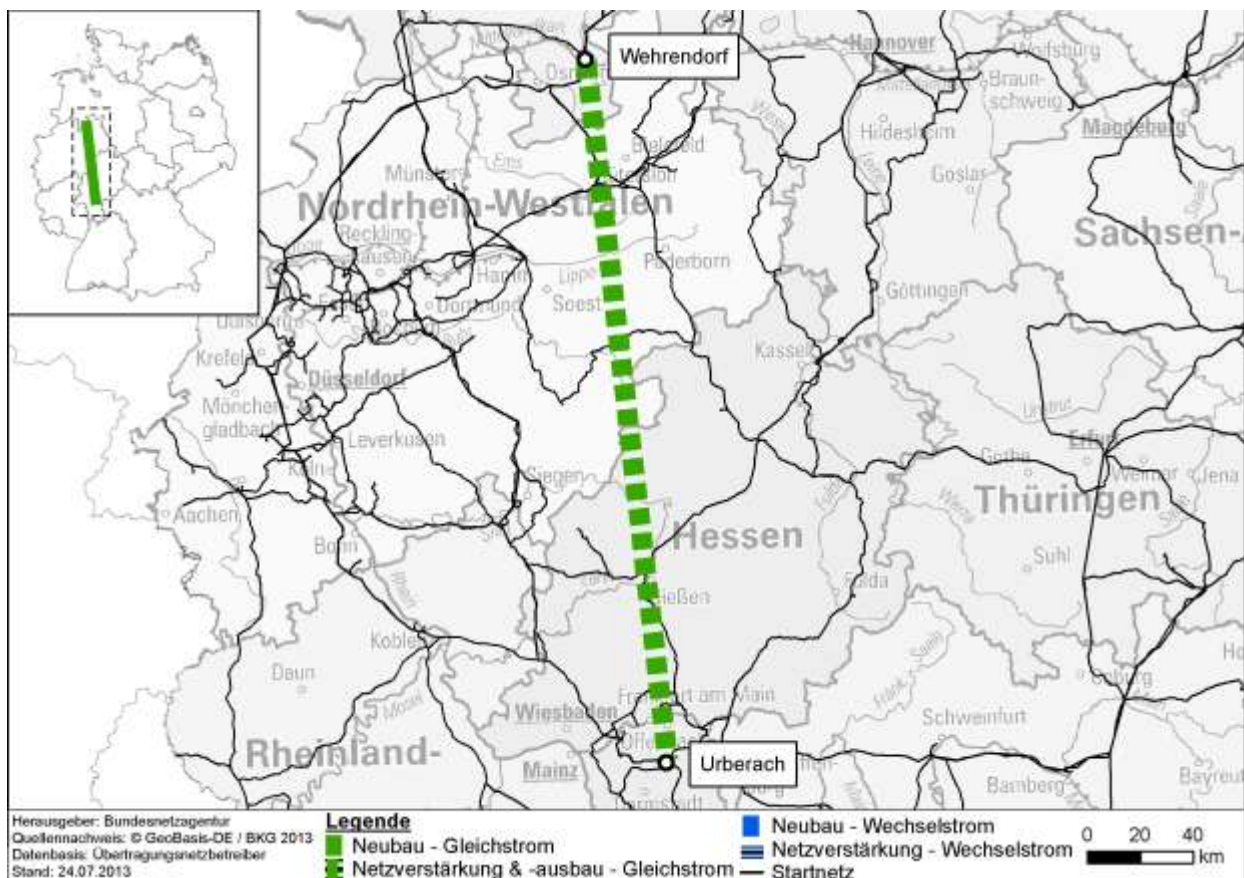
Korridor B: HGÜ-Verbindung Niedersachsen - Hessen

Maßnahme B04: Wehrendorf – Urberach

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

Beschreibung:

Die HGÜ-Strecke Wehrendorf – Urberach hat eine Übertragungsleistung von 2 GW in VSC-Technik.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: Die Maßnahme B04 wurde im NEP Strom 2013 den zu beobachtenden Netzmaßnahmen zugeordnet. Die ÜNB sind der Aufforderung der BNetzA (S. 389 Entwurf der Bestätigung NEP Strom 2013) nicht nachgekommen ein Inbetriebnahmejahr für die Maßnahmen nachzureichen.

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Überprüfung der Wirksamkeit wurde anhand der drei, von den ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfälle der Stunden 788, 7412 und 8129 durchgeführt.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises Borken – Gießen/Nord

Netznutzungsfall 788 weist eine starke Einspeisung von Windanlagen sowohl Offshore wie auch

Onshore, vor allem im nördlichen Gebiet der Tennet auf. Es handelt sich um eine Starkwind Situation, bei der erhöhte Stromtragfähigkeiten der Freileitungen durch konvektionsbedingte Kühlung berücksichtigt werden. Bei Ausfall eines der beiden bestehenden 380 kV-Systeme zwischen Borken und Gießen/Nord kommt es auf dem verbleibenden System zu einer Überlastung von 108%. Diese konnte jedoch durch Topologieänderungen in Borken auf 97% bzw. durch eine vergleichbare Änderung in Gießen/Nord auf 96% reduziert werden. Maßnahme B04 reduzierte in der untersuchten Ausfallsituation ohne Änderungen der Netztopologie die Auslastung des verbleibenden Systems auf 98,4%. Da sich die untersuchte Ausfallsituation auch ohne Maßnahme B04 auflösen ließ, und dabei die resultierenden Auslastungen vergleichbar denen mit B04 erreichbaren Werten waren, konnte die Wirksamkeit der Maßnahme in dieser Situation nicht überzeugend nachgewiesen werden.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises Twistethal-Waldeck

Netznutzungsfall 7412 zeichnet sich durch eine hohe Einspeisung von Offshore-Windanlagen aus, hier werden ca. 95% der installierten Leistung erreicht. Die Einspeisungen von Onshore-Windanlagen sind in dieser Situation hingegen eher moderat, im Norden werden knapp 50% der installierten Leistung eingespeist, im Osten und Westen sind es ca. 20% und im Süden gibt es keine nennenswerte Einspeisung aus Onshore-Windenergie. Als Besonderheit dieses Netznutzungsfalls ist eine Abweichung von der Netznormalschaltung in Rommerskirchen hervorzuheben, welche allerdings keinen nennenswerten Einfluss auf die untersuchten Leitungsabschnitte aufweist. Ohne Maßnahme B04 wird bei Ausfall des 380 kV-Systems Twistethal-Waldeck das 380 kV-System Twistethal-Borken mit 106% überlastet. Durch eine einfache Änderung der Netztopologie in Nehden konnte diese Überlastung auf 100,8% reduziert werden. Weiterreichende Topologieänderungen in Nehden reduzieren die Auslastung der Leitung auf 88,1%. Es wird als durchaus möglich erachtet, dass es weitere bislang nicht entdeckte Möglichkeiten gibt, die Netzsituation zu entlasten. Mit Maßnahme B04 weist die Leitung Twistethal-Borken ohne weitere entlastende Topologieänderungen eine Auslastung von 94,6% in dieser Ausfallsituation auf. Da sich die untersuchte Ausfallsituation auch ohne Maßnahme B04 auflösen ließ, und dabei die resultierenden Auslastungen vergleichbar mit denen mit B04 erreichbaren Werten waren, konnte die Wirksamkeit der Maßnahme in dieser Situation nicht überzeugend dargestellt werden.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises Gießen/Nord - Karben

Netznutzungsfall 8129 ist mit Einspeisungen von ca. 90% bzw. 60% der installierten Leistung aus Offshore- bzw. Onshore-Windanlagen im nördlichen Raum der Tennet geprägt. Als Besonderheit dieses Netznutzungsfall es ist eine Abweichung von der Netznormalschaltung in Karben zu nennen. Bei Ausfall eines der beiden 380 kV-Systeme zwischen Gießen/Nord und Karben kommt es zu einer Überlastung des verbleibenden Systems von 110,6%. Durch eine Änderung der Topologie in Gießen/Nord konnte diese Überlastung vermieden werden, und die Auslastung konnte auf 98,8% reduziert werden. Mit Maßnahme B04 betrug die Auslastung in der beschriebenen Ausfallsituation ohne weitere Topologieänderungen 94,4%. Da sich die untersuchte Ausfallsituation auch ohne Maßnahme B04 auflösen ließ, und dabei die resultierenden Auslastungen vergleichbar mit denen mit B04 erreichbaren Werten waren, konnte die Wirksamkeit der Maßnahme in dieser Situation nicht überzeugend nachgewiesen werden.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 7 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme B04 des NEP Strom 2013 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnungen über 8760 Stunden. Des Weiteren ist in Abbildung 8 die Jahresauslastungskurve der Maßnahme B04 abgebildet.

Die mittlere Auslastung beträgt 70%, wobei die Leitung in 85% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet wird. In 3212 Stunden, d.h. 38% der Stunden wird die zur Verfügung stehende Übertragungskapazität vollständig ausgeschöpft.

Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums. Sie könnte als erforderlich eingestuft werden, wenn sie wirksam wäre.

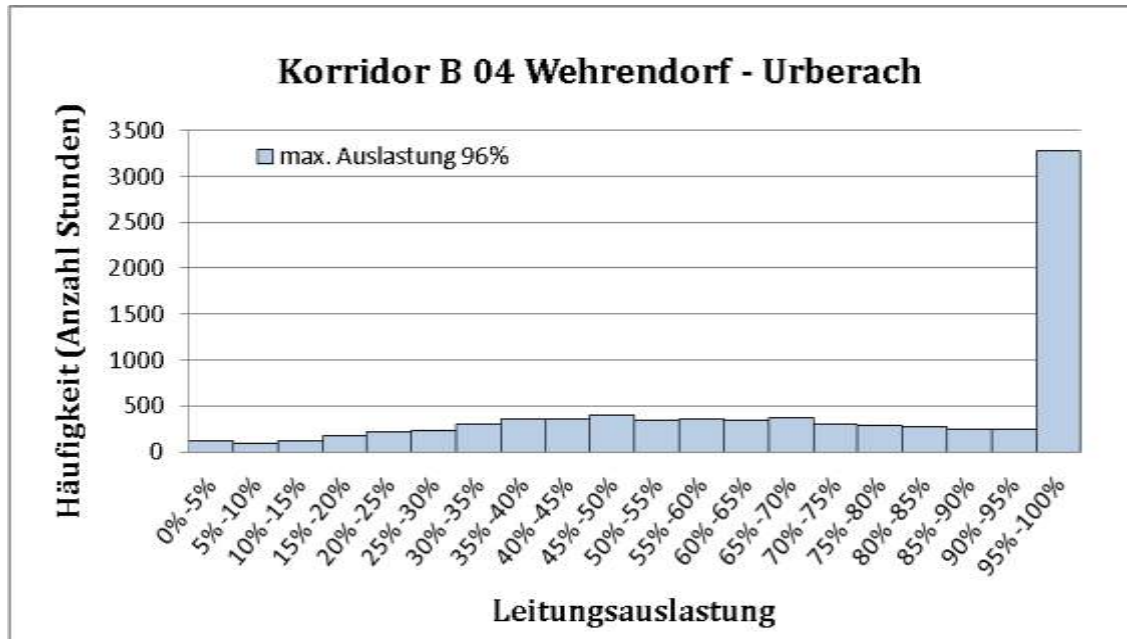


Abbildung 7: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme B04 über 8760 h

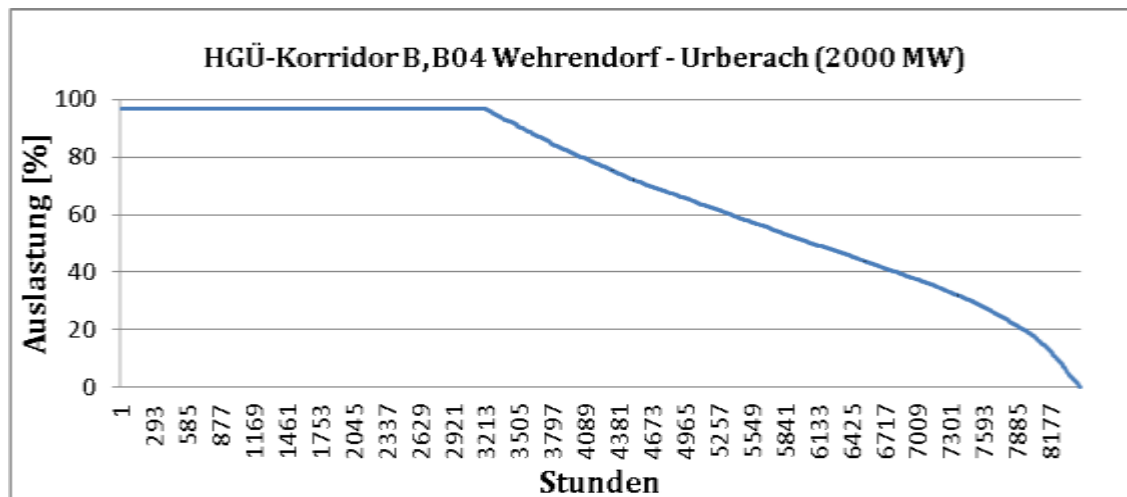


Abbildung 8: Jahresauslastungskurve der Maßnahme B04

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die HGÜ-Verbindung B04 von Wehrendorf nach Urberach hat für das umgebende Netz sowohl ent- als auch belastende Effekte, die in Abbildung 9 dargestellt werden. Leitungen, die parallel zu der Maßnahme B04 verlaufen sind deutlich entlastet, Leitungen, die dem Zu- und Abtransport zu dem Korridor dienen, sind stärker belastet. Die Maßnahme B04 entlastet somit das Netz zwischen Wehrendorf und Urberach.

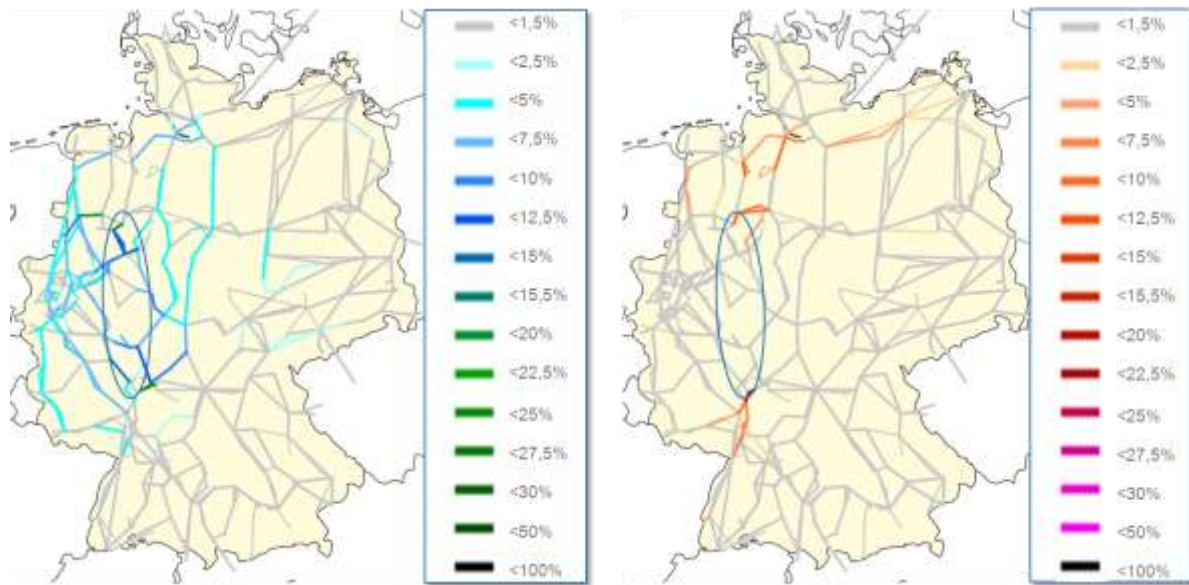


Abbildung 9: Einfluss der Maßnahme B04 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

2.2 „Zu beobachtende“ Streckenmaßnahme

Bei B04 handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern als „zu beobachtend“ klassifizierten Maßnahmen werden anders als im Entwurf der Bestätigung grundsätzlich nicht bestätigt. Die ÜNB gehen selbst davon aus, dass die „zu beobachtenden“ Maßnahmen „im Lichte der energiewirtschaftlichen und politischen Entwicklung in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden“ (S. 18 NEP Strom 2013). Die Bundesnetzagentur sieht in Anbetracht der aktuellen politischen Entwicklung, z.B. bevorstehenden Novellierung des EEG, grundsätzlich von einer Bestätigung der „zu beobachtenden“ Maßnahmen im diesjährigen Prozess ab – unabhängig davon, ob sie die Prüfkriterien erfüllen. Es ist sinnvoller, nur die Maßnahmen zu bestätigen, von deren Erforderlichkeit auch die ÜNB überzeugt sind, als in den nächsten Jahren bei geänderten Randbedingungen bereits bestätigte Maßnahmen nicht zu bestätigen, weil sie die Prüfkriterien nicht erfüllen. Hiermit kommt die Bundesnetzagentur auch der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach, die Prüfung so durchzuführen, dass die größtmögliche Robustheit der Maßnahmen gewährleistet ist.

3. Konsultation

Den vorgetragenen Bedenken gegen den Korridor B04 wird durch die Nichtbestätigung inzident Rechnung getragen.

Die Nichtbestätigung erfolgt für den NEP 2013 auf Basis des zugrundeliegenden genehmigten Szenariorahmens, der die aktuellen energiewirtschaftlichen Randbedingungen abbildet und durch das Szenario B2023 ein Ausblick über zehn Jahre gibt. Grundlegende Änderungen an den energiewirtschaftlichen Randbedingungen könnten grundsätzlich zu einer anderen Einschätzung von Maßnahmen im Rahmen eines der zukünftig zu erstellenden Netzentwicklungsplänen führen.

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

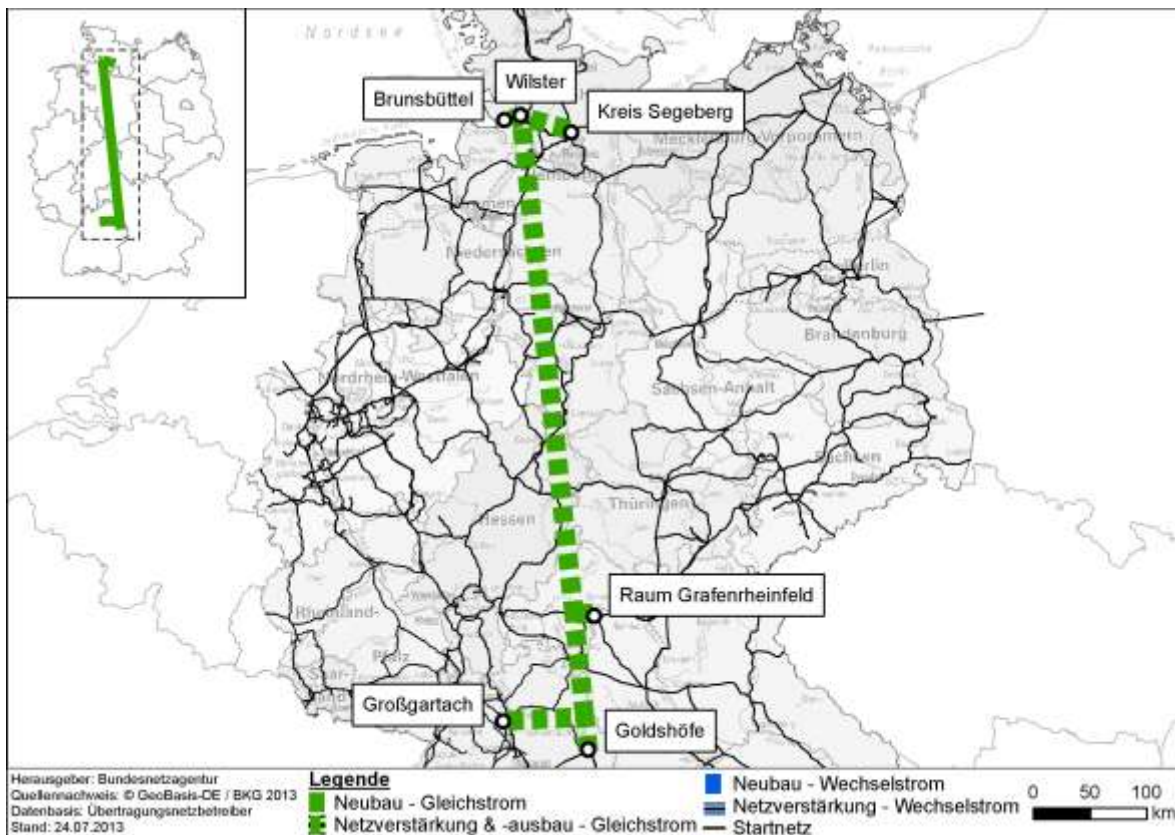
Die Maßnahme B04 wird nicht bestätigt. Die Maßnahme zeigt zwar eine hohe Auslastung, jedoch konnte die Wirksamkeit der Maßnahme nicht nachgewiesen werden. Überdies handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

Die Bundesnetzagentur sieht nicht die Notwendigkeit von vier HGÜ-Korridoren. Wie in Kapitel 5 (Gesamtplan) erläutert, stützt sich die Bundesnetzagentur dabei u.a. auf das von der TU Graz erstellte Gutachten NEMO II in welchem verschiedene Konstellationen von HGÜ-Korridoren untersucht wurden, und dessen Ergebnisse auf Grund nicht grundlegend geänderter Rahmenbedingungen immer noch gültig sind. Aus dem Gutachten ergibt sich die Notwendigkeit der Korridore A, C und D. Die Prüfung des diesjährigen NEP Strom 2013 widerspricht diesen Ergebnissen nicht, da sich die Auslastung aller HGÜ-Korridore sich nicht grundlegend voneinander unterscheidet und die Wirksamkeitsuntersuchungen die bestätigten Maßnahmen stützt.

Korridor C: HGÜ Verbindung Schleswig-Holstein - Niedersachsen – BaWü – Bayern

Beschreibung:

Das netztechnische Ziel des Korridors ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus Schleswig-Holstein und Niedersachsen nach Baden-Württemberg und Bayern.

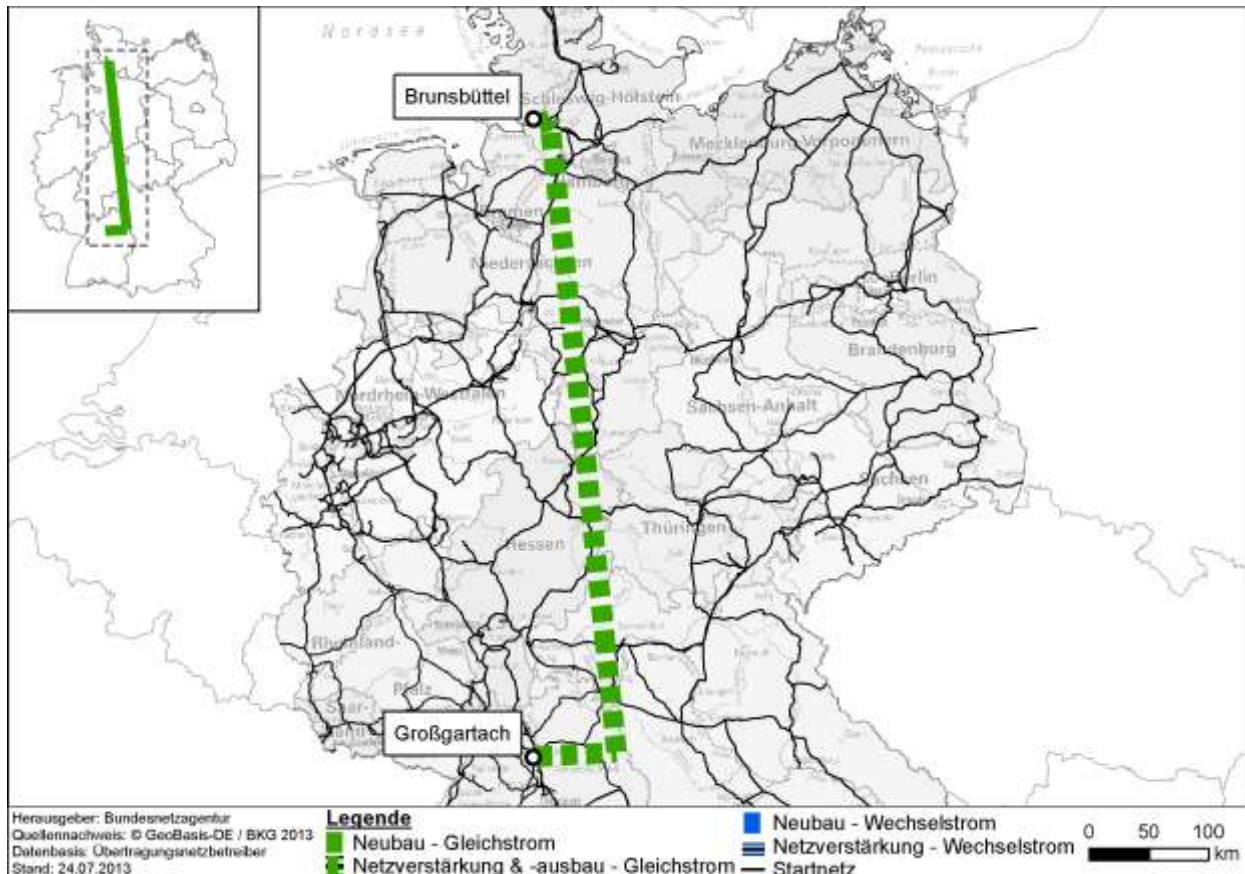


Maßnahme C05: Brunsbüttel – Großgartach

Die Maßnahme C05 (Brunsbüttel – Großgartach) wird mit mindestens 1,3 GW bestätigt.

Beschreibung:

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 1,3 GW in VSC-Technik von Brunsbüttel nach Großgartach vorgesehen.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2017 - 2022

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die (n-1)-Untersuchungen finden auf Basis der durch die ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfälle (NNF) der Stunden 788, 2279 und 2612 statt, denen das vollständige Zielnetz zugrunde liegt. Die ÜNB TransnetBW und Tennet TSO haben die Datensätze am 06.09.2013 nochmals übersandt und um erneute Prüfung gebeten.

Der Netznutzungsfall 2612 basiert auf der Netzversion V047, alle anderen NNF sowie das Zielnetz basieren auf der Netzversion V048. In den entsprechenden Untersuchungen wird das Netz lediglich um die betrachtete Maßnahme sowie um die ausfallende Leitung reduziert; etwaige Nichtverfügbarkeiten werden nicht beachtet. Ergänzend zu Berechnungen in INTEGRAL werden die Einstellungen der regelbaren Transformatoren (Längs-/ Quer-/ Schrägeregler) sowie der HGÜs abweichend vom Netznutzungsfall der ÜNB durch die Netzsimulationswerkzeuge des IFHT bestimmt. Dabei ist zu

beachten, dass diese Einstellungen einen optimierten Netzzustand repräsentieren, der für jede Stunde einzeln ermittelt wird.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises zwischen Borken und Gießen/Nord

Nach Angaben der ÜNB ist ein 380-kV-Stromkreis zwischen Gießen/Nord und Borken im NNF 788 zu 104% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Die Untersuchungen mit den Netzsimulationswerkzeugen des IFHT ergeben, dass sich die Überlastung im (n-1)-Fall durch eine Anpassung der Querregler an den Grenzen zu den Niederlanden, Polen und Tschechien aufheben lässt, die physikalischen Flüsse zwischen den Ländern dadurch aber mehr von den Handelsflüssen abweichen. Da ungeklärt ist, welche Abweichungen von den Handelsflüssen zulässig sind, wurden Lösungen zur Aufhebung der Überlastungen durch Einsatz von regelbaren Transformatoren und HGÜ-Systemen gesucht, durch die die Abweichungen von den Handelsflüssen nicht größer werden. Solche Lösungen konnten jedoch nicht identifiziert werden.

Ein Abschalten eines Stromkreises der 380-kV-Leitung Gießen/Nord – Karben hebt die Überlastung jedoch ebenso auf wie ein Öffnen der Sammelschienen-Kupplung am Standort Borken. Der vormals überlastete Stromkreis ist danach noch zu 97,3% bzw. zu 98,2% belastet. Im ersten Fall ist der verbleibende Stromkreis zwischen Gießen/Nord und Karben zu 54% belastet. Bei Auftrennen der Sammelschienen-Kupplung in Borken ergibt sich eine Phasenwinkeldifferenz zwischen den Sammelschienen von 1,5°.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises von Dollern nach Sottrum

Der Ausfall eines 380-kV-Stromkreises zwischen Dollern und Sottrum führt ohne Maßnahme im NNF 2279 zu einer Überlastung des parallelen Stromkreises mit 104% des Nennstroms.

Die Überlastung im (n-1)-Fall lässt sich ohne Maßnahme durch ein Abschalten eines Stromkreises der 380-kV-Doppelleitung Wechold – Landesbergen – Wehrendorf beheben. Der vormals überlastete Stromkreis ist danach noch zu 80,6% belastet. Der verbleibende Stromkreis zwischen Wechold – Landesbergen – Wehrendorf ist im Maximum (zwischen Landesbergen und Wehrendorf) zu 78% ausgelastet.

Durch Hinzunahme der Maßnahme und ohne Abschaltung der Leitung Wechold – Landesbergen – Wehrendorf, sinkt die Auslastung im (n-1)-Fall auf 94,9%.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises von Landesbergen nach Ovenstedt

Bei Ausfall eines Stromkreises zwischen Landesbergen und Ovenstedt ist das parallele System kritisch belastet (101,8%). Auch in diesem Fall (NNF 2279) konnten keine Einstellungen der Querregler gefunden werden, die die überlastete Leitung entlasten würden, ohne vom Handelsfluss weiter abzuweichen. Ein Öffnen der Sammelschienen-Kupplung in Landesbergen hebt die vormalige Überlastung jedoch auf (91,4%). Die Phasenwinkeldifferenz der Sammelschienen in Landesbergen beträgt dann 4,7° und wird noch als erlaubt angesehen.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises von Grohnde nach Vörden

Im NNF 2612 wird ein 380-kV-Stromkreis zwischen Grohnde und Vörden mit 101,6% belastet, wenn der Parallelstromkreis ausfällt. Auch hier lassen sich keine zulässigen Einstellungen für Stufensteller, Phasenschieber oder HGÜ-Systeme finden, die zu einer Entlastung führen würden. Durch Öffnen der Sammelschienen-Kupplung in Grohnde kann die Belastung des Stromkreises auf 91,4% gesenkt werden, die Phasenwinkeldifferenz zwischen den Sammelschienen beträgt dann 5,81°. Dies stellt eine theoretische Lösung zur Aufhebung der Überlastung dar, deren Zulässigkeit im Realbetrieb jedoch nicht abschließend bestätigt werden kann. Durch Hinzunahme der Maßnahme reduziert sich die

Auslastung des Stromkreises im (n-1)-Fall auf 95,3%. Da das Öffnen der Sammelschienen-Kupplung in Grohnde aus heutiger Sicht nicht als zulässige Topologieänderung unterstellt werden darf, ist die Wirksamkeit der Maßnahme aus Sicht der Bundesnetzagentur gegeben.

Die von den ÜNB zusätzlich genannten Netznutzungsfälle mit Überlastung der Leitung Redwitz-Remptendorf wären allein nicht ausreichend um die Maßnahme C05 zu begründen, da die Maßnahme die Überlastungen dieser Leitung im (n-1)-Fall zwar reduziert, aber nicht aufhebt. Dennoch ist die Reduzierung der Überlastung der Leitung Redwitz-Remptendorf natürlich positiv zu bewerten und als weiteres Argument zugunsten der Maßnahme anzusehen.

Der Wirksamkeitsnachweis über die Behebung einer (n-1)-Verletzung im NNF 2612 ergänzt das erhebliche Redispatch-vermindernde Potential der Maßnahme C05, welches im Gutachten NEMO II der TU Graz zum NEP Strom 2012 ausgewiesen ist und welches die Wirksamkeit der Maßnahme ebenfalls begründet.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 10 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme C06 des NEP Strom 2013 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnungen über 8760 Stunden. Zusätzlich dazu ist in Abbildung 11 die Jahresauslastungskurve der Maßnahme gezeigt.

Die mittlere Auslastung beträgt 65%, wobei die Leitung in 89% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet wird. Bei einem signifikanten Anteil der simulierten Stunden wird die zur Verfügung stehende Übertragungskapazität vollständig ausgeschöpft. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird somit als erforderlich eingestuft.

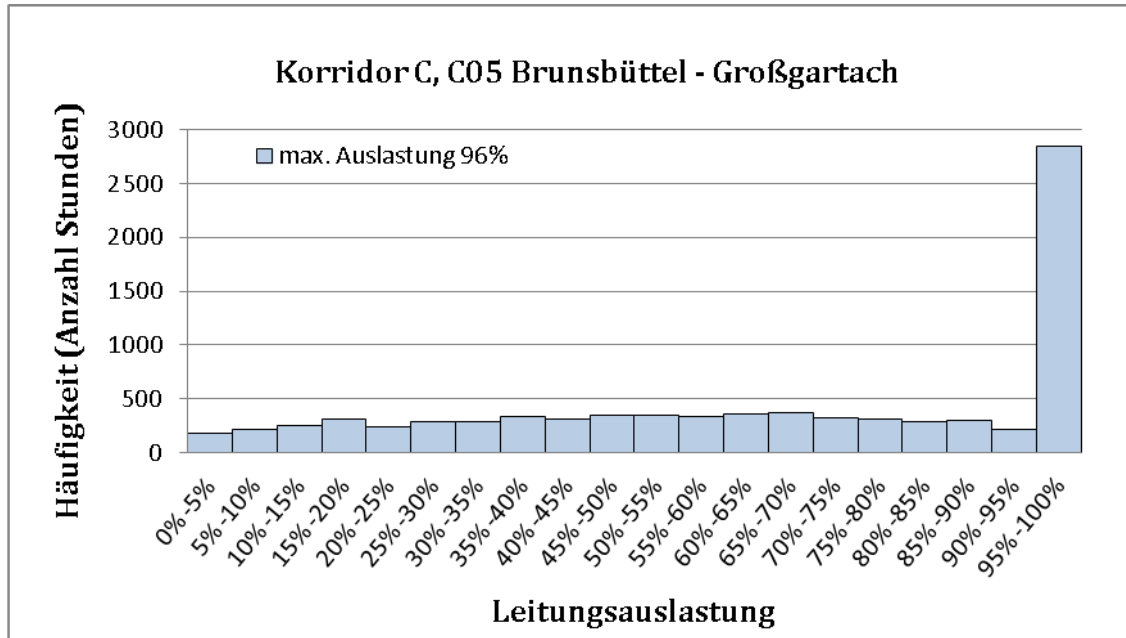


Abbildung 10: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme C05 über 8760 h

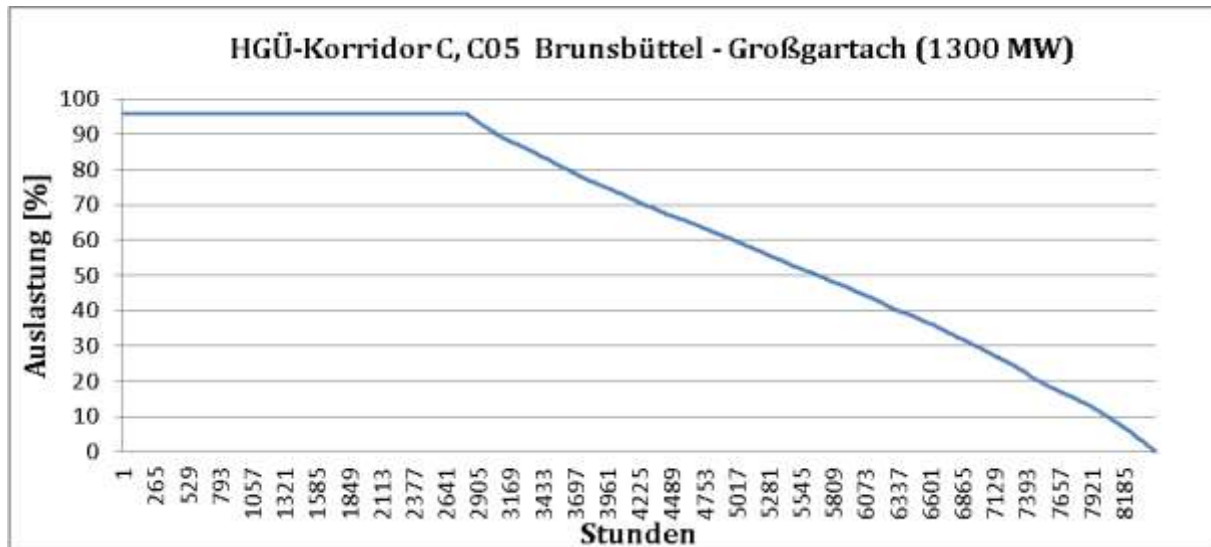


Abbildung 11: Jahresauslastungskurve der Maßnahme C05

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die HGÜ-Verbindung C05 von Brunsbüttel nach Großgartach hat für das umgebende Netz sowohl ent- als auch belastende Effekte, die in Abbildung 12 dargestellt werden. Leitungen, die großräumig parallel zu der Maßnahme C05 verlaufen sind deutlich entlastet, Leitungen, die dem Zu- und Abtransport zu dem Korridor dienen, sind stärker belastet. Die Maßnahme C05 entlastet somit das Netz zwischen Brunsbüttel und Großgartach.

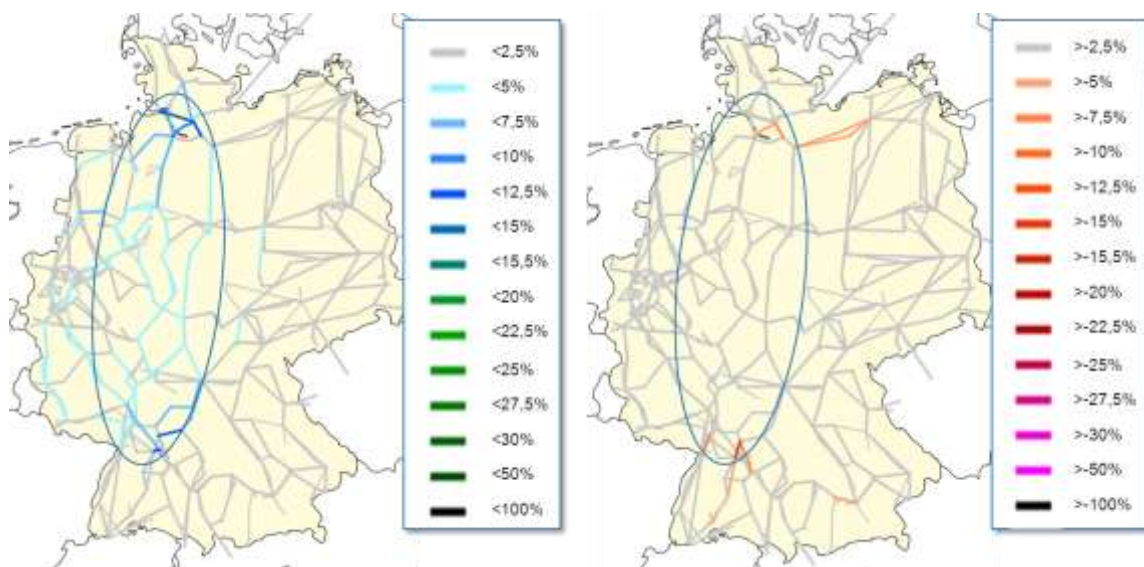


Abbildung 12: Einfluss der Maßnahme C05 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

3. Konsultation

Der Vorschlag seitens einiger Konsultationsteilnehmer die Maßnahmen im Korridor C mit 2 GW anstatt mit 1,3 GW auszuführen bestätigt die Bundesnetzagentur in ihren im Rahmen der Untersuchungen gewonnen Einschätzungen. Ebenso stimmt die Einschätzung einiger Konsultationsteil-

nehmer mit der Bewertung der Bundesnetzagentur überein, dass die Maßnahmen C05 und C06mod. eine höhere Wirksamkeit aufweisen als C06.

Die Befürchtungen einiger Konsultationsteilnehmer, dass die Errichtung von Korridor C nicht innerhalb des geplanten Zeitraums erfolgt, werden zur Kenntnis genommen und als Ansporn für die Beteiligten der nächsten Planungsschritte verstanden.

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Trassenführung, Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

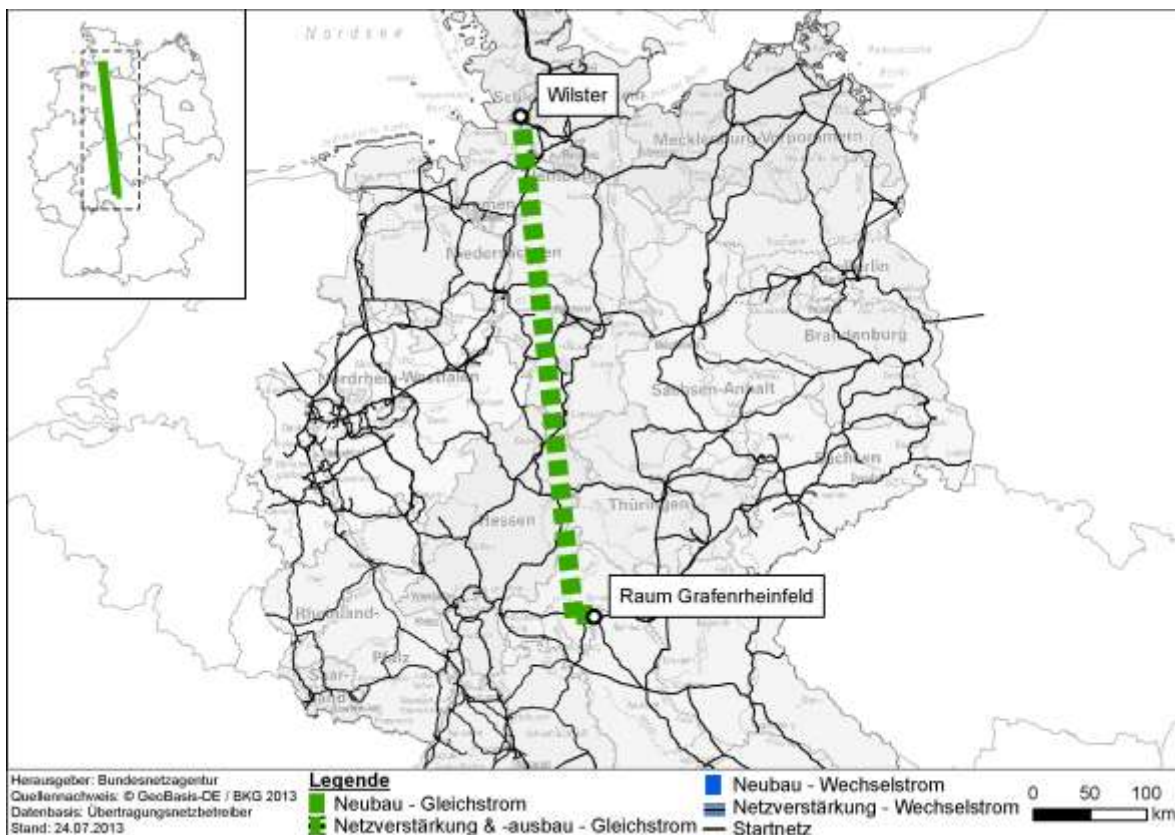
Die Maßnahme C05 zeigt eine hohe Auslastung bei den Berechnungen über 8760 Stunden und hebt zudem Überlastungen im (n-1)-Fall wirksam auf. Grundsätzlich hat der Korridor C ein erhebliches Potential, Redispatch zu verhindern, die Maßnahme C05 trägt hierbei einen wesentlichen Anteil und wird bestätigt.

Modifizierte Maßnahme C06: Wilster – Raum Grafenrheinfeld

Die modifizierte Maßnahme C06 (Wilster – Raum Grafenrheinfeld) wird mit mindestens 1,3 GW bestätigt.

Beschreibung:

Die Maßnahme C06mod zielt auf eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität von Schleswig-Holstein (Wilster) in das nördliche Bayern (Grafenrheinfeld) ab. Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer VSC-basierten HGÜ-Verbindung mit 1,3 GW vorgesehen. Im Folgenden werden die elektrotechnischen Auswirkungen im Netz bewertet.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2017 - 2022

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die (n-1)-Untersuchungen finden auf Basis der durch die ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfälle (NNF) der Stunden 788, 2279 und 7480 statt, denen das vollständige Zielnetz der Netzversion V047 zugrunde liegt. Die ÜNB TransnetBW und Tennet TSO haben die Datensätze am 06.09.2013 nochmals übersandt und um erneute Prüfung gebeten.

In den entsprechenden Untersuchungen wird das Netz lediglich um die betrachtete Maßnahme sowie um die ausfallende Leitung reduziert; etwaige Nichtverfügbarkeiten werden nicht beach-

tet. Ergänzend zu Berechnungen in INTEGRAL werden die Einstellungen der regelbaren Transformatoren (Längs-/ Quer-/ Schrägeregler) sowie der HGÜs abweichend vom Netznutzungsfall der ÜNB durch die Netzsimulationswerkzeuge des IFHT bestimmt. Dabei ist zu beachten, dass diese Einstellungen einen optimierten Netzzustand repräsentieren, der zeitdiskret ermittelt wird.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises zwischen Lamspringe und Hardeggen

Nach Angaben der ÜNB ist ein 380-kV-Stromkreis zwischen Lamspringe und Hardeggen im NNF 788 zu 105,4% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Die Untersuchungen mit den Netzsimulationswerkzeugen des IFHT ergeben, dass sich die Überlastung im (n-1)-Fall durch eine Anpassung der Querregler an den Grenzen zu den Niederlanden, Polen und Tschechien aufheben lässt, die physikalischen Flüsse zwischen den Ländern dadurch aber mehr von den Handelsflüssen abweichen. Da ungeklärt ist, welche Abweichungen von den Handelsflüssen zulässig sind, wurden Lösungen zur Aufhebung der Überlastungen durch Einsatz von regelbaren Transformatoren und HGÜ-Systemen gesucht, durch die die Abweichungen von den Handelsflüssen nicht größer werden. Solche Lösungen konnten jedoch nicht identifiziert werden.

Die Überlastung lässt sich jedoch auch ohne Maßnahme durch ein Abschalten eines Stromkreises der 380-kV-Doppelleitung Hardeggen – Mecklar beheben. Der vormals überlastete Stromkreis ist danach noch zu 82,4% belastet. Der verbleibende Stromkreis zwischen Hardeggen und Mecklar wird zu 69,3% ausgelastet.

Mit Maßnahme im Netz und ohne weitere Aktionen ist der kritische Stromkreis zwischen Lamspringe und Hardeggen mit 99,4% seines Nennstroms belastet.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises von Dollern nach Sottrum/Wechold

Der NNF (2279) und die ausfallende Leitung sind hier identisch zur Konstellation, die bereits bei C05 angeführt wurde (dort als Dollern – Sottrum). Der Ausfall eines 380-kV-Stromkreises zwischen Dollern und Sottrum führt ohne Maßnahme zu einer Überlastung des parallelen Stromkreises mit 102,1% des Nennstroms. Diese Überlastung ist mitunter damit zu begründen, dass die Stromkreise zwischen Dollern und Sottrum einen deutlich geringeren Stromgrenzwert haben als zwischen Sottrum und Wechold. Im südlichen Teilstück beträgt die Auslastung im (n-1)-Fall nur 63%.

Wie bereits im Falle von C05 lässt sich die Überlastung jedoch auch ohne Maßnahme durch ein Abschalten eines Stromkreises der 380-kV-Doppelleitung Wechold – Landesbergen – Wehrendorf beheben, da sich dadurch Leistungsflüsse auf parallele Nord-Süd-Trassen verlagern. Der vormals überlastete Stromkreis ist dann noch zu 79,9% ausgelastet. Der verbleibende Stromkreis zwischen Wechold – Landesbergen – Wehrendorf ist zu 77,4% ausgelastet.

Mit Maßnahme im Netz ist der kritische Stromkreis zwischen Dollern und Sottrum/Wechold im (n-1)-Fall zu 94,1% ausgelastet.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises von Twistetal nach Waldeck

Bei Ausfall eines Stromkreises Twistetal – Waldeck im NNF 7480 ist das Parallelsystem überlastet (101,3%). Durch Hinzunahme der Maßnahme reduziert sich die Auslastung auf 96%, sodass (n-1)-Sicherheit gegeben ist. Die Überlastung kann jedoch auch ohne Maßnahme durch Topologieänderungen behoben werden. Die Abschaltung eines 380-kV-Stromkreises der Doppelleitung Borken – Gießen/Nord senkt die Belastung des kritischen Stromkreises auf 97,5%. Das verbleibende System Borken – Gießen/Nord ist dann zu 50,8% ausgelastet.

Die von den ÜNB zusätzlich genannten Netznutzungsfälle mit Überlastung der Leitung Redwitz-Remptendorf können die Maßnahme C06mod. nicht begründen, da die Maßnahme die

Überlastungen im (n-1)-Fall zwar reduziert, aber nicht aufhebt. Dennoch ist die Reduzierung der Überlastung der Leitung Redwitz-Remptendorf natürlich ein positiver Nebeneffekt und ein weiteres Argument zugunsten der Maßnahme.

Das gemeinsam mit C05 anzuführende erhebliche Potential zur Vermeidung von Redispatch, welches das Gutachten NEMO II der TU Graz zum NEP Strom 2012 festgestellt hat, begründet die Wirksamkeit der Maßnahme C06mod. und wird durch die vorstehend genannten und als netzentlastend aufgeführten NNF erhärtet.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 13 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme C06mod. des NEP Strom 13 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnungen über 8760 Stunden. Zusätzlich dazu ist in Abbildung 14 die Jahresauslastungskurve der Maßnahme gezeigt.

Die mittlere Auslastung beträgt 60%, wobei die Leitung in 88% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet wird. Bei einem signifikanten Anteil der simulierten Stunden wird die zur Verfügung stehende Übertragungskapazität vollständig ausgeschöpft. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird somit als erforderlich eingestuft.



Abbildung 13: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme C06mod. über 8760 h

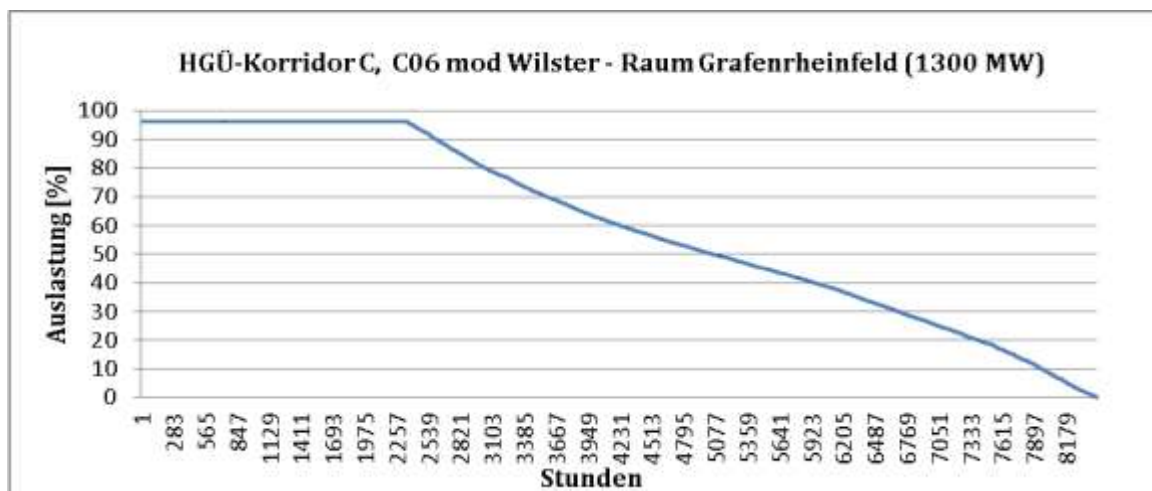


Abbildung 14: Jahresauslastungskurve der Maßnahme C06mod.

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die HGÜ-Verbindung C06mod. von Wilster zum Raum Grafenrheinfeld hat für das umgebende Netz sowohl ent- als auch belastende Effekte, die in Abbildung 15 dargestellt werden. Leitungen, die parallel zu der Maßnahme C06mod. verlaufen sind deutlich entlastet, Leitungen, die dem Zu- und Abtransport zu dem Korridor dienen, sind stärker belastet. Die Maßnahme C06mod. entlastet somit das Netz zwischen Wilster und dem Raum Grafenrheinfeld.

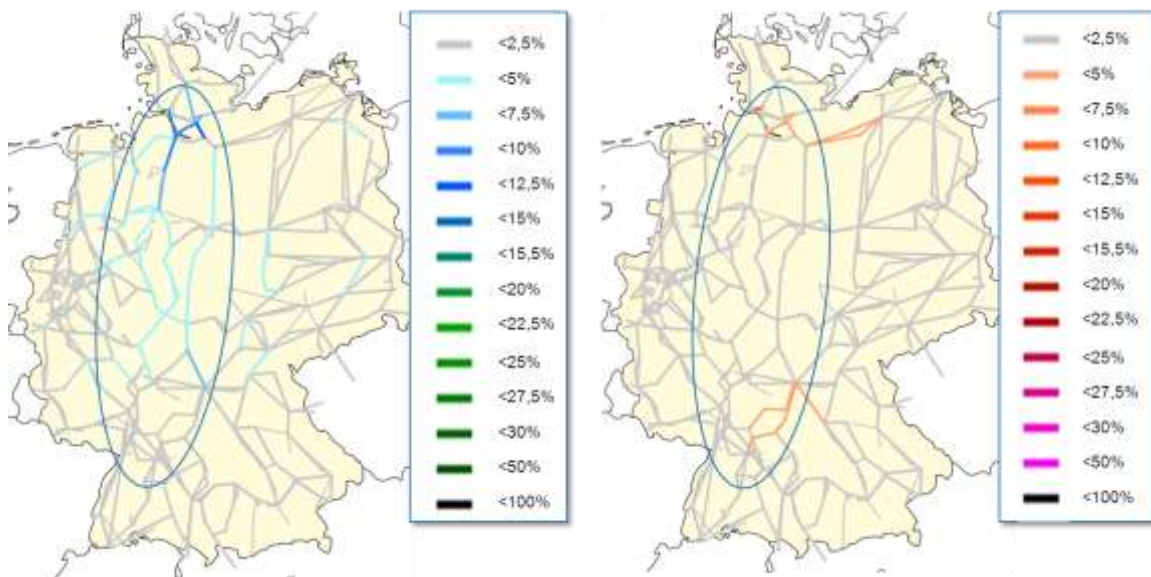


Abbildung 15: Einfluss der Maßnahme C06mod. auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

3. Konsultation

Die in einigen Einwendungen vorgebrachten Zweifel an der Übertragungskapazität aller bestätigten HGÜ-Korridore, wurden aufgenommen aber aus Sicht der Bundesnetzagentur mit den vorliegenden Prüfungsergebnissen widerlegt. In die Prüfungsergebnisse wurden sowohl die Resultate der von der Bundesnetzagentur selber durchgeführten Rechnungen als auch die des Gutachters der RWTH Aachen (IFHT) berücksichtigt.

Der Vorschlag seitens einiger Konsultationsteilnehmer die Maßnahmen im Korridor C mit 2 GW anstatt mit 1,3 GW auszuführen bekräftigt die Bundesnetzagentur in den im Rahmen der Bestätigung getroffenen Einschätzungen. Ebenso stimmt die Einschätzung einiger Konsultationsteilnehmer mit der Bewertung der Bundesnetzagentur überein, dass die Maßnahmen C05 und C06mod. eine nachvollziehbarere Begründung aufweisen als C06. Dies sieht die Bundesnetzagentur insbesondere durch die Wahl der Netzverknüpfungspunkte gegeben.

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden und dementsprechend auch nicht wie gefordert

detaillierter dargestellt, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Die Bundesnetzagentur hat sich hinsichtlich Korridor C06mod. auch deshalb für die erneute Bestätigung der Maßnahme entschieden, weil damit ein Stromtransport gezielt in eine Netzregion erfolgt, die bisher von Strom aus Kernkraftwerken versorgt wird. Am Ausstieg aus der Kernenergie hat sich bei den energiepolitischen Zielsetzungen nichts geändert.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

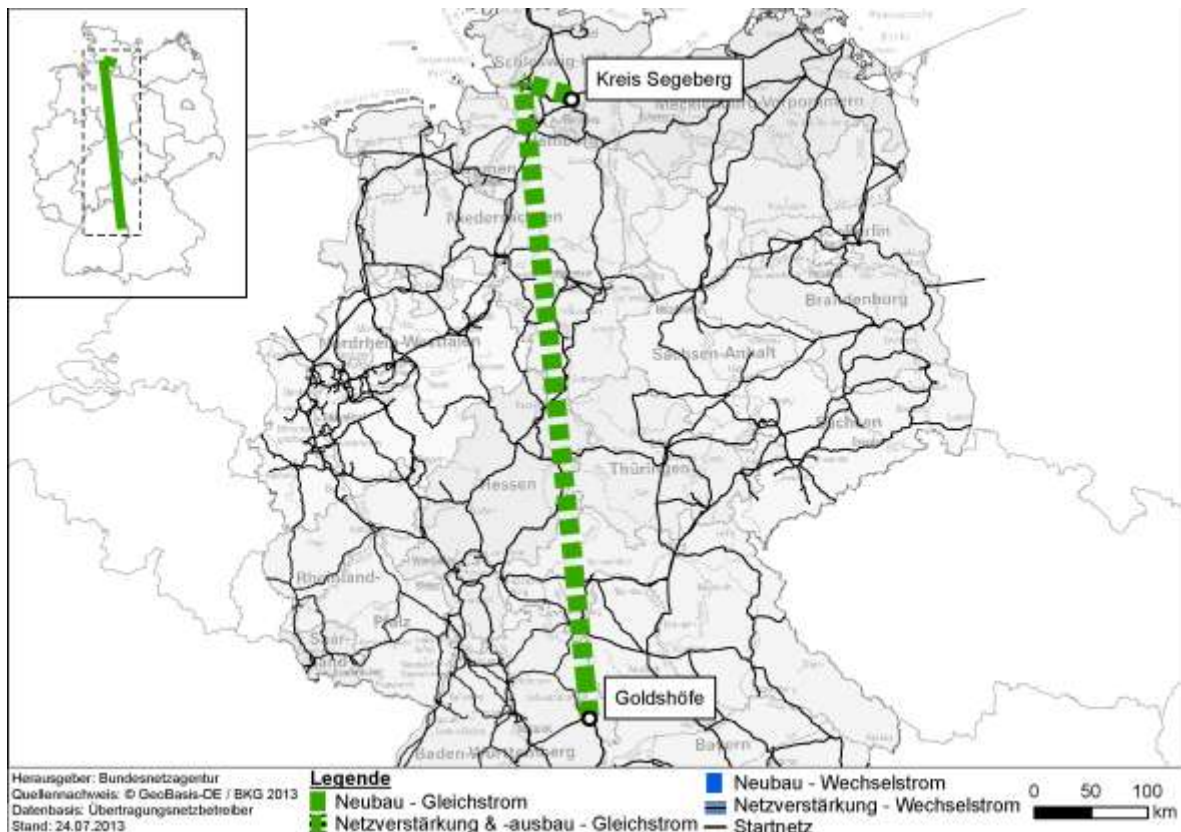
Die Maßnahme C06mod. zeigt eine mittlere Auslastung von 60% bei den Berechnungen über 8760 Stunden. Grundsätzlich hat der Korridor C ein erhebliches Potential, Redispatch zu verhindern, die Maßnahme C06mod trägt hierbei einen wesentlichen Anteil und wird bestätigt.

Maßnahme C06: Kreis Segeberg – Goldshöfe

Die Maßnahme C06 (Kreis Segeberg – Goldshöfe) wird nicht bestätigt.

Beschreibung:

Die Maßnahme C06 zielt auf eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität von Schleswig-Holstein (Kreis Segeberg) nach Baden-Württemberg (Goldshöfe) ab. Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer VSC-basierten HGÜ-Verbindung mit 1,3 GW vorgesehen. Im Folgenden werden die elektrotechnischen Auswirkungen im Netz bewertet.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2017 – 2022

Die durch TransnetBW zur Begründung der Maßnahme vorgelegten Unterlagen haben gegenüber dem Vorjahr deutlich an Umfang und Qualität zugenommen. Trotz der ausführlichen und engagierten Darlegung ist die Bundesnetzagentur aber weiterhin nicht von Wirksamkeit, Erforderlichkeit und Angemessenheit der Maßnahme überzeugt.

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Überprüfung der Wirksamkeit wurde anhand der von den ÜNB bereitgestellten NNF der Stunden 788, 2279, 2612 und der mit Schreiben vom 25.10.2013 seitens TransnetBW übersandten Stunden 3204, 7412, 7480, 7572 und 7838 durchgeführt.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises zwischen Lamspringe und Hardeggen

Im Netznutzungsfall 788 kommt es ohne C06 bei Ausfall eines Systems zwischen Lamspringe und Hardeggen zu Überlastungen des verbleibenden, parallelen Systems von 105,5%. Diese können jedoch durch Eingriffe in die Netztopologie in Lamspringe oder in Hardeggen auf 87,2% bzw. 77,8% reduziert und damit die Überlastung vermieden werden. Mit C06 und ohne die erwähnten Änderungen der Topologie beträgt die Auslastung des verbleibenden Systems zwischen Lamspringe und Hardeggen in der benannten Ausfallsituation 99,4%.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises zwischen Kreis Segeberg und Kummerfeld

Im Netznutzungsfall 2279 kommt es ohne C06 bei Ausfall des 380-kV-Systems von Kreis Segeberg nach Kummerfeld zu einer Überlastung der Leitung von Kreis Segeberg nach Hamburg-Nord. Die Belastung der Leitung beträgt 107,6%. Diese kann jedoch durch Änderungen der Topologie in Kreis Segeberg oder in Hamburg-Nord aufgelöst werden. Die resultierende Auslastung der Leitung beträgt 91,6% bzw. 88,7%. Mit C06 und ohne die erwähnten Änderungen der Topologie beträgt die Auslastung der Leitung von Kreis Segeberg nach Hamburg-Nord 67,8%. C06 zeigt hier einen erheblichen Einfluss in dieser (n-1)-Situation, da sich der Konverter in unmittelbarer Nähe zu den untersuchten Leitungen befindet. In diesem Netznutzungsfall speisen Nord-Link und Baltic-Cable jeweils mit ihrer Nennleistung in das deutsche Netz ein. Da es sich um eine Schwachwindsituation handelt, stehen keine kühlenden Effekte durch Konvektion zur Verfügung, welche eine höhere Auslastung der Freileitungen ermöglichen würden. Dennoch liefern die Offshore-Windparks, die an der schleswig-holsteinischen Nordseeküste angeschlossen sind eine beträchtliche Leistung (ca. 75% ihrer installierten Leistung). Die Kombination dieser Faktoren belastet das Netz im Hamburger Raum in diesem Netznutzungsfall.

Im Netznutzungsfall 788 kommt es ohne C06 bei Ausfall des 380-kV-Systems von Kreis Segeberg nach Kummerfeld zu einer Überlastung der Leitung von Kreis Segeberg nach Hamburg-Nord. Die Belastung der Leitung beträgt 101,4%. Diese kann jedoch durch Änderungen der Topologie in Kreis Segeberg mittels Öffnen der Sammelschienenkupplung und Sammelschienenwechsel der Leitung von Audorf nach Kreis Segeberg behoben werden. Die resultierende Auslastung der Leitung beträgt 70,0%. Mit C06 und ohne die erwähnten Änderungen der Topologie beträgt die Auslastung der Leitung von Kreis Segeberg nach Hamburg-Nord 74,2%.

Im Netznutzungsfall 3204 kommt es ohne C06 bei Ausfall des 380-kV-Systems von Kreis Segeberg nach Kummerfeld zu einer Überlastung der Leitung von Kreis Segeberg nach Hamburg-Nord. Die Belastung der Leitung beträgt 128,5%. Diese kann jedoch durch Änderungen der Topologie in der Stadion Kreis Segeberg mittels Öffnen der Sammelschienenkupplung und Sammelschienenwechsel der Leitung von Lübeck nach Kreis Segeberg behoben werden. Die resultierende Auslastung der Leitung beträgt 80,7%. Mit C06 und ohne die erwähnten Änderungen der Topologie beträgt die Auslastung der Leitung von Kreis Segeberg nach Hamburg-Nord 88,0%.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises zwischen Borken und Gießen

Im Netznutzungsfall 2612 kommt es ohne C06 bei Ausfall eines der bereits im Grundlastfall mit jeweils 73,8% hoch ausgelasteten 380 kV-Systeme zwischen Borken und Gießen zu einer Überlastung des verbleibenden Systems von 103,1%. Diese kann jedoch durch Änderungen der Topologie in Gießen aufgelöst werden. Die resultierende Überlastung beträgt 61,0%. Mit C06 ohne die genannte Änderung der Topologie ist die verbleibende Leitung zwischen Borken und Gießen in der untersuchten Ausfallsituation mit 97,7% ausgelastet.

Ausfall des HGÜ-Korridors A-Nord zwischen Emden/Ost und Osterath

Im Netznutzungsfall 7412 kommt es ohne C06 bei Ausfall des HGÜ-Korridors A-Nord von Emden/Ost nach Osterath zu einer Überlastung der Leitung von Mündelheim nach Gellep. Die Belastung der Leitung betrug 101,6%. Diese konnte jedoch durch Änderungen der Topologie in Uffort behoben werden. Die resultierende Auslastung der Leitung betrug 95,1%. Mit C06 und ohne die erwähnten Änderungen der Topologie betrug die Auslastung der Leitung von Mündelheim nach Gellep 99,1%.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises zwischen Rhede und Dörpen/West

Im Netznutzungsfall 7838 kommt es ohne C06 bei Ausfall des 380-kV-Systems von Rhede nach Dörpen/West zu einer Überlastung der parallelen Leitung. Die Belastung der Leitung beträgt 101,4%. Diese kann jedoch durch Änderungen der Topologie in der Station Diele behoben werden. Die resultierende Auslastung der Leitung beträgt 87,4%. Mit C06 und ohne die erwähnten Änderungen der Topologie beträgt die Auslastung der Leitung von Rhede nach Dörpen/West 99,2%.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises zwischen Rommerskirchen und Oberzier

Im Netznutzungsfall 7572 kommt es ohne C06 bei Ausfall des 380-kV-Systems von Rommerskirchen nach Oberzier zu einer Überlastung der Leitung von Rommerskirchen nach Paffendorf. Die Belastung der Leitung beträgt 100,9%. Diese kann jedoch durch Änderungen der Topologie in Oberzier behoben werden. Die resultierende Auslastung der Leitung beträgt 90,3%. Mit C06 und ohne die erwähnten Änderungen der Topologie beträgt die Auslastung der Leitung von Rommerskirchen nach Paffendorf 98,8%.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises zwischen Hamburg/Nord und Hamburg/Ost

Im Netznutzungsfall 7480 kommt es ohne C06 bei Ausfall des 380-kV-Systems von Hamburg/Nord nach Hamburg/Ost zu einer Überlastung der parallelen Leitung. Die Belastung der Leitung beträgt 111,5%. Diese kann jedoch durch Änderungen der Topologie in Hamburg/Nord behoben werden. Die resultierende Auslastung der Leitung beträgt 86,4%. Mit C06 und ohne die erwähnten Änderungen der Topologie beträgt die Auslastung der Leitung von Hamburg/Nord nach Hamburg/Ost 93,6%.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises zwischen Grohnde und Würgassen

Im Netznutzungsfall 2612 kommt es ohne C06 bei Ausfall des 380-kV-Systems von Grohnde nach Würgassen zu einer Überlastung der Leitung von Grohnde nach Vörden. Die Belastung der Leitung beträgt 100,6%. Diese kann jedoch durch Änderungen der Topologie in Grohnde mittels Öffnen der Sammelschienenkupplung und Sammelschienenwechsel der Leitung von Grohnde nach Landesbergen behoben werden. Die resultierende Auslastung der Leitung beträgt 80,4%. Mit C06 und ohne die erwähnten Änderungen der Topologie beträgt die Auslastung der Leitung von Grohnde nach Vörden 94,8%.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises zwischen Streumen und Eula

Im Netznutzungsfall 788 kommt es ohne C06 bei Ausfall des 380-kV-Systems von Streumen nach Eula zu einer Überlastung der Leitung von Streumen nach Röhrsdorf. Die Belastung der Leitung beträgt 100,3%. Diese kann jedoch durch Änderungen der Topologie in Streumen behoben werden. Die resultierende Auslastung der Leitung beträgt 81,7%. Mit C06 und ohne die erwähnten Änderungen der Topologie beträgt die Auslastung der Leitung von Streumen nach Röhrsdorf 97,6%.

Die Wirksamkeit der Maßnahme konnte mit den vorliegenden NNF nicht nachgewiesen werden. Die Vielzahl der Netznutzungsfälle, in denen nachgewiesene Überlastungen durch Schalthandlungen statt durch den angestrebten Neubau einer weiteren HGÜ-Leitung behoben werden können, kann durchaus auffällig genannt werden. Nach Auffassung der Bundesnetzagentur kommt darin

weniger eine konzeptionelle Schwäche der beabsichtigten Maßnahme als vielmehr eine hohe Flexibilität des vorhandenen Netzes zum Ausdruck. Diese gilt es zu erhalten und zu stärken. In diesem Zusammenhang kann es sinnvoll sein, die Kapazität der beiden bestätigten Maßnahmen zu erhöhen und damit die zur Verfügung stehenden Transportalternativen zu kräftigen.

Auffällig ist auch, dass sich die größte erkennbare netzentlastende Wirkung durch C06 auf das Netz im Raum Hamburg zeigt und nicht etwa in Baden-Württemberg. Die Maßnahme würde sich damit eher aus dem Abtransport von Windstrom als durch die Verbesserung der Versorgungssicherheit der süddeutschen Nachfrage rechtfertigen lassen.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 16 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme C06 des NEP Strom 2013 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnungen über 8760 Stunden. Ergänzend dazu ist in Abbildung 17 die Jahresauslastungskurve der Maßnahme C06 gezeigt.

Die mittlere Auslastung beträgt 66%, wobei die Leitung in 90% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet wird. Bei einem signifikanten Anteil der simulierten Stunden wird die zur Verfügung stehende Übertragungskapazität vollständig ausgeschöpft. Die Maßnahme besäße im Szenario B2023 eine signifikante Auslastung.

Gleichwohl ist die Bundesnetzagentur auf Grund der im Rahmen des Gutachten NEMO II angestellten Untersuchungen nicht von der Erforderlichkeit aller drei Maßnahmen C05, C06 und C06mod. überzeugt.

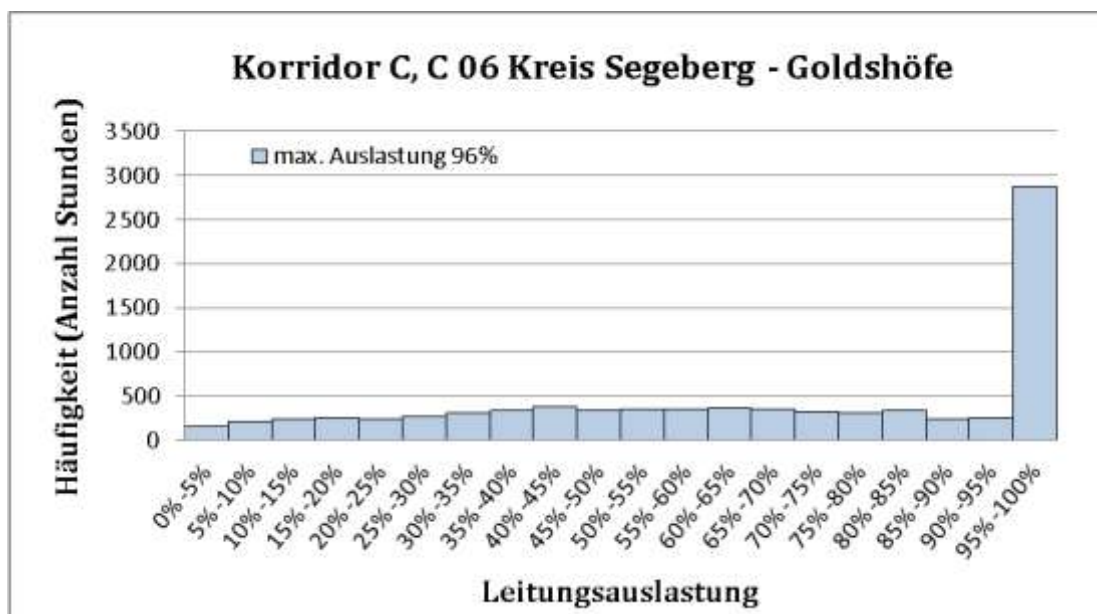


Abbildung 16: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme C06 über 8760 h

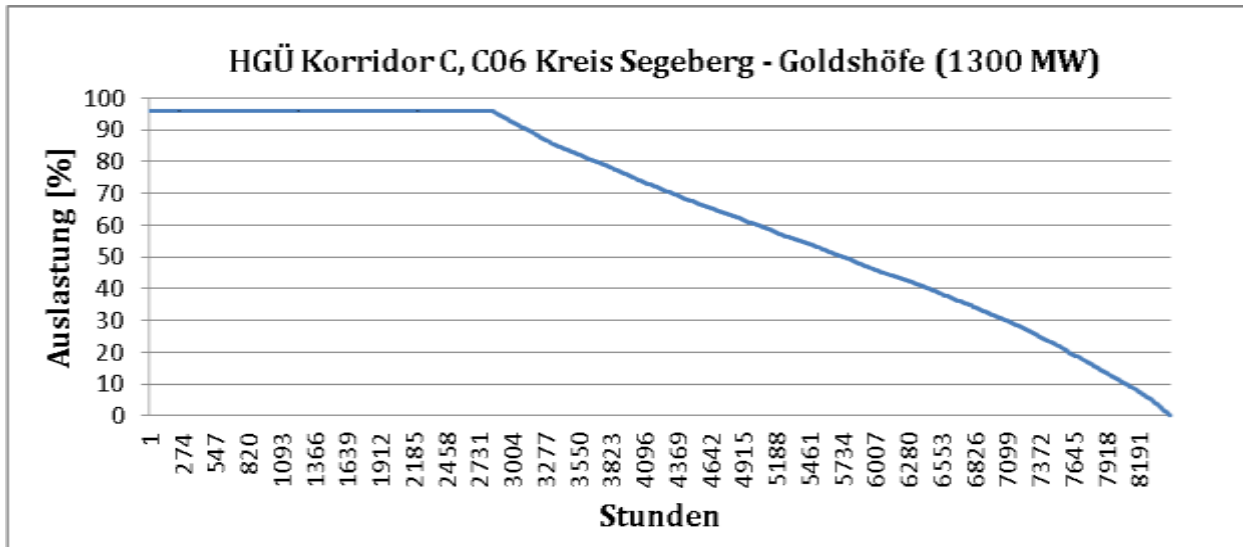


Abbildung 17: Jahresauslastungskurve der Maßnahme C06

2. Sonstige Erwägungen

Der größte Nutzen der Maßnahme C06 wird in der Entlastung des Netzes im Großraum Hamburg gesehen. Ob sich aber ein vergleichbarer Entlastungseffekt durch die Erhöhung der Übertragungsleistung eines der beiden oder beider bestätigten HGÜ-Systeme C05 und C06mod. auf jeweils 2 GW erzielen lässt, wurde seitens der ÜNB nicht mit nachrechenbaren Datensätzen dargelegt.

In der Stellungnahme der TransnetBW zum Entwurf der Bestätigung wird auf die fehlende (n-1)-Sicherheit des Konsultationsnetzes (Startnetz plus die bestätigten Maßnahmen also ohne C06) im Netznutzungsfall 7412 hingewiesen, wodurch Redispatchmaßnahmen in der Größenordnung von 4,8 GW ergriffen werden müssen. Alternativ würde eine Ausstattung des Korridors C mit drei Leitungen den Redispatchbedarf auf 2,8 GW reduzieren. Bei diesen Betrachtungen sind allerdings abweichend von den mit einer Übertragungskapazität von jeweils 1,3 GW eingereichten Maßnahmen C05, C06mod. und C06 diese schon mit jeweils 2 GW Übertragungskapazität angenommen. Grundsätzlich ist festzustellen, dass die Übertragungskapazität des gesamten Korridors C bedeutend für den Redispatchbedarf in Deutschland ist und damit für eine Entlastung des restlichen Netzes sorgt. Zweifelhaft bleibt bei diesen Betrachtungen, ob die Maßnahme C06 mit den gewählten Netzverknüpfungspunkten und der Dimensionierung 1,3 GW im Korridor C die beste Lösung darstellt.

Weiterhin ist anzumerken, dass in der von TransnetBW zum Redispatchbedarf vorgetragenen Betrachtung es sich nur um einen NNF also eine einzelne Stunde handelt, die einen Winterstarklastfall darstellt. Um eine belastbare Aussage zur Vermeidung von Redispatch durch C06 zu generieren, wären diese Untersuchungen auf eine breitere Basis zu stellen, die eine umfangreichere Anzahl an Netznutzungsfällen umfasst. Die Bestätigung der dritten Korridormaßnahme aufgrund dieses Arguments erscheint daher nicht angemessen. Insbesondere, da die konkreten Auswirkungen von C06 (mit der beantragten Übertragungskapazität von 1,3 GW und den angegebenen Netzverknüpfungspunkten) nicht direkt hergeleitet werden können.

Die Bundesnetzagentur stützt sich bei ihren Erwägungen auch auf die im letzten Jahr bei der Bestätigung des Netzentwicklungsplans im Rahmen des Gutachten NEMO II angestellten Untersuchungen der TU Graz, die auf Grund der in ihren Grundzügen nicht geänderten Rahmenbedingungen weiterhin gültig sind. Die Berechnungen der TU Graz hatten erhebliche Zweifel geweckt, ob der Korridor C gleich von Beginn mit drei Leitungen ausgestattet sein muss. Große Unsicherheiten gab es vor allem bei der Auslastung, welche sich bei der TU Graz deutlich anders (d.h. niedriger) einge-

stellt hat. Bei den Korridoren A und D war dies nicht der Fall, sie zeigten auch im NEMO II-Gutachten eine hohe Auslastung. Auch in diesem Jahr wird der Korridor C nicht als so robust erachtet, dass er mit allen drei Maßnahmen als erforderlich im Sinne der Prüfkriterien bezeichnet werden kann. Insgesamt haben die Untersuchungen ergeben, dass zumindest vorerst zwei von drei Maßnahmen des Korridors C ausreichend sind, um den vorhandenen Transportbedarf zu decken. Gegen die Bestätigung von C06 spricht aus Sicht der Bundesnetzagentur auch die unzureichende energiewirtschaftlich / elektrotechnische Begründung von Anfangs- und Endpunkt von C06. Die anderen HGÜ-Maßnahmen beginnen in der Regel an Offshore-NVP und enden an Standorten stillzulegender KKW. Dies ist weder beim Startpunkt „Kreis Segeberg“ noch beim Endpunkt Goldshöfe von C06 der Fall. Überdies ist noch darauf hinzuweisen, dass im Rahmen der Konsultation mehr als 5000 Stellungnahmen im Zusammenhang mit dem EnLAG-Vorhaben 24 und C06 eingegangen sind, was das Hinterfragen vom Netzverknüpfungspunkt Goldshöfe bestärkt.

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die HGÜ-Verbindung C06 von Kreis Segeberg nach Goldshöfe hat für das umgebende Netz sowohl ent- als auch belastende Effekte, die in Abbildung 18 dargestellt werden. Leitungen, die parallel zu der Maßnahme C06, bzw. Leitungen die im Großraum Hamburg verlaufen, sind deutlich entlastet. Leitungen, die dem Zu- und Abtransport zu dem Korridor dienen, sind stärker belastet. Die Maßnahme C06 entlastet somit das Netz zwischen Kreis Segeberg und Goldshöfe.

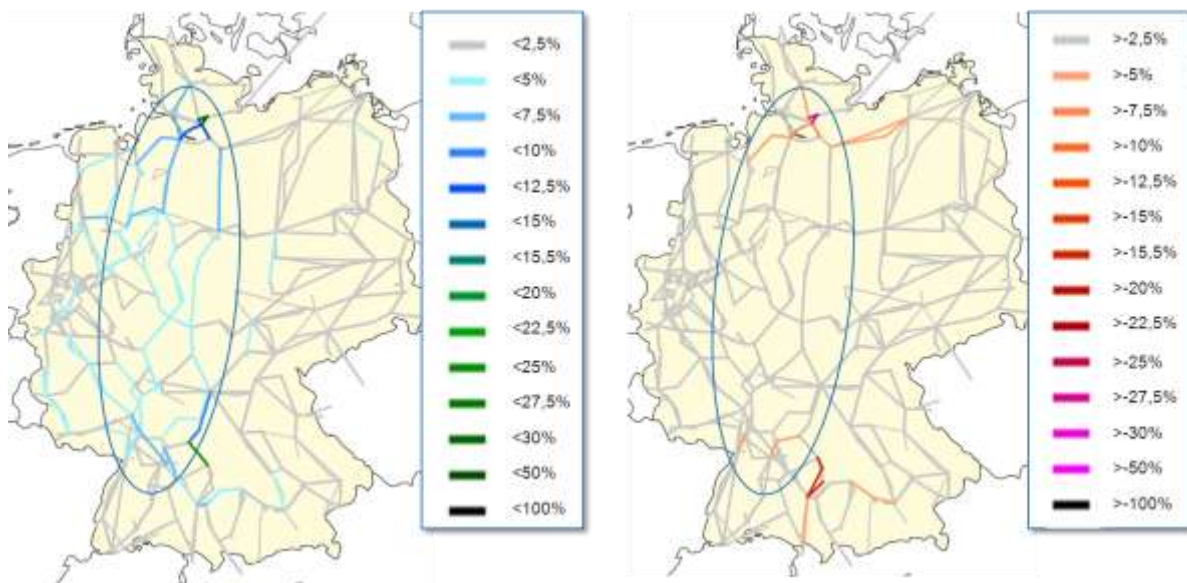


Abbildung 18: Einfluss der Maßnahme C06 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

3. Konsultation

Einer der im Rahmen der Maßnahme C06 geplanten Netzverknüpfungspunkte soll das Umspannwerk Goldshöfe in der Gemeinde Hüttlingen sein. Die Untersuchungen im Rahmen des Netzentwicklungsplans fokussieren sich auf die Netztechnik und deren Ausbaubedarf. Generell ist es erforderlich, dass die Betriebsmittel und auch die Standorte eindeutig bezeichnet sind. Es bietet sich grundsätzlich an bei den netztechnischen Planungen und Untersuchungen aus Gründen der Eindeutigkeit weiterhin die Namen von Umspannwerken und Schaltanlagen zu verwenden.

Der Einwand von einigen Konsultationsteilnehmern, dass der Netzverknüpfungspunkt Goldshöfe weder ein Standort mit hohem Verbrauch noch mit einem bestehenden AKW ist und damit als un-

geeignet erscheint, wird seitens der Bundesnetzagentur geteilt. Ähnliche Zweifel bestehen seitens der Bundesnetzagentur auch gegenüber dem nördlich gewählten Netzverknüpfungspunkt im Kreis Segeberg.

Der Einwand, dass die Maßnahme C06 (wie auch die EnLAG-Maßnahme 24) dem Transport von Kohlestrom aus Küstenregionen diene, konnte seitens der Bundesnetzagentur weder anhand des zugrundeliegenden Szenariorahmens noch auf Basis anderer vorliegender Studien nachvollzogen werden.

Ein Einwander sieht C06 als notwendig an, um einen Austausch von Energie zwischen den nordeuropäischen Ländern und den südlichen Bundesländern zu ermöglichen. Nach Ansicht der Bundesnetzagentur ist diesem Aspekt durch die Bestätigung sowohl anderer HGÜ-Korridore als auch von Maßnahmen im Drehstromnetz ausreichend genüge getan.

Die Ansicht, wegen mangelnder Erfahrung mit der HGÜ-Technologie C06 abzulehnen, wird nicht geteilt. In Deutschland ist zwar bislang keine HGÜ-Leitung mit VSC-Technik und einer Spannungsebene von 380 kV in Betrieb, diesbezügliche Risiken sind jedoch aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber wie auch der Bundesnetzagentur abschätzbar und vertretbar. Dies gilt insbesondere, da die HGÜ-Korridore nicht gleichzeitig, sondern zeitlich versetzt begonnen werden, sodass bei der Errichtung erlangte Erfahrungen rechtzeitig ausgetauscht werden können.

Der Einwand, dass die Versorgungssicherheit von Baden Württemberg ohne C06 nicht gewährleistet ist, konnte durch die Ergebnisse der Prüfung, die auch den Ausfall anderer Betriebsmittel (inkl. der HGÜ-Korridore) berücksichtigt, widerlegt werden.

Der Den Vorschlag seitens einiger Konsultationsteilnehmer die Maßnahmen im Korridor C mit 2 GW anstatt mit 1,3 GW auszuführen teilt die Bundesnetzagentur grundsätzlich. Sie kann dem aber nur in Bezug auf die bestätigten Maßnahmen folgen. Ebenso stimmt die Einschätzung einiger Konsultationsteilnehmer mit der Bewertung der Bundesnetzagentur überein, dass die Maßnahmen C05 und C06mod. eine höhere Wirksamkeit aufweisen als C06.

Die Untersuchungen der Auswirkungen von C06 auf Projekte, die dem Startnetz zugeordnet sind, sind nicht Bestandteil der Prüfung im Rahmen des Netzentwicklungsplans.

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Trassenführung, Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

Trotz des nachgelieferten umfangreichen Daten- und Dokumentationsmaterials seitens TransnetBW und TenneT wird die dritte Maßnahme C06 nicht bestätigt.

Die Untersuchungen zu C06 wurden mit insgesamt 11 Ausfallsituationen auf eine breite Basis gestellt. Über die drei vorhandenen Netznutzungsfälle hinaus reichten TenneT und TransnetBW gemeinsam acht neue Ausfallsituationen zur Nachprüfung ein. Die Untersuchung der Wirksamkeit der Maßnahme C06 wurden auch unter Berücksichtigung des Wegfalls der nicht bestätigten Maßnahmen Korridor B04, Korridor D016 und P44 durchgeführt. Zu jedem der vorliegenden Netznutzungsfälle konnte im Rahmen der Nachprüfung eine Topologieänderung gefunden werden, die die Überlast behebt, ohne dass C06 benötigt wird.

Grundsätzlich ist auch noch nicht geklärt, ob die Maßnahmen des Korridor C mit jeweils 1,3 GW

oder mit jeweils 2 GW – wie Korridor A und D – ausgeführt werden sollte. Der Vergleich von 3-mal 1,3 GW mit 2-mal 2 GW zeigt, dass hinsichtlich Auslastung und Wirksamkeit beide Varianten überregional gleichwertig sind. Die meisten Überlastungen in den untersuchten (n-1)-Fällen lassen sich bereits durch zwei Maßnahmen mit 2 GW wirksam beheben. Lediglich im regionalen Bereich direkt um die Anfangs- und Endpunkte der Leitung C06 ergeben sich Unterschiede. Somit bietet sich vor der Bestätigung einer dritten Leitung in Korridor C mit 1,3 GW eher ein Ausbau der bestätigten Leitungen (C05 und C06mod) mit 2 GW an.

Des Weiteren stützt sich die Bundesnetzagentur auf die Erkenntnisse des Gutachtens NEMO II der TU Graz, welches im vorigen Jahr erstellt wurde, und dessen Untersuchungen ebenfalls nicht für eine Bestätigung von C06 sprechen.

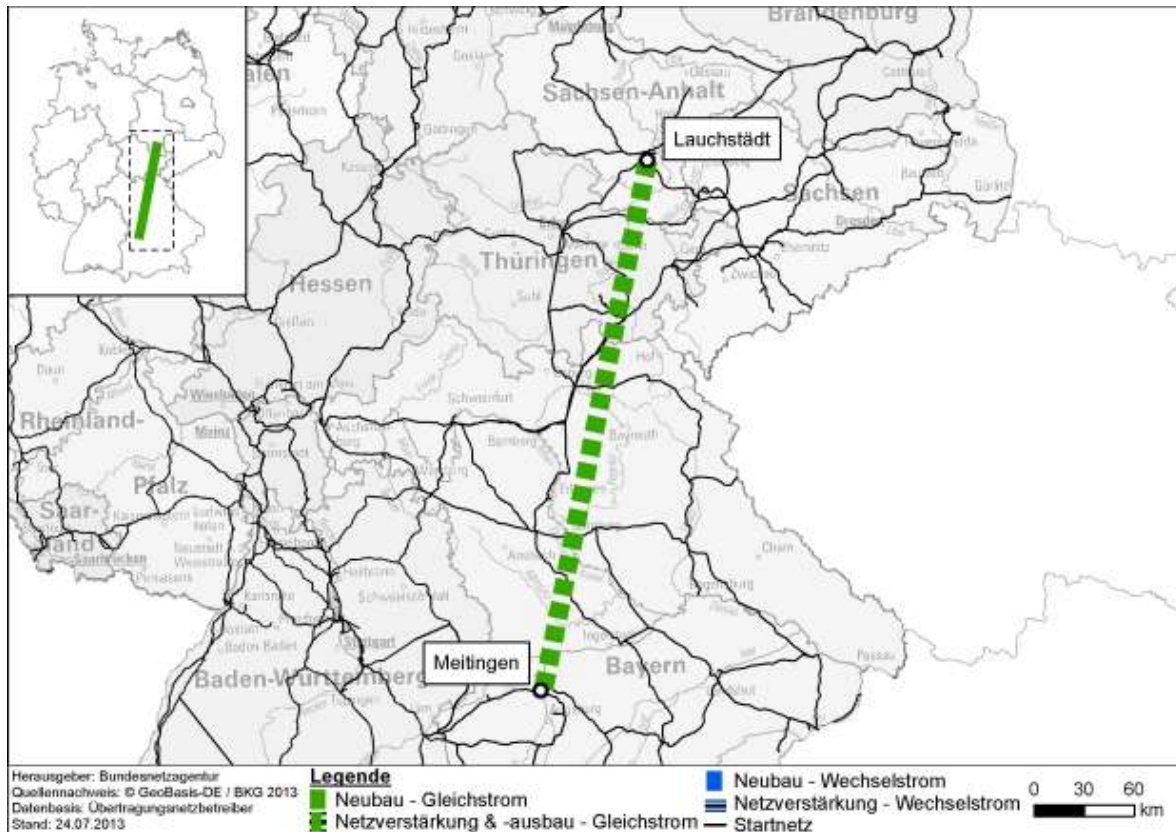
Auf Grund der offenen Fragen hinsichtlich der geeigneten Übertragungskapazität aller Maßnahmen in Korridor C und der bei Maßnahme C06 nicht ausreichend begründeten Wahl der Netzverknüpfungspunkte wird auch unter Berücksichtigung der sich abzeichnenden neuen energiepolitischen Rahmenbedingungen die Maßnahme C06 nicht bestätigt. Die Bundesnetzagentur sieht es nicht als sinnvoll an, in 2013 eine Maßnahme zu bestätigen, die sich nicht zwingend und robust aus den Daten herleiten lässt und damit ein hohes Risiko einzugehen, die erstmals bestätigte Maßnahme im kommenden Jahr wieder als entbehrlich ansehen zu müssen, sobald Zielnetzberechnungen mit gegenüber dem Szenariorahmen gesenkten Anteilen erneuerbarer Energien am Stromverbrauch, reduziertem Offshore-Ausbau und einer Leistungsspitzenkappung auf Basis der Vorstellungen des Koalitionsvertrages vorliegen.

Die Bundesnetzagentur schließt nicht aus, dass auch unter Berücksichtigung neuer Zielvorstellungen sich auf der Zeitachse bis 2030 ein Bedarf für die Maßnahme C06 ergibt. Die Bundesnetzagentur möchte aber sicher sein, dass ein einmal ermittelter Bedarf dann auch dauerhaft bestätigt werden kann und nicht von Jahr zu Jahr zwischen Bestätigung und Nichtbestätigung pendelt.

Korridor D: HGÜ-Verbindungen Sachsen-Anhalt – Bayern

Beschreibung:

Der HGÜ-Korridor D von Lauchstädt nach Meitingen ist als Trassenneubau mit einer Übertragungsleistung von 2 x 2 GW in VSC-Technik beantragt.



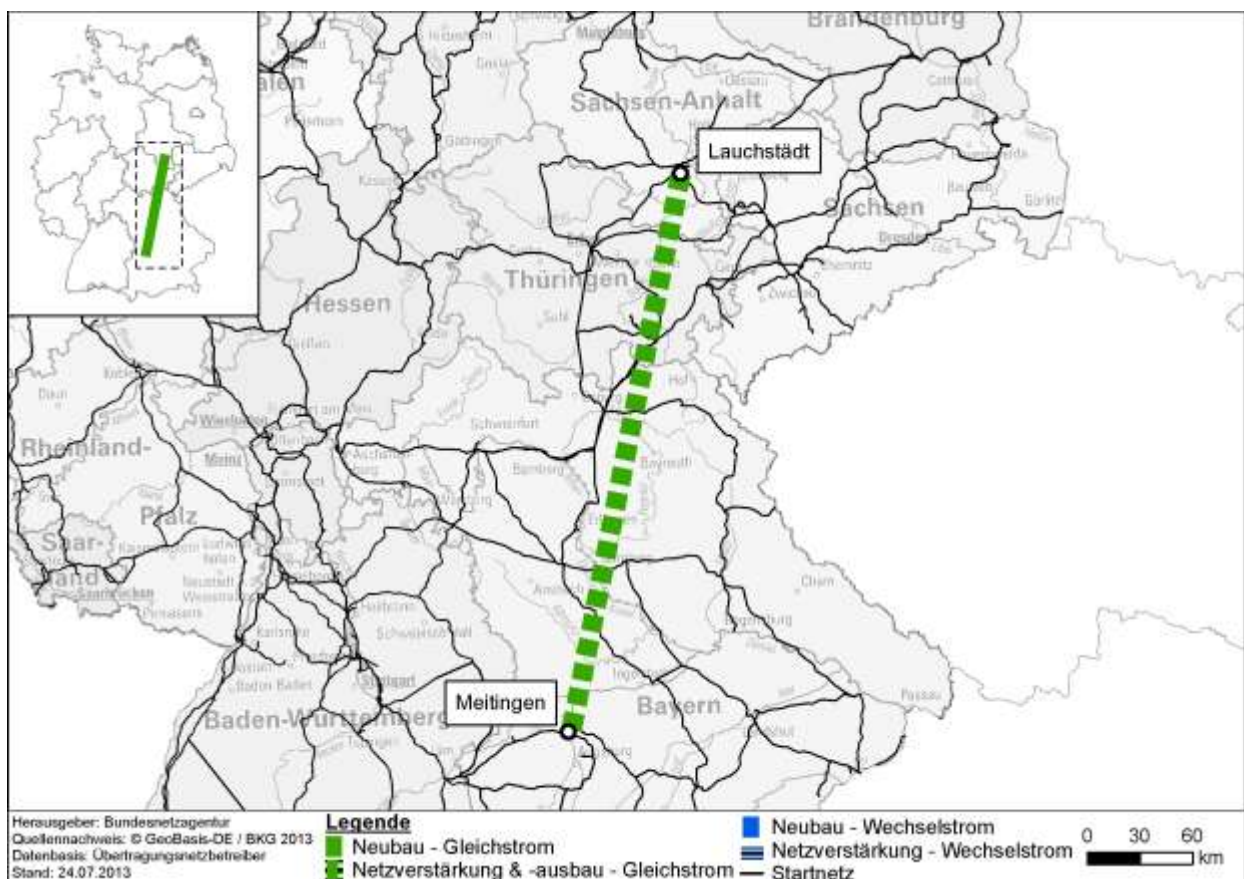
Maßnahme D09: Lauchstädt – Meitingen

Die Maßnahme D09 (Lauchstädt – Meitingen) wird bestätigt.

Beschreibung:

Die Maßnahme D09 sieht eine Neubaumaßnahme zwischen dem Umspannwerk Lauchstädt und dem Umspannwerk Meitingen vor. Die ÜNB sehen hierfür eine 450 km lange neue Trasse und eine Inbetriebnahme im Zeitraum von 2021 – 2022 vor. Es soll eine Ausführung in der HGÜ-Technologie (VSC) mit einer Transportleistung von 2 GW erfolgen.

In der Begründung zu der Maßnahme D09 geben die ÜNB an, dass es durch einen massiven Zubau Erneuerbarer Energien in Thüringen und Sachsen-Anhalt zu Engpässen im Transport von Strom nach Bayern kommt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2022

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Überprüfung der Wirksamkeit der Maßnahme D09 wurde wie auch für D16 anhand des von den ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfalls der Stunde 8082 durchgeführt. Eine getrennte Darstellung der beiden Maßnahmen ist an dieser Stelle nicht sinnvoll, da die Untersuchungen aufeinander auf-

bauend durchgeführt wurden. Daher werden die Ergebnisse auch in dieser Art dargestellt.

Ausfall eines 380-kV-Systems zwischen Remptendorf und Redwitz

Der Netznutzungsfall 8082 ist geprägt durch eine bundesweit sehr hohe Einspeisung aus Windkraftanlagen, sowohl aus Offshore- wie auch aus Onshore-Anlagen. PV spielt in dieser Situation keine Rolle, da es sich um einen Netznutzungsfall nach Sonnenuntergang handelt. Die Regelzone 50Hertz weist einen sehr deutlichen Export, resultierend aus der Einspeisung aus Erneuerbaren wie auch aus konventionellen Kraftwerken auf. Es findet ein maximaler Export von elektrischer Leistung aus dem deutschen Netz nach Österreich statt, welcher den NTC von 5500 MW vollständig ausnutzt. Gleichzeitig beträgt der Handelssaldo Deutschland-Polen null, dies wird durch ein Abregeln der Leistungsflüsse nach Polen mittels der PSTs an der deutsch-polnischen Grenze verursacht. Zusätzlich befinden sich die großen Pumpspeicherwerke in der Region der Netzkuppelstellen von 50Hertz und Tennet, wie z.B. Goldisthal im Kraftwerksbetrieb und speisen Leistung in das Netz ein. Alle diese Faktoren belasten vor allem die südlichen Kuppelleitungen zwischen Tennet und 50Hertz. Ohne D09 und ohne D16 sind die 380 kV-Systeme zwischen Remptendorf und Redwitz bereits im Grundlastfall mit 89% hoch ausgelastet. Ähnliches gilt für die Verbindung Altenfeld-Redwitz, deren Systeme jeweils mit ca. 71% ausgelastet sind. Kommt es zum Ausfall einer der beiden parallelen Leitungen zwischen Remptendorf und Redwitz, so wird das verbleibende System zwischen Remptendorf und Redwitz mit 120% überlastet. Es wurden keine naheliegenden Änderungen der Netztopologie gefunden, welche eine Überlastung der Leitung verhindert hätten.

Mit D09, aber weiterhin ohne D16 wurde in der oben beschriebenen Ausfallsituation ohne Änderungen des Topologiezustandes eine Auslastung von 109,5% auf der verbleibenden Leitung zwischen Remptendorf und Redwitz verzeichnet. Durch eine Veränderung der Topologie in Remptendorf konnte diese Überlastung vermieden und die resultierende Auslastung auf 98% reduziert werden.

Sind sowohl D09 als auch D16 aktiv, kommt es in der untersuchten und oben bereits beschriebenen Ausfallsituation ohne Änderungen des Topologiezustandes zu einer Auslastung von 99% auf dem verbleibenden 380 kV-System zwischen Remptendorf und Redwitz.

Die Untersuchungsergebnisse weisen die Wirksamkeit der ersten 2 GW HGÜ-Verbindung Lauchstädt-Meitingen aus, konnten jedoch die Wirksamkeit des zweiten 2 GW Systems nicht nachvollziehen lassen, da sich die (n-1)-Verletzung auch unter Nichtberücksichtigung von D16 auflösen ließ.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 19 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme D09 des NEP Strom 2013 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnungen über 8760 Stunden.

Die mittlere Auslastung beträgt 75%, wobei die Leitung in 98% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet wird. In 2766 Stunden, d.h. 33% der Stunden wird die zur Verfügung stehende Übertragungskapazität vollständig ausgeschöpft. Zusätzlich dazu ist in Abbildung 20 die Jahresauslastungskurve der Maßnahme D09 gezeigt. Das Histogramm und die Jahresauslastungskurve sind identisch zu denen der Maßnahme D16, da die beiden Maßnahmen symmetrisch betrieben werden.

Die Maßnahme D09 besitzt im Szenario B2023 eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums. Nichtsdestotrotz ist die Bundesnetzagentur auf Grund der Steuerungsweise (siehe Kapitel Prüfung) nicht von der Erforderlichkeit beider Maßnahmen D09 und D16 überzeugt. Ist nur eine der beiden Maßnahmen in Betrieb, d.h. D09, so steigt die Auslastung der Maßnahme D09 und die Jahresauslastungskurve ergibt sich zu Abbildung 21.

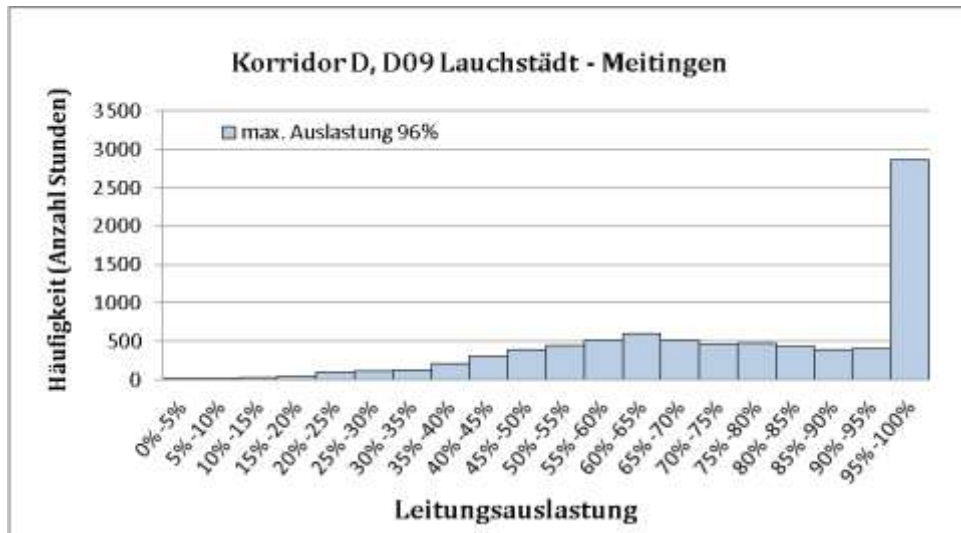


Abbildung 19: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme D09 über 8760 h

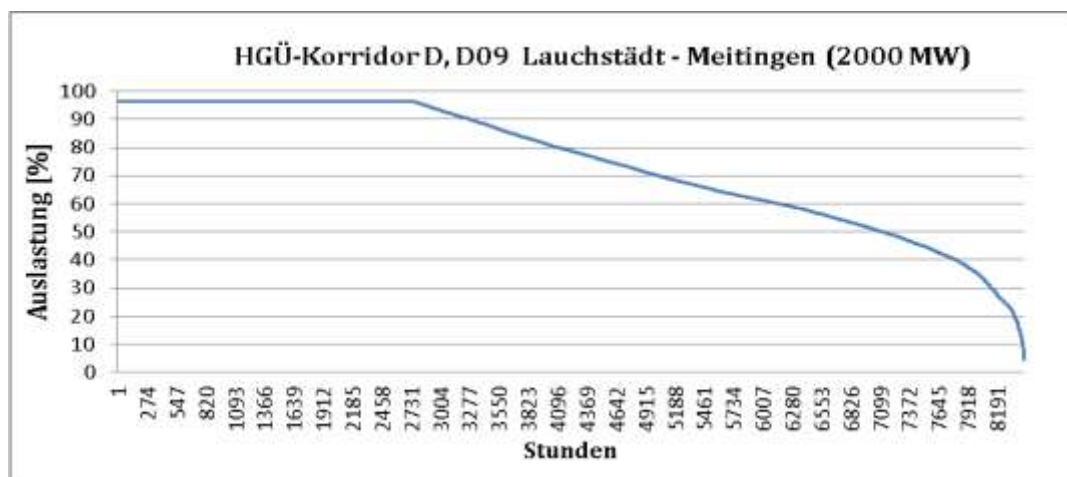


Abbildung 20: Jahresauslastungskurve der Maßnahme D09

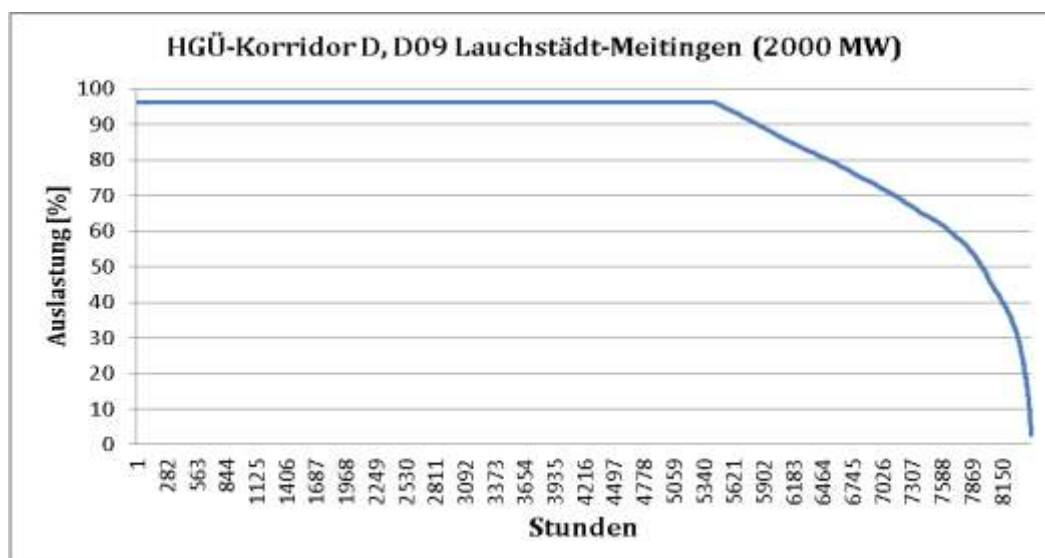


Abbildung 21: Jahresauslastungskurve der Maßnahme D09 ohne Maßnahme D16

2. Sonstige Erwägungen

Vor der erneuten Untersuchung dieser oder vergleichbarer Maßnahmen müssen die Rahmenbedingungen für den Einsatz sowohl der Phasenschiebertransformatoren (PST; auch *Querregler* genannt) an den Grenzkuppelstellen wie auch die Steuerungsregelungen für die HGÜ-Systeme des NEP Strom 2013 klar definiert werden. Es zeigen sich ansonsten an dieser Stelle sehr große Freiheitsgrade, welche eine zuverlässige Aussage über zulässige Netzzustände stark erschweren.

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die HGÜ-Verbindung D09 von Lauchstädt nach Meitingen hat für das umgebende Netz sowohl entlastende als auch belastende Effekte, die in Abbildung 22 dargestellt werden. Leitungen, die parallel zu der Maßnahme D09 verlaufen sind deutlich entlastet, Leitungen, die dem Zu- und Abtransport zu dem Korridor dienen, sind stärker belastet. Die Maßnahme D09 entlastet nicht nur das Netz zwischen Lauchstädt und Meitingen, sondern auch großräumig im Zentrum Deutschlands.

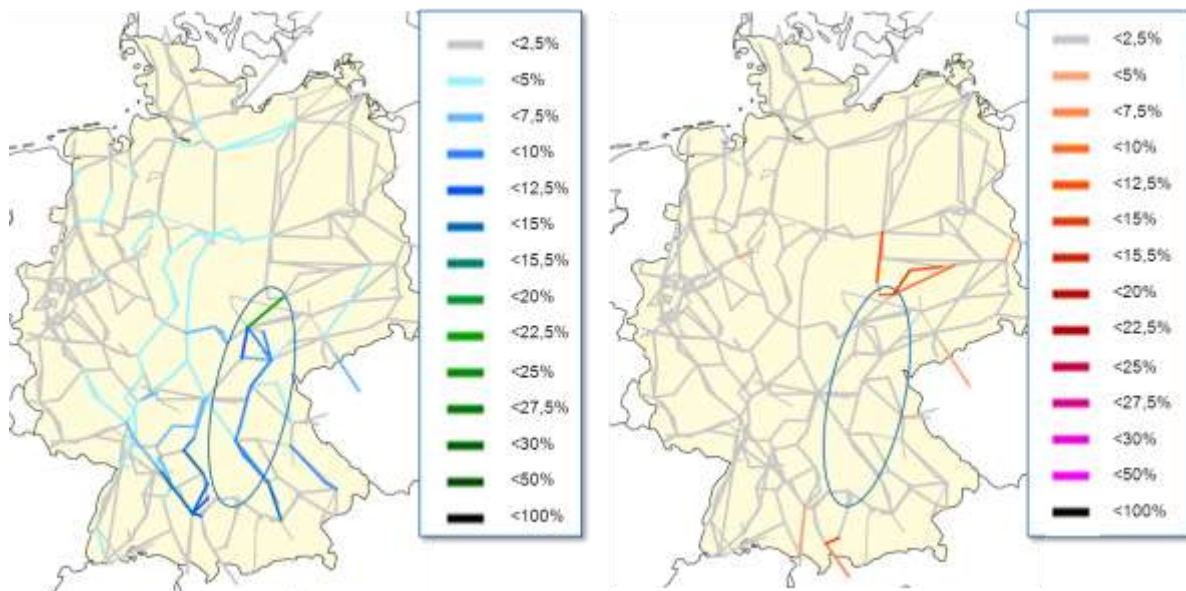


Abbildung 22: Einfluss der Maßnahme D09 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

3. Konsultation

Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit von D09 wurde im Zusammenhang mit anderen Maßnahmen bewertet, hierzu zählen auch das Projekt Thüringer Strombrücke und die Maßnahme D16.

Die Annahme, dass D09 weitgehend identisch mit der Maßnahme D16 sei, ist richtig. Es wird mit D16 eine Verdopplung der Übertragungskapazität von 2 GW auf 4 GW zwischen den gleichen Netzverknüpfungspunkten erreicht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

Die Maßnahme D09 wird nach derzeitigem Stand der Untersuchungen bestätigt. Die Wirksamkeit der Maßnahme konnte in den von den ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfällen nachvollzogen

werden. Die Maßnahme weist eine hohe Auslastung auf.

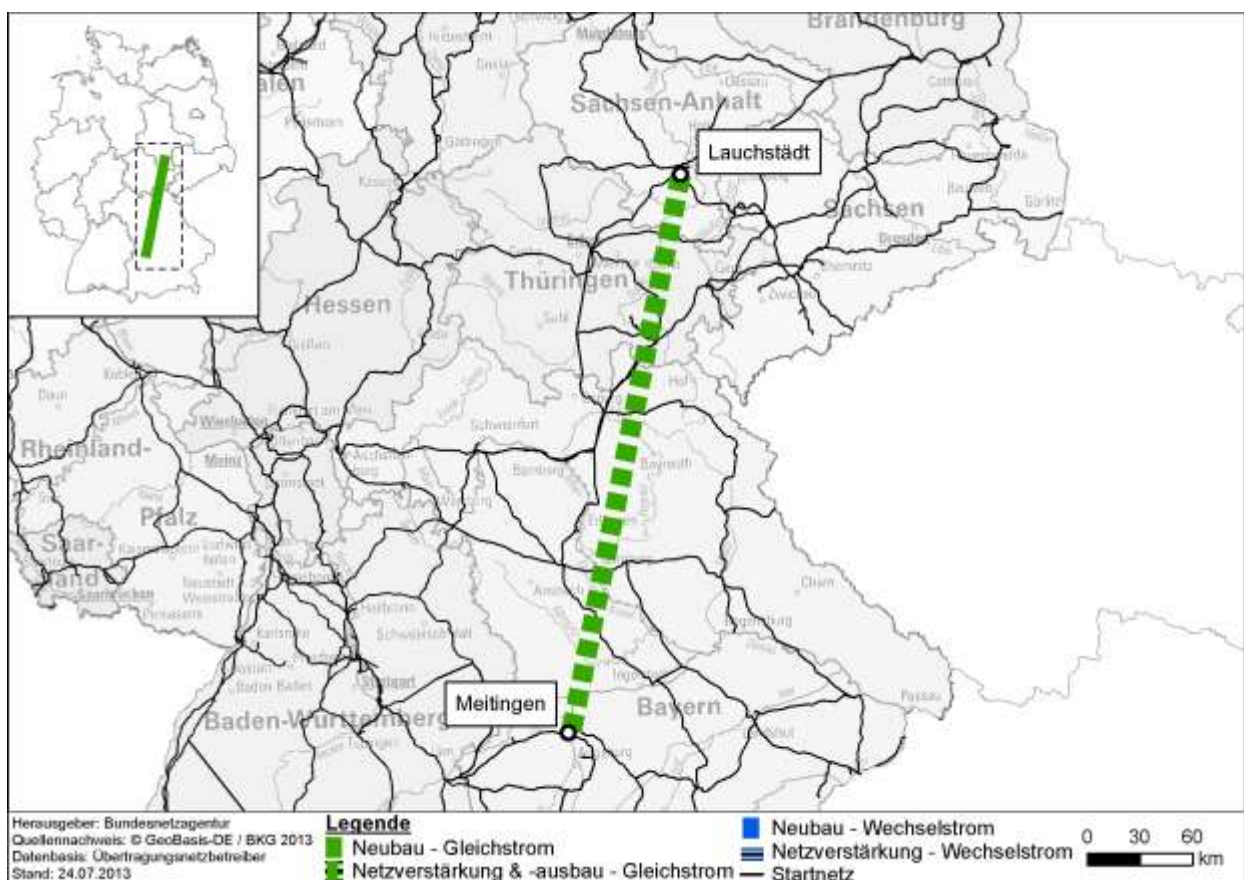
Die Bundesnetzagentur hat sich hinsichtlich Korridor D M09 auch deshalb für die erneute Bestätigung der Maßnahme entschieden, weil damit ein Stromtransport gezielt in eine Netzregion erfolgt, die bisher von Strom aus Kernkraftwerken versorgt wird. Am Ausstieg aus der Kernenergie hat sich bei den energiepolitischen Zielsetzungen nichts geändert.

Maßnahme D16: Lauchstädt – Meitingen

Die Maßnahme D16 (Lauchstädt – Meitingen) wird nicht bestätigt.

Beschreibung:

Die Maßnahme D016 stellt eine Neubaumaßnahme zwischen dem Umspannwerk Lauchstädt und dem Umspannwerk Meitingen dar. Es soll eine Ausführung in der HGÜ-Technologie (VSC) mit einer Transportleistung von 2 GW erfolgen.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: Die Maßnahme D16 wurde im NEP Strom 2013 den zu beobachtenden Netzmaßnahmen zugeordnet. Die ÜNB sind der Aufforderung der BNetzA (S. 389 Entwurf der Bestätigung NEP Strom 2013) nicht nachgekommen ein Inbetriebnahmejahr für die Maßnahmen nachzureichen.

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Überprüfung der Wirksamkeit der Maßnahme D16 wurde, wie auch für D09, anhand des von den ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfalls der Stunde 8082 durchgeführt. Eine getrennte Darstellung der beiden Maßnahmen ist an dieser Stelle nicht sinnvoll, da die Untersuchungen aufeinander aufbauend durchgeführt wurden. Daher werden die Ergebnisse auch in dieser Art dargestellt.

Ausfall eines Systems zwischen Remptendorf und Redwitz

Der Netznutzungsfall 8082 ist geprägt durch eine bundesweit sehr hohe Einspeisung aus Windkraftanlagen, sowohl aus Offshore- wie auch aus Onshore-Anlagen. PV spielt in dieser Situation keine Rolle, da es sich um einen Netznutzungsfall nach Sonnenuntergang handelt. Die Regelzone 50Hertz weist einen sehr deutlichen Export, resultierend aus der Einspeisung aus Erneuerbaren wie auch aus konventionellen Kraftwerken auf. Es findet ein maximaler Export von elektrischer Leistung aus dem deutschen Netz nach Österreich statt, welcher den NTC von 5500 MW vollständig ausnutzt. Gleichzeitig beträgt der Handelssaldo Deutschland-Polen null, dies bewirkt ein Abregeln der Leistungsflüsse nach Polen mittels der PSTs an der deutsch-polnischen Grenze. Zusätzlich befinden sich die großen Pumpspeicherwerke in der Region der Netzkuppelstellen von 50Hertz und Tennet, wie z.B. Goldisthal im Kraftwerksbetrieb und speisen Leistung in das Netz ein. Alle diese Faktoren belasten vor allem die südlichen Kuppelleitungen zwischen Tennet und 50Hertz. Ohne D09 und ohne D16 sind die 380 kV-Systeme zwischen Remptendorf und Redwitz bereits im Grundlastfall mit 89% hoch ausgelastet. Ähnliches gilt für die Verbindung Altenfeld-Redwitz, deren Systeme jeweils mit ca. 71% ausgelastet sind. Kommt es zum Ausfall einer der beiden parallelen Leitungen zwischen Remptendorf und Redwitz, so wird das verbleibende System zwischen Remptendorf und Redwitz mit 120% überlastet. Es wurden keine naheliegenden Änderungen der Netztopologie gefunden, welche eine Überlastung der Leitung verhindert hätten.

Mit D09, aber weiterhin ohne D16 wurde in der oben beschriebenen Ausfallsituation ohne Änderungen des Topologiezustandes eine Auslastung von 109,5% auf der verbleibenden Leitung zwischen Remptendorf und Redwitz verzeichnet. Durch eine Veränderung der Topologie in Remptendorf konnte diese Überlastung vermieden und die resultierende Auslastung auf 98% reduziert werden.

Sind sowohl D09 als auch D16 aktiv, kommt es in der untersuchten und oben bereits beschriebenen Ausfallsituation ohne Änderungen des Topologiezustandes zu einer Auslastung von 99% auf dem verbleibenden 380 kV-System zwischen Remptendorf und Redwitz.

Die Untersuchungsergebnisse weisen die Wirksamkeit der ersten 2 GW HGÜ-Verbindung Lauchstädt-Meitingen aus, konnten jedoch die Wirksamkeit des zweiten 2 GW Systems nicht nachvollziehen lassen, da sich die (n-1)-Verletzung auch unter Nichtberücksichtigung von D16 auflösen ließ.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 23 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme D16 des NEP Strom 2013 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnungen über 8760 Stunden.

Die mittlere Auslastung beträgt 75%, wobei die Leitung in 98% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet wird. In 2766 Stunden, d.h. 33% der Stunden wird die zur Verfügung stehende Übertragungskapazität vollständig ausgeschöpft. Zusätzlich dazu ist in Abbildung 24 die Jahresauslastungskurve der Maßnahme D16 gezeigt. Diese ist identisch zu der Auslastungskurve der Maßnahme D09, da die beiden Maßnahmen symmetrisch betrieben werden.

Die Maßnahme D16 besitzt im Szenario B2023 eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums. Nichtsdestotrotz ist die Bundesnetzagentur auf Grund der Steuerungsweise nicht von der Erforderlichkeit beider Maßnahmen D09 und D16 überzeugt. Ist nur eine der beiden Maßnahmen in Betrieb, d.h. D09, so steigt die Auslastung der Maßnahme D09 und die Jahresauslastungskurve ergibt sich zu Abbildung 21.

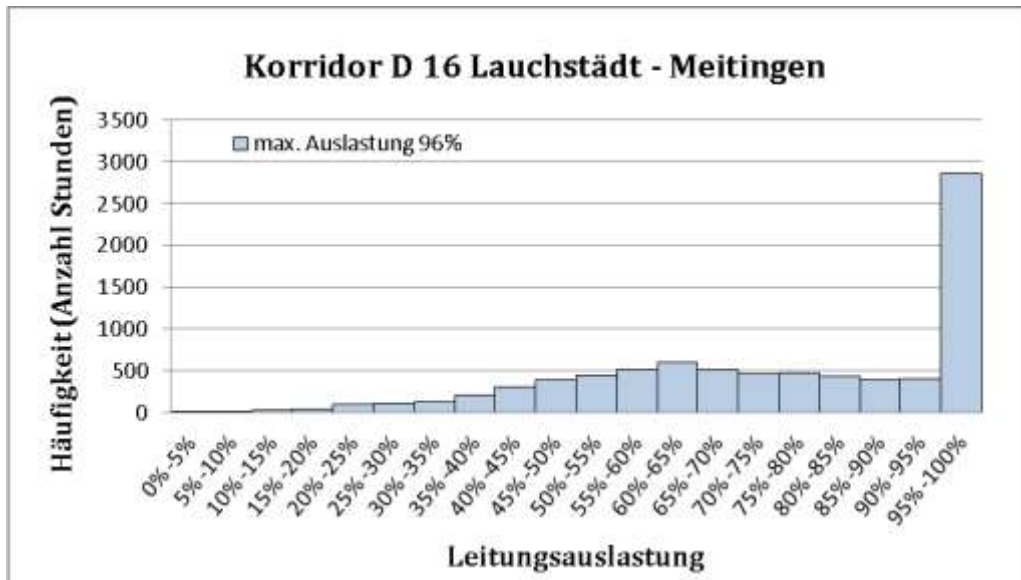


Abbildung 23: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme D16 über 8760 h

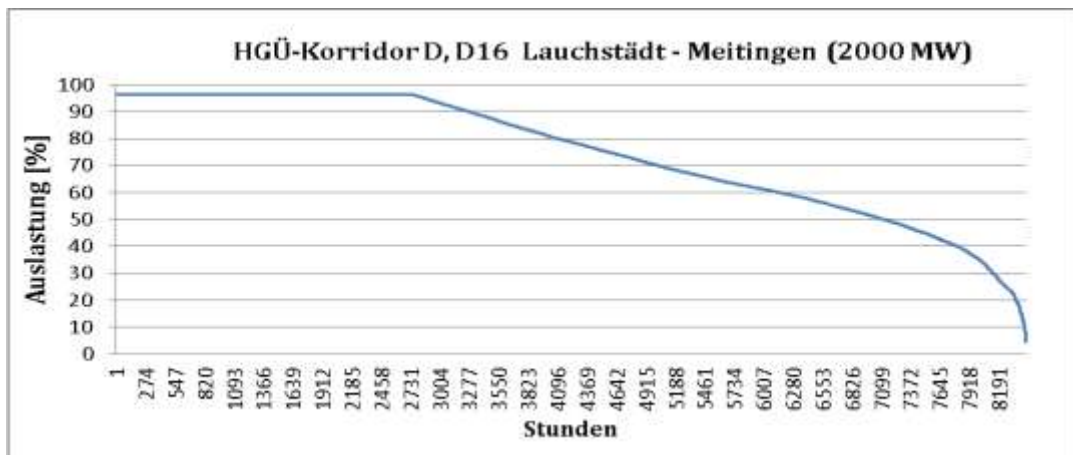


Abbildung 24: Jahresauslastungskurve der Maßnahme D16

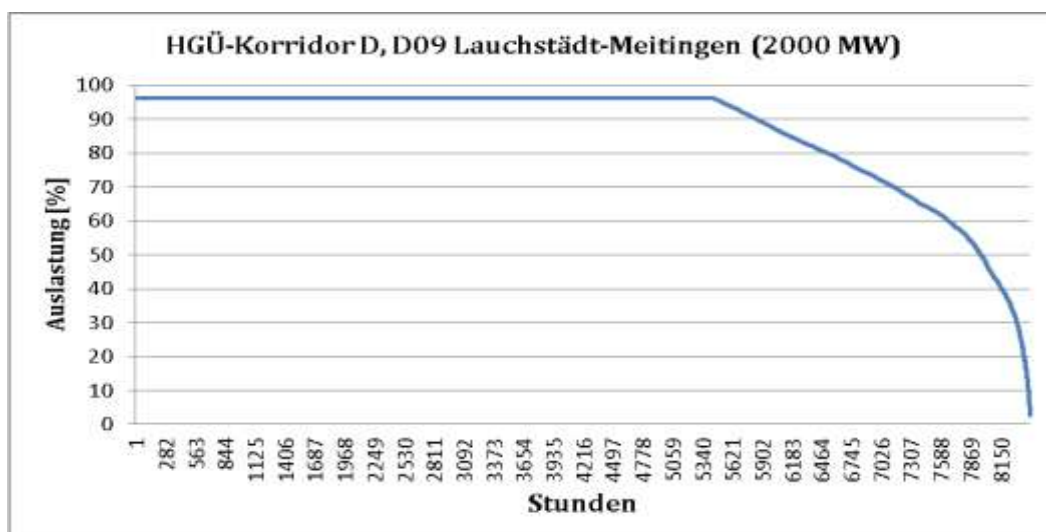


Abbildung 25: Jahresauslastungskurve der Maßnahme D09 ohne Maßnahme D16

2. Sonstige Erwägungen

Des Weiteren zeigt D16 Auswirkungen im Gebiet der TransnetBW, durch welche Leitungen des BBPIG in dem Gebiet von TransnetBW schwächer ausgelastet werden und möglicherweise in Teilen ihre Legitimation verlieren könnten.

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die HGÜ-Verbindung D16 von Lauchstädt nach Meitingen hat für das umgebende Netz sowohl entlastende als auch belastende Effekte, die in Abbildung 26 dargestellt werden. Leitungen, die parallel zu der Maßnahme D16 verlaufen sind deutlich entlastet, einige Leitungen, die dem Zu- und Abtransport zu dem Korridor dienen, sind deutlich stärker belastet. Diese zusätzlichen Belastungen fallen stärker aus als bei der Maßnahme D09.

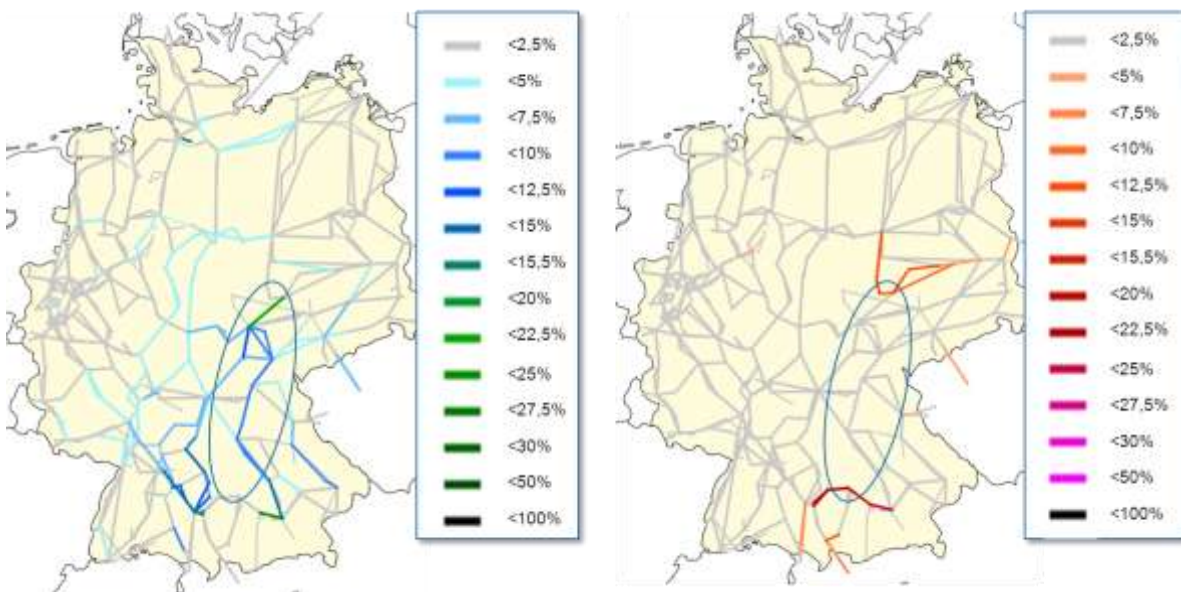


Abbildung 26: Einfluss der Maßnahme D16 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild).

2.2 Geänderte Rahmenbedingungen

Bei den Untersuchungen der Sensitivitäten durch die ÜNB stellten diese fest, dass die Maßnahme D16 in der Sensitivität nicht identifiziert werden konnte. Dies spricht gegen eine Bestätigung dieser Maßnahme unter dem Leitgedanken der Angemessenheit und Robustheit der NEP-Maßnahmen gegenüber sich ändernden Rahmenbedingungen, wie sie in einer auf zehn bzw. zwanzig Jahre ausgelegten strategischen Planung anzutreffen sind.

2.3 „Zu beobachtende“ Streckenmaßnahme

Bei D16 handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern als „zu beobachtend“ klassifizierten Maßnahmen werden anders als im Entwurf der Bestätigung grundsätzlich nicht bestätigt. Die ÜNB gehen selbst davon aus, dass die „zu beobachtenden“ Maßnahmen „im Lichte der energiewirtschaftlichen und politischen Entwicklung in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden“ (S. 18 NEP Strom 2013). Die Bundesnetzagentur sieht in Anbetracht der aktuellen politischen Entwicklung, z.B. bevorstehenden Novellierung des EEG, grundsätzlich von einer Bestätigung der „zu beobachtenden“ Maßnahmen im diesjährigen Prozess ab – unabhängig davon, ob sie die Prüfkriterien erfüllen. Es ist sinnvoller, nur die Maßnahmen zu bestätigen, von deren

Erforderlichkeit auch die ÜNB überzeugt sind, als in den nächsten Jahren bei geänderten Randbedingungen bereits bestätigte Maßnahmen nicht zu bestätigen, weil sie die Prüfkriterien nicht erfüllen. Hiermit kommt die Bundesnetzagentur auch der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach, die Prüfung so durchzuführen, dass die größtmögliche Robustheit der Maßnahmen gewährleistet ist.

3. Konsultation

Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit von D09 wurde im Zusammenhang mit anderen Maßnahmen bewertet, hierzu zählen auch das Projekt Thüringer Strombrücke und die Maßnahme D16.

Die Annahme, dass D16 weitgehend identisch mit der Maßnahme D09 sei, ist richtig. Es wird mit D16 eine Verdopplung der Übertragungskapazität von 2 GW auf 4 GW bei identischen Netzverknüpfungspunkten erreicht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

Die Maßnahme D16 wird nicht bestätigt. Die Bundesnetzagentur ist nicht von der Notwendigkeit zweier Maßnahmen in Korridor D überzeugt. Die Maßnahme D16 weist zwar eine hohe Auslastung auf, jedoch konnte die Wirksamkeit nicht nachgewiesen werden. Überdies handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

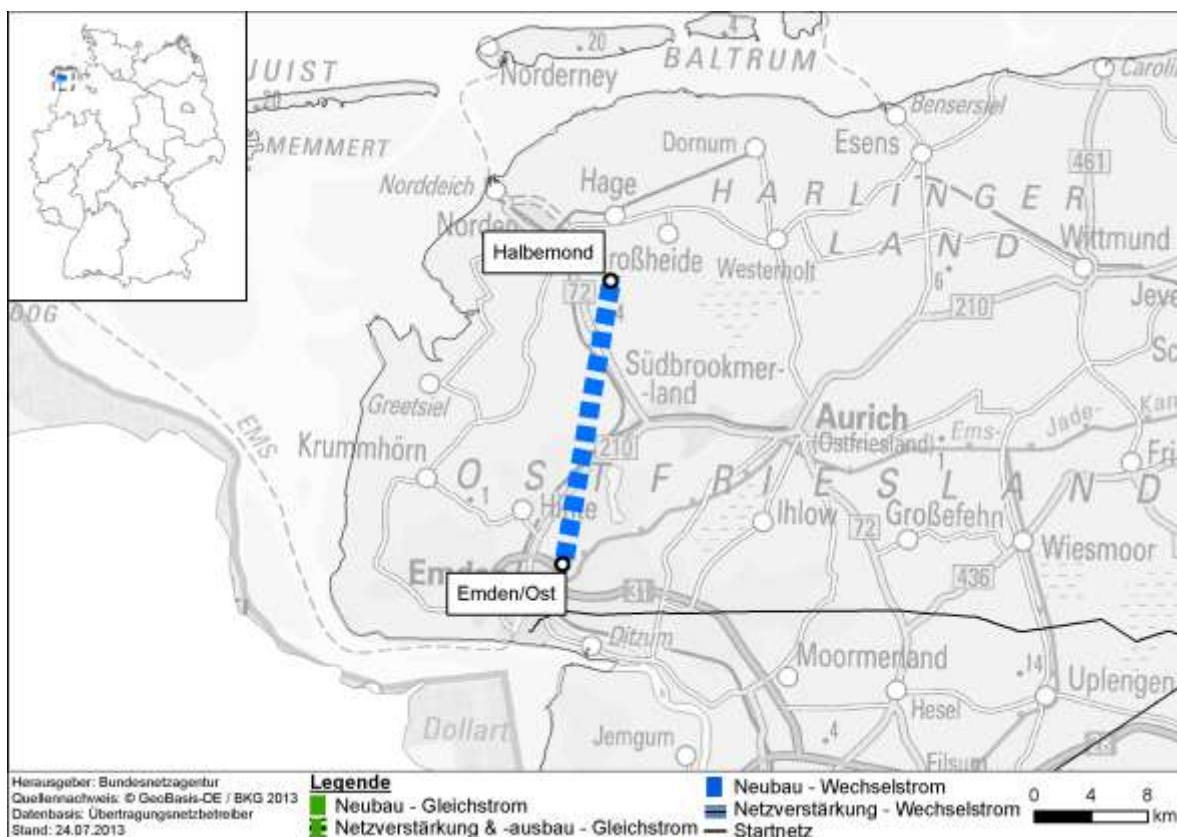
Die Nichtbestätigung ist auch vor dem Hintergrund der Robustheit der Planung, noch offener Fragen u.a. bezüglich der Regelung der Phasenschieber und der angestrebten Verlangsamung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien angemessen.

Projekt 20: Emden – Halbmond

Maßnahme 69: Emden/Ost – Halbmond

Maßnahme 69 (Emden/Ost – Halbmond) wird bestätigt.

Beschreibung: Von Emden/Ost nach Halbmond ist der Neubau einer 380-kV-Leitung vorgesehen. Hierzu ist je eine neue 380-kV-Schaltanlage in Emden/Ost und in Halbmond zu errichten (Netzausbau).



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

Zwar wurde das Inbetriebnahmejahr von den ÜNB im Entwurf des NEP Strom 2013 nicht direkt bei der Maßnahme angegeben, da die ÜNB M69 lediglich als zu beobachtende Maßnahme eingestuft hatten. Jedoch wurde im Offshore-Netzentwicklungsplan 2013 die Verfügbarkeit des Netzverknüpfungspunktes Halbmond für das Jahr 2018 ausgewiesen. Auf Grund der im O-NEP sowie unten im einzelnen begründeten Notwendigkeit, die Reihenfolge der Realisierung zweier Anbindungsmaßnahmen zu ändern, muss M69 fertig gestellt sein, bevor die in Halbmond terminierte Anbindungsleitung fertig gestellt sein wird. Die Anbindungsleitung soll gemäß dem O-NEP im Jahr 2020 fertiggestellt sein.

Die Maßnahme M69 wird von den ÜNB wesentlich mit der geplanten Anlandung der Offshore-Anbindungsleitung NOR-3-3 aus dem O-NEP 2013 am NVP Halbmond begründet. Ergänzend

wird M69 mit der Überlastung des 110-kV-Netzes in der Region begründet. Die Notwendigkeit von M69 aufgrund von Überlastungen des 110-kV-Netzes konnte im NEP Strom 2012 nicht nachvollzogen werden. Ohne Einspeisung von Offshore-Windenergie (im NEP Strom 2012 war Halbmond noch nicht als NVP ausgewiesen) war die Auslastung der Maßnahme im NEP Strom 2012 nur sehr gering (im Maximum 7%, im Mittel 2%). Deswegen konnte die Maßnahme im NEP Strom 2012 nicht bestätigt werden.

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Maßnahme M69 behebt keine Engpässe im 380kV-Netz, so dass sich ihre Wirksamkeit nicht durch die Behebung von Engpässen im 380kV Netz überprüfen lässt. Die Maßnahme ist vielmehr durch Engpässe im 110kV-Netz sowie durch die Anlandung der Offshore-Anbindungsleitung NOR-3-3 in Halbmond begründet. Da die Wirksamkeit im 110kV Netz noch nicht untersucht werden konnte, konnte im Entwurf der Bestätigung des NEP noch keine Aussage über die Wirksamkeit der Maßnahme M69 getroffen werden.

Mit der Bestätigung der Anbindungsleitung NOR-3-3 nach Halbmond im O-NEP wird die Maßnahme M69 wirksam. Das momentan bestehende 110kV-Netz ist nicht für Transportaufgaben geeignet und auch nicht dafür ausgelegt, weitere 900 MW aus der Offshore-Anbindung aufzunehmen und weiter zu transportieren. Nach Prüfung der durch den zuständigen Verteilnetzbetreibers E.ON Netz bereitgestellten Netzdaten ist die bestehende 110kV-Netzinfrastukturauch jetzt schon bis nah an die Betriebsgrenzen ausgelastet, so dass in Zukunft nur zum Abtransport der durch Onshore-Wind erzeugten Energie weitere Netzausbaumaßnahmen im 110kV-Netz notwendig wären, sollte M69 nicht realisiert werden. Im bereits bestehenden 110kV-Netzverknüpfungspunkt Halbmond laufen drei 110kV-Leitungen, d.h. insgesamt sechs Systeme des 110kV-Netzes zusammen, so dass dieser Punkt besonders gut geeignet als Übergabepunkt zum 380kV Netz ist. In der betreffenden Region gibt es keinen anderen Netzverknüpfungspunkt auf 110kV Ebene, der ähnlich gut angebunden ist.

Mit M69 kann hier also effizient der Abtransport der durch On- und Offshore-Wind erzeugten Energie miteinander verbunden werden.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 27 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M69 des NEP Strom 2013 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnung über 8760 Stunden. In 26% der betrachteten Stunden wird dabei die Leitung über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 26%. Die mittlere Auslastung beträgt 15%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und ist somit erforderlich.

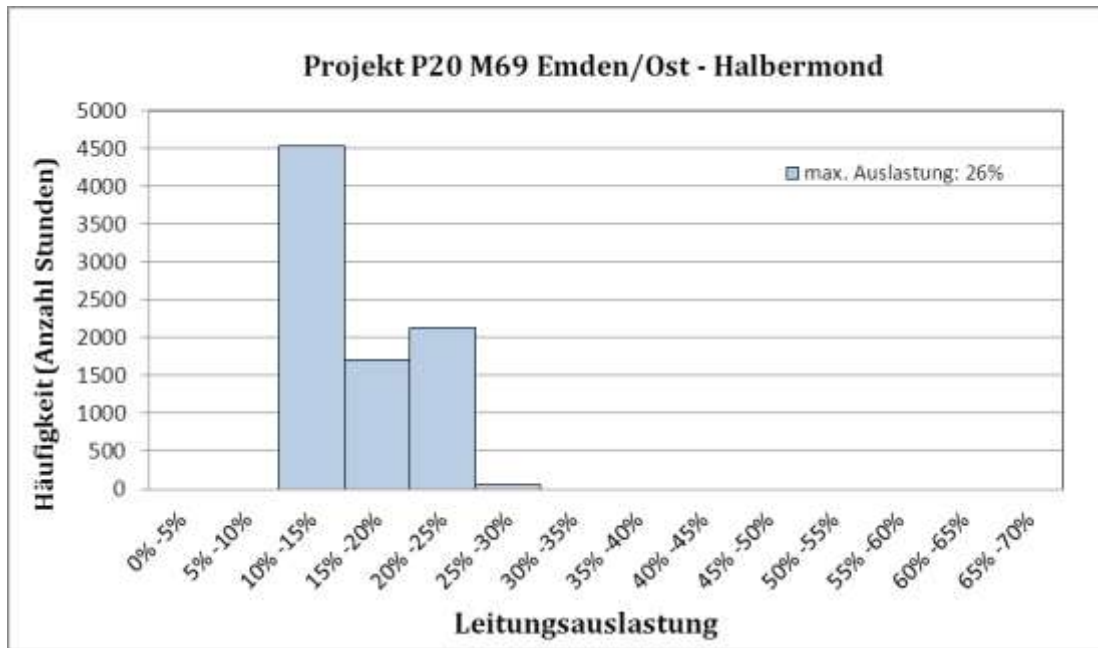


Abbildung 27: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M69 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 „Zu beobachtende“ Streckenmaßnahme

Bei P20 M69 handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern als „zu beobachtend“ klassifizierten Maßnahmen werden anders als im Entwurf der Bestätigung im Regelfall nicht bestätigt. Die ÜNB gehen davon aus, dass die „zu beobachtenden“ Maßnahmen „im Lichte der energiewirtschaftlichen und politischen Entwicklung in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden“ (S. 18 NEP Strom 2013). Die Bundesnetzagentur sieht in Anbetracht der aktuellen politischen Entwicklung, z.B. bevorstehenden Novellierung des EEG, grundsätzlich von einer Bestätigung der „zu beobachtenden“ Maßnahmen im diesjährigen Prozess ab – unabhängig davon, ob sie die Prüfkriterien erfüllen.

Im Fall von P20 M69 ergaben sich jedoch während der Konsultation (siehe dazu Punkt 3. Konsultation) zusätzliche Erkenntnisse, wodurch eine Neubewertung der Maßnahme angebracht war, die zu einer Ausnahme vom Grundsatz der Nichtbestätigung der „zu beobachtenden“ Maßnahme im Fall von P20 M69 führt.

3. Konsultation

Bei den vorstehend erwähnten Erkenntnissen aus der Konsultation handelt es sich um sehr ernst zu nehmende Informationen über erhebliche technische und raumordnerische Probleme bei der Nutzung der so genannten Jade-Weser-Trasse. Diese war noch zu Beginn der Konsultation für die erste zu realisierende Offshore-Anbindungsleitung des Zielnetzes vorgesehen. Nach Abwägung aller bekannten Umstände ist die Bundesnetzagentur zu dem Ergebnis gelangt, dass diese Schwierigkeiten es ausschließen diese Trasse ausgerechnet für die erste Offshore-Anbindungsleitung des Zielnetzes 2023 zu nutzen. Die Schwierigkeiten mit der vorgesehenen Trasse ändern allerdings nichts daran, dass die Anbindung des Clusters 3 die nach den gesetzlichen Priorisierungskriterien sinnvollste und zuerst zu realisierende Anbindungsmaßnahme ist.

Die Bundesnetzagentur hat sich deshalb entschlossen, abweichend vom Entwurf der ÜNB die Anbindungsleitung NOR-3-3, deren Netzverknüpfungspunkt in Halbmond vorgesehen ist, an Stelle der Anbindung NOR-3-2 auf Platz 1 der Realisierungsreihenfolge zu setzen.

Die im ausgehandelten Koalitionsvertrag vorgesehenen reduzierten Offshore-Ausbauziele stehen dieser Umpriorisierung nicht entgegen. Denn auch bei Anwendung einer Zielvorgabe von 6,5 GW in 2020 und 15 GW in 2030 wäre mindestens eine weitere Offshore-Anbindungsleitung zusätzlich zum Startnetz notwendig.

Der Forderung einer Weiterführung der Offshore Anbindungsleitung nach Emden/Ost kann die Bundesnetzagentur zu ihrem Bedauern nicht nachkommen. Durch die Weiterführung könne laut einigen Konsultationsteilnehmern der Neubau der 380-kV-Wechselspannungsleitung M69 von Halbmond nach Emden/Ost vermieden werden. Diese Möglichkeit ginge jedoch mit der Notwendigkeit eines Neubaus eines Konverters in Emden/Ost einher. Dieser lässt sich auf Basis der absehbar verfügbaren Technologie an diesem Standort aber nicht realisieren, da in Emden/Ost laut Aussage der betroffenen Gemeinde starke Nutzungskonkurrenzen in direktem Umfeld des geplanten Standorts vorzufinden sind, die effektiv eine zusätzliche Neuplanung erforderlich machen (zwei Offshore Anbindungsleitungen sind bereits für Emden vorgesehen). An dem Befund für Emden/Ost würde sich durch ein reduziertes Offshore-Ausbauziel von nur noch 9,05 GW in 2023 nichts ändern, denn die in Emden mit dem Netz zu verknüpfenden beiden Offshore-Anbindungsleitungen gehören zum Startnetz und würden von einer Reduzierung nicht berührt.

Es wurde auch gefordert, die Umspannung von Gleich- in Wechselspannung zu vermeiden und die in Halbmond bzw. Emden/Ost anlandende Offshore-Leistung ohne Umwandlung in Wechselspannung gleich in den Gleichstromkorridor A, Maßnahme A01 einzuspeisen. Als Argument dafür wurde genannt, dass die Leistung in Norddeutschland ohnehin nicht gebraucht würde, und diese nahezu ausschließlich für den Transport nach Süddeutschland verwendet würde. Diese Forderung lässt sich technisch jedoch nicht realisieren, da sich die Spannungsebenen der HGÜ-Korridore an Land von der Spannungsebene der Offshore-Anbindungsleitungen unterscheiden. Während erstere mit 400 kV betrieben werden, sind für letztere 320 kV vorgesehen. Der Grund dafür ist, dass die Anbindungsleitungen der Offshore-Windparks als Kabel realisiert werden müssen, und derzeit 320kV die höchste Spannung ist, für die eine Verkabelung als Kunststoffkabel in VSC-Technik möglich ist. Die HGÜ-Korridore an Land sollen jedoch als Freileitung realisiert werden, so dass es hier sinnvoller ist, eine höhere Spannungsebene zu wählen, um mehr Energie bei möglichst geringen Verlusten transportieren zu können. Eine Spannungstransformation zwischen unterschiedlichen Gleichspannungsebenen ist technisch nicht möglich und würde über eine Umrichtung zu Wechselspannung erfolgen. Die direkte Weiterziehung der Offshore-Anbindungsleitung nach Süden erscheint nicht sinnvoll, da mit dem Korridor A sowohl On- als auch Offshore Windleistung abtransportiert werden sollen.

Eine Einspeisung von Onshore Windenergie in die Offshore Anbindungsleitung würde außerdem die Existenz eines DC Multiterminal voraussetzen, welches momentan in dieser Form nicht Stand der Technik ist und welches nur sinnvoll bei der Existenz eines DC-Leistungsschalter betrieben werden könnte. Dieser ist essentiell nötig zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, um im Fehlerfall nicht das gesamte DC-System abschalten zu müssen. Fehler, die sich im DC-System ausbreiten, ließen sich ansonsten nicht beheben.

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht..

Eine Realisierung der Maßnahme in 110kV wie von einigen Konsultationsteilnehmern gefordert

ist nicht sachgerecht, da die 900 MW aus der Offshore-Anbindungsleitung zu viel sind, um sinnvoll über ein 110kV-Netz transportiert werden zu können.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

Die Maßnahme M69 ist wirksam und erforderlich und wird daher bestätigt, obwohl die Maßnahme von den Übertragungsnetzbetreibern als zu beobachten eingestuft wurde. Durch neue Erkenntnisse im Laufe des Verfahrens wurde die Offshore-Anbindungsleitung NOR-3-3 von dem fünften Platz auf den ersten Platz in der zeitlichen Staffelung im ONEP vorgezogen, so dass auch der landseitige NEP dementsprechend angepasst werden muss. Insofern ändert sich auch die Dringlichkeit der Maßnahme M69, denn eine Genehmigung von NOR-3-3 mit Anknüpfungspunkt in Halbmond ohne die Möglichkeit zum weiteren Abtransport ist nicht sinnvoll.

Projekt 21: Raum Cloppenburg/Osnabrück

Beschreibung:

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität aus dem Raum nordwestliches Niedersachsen in den Osnabrücker Raum.

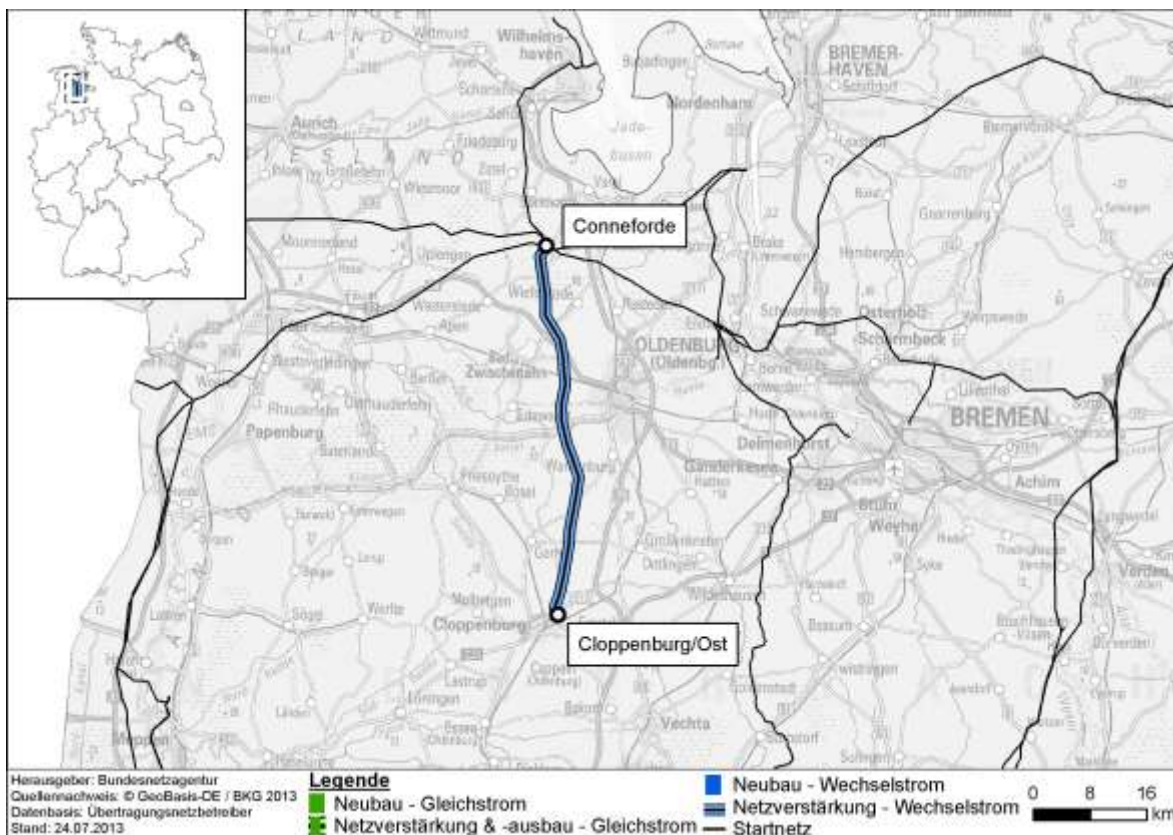


Maßnahme 51a: Conneforde – Cloppenburg/Ost

Maßnahme 51a (Conneforde – Cloppenburg/Ost) wird bestätigt.

Beschreibung:

Im Rahmen dieser Maßnahme ist eine Netzverstärkung der bestehenden Leitung von Conneforde nach Cloppenburg/Ost erforderlich. Es handelt sich dabei um eine Spannungsumstellung von 220 kV auf 380 kV durch Neubau in bestehender Trasse (Netzverstärkung). Zur Einbindung der Leitung muss in Cloppenburg/Ost eine neue 380-kV-Schaltanlage errichtet (Netzausbau) und die Schaltanlage in Conneforde verstärkt werden (Netzverstärkung).



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Prüfung der Wirksamkeit der Maßnahme M51a basiert auf dem Netznutzungsfall der Stunde 6487, der von den ÜNB zur Begründung bereitgestellt wurde.

In der Begründung wird ein Leitungsausfall zwischen Diele und Dörpen/West angeführt. Dieser führt zu einer Auslastung der parallelen Leitung von 112 %. Mit der Maßnahme wird die Auslastung auf 90% gesenkt.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 28 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M51a des NEP Strom 2013 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnungen über 8760 Stunden. In 28% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet. Die mittlere Auslastung beträgt 12,9%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird von der Bundesnetzagentur als erforderlich eingestuft.

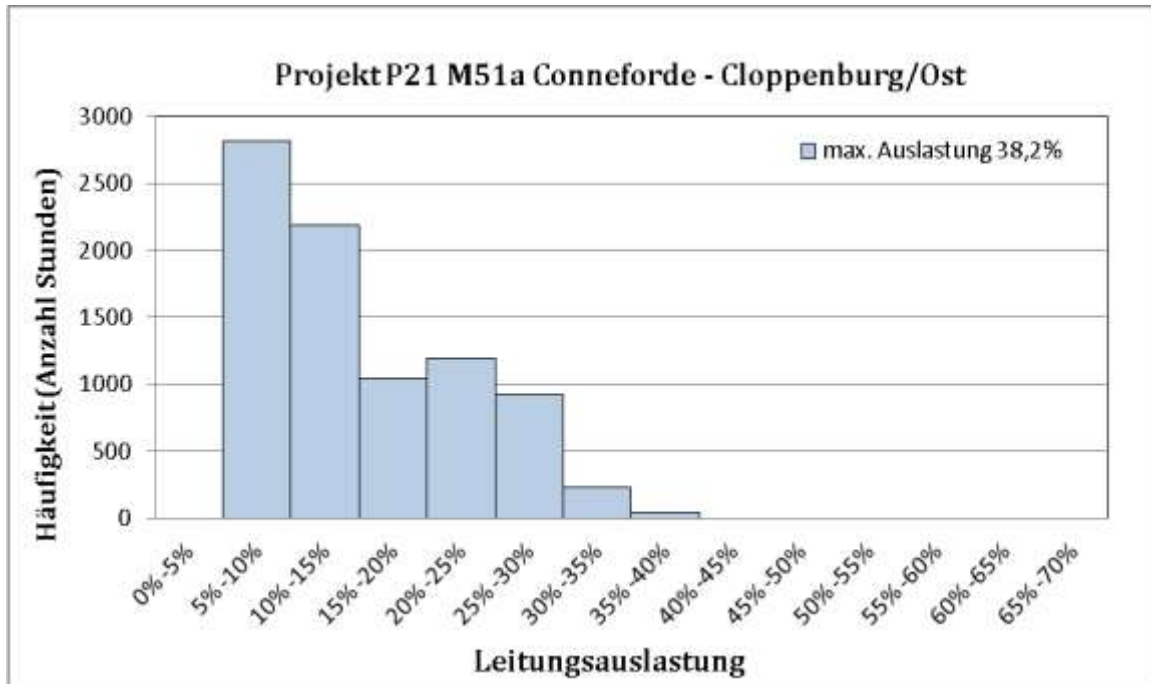


Abbildung 28: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M51a über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 29 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahme M51a auf das umliegende Netz dargestellt. Leitungen, die parallel zu der Maßnahme M51a verlaufen sind deutlich entlastet. Zudem ergeben sich weitere entlastende Effekte auf das umliegende Netz. Leitungen die Leistung zur Maßnahme zu- oder abführen, werden stärker belastet.

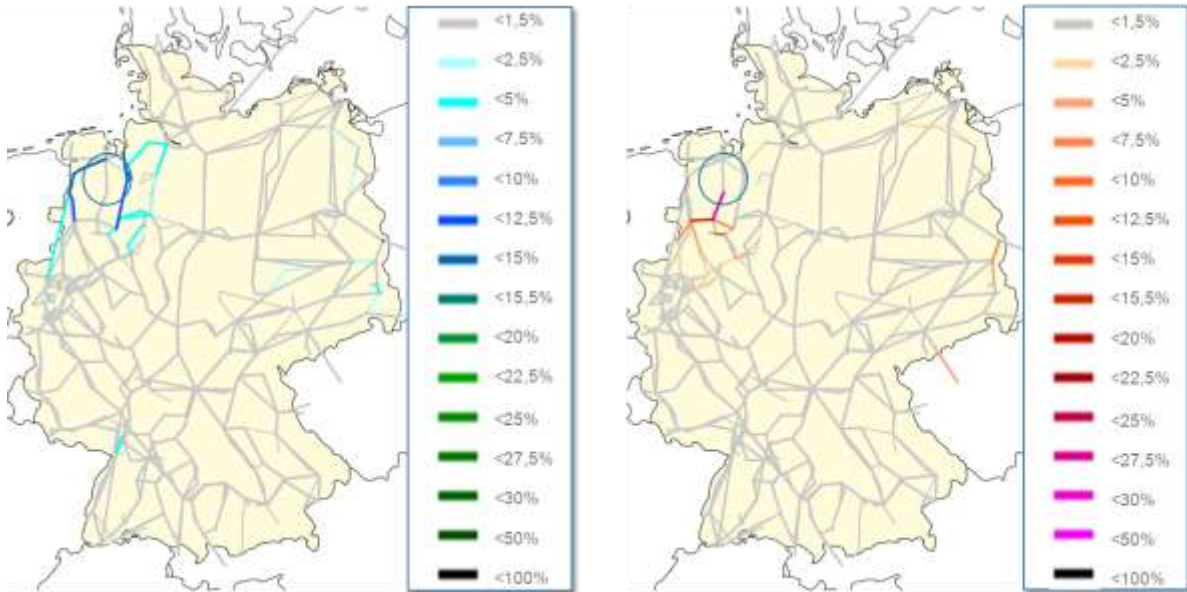


Abbildung 29: Einfluss der Maßnahme M51a auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

3. Konsultation

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

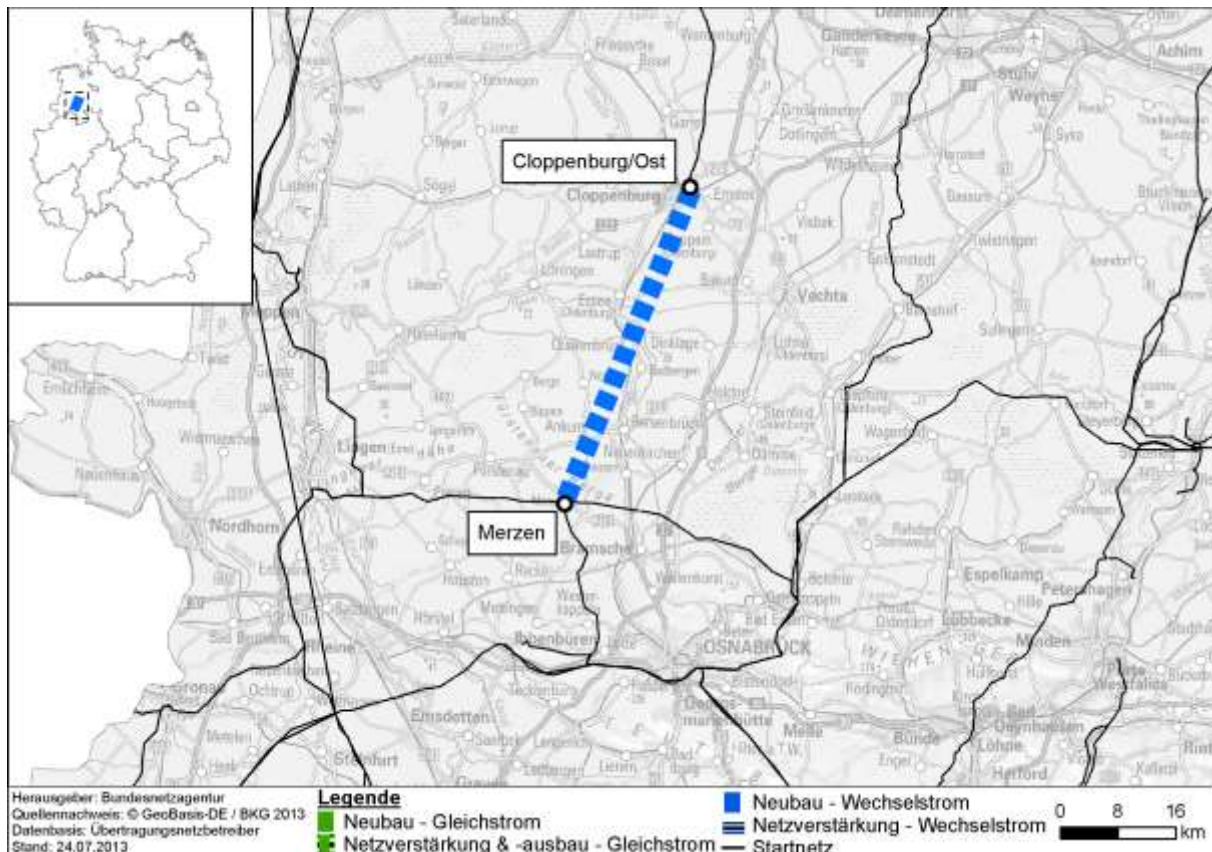
Die Maßnahme wird als wirksam und erforderlich eingestuft und deshalb bestätigt.

Maßnahme 51b: Cloppenburg/Ost – Merzen

Maßnahme 51b (Cloppenburg/Ost – Merzen) wird bestätigt.

Beschreibung:

Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Leitungsneubau (Netzausbau) zwischen Cloppenburg/Ost und der neu zu errichtenden 380 kV-Schaltanlage in Merzen (Netzausbau) erforderlich.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

1. Elektrotechnische Prüfung

Im Folgenden wird sowohl die elektrotechnische Prüfung für die Maßnahme M51b durchgeführt als auch die von den ÜNB ausgewiesene mögliche Alternative dazu überprüft.

1.1 Prüfung der Maßnahme M51b

1.1.1 Wirksamkeit

Die (n-1)-Untersuchungen finden auf Basis des Netznutzungsfalls der Stunde 6487 statt, den die ÜNB bereitstellen. Bereits im Normalzustand (n-0) lassen sich ohne Maßnahme hohe Auslastungen der Verbindungen Elsflth/West – Ganderkesee (87%) und Diele – Dörpen/West (95%) erkennen. Dies ist damit zu erklären, dass trotz hoher Windeinspeisung (>90% Offshore) in diesem Netznutzungsfall gemäß den Marktergebnissen der ÜNB keine Leistung in die Niederlande exportiert wird (Handelsfluss nahezu gleich 0 für diese Stunde). Der Stromfluss auf der Kuppelleitung Diele – Mee-

den (NL), der durch die Querregler (Phasenschieber) beeinflusst wird, ist somit gering (ca. 13% Auslastung bzw. 500MW Richtung NL), um unerwünschte Ringflüsse durch die Niederlande zu minimieren. Durch Hinzunahme der Maßnahme reduzieren sich die Auslastungen auf 62% (Elsfleth/West – Ganderkesee) bzw. 69% (Diele – Dörpen/West). Die Maßnahme selber ist dann zu 65% ausgelastet (ca. 1520 MVA pro Stromkreis). Einer der von den ÜNB zur Begründung der Maßnahme herangezogenen (n-1)-Fälle wird nicht gesehen. Mit Hilfe von Maßnahme M51b konnten deutliche Entlastungen der betroffenen Leitungen erreicht und eine deutliche Verbesserung der (n-1)-Sicherheit in der Region ermöglicht werden.

Eine explizite Betrachtung der (n-1)-Fälle befindet sich in Abschnitt 1.2.1.

1.1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 30 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M51b des NEP Strom 13 im Rahmen der durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden in der Simulationsumgebung des IFHT. Die Hauptflussrichtung besteht von Cloppenburg nach Merzen in Richtung Süden. Bei 61% der betrachteten Stunden wird dabei die Leitung über 20% ausgelastet. Die mittlere Auslastung beträgt 25,9%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und ist somit erforderlich.

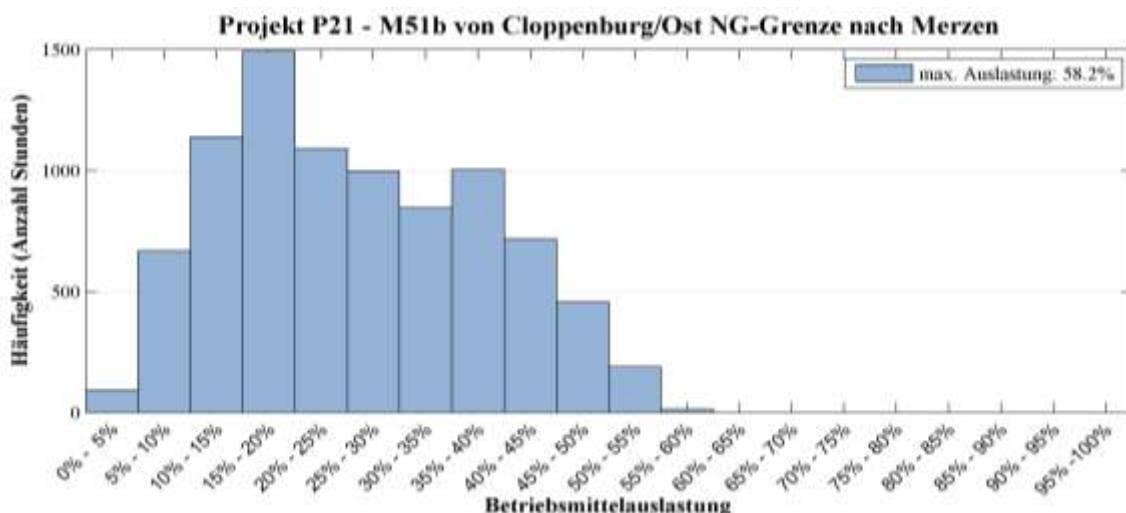


Abbildung 30: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M51b über 8760 h

1.2 Prüfung der vorhabenbezogenen Alternative

Die ursprüngliche Planung aus dem NEP Strom 2012 wird im NEP Strom 2013 als Alternative aufgeführt und ist Gegenstand dieser Alternativenprüfung, die die technischen Auswirkungen für den Normalzustand (fehlerfreier Netzbetrieb) im Vergleich zur NEP Strom 2013-Maßnahme untersucht.

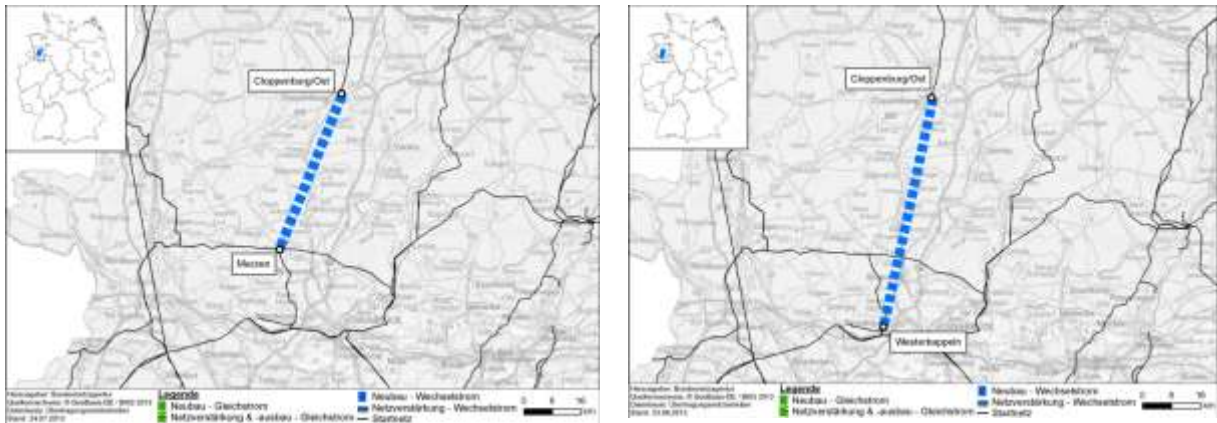


Abbildung 31: Maßnahmenvergleich des P21 aus NEP Strom 2012 (links) und NEP Strom 2013 (rechts)
(Quelle: ÜNB)

1.2.1 Wirksamkeit

Die (n-1)-Untersuchungen finden auf Basis des durch die ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfalls der Stunde 6487 statt, dem das vollständige Zielnetz zugrunde liegt. In den entsprechenden Untersuchungen wird das Netz lediglich zwischen Maßnahme und Alternative variiert sowie um die ausfallende Leitung reduziert; etwaige Nichtverfügbarkeiten werden nicht beachtet. Die Einstellungen der regelbaren Transformatoren (Längs-/ Quer-/ Schrägeregler) sowie der HGÜs werden abweichend vom Netznutzungsfall der ÜNB durch die Netzsimulationswerkzeuge des IFHT bestimmt. Dabei ist zu beachten, dass diese Einstellungen einen optimierten Netzzustand repräsentieren, der zeitdiskret ermittelt wird.

Im Normalzustand (n-0) lässt sich feststellen, dass die Alternative (Auslastung ca. 53%) ca. 10% geringer ausgelastet ist als die Maßnahme M51b (63%). Dies bestätigt die grundsätzliche Erkenntnis der Betrachtung über ein Jahr in der Simulationsumgebung des IFHT: Ein großer Teil der von der Maßnahme bzw. der Alternative in Richtung Süden übertragenen Leistung fließt von Westerkappeln/Merzen in Richtung Westen nach Hanekenfähr. Im Fall der Alternative fließt diese Leistung an Merzen vorbei Richtung Westerkappeln und von dort wieder zurück nach Merzen. Der Weg Merzen – Westerkappeln wird bei der Alternative somit doppelt zurückgelegt. Der resultierende, größere elektrische Widerstand der Alternative führt zu einer Verlagerung der Flüsse auf parallele Verbindungen und folglich zu einer Entlastung der Alternative.

Im Folgenden werden Auswirkungen von Maßnahme und Alternative auf die auslegungsrelevanten (n-1)-Fälle untersucht.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises Dörpen/West – Niederrhein

In diesem (n-1)-Fall ist ein 380-kV-Stromkreis der Leitung Diele – Dörpen/West überlastet, wenn weder Maßnahme noch Alternative im Netz sind. Bei Betrachtung der Maßnahme ergibt sich auf der Leitung im (n-1)-Fall eine Auslastung von 85%. Im Falle der Alternative ergibt sich eine Auslastung von 96%.

Es zeigt sich somit, dass die kritische Leitung durch die Alternative weniger entlastet wird als durch die Maßnahme M51b. Dies ist erneut durch den höheren wirkenden Widerstand der Alternative zu begründen, durch den Leistung auf die parallelen Verbindungen und somit auch auf die kritische Leitung verlagert wird.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises Elsfleth/West – Ganderkesee

Ohne Maßnahme/ Alternative ist ein Stromkreis der Leitung Elsfleth/West – Ganderkesee bei Ausfall des parallelen Systems überlastet. Ist die Maßnahme im Netz, ergibt sich im (n-1)-Fall eine Belastung der Leitung von 89%. Im Falle der Alternative ist diese Auslastung erneut höher und beträgt 94%.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises Ganderkesee – Wehrendorf

Der im (n-1)-Fall kritisch belastete parallele Stromkreis ist unter Einbezug der Maßnahme zu 62% ausgelastet. Im Netz mit der Alternative ergeben sich 66% Auslastung.

1.2.2 Erforderlichkeit

Abbildung 32 zeigt die Auslastung für die Simulation mit dem alternativen Leitungsbau von Cloppenburg direkt nach Westerkappeln. Die Leitung ist in 49% der betrachteten Stunden mehr als 20% ausgelastet. Die maximale sowie die mittlere Auslastung liegen mit knapp 48% bzw. 21% unterhalb derer der Maßnahme. Insgesamt zeigt die Alternative eine Reduktion der Leistungsflüsse in Hauptflussrichtung, was zu einem Anstieg der Leistungsflüsse auf parallelen Trassen führt.

Weiterhin ist festzustellen, dass die Netzverluste durch die Alternative im Vergleich zur Maßnahme um 26,5 GWh zunehmen.

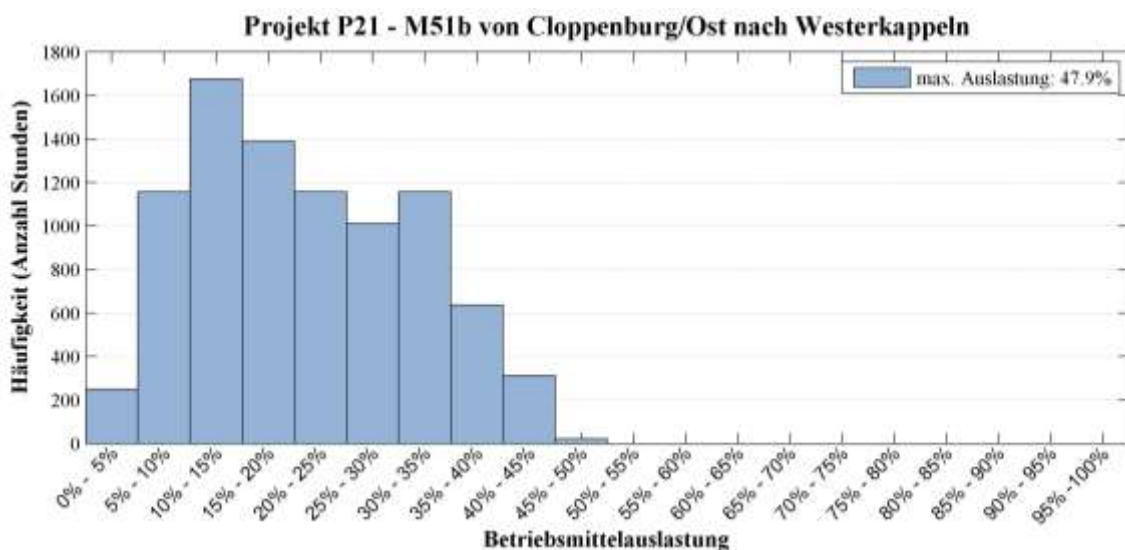


Abbildung 32: Histogramm der relativen Auslastung der Alternative für M51b über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 33 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahme M51b auf das umliegende Netz dargestellt. Leitungen, die parallel zu der Maßnahme M51b verlaufen, sind deutlich entlastet. Zudem ergeben sich weitere entlastende Effekte auf das umliegende Netz. Leitungen die Leistung zur Maßnahme zu- oder abführen werden stärker belastet.

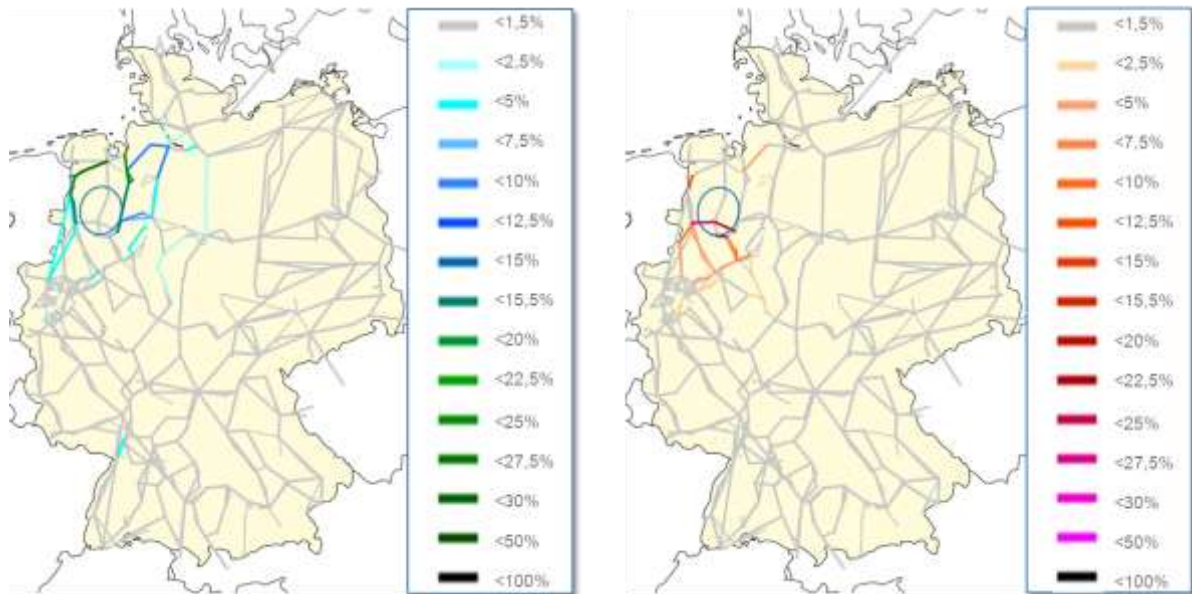


Abbildung 33: Einfluss der Maßnahme M51b auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

3. Konsultation

Den Anmerkungen, dass aus Sicht einiger Konsultationsteilnehmer die Maßnahme schlüssig ist, wird durch die Bestätigung inzident Rechnung getragen.

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

Die Alternative Cloppenburg/Ost – Westerkappeln erreicht gleichermaßen wie die Maßnahme Cloppenburg/Ost – Merzen Auslastungen über 20% und beseitigt ebenso wie die Maßnahme kritische (n-1)-Fälle.

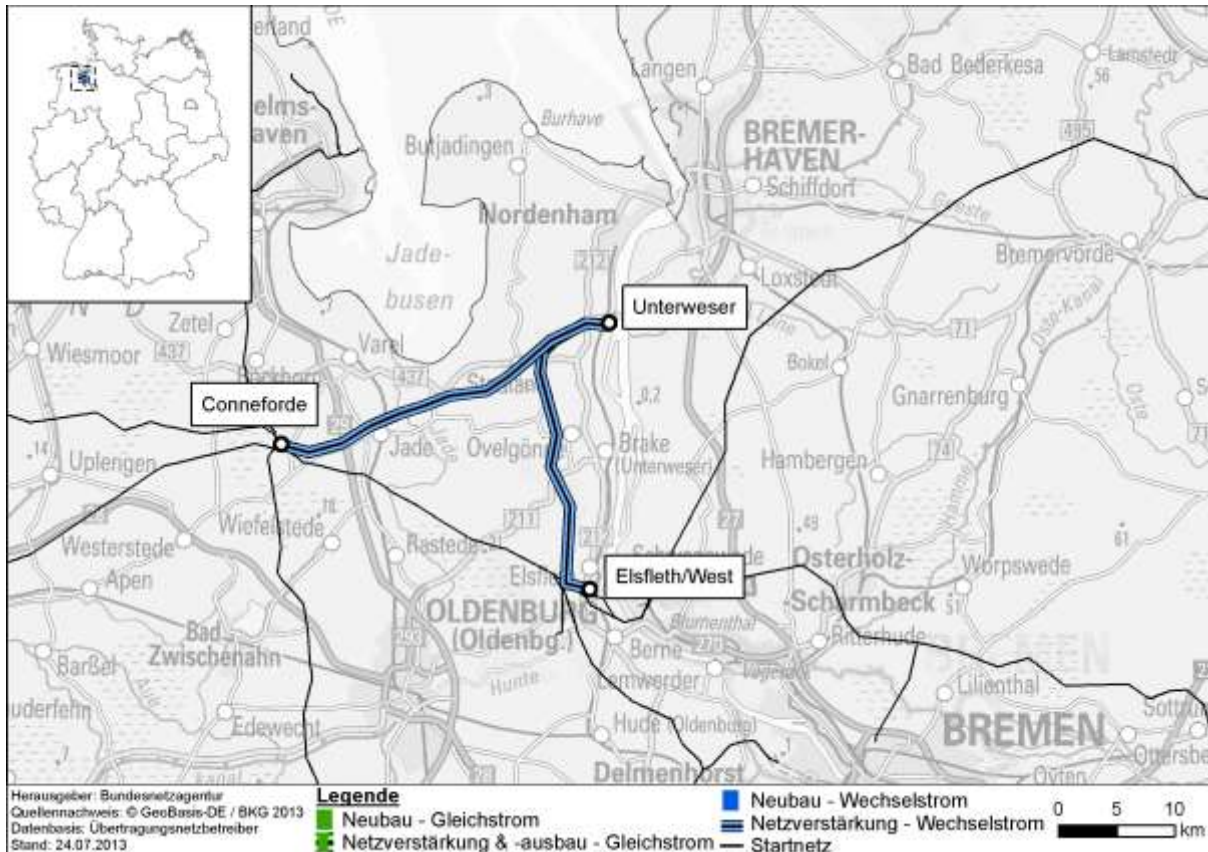
Darüber hinaus zeigt sich jedoch, dass durch die Alternative längere elektrische Leitungswege entstehen und sich die Leistungsflüsse durch den resultierenden größeren elektrischen Widerstand auf parallele Verbindungen verlagern. Mittlere sowie maximale Auslastung der Alternative sind somit geringer als bei der Maßnahme M51b. Weiterhin werden durch die Alternative die im (n-1)-Fall kritisch belasteten Leitungen weniger entlastet. Letztlich nehmen auch die Verluste durch die Alternative zu.

Maßnahme M51b ist folglich aus elektrotechnischer Sicht vorrangig gegenüber ihrer Alternative zu behandeln und wird bestätigt.

Projekt 22: Conneforde – Ganderkesee

Beschreibung:

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen dem Raum Conneforde und der Region Ganderkesee.



den/Ost ein, welche das bestehende 380 kV-System bereits im Grundlastfall, das heißt ohne die Berücksichtigung des Ausfalls eines Betriebsmittels, mit knapp über 100% überlasten. Mit verantwortlich hierfür ist die ungleichmäßige Aufteilung des Lastflusses auf das 380-kV-System und das parallele 220 kV-System zwischen Unterweser und Conneforde. Die Situation konnte durch eine Topologieänderung in Unterweser entschärft werden. Die Auslastung des 380 kV-Systems wurde so auf 89% reduziert. Auch die durch die ÜNB angezeigte Überlastung im (n-1)-Fall wird durch die alternative Topologie in Unterweser vermieden. Die Wirksamkeit der Maßnahme M82 in diesem untersuchten Netznutzungsfall konnte daher nicht überzeugend dargestellt werden. Auch ist festzuhalten, dass der Einsatz der HGÜ (A01) maßgeblichen Einfluss auf die untersuchte Situation hat. Wird der HGÜ Korridor beispielsweise durch eine anders angelegte Regelung geringer ausgelastet oder ist inaktiv, stellt sich keine Überlastung zwischen Unterweser und Conneforde im gewählten NNF ein.

Es bleibt anzumerken, dass der Austausch des bestehenden 220 kV Systems durch ein 380 kV System durchaus nachvollziehbar erscheint, zumal das bestehende Gestänge wahrscheinlich bereits für 380 kV ausgelegt ist.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 34 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M82 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden. In 4% der betrachteten Stunden wird dabei die Leitung über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 40,7%. Die mittlere Auslastung beträgt 9,2%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und ist somit erforderlich.

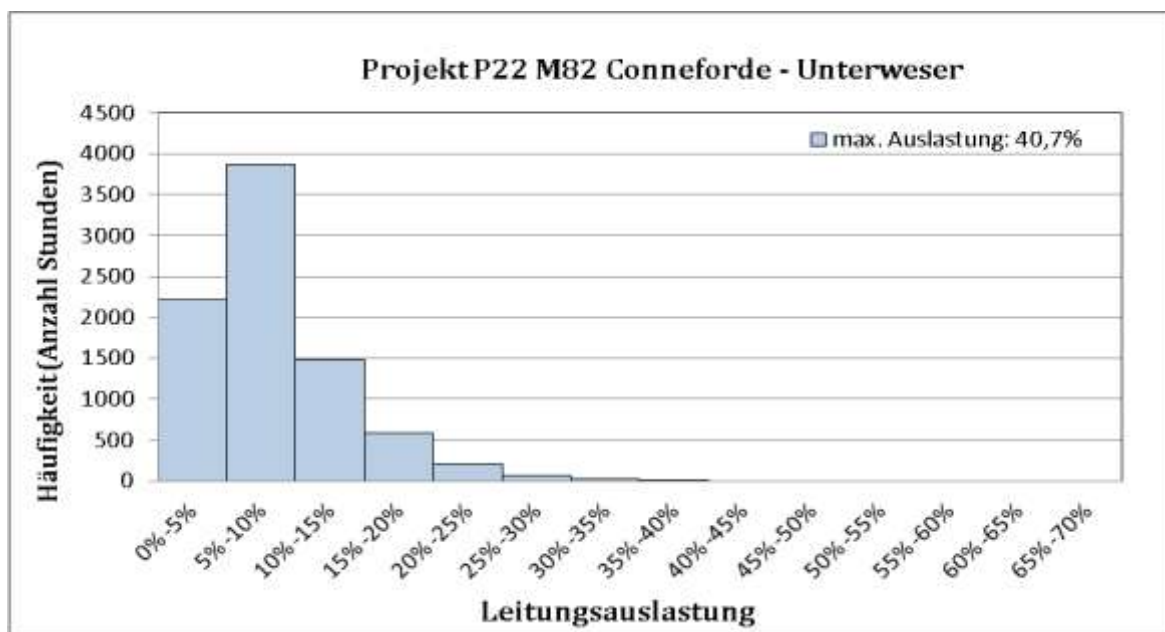


Abbildung 34: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M82 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die Maßnahme M82 hat wie in Abbildung 35 dargestellt kaum belastende oder entlastende Effekte auf das umgebende Netz. Dies ist verständlich, da es sich bei der Maßnahme um eine Netzver-

stärkung handelt und somit lediglich die zu verstärkende Leitung selber entlastet wird.

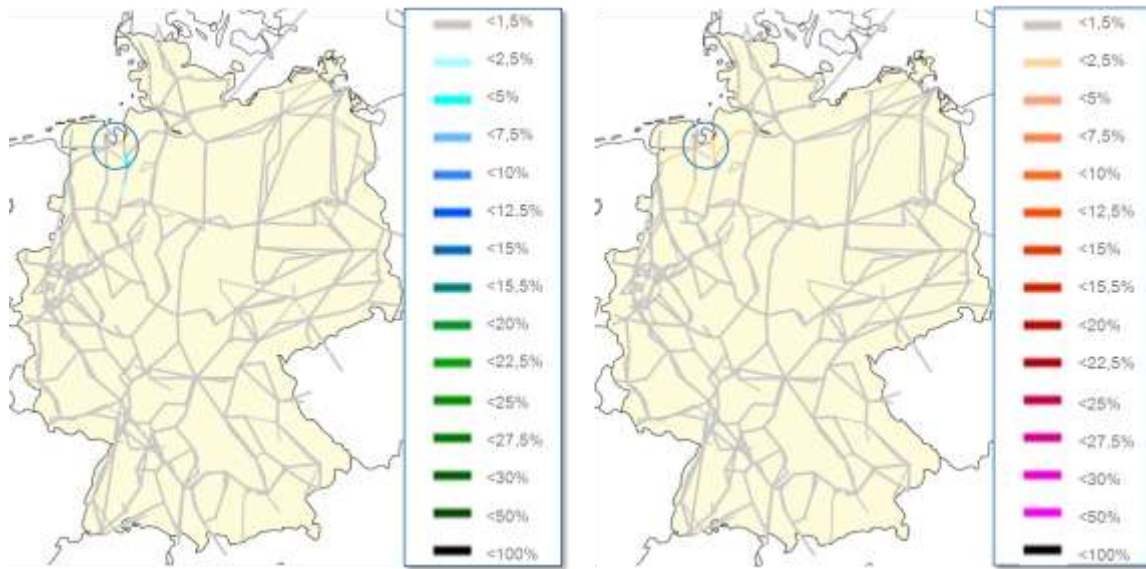


Abbildung 35: Einfluss der Maßnahme M82 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und belastete Leitungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

2.2 „Zu beobachtende“ Streckenmaßnahme

Bei P22 M82 handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern als „zu beobachtend“ klassifizierten Maßnahmen werden anders als im Entwurf der Bestätigung grundsätzlich nicht bestätigt. Die ÜNB gehen selbst davon aus, dass die „zu beobachtenden“ Maßnahmen „im Lichte der energiewirtschaftlichen und politischen Entwicklung in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden“ (S. 18 NEP Strom 2013). Die Bundesnetzagentur sieht in Anbetracht der aktuellen politischen Entwicklung, z.B. bevorstehenden Novellierung des EEG, grundsätzlich von einer Bestätigung der „zu beobachtenden“ Maßnahmen im diesjährigen Prozess ab – unabhängig davon, ob sie die Prüfkriterien erfüllen. Es ist sinnvoller, nur die Maßnahmen zu bestätigen, von deren Erforderlichkeit auch die ÜNB überzeugt sind, als in den nächsten Jahren bei geänderten Randbedingungen bereits bestätigte Maßnahmen nicht zu bestätigen, weil sie die Prüfkriterien nicht erfüllen. Hiermit kommt die Bundesnetzagentur auch der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach, die Prüfung so durchzuführen, dass die größtmögliche Robustheit der Maßnahmen gewährleistet ist.

Eine energiewirtschaftliche Notwendigkeit ergibt sich nur, wenn das Umspannwerk Unterweser Netzverknüpfungspunkt für eine Offshore-Anbindungsleitung ist. Nach den Ausbauzielen aus den Koalitionsverhandlungen ist jedoch zweifelhaft, ob Unterweser als Netzverknüpfungspunkt in den kommenden Netzentwicklungsplänen Bestand haben wird. Auch spricht dafür M82 vorerst nicht zu bestätigen.

3. Befund

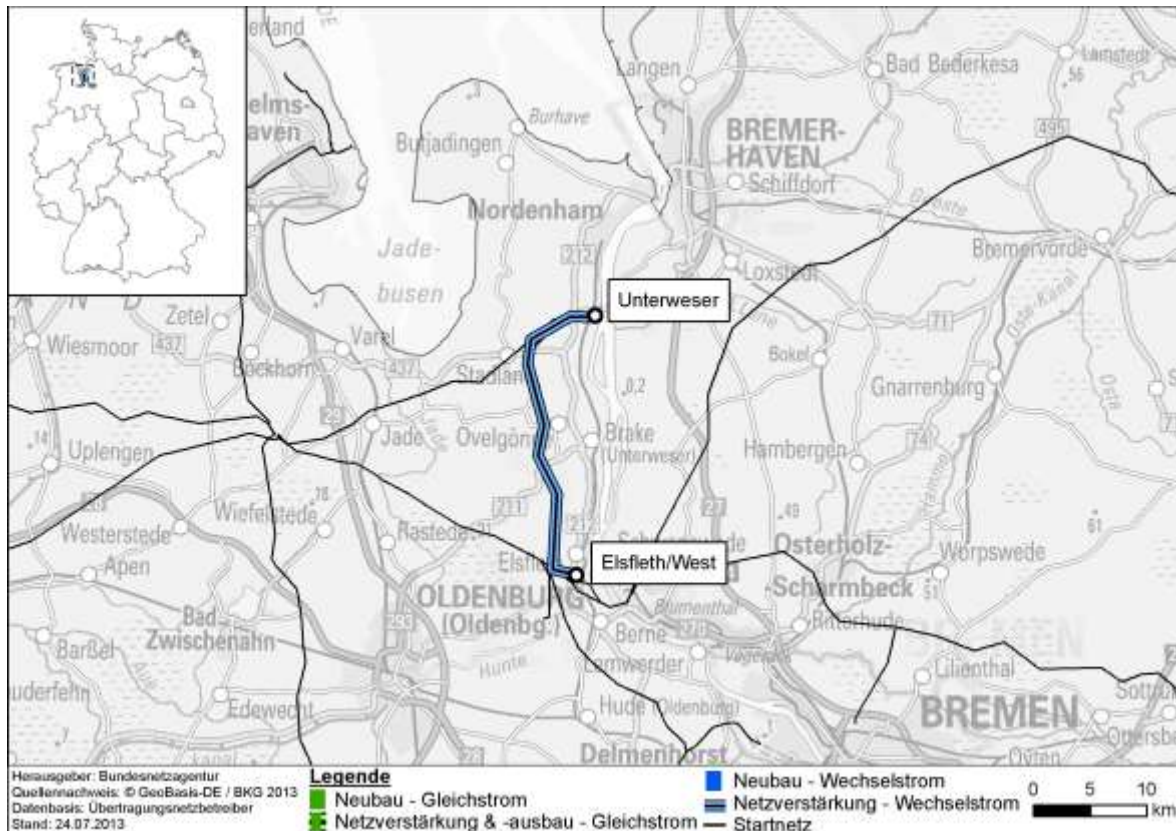
Die Maßnahme P22 M82 wird nicht bestätigt. Die Maßnahme M82 weist zwar eine hohe Auslastung über 8760 Stunden auf und eine entlastende Wirkung ist nachweisbar, jedoch handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

Maßnahme 87: Unterweser – Elsfleth/West

Maßnahmen 87 (Unterweser – Elsfleth/West) wird nicht bestätigt.

Beschreibung:

Von Unterweser nach Elsfleth/West ist die Verstärkung der bestehenden Leitung durch Neubau in bestehender Trasse der 380-kV-Leitung notwendig (Netzverstärkung). Hierzu sind die 380-kV-Schaltanlagen Unterweser und Elsfleth/West zu verstärken (Netzverstärkung).



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: Die Maßnahme M87 wurde im NEP Strom 2013 den zu beobachtenden Netzmaßnahmen zugeordnet. Die ÜNB sind der Aufforderung der BNetzA (S. 389 Entwurf der Bestätigung NEP Strom 2013) nicht nachgekommen, ein Inbetriebnahmejahr für die Maßnahmen nachzureichen.

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Überprüfung der Wirksamkeit wurde anhand des von den ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfalls der Stunde 1390 durchgeführt. In dieser Situation zieht eine Windfront von der Nordsee her auf Deutschland zu, hat aber das Festland noch nicht erreicht. Hierdurch kommt es zu einem mit 96% der installierten Leistung zu hohen Einspeisungen aus Offshore-Windparks, gleichzeitig werden jedoch noch keine kühlenden Effekte durch Konvektion für die Freileitungssysteme angesetzt. Die beiden bestehenden 380 kV-Systeme zwischen Unterweser und Elsfleth/West sind bereits im Grundlastfall mit jeweils 88,2% hoch ausgelastet. Bei Ausfall eines der beiden Systeme wird das verbleibende mit 152,9% überlastet. Durch M87 wird die Auslastung in

dieser Ausfallsituation auf 97,5% reduziert. Die Maßnahme ist in dieser Situation wirksam.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 36 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M87 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden. In 34% der betrachteten Stunden wird dabei die Leitung über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 59,1%. Die mittlere Auslastung beträgt 15,5%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und ist somit erforderlich.

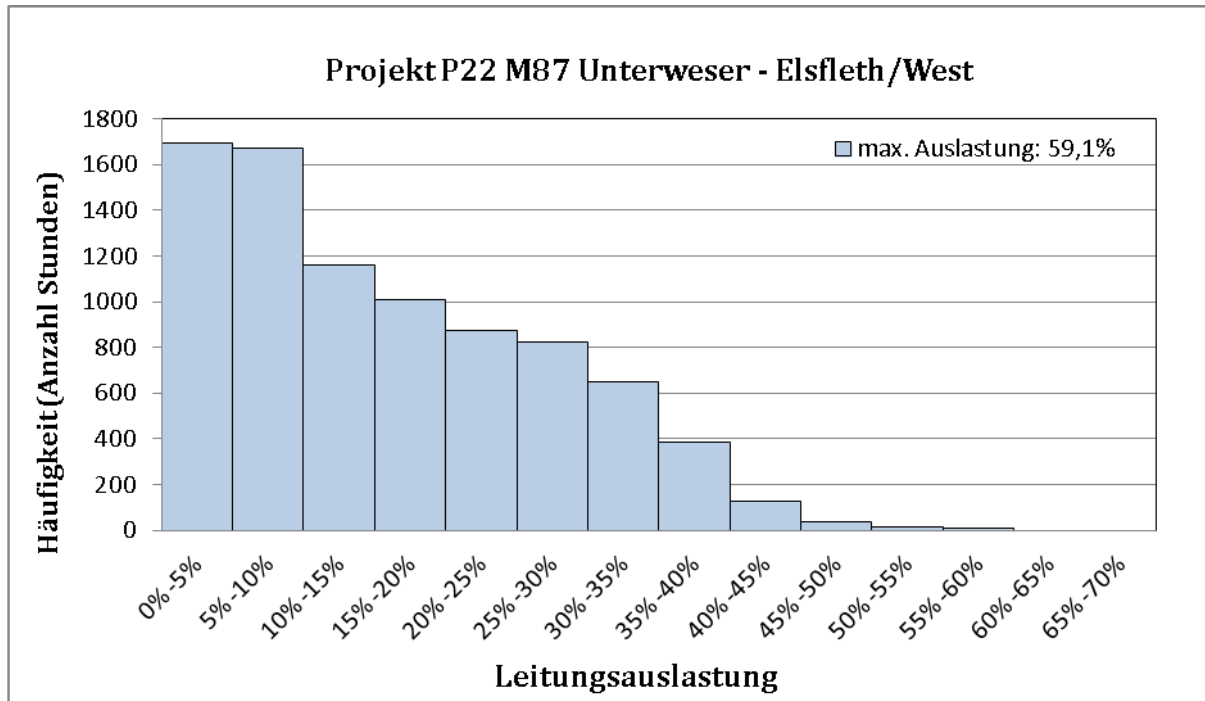


Abbildung 36: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M87 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die Maßnahme M87 hat wie in Abbildung 37 dargestellt kaum belastende oder entlastende Effekte auf das umgebende Netz. Dies ist verständlich, da es sich bei der Maßnahme um eine Netzverstärkung handelt und somit lediglich die zu verstärkende Leitung selber entlastet wird.

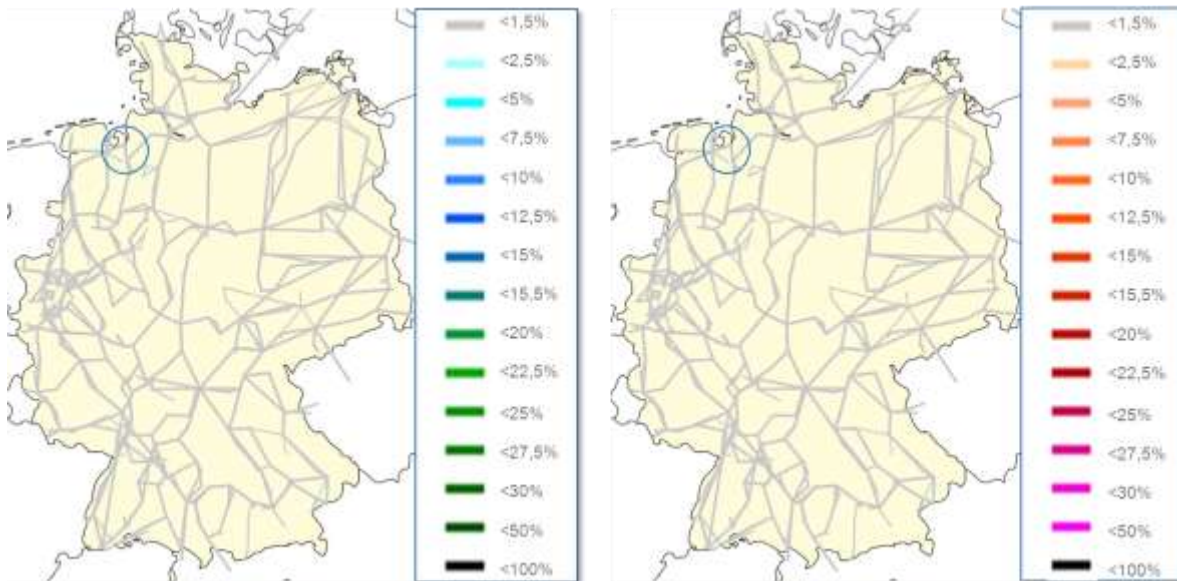


Abbildung 37: Einfluss der Maßnahme M87 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

2.2 „Zu beobachtende“ Streckenmaßnahme

Bei P22 M87 handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern als „zu beobachtend“ klassifizierten Maßnahmen werden anders als im Entwurf der Bestätigung grundsätzlich nicht bestätigt. Die ÜNB gehen selbst davon aus, dass die „zu beobachtenden“ Maßnahmen „im Lichte der energiewirtschaftlichen und politischen Entwicklung in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden“ (S. 18 NEP Strom 2013). Die Bundesnetzagentur sieht in Anbetracht der aktuellen politischen Entwicklung, z.B. bevorstehenden Novellierung des EEG, grundsätzlich von einer Bestätigung der „zu beobachtenden“ Maßnahmen im diesjährigen Prozess ab – unabhängig davon, ob sie die Prüfkriterien erfüllen. Es ist sinnvoller, nur die Maßnahmen zu bestätigen, von deren Erforderlichkeit auch die ÜNB überzeugt sind, als in den nächsten Jahren bei geänderten Randbedingungen bereits bestätigte Maßnahmen nicht zu bestätigen, weil sie die Prüfkriterien nicht erfüllen. Hiermit kommt die Bundesnetzagentur auch der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach, die Prüfung so durchzuführen, dass die größtmögliche Robustheit der Maßnahmen gewährleistet ist.

3. Konsultation

Den Zweifeln einiger Konsultationsteilnehmer an der Notwendigkeit der Maßnahme wird durch die Nichtbestätigung inzident Rechnung getragen.

Der Hinweis, dass die im Startnetz als vorhanden angenommene Schaltstation Elsfleth-West (Startnetzmaßnahme TTG-017) noch nicht existiert wird zur Kenntnis genommen. Ebenso der Sachverhalt, dass der Landkreis Wesermarsch einen Bauantrag über eine Schaltanlage im Bereich Elsfleth-Mooriem am 11.01.2013 abgelehnt hat. Aufgrund des Befundes „nicht bestätigt“ wird dies jedoch im Rahmen dieser Maßnahme nicht weiter nachverfolgt. Die BNetzA fordert TenneT auf, bei Festhalten an der Maßnahme Elsfleth/West diesen im Entwurf des neuen NEP Strom

2014 als reguläre Zubaumaßnahme auszuweisen, um sie so zumindest einer energiewirtschaftlichen Plausibilisierung unterziehen zu können.

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

Die Maßnahme P22 M87 wird nicht bestätigt. Die Maßnahme M87 weist zwar eine hohe Auslastung über 8760 Stunden auf und stellt die (n-1)-Sicherheit wirksam her, jedoch handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

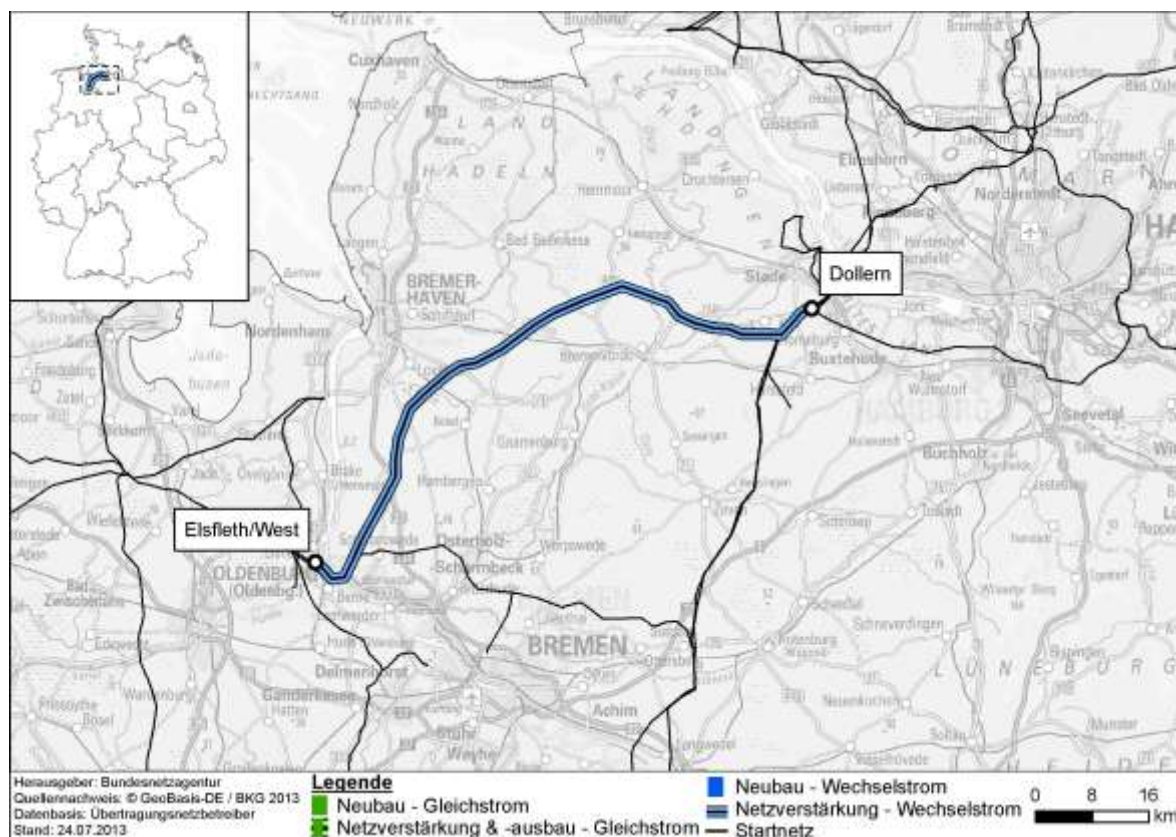
Projekt 23: Dollern – Elsfleth/West

Maßnahme 20: Dollern – Elsfleth/West

Maßnahme 20 (Dollern – Elsfleth/West) wird bestätigt.

Beschreibung:

Von Dollern nach Elsfleth/West ist ein Neubau in bestehender Trasse der bestehenden 380-kV-Leitung vorgesehen (Netzverstärkung), um die Transportkapazität der vorhandenen 380-kV-Leitung zu erhöhen. Hierzu sind die 380-kV-Schaltanlagen Dollern, Alfstedt, Farge zu verstärken (Netzverstärkung).



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die (n-1)-Untersuchungen finden auf Basis des durch die ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfalls (NNF) der Stunde 2279 statt, dem das vollständige Zielnetz zugrunde liegt. In den entsprechenden Untersuchungen wird das Netz lediglich um die betrachtete Maßnahme sowie um die ausfallende Leitung reduziert; etwaige Nichtverfügbarkeiten werden nicht beachtet. Ergänzend zu Berechnungen in Integral werden die Einstellungen der regelbaren Transformatoren (Längs-/ Quer-

/ Schrägregler) sowie der HGÜs abweichend vom Netznutzungsfall der ÜNB durch die Netzsimulationswerkzeuge des IFHT bestimmt. Dabei ist zu beachten, dass diese Einstellungen einen optimierten Netzzustand repräsentieren, der zeitdiskret ermittelt wird.

Der vorliegende Netznutzungsfall 2279 ist geprägt von starken Leistungstransiten in Nord-West-Deutschland. Die Marktergebnisse zeigen für diese Stunde einen Export in die Niederlande in Höhe von 3474 MW und einen Import über Dänemark/West von 2500 MW – letzteres entspricht dem NTC und somit dem maximalen Import. Als Resultat ergeben sich in der Region um M20 hohe Leistungsflüsse von Ost nach West. Durch eine Anpassung der Querregler lässt sich die Belastung der kritischen Leitungen nicht reduzieren. Der Leistungsfluss von Diele nach Meeden (NL) auf der nördlichsten Kuppelstelle zu den Niederlanden, dessen Reduktion die kritischen Leitungen am ehesten entlasten könnte, beträgt bereits mit der vorgegeben Einstellung der Querregler nur 250 MW – angesichts der o.g. Handelsflusssituation ist eine weitere Reduktion hier nicht sinnvoll.

Weiterhin ist festzustellen, dass die Einspeisung von Offshore-Windenergie im vorliegenden NNF moderat ist (ca. 20% in der Region). Dennoch transportiert die HGÜ-Verbindung A01 gemäß der Parametrierung in Integral die maximale Leistung in Richtung Ruhrgebiet und belastet dadurch die Verbindung Dollern - Elsfleth/West zusätzlich. Als *best-case*-Abschätzung wird die HGÜ A01 daher für die folgenden Untersuchungen abgeschaltet. Daraus resultierende Überlastungen im (n-0)-Fall können nicht festgestellt werden.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises von Farge nach Elsfleth/West

Bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises zwischen Farge und Elsfleth/West wird der parallele Stromkreis von Alfstedt nach Elsfleth/West zu 107,9% belastet. Würde die HGÜ A01 wie parametrisiert 2000 MW aus Emden abtransportieren, betrüge die Auslastung 124,9%. Die Leitung ist im vorliegenden NNF folglich nicht (n-1)-sicher.

Durch Hinzunahme der Maßnahme reduziert sich die Auslastung des vormals überlasteten Stromkreises im (n-1)-Fall auf 71,8% ohne A01 und 83,1% mit A01.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises von Dollern nach Alfstedt

Der zweite spezifizierte (n-1)-Fall ist analog zum ersten Fall, da das ausfallende und das überlastete System ebenso zur Verbindung Dollern – Elsfleth/West gehören wie die vorgenannten Systeme.

Ohne Maßnahme ergeben sich in diesem (n-1)-Fall Auslastungen von 116,5% ohne A01 und 134% mit A01. Durch Hinzunahme der Maßnahme reduzieren sich die Auslastungen auf 77,1% ohne A01 und auf 88,8% mit A01.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 38 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M20 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnung über 8760 Stunden. In 25% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 60%. Die mittlere Auslastung beträgt 13,9%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und ist somit erforderlich.

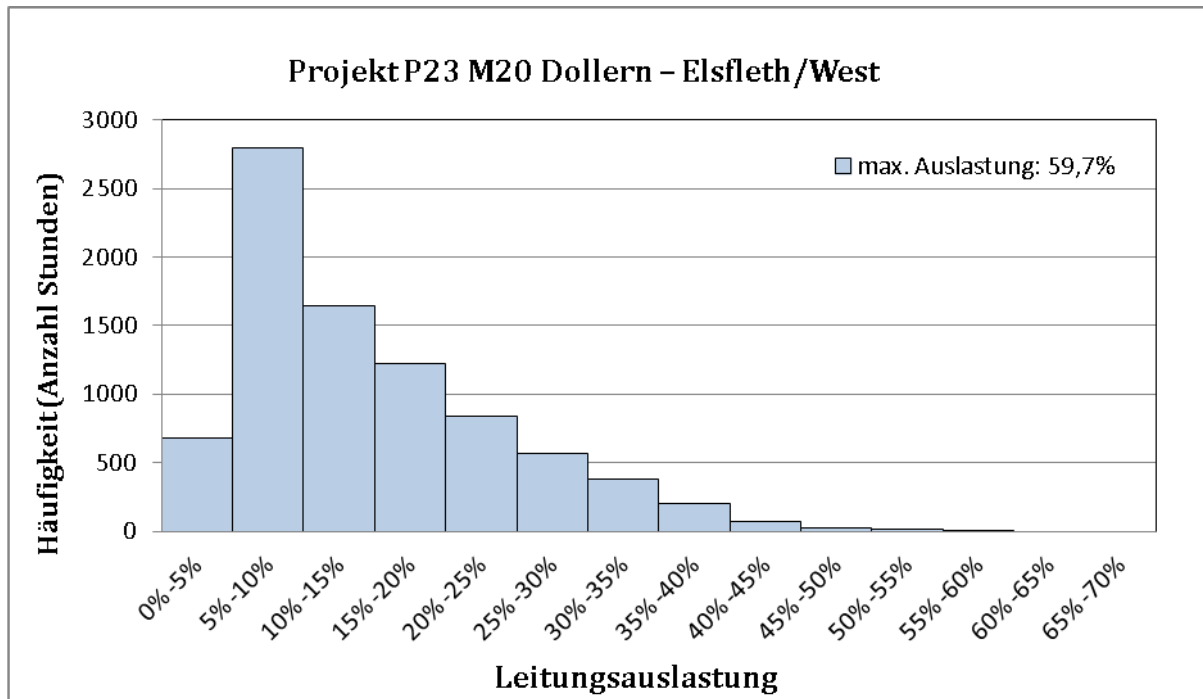


Abbildung 38: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M20 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die Maßnahme M20 hat wie in Abbildung 39 dargestellt kaum belastende oder entlastende Effekte auf das umgebende Netz. Dies ist verständlich, da es sich bei der Maßnahme um eine Netzverstärkung handelt und somit lediglich die zu verstärkende Leitung selber entlastet wird.

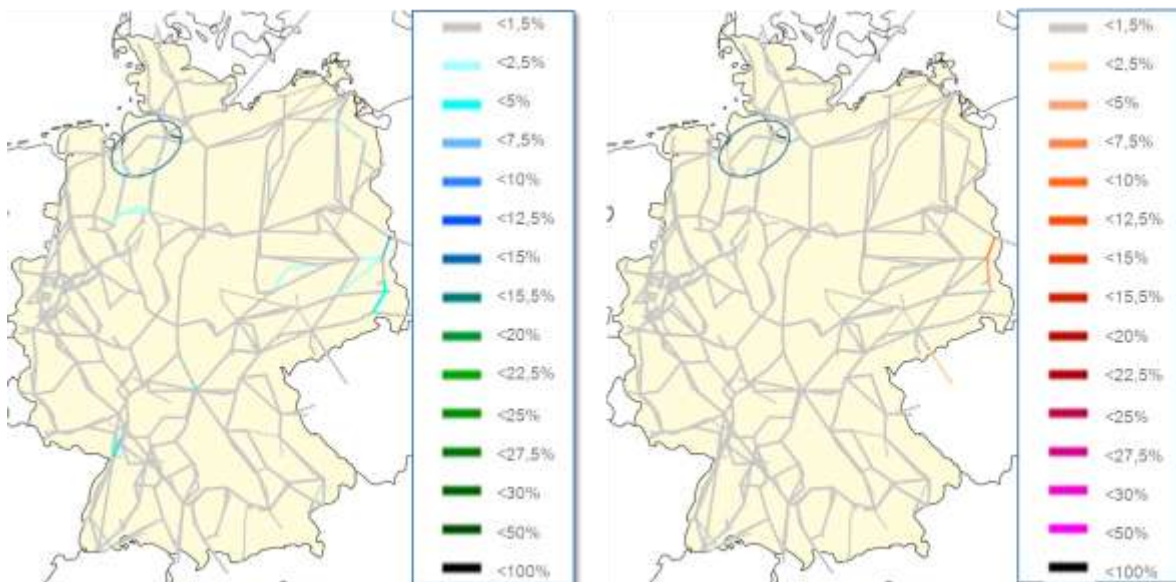


Abbildung 39: Einfluss der Maßnahme M20 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

3. Konsultation

Der Hinweis, dass die im Startnetz als vorhanden angenommene Schaltstation Elsfleth-West noch nicht existiert, wird zur Kenntnis genommen. Ebenso der Sachverhalt, dass der Landkreis Wesermarsch einen Bauantrag über eine Schaltanlage im Bereich Elsfleth-Mooriem am 11.01.2013 abgelehnt hat. Es sei aber an dieser Stelle darauf verwiesen, dass im Rahmen des Netzentwicklungsplanes eine energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Maßnahme 20 untersucht wird mit einem Netzverknüpfungspunkt, der eine Anbindung an die 380-kV Infrastruktur zwischen Unterweser, Conneforde, Ganderkesee und Dollern darstellt. Die konkrete Planung bezüglich des Standortes dieser Netzverknüpfung obliegt den Planverfahren der Startmaßnahme TTG-017. Diese Maßnahme wurde im NEP Strom 2012 aufgrund des nicht geklärten Sachverhaltes im Startnetz nicht bestätigt. Da die Bundesnetzagentur von der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit überzeugt ist, erfolgt dieses Jahr eine Bestätigung mit dem dringlichen Aufruf an den verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber die Situation im Startnetz zu klären oder sofern dies nicht abschließend möglich ist die Maßnahme TTG-017 aus dem Startnetz zu entfernen und zu den im Rahmen der im NEP Strom 2014 zu prüfenden Maßnahmen aufzunehmen.

Das im Rahmen der Konsultation vorgebrachte Argument der geringen Leitungsauslastung wird durch die dargelegten Ergebnisse zur Erforderlichkeit der Maßnahme entkräftet.

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

Die Maßnahme M20 weist eine hohe Auslastung über 8760 Stunden auf. Ohne die Maßnahme ist die Region in Fällen hoher Transite, z.B. hervorgerufen durch Leistungsflüsse von Dänemark in die Niederlande, nicht (n-1)-sicher. Die Maßnahme stellt die (n-1)-Sicherheit wirksam her. Die Maßnahme M20 wird deshalb bestätigt. Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit sieht die Bundesnetzagentur einschließlich der Verknüpfung der Übertragungsnetzinfrastuktur im Bereich Elsfleth/West als gegeben.

Der Bundesnetzagentur ist bewußt, dass die als Netzverknüpfungspunkt angenommene Schaltanlage Elsfleth-West noch nicht existiert und ein erster Bauantrag seitens des Landkreises Wesermarsch abgelehnt wurde. Die Bundesnetzagentur kann jedoch die Prüfung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit von Maßnahmen nicht von baurechtlichen Fragen abhängig machen. Die konkrete Standortplanung für die Schaltstation Elsfleth-West findet derzeit im Rahmen des raumplanerischen Umsetzung der Startnetzmaßnahme TTG-017 statt. Sollte sich die Standortfrage im Rahmen der Umsetzung der Startnetzmaßnahme TTG-017 nicht klären lassen, rät die Bundesnetzagentur, das Gesamtvorhaben der Errichtung einer leistungsfähigen 380-kV-Infrastruktur zwischen Unterweser, Conneforde, Ganderkesee, Dollern und Elsfleth aus dem Startnetz herauszulösen und in die im Netzentwicklungsplan 2014 enthaltenen und zu prüfenden Maßnahmen zu integrieren. Im Hinblick auf die dann lösbare Standortfrage und die auf heutiger Datenlage gegebene energiewirtschaftliche Notwendigkeit hat sich die Bundesnetzagentur dazu entschlossen, die Maßnahme zu bestätigen.

Projekt 24: Dollern – Landesbergen

Beschreibung:

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität aus dem Raum Dollern nach Süden.

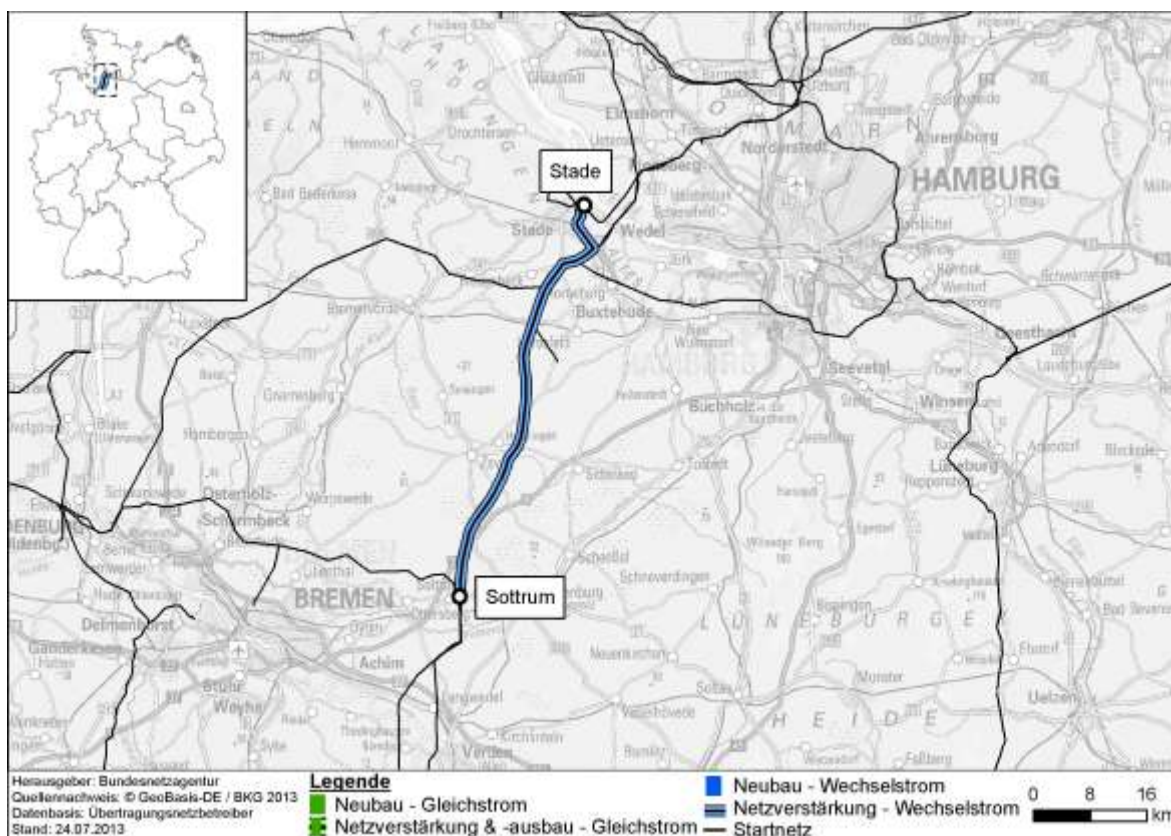


Maßnahme 71: Stade – Sottrum

Die Maßnahme 71 (Stade – Sottrum) wird bestätigt.

Beschreibung:

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Leitung in der Trasse der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Dollern und Sottrum vorgesehen (Netzverstärkung). Zusätzlich ist in Stade eine neue 380-kV-Schaltanlage zu errichten (Netzausbau) und die 380-kV-Schaltanlage Sottrum zu verstärken (Netzverstärkung). Zwischen der neuen 380-kV-Schaltanlage Stade und Dollern muss eine neue 380-kV-Leitung (Netzverstärkung) errichtet werden. Nach deren Errichtung kann die bestehende 220 kV-Leitung rückgebaut werden. Die neugebaute 380-kV-Leitung wird an Dollern vorbeigeführt und in Sottrum angeschlossen.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2016 - 2017

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Überprüfung der Wirksamkeit wurde anhand des von den ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfalls der Stunde 2279 durchgeführt. Es handelt sich hierbei um eine Schwachwindsituation in der geringe Einspeisungen von knapp über 20% der installierten Leistung aus Offshore-Windparks vor der niedersächsischen Küste zu verzeichnen sind. Aufgrund der niedrigen Windgeschwindigkeiten werden keine kühlenden Effekte durch Konvektion für Leiterseile berücksichtigt. Bei Ausfall eines der bestehenden 380 kV-Systeme zwischen Dollern und Sottrum wird die verbleibende Leitung mit 117% belastet. Mit M71 beträgt die Auslastung in dieser Ausfallsituati-

on 60%.

2.2 Erforderlichkeit

Abbildung 40 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M71 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnung über 8760 Stunden. In 12% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 47%. Die mittlere Auslastung beträgt 11%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und ist somit erforderlich.

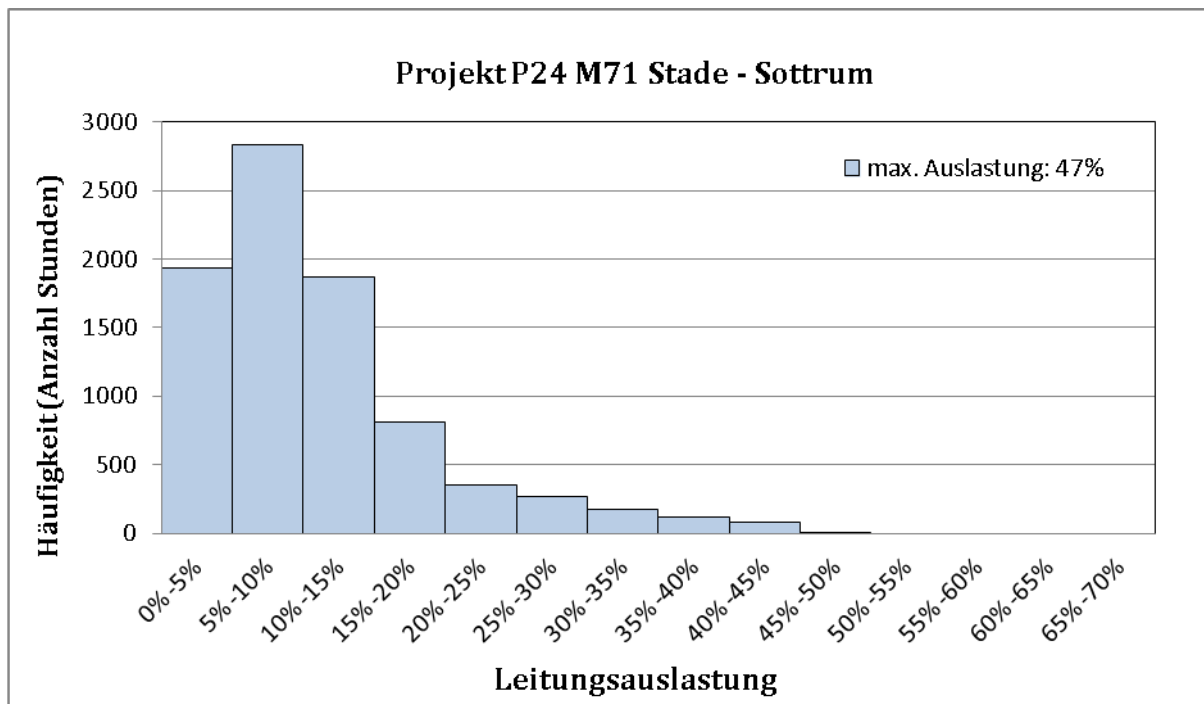


Abbildung 40: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M71 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 41 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahme M71 auf das Netz dargestellt. Leitungen, die parallel zu der Maßnahme M71 verlaufen sind deutlich entlastet. Leitungen die Leistung zur Maßnahme zu- oder abführen werden stärker belastet.

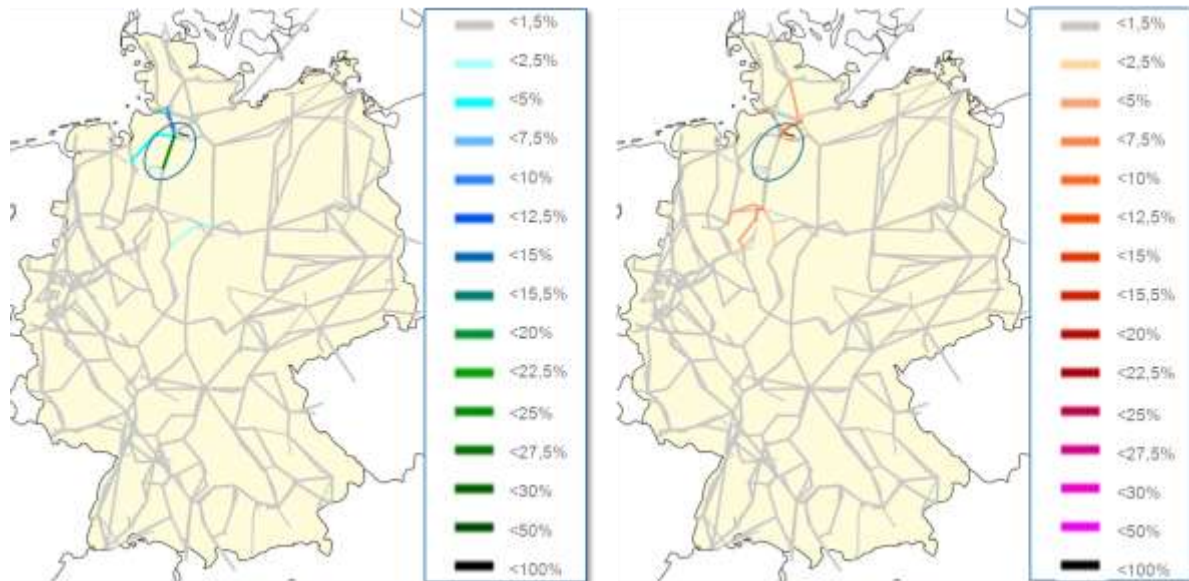


Abbildung 41: Einfluss der Maßnahme M71 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.

3. Konsultation

Bezüglich der dargebrachten Zweifel an der Notwendigkeit sei auf die zur Maßnahme dargestellten Prüfungsergebnisse verwiesen.

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

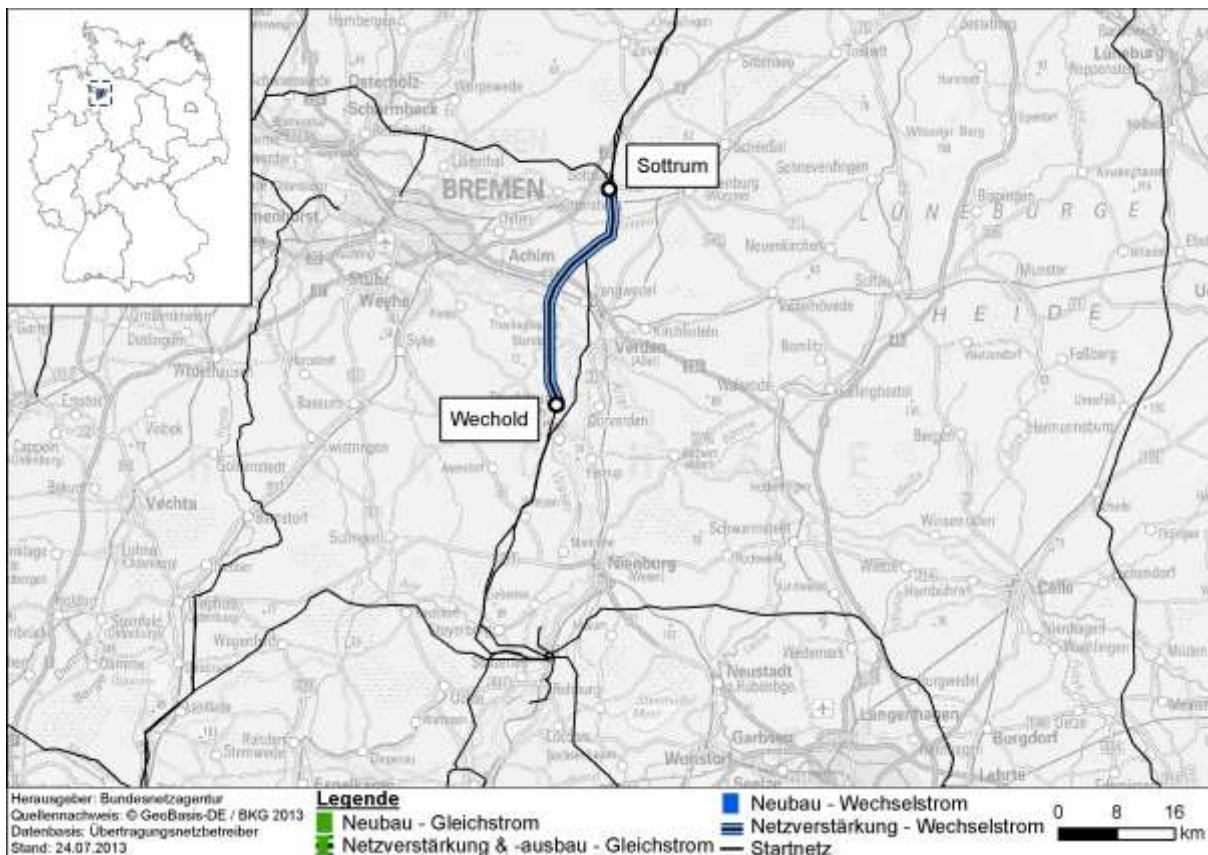
Die Maßnahme M71 weist eine hohe Auslastung über 8760 Stunden auf. Die Maßnahme stellt die (n-1)-Sicherheit wirksam her. Die Maßnahme M71 wird deshalb bestätigt.

Maßnahme 72: Sottrum – Wechold

Die Maßnahme 72 (Sottrum – Wechold) wird bestätigt.

Beschreibung:

Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Ersatz der vorhandenen 220-kV-Leitung zwischen Sottrum und Wechold durch eine neue 380-kV-Leitung vorgesehen (Netzverstärkung). Zum Anschluss der Leitung muss die bestehende 380-kV-Schaltanlage Sottrum erweitert (Netzverstärkung) bzw. die bestehende 220-kV-Schaltanlage Wechold komplett neu in 380 kV errichtet werden (Netzausbau).



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2017

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Überprüfung der Wirksamkeit wurde anhand des von den ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfalls der Stunde 2279 durchgeführt. Es handelt sich hierbei um eine Schwachwindsituation in der geringe Einspeisungen von knapp über 20% der installierten Leistung aus Offshore-Windparks vor der niedersächsischen Küste zu verzeichnen sind. Aufgrund der niedrigen Windgeschwindigkeiten werden keine kühlenden Effekte durch Konvektion für Leiterseile berücksichtigt. Bei Ausfall eines der bestehenden 380 kV-Systeme zwischen Dollern und Ovenstedt wird die Leitung zwischen Dollern und Landesbergen mit 113% belastet. Mit M72 beträgt die Auslastung

in dieser Ausfallsituation 101%. Die Maßnahme ist für sich genommen nicht wirksam, sondern entfaltet ihre Wirkung erst im Zusammenspiel mit Maßnahme M73. Mit dieser zusammen sinkt die Auslastung der Leitung Dollern-Landesbergen in vorgenannter Ausfallsituation auf 77,1%.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 42 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M72 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnung über 8760 Stunden. In 5% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 38,6%. Die mittlere Auslastung beträgt 8%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und ist somit erforderlich.

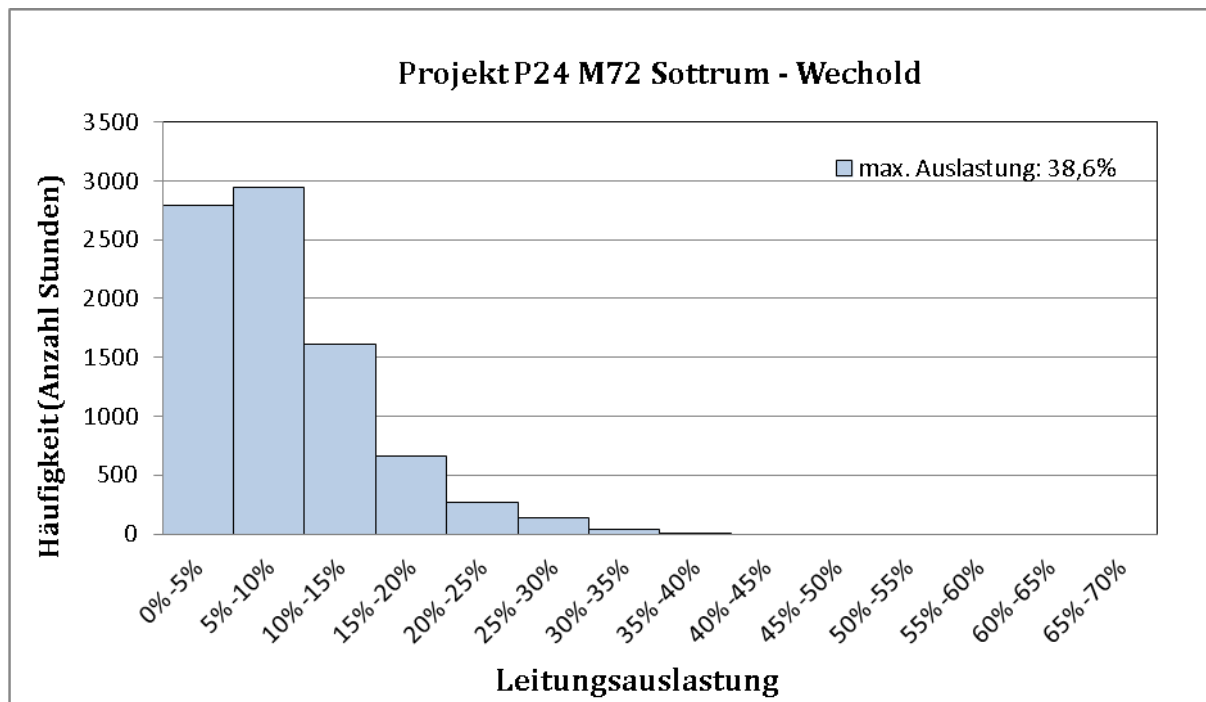


Abbildung 42: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M72 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 43 ist der Einfluss der Maßnahme M72 auf das umgebende Netz dargestellt. Durch die Maßnahme ergeben sich in einigen NNF geänderte Leistungsflüsse in der Region, was in der Abbildung deutlich durch die geänderten Belastungen von Leitungen zu erkennen ist.

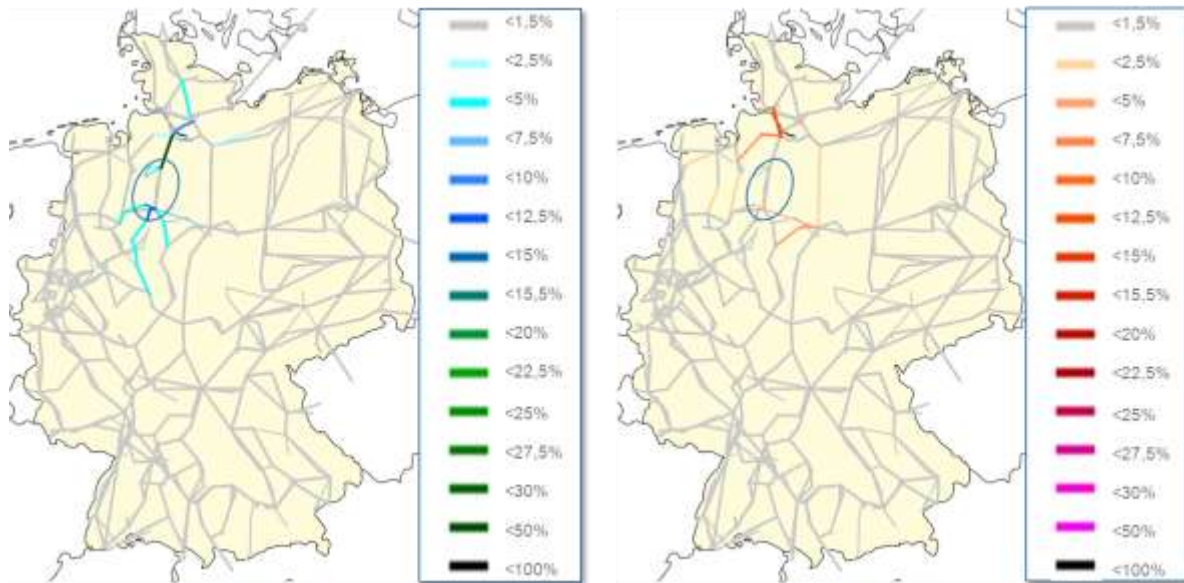


Abbildung 43: Einfluss der Maßnahme M72 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.

3. Konsultation

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

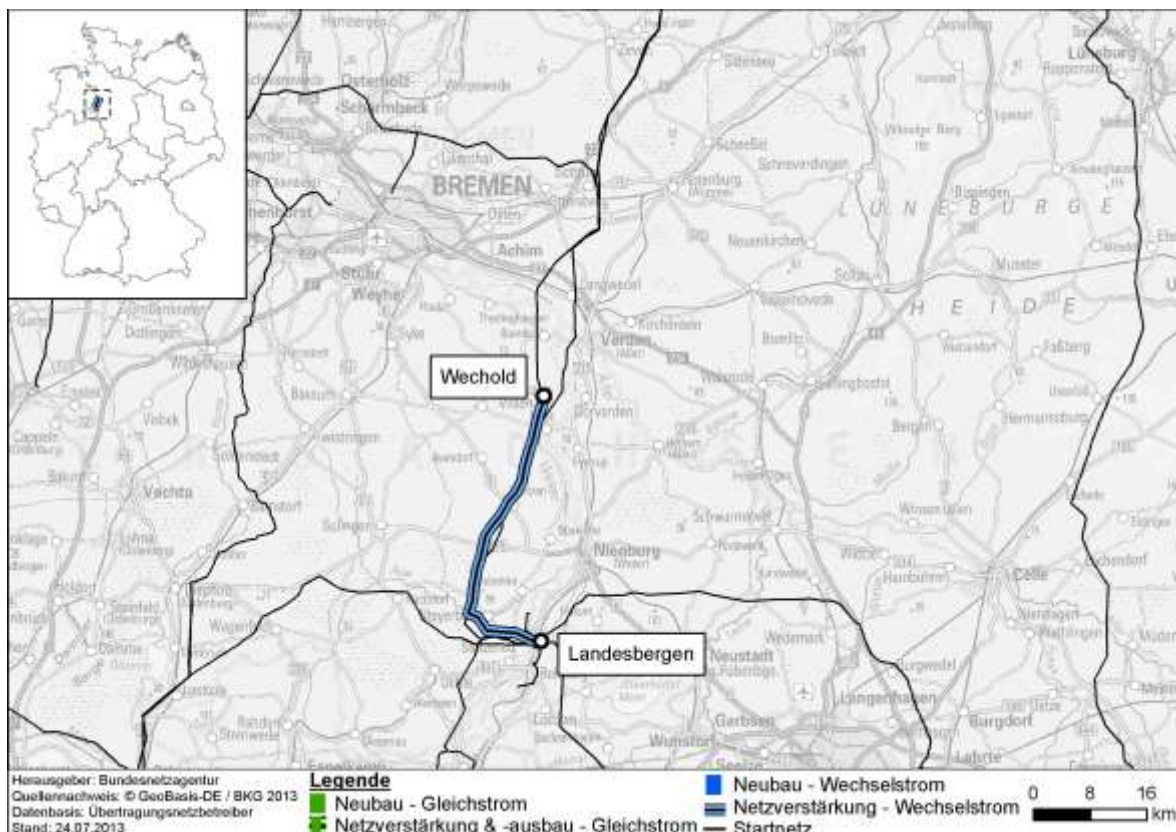
Die Maßnahme M72 weist eine hohe Auslastung über 8760 Stunden auf. Die Maßnahme stellt die (n-1)-Sicherheit wirksam her. Die Maßnahme M72 wird deshalb bestätigt.

Maßnahme 73: Wechold – Landesbergen

Die Maßnahme 73 (Wechold – Landesbergen) wird bestätigt.

Beschreibung:

Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Ersatz der vorhandenen 220-kV-Leitung zwischen Wechold und Landesbergen durch eine neue 380-kV-Leitung vorgesehen (Netzverstärkung). Zum Anschluss der Leitung ist die bestehende 220-kV-Schaltanlage Wechold komplett neu mit einer Nennspannung von 380 kV zu errichten (Netzausbau) und die bestehende 380-kV-Schaltanlage Landesbergen zu verstärken (Netzverstärkung).



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2017

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Überprüfung der Wirksamkeit wurde anhand des von den ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfalls der Stunde 2279 durchgeführt. Es handelt sich hierbei um eine Schwachwindsituation in der geringe Einspeisungen von knapp über 20% der installierten Leistung aus Offshore-Windparks vor der niedersächsischen Küste zu verzeichnen sind. Aufgrund der niedrigen Windgeschwindigkeiten werden keine kühlenden Effekte durch Konvektion für Leiterseile berücksichtigt. Bei Ausfall eines der bestehenden 380 kV-Systeme zwischen Dollern und Ovenstedt wird die Leitung zwischen Dollern und Landesbergen mit 113 % belastet. Mit M73 beträgt die Auslastung in dieser Ausfallsituation 101 %. Die Maßnahme ist für sich genommen nicht wirksam, sondern

entfaltet ihre Wirkung erst im Zusammenspiel mit Maßnahme M72. Mit dieser zusammen sinkt die Auslastung der Leitung Dollern-Landesbergen in vorgenannter Ausfallsituation auf 77,1%.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 44 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M73 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnung über 8760 Stunden. In 8,4% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 43,5%. Die mittlere Auslastung beträgt 9,5%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und ist somit erforderlich.

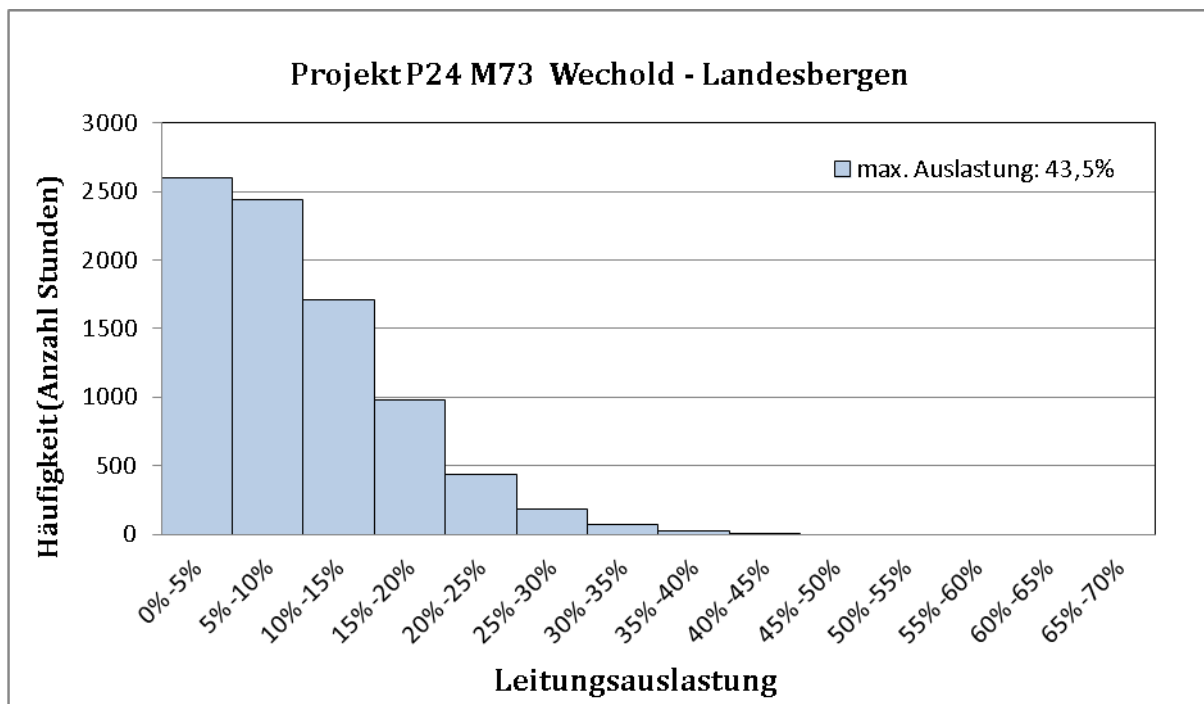


Abbildung 44: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M73 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 45 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahme M73 auf das Netz dargestellt. Leitungen, die parallel zu der Maßnahme verlaufen sind deutlich entlastet. Leitungen die Leistung zur Maßnahme zu- oder abführen werden stärker belastet.

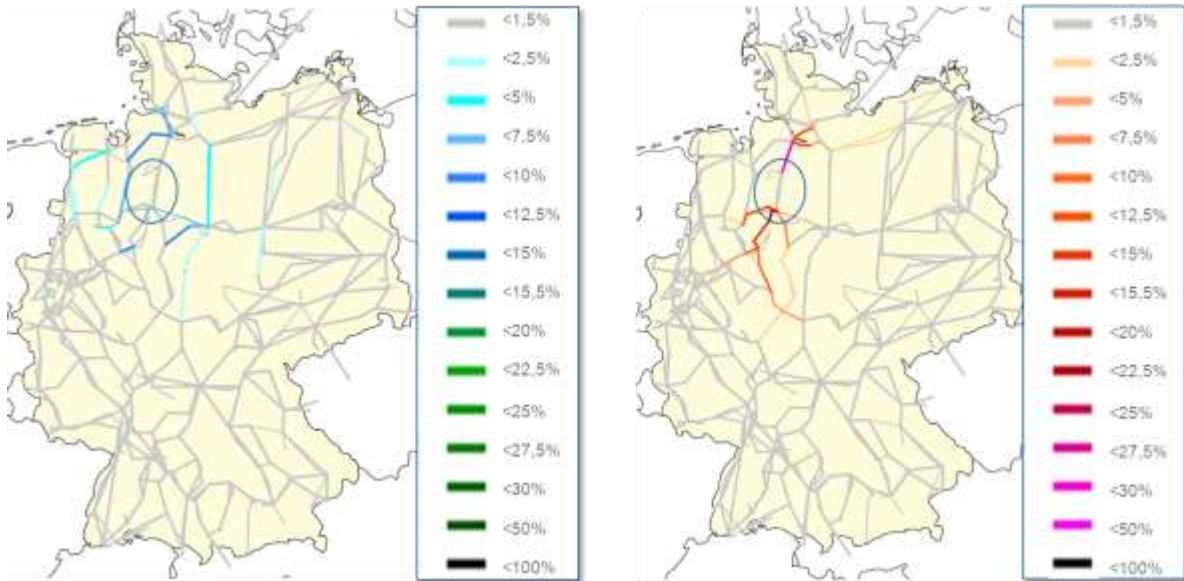


Abbildung 45: Einfluss der Maßnahme M73 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.

3. Konsultation

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

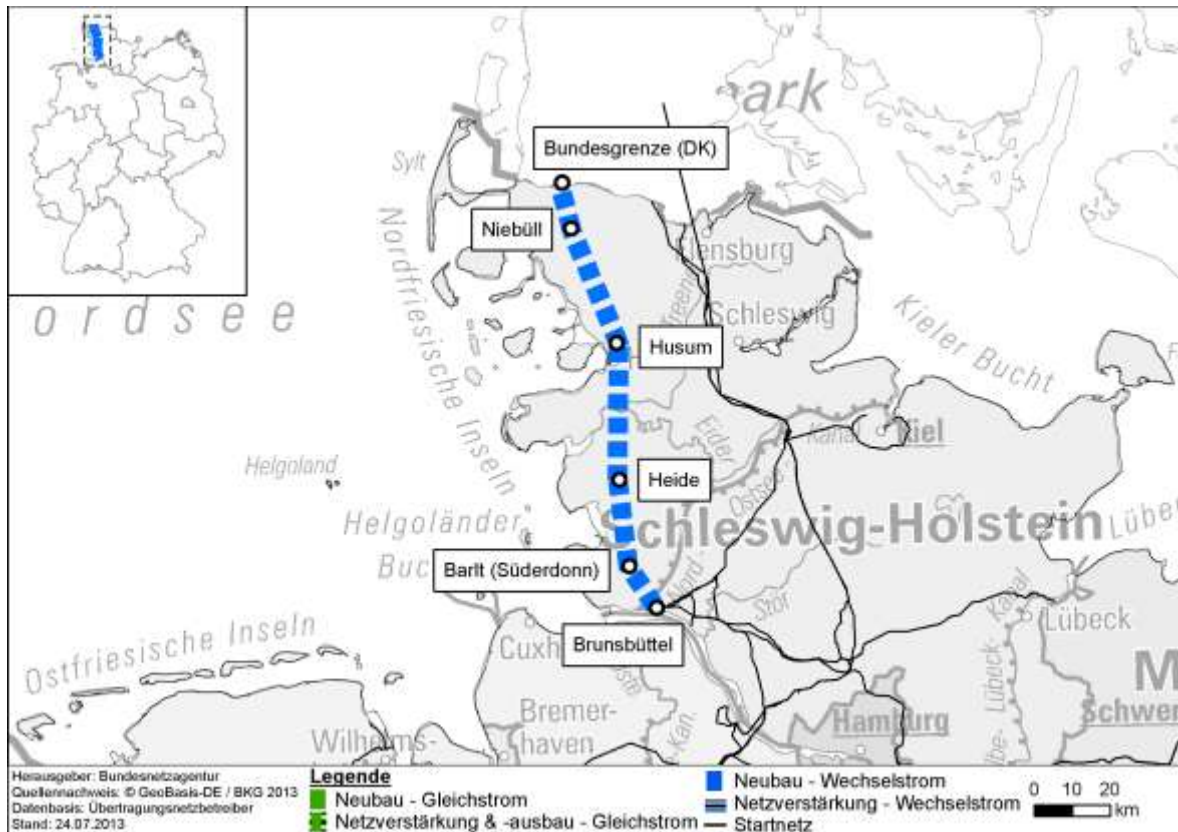
4. Befund

Die Maßnahme M73 weist eine hohe Auslastung über 8760 Stunden auf. Die Maßnahme stellt die (n-1)-Sicherheit wirksam her. Die Maßnahme M73 wird deshalb bestätigt.

Projekt 25: Brunsbüttel – dänische Grenze

Beschreibung:

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein und von Schleswig-Holstein nach Süden.

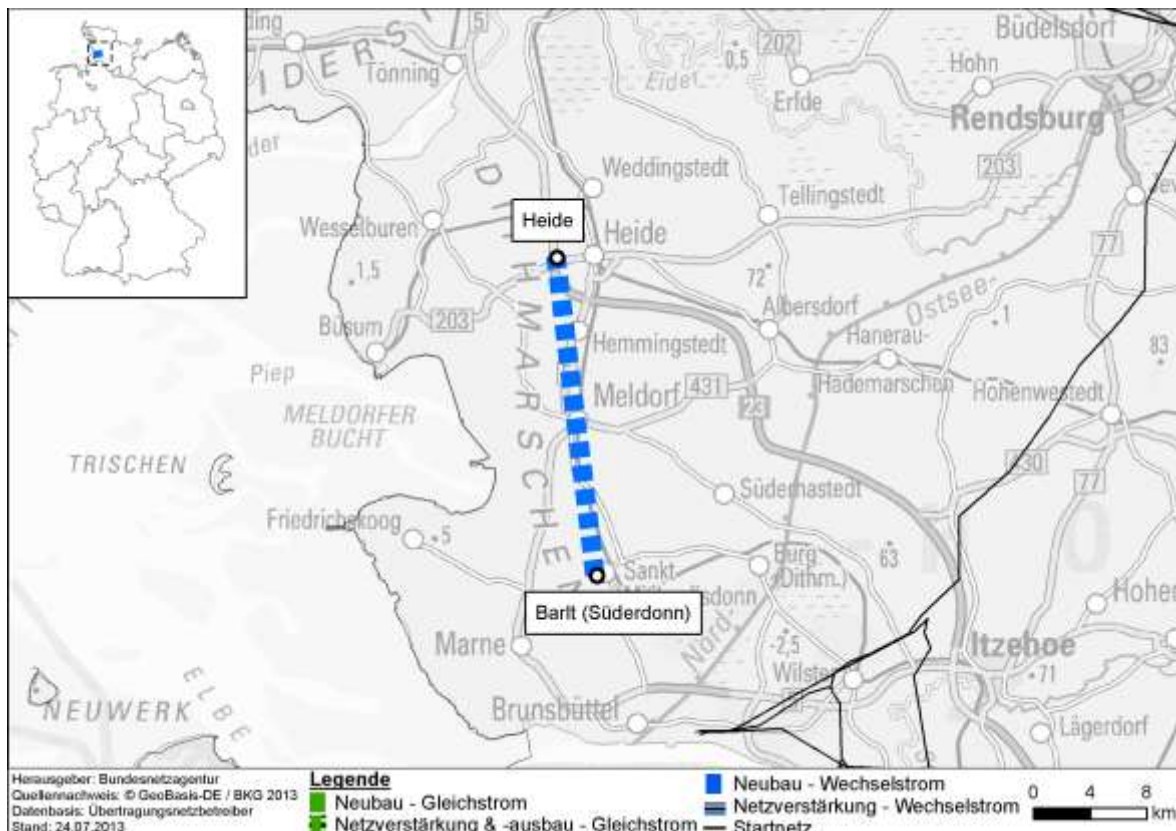


Maßnahme 42: Barlt – Heide

Die Maßnahme 42 (Barlt – Heide) wird bestätigt.

Beschreibung:

Im Rahmen der Maßnahme ist die Errichtung einer neuen 380-kV-Leitung (Netzausbau) zwischen Heide und Barlt erforderlich. Zum Anschluss der Leitung und der notwendigen Transformatoren müssen die 380-kV-Schaltanlagen Heide und Barlt neu errichtet werden (Netzausbau).



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2016

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die (n-1) Untersuchungen finden auf Basis des durch die ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfalls (NNF) der Stunde 3204 statt, dem das vollständige Zielnetz zugrunde liegt. In den entsprechenden Untersuchungen wird das Netz lediglich um die betrachtete Maßnahme sowie um die ausfallende Leitung reduziert; etwaige Nichtverfügbarkeiten werden nicht beachtet. Die Einstellungen der regelbaren Transformatoren (Längs-/ Quer-/ Schrägeregler) sowie der HGÜs werden abweichend vom Netznutzungsfall der ÜNB durch die Netzsimulationswerkzeuge des IFHT bestimmt. Dabei ist zu beachten, dass diese Einstellungen einen optimierten Netzzustand repräsentieren, der zeitdiskret ermittelt wird.

Bereits im (n-0)-Fall ist der 380-kV-Stromkreis von Kreis Segeberg nach Hamburg/Nord zu 85%

ausgelastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme sinkt diese Auslastung auf 69%. Die Maßnahme selber ist in (n-0)-Zustand dieses Netznutzungsfalls zu 37% ausgelastet.

Ausfall des 380-kV-Stromkreises von Kreis Segeberg nach Kummerfeld

Bei Ausfall des 380-kV-Stromkreises von Kreis Segeberg nach Kummerfeld ist der 380-kV-Stromkreis Kreis Segeberg – Hamburg/Nord zu 112% belastet, sodass keine (n-1)-Sicherheit gegeben ist. Es können darüber hinaus keine Eingriffe in Form von z.B. Querreglern- oder HGÜ-Einstellungen identifiziert werden, die diese Überlastung aufheben würden.

Durch die Maßnahme sinkt die Belastung des Stromkreises Kreis Segeberg – Hamburg/Nord im (n-1)-Fall auf 95%, sodass (n-1)-Sicherheit gegeben ist.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 46 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M42 im Rahmen der durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden in der Simulationsumgebung des IFHT (Regionalisierung, Marktsimulation und Netzsimulation). Die Hauptflussrichtung besteht von Heide nach Barlt in Richtung Süden. Die mittlere Auslastung beträgt 7%, wobei die Leitung bei 2% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet wird. Die maximale Auslastung beträgt 33%.

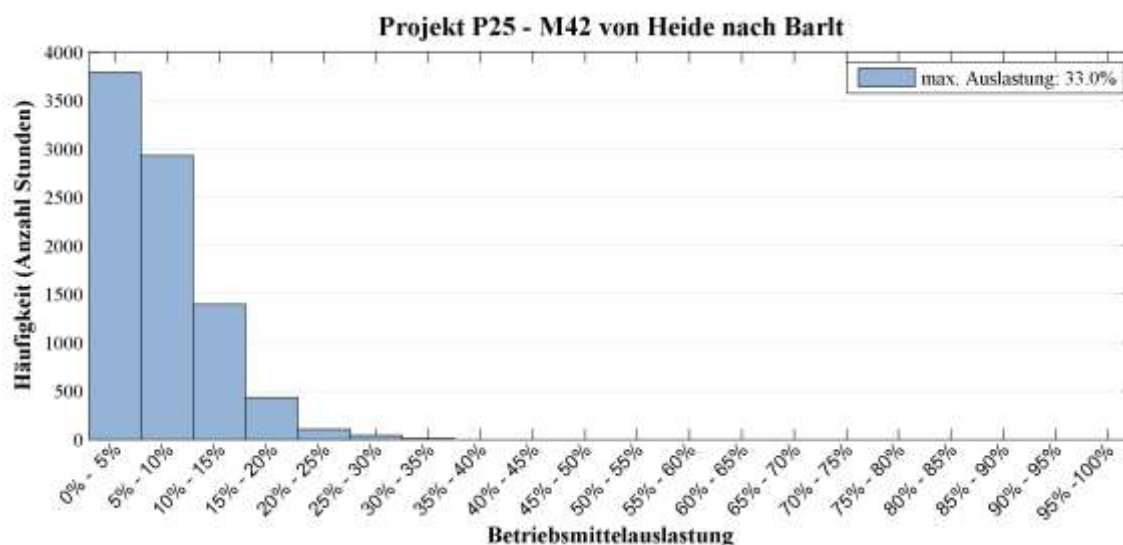


Abbildung 46: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M42 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 47 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahmen des Projekts P25 auf das Netz dargestellt. Der Netzausbau entlastet deutlich Leitungen, die parallel zu den Maßnahmen verlaufen oder an diese angrenzen und belastet geringfügig Leitungen, die Leistung zu den Maßnahmen zu- oder abzuführen.

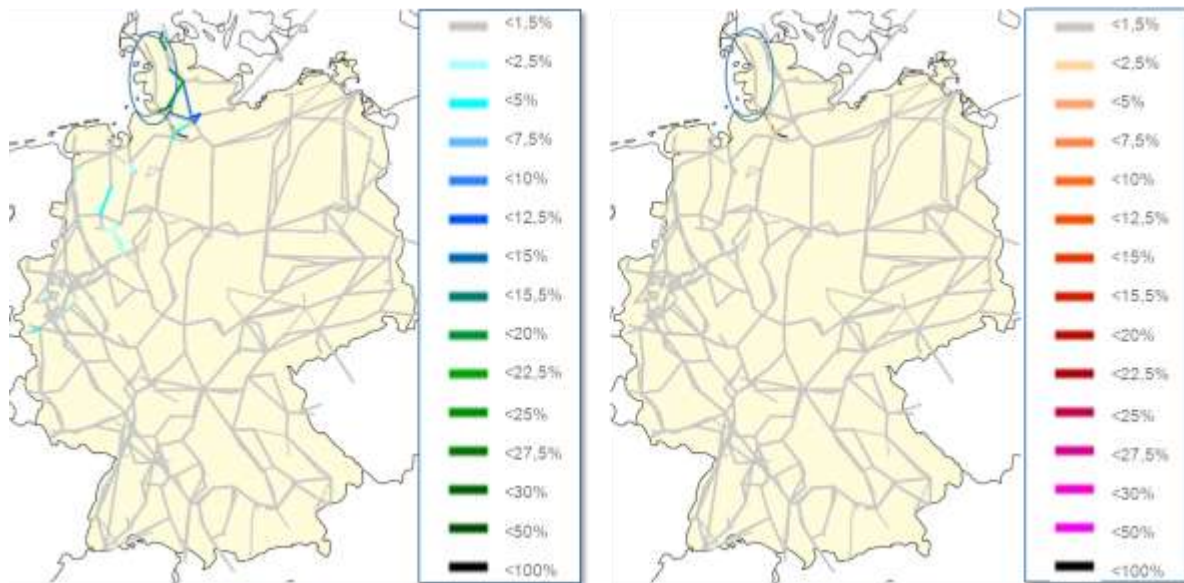


Abbildung 47: Einfluss der Maßnahmen des Projekts P25 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.

3. Konsultation

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

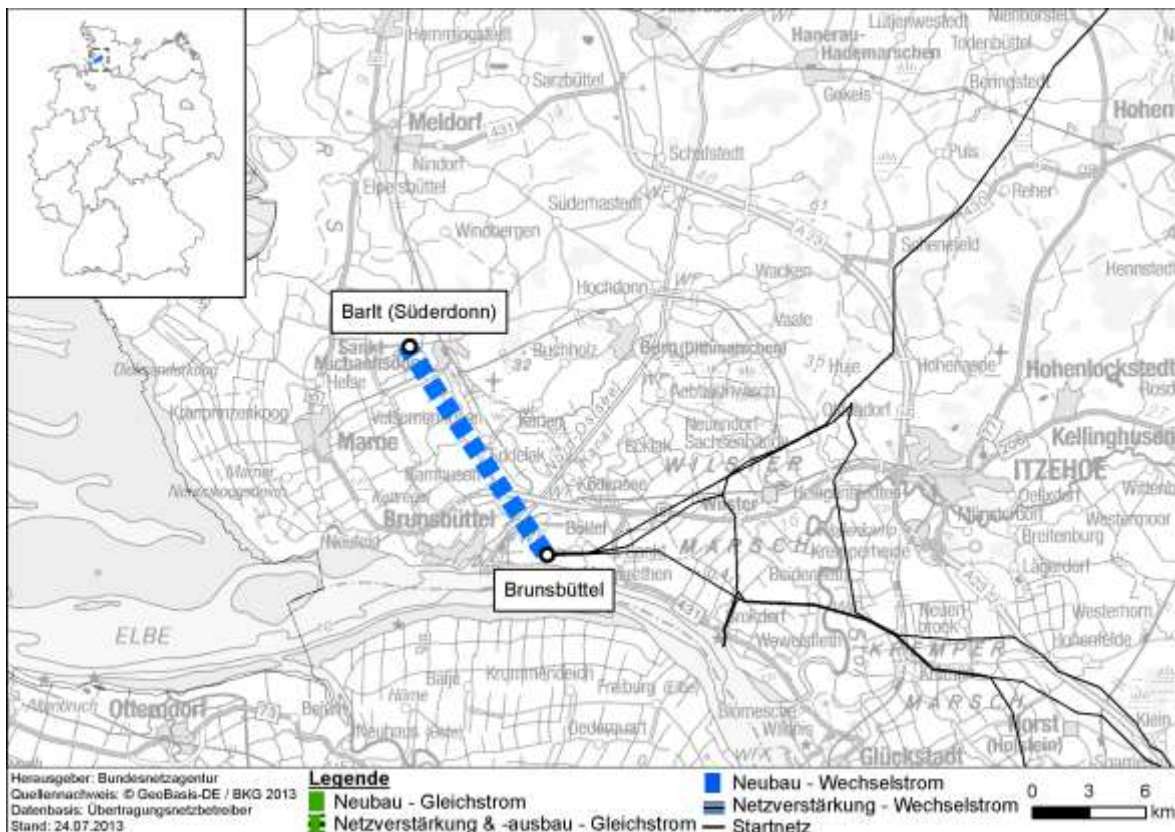
Die Maßnahme M42 des Projekts 25 weist Auslastungen über 20% auf und löst wirksam den untersuchten (n-1)-Fall auf. Die Maßnahme M42 wird deshalb bestätigt.

Maßnahme 42a: Brunsbüttel – Barlt

Die Maßnahme 42a (Brunsbüttel – Barlt) wird bestätigt.

Beschreibung:

Im Rahmen der Maßnahme ist die Errichtung einer neuen 380-kV-Leitung zwischen Brunsbüttel und Barlt erforderlich (Netzausbau). Zum Anschluss der Leitung und der notwendigen Transformatoren muss die 380-kV-Schaltanlage Brunsbüttel verstärkt (Netzverstärkung) und eine 380-kV-Schaltanlage in Barlt neu errichtet werden (Netzausbau).



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2015

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die (n-1) Untersuchungen finden auf Basis des durch die ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfalls (NNF) der Stunde 3204 statt, dem das vollständige Zielnetz zugrunde liegt. In den entsprechenden Untersuchungen wird das Netz lediglich um die betrachtete Maßnahme sowie um die ausfallende Leitung reduziert; etwaige Nichtverfügbarkeiten werden nicht beachtet. Die Einstellungen der regelbaren Transformatoren (Längs-/ Quer-/ Schrägeregler) sowie der HGÜs werden abweichend vom Netznutzungsfall der ÜNB durch die Netzsimulationswerkzeuge des IFHT bestimmt. Dabei ist zu beachten, dass diese Einstellungen einen optimierten Netzzustand reprä-

sentieren, der zeitdiskret ermittelt wird.

Im (n-0)-Fall ist der 380-kV-Stromkreis von Kreis Segeberg nach Hamburg/Nord zu 91% ausgelastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme sinkt diese Auslastung auf 69%. Die Maßnahme selber ist im (n-0)-Zustand dieses Netznutzungsfalls zu 48% ausgelastet und wird somit stärker belastet als bei den Betrachtungen über 8760 Stunden in der Simulationsumgebung des IFHT.

Ausfall des 380-kV-Stromkreises von Kreis Segeberg nach Kummerfeld

Bei Ausfall des 380-kV-Stromkreises von Kreis Segeberg nach Kummerfeld ist der 380-kV-Stromkreis Kreis Segeberg – Hamburg/Nord zu 119% belastet, sodass keine (n-1)-Sicherheit gegeben ist. Es können darüber hinaus keine naheliegenden Eingriffe in Form von z.B. Querregler- oder HGÜ-Einstellungen identifiziert werden, die diese Überlastung aufheben würden.

Durch die Maßnahme sinkt die Belastung des Stromkreises Kreis Segeberg – Hamburg/Nord im (n-1)-Fall auf 95%, sodass (n-1)-Sicherheit gegeben ist.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 48 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M42a im Rahmen der durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden in der Simulationsumgebung des IFHT (Regionalisierung, Marktsimulation und Netzsimulation). Die Hauptflussrichtung besteht von Barlt nach Brunsbüttel in Richtung Süden. Die mittlere Auslastung beträgt 9%, wobei die Leitung bei 5% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet wird. Die maximale Auslastung beträgt knapp 42%.



Abbildung 48: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M42a über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 49 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahmen des Projekts P25 auf das Netz dargestellt. Der Netzausbau entlastet deutlich Leitungen, die parallel zu den Maßnahmen verlaufen oder an diese angrenzen und belastet geringfügig Leitungen die Leistung zu den Maßnahmen zu- oder abführen.

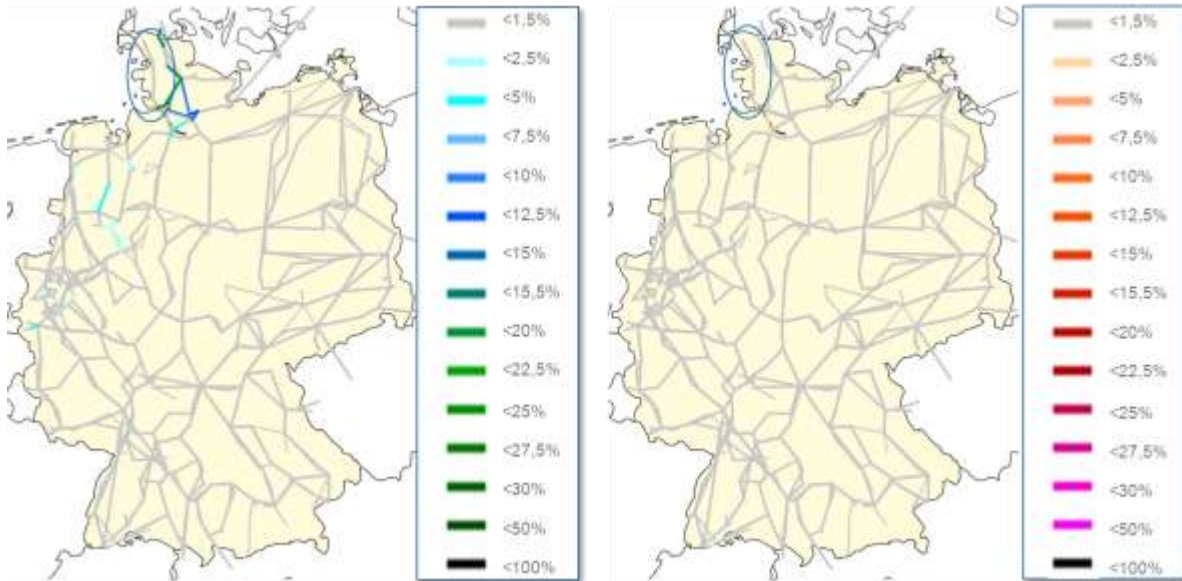


Abbildung 49: Einfluss der Maßnahmen des Projekts P25 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.

3. Konsultation

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

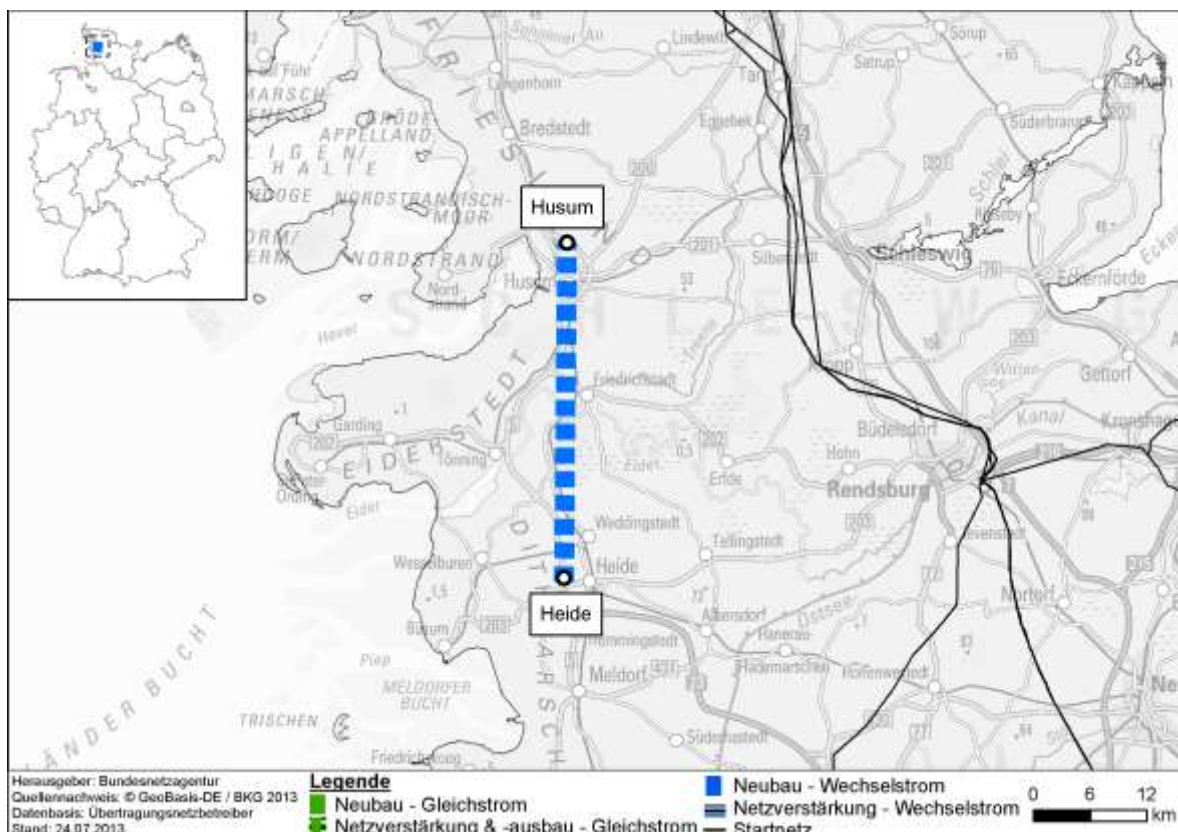
Die Maßnahme M42 des Projekts 25 weist vereinzelt Auslastungen über 20% auf und löst wirksam den untersuchten (n-1)-Fall auf. Die Maßnahme M42a wird deshalb bestätigt.

Maßnahme 43: Heide – Husum

Die Maßnahme 43 (Heide – Husum) wird bestätigt.

Beschreibung:

Von Heide nach Husum ist der Neubau einer 380-kV-Leitung vorgesehen (Netzausbau). Im Rahmen dieser Maßnahme ist in Heide und Husum der Bau neuer 380-kV-Schaltanlagen (Netzausbau) und zum Abtransport der EEG-Einspeiseleistung die Inbetriebnahme neuer Transformatoren notwendig (Netzausbau).



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die (n-1) Untersuchungen finden auf Basis des durch die ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfalls (NNF) der Stunde 3204 statt, dem das vollständige Zielnetz zugrunde liegt. In den entsprechenden Untersuchungen wird das Netz lediglich um die betrachtete Maßnahme sowie um die ausfallende Leitung reduziert; etwaige Nichtverfügbarkeiten werden nicht beachtet. Die Einstellungen der regelbaren Transformatoren (Längs-/ Quer-/ Schrägeregler) sowie der HGÜs werden abweichend vom Netznutzungsfall der ÜNB durch die Netzsimulationswerkzeuge des IFHT bestimmt. Dabei ist zu beachten, dass diese Einstellungen einen optimierten Netzzustand repräsentieren, der zeitdiskret ermittelt wird.

Bereits im (n-0)-Fall ist der 380-kV-Stromkreis von Kreis Segeberg nach Hamburg/Nord zu 82% ausgelastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme sinkt diese Auslastung auf 69%. Die Maßnahme

selber ist in (n-0)-Zustand dieses Netznutzungsfalls zu 27% ausgelastet.

Ausfall des 380-kV-Stromkreises von Kreis Segeberg nach Kummerfeld

Bei Ausfall des 380-kV-Stromkreises von Kreis Segeberg nach Kummerfeld ist der 380-kV-Stromkreis Kreis Segeberg – Hamburg/Nord zu 108% belastet, sodass keine (n-1)-Sicherheit gegeben ist. Es können darüber hinaus keine naheliegenden Eingriffe in Form von z.B. Querreglern- oder HGÜ Einstellungen identifiziert werden, die diese Überlastung aufheben würden.

Durch die Maßnahme sinkt die Belastung des Stromkreises Kreis Segeberg – Hamburg/Nord im (n-1)-Fall auf 95%, sodass (n-1)-Sicherheit gegeben ist.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 50 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M43 im Rahmen der durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden in der Simulationsumgebung des IFHT (Regionalisierung, Marktsimulation und Netzsimulation). Die Hauptflussrichtung besteht von Husum nach Heide in Richtung Süden. Die mittlere Auslastung beträgt 6%, wobei die Leitung bei 0,5% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet wird. Die maximale Auslastung beträgt 24,2%.

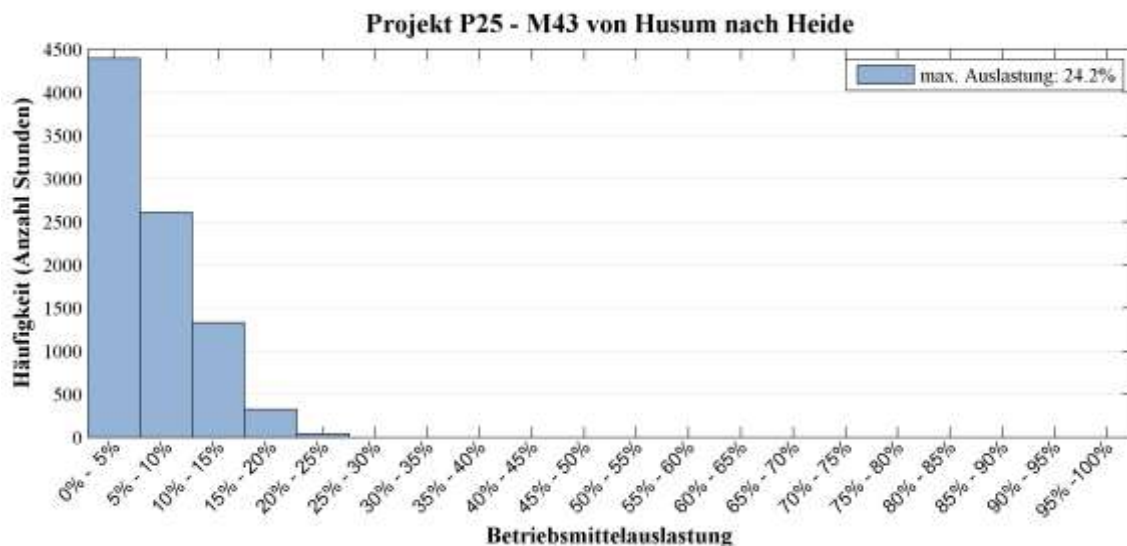


Abbildung 50: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M43 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 51 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahmen des Projekts P25 auf das Netz dargestellt. Der Netzausbau entlastet deutlich Leitungen, die parallel zu den Maßnahmen verlaufen oder an diese angrenzen und belastet geringfügig Leitungen die Leistung zu den Maßnahmen zu- oder abführen.

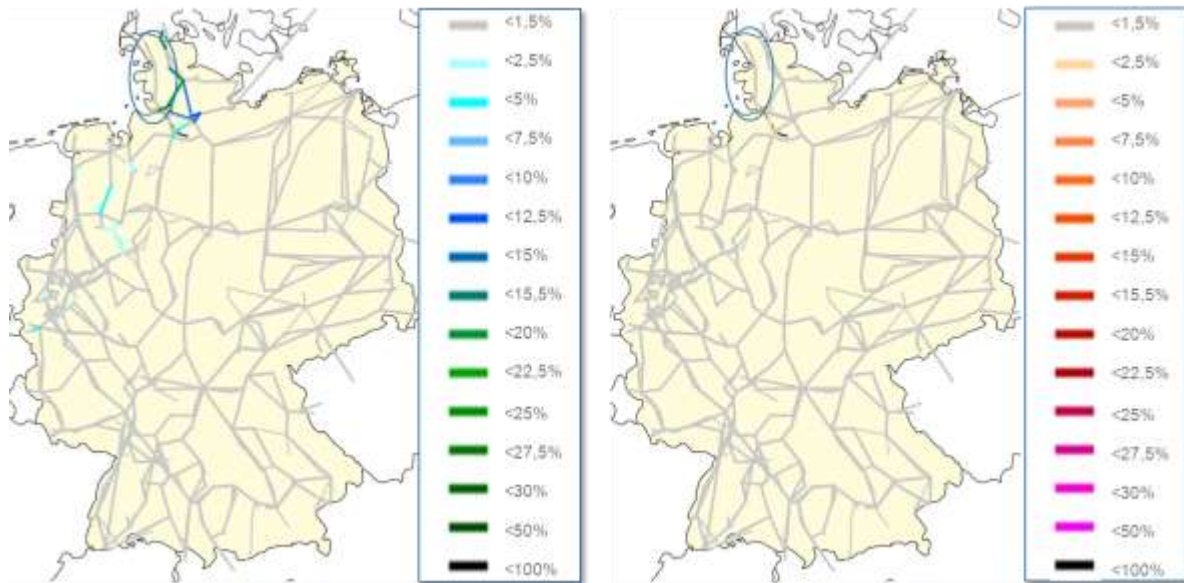


Abbildung 51: Einfluss der Maßnahmen des Projekts P25 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.

3. Konsultation

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

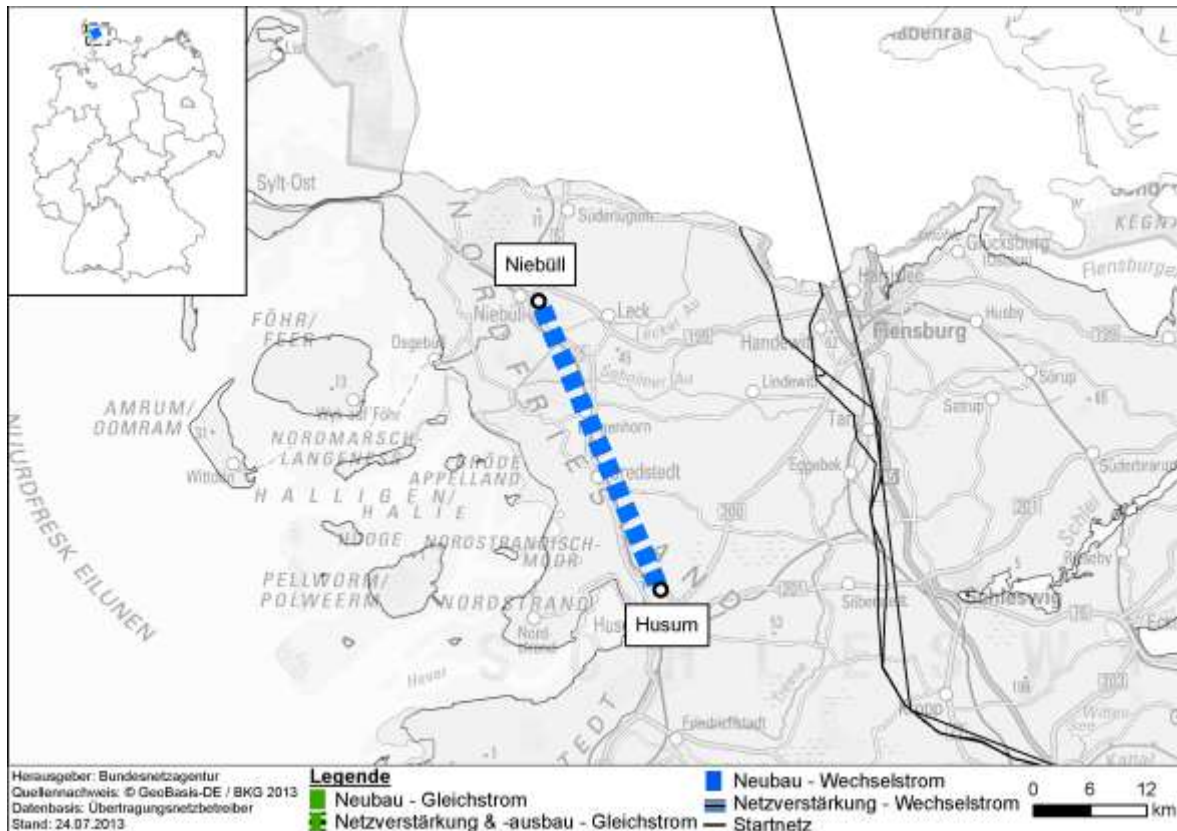
Die Maßnahme M43 des Projekts 25 weist Auslastungen über 20% auf und löst wirksam den untersuchten (n-1)-Fall auf. Die Maßnahme M43 wird deshalb bestätigt.

Maßnahme 44: Husum – Niebüll

Die Maßnahme 44 (Husum – Niebüll) wird bestätigt.

Beschreibung:

Im Rahmen der Maßnahme ist eine neue 380-kV-Leitung zwischen Husum und Niebüll erforderlich (Netzausbau). Zum Anschluss der Leitung und der notwendigen Transformatoren müssen die 380-kV-Schaltanlagen Husum und Niebüll neu errichtet werden (Netzausbau).



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2019

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die (n-1) Untersuchungen finden auf Basis des durch die ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfalls (NNF) der Stunde 3204 statt. In den entsprechenden Untersuchungen wird das Netz lediglich um die betrachtete Maßnahme sowie um die ausfallende Leitung reduziert; etwaige Nichtverfügbarkeiten werden nicht beachtet. Ergänzend zu Berechnungen in Integral werden die Einstellungen der regelbaren Transformatoren (Längs-/ Quer-/ Schrägeregler) sowie der HGÜs abweichend vom Netznutzungsfall der ÜNB durch die Netzsimulationswerkzeuge des IFHT bestimmt. Dabei ist zu beachten, dass diese Einstellungen einen optimierten Netzzustand repräsentieren, der zeitdiskret ermittelt wird.

Bereits im (n-0)-Fall ist der 380-kV-Stromkreis von Kreis Segeberg nach Hamburg/Nord zu 108% ausgelastet, sodass keine (n-1)-Sicherheit gegeben ist. Es können darüber hinaus keine nahelie-

genden Eingriffe in Form von z.B. Querreglern- oder HGÜ-Einstellungen identifiziert werden, die diese Überlastung aufheben würden. Durch Hinzunahme der Maßnahme sinkt diese Auslastung auf 97%. Die Maßnahme Durch die Maßnahme sinkt die Belastung des Stromkreises Kreis Segeberg – Haist also wirksam.

Die Maßnahme ist im TYNDP 2012 im Projekt 43/A90 aufgeführt und dient nicht nur dem Abtransport überschüssiger Windenergie in den Süden Deutschlands, sondern erweitert den Nutzen um die Komponente des Transports in Richtung Dänemark.

Ausfall der HGÜ-Verbindung von Kreis Segeberg nach Goldshöfe

Bei Ausfall der HGÜ-Verbindung von Kreis Segeberg nach Goldshöfe ist der 380-kV-Stromkreis Kreis Segeberg – Hamburg/Nord zu 108% belastet, sodass keine (n-1)-Sicherheit gegeben ist. Es können darüber hinaus keine naheliegenden Eingriffe in Form von z.B. Querreglern- oder HGÜ-Einstellungen identifiziert werden, die diese Überlastung aufheben würden.

Durch die Maßnahme sinkt die Belastung des Stromkreises Kreis Segeberg – Hamburg/Nord im (n-1)-Fall auf 97%, sodass (n-1)-Sicherheit gegeben ist.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 52 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M44 im Rahmen der durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden in der Simulationsumgebung des IFHT (Regionalisierung, Marktsimulation und Netzsimulation). Die Hauptflussrichtung besteht von Husum nach Niebüll in Richtung der dänischen Grenze. Die mittlere Auslastung beträgt 6%, wobei die Leitung bei 1% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet wird. Die maximale Auslastung beträgt 26,3%.

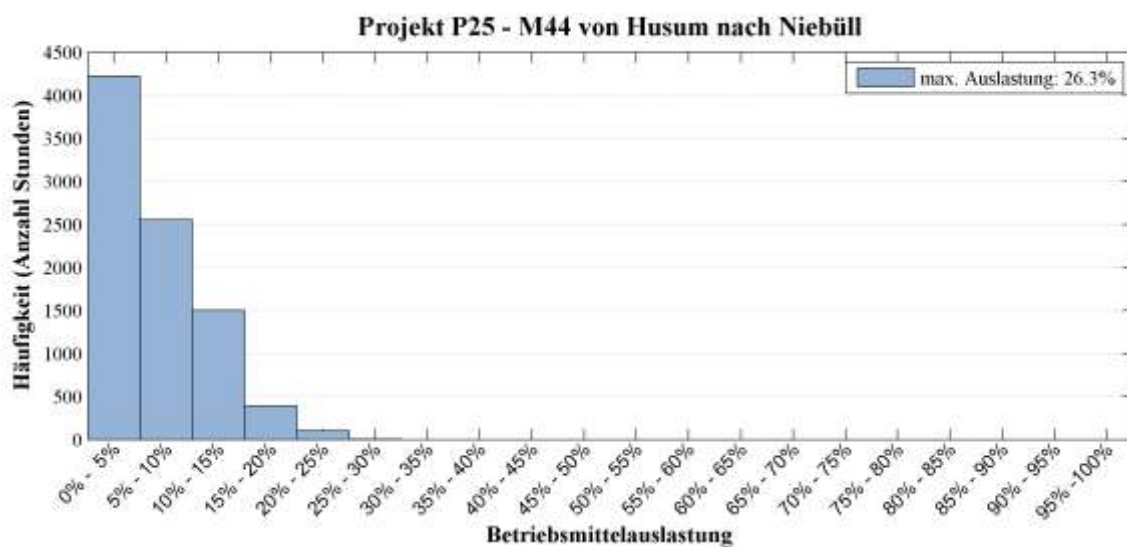


Abbildung 52: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M44 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 53 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahmen des Projekts P25 auf das Netz dargestellt. Der Netzausbau entlastet deutlich Leitungen, die parallel zu den Maßnahmen verlaufen oder an diese angrenzen und belastet geringfügig Leitungen, die Leistung zu den Maßnahmen zu- oder abführen.

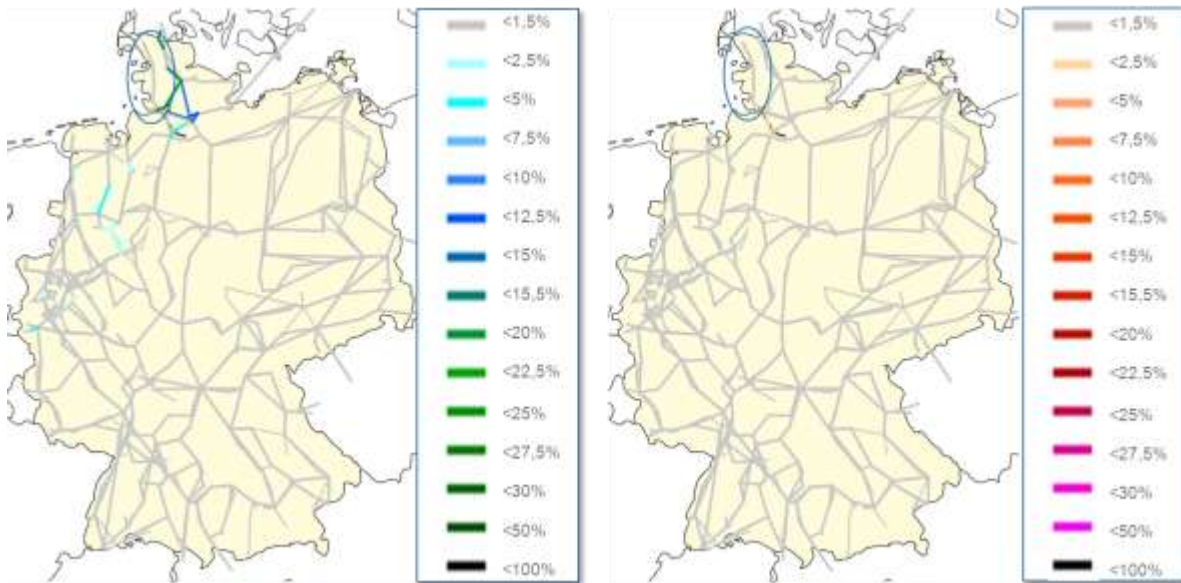


Abbildung 53: Einfluss der Maßnahmen des Projekts P25 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.

3. Konsultation

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

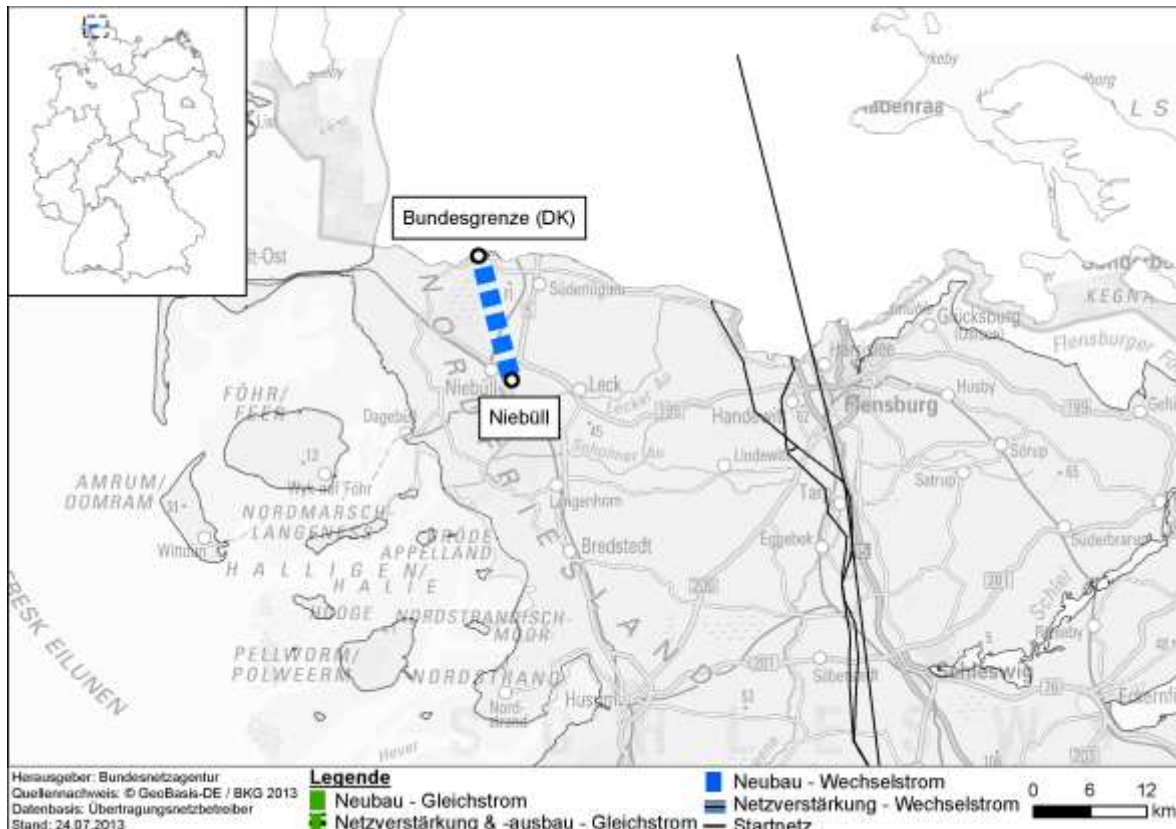
Die Maßnahme M44 des Projekts 25 weist vereinzelt Auslastungen über 20% auf und löst wirksam den untersuchten (n-1)-Fall auf. Die Maßnahme M44 wird deshalb bestätigt.

Maßnahme 45: Niebüll – Grenze DK

Die Maßnahme 45 (Niebüll – Grenze DK) wird bestätigt.

Beschreibung:

Im Rahmen der Maßnahme ist ein Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Niebüll und der dänischen Grenze erforderlich (Netzausbau). Zum Anschluss der Leitung und der notwendigen Transformatoren muss die 380-kV-Schaltanlage Niebüll neu errichtet werden (Netzausbau).



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2021

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Maßnahme 45 des Projekts 25 wird nicht über die Aufhebung von (n-1)-Verletzungen begründet. Die BNetzA sieht die Wirksamkeit dieser Maßnahme gleichwohl als gegeben an. Die Maßnahme ist im TYNDP 2012 im Projekt 43/A90 aufgeführt und dient nicht nur dem Abtransport überschüssiger Windenergie in den Süden Deutschlands, sondern erweitert den Nutzen um die Komponente des Transports in Richtung Dänemark. Die Maßnahme M45 ist ein wesentliches Teilstück des gesamten sog. „Westküstentrassen“-Projekts.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 54 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M45 im Rahmen der durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden in der Simulationsumgebung des IFHT (Regionalisierung, Marktsimulation und Netzsimulation). Die Hauptflussrichtung besteht von Niebüll in Richtung

der dänischen Grenze. Die mittlere Auslastung beträgt 8%, wobei die Leitung bei 5% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet wird. Die maximale Auslastung beträgt 36,5%.

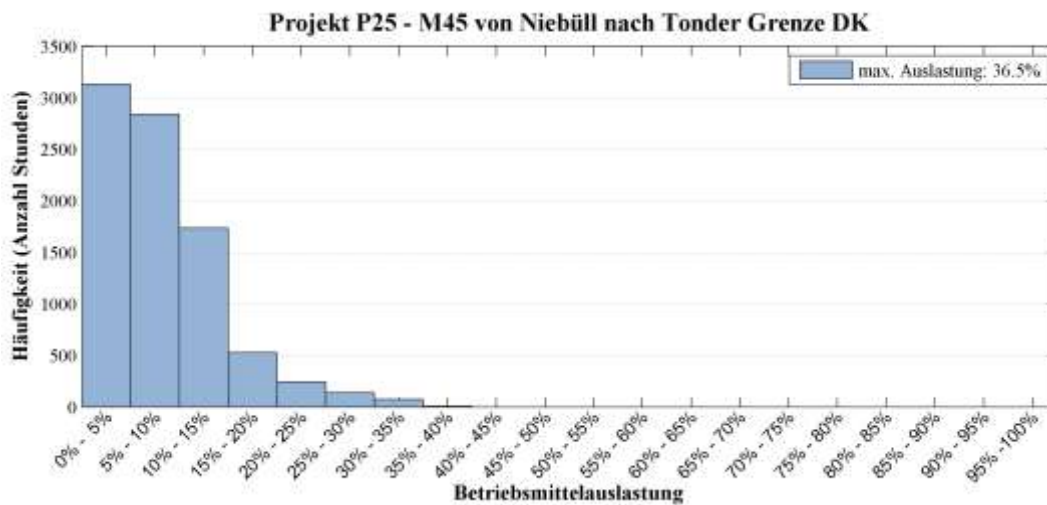


Abbildung 54: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M45 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 55 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahmen des Projekts P25 auf das Netz dargestellt. Der Netzausbau entlastet deutlich Leitungen, die parallel zu den Maßnahmen verlaufen oder an diese angrenzen und belastet geringfügig Leitungen die Leistung zu den Maßnahmen zu- oder abführen.

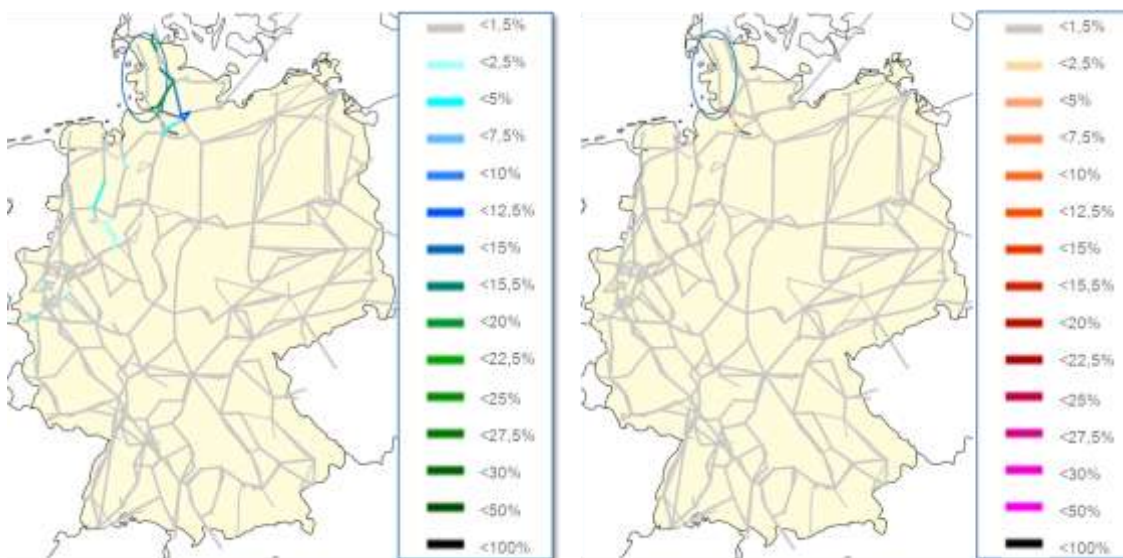


Abbildung 55: Einfluss der Maßnahmen des Projekts P25 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.

3. Konsultation

Einige Konsultationsteilnehmer zweifeln die Notwendigkeit der Maßnahme an, da die Anwendung der Prüfmethode nicht nachvollziehbar, der notwendige Energieaustausch mit Dänemark

angezweifelt bzw. aufgrund bestehender Leitungen als ausreichend angesehen wird. In diesem Kontext wird darauf verwiesen, dass diese Leitung Bestandteil des europäischen TYNDP ist und in diesem Kontext die Prüfung hinsichtlich der Notwendigkeit erfolgte. Seitens der Bundesnetzagentur, die an der Entwicklung des TYNDP beteiligt ist, kann das Prüfungsergebnis nachvollzogen und bestätigt werden.

Die Maßnahme dient allenfalls indirekt der Ergänzung des geplanten Projektes Nord-Link, dessen Zielsetzung der Energieaustausch mit Norwegen ist.

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

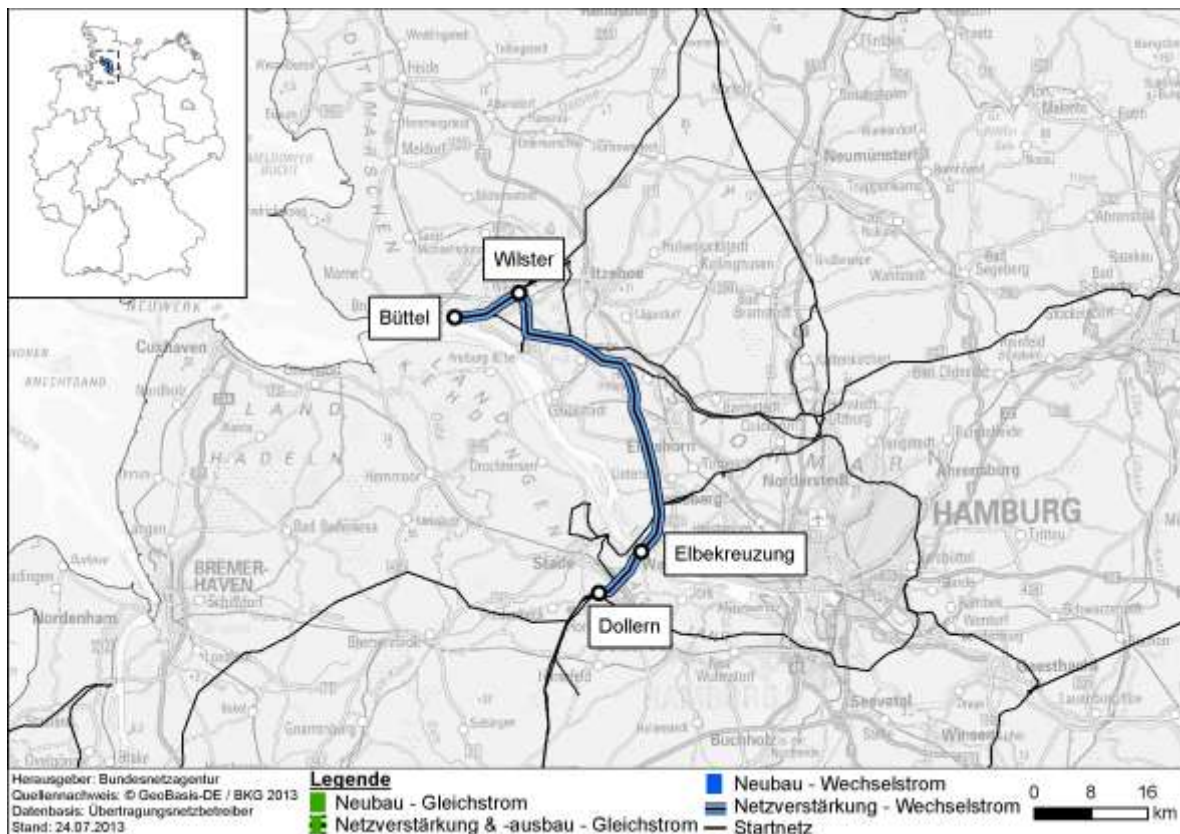
4. Befund

Die Maßnahme M45 des Projekts 25 weist Auslastungen über 20% auf. Die Maßnahme wird darüber hinaus nicht mit (n-1)-Fällen begründet, sondern mit nicht näher spezifizierten Gründen der Systemstabilität. Die Wirksamkeit kann somit anhand von Netzdaten nicht geprüft werden. Die BNetzA hält die Wirksamkeit gleichwohl aus vorgenannten Gründen für gegeben. Die Maßnahme M45 wird deshalb bestätigt.

Projekt 26: Büttel – Dollern

Beschreibung:

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein und von Schleswig-Holstein nach Süden.

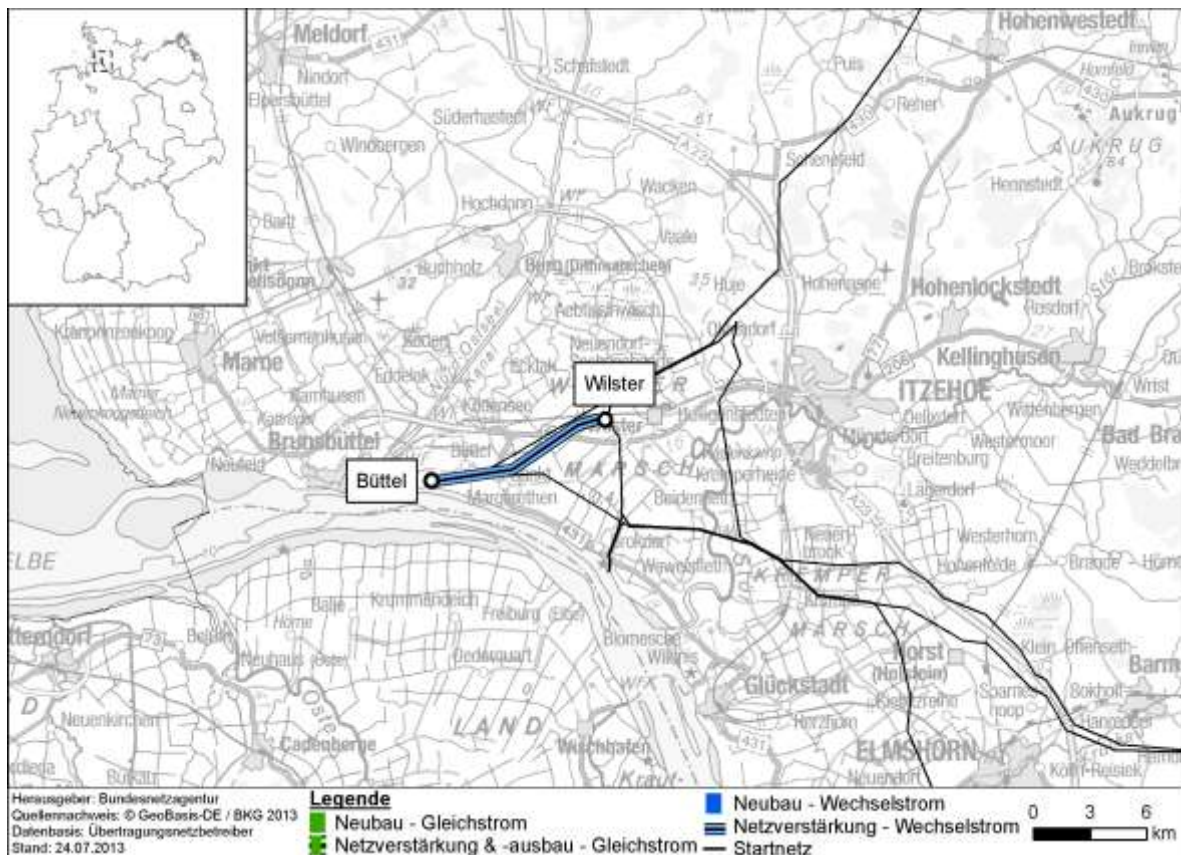


Maßnahme 76: Büttel – Wilster

Die Maßnahme 76 (Büttel – Wilster) wird nicht bestätigt.

Beschreibung:

Von Büttel nach Wilster ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung durch einen Neubau in bestehender Trasse vorgesehen, um die Leitungskapazität der bestehenden Leitung auf 3.600 A zu erhöhen (Netzverstärkung). Hierzu sind die 380-kV-Schaltanlagen Büttel und Wilster zu verstärken (Netzverstärkung).



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: Die Maßnahme 76 wurde im NEP Strom 2013 den „zu beobachtenden“ Netzmaßnahmen zugeordnet. Die ÜNB sind der Aufforderung der BNetzA (S. 389 Entwurf der Bestätigung NEP Strom 2013) nicht nachgekommen ein Inbetriebnahmejahr für die Maßnahmen nachzureichen.

1. Elektrotechnische Prüfung Maßnahme

1.1 Wirksamkeit

Die Prüfung der Maßnahme basiert auf dem Netznutzungsfall der Stunde 7441, der von den ÜNB zur Begründung der Maßnahme bereitgestellt wird.

Im untersuchten NNF speisen die in Büttel angeschlossenen Offshore-Windparks mit rund 96% ihrer Nennleistung ein, gleichzeitig weht der Wind auf dem Festland (noch) schwach, so dass keine kühlenden Effekte durch Konvektion und somit höhere Stromgrenzwerte angesetzt werden

können. Der größte Teil des Lastflusses von Büttel fließt nach Wilster, obwohl sowohl in Wilster als auch in Brunsbüttel HGÜs als Leistungssenke wirken. Obwohl auch in Brunsbüttel die HGÜ (Korridor C, Maßnahme C05) mit voller Leistung als Senke arbeitet, kommt es zu keinen nennenswerten Lastflüssen in Richtung Brunsbüttel. Die in Wilster angeschlossenen HGÜs Nordlink und Wilster-Grafenrheinfeld (Korridor C, Maßnahme C06mod) arbeiten mit voller Nennleistung und ziehen daher einen großen Lastfluss dorthin.

Fällt eine Leitung des parallelen Systems Büttel – Wilster aus, so ist das verbleibende System mit 136,4% überlastet. Mit der Maßnahme M76 konnte die Auslastung des verbleibenden Systems auf 85,9% reduziert werden. Es wurden keine alternativen Topologiezustände gefunden, welche die Netzsituation sinnvoll entlastet hätten. Die Maßnahme M76 behebt die untersuchte (n-1)-Verletzung wirksam.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 56 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M76 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden. In 56% der betrachteten Stunden wird dabei die Leitung über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 53,0%. Die mittlere Auslastung beträgt 20,9%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und ist somit erforderlich.

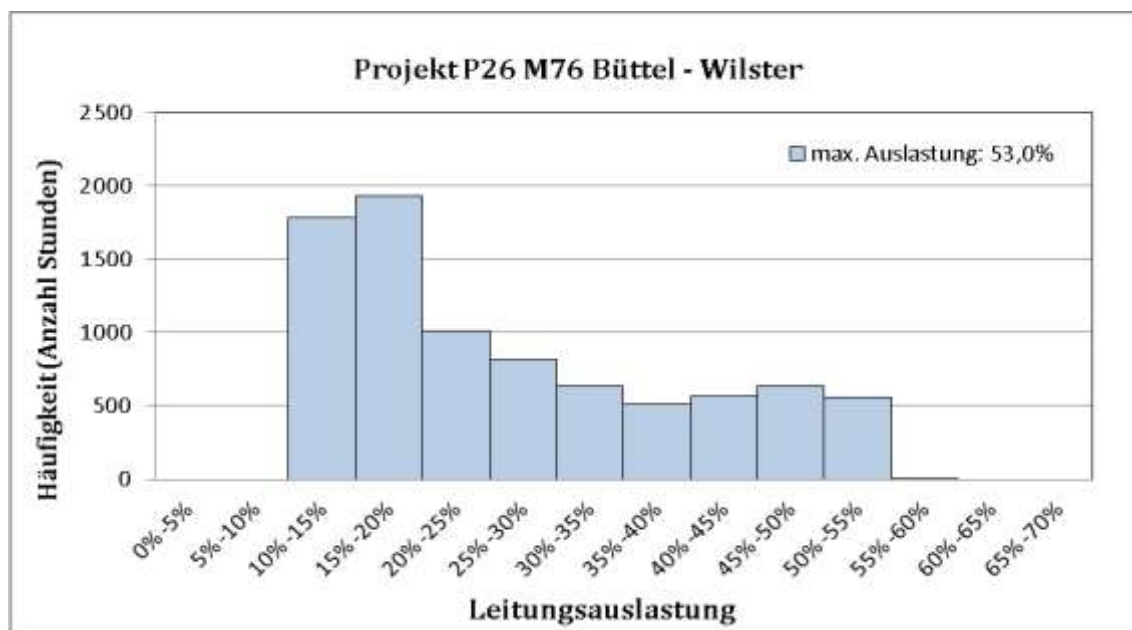


Abbildung 56: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M76 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die Maßnahme M76 hat wie in Abbildung 57 dargestellt kaum belastende oder entlastende Effekte auf das umgebende Netz. Dies ist verständlich, da es sich bei der Maßnahme um eine Netzverstärkung handelt und somit lediglich die zu verstärkende Leitung selber entlastet wird.

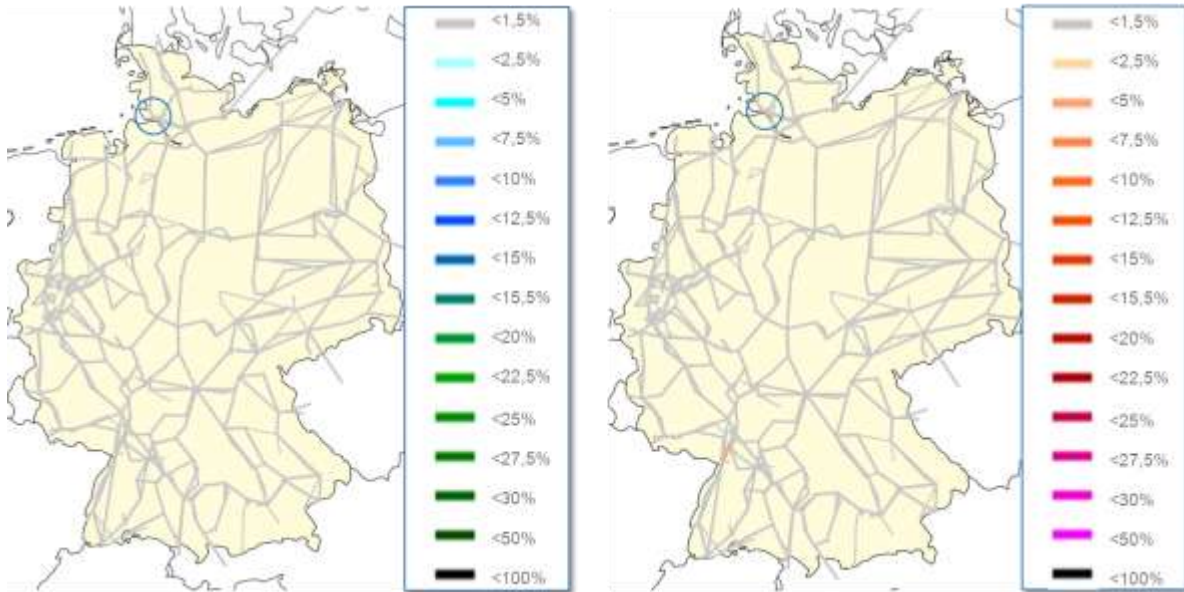


Abbildung 57: Einfluss der Maßnahme M76 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

2.2 „Zu beobachtende“ Streckenmaßnahme

Bei P26 M76 handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern als „zu beobachtend“ klassifizierten Maßnahmen werden anders als im Entwurf der Bestätigung grundsätzlich nicht bestätigt. Die ÜNB gehen selbst davon aus, dass die „zu beobachtenden“ Maßnahmen „im Lichte der energiewirtschaftlichen und politischen Entwicklung in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden“ (S. 18 NEP Strom 2013). Die Bundesnetzagentur sieht in Anbetracht der aktuellen politischen Entwicklung, z.B. bevorstehenden Novellierung des EEG, grundsätzlich von einer Bestätigung der „zu beobachtenden“ Maßnahmen im diesjährigen Prozess ab – unabhängig davon, ob sie die Prüfkriterien erfüllen. Es ist sinnvoller, nur die Maßnahmen zu bestätigen, von deren Erforderlichkeit auch die ÜNB überzeugt sind, als in den nächsten Jahren bei geänderten Randbedingungen bereits bestätigte Maßnahmen nicht zu bestätigen, weil sie die Prüfkriterien nicht erfüllen. Hiermit kommt die Bundesnetzagentur auch der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach, die Prüfung so durchzuführen, dass die größtmögliche Robustheit der Maßnahmen gewährleistet ist.

3. Befund

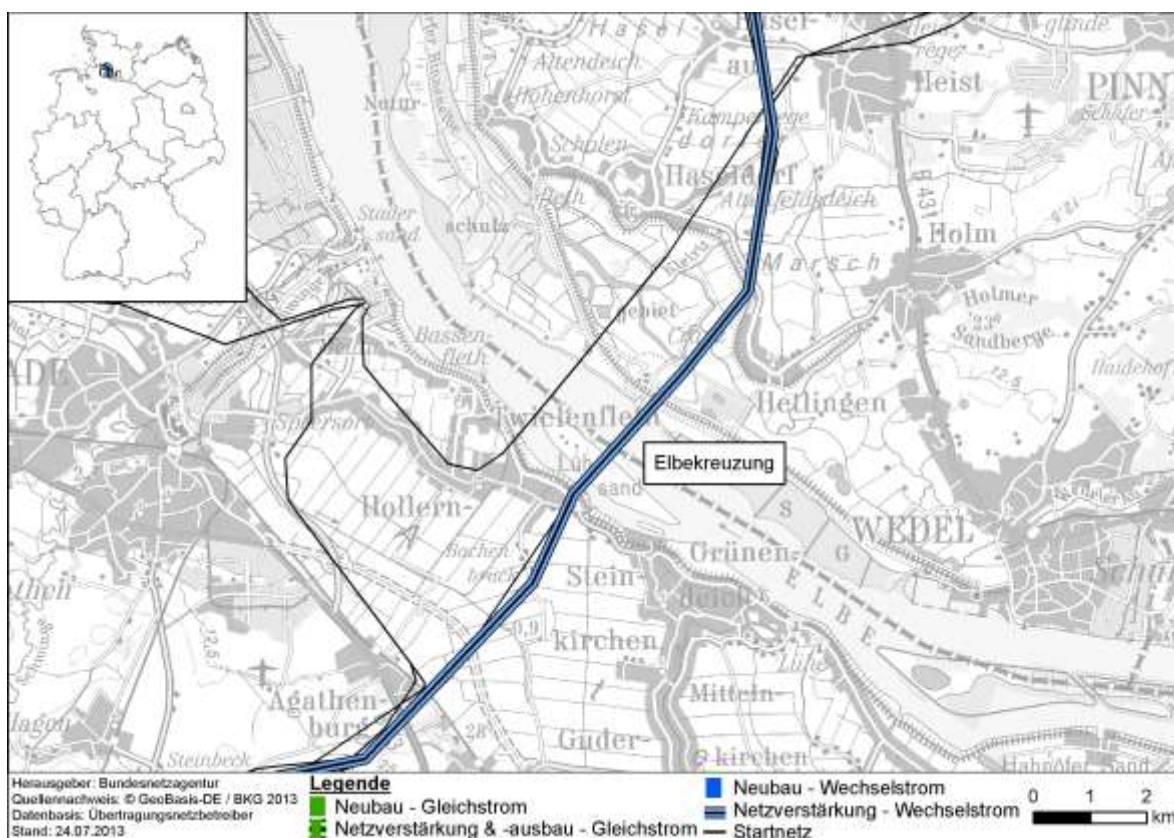
Die Maßnahme P26 M76 wird nicht bestätigt. Die Maßnahme M76 weist zwar eine hohe Auslastung über 8760 Stunden auf und stellt die (n-1)-Sicherheit wirksam her, jedoch handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

Maßnahme 79: Elbekreuzung

Die Maßnahme 79 (Elbekreuzung) wird nicht bestätigt.

Beschreibung:

Das Teilstück der 380-kV-Leitung Hamburg/Nord – Dollern, das bei Bau der 380-kV-Leitung Hamburg/Nord – Dollern noch nicht auf 3.600 A ertüchtigt wird, muss zwischen dem Kreuzungspunkt mit der 380-kV-Leitung Wilster – Dollern und Dollern ertüchtigt werden. Auf dem Abschnitt ist die Auflage von Hochtemperaturleiterseilen vorgesehen (Netzverstärkung). Hierzu ist die 380-kV-Anlage in Dollern zu verstärken (Netzverstärkung).



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: Die Maßnahme M79 wurde im NEP Strom 2013 den „zu beobachtenden“ Netzmaßnahmen zugeordnet. Die ÜNB sind der Aufforderung der BNetzA (S. 389 Entwurf der Bestätigung NEP Strom 2013) nicht nachgekommen ein Inbetriebnahmejahr für die Maßnahmen nachzureichen.

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Prüfung der Maßnahme wird auf Grundlage des von den ÜNB zur Begründung der Maßnahme bereitgestellten Netznutzungsfalls der Stunde 2279 durchgeführt.

Im Grundlastfluss zeigen sich auf den beiden 380 kV-Systemen der Elbekreuzung hohe Auslas-

tungen von jeweils ca. 80%. Nordlink und Baltic-Cable speisen beide in das deutsche Netz ein. Die HGÜ-Systeme des Korridors C führen jeweils die maximale Leistung von 1300 MW ab. Es handelt sich um eine Schwachwind Situation, bei der der Standard-Stromgrenzwert zu verwenden ist, da keine kühlenden Effekte durch Konvektion berücksichtigt werden dürfen. Gleichzeitig speisen die Offshore-Windparks vor der Schleswig-Holsteinischen Küste mit ca. 75% ihrer Nennleistung ein. Alle diese Faktoren belasten den Großraum Hamburg im Netz deutlich.

Ausfall des 380kV-Systems Kummerfeld-Dollern

Bei Ausfall des 380 kV-Systems Kummerfeld-Dollern wurde auf dem verbleibenden System der Elbekreuzung Hamburg/Nord-Dollern eine Auslastung von 114% verzeichnet. Mit der Maßnahme kann die Auslastung auf 71,6% reduziert werden. Die im vorgelegten NNF ersichtliche (n-1)-Verletzung wurde also durch M79 beseitigt. Es wurde keine naheliegende Veränderung der Netztopologie gefunden, die den Verzicht auf M79 in dieser Ausfallsituation ermöglicht hätte. Die Maßnahme ist wirksam.

1.2 Erforderlichkeit

Im Rahmen der durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden mit Hilfe der von den ÜNB bereitgestellten Marktdaten ergibt sich für die Maßnahme M79 eine Auslastung wie in Abbildung 58 dargestellt. In 22% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 51,7%. Die mittlere Auslastung beträgt 12,7%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und ist somit erforderlich.

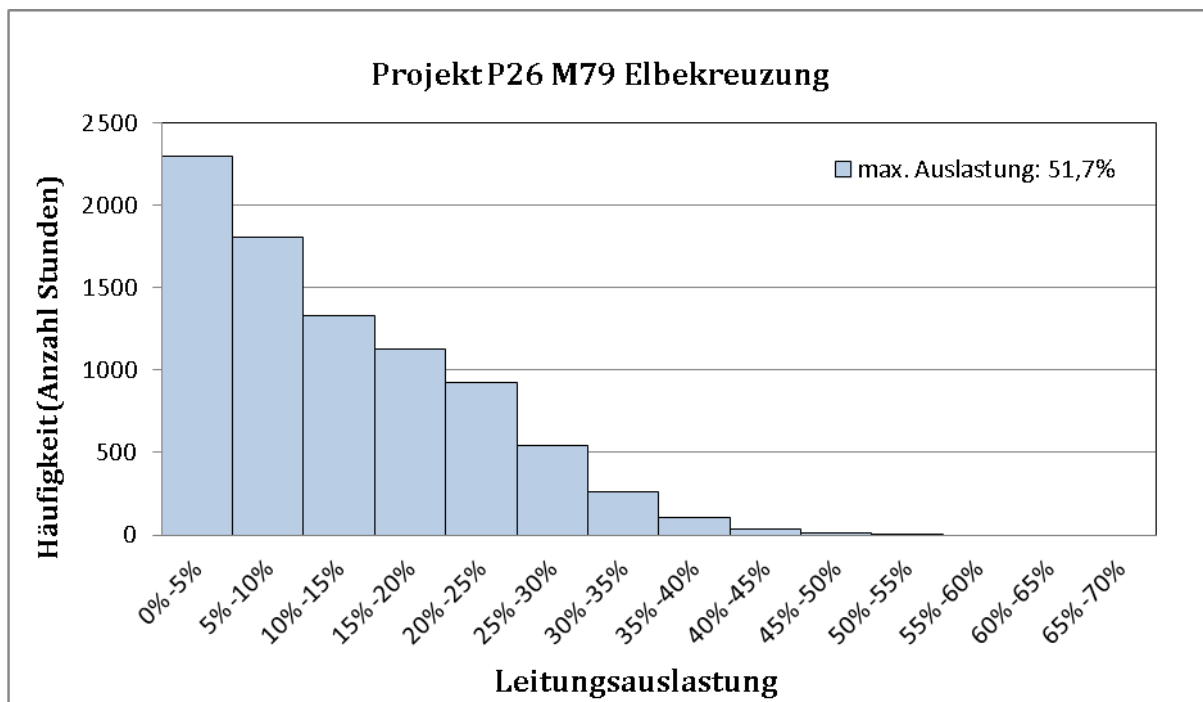


Abbildung 58: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M79 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die Maßnahme M79 hat wie in Abbildung 59 dargestellt kaum belastende oder entlastende Effekte auf das umgebende Netz. Dies ist verständlich, da es sich bei der Maßnahme um eine Netzverstärkung handelt und somit lediglich die zu verstärkende Leitung selber entlastet wird.

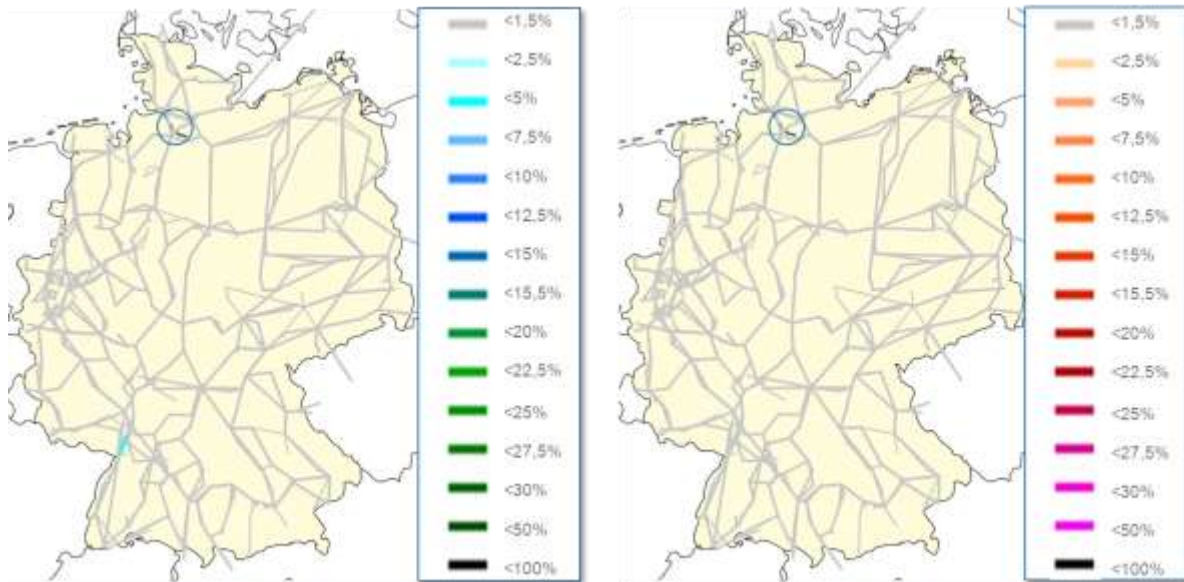


Abbildung 59: Einfluss der Maßnahme M79 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

2.2 „Zu beobachtende“ Streckenmaßnahme

Bei P26 M79 handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern als „zu beobachtend“ klassifizierten Maßnahmen werden anders als im Entwurf der Bestätigung grundsätzlich nicht bestätigt. Die ÜNB gehen selbst davon aus, dass die „zu beobachtenden“ Maßnahmen „im Lichte der energiewirtschaftlichen und politischen Entwicklung in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden“ (S. 18 NEP Strom 2013). Die Bundesnetzagentur sieht in Anbetracht der aktuellen politischen Entwicklung, z.B. bevorstehenden Novellierung des EEG, grundsätzlich von einer Bestätigung der „zu beobachtenden“ Maßnahmen im diesjährigen Prozess ab – unabhängig davon, ob sie die Prüfkriterien erfüllen. Es ist sinnvoller, nur die Maßnahmen zu bestätigen, von deren Erforderlichkeit auch die ÜNB überzeugt sind, als in den nächsten Jahren bei geänderten Randbedingungen bereits bestätigte Maßnahmen nicht zu bestätigen, weil sie die Prüfkriterien nicht erfüllen. Hiermit kommt die Bundesnetzagentur auch der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach, die Prüfung so durchzuführen, dass die größtmögliche Robustheit der Maßnahmen gewährleistet ist..

3. Konsultation

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststel-

lung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

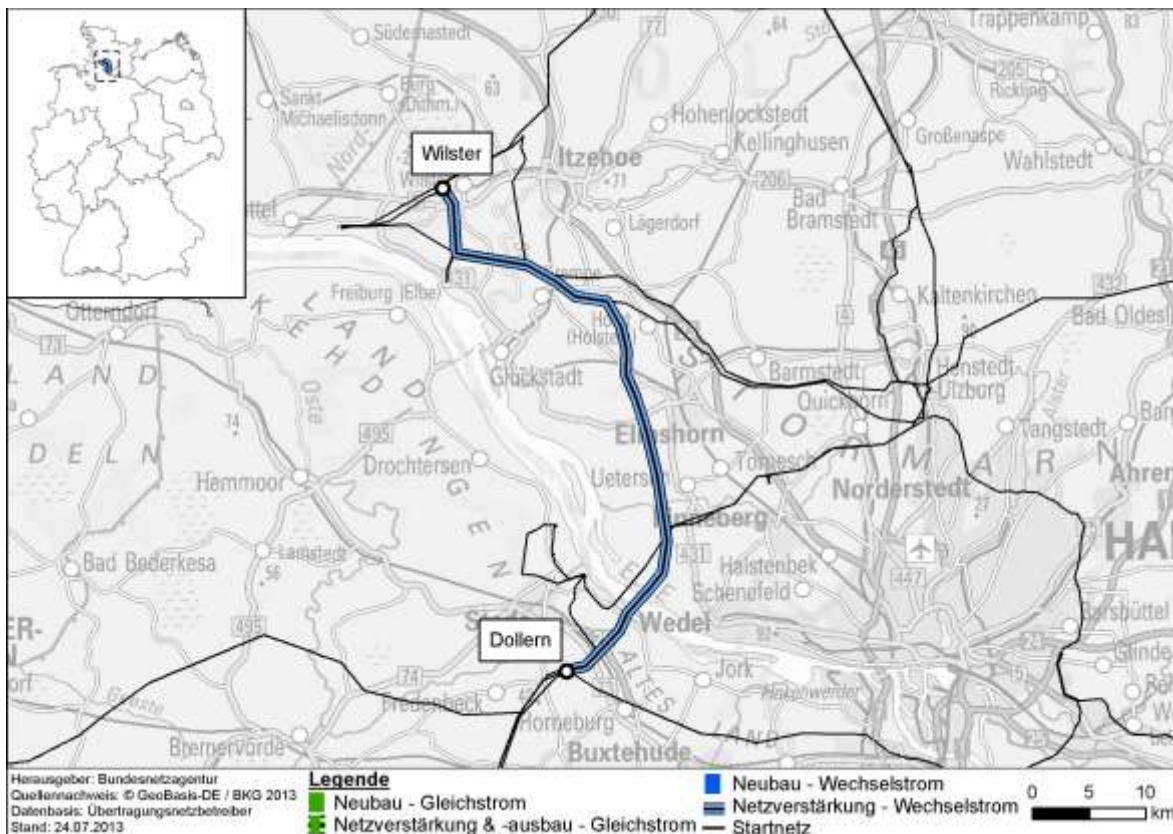
Die Maßnahme P26 M79 wird nicht bestätigt. Die Maßnahme M79 weist zwar eine hohe Auslastung über 8760 Stunden auf und stellt die (n-1)-Sicherheit wirksam her, jedoch handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

Maßnahme 89: Wilster – Dollern

Die Maßnahme M89 (Wilster – Dollern) wird nicht bestätigt.

Beschreibung:

Von Wilster in Richtung Dollern ist der Neubau der 380-kV-Leitung in bestehender Trasse vorgesehen (Netzverstärkung). Hierzu ist die 380-kV-Schaltanlage in Wilster zu verstärken (Netzverstärkung).



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: Die Maßnahme M89 wurde im NEP Strom 2013 den „zu beobachtenden“ Netzmaßnahmen zugeordnet. Die ÜNB sind der Aufforderung der BNetzA (S. 389 Entwurf der Bestätigung NEP Strom 2013) nicht nachgekommen ein Inbetriebnahmejahr für die Maßnahmen nachzureichen.

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Überprüfung der Wirksamkeit wurde anhand des von den ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfall der Stunde 958 durchgeführt. Es handelt sich bei dieser Stunde um eine Schwachwindssituation, so dass kein erhöhter Stromgrenzwert durch Windkühlung der Freileitungen angenommen werden kann.

Jedoch speisen die Offshore-Windparks über Büttel mit ca.93% ihrer Nennleistung ein. NORD-

LINK wird mit voller Nennleistung betrieben und speist in Wilster ein. Auch über Baltic Cable wird Nennleistung nach Deutschland (Herrenwyk) angeliefert. Die Maßnahmen des HGÜ-Korridor C arbeiten mit voller Nennleistung als Senken.

Ausfall eines der Systeme Wilster-Dollern

In dieser Situation tritt bei Ausfall eines der Systeme Wilster-Dollern einer Überlastung von 117,2% des verbliebenen Systems auf. Es wurde keine Änderung der Netztopologie gefunden, welche das Netz sinnvoll entlastet. Durch Maßnahme M89 kann die Auslastung auf 77% gesenkt werden, so dass die untersuchte (n-1)-Verletzung wirksam behoben wurde.

1.2 Erforderlichkeit

Im Rahmen der durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden mit Hilfe der von den ÜNB bereitgestellten Marktdaten ergibt sich für die Maßnahme M89 eine Auslastung wie in Abbildung 60 dargestellt. In gut 20% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 54,0%. Die mittlere Auslastung beträgt 14,1%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und ist somit erforderlich.

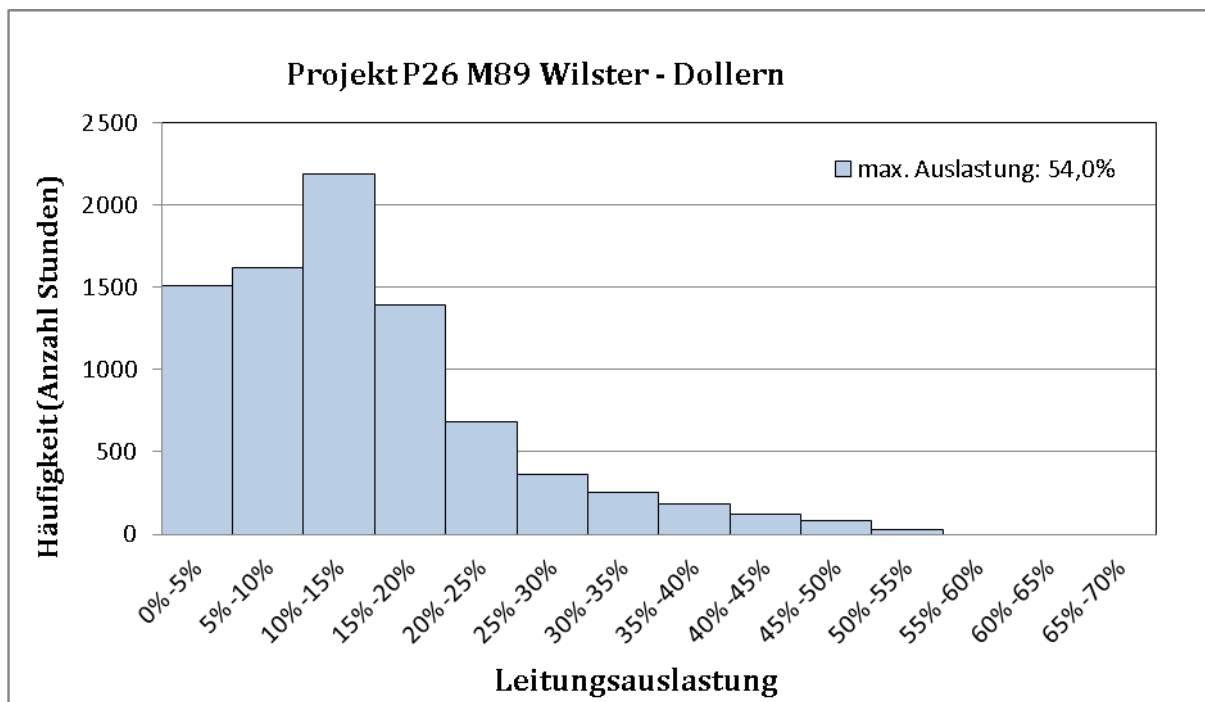


Abbildung 60: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M89 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die Maßnahme M89 hat wie in Abbildung 61 dargestellt kaum belastende oder entlastende Effekte auf das umgebende Netz. Dies ist verständlich, da es sich bei der Maßnahme um eine Netzverstärkung handelt und somit lediglich die zu verstärkende Leitung selber entlastet wird.

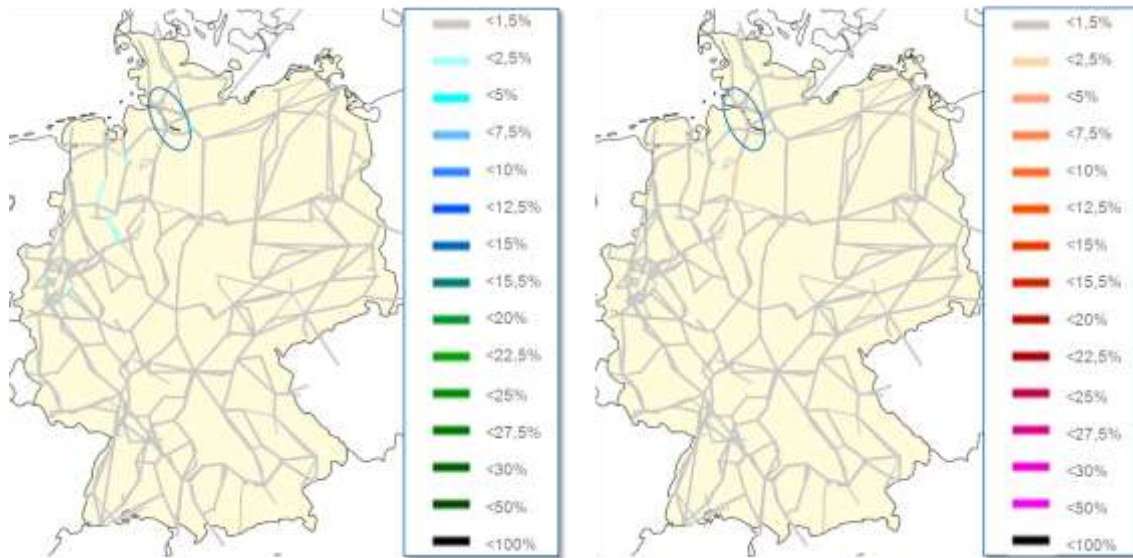


Abbildung 61: Einfluss der Maßnahme M89 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

2.2 „Zu beobachtende“ Streckenmaßnahme

Bei P26 M89 handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme. Die von den Übertragungsnetzbetreibern als „zu beobachtend“ klassifizierten Maßnahmen werden anders als im Entwurf der Bestätigung grundsätzlich nicht bestätigt. Die ÜNB gehen selbst davon aus, dass die „zu beobachtenden“ Maßnahmen „im Lichte der energiewirtschaftlichen und politischen Entwicklung in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden“ (S. 18 NEP Strom 2013). Die Bundesnetzagentur sieht in Anbetracht der aktuellen politischen Entwicklung, z.B. bevorstehenden Novellierung des EEG, grundsätzlich von einer Bestätigung der „zu beobachtenden“ Maßnahmen im diesjährigen Prozess ab – unabhängig davon, ob sie die Prüfkriterien erfüllen. Es ist sinnvoller, nur die Maßnahmen zu bestätigen, von deren Erforderlichkeit auch die ÜNB überzeugt sind, als in den nächsten Jahren bei geänderten Randbedingungen bereits bestätigte Maßnahmen nicht zu bestätigen, weil sie die Prüfkriterien nicht erfüllen. Hiermit kommt die Bundesnetzagentur auch der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach, die Prüfung so durchzuführen, dass die größtmögliche Robustheit der Maßnahmen gewährleistet ist.

3. Konsultation

Den Zweifeln einiger Konsultationsteilnehmer an der Aufteilung der Maßnahme, wird durch die Nichtbestätigung inzident Rechnung getragen.

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht. Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

Die Maßnahme P26 M89 wird nicht bestätigt. Die Maßnahme M89 weist zwar eine hohe Auslastung über 8760 Stunden auf und stellt die (n-1)-Sicherheit wirksam her, jedoch handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

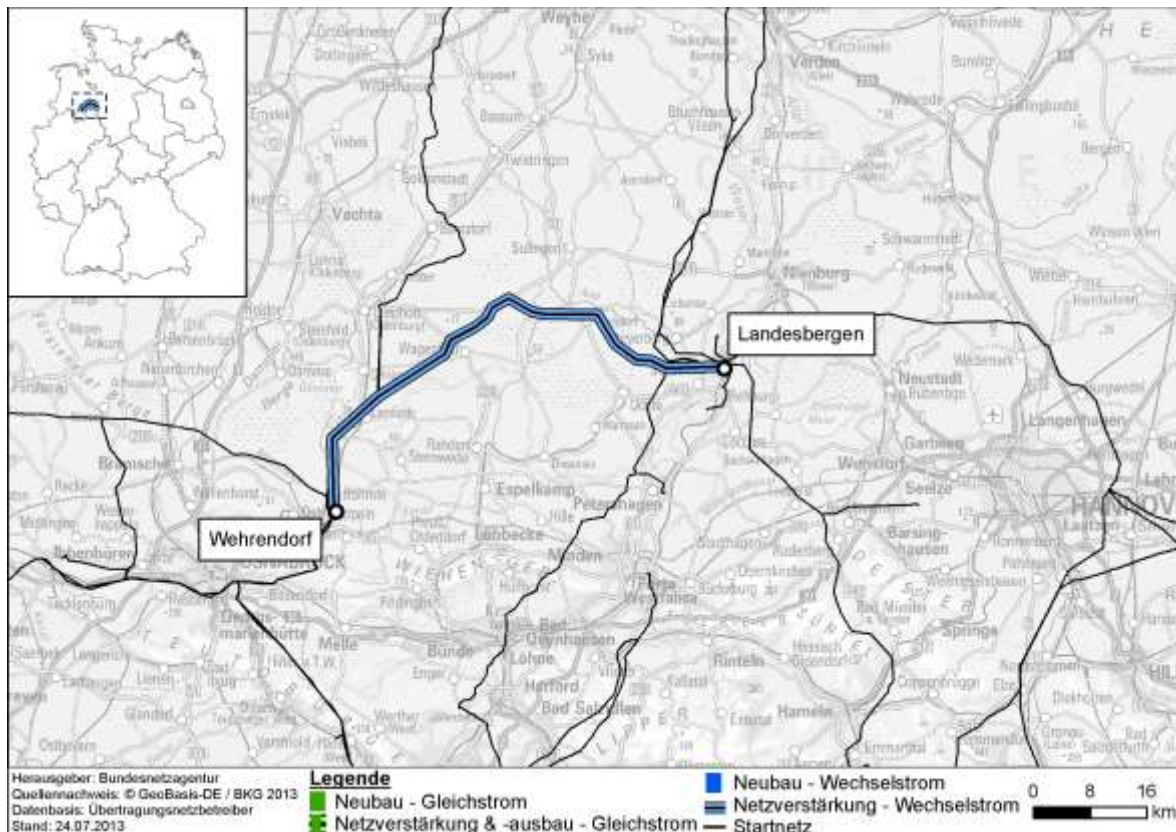
Projekt 27: Landesbergen – Wehrendorf

Maßnahme 52: Landesbergen – Wehrendorf

Die Maßnahme 52 (Landesbergen – Wehrendorf) wird **nicht** bestätigt.

Beschreibung:

Die Leitung von Landesbergen nach Wehrendorf ist zu verstärken. Hierzu ist eine Zubeseilung notwendig, das heißt, es wird auf dem bestehenden Gestänge ein zusätzlicher 380-kV-Stromkreis aufgelegt (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlage Wehrendorf muss verstärkt werden (Netzverstärkung). Im Raum westlich von Landesbergen ist das Netz umzustrukturieren. Abschnittsweise werden heute auf dem 380-kV-Stromkreisplatz 110-kV-Stromkreise auf der Leitung mitgeführt. Für diese 110-kV-Stromkreise muss eine Ersatzlösung geschaffen werden.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: Die Maßnahme M52 wurde im NEP Strom 2013 den „zu beobachtenden“ Netzmaßnahmen zugeordnet. Die ÜNB sind der Aufforderung der BNetzA (S. 389 Entwurf der Bestätigung NEP Strom 2013) nicht nachgekommen ein Inbetriebnahmejahr für die Maßnahmen nachzureichen.

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Prüfung der Maßnahme basiert auf dem Netznutzungsfall der Stunde 3083, der von den ÜNB

zur Begründung bereitgestellt wurde.

Im Normalzustand (n-0) lässt sich feststellen, dass die zur Begründung herangezogene Leitung von Ovenstedt nach Bechterdissen mit 80,8 % hoch ausgelastet ist. Durch Hinzunahme der Maßnahme reduziert sich die Auslastung auf 64,2 %.

Ausfall des 380-kV-Stromkreises von Eickum nach Ovenstedt

In der Begründung wird ein Leitungsausfall zwischen Eickum und Ovenstedt angeführt. Dieser führt zu einer Auslastung der Leitung von Ovenstedt nach Bechterdissen von 112,8 %. Mit der Maßnahme wird die Auslastung auf 85,0 % gesenkt. Die im vorgelegten NNF ersichtliche (n-1)-Verletzung wird somit durch die Maßnahme 52 behoben.

Es wurde keine Änderung der Netztopologie gefunden, die das Netz ohne die Maßnahme sinnvoll entlastet. Die Maßnahme behebt die untersuchte (n-1)-Verletzung wirksam.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 62 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M20 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnung über 8760 Stunden. In 30% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 71%. Die mittlere Auslastung beträgt 15%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird als erforderlich eingestuft.

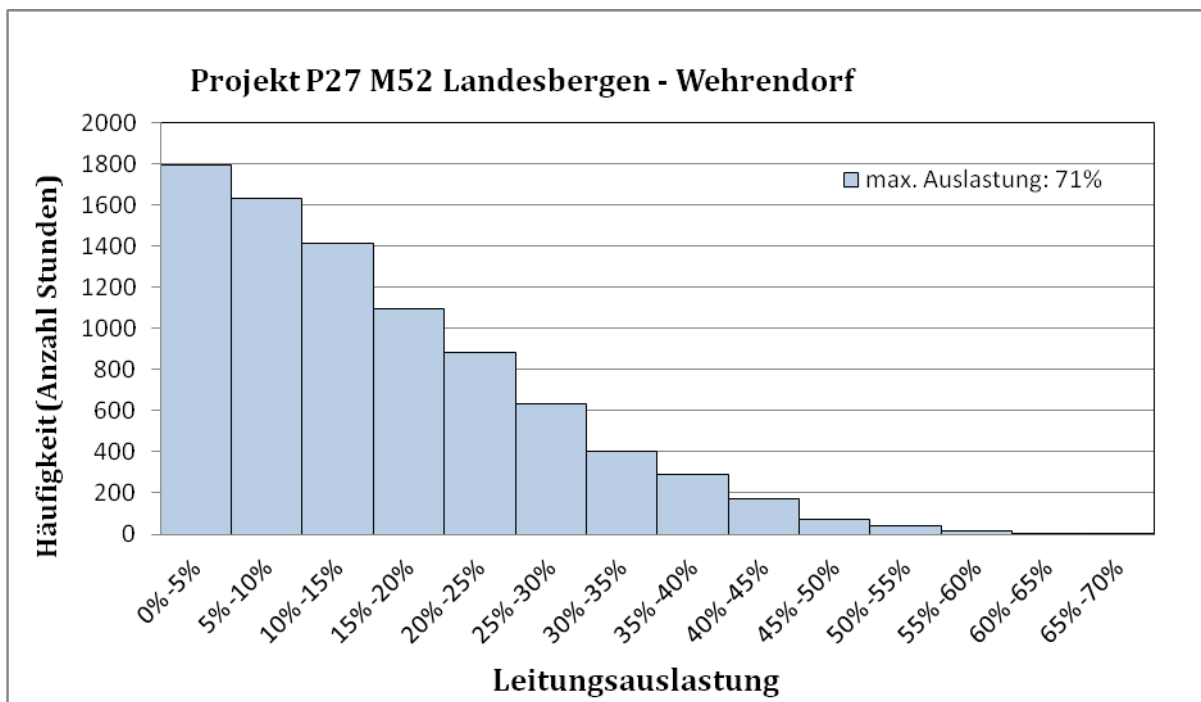


Abbildung 62: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M52 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 63 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahme M52 auf das umliegende Netz dargestellt. Leitungen, die parallel, bzw. auch in der gleichen Trasse zu der

Maßnahme M52 verlaufen sind zeitweise deutlich entlastet. Es zeigen sich durch die Änderung der Topologie des Netzes deutliche Veränderungen der Leistungsflüsse.

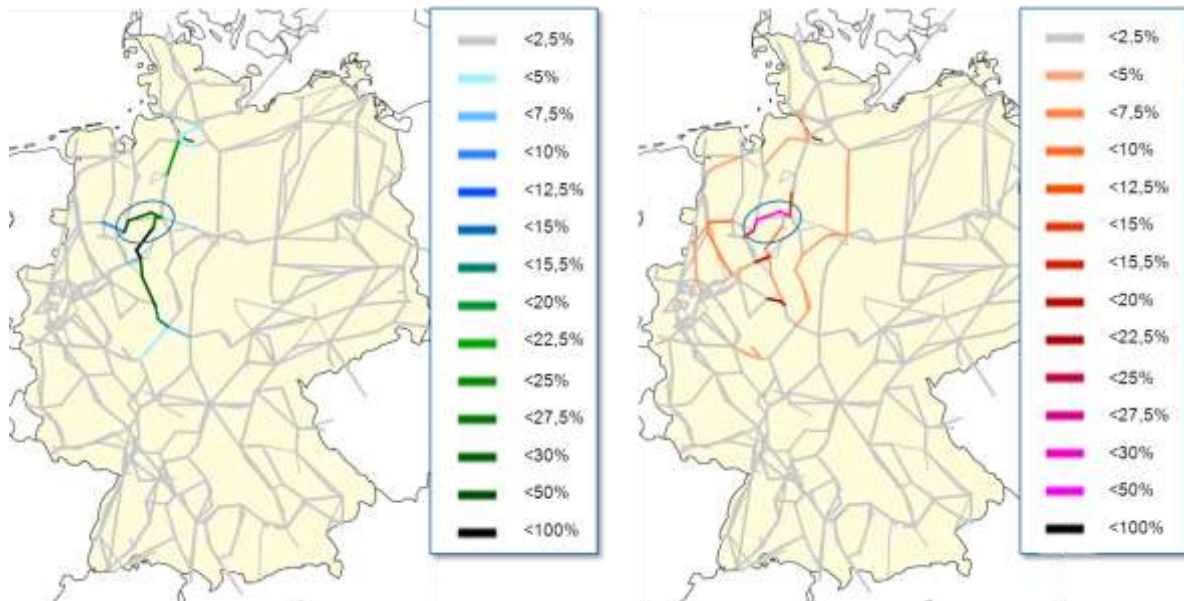


Abbildung 63: Einfluss der Maßnahme M52 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h

2.2 „Zu beobachtende“ Streckenmaßnahme

Bei P27 M52 handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme. Die von den Übertragungsnetzbetreibern als „zu beobachtend“ klassifizierten Maßnahmen werden anders als im Entwurf der Bestätigung grundsätzlich nicht bestätigt. Die ÜNB gehen selbst davon aus, dass die „zu beobachtenden“ Maßnahmen „im Lichte der energiewirtschaftlichen und politischen Entwicklung in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden“ (S. 18 NEP Strom 2013). Die Bundesnetzagentur sieht in Anbetracht der aktuellen politischen Entwicklung, z.B. bevorstehenden Novellierung des EEG, grundsätzlich von einer Bestätigung der „zu beobachtenden“ Maßnahmen im diesjährigen Prozess ab – unabhängig davon, ob sie die Prüfkriterien erfüllen. Es ist sinnvoller, nur die Maßnahmen zu bestätigen, von deren Erforderlichkeit auch die ÜNB überzeugt sind, als in den nächsten Jahren bei geänderten Randbedingungen bereits bestätigte Maßnahmen nicht zu bestätigen, weil sie die Prüfkriterien nicht erfüllen. Hiermit kommt die Bundesnetzagentur auch der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach, die Prüfung so durchzuführen, dass die größtmögliche Robustheit der Maßnahmen gewährleistet ist.

3. Konsultation

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht. Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

Die Maßnahme P27 M52 wird nicht bestätigt. Die Maßnahme M52 weist zwar eine hohe Auslastung über 8760 Stunden auf und stellt die (n-1)-Sicherheit wirksam her, jedoch handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

Projekt 30: Westfalen

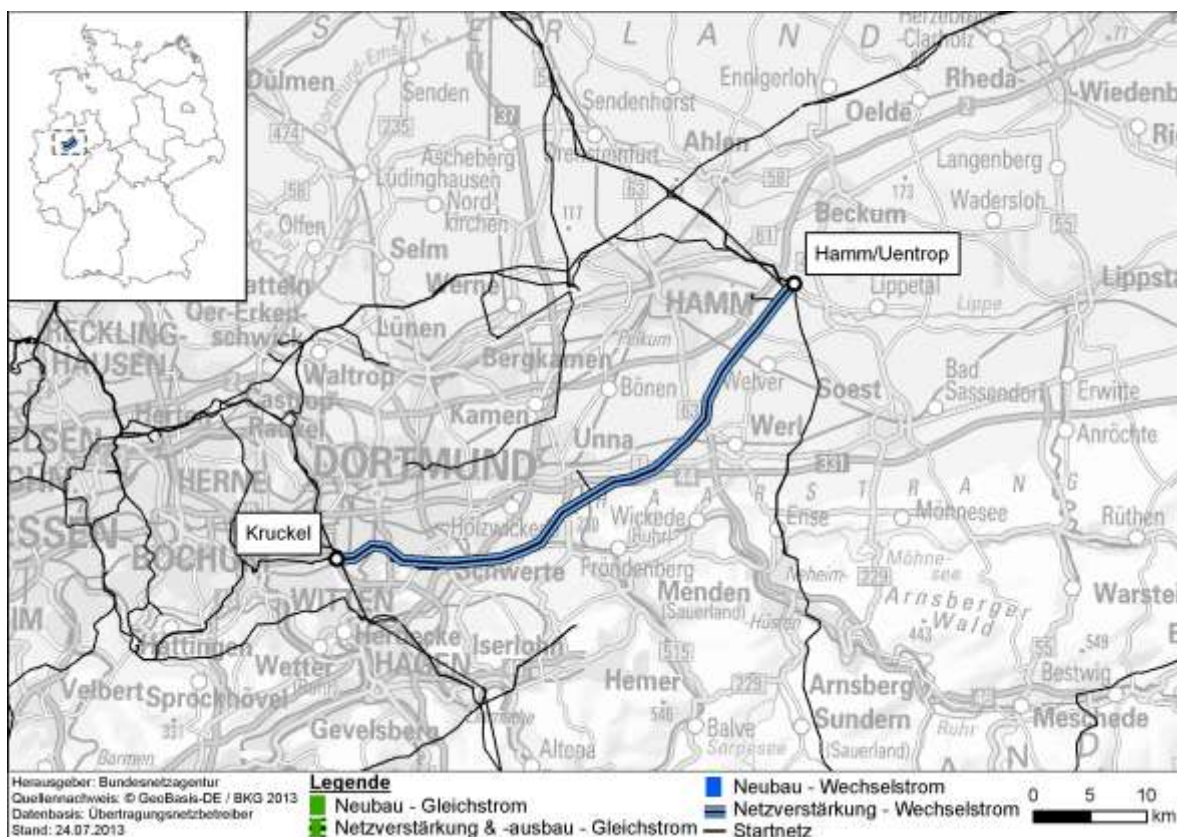
Maßnahme 61: Hamm/Uentrop – Kruckel

Die Maßnahme 61 (Hamm/Uentrop – Kruckel) wird bestätigt.

Beschreibung:

Im Rahmen der Maßnahme M61 des Projekts 30 ist eine Spannungsumstellung von 220 kV auf 380 kV mit Umbeseilung zwischen Uentrop und Kruckel vorgesehen. Zur Einbindung des 380-kV-Stromkreises müssen die Schaltanlagen Kruckel und Lippborg erweitert werden.

Die Maßnahme M61 wird mit der Entlastung des nördlich parallel verlaufenden 380-kV-Doppelsystemes Lippe – Mengede begründet, das im (n-1)-Fall (Ausfall eines Stromkreises der Doppelleitung Lippe – Mengede in Stunde 6829 des Szenarios B2023) kritisch belastet werden könnte. Als Alternative zu der oben beschriebenen Maßnahme wird ein Neubau der bestehenden Doppelleitung Lippe – Mengede geprüft.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Prüfung der Maßnahme 61

1.1.1 Wirksamkeit

Die (n-1) Untersuchungen finden auf Basis des durch die ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfalls der Stunde 6829 statt, dem das vollständige Zielnetz zugrunde liegt. In den entsprechenden Untersuchungen wird das Netz lediglich zwischen Maßnahme und Alternative variiert sowie um die ausfallende Leitung reduziert; etwaige Nichtverfügbarkeiten werden nicht beachtet. Die Einstellungen der regelbaren Transformatoren (Längs-/ Quer-/ Schrägeregler) sowie der HGÜs werden abweichend vom Netznutzungsfall der ÜNB durch die Netzsimulationswerkzeuge des IFHT bestimmt. Dabei ist zu beachten, dass diese Einstellungen einen optimierten Netzzustand repräsentieren, der zeitdiskret ermittelt wird.

Die Maßnahme M61 Hamm/Uentrop – Kruckel wird mit der Entlastung der parallelen Leitung Lippe – Mengede begründet, deren Neubau zugleich die Alternative darstellt. Die Leitung Lippe – Mengede ist eine 380-kV-Doppelleitung mit einer Belastungsgrenze von ca. 1790 MVA pro System. In der Alternative wird die Nennleistung dieser Leitung auf 2370 MVA pro System erhöht.

Im (n-0)-Fall des Netzes mit der Maßnahme M61 ist ein System der Leitung Lippe – Mengede mit ca. 1445 MVA belastet (Auslastung: 80,5%), das zweite System führt 985 MVA.

Ausfall eines Stromkreises Lippe – Mengede

Als (n-1)-Fall wird der Ausfall eines Systems der Leitung Lippe – Mengede untersucht, das im (n-0)-Fall weniger stark ausgelastet ist. Ohne die Maßnahme ergibt sich eine Überlastung von 115% des parallelen Stromkreises. Mit Maßnahme fließen dann 1760 MVA auf dem verbleibenden System, was zu einer Auslastung von 98,5% führt. Die Maßnahme M61 ist also wirksam.

1.1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 64 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M61 im Rahmen der durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden in der Simulationsumgebung des IFHT. Zeitweise Erhöhungen der Stromtragfähigkeit mittels Freileitungsmonitoring sind berücksichtigt. Die Hauptflussrichtung besteht von Uentrop nach Kruckel in Richtung Westen. Bei 77% der betrachteten Stunden wird dabei die Leitung über 20% ausgelastet. Die mittlere Auslastung beträgt 25,4%. Die Maßnahme verfügt damit über eine signifikante Auslastung.

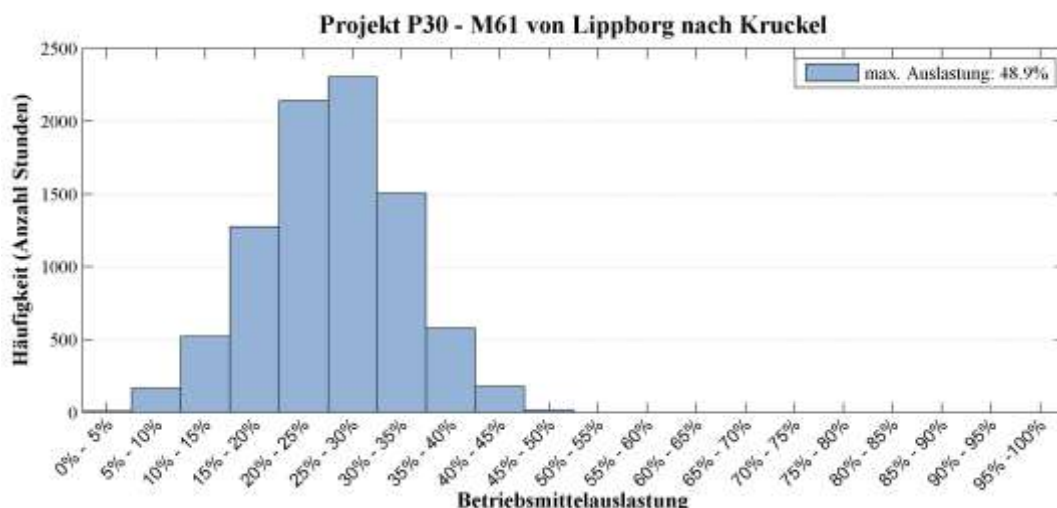


Abbildung 64: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M61 über 8760 h

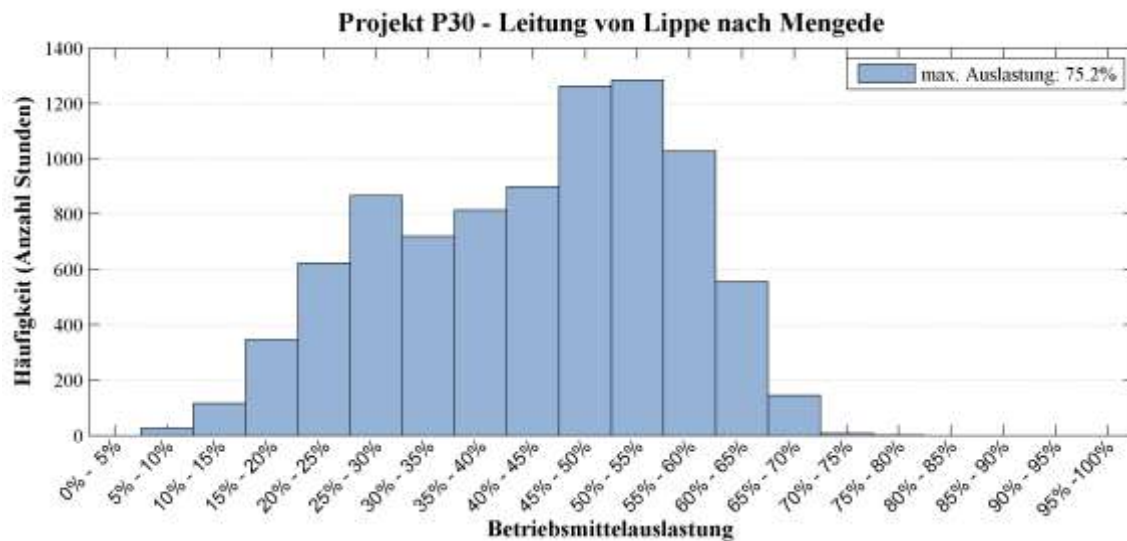
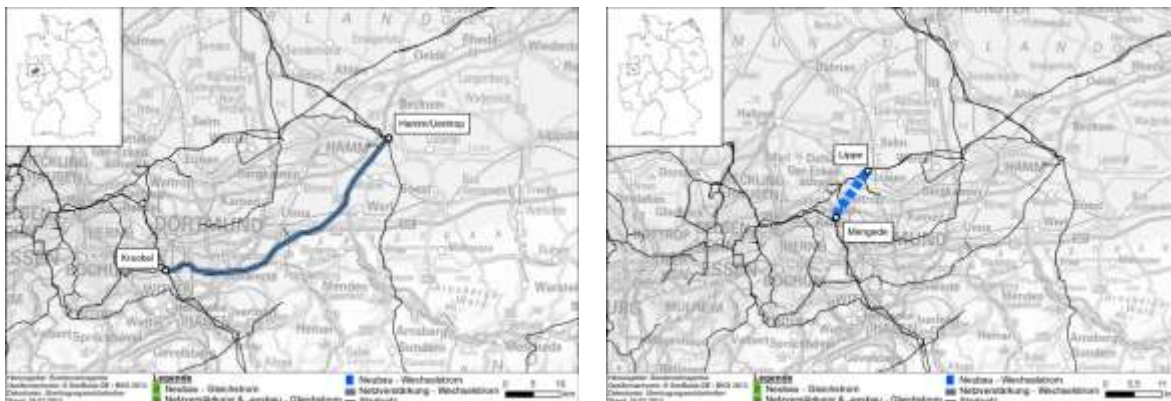


Abbildung 65: Histogramm der relativen Auslastung der Leitung von Lippe nach Mengede über 8760 h bei Berücksichtigung der Maßnahme M61

Abbildung 65 zeigt die Auslastung der im Rahmen der Begründung aufgeführten Leitung zwischen Lippe und Mengede. Mit Maßnahme M61 besteht eine maximale Auslastung von über 70%. Die Leitung ist durchschnittlich um 42% ausgelastet.

1.2 Prüfung der vorhabenbezogenen Alternative



1.2.1 Wirksamkeit

Die (n-1) Untersuchungen finden auf Basis des durch die ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfalls der Stunde 6829 statt, dem das vollständige Zielnetz zugrunde liegt. In den entsprechenden Untersuchungen wird das Netz lediglich zwischen Maßnahme und Alternative variiert sowie um die ausfallende Leitung reduziert; etwaige Nichtverfügbarkeiten werden nicht beachtet. Die Einstellungen der regelbaren Transformatoren (Längs-/ Quer-/ Schrägeregler) sowie der HGÜs werden abweichend vom Netznutzungsfall der ÜNB durch die Netzsimulationswerkzeuge des IFHT bestimmt. Dabei ist zu beachten, dass diese Einstellungen einen optimierten Netzzustand repräsentieren, der zeitdiskret ermittelt wird.

Die Maßnahme M61 Hamm/Uentrop – Kruckel wird mit der Entlastung der parallelen Leitung Lippe – Mengede begründet, deren Neubau zugleich die Alternative darstellt. Die Leitung Lippe –

Mengede ist eine 380-kV-Doppelleitung mit einer Belastungsgrenze von ca. 1790 MVA pro System. In der Alternative wird die Nennleistung dieser Leitung auf 2370 MVA pro System erhöht.

Im (n-0)-Fall des Netzes mit der Alternative ist ein System der Leitung Lippe – Mengede mit ca. 1675 MVA belastet (Auslastung: 70,5%), das zweite System führt 1175 MVA.

Ausfall eines Stromkreises Lippe – Mengede

Als (n-1)-Fall wird der Ausfall eines Systems der Leitung Lippe – Mengede untersucht. Ohne die Alternative ergibt sich eine Überlastung von 115% des parallelen Stromkreises. Mit der Alternative fließen dann 2100 MVA auf dem verbleibenden System, was zu einer Auslastung von 88,5% führt. Auch die Alternative zu M61 ist also wirksam.

1.2.2 Erforderlichkeit

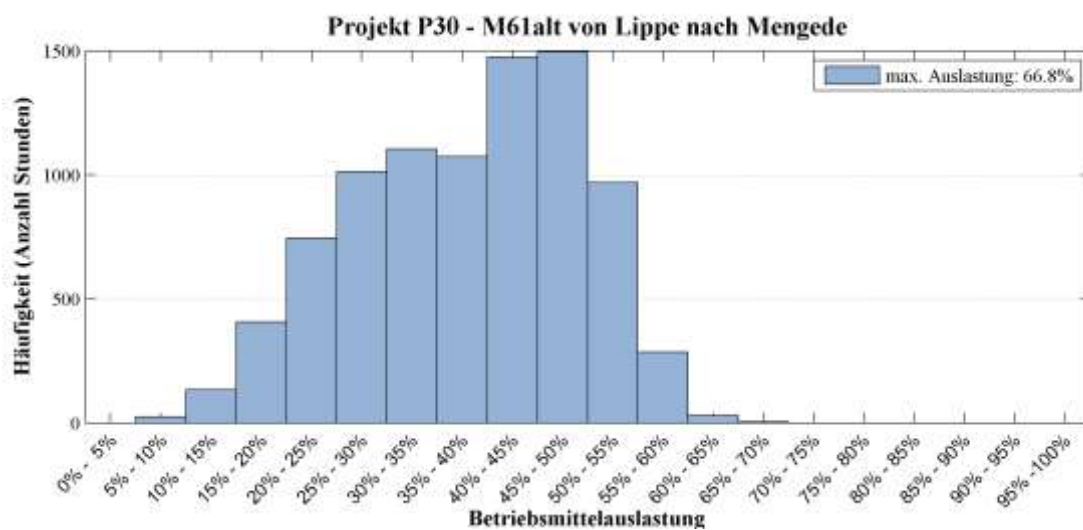


Abbildung 66: Histogramm der relativen Auslastung der verstärkten Leitung (Alternative) von Lippe nach Mengede über 8760 h

Im Vergleich zeigt Abbildung 66 die Auslastung für die Simulation mit der alternativen Erhöhung der Stromtragfähigkeit der Leitung von Lippe nach Mengede durch stärkere Leiter und ohne M61. Eine darüber hinaus gehende dynamische Erhöhung der Stromtragefähigkeit ist nicht vorgesehen. Die Leitung ist unter diesen Rahmenbedingungen nur noch bis maximal 67% ausgelastet und die durchschnittliche Auslastung beträgt 38%.

Die Reaktanz der Leitung verändert sich durch die Leitungsverstärkung naturgemäß nur wenig, womit die resultierenden Leistungsflüsse grundsätzlich ähnlich bleiben.

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 67 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekten der Maßnahme M61 auf das Netz dargestellt. Leitungen, die parallel zu der Maßnahme M61 verlaufen sind deutlich entlastet. Andere Leitungen werden durch das veränderte Netz höher belastet.

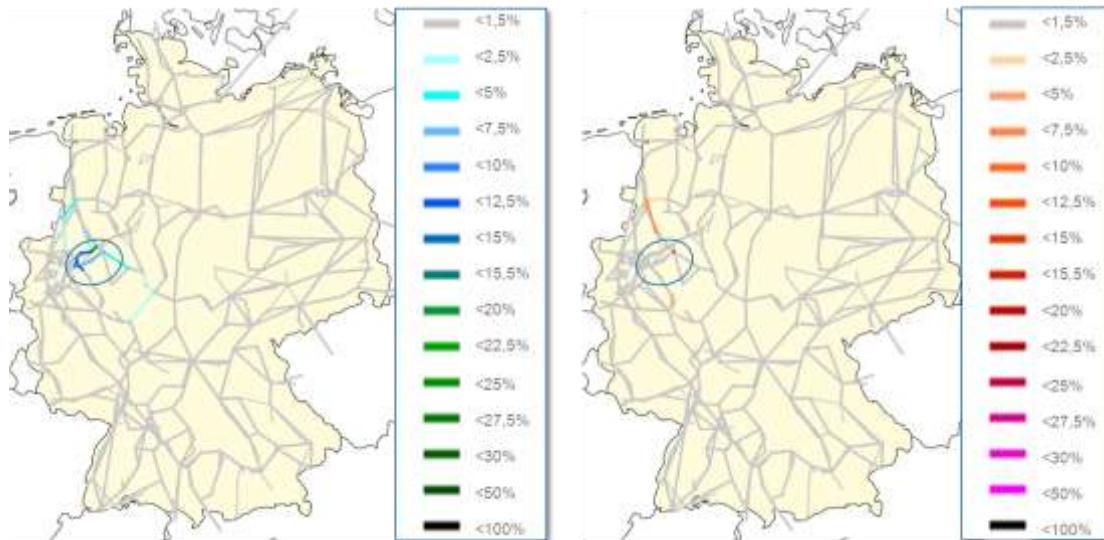


Abbildung 67: Einfluss der Maßnahme M61 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

3. Konsultation

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht. Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

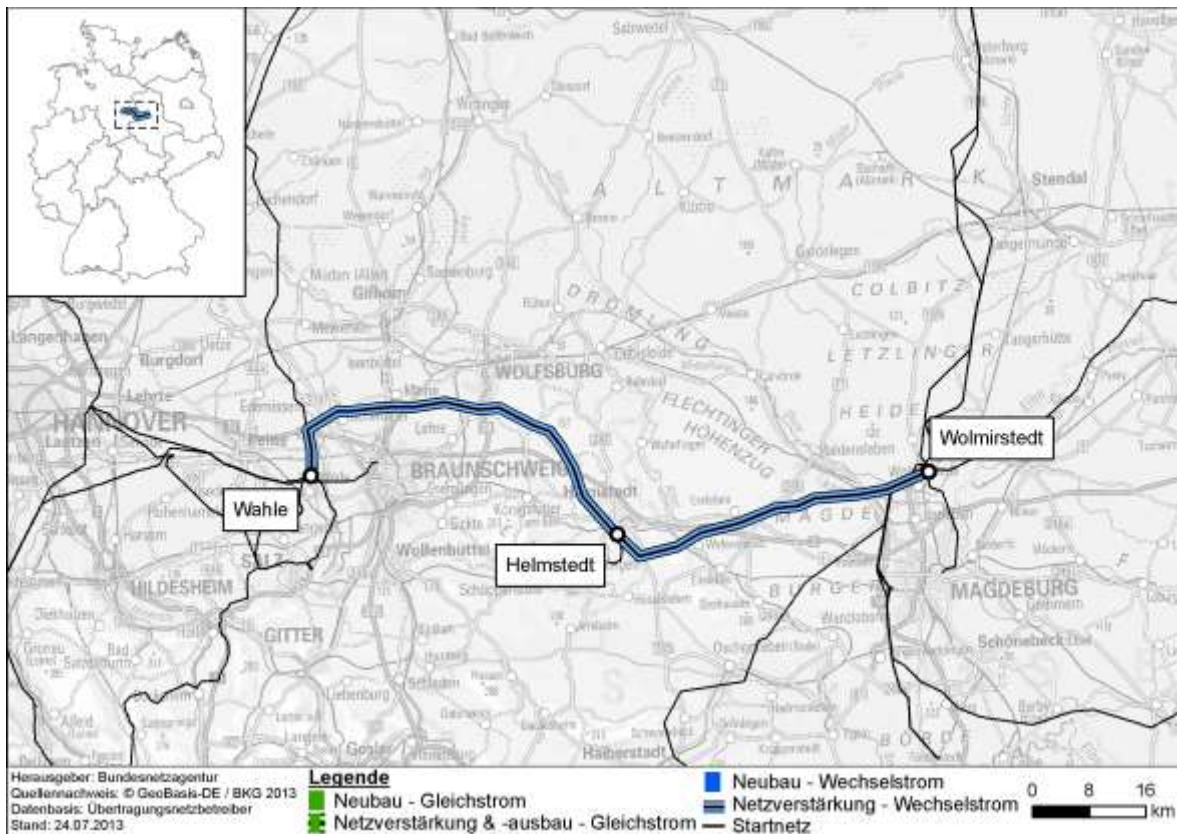
Sowohl die Maßnahme als auch die Alternative weisen eine signifikante Auslastung auf. Hinsichtlich der Wirksamkeit zeigen sich im Fall der Alternative durch die höhere Stromtragfähigkeit des kritischen Systems Lippe – Mengede geringere relative Auslastungen, obwohl die absolute Belastung erwartungsgemäß größer ist.

Die Maßnahme M61 wird deshalb bestätigt.

Projekt 33: Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle

Beschreibung:

Projekt P33 beschreibt die Maßnahmen M24a und M24b und dient zur Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Sachsen-Anhalt und Niedersachsen. Maßnahme M24a sieht eine Verstärkung der Leitung Wolmirstedt (50Hertz) – Helmstedt – Wahle (beide TenneT), beispielsweise durch den Austausch der Leiterseile gegen hochstromfähige Leiterseile, vor. In diesem Rahmen müssen auch die 380-kV-Anlagen Wolmirstedt, Helmstedt und Wahle in entsprechender Weise verstärkt werden. Aufbauend auf der Maßnahme M24a soll nach M24b eine neue Leitung Wolmirstedt – Wahle gebaut werden. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen in Wolmirstedt und Wahle zu erweitern.

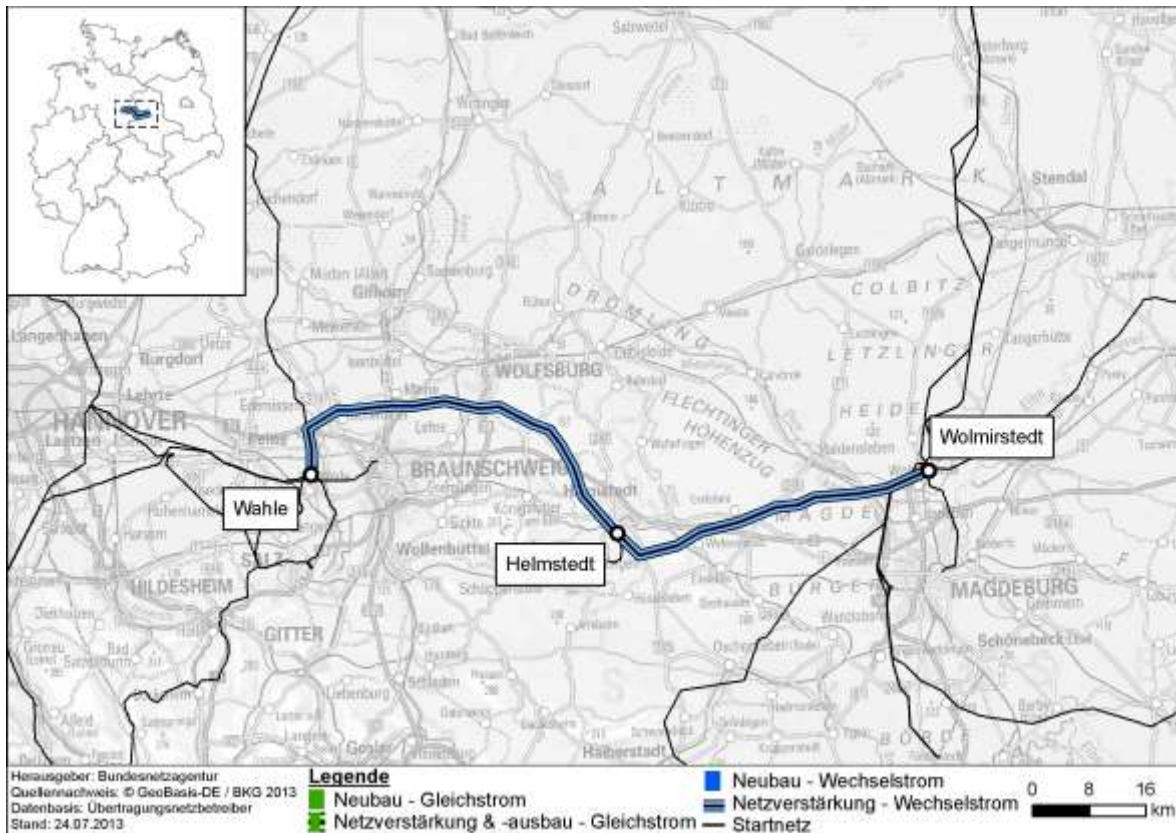


Maßnahme 24a: Wolmirstedt – Helmstedt – Walle

Die Maßnahme 24a (Wolmirstedt – Helmstedt – Walle) wird bestätigt.

Beschreibung:

Von Wolmirstedt über Helmstedt nach Walle ist die bestehende 380-kV-Leitung zu verstärken (bspw. durch Austausch der Leiterseile gegen hochstromfähige Leiterseile) (Netzverstärkung). Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Wolmirstedt, Helmstedt und Walle entsprechend zu verstärken (Netzverstärkung).



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2021 - 2022

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Prüfung der Wirksamkeit der Maßnahme M24a basiert auf dem Netznutzungsfall der Stunde 575, der von den ÜNB zur Begründung bereitgestellt wurde.

In der Begründung wird ein Leitungsausfall von Wolmirstedt nach Helmstedt angeführt. Dieser führt zu einer Auslastung der parallelen Leitung von 104 %. Mit der Maßnahme wird die Auslastung auf 77 % gesenkt.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 68 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M24a zwischen Hattorf und Walle. Die Berechnungen basieren auf den durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden in der Simulationsumgebung des IFHT (Regionalisierung, Marktsimulation und Netzsimulation). Die Hauptflussrichtung besteht von Wolmirstedt nach Walle in Richtung Westen. Bei 39,5% der betrachteten Stunden wird dabei die Leitung über 20% ausgelastet. Die durchschnittliche bzw. maximale Auslastung beträgt 18,3% bzw. 49,5%.

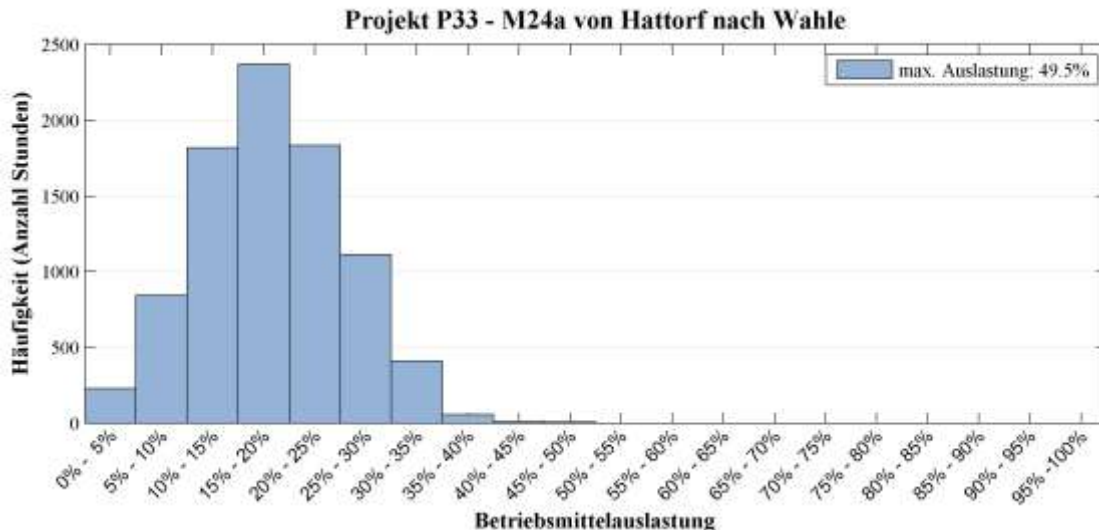


Abbildung 68: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M24a auf der Leitung zwischen Hattorf und Walle über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die Maßnahme M24a hat äußerst geringe ent- oder belastende Effekte auf das umliegende Netz. In Abbildung 69 ist dies dargestellt.

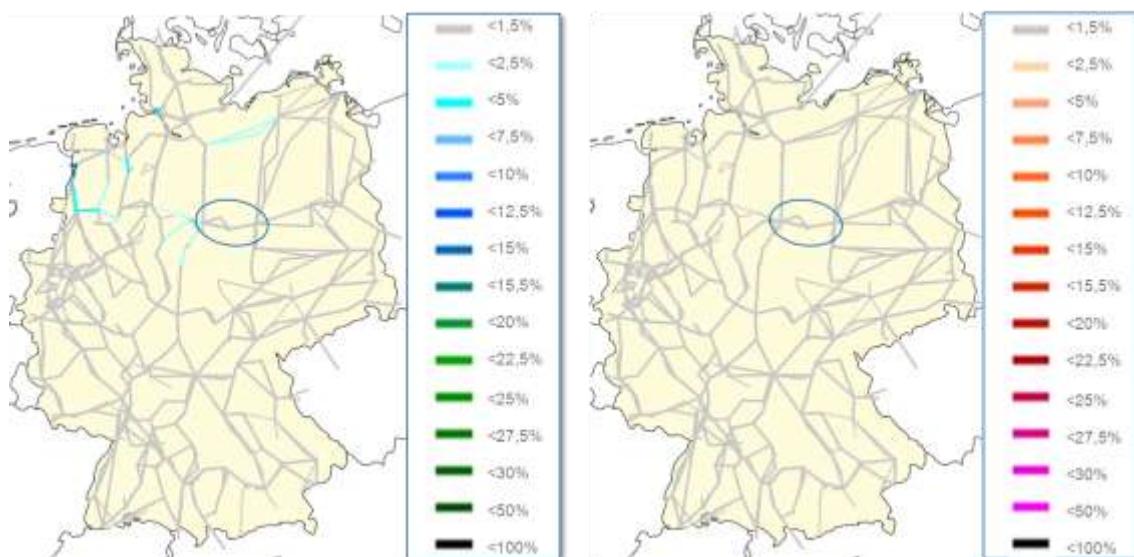


Abbildung 69: Einfluss der Maßnahme M24a auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

3. Konsultation

Der in einer Stellungnahme begrüßten Erhöhung der Übertragungskapazität zur industriepolitischen Entwicklung der Region, wird durch die Bestätigung inzident Rechnung getragen. Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

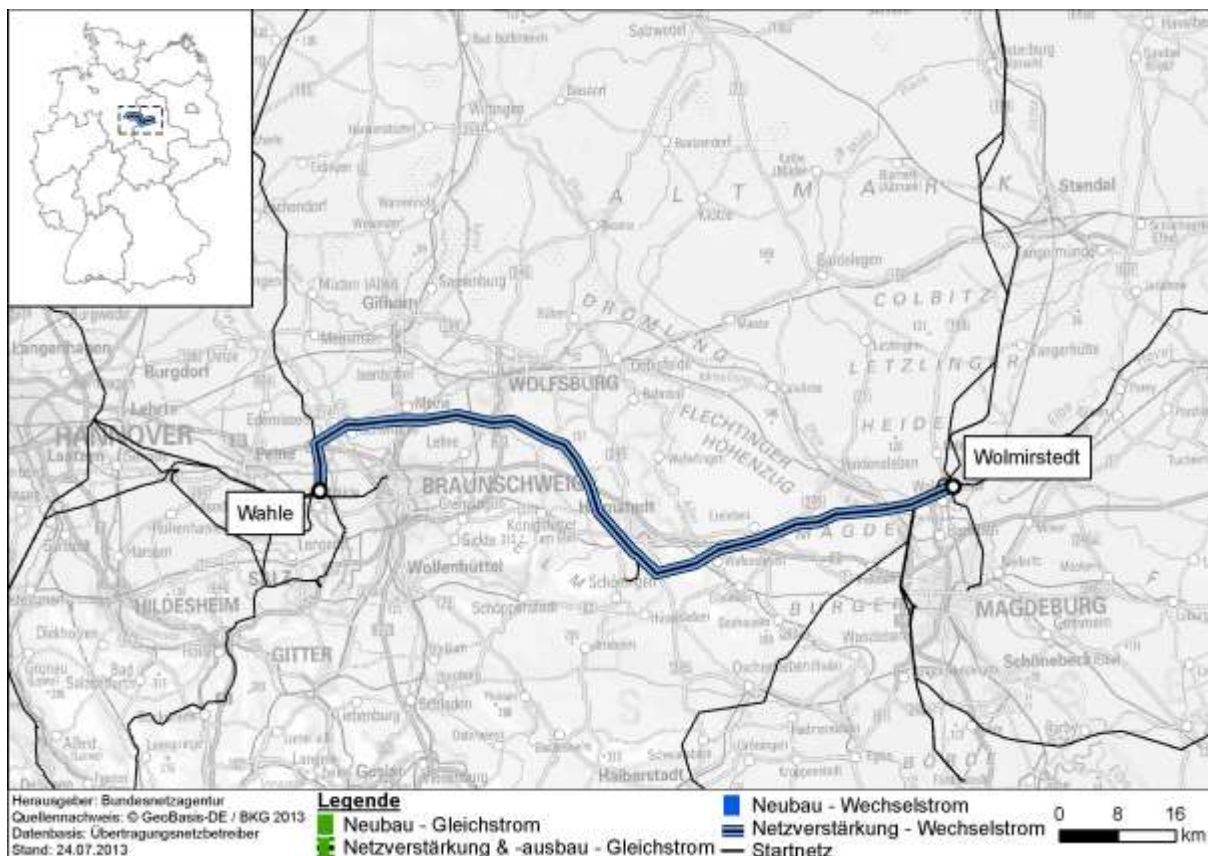
Die Maßnahme kann die (n-1) Verletzung wirksam beheben. Sie ist mit einer maximalen Auslastung von knapp 50% erforderlich und wird daher von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Maßnahme 24b: Wolmirstedt – Walle

Die Maßnahme 24b (Wolmirstedt – Walle) wird nicht bestätigt.

Beschreibung:

Projekt P33 beschreibt die Maßnahmen M24a und M24b und dient zur Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Sachsen-Anhalt und Niedersachsen. In diesem Rahmen müssen auch die 380-kV-Anlagen Wolmirstedt, Helmstedt und Walle in entsprechender Weise verstärkt werden. Aufbauend auf der Maßnahme M24a soll nach M24b eine neue Leitung Wolmirstedt – Walle gebaut werden. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen in Wolmirstedt und Walle zu erweitern.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: Die Maßnahme 24b wurde im NEP Strom 2013 den „zu beobachtenden“ Netzmaßnahmen zugeordnet. Die ÜNB sind der Aufforderung der BNetzA (S. 389 Entwurf der Bestätigung NEP Strom 2013) nicht nachgekommen ein Inbetriebnahmejahr für die Maßnahmen nachzureichen.

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Prüfung der Maßnahme basiert auf dem Netznutzungsfall der Stunde 748, der von den ÜNB zur Begründung bereitgestellt wurde.

Im Normalzustand (n-0) lässt sich feststellen, dass die zur Begründung herangezogenen Leitungen von Wolmirstedt nach Helmstedt mit jeweils 78,1 % hoch ausgelastet sind. Durch Hinzunahme der Maßnahme reduziert sich die Auslastung beider Leitungen auf je 47,3 %. Die neue Leitung

gen der Maßnahme M24b von Wolmirstedt nach Wahle sind jeweils mit 53,1 % ausgelastet.

Ausfall des 380-kV-Stromkreises von Wolmirstedt nach Helmstedt

In der Begründung wird ein Leitungsausfall zwischen Wolmirstedt und Helmstedt angeführt. Dieser führt zu einer Auslastung der parallelen Leitung von 131,7 %. Mit der Maßnahme wird ein Ausfall einer der Leitungen der Maßnahme von Wolmirstedt nach Wahle simuliert. Die Leitungen von Wolmirstedt nach Helmstedt sind mit je 59,0 % ausgelastet. Die verbleibende Leitung von Wolmirstedt nach Wahle ist mit 65,8 % ausgelastet. Die im vorgelegten NNF ersichtliche (n-1)-Verletzung wird durch die Maßnahme beseitigt.

Wird die Topologie in Wolmirstedt im Netz ohne die Maßnahme M24b geändert, ist es möglich die Überlastung von Wolmirstedt nach Wahle auf 87,3 % zu senken. Da die Topologieänderung ohne die Maßnahme M24b die Überlastung beseitigt, ist die Maßnahme M24b nicht wirksam.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 70 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M24b des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnung über 8760 Stunden. In 40% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 53%. Die mittlere Auslastung beträgt 17,5%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird als erforderlich eingestuft.

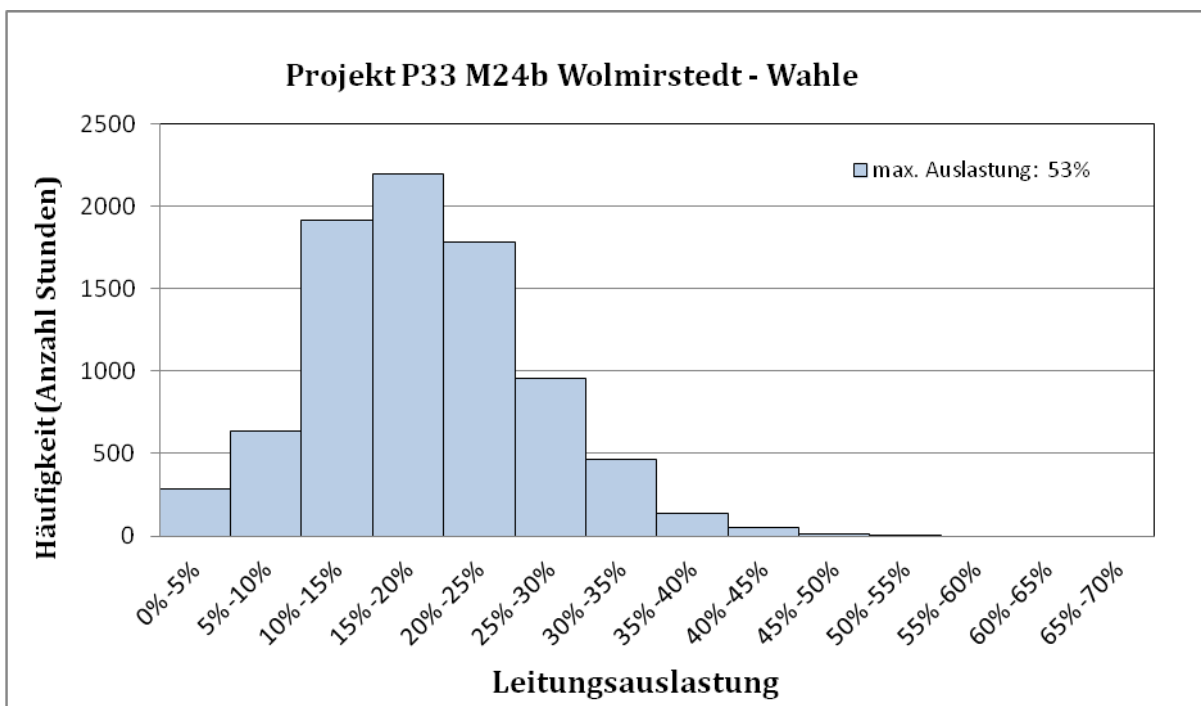


Abbildung 70: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M24b über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 71 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahme M24b auf

das umliegende Netz dargestellt. Leitungen, die parallel zu der Maßnahme M24b verlaufen sind deutlich entlastet. Leitungen die Leistung zur Maßnahme zu- oder abführen werden stärker belastet.

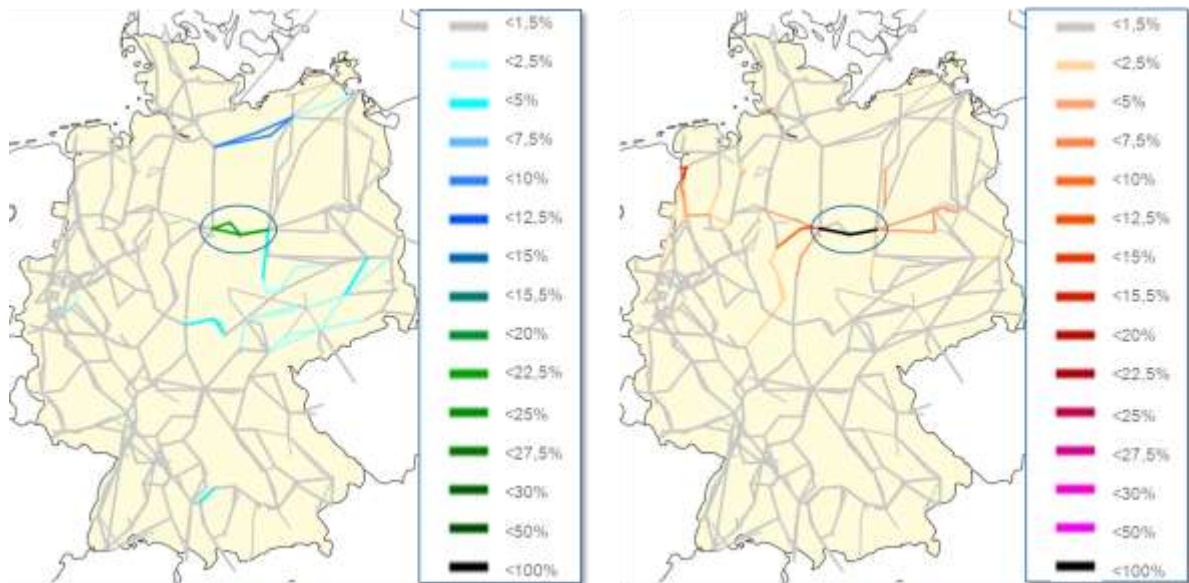


Abbildung 71: Einfluss der Maßnahme M24b auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

2.2 Geänderte Rahmenbedingungen

In der von den ÜNB am 1.7.2013 vorgelegten Sensitivitätsbetrachtung 2, der Kappung der Erzeugungsspitzen, konnte die Notwendigkeit der Maßnahme M24b von den ÜNB nicht identifiziert werden. Zwar sind die Sensitivitätsbetrachtungen für die Bestätigung der Maßnahmen, die sich aus dem Leitszenario B des genehmigten Szenariorahmens ergeben, letztlich nicht entscheidend. Im konkreten Falle sieht sich die Bundesnetzagentur allerdings durch die Sensitivität in ihrer Einschätzung bestätigt, dass diese Maßnahme nicht zu den Maßnahmen gehört, die unter allen vernünftigerweise zu erwartenden Entwicklungen notwendig sind.

2.3 „Zu beobachtende“ Streckenmaßnahme

Bei P33 M24b handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern als „zu beobachtend“ klassifizierten Maßnahmen werden anders als im Entwurf der Bestätigung grundsätzlich nicht bestätigt. Die ÜNB gehen selbst davon aus, dass die „zu beobachtenden“ Maßnahmen „im Lichte der energiewirtschaftlichen und politischen Entwicklung in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden“ (S. 18 NEP Strom 2013). Die Bundesnetzagentur sieht in Anbetracht der aktuellen politischen Entwicklung, z.B. bevorstehenden Novellierung des EEG, grundsätzlich von einer Bestätigung der „zu beobachtenden“ Maßnahmen im diesjährigen Prozess ab – unabhängig davon, ob sie die Prüfkriterien erfüllen. Es ist sinnvoller, nur die Maßnahmen zu bestätigen, von deren Erforderlichkeit auch die ÜNB überzeugt sind, als in den nächsten Jahren bei geänderten Randbedingungen bereits bestätigte Maßnahmen nicht zu bestätigen, weil sie die Prüfkriterien nicht erfüllen. Hiermit kommt die Bundesnetzagentur auch der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach, die Prüfung so durchzuführen, dass die größtmögliche Robustheit

der Maßnahmen gewährleistet ist.

3. Konsultation

Die Auswirkungen des Abschalttermins des Kraftwerks Buschhaus werden aufgrund des Befundes „nicht bestätigt“ nicht weiter vertieft.

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

Die Maßnahme P33 M24b wird nicht bestätigt. Die Wirksamkeit der Maßnahme konnte nicht nachgewiesen werden. Überdies handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

Daher wurde die vorhabenbezogene Alternative auch keiner weiteren Prüfung unterzogen.

Projekt 34: Güstrow – Perleberg – Wolmirstedt

Maßnahme 22a: Perleberg – Wolmirstedt

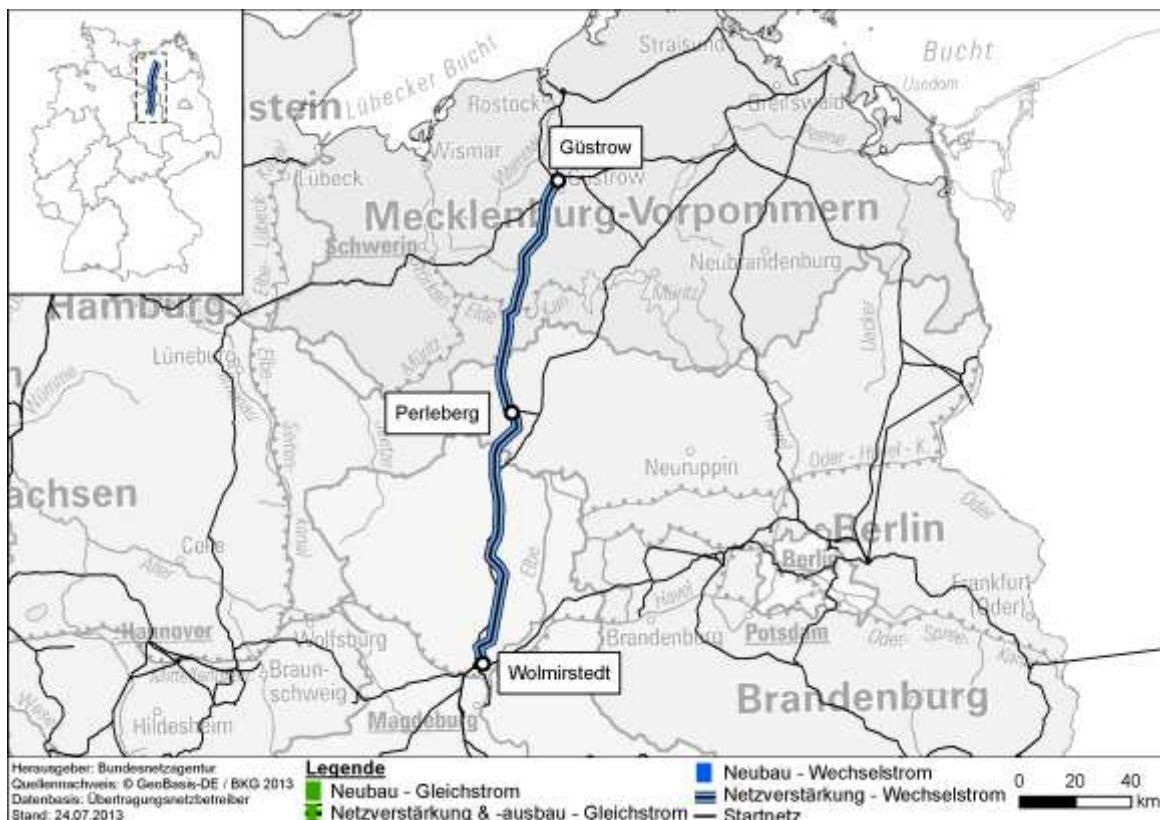
Maßnahme 22b: Güstrow – Perleberg

Die Maßnahme 22a (Perleberg – Wolmirstedt) wird bestätigt.

Die Maßnahme 22b (Güstrow – Perleberg) wird bestätigt.

Beschreibung:

Das Projekt P34 mit den Maßnahmen M22a und M22b zielt auf eine Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Sachsen-Anhalt ab. Geplant ist eine Netzverstärkung in der 220-kV-Trasse Güstrow – Wolmirstedt. Die Maßnahme M22a umfasst einen 380-kV-Leitungsneubau in der bestehenden 220-kV-Trasse von Parchim/Süd nach Wolmirstedt. Hierzu soll die 380-kV-Schaltanlage Wolmirstedt erweitert und die Anlage Parchim/Süd von 220 kV auf 380 kV umgerüstet werden. Die Maßnahme M22b beinhaltet den 380-kV-Leitungsneubau in der bestehenden 220-kV-Trasse von Güstrow nach Parchim/Süd. Eine Erweiterung der 380-kV-Schaltanlage Güstrow ist ebenfalls Teil von M22b. Die Maßnahmen M22a und M22b werden gemeinsam bewertet, da sie eng miteinander verknüpft sind und sich zum Teil auch in der Begründung der ÜNB nicht klar trennen lassen. Im Folgenden werden die Maßnahmen M22a und M22b im Hinblick auf ihren elektrotechnischen Einfluss im Netz bewertet.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2020

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die (n-1) Untersuchungen finden auf Basis des durch die ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfalls (NNF) der Stunde 3083 statt, dem das vollständige Zielnetz zugrunde liegt. In den entsprechenden Untersuchungen wird das Netz lediglich um die betrachtete Maßnahme sowie um die ausfallende Leitung reduziert; etwaige Nichtverfügbarkeiten werden nicht beachtet. Die Einstellungen der regelbaren Transformatoren (Längs-/ Quer-/ Schrägeregler) sowie der HGÜs werden abweichend vom Netznutzungsfall der ÜNB durch die Netzsimulationswerkzeuge des IFHT bestimmt. Dabei ist zu beachten, dass diese Einstellungen einen optimierten Netzzustand repräsentieren, der zeitdiskret ermittelt wird.

In dem vorliegenden Netznutzungsfall ist der 220-kV-Stromkreis Parchim/Süd – Wolmirstedt im (n-0)-Fall zu 124% ausgelastet, der nördliche 220-kV Stromkreis Güstrow – Parchim/Süd ist lediglich mit 24% seines Nennstroms belastet. Dieser Belastungszustand resultiert aus der hohen EE-Einspeisung in Höhe von 66 MW Photovoltaik und 293 MW Onshore-Wind. Ein Abschalten des im (n-0)-Fall überlasteten Stromkreises stellt keine Alternative dar, da dann Parchim/Süd nur noch über einen Stromkreis an das Verbundnetz angeschlossen wäre und somit keine (n-1)-Sicherheit gegeben wäre.

Als Möglichkeit zur Aufhebung der Überlastung wurde das Einschleifen des 220-kV-Stromkreises Güstrow – Wolmirstedt in Parchim/Süd untersucht. In diesem Fall würden die dann vorhandenen zwei Stromkreise zwischen Parchim/Süd und Wolmirstedt ebenfalls bereits im (n-0)-Fall überlastet sein, sodass dies keine Alternative darstellt. Bei einem Abschalten/Rückbau der von Parchim nach Süden führenden Stromkreise und einer alleinigen Anbindung von Parchim/Süd über zwei 220-kV-Stromkreise an Güstrow im Norden, würde im (n-0)-Fall keine Überlastung auftreten. Die (n-1)-Sicherheit der Ost-West-Verbindung Görries – Krümmel wäre jedoch nicht gegeben, sodass auch dies keine Alternative ist.

Aus diesen Erkenntnissen kann bereits geschlossen werden, dass eine alleinige Umsetzung von M22b - zuzüglich der Transformatoren in Parchim/Süd – ohne Umsetzung von M22a nicht wirksam wäre und aus diesem Grund nicht weiter in Betracht gezogen wird.

Ausfall eines 220-kV-Stromkreises von Güstrow nach Wolmirstedt

In den Simulationen des IFHT zeigt sich, dass der 220-kV-Stromkreis Parchim/Süd – Wolmirstedt bei Ausfall des 220-kV-Stromkreises von Güstrow nach Wolmirstedt im Zielnetz ohne M22a und ohne M22b mit 140% Auslastung deutlich überlastet ist. Zu Aufhebung der Überlastung können keine betriebsbezogenen Maßnahmen identifiziert werden.

Bei Umsetzung von M22a ist der zuvor ausfallende 220-kV-Stromkreis Güstrow – Wolmirstedt in dieser Form nicht mehr vorhanden, sondern endet von Güstrow kommend in Parchim/Süd. Die dann vorhandenen zwei parallelen 220-kV-Stromkreise zwischen Güstrow und Parchim/Süd sind im (n-0)-Fall des untersuchten Netznutzungsfalls zu 95% ausgelastet. Bei Ausfall eines dieser Stromkreise kommt es mit M22a und ohne M22b zu einer Überlastung des parallelen 220-kV-Systems in Höhe von 149%. Diese Überlastung kann durch Abschalten des betroffenen Stromkreises aufgehoben werden.

Mit beiden Maßnahmen des Projekts 34 (i.e. vollständigen Umstellung der Verbindung Güstrow

– Parchim/Süd – Wolmirstedt auf 380 kV) kann keine Verletzung des (n-1)-Kriteriums festgestellt werden. Im (n-0)-Fall sind die Stromkreise von M22a zu 39% und die Stromkreise von M22b zu 31% ausgelastet. Die Auslastungen sind in diesem Netznutzungsfall also leicht größer als die maximalen Auslastungen in den Simulationen über 8760 Stunden des IFHT.

Bei der Untersuchung einer weiteren Variante, der Umsetzung von M22a und dem Abschalten/Rückbau der 220-kV-Leitungen zwischen Güstrow und Parchim/Süd, entstehen erneut Überlastungen beim Ausfall eines 380-kV-Stromkreises Görries – Krümmel.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 72 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M22a im Rahmen der durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden in der Simulationsumgebung des IFHT (Regionalisierung, Marktsimulation und Netzsimulation). Die Hauptflussrichtung besteht von Parchim/Süd nach Wolmirstedt in Richtung Süden. Die mittlere Auslastung beträgt 11%, wobei die Leitung bei 10% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet wird. Die maximale Auslastung beträgt 33,3%.

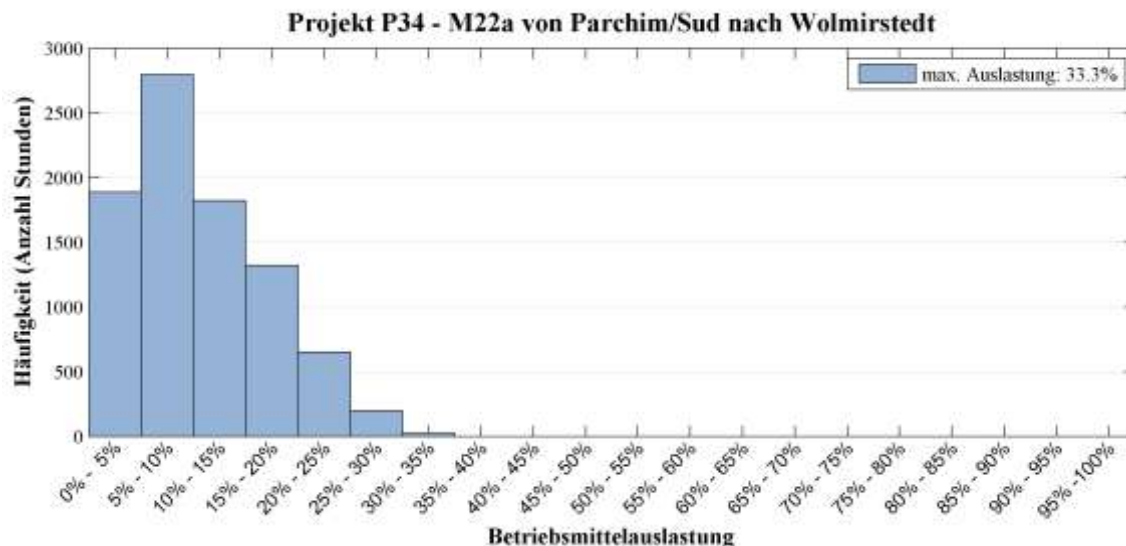


Abbildung 72: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M22a über 8760 h

Abbildung 73 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M22b im Anschluss von Maßnahme M22a. Die Hauptflussrichtung besteht hier von Güstrow nach Parchim/Süd in ebenfalls in Richtung Süden. Die mittlere bzw. maximale Auslastung beträgt 8,5% bzw. knapp 27%. Die Leitung wird bei 2% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet. Im Vergleich zu M22b ist die Maßnahme M22a tendenziell stärker ausgelastet. Dies resultiert in den meisten Fällen aus der Einspeisung von erneuerbaren Energien in Parchim/Süd und der Abfuhr in Richtung Süden.

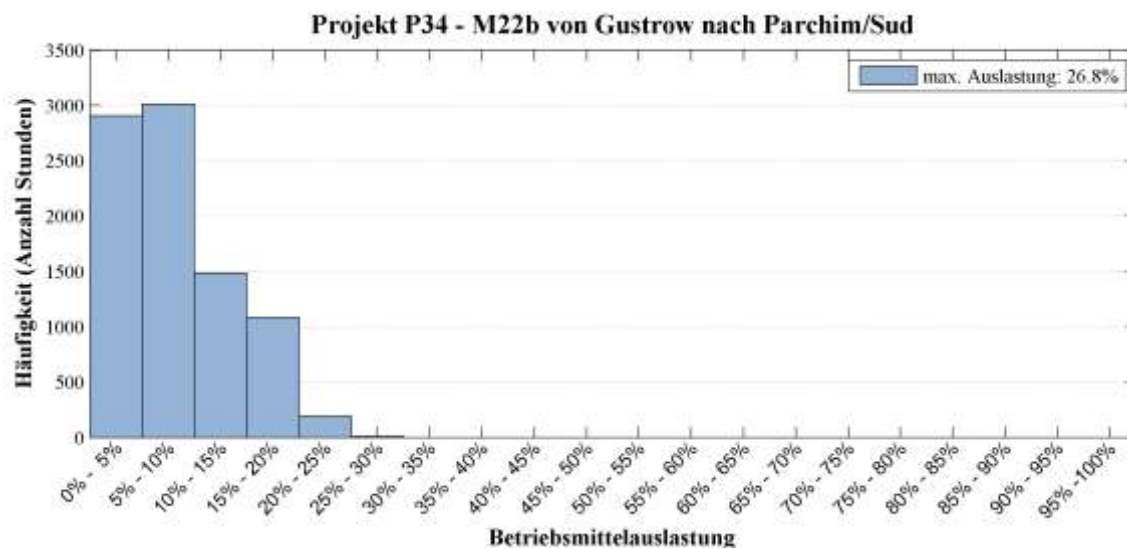


Abbildung 73: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M22b über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Abbildung 74 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahme M22a auf das Netz dargestellt. Die Maßnahme entlastet parallel verlaufende Leitungen.

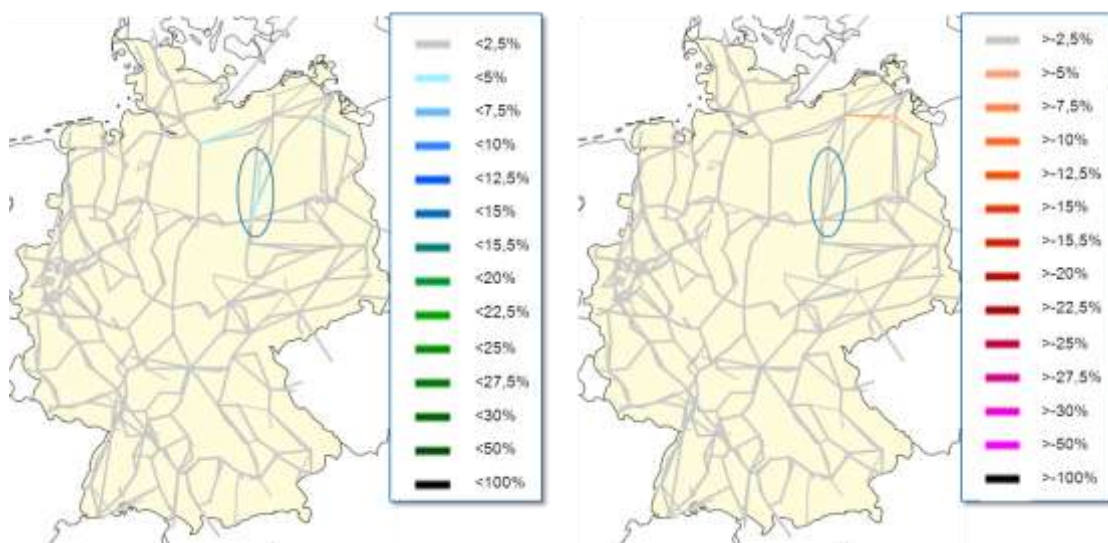


Abbildung 74: Einfluss der Maßnahme M22a auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

In Abbildung 75 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahme M22b auf das Netz dargestellt. Die Maßnahme entlastet parallel verlaufende und an die Maßnahme anschließende Leitungen.

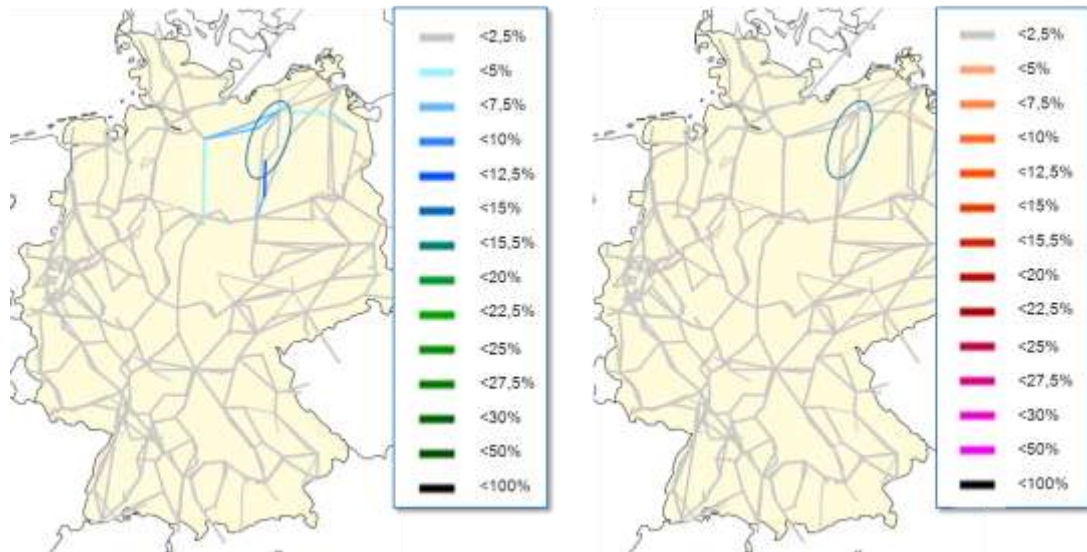


Abbildung 75: Einfluss der Maßnahme M22b auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

3. Konsultation

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

Die bestehende 220-kV-Struktur zwischen Güstrow, Parchim/Süd und Wolmirstedt ist in dem untersuchten Netznutzungsfall nicht (n-1)-sicher und bereits im (n-0)-Fall treten Überlastungen auf. Es kann gezeigt werden, dass die alleinige Umsetzung von M22b (ohne M22a) keine wirksame Alternative ist. Bei Umsetzung der Maßnahme M22a sind die 220-kV-Stromkreise zwischen Güstrow und Parchim/Süd im (n-0)-Fall mit 95% sehr stark belastet. Die Überlastung im (n-1)-Fall auf diesen Systemen kann durch Abschaltung des verbleibenden Systems zwar aufgehoben werden, bereits die hohe Auslastung im (n-0)-Fall begründet jedoch die Umsetzung der Maßnahme M22b. Durch die Umsetzung beider Maßnahmen ist die (n-1)-Sicherheit gewährleistet.

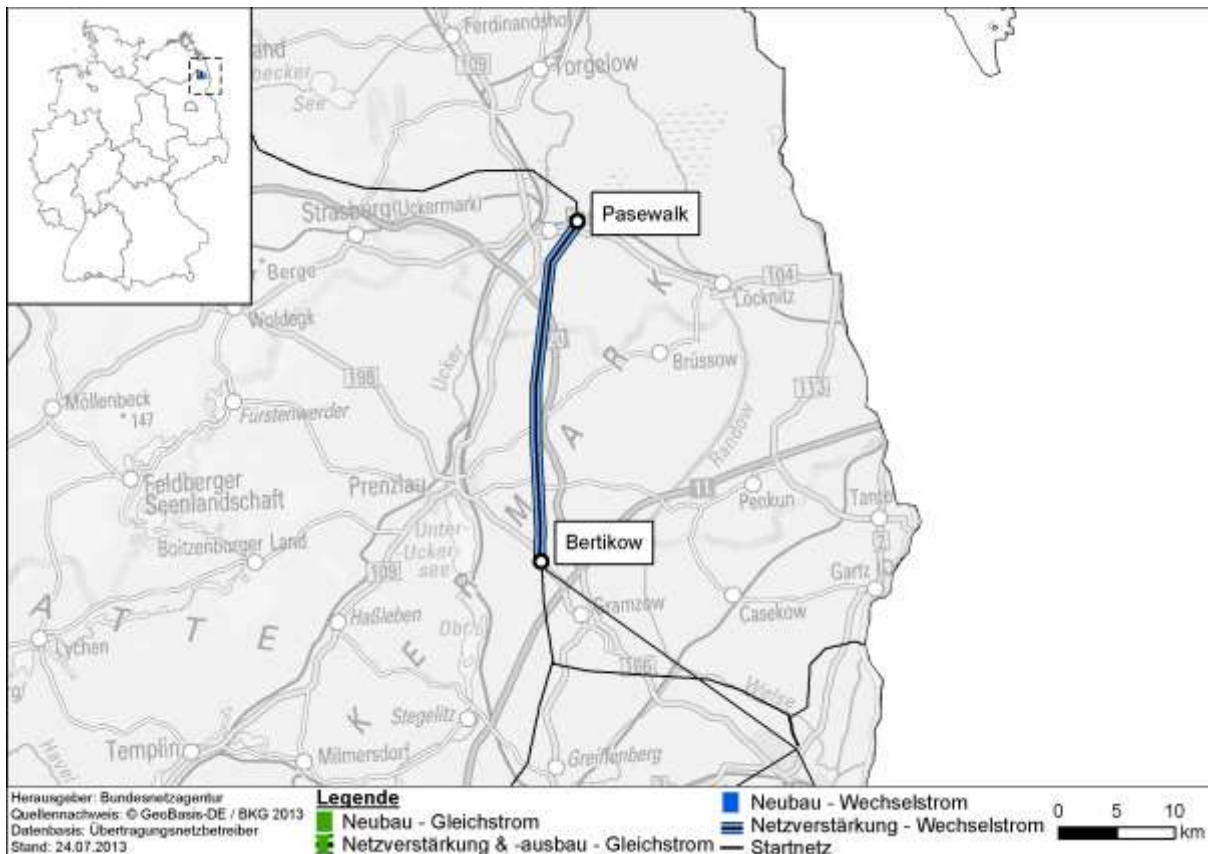
Projekt 36: Bertikow – Pasewalk

Maßnahme 21: Bertikow – Pasewalk

Die Maßnahme 21 (Bertikow – Pasewalk) wird bestätigt.

Beschreibung:

Von Bertikow nach Pasewalk wird eine neue 380-kV-Leitung in der bestehenden 220-kV-Trasse errichtet. Hierzu ist die 380-kV-Anlage Bertikow zu erweitern. Weiterhin ist in Pasewalk eine Umstellung von 220 kV auf 380 kV vorzunehmen. Es sind zudem 380/220-kV-Netzkuppler in Pasewalk vorzusehen. Die Maßnahme wurde bereits im NEP 2012 als notwendig identifiziert. Im NEP 2012 wurde zudem für das Szenario B 2032 zusätzlich die Netzverstärkungsmaßnahme Pasewalk – Iven – Lubmin (M84) identifiziert.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Prüfung der Wirksamkeit der Maßnahme P36 M21 basiert auf dem von den ÜNB dafür vorgelegten Netznutzungsfall (NNF) der Stunde 3203. Der untersuchte NNF zeichnet sich durch einen

starken Export in Richtung Polen aus. Dies schlägt sich auch entsprechend in den Phasenschieberttransformatorstellungen entlang der polnischen Grenze nieder, welche einen deutlichen Einfluss auf die Lastflüsse zwischen Pasewalk und Bertikow haben. Dieser große Einfluss ist darin begründet, das Bertikow in direkter Nachbarschaft zum PST-Standort in Vierraden liegt. Die bestehenden 220-kV-Systeme Pasewalk-Bertikow sind im Grundlastfall mit jeweils 59,7% ausgelastet.

In den Untersuchungen auf Basis des vollständigen Zielnetzes wird bei Ausfall eines der beiden 220-kV-Systeme Pasewalk-Bertikow das verbleibende 220-kV-System mit 107,8% überlastet. Wird das Netz zusätzlich um die nicht bestätigungsfähigen HGÜ-Maßnahmen des NEP 13 (B04, C06, D16) bereinigt, beläuft sich die Überlastung auf 117%. Diese Überlastung kann durch einen alternativen Einsatz der Phasenschieber an den Grenzkuppelstellen zu Polen behoben werden. Somit läge keine (n-1) Verletzung im vorgelegten Datensatz zur Begründung der Maßnahme vor. Die Anpassung der Stufenstellungen der Phasenschieber führt jedoch zu einer Überschreitung der für das Jahr 2023 angenommenen Transportkapazität (NTC-Wert) von Deutschland nach Polen um ca. 60 MW. Aus diesem Grund kann in diesem Fall, anders als bei Projekt P44 (s.u.), nicht ohne weiteres davon ausgegangen werden, dass die behördlicherseits gefundene Stellung der Phasenschieber von Polen akzeptiert werden wird. Daher hat sich die Bundesnetzagentur entschlossen, von der seitens der ÜNB gewählten Stellung der Phasenschieber im späteren Netzbetrieb als realisierte Einstellung auszugehen. Eine Behebung der Überlastung durch veränderte Stufenstellungen des Phasenschiebers wird daher hier nicht unterstellt. Die Wirksamkeit der Maßnahme ist daher durch Vermeidung der ansonsten im (n-1)-Fall auftretenden Überlastung auf der 220-kV-Leitung Pasewalk-Bertikow gegeben.

In dem von den ÜNB bereitgestellten Datensatz zur Prüfung von P36 wird für die 220-kV-Leitung Bertikow – Pasewalk der thermische Grenzstrom des vorhandenen Leiterseils 2 x 185/32 Al/St von 1070 A berücksichtigt. Die ÜNB haben kurz vor Konsultationsbeginn ergänzende Unterlagen sowie einen neuen Datensatz für das NNF 3203 zur Begründung der Maßnahme übersandt. In den Unterlagen wird argumentiert, dass der heutige Grenzstrom dieser Leitung aufgrund der eingesetzten Seilarmaturen nur 900 A beträgt. Grundsätzlich unterstellt die Bundesnetzagentur die Möglichkeit des Austauschs der Armaturen, sodass bei den oben beschriebenen Untersuchungen weiterhin ein Grenzstrom von 1070 A vorausgesetzt wird.

1.2 Erforderlichkeit

Die nachfolgende Abbildung 76 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M21 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnungen über 8760 Stunden. In keiner der betrachteten Stunden wird aufgrund der bisherigen Daten die Leitung über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 15,4%. Die mittlere Auslastung beträgt 4,5%. Ursache für die geringere Auslastung im Vergleich zum NEP 2012 - dort betrug die maximale Auslastung 21% - ist möglicherweise eine geänderte Regionalisierung durch die ÜNB.

In den von den ÜNB nachgereichten Unterlagen wird darauf hingewiesen, dass die vergleichsweise geringen Leitungsbelastungen im Grundfall durch die Verwendung des Hochstrom-Leiterseiltyps 4 x 435/55 Al/St verursacht werden. Gemäß Angaben der ÜNB besitzt dieser Leiterseiltyp eine Übertragungsfähigkeit von 2.370 MVA je Stromkreis, was eine Verfünfachung gegenüber dem bestehenden Leiterseiltyp darstellt. Bei Verwendung eines Zweierbündels würde sich die maximale Leitungsbelastung zwar erhöhen. Der Einsatz eines Viererbündels ist jedoch in diesem Fall aufgrund von niedrigeren Betriebskosten durch geringere Netzverluste sowie der Vermeidung einer unzulässig hohen Geräuschentwicklung vorzuziehen.

Darüber hinaus tragen die ÜNB im zweiten Entwurf des NEP vor, dass eine Aktualisierung der Maßnahme 21 vorgenommen wird. Im Zuge des beantragten Netzanschlusses eines Windparks

am Übertragungsnetz nordwestlich von Pasewalk und der notwendigen Erhöhung der Transformatorkapazität zum Verteilnetzbetreiber für die EE-Integration am Standort Pasewalk sei eine technisch-wirtschaftliche Anschlusslösung konzentriert am neuen Standort „Pasewalk/Nord“ entwickelt worden. Der von den ÜNB nachträglich gelieferte Datensatz enthält den 380-kV-Ausbau am Standort „Pasewalk/Nord“. Allerdings ist der mit einer Leistung von 360 MW neu beantragte Windpark, welcher i. R. d. Plausibilitätsuntersuchungen zur Errichtung des UW Pasewalk-Nord als schlüssig bewertet wurde, nicht in dem Netzmodell abgebildet. Unter Berücksichtigung dieses Windparks ist von einer höheren Auslastung von P36 auszugehen.

Aus diesem ermittelten Befund sollten nach derzeitiger Auffassung der Bundesnetzagentur im vorliegenden Falle jedoch keine sofortigen Konsequenzen gezogen werden. Durch veränderte Annahmen bezüglich der Erneuerbaren Energien im neuen Szenariorahmen zum NEP14 mit dem Zeithorizont 2024, insbesondere der deutlich höher angenommenen installierten Leistung Wind Onshore, sowie der nun für den NEP14 vorgegebenen, an Potentialen und verfügbaren Flächen orientierten Regionalisierung kann es erneut zu Änderungen und damit auch zu einer geänderten Auslastung der Maßnahme M21 kommen.

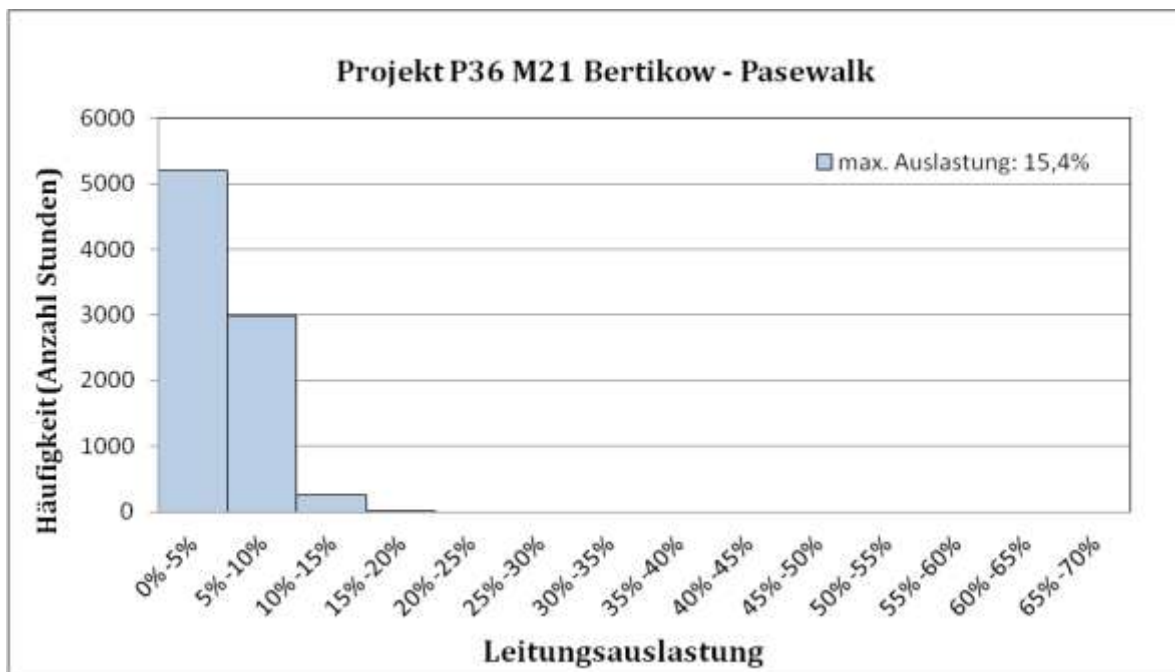


Abbildung 76: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M21 über 8760

2. Sonstige Erwägungen

Die zu ersetzende 220-kV-Leitung wurde 1958 nach den technischen Normen, Gütevorschriften und Lieferbedingungen (TGL) der ehemaligen DDR errichtet. Bei wesentlichen Umbauten an Freileitungen wie z.B. die Durchführung einer Umbeseilung zur Erhöhung der Übertragungskapazität sind die aktuellen DIN-Normen anzuwenden, die in Bezug auf die mechanische Stabilität und Torsionssteifigkeit den Masten eine höhere Belastung abverlangen als die TGL-Normen. Aus diesem Grund wäre bei der Ertüchtigung der 220-kV-Leitenseile auch ein Neubau der Masten erforderlich. Die Erhöhung der Übertragungsspannung auf 380 kV stellt in diesem Zusammenhang einen nachhaltigeren Ansatz dar.

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die Maßnahme M21 vom Bertikow nach Pasewalk hat für das umgebende Netz sowohl ent- als auch belastende Effekte, die in Abbildung 77 dargestellt werden. Die erkennbaren Auswirkungen der Maßnahme betreffen vor allem die anschließenden Leitungen.

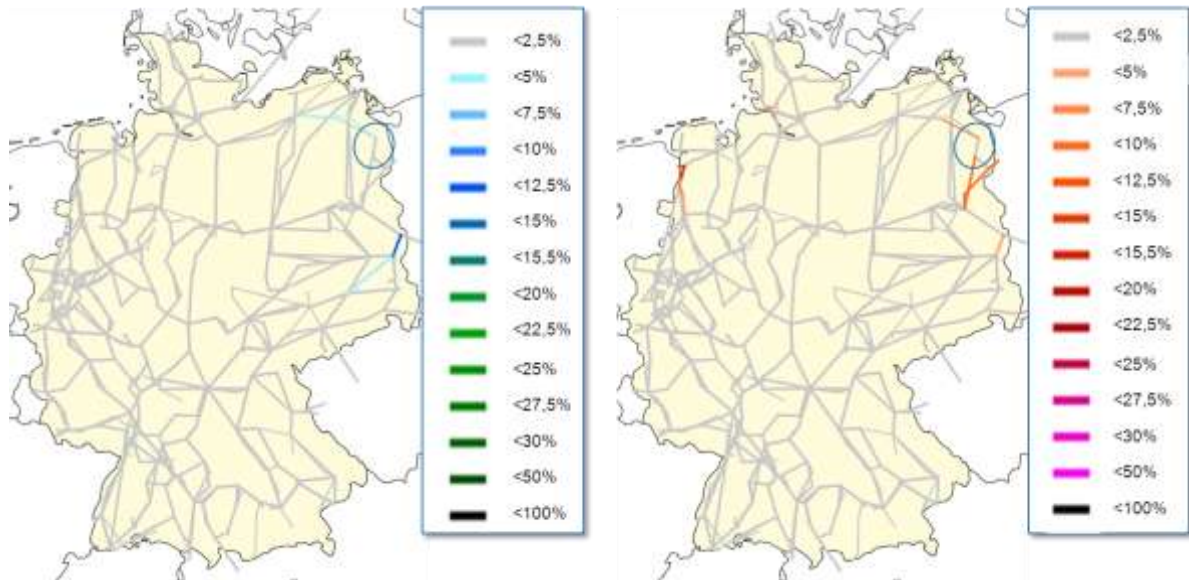


Abbildung 77: Einfluss der Maßnahme M21 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

3. Konsultation

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht. Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

Die Wirksamkeit der Maßnahme kann unter Beachtung der Ungewissheiten über die Stellung des Phasenschiebertransformators (PST Vierraden) bestätigt werden. Bei einem PST kann und muss der Leistungsfluss im Gegensatz zum vermaschten Wechselstromnetz durch eine Regelung gezielt eingestellt werden. Die geringen Erfahrungen hinsichtlich des im späteren Netzbetrieb zulässigen Bereichs der Stufenstellungen sowie die Notwendigkeit, die Einstellung des PST in Abstimmung mit dem polnischen Übertragungsnetzbetreiber zu wählen, legen es nahe, der von den ÜNB in den Netzdatensätzen gewählte Stufenstellung zu folgen. In diesem Falle behebt die Maßnahme M21 eine (n-1) Verletzung. Die Maßnahme ist auch deswegen energiewirtschaftlich geboten, da die bestehende 220-kV-Leitung nicht mehr ertüchtigt werden kann und ein Neubau unter Beibehaltung der bisherigen Spannungsebene 220 kV heute nicht mehr üblich ist.

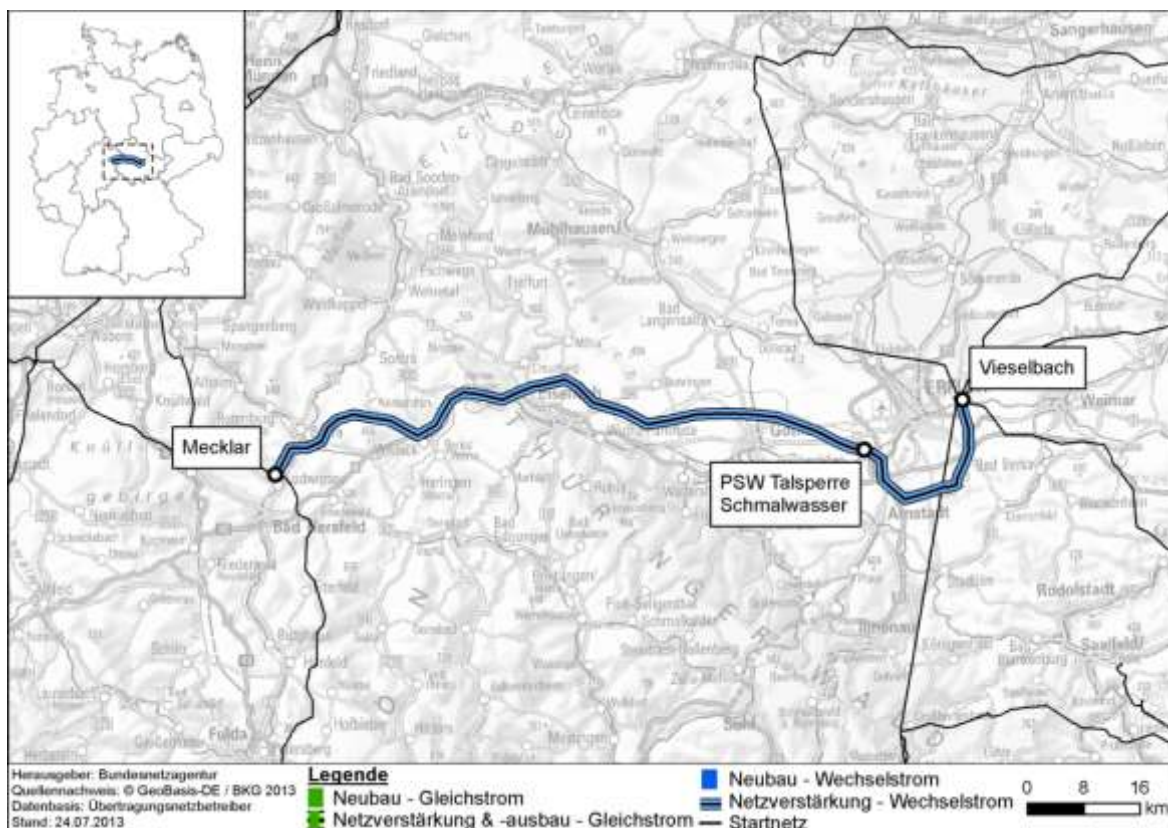
Die Maßnahme hätte nach heutiger Erkenntnislage unabhängig von der Phasenschieberstufung eine höhere Auslastung im Grundfall, wenn man den im jüngst genehmigten Szenariorahmen 2014 erwarteten Ausbau der Onshore-Wind-Energie antizipiert.

Die Maßnahme M21 wird bestätigt.

Projekt 37: Vieselbach – Mecklar

Beschreibung:

Projekt P37 soll mit den Maßnahmen M25a und M25b die Übertragungskapazitäten zwischen Thüringen und Hessen erhöhen. Die Maßnahme M25a zielt darauf ab, die Leiterseile von Vieselbach (50Hertz, Thüringen) bis zum Punkt der Einschleifung der Anbindung des Pumpspeicherwerks Talsperre Schmalwasser (Sonneborn, 50Hertz, Thüringen) gegen hochstromtragfähige Leiterseile auszutauschen. Der Leiterseilaustausch erfordert eine entsprechende Ertüchtigung der 380-kV-Anlage in Vieselbach. Maßnahme M25b sieht einen Leiterseilaustausch durch hochstromtragfähige Leiterseile von der Doppeleinschleifung im Punkt PSW Talsperre Schmalwasser nach Mecklar (TenneT, Hessen) über Eisenach vor. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen in Eisenach und Mecklar entsprechend zu verstärken. Alternativ zum Projekt P37 besteht die Möglichkeit eines Neubaus einer 380-kV-Doppelleitung in einer bestehenden 220-kV-Trasse zwischen Lauchstädt – Wolkramshausen – Vieselbach. Die Weiterführung erfolgt durch einen Doppelleitungs-Trassenneubau von Wolkramshausen in Richtung Niedersachsen mit Anschluss im Raum Mecklar. Diese Alternative ist Gegenstand dieser Alternativprüfung, die die technischen Auswirkungen im Vergleich zur NEP13-Maßnahme untersucht.

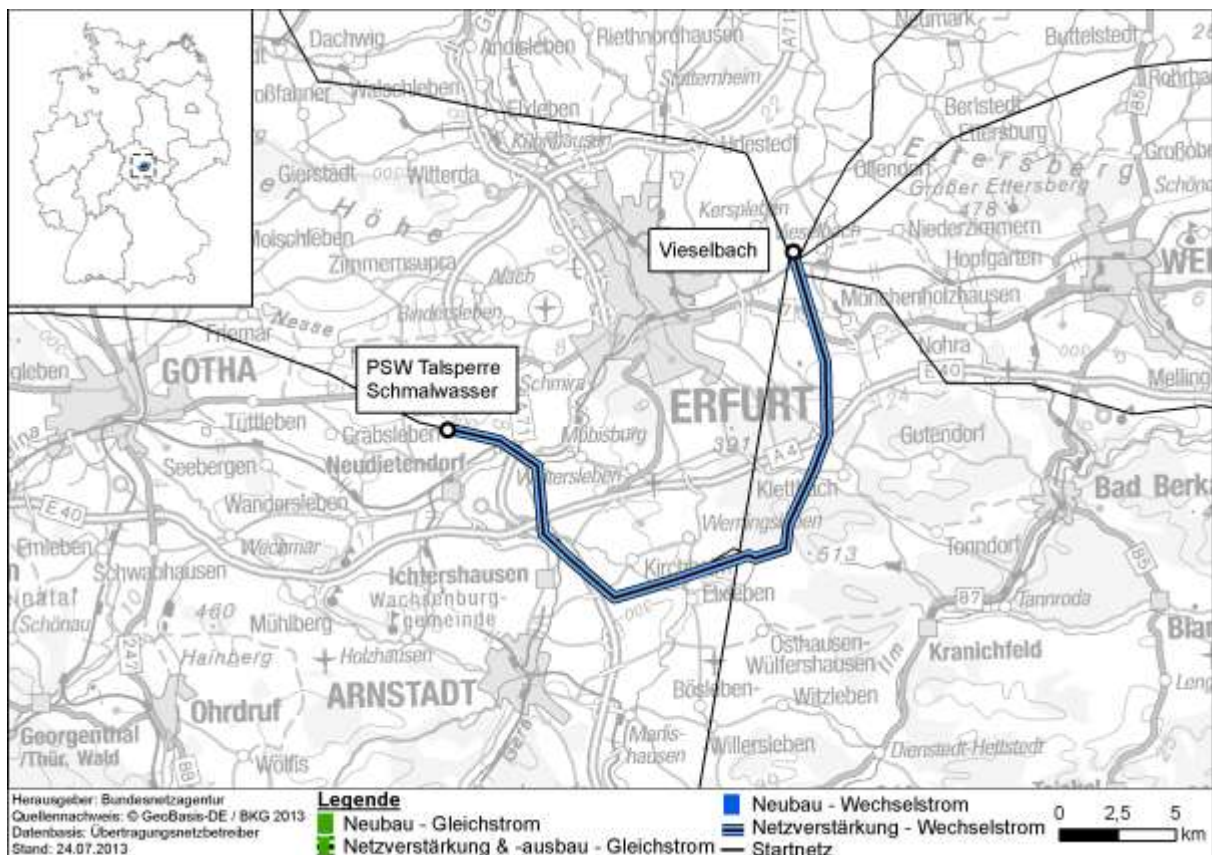


Maßnahme 25a: Vieselbach – PSW Talsperre Schmalwasser (Sonneborn)

Die Maßnahme 25a (Vieselbach – PSW Talsperre Schmalwasser) wird bestätigt.

Beschreibung:

Von Vieselbach bis zur Einschleifung der Anbindung des Pumpspeicherwerks (PSW) Talsperre Schmalwasser werden Leiterseile der bestehenden 380-kV-Freileitung gegen hochstromfähige Seile ausgetauscht. Hierzu ist die 380-kV-Anlage Vieselbach zu ertüchtigen und eine Doppelein-schleifung in die bestehende 380-kV-Leitung von Vieselbach nach Mecklar im Raum von Eisen-ach zu errichten.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2021 - 2022

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Im (n-0)-Zustand des untersuchten Netznutzungsfalls ist die Leitung Vieselbach – PSW Talsperre Schmalwasser bei Realisierung der Maßnahmen M25a und M25b zu 43,1% und bei der Alternative zu 43,5% ausgelastet. Die Auslastung des Stromkreises zwischen Eisenach und Mecklar beträgt bei den Maßnahmen 54,6% und bei der Alternative 56,5%. Bei Umsetzung der Alternative ist die Leitung Wolframshausen – Abzweig Hardeggen im NNF 6518 zu 36,1% ausgelastet. Die Auslastungen in diesem Netznutzungsfall der ÜNB sind somit leicht höher als die maximalen Auslastungen in der Simulationsumgebung des IFHT.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises von Vieselbach nach PSW Talsperre Schmalwasser

Ohne die Maßnahmen M25a und M25b des Projektes P37 ist ein 380-kV-Stromkreis zwischen Vieselbach und PSW Talsperre Schmalwasser zu 99,9% ($I=2517,7\text{A}$) ausgelastet, wenn der parallele Stromkreis im NNF 6518 ausfällt.

Bei Einsatz der Maßnahmen M25a und M25b erhöht sich die absolute Belastung des Stromkreises Vieselbach – Schmalwasser im (n-1)-Fall aufgrund der geringeren elektrischen Widerstände der Leitungen auf 2753,1A. Durch die erhöhte Belastungsgrenze der hochstromfähigen Leiter ergibt sich damit eine Auslastung von 76,5%.

1.2.Erforderlichkeit

Abbildung 78 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M25a des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnung über 8760 Stunden. In 9% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 43%. Die mittlere Auslastung beträgt 11%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und ist somit erforderlich.

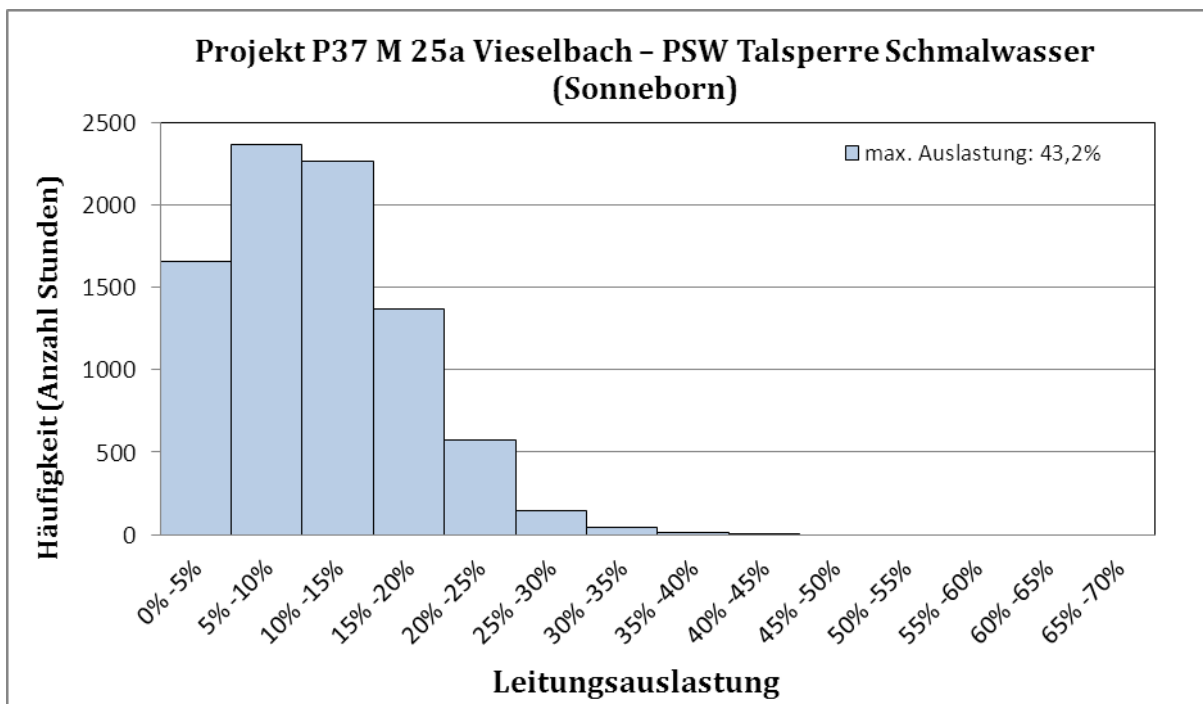


Abbildung 78: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M25a über 8760 h

2. Derzeitiger Befund

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die Maßnahme M25a hat wie in Abbildung 79 dargestellt kaum belastende oder entlastende Effekte auf das umgebende Netz. Dies ist verständlich, da es sich bei der Maßnahme um eine Netzverstärkung handelt und somit lediglich die zu verstärkende Leitung selber entlastet wird.

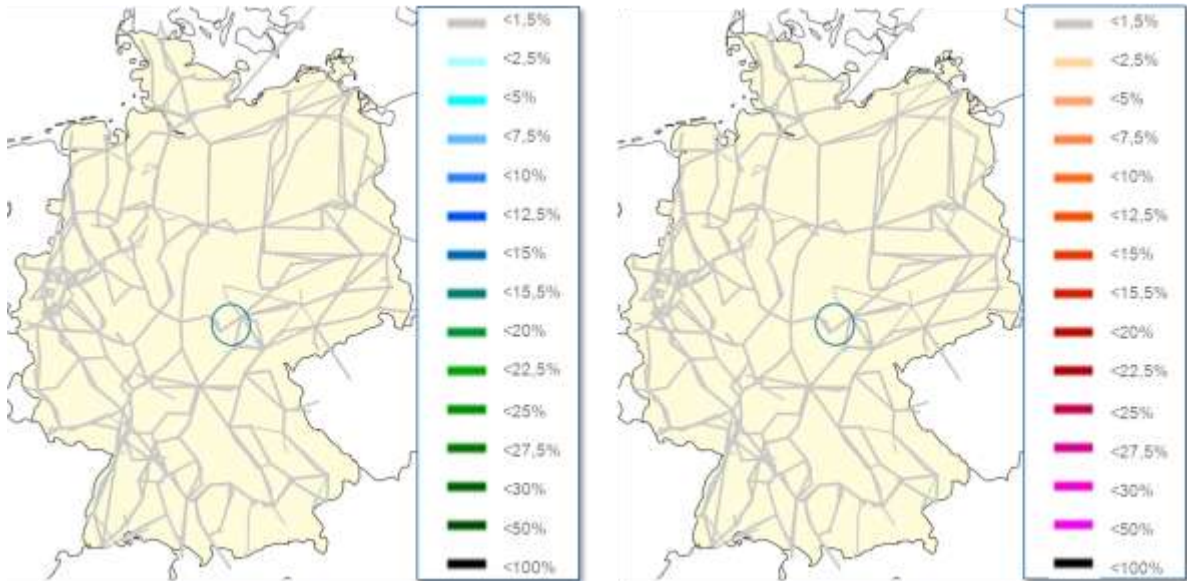


Abbildung 79: Einfluss der Maßnahme M25a auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.

3. Konsultation

Das NOVA-Prinzip wird von den Übertragungsnetzbetreibern bei der Planung angewendet und auch von der Bundesnetzagentur im Rahmen der Prüfungen berücksichtigt.

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht. Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

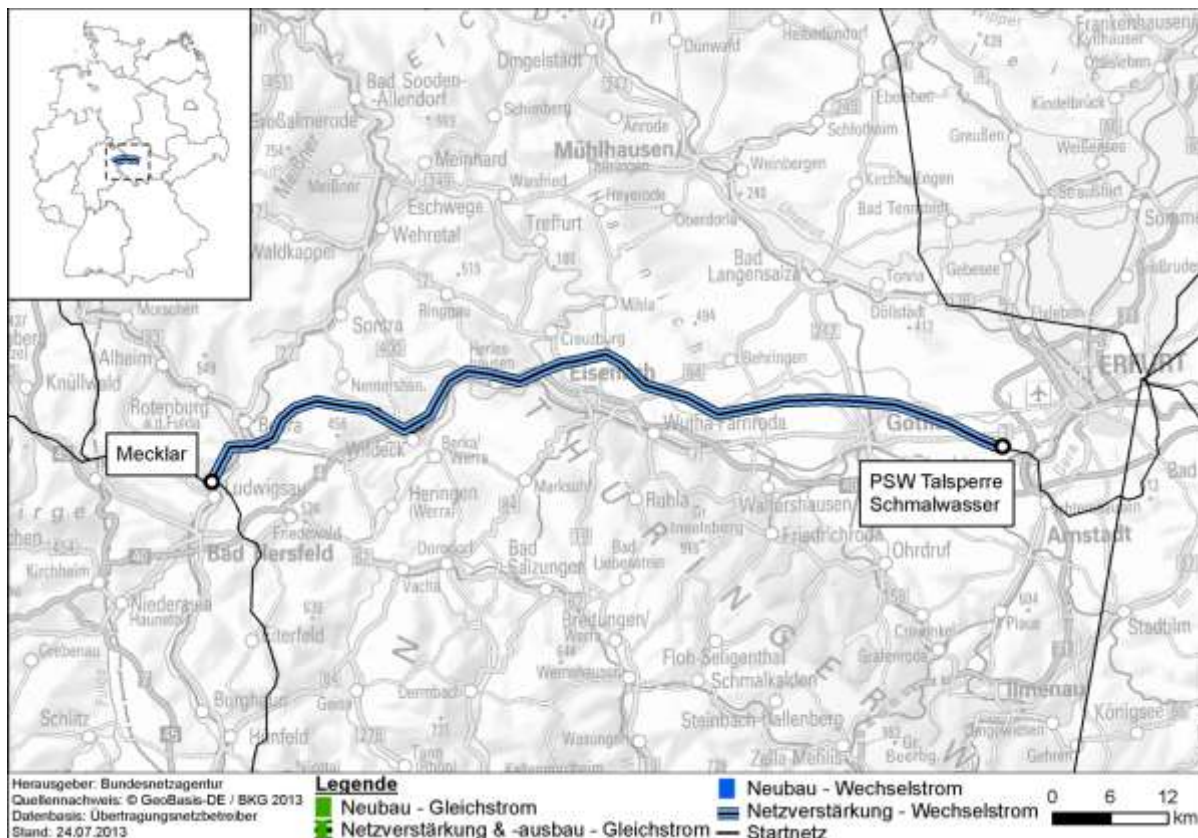
Die Maßnahme M25a weist eine hohe Auslastung über 8760 Stunden auf. Die Maßnahme stellt die (n-1)-Sicherheit wirksam her.

Maßnahme 25b: PSW Talsperre Schmalwasser – Mecklar

Die Maßnahme 25b (PSW Talsperre Schmalwasser – Mecklar) wird bestätigt.

Beschreibung:

Von der Doppel einschleifung des Punkts der Anbindung des PSW Talsperre Schmalwasser im Raum vor Eisenach in Richtung nach Mecklar wird die Stromtragfähigkeit der bestehenden Freileitung erhöht. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Eisenach und Mecklar zu verstärken.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2021 - 2022

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Prüfung der Maßnahme 25b

1.2.1 Wirksamkeit

Im (n-0)-Zustand des untersuchten Netznutzungsfalls ist die Leitung Vieselbach – PSW Talsperre Schmalwasser bei Realisierung der Maßnahmen M25a und M25b zu 43,1% und bei der Alternative zu 43,5% ausgelastet. Die Auslastung des Stromkreises zwischen Eisenach und Mecklar beträgt bei den Maßnahmen 54,6% und bei der Alternative 56,5%. Bei Umsetzung der Alternative ist die Leitung Wolkramshausen – Abzweig Hardeggen im NNF 6518 zu 36,1% ausgelastet. Die Auslastungen in diesem Netznutzungsfall der ÜNB sind somit leicht höher als die maximalen Auslastungen in

der Simulationsumgebung des IFHT.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises von Vieselbach nach PSW Talsperre Schmalwasser

Ohne die Maßnahmen M25a und M25b des Projektes P37 ist ein 380-kV-Stromkreis zwischen Vieselbach und PSW Talsperre Schmalwasser zu 99,9% ($I=2517,7A$) ausgelastet, wenn der parallele Stromkreis im NNF 6518 ausfällt.

Bei Einsatz der Maßnahmen M25a und M25b erhöht sich die absolute Belastung des Stromkreises Vieselbach – Schmalwasser im (n-1)-Fall aufgrund der geringeren elektrischen Widerstände der Leitungen auf 2753,1A. Durch die erhöhte Belastungsgrenze der hochstromfähigen Leiter ergibt sich damit eine Auslastung von 76,5%.

1.2.2 Erforderlichkeit

Abbildung 80 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M25b des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden in der Simulationsumgebung des IFHT (Regionalisierung, Marktsimulation und Netzsimulation). Die Hauptflussrichtung besteht von Eisenach nach Mecklar in Richtung Westen. Bei 34,8% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet. Die mittlere bzw. maximale Auslastung beträgt 16,5% bzw. 48,3%. Die Maßnahme verfügt damit über eine signifikante Auslastung.

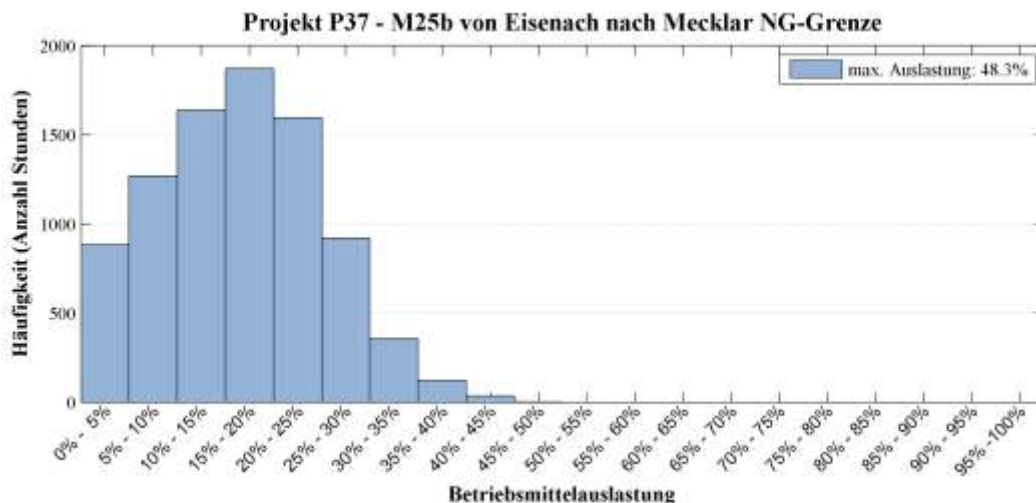


Abbildung 80: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M25b auf der Leitung zwischen Eisenach und Mecklar repräsentativ für P37 über 8760 h

1.2 Prüfung der vorhabenbezogene Alternative



1.2.1 Wirksamkeit

Im (n-0)-Zustand des untersuchten Netznutzungsfalls ist die Leitung Vieselbach – PSW Talsperre Schmalwasser bei Realisierung der Maßnahmen M25a und M25b zu 43,1% und bei der Alternative zu 43,5% ausgelastet. Die Auslastung des Stromkreises zwischen Eisenach und Mecklar beträgt bei den Maßnahmen 54,6% und bei der Alternative 56,5%. Bei Umsetzung der Alternative ist die Leitung Wolframshausen – Abzweig Hardeggen im NNF 6518 zu 36,1% ausgelastet. Die Auslastungen in diesem Netznutzungsfall der ÜNB sind somit leicht höher als die maximalen Auslastungen in der Simulationsumgebung des IFHT.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises von Vieselbach nach PSW Talsperre Schmalwasser

Im Fall der Alternative ergibt sich bei Ausfall des Stromkreises Vieselbach – PSW Talsperre Schmalwasser auf dem parallelen Stromkreis eine Auslastung von 75,3% ($I=1897,0A$).

Zu Begründung der Maßnahme wird die oben genannte Ausfallsituation auch ohne die Maßnahme M28 aus P44 angeführt. Mit Maßnahme ergibt sich dann eine Auslastung von 87,3% und mit Alternative von 85,5%.

1.2.2 Erforderlichkeit

Im Vergleich zeigt Abbildung 81 die Auslastung der nicht verstärkten Leitung im Teilstück zwischen Eisenach und Mecklar für die Simulation mit der Alternative zu P37. Die Leitung ist unter diesen Rahmenbedingungen bis maximal 50% ausgelastet und die durchschnittliche Auslastung beträgt 17,4%. Die durch das Freileitungsmonitoring dynamisch erhöhten Übertragungskapazitäten um bis zu 15% sind berücksichtigt.

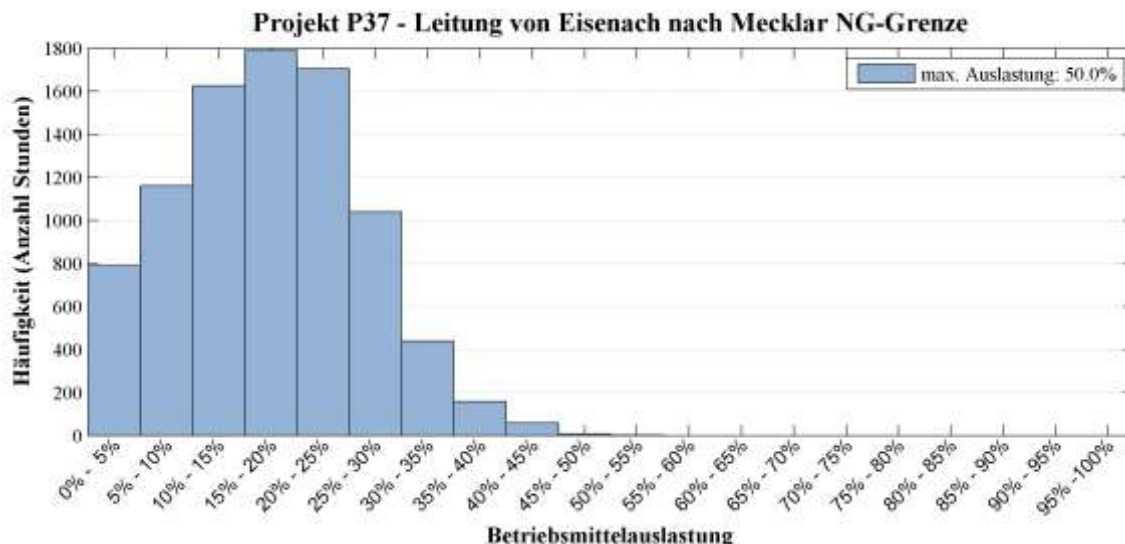


Abbildung 81: Histogramm der relativen Auslastung der Leitung von Eisenach nach Mecklar bei Realisierung der Alternative

Abbildung 82 zeigt die Auslastung der im Rahmen der Alternative neu gebauten Leitung zwischen Wolframshausen und Abzweig Hardeggen. Die Hauptflussrichtung besteht ebenfalls in Richtung Westen. Die Leitung ist unter diesen Rahmenbedingungen bis maximal 30,6% ausgelastet und die durchschnittliche Auslastung beträgt 9,1%. In 3,5% der betrachteten Stunden tritt eine Auslastung über 20% auf. Die 380-kV-Leitung zwischen Lauchstädt und Wolframshausen als Teil der Alternative ist dagegen bis maximal 19,8% ausgelastet, der Stromkreis zwischen Vieselbach und Wol-

kramshausen bis maximal 22,7%.



Abbildung 82: Histogramm der relativen Auslastung der im Rahmen der Alternative realisierten Leitung von Wolkramshausen nach Abzweig Hardeggen

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die Maßnahme M25b hat wie in Abbildung 83 dargestellt kaum belastende oder entlastende Effekte auf das umgebende Netz. Dies ist verständlich, da es sich bei der Maßnahme um eine Netzverstärkung handelt und somit lediglich die zu verstärkende Leitung selber entlastet wird.

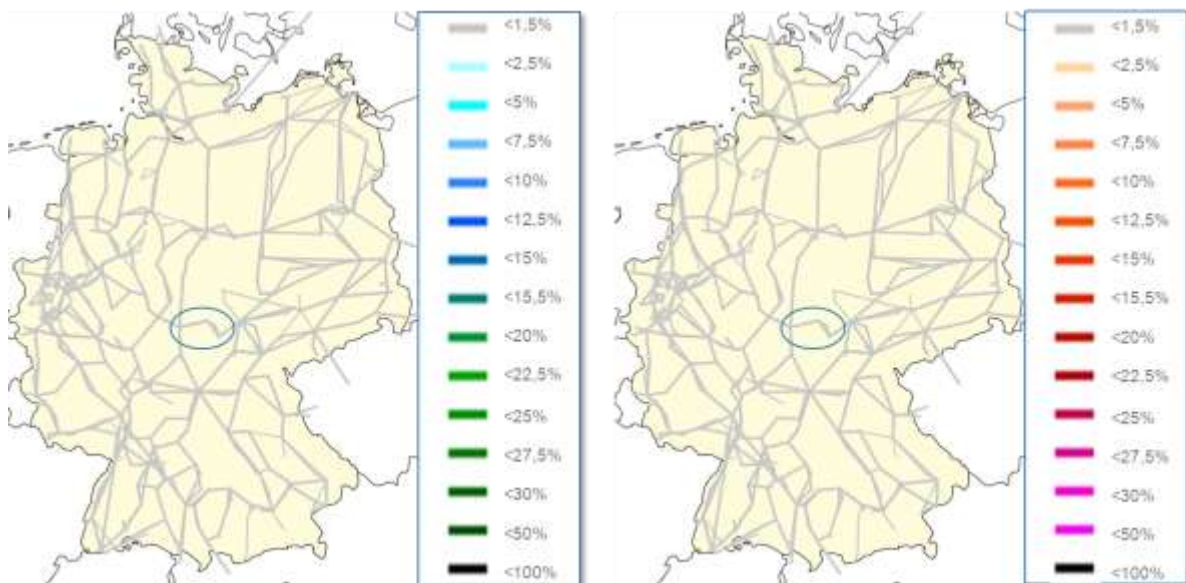


Abbildung 83: Einfluss der Maßnahme M25b auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.

3. Konsultation

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht. Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

Die Alternative reduziert die Auslastung des im (n-1)-Fall kritisch belasteten Stromkreises ebenso wie die Maßnahmen des Projektes P37. Lediglich leichte Unterschiede treten dabei zugunsten der Alternative auf. Auch bei den Berechnungen über 8760 Stunden zeigen sich ähnliche Auslastungen der kritisch belasteten Ost-West-Verbindung Vieselbach – Mecklar. Bei der Alternative sind die moderaten Auslastungen einzelner Teilabschnitte zu beachten, so ergibt sich etwa für die in bestehender 220-kV-Trasse neu zu bauende 380-kV-Leitung Lauchstädt – Wolkramshausen eine maximale Auslastung von lediglich 19,8%.

Zusammenfassend sind die Maßnahmen des Projekts P37 und die Alternative als gleichrangig hinsichtlich der Entlastung der Leitung Vieselbach – Mecklar anzusehen.

Jedoch ist bei der Netzplanung zu beachten, dass das NOVA-Prinzip beachtet werden soll. D.h. das vor einem Neubau erst Optimierungs- und Verstärkungsmöglichkeiten beachtet werden müssen um z.B. unnötige Rauminanspruchnahme zu verhindern. Daher ist hier die originäre Netzverstärkung dem alternativen Neubau vorzuziehen. Die Maßnahme 25b wird bestätigt.

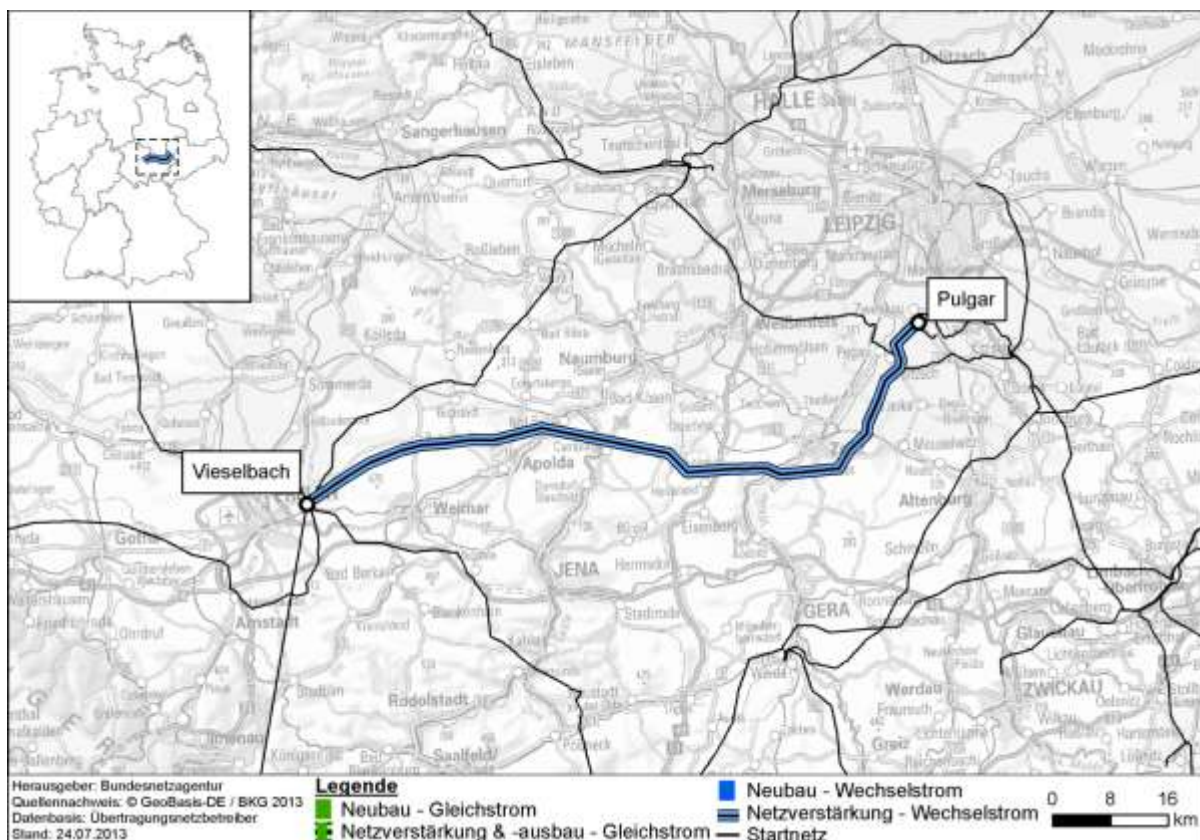
Projekt 38: Pulgar – Vieselbach

Maßnahme 27: Pulgar – Vieselbach

Die Maßnahme 27 (Pulgar – Vieselbach) wird bestätigt.

Beschreibung:

Im Rahmen des Projekts P38 soll durch die Maßnahme M27 die elektrische Übertragungskapazität zwischen Sachsen und Thüringen erhöht werden. Die Maßnahme M27 umfasst einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung auf der bestehenden Trasse zwischen Pulgar (50Hertz, Sachsen) und Vieselbach (50Hertz, Thüringen). Hierzu sind die 380-kV-Anlagen in Pulgar und Vieselbach zu ertüchtigen. Die Alternative zur Maßnahme 27 ist eine Erhöhung des Veranschlagungsgrades durch einen Neubau einer 380-kV-Leitung von Pulgar nach Lauchstädt in der bestehenden 220-kV-Trasse. Diese Alternative ist Gegenstand dieser Prüfung und wird auf Ihre technischen Auswirkungen im Vergleich zur NEP13-Maßnahme M27 untersucht.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2020

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Prüfung der Maßnahme 27

1.1.1 Wirksamkeit

Die (n-1) Untersuchungen finden auf Basis des durch die ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfalls der Stunde 8091 statt, dem das vollständige Zielnetz zugrunde liegt. In den entsprechenden Untersuchungen wird das Netz lediglich zwischen Maßnahme und Alternative variiert sowie um die ausfallende Leitung reduziert; etwaige Nichtverfügbarkeiten werden nicht beachtet. Die Einstellungen der regelbaren Transformatoren (Längs-/ Quer-/ Schrägeregler) sowie der HGÜs werden abweichend vom Netznutzungsfall der ÜNB durch die Netzsimulationswerkzeuge des IFHT bestimmt. Dabei ist zu beachten, dass diese Einstellungen einen optimierten Netzzustand repräsentieren, der zeitdiskret ermittelt wird.

In der Maßnahme M27 im Projekt 38 Pulgar – Vieselbach wird das alte Doppelsystem Pulgar – Vieselbach mit je ca. 1600 MVA pro System durch einen Neubau mit einer Belastungsgrenze von 2370 MVA pro System ersetzt.

Im Normalzustand (n-0) des Netznutzungsfalls ist das neue Doppelsystem zu ca. 52% ausgelastet. Wird die Alternative betrachtet, so ist dieses Einzelsystem zwischen Pulgar und Lauchstädt zu 30% und die alte Doppelleitung Pulgar – Vieselbach zu ca. 66% ausgelastet.

Ausfall eines Stromkreises Pulgar – Vieselbach

Der Ausfall eines Systems der Leitung Pulgar – Vieselbach ist der auslegungsrelevante (n-1)-Fall für M27, der ohne Maßnahme oder Alternative zu Überlastungen (111%) des Parallelsystems führt. Im Fall der Maßnahme ist das parallel verlaufende System im (n-1)-Fall zu 74% ausgelastet.

1.1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 84 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M27 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden in der Simulationsumgebung des IFHT (Regionalisierung, Marktsimulation und Netzsimulation). Die Hauptflussrichtung besteht von Pulgar nach Vieselbach in Richtung Westen. Bei 95% der betrachteten Stunden wird dabei die Leitung über 20% ausgelastet. Die mittlere bzw. maximale Auslastung beträgt 34% bzw. knapp 62%. Die Maßnahme verfügt damit über eine signifikante Auslastung.

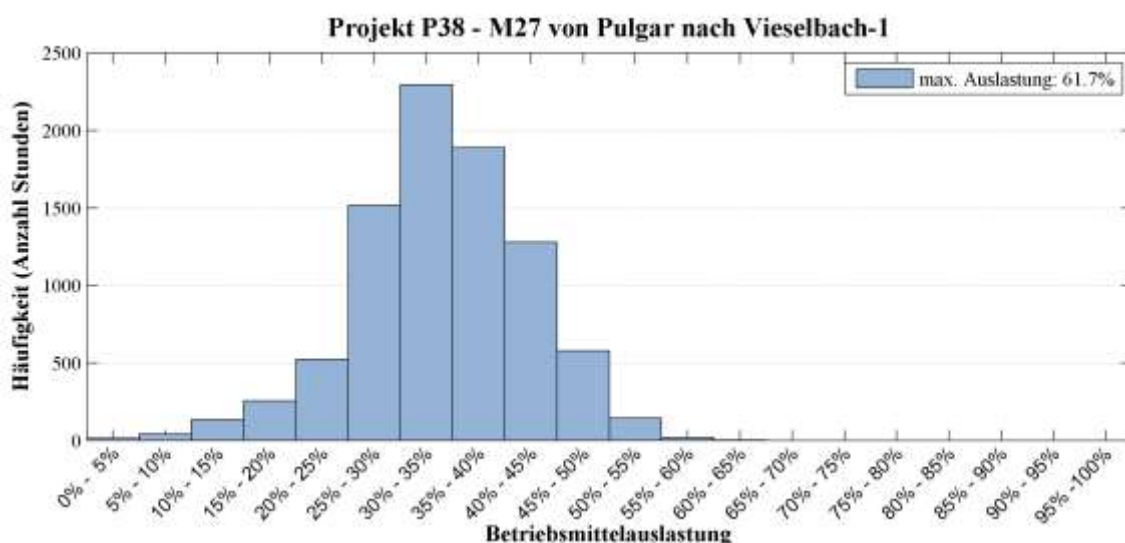
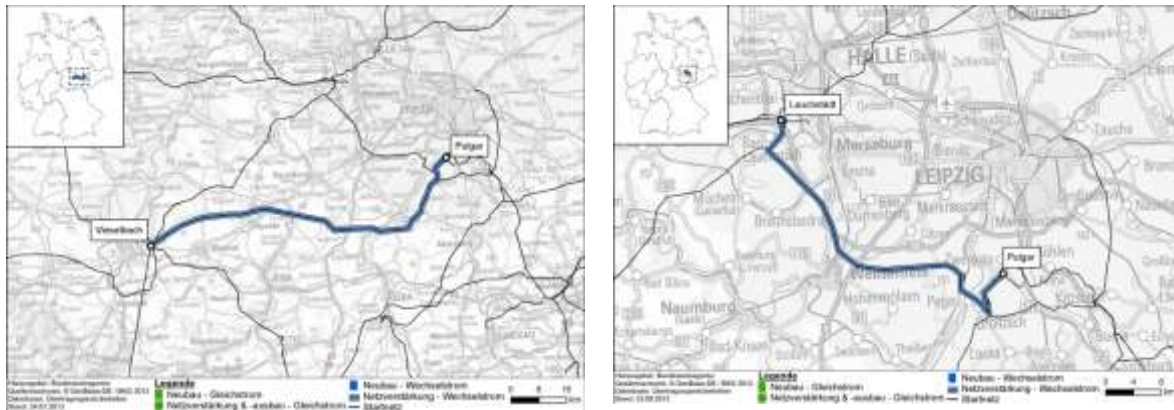


Abbildung 84: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M27 über 8760 h

1.2 Prüfung der vorhabenbezogenen Alternative



1.2.1 Wirksamkeit

Ausfall eines Stromkreises Pulgar – Vieselbach

Der Ausfall eines Systems der Leitung Pulgar – Vieselbach ist der auslegungsrelevante (n-1)-Fall für M27, der ohne Maßnahme oder Alternative zu Überlastungen (111%) des Parallelsystems führt. Wird die Alternative statt der Maßnahme umgesetzt, würde sich in diesem (n-1)-Fall auf dem verbleibenden System Pulgar – Vieselbach eine Auslastung von 87% ergeben. Die alternative Leitung Pulgar – Lauchstädt wäre dann zu 50% ausgelastet.

1.2.2 Erforderlichkeit

Im Vergleich zeigt Abbildung 85 die Auslastung der nicht verstärkten Leitung für das Teilstück zwischen Profen und Vieselbach für die Simulation mit Alternative P38. Die Leitung ist unter diesen Rahmenbedingungen bis maximal 73% ausgelastet und die durchschnittliche Auslastung beträgt 40%. Es bestehen demnach weiterhin Situationen mit einer sehr hohen Leitungsauslastung.



Abbildung 85: Histogramm der relativen Auslastung der Leitung von Pulgar nach Vieselbach bei Realisierung der Alternative

Abbildung 86 zeigt die Auslastung der im Rahmen der Alternative implementierten Leitung von

Pulgar nach Lauchstadt. Sie weist eine durchschnittliche Auslastung von knapp 27% auf und ist in 81% der simulierten Stunden über 20% ausgelastet. Die alternative Leitung zeigt somit eine signifikante Auslastung.



Abbildung 86: Histogramm der relativen Auslastung der Alternative über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen:

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Von Pulgar aus in östlicher Richtung zeigen sich ent- oder belastende Effekte auf das Netz durch die Maßnahme M27. In Abbildung 87 ist dies dargestellt.

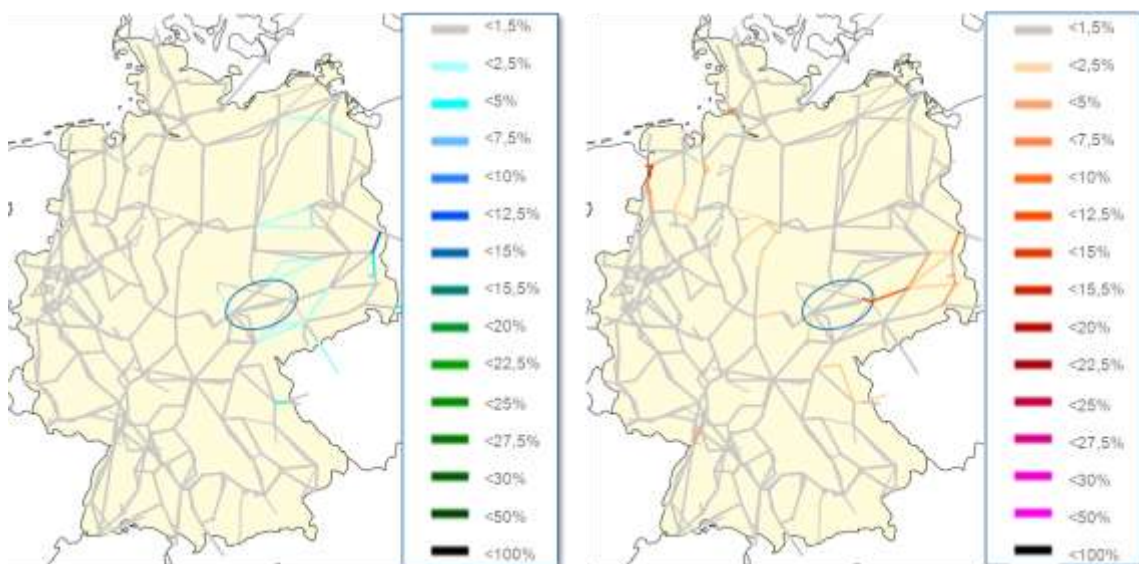


Abbildung 87: Einfluss der Maßnahme M27 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

3. Konsultation

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststel-

lung geht. Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

Bei den (n-1)-Untersuchungen erweisen sich sowohl die Maßnahme als auch die Alternative als wirksam und signifikant ausgelastet. Es ist jedoch zu beachten, dass die Alternative die Belastung des kritischen Systems weniger reduziert als die Maßnahme. Daher ist der beantragten Maßnahme der Vorzug zu geben.

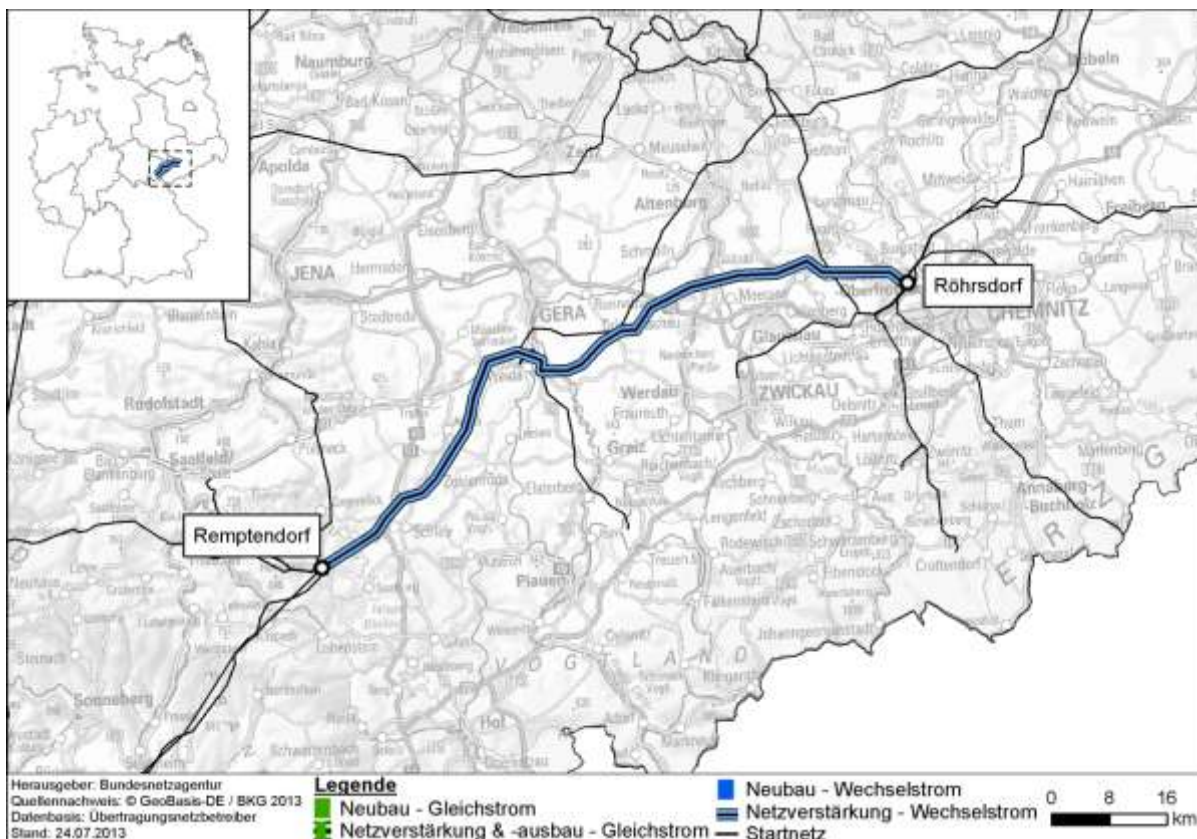
Projekt 39: Röhrsdorf – Remptendorf

Maßnahme 29: Röhrsdorf – Remptendorf

Die Maßnahme 29 (Röhrsdorf – Remptendorf) wird bestätigt.

Beschreibung:

Die Maßnahme 29 des Projekts 39 soll die Übertragungskapazität zwischen Sachsen und Thüringen erhöhen. Dazu wird die bestehende 380-kV Freileitung auf der Trasse von Röhrsdorf (50Hertz, Sachsen) über Weida nach Remptendorf (50Hertz, Thüringen) durch einen 380-kV-Leitungsneubau ersetzt. **Alternative 1** zur Maßnahme M29 ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung zwischen Eula – Weida – Remptendorf. Der Ausbau erfolgt bis Weida in der bestehenden 220-kV Trasse. **Alternative 2** ist der Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Röhrsdorf – Crossen – Herlasgrün (50Hertz) – Mechlenreuth (TenneT). Hierbei erfolgt der Neubau der 380-kV-Leitung von Röhrsdorf nach Crossen auf der bestehenden 220-kV-Trasse. Zwischen Crossen über Herlasgrün nach Mechlenreuth erfolgt ein Trassenneubau. Beide Alternativen sind Gegenstand dieser Bewertung. Es werden die elektrotechnischen Auswirkungen im Vergleich zu M29 untersucht.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2021

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Prüfung der Maßnahme 29

1.1.1 Wirksamkeit

Die (n-1) Untersuchungen finden auf Basis des durch die ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfalls der Stunde 7927 statt, dem das vollständige Zielnetz zugrunde liegt. In den entsprechenden Untersuchungen wird das Netz lediglich zwischen Maßnahme und Alternativen variiert sowie um die ausfallende Leitung reduziert; etwaige Nichtverfügbarkeiten werden nicht beachtet. Ergänzend zu Berechnungen in Integral werden die Einstellungen der regelbaren Transformatoren (Längs-/ Quer-/ Schrägeregler) sowie der HGÜs abweichend vom Netznutzungsfall der ÜNB durch die Netzsimulationswerkzeuge des IFHT bestimmt. Dabei ist zu beachten, dass diese Einstellungen einen optimierten Netzzustand repräsentieren, der zeitdiskret ermittelt wird.

Bei der Untersuchung des Netznutzungsfalls fällt auf, dass die Optimierung des IFHT tendenziell mehr Fluss vom Standort Röhrsdorf nach Tschechien an der Grenze einstellt als die ÜNB und damit weiter vom Handelsfluss abweicht (+400 MW). Die Trasse Röhrsdorf – Remptendorf wird dadurch entlastet. Für die folgenden Wirksamkeitsprüfungen wurden die Querregler-Einstellungen der Netzbetreiber übernommen, sodass sichergestellt ist, dass die Wirksamkeit der Alternativen auf der gleichen Datengrundlage analysiert wird, wie sie von den ÜNB zur Begründung der Maßnahme verwendet wurde.

Die Prüfung der Wirksamkeit der Maßnahme M29 basiert auf dem Netznutzungsfall der Stunde 7927, der von den ÜNB zur Begründung bereitgestellt wurde.

Ausfall eines Stromkreises Röhrsdorf - Remptendorf

In der Begründung wird ein Leitungsausfall von Röhrsdorf nach Remptendorf angeführt. Dieser führt zu einer Auslastung der Leitung von Weida nach Remptendorf von 130% bzw. der Leitung von Röhrsdorf nach Weida von 125%. Mit der Maßnahme werden die Auslastungen auf 96 % bzw. 91% im angegebenen (n-1)-Fall gesenkt. Die Maßnahme hebt also die Überlastung wirksam auf und stellt die (n-1)-Sicherheit des Netzes sicher.

1.1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 88 zeigt die ermittelte Auslastung der NEP13-Maßnahme M29 von Röhrsdorf nach Remptendorf. Die Berechnungen basieren auf den durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden in der Simulationsumgebung des IFHT (Regionalisierung, Marktsimulation und Netzsimulation). Die Hauptflussrichtung besteht von Röhrsdorf in Richtung Westen. Bei 88,5% der betrachteten Stunden wird dabei die Leitung über 20% ausgelastet. Die durchschnittliche bzw. maximale Auslastung beträgt 34,5% bzw. 82,3%.

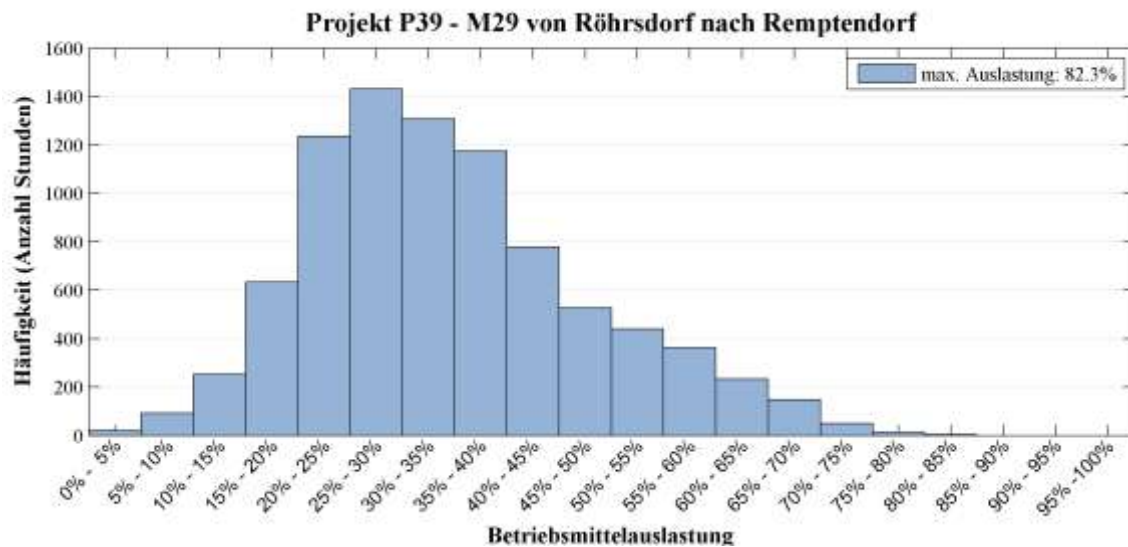
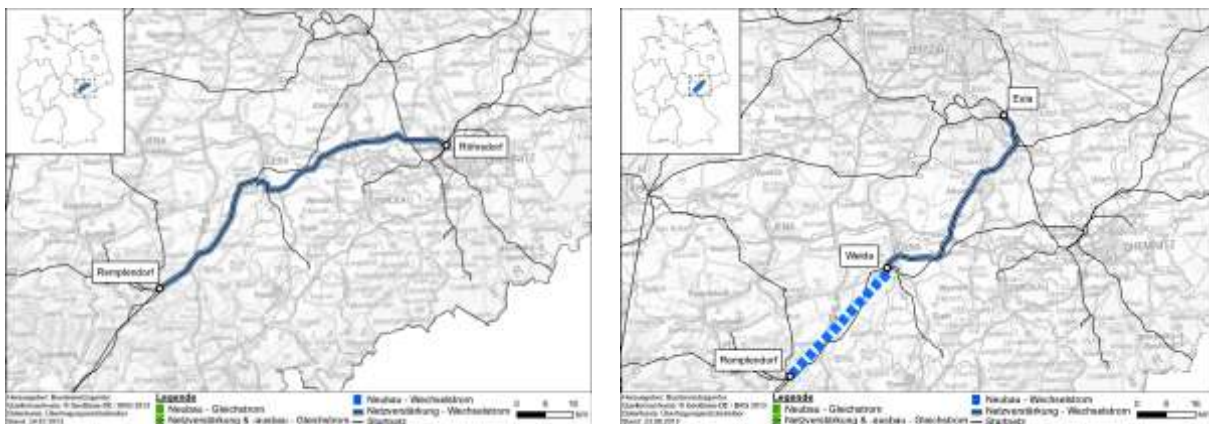


Abbildung 88: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M29 über 8760 h

1.2 Prüfung der vorhabenbezogenen Alternative 1



1.2.1 Wirksamkeit

Die Maßnahme wird mit der Aufhebung der Überlastungen der 380-kV-Stromkreise Weida-Remptendorf (130%) und Röhrsdorf-Weida (125%) bei Ausfall des Stromkreises Röhrsdorf-Remptendorf begründet. Die Maßnahme reduziert die Auslastung der betroffenen Stromkreise im (n-1)-Fall auf 95% bzw. 91%. Im Fall der ersten Alternative ist das alte 380-kV-System zwischen Weida und Remptendorf im (n-1)-Fall zu 76,2% ausgelastet. Die neu gebaute Doppelleitung zwischen Weida und Remptendorf ist zu 56,8% ausgelastet. Die Überlastung des Stromkreises zwischen Röhrsdorf und Weida bleibt jedoch mit 114,8% bestehen, sodass die Alternative hier keine (n-1)-Sicherheit herstellt.

1.2.2 Erforderlichkeit

Abbildung 89 zeigt die Auslastung der im Rahmen der Alternative 1 neu gebauten Leitung auf dem Teilstück zwischen Weida und Eula. Die Leitung ist bis maximal 49% ausgelastet und die durchschnittliche Auslastung beträgt 23,2%. Bei 64,8% der betrachteten Stunden ist die Leitung über 20% ausgelastet. Durch den alternativen Ausbau wird der Leistungsfluss auf der nicht verstärkten Leitung zwischen Röhrsdorf und Remptendorf um durchschnittlich 20% gesenkt. Auf dieser Leitung

besteht dann eine mittlere Auslastung von 38,6%.

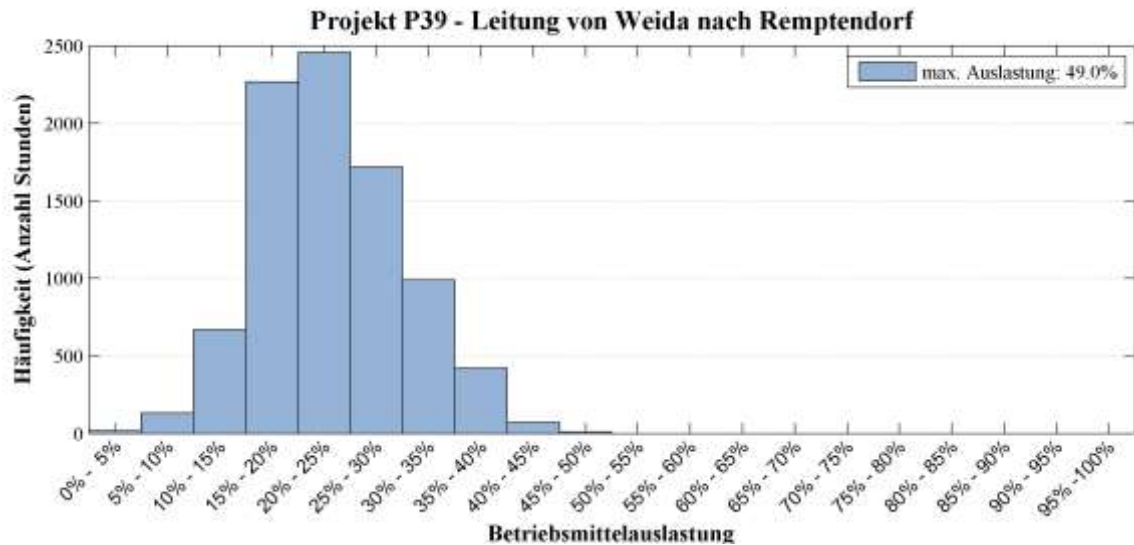
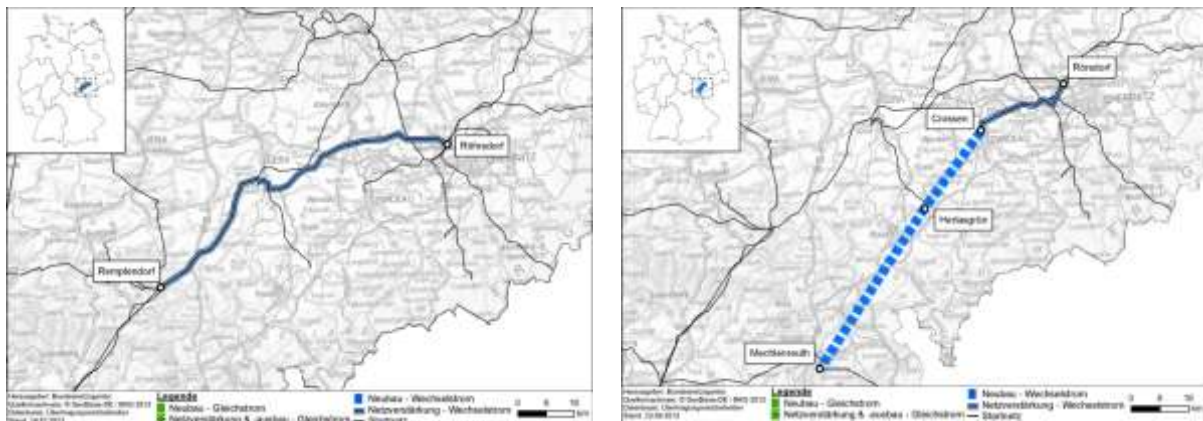


Abbildung 89: Histogramm der relativen Auslastung der im Rahmen der Alternative 1 neu gebauten Leitung von Weida nach Remptendorf

1.3 Prüfung der vorhabenbezogenen Alternative 2



1.3.1 Wirksamkeit

Im (n-0)-Zustand des Netznutzungsfalls ist die Alternative 2 (Röhrsdorf – Mechlensreuth) mit insgesamt 2470 MVA belastet und entlastet die kritische Leitung Röhrsdorf – Remptendorf somit deutlich (Auslastungen um die 65% statt vorher 95%). Bei Ausfall eines Stromkreises Röhrsdorf – Remptendorf werden die beiden Teilstücke des parallelen Stromkreises nun zu maximal 85% belastet, sodass die Überlastung wirksam aufgehoben wird.

Eine nachteilige stärkere Auslastung der Leitungen Streumen – Röhrsdorf und Dresden – Röhrsdorf zeigt sich jedoch. Bei Ausfall des 380-kV-Stromkreises Dresden – Röhrsdorf wird der parallele Stromkreis Dresden – Freiberg überlastet (112%). Damit ist die Wirksamkeit bei der Alternative 2 nicht gegeben.

Eine kritische Belastung der Leitung Redwitz – Oberhaid – Grafenrheinfeld kann in diesem NNF im Zielnetz nicht nachvollzogen werden.

1.3.2 Erforderlichkeit

Abbildung 90 zeigt die Auslastung der im Rahmen der Alternative 2 neu gebauten Leitung von Röhrsdorf nach Mechlenreuth. Die Leitung ist bis maximal 44,4% ausgelastet und die durchschnittliche Auslastung beträgt 18,8%. Bei 38,8% der betrachteten Stunden ist die Leitung über 20% ausgelastet. Durch den alternativen Ausbau wird der Leistungsfluss auf der nicht verstärkten Leitung zwischen Röhrsdorf und Remptendorf um durchschnittlich 25% gesenkt. Die Alternative 2 führt damit im Vergleich zu Alternative 1 zu einer noch stärkeren Entlastung der Leitung, die dann eine mittlere Auslastung von 36,1% hat.

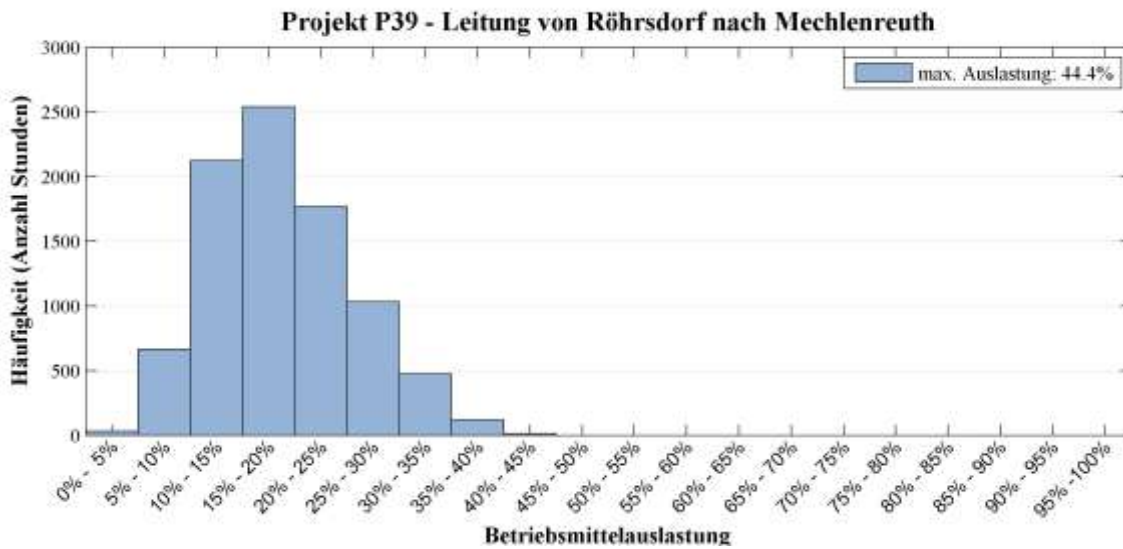


Abbildung 90: Histogramm der relativen Auslastung der im Rahmen der Alternative 2 gebauten Leitung von Röhrsdorf nach Mechlenreuth

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss auf das umgebende Netz

In Abbildung 91 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahme M29 auf das Netz dargestellt. Es zeigen sich in den dargestellten Fällen keine größeren Effekte der Maßnahme auf das umliegende Netz.

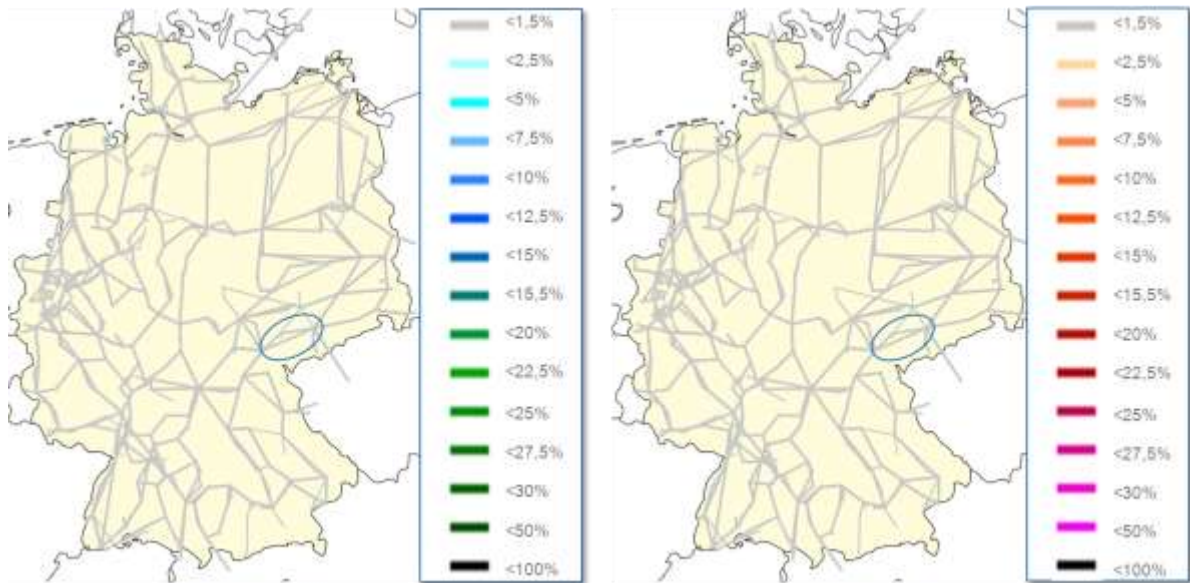


Abbildung 91: Einfluss der Maßnahme M29 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

3. Konsultation

Einige Konsultationsteilnehmer begrüßen den Neubau in bestehender Trasse im Sinne des NOVA-Prinzips, dem wird durch die Bestätigung inzident Rechnung getragen.

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

Die Maßnahme wird bestätigt.

Beide Alternativen weisen eine solide Auslastung über 8760 Stunden auf den entsprechenden Leitungen (Weida – Remptendorf bzw. Röhrsdorf – Mechlenreuth) auf. Wird die relative Auslastung der kritischen Leitung Röhrsdorf – Remptendorf betrachtet, leistet die Maßnahme die größte Reduktion (mittlere Auslastung 34,5%). Alternative 2 entlastet die Leitung auf eine mittlere Auslastung von 36,1%. Alternative 1 kann insbesondere den Teilabschnitt Röhrsdorf – Weida nur wenig entlasten, sodass die Leitung im Mittel zu 38,6% ausgelastet ist.

Die Wirksamkeit von Alternative 1 kann ebenfalls nicht bestätigt werden, weil Röhrsdorf – Weida nicht entlastet wird. Alternative 2 zeigt Wirkung in den begründenden (n-1)-Fällen, erschafft jedoch (n-1)-Verletzungen an anderer Stelle. Damit kommt Alternative 2 ebenfalls nicht zur Lösung der vorliegenden Transportaufgabe in Frage.

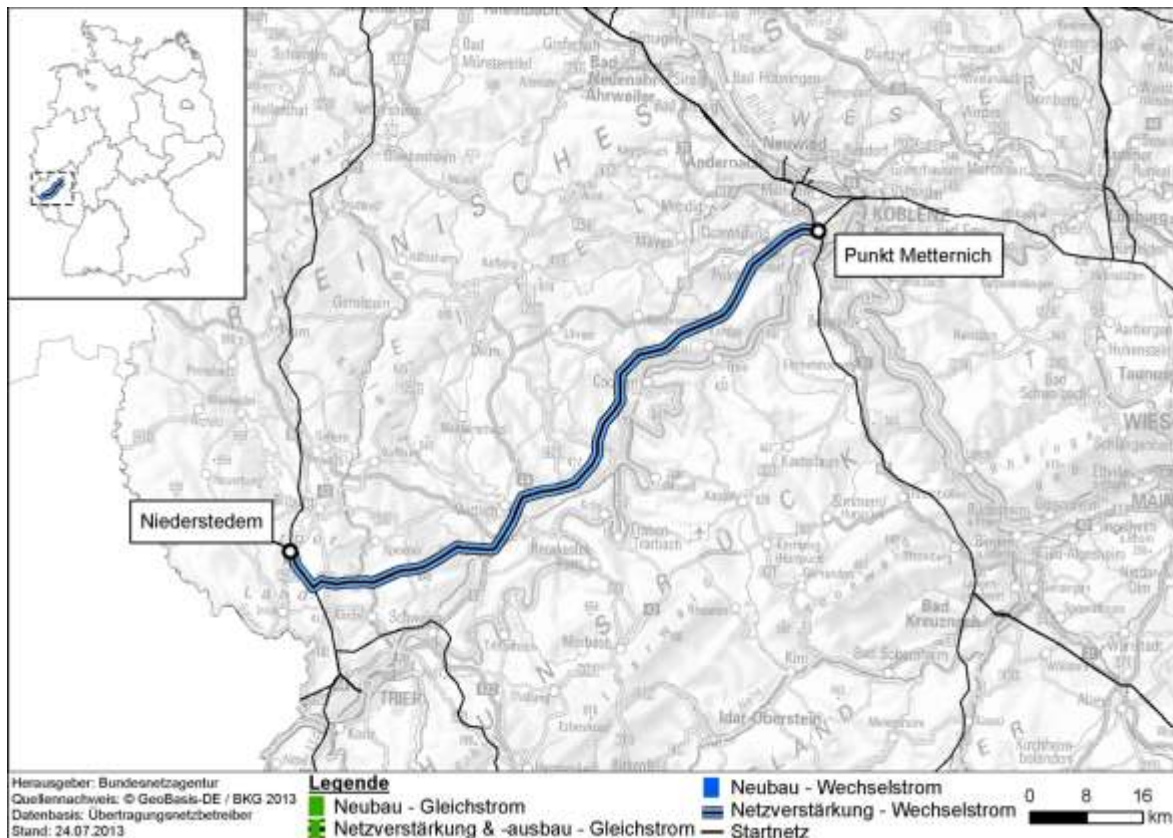
Projekt 41: Region Koblenz und Trier

Maßnahme 57: Punkt Metternich – Niederstedem

Die Maßnahme 57 (Punkt Metternich – Niederstedem) wird bestätigt.

Beschreibung:

In Projekt P41 wird mit der Maßnahme M57 eine 380-kV-Leitung zwischen Metternich und Niederstedem in einer bestehenden 220-kV-Trasse neu gebaut. Neben Schaltanlagenverstärkungen sind in Wengerohr der Neubau einer 380-kV-Schaltanlage sowie der Neubau von 380/110-kV-Transformatoren notwendig. Die Alternativplanung sieht vor, die Leitung Oberzier – Dahlem – Niederstedem zu verstärken. Diese Alternative ist Gegenstand dieser Untersuchungen. Es werden die technischen Auswirkungen im Vergleich zur Maßnahme M57 untersucht.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018 - 2021

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Prüfung der Maßnahme 57

1.1.1 Wirksamkeit

Die (n-1) Untersuchungen finden auf Basis des durch die ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfalls

der Stunde 7412 statt, dem das vollständige Zielnetz zugrunde liegt. In den entsprechenden Untersuchungen wird das Netz lediglich zwischen Maßnahme und Alternativen variiert sowie um die ausfallende Leitung reduziert; etwaige Nichtverfügbarkeiten werden nicht beachtet. Ergänzend zu Berechnungen in Integral werden die Einstellungen der regelbaren Transformatoren (Längs-/ Quer-/ Schräg regler) sowie der HGÜs abweichend vom Netznutzungsfall der ÜNB durch die Netzsimulationswerkzeuge des IFHT bestimmt. Dabei ist zu beachten, dass diese Einstellungen einen optimierten Netzzustand repräsentieren, der zeitdiskret ermittelt wird.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises Oberzier – Dahlem/Rur

Die Maßnahme M57/P41 wird mit der Entlastung der Leitung Oberzier – Dahlem – Niederstedem begründet, deren Verstärkung zugleich Gegenstand der Alternativenprüfung ist. Bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises Oberzier – Dahlem/Rur im Netznutzungsfall 7412 wird unter anderem der parallele Stromkreis mit 114% belastet. Abweichende Einstellungen von Querreglern, HGÜs usw. zur Entlastung der Leitung konnten nicht identifiziert werden ohne zu hohe Abweichung der grenzüberschreitenden physikalischen Flüsse von den Handelsflüssen zu erhalten. Topologieveränderungen wurden im Rahmen der Alternativenprüfung nicht untersucht.

Durch die Maßnahme wird die Belastung des kritischen Stromkreises auf 97,3% reduziert. Die Leitung der Maßnahme M57 von Punkt Metternich nach Niederstedem ist in diesem (n-1)-Fall zu ca. 40% ausgelastet.

1.1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 92 zeigt die ermittelte Auslastung der Leitung zwischen Wengerohr und Niederstedem als Teil der Maßnahme M57 des NEP13. Die Berechnungen basieren auf den durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden in der Simulationsumgebung des IFHT (Regionalisierung, Marktsimulation und Netzsimulation). Die Hauptflussrichtung besteht von Metternich in Richtung Westen zur Grenze mit Luxemburg. Bei 1,1% der betrachteten Stunden wird dabei die Leitung über 20% ausgelastet. Die durchschnittliche bzw. maximale Auslastung beträgt 7,5% bzw. knapp 35%.

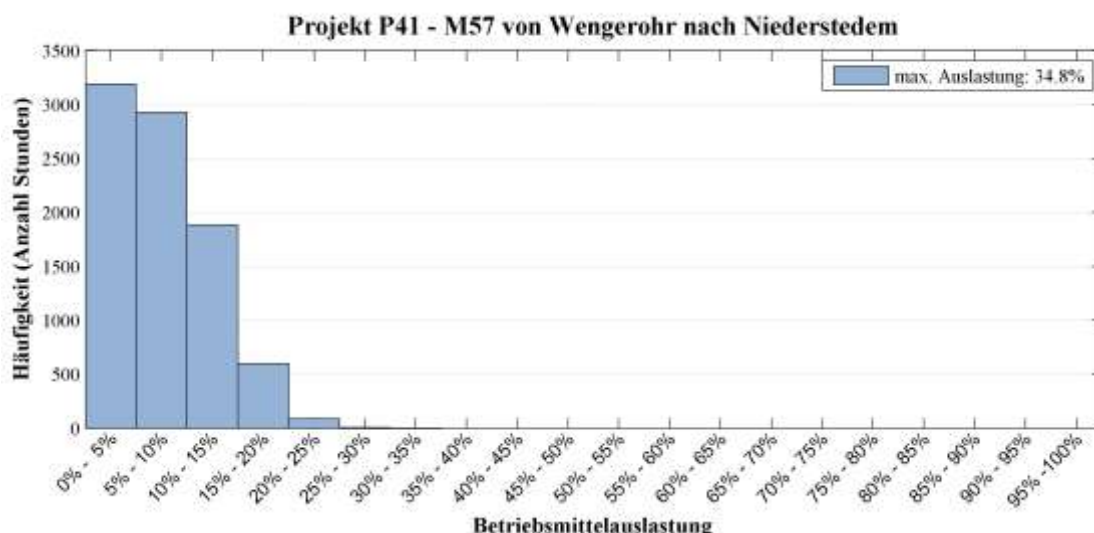
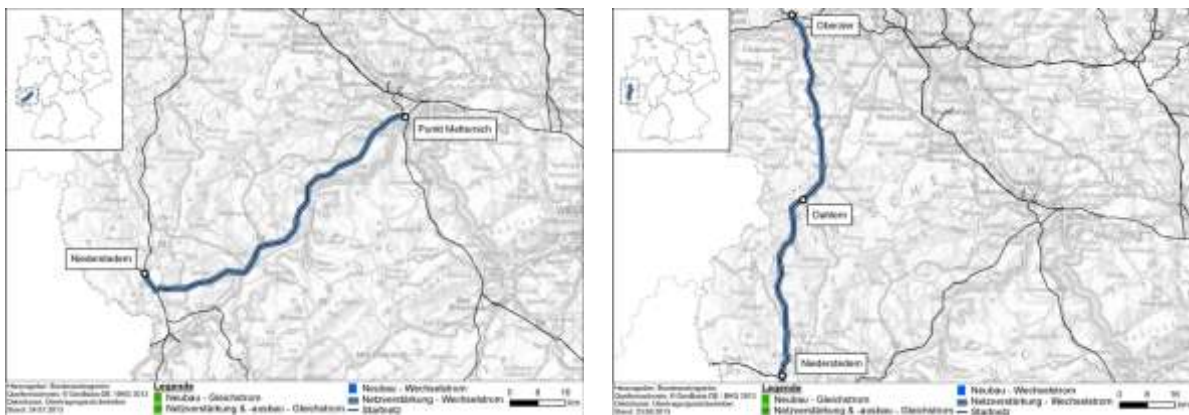


Abbildung 92: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M57 auf der Leitung zwischen Wengerohr und Niederstedem über 8760 h

1.2 Prüfung der vorhabenbezogenen Alternative



1.2.1 Wirksamkeit

Die (n-1) Untersuchungen finden auf Basis des durch die ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfalls der Stunde 7412 statt, dem das vollständige Zielnetz zugrunde liegt. In den entsprechenden Untersuchungen wird das Netz lediglich zwischen Maßnahme und Alternativen variiert sowie um die ausfallende Leitung reduziert; etwaige Nichtverfügbarkeiten werden nicht beachtet. Ergänzend zu Berechnungen in Integral werden die Einstellungen der regelbaren Transformatoren (Längs-/ Quer-/ Schrägeregler) sowie der HGÜs abweichend vom Netznutzungsfall der ÜNB durch die Netzsimulationswerkzeuge des IFHT bestimmt. Dabei ist zu beachten, dass diese Einstellungen einen optimierten Netzzustand repräsentieren, der zeitdiskret ermittelt wird.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises Oberzier – Dahlem/Rur

Die Maßnahme M57/P41 wird mit der Entlastung der Leitung Oberzier – Dahlem – Niederstedem begründet, deren Verstärkung zugleich Gegenstand der Alternativenprüfung ist. Bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises Oberzier – Dahlem/Rur im Netznutzungsfall 7412 wird unter anderem der parallele Stromkreis mit 114% belastet. Abweichende Einstellungen von Querreglern, HGÜs usw. zur Entlastung der Leitung konnten nicht identifiziert werden ohne zu hohe Abweichung der grenzüberschreitenden physikalischen Flüsse von den Handelsflüssen zu erhalten. Topologieveränderungen wurden im Rahmen der Alternativenprüfung nicht untersucht.

Im Fall der Alternative ergeben sich auf dem nun verstärkten Stromkreis Oberzier – Dahlem – Niederstedem Auslastungen von bis zu maximal 93,9% bei Ausfall des parallelen Kreises Oberzier – Rur.

1.2.2 Erforderlichkeit

Im Vergleich zu Abbildung 92 zeigt Abbildung 93 die Auslastung der heute zu existierenden 220-kV-Leitung zwischen Wengerohr und Niederstedem, wie sie in der Alternative P41 zu finden ist. Es ist zu erwähnen, dass die Leitung mit Freileitungsmonitoring ausgestattet und die dynamische Anpassung der Belastbarkeitsgrenze in der Berechnung der Leitungsauslastung berücksichtigt ist. Die Leitung ist unter diesen Rahmenbedingungen bis maximal 74% ausgelastet und die durchschnittliche Auslastung beträgt 18,1%. Bei 40,5% der betrachteten Stunden ist die Leitung über 20% ausgelastet. Die im Vergleich deutlich höhere Auslastung bei einem geringfügig veränderten Leistungsfluss resultiert aus der geringeren Übertragungskapazität der 220-kV-Leitung.



Abbildung 93: Histogramm der relativen Auslastung der existierenden 220-kV-Leitung von Wengerohr nach Niederstedem bei Realisierung der Alternative

Abbildung 94 zeigt die Auslastung der im Rahmen der Alternative implementierten Leitung zwischen Dahlem und Niederstedem. Die Hauptflussrichtung besteht von Oberzier in Richtung Süden. Die Leitung weist eine durchschnittliche Auslastung von 9,6% auf und ist in 4,5% der simulierten Stunden über 20% ausgelastet. Die maximale Auslastung beträgt 37,8%. Die im Vergleich zu den Ergebnissen der Integral-Berechnung der ÜNB-Daten geringe maximale Auslastung resultiert hier aus einer Abweichung der Leistungsflüsse zwischen Deutschland, den Niederlanden und Belgien, die in der Maßnahmenbewertung A02 beschrieben wird. Insbesondere in Situationen, in denen die Niederlande nach Deutschland und Belgien exportieren, ist der physikalische Fluss nach Belgien hoch und nach Deutschland gering. Die Leitung Oberzier – Dahlem – Niederstedem wird dadurch entlastet.



Abbildung 94: Histogramm der relativen Auslastung der im Rahmen der Alternative verstärkten Leitung zwischen Dahlem und Niederstedem

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 95 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahme M57 auf das Netz dargestellt. Besonders deutlich ist die Entlastung der Strecke Oberzier – Dahlem – Niederste-

dem zu erkennen. Auch andere Leitungen, die parallel zur Maßnahme verlaufen sind deutlich entlastet. Leitungen die Leistung zur Maßnahme zu- oder abführen werden teilweise stärker belastet.

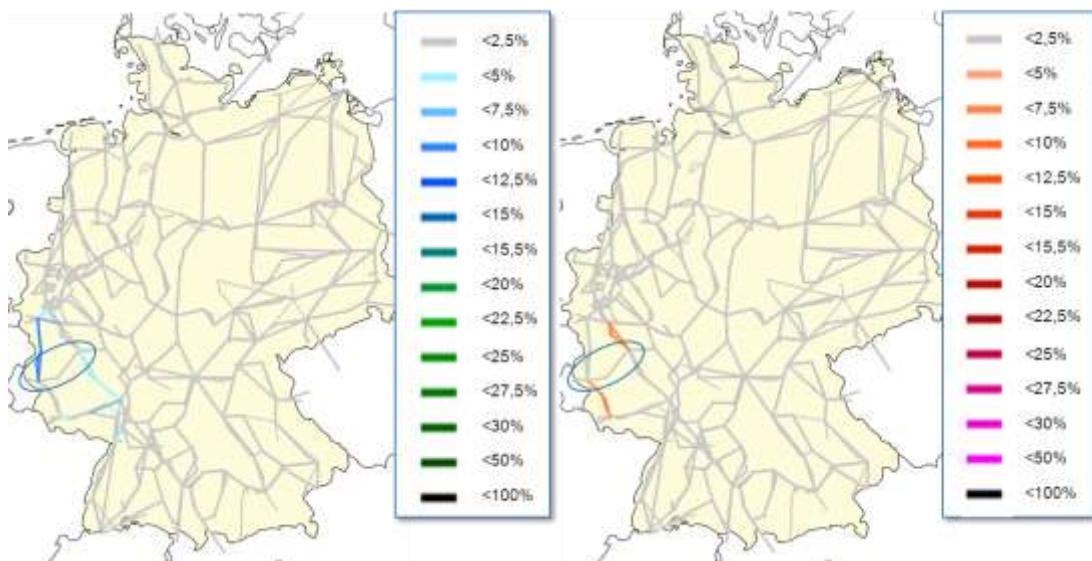


Abbildung 95: Einfluss der Maßnahme M57 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

3. Konsultation

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

Sowohl die Maßnahme als auch die Alternative erweisen sich als wirksam im untersuchten (n-1)-Fall. Es ist jedoch zu beachten, dass die kritisch belastete Leitung im Fall der Alternative etwas geringer ausgelastet ist. Daher wird die Maßnahme P41 M57 als bestätigungsfähig angesehen.

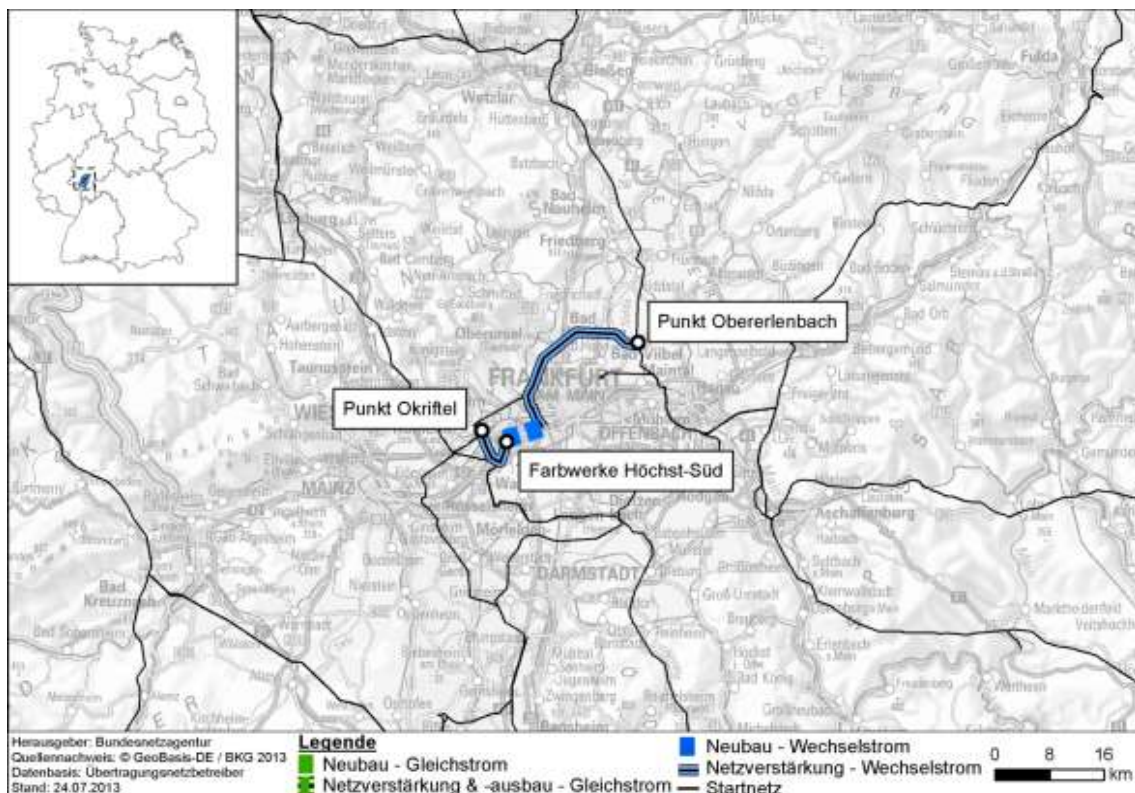
Projekt 42: Raum Frankfurt

Maßnahme 53 (inkl. M64): Punkt Okriftel – Punkt Obererlenbach

Maßnahme 53 (Punkt Okriftel – Punkt Obererlenbach) wird nicht bestätigt.

Beschreibung:

Durch das Projekt P42 mit den Maßnahmen M53 und M64 soll die Übertragungskapazität aus dem Raum nordöstlich von Frankfurt in südwestliche Richtung erhöht werden. Um das zu erreichen ist eine abschnittsweise Netzverstärkung durch Leitungsneubau in bestehenden Trassen zwischen Kriftel und dem Punkt Obererlenbach vorgesehen. Dabei soll auch die auf dem Leitungszug liegende Schaltanlage „Farbwerke Höchst-Süd“ eingebunden werden. Eine von den ÜNB vorgeschlagene Alternative zu den genannten NEP-Maßnahmen wäre ein Leitungsneubau in der bestehenden Trasse von Großkrotzenburg über Dettlingen nach Urberach. Die Maßnahme ist in sehr ähnlicher Form schon im NEP 2012 enthalten und konnte seinerzeit bestätigt werden. Der Gesetzgeber hat die Maßnahme in der ursprünglichen Form in den Bundesbedarfsplan übernommen. Die ÜNB haben Maßnahme und Alternative gegenüber dem Stand 2012 durch die Wahl anderer Netzverknüpfungspunkte leicht verändert. Die Maßnahme M64 (Okriftel – Farbwerke Höchst-Süd) ist umfasst von der Maßnahme P42 M53 (Okriftel – Punkt Obererlenbach). Die BNetzA behandelt daher die Maßnahme M64 nicht separat, sondern untersucht sie in der Maßnahme P42 M53.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die (n-1) Untersuchungen finden auf Basis der durch die ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfälle der Stunden 8129 und 620 statt, denen das vollständige Zielnetz zugrunde liegt.

Die Maßnahme wird durch die ÜNB im NNF 8129 mit Aufhebung der Überlastung des 380-kV-Stromkreises Gießen/Nord – Karben bei Ausfall des parallelen Stromkreises und bei geschlossener Sammelschienenkupplung in Karben begründet. Bei der Berechnung des (n-1)-Falls mit Maßnahme ist die Kupplung jedoch geöffnet, da mit Maßnahme, aufgrund einer gleichmäßigeren Aufteilung der Leistungsflüsse, ein getrennter 2- Sammelschienenbetrieb erst möglich sei. Es kann bestätigt werden, dass sich die Leistungsflüsse bei offener Kupplung und Anschluss der zwei Stromkreise Gießen/Nord – Karben an jeweils eine der zwei Sammelschienen durch die Maßnahme im Vergleich zum Zielnetz symmetrieren. Fraglich ist aber, ob dieser Befund für eine Bestätigung der Maßnahme herangezogen werden kann. Denn im Zielnetzdatensatz ist eine geschlossene Sammelschienenkupplung enthalten.

Weiterhin wird zur Begründung der Maßnahme die hohe Auslastung (92%) des 380-kV-Stromkreises Großkrotzenburg – Dettingen bei Ausfall des parallelen Stromkreises im NNF 620 angeführt. Durch die Maßnahme reduziert sich diese Auslastung um lediglich zwei Prozentpunkte auf 90%.

Die ÜNB haben nachträglich einen weiteren Datensatz zur Begründung der Maßnahme anhand des NNF 620 bereitgestellt. Der Unterschied zum ursprünglichen Datensatz besteht im Einsatz des Reservekraftwerkes Staudinger in Großkrotzenburg. In dieser Situation wird ohne P42 sowie bei Ausfall des 380-kV-Stromkreises Großkrotzenburg-Dettingen der parallele Stromkreis mit 100,5% überlastet. Mit P42 wird die Auslastung der betroffenen Leitung auf 92,9% reduziert. Auch ohne P42 lässt sich die Auslastung des Stromkreises Großkrotzenburg-Dettingen mittels Öffnen der Sammelschiene in Urberach auf 89,2% verringern. Ergänzende Untersuchungen bei Nichtverfügbarkeit der Maßnahme B04 zeigen, dass die bei Ausfall des Stromkreises Großkrotzenburg-Dettingen verursachte Überlastung von 135,4% nicht allein durch P42 behoben werden kann. Die Überlastung lässt sich zwar durch Einschalten von P42 auf 127,9% reduzieren, allerdings sind weitere Topologieänderungen notwendig um die Auslastung im Netz auf 97,3% zu begrenzen. Durch ähnliche Topologieänderungen lässt sich jedoch auch ohne P42 die maximale Auslastung auf 99,8% reduzieren. Die Maßnahme M53 ist somit nicht wirksam.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 96 zeigt die ermittelte Auslastung der NEP13-Maßnahme M53 zwischen Obererlenbach und Farbwerke Höchst-Süd. Die Berechnungen basieren auf den durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden in der Simulationsumgebung des IFHT (Regionalisierung, Marktsimulation und Netzsimulation). Die Hauptflussrichtung besteht von Obererlenbach in Richtung Südwesten. Die Leitung ist mit Freileitungsmonitoring ausgestattet und die dynamische Anpassung der Belastbarkeitsgrenze in der Berechnung der Leitungsauslastung entsprechend berücksichtigt. Bei 50,8% der betrachteten Stunden wird dabei die Leitung über 20% ausgelastet. Die durchschnittliche bzw. maximale Auslastung beträgt 19,9% bzw. 45,9%. Die schon bestehende Leitung zwischen Obererlenbach und Kriftel ist mit einer maximalen Auslastung von 19% deutlich geringer ausgelastet. Dies liegt an der vergleichsweise größeren Reaktanz zwischen Karben und Kriftel durch die zusätzliche Einschleifung von Frankfurt/Südwest.



Abbildung 96: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M53 von Obererlenbach zu den Farbwerken Höchst-Süd über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 97 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahme M53 auf das umliegende Netz dargestellt. Es zeigt sich in der Abbildung durch die Netzverstärkung und die Änderung der Topologie des Netzes ein belastender Einfluss der Maßnahme auf das umliegende Netz.

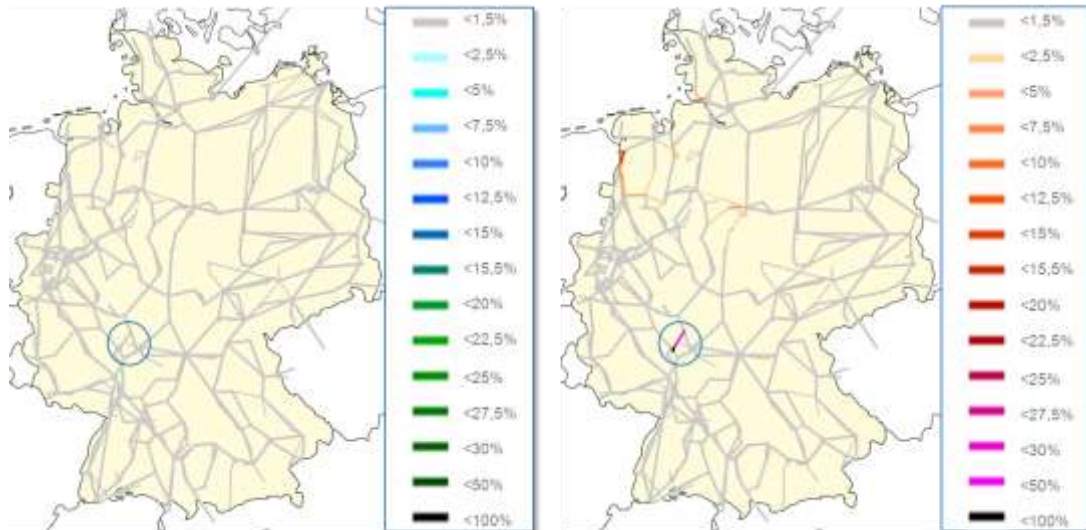


Abbildung 97: Einfluss der Maßnahme M53 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.

3. Befund

Die Maßnahme ist nicht wirksam. Der erste zur Begründung der Wirksamkeit der Maßnahme M53 bereitgestellte Datensatz war mangelhaft. Der zweite Datensatz ist inhaltlich nicht für eine Bestätigung der Maßnahme ausreichend, da hier lediglich eine hohe Auslastung, nicht jedoch eine Überlastung auftritt, d.h. keine (n-1) Verletzung. Durch den nachgelieferten Datensatz des NNF 620 konnte die Wirksamkeit von M53 auch nicht bewiesen werden, da die auftretende Überlastung auch ohne die Maßnahme mittels Topologieänderungen behoben werden kann.

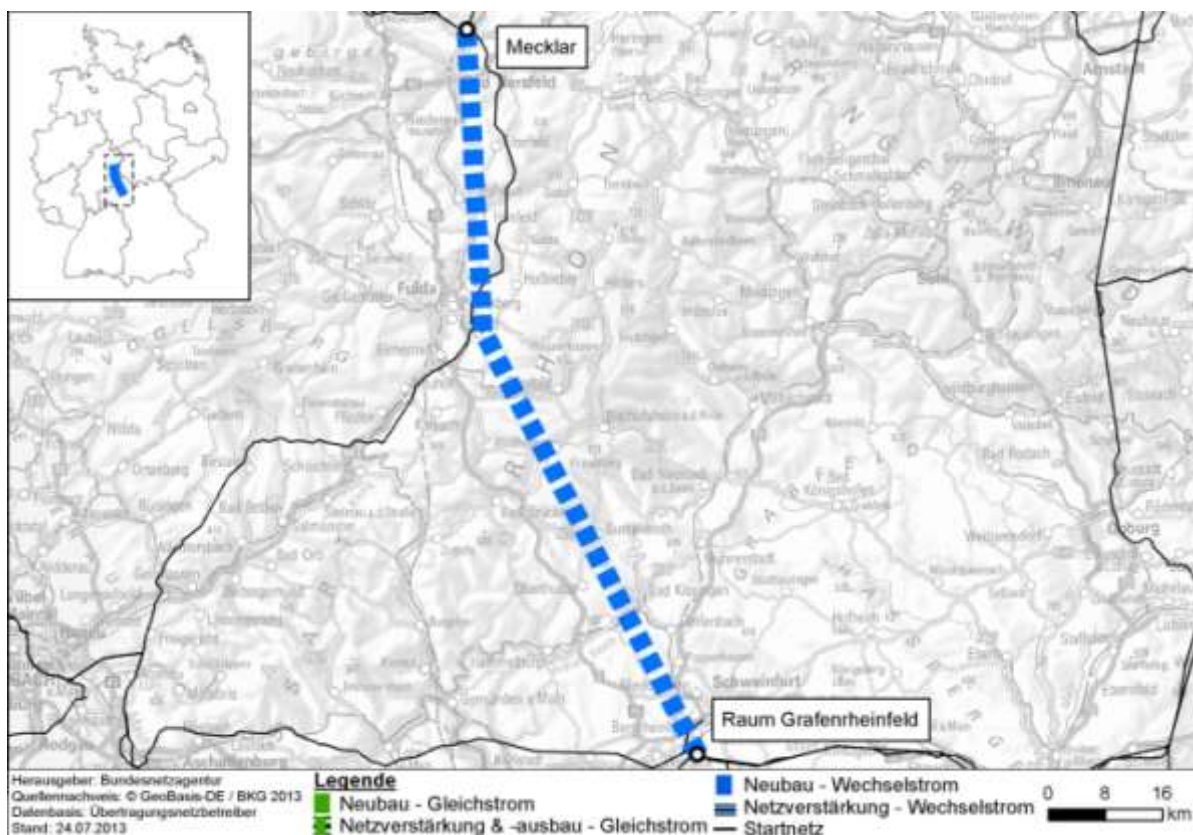
Projekt 43: Mecklar – Raum Grafenrheinfeld

Maßnahme 74: Mecklar – Raum Grafenrheinfeld

Die Maßnahme 74 (Mecklar – Raum Grafenrheinfeld) wird bestätigt.

Beschreibung:

Von Mecklar in den Raum Grafenrheinfeld ist ein Neubau einer 380-kV-Leitung vorgesehen (Netzausbau). Hierzu sind die 380-kV-Schaltanlagen im Raum Grafenrheinfeld, Mecklar sowie ggf. in Dipperz zu verstärken (Netzverstärkung). In der Maßnahmenbeschreibung der ÜNB ist das bestehende Umspannwerk Dipperz als „Stützpunkt“ für die Maßnahme angegeben. Die Bundesnetzagentur versteht die Einbindung des Umspannwerks Dipperz in der Maßnahme als eine Option die energiewirtschaftlich aber nicht zwingend ist. Auch ein Vorbeiführen der Maßnahme ohne Einschleifung vom Umspannwerk Dipperz ändert nichts an der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit von M74. Auch von in den folgenden Ausführungen wiederholt Dipperz als Stützpunkt angenommen wird, gelten die Ausführungen und Befunde analog auch ohne Dipperz.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2017

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die (n-1) Untersuchungen finden auf Basis des durch die ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfalls (NNF) der Stunde 618 statt, dem das vollständige Zielnetz zugrunde liegt. In den entsprechenden Untersuchungen wird das Netz lediglich um die betrachtete Maßnahme sowie um die ausfallende Leitung reduziert; etwaige Nichtverfügbarkeiten werden nicht beachtet. Ergänzend zu Berechnungen in Integral werden die Einstellungen der regelbaren Transformatoren (Längs-/ Quer-/ Schräg regler) sowie der HGÜs abweichend vom Netznutzungsfall der ÜNB durch die Netzsimulationswerkzeuge des IFHT bestimmt. Dabei ist zu beachten, dass diese Einstellungen einen optimierten Netzzustand repräsentieren, der zeitdiskret ermittelt wird.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises von Borken nach Gießen

Bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises zwischen Borken und Gießen ist der parallele Stromkreis zu 110,4% ausgelastet, wenn die Maßnahme nicht im Netz ist. Aufgrund der zentralen Lage des betroffenen Systems in Deutschland, lässt sich die Belastung durch den Einsatz von Querreglern nicht nennenswert reduzieren ohne signifikant von den Handelsflüssen abzuweichen. Naheliegende topologische Änderungen zur Aufhebung der Überlastung können ebenfalls nicht identifiziert werden.

Durch Hinzunahme der Maßnahme reduziert sich die Auslastung des Stromkreises Borken – Gießen im (n-1)-Fall auf 95,8%.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises von Remptendorf – Redwitz

Der 380-kV-Stromkreis von Remptendorf nach Redwitz ist im NNF 618 überlastet (103,2%), wenn der parallele Stromkreise ausfällt und die Maßnahme nicht im Netz ist. Die Anpassung von Querreglern wurde bei diesem Ergebnis bereits berücksichtigt und der Leistungsfluss von Polen um ca. 250 MW reduziert. Weitere naheliegende Maßnahmen zur Reduktion der Auslastung konnten nicht identifiziert werden.

Durch die Maßnahme wird die Auslastung der kritischen Leitung auf 94,9% reduziert.

1.2 Erforderlichkeit

zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M74 auf der Leitung zwischen Mecklar und Dipperz im Rahmen der durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden in der Simulationsumgebung des IFHT (Regionalisierung, Marktsimulation und Netzsimulation). Die Hauptflussrichtung besteht nach Dipperz in Richtung Süden. Die mittlere Auslastung beträgt 11%, wobei die Leitung bei 4% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet wird. Die maximale Auslastung beträgt 25,5%.

Die ermittelte Auslastung der anschließenden Leitung zwischen Dipperz und Grafenrheinfeld wird in Abbildung 99 illustriert. Mit einem sehr unterschiedlichen Belastungsprofil wird die Leitung ebenfalls in 4% der betrachteten Fälle über 20% ausgelastet. Die Hauptflussrichtung bleibt in Richtung Süden bestehen. Die mittlere bzw. maximale Auslastung für diese beträgt Leitung 8% bzw. knapp 34%.

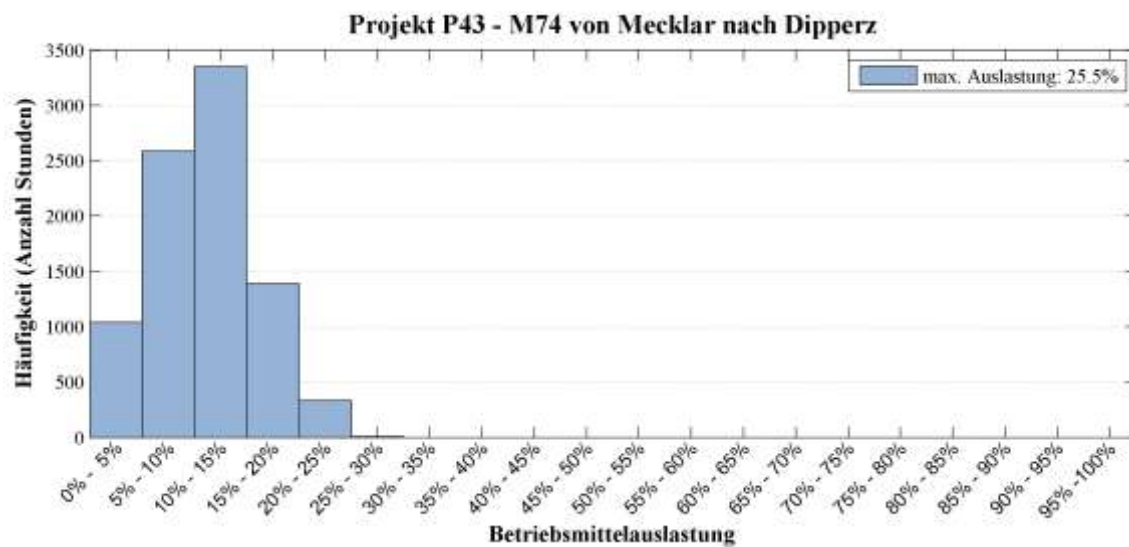


Abbildung 98: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M74 auf der Leitung zwischen Mecklar und Dipperz über 8760 h

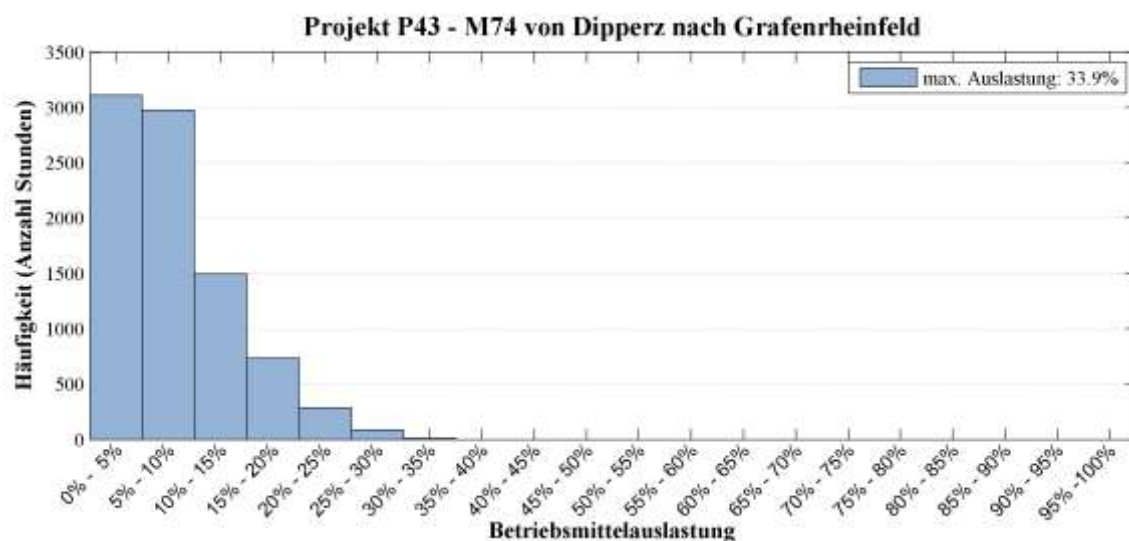


Abbildung 99: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M74 auf der Leitung zwischen Dipperz und Grafenrheinfeld über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 100 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahme M74 auf das Netz dargestellt. Leitungen, die parallel zu der Maßnahme M74 verlaufen sind deutlich entlastet. Zudem sind Entlastungen auf weiteren Leitungen zwischen Norden nach Süden zu erkennen. Als Folge der Maßnahme werden Leitungen, die Leistung zur Maßnahme zu- oder abführen, stärker belastet.

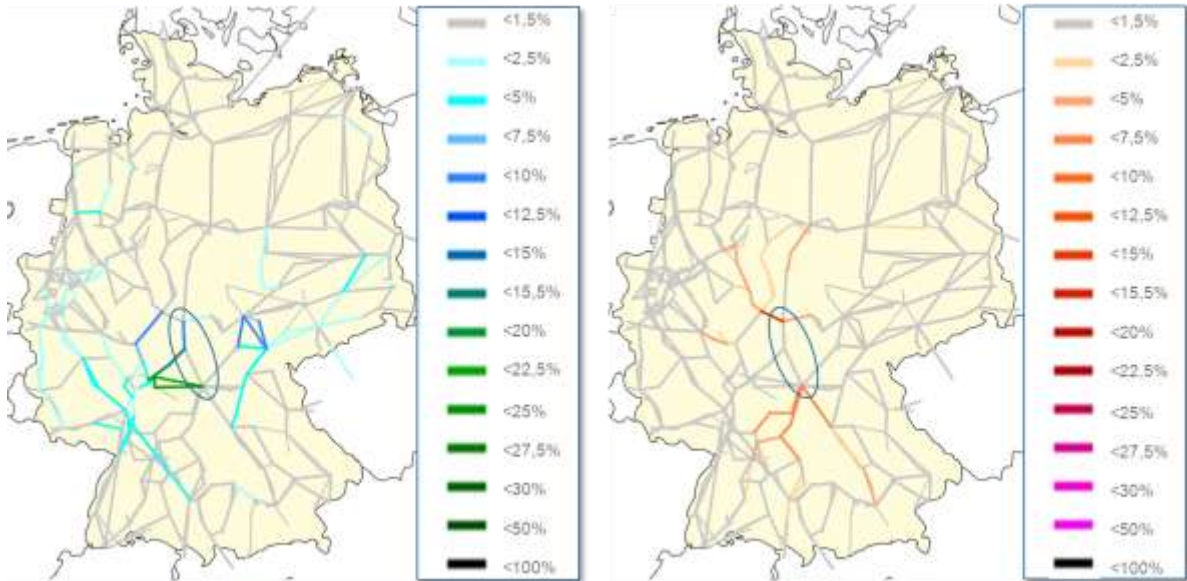


Abbildung 100: Einfluss der Maßnahme M74 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

3. Konsultation

Der Ablehnung dieser Maßnahme von einigen Konsultationsteilnehmern kann nicht nachgekommen werden, da im Rahmen der Prüfung die energiewirtschaftliche Notwendigkeit nachgewiesen wird.

Das NOVA-Prinzip wird von den Übertragungsnetzbetreibern bei der Planung angewendet und auch von der Bundesnetzagentur im Rahmen der Prüfungen berücksichtigt.

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

Die Maßnahme M74 im Projekt 43 weist in 4% der berechneten Netznutzungsfälle eine Auslastung über 20% auf. Die untersuchten (n-1)-Verletzungen werden wirksam aufgehoben.

Projekt 44: Altenfeld/Schalkau – Raum Grafenrheinfeld

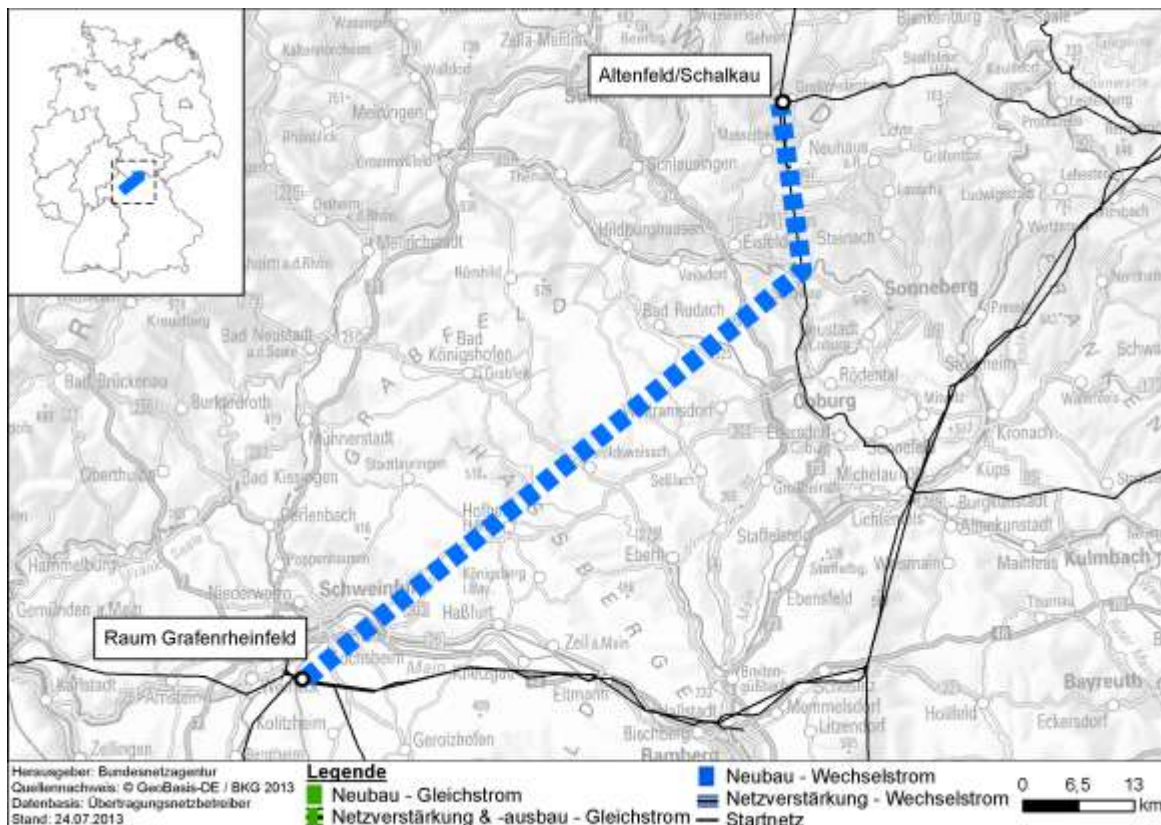
Maßnahme 28: Altenfeld/Schalkau – Raum Grafenrheinfeld

Die Maßnahme 28 (Altenfeld/Schalkau – Raum Grafenrheinfeld) wird nicht bestätigt.

Der weitere Zubau an Windenergie, wie er im Langfristszenario B2033 hinterlegt ist und sich im Szenariorahmen B2024 abzeichnet, lässt einen weiter wachsenden Transportbedarf aus dem Raum Thüringen nach Bayern erwarten. Dieser Bedarf legt nahe, bereits heute planerische Vorkehrungen für neben der Maßnahme D09 zusätzlich erforderlich werdende Netzverstärkungen oder Leitungsbaumaßnahmen von Thüringen nach Bayern zu treffen. Anstelle eines weiteren Leitungsneubaus könnte für diesen weiteren Transportbedarf – zumindest für die Teilstrecke Altenfeld-Schalkau – die Trasse der in der Startnetztopologie enthaltenen 380-kV-Doppelleitung von Altenfeld nach Redwitz genutzt werden, beispielsweise in Gestalt einer für einen späteren Zeitpunkt vorgesehenen Erhöhung der Kapazität dieser Leitung.

Beschreibung:

Von Altenfeld/Schalkau nach Raum Grafenrheinfeld ist ein Netzausbau mit zwei Stromkreisen in neuer Trasse vorgesehen. Hierzu sind die 380-kV-Schaltanlagen im Raum Grafenrheinfeld zu verstärken. In Schalkau wird eine neue Schaltanlage errichtet und den Übertragungsaufgaben entsprechend ausgestattet.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr:

Die Übertragungsnetzbetreiber haben nach Vorlage des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans die darin noch nicht enthaltene Angabe zum geplanten Inbetriebnahmedatum nachgereicht. Die Inbetriebnahme ist danach für 2023 vorgesehen.

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Überprüfung der Wirksamkeit erfolgte anhand des durch die ÜNB vorgelegten Netznutzungsfalls der Stunde 8082. Die Situation ist gekennzeichnet durch eine hohe Einspeisung durch Onshore- wie auch Offshore-Windenergieanlagen sowie eine stark ausgeprägte Einspeisung der konventionellen Erzeugung im Netzgebiet der 50-Hertz. Hinzu kommt ein Handelssaldo von null zwischen Deutschland und Polen bei gleichzeitigem maximalem Export von Deutschland nach Österreich. Versucht man dieses Handelsergebnis mittels der Phasenschieber entlang der Deutsch-Polnischen Grenze physikalisch abzubilden, so wirkt dies prinzipiell stark belastend auf das südliche Netzgebiet der 50 Hertz.

Die Wirksamkeit der Maßnahme kann noch nicht vollumfänglich eingeschätzt werden, da die Rahmenbedingungen für den Einsatz der Phasenschiebertransformatoren nach PL und CZ noch nicht hinreichend definiert sind. Die ÜNB haben konkretere Angaben zu o.g. Rahmenbedingungen für den ersten Entwurf des NEP 2014 in Aussicht gestellt. Dabei wird das Ergebnis der derzeit mit ÜNB aus PL und CZ geführten Verhandlungen zu berücksichtigen sein.

Im vorgelegten Netznutzungsfall kann mittels Auswahl möglicher Einstellungen der Phasenschieber und einfacher Schaltmaßnahmen auch ohne P44 ein noch (n-1)-sicherer Zustand erreicht werden. In den Untersuchungen wird das Netz lediglich um die betrachtete Maßnahme sowie um die ausfallende Leitung reduziert. Bei Änderung der von den Übertragungsnetzbetreibern angegebenen Phasenschieberstellungen ergibt sich zwar eine höhere Abweichung des physikalischen Flusses zum Handelsfluss zwischen Deutschland und Polen im Vergleich zu den unter Verwendung der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Phasenschiebereinstellungen. Dieser physikalische Fluss liegt allerdings immer noch unterhalb der angenommenen Transportkapazität von Deutschland und Polen (NTC-Wert). Dagegen wird bei Anpassung der Phasenschieberstellungen eine Annäherung des physikalischen Flusses zwischen Deutschland und Tschechien an den Handelsfluss beobachtet.

Die Wirksamkeit von P44 wird dabei insbesondere im Zusammenhang mit den Maßnahmen aus dem HGÜ-Korridor D untersucht, da diese Maßnahmen ebenfalls eine Transportaufgabe aus der Regelzone von 50 Hertz nach Bayern übernehmen. Wird eine der beiden Maßnahmen aus Korridor D ausgeschaltet (z. B. D16), verbleibt nach Anpassung der Phasenschieberstufungen eine Überlastung von bis zu 109,9%. Mittels Durchführung naheliegender Topologieänderungen lässt sich die maximale Auslastung im Netz, je nach betrachtetem Ausfall, auf 98,9% bis 99,6% reduzieren. Ein sicherer (n-1)-Betrieb ist somit ohne P44 und ohne D16 im Rahmen des NEP 2013 noch möglich.

Jedoch sind die Erfahrungen mit dem koordinierten Betrieb von Phasenschiebertransformatoren noch gering. Transparente Vorgaben für geeignete oder zulässige Stufungen gibt es bisher nicht. Vor diesem Hintergrund kann davon ausgegangen werden, dass sich die vorstehende Einschätzung in den Folgejahren ändert. Die Bundesnetzagentur regt an, zu diesen Fragen frühzeitig in einen Dialog mit Netzbetreibern, Fachwissenschaft und Behörden zu treten.

Die ÜNB haben zur Begründung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit von P44 / M28 auch

ein Gutachten aus dem Jahr 2011 nachgereicht, anhand dessen eine im Vergleich zur im NEP-Netzdatensatz angegebenen Stromtragfähigkeit reduzierte Stromtragfähigkeit der Bestandsleitung Remptendorf-Redwitz (Dauer-Engpassstrom 2.619 A statt 3.150 A) die energiewirtschaftliche Notwendigkeit von P44 / M28 untermauern soll. Der Zeithorizont des Gutachtens ist allerdings das Jahr 2015. Da die Netz- und Erzeugungsstruktur im Jahr 2015 jedoch von den im Zusammenhang mit P44 relevanten Rahmenbedingungen des Szenario B2023 wesentlich abweicht, kann das vorliegende Gutachten nicht zu Begründung von P44 herangezogen werden.

Zudem haben die ÜNB ein Dokument zur „Netz- und Systemführungsvereinbarung TenneT TSO GmbH/50Hertz“ nachgereicht, dem ebenfalls ein im Vergleich zum NEP reduzierter Engpassstrom auf der Bestandsleitung Remptendorf-Redwitz im Abschnitt von TenneT zu entnehmen ist. Auch daraus leiten die Übertragungsnetzbetreiber die energiewirtschaftliche Notwendigkeit von P44/M28 ab. Gemäß den zur Verfügung gestellten Unterlagen wird der Engpass allerdings von Betriebsmitteln innerhalb einer Umspannstation von TenneT verursacht. Da eine Erweiterung oder Ertüchtigung von Betriebsmitteln innerhalb von Umspannwerken einem Leitungsneubau in aller Regel vorzuziehen ist und der Bundesnetzagentur kein Grund vorgetragen wurde, warum die Ertüchtigung innerhalb des Umspannwerkes nicht möglich sein soll, kann die vorgetragene Beschränkung kann ebenfalls nicht als Begründung für P44 akzeptiert werden.

Daher ist es im Rahmen der Prüfung geboten, von der im vorgelegten Netzdatensatz hinterlegten, höheren Stromtragfähigkeit für die Leitung Remptendorf-Redwitz (Dauer-Engpassstrom 3.150 A) auszugehen.

Nachträglich eingereichte Unterlagen zur Stromtragfähigkeit der Kuppelleitungen zwischen Deutschland und Polen sowie zwischen Deutschland und Tschechien habe keine Erkenntnisse ergeben, die zu einem abweichenden Wirksamkeitsbefund von P44 führen.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 101 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M28 des NEP 2013 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnung über 8760 Stunden. In 22% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 44%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums.

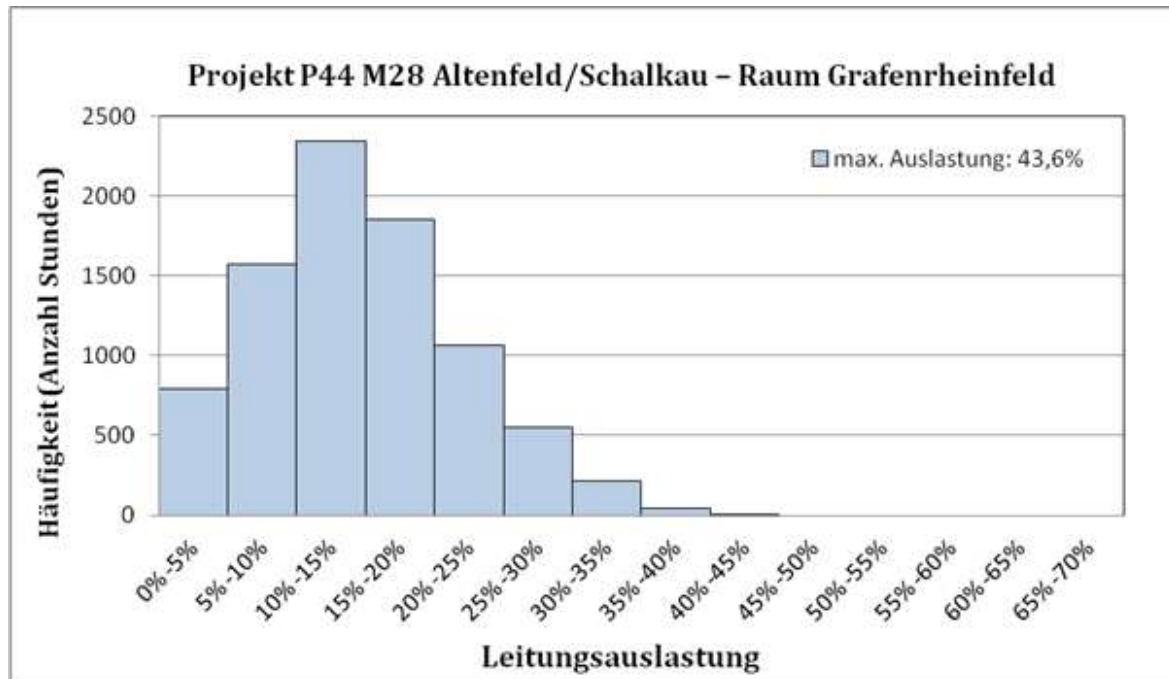


Abbildung 101: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M28 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die Maßnahme M28 vom Altenfeld/Schalkau zum Raum Grafenrheinfeld hat für das umgebende Netz sowohl ent- als auch belastende Effekte, die in Abbildung 102 dargestellt werden. Leitungen, die parallel zu der Maßnahme M28 verlaufen, sind deutlich entlastet. Leitungen, die Leistung zur Maßnahme zu- oder abführen, werden stärker belastet. Die Maßnahme M28 entlastet somit das Netz zwischen Altenfeld/Schalkau und dem Raum Grafenrheinfeld.

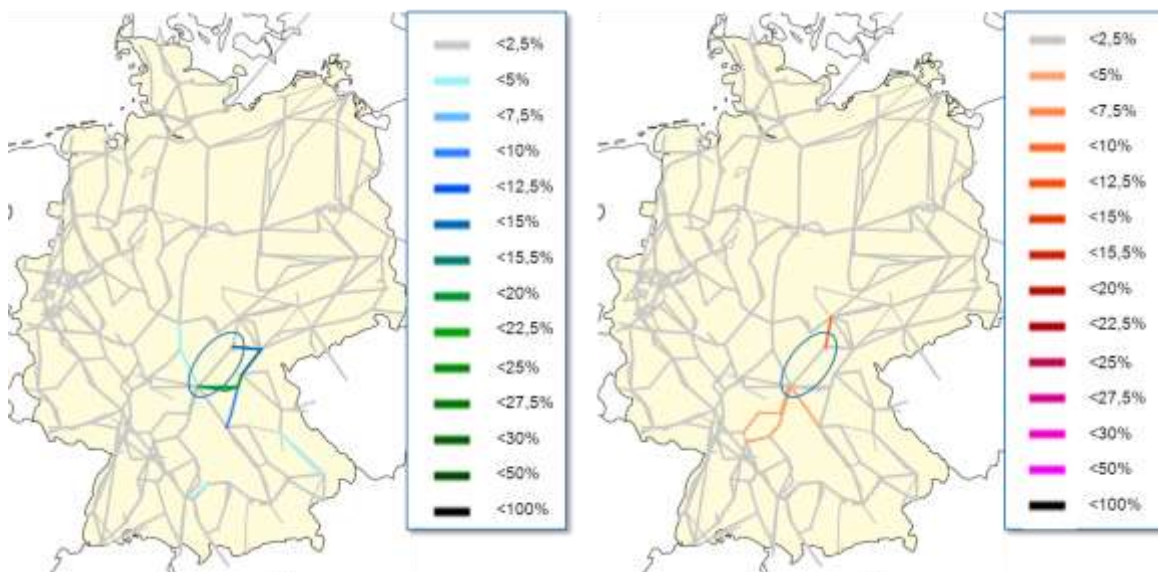


Abbildung 102: Einfluss der Maßnahme M28 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

2.2 Geänderte Rahmenbedingungen

In der von den ÜNB am 1.7.2013 vorgelegten Sensitivitätsbetrachtung 1, der Absenkung des Net-

tostrombedarfs und der Jahreshöchstlast, konnte die Notwendigkeit der Maßnahme M28 unter einer um ca. 11% reduzierten Verbrauchslast von den ÜNB nicht identifiziert werden. Die Sensitivitätsbetrachtungen, die sich aus dem Leitszenario B des genehmigten Szenariorahmens ergeben, sich jedoch für die Bestätigung der Maßnahmen letztlich nicht entscheidend.

Die Prüfungen der Bundesnetzagentur zeigen, dass ein über den im Leitszenario B2023 angenommener Zubau erneuerbarer Energien deutlich hinausgehender Ausbau insbesondere der Wind Onshore Erzeugung erheblichen Einfluss auf die Erforderlichkeit zusätzlicher Transportkapazitäten vom Netzgebiet der 50 Hertz in das Netzgebiet der TenneT hat. Ein solcher weiter wachsender Transportbedarf zeichnet sich bereits aus heutiger Sicht deutlich ab. So prognostiziert der bereits genehmigte Szenariorahmen für den NEP 2024 je nach Regionalisierung einen Zubau von rd. 10% an Windenergie in der Regelzone von 50 Hertz gegenüber dem NEP 2023.

Vor dem Hintergrund des weiteren Zubaus bei Wind Onshore ist wahrscheinlich, dass der Bedarf der Maßnahme P44/M28 in einem der Folgejahre wird bestätigt werden können. Diesem sich abzeichnenden Bedarf trägt der derzeitige Netzausbau teilweise Rechnung, der für eine Teilstrecke der Startnetzmaßnahme Altenfeld – Redwitz im Endausbau eine gegenüber dem Startnetz höhere Kapazität vorsieht.

3. Konsultation

Das NOVA-Prinzip wird von den Übertragungsnetzbetreibern bei der Planung angewendet und auch von der Bundesnetzagentur im Rahmen der Prüfungen berücksichtigt.

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

Angesichts der noch zu definierenden Einsatzbedingungen der Phasenschieber sowie des sich abzeichnenden zusätzlichen mittelfristigen Transportbedarfs zwischen Thüringen und Bayern ergibt sich damit der folgende Befund für den NEP 2023:

Auf Basis der derzeitigen Erkenntnisse ist die Maßnahme P44/M28 noch nicht bestätigungsfähig. Vor dem Hintergrund des weiteren Zubaus insbesondere bei Wind Onshore ist allerdings wahrscheinlich, dass der Bedarf der Maßnahme in einem der Folgejahre wird bestätigt werden können.

Die Maßnahme M28 erhöht die Transportkapazität zwischen Bayern und Thüringen und bedient damit einen ähnlichen Bedarf wie D09. Allerdings dient M28 der Versorgung des nördlichen Raums von Bayern, während die Maßnahmen des Korridors D den südlichen bayerischen Raum versorgen sollen.

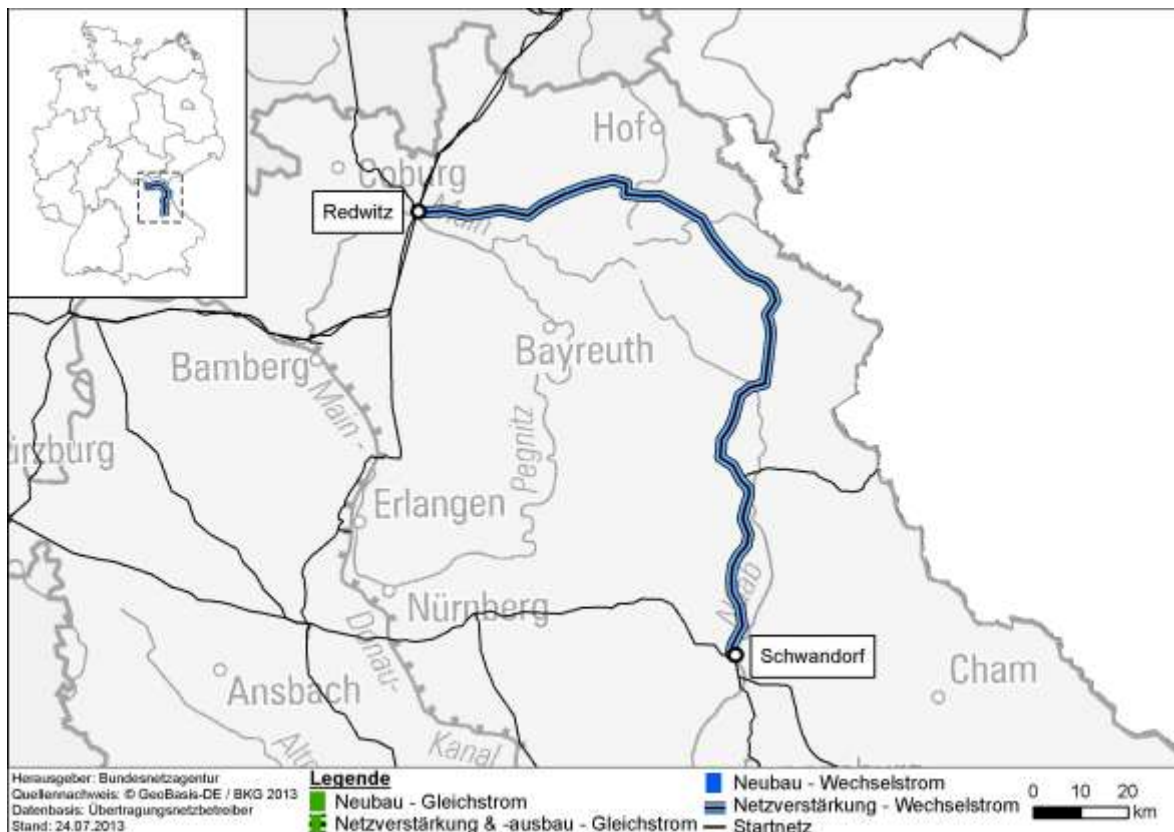
Projekt 46: Redwitz – Schwandorf

Maßnahme 56: Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf

Die Maßnahme 56 (Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf) wird bestätigt.

Beschreibung:

Von Redwitz über Etzenricht nach Schwandorf muss die bestehende Leitung verstärkt werden. Dabei handelt es sich um einen Neubau einer 380-kV-Leitung in der Trasse der bestehenden 220-kV-Leitung (Netzverstärkung). Die bestehende 220-kV-Struktur von Redwitz nach Etzenricht wird zurückgebaut. Außerdem müssen die 380-kV-Schaltanlagen in Redwitz, Etzenricht und Schwandorf verstärkt werden (Netzverstärkung).



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2017

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Prüfung der Wirksamkeit der Maßnahme M56 basiert auf dem Netznutzungsfall der Stunde 1646, der von den ÜNB zur Begründung bereitgestellt wurde.

Im Normalzustand (n-0) ist die 380-kV-Leitung von Redwitz nach Etzenricht zu 137 % ausgelastet. Mit der Maßnahme M56 liegt beim Ausfall einer der beiden 380-kV-Leitungen der Maßnahme von

Redwitz nach Etzenricht die Auslastung der parallelen Leitung bei 64 %.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 103 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M56 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnung über 8760 Stunden. In 69% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 69%. Die mittlere Auslastung beträgt 28%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und ist somit erforderlich.

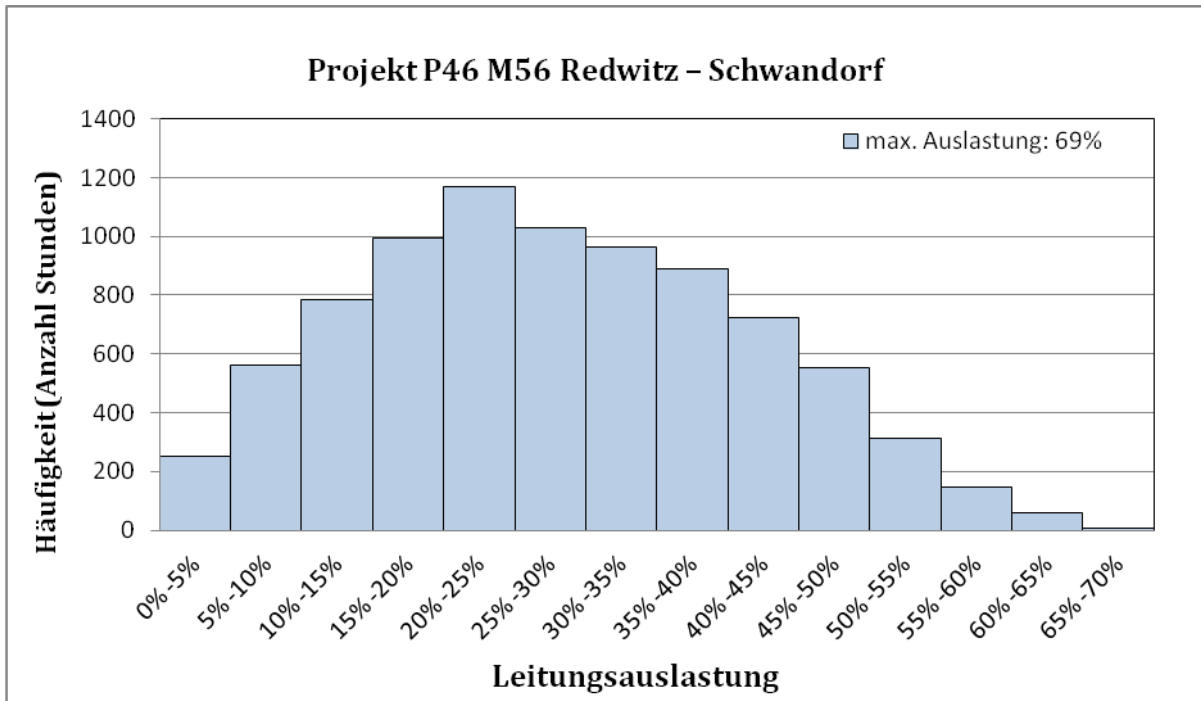


Abbildung 103: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M56 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 104 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahme M56 auf das umliegende Netz dargestellt. Durch die Netzverstärkung werden westlich der Maßnahme liegende Leitungen entlastet und Leitungen, die Leistung zur Maßnahme zu- oder abführen, werden stärker belastet.

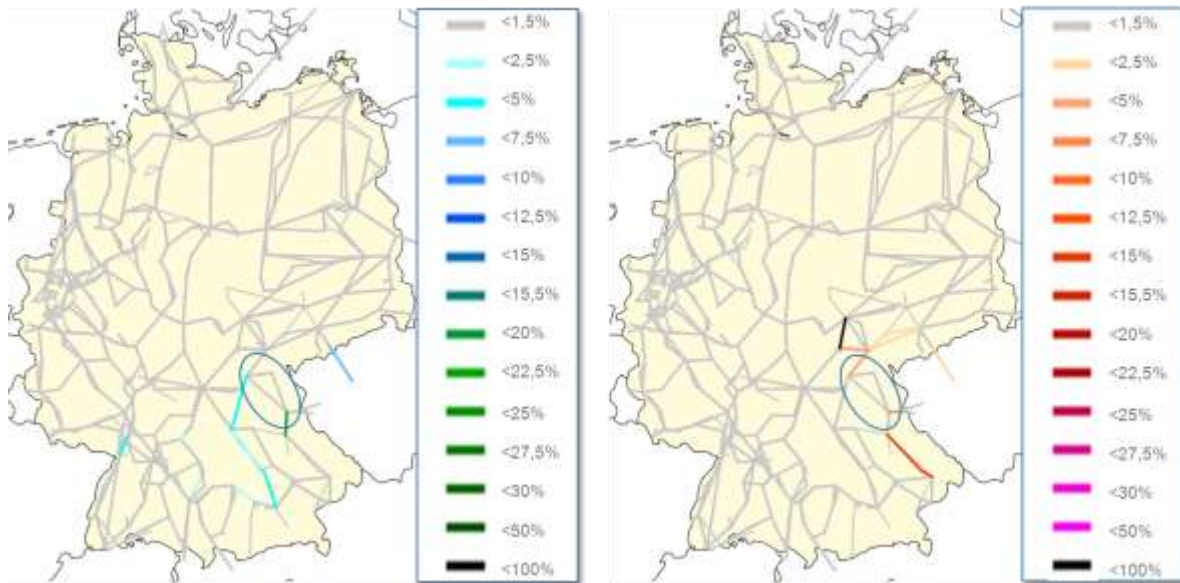


Abbildung 104: Einfluss der Maßnahme M56 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.

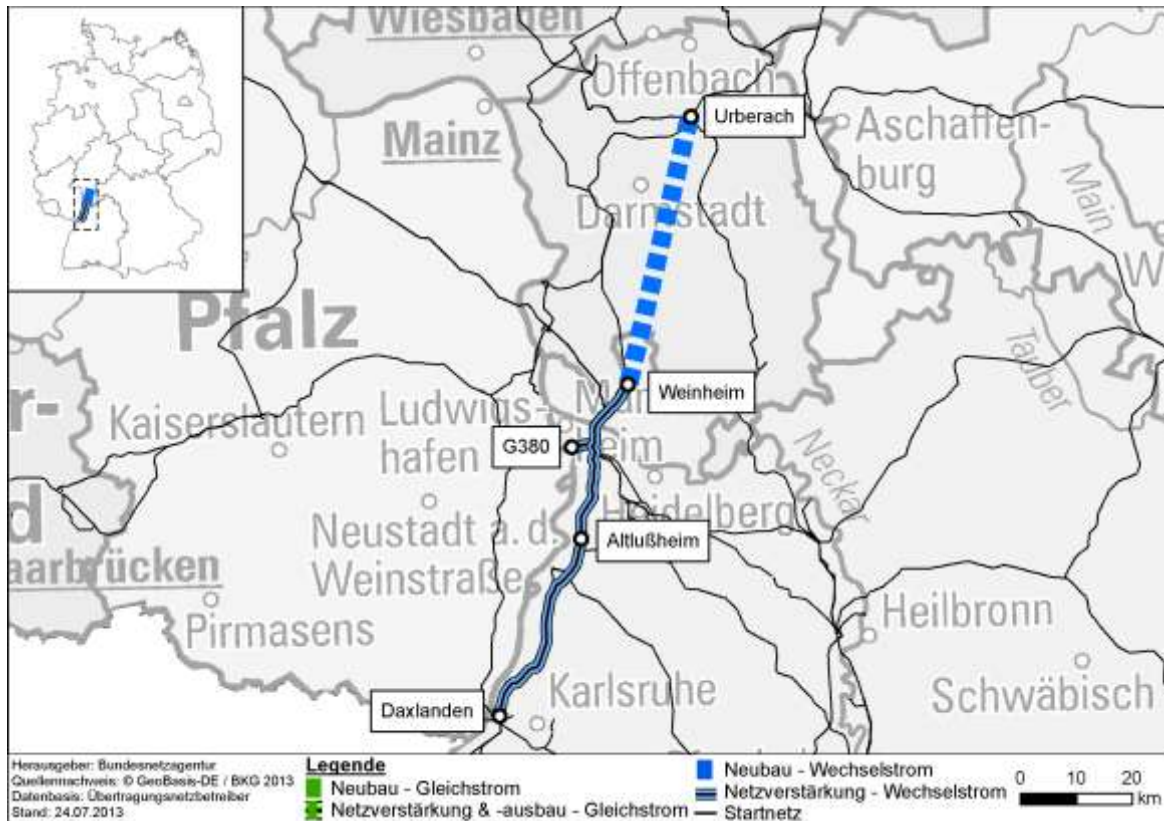
3. Befund

Die Maßnahme M56 weist eine hohe Auslastung über 8760 Stunden auf. Die Maßnahme stellt die (n-1)-Sicherheit wirksam her.

Projekt 47: Region Frankfurt – Karlsruhe

Beschreibung:

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in der Region Frankfurt – Karlsruhe.

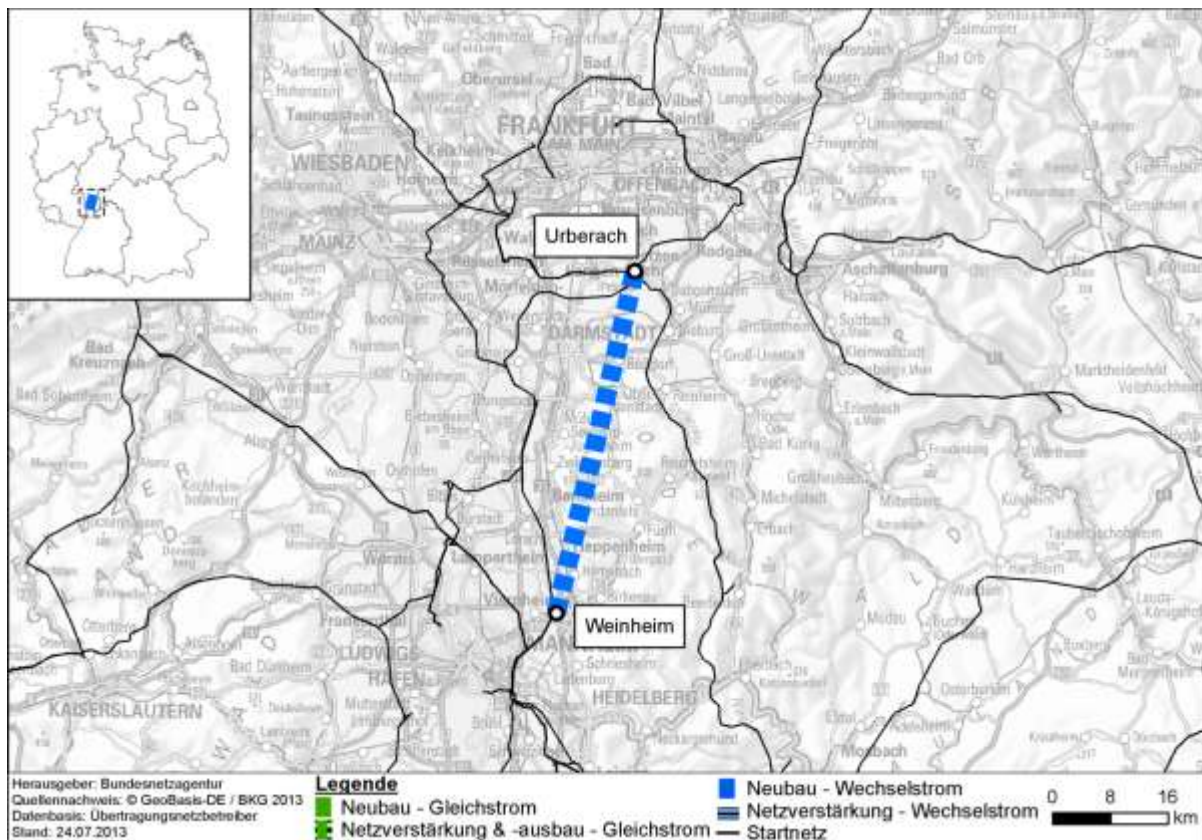


Maßnahme 60: Urberach – Pfungstadt – Weinheim

Die Maßnahme 60 (Urberach – Pfungstadt – Weinheim) wird bestätigt.

Beschreibung:

Von Urberach (Amprion) nach Weinheim (TransnetBW) wird eine neue 380-kV-Leitung errichtet (Netzausbau). Im Zuge dieses Projektes muss wegen Inanspruchnahme des heutigen 220-kV-Trassenraums für diesen 380-kV-Ausbau die Versorgung der unterlagerten Verteilungsnetze im Raum Pfungstadt von 220 kV nach 380 kV verlagert werden (Netzausbau). Laut Maßnahmenbeschreibung im NEP 2012 wurde die neu zu bauende 380-kV-Schaltanlage Pfungstadt mit 380/110-kV-Transformatoren in diese neue 380-kV-Leitung zwischen Urberach und Weinheim eingebunden. Eine Projektoptimierung hat ergeben, dass zur Entkopplung der Sicherstellung der Versorgungsaufgabe vom Bau der neuen Freileitung ein Anschluss dieser neuen Schaltanlage an die vorhandene 380-kV-Leitung von Urberach/Bischofsheim nach Bürstadt vorteilhaft ist. Ferner ist die 380-kV-Schaltanlage Urberach zu verstärken und zusätzliche 380/110-kV-Transformatoren sind dort notwendig (Netzverstärkung und Ausbau bestehender Anlage).



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die (n-1) Untersuchungen finden auf Basis der durch die ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfälle (NNF) der Stunden 626 und 7408 statt, denen das vollständige Zielnetz zugrunde liegt. In den entsprechenden Untersuchungen wird das Netz lediglich um die betrachtete Maßnahme, um die nicht bestätigungsfähigen HGÜ-Maßnahmen des NEP 13 (B04, C06, D16) sowie um die ausfallende Leitung reduziert.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises von Bischofsheim nach Bürstadt

Bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises zwischen Bischofsheim und Bürstadt im NNF 626 wird der 380-kV-Stromkreis Urberach – Bischofsheim mit 104% belastet, wenn die Maßnahme nicht vorhanden ist und die oben erwähnten HGÜ-Maßnahmen nicht berücksichtigt werden. Durch die Maßnahme wird die Überlastung zwischen Bischofsheim und Bürstadt behoben, allerdings tritt eine Überlastung von 101,7 % im Stromkreis von Dettingen nach Großkrotzenburg auf. Durch Schließen der Sammelschienenkupplung in Großkrotzenburg reduziert sich die Auslastung der Leitung Dettingen-Großkrotzenburg auf 98,7 % und es treten keine weiteren Überlastungen ein. Die Überlastung von 104 % auf der Leitung Bischofsheim-Bürstadt lässt sich jedoch auch ohne P47 durch Öffnen der Sammelschienenkupplung in Bürstadt beheben. Die Auslastung in Urberach-Bürstadt sinkt mittels dieser Topologieänderung auf 86,4 % und es treten keine weiteren Überlastungen ein.

Ausfall des 380/220-kV-Transformators in Bürstadt

Der Ausfall des 380/220-kV-Transformators in Bürstadt im NNF 626 führt ohne Maßnahme sowie ohne die nichtbestätigten HGÜ-Maßnahmen zur Überlastung des 380-kV-Stromkreises Bürstadt – Mittelbexbach (100,3%). Es fällt auf, dass der Transformator im (n-0)-Zustand dieses NNF mit 100,5% und der Stromkreis Bürstadt – Mittelbexbach mit 90,5% bereits sehr hoch ausgelastet sind. Durch Zuschalten des im Zielnetz aktiven 220/110-kV-Transformators 211A in Bürstadt wird dieser im (n-0)-Zustand mit 104,4% ausgelastet, sodass zu mutmaßen ist, dass dies der Grund für den unterschiedlichen Status im Zielnetz ist. Im (n-1)-Fall behebt das Zuschalten des Transformators die Überlastung des 380-kV-Stromkreises, der Transformator selbst ist dann jedoch zu 161,2% ausgelastet, sodass dies keine Alternative darstellt.

Die Überlastung kann jedoch durch das Öffnen der Sammelschienen-Kupplung in Bürstadt (Auslastung des Stromkreises dann 91%, Phasenwinkeldifferenz der Sammelschienen 4,12°) aufgehoben werden.

Ohne Anpassung der Topologie reduziert die Maßnahme Urberach – Weinheim die Auslastung des Stromkreises Bürstadt – Mittelbexbach auf 75,3%.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises von Bürstadt nach Hoheneck

Der Ausfall eines 380-kV-Stromkreises zwischen Bürstadt und Hoheneck im NNF 7480 führt ohne Maßnahme sowie ohne Berücksichtigung der nichtbestätigten HGÜ-Maßnahmen zur Überlastung des parallelen Stromkreises mit 117,9%. Die Überlastung lässt sich nicht allein durch Einsatz von Topologieänderungen beheben. Durch die Maßnahme wird bei geöffneter Sammelschiene in Karben die Auslastung des Stromkreises Bürstadt – Hoheneck auf 97,5% reduziert. Hiermit wird die Wirksamkeit der Maßnahme begründet.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 105 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M60 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnung über 8760 Stunden. In 32% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 53,6%. Die mittlere Auslastung beträgt 15,5%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und ist somit erforderlich.

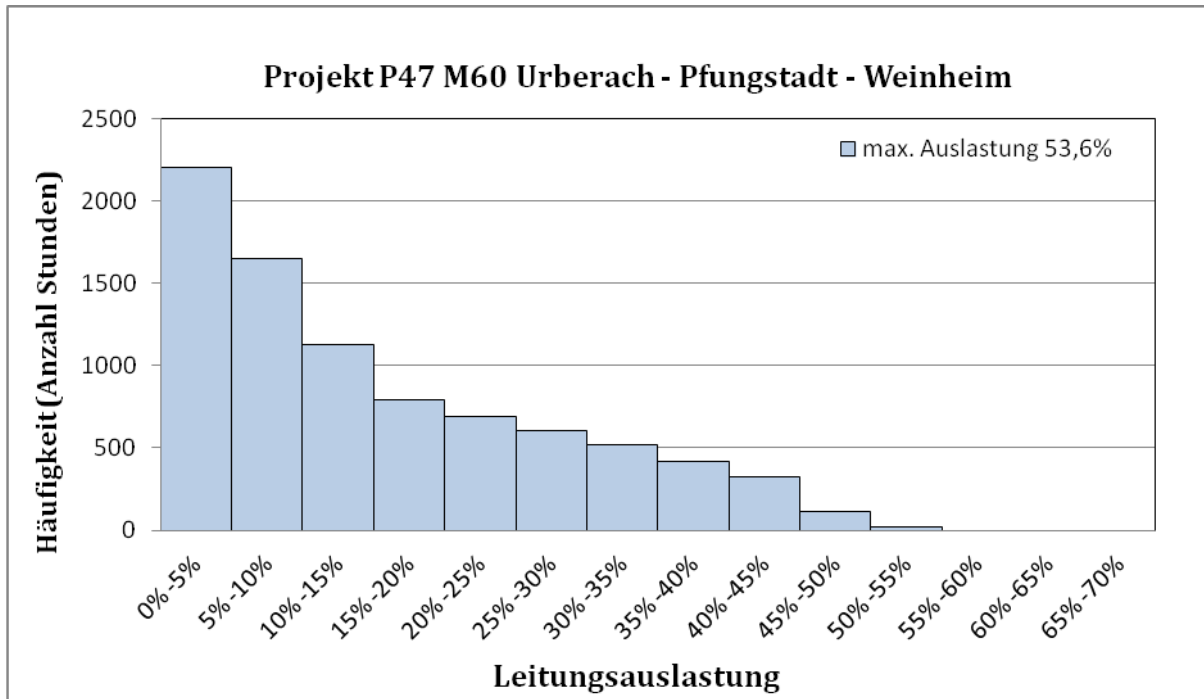


Abbildung 105: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M60 über 8760 h.

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 106 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahme M60 auf das Netz dargestellt. Leitungen, die parallel zu der Maßnahme verlaufen sind deutlich entlastet. Zudem ist zu erkennen, dass Leitungen, die Leistung zu den Maßnahmen zu- oder abführen, deutlich mehr belastet werden.

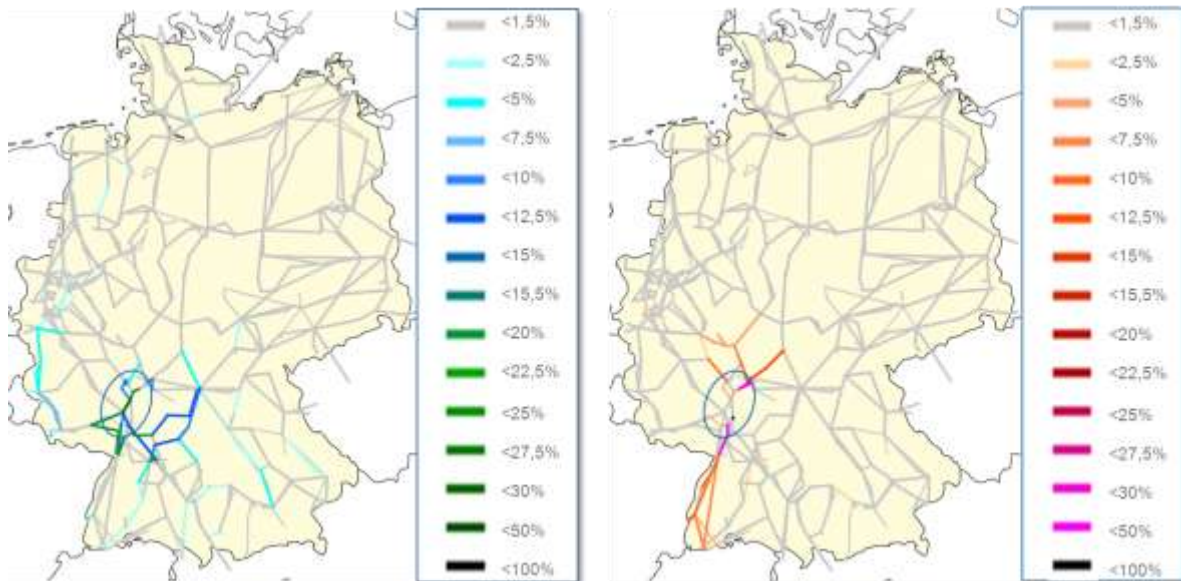


Abbildung 106: Einfluss der Maßnahme M60 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.

3. Konsultation

Die Untersuchungen zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit wurden auch unter Berücksichtigung der Nichtbestätigung der Maßnahme B04 durchgeführt.

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

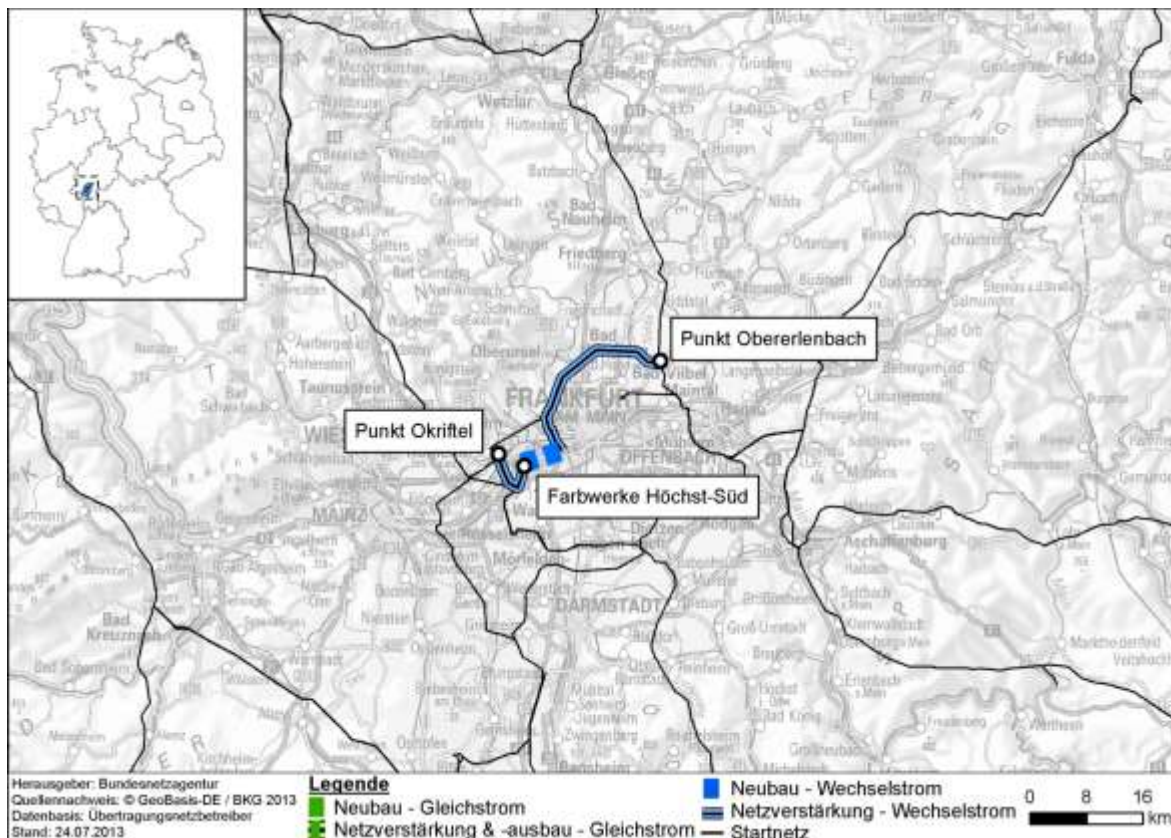
4. Befund

Die Maßnahme M60 im Projekt 47 wird in 32% der berechneten Fälle über 20% ausgelastet. Die Wirksamkeitsprüfung ergibt, dass die untersuchten (n-1)-Verletzungen durch eine Entlastung des Standortes Bürstadt wirksam aufgehoben werden.

Maßnahme 64: Punkt Okriftel – Farbwerke Höchst-Süd

Die Maßnahme 64 (Punkt Okriftel – Farbwerke Höchst-Süd) betrifft den Abschnitt von Punkt Okriftel bis Farbwerke Höchst-Süd und ist Teil von P 42 M53.

Die Maßnahme M64 (Okriftel – Farbwerke Höchst-Süd) ist umfasst von der Maßnahme P42 M53 (Okriftel – Punkt Obererlenbach). Die BNetzA behandelt daher die Maßnahme M64 nicht separat, sondern untersucht sie in der Maßnahme P42 M53 (Maßnahme 53 (inkl. M64): Punkt Okriftel – Punkt Obererlenbach Seite 241).



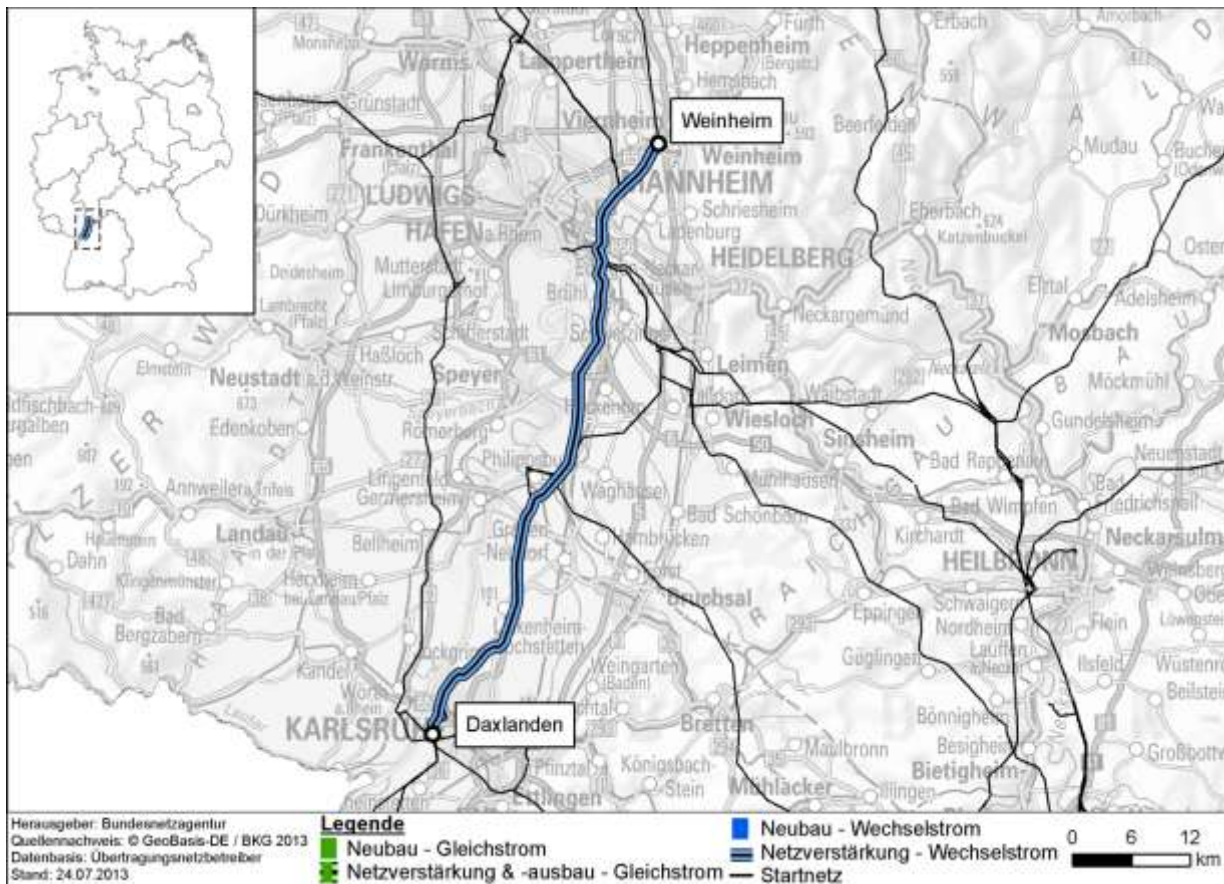
Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2017

Maßnahme 31: Weinheim – Daxlanden

Die Maßnahme 31 (Weinheim – Daxlanden) wird bestätigt.

Beschreibung:

Es erfolgt eine Umbeseilung von 220- auf 380-kV-Betrieb. Dazu sind auch Umstrukturierungen und Erweiterungen in den Schaltanlagen notwendig.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Maßnahme M31 ist Teil des Projekts P47, das die Transportkapazität von Urberach nach Daxlanden erhöht. Durch das Zusammenspiel von Maßnahme 31 mit den Maßnahmen M60, M32, M33 und M34 werden die Leitungen von Urberach nach Bürstadt und von Bürstadt nach Hoheneck entlastet. Zur Prüfung dieser Maßnahmen haben die ÜNB den Netznutzungsfall 626 vorgelegt. Ohne die genannten Maßnahmen wird eine der zwei 380 kV-Stromkreise von Philippsburg nach Daxlanden bei Ausfall der parallelen Leitung mit 115 % überlastet. Bei Einschaltung dieser Maßnahmen lässt sich die Auslastung der betroffenen Leitung auf 81 % reduzieren. Die Maßnahme M31 ist somit im Zusammenspiel mit den Maßnahmen M60, M32, M33 und M34 wirksam.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 107 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M31 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnung über 8760 Stunden. In 51 % der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 67%. Die mittlere Auslastung beträgt 24%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und ist somit erforderlich.

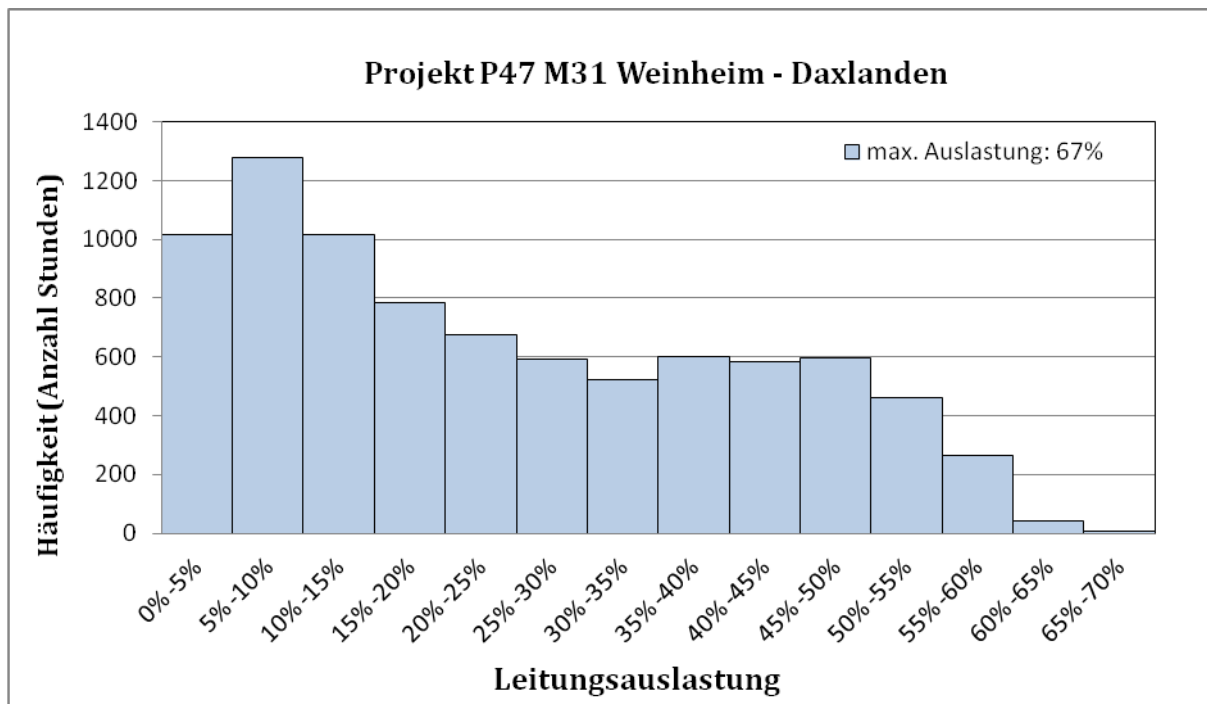


Abbildung 107: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M31 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 108 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahmen M31 bis M34 auf das Netz dargestellt. Die Netzverstärkung durch die Umbeseilung von 220-kV auf 380-kV führt zu deutlichen Entlastungen von 220-kV- und 380-kV-Leitungen und Veränderungen der Leistungsflüsse. Zudem ist zu erkennen, dass Leitungen die Leistung zu den Maßnahmen zu- oder abführen deutlich mehr belastet werden.

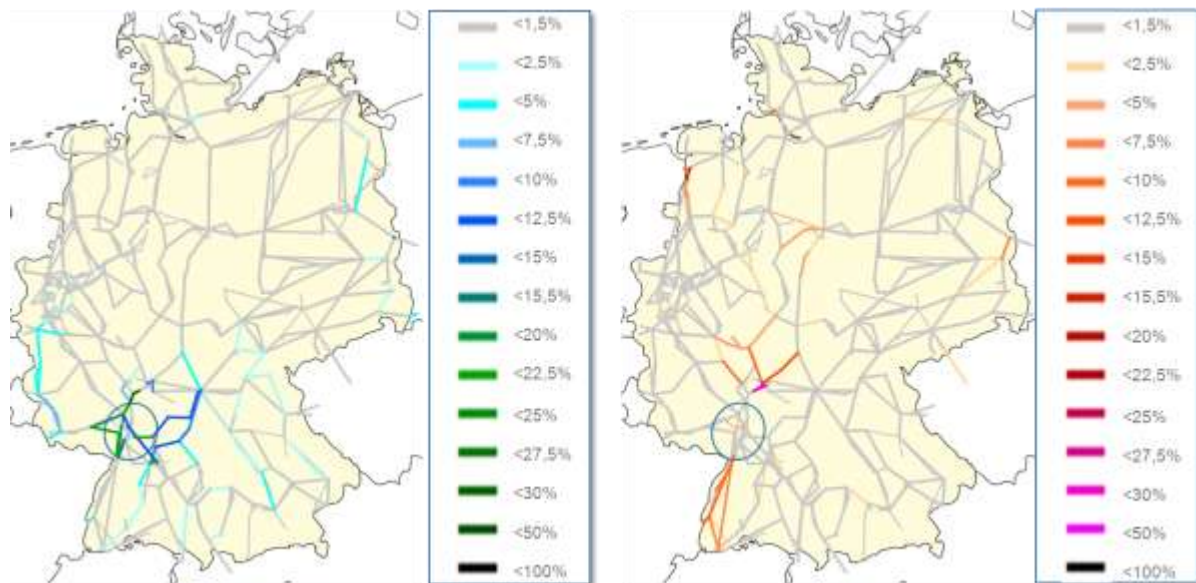


Abbildung 108: Einfluss der Maßnahmen M31-34 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.

3. Befund

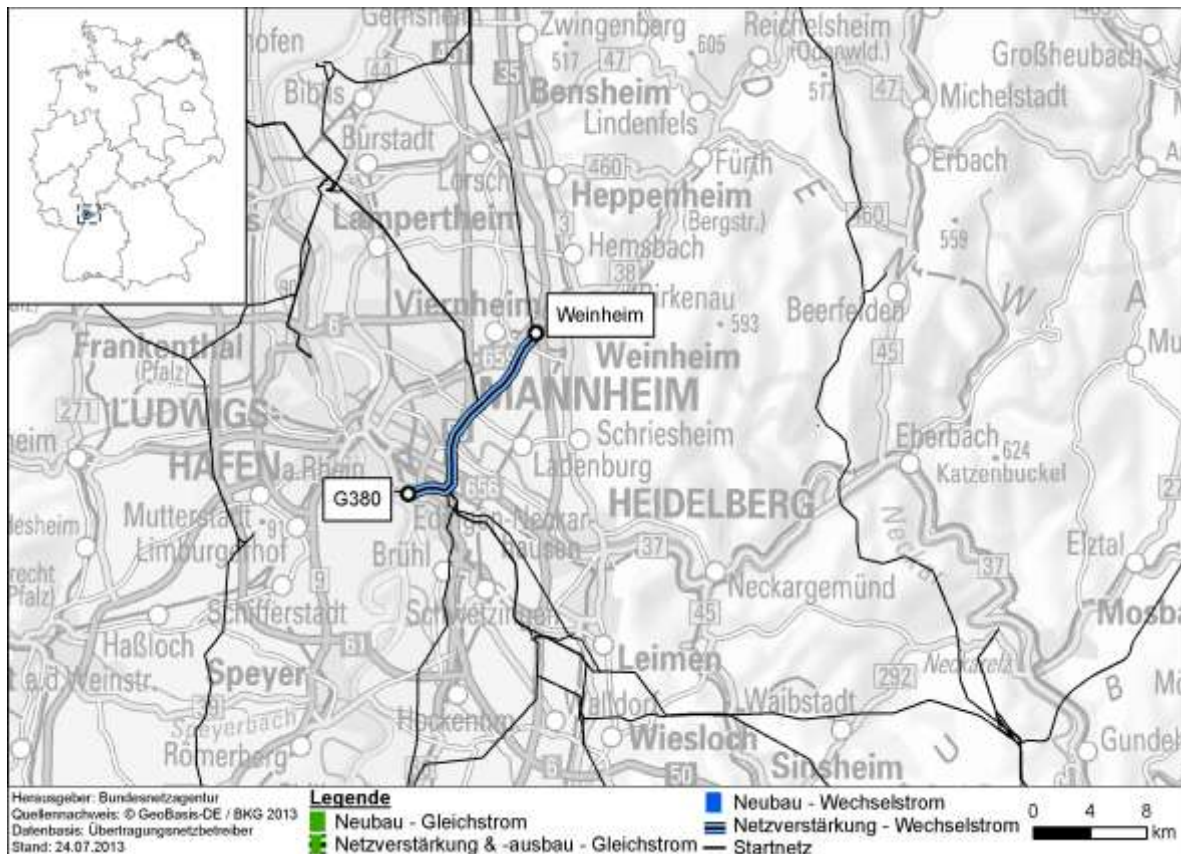
Maßnahme M31 ist wirksam und erforderlich und wird bestätigt.

Maßnahme 32: Weinheim – G380

Die Maßnahme 32 (Weinheim – G380) wird bestätigt.

Beschreibung:

Es erfolgt eine Umbeseilung von 220- auf 380-kV-Betrieb. Dazu sind auch Umstrukturierung und Erweiterung in den Schaltanlagen notwendig.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Maßnahme M32 ist Teil des Projekts P47, das die Transportkapazität von Urberach nach Daxlanden erhöht. Durch das Zusammenspiel von Maßnahme 32 mit den Maßnahmen M60, M31, M33 und M34 werden die Leitungen von Urberach nach Bürstadt und von Bürstadt nach Hohe-neck entlastet. Zur Prüfung dieser Maßnahmen haben die ÜNB den Netznutzungsfall 626 vorgelegt. Ohne die genannten Maßnahmen wird eine der zwei 380 kV-Stromkreise von Philippsburg nach Daxlanden bei Ausfall der parallelen Leitung mit 115 % überlastet. Bei Einschaltung dieser Maßnahmen lässt sich die Auslastung der betroffenen Leitung auf 81 % reduzieren. Die Maßnahme M32 ist somit im Zusammenspiel mit den Maßnahmen M60, M31, M33 und M34 wirksam.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 109 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M32 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnung über 8760 Stunden. In 40% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 69%. Die mittlere Auslastung beträgt 20%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und ist somit erforderlich.

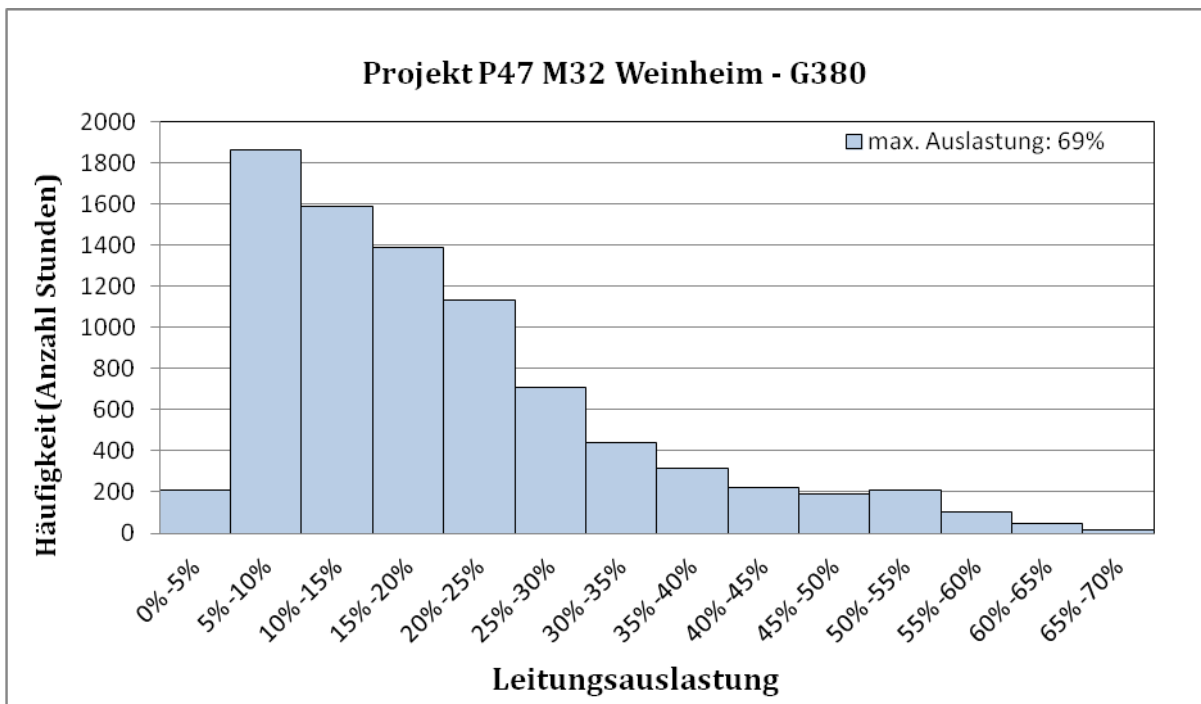


Abbildung 109: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M32 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 110 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahmen M31 bis M34 auf das Netz dargestellt. Die Netzverstärkung durch die Umbeseilung von 220-kV auf 380-kV führt zu deutlichen Entlastungen von 220-kV- und 380-kV-Leitungen und Veränderungen der Leistungsflüsse. Zudem ist zu erkennen, dass Leitungen die Leistung zu den Maßnahmen zu- oder abführen deutlich mehr belastet werden.

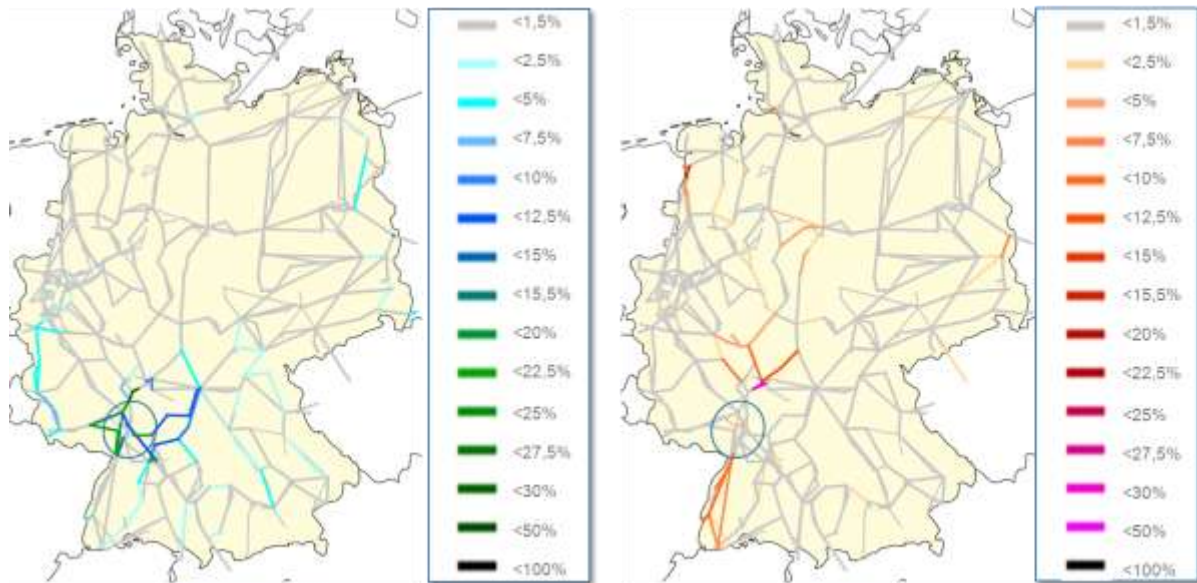


Abbildung 110: Einfluss der Maßnahmen M31-34 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.

3. Befund

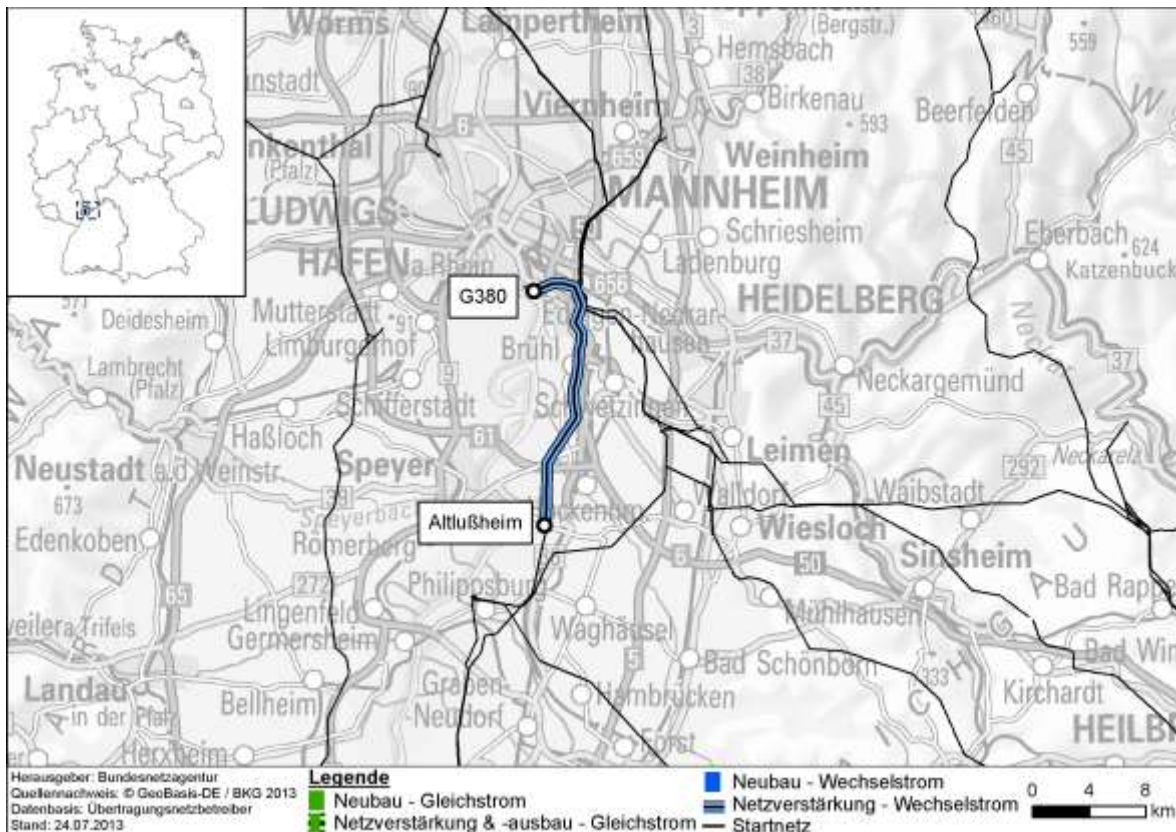
Die Maßnahme ist wirksam und erforderlich.

Maßnahme 33: G380 – Altlußheim

Die Maßnahme 33 (G380 – Altlußheim) wird bestätigt.

Beschreibung:

Es erfolgt eine Umbeseilung von 220- auf 380-kV-Betrieb. Dazu sind auch Umstrukturierung und Erweiterung in den Schaltanlagen notwendig.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Maßnahme M33 ist Teil des Projekts P47, das die Transportkapazität von Urberach nach Daxlanden erhöht. Durch das Zusammenspiel von Maßnahme 33 mit den Maßnahmen M60, M31, M32 und M34 werden die Leitungen von Urberach nach Bürstadt und von Bürstadt nach Hohe-neck entlastet. Zur Prüfung dieser Maßnahmen haben die ÜNB den Netznutzungsfall 626 vorgelegt. Ohne die genannten Maßnahmen wird eine der zwei 380 kV-Stromkreise von Philippsburg nach Daxlanden bei Ausfall der parallelen Leitung mit 115 % überlastet. Bei Einschaltung dieser Maßnahmen lässt sich die Auslastung der betroffenen Leitung auf 81 % reduzieren. Die Maßnahme M33 ist somit im Zusammenspiel mit den Maßnahmen M60, M31, M32 und M34 wirksam.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 111 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M33 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnung über 8760 Stunden. In 55% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 57%. Die mittlere Auslastung beträgt 23%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und ist somit erforderlich.

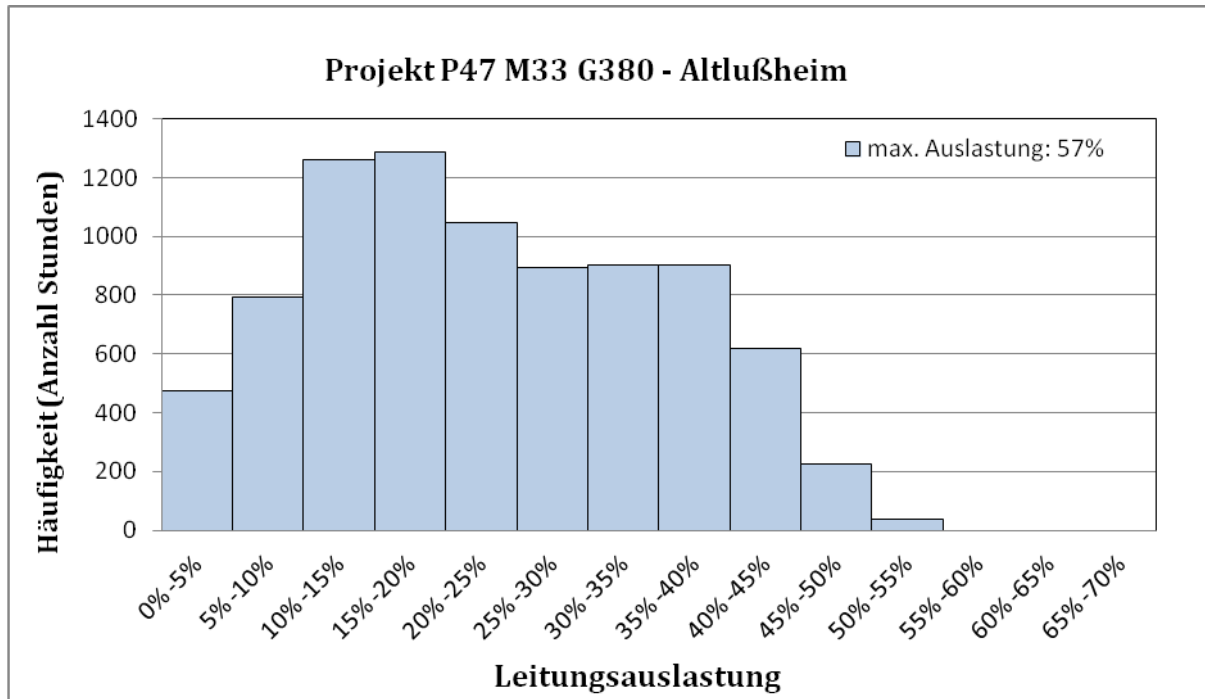


Abbildung 111: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M33 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 112 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahmen M31 bis M34 auf das Netz dargestellt. Die Netzverstärkung durch die Umbeseilung von 220-kV auf 380-kV führt zu deutlichen Entlastungen von 220-kV- und 380-kV-Leitungen und Veränderungen der Leistungsflüsse. Zudem ist zu erkennen, dass Leitungen, die Leistung zu den Maßnahmen zu- oder abführen, deutlich mehr belastet werden.

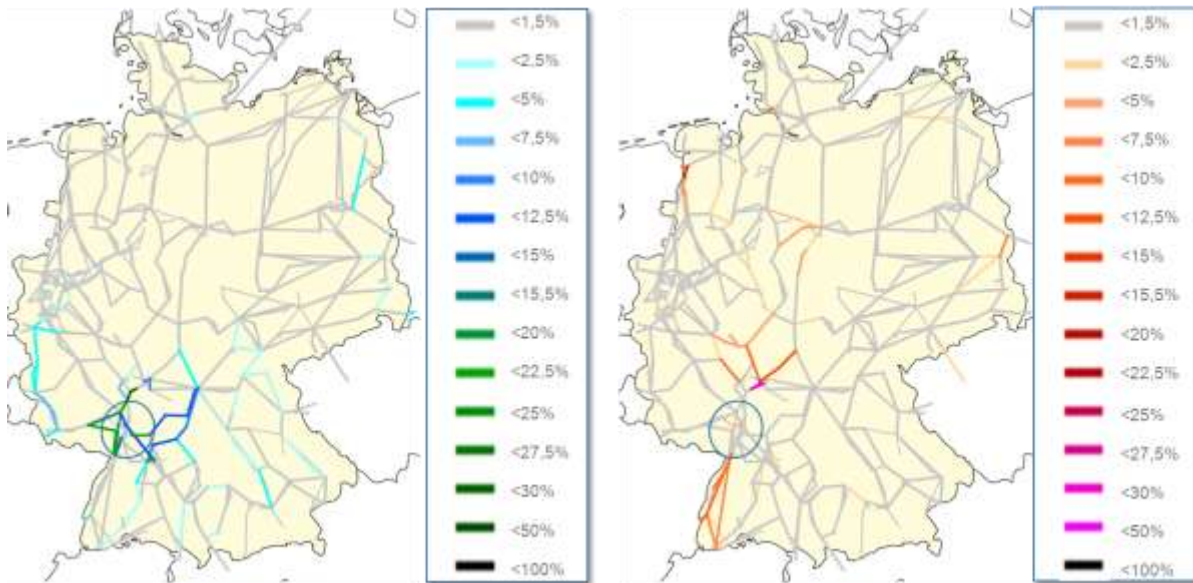


Abbildung 112: Einfluss der Maßnahmen M31-34 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.

3. Befund

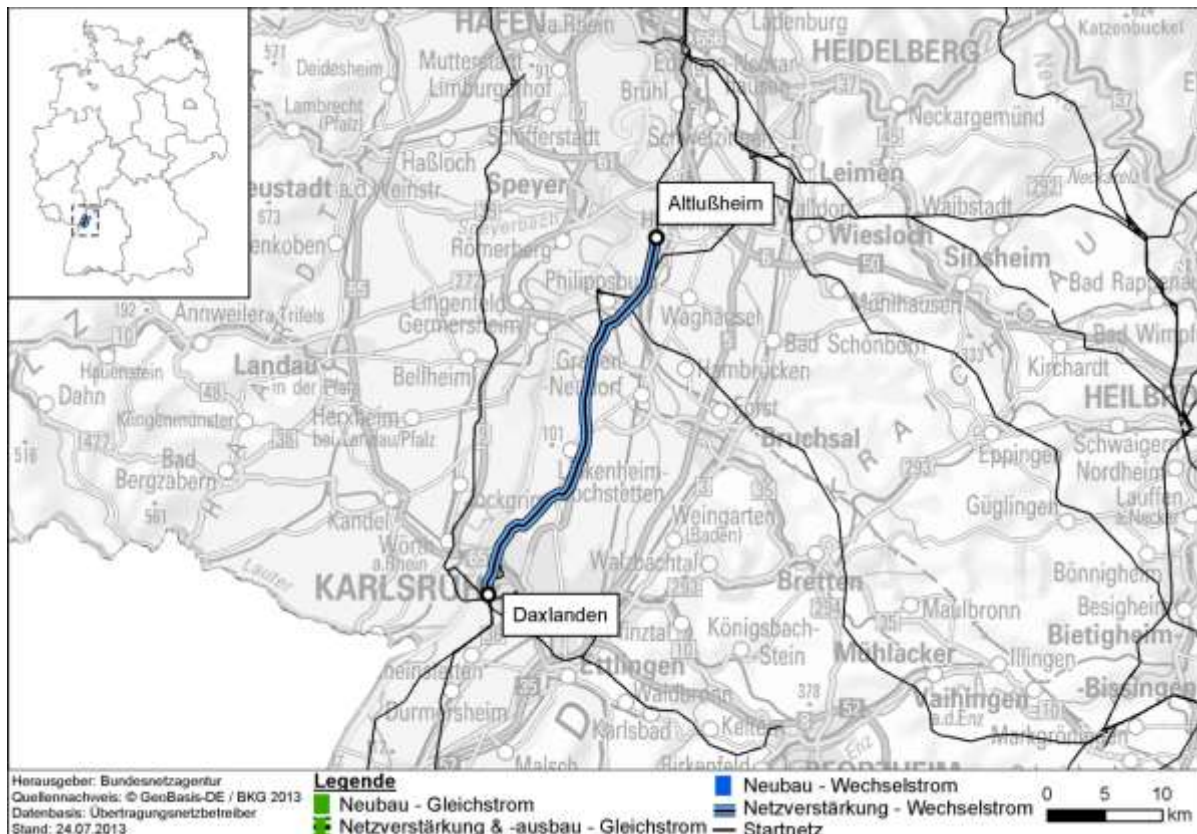
Die Maßnahme ist wirksam und erforderlich und wird daher bestätigt.

Maßnahme 34: Altlußheim – Daxlanden

Die Maßnahme 34 (Altlußheim – Daxlanden) wird bestätigt.

Beschreibung:

Es erfolgt eine Umbeseilung von 220- auf 380-kV-Betrieb. Dazu sind auch Umstrukturierung und Erweiterung in den Schaltanlagen notwendig.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Maßnahme M34 ist Teil des Projekts P47, das die Transportkapazität von Urberach nach Daxlanden erhöht. Durch das Zusammenspiel von Maßnahme 34 mit den Maßnahmen M60, M31, M32 und M33 werden die Leitungen von Urberach nach Bürstadt und von Bürstadt nach Hohe-neck entlastet. Zur Prüfung dieser Maßnahmen haben die ÜNB den Netznutzungsfall 626 vorgelegt. Ohne die genannten Maßnahmen wird eine der zwei 380 kV-Stromkreise von Philippsburg nach Daxlanden bei Ausfall der parallelen Leitung mit 115 % überlastet. Bei Einschaltung dieser Maßnahmen lässt sich die Auslastung der betroffenen Leitung auf 81 % reduzieren. Die Maßnahme M34 ist somit im Zusammenspiel mit den Maßnahmen M60, M31, M32 und M33 wirksam.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 113 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M34 des NEP13 im Rahmen der

durchgeführten Netzberechnung über 8760 Stunden. In 48% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 56%. Die mittlere Auslastung beträgt 21%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und ist somit erforderlich.

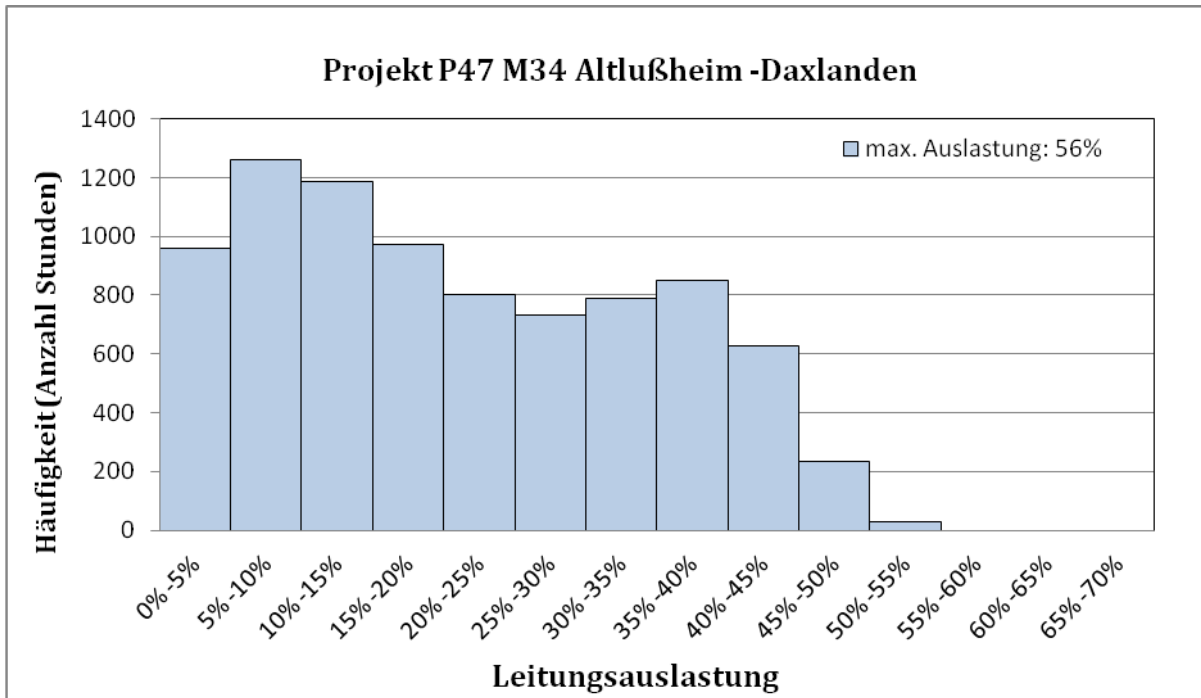


Abbildung 113: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M34 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 115 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahmen M31 bis M34 auf das Netz dargestellt. Die Netzverstärkung durch die Umbeseilung von 220-kV auf 380-kV führt zu deutlichen Entlastungen von 220-kV- und 380-kV-Leitungen und Veränderungen der Leistungsflüsse. Zudem ist zu erkennen, dass Leitungen, die Leistung zu den Maßnahmen zu- oder abführen, deutlich mehr belastet werden.

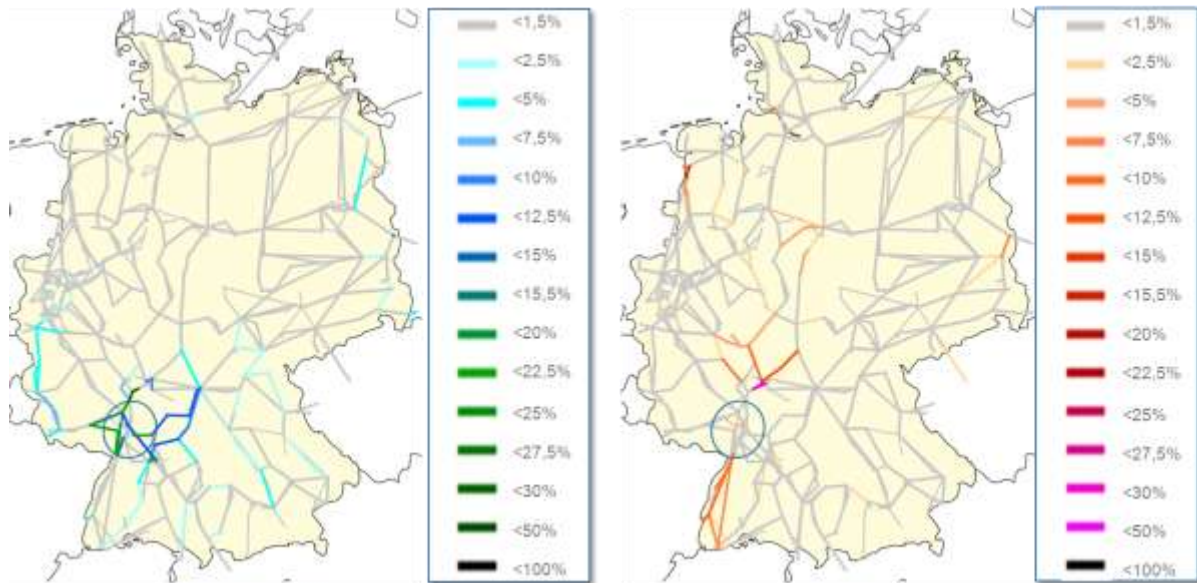


Abbildung 114: Einfluss der Maßnahmen M31-34 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.

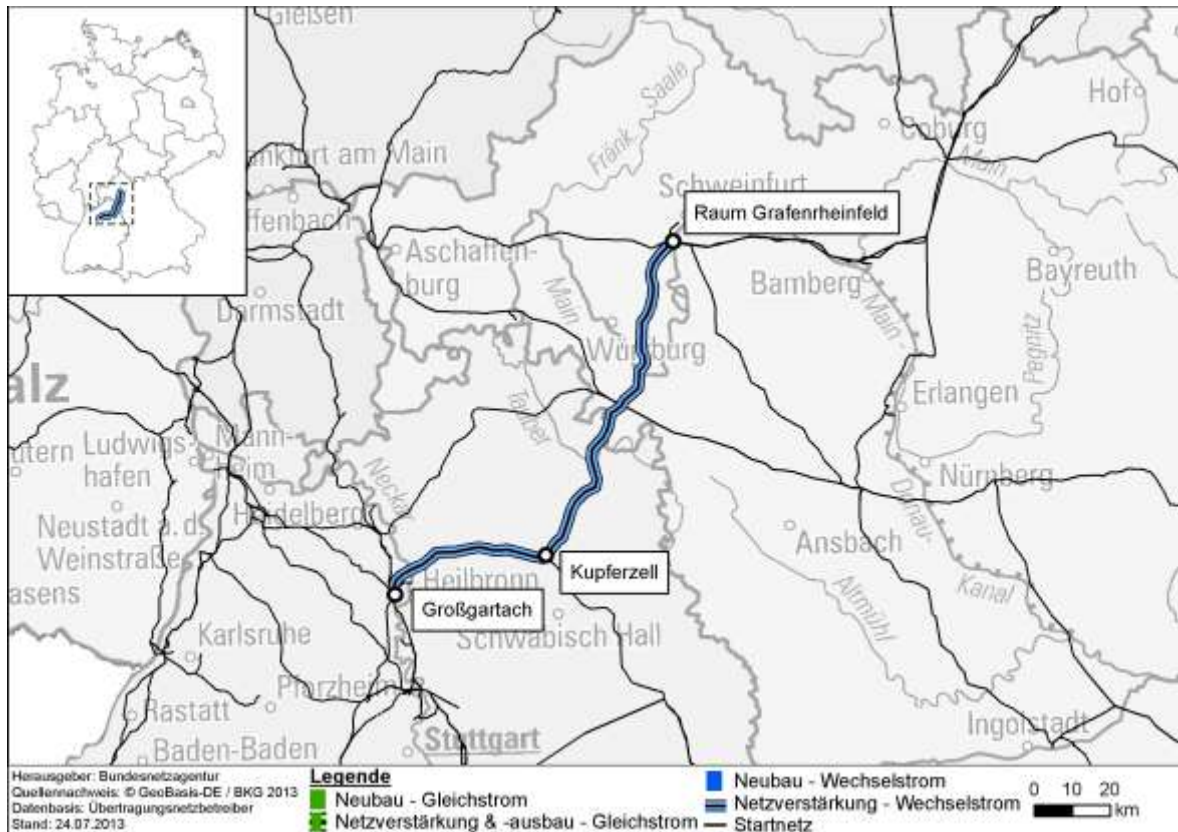
3. Befund

Die Maßnahme ist wirksam und erforderlich und wird daher bestätigt.

Projekt 48: Nordosten von BaWü

Beschreibung:

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Nordosten von Baden-Württemberg.

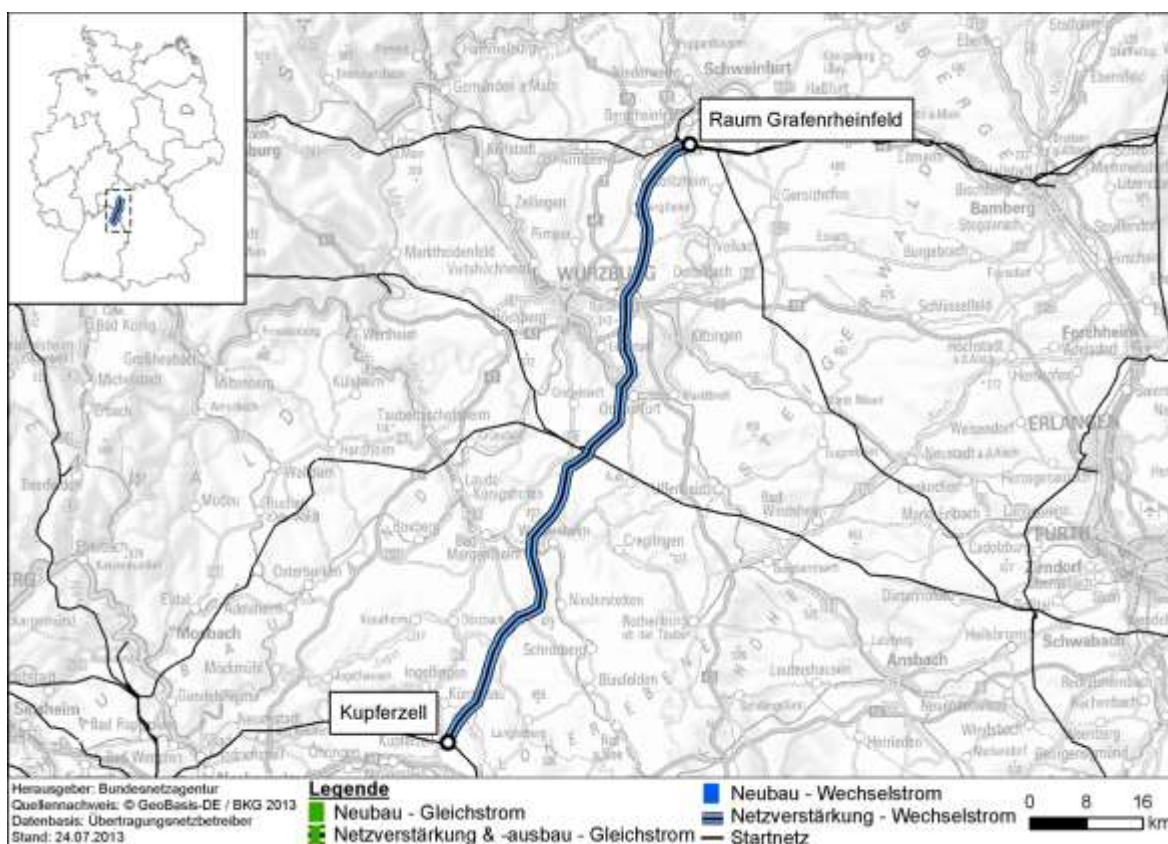


Maßnahme 38a: Raum Grafenrheinfeld – Kupferzell

Die Maßnahme 38a (Raum Grafenrheinfeld – Kupferzell) wird bestätigt.

Beschreibung:

Im Rahmen der Maßnahme ist eine Stromkreisauflage für einen zusätzlichen 380-kV-Stromkreis Raum Grafenrheinfeld – Kupferzell einschließlich Ausbau der betroffenen Schaltanlagen notwendig.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2019

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Überprüfung der Wirksamkeit wurde anhand des von den ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfalls der Stunde 617 durchgeführt. Die Auslastungen der 380 kV-Systeme zwischen Kupferzell-Stalldorf-Grafenrheinfeld betrugen im Grundlastfall 82%. Bei Ausfall der Leitung zwischen Grafenrheinfeld und Höpfingen betrugen die Auslastungen der Leitungsabschnitte bei Stalldorf 99,9% und 99,4%. Dies stellt keine (n-1)-Verletzung dar. Mit M38a werden die Leitungen bei Stalldorf in der oben beschriebenen Ausfallsituation mit 73% ausgelastet.

Ergänzend zu den bisherigen Untersuchungen wurde der angegebene (n-1)-Fall, bei dem sich wie oben dargestellt keine Überlastung zeigte auch, bei ausgeschalteter HGÜ C06 betrachtet. In diesem Fall zeigte sich eine Überlastung zwischen Stalldorf-Kupferzell bei Ausfall der Leitung zwi-

schen Grafenrheinfeld und Höpfingen von 112%. In diesem Fall beseitigt M38a die Überlastung, die verbleibende Auslastung des vormals überlasteten Systems Stalldorf-Kupferzell beträgt in diesem Fall 81,4%. Unter diesen Bedingungen konnte die Wirksamkeit von M38a nachgewiesen werden.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 115 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M38a des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnung über 8760 Stunden. In 38% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 59,7%. Die mittlere Auslastung beträgt 18%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird als erforderlich eingestuft.

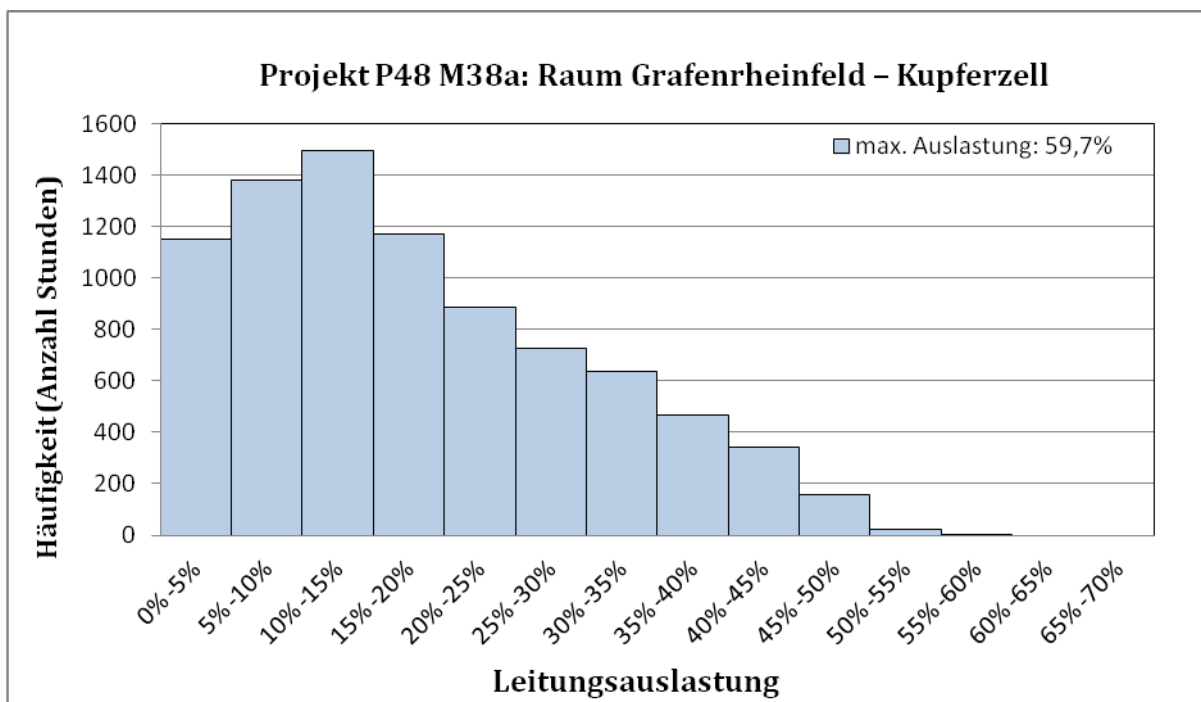


Abbildung 115: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M38a über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

Bei den Maßnahmen des Projektes P48 handelt es sich um Leitungen, welche dem Zweck dienen einen erhöhten Leistungsfluss aus dem Raum Grafenrheinfeld hin zu den Lastschwerpunkten des Netzgebietes der Transnet BW zu bewerkstelligen. Da diese Versorgungsaufgabe prinzipiell der des HGÜ-Korridors C06 ähnelt, welche durch die Bundesnetzagentur nicht bestätigt wird, wurden die Maßnahmen des Projektes P48, die bereits Bestandteil des Bundesbedarfsplans sind auch einer Untersuchung ohne Berücksichtigung von C06 unterzogen. Dies erfolgte mit dem Ziel die Versorgungssicherheit des Bundeslandes Baden-Württemberg zu gewährleisten. Ohne C06 stellte sich heraus, dass die Maßnahmen des Projektes P48 notwendig sind um die (n-1)-Sicherheit zu gewährleisten. Darüber hinaus weisen die Leitungen eine verhältnismäßig ausgeglichene hohe Auslastung auf, was ihre Bedeutung für die Versorgungsaufgabe unterstreicht.

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 116 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahme M38a auf das Netz dargestellt. Die Entlastung paralleler Leitungen, durch die zusätzliche Leitung, ist deut-

lich zu erkennen. In Folge der Maßnahme werden Leitungen, die Leistung zur Maßnahme zu- oder abführen, stärker belastet.

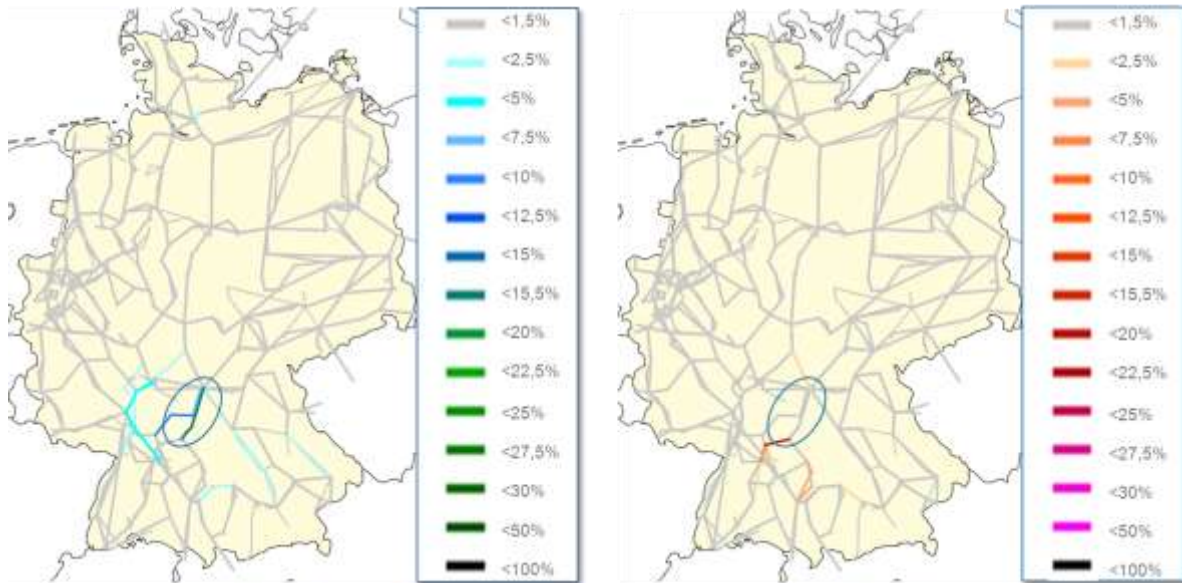


Abbildung 116: Einfluss der Maßnahme M38a auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.

2.2 Geänderte Rahmenbedingungen

Diese Aussagen gelten für die hohe in Baden-Württemberg im Szenario B2023 angesetzte Verbrauchslast. Denn in der von den ÜNB am 1.7.2013 vorgelegten Sensitivitätsbetrachtung 1, der Absenkung des Nettostrombedarfs und der Jahreshöchstlast, konnte die Notwendigkeit der Maßnahme M38a unter einer um ca. 11 % reduzierten Verbrauchslast nicht identifiziert werden.

3. Konsultation

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

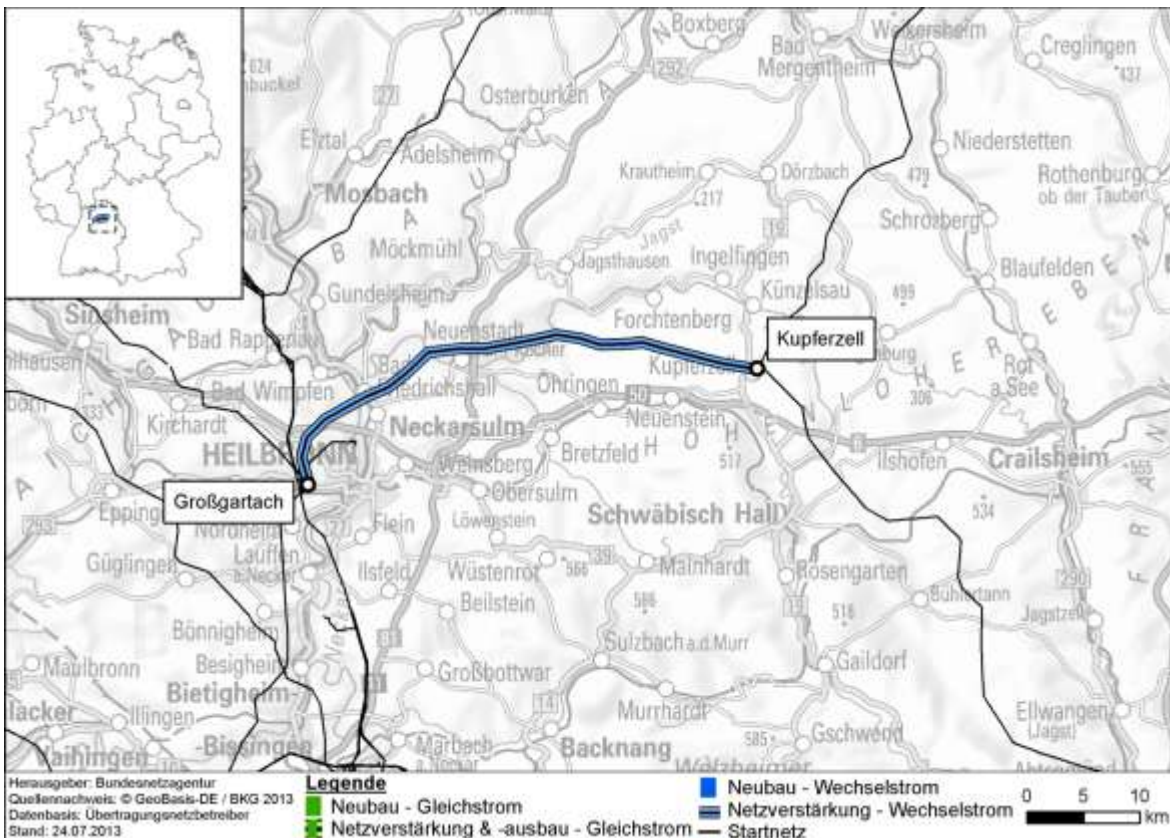
Die Maßnahme ist wirksam und erforderlich.

Maßnahme 39: Kupferzell – Großgartach

Die Maßnahme 39 (Kupferzell – Großgartach) wird bestätigt.

Beschreibung:

Zwischen Großgartach und Kupferzell ist ein Leitungsneubau in bestehender Trasse zu realisieren. Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Anlagen sind erforderlich.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2019

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Überprüfung der Wirksamkeit wurde anhand des von den ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfalls der Stunde 674 durchgeführt. Die Auslastung der Leitung von Kupferzell nach Großgartach betrug im Grundlastfall 77,3%. Bei Ausfall des 380 kV-Systems von Kupferzell nach Goldshöfe konnte die von den ÜNB angegebene Überlastung des Systems Kupferzell-Großgartach von 103% nicht festgestellt werden. Es war lediglich eine Auslastung der Leitung Kupferzell-Großgartach von 99,6% zu verzeichnen. Daher konnte hier keine (n-1)-Verletzung festgestellt werden. Mit Maßnahme M39 stellte sich in der beschriebenen Ausfallsituation eine Auslastung von 46,9% auf der Leitung Kupferzell-Großgartach ein.

Ergänzend zu den bisherigen Untersuchungen oben angegebenen Ausfallsituation, bei dem sich

keine Überlastung zeigte, wurde diese Situation auch bei ausgeschalteter HGÜ C06 betrachtet. In diesem Fall zeigt sich eine Überlastung zwischen Kupferzell-Großgartach bei Ausfall der Leitung von Kupferzell nach Goldshöfe von 107,6%. M39 reduziert die Auslastung in diesem Fehlerfall auf 68,1%. Unter diesen Bedingungen konnte die Wirksamkeit von M39 nachgewiesen werden.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 117 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M39 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnung über 8760 Stunden. In 35% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 56,7%. Die mittlere Auslastung beträgt 16%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird als erforderlich eingestuft.

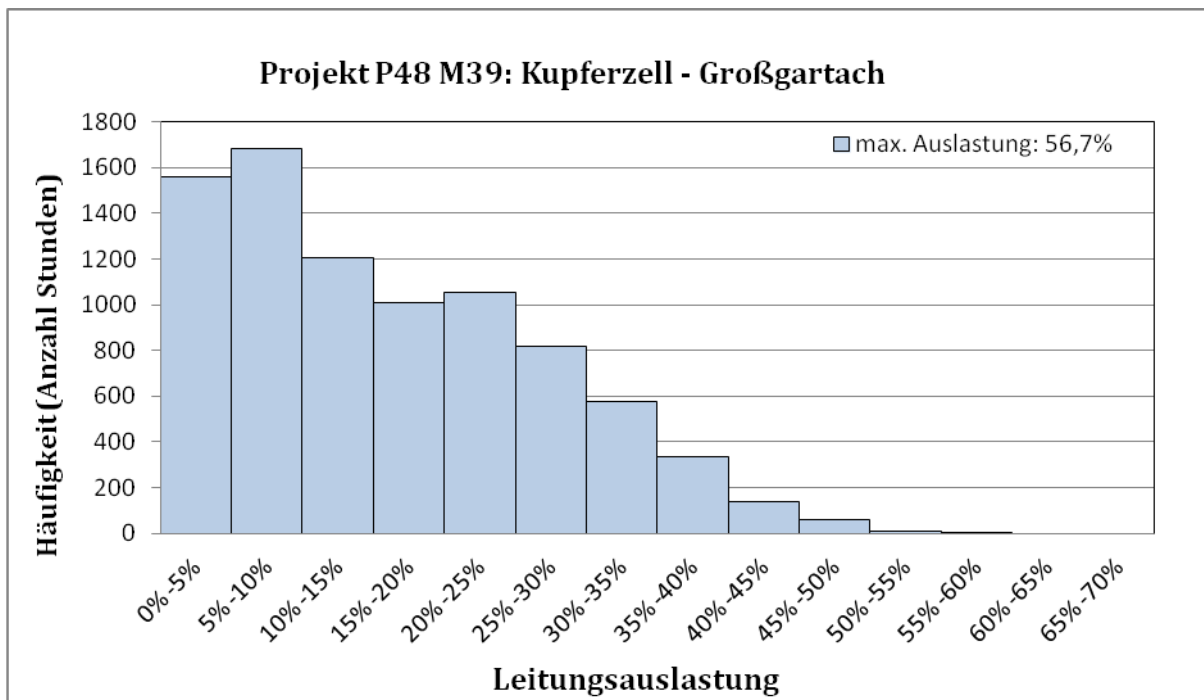


Abbildung 117: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M39 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

Bei den Maßnahmen des Projektes P48 handelt es sich um Leitungen, welche dem Zweck dienen, einen erhöhten Leistungsfluss aus dem Raum Grafenrheinfeld hin zu den Lastschwerpunkten des Netzgebietes der Transnet BW zu bewerkstelligen. Da diese Versorgungsaufgabe prinzipiell der des HGÜ-Korridors C06 ähnelt, welche durch die Bundesnetzagentur nicht bestätigt wird, wurden die Maßnahmen des Projektes P48, die bereits Bestandteil des Bundesbedarfsplans sind, auch einer Untersuchung ohne Berücksichtigung von C06 unterzogen. Dies erfolgte mit dem Ziel, die Versorgungssicherheit des Bundeslandes Baden-Württemberg zu gewährleisten. Ohne C06 stellte sich heraus, dass die Maßnahmen des Projektes P48 notwendig sind um die (n-1)-Sicherheit zu gewährleisten. Darüber hinaus weisen die Leitungen eine verhältnismäßig ausgeglichene hohe Auslastung auf, was ihre Bedeutung für die Versorgungsaufgabe unterstreicht.

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 118 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahme M39 auf das Netz dargestellt. Die Entlastung paralleler Leitungen ist deutlich zu erkennen. In Folge werden Leitungen die Leistung zur Maßnahme zu- oder abführen stärker belastet.

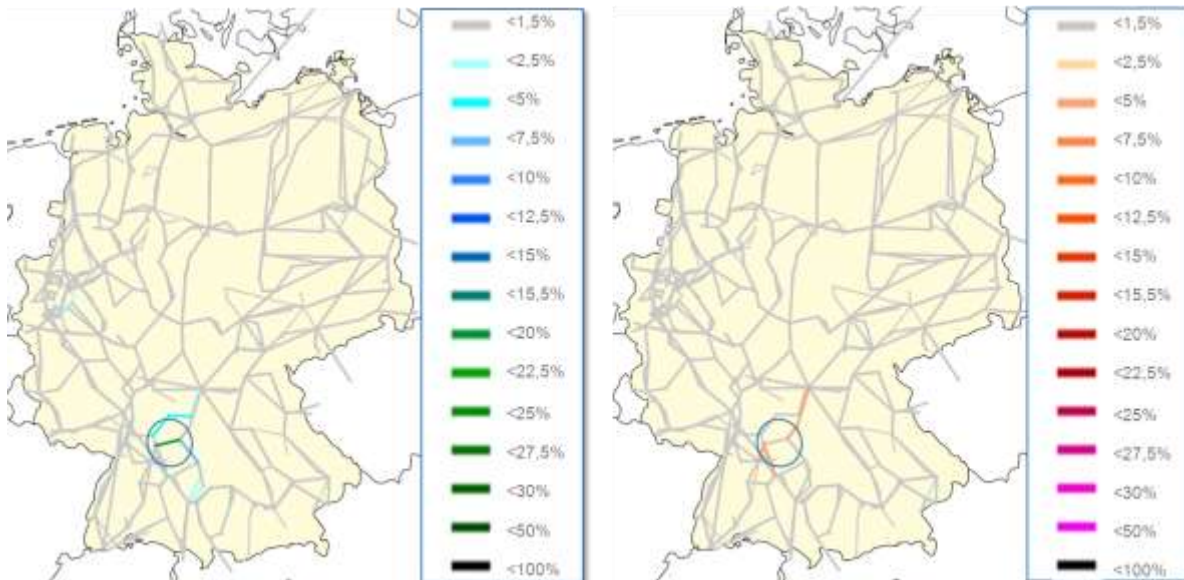


Abbildung 118: Einfluss der Maßnahme M39 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.

2.2 Geänderte Rahmenbedingungen

Diese Aussagen gelten für die hohe in Baden-Württemberg im Szenario B2023 angesetzte Verbrauchslast. Denn in der von den ÜNB am 1.7.2013 vorgelegten Sensitivitätsbetrachtung 1, der Absenkung des Nettostrombedarfs und der Jahreshöchstlast, konnte die Notwendigkeit der Maßnahme M39 unter einer um ca. 11 % reduzierten Verbrauchslast nicht identifiziert werden.

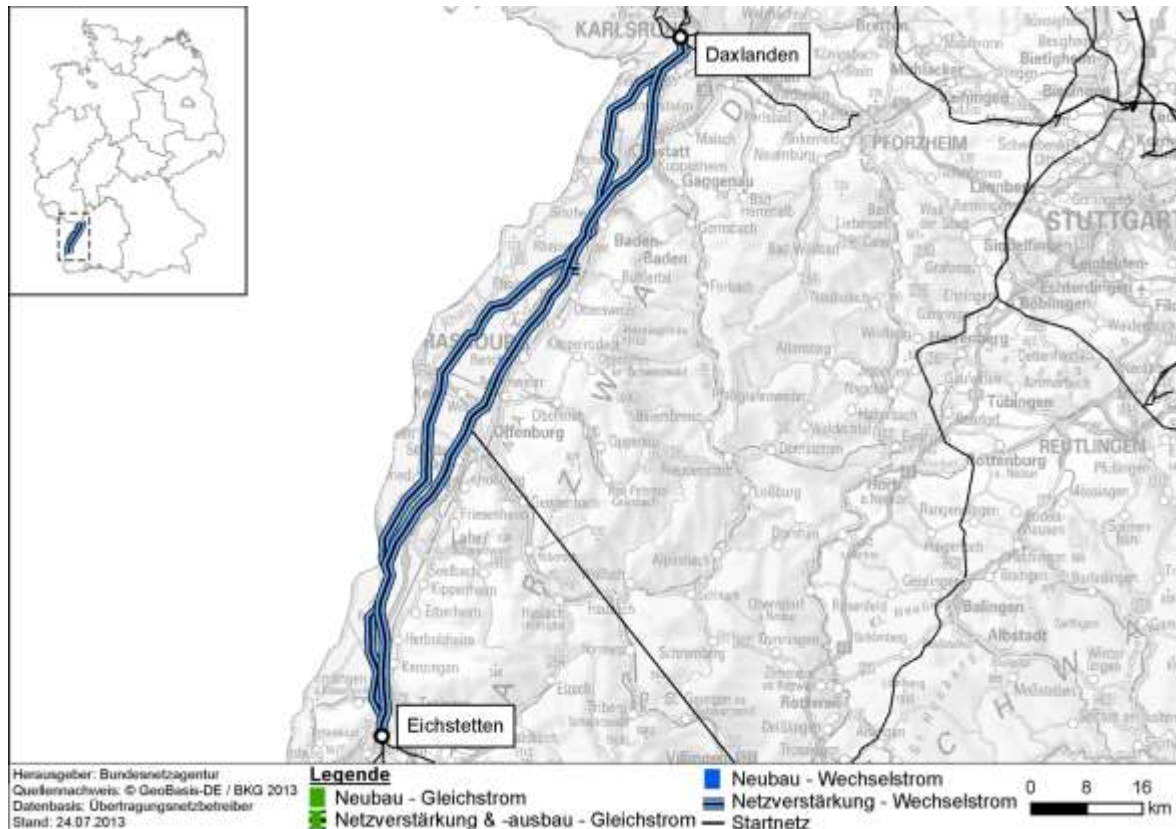
3. Befund

Die Maßnahme ist wirksam und erforderlich und wird daher bestätigt.

Projekt 49: Badische Rheinschiene

Beschreibung:

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Bereich Badische Rheinschiene.

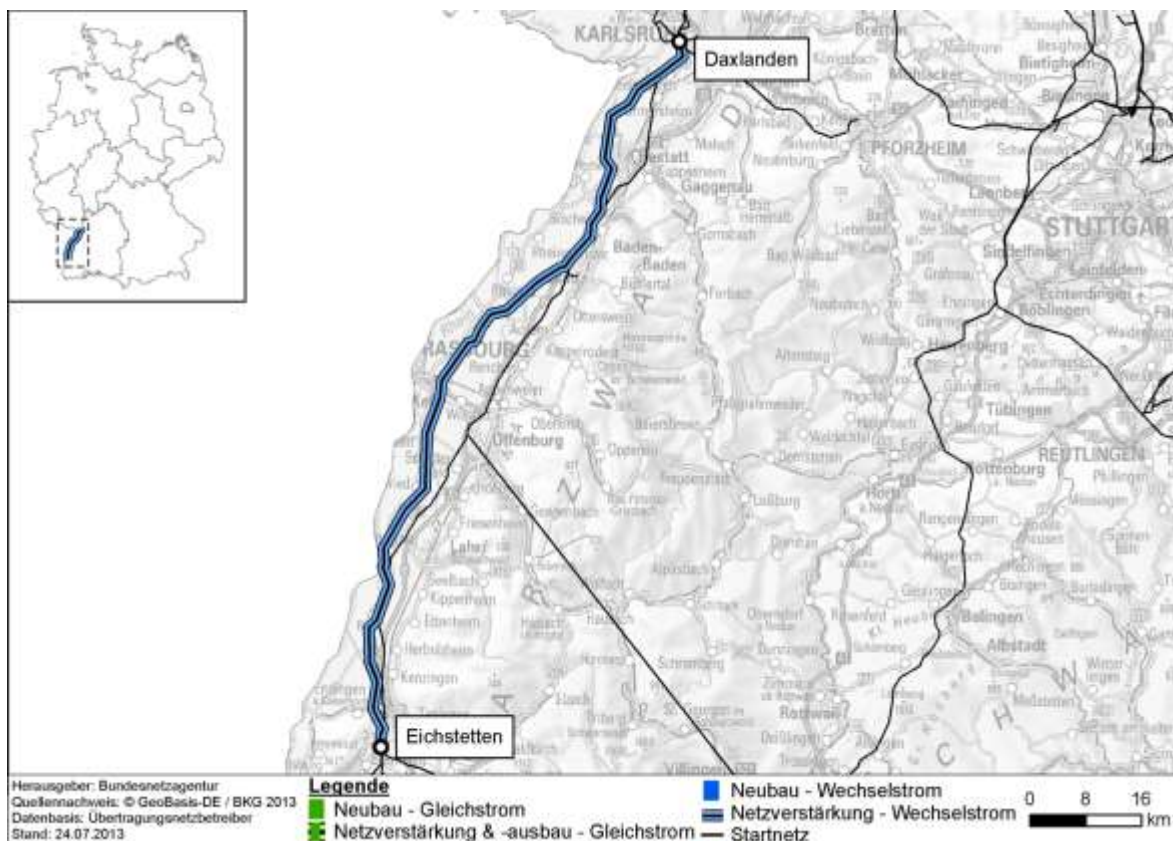


Maßnahme 90: Daxlanden – Eichstetten

Die Maßnahme 90 (Daxlanden – Eichstetten) wird nicht bestätigt.

Beschreibung:

Erhöhung der Stromtragfähigkeit des 380-kV-Stromkreises. Im NEP 2012 war ein Neubau in bestehender Trasse auf der gesamten Strecke zwischen Daxlanden und Eichstetten vorgesehen. Eine detaillierte Prüfung war zu diesem Zeitpunkt noch nicht möglich. Weitere Untersuchungen im Rahmen des NEP 2013 zeigen, dass durch Verstärkungen einzelner Maste und Erhöhung der Aufhängung der Leiterseile die Stromtragfähigkeit auf der gesamten Strecke erhöht werden kann.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: Die Maßnahme M90 wurde im NEP Strom 2013 den „zu beobachtenden“ Netzmaßnahmen zugeordnet. Die ÜNB sind der Aufforderung der BNetzA (S. 389 Entwurf der Bestätigung NEP Strom 2013) nicht nachgekommen ein Inbetriebnahmejahr für die Maßnahmen nachzureichen.

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Zum Nachweis der Wirksamkeit der Maßnahme M90 verweisen die ÜNB auf den Datensatz der Wirksamkeitsbegründung für M41a, in welchem der Netznutzungsfall 7971 hinterlegt ist. Bei

diesem handelt es sich um eine Schwachwindsituation, in der mit Ausnahme der Offshore-Anlagen nur geringe Einspeisungen aus Windkraft stattfinden. Darüber hinaus ist festzustellen, dass es sich um einen deutlich ausgeprägten Schwachlastfall handelt. Der Beitrag der Gaskraftwerke ist für die untersuchten Netznutzungsfälle des Szenarios B2023 hoch. Der NTC in Richtung Schweiz wird in diesem Netznutzungsfall vollständig ausgenutzt. Das heißt es liegt ein Handelsergebnis von 4400 MW von Deutschland in Richtung Schweiz vor. Auch die NTCs in Richtung Frankreich und Österreich werden im Netznutzungsfall 7971 voll genutzt. In der durch die ÜNB benannten Ausfallsituation des 220 kV-Systems zwischen Daxlanden und Weier kommt es auf dem bestehenden 380 kV-System zwischen Daxlanden und Eichstetten zu einer Überlastung von 104,8%. Die 220 kV-Systeme zwischen Daxlanden–Weier–Eichstetten werden jedoch im Zuge der Maßnahme M41a durch zwei 380 kV-Systeme ersetzt. Betrachtet man nun die Situation eines Ausfalls einer 380 kV Leitung zwischen Daxlanden und Weier, so wird die Leitung Daxlanden–Eichstetten mit maximal 89,2% belastet. Es kommt in diesem Fall nicht zu einer Verletzung des (n-1)-Kriteriums. Die Wirksamkeit der Maßnahme M90 kann daher an dieser Stelle nicht nachvollzogen werden.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 119 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M90 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnung über 8760 Stunden. In 49% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 52,2%. Die mittlere Auslastung beträgt 21,7%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird als erforderlich eingestuft.

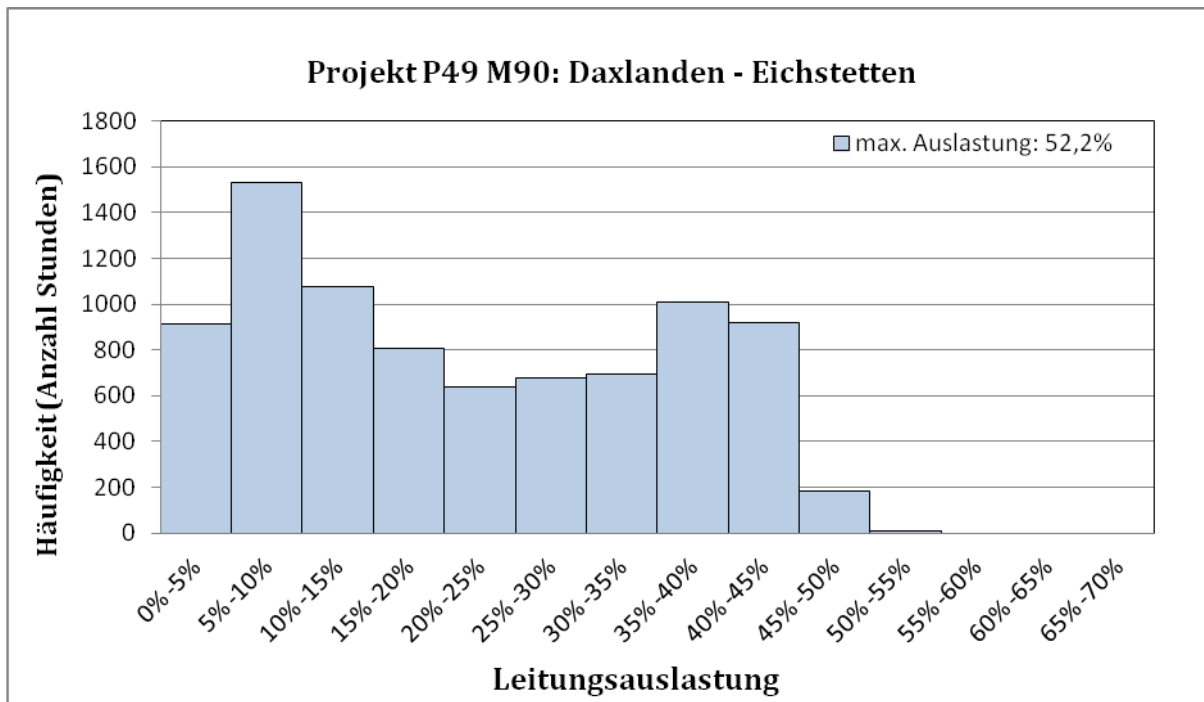


Abbildung 119: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M90 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die Maßnahme M90 hat wie in Abbildung 120 dargestellt kaum belastende oder entlastende Effekte auf das umgebende Netz. Dies ist verständlich, da es sich bei der Maßnahme um eine Netzverstär-

kung handelt und somit lediglich die zu verstärkende Leitung selber entlastet wird.

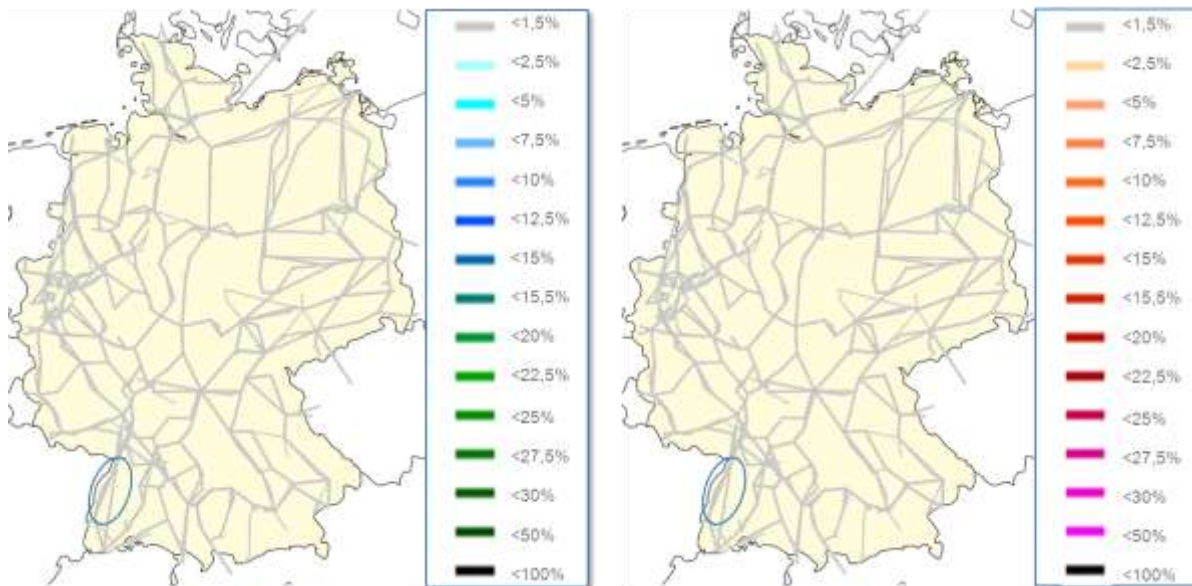


Abbildung 120: Einfluss der Maßnahme M90 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen belastete Leitungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

2.2 „Zu beobachtende“ Streckenmaßnahme

Bei P49 M90 handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme. Die von den Übertragungsnetzbetreibern als „zu beobachtend“ klassifizierten Maßnahmen werden anders als im Entwurf der Bestätigung grundsätzlich nicht bestätigt. Die ÜNB gehen selbst davon aus, dass die „zu beobachtenden“ Maßnahmen „im Lichte der energiewirtschaftlichen und politischen Entwicklung in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden“ (S. 18 NEP Strom 2013). Die Bundesnetzagentur sieht in Anbetracht der aktuellen politischen Entwicklung, z.B. bevorstehenden Novellierung des EEG, grundsätzlich von einer Bestätigung der „zu beobachtenden“ Maßnahmen im diesjährigen Prozess ab – unabhängig davon, ob sie die Prüfkriterien erfüllen. Es ist sinnvoller, nur die Maßnahmen zu bestätigen, von deren Erforderlichkeit auch die ÜNB überzeugt sind, als in den nächsten Jahren bei geänderten Randbedingungen bereits bestätigte Maßnahmen nicht zu bestätigen, weil sie die Prüfkriterien nicht erfüllen. Hiermit kommt die Bundesnetzagentur auch der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach, die Prüfung so durchzuführen, dass die größtmögliche Robustheit der Maßnahmen gewährleistet ist.

3. Konsultation

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht. Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

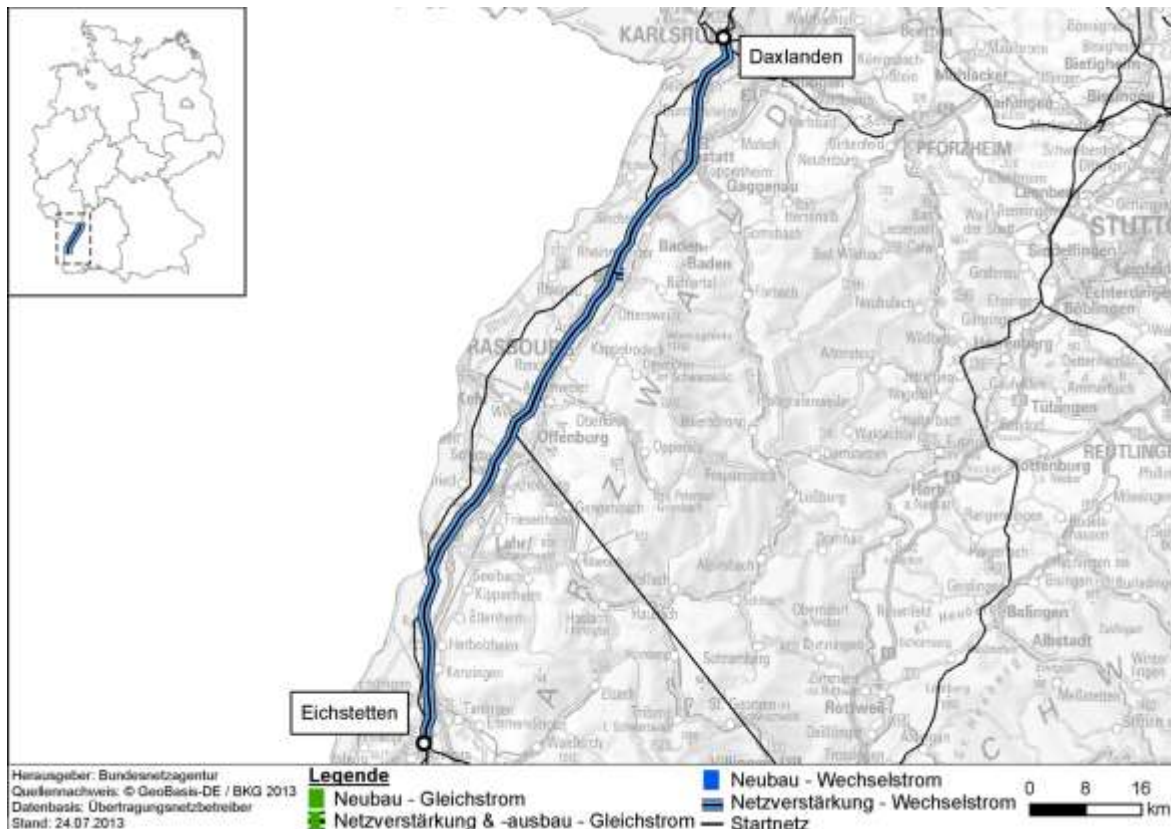
Die Maßnahme P49 M90 wird nicht bestätigt. Mangels Nachvollziehbarkeit kann keine Aussage zur Wirksamkeit gemacht werden. Überdies handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

Maßnahme 41a: Daxlanden – Bühl/Kuppenheim – Eichstetten

Die Maßnahme 41a (Daxlanden – Bühl/Kuppenheim – Eichstetten) wird bestätigt.

Beschreibung:

Umstellung von 220 kV auf 380 kV als Neubau in bestehender Trasse. Ein Teil der Maßnahmen soll als Pilotstrecke in Form eines Hochtemperaturleiterseiles (HTLS-Beseilung) gemäß Energiewirtschaftsgesetz ausgeführt werden.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2017

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Überprüfung der Wirksamkeit wurde anhand des von den ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfalls der Stunde 7971 durchgeführt. Bei diesem handelt es sich um eine Schwachwindsituation, in der mit Ausnahme der Offshore-Anlagen nur geringe Einspeisungen aus Windkraft stattfinden. Darüber hinaus ist festzustellen, dass es sich um einen deutlich ausgeprägten Schwachlastfall handelt. Der Beitrag der Gaskraftwerke ist für die untersuchten Netznutzungsfälle des Szenarios B2023 hoch. Der NTC in Richtung Schweiz wird in diesem Netznutzungsfall vollständig ausgenutzt. Da heißt es liegt ein Handelsergebnis von 4400 MW von Deutschland in Richtung Schweiz vor. Auch die NTCs in Richtung Frankreich und Österreich werden im Netznutzungsfall 7971 voll genutzt. Bereits im Grundlastfall ist das 220 kV-System von Daxlanden über Bühl nach Weiser mit 92,8% sehr hoch ausgelastet. Bei Ausfall des 220 kV-Systems zwischen Daxlanden und Weiser wird das verbleibende, parallele 220 kV-System mit 110,3% belastet. Bei erfolgter Span-

nungsumstellung gemäß Maßnahme M41a führt der Ausfall des Systems von Daxlanden nach Weier zu einer Auslastung von 66,3% des parallelen Systems. Die (n-1)-Verletzung wird durch M41a wirksam vermieden.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 121 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M41a des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnung über 8760 Stunden. In 63% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 61,5%. Die mittlere Auslastung beträgt 29%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird als erforderlich eingestuft.

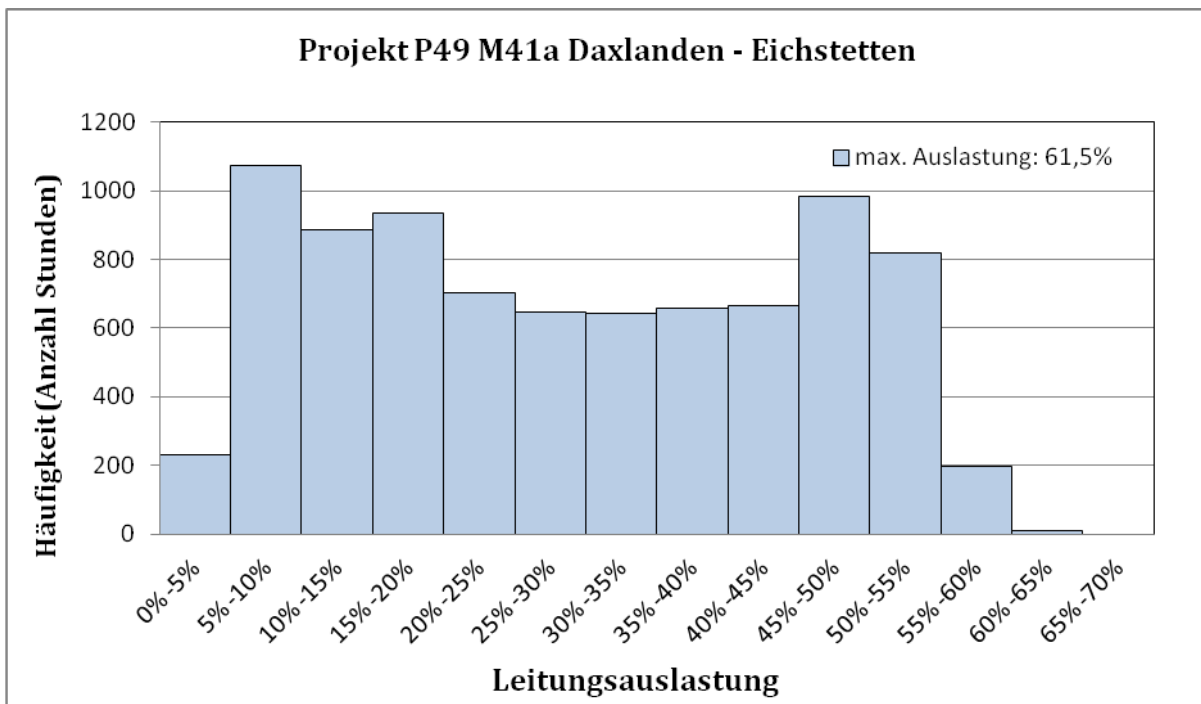


Abbildung 121: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M41a über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die Maßnahme M41a hat für das umgebende Netz sowohl ent- als auch belastende Effekte, die in Abbildung 122 dargestellt werden. Leitungen, die parallel zu der Maßnahme verlaufen sind deutlich entlastet. Leitungen die Leistung zur Maßnahme zu- oder abführen werden stärker belastet.

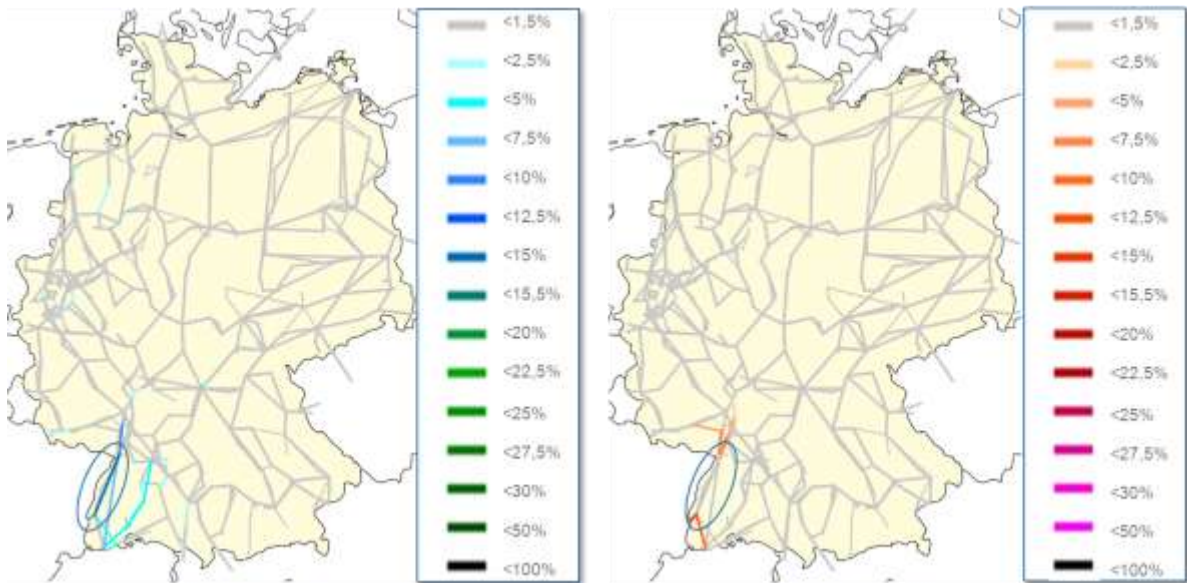


Abbildung 122: Einfluss der Maßnahme M41a auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

3. Konsultation

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht. Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

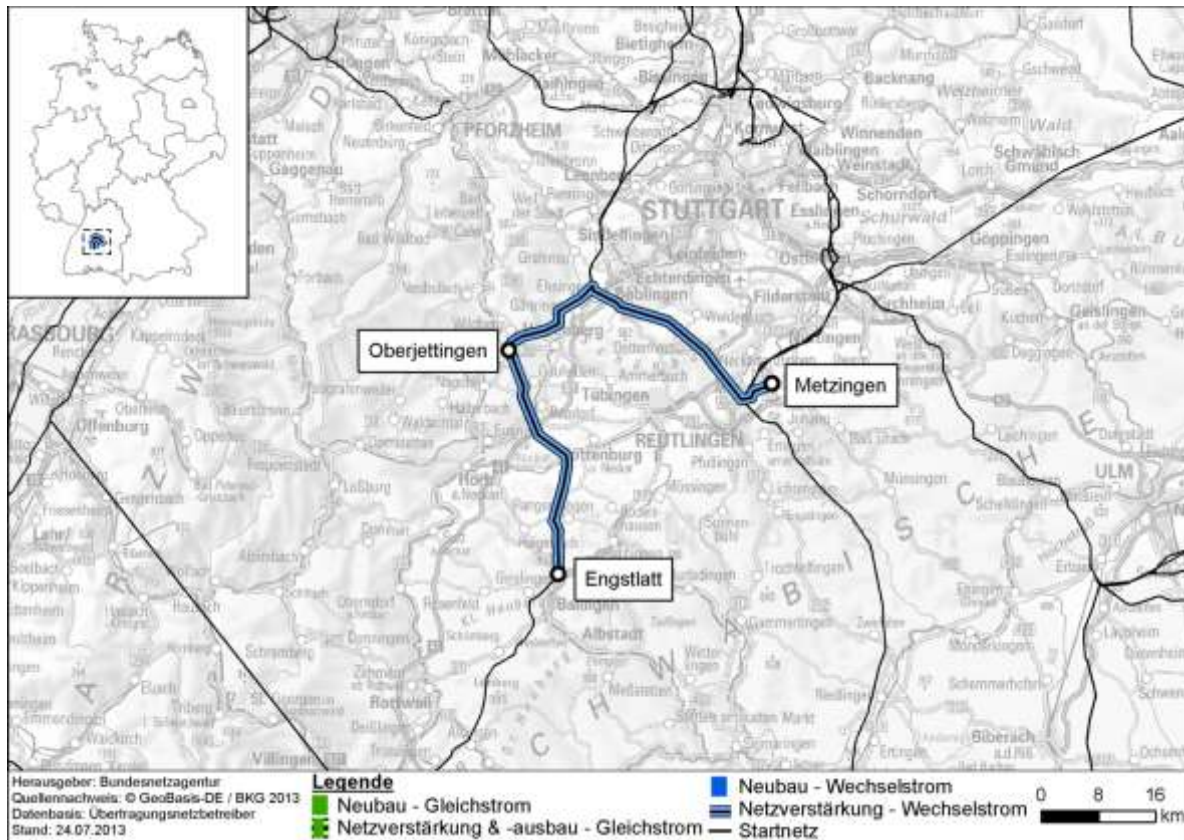
4. Befund

Die Maßnahme ist wirksam und erforderlich.

Projekt 50: Schwäbische Alb

Beschreibung:

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Bereich Schwäbische Alb.

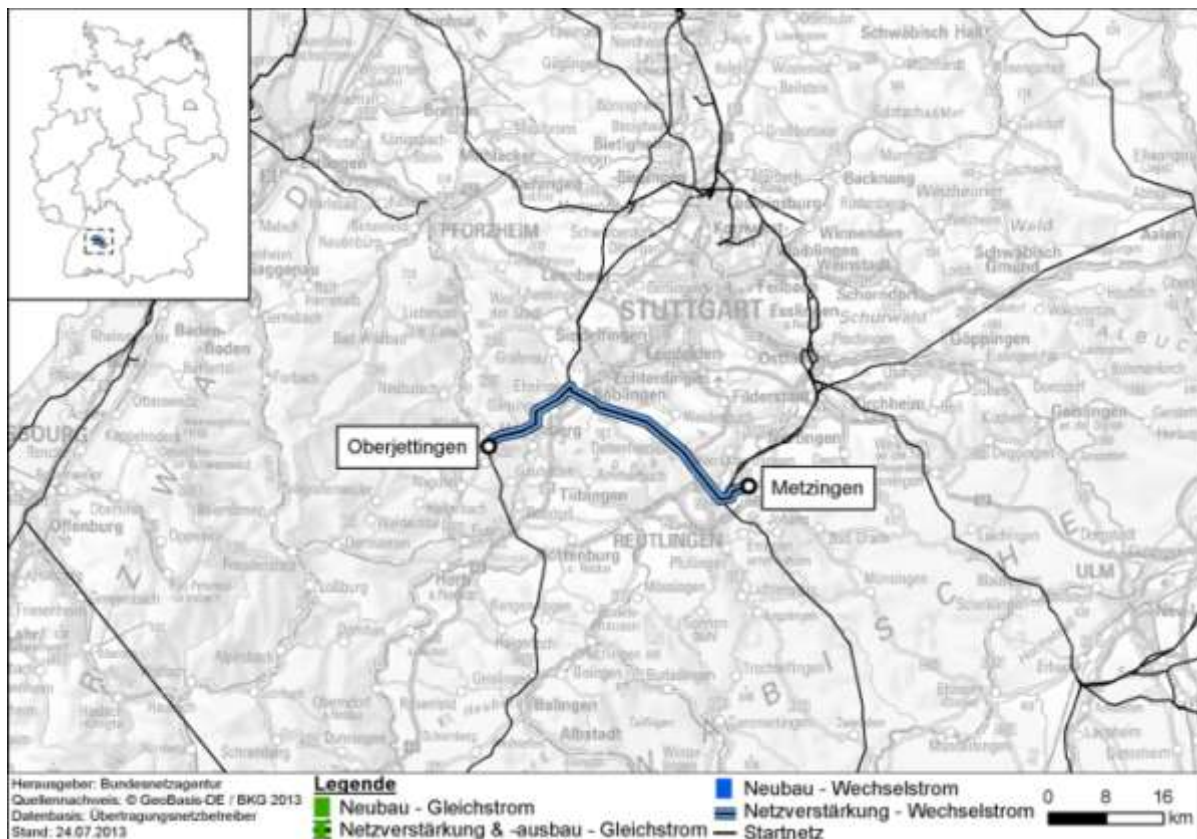


Maßnahme 40: Metzingen – Oberjettingen

Die Maßnahme 40 (Metzingen – Oberjettingen) wird nicht bestätigt.

Beschreibung:

Im Rahmen der Maßnahme ist ein neuer Stromkreis notwendig, der als Neubau in bestehenden Trassen realisiert werden kann. Zum Anschluss der Leitung müssen die Schaltanlagen in Oberjettingen und Metzingen erweitert werden. Von der Maßnahme ist überwiegend TransnetBW, teilweise Amprion betroffen.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: Die Maßnahme M40 wurde im NEP Strom 2013 den „zu beobachtenden“ Netzmaßnahmen zugeordnet. Die ÜNB sind der Aufforderung der BNetzA (S. 389 Entwurf der Bestätigung NEP Strom 2013) nicht nachgekommen ein Inbetriebnahmejahr für die Maßnahmen nachzureichen.

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Prüfung von M40 basiert auf dem Netznutzungsfall der Stunde 655, der von den ÜNB zur Begründung bereitgestellt wird.

Im Normalzustand (n-0) lässt sich feststellen, dass die bestehende Leitung von Pulverdingen nach Oberjettingen mit 72,1 % hoch ausgelastet ist. Durch Hinzunahme der Maßnahme reduziert sich die Auslastung der Leitung von Pulverdingen nach Oberjettingen auf 62,8 %. Die neue Leitung der

Maßnahme ist zu 21,3 % ausgelastet.

In der Begründung wird ein Leitungsausfall des Dreibeins zwischen Pulverdingen, Oberjettingen und Engstlatt angeführt. Dieser führt zu einer Auslastung der Leitung von Pulverdingen nach Oberjettingen von 105,9 %. Mit der Maßnahme wird die Auslastung auf 83,9 % gesenkt. Die im vorgelegten NNF ersichtliche (n-1)-Verletzung wird somit durch die Maßnahme 40 beseitigt. Wird die Topologie in Engstlatt, im Netz ohne die Maßnahme geändert, ist es möglich, die Überlastung von Pulverdingen nach Oberjettingen auf 83,5 % zu senken. Da die Topologieänderung ohne die Maßnahme die Überlastung beseitigt, ist die Maßnahme nicht wirksam.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 123 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M40 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnung über 8760 Stunden. In 0,2% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 24,7%. Die mittlere Auslastung beträgt 6,9%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit knapp eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird als erforderlich eingeschätzt

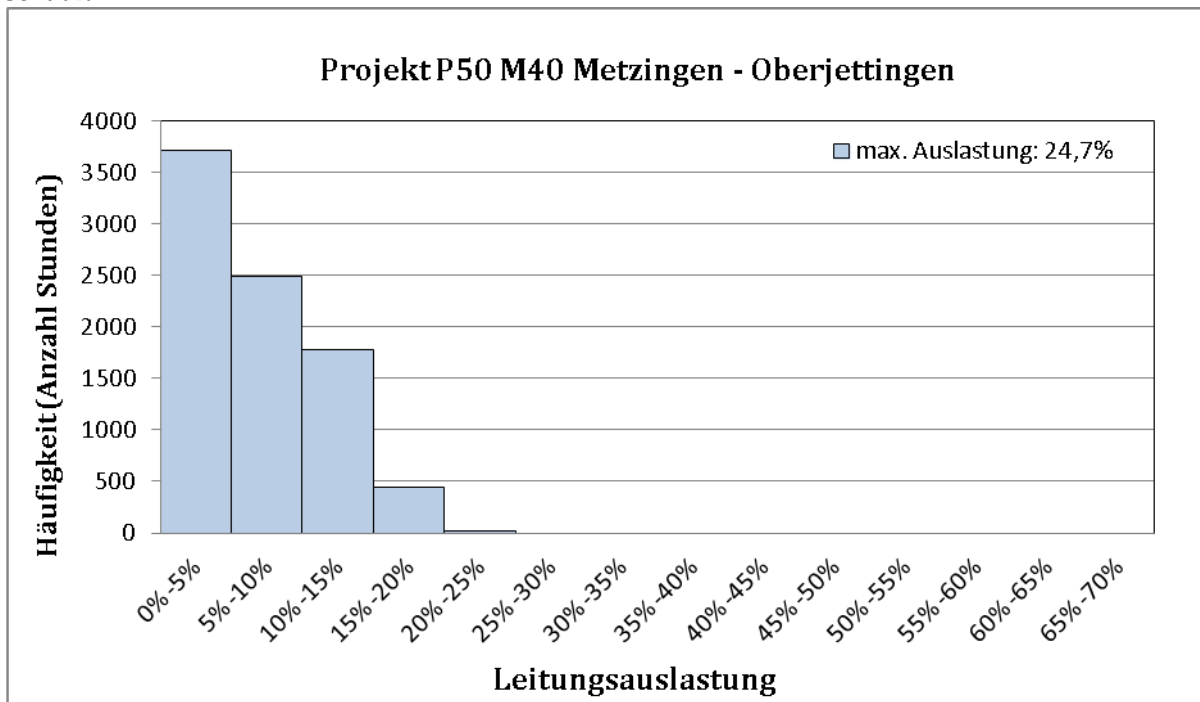


Abbildung 123: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M40 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 124 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahme M40 auf das Netz dargestellt. Leitungen, die parallel zu der Maßnahme verlaufen werden entlastet. Leitungen, die Leistung zur Maßnahme zu- oder abführen, werden geringfügig stärker belastet.

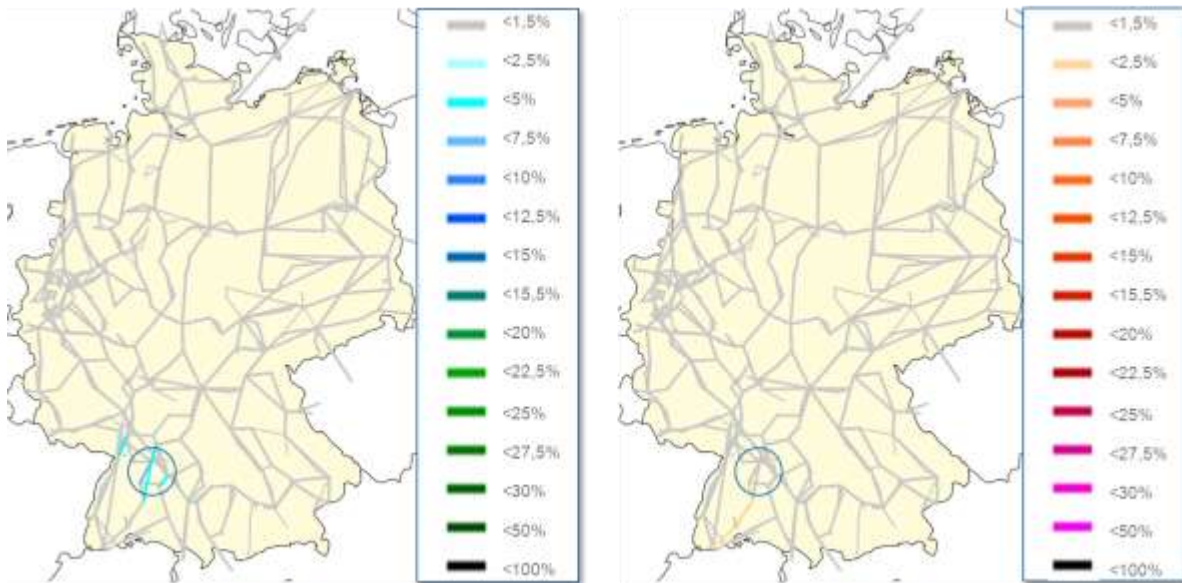


Abbildung 124: Einfluss der Maßnahme M40 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.

2.2 „Zu beobachtende“ Streckenmaßnahme

Bei P50 M40 handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern als „zu beobachtend“ klassifizierten Maßnahmen werden anders als im Entwurf der Bestätigung grundsätzlich nicht bestätigt. Die ÜNB gehen selbst davon aus, dass die „zu beobachtenden“ Maßnahmen „im Lichte der energiewirtschaftlichen und politischen Entwicklung in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden“ (S. 18 NEP Strom 2013). Die Bundesnetzagentur sieht in Anbetracht der aktuellen politischen Entwicklung, z.B. bevorstehenden Novellierung des EEG, grundsätzlich von einer Bestätigung der „zu beobachtenden“ Maßnahmen im diesjährigen Prozess ab – unabhängig davon, ob sie die Prüfkriterien erfüllen. Es ist sinnvoller, nur die Maßnahmen zu bestätigen, von deren Erforderlichkeit auch die ÜNB überzeugt sind, als in den nächsten Jahren bei geänderten Randbedingungen bereits bestätigte Maßnahmen nicht zu bestätigen, weil sie die Prüfkriterien nicht erfüllen. Hiermit kommt die Bundesnetzagentur auch der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach, die Prüfung so durchzuführen, dass die größtmögliche Robustheit der Maßnahmen gewährleistet ist.

3. Befund

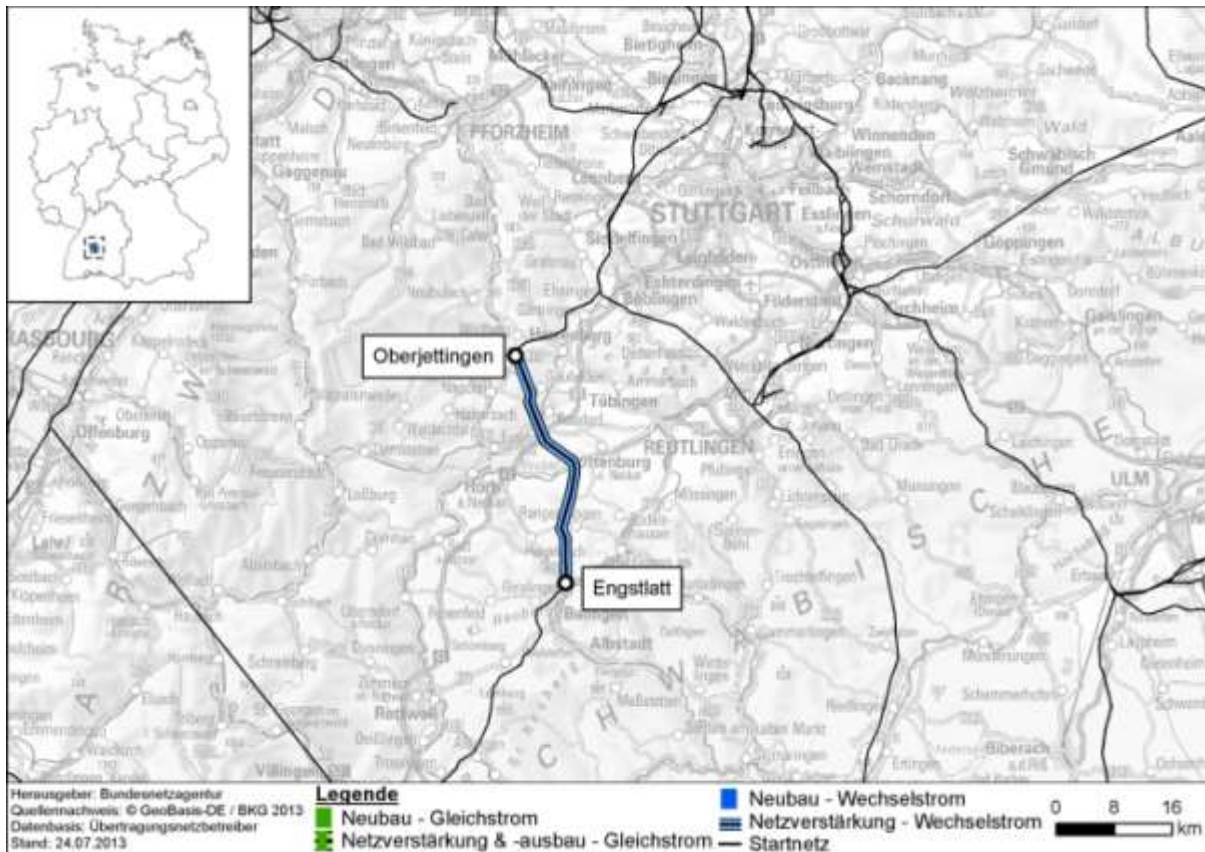
Die Maßnahme P509 M40 wird nicht bestätigt. Mangels Wirksamkeit ist die Maßnahme als nicht bestätigungsfähig einzustufen. Überdies handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

Maßnahme 41: Oberjettingen – Engstlatt

Die Maßnahme 41 (Oberjettingen – Engstlatt) wird nicht bestätigt.

Beschreibung:

Zur weiteren Kapazitätserhöhung ist der Neubau eines weiteren 380-kV-Stromkreises notwendig. Hierzu muss ein Leitungsneubau in bestehender Trasse erfolgen. Erweiterungen sind in beiden o.g. Schaltanlagen notwendig.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: Die Maßnahme M41 wurde im NEP Strom 2013 den „zu beobachtenden“ Netzmaßnahmen zugeordnet. Die ÜNB sind der Aufforderung der BnetzA (S. 389 Entwurf der Bestätigung NEP Strom 2013) nicht nachgekommen ein Inbetriebnahmejahr für die Maßnahmen nachzureichen.

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Prüfung der Maßnahme 41 basiert auf dem Netznutzungsfall der Stunde 655, der von den ÜNB zur Begründung bereitgestellt wird.

Im Normalzustand (n-0) lässt sich feststellen, dass die bestehende Leitung von Oberjettingen nach Engstlatt zu 68,9 % ausgelastet ist. Wird die dazu parallele Leitung der Maßnahme eingefügt, reduziert sich die Auslastung und beide Leitungen sind zu 48,1 % ausgelastet.

In der Begründung wird ein Leitungsausfall zwischen Oberjettingen und Engstlatt angeführt. Dieser führt zu einer Auslastung des Dreibeins zwischen Pulverdingen, Oberjettingen und Engstlatt von 119,8 %. Mit der Maßnahme wird die Auslastung auf 68,4 % gesenkt. Die im vorgelegten NNF ersichtliche (n-1)-Verletzung wird somit durch die Maßnahme 41 beseitigt.

Wird die Topologie in Engstlatt im Netz ohne die Maßnahme geändert, ist es möglich, die Überlastung von Oberjettingen nach Engstlatt auf 90,2 % zu senken. Da die Topologieänderung ohne die Maßnahme die Überlastung beseitigt, ist die Maßnahme nicht wirksam.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 125 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M41 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnung über 8760 Stunden. In 43% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 50,5%. Die mittlere Auslastung beträgt 18,3%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird als erforderlich eingeschätzt.

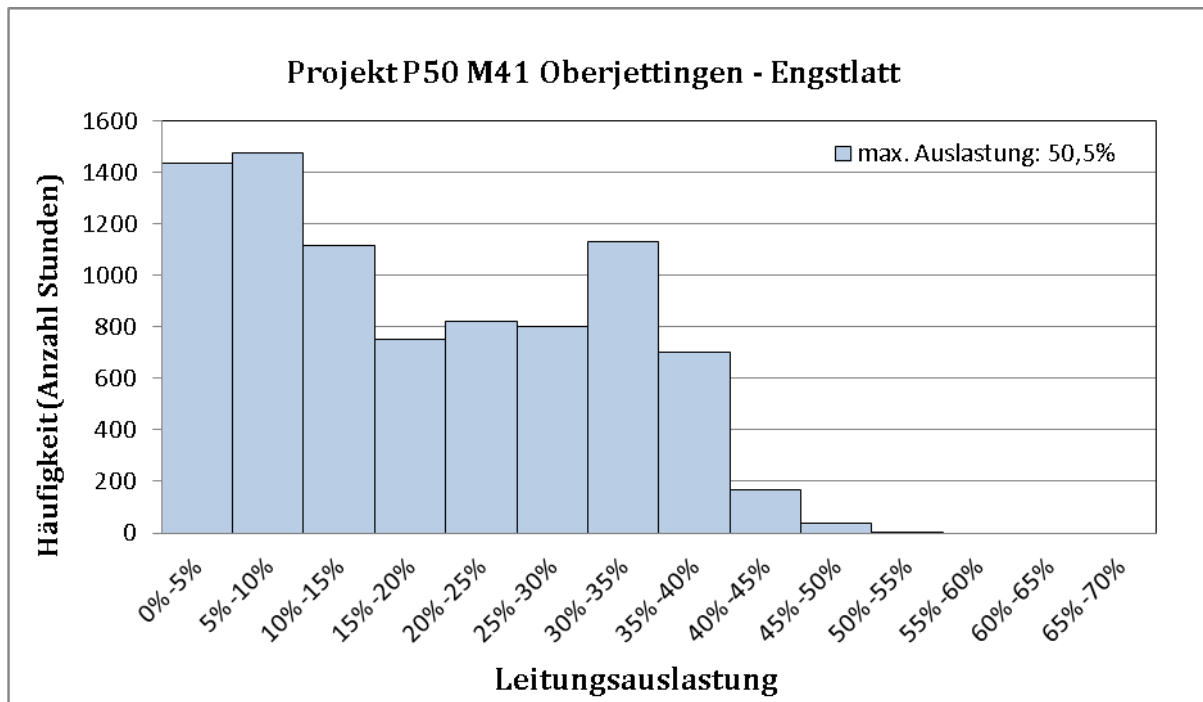


Abbildung 125: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M41 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 126 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahme M41 auf das Netz dargestellt. Durch die zusätzliche Leitung werden Leitungen, die parallel zu der Maßnahme M41 verlaufen deutlich entlastet. Leitungen die Leistung zur Maßnahme zu- oder abführen werden stärker belastet.

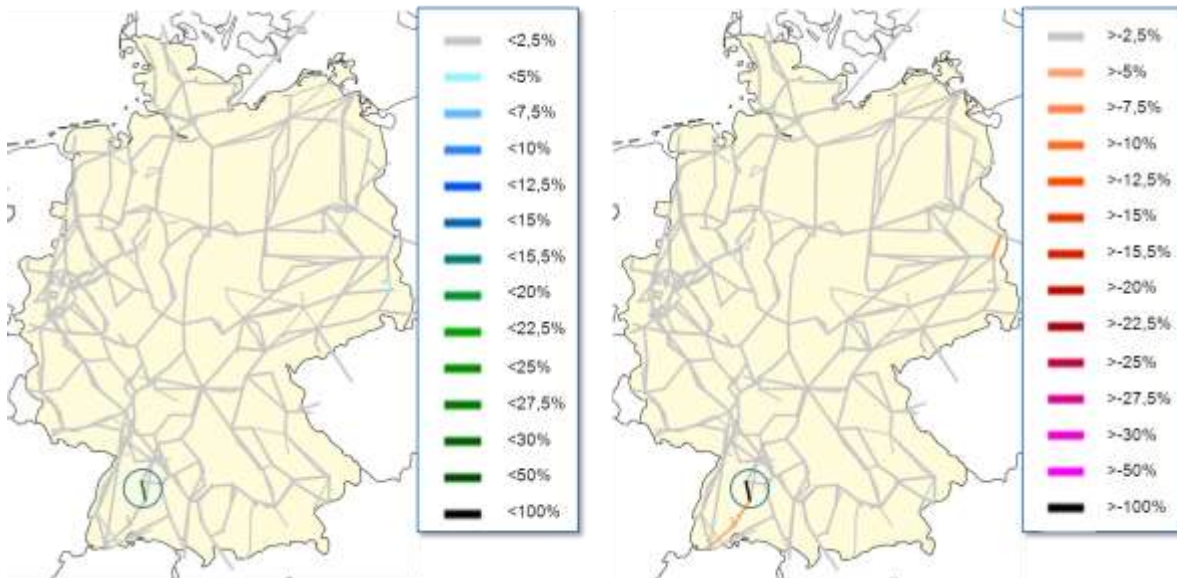


Abbildung 126: Einfluss der Maßnahme M41 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

2.2 „Zu beobachtende“ Streckenmaßnahme

Bei P50 M41 handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern als „zu beobachtend“ klassifizierten Maßnahmen werden anders als im Entwurf der Bestätigung grundsätzlich nicht bestätigt. Die ÜNB gehen selbst davon aus, dass die „zu beobachtenden“ Maßnahmen „im Lichte der energiewirtschaftlichen und politischen Entwicklung in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden“ (S. 18 NEP Strom 2013). Die Bundesnetzagentur sieht in Anbetracht der aktuellen politischen Entwicklung, z.B. bevorstehenden Novellierung des EEG, grundsätzlich von einer Bestätigung der „zu beobachtenden“ Maßnahmen im diesjährigen Prozess ab – unabhängig davon, ob sie die Prüfkriterien erfüllen. Es ist sinnvoller, nur die Maßnahmen zu bestätigen, von deren Erforderlichkeit auch die ÜNB überzeugt sind, als in den nächsten Jahren bei geänderten Randbedingungen bereits bestätigte Maßnahmen nicht zu bestätigen, weil sie die Prüfkriterien nicht erfüllen. Hiermit kommt die Bundesnetzagentur auch der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach, die Prüfung so durchzuführen, dass die größtmögliche Robustheit der Maßnahmen gewährleistet ist.

3. Konsultation

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht. Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

Die Maßnahme P50 M41 wird nicht bestätigt. Mangels Wirksamkeit ist die Maßnahme als nicht bestätigungsfähig einzustufen. Überdies handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

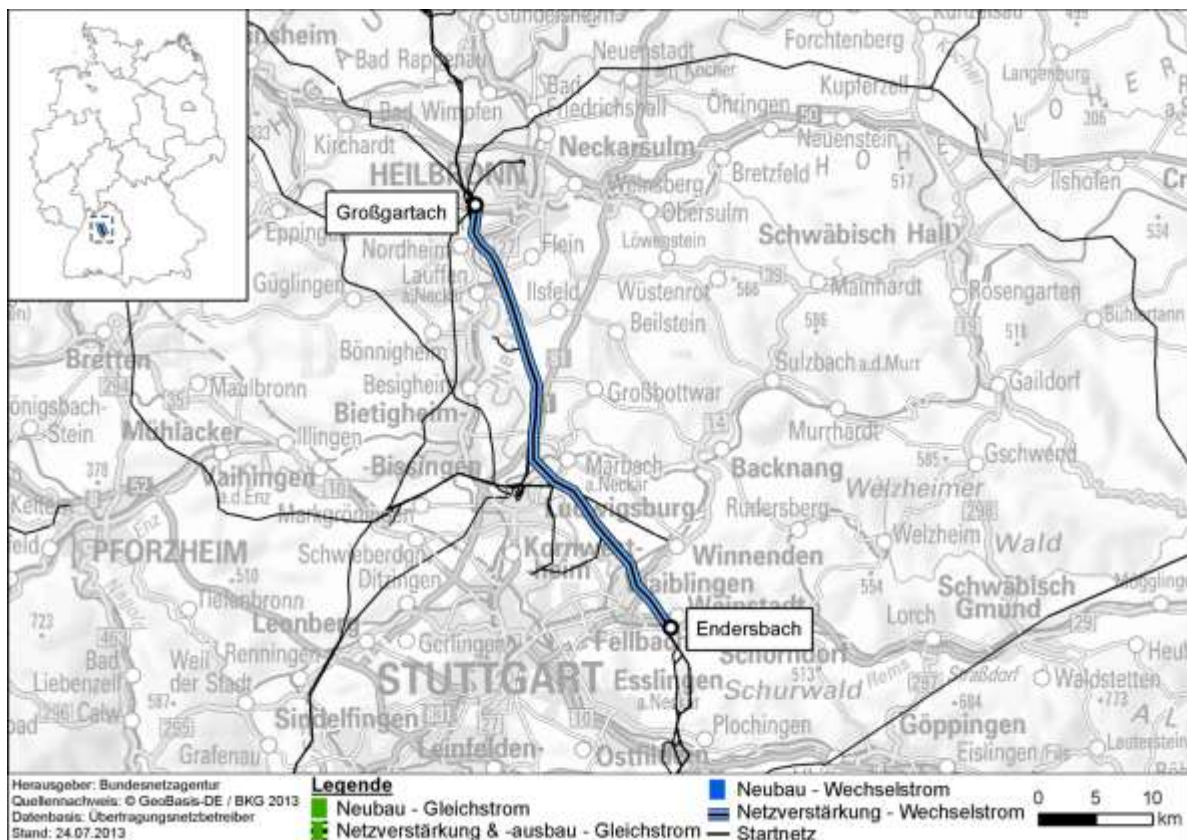
Projekt 51: Mittlerer Neckarraum

Maßnahme 37: Großgartach – Endersbach

Die Maßnahme 37 (Großgartach – Endersbach) wird nicht bestätigt.

Beschreibung:

Die Maßnahme ist eine Netzverstärkung (Stromkreisauflage/Umbeseilung) der 380-kV-Leitung Großgartach – Endersbach in einer bestehenden Trasse. Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen sind erforderlich.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2020

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Überprüfung der Wirksamkeit wurde anhand des von den ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfalls der Stunde 224 durchgeführt. Dieser wurde mit Schreiben der TransnetBW vom 25.10.2013 mit Korrekturen im Startnetz aktualisiert. Die Korrekturen beziehen sich auf die Startnetzmaßnahme TNG-005. Diese Maßnahme sieht vor, dass im Bereich Mittlerer Neckarraum bis 2014 das EnLAG-Projekt 23 Neckarwestheim-Mühlhausen realisiert ist. In dieser unter dem Investitionsmaßnahmenantrag BK4-10-081 genehmigten Startmaßnahme ist der Abzweig zum Umspannwerk Endersbach enthalten, der im Zielnetz durch die Maßnahme P51 ersetzt werden

soll. Da bei der Prüfung der Wirksamkeit ohne die Maßnahme der Abzweig nach Endersbach aber zu berücksichtigen ist, wurde dieser in dem aktualisierten Datensatz entsprechen modelliert.

Bei der betrachteten Stunde 224 handelt es sich um einen Starklastfall im Gebiet der Transnet BW mit maximalen Exporten in Richtung Frankreich, Österreich und der Schweiz. In der durch die ÜNB zur Begründung der Wirksamkeit der Maßnahme M37 angeführten Ausfallsituation, Ausfall eines 380 kV-Systems von Großgartach nach Pulverdingen ergab sich eine Überlastung von 113,2% auf dem Abschnitt zwischen Großgartach und Mühlhausen (Es wurde hierbei die Nichtberücksichtigung der HGÜ-Maßnahmen C06, B04, D016 modelliert). Die Maßnahme M37 führt zu einer Reduzierung der Auslastung der Leitung von Großgartach nach Mühlhausen auf 87,3%. Alternativ zur Maßnahme M37 führt eine Topologieänderung in Endersbach ebenso zu einer Reduzierung der zuvor überlasteten Leitung. Die Auslastung beträgt in diesem Fall 81,6%. Die Wirksamkeit konnte auch mit dem aktualisierten Datensatz zum NNF 224 nicht nachgewiesen werden.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 127 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M37 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnung über 8760 Stunden. In 71 % der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 60,2%. Die mittlere Auslastung beträgt 27,2%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und ist erforderlich.

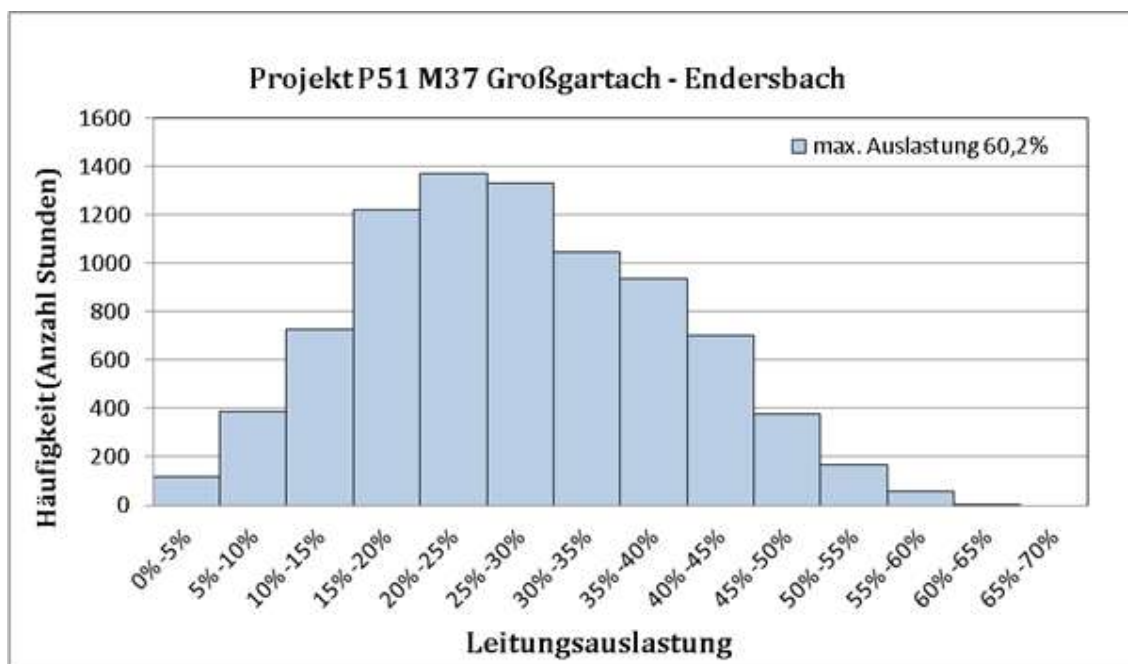


Abbildung 127: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M37 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

Bei Maßnahme M37 handelt es sich um Leitungen, welche erhöhte Leistungsflüsse, die über die Verbindung Grafenrheinfeld-Kupferzell aus nord-östlicher Richtung hergeleitet werden, weiter leiten zu den Lastschwerpunkten des Netzgebietes der Transnet BW. P51 steht daher in direktem Zusammenhang mit P48 und stellt mit diesem zusammen eine Achse zur Leistungsheranführung aus dem Raum Grafenrheinfeld zu den Lastschwerpunkten in Baden-Württemberg dar. Da diese Versorgungsaufgabe prinzipiell der des HGÜ-Korridors C06 ähnelt, welche durch die Bundes-

netzagentur nicht bestätigt wird, wurden die Maßnahmen des Projektes P48 wie auch des Projektes P51, die bereits Bestandteil des Bundesbedarfsplans sind, auch einer Untersuchung ohne Berücksichtigung von C06 unterzogen. Dies erfolgte mit dem Ziel die Versorgungssicherheit des Bundeslandes Baden-Württemberg zu gewährleisten. Ohne C06 stellte sich heraus, dass die Maßnahmen des Projektes P48 notwendig sind, um die (n-1)-Sicherheit zu gewährleisten. Für M37 des Projektes P51 konnte dies jedoch, wie bereits bei den Untersuchungen zur Wirksamkeit dargelegt, nicht festgestellt werden. M37 weist jedoch eine verhältnismäßig ausgeglichene hohe Auslastung auf, wenn man die von den ÜNB im Szenario B angesetzte hohe Verbrauchslast in Baden-Württemberg zu Grunde legt. Diese Aussagen gelten für die hohe in Baden-Württemberg im Szenario B2023 angesetzte Verbrauchslast.

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 128 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahme M37 auf das Netz dargestellt. Leitungen, die parallel zu der Maßnahme verlaufen sind deutlich entlastet. Leitungen die Leistung zur Maßnahme zu- oder abführen werden geringfügig stärker belastet.

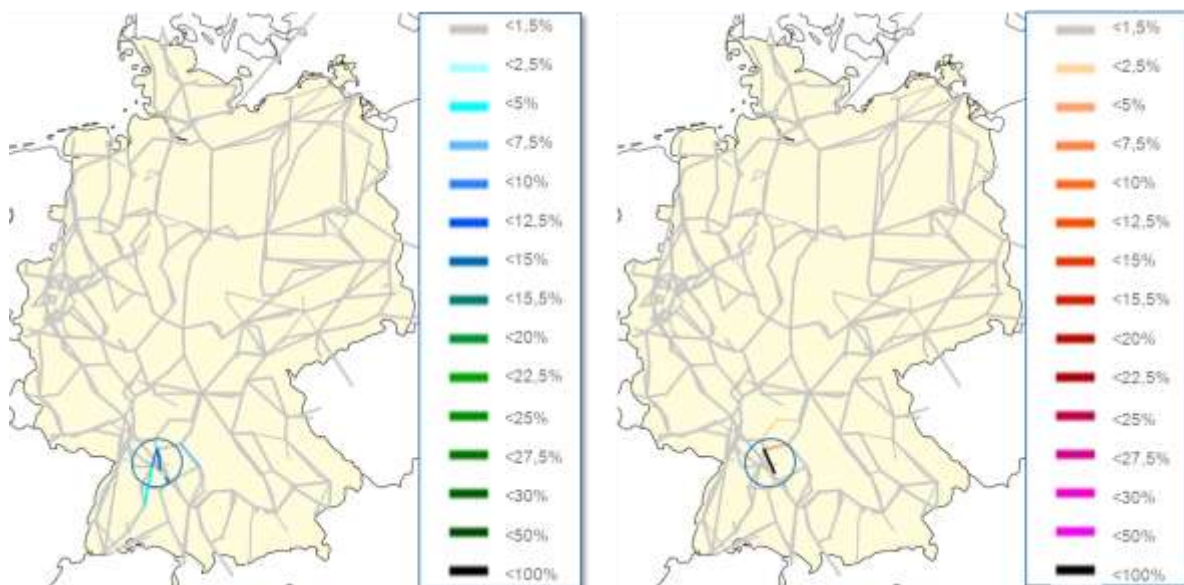


Abbildung 128: Einfluss der Maßnahme M37 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.

2.2 Geänderte Rahmenbedingungen

In der von den ÜNB am 1.7.2013 vorgelegten Sensitivitätsbetrachtung 1, der Absenkung des Netztostrombedarfs und der Jahreshöchstlast, konnte die Notwendigkeit der Maßnahme M37 unter einer um ca. 11% reduzierten Verbrauchslast auch von den ÜNB nicht identifiziert werden. Zwar sind die Sensitivitätsbetrachtungen für die Bestätigung der Maßnahmen, die sich aus dem Leitszenario B des genehmigten Szenariorahmens ergeben, letztlich nicht entscheidend. In der Gesamtschau kann aus diesem Befund jedenfalls kein unterstützendes Argument für eine Bestätigung der Maßnahme abgeleitet werden.

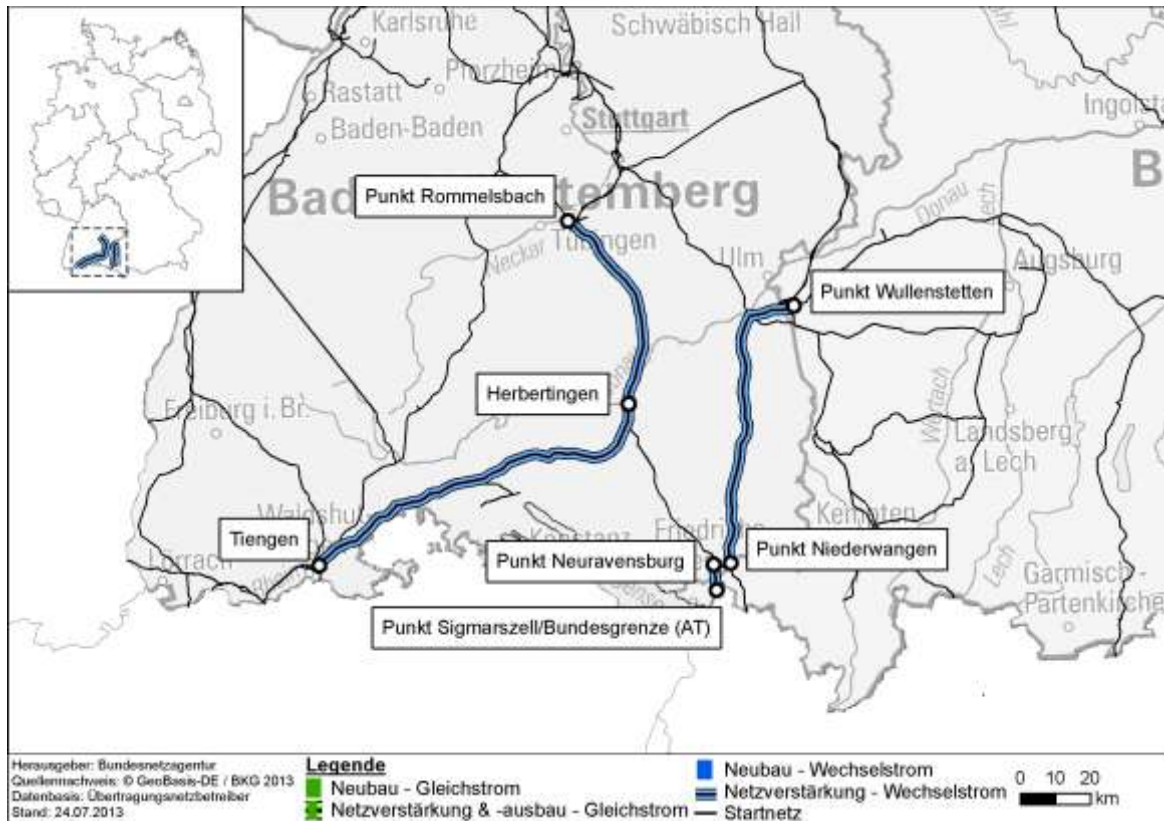
3. Befund

Die Maßnahme M37 wird nicht bestätigt, da die Wirksamkeit nicht nachgewiesen werden konnte.

Projekt 52: Südliches BaWü

Beschreibung:

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Raum südliches Baden-Württemberg.

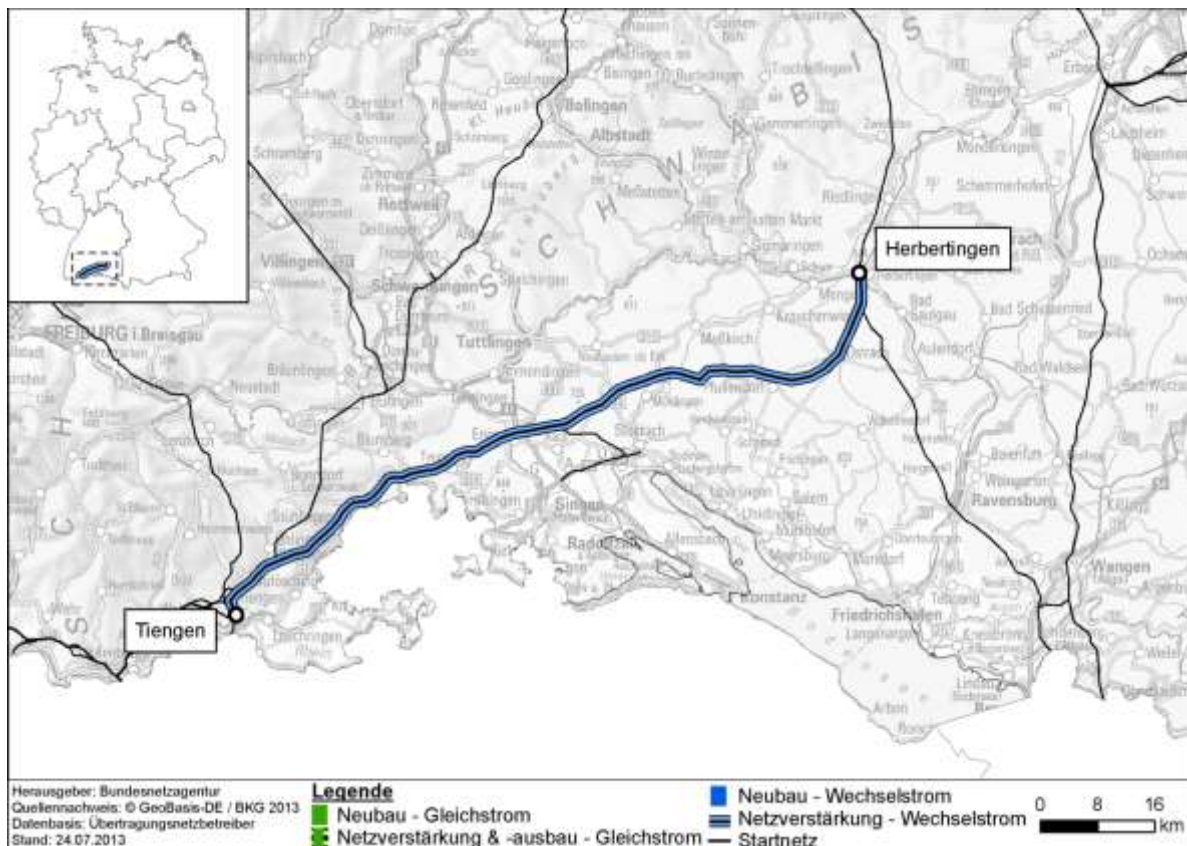


Maßnahme 59: Herbertingen – Tiengen

Die Maßnahme 59 (Herbertingen – Tiengen) wird bestätigt.

Beschreibung:

Zwischen den Schaltanlagen Herbertingen und Tiengen erfolgt ein Leitungsneubau in bestehender Trasse. Netzverstärkungsmaßnahmen in der Anlage Herbertingen sind erforderlich. Hierdurch wird die Übertragungskapazität deutlich erhöht (Netzverstärkung).



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2020

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Prüfung der Wirksamkeit der Maßnahme M59 basiert auf dem Netznutzungsfall der Stunde 2004, der von den ÜNB zur Begründung bereitgestellt wurde.

In der Begründung wird ein Leitungsausfall von Dellmensingen nach Werben angeführt. Dieser führt zu einer Auslastung der Leitung von Herbertingen nach Tiengen von 102 %. Mit der Maßnahme wird die Auslastung auf 56 % gesenkt.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 129 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M59 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnungen über 8760 Stunden. In 31% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 43%. Die mittlere Auslastung beträgt 16%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird von der Bundesnetzagentur als erforderlich eingestuft.

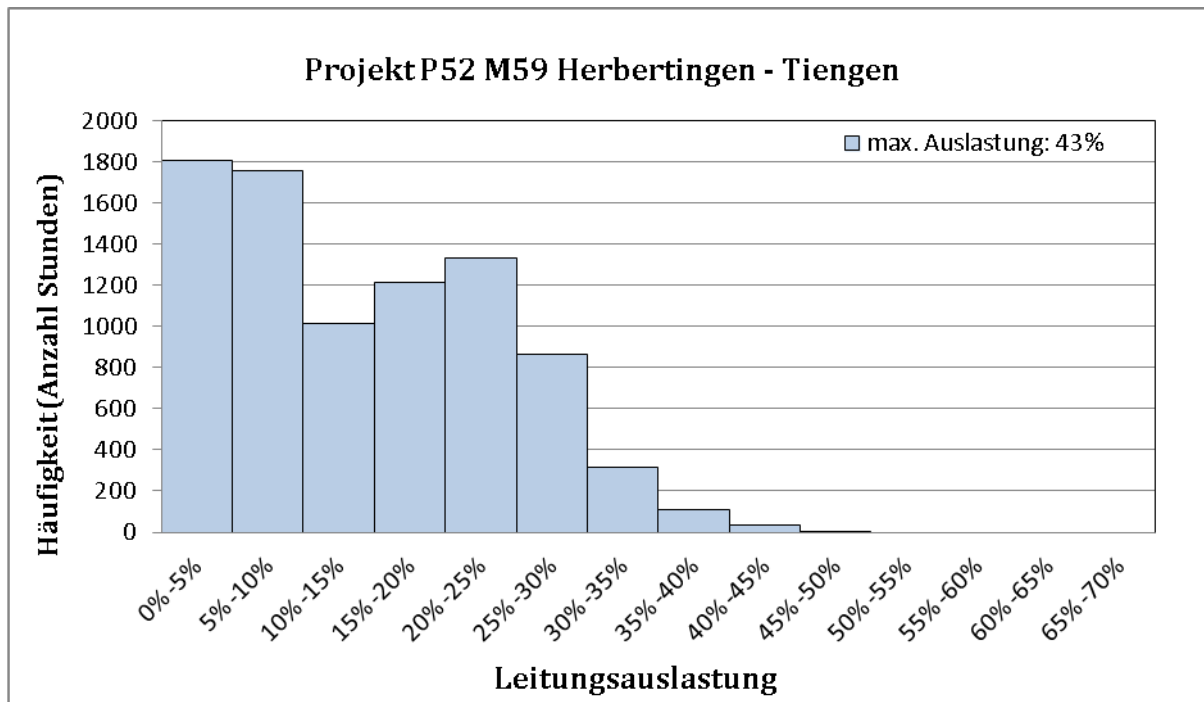


Abbildung 129: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M59 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 130 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahme M59 auf das Netz dargestellt. Leitungen, die parallel zu der Maßnahme verlaufen sind deutlich entlastet. Leitungen, die Leistung zur Maßnahme zu- oder abführen, werden geringfügig stärker belastet.

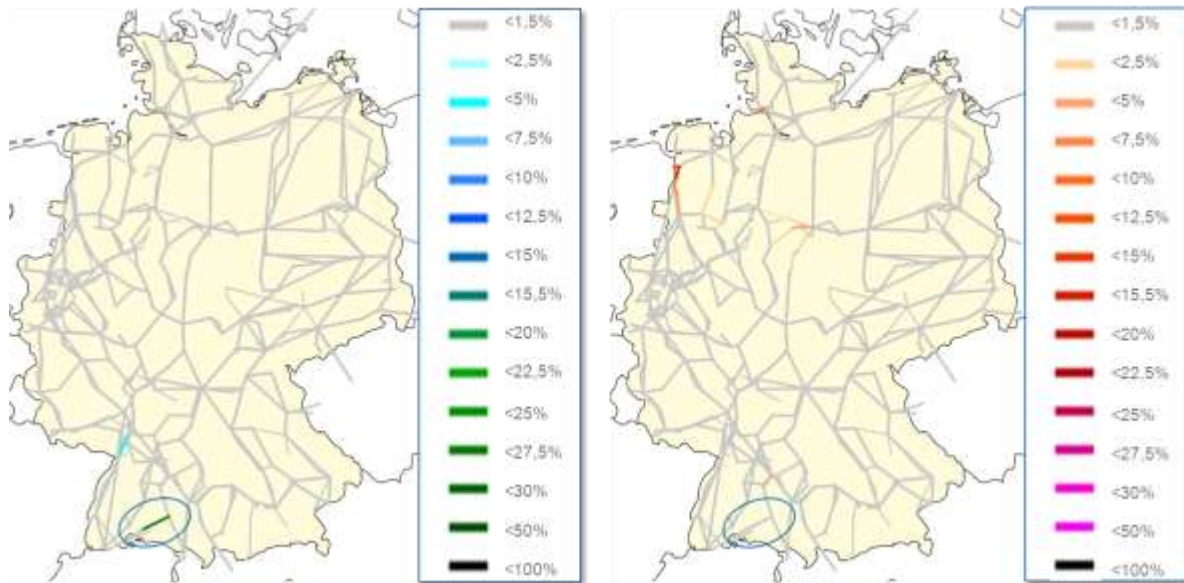


Abbildung 130: Einfluss der Maßnahme M59 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.

3. Befund

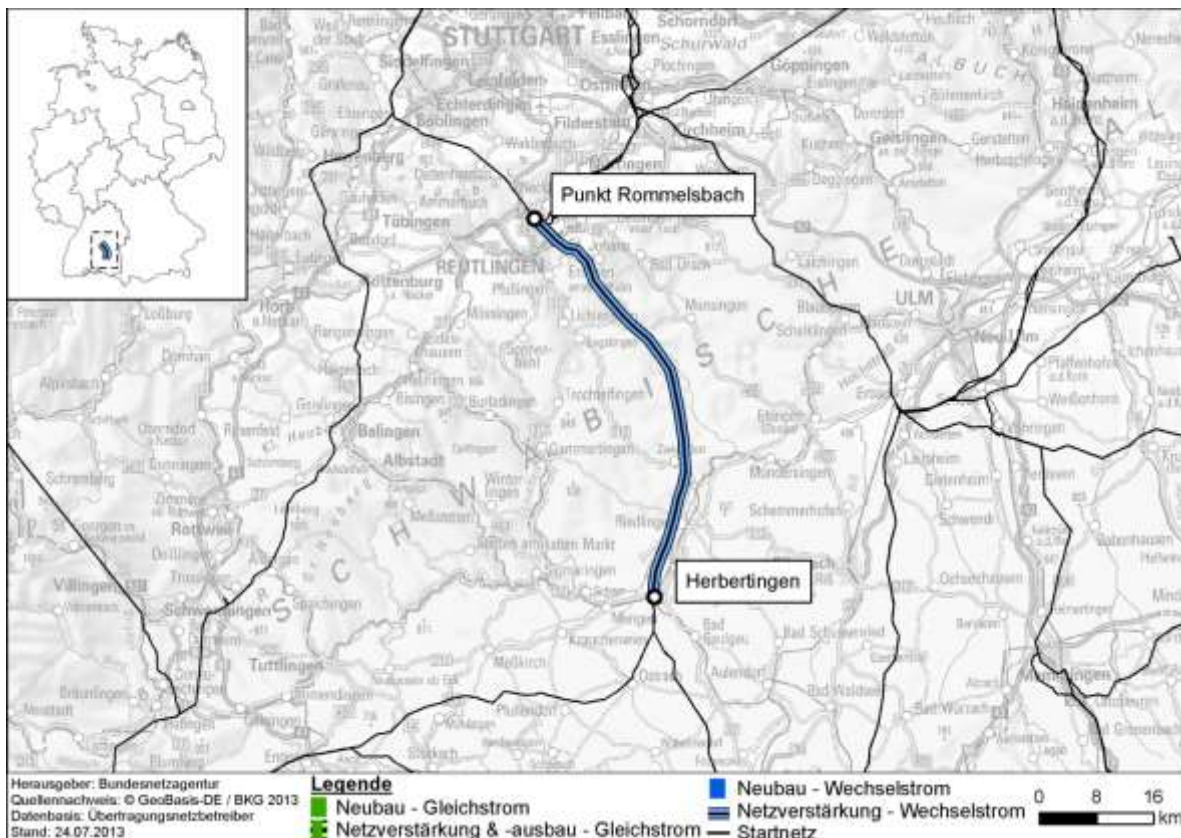
Die Maßnahme M59 weist eine ausreichende Auslastung über 8760 Stunden auf. Die Maßnahme stellt die (n-1)-Sicherheit wirksam her.

Maßnahme 93: Punkt Rommelsbach – Herbertingen

Die Maßnahme 93 (Punkt Rommelsbach – Herbertingen) wird bestätigt.

Beschreibung:

Zwischen dem Punkt Rommelsbach und der Schaltanlage Herbertingen erfolgt ein Leitungsneubau in bestehender Trasse. Hierdurch wird die Übertragungskapazität deutlich erhöht (Netzverstärkung).



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Prüfung der Wirksamkeit der Maßnahme M93 basiert auf dem Netznutzungsfall der Stunde 655, der von den ÜNB zur Begründung bereitgestellt wurde.

In der Begründung wird ein Leitungsausfall von Dellmensingen nach Obermooweiler angeführt. Dieser führt zu einer Auslastung der Leitung vom Abzweig Metzingen nach Herbertingen von 149 %. Mit der Maßnahme wird die Auslastung auf 51 % gesenkt.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 131 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M93 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnungen über 8760 Stunden. In 37% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 41%. Die mittlere Auslastung beträgt 16,6%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird von der Bundesnetzagentur als erforderlich eingestuft.

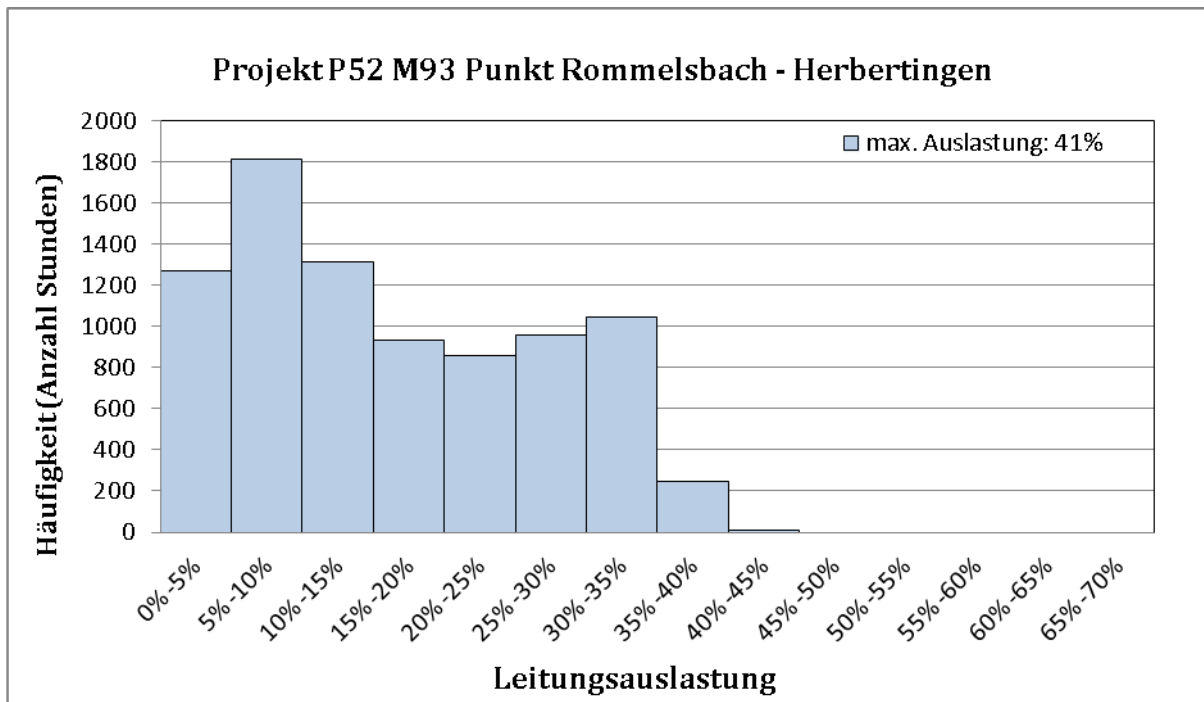


Abbildung 131: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M93 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die Maßnahme M93 hat wie in Abbildung 132 dargestellt kaum belastende oder entlastende Effekte auf das umgebende Netz. Dies ist verständlich, da es sich bei der Maßnahme um eine Netzverstärkung handelt und somit lediglich die zu verstärkende Leitung selber entlastet wird.

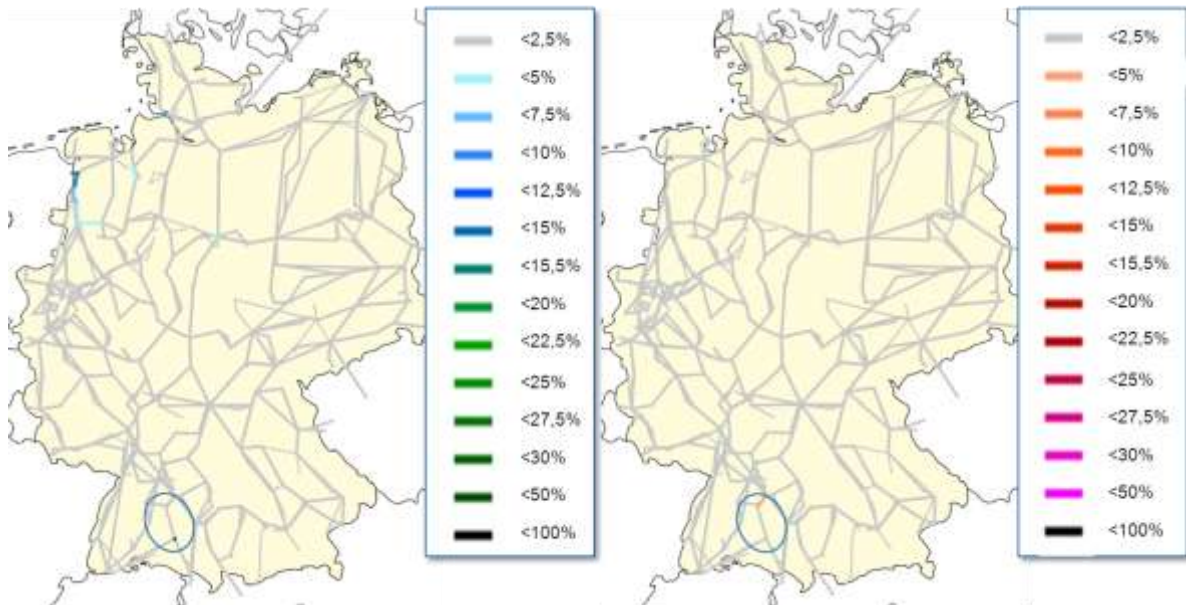


Abbildung 132: Einfluss der Maßnahme M93 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h

3. Befund

Die Maßnahme M93 weist eine ausreichende Auslastung über 8760 Stunden auf. Die Maßnahme stellt die (n-1)-Sicherheit wirksam her.

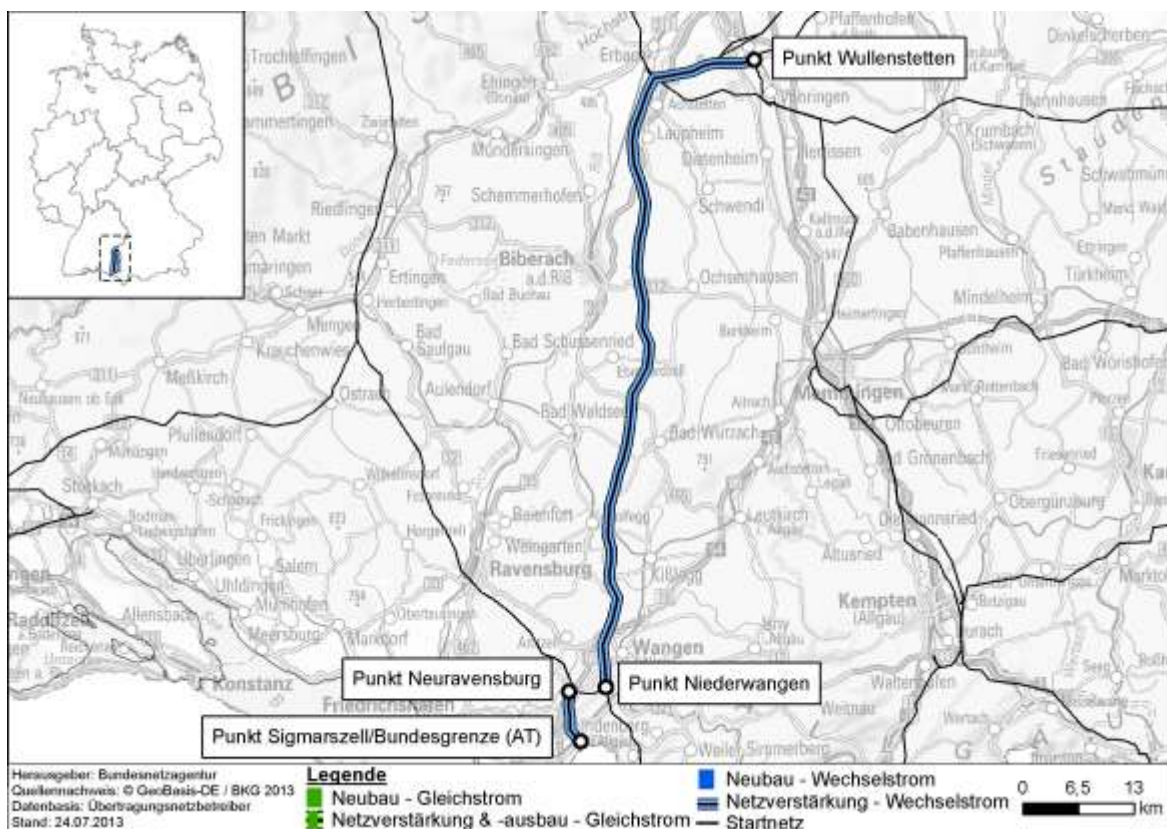
Maßnahme 94b: Punkt Neuravensburg – Punkt Sigmarszell/Bundesgrenze (AT)**Maßnahme 95: Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen**

Die Maßnahme 94b (Punkt Neuravensburg – Punkt Sigmarszell/Bundesgrenze (AT)) wird bestätigt.

Die Maßnahme 95 (Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen) wird bestätigt.

Beschreibung:

Das Projekt P52 zielt mit den Maßnahmen M59, M93, M94b und M95 auf eine Erhöhung der Übertragungskapazität im südlichen Raum Baden-Württembergs ab. Die Maßnahmen M95 und M94b umfassen eine Netzverstärkung von Wullenstetten über Dellmensingen bis an die Bundesgrenze nach Österreich. Hierbei erfolgt eine Spannungsumstellung mit Umbeseilung von 220 kV auf 380 kV sowie eine Verstärkung der 380-kV Schaltanlage in Dellmensingen. Dem einen 380-kV-Stromkreis, der heute von Dellmensingen zur Bundesgrenze nach Österreich verläuft, wird somit ein zweiter 380-kV-Stromkreis hinzugefügt und ein 220-kV-Stromkreis wird entfernt. Da M95 und M94b sowohl in den Netzdatensätzen als auch im Projektsteckbrief nicht zu trennen sind, werden sie als Einheit betrachtet. Im Folgenden werden die Maßnahmen im Hinblick auf ihren elektrotechnischen Einfluss im Netz bewertet.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2020

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die (n-1) Untersuchungen finden auf Basis des durch die ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfalls (NNF) der Stunde 2004 statt, dem das vollständige Zielnetz zugrunde liegt. In den entsprechenden Untersuchungen wird das Netz lediglich um die betrachtete Maßnahme sowie um die ausfallende Leitung reduziert; etwaige Nichtverfügbarkeiten werden nicht beachtet. Ergänzend zu Berechnungen in Integral werden die Einstellungen der regelbaren Transformatoren (Längs-/ Quer-/ Schrägeregler) sowie der HGÜs abweichend vom Netznutzungsfall der ÜNB durch die Netzsimulationswerkzeuge des IFHT bestimmt. Dabei ist zu beachten, dass diese Einstellungen einen optimierten Netzzustand repräsentieren, der zeitdiskret ermittelt wird.

Bei der Analyse des vorliegenden Netznutzungsfalls in Integral fällt auf, dass die physikalischen Flüsse zu den westlichen und südlichen Nachbarländern deutlich von den Handelsflüssen abweichen. Deutschland exportiert in dieser Stunde nach den Marktergebnissen der ÜNB 28,95 GW (Jahresmaximum: 29 GW). Der Handelsfluss nach Österreich ist mit 5500 MW an seiner oberen Grenze, der physikalische Fluss ist aber mit 8640 MW noch deutlich höher². Dieses Überschreiten des Handelssaldos wird insbesondere an den Grenzen zu den Niederlanden (physikalische Flüsse 1400 MW unterhalb des Handelsflusses) und zu Frankreich (1140 MW unterhalb Handelsfluss) ausgeglichen.

Für die Wirksamkeitsprüfung wurden verschiedene Ansätze versucht, die physikalischen Flüsse den Handelsflüssen anzupassen. Während sich die Flüsse in die Niederlande über die Querrege-ler an den Grenzen Niederlande-Deutschland und Niederlande-Belgien gut anpassen lassen, ist dies an den Grenzen zu Luxemburg, Frankreich, der Schweiz und Österreich mangels ausreichend leistungsflusststeuernder Elemente (Querregler u.ä.) nicht möglich. Weder mittels manueller Einstellung noch durch automatisierte Versuche über Optimierungsansätze mit entsprechenden Nebenbedingungen des IFHT konnte eine konvergente Lösung gefunden werden. Bei einer Drosselung der Übertragungsleistung der HGÜ-Systeme in Deutschland, die die Leistungsflüsse von Österreich auf nördlichere Grenzen verlagern sollte, konvergierte die Netzberechnung in Integral nicht.

Ausfall eines 380-kV-Stromkreises von Leupolz nach Westtirol

Bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises von Leupolz nach Westtirol (AT) ist der parallele Stromkreis mit 105,4% belastet, wenn das sogenannte Urnetz, sprich das Zielnetz ohne die Maßnahme M94b/M95, berechnet wird. Diese hohe Auslastung ist vor dem Hintergrund der hohen Leistungsflüsse von Deutschland nach Österreich zu betrachten. Die oben erwähnte Anpassung der Flüsse in die Niederlande ist dabei bereits berücksichtigt.

Durch die Maßnahme reduziert sich die Belastung des vormals überlasteten Stromkreises auf 93,7%.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 133 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M94b auf der Leitung zwischen im Rahmen der durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden in der Simulationsumgebung des IFHT (Regionalisierung, Marktsimulation und Netzsimulation). Die Hauptflussrichtung besteht in Richtung Süden zur Grenze nach Österreich. Die mittlere Auslastung beträgt 29%, wobei die Leitung bei 71% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet wird. Die maximale Auslastung beträgt 67,5%.

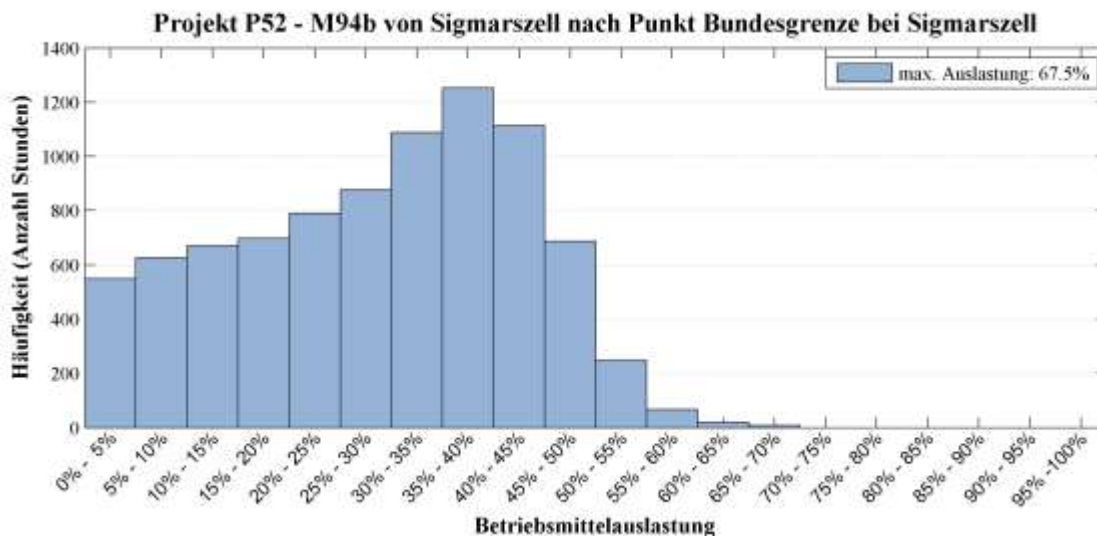


Abbildung 133: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M94b über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 134 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahme M94b/M95 auf das Netz dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Maßnahme Leitungen in Richtung Österreich entlastet und die Übertragungskapazität zwischen den Ländern erhöht. Leitungen die Leistung zur Maßnahme zu- oder abführen werden stärker belastet.

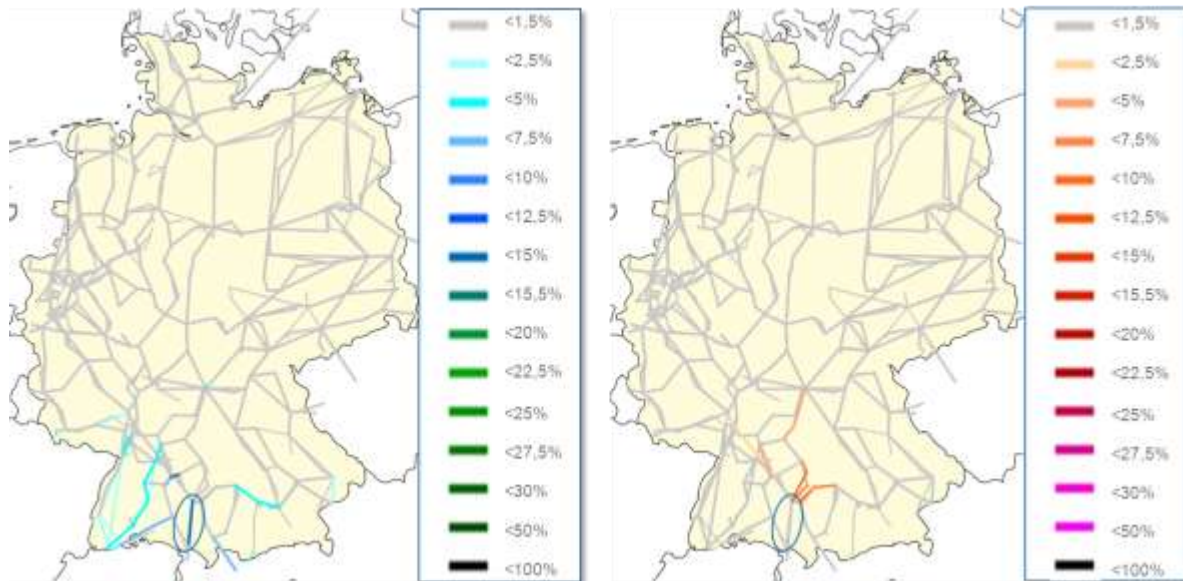


Abbildung 134: Einfluss der Maßnahme M94b/M95 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

2.2 Geänderte Rahmenbedingungen

In der von den ÜNB am 1.7.2013 vorgelegten Sensitivitätsbetrachtung 2, der Kappung der Erzeugungsspitzen, konnte die Notwendigkeit der Maßnahme M94b von den ÜNB nicht identifiziert werden. Die Sensitivitätsbetrachtungen für die Bestätigung der Maßnahmen, die sich aus dem Leitszenario B des genehmigten Szenariorahmens ergeben, sind letztlich nicht entscheidend.

3. Befund

Die Maßnahme M94b/M95 des Projekts P52 weist eine hohe Auslastung auf und behebt wirksam den untersuchten (n-1)-Fall. Die Maßnahmen M94b und M95 werden bestätigt.

Projekt 53: Raitersaich, Ludersheim, Sittling und Isar

Beschreibung:

Im Rahmen des Projekts P53 soll die Übertragungskapazität vom Großraum Nürnberg in süd-östliche Richtung durch die beiden Maßnahmen M54 und M55 ausgebaut werden.

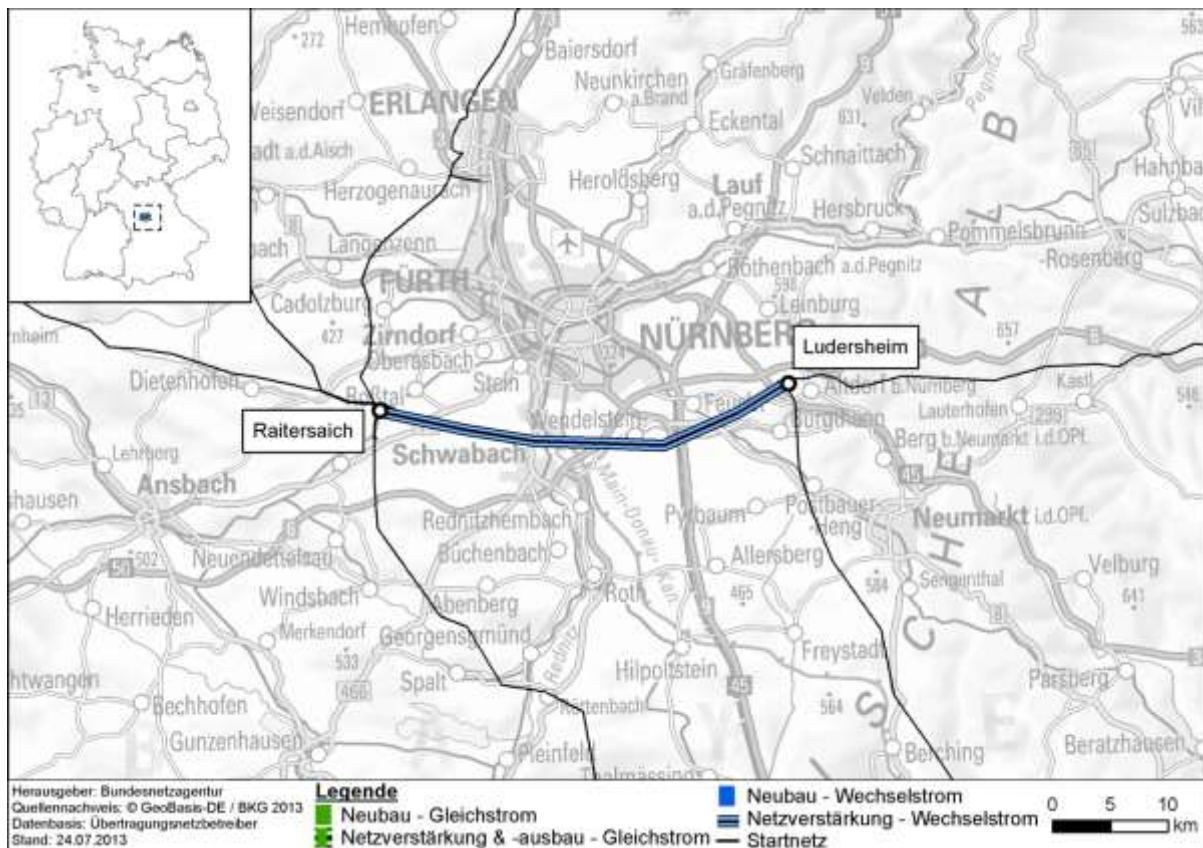


Maßnahme 54: Raitersaich – Ludersheim

Die Maßnahme 54 (Raitersaich – Ludersheim) wird nicht bestätigt.

Beschreibung:

Im Rahmen des Projekts P53 soll die Übertragungskapazität vom Großraum Nürnberg in süd-östliche Richtung durch die beiden Maßnahmen M54 und M55 ausgebaut werden. Die Maßnahme M54 sieht eine Verstärkung der bestehenden 220-kV-Leitung von Raitersaich nach Ludersheim mit entsprechenden Schaltanlagenverstärkungen vor.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: Die Maßnahme M54 wurde im NEP Strom 2013 den „zu beobachtenden“ Netzmaßnahmen zugeordnet. Die ÜNB sind der Aufforderung der BNetzA (S. 389 Entwurf der Bestätigung NEP Strom 2013) nicht nachgekommen ein Inbetriebnahmejahr für die Maßnahmen nachzureichen.

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Prüfung der Maßnahme basiert auf dem Netznutzungsfall der Stunde 8082, der von den ÜNB zur Begründung bereitgestellt wurde.

Im Normalzustand (n-0) lässt sich feststellen, dass die 220 kV Leitung von Raitersaich nach Ludersheim mit 102,9 % ausgelastet ist. Durch die Maßnahme wird die Leitung durch zwei 380

kV Leitungen ersetzt. Diese wären jeweils mit 7,7 % ausgelastet. Die im vorgelegten NNF ersichtliche Überlastung wird somit durch die Maßnahme 54 behoben.

Es wurde keine Änderung der Netztopologie gefunden, die das Netz ohne die Maßnahme sinnvoll entlastet. Die Maßnahme behebt die untersuchte Überlastung wirksam.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 135 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M54 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnung über 8760 Stunden. In 25% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 37,3%. Die mittlere Auslastung beträgt 14,4%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird als erforderlich eingestuft.

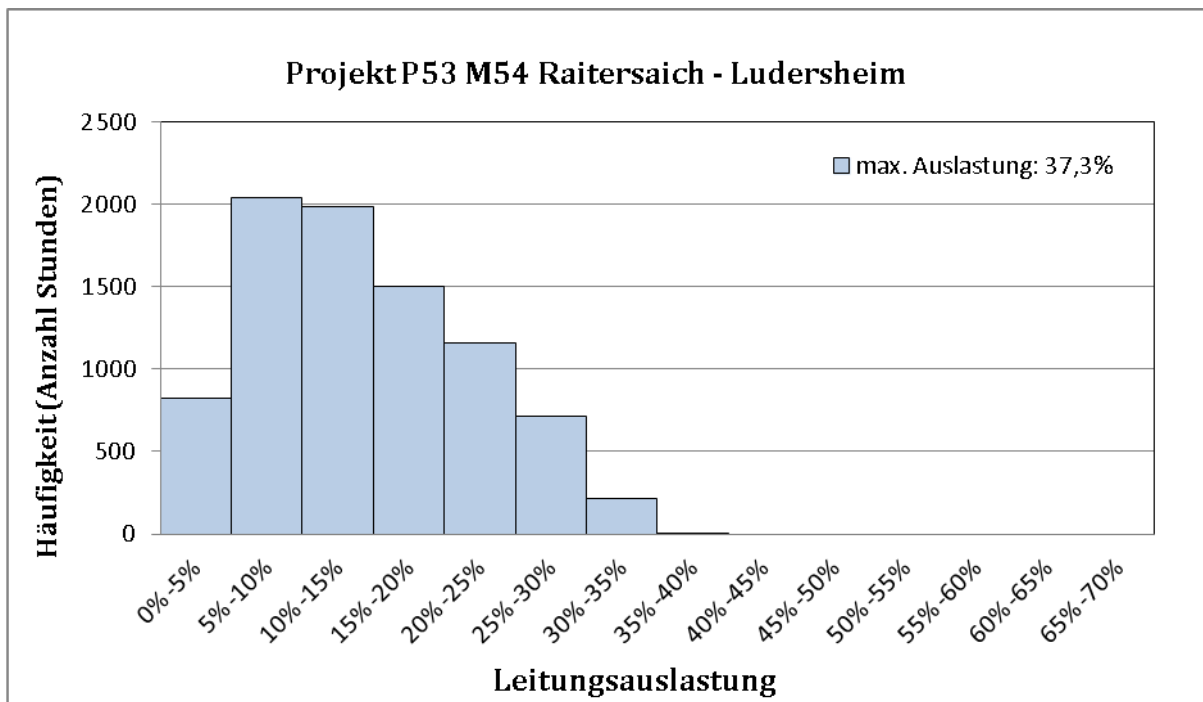


Abbildung 135: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M54 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 136 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahme M54 auf das Netz dargestellt. Die Maßnahme umfasst eine Spannungserhöhung von 220-kV auf 380-kV. In der Abbildung ist zu erkennen, dass dies angrenzende 220-kV Leitungen entlastet und 380-kV Leitungen belastet werden.

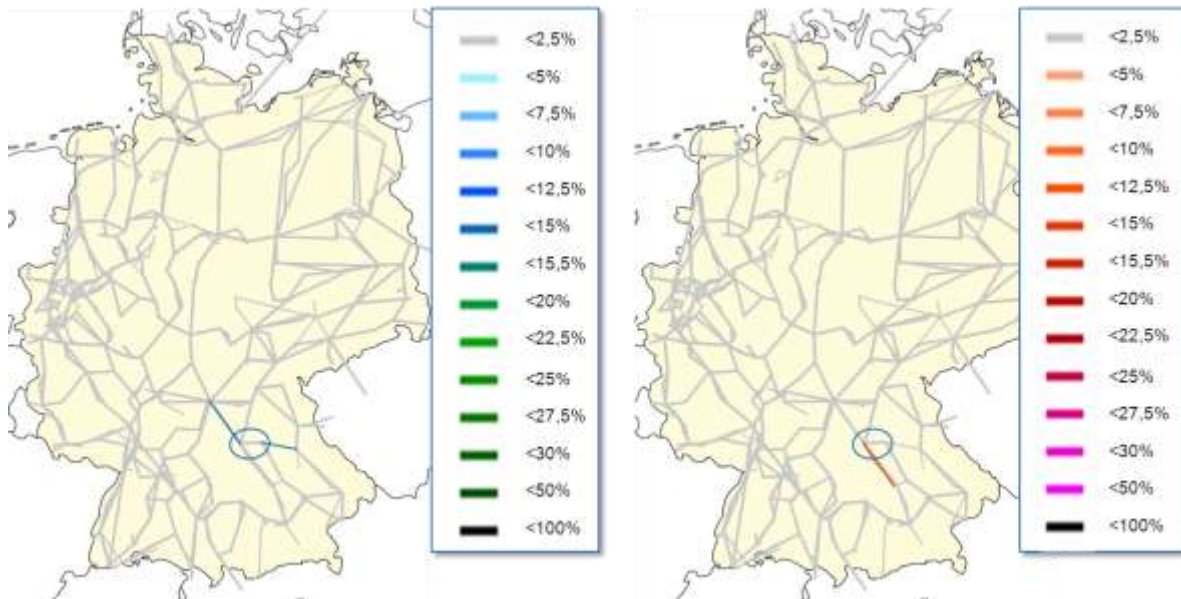


Abbildung 136: Einfluss der Maßnahme M54 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h

2.2 „Zu beobachtende“ Streckenmaßnahme

Bei P53 M54 handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme. Die von den Übertragungsnetzbetreibern als „zu beobachtend“ klassifizierten Maßnahmen werden anders als im Entwurf der Bestätigung grundsätzlich nicht bestätigt. Die ÜNB gehen selbst davon aus, dass die „zu beobachtenden“ Maßnahmen „im Lichte der energiewirtschaftlichen und politischen Entwicklung in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden“ (S. 18 NEP Strom 2013). Die Bundesnetzagentur sieht in Anbetracht der aktuellen politischen Entwicklung, z.B. bevorstehenden Novellierung des EEG, grundsätzlich von einer Bestätigung der „zu beobachtenden“ Maßnahmen im diesjährigen Prozess ab – unabhängig davon, ob sie die Prüfkriterien erfüllen. Es ist sinnvoller, nur die Maßnahmen zu bestätigen, von deren Erforderlichkeit auch die ÜNB überzeugt sind, als in den nächsten Jahren bei geänderten Randbedingungen bereits bestätigte Maßnahmen nicht zu bestätigen, weil sie die Prüfkriterien nicht erfüllen. Hiermit kommt die Bundesnetzagentur auch der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach, die Prüfung so durchzuführen, dass die größtmögliche Robustheit der Maßnahmen gewährleistet ist.

3. Konsultation

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

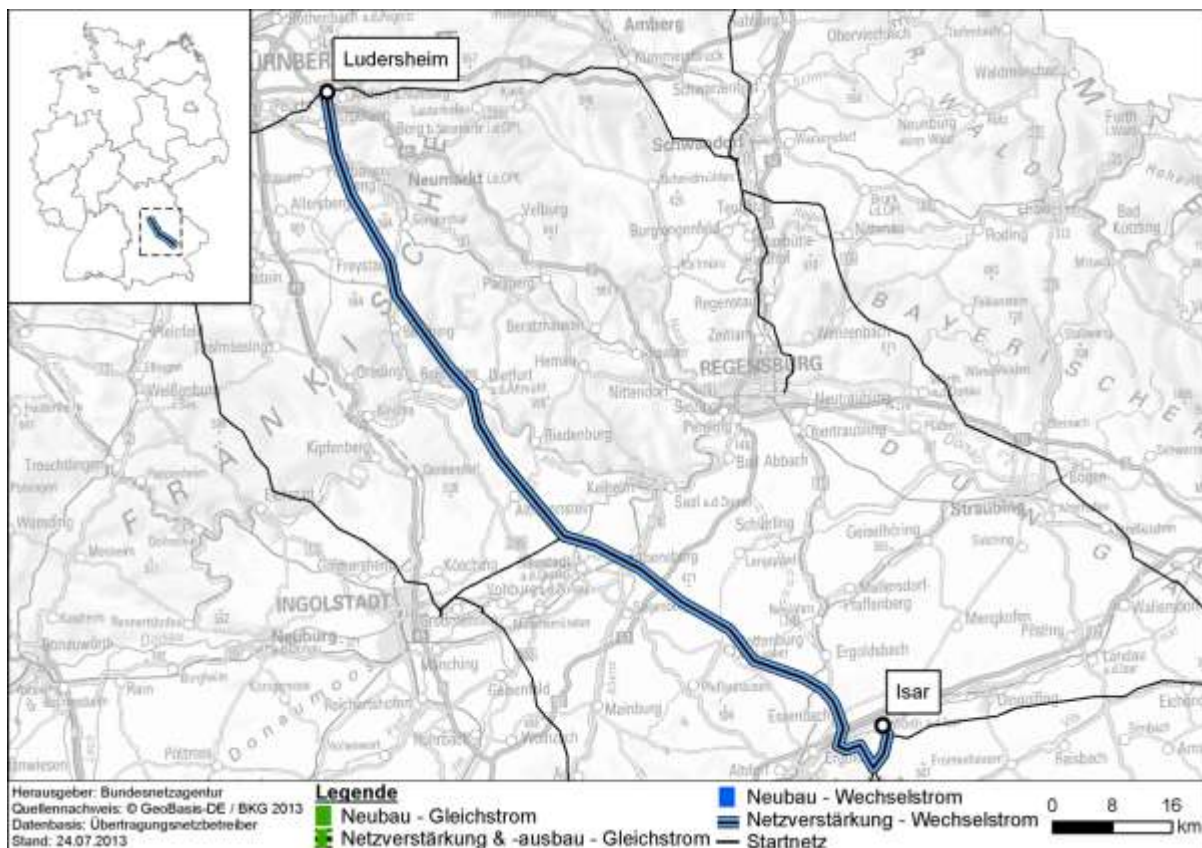
Die Maßnahme P53 M54 wird nicht bestätigt. Die Maßnahme M54 weist zwar eine hohe Auslastung über 8760 Stunden auf und stellt die (n-1)-Sicherheit wirksam her, jedoch handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

Maßnahme 55: Ludersheim – Sittling – Isar

Die Maßnahme 55 (Ludersheim – Sittling – Isar) wird nicht bestätigt.

Beschreibung:

Im Rahmen des Projekts P53 soll die Übertragungskapazität vom Großraum Nürnberg in südöstliche Richtung durch die beiden Maßnahmen M54 und M55 ausgebaut werden. Von Ludersheim aus soll durch Maßnahme M55 eine neue 380-kV-Leitung in der bestehenden 220-kV-Trasse über Sittling nach Isar gebaut werden. Die Alternative sieht vor, die von Sittling kommende Leitung nicht in Isar, sondern in der neu zu bauenden 380-kV-Schaltanlage Altheim anzuschließen.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: Die Maßnahme M55 wurde im NEP Strom 2013 den „zu beobachtenden“ Netzmaßnahmen zugeordnet. Die ÜNB sind der Aufforderung der BNetzA (S. 389 Entwurf der Bestätigung NEP Strom 2013) nicht nachgekommen ein Inbetriebnahmejahr für die Maßnahmen nachzureichen.

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Prüfung der Maßnahme 55

1.1.1 Wirksamkeit

Ausfall des 380-kV-Stromkreises von Irsching nach Ottenhofen

Ohne die Maßnahme M55 bzw. die Alternative ist ein 220-kV-Stromkreis zwischen Irsching und

Zolling bei Ausfall des 380-kV-Stromkreises von Irsching nach Ottenhofen überlastet (118,2%). Durch die Maßnahme reduziert sich diese Auslastung auf 82,7% und durch die Alternative auf 85,4%.

Ausfall eines 220-kV-Stromkreises zwischen Sittling und Altheim

Der Ausfall eines 220-kV-Stromkreises zwischen Sittling und Altheim führt ohne Maßnahme bzw. ohne Alternative zu einer Überlastung des parallelen Stromkreises (113,5%). Durch die Maßnahme werden diese Systeme ersetzt. Im Fall der Maßnahme ist ein 380-kV-Stromkreis zwischen Sittling und Isar mit 66,3% belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt.

1.1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 137 zeigt die ermittelte Auslastung der Leitung zwischen Sittling und Isar als Teil der Maßnahme M55 des NEP13. Die Berechnungen basieren auf den durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden in der Simulationsumgebung des IFHT (Regionalisierung, Marktsimulation und Netzsimulation). Die Hauptflussrichtung besteht von Ludersheim über Sittling in Richtung Südwesten zur Grenze mit Österreich. Bei 2,2% der betrachteten Stunden wird dabei die Leitung über 20% ausgelastet. Die durchschnittliche bzw. maximale Auslastung beträgt 6,4% bzw. 25%.

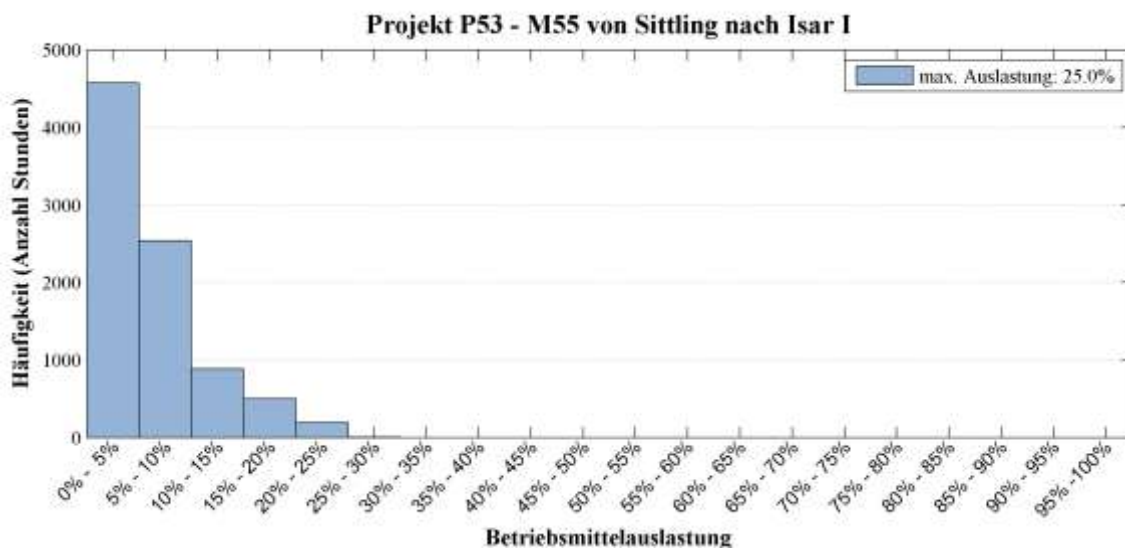
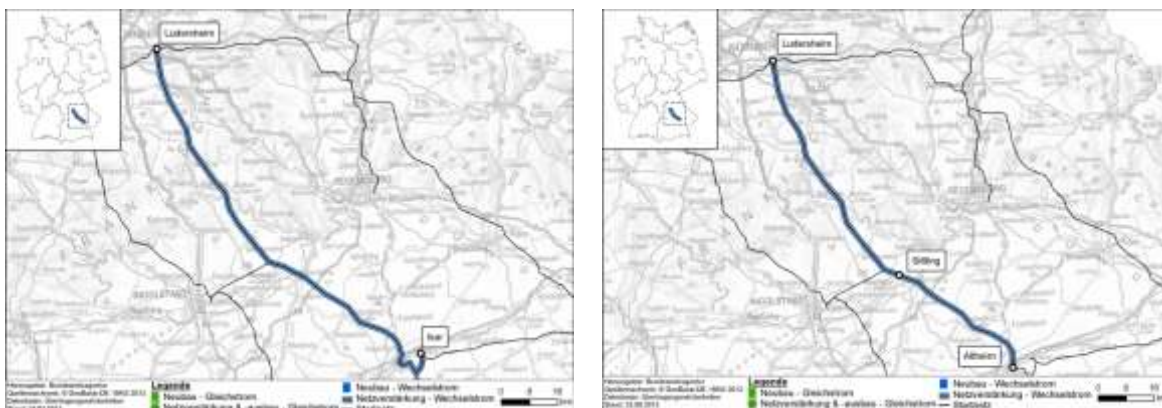


Abbildung 137 – Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M209 auf der Leitung zwischen Querfurt und Lauchstädt über 8760 h

1.2 Prüfung der vorhabenbezogene Alternative



1.2.1 Wirksamkeit

Ausfall eines 220-kV-Stromkreises zwischen Sittling und Altheim

Der Ausfall eines 220-kV-Stromkreises zwischen Sittling und Altheim führt ohne Alternative zu einer Überlastung des parallelen Stromkreises (113,5%). Durch die Alternative werden diese Systeme ersetzt. In der Alternative ist ein 380-kV-Stromkreis Sittling – Altheim zu 62,8% ausgelastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt, da die Verbindung von Sittling über Altheim nach Süden etwas hochohmiger ist als im Falle der Maßnahme über den Standort Isar.

1.2.2 Erforderlichkeit

Im Vergleich zu Abbildung 137 zeigt Abbildung 138 die Auslastung der Leitung von Sittling mit dem alternativen Anschlusspunkt in Altheim. Die Leitung ist unter diesen Rahmenbedingungen bis maximal 23,7% ausgelastet. Die durchschnittliche Auslastung beträgt 6,2%. Bei 1,4% der betrachteten Stunden ist die Leitung über 20% ausgelastet. Bei Durchführung der alternativen Planung zeigt sich demnach grundsätzlich eine Reduktion der Auslastung der betrachteten Leitung. Dies ist damit zu begründen, dass die Alternative, trotz der kürzeren zu bauenden Leitungslänge, aufgrund der Anbindung von Altheim an das umliegende Netz etwas hochohmiger ist. Die Hauptflussrichtung von Ludersheim über Sittling in Richtung Südwesten besteht unverändert.

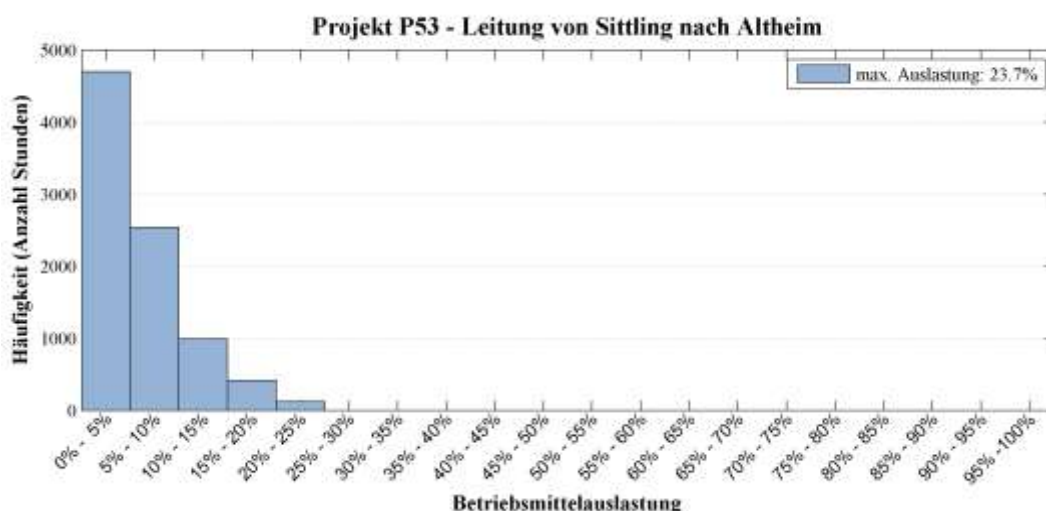


Abbildung 138 – Histogramm der relativen Auslastung der Leitung von Querfurt nach Lauchstädt bei Realisierung der Alternative

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 139 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahme M55 auf das Netz dargestellt. Leitungen, die parallel zu der Maßnahme M55 verlaufen sind deutlich entlastet. Leitungen die Leistung zur Maßnahme zu- oder abführen werden stärker belastet.

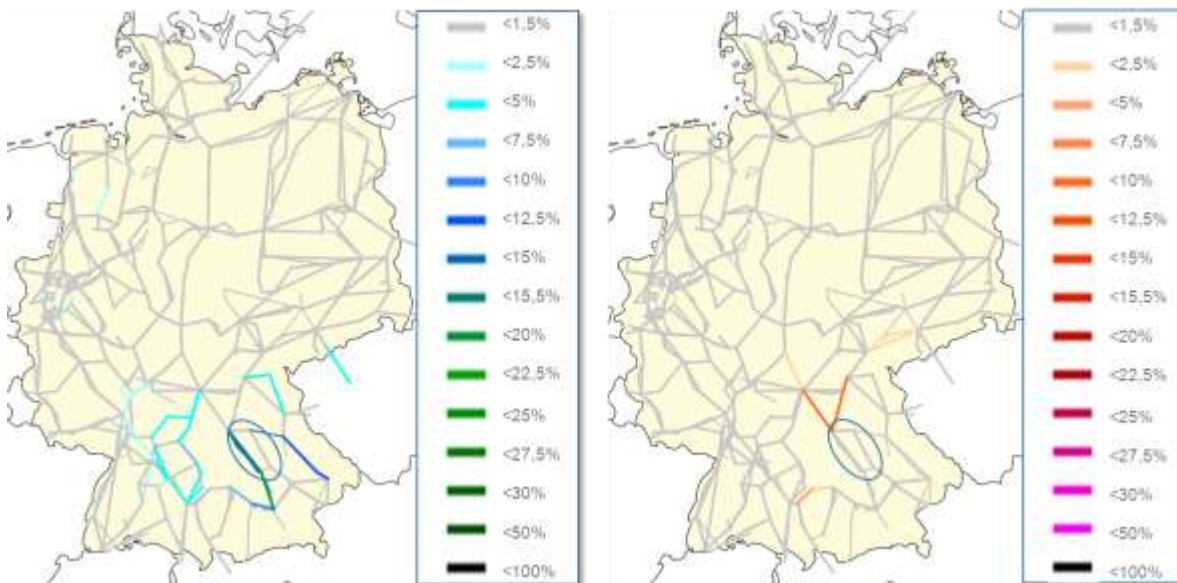


Abbildung 139: Einfluss der Maßnahme M55 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.

2.2 „Zu beobachtende“ Streckenmaßnahme

Bei P53 M55 handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme. Die von den Übertragungsnetzbetreibern als „zu beobachtend“ klassifizierten Maßnahmen werden anders als im Entwurf der Bestätigung grundsätzlich nicht bestätigt. Die ÜNB gehen selbst davon aus, dass die „zu beobachtenden“ Maßnahmen „im Lichte der energiewirtschaftlichen und politischen Entwicklung in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden“ (S. 18 NEP Strom 2013). Die Bundesnetzagentur sieht in Anbetracht der aktuellen politischen Entwicklung, z.B. bevorstehenden Novellierung des EEG, grundsätzlich von einer Bestätigung der „zu beobachtenden“ Maßnahmen im diesjährigen Prozess ab – unabhängig davon, ob sie die Prüfkriterien erfüllen. Es ist sinnvoller, nur die Maßnahmen zu bestätigen, von deren Erforderlichkeit auch die ÜNB überzeugt sind, als in den nächsten Jahren bei geänderten Randbedingungen bereits bestätigte Maßnahmen nicht zu bestätigen, weil sie die Prüfkriterien nicht erfüllen. Hiermit kommt die Bundesnetzagentur auch der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach, die Prüfung so durchzuführen, dass die größtmögliche Robustheit der Maßnahmen gewährleistet ist.

3. Konsultation

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht. Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

Die Maßnahme M55 wird nicht bestätigt. Die Maßnahme M55 weist zwar eine hohe Auslastung über 8760 Stunden auf und stellt die (n-1)-Sicherheit wirksam her, jedoch handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

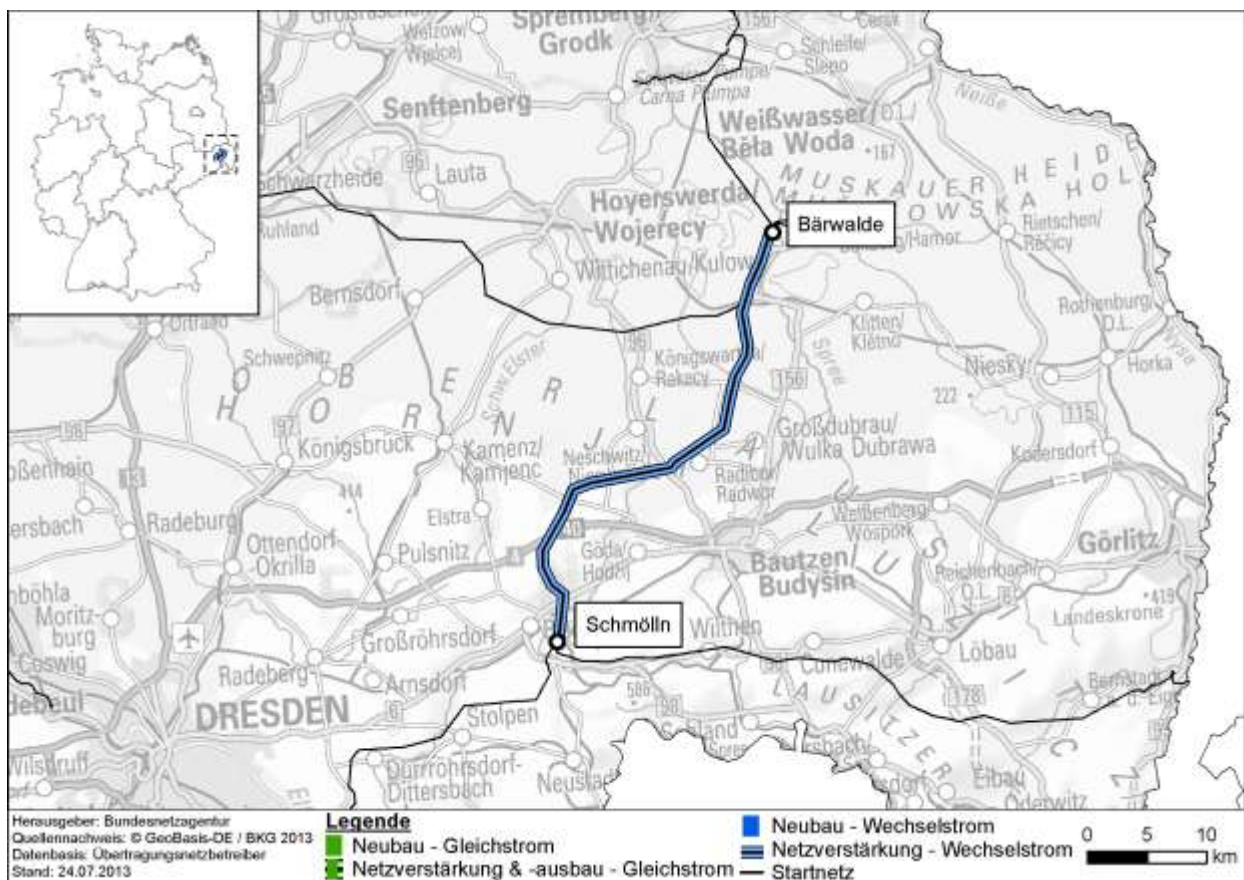
Projekt 59: Bärwalde – Schmölln

Maßnahme 75: Bärwalde – Schmölln

Die Maßnahme 75 (Bärwalde – Schmölln) ist planfestgestellt und somit eine Maßnahme des Startnetz, welches nicht zum Prüfungsumfang des NEP Strom 2013 gehört.

Beschreibung:

Von Bärwalde nach Schmölln wird die bestehende 380-kV-Leitung durch eine hochstromfähige Leitung ersetzt. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Schmölln und Bärwalde zu ertüchtigen. Die vorhandene Trasse kann weiterhin genutzt werden.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2015

Projekt 60: Förderstedt

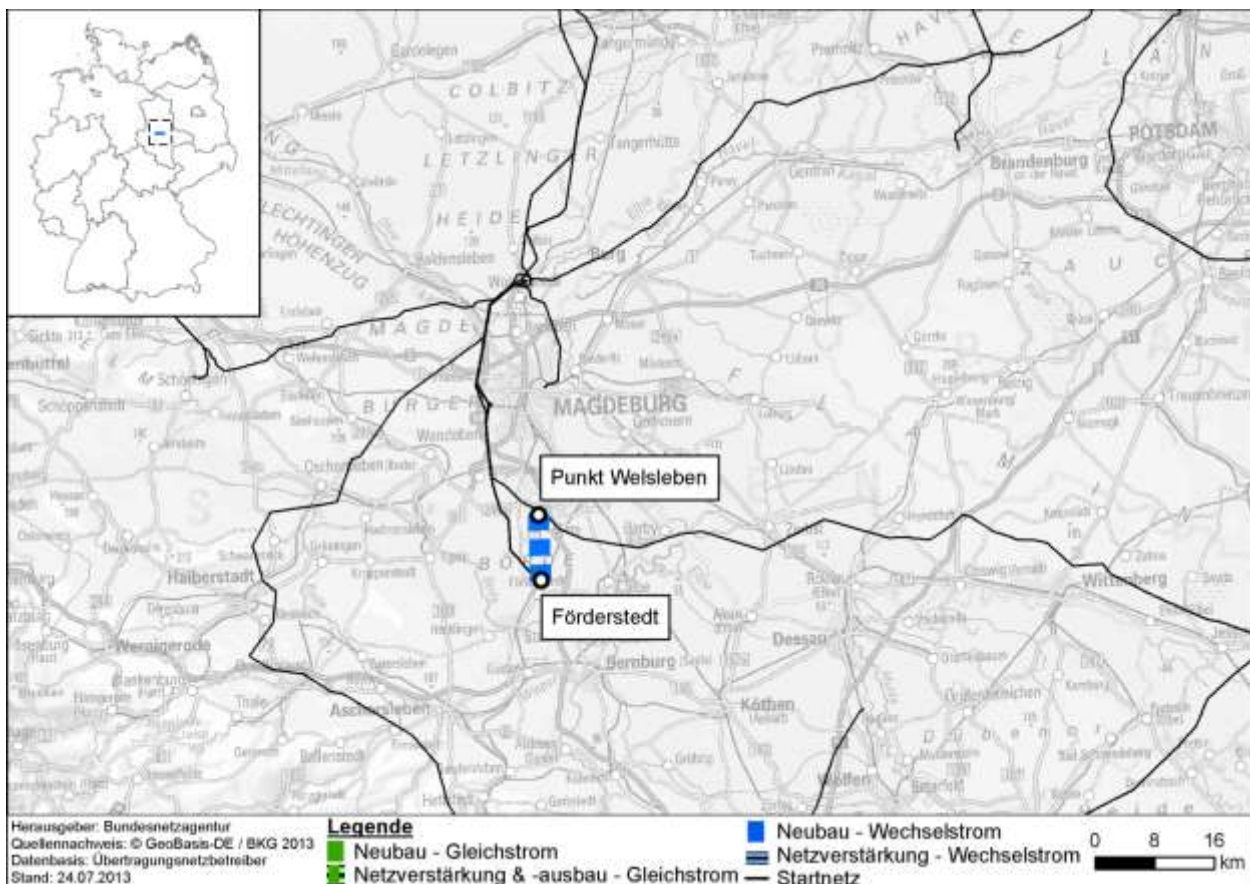
Maßnahme 99: Förderstedt

Die Maßnahme M99 (Förderstedt) ist planfestgestellt und somit eine Maßnahme des Startnetzes, welche nicht zum Prüfungsumfang des NEP Strom 2013 gehört

Beschreibung:

Im Rahmen der Umstrukturierung und Verstärkung des Höchstspannungsnetzes der 50Hertz im Raum südlich von Magdeburg soll am Standort Förderstedt eine 380-kV-Anlage errichtet und in das 380-kV-Netz eingebunden werden. Dafür ist 380-kV-Leitungsneubau auf 2 x ca. 10 km Trassenlänge erforderlich.

Durch die Maßnahme 99 wird gleichzeitig erreicht, dass sich die Anzahl der Transformatoren und die Längen der Leitungstrassen reduzieren. Des Weiteren wird der Standort des Umspannwerks Magdeburg künftig nicht mehr benötigt. Zusätzlich werden nach Inbetriebnahme der 380-kV-Anlage Förderstedt die 220-kV-Leitungen zwischen Förderstedt – Magdeburg und Förderstedt – Wolmirstedt mit ca. 90 km Trassenlänge frei und können nachgenutzt bzw. rückgebaut werden



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2015

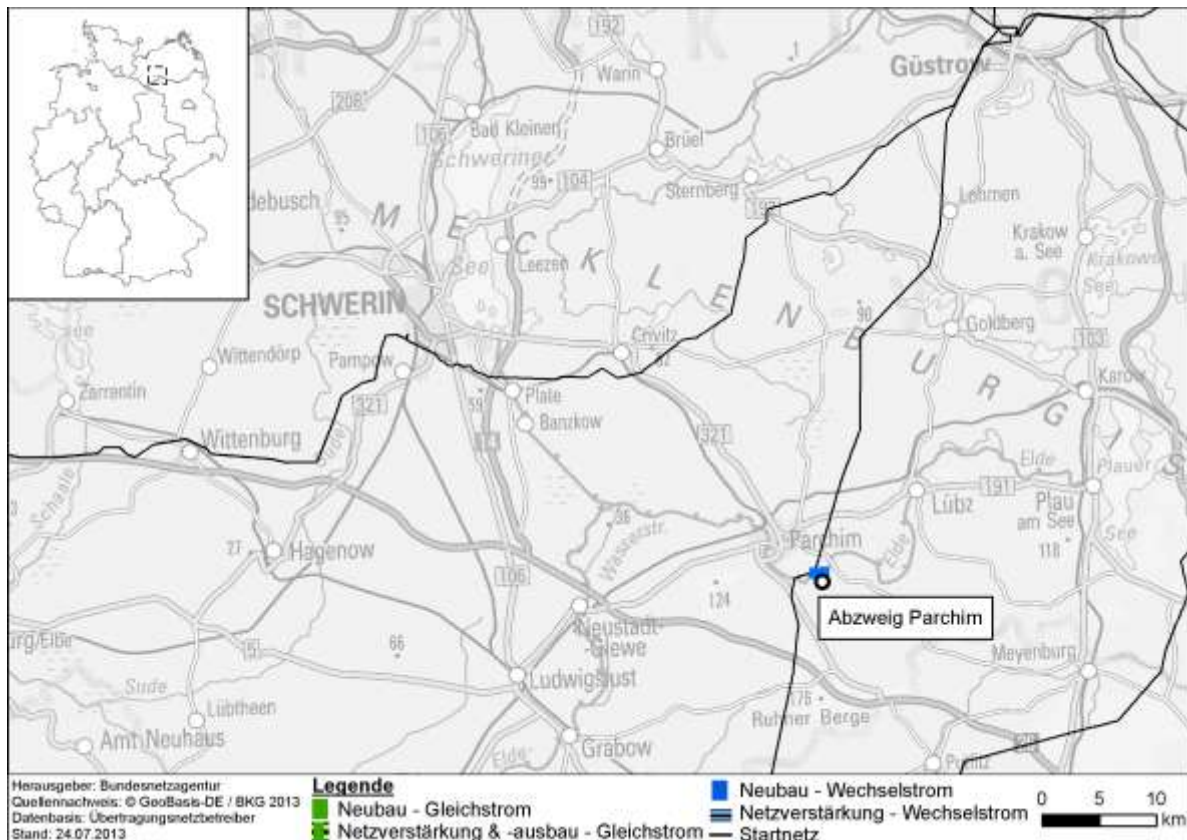
Projekt 61: Parchim/Süd

Maßnahme 100: Parchim/Süd

Die Maßnahme M100 (Parchim/Süd) wird bestätigt.

Beschreibung:

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der vertikalen Übertragungskapazität im Höchstspannungsnetz von 50 Hertz in Mecklenburg-Vorpommern an der bestehenden Netzschnittstelle Görries und einer neu zu errichtenden Netzschnittstelle im Raum Parchim/Lübz.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2014

Die bereits genehmigten oder in Planung befindlichen Einspeiseprojekte aus Windenergie, Photovoltaik oder Biomasse in der Region Crivitz-Neustadt-Parchim-Lübz erhöhen die Belastungen der bestehenden Infrastruktur in den kommenden Jahren. Bei einer weiteren Zunahme von Einspeisung aus Erneuerbaren Energien in der Region Lübz wäre ein signifikanter Ausbau der 110 kV-Verteilungsnetzstruktur die Folge. Die geplante Maßnahme M100 profitiert demgegenüber von der historisch gewachsenen Kreuzung zweier Spannungsebenen und kann mit sehr überschaubarem Eingriff in das Landschaftsbild eine wesentliche Verstärkung der Anbindung der Region Lübz erreichen. Die Spannungshaltung auf der langen Stichleitung kommend vom UW Görries wird durch den zusätzlichen Netzverknüpfungspunkt deutlich vereinfacht. Auch die Region westlich von Parchim wird hierdurch in Zukunft sicherer und zuverlässiger versorgt werden können.

Die der Bundesnetzagentur vorliegenden Informationen und Netzberechnungen des Verteilnetzbetreibers WEMAG Netz stützen diese Einschätzung.

Projekt 64: Combined Grid Solution

Das Projekt 64 (Combined Grid Solution) wird bestätigt.

Beschreibung:

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen der Regelzone der 50Hertz und dem dänischen ÜNB Energinet.dk (ENDK).

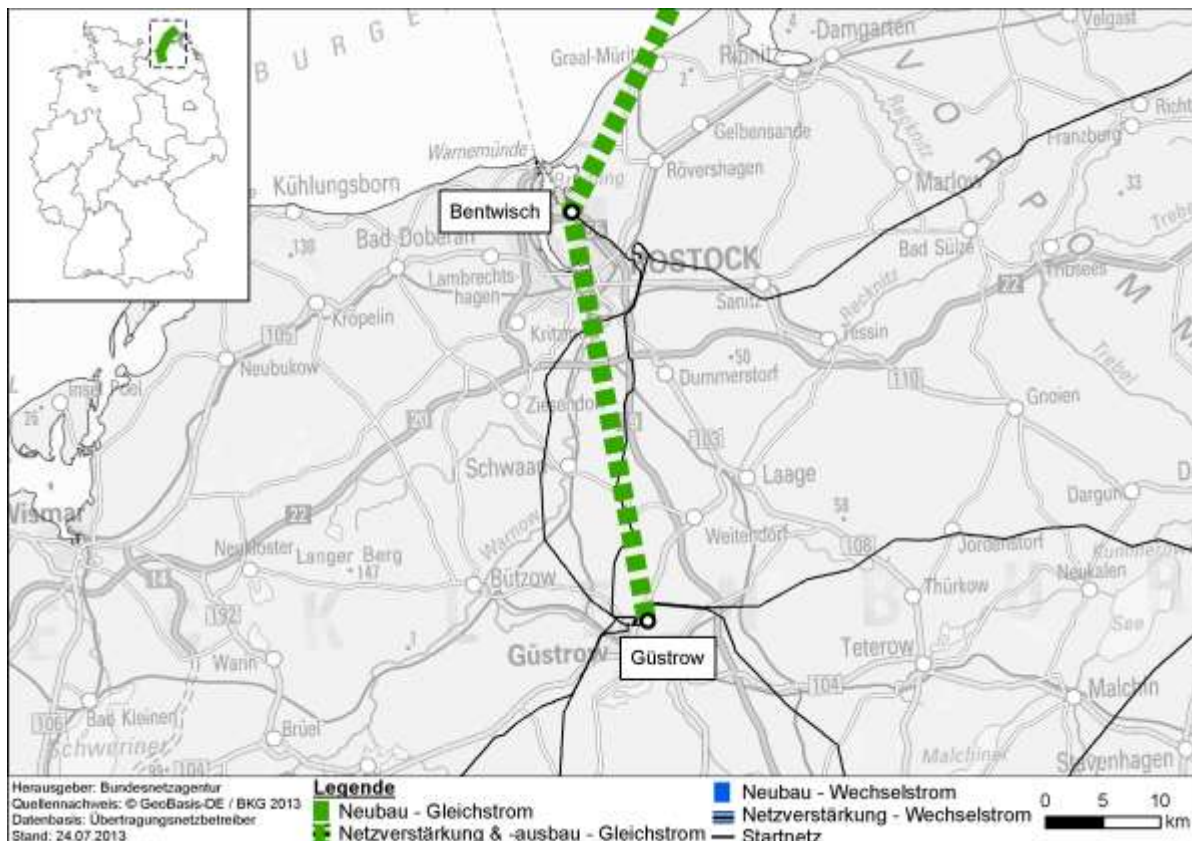
In einem Gemeinschaftsprojekt soll hierzu ein Interkonnektor zwischen den Offshore-Windparks (OWP) Baltic 2 auf deutscher und Kriegers Flak 3 (KF 3) auf dänischer Seite errichtet werden. Dazu sollen zwei Drehstromkabel zwischen den vorgenannten Windparks verlegt werden. Zur Anbindung dieser Drehstromkabelverbindung sind auf der Plattform des OWP Baltic 2 zwei Schaltfelder notwendig. Eine Option zum späteren Anschluss von weiteren Windparks auf schwedischer Seite und einer Erweiterung der Interkonnektorverbindung nach Schweden ist gegeben. Die durch die Verbindung der beiden Windparks entstehenden Transportkapazitäten stehen dem internationalen Stromhandel zur Verfügung und erhöhen die Systemstabilität.

Mit dem Interkonnektor wird zudem die europäische Marktintegration der erneuerbaren Energien unterstützt. Die Drehstromkabel verbinden die beiden OWP Baltic 2 und Kriegers Flak 3 über das Gebiet von Kriegers Flak, das sich im Länderdreieck Deutschland – Dänemark - Schweden in der ausschließlichen Wirtschaftszone der Ostsee befindet. Die Netzanbindung auf deutscher Seite erfolgt über die Umspannplattformen der OWP ENBW Baltic 1 und 2. Die Einspeisung in das 380-kV-Netz erfolgt über die Umspannwerke Bentwisch bzw. Güstrow. Die Möglichkeit einer zusätzlichen VSC-HGÜ-Verbindung von der dänischen Konverterplattform zur deutschen Küste und/oder nach Schweden wird geprüft.

Bei der Netzanbindung von OWP handelt es sich um „Vorhaben von gemeinsamem Interesse“ im Sinne des Artikels 6/ Anhang 3 (Ziffer 3.50) der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 6. September 2006 (TEN-E-Liste). Die Errichtung von OWP in der Ostsee und ihr Anschluss an das Übertragungsnetz der 50Hertz ist Bestandteil der dena-Netzstudie I.

Die vorgesehene Investitionsmaßnahme wurde in Kooperation mit ENDK zur Erweiterung der Interkonnektorenkapazität im Rahmen des European Energy Programme for Recovery (EEPR) beantragt.

Die Inbetriebnahme ist von externen Parametern abhängig, die seitens 50Hertz nicht beeinflussbar sind. Hinsichtlich der zeitlichen Ausrichtung ist die Fertigstellung des OWP KF 3 entscheidend. Mit Inbetriebnahme des Interkonnektors ist frühestens ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der beiden Windparks, d.h. auf dänischer und deutscher Seite sowie gleichzeitiger Inbetriebnahme der Landverbindungen der Windparks zu rechnen.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

Die Angabe 2020 – 2022 ist hingegen unbegründet und stellt einen redaktionellen Fehler dar und wurde von den ÜNB nachträglich korrigiert.

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Bei dem Projekt 64 handelt sich um eine Maßnahme, welche einen hohen positiven Nutzen in verschiedenen Bereichen vereint.

Auf der einen Seite werden erstmalig ein deutscher Offshore-Windpark (Baltic 2) sowie ein Offshore-Windpark eines Nachbarlandes (Kriegers Flak, Dänemark) mit einer Drehstromverbindung verbunden. Zusätzlich soll neben dem Austausch zwischen den Offshore-Windparks auch eine verlustarme Übertragung an Land mit Hilfe einer HGÜ-Anbindungsleitung realisiert werden.

Durch solch eine netztopologische Anordnung gelingt es einen ersten Schritt in ein vernetztes Stromnetz in der Ostsee zu vollziehen und diesen auch langfristig mit einem dritten Land (hier: Schweden) zu verbinden. Hierfür sehen die ÜNB in der technischen Auslegung der Anlagen ebenfalls Raum vor.

Dies würde langfristig zu einer Behebung von Engpässen (und somit Wirksamkeit) in dieser Region führen. Zusätzlich würden hierbei weitere Erzeugungseinheiten der Erneuerbaren Energien in das bestehende Stromnetz integriert werden.

Diese Maßnahme hat immer dann ein positiver Nutzen, wenn die angesprochenen Windparks mit hoher Last betrieben werden und sich im europäischen Binnenmarkt ein entsprechender Handelsfluss einstellt. Bei den aktuellen absehbaren Entwicklungen am Binnenmarkt ist dieser entspre-

chende Handelsfluss zu erwarten und festigt die Robustheit dieser Maßnahme im positiven Sinne.

Zusätzlich wurde dieses Projekt bereits als TEN-E Projekt (Verordnung 1364/2006/EG vom 06. September 2006) ausgewiesen und findet sich im TYNDP 2012 unter der Projekt-Bezeichnung 36 wieder. Die ersten Untersuchungen im TYNDP 2012 zeigen eindeutig den sehr hohen Nutzen, den solch ein Projekt haben würde.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 140 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme P64 M107 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnungen über 8760 Stunden.

Die mittlere Auslastung beträgt 63%, wobei die Leitung in 85% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet wird. In 17% der Stunden wird die zur Verfügung stehende Übertragungskapazität vollständig ausgeschöpft.

Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird somit als erforderlich eingestuft.

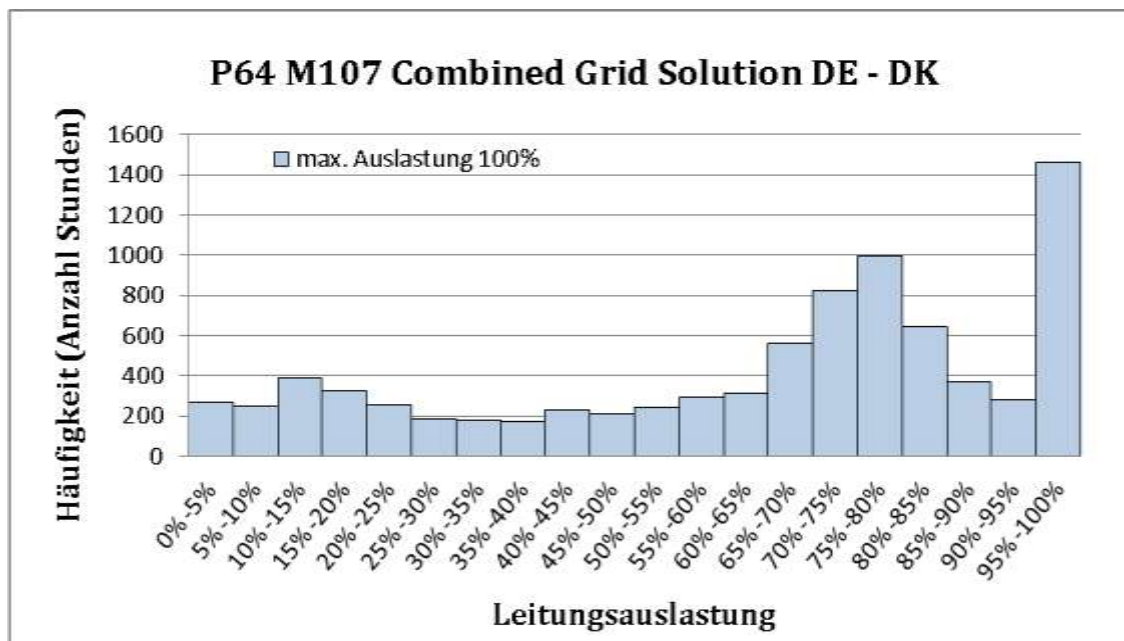


Abbildung 140: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M107 über 8760

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die vorhandenen Daten haben sich nicht geeignet, die Grafik aufzubereiten. Mit den Grafiken in diesem Abschnitt soll der be- und entlastende Einfluss einer Maßnahme auf das innerdeutsche Netz gezeigt werden. Da das Ziel dieser Maßnahme die Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Dänemark ist, es somit grenzüberschreitende Auswirkungen hat, wird auf die Erstellung einer Grafik verzichtet.

3. Konsultation

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststel-

lung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

Die Maßnahme ist wirksam und erforderlich und wird bestätigt.

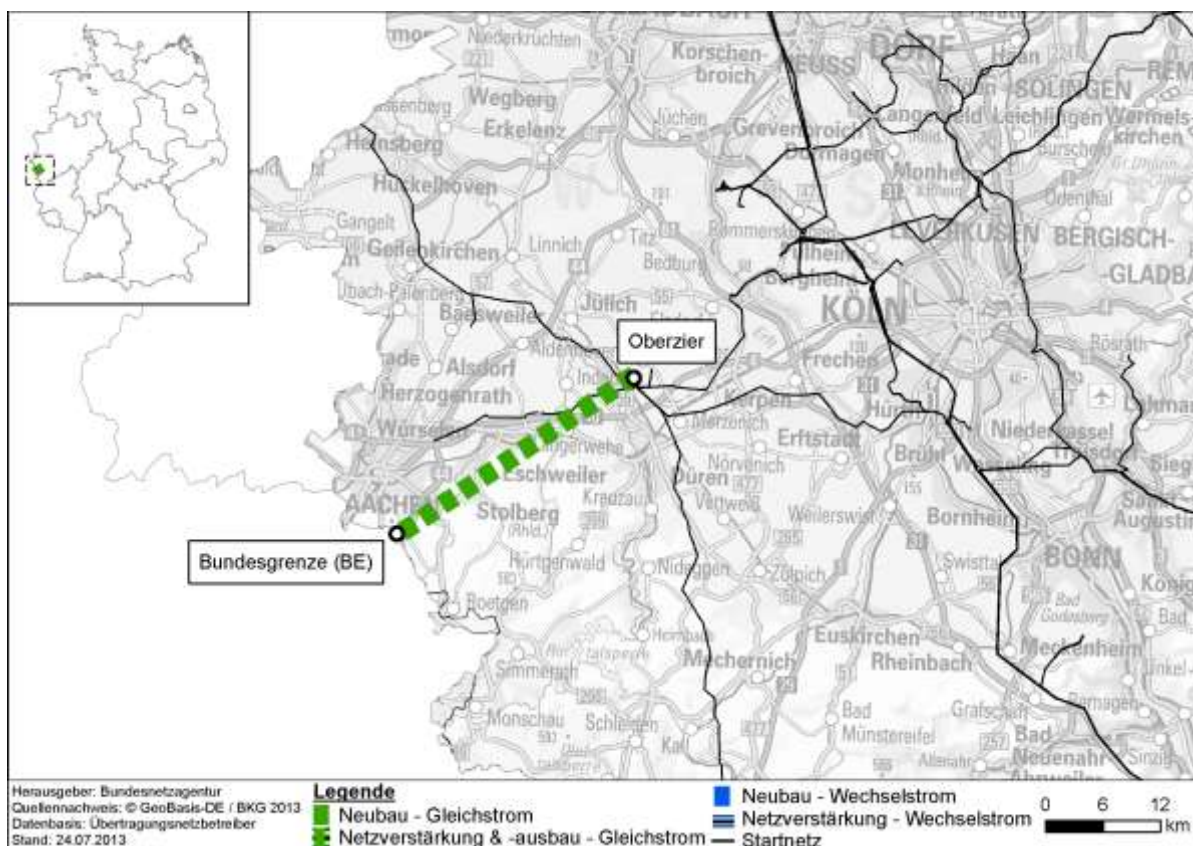
Projekt 65: Deutschland, Raum Aachen/Düren und Belgien, Lixhe

Maßnahme 98: Oberzier – Punkt Bundesgrenze (BE)

Die Maßnahme 98 (Oberzier – Punkt Bundesgrenze (BE)) wird bestätigt.

Beschreibung:

Das Projekt P65 zielt mit der Maßnahme M98 auf eine Erhöhung der Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und Belgien ab. Die Maßnahme sieht eine HGÜ-Verbindung mit dem Neubau zweier Umrichterstationen in den beiden 380-kV-Anlagen in Oberzier (Amprion) und Lixhe (Elia, Belgien) vor. Die HGÜ-Verbindung ist als Erdkabel geplant, wobei 45 km der insgesamt 100 km langen Trasse auf deutscher Seite liegen. Die Alternative sieht den Neubau einer HGÜ-Verbindung zwischen Dahlem und Brume (Belgien) vor. Im Folgenden werden die technischen Auswirkungen im Vergleich zur NEP13-Maßnahme untersucht.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Prüfung der Maßnahme 98

1.1.1 Wirksamkeit

Die Wirksamkeit dieser Maßnahme zeigt sich insbesondere bei der Betrachtung der westeuropäischen Stromflüsse über die Niederlande und anderer, von Deutschland westlicher Nachbarstaaten.

Sie verspricht wesentliche Vorteile im europäischen Verbundbetrieb, auch im Hinblick auf die Niederlande. Mit Hilfe der vorgeschlagenen HGÜ-Technologie kann aktiv im Netzbetrieb der Stromfluss eingestellt werden und somit belastende eventuelle Lastflüsse über das niederländische Stromnetz verringert werden. Diese erhöhten, belastenden Lastflüsse stellen sich ein, wenn über das deutsche HöS-Netz der Transportbedarf von Norden nach Süden steigt und Ausweichmöglichkeiten über die Nachbarländer beansprucht werden müssen.

Dieses Projekt ist technologisch als Pilotprojekt anzusehen, da es eine HGÜ-Erdkabel Verbindung vorsieht und sich bereits in einem fortgeschrittenen Planungsstadium befindet. Somit verspricht dieses Projekt schnell einen ersten Erfahrungswert beim Einsatz dieser Technologie sowohl für die Integration in das bestehende Drehstromnetz sowie den aktiven Netzbetrieb mit einem aktiv steuerbaren Netzelement.

Die Maßnahme M98 ist auch bekannt unter der Projektnamen „Alegro“ (TEN-E, Verordnung 1364/2006/EG vom 06. September 2006) und wird im TYNDP 2012 als Projekt 92 (92.146) aufgeführt. Die Maßnahme wird gemeinsam mit dem belgischen ÜNB Elia betrieben und findet sich auch in dessen NEP (September 2011) wieder.

Die (n-1) Untersuchungen finden auf Basis des durch die ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfalls der Stunde 7412 statt, dem das vollständige Zielnetz zugrunde liegt. In den entsprechenden Untersuchungen wird das Netz lediglich zwischen Maßnahme und Alternative variiert sowie um die ausfallende Leitung reduziert; etwaige Nichtverfügbarkeiten werden nicht beachtet. Ergänzend zu Berechnungen in Integral werden die Einstellungen der regelbaren Transformatoren (Längs-/ Quer-/ Schrägeregler) sowie der HGÜs abweichend vom Netznutzungsfall der ÜNB durch die Netzsimulationswerkzeuge des IFHT bestimmt. Dabei ist zu beachten, dass diese Einstellungen einen optimierten Netzzustand repräsentieren, der für jede Stunde einzeln ermittelt wird.

Ausfall des 380-kV-Stromkreises von Oberzier nach Dahlem

Die durchgeführten (n-1)-Berechnungen haben ergeben, dass ein 380-kV-Stromkreis der Leitung Oberzier-Dahlem mit 104,4% belastet ist, wenn der Parallelstromkreis ausfällt und wenn weder Maßnahme noch Alternative im Netz sind. Durch die Maßnahme reduziert sich diese Auslastung auf 98%. Die Maßnahme ist mit 1000 MW in Richtung Belgien maximal ausgelastet.

1.1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 141 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M98 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden der Simulationsumgebung des IFHT (Regionalisierung, Marktsimulation und Netzsimulation). Die durchschnittliche Auslastung beträgt 79%, wobei die Leitung in 98% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet wird. Bei einem signifikanten Anteil der simulierten Stunden wird die zur Verfügung stehende Übertragungskapazität vollständig ausgeschöpft.

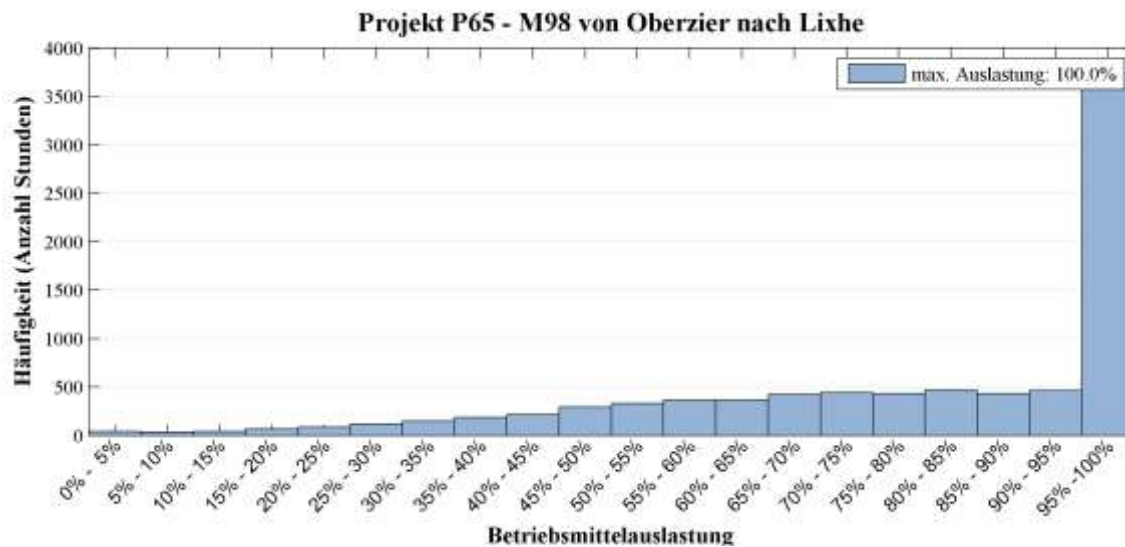
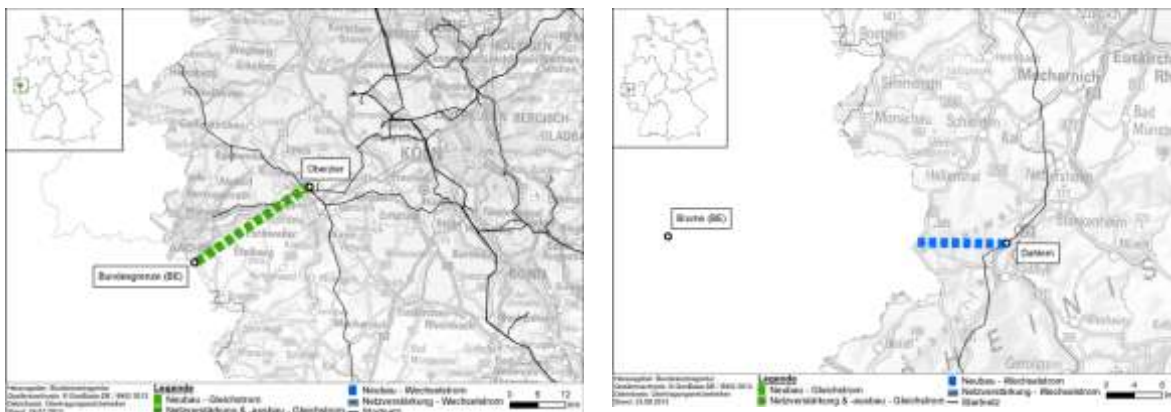


Abbildung 141: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M98 über 8760 h

1.2 Prüfung der vorhabenbezogenen Alternative

Die Alternativenprüfung sieht eine Verlagerung der beiden HGÜ – Anschlusspunkte von Oberzier – Lixhe nach Dahlem – Brume vor. Angesetzt wird eine HGÜ-Freileitung mit einer Leitungslänge von 65 km. Die Umrichter bleiben unverändert und werden mit einer maximalen Leistung von 1000 MW und einer Spannung 400 kV betrieben. Die Sammelschienenkupplung am Standort Dahlem wird zur Symmetrierung der Leistungsflüsse auf der Doppelleitung geschlossen.



1.2.1 Wirksamkeit

Auch im Falle der Alternative werden 1000 WM von Deutschland nach Belgien transportiert. Hier ist der betroffene Stromkreis im (n-1)-Fall mit 134% belastet. Diese höhere Auslastung resultiert daraus, dass die von der HGÜ aus Dahlem abgeführte Leistung die Strecke Oberzier – Dahlem zusätzlich zurücklegen muss. Im (n-1)-Fall ergibt sich somit die höhere Überlastung, die durch die Alternative nicht behoben werden kann.

1.2.2 Erforderlichkeit

Abbildung 142 zeigt das Auslastungsprofil der HGÜ zwischen Deutschland und Belgien für den Fall der alternativen Planung mit den Endpunkten Dahlem und Brume. Die durchschnittliche Auslastung beträgt 87% und die maximale Auslastung 100%. Die HGÜ ist in 98% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet, wobei die zur Verfügung stehende Übertragungskapazität ebenfalls für einen

signifikanten Anteil der simulierten Stunden vollständig ausgenutzt wird.



Abbildung 142: Histogramm der relativen Auslastung der HGÜ bei Realisierung gemäß Alternative über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Mit den Grafiken in diesem Abschnitt soll der be- und entlastende Einfluss einer Maßnahme auf das innerdeutsche Netz gezeigt werden. Da das Ziel dieser Maßnahme die Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Belgien ist, es somit grenzüberschreitende Auswirkungen hat, wird auf die Erstellung einer Grafik verzichtet.

3. Konsultation

Der positiven Hervorhebung dieser Maßnahme als Beitrag zur Vernetzung mit den europäischen Nachbarländern, wird durch die Bestätigung inzident Rechnung getragen.

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

Die Wirksamkeit ist mit der Alternative nicht gegeben. Da die kritisch belastete Leitung Oberzier – Dahlem durch die alternative Planung zusätzlich belastet wird, verschlimmert sich die (n-1)-Verletzung anstatt sich zu verbessern. Die ursprüngliche Planung der Maßnahme entlastet die Leitung Oberzier – Dahlem dagegen.

Die Maßnahme selber ist wirksam und erforderlich und wird bestätigt.

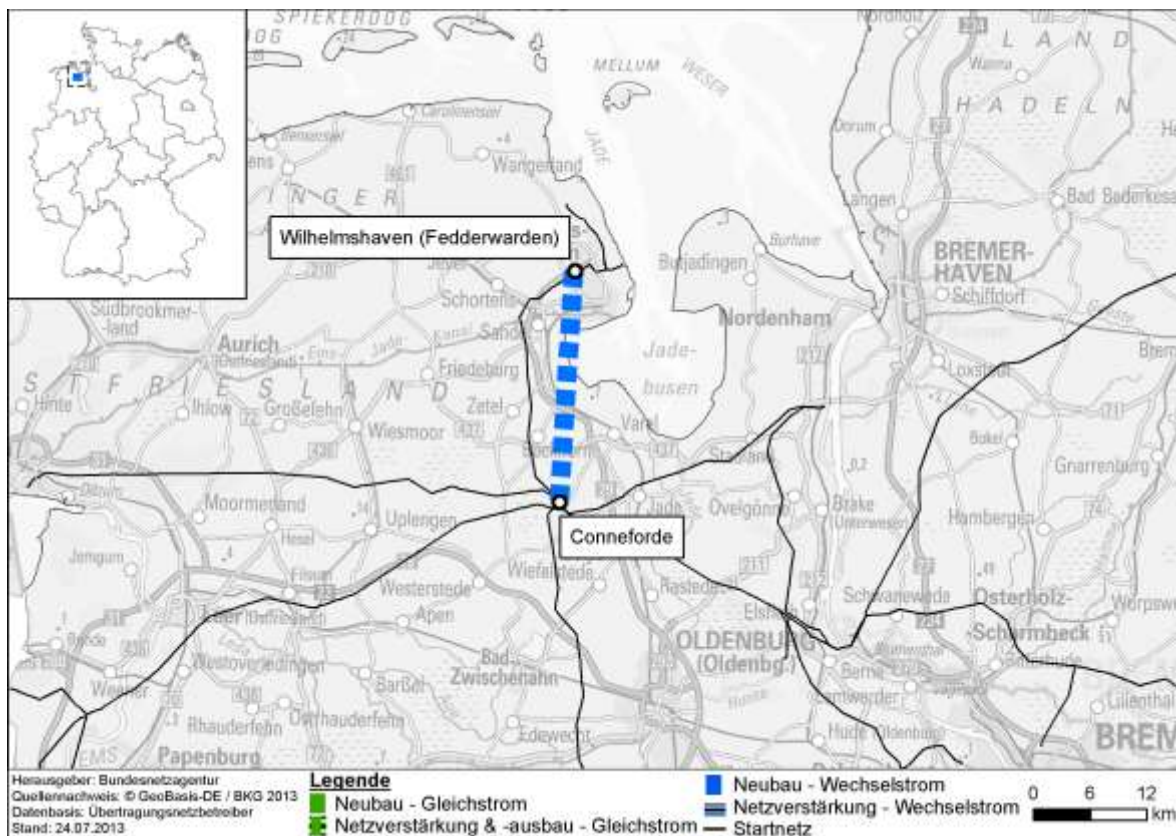
Projekt 66: Wilhelmshaven – Conneforde

Maßnahme 101: Wilhelmshaven (Fedderwarden) – Conneforde

Die Maßnahme 101 (Wilhelmshaven (Fedderwarden) – Conneforde) wird bestätigt.

Beschreibung:

Von Wilhelmshaven nach Conneforde ist der Neubau einer 380-kV-Leitung vorgesehen (Netzausbau). Hierzu ist die 380-kV-Schaltanlage Conneforde zu verstärken (Netzverstärkung). In Fedderwarden nahe Wilhelmshaven ist eine 380-kV-Schaltanlage neu zu bauen (Netzausbau).



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2016

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die (n-1) Untersuchungen finden auf Basis des durch die ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfalls (NNF) der Stunde 7479 statt, dem das vollständige Zielnetz zugrunde liegt. In den entsprechenden Untersuchungen wird das Netz lediglich um die betrachtete Maßnahme sowie um die ausfallende Leitung reduziert; etwaige Nichtverfügbarkeiten werden nicht beachtet. Die Einstellungen der regelbaren Transformatoren (Längs-/ Quer-/ Schrägeregler) sowie der HGÜs werden abweichend vom Netznutzungsfall der ÜNB durch die Netzsimulationswerkzeuge des IFHT bestimmt.

Dabei ist zu beachten, dass diese Einstellungen einen optimierten Netzzustand repräsentieren, der für jede Stunde einzeln ermittelt wird.

Ausfall eines 220-kV-Stromkreises von Maade nach Conneforde

Bei Ausfall des 220-kV-Stromkreises von Maade nach Conneforde ist der parallele 220-kV-Stromkreis zu 113% belastet. Ein 220 kV/380 kV-Transformator in Conneforde ist ebenfalls überlastet, sodass keine (n-1)-Sicherheit gegeben ist. Da in der Region keine Querregler oder HGÜ-Systeme verbaut sind, die einen Einfluss auf diese Überlastung haben könnten, gibt es keine entsprechende betriebsbezogene Möglichkeit, die Leitung zu entlasten.

Durch die Maßnahme sinkt die Belastung des 220-kV-Stromkreises Maade – Conneforde im (n-1)-Fall auf 32%, sodass (n-1)-Sicherheit gegeben ist.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 143 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M101 im Rahmen der durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden in der Simulationsumgebung des IFHT (Regionalisierung, Marktsimulation und Netzsimulation). Die Hauptflussrichtung besteht von Wilhelmshaven nach Conneforde in Richtung Süden. Die mittlere Auslastung beträgt 15%, wobei die Leitung bei 12% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet wird. Die maximale Auslastung beträgt 27,4%.

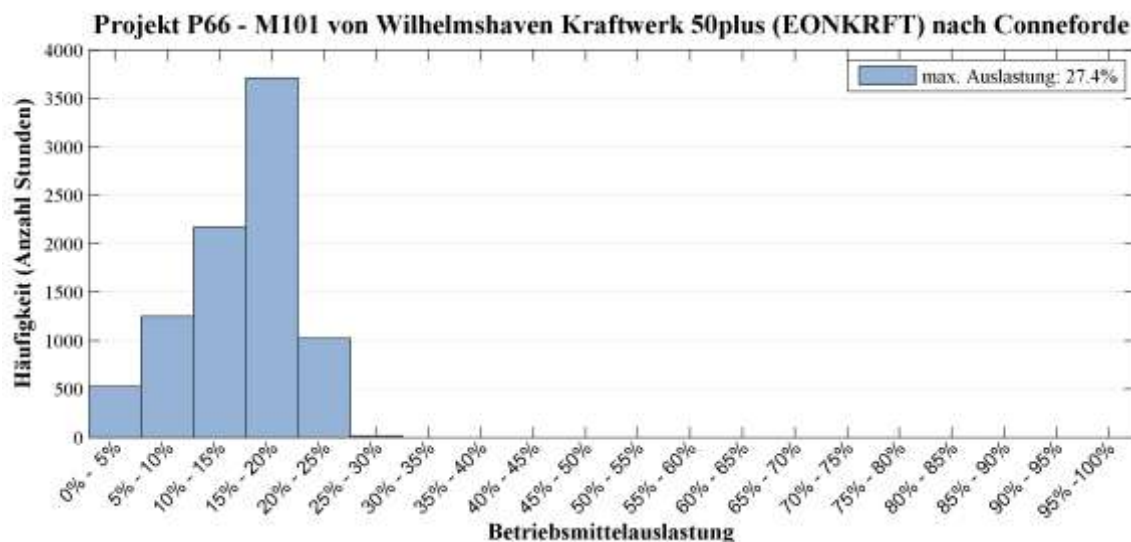


Abbildung 143: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M101 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 144 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahme M101 auf das umliegende Netz dargestellt. Die Entlastung der bestehenden 220-kV-Systeme im Bereich der Maßnahme ist deutlich zu erkennen.

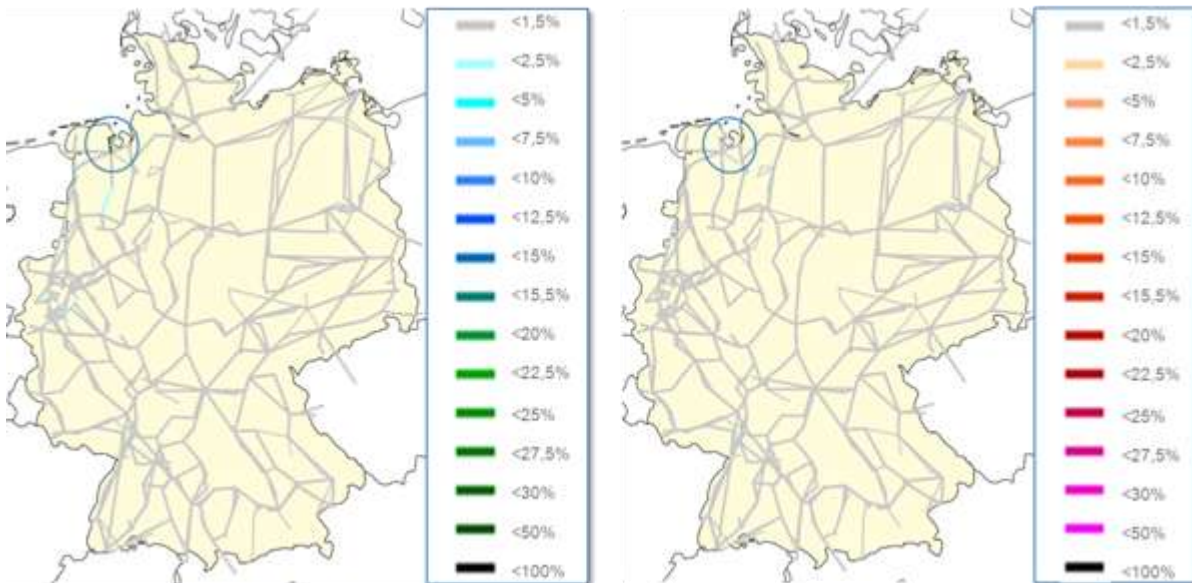


Abbildung 144: Einfluss der Maßnahme M101 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760

3. Konsultation

Der Hinweis, dass die Maßnahme bereits im Planfeststellungsverfahren ist, wird zur Kenntnis genommen. Die Aufnahme in das Startnetz erfolgt nach erfolgreichem Abschluss dieses Verfahrens.

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

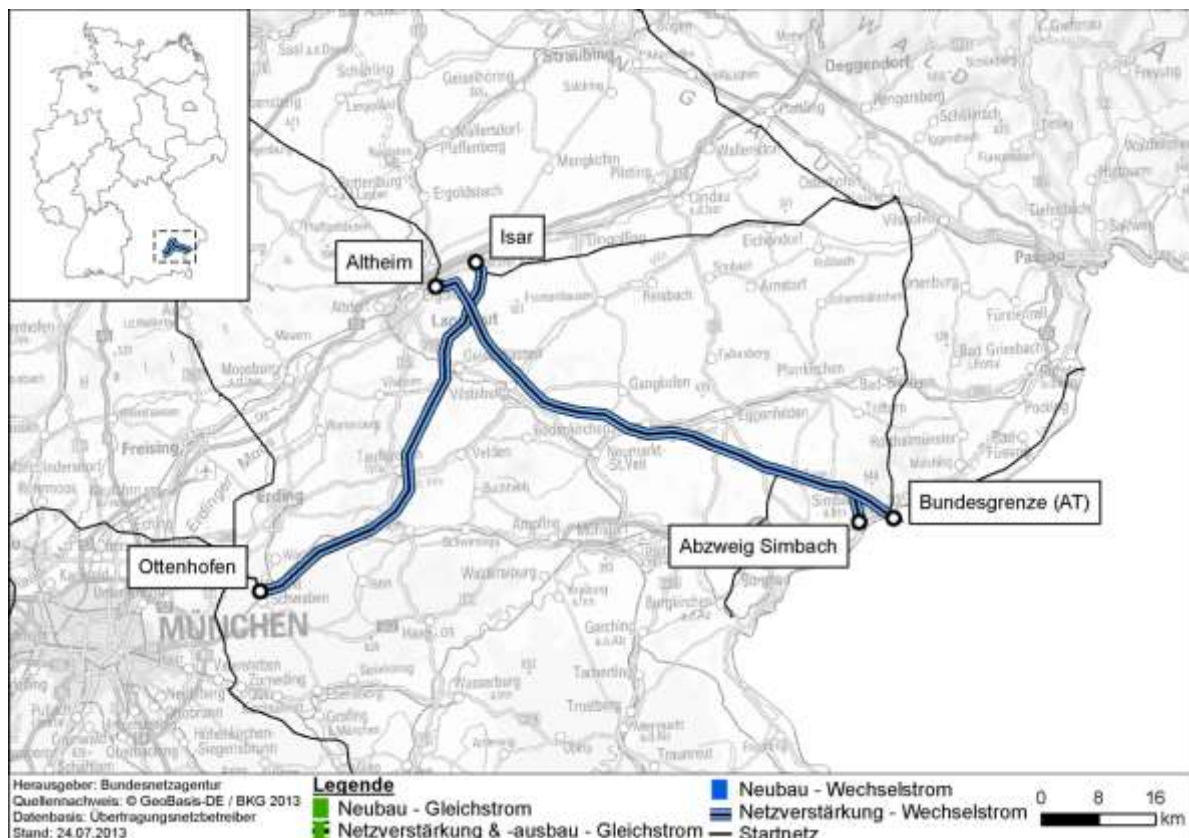
4. Befund

Die (n-1)-Sicherheit des Netzes ist mit den aktuellen 220-kV-Netzstrukturen zwischen Conneforde und Wilhelmshaven in Zukunft nicht gewährleistet. Die Maßnahme 101 stellt die (n-1)-Sicherheit wirksam her. Da die Maßnahme auch erforderlich ist, wird sie bestätigt.

Projekt 67: Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich

Beschreibung:

Das Projekt wird dazu beitragen, die Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich zu erhöhen. Dazu notwendig ist die Netzverstärkung bzw. der Netzausbau zwischen Altheim, Isar, Ottenhofen und St. Peter.

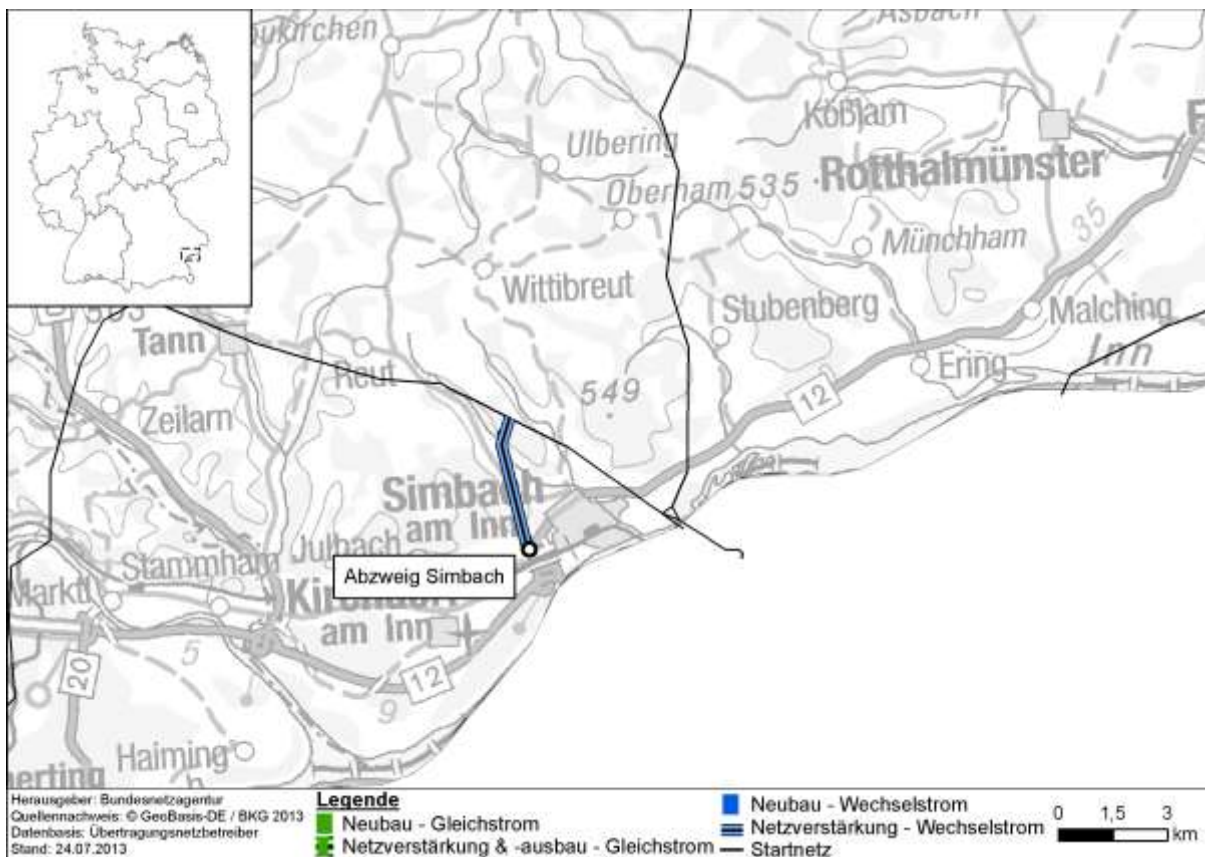


Maßnahme 102: Abzweig Simbach

Die Maßnahme 102 (Abzweig Simbach) wird bestätigt.

Beschreibung:

Im Rahmen der Maßnahme erfolgt die Anbindung der unten beschriebenen Leitung durch die Einschleifung in einen Stromkreis zwischen Isar und Ottenhofen, so dass ein Stromkreis von Ottenhofen über Simbach nach Österreich und ein Stromkreis von Isar nach Österreich besteht. In Simbach muss die bestehende 220-kV-Schaltanlage durch eine neue 380-kV-Schaltanlage inklusive 380/110-kV-Transformatoren ersetzt werden (Netzausbau).



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2015

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Zunahme der installierten Leistung von Erneuerbaren Energien in Deutschland sowie der Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken in Österreich führt zu einem erhöhten Bedarf an grenzüberschreitender Transportkapazität. Netzbezogene Maßnahmen, die bei Gefährdung der (n-1)-Sicherheit derzeit eingesetzt werden, reichen durch die erhöhten Flüsse zukünftig nicht mehr aus, um die (n-1)-Sicherheit zu gewährleisten.

Im Zuge der Spannungsumstellung von 220-kV auf 380-kV ist die Umstellung der 220-kV-Anlage Simbach, sowie deren Einbindung in das 380-kV-Netz notwendig

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 145 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M102 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnungen über 8760 Stunden. In 63% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 55%. Die mittlere Auslastung beträgt 24%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird von der Bundesnetzagentur derzeit als erforderlich eingestuft.

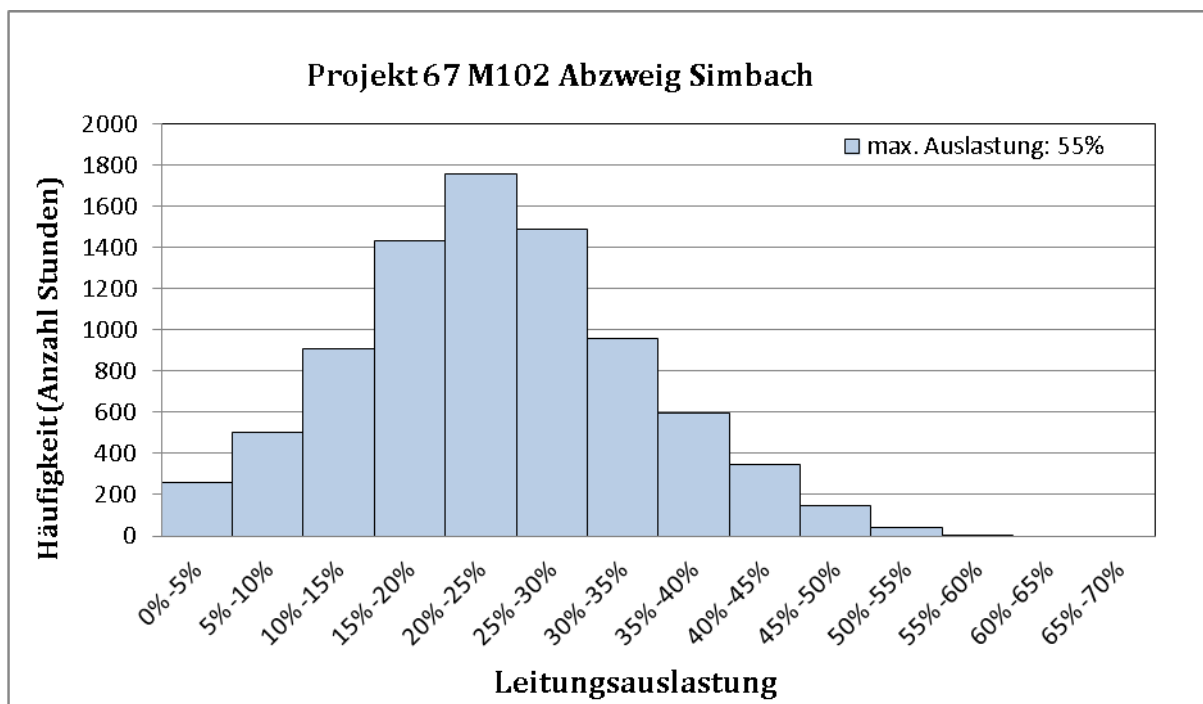


Abbildung 145: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M102 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die vorliegenden Daten lassen keine Berechnung des Einflusses der Maßnahme auf das umgebende Netz zu.

3. Befund

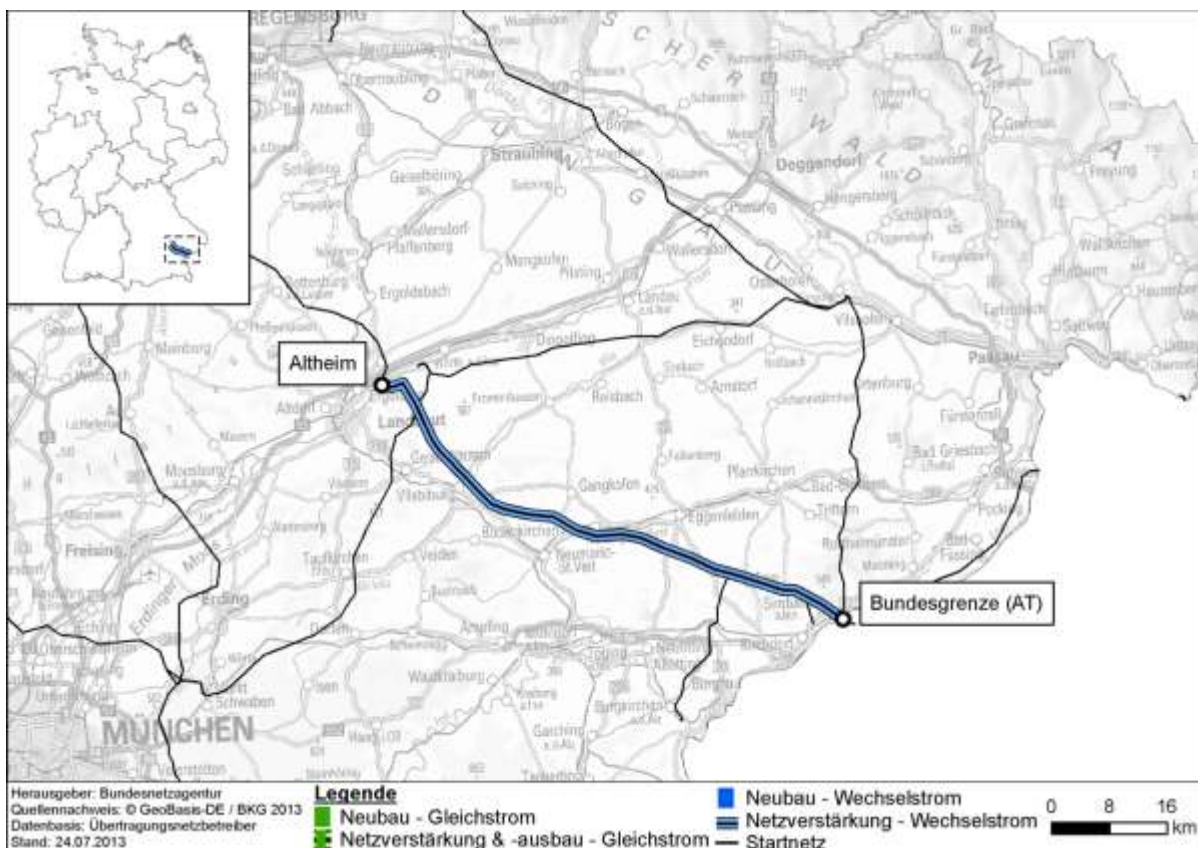
Die Maßnahme M102 ist wirksam und erforderlich und wird bestätigt.

Maßnahme 103: Altheim – Bundesgrenze (AT)

Die Maßnahme 103 (Altheim – Bundesgrenze AT) wird bestätigt.

Beschreibung:

Im Rahmen der Maßnahme wird die 220-kV-Leitung von Altheim nach St.Peter (Österreich) durch eine neue 380-kV-Verbindung in bestehender Trasse abgelöst (Netzverstärkung). In Altheim wird eine neue 380-kV-Schaltanlage inklusive 380/110-kV-Transformatoren und einem 380/220-kV-Transformator errichtet (Netzausbau). Die Schaltanlage wird in einen Stromkreis von Isar nach Ottenhofen eingeschleift, so dass eine Verbindung von Isar über Altheim nach Ottenhofen entsteht. Die Maßnahme ist gekoppelt mit P112 Netzverstärkung Pleinting – Pirach – St.Peter.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2017

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Zunahme der installierten Leistung von Erneuerbaren Energien in Deutschland sowie der Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken in Österreich führt zu einem erhöhten Bedarf an grenzüberschreitender Transportkapazität. Netzbezogene Maßnahmen, die bei Gefährdung der (n-1)-Sicherheit derzeit eingesetzt werden, reichen durch die erhöhten Flüsse zukünftig nicht mehr aus,

um die (n-1)-Sicherheit zu gewährleisten.

Die Maßnahme M103 erhöht durch die Spannungsumstellung von 220-kV auf 380-kV die Transportleistung des Netzes zwischen Deutschland und Österreich. Dies führt zu einer wirksamen Verminderung von Engpässen und der Entlastung anderen Netzregionen.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 146 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M103 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnungen über 8760 Stunden. In 3% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 32%. Die mittlere Auslastung beträgt 7%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird von der Bundesnetzagentur derzeit als erforderlich eingestuft.

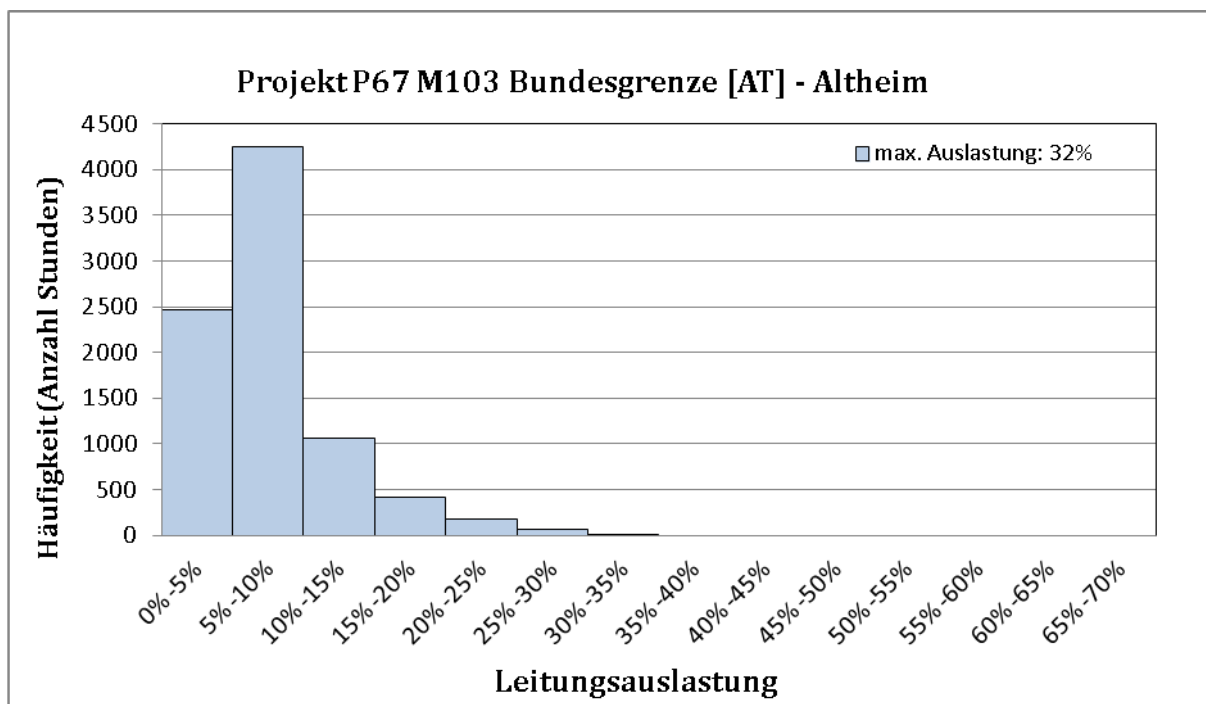


Abbildung 146: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M103 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die vorliegenden Daten lassen keine Berechnung des Einflusses der Maßnahme auf das umgebende Netz zu.

3. Konsultation

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht. Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

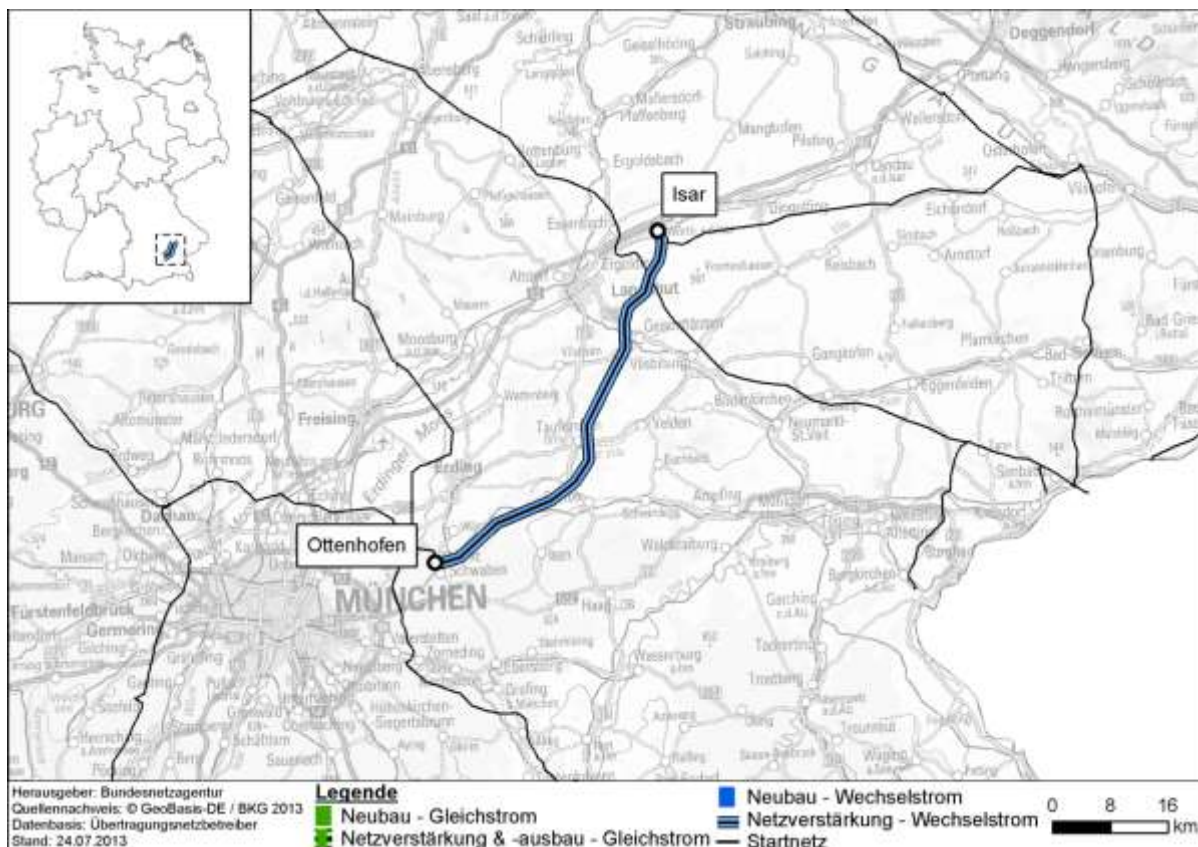
Die Maßnahme M103 ist wirksam und erforderlich und wird bestätigt.

Maßnahme 104: Isar nach Ottenhofen

Die Maßnahme 104 (Isar – Ottenhofen) wird bestätigt.

Beschreibung:

Bei dieser Maßnahme wird die Leitung von Isar nach Ottenhofen durch die Zubeseilung eines weiteren Stromkreises verstärkt (Netzverstärkung).



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2017

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Zunahme der installierten Leistung von Erneuerbaren Energien in Deutschland sowie der Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken in Österreich führt zu einem erhöhten Bedarf an grenzüberschreitender Transportkapazität. Netzbezogene Maßnahmen, die bei Gefährdung der (n-1)-Sicherheit derzeit eingesetzt werden, reichen durch die erhöhten Flüsse zukünftig nicht mehr aus, um die (n-1)-Sicherheit zu gewährleisten.

Die Maßnahme M104 umfasst die Zubeseilung einer 380-kV-Leitung von Isar nach Ottenhofen und hilft wirksam dabei, Engpässe zu beheben.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 147 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M104 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnungen über 8760 Stunden. In 33 der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 23%. Die mittlere Auslastung beträgt 5,7%.

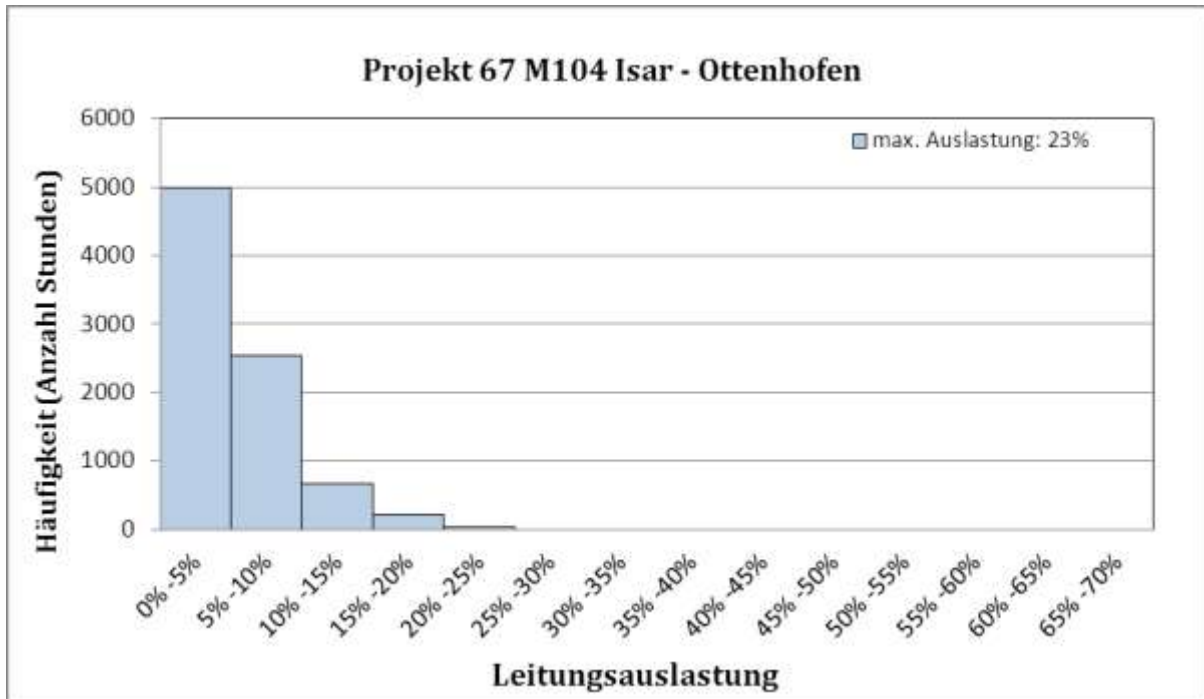


Abbildung 147: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M104 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die vorliegenden Daten lassen keine Berechnung des Einflusses der Maßnahme auf das umgebende Netz zu.

3. Befund

Die Maßnahme M104 ist wirksam und erforderlich.

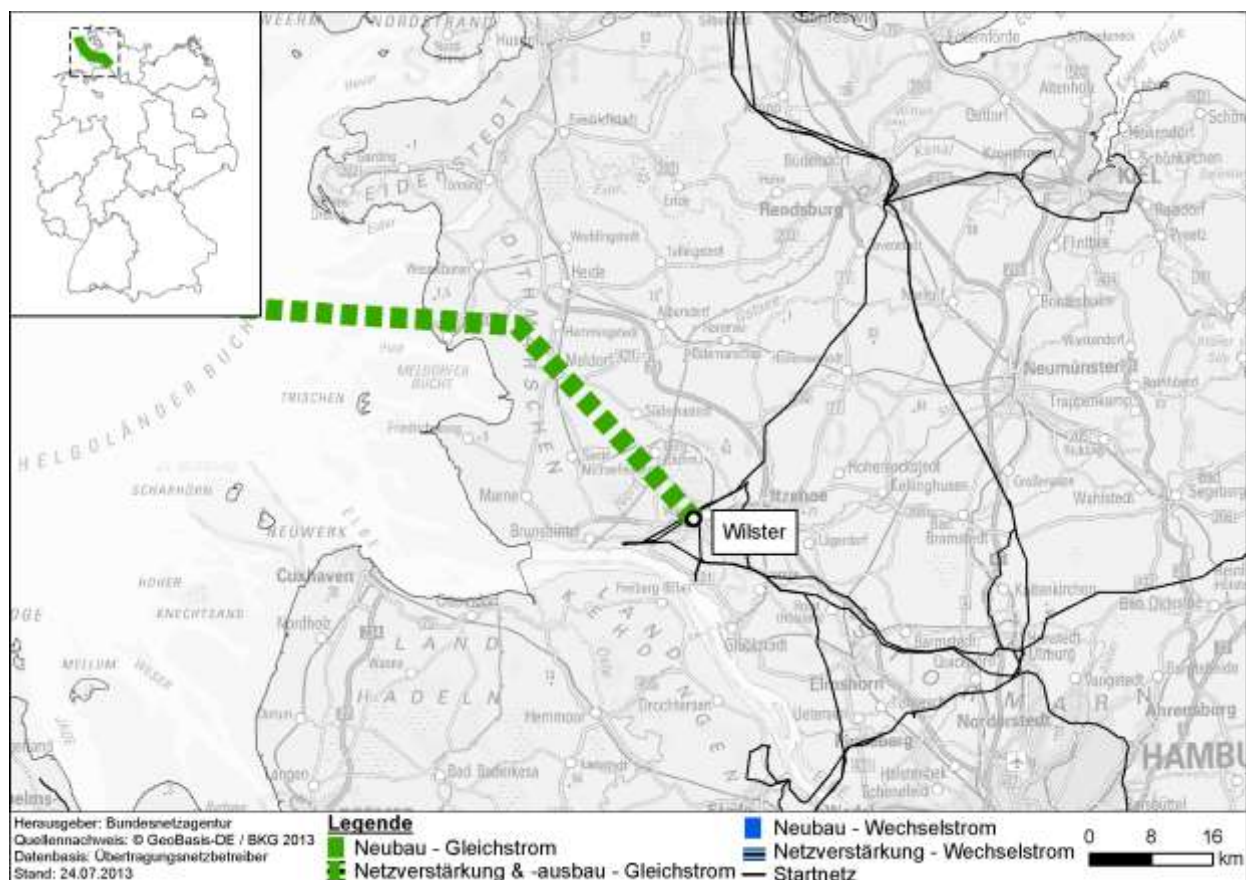
Projekt 68: Deutschland – Norwegen

Maßnahme 108: Deutschland – Norwegen

Die Maßnahme 108 (Deutschland – Norwegen) wird bestätigt.

Beschreibung:

Von dem voraussichtlichen Netzanschlusspunkt in Norddeutschland nach Norwegen wird ein DC-Kabel verlegt (Netzausbau). Die 380-kV-Schaltanlage am voraussichtlichen Netzanschlusspunkt ist zu verstärken (Netzverstärkung).



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Notwendigkeit eines Interkonnektors zwischen Deutschland und Norwegen entfaltet ihre Wirksamkeit, wenn sich im deutschen Übertragungsnetz Engpässe bei z. B. hohen Windeinspeisungen einstellen, und diese nicht in den Süden abtransportiert werden können. Hier schafft diese Maßnahme durch Ihre Verbindung zu Speicherkapazitäten im Ausland eine Abhilfe.

Zusätzlich kann durch die technologische Ausführung als HGÜ der Stromfluss in Richtung Deutschland eingestellt werden, sollte es in Deutschland zu einer kritischen Netzsituation aufgrund einer geringen (nationalen) Einspeisung kommen. Hierbei wird überschüssiger Strom aus EE-Anlagen mit

Hilfe eines gerichteten Stromtransports (HGÜ) entweder in Richtung Norwegen oder bei Bedarf zurück in Richtung Deutschland transportiert. Diese Maßnahme führt damit auch zu einer weiteren Förderung des europäischen Binnenmarkts, in dem Marktgebiete stärker bzw. unmittelbar verbunden werden und entsprechende Handelsflüsse realisiert werden können.

Dies wurde bereits in ersten Untersuchungen der North Sea Countries Offshore Grid Initiative (NSCOGI) untersucht und wurde auch unter Projektbezeichnung 37.142 im TYNDP 2012 festgestellt. Hierbei wurden in den ersten Analysen hohe Nutzen für die sozio-ökonomischen Faktoren und die Einbindung Erneuerbaren Energien festgestellt.

Die technische Ausführung einer solchen Verbindung als 1.400 MW-HGÜ-Interkonnektor wird einen hohen Erkenntniswert für die praktische Umsetzung solcher zukünftigen Projekte mit sich bringen.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 148 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M108 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnungen über 8760 Stunden.

Die mittlere Auslastung beträgt 84%, wobei die Leitung in 92% der betrachteten Stunden über 20% ausgelastet wird. In 85% der Stunden wird die zur Verfügung stehende Übertragungskapazität vollständig ausgeschöpft.

Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird somit als erforderlich eingestuft.

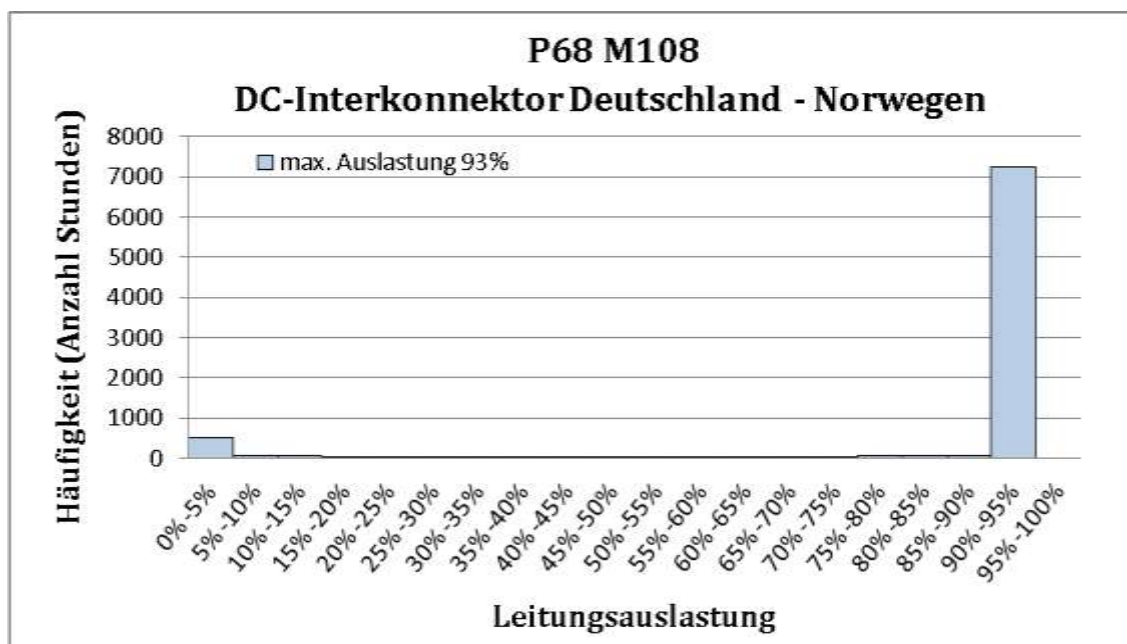


Abbildung 148: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M108 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Mit den Grafiken in diesem Abschnitt soll der be- und entlastende Einfluss einer Maßnahme auf das innerdeutsche Netz gezeigt werden. Da das Ziel dieses Projekts die Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Norwegen ist, es somit grenzüberschreitende Auswirkungen hat,

wird auf die Erstellung einer Grafik verzichtet.

3. Konsultation

Der Forderung eine zweite „Nord-Link“ Verbindung in den NEP aufzunehmen wird nicht nachgekommen, sondern auf das in der Entwicklung befindliche Projekt NorGer verwiesen, das aber nicht Bestandteil des NEP ist.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

Die Maßnahme ist wirksam und erforderlich und wird daher bestätigt.

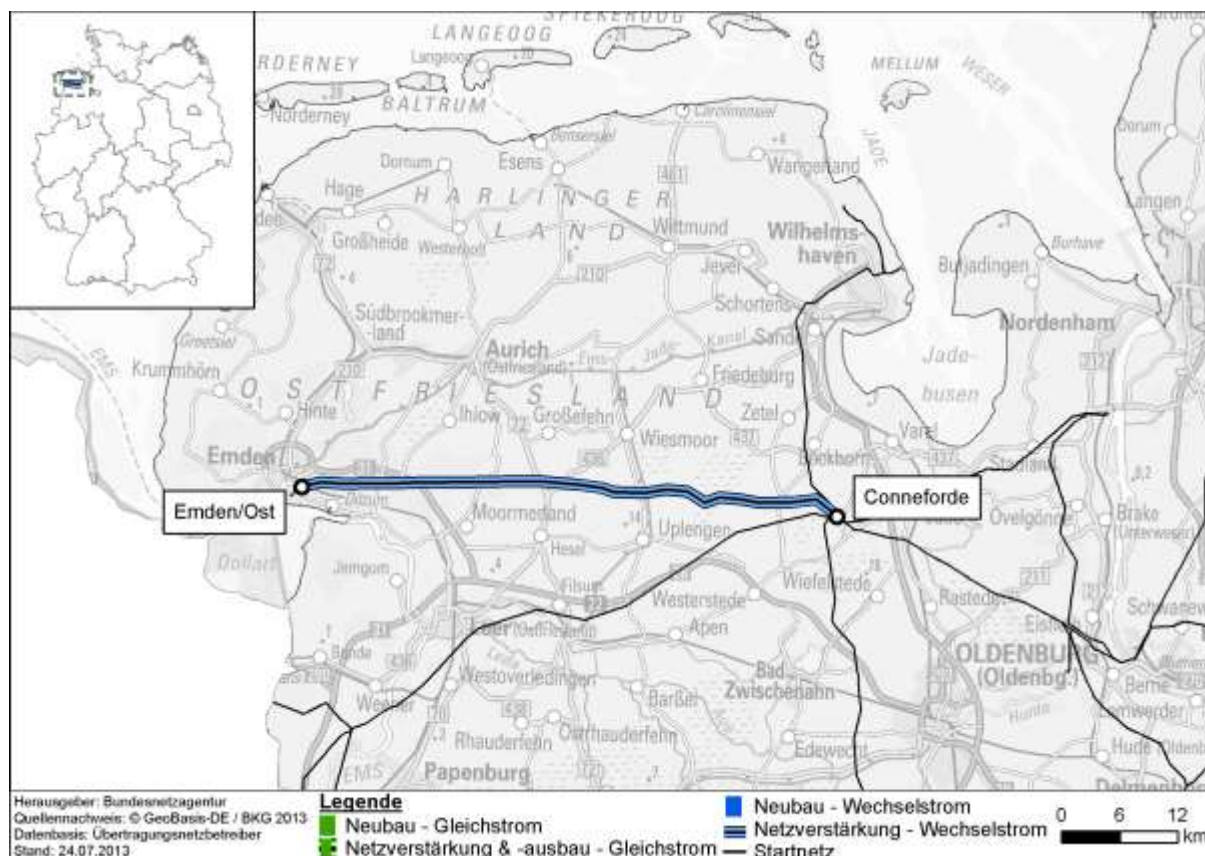
Projekt 69: Emden/Ost – Conneforde

Maßnahme 105: Emden/Ost – Conneforde

Das Projekt 69 (Emden/Ost – Conneforde) wird bestätigt.

Beschreibung:

Von Emden/Ost nach Conneforde ist eine Netzverstärkung durch Neubau einer 380-kV-Leitung in der bereits bestehenden Trasse der 220-kV-Leitung vorgesehen (Netzverstärkung). Hierzu ist die Schaltanlage in Emden/Ost (Netzausbau) neu zu errichten und die Schaltanlage in Conneforde zu verstärken bzw. es muss im Detail geprüft werden, ob die 380-kV-Schaltanlage Conneforde verstärkt werden kann oder ob ein Neubau an anderer Stelle notwendig wird (Netzausbau).



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2017

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Prüfung der Wirksamkeit der Maßnahme M105 basiert auf dem Netznutzungsfall der Stunde 3204, der von den ÜNB zur Begründung bereitgestellt wurde.

In der Begründung wird der Ausfall der HGÜ-Verbindung von Emden/Ost nach Osterath angeführt. Dieser führt zu einer Auslastung der beiden 220-kV-Leitung von Emden/Ost nach Conneforde von 120 %. Mit der Maßnahme werden die beiden 380-kV-Leitungen der Maßnahme von

Emden nach Conneforde zu je 42 % ausgelastet.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 149 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M69 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnung über 8760 Stunden. In 10% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 33%. Die mittlere Auslastung beträgt 14,6%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird als erforderlich eingestuft.

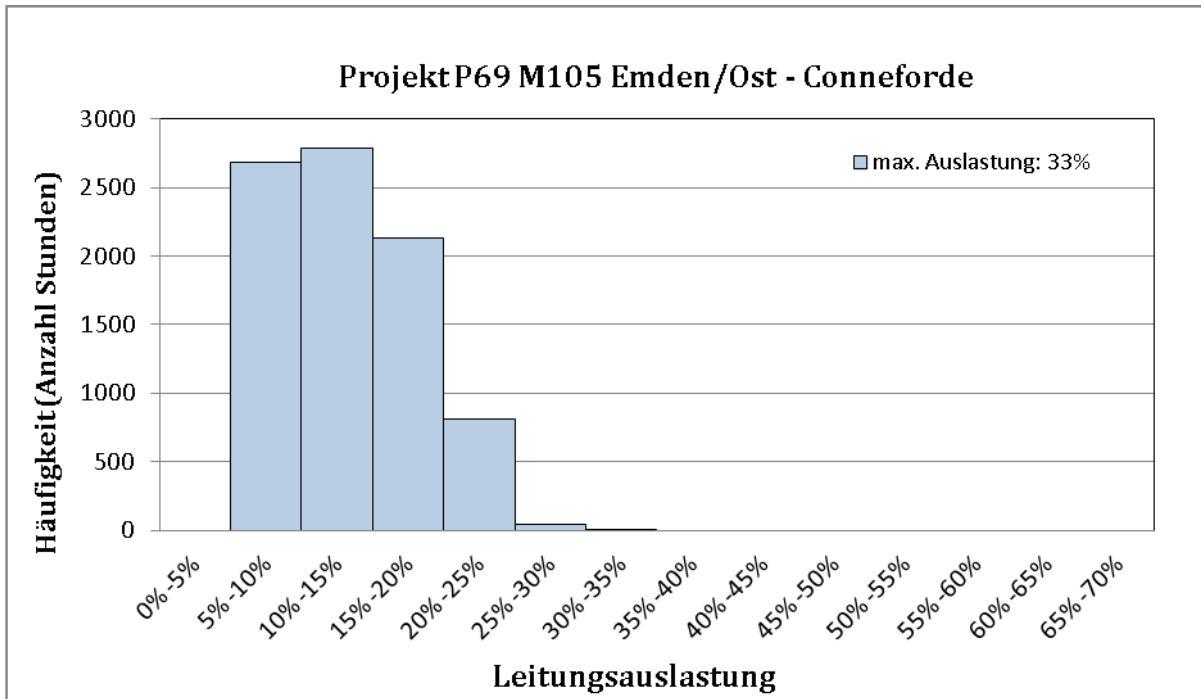


Abbildung 149: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M105 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die vorhandenen Daten haben sich nicht zur Aufbereitung der Grafik geeignet.

3. Konsultation

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

Die Maßnahme ist wirksam und erforderlich und wird daher bestätigt.

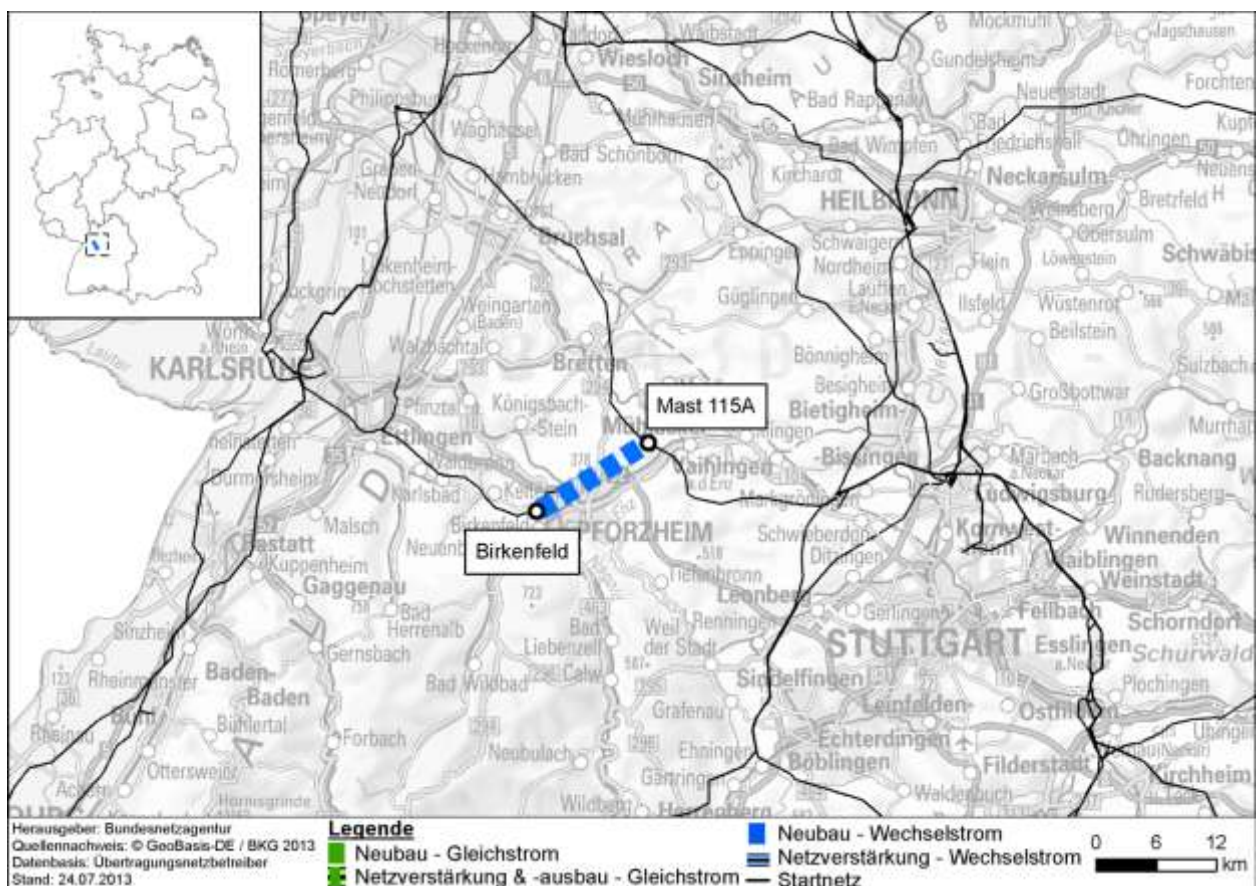
Projekt 70: Birkenfeld

Maßnahme 106: Birkenfeld

Die Maßnahme 106 (Birkenfeld) wird bestätigt.

Beschreibung:

Die Maßnahme umfasst den Neubau einer 380 kV-Doppelleitung zwischen Mast 115A und der Schaltanlage Birkenfeld. Der Neubau erfolgt weitestgehend in bestehenden 110 kV-Trassen. Darüber hinaus wird die Schaltanlage Birkenfeld am bisherigen Standort der 220 kV-Anlage durch einen Neubau für 380 kV ersetzt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2020

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Da kein geeigneter Datensatz vorlag, konnte die Wirksamkeit der Maßnahme nicht durch Untersuchungen eines Netzmodells bestätigt werden. Zur Begründung des Projektes wurden Planungsunterlagen eingereicht, welche die Lastentwicklung in der Region Karlsruhe als Ursache des benannten Ausbaubedarfes anführen.

In den Planungsunterlagen wird bis zum Jahr 2020 mit einer Steigerung der Last in der Region Karlsruhe um 11 % gerechnet. Um diesem gesteigerten Bedarf sicher und zuverlässig gerecht zu werden, wird die verstärkte Anbindung des unterlagerten 110 kV-Verteilnetzes durch eine Neuansbindung an das 380 kV-Netz unter Nutzung der bestehenden 110 kV – Trasse als wirksame Maßnahme bestätigt.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 150 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M106 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnung über 8760 Stunden. In 43% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 42%. Die mittlere Auslastung beträgt 22%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird als erforderlich eingestuft.

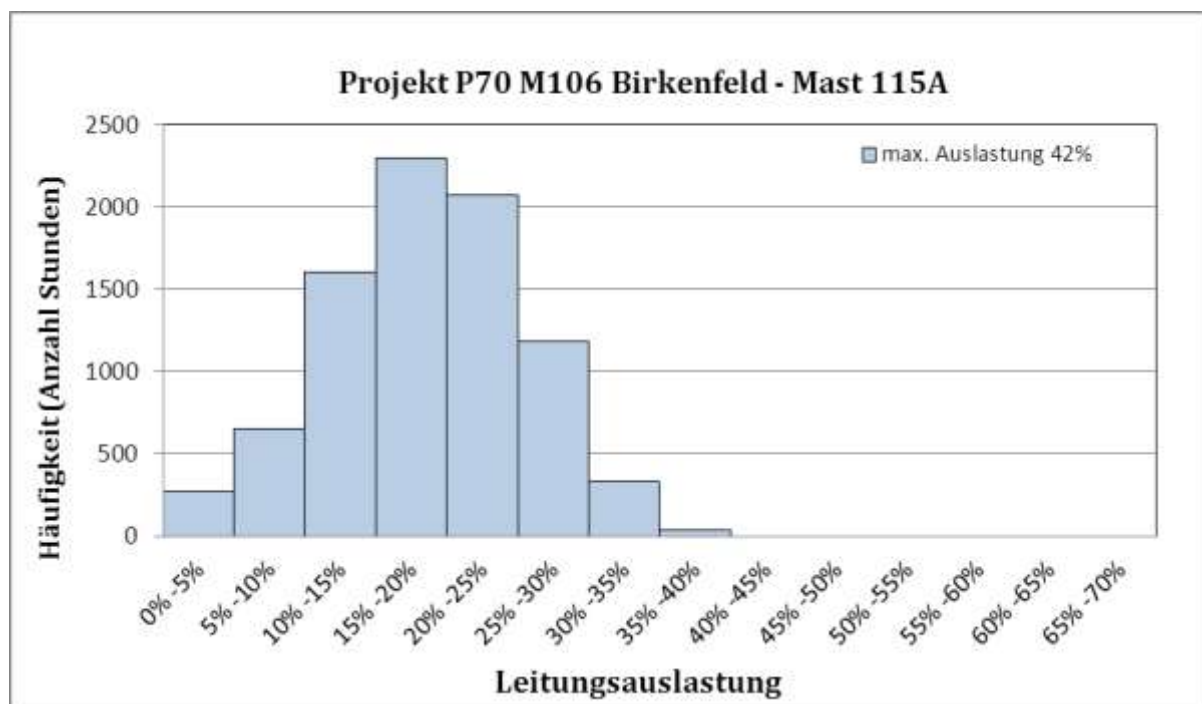


Abbildung 150: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M106 über 8760 Stunden.

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die vorhandenen Daten haben sich nicht zur Aufbereitung der Grafik geeignet.

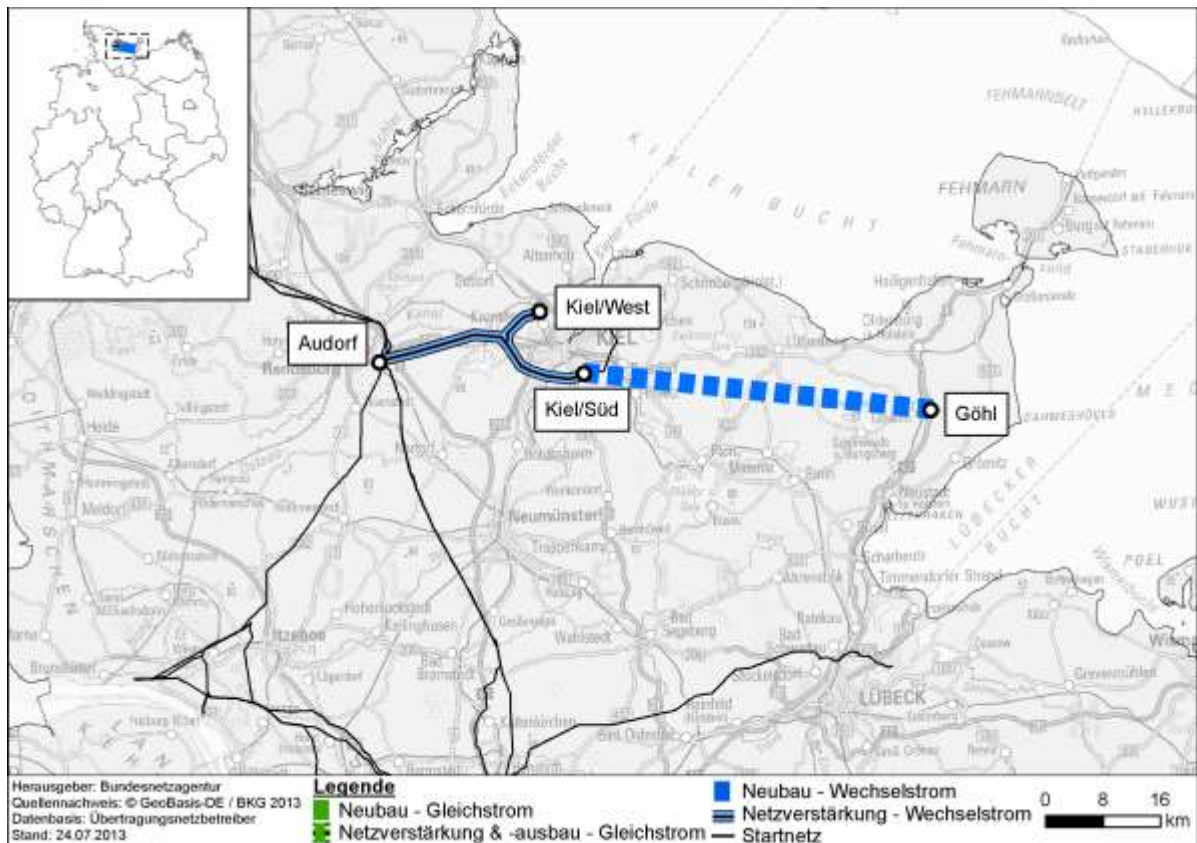
3. Befund

Die Maßnahme M106 ist wirksam und erforderlich und wird bestätigt.

Projekt 71: Audorf – Kiel – Göhl

Beschreibung:

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein und von Schleswig-Holstein nach Süden.

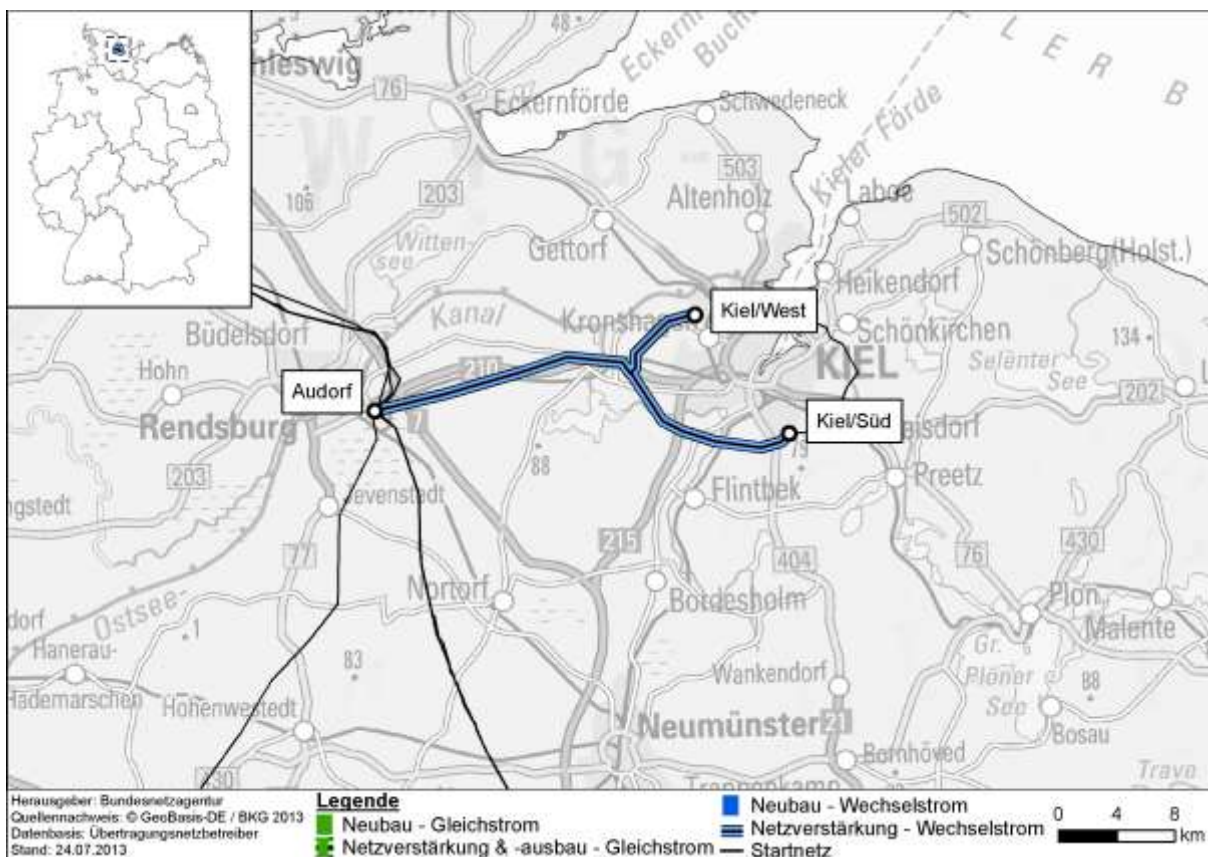


Maßnahme 46: Audorf – Kiel

Die Maßnahme 46 (Audorf – Kiel) wird nicht bestätigt.

Beschreibung:

Im Rahmen dieser Maßnahme ist eine Netzverstärkung von Audorf nach Kiel durch den Neubau einer 380-kV-Leitung in der Trasse der bestehenden 220-kV-Leitung vorgesehen (Netzverstärkung). Die bestehende 220-kV-Struktur wird zurückgebaut. Zusätzlich ist die vorhandene 380-kV-Schaltanlage Audorf zu verstärken (Netzverstärkung). Zum Anschluss der Leitung müssen die bestehenden 220-kV-Schaltanlagen Kiel/Süd und Kiel/West komplett neu mit einer Nennspannung von 380 kV errichtet werden (Netzausbau).



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: Die Maßnahme M46 wurde im NEP Strom 2013 den „zu beobachtenden“ Netzmaßnahmen zugeordnet. Die ÜNB sind der Aufforderung der BNetzA (S. 389 Entwurf der Bestätigung NEP Strom 2013) nicht nachgekommen ein Inbetriebnahmejahr für die Maßnahmen nachzureichen.

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Prüfung der Maßnahme 46 basiert auf dem Netznutzungsfall der Stunde 987, der von den ÜNB zur Begründung bereitgestellt wurde. In der Begründung wird der Ausfall der 220-kV-

Leitung zwischen Kiel/West und Audorf angeführt. Dieser führt zu einer Auslastung der Leitung von Kiel/Süd nach Audorf mit 106,8 %.

Durch die Maßnahme werden die 220-kV-Leitungen zwischen Kiel/Süd, Kiel/West und Audorf durch 380-kV-Leitungen ersetzt. Fällt die 380-kV-Leitung von Kiel/West nach Audorf aus, so ist im diesem Fall die Leitung von Kiel/Süd nach Audorf mit 28,5 % ausgelastet. Die im vorgelegten NNF ersichtliche (n-1)-Verletzung wird somit durch die Maßnahme 46 behoben.

Wird die Topologie in Audorf im Netz ohne die Maßnahme geändert, ist es möglich die Überlastung der Leitung von Kiel/Süd nach Audorf auf 99,7 % zu senken. Die Wirksamkeit kann deshalb in dem vorgelegten Fall nicht bestätigt werden.

Ergänzend wurden anhand eines kombinierten Datensatzes des Übertragungsnetzes und des Hochspannungsverteilnetzes (110kV) in Schleswig-Holstein Untersuchungen bezüglich der Auswirkungen der Maßnahme M46 durchgeführt. Es zeigte sich, dass selbst bei vollständigem Ausbau des Höchstspannungsnetzes gemäß der Projekte P71 und P72 noch Ausbaubedarf auf der 110 kV-Ebene in den Regionen Göhl und Kiel sowie auf der Verbindung Göhl-Siems und zwischen Bornhöved-Niendorf-Lübeck vorbleibt. Alternativ wurden die Auswirkungen eines geringer gestalteten 380 kV-Zubaus auf das unterlagerte Netz untersucht. Ohne M46 und ohne M47 jedoch mit M48 zeigte sich zwar eine erhöhte Auslastung in der 110 kV-Ebene, jedoch scheinen diese im Rahmen des ohnehin notwendigen Verstärkungsbedarfs des Verteilnetzes beherrschbar. Die Wirksamkeit der Maßnahme M46 kann von der Bundesnetzagentur daher nicht nachvollzogen werden. Auch die während der Konsultation nachgelieferten Daten konnten die Wirksamkeit von M46 nicht zeigen.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 151 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M46 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnung über 8760 Stunden. In keiner der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 12%. Die mittlere Auslastung beträgt 3,6%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit keine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird nach derzeitigem Kenntnisstand als nicht erforderlich eingestuft.

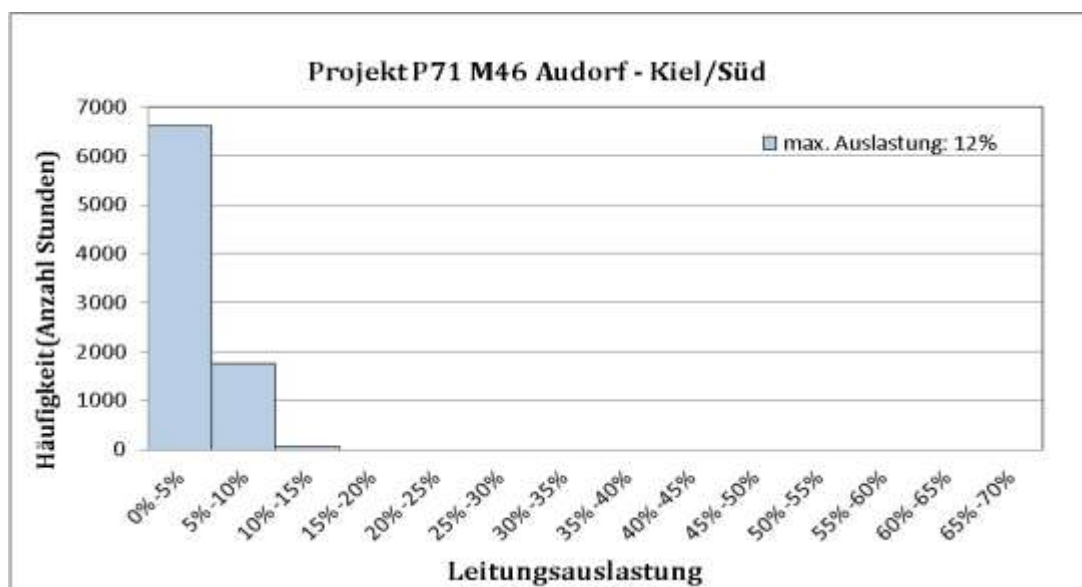


Abbildung 151: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M46 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die Maßnahme M46 hat wie in Abbildung 152 dargestellt kaum belastende oder entlastende Effekte auf das umgebende Netz. Dies ist verständlich, da es sich bei der Maßnahme um eine Netzverstärkung handelt und somit lediglich die zu verstärkende Leitung selber entlastet wird.

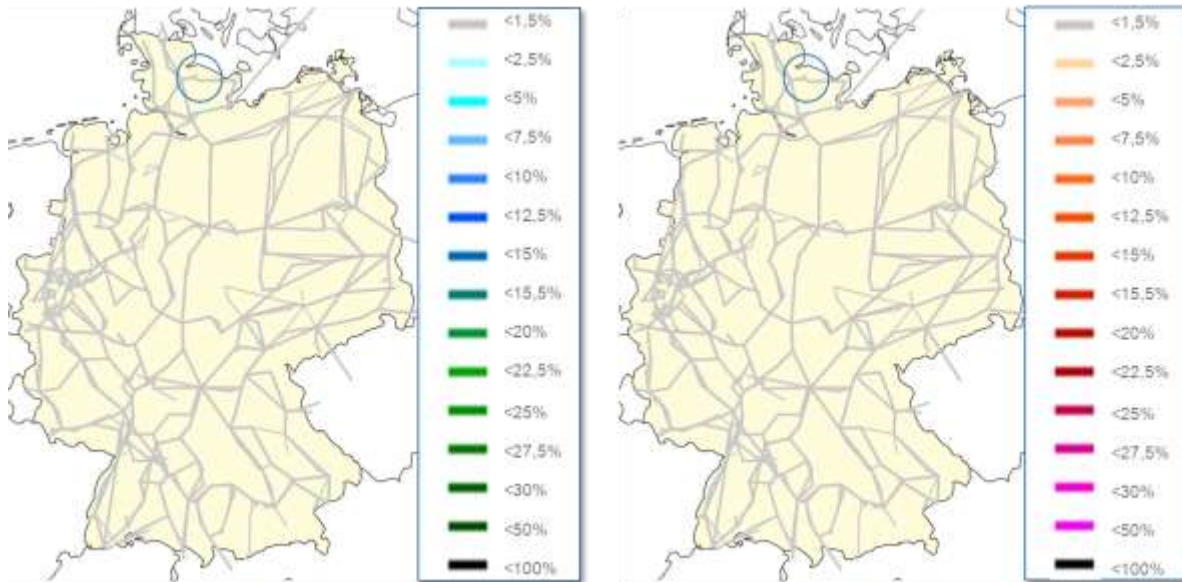


Abbildung 152: Einfluss der Maßnahme M46 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.

2.2 Geänderte Rahmenbedingungen

In der von den ÜNB am 1.7.2013 vorgelegten Sensitivitätsbetrachtung 2, der Kappung der Erzeugungsspitzen, konnte die Notwendigkeit der Maßnahme M46 auch von den ÜNB nicht identifiziert werden. Zwar sind die Sensitivitätsbetrachtungen nicht unmittelbar Teil des Netzentwicklungsplans, insbesondere weil für einen Netzplanung mit Kappung der Wind-Spitzenleistung heute noch die Rechtsgrundlage fehlt. Gleichwohl kann der Befund bei den Leitungen, die auch heute schon als noch nicht bestätigungsfähig angesehen werden als zusätzliches Indiz für die Richtigkeit dieser Einschätzung betrachtet werden.

2.3 „Zu beobachtende“ Streckenmaßnahme

Bei P71 M46 handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern als „zu beobachtend“ klassifizierten Maßnahmen werden anders als im Entwurf der Bestätigung grundsätzlich nicht bestätigt. Die ÜNB gehen selbst davon aus, dass die „zu beobachtenden“ Maßnahmen „im Lichte der energiewirtschaftlichen und politischen Entwicklung in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden“ (S. 18 NEP Strom 2013). Die Bundesnetzagentur sieht in Anbetracht der aktuellen politischen Entwicklung, z.B. bevorstehenden Novellierung des EEG, grundsätzlich von einer Bestätigung der „zu beobachtenden“ Maßnahmen im diesjährigen Prozess ab – unabhängig davon, ob sie die Prüfkriterien erfüllen. Es ist sinnvoller, nur die Maßnahmen zu bestätigen, von deren Erforderlichkeit auch die ÜNB überzeugt sind, als in den nächsten Jahren

bei geänderten Randbedingungen bereits bestätigte Maßnahmen nicht zu bestätigen, weil sie die Prüfkriterien nicht erfüllen. Hiermit kommt die Bundesnetzagentur auch der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach, die Prüfung so durchzuführen, dass die größtmögliche Robustheit der Maßnahmen gewährleistet ist.

3. Konsultation

Die Bundesnetzagentur kommt mit der Nichtbestätigung der Maßnahme der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach, die die Notwendigkeit der Maßnahme anzweifeln.

4. Befund

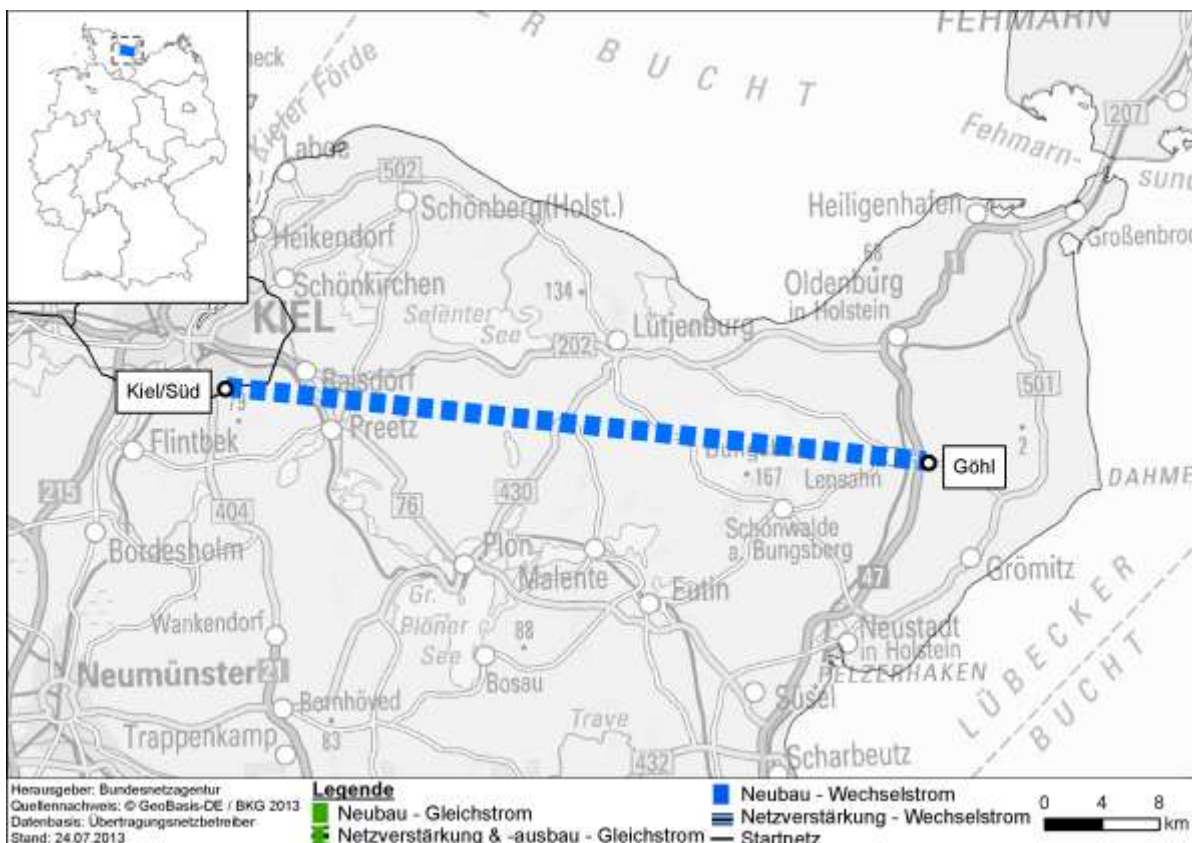
Da weder die Wirksamkeit noch die Erforderlichkeit der Maßnahme M46 gegeben ist, wird diese nicht bestätigt. Überdies handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

Maßnahme 47: Kiel – Göhl

Die Maßnahme 47 (Kiel –Göhl) wird nicht bestätigt.

Beschreibung:

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Kiel und Göhl notwendig (Netzausbau). In Göhl und Kiel/Süd muss je eine 380-kV-Schaltanlage neu errichtet werden (Netzausbau).



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: Die Maßnahme M47 wurde im NEP Strom 2013 den „zu beobachtenden“ Netzmaßnahmen zugeordnet. Die ÜNB sind der Aufforderung der BNetzA (S. 389 Entwurf der Bestätigung NEP Strom 2013) nicht nachgekommen ein Inbetriebnahmejahr für die Maßnahmen nachzureichen.

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Maßnahme wird seitens der Netzbetreiber mit Überlastungen der 110 kV-Ebene, die durch die NEP-Maßnahmen der Projekte P71 und P72 allein behoben werden sollen, begründet. Diese Überlastungen sind in den Modellen des Übertragungsnetzes nicht nachvollziehbar. Eine Überprüfung der Wirksamkeit der Maßnahme M47 wurde daher anhand eines kombinierten Datensatzes des Übertragungsnetzes und des Hochspannungsverteilsnetzes in Schleswig-Holstein durchgeführt. Es zeigte sich, dass selbst bei vollständigem Ausbau des Höchstspannungsnetzes

gemäß der Projekte P71 und P72 Ausbaubedarf auf der 110 kV-Ebene in den Regionen Göhl und Kiel sowie auf der Verbindung Göhl-Siems und zwischen Bornhöved-Niendorf-Lübeck vorliegt. Alternativ wurden die Auswirkungen eines geringer gestalteten 380 kV-Zubaus auf das unterlagerte Netz untersucht. Hierbei zeigte sich, dass insbesondere der Verzicht auf M47 praktisch keine Auswirkungen auf das 110 kV-Netz hat. Die Wirksamkeit der Maßnahme M47 kann daher nicht nachvollzogen werden.

Mit Hilfe des im Rahmen der Konsultation eingereichten integrierten Datensatzes von Tennet und E.ON Netz konnte überprüft werden, dass die Engpässe im 110kV-Netz durch die Maßnahme M48 und einem geringfügigen Ausbau im 110 kV-Netz behoben werden können. Auch hier konnte die Wirksamkeit der Maßnahme M47 nicht nachvollzogen werden.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 153 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M47 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnung über 8760 Stunden. In keiner der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 6%. Die mittlere Auslastung beträgt 2%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit keine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird als nicht erforderlich eingestuft.

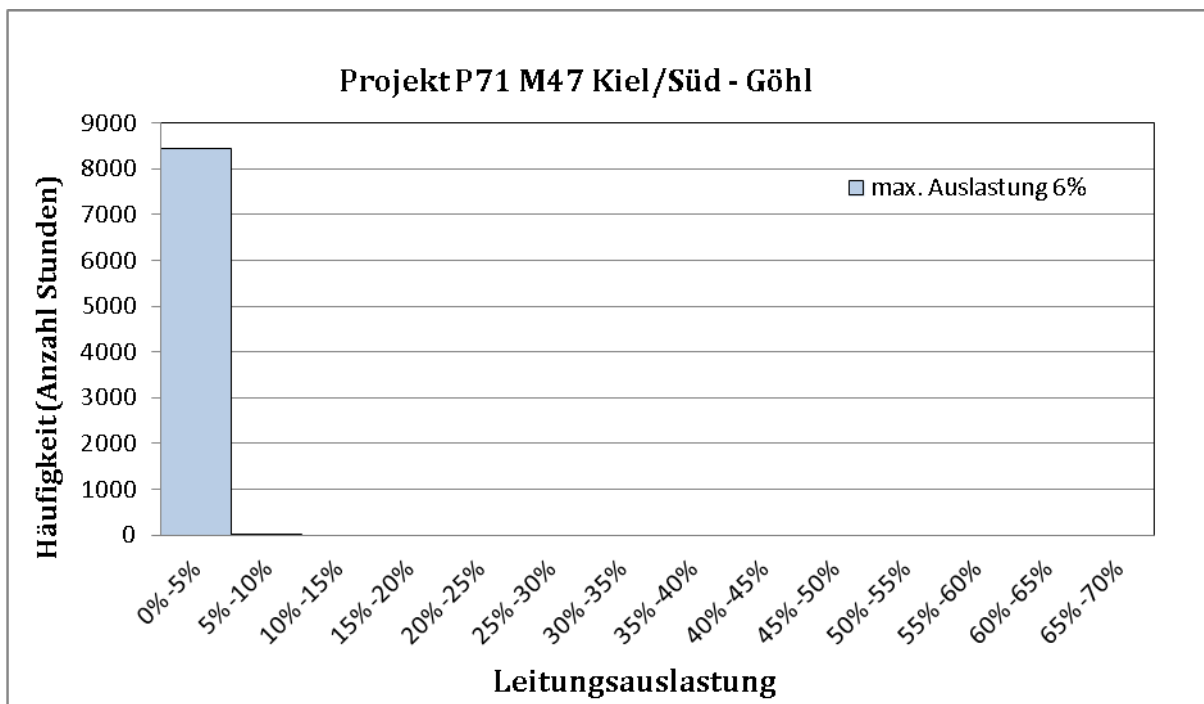


Abbildung 153: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M47 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die vorhandenen Daten haben sich nicht zur Aufbereitung der Grafik geeignet. Es handelt sich bei dieser Maßnahme um einen Neubau, der das unterlagerte 110-kV-Netz entlasten soll. Da das unterlagerte Netz der 110-kV-Ebene in der gewählten Darstellung nicht betrachtet werden kann, wurde auf die Erstellung einer Grafik verzichtet.

2.2 Geänderte Rahmenbedingungen

In der von den ÜNB am 1.7.2013 vorgelegten Sensitivitätsbetrachtung 2, der Kappung der Er-

zeugungsspitzen, konnte die Notwendigkeit der Maßnahme M47 auch nicht identifiziert werden. Zwar sind die Sensitivitätsbetrachtungen für die Bestätigung der Maßnahmen letztlich nicht entscheidend. Im konkreten Falle sieht sich die Bundesnetzagentur allerdings durch die Sensitivität in ihrer Einschätzung bestätigt, dass diese Maßnahme nicht zu den Maßnahmen gehört, die unter allen vernünftigerweise zu erwartenden Entwicklungen notwendig sind.

2.3 „Zu beobachtende“ Streckenmaßnahme

Bei P71 M47 handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern als „zu beobachtend“ klassifizierten Maßnahmen werden anders als im Entwurf der Bestätigung grundsätzlich nicht bestätigt. Die ÜNB gehen selbst davon aus, dass die „zu beobachtenden“ Maßnahmen „im Lichte der energiewirtschaftlichen und politischen Entwicklung in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden“ (S. 18 NEP Strom 2013). Die Bundesnetzagentur sieht in Anbetracht der aktuellen politischen Entwicklung, z.B. bevorstehenden Novellierung des EEG, grundsätzlich von einer Bestätigung der „zu beobachtenden“ Maßnahmen im diesjährigen Prozess ab – unabhängig davon, ob sie die Prüfkriterien erfüllen. Es ist sinnvoller, nur die Maßnahmen zu bestätigen, von deren Erforderlichkeit auch die ÜNB überzeugt sind, als in den nächsten Jahren bei geänderten Randbedingungen bereits bestätigte Maßnahmen nicht zu bestätigen, weil sie die Prüfkriterien nicht erfüllen. Hiermit kommt die Bundesnetzagentur auch der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach, die Prüfung so durchzuführen, dass die größtmögliche Robustheit der Maßnahmen gewährleistet ist.

3. Konsultation

Die Bundesnetzagentur kommt der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach der Nichtbestätigung der Leitung nach. Zum einen konnte die Bundesnetzagentur das Argument nachvollziehen, dass eine Ertüchtigung der 110kV-Trasse im Raum Göhl- Kiel bei gleichzeitigem Ausbau von M48 ausreicht, und dass die Versorgungssicherheit von Kiel durch die Anbindung von Audorf mit der 220kV-Leitung gegeben ist. Zum anderen konnte sie sich auch selber anhand von Netzprüfungen davon überzeugen, dass der Abtransport der Windenergie aus dem Raum Ostholstein sinnvollerweise Richtung Süden (P72 M48) durchgeführt wird.

Eine Veröffentlichung der Netzberechnungen ist nicht möglich, da die Netzdaten Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse enthalten. Jeder Fachkundige mit berechtigtem Interesse kann diese Daten jedoch laut §12f EnWG bei der Bundesnetzagentur beantragen.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

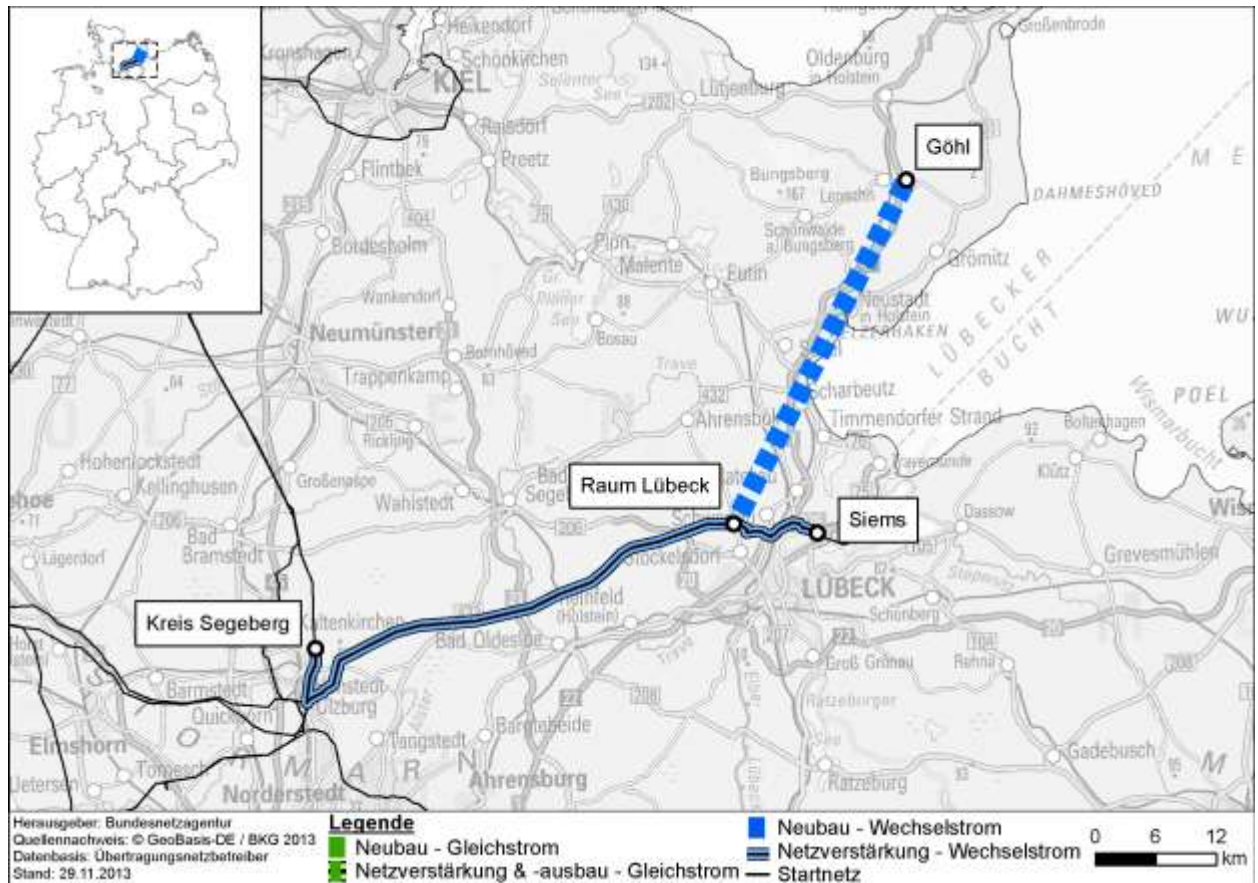
Die Bundesnetzagentur sieht keinen Bedarf für die Maßnahme M47. Ein integrierter Datensatz von TenneT und E.ON Netz zeigt, dass die Engpässe im 110kV- Netz in der Region Ostholstein durch die Maßnahme M48 und einigen Verstärkungsmaßnahmen im 110kV Netz im Bereich von Göhl behoben werden können. Überdies handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

Die Maßnahme M47 wird daher nicht bestätigt.

Projekt 72: Kreis Segeberg – Raum Lübeck – Göhl

Beschreibung:

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein und von Schleswig-Holstein nach Süden.



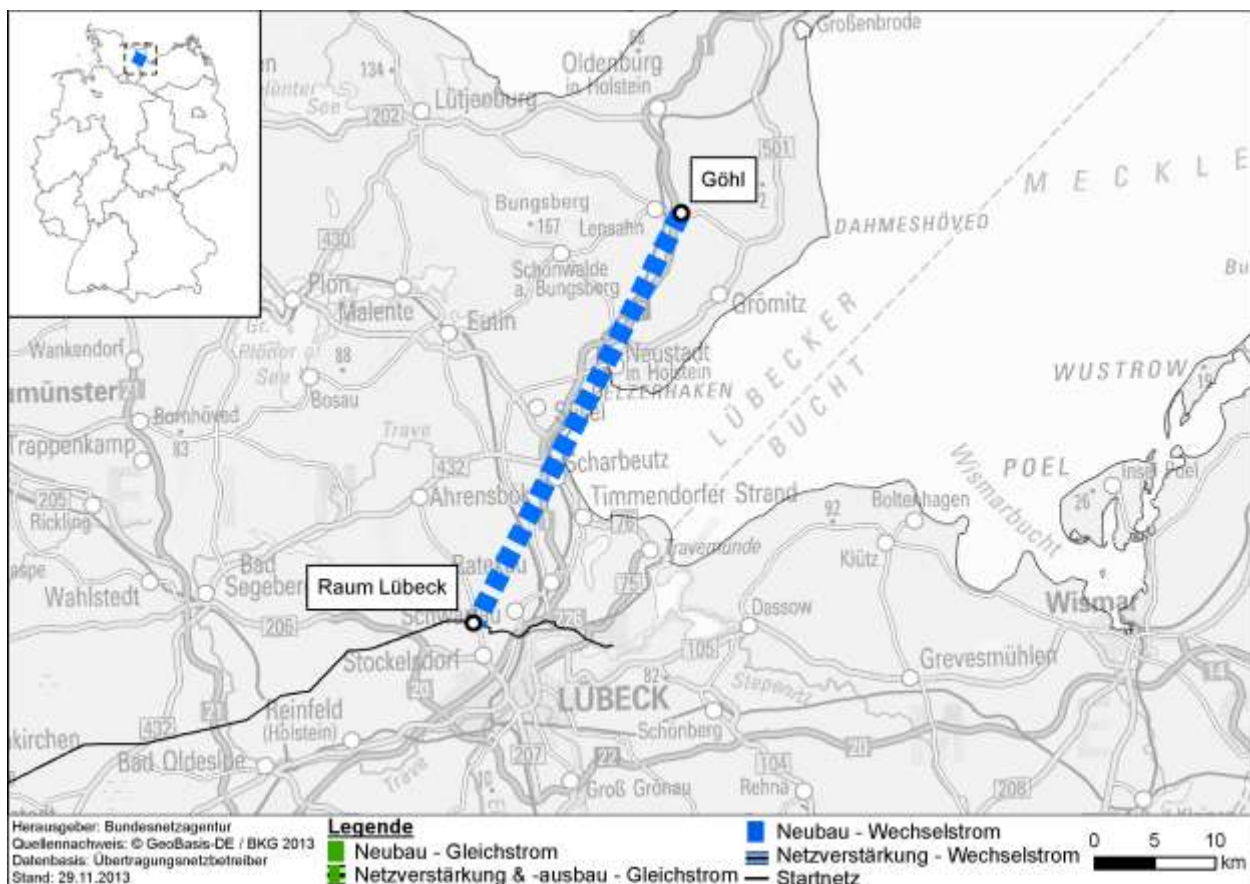
Maßnahme 48: Göhl – Raum Lübeck

Die Maßnahme 48 (Göhl – Raum Lübeck) wird bestätigt.

Beschreibung:

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer neuen 380-kV-Leitung zwischen Göhl und Raum Lübeck vorgesehen (Netzausbau). In Göhl ist eine 380-kV-Schaltanlage neu zu errichten (Netzausbau). Im Raum Lübeck ist auch im Zusammenhang mit den Maßnahmen M49 und M50 eine 380-kV-Schaltanlage neu zu errichten (Netzausbau).

Ursprünglich war der Bau einer Leitung zwischen Göhl und Siems geplant. Auf Grund der anzunehmenden leichteren Realisierung wurde von TenneT ein Änderungsantrag eingereicht, der die Verschwenkung des ursprünglich vorgesehenen Endpunktes Siems zum neuen Endpunkt Raum Lübeck zum Inhalt hat.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2021

Die ÜNB haben wegen der ursprünglichen Einstufung als zu beobachtende Maßnahme kein Inbetriebnahmejahr angegeben. Auf Grund des Zusammenhangs mit den anderen Maßnahmen des Projekts P72 und der schon heute erfolgenden Abregelung ist eine frühzeitige Inbetriebnahme in spätestens 2021 angebracht.

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Maßnahme begründet sich aus Überlastungen der 110 kV-Ebene. Diese Überlastungen sind in den Modellen des Übertragungsnetzes alleine nicht nachvollziehbar. Eine Überprüfung der Wirksamkeit der Maßnahme M48 wurde daher anhand eines in Zusammenarbeit von TenneT und E.ON Netz erstellten, kombinierten Datensatzes des Übertragungsnetzes und des Hochspannungsverteilnetzes in Schleswig-Holstein durchgeführt. Es zeigte sich in dem bereitgestellten Datensatz, dass selbst bei vollständigem Ausbau des Höchstspannungsnetzes gemäß der Projekte P71 und P72 Ausbaubedarf auf der 110 kV-Ebene in den Regionen Göhl und Kiel sowie auf der Verbindung Göhl-Siems und zwischen Bornhöved-Niendorf-Lübeck verbleibt. Daraufhin hatte die Bundesnetzagentur gefordert, eine aufeinander abgestimmte Planung für die Hoch- und die Höchstspannungsebene derart vorzulegen, dass die Überlastungen im 110kV Netz vollständig behoben werden. Des Weiteren sollte der dafür nötige Ausbau auf der 110kV Ebene ausgewiesen werden.

Im Rahmen der Konsultation wurden von TenneT / E.ON Netz vier verschiedene Varianten einer integrierten Netzplanung von 110kV- und 380kV-Netz vorgelegt, die erstmals auf abgestimmten und mit dem Netzentwicklungsplan konformen Eingangsparametern beruhen. Zwei der Varianten beinhalten den 380kV-Netzausbau von Göhl nach Raum Lübeck (P72 M48), die zwei anderen Varianten sehen lediglich den Netzausbau auf 110kV-Ebene in der Region Ostholstein vor.

Die Wirksamkeit der verschiedenen Varianten wurde anhand der zwei Stunden 326 und 412 überprüft. Die Stunde 326 stellt eine Stunde mit hoher Windenergieeinspeisung, kaum Photovoltaik und moderater Einspeisung von Biomasse dar. Gleichzeitig wird die maximal mögliche Energie über das Baltic Cable nach Schweden exportiert. Die Stunde 412 ist hingegen durch gegenüber der Stunde 326 etwas geringere Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien sowie einen Stromimport durch das Baltic Cable charakterisiert. Die Stunde 326 belastet das 110kV Netz etwas stärker.

Ohne die Maßnahmen sind vor allem die 110kV Leitungen zwischen Göhl-Scharbeutz-Siems sowie die Zubringerleitungen im Raum nördlich von Göhl bereits im Grundfall stark überlastet. Alle vier Varianten lösen die Netzengpässe im 110kV Netz in der Region Ostholstein vollständig auf und sind daher wirksam.

Alle Varianten beinhalten Netzausbau und / oder Netzverstärkungen des 110kV Netzes, jedoch in unterschiedlichem Ausmaß. In allen vier Varianten ist ein Ersatzneubau der 110kV-Zubringerleitungen Göhl-Lütjenbrode für die Aufnahme von EE-Leistungen aus dem nördlichen Bereich des Kreises Ostholstein notwendig.

Die beiden Varianten mit Ausbau von M48 unterscheiden sich dadurch, dass in einer der Varianten eine Netztrennung des 110kV-Netzes zwischen Rogerfelde und Scharbeutz vorgenommen wird, während in der anderen Variante eine Netztrennung zwischen Scharbeutz und Siems (also weiter südlich) vorgesehen ist. In der ersten Variante sind daher Verstärkungsmaßnahmen im 110kV-Netz auf einer Länge von 19 km notwendig, in der zweiten Variante wären auf Trassen mit einer Gesamtlänge von 46km Neu- bzw. Ersatzbauten im 110kV-Netz notwendig. Die erstere dieser beiden Varianten ist daher eindeutig vorzugswürdig, auch, da sie zu geringeren Kosten und Netzverlusten führt.

Wird der Netzverknüpfungspunkt der Leitung Siems-Göhl von Göhl in den Raum Lübeck verlegt, so ändern sich bei beiden Varianten die Flüsse im 110kV-Netz um maximal 0,1% je Leitung. Die Auslastung der Leitung Göhl – Siems bzw. Göhl – Raum Lübeck ändert sich dadurch nicht. Lediglich die Auslastung der Maßnahme M49 zwischen Göhl und Lübeck sinkt. Näheres hierzu siehe Maßnahme

M49.

Die zwei Varianten, die nur Netzausbau auf 110kV-Ebene vorsehen unterscheiden sich darin, dass in einer Variante Leitungsneubauten nach Lübeck geführt werden (vier Kabelsysteme zw. Scharbeutz und Lübeck) und in der anderen ein Neubau zwischen Scharbeutz und Siems geplant ist. In letzterer ist darüber hinaus eine neue Schaltanlage in Scharbeutz notwendig. Zusätzlich wird in beiden Varianten ein zusätzliches System zwischen Kiel / Süd und Lütjenburg gebaut. Dies erscheint soweit plausibel, da beide dann vorhandenen Systeme zwischen Kiel / Süd und Lütjenburg mit ca. 50% ausgelastet sind. Beide Varianten beinhalten Netzverstärkungen / Ersatzneubauten im 110kV-Netz auf einer Länge von 90 bzw. 92 km.

Die Gesamtlänge der zu verstärkenden bzw. neu zu bauenden Leitungen im 110kV- und 380kV-Netz sind in den Varianten mit 380kV Ausbau (M48) deutlich geringer (ca 70km versus ca. 90km). Damit sind auch die Kosten deutlich geringer. Die günstigere Variante mit 380kV-Netzausbau mit Kosten von insgesamt ca. 123 Mio Euro ist um ca. 28Mio Euro günstiger als die beiden Varianten ohne 380kV-Netzausbau (159 Mio Euro bzw. 153 Mio Euro). Dies bestärkt die Bundesnetzagentur in ihrer Auffassung, dass es sich hierbei um die energiewirtschaftlich sinnvollste Lösung handelt. In der Kostenabschätzung sind auch Netzverluste über einen Zeitraum von 10 Jahren mit eingepreist. In den betrachteten Stunden sind die Netzverluste bei reinem 110kV-Netzausbau um gut 20MW höher als bei den Varianten mit Ausbau von M48. Das summiert sich bei 2000 Volllaststunden pro Jahr über einen Zeitraum von 10 Jahren auf eine Kostendifferenz von grob 20 Mio Euro. Auch die geringeren Netzverluste sprechen für den Ausbau des 380kV-Netzes.

Ebenso erscheint die Variante mit 380kV-Netzausbau (M48) zukunftsfähiger, da hier noch gegebenenfalls weitere Kapazitäten aufgenommen werden können.

1.2 Erforderlichkeit:

Bei der Maßnahme M48 wurde die Erforderlichkeit nicht auf Basis der 8760 Stunden der von den Übertragungsnetzbetreibern übermittelten Stunden ermittelt, sondern auf Grundlage des integrierten Datensatzes von E.ON Netz / Tennet und der hierfür aufbereiteten Stunden 326 und 412. Durch die genauere Betrachtung der Hochspannungsnetzes kommt es hier gegenüber den Netznutzungsfällen der ÜNB zu lokal geänderten Rückspeisungen in das 380kV Netz, die Summe der in das 380kV Netz eingespeisten Leistung in der Region Ostholstein (bzw. den Netzknoten Lübeck, Herrenwyk, Siems, Göhl, Kiel/Süd und Kiel/West), stimmt jedoch mit der Summe der rückgespeisten Leistung in den entsprechenden Netznutzungsfällen der ÜNB überein. Dies führt dazu, dass die Leitung Göhl – Raum Lübeck bis zu 20,4% ausgelastet ist und damit das Kriterium der Erforderlichkeit knapp erfüllt.

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Es handelt sich bei dieser Maßnahme um einen Neubau, der das unterlagerte 110-kV-Netz entlasten soll. Das unterlagerte Netz der 110-kV-Ebene kann in der Darstellung des gesamten deutschen Übertragungsnetzes nicht betrachtet werden. Auf die Erstellung einer Grafik wurde daher verzichtet.

2.2 „Zu beobachtende“ Streckenmaßnahme

Bei P72 M48 handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern als „zu beobachtend“ klassifizierte Maßnahmen werden

anders als im Entwurf der Bestätigung grundsätzlich nicht bestätigt.

Im Fall von P72 M48 ergaben sich jedoch während der Konsultation (siehe dazu Punkt 1. und 3. Konsultation) neue Erkenntnisse, wodurch eine Neubewertung der Maßnahme angebracht war, welche zur Ausnahme von dem Grundsatz der Nichtbestätigung der „zu beobachtenden“ Maßnahme im Fall von P72 M48 führt. Da in dem betroffenen Netzgebiet schon heute Abregelungen von Onshore-Windanlagen erfolgen müssen, ist es sinnvoll, die Maßnahme nicht nur zu beobachten, sondern sie in 2021 zu realisieren.

3. Konsultation

Mit der Verschwenkung der Maßnahme von Siems nach Raum Lübeck kommt die Bundesnetzagentur der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach, die darauf hinwiesen, dass die Raumwiderstände im Raum Siems besonders hoch seien. Insbesondere das Gebiet nördlich des Netzküpfungspunktes Siems sei besonders kritisch. Dies wurde bereits in früheren Planungen untersucht und auch vom Land Schleswig-Holstein mehrfach vorgetragen.

Die direkte Führung der Trasse von Göhl nach Kreis Segeberg wie von einigen Konsultationsteilnehmern gefordert hat die Bundesnetzagentur jedoch ausgeschlossen, da dies zu höheren Kosten und einer größeren Rauminanspruchnahme führen würde. Durch die Anbindung in Lübeck müssen nicht zwei Leitungen bis Kreis Segeberg geführt werden, sondern nur eine Leitung. Die Leitung Raum Lübeck – Kreis Segeberg (M50) wäre nämlich in jedem Fall notwendig.

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

Die vorzuziehende Variante mit Ausbau von M48 ist günstiger als der reine Ausbau auf 110kV-Ebene und kommt insgesamt mit weniger neu zu bauenden bzw. zu verstärkenden Trassenkilometern aus. Auch erscheint diese Variante am zukunftsfähigsten, da hier noch gegebenenfalls weitere Kapazitäten aufgenommen werden können.

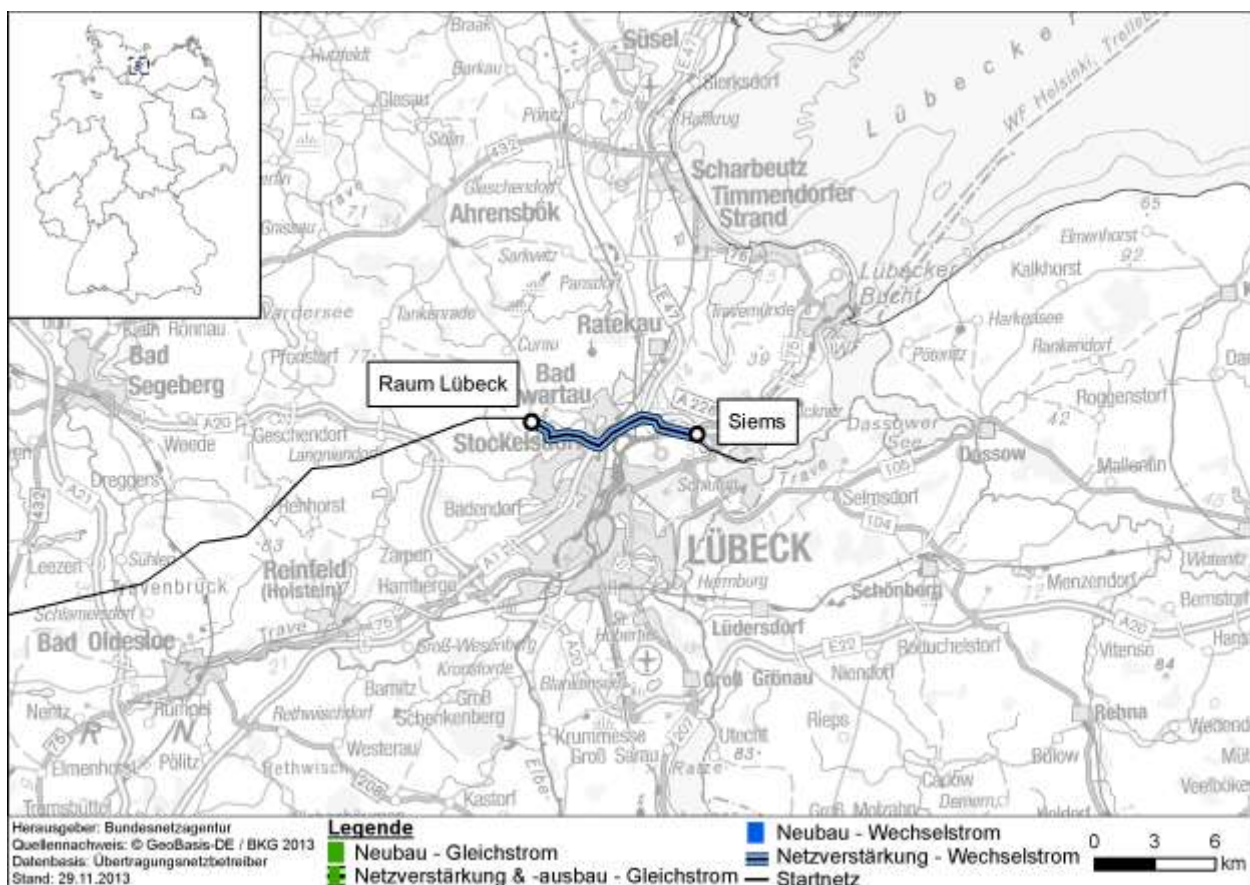
Die Maßnahme wird bestätigt.

Maßnahme 49: Raum Lübeck – Siems

Die Maßnahme 49 (Raum Lübeck - Siems) wird bestätigt.

Beschreibung:

Im Rahmen dieser Maßnahme ist eine Verstärkung der Verbindung zwischen Siems und Raum Lübeck vorgesehen. Dafür wird eine 380-kV-Leitung in der Trasse der bestehenden 220-kV-Leitung errichtet (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlage in Siems ist zu verstärken (Netzverstärkung). In Raum Lübeck ist der Neubau einer 380-kV-Schaltanlage notwendig (Netzausbau).



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Überprüfung der Wirksamkeit wurde anhand des von den ÜNB bereitgestellten Netznutzungs-falls der Stunde 3204 durchgeführt. Die Situation ist durch eine hohe Einspeisung der Onshore-Windenergieanlagen in der Region gekennzeichnet. Darüber hinaus erfolgt auch konventionelle Einspeisung im Raum Lübeck und des Baltic-Cable arbeitet mit Nennleistung mit Lastflussrichtung Süden, also mit Leistungsimport aus Schweden. In dieser Situation ist das bestehende 220 kV-Kabel zwischen dem bestehenden UW Lübeck und Siems bereits im Grundlastfall, also ohne den Ausfall

eines Betriebsmittels, mit 104% überlastet. Nach den gegenüber der Bundesnetzagentur geäußerten Einschränkungen, denen das Baltic-Cable durch derartige Leistungsbegrenzungen in dessen Anbindung unterworfen ist, wäre in dieser Situation wohl nur eine gedrosselte Fahrweise des Baltic Cable möglich. Durch M49 wird diese Betriebsmittelüberlastung vermieden, die beiden 380 kV-Systeme zwischen Lübeck und Siems sind jeweils mit 20,6% ausgelastet.

Berücksichtigt man bei der Überprüfung der Wirksamkeit die Verschwenkung des Netzverknüpfungspunktes von M48 von Siems nach Raum Lübeck, so sinkt die Auslastung des 110-kV-Kabels im Grundfall von 104% auf 64%, das umgebende 110kV Netz (insbesondere die Leitungen von Siems nach Lübeck) wäre jedoch dennoch stark überlastet. Der Grund hierfür ist, dass das vorhandene 220kV Kabel mit einer Stromtragfähigkeit von 950 A lediglich eine Leistung von 360 MW übertragen kann, das Baltic Cable jedoch mit 600MW in Herrenwyk ankommt. Mit der Maßnahme werden die Überlastungen behoben und die Auslastung der beiden 380kV-Systeme zwischen Lübeck und Siems sinkt auf 17,3%.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 154 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M49 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnung über 8760 Stunden. In 8% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 30,7%. Die mittlere Auslastung beträgt 11,2%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird als erforderlich eingestuft.

Durch die Verschwenkung der Maßnahme M48 von Siems nach Lübeck sinkt die maximale Auslastung auf 21%, liegt damit aber immer noch über 20% und ist somit nach dem Kriterium als erforderlich zu erachten.

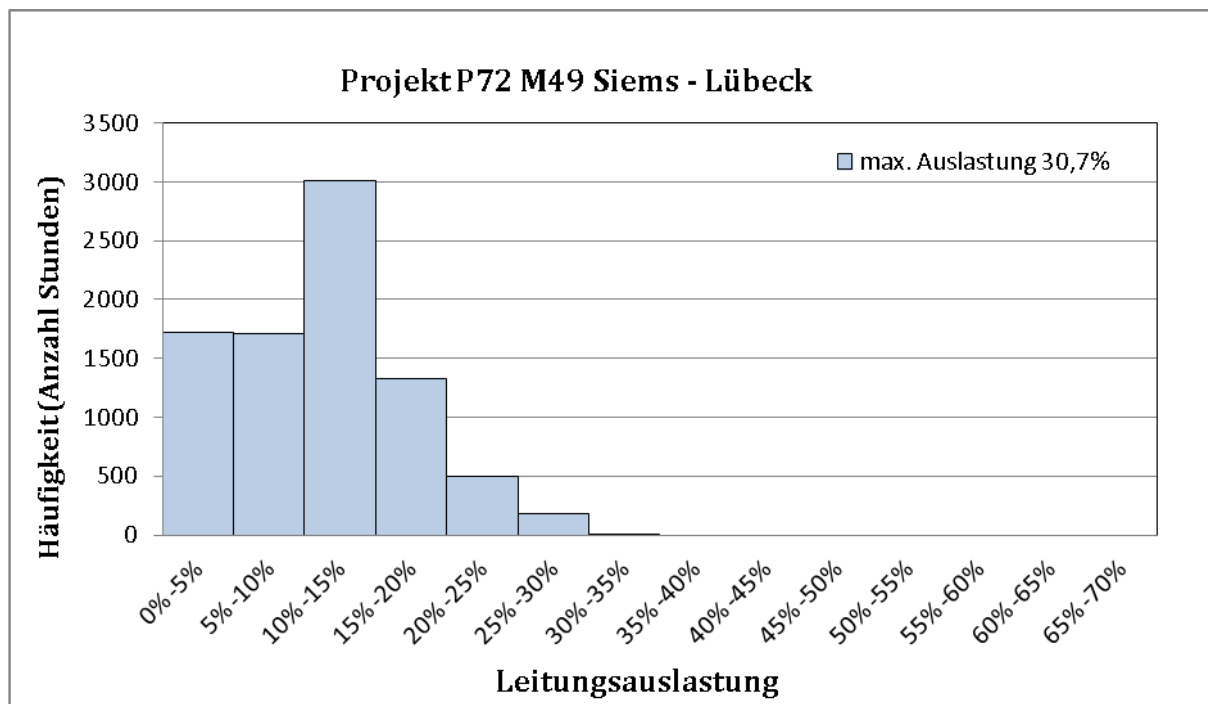


Abbildung 154: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M49 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

Gegenüber der Bundesnetzagentur wurde erläutert, dass es derzeit zu Lastflusssituationen kommt,

in denen es durch Baltic-Cable bedingt zu Leistungstransporten durch die 110 kV-Ebene bei Herrenwyk kommt. Dies würde zeitweise zu weiteren Engpässen führen und auch die Transportkapazität des Baltic-Cable einschränken. Diese Sachverhalte konnten durch die Untersuchungen im vorliegenden Datensatz letztendlich nicht detailliert untersucht werden, es fanden sich jedoch Indikatoren, welche dies unterstützten. So z.B. eine Lastflussumkehr in Richtung Höchstspannungsebene der 380/110 kV Umspannung in Herrenwyk.

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 155 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahmen M49 und M50 auf das Netz dargestellt. Leitungen, die Leistung zur Maßnahme zu- oder abführen, werden stärker belastet. Die Leitung Hamburg-Audorf wird durch die Maßnahme in vielen Stunden entlastet, da z.B. Flüsse vom Baltic Cable in Richtung Hamburg nicht mehr durch das 110kV-Netz (in Ostholstein) ausweichen müssen.

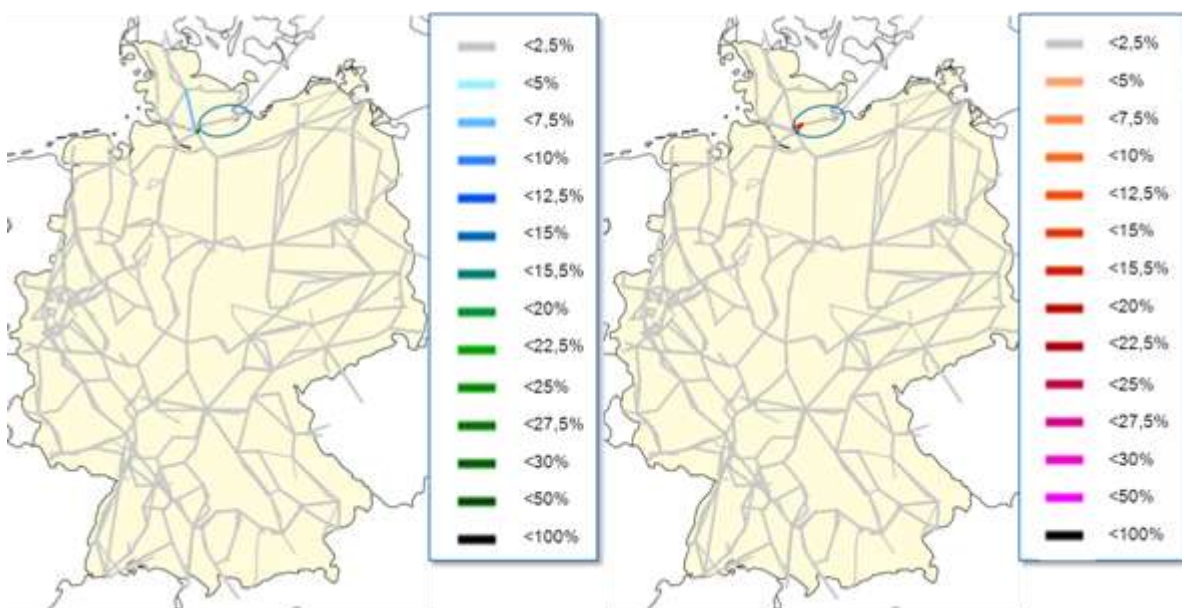


Abbildung 155: Einfluss der Maßnahmen M49 und M50 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen belastete Leitungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h

3. Konsultation

Einige Stellungnehmer kritisieren, dass die Annahmen zu den installierten Leistungen zu hoch seien. Dies sei insbesondere vor dem Hintergrund zu betrachten, dass ein zusätzlicher Ausbau der Windenergie an Land seitens der Deutschen Flugsicherung im Umkreis von 15 Kilometern zu ihren Sicherungsanlagen (Drehfeuer in der Nähe von Bad Schwartau) abgelehnt werde. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass gegebenenfalls von der Landesregierung neue Flächen zur Windenergienutzung zur Erreichung des Landeszieles von Schleswig-Holstein ausgewiesen werden. Die Bundesnetzagentur hat jedoch die Netzprüfung auf Basis von Daten durchgeführt, die deutlich unter den Länderzielen liegen und Ergebnis des konsultierten Szenariorahmens sind. Sie hält diese Werte für die installierten Leistungen unter allen Umständen für erreichbar.

Des Weiteren ist es richtig, dass M49 auch durch das Baltic Cable begründet ist und dass dadurch nicht nur Erneuerbarer Strom sondern auch von konventionellen Kraftwerken erzeugter Strom importiert wird. Dies entspricht den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und dient dem Ziel

der Stärkung des europäischen Binnenmarktes. Dass Netzausbau nur zum Abtransport der Erneuerbaren Energien stattfindet bzw. stattfinden darf, ist entgegen der Äußerungen einiger Konsultationsteilnehmer nicht korrekt.

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

Die Maßnahme M49 ist wirksam und erforderlich. Die Notwendigkeit der Maßnahme wird zusätzlich durch den Umstand gestärkt, dass die Verbindung zwischen Raum Lübeck und Siems bislang aus einem einzelnen 220 kV-Kabel besteht. Dieses diene vornehmlich der Anbindung des Baltic-Cable an das deutsche Höchstspannungsnetz, konnte diese Aufgabe allerdings nicht befriedigend erfüllen, wie sich an der gezeigten Überlastungssituation zeigt. Eine Erhöhung der Transportkapazität, welche die vollumfängliche Nutzung des Baltic-Cable ermöglicht, hält die Bundesnetzagentur sinnvoll.

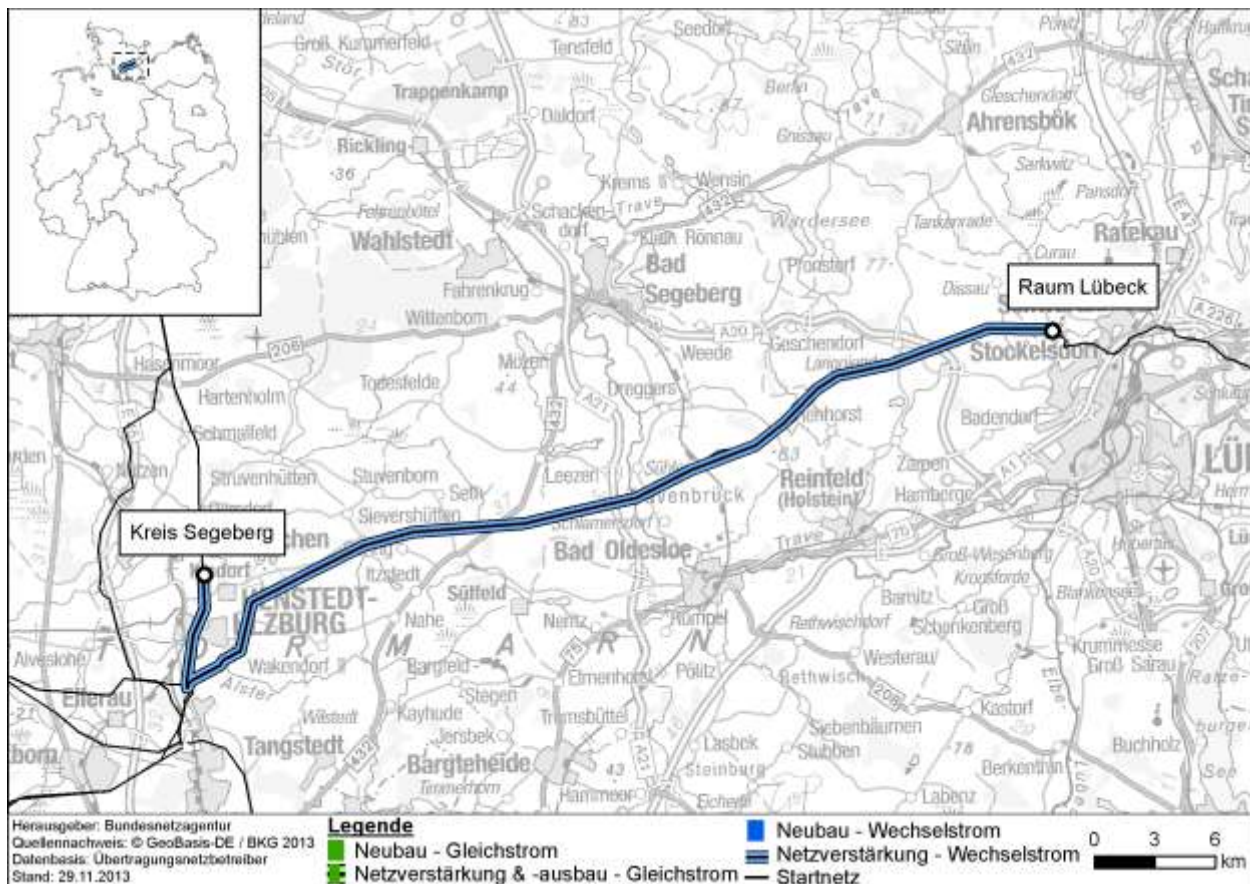
Die Verschwenkung der Maßnahme M48 von Siems nach Raum Lübeck führt zwar zu einer Entlastung der bestehenden Verbindung Siems – Lübeck, ändert aber nichts an der Wirksamkeit und Erforderlichkeit der Maßnahme M49.

Maßnahme 50: Raum Lübeck – Kreis Segeberg

Die Maßnahme 50 (Raum Lübeck – Kreis Segeberg) wird bestätigt.

Beschreibung:

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer 380-kV-Leitung in der Trasse der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Raum Lübeck und Kreis Segeberg notwendig (Netzverstärkung). In Kreis Segeberg ist der Neubau einer 380-kV-Schaltanlage notwendig (Netzausbau).



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Überprüfung der Wirksamkeit wurde anhand des von den ÜNB bereitgestellten Netznutzungs-falls der Stunde 3204 durchgeführt. Die Situation ist durch eine hohe Einspeisung der Onshore-Windenergieanlagen in der Region gekennzeichnet. Darüber hinaus erfolgt auch konventionelle Einspeisung im Raum Lübeck. Das Baltic-Cable arbeitet mit Nennleistung mit der Lastflussrichtung Süden, also mit Leistungsimport aus Schweden. Diese Faktoren belasten die in 220 kV ausgeführte Verbindung Hamburg/Nord-Lübeck-Siems deutlich. Bei Ausfall eines der beiden Systeme zwischen Hamburg/Nord-Lübeck kommt es zu einer Verletzung der (n-1)-Sicherheit. Das verbleibende Sys-

tem wird mit 118% überlastet. Durch Maßnahme M50 kann diese Situation (n-1)-sicher beherrscht werden. Die Auslastung mit M50 in der entsprechenden Ausfallsituation beträgt 45,5%. Es wurden keine sinnvollen Änderungen der bestehenden Netztopologie gefunden, die die angespannte Lastflusssituation ohne M50 entlastet hätten.

1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 156 zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M50 im Rahmen der durchgeführten Netzberechnung über 8760 Stunden. In 7% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 30,6%. Die mittlere Auslastung beträgt 9,8%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird als erforderlich eingestuft.

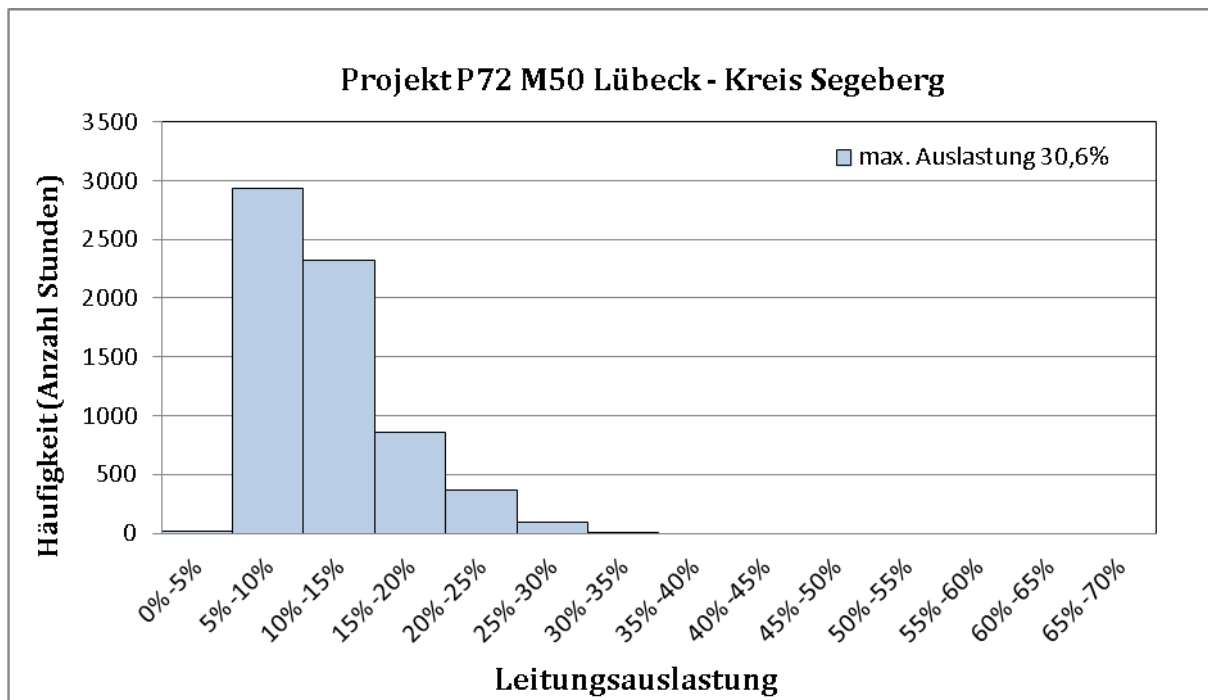


Abbildung 156: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M50 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 157 sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahmen M49 und M50 auf das Netz dargestellt. Leitungen, die Leistung zu den Maßnahmen zu- oder abführen, werden stärker belastet. Die Leitung Hamburg-Audorf wird durch die Maßnahme in vielen Stunden entlastet, da z.B. Flüsse vom Baltic Cable in Richtung Hamburg nicht mehr durch das 110kV-Netz (in Ostholstein) ausweichen müssen.

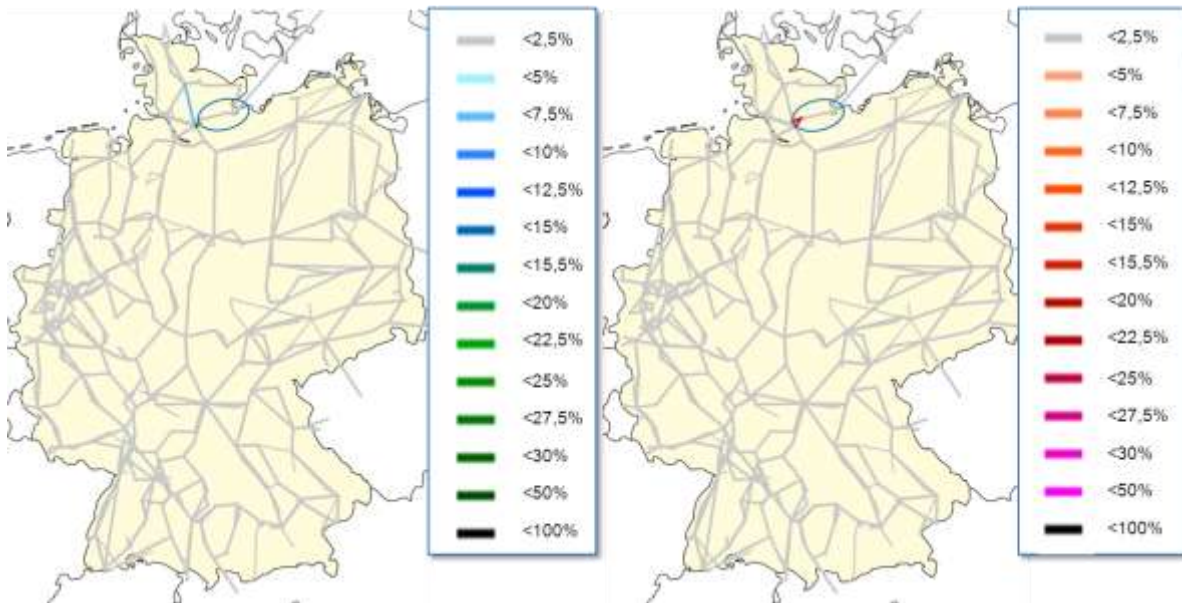


Abbildung 157: Einfluss der Maßnahmen M49 und M50 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

3. Konsultation

Einige Stellungnehmer kritisieren, dass die Annahmen zu den installierten Leistungen im Raum Ostholstein zu hoch seien, und dass deshalb die Leitung bei realistischeren Annahmen unter Umständen nicht notwendig sei. Dies sei insbesondere vor dem Hintergrund zu betrachten, dass ein zusätzlicher Ausbau der Windenergie an Land seitens der Deutschen Flugsicherung im Umkreis von 15 Kilometern zu ihren Sicherungsanlagen (Drehfeuer in der Nähe von Bad Schwartau) abgelehnt werde. Die Bundesnetzagentur hat sich mit der Thematik der Flugsicherung auseinandergesetzt und geht davon aus, dass gegebenenfalls von der Landesregierung neue Flächen in der Region zur Windenergienutzung zur Erreichung des Landeszieles von Schleswig-Holstein ausgewiesen werden. Die Bundesnetzagentur hat jedoch die Netzprüfung auf Basis von Daten durchgeführt, die deutlich unter den Länderzielen liegen und Ergebnis des konsultierten Szenariorahmens sind. Sie hält diese Werte für die installierten Leistungen unter allen Umständen für erreichbar.

Des Weiteren ist es richtig, dass M50 auch durch das Baltic Cable begründet ist und dass dadurch nicht nur Erneuerbarer Strom sondern auch von konventionellen Kraftwerken erzeugter Strom importiert wird. Dies entspricht den energiepolitischen Rahmenbedingungen und dient dem Ziel der Stärkung des europäischen Binnenmarktes. Dass Netzausbau nur zum Abtransport der Erneuerbaren Energien stattfindet bzw. stattfinden darf, ist Entgegen der Äußerungen einiger Konsultationsteilnehmer nicht korrekt.

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht. Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

Die Maßnahme M50 ist wirksam und erforderlich und wird bestätigt. Die Notwendigkeit der Maßnahme wird zusätzlich dadurch gegeben, dass eine Erhöhung der Transportkapazität der Strecke Lübeck – Bad Segeberg die vollumfängliche Nutzung des Baltic-Cable ermöglicht.

Projekt 74: Bayerisch Schwaben

Maßnahme 96: Vöhringen – Bundesgrenze (AT)

Maßnahme 97: Woringen/Lachen

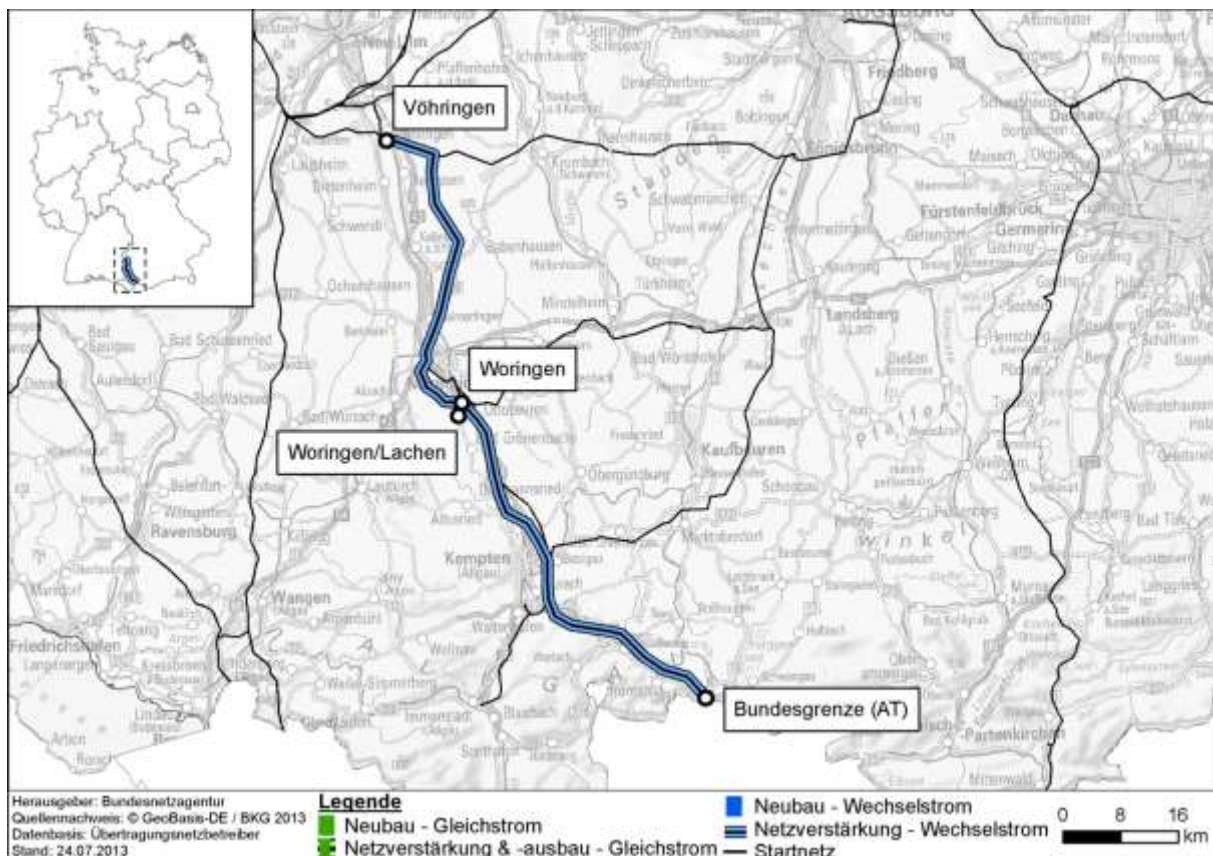
Die Maßnahmen M96 (Vöhringen – Bundesgrenze (AT)) und M97 (Woringen/Lachen) werden bestätigt.

Beschreibung:

Zwischen der 380-kV-Anlage Vöhringen und der Grenze zu Österreich (Punkt Bundesgrenze) wird auf einer bestehenden 380-kV-Leitung eine Spannungsumstellung mit Stromkreislauf/Umbeseilung erforderlich. Hierdurch wird eine deutlich erhöhte Übertragungskapazität realisiert. Die 380-kV-Schaltanlage Vöhringen und Leupolz sind zu verstärken (Netzverstärkung).

In Woringen/Lachen wird eine neue 380-kV-Schaltanlage mit 380/110-kV-Transformatoren möglichst in der Nähe des Punktes Woringen errichtet und über eine neue 380-kV-Leitung mit dem Punkt Woringen verbunden (Netzverstärkung und -ausbau).

Auf Grund der Datenlage werden beide Maßnahmen gemeinsam behandelt, eine unabhängige Betrachtung erscheint nicht sinnvoll.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2020

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1.1 Wirksamkeit

Maßnahme M96 bewirkt eine Erhöhung der Transportkapazität durch eine Netzverstärkung. Sie ist als flankierende Maßnahme notwendig und sinnvoll, da sie primär Abhilfe bei den drohenden Engpässen zwischen Deutschland und Österreich schaffen wird (siehe auch Bericht zum Stand der leitungsgebundenen Energieversorgung Winter 2011/2012, Bundesnetzagentur, 03. Mai 2012).

1.1.2 Erforderlichkeit

Abbildung 158 zeigt die ermittelte Auslastung der Leitung zwischen Vöhringen und Raum Memmingen als Teil der Maßnahme M96 des NEP13. Die Berechnungen basieren auf den durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden in der Simulationsumgebung des IFHT (Regionalisierung, Marktsimulation und Netzsimulation). Die Hauptflussrichtung besteht von Vöhringen in Richtung Süden zur Grenze mit Österreich. Bei 2,2% der betrachteten Stunden wird dabei die Leitung über 20% ausgelastet. Die durchschnittliche bzw. maximale Auslastung beträgt 6,8% bzw. 28%.

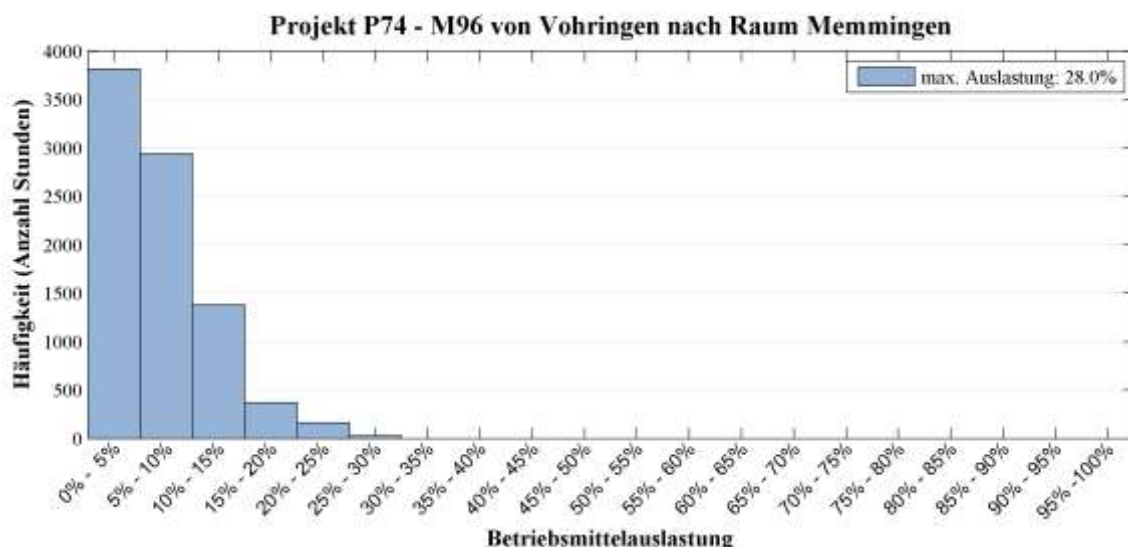
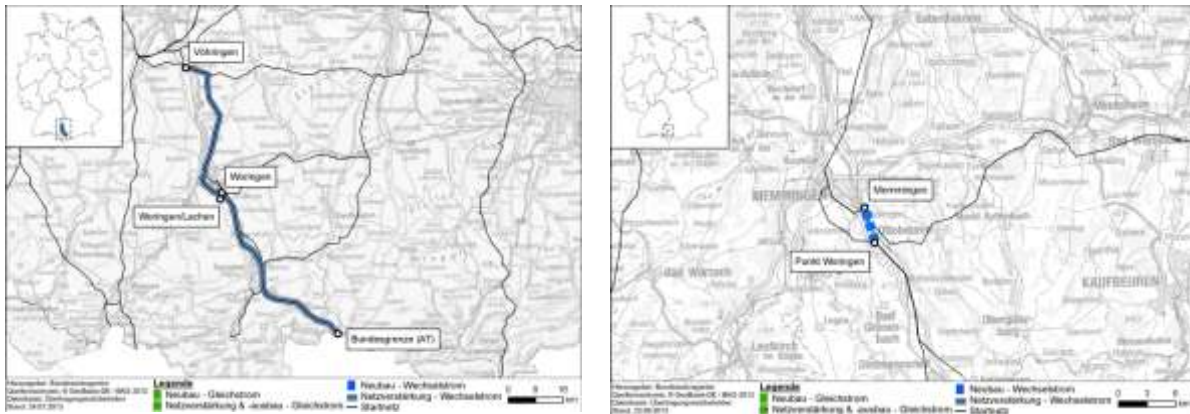


Abbildung 158: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M96 auf der Leitung zwischen Vöhringen und Memmingen über 8760 h

1.2 Prüfung der vorhabenbezogene Alternative

Im Entwurf des NEP13 wird die 380-kV-Schaltanlage im Raum Memmingen (Maßnahme 97) gegenüber NEP12 aus dem Stadtgebiet Memmingen möglichst nahe an den Punkt Woringen verlagert. Die ursprüngliche Planung (Anlage näher an Memmingen) wird als Alternative auf ihre elektrotechnischen Auswirkungen hin untersucht.



1.2.1 Wirksamkeit

Die (n-1) Untersuchungen der vorhabenbezogenen Alternative finden wie der Maßnahme selber auf Basis des durch die ÜNB bereitgestellten Netznutzungsfalls der Stunde 2004 statt, dem das vollständige Zielnetz zugrunde liegt. In den entsprechenden Untersuchungen wird das Netz lediglich zwischen Maßnahme und Alternative variiert sowie um die ausfallende Leitung reduziert.

In dem untersuchten NNF der Stunde 2004 können starke Abweichungen der physikalischen Flüsse von den Handelsflüssen festgestellt werden, die zu einer höheren Belastung der Leitungen nach Österreich führen. Eine detaillierte Beschreibung dieses Sachverhalts findet sich in der Maßnahmenbewertung P52/M94b. Da die grundsätzlichen Unterschiede zwischen Maßnahme und Alternative von diesen Abweichungen nicht direkt betroffen sind, wird dieser Aspekt nicht weiter diskutiert.

Ausfall des 380-kV-Stromkreises Dellmensingen – Werben (AT)

Die ÜNB begründen das Projekt 74 mit der Überlastung (102%) des 380-kV-Stromkreises von Leupolz nach Westtirol (AT) bei Ausfall des 380-kV-Stromkreises zwischen Dellmensingen und Werben (AT) und ohne Maßnahme. Diese Überlastung kann jedoch nicht nachvollzogen werden. Nach Berechnungen in Integral ist der Stromkreis zu 98,9% ausgelastet. Im Projektsteckbrief der ÜNB fällt auf, dass der nördliche Teil der Maßnahme, der 380-kV-Stromkreis von Vöhringen nach Leupolz, fälschlicherweise aktiv ist und so die Leitung südlich von Leupolz zusätzlich belastet.

Die zwei 380-kV-Stromkreise Leupolz – Westtirol sind im Falle der Alternative zu 72,1% ausgelastet, wenn ein 380-kV-Stromkreis zwischen Dellmensingen und Werben im NNF 8129 ausfällt. Bei der Maßnahme selber ergibt sich auf denselben Stromkreisen eine Auslastung von 72,5%.

1.2.2 Erforderlichkeit

Abbildung 159 zeigt die Auslastung der Leitung zwischen Vöhringen und Raum Memmingen als Gegenstand der Alternative P74. Die Leitung ist unter diesen Rahmenbedingungen bis maximal 28,5% ausgelastet und die durchschnittliche Auslastung beträgt 6,9%. Bei 2,4% der betrachteten Stunden ist die Leitung über 20% ausgelastet.



Abbildung 159: Histogramm der relativen Auslastung der Leitung von Vöhringen nach Memmingen bei Realisierung der Alternative

Der Vergleich zeigt, dass die Alternative P74 bei Betrachtung der Leitungsauslastungen elektrotechnisch vergleichbar mit der Maßnahme M96 des NEP13 ist. Die dargestellten Unterschiede ergeben sich aus den leicht veränderten Leitungsparametern, die den grundsätzlichen Leistungsfluss jedoch kaum beeinflussen.

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 160 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahmen M96 und M97 auf das Netz dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Maßnahmen M96 und M97 Leitungen in Richtung Österreich entlasten. Leitungen, die Leistung zur Maßnahme zu- oder abführen werden stärker belastet.

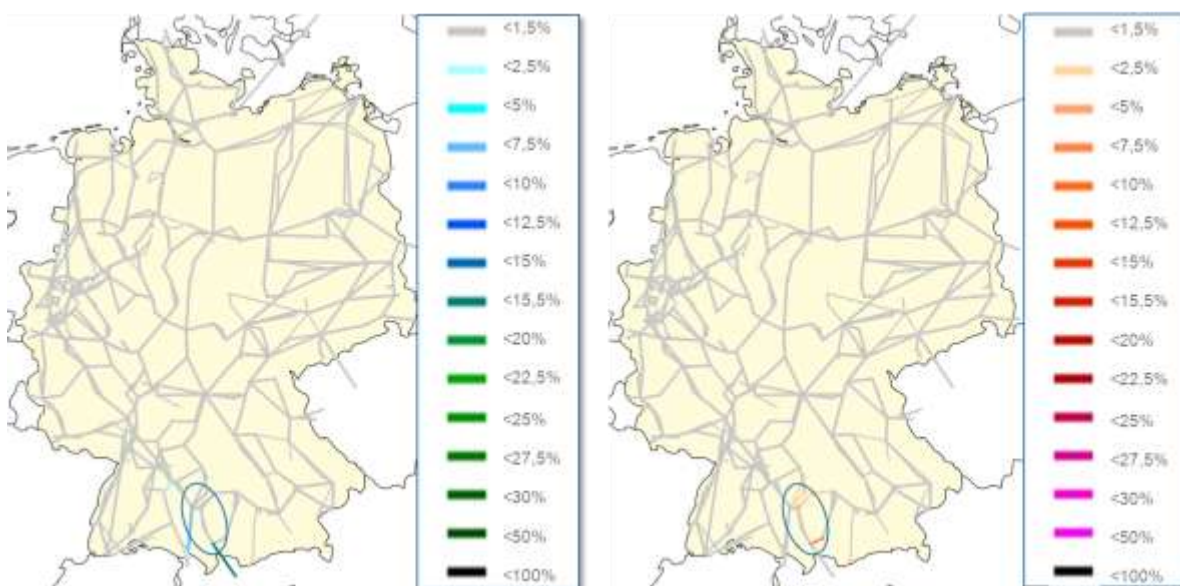


Abbildung 160: Einfluss der Maßnahmen M96/M97 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastung

gen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.

2.2 Änderung der Rahmenbedingungen

In der von den ÜNB am 1.7.2013 vorgelegten Sensitivitätsbetrachtung 3, der Kappung der Erzeugungsspitzen, konnte die Notwendigkeit der Maßnahme M96 auch von den ÜNB nicht identifiziert werden.

3. Befund

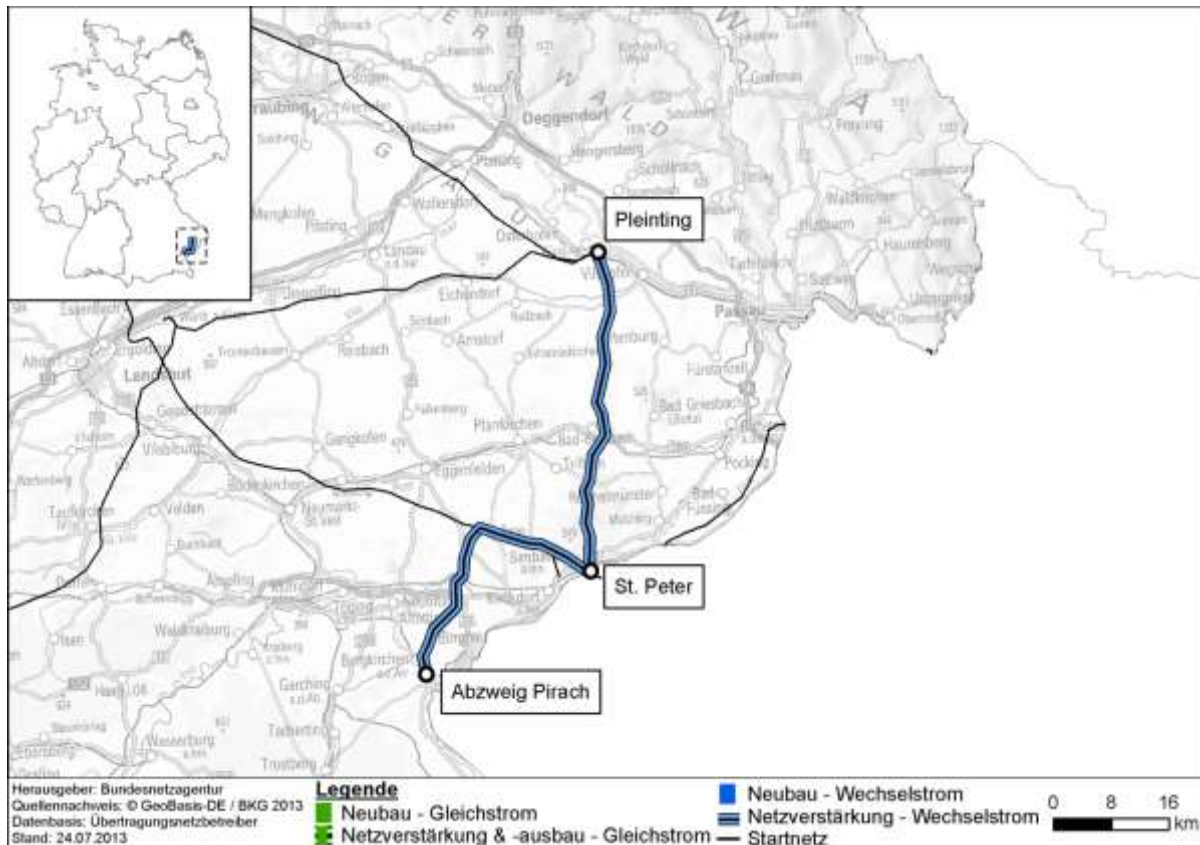
Die Maßnahmen M96 und M97 sind erforderlich und bewirken eine Erhöhung der Transportkapazität zwischen Deutschland und Österreich.

Aufgrund der annähernden Gleichwertigkeit von Maßnahme und Alternative wird die Maßnahmen M96/97 bestätigt.

Projekt 112: Pirach, Pleinting und St. Peter

Beschreibung:

Das Projekt ist gekoppelt mit dem Projekt 67, das die Kuppelkapazität zwischen Bayern und Österreich erhöhen soll.

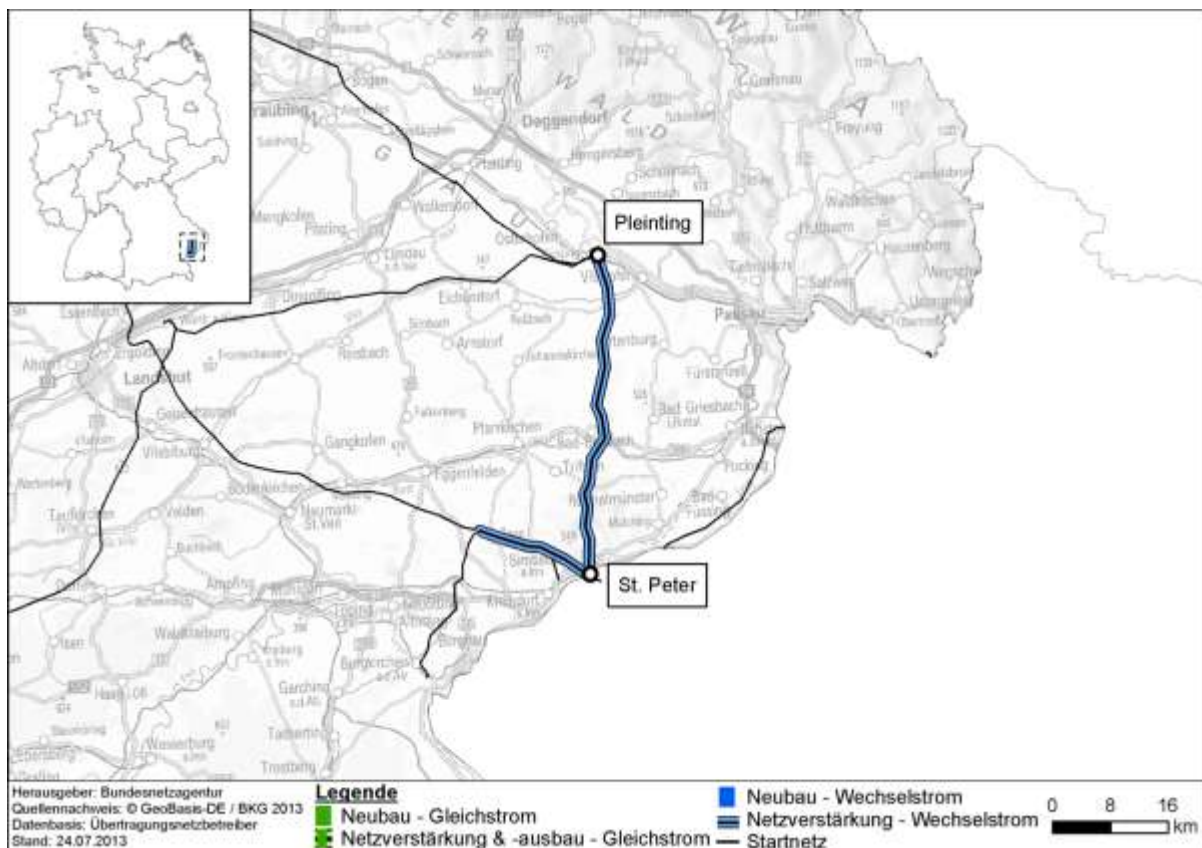


Maßnahme 201: Pleinting, Pirach und St. Peter

Die Maßnahme 201 (Pleinting, Pirach und St. Peter) wird nicht bestätigt.

Beschreibung:

Im Rahmen dieser Maßnahme ist eine Spannungsumstellung der vorhandenen 220-kV-Leitung zwischen Pleinting und St. Peter durch eine neue 380-kV-Leitung 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 drei 380/110-kV-Transformatoren aufgestellt werden (Ausbau von bestehenden Anlagen).



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: Die Maßnahme M201 wurde im NEP Strom 2013 den „zu beobachtenden“ Netzmaßnahmen zugeordnet. Die ÜNB sind der Aufforderung der BNetzA (S. 389 Entwurf der Bestätigung NEP Strom 2013) nicht nachgekommen ein Inbetriebnahmejahr für die Maßnahmen nachzureichen.

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Prüfung der Maßnahme basiert auf dem Netznutzungsfall der Stunde 2845, der von den ÜNB zur Begründung bereitgestellt wurde.

Im Normalzustand (n-0) lässt sich feststellen, dass verschiedene Leitungen des 220-kV-Netzes überlastet sind. Die Leitung von Pleinting nach St. Peter ist zu 158,4 % ausgelastet und die Leitung

von Pirach nach St. Peter ist zu 113,2 % ausgelastet. Durch die Maßnahme 201 werden die 220-kV-Leitungen durch 380kV Stromkreise ersetzt. Im gleichen NNF sind die beiden 380-kV-Stromkreise der Maßnahme M201 von Pleinting nach St. Peter jeweils zu 53,6 % ausgelastet und die Leitung von Pirach nach St. Peter ist zu 40,8 % ausgelastet.

Die im vorgelegten NNF ersichtlichen Überlastungen werden somit durch die Maßnahme wirksam behoben.

1.2 Erforderlichkeit

Die unten stehende Abbildung zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M201 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden in der Simulationsumgebung. Bei 56% der betrachteten Stunden wird dabei die Leitung über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 57,3%. Die mittlere Auslastung beträgt 22,9%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird daher von der Bundesnetzagentur als erforderlich eingestuft.

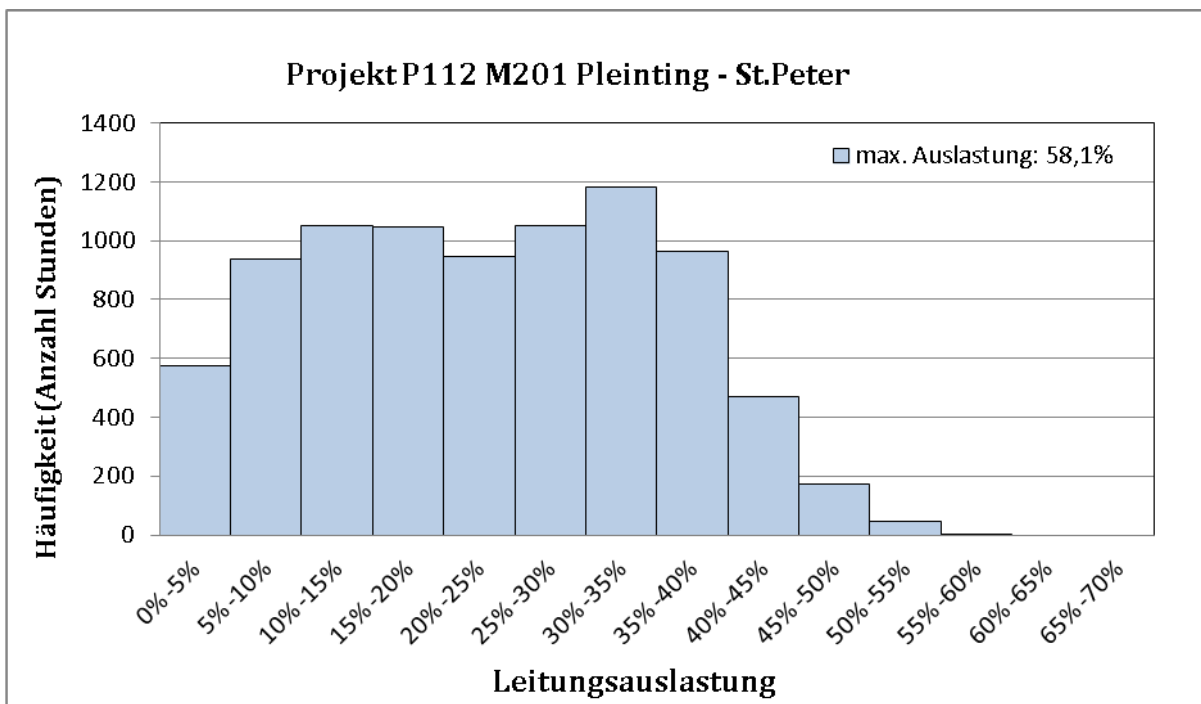


Abbildung 161: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M201 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die Maßnahmen M201 und M212 haben für das umgebende Netz sowohl ent- als auch belastende Effekte, die in Abbildung 166 dargestellt werden. Leitungen, die parallel zu den Maßnahmen verlaufen sind deutlich entlastet. Leitungen, die Leistung zu den Maßnahmen zu- oder abführen, werden stärker belastet.

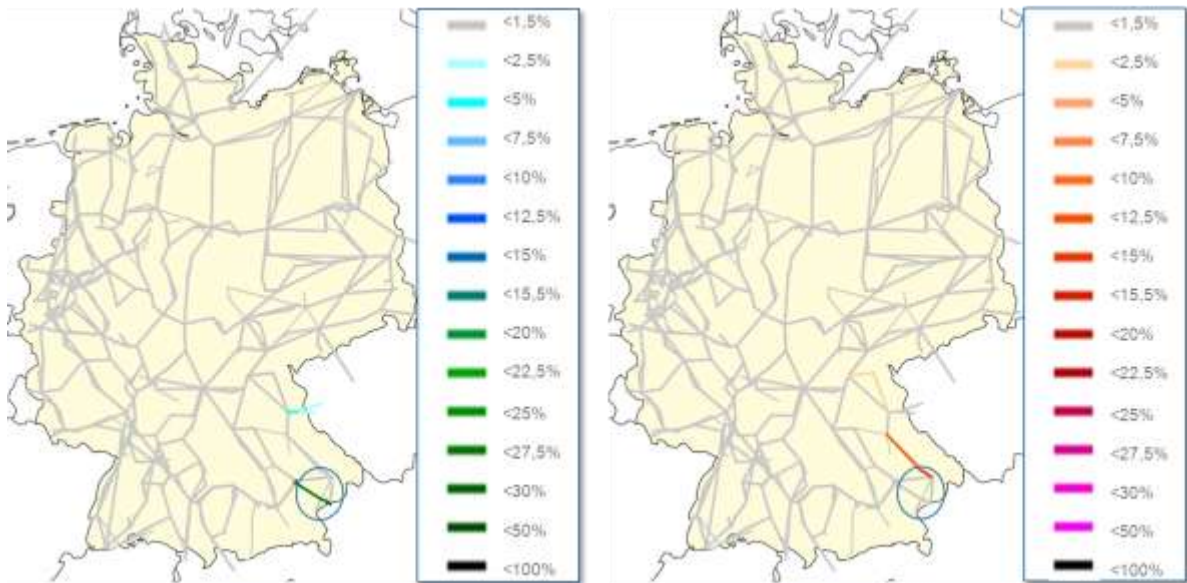


Abbildung 162: Einfluss der Maßnahmen M201 und M212 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

2.2 „Zu beobachtende“ Streckenmaßnahme

Bei P112 M201 handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern als „zu beobachtend“ klassifizierten Maßnahmen werden anders als im Entwurf der Bestätigung grundsätzlich nicht bestätigt. Die ÜNB gehen selbst davon aus, dass die „zu beobachtenden“ Maßnahmen „im Lichte der energiewirtschaftlichen und politischen Entwicklung in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden“ (S. 18 NEP Strom 2013). Die Bundesnetzagentur sieht in Anbetracht der aktuellen politischen Entwicklung, z.B. bevorstehenden Novellierung des EEG, grundsätzlich von einer Bestätigung der „zu beobachtenden“ Maßnahmen im diesjährigen Prozess ab – unabhängig davon, ob sie die Prüfkriterien erfüllen. Es ist sinnvoller, nur die Maßnahmen zu bestätigen, von deren Erforderlichkeit auch die ÜNB überzeugt sind, als in den nächsten Jahren bei geänderten Randbedingungen bereits bestätigte Maßnahmen nicht zu bestätigen, weil sie die Prüfkriterien nicht erfüllen. Hiermit kommt die Bundesnetzagentur auch der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach, die Prüfung so durchzuführen, dass die größtmögliche Robustheit der Maßnahmen gewährleistet ist.

3. Befund

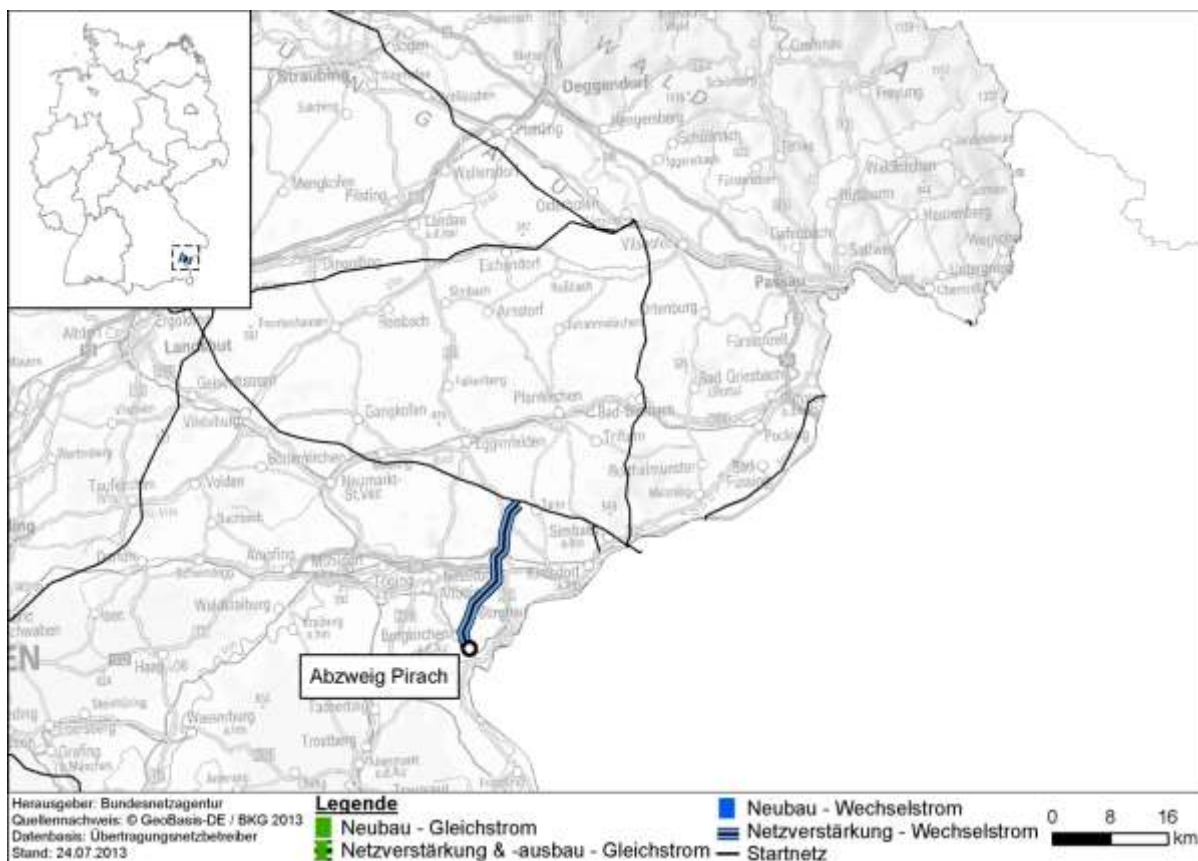
Die Maßnahme P112 M201 wird nicht bestätigt. Die Maßnahme M201 weist zwar eine hohe Auslastung über 8760 Stunden auf und stellt die (n-1)-Sicherheit wirksam her, jedoch handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

Maßnahme 212: Abzweig Pirach

Die Maßnahme 212 (Abzweig Pirach) wird nicht bestätigt.

Beschreibung:

Das Umspannwerk Pirach ist derzeit über einen 220-kV-Abzweig an die 220-kV-Leitung Pleinting – St. Peter angeschlossen. Dieser Abzweig wird teilweise auf der bestehenden 220-kV-Leitung Altheim – St. Peter mitgeführt. Durch die Notwendigkeit von M201 entfällt zwangsläufig die Anbindung von Pirach in 220 kV, deswegen muss die Versorgung anderweitig sichergestellt werden. Im Rahmen der hier beschriebenen Maßnahme soll dann die Schaltanlage Pirach auf 380 kV umgestellt und in die Leitung von Isar nach St. Peter eingeschleift werden. Hierfür muss zwischen der 380-kV-Schaltanlage Pirach und der 380-kV-Leitung Isar – St. Peter die bestehende 220-kV-Netzstruktur auf 380 kV umgestellt werden. In Pirach müssen neben einer 380-kV-Schaltanlage zusätzlich zwei 380/110-kV-Transformatoren neu errichtet werden (Netzausbau). Unabhängig von den Netzerfordernissen wird die Notwendigkeit der Umstellung des Abzweigs Pirach auf 380 kV aus genehmigungsrechtlichen Gründen im Zuge der Errichtung der 380-kV-Leitung Isar – St. Peter erwartet.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: Die Maßnahme M212 wurde im NEP Strom 2013 den „zu beobachtenden“ Netzmaßnahmen zugeordnet. Die ÜNB sind der Aufforderung der BNetzA (S. 389 Entwurf der Bestätigung NEP Strom 2013) nicht nachgekommen, ein Inbetriebnahmejahr für die Maßnahmen nachzureichen.

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Prüfung der Maßnahme basiert auf dem Netznutzungsfall der Stunde 2845, der von den ÜNB bereitgestellt wurde.

Bei Prüfung der Maßnahme 201 wurde festgestellt, dass im Normalzustand (n-0) verschiedene Leitungen des 220-kV-Netzes überlastet sind. Darunter ist die Leitung von Pirach nach St. Peter, die zu 113,2 % ausgelastet ist. Mit der Maßnahme 212 wird Pirach in die 380-kV-Leitung von Isar nach St. Peter eingeschleift. Die 380-kV-Leitung von Pirach nach St. Peter ist dann zu 40,8 % ausgelastet.

Die im vorgelegten NNF ersichtlichen Überlastungen werden somit durch die Maßnahme wirksam behoben.

1.2 Erforderlichkeit

Die unten stehende Abbildung zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M212 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden. In 39% der betrachteten Stunden wird dabei die Leitung über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 45,7%. Die mittlere Auslastung beträgt 17,3%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird daher von der Bundesnetzagentur als erforderlich eingestuft.

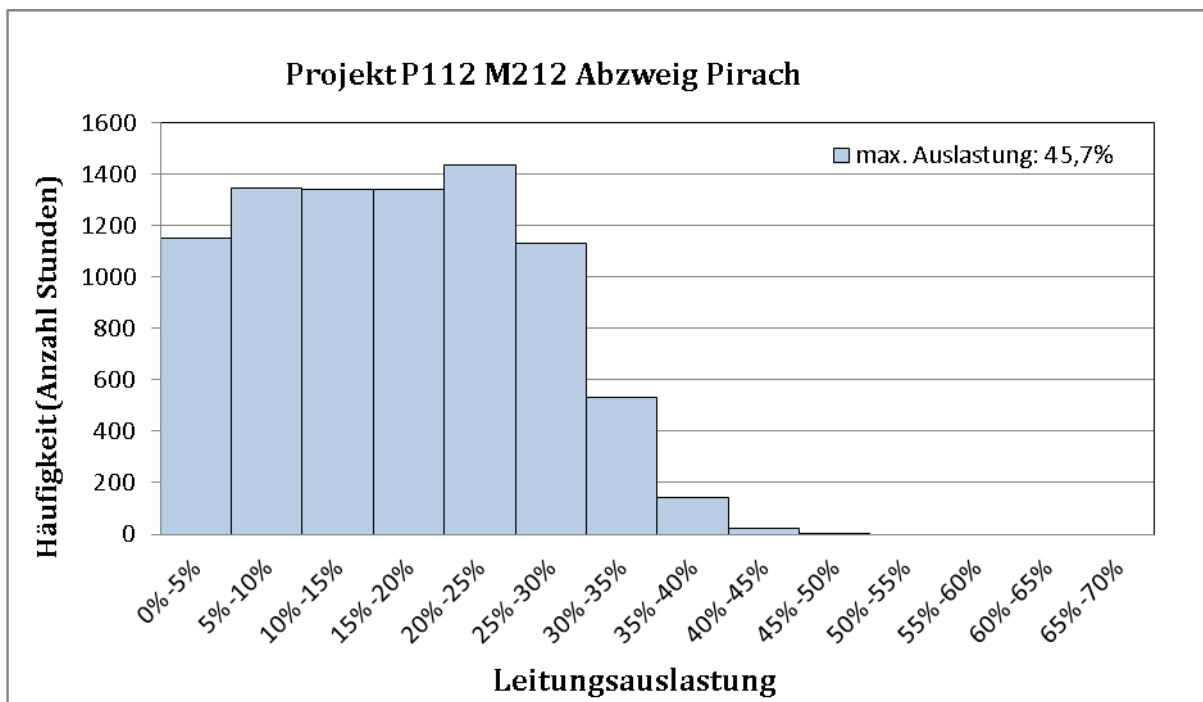


Abbildung 163: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M212 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die Maßnahmen M201 und M212 haben für das umgebende Netz sowohl ent- als auch belastende Effekte, die in Abbildung 168 dargestellt werden. Leitungen, die parallel zu den Maßnahmen verlaufen sind deutlich entlastet. Leitungen, die Leistung zu den Maßnahmen zu- oder abführen,

werden stärker belastet.

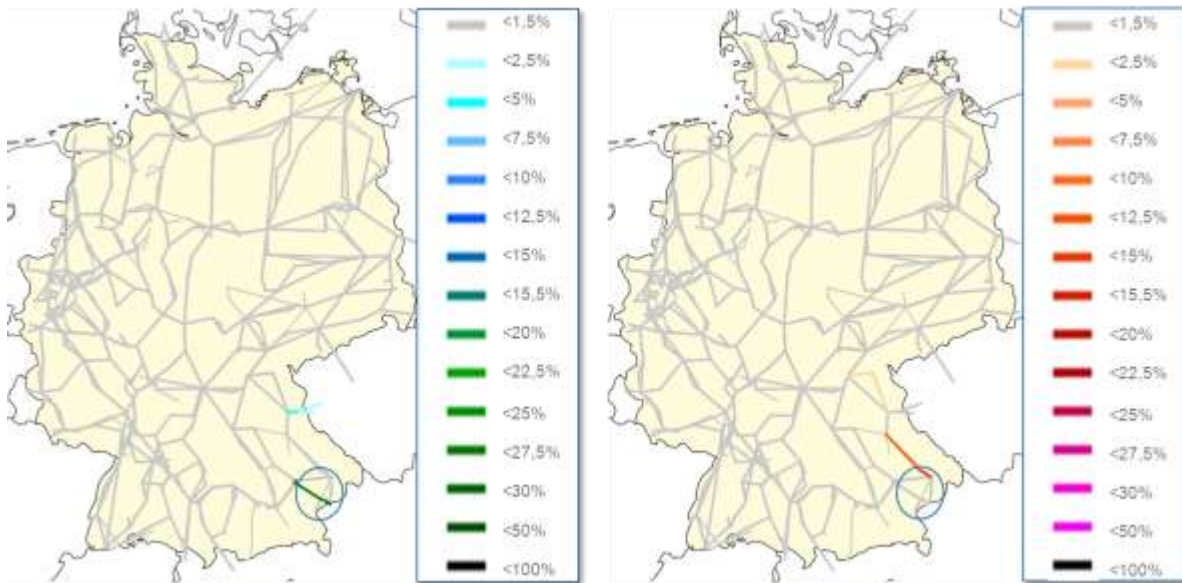


Abbildung 164: Einfluss der Maßnahmen M201 und M212 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

2.2 „Zu beobachtende“ Streckenmaßnahme

Bei P112 M212 handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern als „zu beobachtend“ klassifizierten Maßnahmen werden anders als im Entwurf der Bestätigung grundsätzlich nicht bestätigt. Die ÜNB gehen selbst davon aus, dass die „zu beobachtenden“ Maßnahmen „im Lichte der energiewirtschaftlichen und politischen Entwicklung in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden“ (S. 18 NEP Strom 2013). Die Bundesnetzagentur sieht in Anbetracht der aktuellen politischen Entwicklung, z.B. bevorstehenden Novellierung des EEG, grundsätzlich von einer Bestätigung der „zu beobachtenden“ Maßnahmen im diesjährigen Prozess ab – unabhängig davon, ob sie die Prüfkriterien erfüllen. Es ist sinnvoller, nur die Maßnahmen zu bestätigen, von deren Erforderlichkeit auch die ÜNB überzeugt sind, als in den nächsten Jahren bei geänderten Randbedingungen bereits bestätigte Maßnahmen nicht zu bestätigen, weil sie die Prüfkriterien nicht erfüllen. Hiermit kommt die Bundesnetzagentur auch der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach, die Prüfung so durchzuführen, dass die größtmögliche Robustheit der Maßnahmen gewährleistet ist.

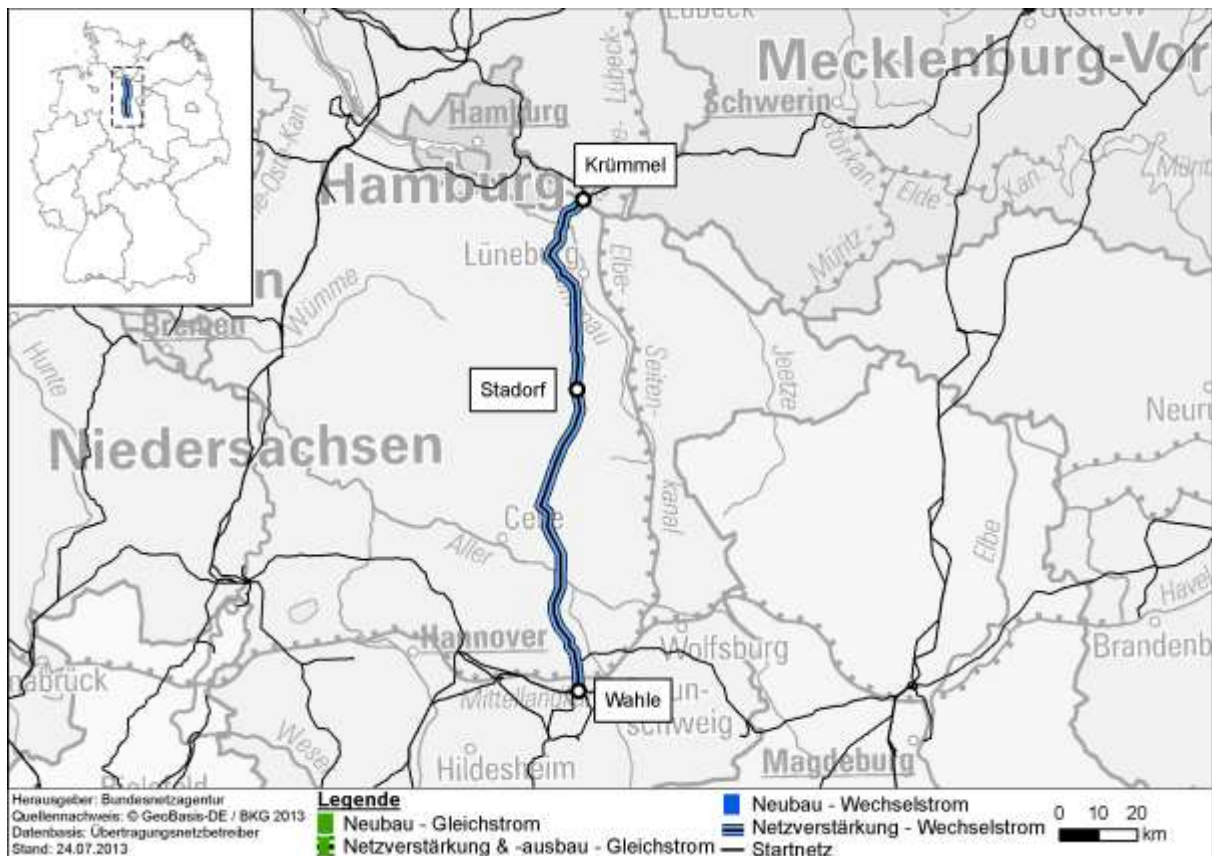
3. Befund

Die Maßnahme P112 M212 wird nicht bestätigt. Die Maßnahme M212 weist zwar eine hohe Auslastung über 8760 Stunden auf und stellt die (n-1)-Sicherheit wirksam her, jedoch handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

Projekt 113: Krümmel – Walle

Beschreibung:

Die Leitung Krümmel – Stadorf – Walle stellt einen Transportkanal in Nord-Süd-Richtung dar. Bei Ausfall eines Stromkreises wird der parallele Stromkreis unzulässig belastet. Die Stromtragfähigkeit ist somit zu erhöhen.

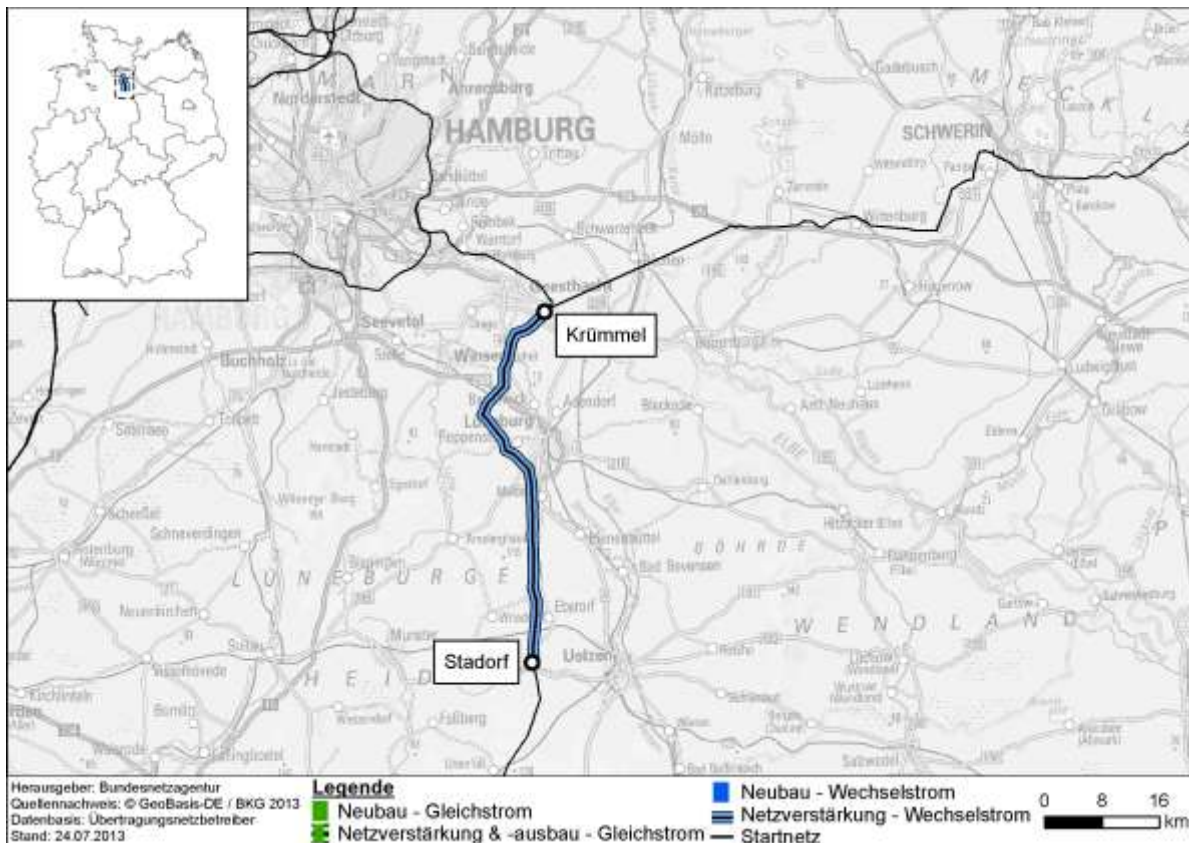


Maßnahme 202: Krümmel – Lüneburg – Stadorf

Die Maßnahme 202 (Krümmel – Lüneburg – Stadorf) wird nicht bestätigt.

Beschreibung:

Auf Grund von Überlastungen im (n-1)-Fall ist die Installation eines dritten Stromkreises auf der Leitung von Krümmel nach Stadorf notwendig. Hierfür muss die Leitung komplett neu in der Trasse der bestehenden 380-kV-Leitung errichtet werden (Netzverstärkung). Die vorhandenen zwei 380-kV-Stromkreise werden verstärkt, um die Stromtragfähigkeit auf 3.600 A zu erhöhen. Hierzu sind die drei Schaltanlagen (Krümmel, Lüneburg und Stadorf) zu verstärken (Netzverstärkung).



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: Die Maßnahme M202 wurde im NEP Strom 2013 den „zu beobachtenden“ Netzmaßnahmen zugeordnet. Die ÜNB sind der Aufforderung der BNetzA (S. 389 Entwurf der Bestätigung NEP Strom 2013) nicht nachgekommen ein Inbetriebnahmejahr für die Maßnahmen nachzureichen.

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Prüfung der Maßnahme basiert auf dem Netznutzungsfall der Stunde 7412, der von den ÜNB zur Begründung bereitgestellt wurde.

In der Begründung wird ein Leitungsausfall zwischen Krümmel und Stadorf angeführt. Ohne M202 kommt es bei diesem Ausfall zu einer Auslastung der Leitung von Krümmel nach Lüneburg von 136,5 % und zu einer Auslastung der Leitung von Lüneburg nach Stadorf von 136,3 %.

Mit der Maßnahme wird beim Ausfall einer der Leitungen der Maßnahme von Krümmel nach Stadorf die Auslastung der Leitung von Krümmel nach Lüneburg auf 62,5 % gesenkt und die Auslastung der Leitung von Lüneburg nach Stadorf auf 62,6 % gesenkt. Die im vorgelegten NNF ersichtliche (n-1)-Verletzung wird somit durch die Maßnahme 202 behoben.

Es wurde keine Änderung der Netztopologie gefunden, die das Netz ohne die Maßnahme sinnvoll entlastet. Die Maßnahme behebt die untersuchte (n-1)-Verletzung wirksam.

1.2 Erforderlichkeit

Die unten stehende Abbildung zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M202 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden. Bei 15,9% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 52,1%. Die mittlere Auslastung beträgt 12,3%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird daher als erforderlich eingeschätzt.

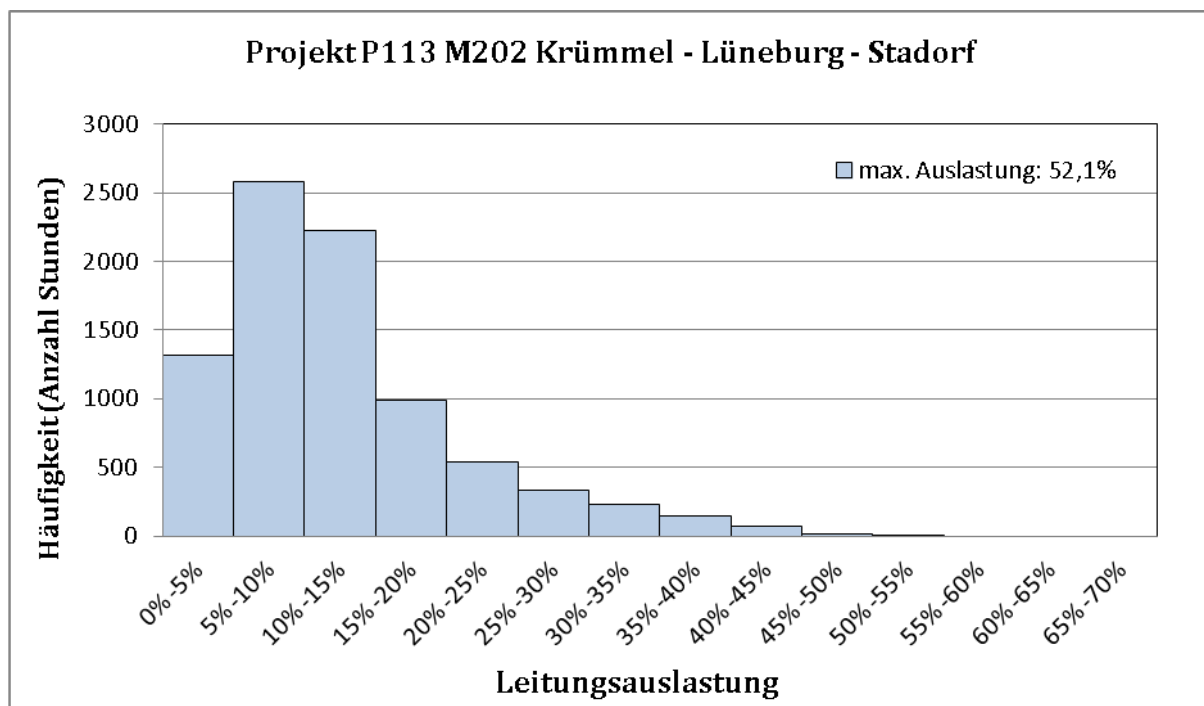


Abbildung 165: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M202 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die Maßnahme M202 vom Krümmel nach Stadorf hat für das umgebende Netz sowohl ent- als auch belastende Effekte, die in Abbildung 166 dargestellt werden. Leitungen die parallel zur Maßnahme M202 verlaufen werden entlastet. Leitungen die Leistung zur Maßnahme zu- oder abführen werden in der Regel stärker belastet.

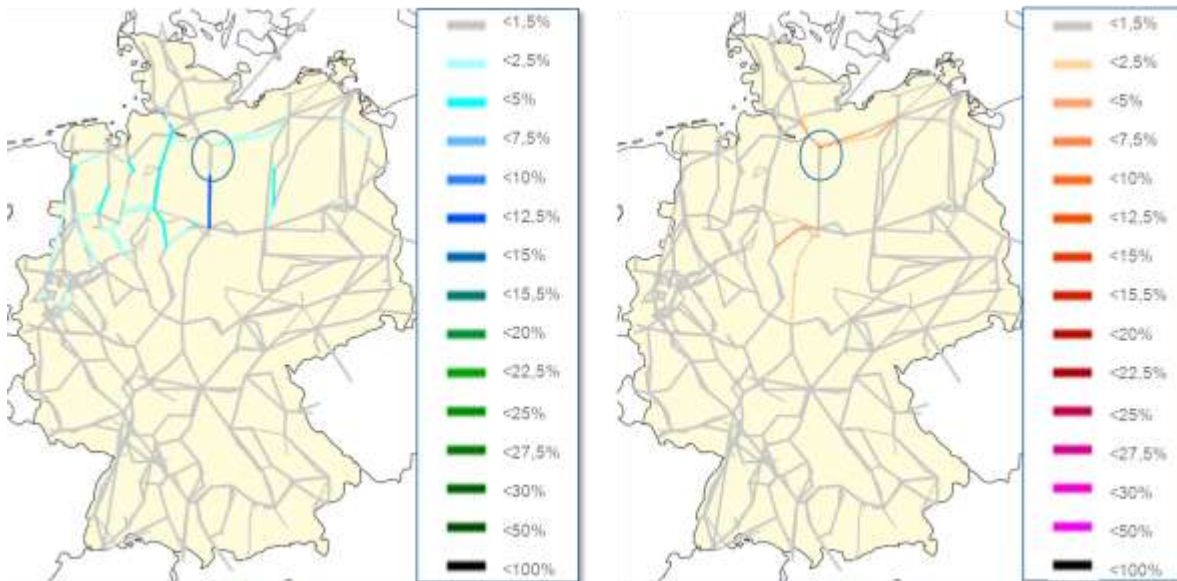


Abbildung 166: Einfluss der Maßnahme M202 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

2.2 „Zu beobachtende“ Streckenmaßnahme

Bei P113 M202 handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern als „zu beobachtend“ klassifizierten Maßnahmen werden anders als im Entwurf der Bestätigung grundsätzlich nicht bestätigt. Die ÜNB gehen selbst davon aus, dass die „zu beobachtenden“ Maßnahmen „im Lichte der energiewirtschaftlichen und politischen Entwicklung in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden“ (S. 18 NEP Strom 2013). Die Bundesnetzagentur sieht in Anbetracht der aktuellen politischen Entwicklung, z.B. bevorstehenden Novellierung des EEG, grundsätzlich von einer Bestätigung der „zu beobachtenden“ Maßnahmen im diesjährigen Prozess ab – unabhängig davon, ob sie die Prüfkriterien erfüllen. Es ist sinnvoller, nur die Maßnahmen zu bestätigen, von deren Erforderlichkeit auch die ÜNB überzeugt sind, als in den nächsten Jahren bei geänderten Randbedingungen bereits bestätigte Maßnahmen nicht zu bestätigen, weil sie die Prüfkriterien nicht erfüllen. Hiermit kommt die Bundesnetzagentur auch der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach, die Prüfung so durchzuführen, dass die größtmögliche Robustheit der Maßnahmen gewährleistet ist.

3. Befund

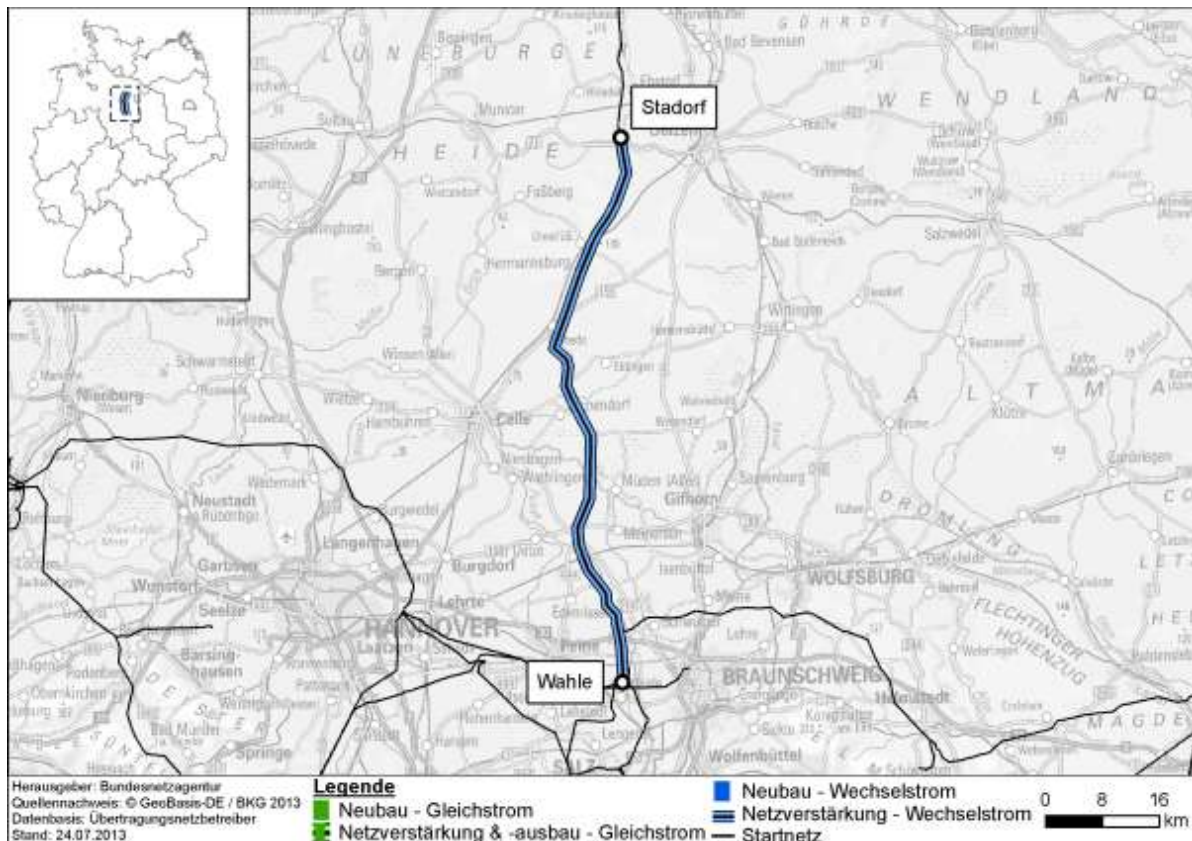
Die Maßnahme P113 M202 wird nicht bestätigt. Die Maßnahme M202 weist zwar eine hohe Auslastung über 8760 Stunden auf und stellt die (n-1)-Sicherheit wirksam her, jedoch handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

Maßnahme 203: Stadorf – Wahle

Die Maßnahme 203 (Stadorf – Wahle) wird nicht bestätigt.

Beschreibung:

Im Rahmen dieser Maßnahme ist eine Netzverstärkung der vorhandenen 380-kV-Leitung von Stadorf nach Wahle vorgesehen (Netzverstärkung). Ziel ist die Erhöhung der Stromtragfähigkeit.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: Die Maßnahme M203 wurde im NEP Strom 2013 den „zu beobachtenden“ Netzmaßnahmen zugeordnet. Die ÜNB sind der Aufforderung der BNetzA (S. 389 Entwurf der Bestätigung NEP Strom 2013) nicht nachgekommen ein Inbetriebnahmejahr für die Maßnahmen nachzureichen.

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Prüfung der Maßnahme basiert auf dem Netznutzungsfall der Stunde 7412, der von den ÜNB zur Begründung bereitgestellt wurde.

Im Normalzustand (n-0) lässt sich feststellen, dass die Leitungen von Stadorf nach Wahle mit 91,6 % hoch ausgelastet sind. Fällt, wie in der Begründung angeführt, eine der Leitungen aus, so führt dies zu einer Auslastung der verbleibenden Leitung von 134,2 %. Durch die Netzverstärkung der Maßnahme wird die Auslastung auf 96,0 % gesenkt. Die im vorgelegten NNF ersichtli-

che (n-1)-Verletzung wird somit durch die Maßnahme 202 behoben.

Es wurde keine Änderung der Netztopologie gefunden, die das Netz ohne die Maßnahme sinnvoll entlastet. Die Maßnahme behebt die untersuchte (n-1)-Verletzung wirksam.

1.2 Erforderlichkeit

Die unten stehende Abbildung zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M203 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden. Bei 15,6% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 51,1%. Die mittlere Auslastung beträgt 11,2%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird daher als erforderlich eingeschätzt.

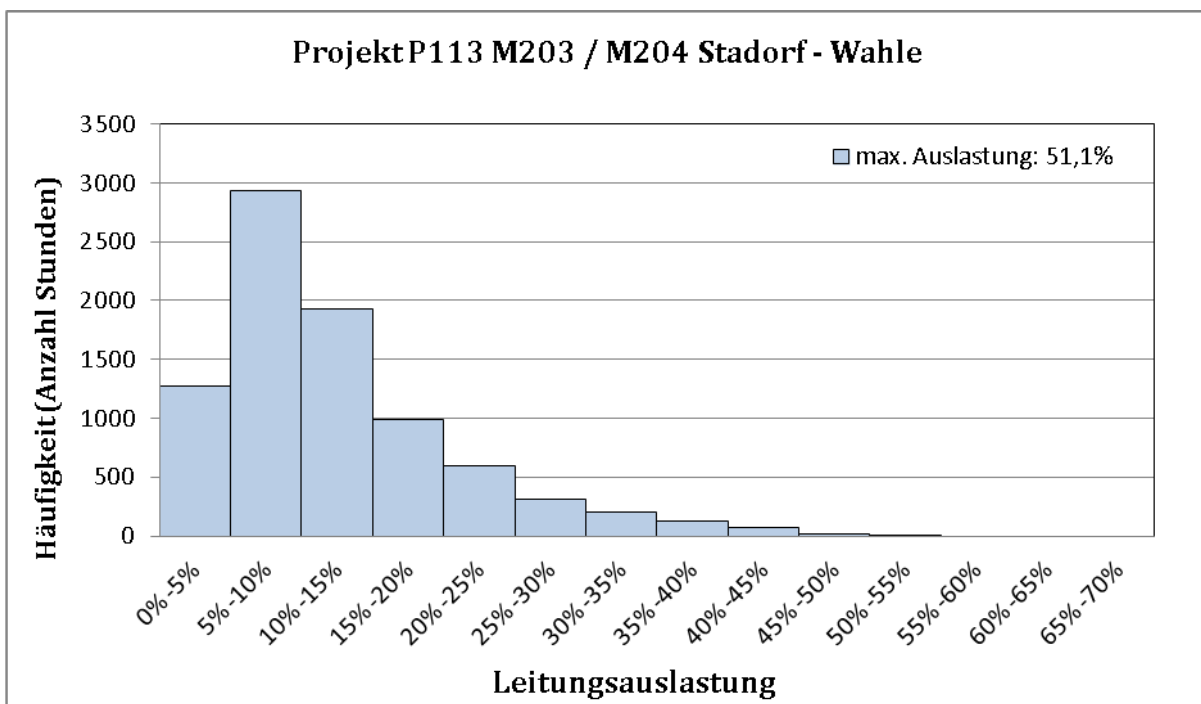


Abbildung 167: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M204 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die Maßnahme M203 hat äußerst geringe ent- oder belastende Effekte auf das umliegende Netz. Da es sich bei der Maßnahme um eine Netzverstärkung handelt ist dies verständlich, da diese in erster Linie die Überlastung der ersetzten Leitung behebt.

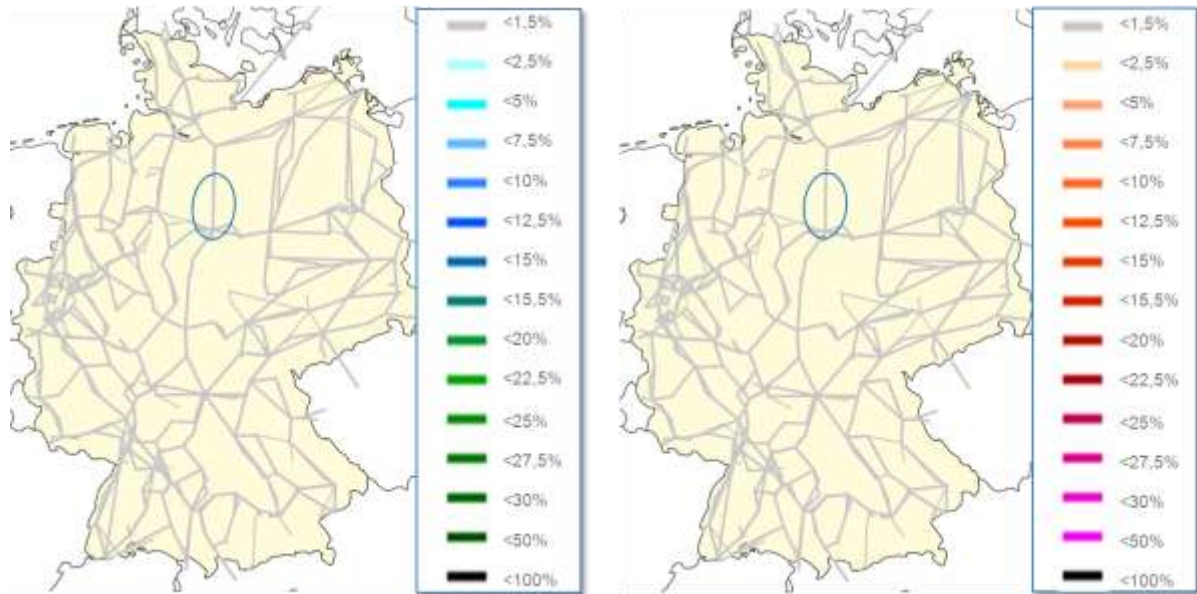


Abbildung 168: Einfluss der Maßnahme M203 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

2.2 „Zu beobachtende“ Streckenmaßnahme

Bei P113 M203 handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme. Die von den Übertragungsnetzbetreibern als „zu beobachtend“ klassifizierten Maßnahmen werden anders als im Entwurf der Bestätigung grundsätzlich nicht bestätigt. Die ÜNB gehen selbst davon aus, dass die „zu beobachtenden“ Maßnahmen „im Lichte der energiewirtschaftlichen und politischen Entwicklung in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden“ (S. 18 NEP Strom 2013). Die Bundesnetzagentur sieht in Anbetracht der aktuellen politischen Entwicklung, z.B. bevorstehenden Novellierung des EEG, grundsätzlich von einer Bestätigung der „zu beobachtenden“ Maßnahmen im diesjährigen Prozess ab – unabhängig davon, ob sie die Prüfkriterien erfüllen. Es ist sinnvoller, nur die Maßnahmen zu bestätigen, von deren Erforderlichkeit auch die ÜNB überzeugt sind, als in den nächsten Jahren bei geänderten Randbedingungen bereits bestätigte Maßnahmen nicht zu bestätigen, weil sie die Prüfkriterien nicht erfüllen. Hiermit kommt die Bundesnetzagentur auch der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach, die Prüfung so durchzuführen, dass die größtmögliche Robustheit der Maßnahmen gewährleistet ist.

3. Konsultation

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht. Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

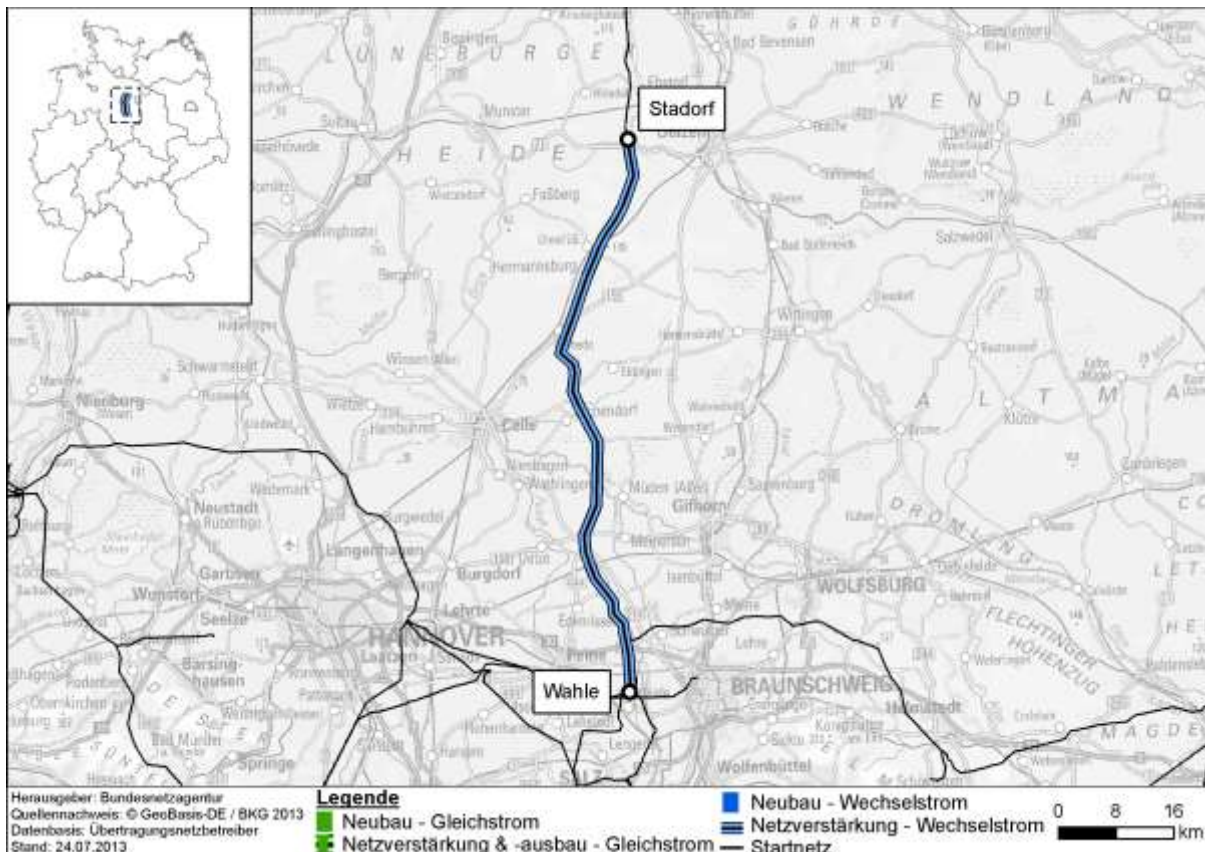
Die Maßnahme P113 M203 wird nicht bestätigt. Die Maßnahme M203 weist zwar eine hohe Auslastung über 8760 Stunden auf und stellt die (n-1)-Sicherheit wirksam her, jedoch handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

Maßnahme 204: Stadorf – Walle

Die Maßnahme 204 (Stadorf – Walle) wird nicht bestätigt.

Beschreibung:

Im Rahmen dieser Maßnahme ist eine Netzverstärkung der vorhandenen 380-kV-Leitung von Stadorf nach Walle durch die Auflage eines dritten Stromkreises notwendig (Netzverstärkung).



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: Die Maßnahme M204 wurde im NEP Strom 2013 den „zu beobachtenden“ Netzmaßnahmen zugeordnet. Die ÜNB sind der Aufforderung der BNetzA (S. 389 Entwurf der Bestätigung NEP Strom 2013) nicht nachgekommen ein Inbetriebnahmejahr für die Maßnahmen nachzureichen.

1. Elektrotechnische Prüfung Maßnahme

1.1 Wirksamkeit

Die Prüfung der Maßnahme basiert auf dem Netznutzungsfall der Stunde 7480, der von den ÜNB zur Begründung bereitgestellt wurde.

In der Begründung wird ein Leitungsausfall zwischen Stadorf und Walle angeführt. Dieser führt zu einer Auslastung der parallelen Leitung von 98,4 %. Damit ist die Leitung auch im Fall ohne die Maßnahme nicht überlastet. Mit der Maßnahme sinkt die Auslastung auf 67,2 %.

Es ist im vorgelegten NNF keine (n-1)-Verletzung ersichtlich. Die Wirksamkeit kann in dem vorgelegten Fall nicht bestätigt werden.

1.2 Erforderlichkeit

Die unten stehende Abbildung zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M204 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden. Bei 15,6% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 51,1%. Die mittlere Auslastung beträgt 11,2%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und ist erforderlich.

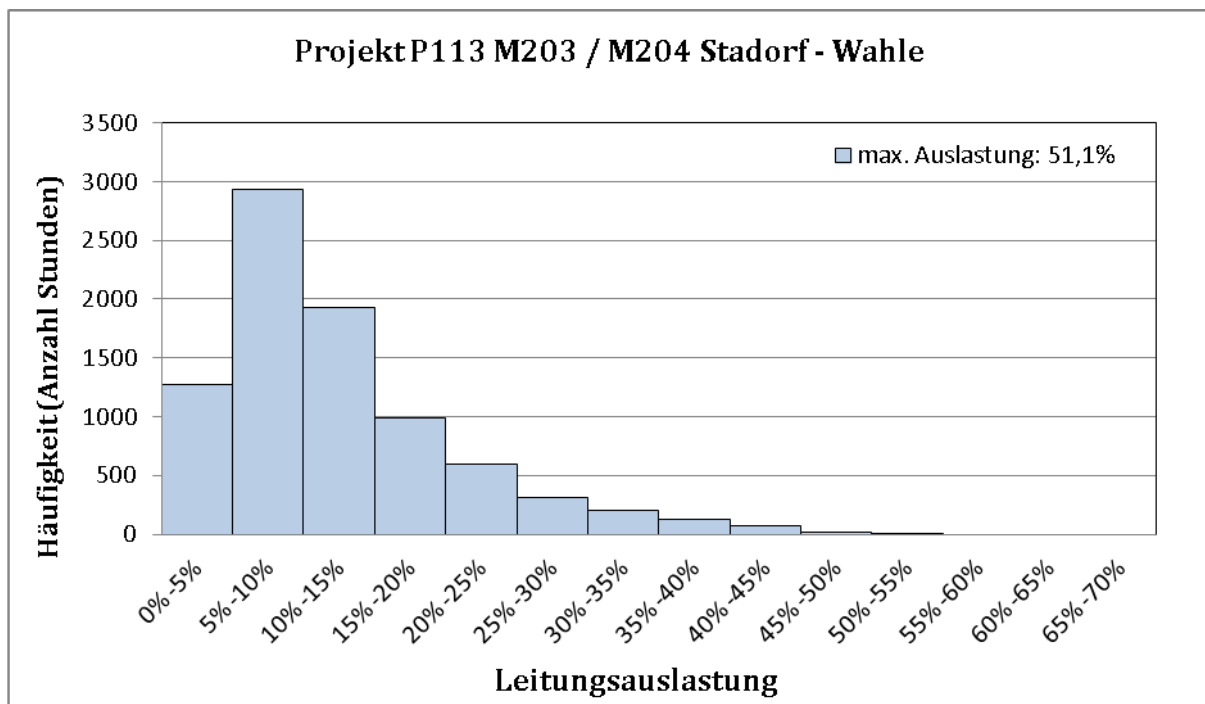


Abbildung 169: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M204 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

In Abbildung 170 sind sowohl die ent- als auch die belastenden Effekte der Maßnahme M204 auf das Netz dargestellt. Der entlastende Einfluss der zusätzlichen Leitung von Stadorf nach Wahle auf die bestehenden Leitungen ist erkennbar. Leitungen die Leistung zur Maßnahme zu- oder abführen werden durch die erhöhte Übertragungskapazität stärker belastet.

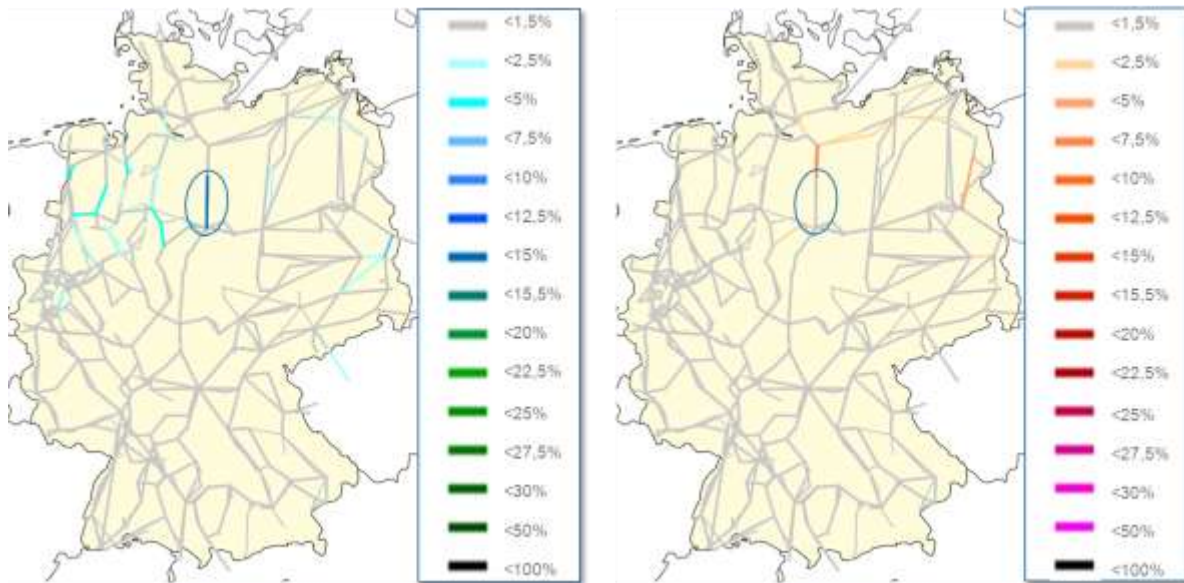


Abbildung 170: Einfluss der Maßnahme M204 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

2.2 Geänderte Rahmenbedingungen

In der von den ÜNB am 1.7.2013 vorgelegten Sensitivitätsbetrachtung, der Kappung der Erzeugungsspitzen, konnte die Notwendigkeit der Maßnahme M204 auch von den ÜNB nicht identifiziert werden. Zwar sind die Sensitivitätsbetrachtungen für die Bestätigung der Maßnahmen, die sich aus dem Leitszenario B des genehmigten Szenariorahmens ergeben, letztlich nicht entscheidend. Im konkreten Falle sieht sich die Bundesnetzagentur allerdings durch die Sensitivität in ihrer Einschätzung bestätigt, dass diese Maßnahme nicht zu den Maßnahmen gehört, die unter allen vernünftigerweise zu erwartenden Entwicklungen notwendig sind.

2.3 „Zu beobachtende“ Streckenmaßnahme

Bei P113 M204 handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme. Die von den Übertragungsnetzbetreibern als „zu beobachtend“ klassifizierten Maßnahmen werden anders als im Entwurf der Bestätigung grundsätzlich nicht bestätigt. Die ÜNB gehen selbst davon aus, dass die „zu beobachtenden“ Maßnahmen „im Lichte der energiewirtschaftlichen und politischen Entwicklung in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden“ (S. 18 NEP Strom 2013). Die Bundesnetzagentur sieht in Anbetracht der aktuellen politischen Entwicklung, z.B. bevorstehenden Novellierung des EEG, grundsätzlich von einer Bestätigung der „zu beobachtenden“ Maßnahmen im diesjährigen Prozess ab – unabhängig davon, ob sie die Prüfkriterien erfüllen. Es ist sinnvoller, nur die Maßnahmen zu bestätigen, von deren Erforderlichkeit auch die ÜNB überzeugt sind, als in den nächsten Jahren bei geänderten Randbedingungen bereits bestätigte Maßnahmen nicht zu bestätigen, weil sie die Prüfkriterien nicht erfüllen. Hiermit kommt die Bundesnetzagentur auch der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach, die Prüfung so durchzuführen, dass die größtmögliche Robustheit der Maßnahmen gewährleistet ist.

3. Befund

Die Wirksamkeit der Maßnahme kann nicht nachvollzogen werden. Überdies handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme. Die Maßnahme P113 M204 wird nicht bestätigt.

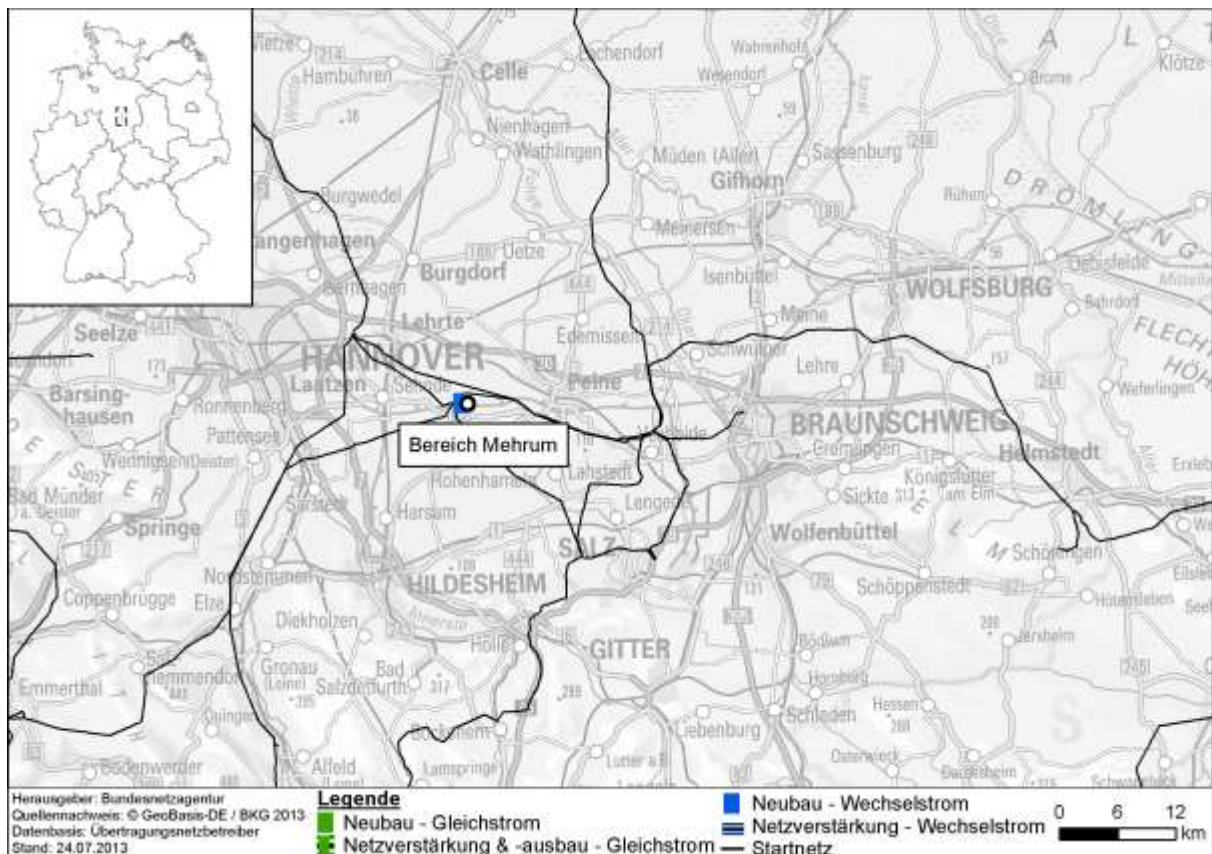
Projekt 115: Bereich Mehrum

Maßnahme 205: Bereich Mehrum

Die Maßnahme 205 (Bereich Mehrum) wird nicht bestätigt.

Beschreibung:

Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Errichtung einer 380-kV-Schaltanlage in Mehrum inklusive der Errichtung eines 380/220-kV-Verbundkupplers vorgesehen (Netzausbau). Der bestehende 380-kV-Stromkreis von Grohnde nach Klein Ilsede wird in die 380-kV-Schaltanlage in Mehrum eingeführt. Hierfür ist ein Netzausbau auf einer Länge von ca. 1 km notwendig (Netzausbau).



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: Die Maßnahme M115 wurde im NEP Strom 2013 den „zu beobachtenden“ Netzmaßnahmen zugeordnet. Die ÜNB sind der Aufforderung der BNetzA (S. 389 Entwurf der Bestätigung NEP Strom 2013) nicht nachgekommen ein Inbetriebnahmejahr für die Maßnahmen nachzureichen.

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Prüfung der Maßnahme basiert auf dem Netznutzungsfall der Stunde 8524, der von den ÜNB zur Begründung bereitgestellt wurde. In der Begründung wird der Ausfall einer 220-kV-Leitung

zwischen Mehrum nach Lehrte angeführt. Dieser führt zu einer Auslastung der parallelen Leitung von 122,3 %. Mit der Maßnahme wird die Auslastung auf 97,8 % gesenkt.

Die Wirksamkeit der Maßnahme M205 konnte nachvollzogen werden. Die notwendigen Topologieänderungen, welche notwendig waren um einen vergleichbaren entlastenden Effekt im vorgelegten (n-1)-Fall zu erzielen gingen weit über ein angemessenes Maß hinaus. Hinzu kommen folgende Umstände, welche die Sinnhaftigkeit der Maßnahme ebenfalls untermauern.

1.2 Erforderlichkeit

Die unten stehende Abbildung zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M205 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden. Bei keiner der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 16,8%. Die mittlere Auslastung beträgt 8,2%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit keine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird daher zum jetzigen Zeitpunkt nicht als erforderlich eingeschätzt.

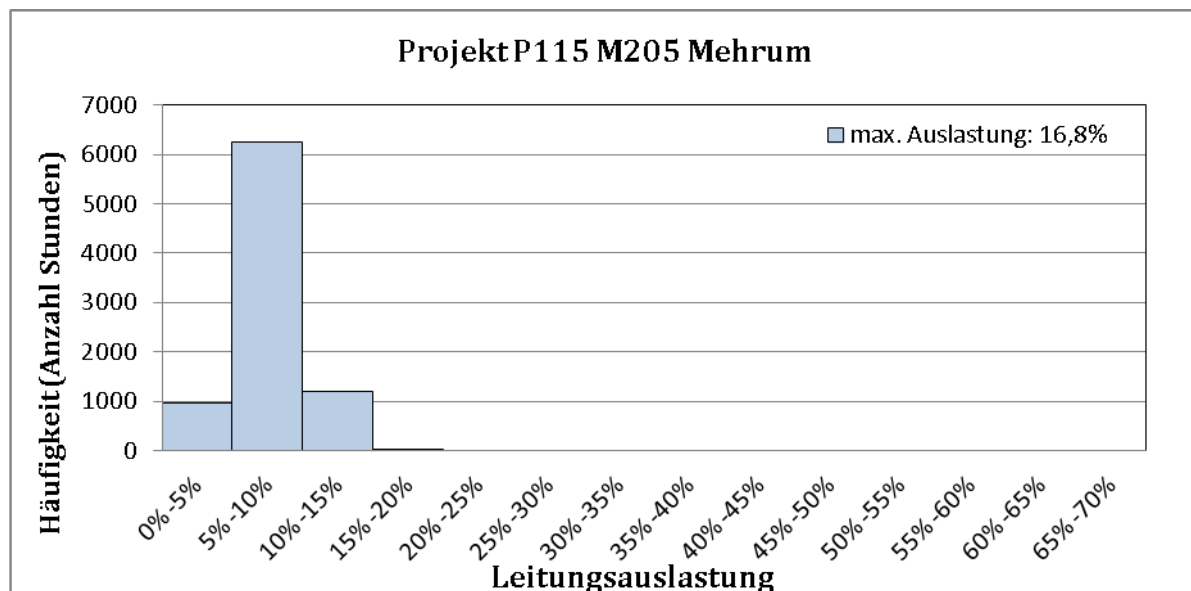


Abbildung 171: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M205 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die Maßnahme M205 hat für das umgebende Netz sowohl ent- als auch belastende Effekte, die in Abbildung 172 dargestellt werden. Es zeigen sich vor allem Entlastungen im 220-kV-Netzes.

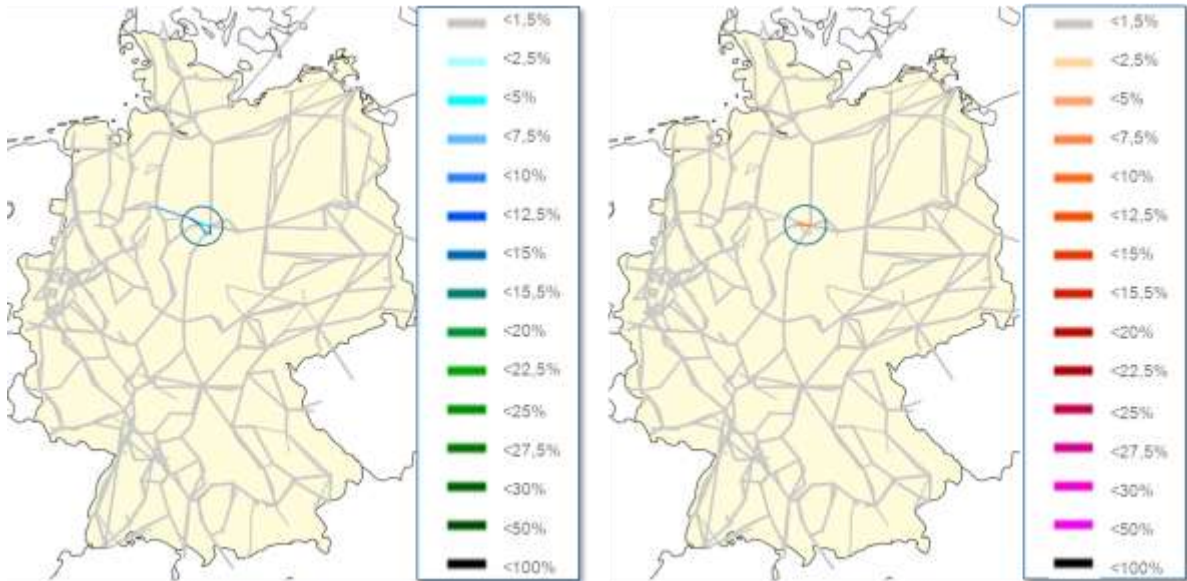


Abbildung 172: Einfluss der Maßnahme M205 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

2.2 Geänderte Rahmenbedingungen

In der von den ÜNB am 1.7.2013 vorgelegten Sensitivitätsbetrachtung 2, der Kappung der Erzeugungsspitzen, konnte die Notwendigkeit der Maßnahme M205 nicht identifiziert werden. Zwar sind die Sensitivitätsbetrachtungen für die Bestätigung der Maßnahmen, die sich aus dem Leitszenario B des genehmigten Szenariorahmens ergeben, letztlich nicht entscheidend. Im konkreten Falle sieht sich die Bundesnetzagentur allerdings durch die Sensitivität in ihrer Einschätzung bestätigt, dass diese Maßnahme nicht zu den Maßnahmen gehört, die unter allen vernünftigerweise zu erwartenden Entwicklungen notwendig sind.

2.2 „Zu beobachtende“ Streckenmaßnahme

Bei P115 M205 handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern als „zu beobachtend“ klassifizierten Maßnahmen werden anders als im Entwurf der Bestätigung grundsätzlich nicht bestätigt. Die ÜNB gehen selbst davon aus, dass die „zu beobachtenden“ Maßnahmen „im Lichte der energiewirtschaftlichen und politischen Entwicklung in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden“ (S. 18 NEP Strom 2013). Die Bundesnetzagentur sieht in Anbetracht der aktuellen politischen Entwicklung, z.B. bevorstehenden Novellierung des EEG, grundsätzlich von einer Bestätigung der „zu beobachtenden“ Maßnahmen im diesjährigen Prozess ab – unabhängig davon, ob sie die Prüfkriterien erfüllen. Es ist sinnvoller, nur die Maßnahmen zu bestätigen, von deren Erforderlichkeit auch die ÜNB überzeugt sind, als in den nächsten Jahren bei geänderten Randbedingungen bereits bestätigte Maßnahmen nicht zu bestätigen, weil sie die Prüfkriterien nicht erfüllen. Hiermit kommt die Bundesnetzagentur auch der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach, die Prüfung so durchzuführen, dass die größtmögliche Robustheit der Maßnahmen gewährleistet ist.

3. Befund

Die Wirksamkeit und ihre Erforderlichkeit konnte nicht nachgewiesen werden. Überdies handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme. Die Maßnahme M205 wird nicht bestätigt.

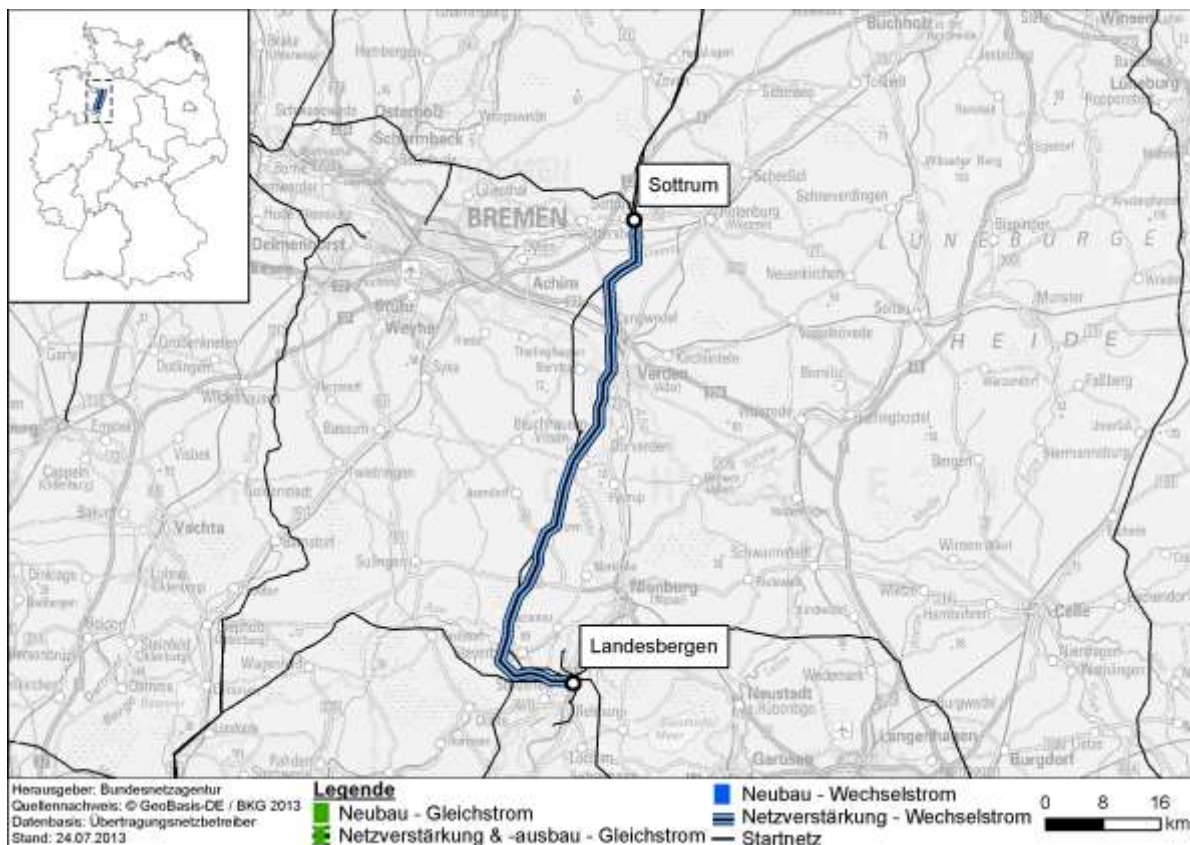
Projekt 116: Sottrum – Landesbergen

Maßnahme 206: Sottrum – Landesbergen

Die Maßnahme 206 (Sottrum – Landesbergen) wird nicht bestätigt.

Beschreibung:

Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Verstärkung der 380-kV-Leitung zwischen Sottrum und Landesbergen vorgesehen, um die Stromtragfähigkeit zu erhöhen. Hierzu wird die 380-kV-Leitung in der bestehenden Trasse neu gebaut (Netzverstärkung).



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: Die Maßnahme M206 wurde im NEP Strom 2013 den „zu beobachtenden“ Netzmaßnahmen zugeordnet. Die ÜNB sind der Aufforderung der BNetzA (S. 389 Entwurf der Bestätigung NEP Strom 2013) nicht nachgekommen ein Inbetriebnahmejahr für die Maßnahmen nachzureichen.

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Prüfung der Maßnahme basiert auf dem Netznutzungsfall der Stunde 2612, der von den ÜNB zur Begründung bereitgestellt wurde.

In der Begründung wird ein Leitungsausfall zwischen Sottrum und Landesbergen angeführt. Dieser führt zu einer Auslastung der parallelen Leitung von 107,3 %. Mit der Maßnahme wird die Auslastung auf 83,8 % gesenkt. Die im vorgelegten NNF ersichtliche (n-1)-Verletzung wird somit durch die Maßnahme 206 behoben.

Wird die Topologie in Sottrum im Netz ohne die Maßnahme geändert, ist es möglich, die Überlastung auf 91,5 % zu senken. Die Wirksamkeit kann in dem vorgelegten Fall nicht bestätigt werden.

1.2 Erforderlichkeit

Die unten stehende Abbildung zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M206 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden. Bei 13,9% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 52,0%. Die mittlere Auslastung beträgt 10,8%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird daher zum jetzigen Zeitpunkt als erforderlich eingeschätzt.

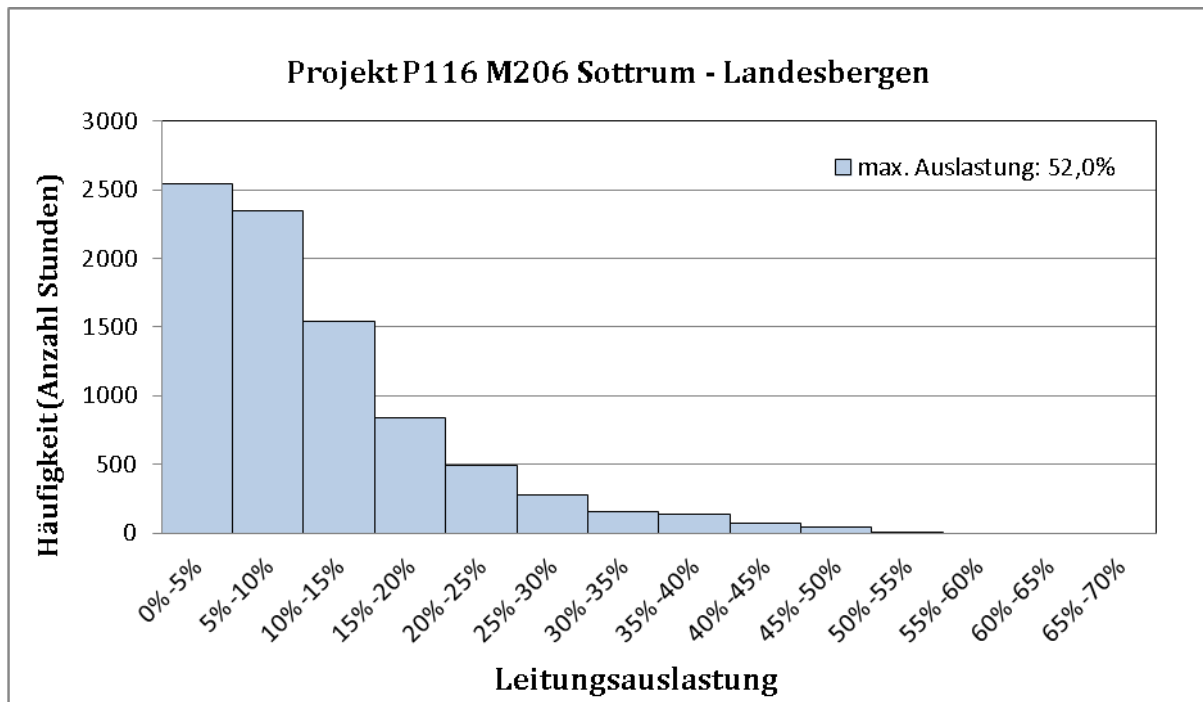


Abbildung 173: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M206 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die Maßnahme M206 hat äußerst geringe ent- oder belastende Effekte auf das umgebende Netz. In Abbildung 174 ist dies dargestellt. Da es sich bei der Maßnahme um eine Netzverstärkung handelt ist dies verständlich, da diese in erster Linie die Überlastung der ersetzten Leitung behebt.

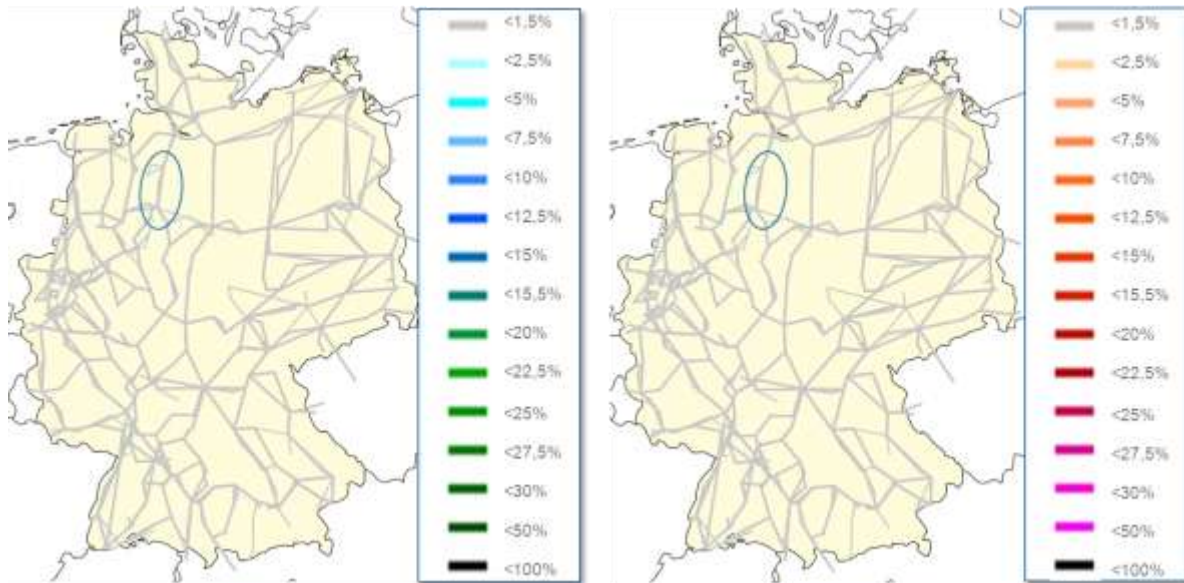


Abbildung 174: Einfluss der Maßnahme M206 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

2.2 „Zu beobachtende“ Streckenmaßnahme

Bei P116 M206 handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme. Die von den Übertragungsnetzbetreibern als „zu beobachtend“ klassifizierten Maßnahmen werden anders als im Entwurf der Bestätigung grundsätzlich nicht bestätigt. Die ÜNB gehen selbst davon aus, dass die „zu beobachtenden“ Maßnahmen „im Lichte der energiewirtschaftlichen und politischen Entwicklung in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden“ (S. 18 NEP Strom 2013). Die Bundesnetzagentur sieht in Anbetracht der aktuellen politischen Entwicklung, z.B. bevorstehenden Novellierung des EEG, grundsätzlich von einer Bestätigung der „zu beobachtenden“ Maßnahmen im diesjährigen Prozess ab – unabhängig davon, ob sie die Prüfkriterien erfüllen. Es ist sinnvoller, nur die Maßnahmen zu bestätigen, von deren Erforderlichkeit auch die ÜNB überzeugt sind, als in den nächsten Jahren bei geänderten Randbedingungen bereits bestätigte Maßnahmen nicht zu bestätigen, weil sie die Prüfkriterien nicht erfüllen. Hiermit kommt die Bundesnetzagentur auch der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach, die Prüfung so durchzuführen, dass die größtmögliche Robustheit der Maßnahmen gewährleistet ist.

3. Konsultation

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht. Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

Die Maßnahme ist erforderlich aber nicht wirksam, da sich die Überlastungen im NNF der ÜNB auch durch Topologieänderungen beheben ließen. Überdies handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme. Die Maßnahme wird daher nicht bestätigt.

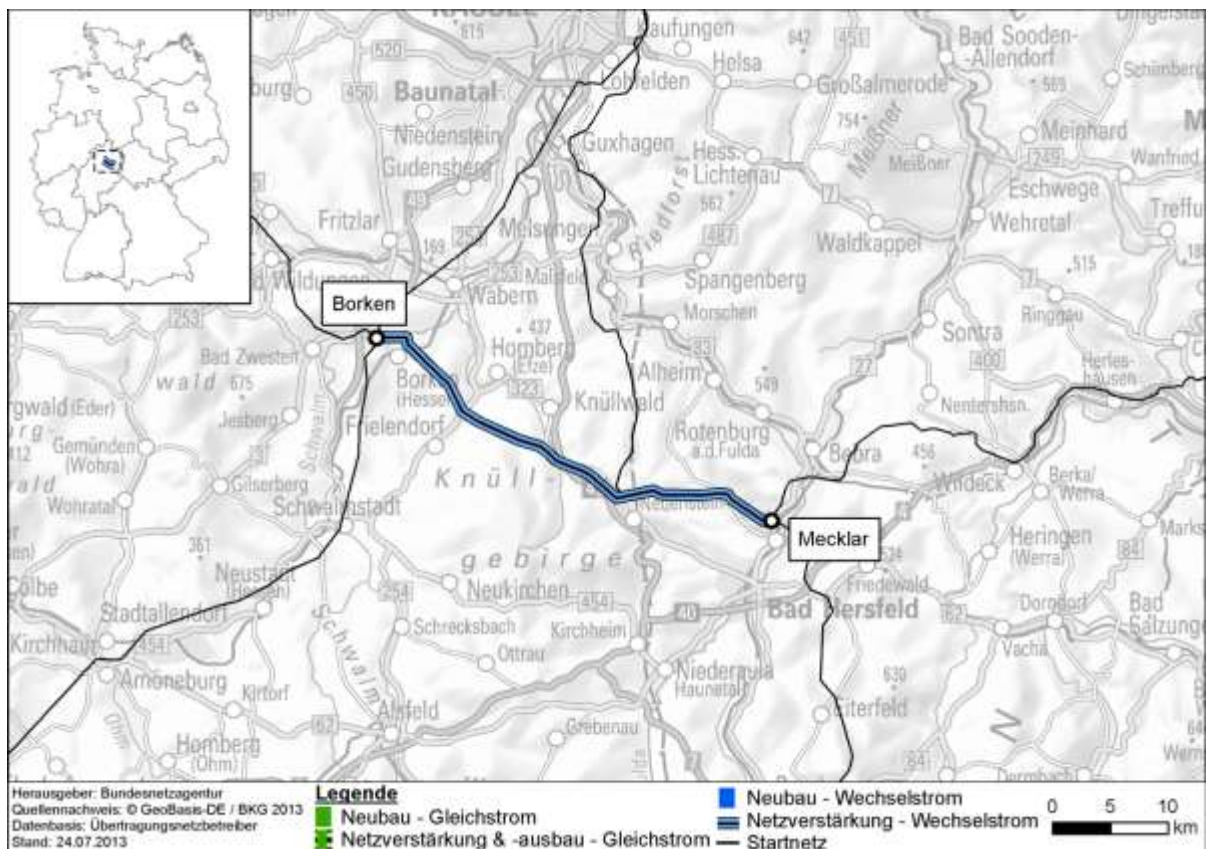
Projekt 118: Borken – Mecklar

Maßnahme 207: Borken – Mecklar

Die Maßnahme 207 (Borken – Mecklar) wird nicht bestätigt.

Beschreibung:

Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Borken und Mecklar vorgesehen. Hierzu wird in der Trasse der bestehenden 380-kV-Leitung eine neue 380-kV-Leitung gebaut (Netzverstärkung), um die Stromtragfähigkeit zu erhöhen.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: Die Maßnahme M207 wurde im NEP Strom 2013 den „zu beobachtenden“ Netzmaßnahmen zugeordnet. Die ÜNB sind der Aufforderung der BNetzA (S. 389 Entwurf der Bestätigung NEP Strom 2013) nicht nachgekommen ein Inbetriebnahmejahr für die Maßnahmen nachzureichen.

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Prüfung der Maßnahme basiert auf dem Netznutzungsfall der Stunde 7412, der von den ÜNB zur Begründung bereitgestellt wurde.

In der Begründung wird der Leitungsausfall einer der Leitungen von Borken nach Mecklar angeführt. Dieser führt zu einer Auslastung der parallelen Leitung von 114,7 %. Mit der Maßnahme wird die Auslastung auf 83,4 % gesenkt. Die im vorgelegten NNF ersichtliche (n-1)-Verletzung

wird somit durch die Maßnahme 207 behoben.

Wird die Topologie in Borken im Netz ohne die Maßnahme geändert, ist es möglich die Überlastung auf 98,1 % zu senken. Die Wirksamkeit kann in dem vorgelegten Fall nicht bestätigt werden.

1.2 Erforderlichkeit

Die unten stehende Abbildung zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M207 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden. Bei 14,4% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 55,4%. Die mittlere Auslastung beträgt 10,8%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird daher zum jetzigen Zeitpunkt als erforderlich eingeschätzt.

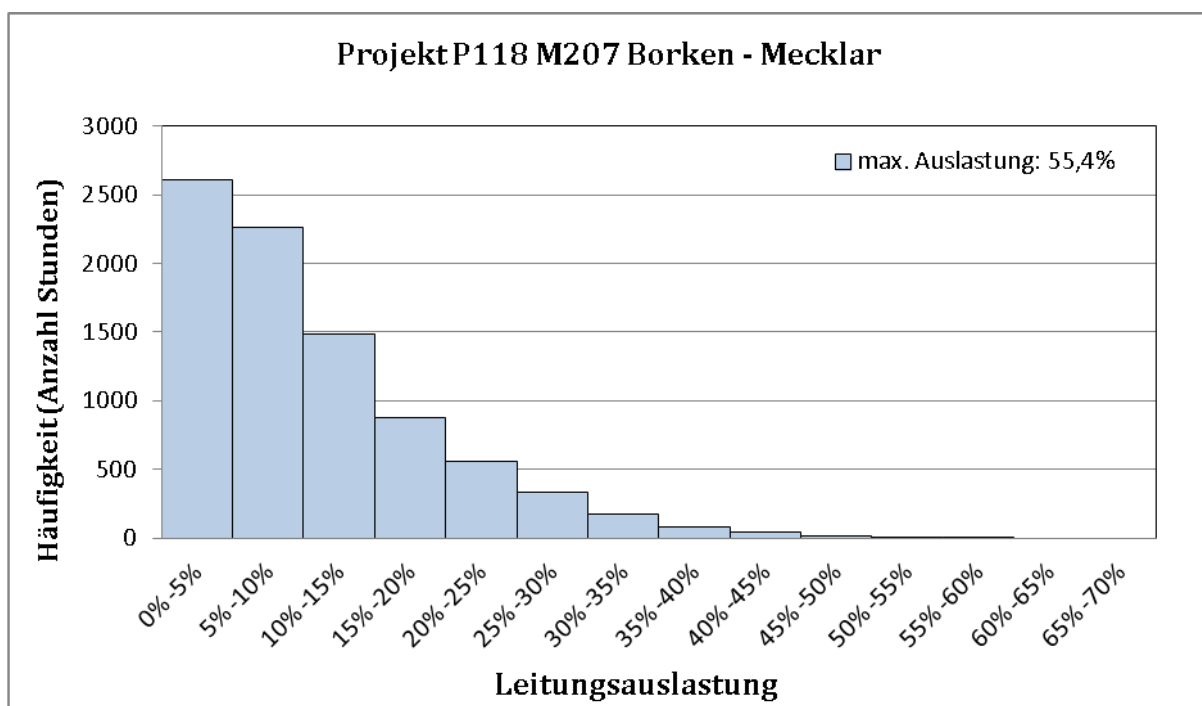


Abbildung 175: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M207 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die Maßnahme M207 hat ent- oder belastende Effekte auf das Netz. In Abbildung 176 ist dies dargestellt. Obwohl die Maßnahme im Zentrum Deutschlands liegt, sind sowohl leichte be- und entlastende Effekte an der östlichen Grenze Deutschlands erkennbar.

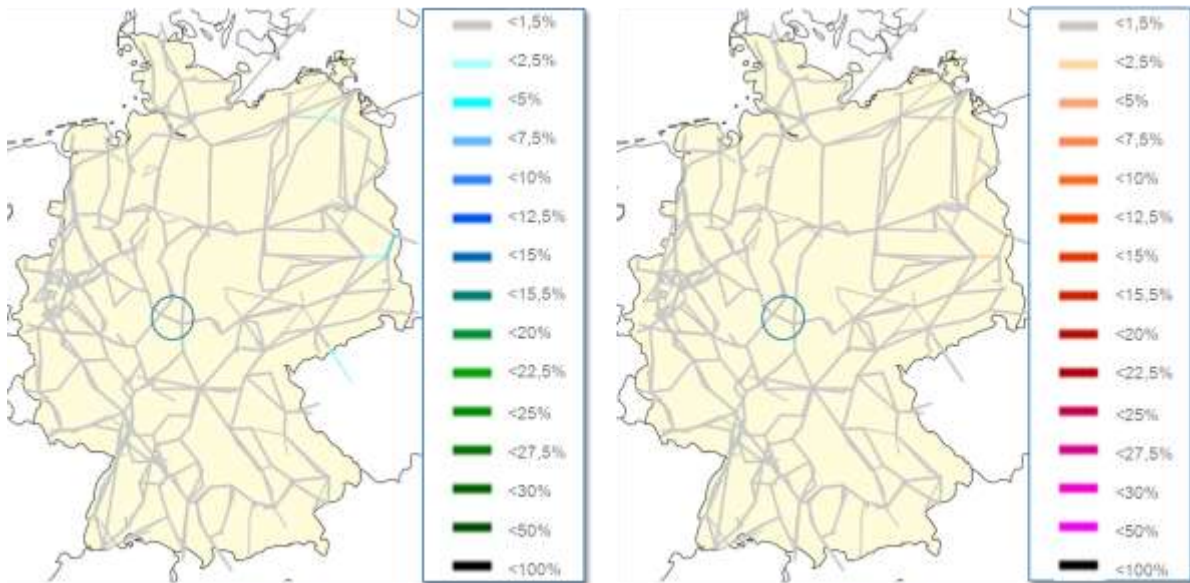


Abbildung 176: Einfluss der Maßnahme M207 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

2.2 „Zu beobachtende“ Streckenmaßnahme

Bei P118 M207 handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme. Die von den Übertragungsnetzbetreibern als „zu beobachtend“ klassifizierten Maßnahmen werden anders als im Entwurf der Bestätigung grundsätzlich nicht bestätigt. Die ÜNB gehen selbst davon aus, dass die „zu beobachtenden“ Maßnahmen „im Lichte der energiewirtschaftlichen und politischen Entwicklung in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden“ (S. 18 NEP Strom 2013). Die Bundesnetzagentur sieht in Anbetracht der aktuellen politischen Entwicklung, z.B. bevorstehenden Novellierung des EEG, grundsätzlich von einer Bestätigung der „zu beobachtenden“ Maßnahmen im diesjährigen Prozess ab – unabhängig davon, ob sie die Prüfkriterien erfüllen. Es ist sinnvoller, nur die Maßnahmen zu bestätigen, von deren Erforderlichkeit auch die ÜNB überzeugt sind, als in den nächsten Jahren bei geänderten Randbedingungen bereits bestätigte Maßnahmen nicht zu bestätigen, weil sie die Prüfkriterien nicht erfüllen. Hiermit kommt die Bundesnetzagentur auch der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach, die Prüfung so durchzuführen, dass die größtmögliche Robustheit der Maßnahmen gewährleistet ist.

3. Konsultation

Die Herleitung einer Begründung dieser Maßnahme aus dem EnLAG-Projekt 6 konnte nicht nachvollzogen werden. Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht. Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Derzeitiger Befund

Die Maßnahme M207 ist erforderlich, aber nicht wirksam. Überdies handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme. Die Maßnahme P118 M207 wird nicht bestätigt.

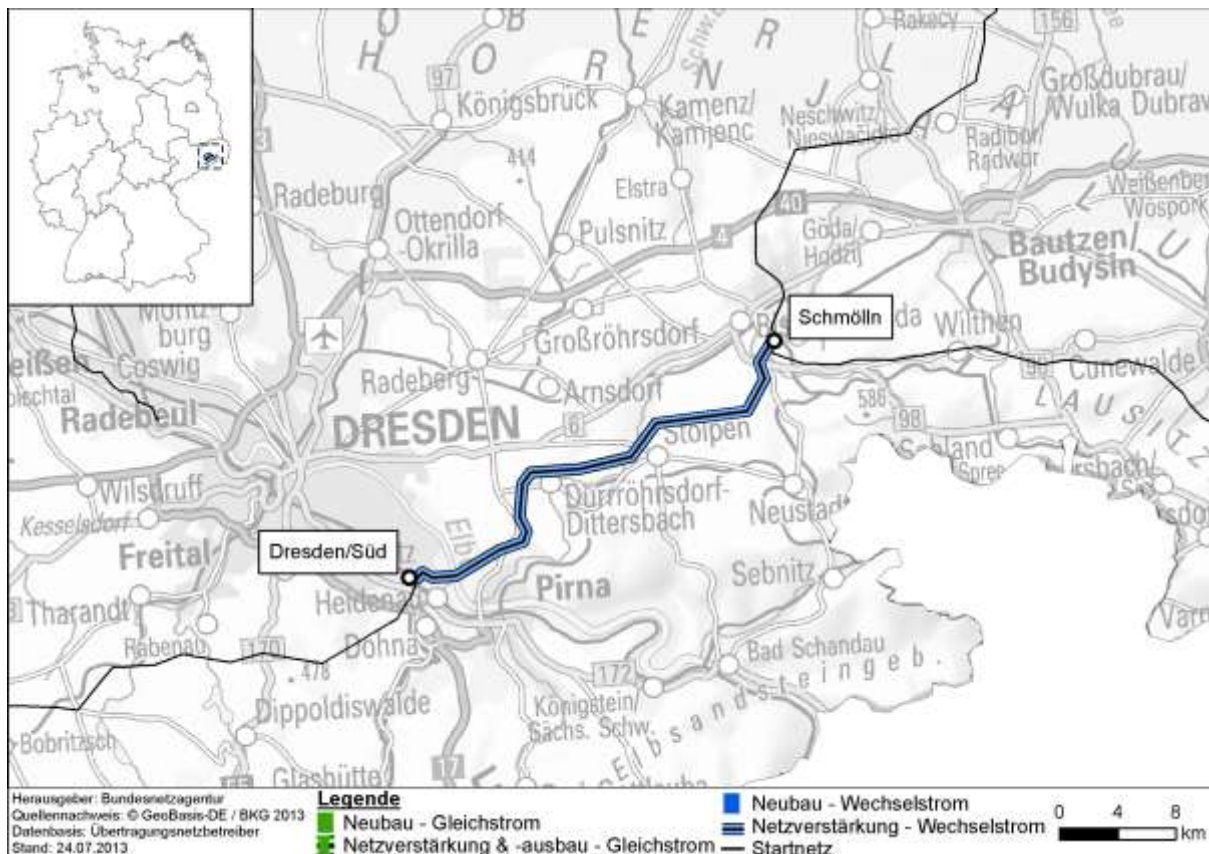
Projekt 123: Dresden/Süd – Schmölln

Maßnahme 208: Dresden/Süd – Schmölln

Die Maßnahme 208 (Dresden/Süd – Schmölln) wird nicht bestätigt.

Beschreibung:

Die 380-kV-Doppelleitung von Dresden/Süd nach Schmölln wird auf 3600 A verstärkt. Falls technologisch möglich und nach Prüfung im Rahmen des späteren Genehmigungsverfahrens, erfolgt dies durch eine HTLS-Beseilung. Andernfalls wäre ein Leitungsneubau erforderlich. Weiterhin sind die Schaltfelder der 380-kV-Anlagen Dresden/Süd und Schmölln entsprechend zu verstärken.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: Die Maßnahme M208 wurde im NEP Strom 2013 den „zu beobachtenden“ Netzmaßnahmen zugeordnet. Die ÜNB sind der Aufforderung der BNetzA (S. 389 Entwurf der Bestätigung NEP Strom 2013) nicht nachgekommen ein Inbetriebnahmejahr für die Maßnahmen nachzureichen.

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Prüfung der Maßnahme basiert auf dem Netznutzungsfall der Stunde 512, der von den ÜNB zur Begründung bereitgestellt wurde.

Ausfall des 380-kV-Stromkreises von Dresden/Süd nach Schmölln

In der Begründung wird ein Leitungsausfall zwischen Dresden/Süd und Schmölln angeführt. Dieser führt zu einer Auslastung der parallelen Leitung von 129,2 %. Mit der Maßnahme wird die Auslastung auf 95,1 % gesenkt. Die im vorgelegten NNF ersichtliche (n-1)-Verletzung wird somit durch die Maßnahme 208 behoben.

Es wurde keine Änderung der Netztopologie gefunden, die das Netz ohne die Maßnahme sinnvoll entlastet. Die Maßnahme behebt die untersuchte (n-1)-Verletzung wirksam.

1.2 Erforderlichkeit

Die unten stehende Abbildung zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M208 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden. In 87% der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 54,8%. Die mittlere Auslastung beträgt 30,8%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird daher zum jetzigen Zeitpunkt als erforderlich eingeschätzt.

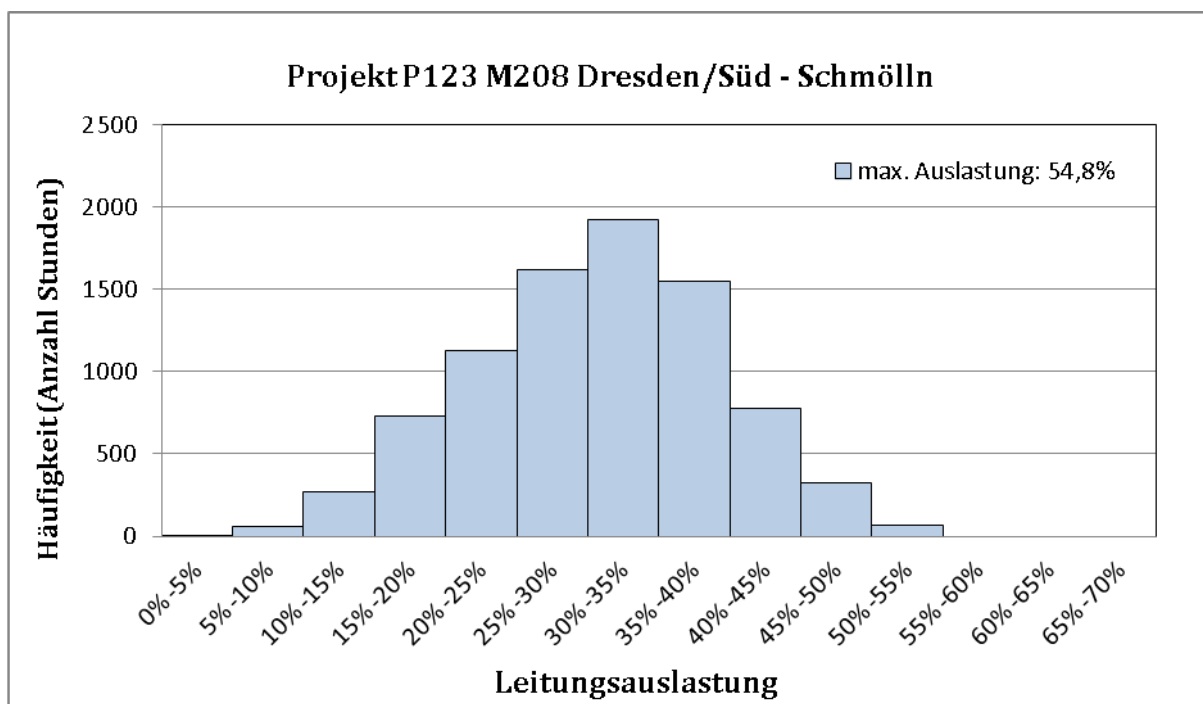


Abbildung 177: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M208 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die Maßnahme M208 hat wie in Abbildung 178 dargestellt kaum belastende oder entlastende Effekte auf das umgebende Netz. Dies ist verständlich, da es sich bei der Maßnahme um eine Netzverstärkung handelt und somit lediglich die zu verstärkende Leitung selber entlastet wird.

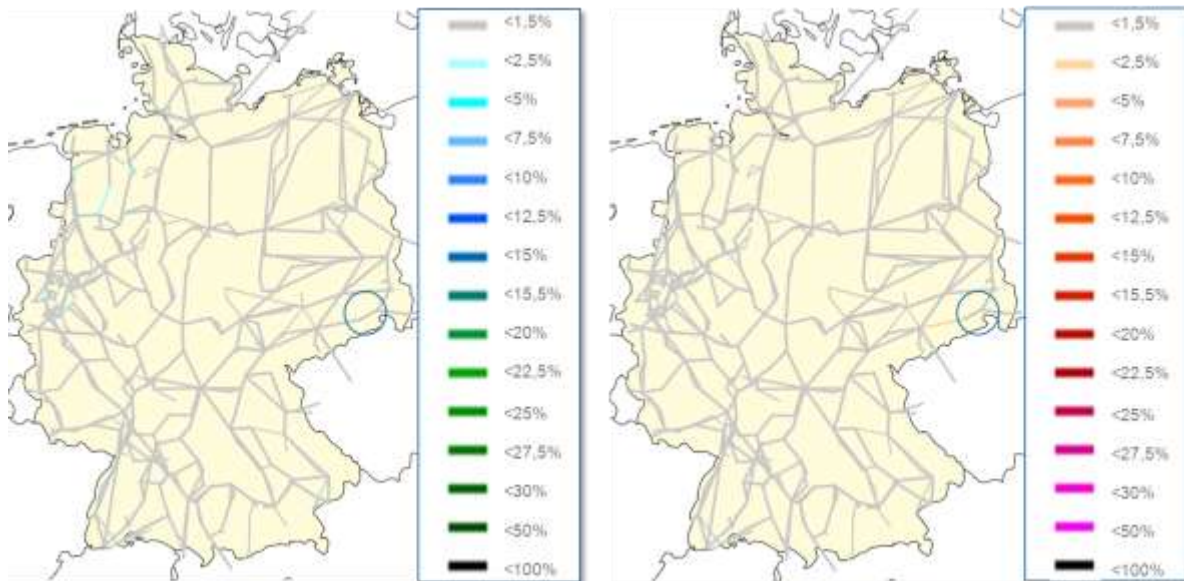


Abbildung 178: Einfluss der Maßnahme M208 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

2.2 „Zu beobachtende“ Streckenmaßnahme

Bei P123 M208 handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern als „zu beobachtend“ klassifizierten Maßnahmen werden anders als im Entwurf der Bestätigung grundsätzlich nicht bestätigt. Die ÜNB gehen selbst davon aus, dass die „zu beobachtenden“ Maßnahmen „im Lichte der energiewirtschaftlichen und politischen Entwicklung in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden“ (S. 18 NEP Strom 2013). Die Bundesnetzagentur sieht in Anbetracht der aktuellen politischen Entwicklung, z.B. bevorstehenden Novellierung des EEG, grundsätzlich von einer Bestätigung der „zu beobachtenden“ Maßnahmen im diesjährigen Prozess ab – unabhängig davon, ob sie die Prüfkriterien erfüllen. Es ist sinnvoller, nur die Maßnahmen zu bestätigen, von deren Erforderlichkeit auch die ÜNB überzeugt sind, als in den nächsten Jahren bei geänderten Randbedingungen bereits bestätigte Maßnahmen nicht zu bestätigen, weil sie die Prüfkriterien nicht erfüllen. Hiermit kommt die Bundesnetzagentur auch der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach, die Prüfung so durchzuführen, dass die größtmögliche Robustheit der Maßnahmen gewährleistet ist.

3. Befund

Die Maßnahme ist wirksam und erforderlich, jedoch als „zu beobachtend“ eingestuft. Daher wird die Maßnahme M208 nicht bestätigt.

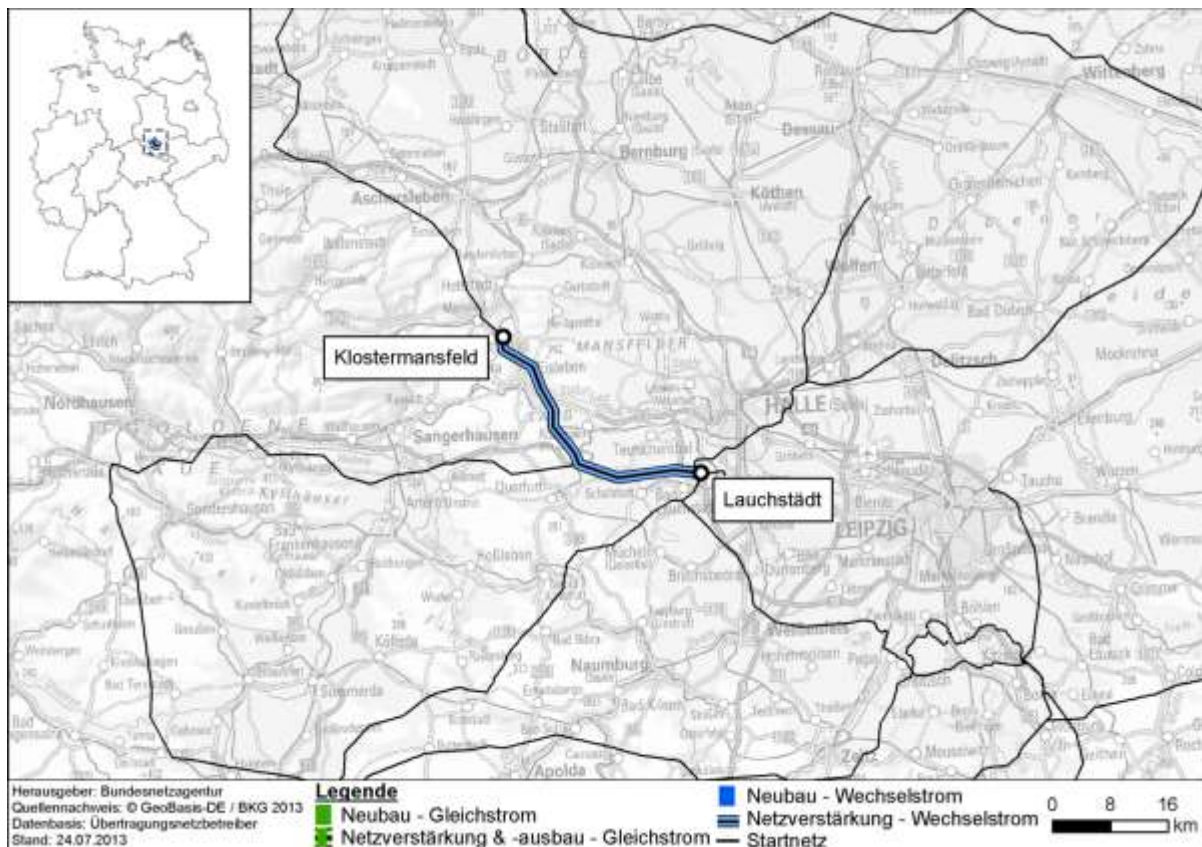
Projekt 124: Klostermansfeld – Lauchstädt

Maßnahme 209: Klostermansfeld – Querfurt/Nord – Lauchstädt

Die Maßnahme 209 (Klostermansfeld – Querfurt/Nord – Lauchstädt) wird nicht bestätigt.

Beschreibung:

Das Projekt P124 zielt mit der Maßnahme M209 auf eine Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen-Anhalt ab. Die Maßnahme umfasst den hochstromtragfähigen 380-kV-Leitungsneubau in der bestehenden 380-kV-Trasse von Klostermansfeld nach Lauchstädt. Die betroffenen 380-kV-Schaltanlagen Klostermansfeld, Querfurt/Nord und Lauchstädt sind entsprechen zu ertüchtigen bzw. zu erweitern.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: Die Maßnahme M209 wurde im NEP Strom 2013 den „zu beobachtenden“ Netzmaßnahmen zugeordnet. Die ÜNB sind der Aufforderung der BNetzA (S. 389 Entwurf der Bestätigung NEP Strom 2013) nicht nachgekommen ein Inbetriebnahmejahr für die Maßnahmen nachzureichen.

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Prüfung der Maßnahme basiert auf dem Netznutzungsfall der Stunde 788, der von den ÜNB

zur Begründung bereitgestellt wurde.

In der Begründung wird ein Leitungsausfall zwischen Querfurt/Nord und Lauchstädt angeführt. Dieser führt zu einer Auslastung der parallelen Leitung von 117,2 %. Mit der Maßnahme wird die Auslastung auf 85,0 % gesenkt. Die im vorgelegten NNF ersichtliche (n-1)-Verletzung wird somit durch die Maßnahme 209 behoben.

Es wurde keine Änderung der Netztopologie gefunden, die das Netz ohne die Maßnahme sinnvoll entlastet. Die Maßnahme behebt die untersuchte (n-1)-Verletzung wirksam.

1.2 Erforderlichkeit

Die unten stehende Abbildung zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M209 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden. In 59% (bzw. 54%) der betrachteten Stunden wird die Leitung dabei über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt auf der Strecke Klostermansfeld - Querfurt/Nord bei 60,5%, bei der Strecke Querfurt/Nord -Lauchstädt bei 57,5%. Die mittlere Auslastung beträgt 24,4% bzw. 22,3%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und wird daher zum jetzigen Zeitpunkt als erforderlich eingeschätzt.

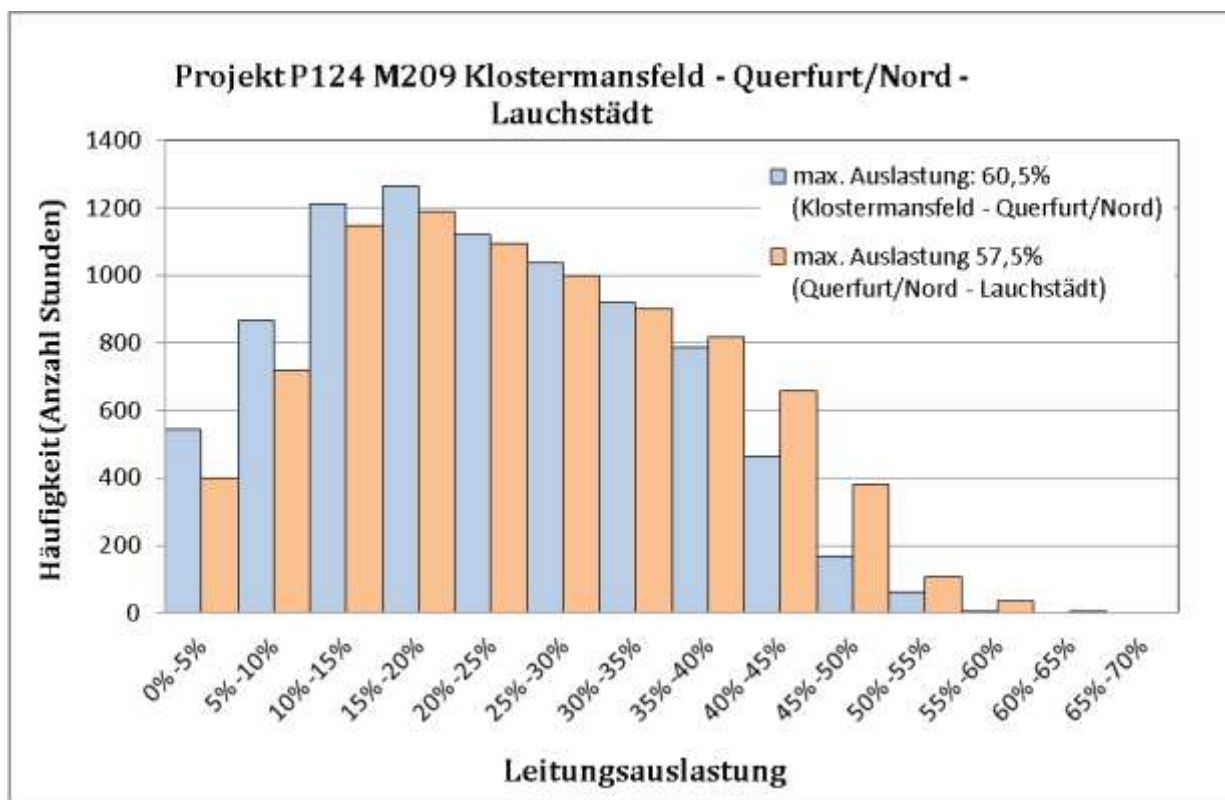


Abbildung 179: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M209 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die Maßnahme M209 hat wie in Abbildung 180 dargestellt kaum belastende oder entlastende Effekte auf das umgebende Netz. Dies ist verständlich, da es sich bei der Maßnahme um eine Netz-

verstärkung handelt und somit lediglich die zu verstärkende Leitung selber entlastet wird.

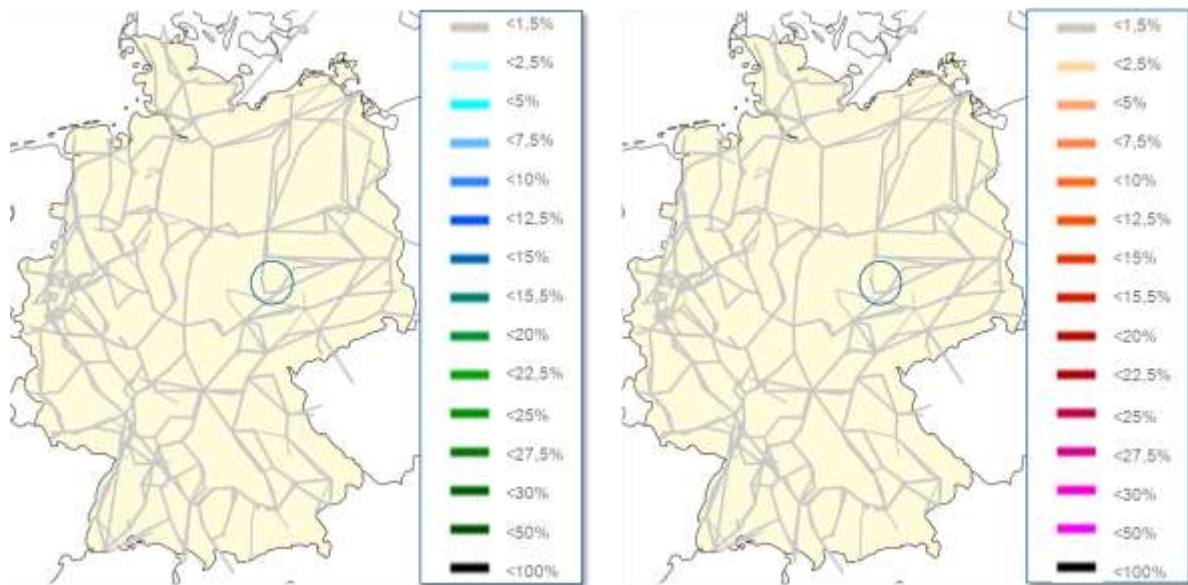


Abbildung 180: Einfluss der Maßnahme M209 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

2.2 „Zu beobachtende“ Streckenmaßnahme

Bei P124 M209 handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme. Die von den Übertragungsnetzbetreibern als „zu beobachtend“ klassifizierten Maßnahmen werden anders als im Entwurf der Bestätigung grundsätzlich nicht bestätigt. Die ÜNB gehen selbst davon aus, dass die „zu beobachtenden“ Maßnahmen „im Lichte der energiewirtschaftlichen und politischen Entwicklung in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden“ (S. 18 NEP Strom 2013). Die Bundesnetzagentur sieht in Anbetracht der aktuellen politischen Entwicklung, z.B. bevorstehenden Novellierung des EEG, grundsätzlich von einer Bestätigung der „zu beobachtenden“ Maßnahmen im diesjährigen Prozess ab – unabhängig davon, ob sie die Prüfkriterien erfüllen. Es ist sinnvoller, nur die Maßnahmen zu bestätigen, von deren Erforderlichkeit auch die ÜNB überzeugt sind, als in den nächsten Jahren bei geänderten Randbedingungen bereits bestätigte Maßnahmen nicht zu bestätigen, weil sie die Prüfkriterien nicht erfüllen. Hiermit kommt die Bundesnetzagentur auch der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach, die Prüfung so durchzuführen, dass die größtmögliche Robustheit der Maßnahmen gewährleistet ist.

3. Konsultation

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht. Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

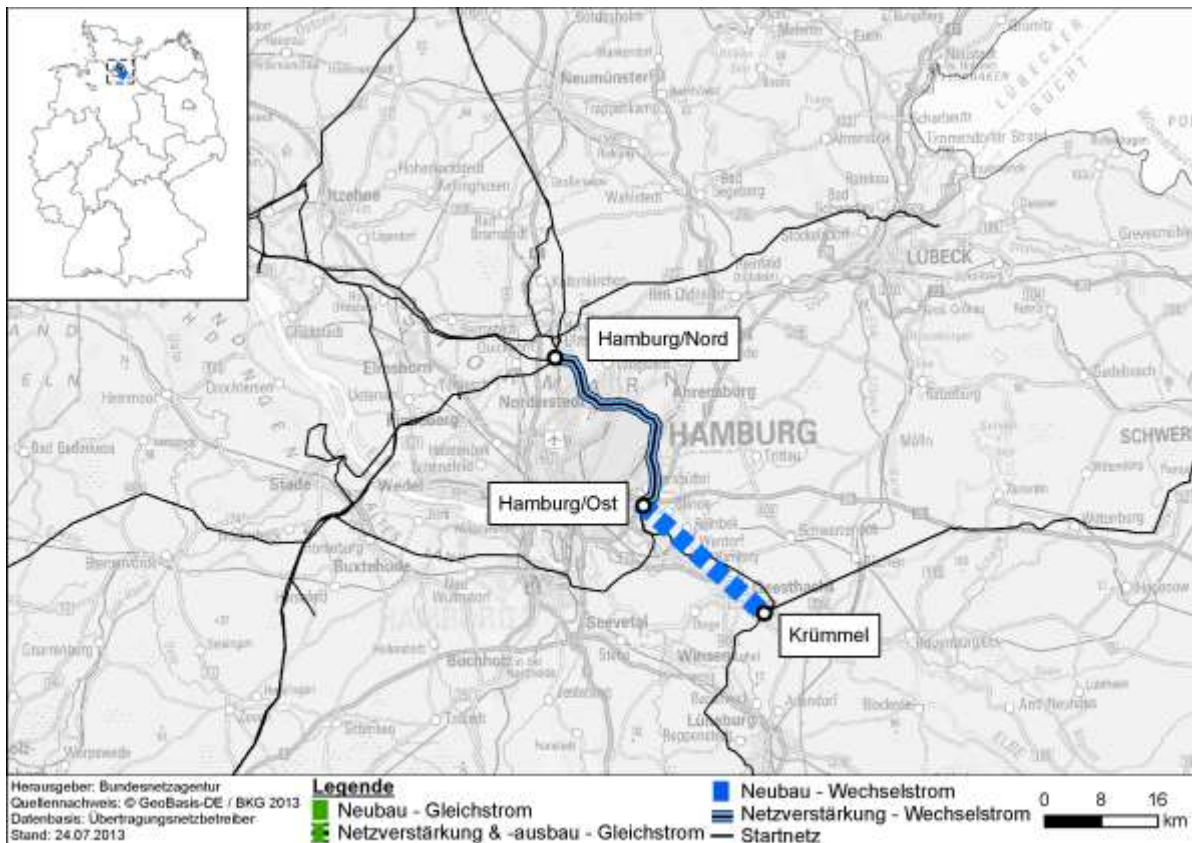
4. Befund

Die Maßnahme ist wirksam und erforderlich, jedoch als „zu beobachtend“ eingestuft, daher wird diese Maßnahme nicht bestätigt.

Projekt 125: Hamburg/Nord – Krümmel

Beschreibung:

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Hamburg.

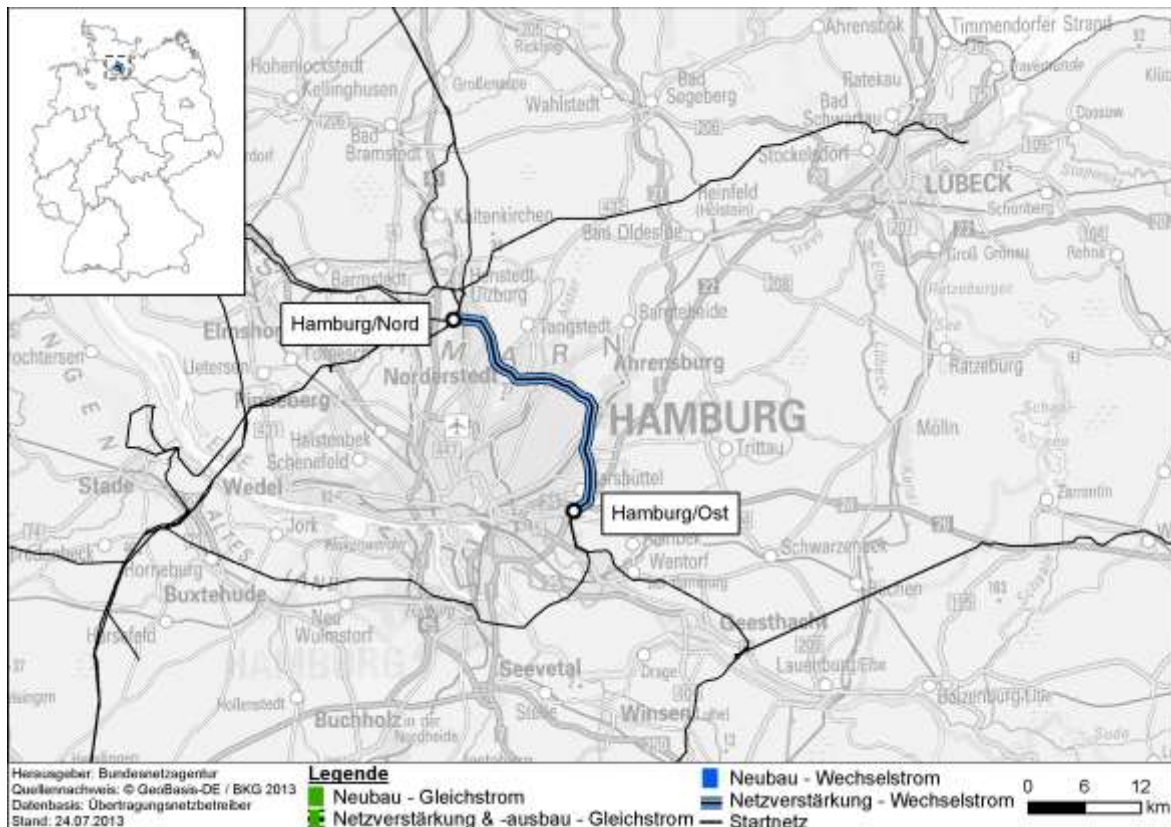


Maßnahme 210: Hamburg/Nord – Hamburg/Ost

Die Maßnahme 210 (Hamburg/Nord – Hamburg/Ost) wird nicht bestätigt.

Beschreibung:

Als Netzverstärkung von Hamburg/Nord nach Hamburg/Ost wird eine neue 380-kV-Leitung in der bestehenden 380-kV-Trasse errichtet.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: Die Maßnahme M210 wurde im NEP Strom 2013 den „zu beobachtenden“ Netzmaßnahmen zugeordnet. Die ÜNB sind der Aufforderung der BNetzA (S. 389 Entwurf der Bestätigung NEP Strom 2013) nicht nachgekommen ein Inbetriebnahmejahr für die Maßnahmen nachzureichen.

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Prüfung der Maßnahme basiert auf dem Netznutzungsfall der Stunde 1157, der von den ÜNB zur Begründung bereitgestellt wurde. In der Begründung wird ein Leitungsausfall zwischen Hamburg/Nord und Hamburg/Ost angeführt. Dieser führt zu einer Auslastung der parallelen Leitung von 107,9 %. Mit der Maßnahme wird die Auslastung auf 78,7 % gesenkt. Die im vorgelegten NNF ersichtliche (n-1)-Verletzung wird somit durch die Maßnahme 210 behoben.

Es wurde keine Änderung der Netztopologie gefunden, die das Netz ohne die Maßnahme sinnvoll entlastet. Die Maßnahme behebt die untersuchte (n-1)-Verletzung wirksam.

1.2 Erforderlichkeit

Die unten stehende Abbildung zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M210 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden. In 29% der betrachteten Stunden wird dabei die Leitung über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 59,4%. Die mittlere Auslastung beträgt 14,7%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und ist somit erforderlich.

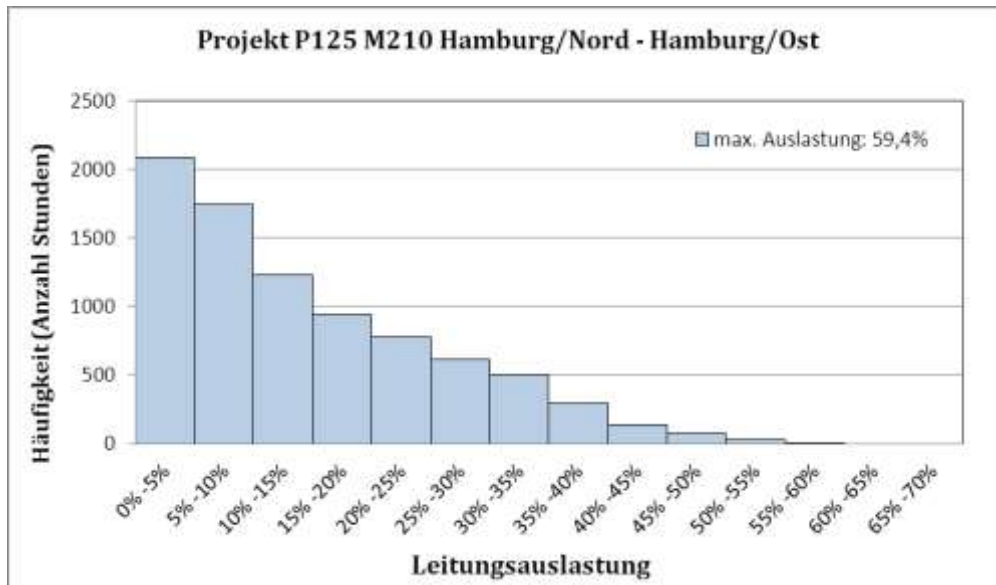


Abbildung 181: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M210 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Die Maßnahme M210 hat wie in Abbildung 182 dargestellt kaum belastende oder entlastende Effekte auf das umgebende Netz. Dies ist verständlich, da es sich bei der Maßnahme um eine Netzverstärkung handelt und somit lediglich die zu verstärkende Leitung selber entlastet wird.

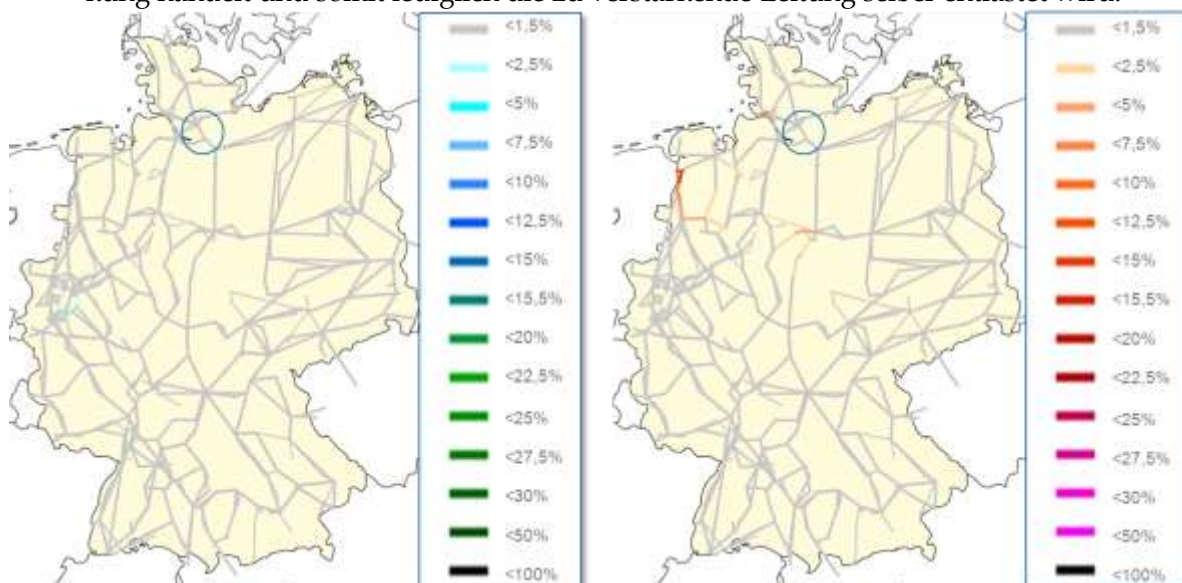


Abbildung 182: Einfluss der Maßnahme M210 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (lin-

kes Bild) und Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

2.2 Geänderte Rahmenbedingungen

In der von den ÜNB am 1.7.2013 vorgelegten Sensitivitätsbetrachtung, der Senkung des Netztostrombedarfs, konnte die Notwendigkeit der Maßnahme M210 auch nicht identifiziert werden.

2.3 „Zu beobachtende“ Streckenmaßnahme

Bei P125 M210 handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme. Die von den Übertragungsnetzbetreibern als „zu beobachtend“ klassifizierten Maßnahmen werden anders als im Entwurf der Bestätigung grundsätzlich nicht bestätigt. Die ÜNB gehen selbst davon aus, dass die „zu beobachtenden“ Maßnahmen „im Lichte der energiewirtschaftlichen und politischen Entwicklung in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden“ (S. 18 NEP Strom 2013). Die Bundesnetzagentur sieht in Anbetracht der aktuellen politischen Entwicklung, z.B. bevorstehenden Novellierung des EEG, grundsätzlich von einer Bestätigung der „zu beobachtenden“ Maßnahmen im diesjährigen Prozess ab – unabhängig davon, ob sie die Prüfkriterien erfüllen. Es ist sinnvoller, nur die Maßnahmen zu bestätigen, von deren Erforderlichkeit auch die ÜNB überzeugt sind, als in den nächsten Jahren bei geänderten Randbedingungen bereits bestätigte Maßnahmen nicht zu bestätigen, weil sie die Prüfkriterien nicht erfüllen. Hiermit kommt die Bundesnetzagentur auch der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach, die Prüfung so durchzuführen, dass die größtmögliche Robustheit der Maßnahmen gewährleistet ist.

3. Konsultation

Bezüglich der Unterschiede zwischen den Maßnahmen M210 und M211 sei zunächst auf die jeweilige Strecke verwiesen (M210 führt von Hamburg/Nord nach Hamburg/Ost und daran anschließend M211 von Hamburg/Ost nach Krümmel). Weiterhin erfolgt die Maßnahme M210 als Netzverstärkung (das bedeutet vorhandene Betriebsmittel werden ausgetauscht) und M211 als Netzausbau.

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

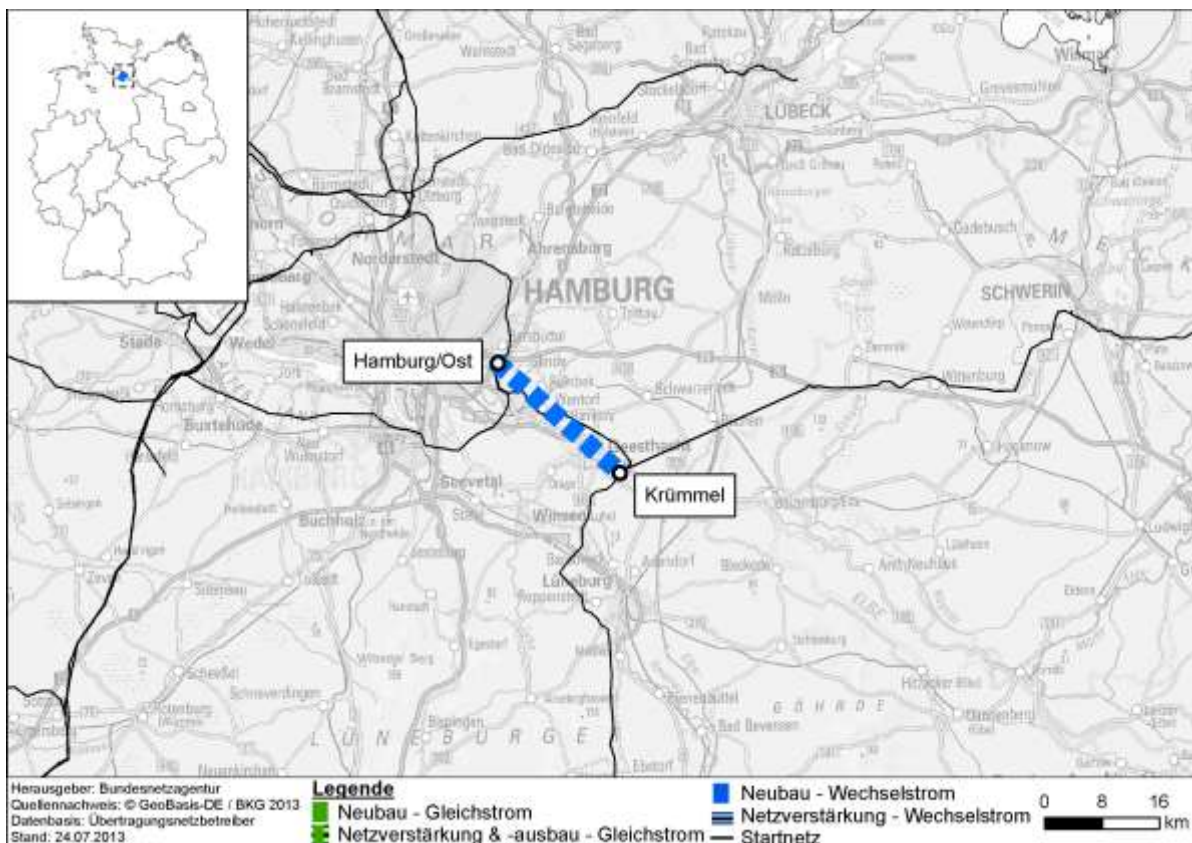
Die Maßnahme M210 ist wirksam und erforderlich, jedoch als „zu beobachten“ eingestuft und daher wird sie nicht bestätigt.

Maßnahme 211: Krümmel – Hamburg/Ost

Die Maßnahme 211 (Krümmel – Hamburg/Ost) wird nicht bestätigt.

Beschreibung:

Als Netzausbau von Krümmel nach Hamburg/Ost wird ein zusätzlicher 380-kV-Leitungsneubau in der bestehenden Trasse errichtet. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Krümmel und Hamburg/Ost zu erweitern.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: Die Maßnahme M211 wurde im NEP Strom 2013 den „zu beobachtenden“ Netzmaßnahmen zugeordnet. Die ÜNB sind der Aufforderung der BNetzA (S. 389 Entwurf der Bestätigung NEP Strom 2013) nicht nachgekommen ein Inbetriebnahmejahr für die Maßnahmen nachzureichen.

1. Elektrotechnische Prüfung

1.1 Wirksamkeit

Die Prüfung der Maßnahme basiert auf dem Netznutzungsfall der Stunde 7412, der von den ÜNB zur Begründung bereitgestellt wurde.

In der Begründung wird ein Leitungsausfall zwischen Krümmel und Hamburg/Ost angeführt. Dieser führt zu einer Auslastung der parallelen Leitung von 141,4 %.

Die Maßnahme umfasst zwei zusätzliche Leitungen von Krümmel nach Hamburg/Ost. Fällt eine

der neuen Leitungen aus, wird die andere mit 53,7 % ausgelastet. Die im vorgelegten NNF ersichtliche (n-1)-Verletzung wird somit durch die Maßnahme M211 behoben.

Bereits eine dritte Leitung von Krümmel nach Hamburg/Ost kann die im vorgelegten NNF ersichtliche (n-1)-Verletzung beheben.

Es wurde keine Änderung der Netztopologie gefunden, die das Netz ohne die Maßnahme sinnvoll entlastet. Die Maßnahme behebt die untersuchte (n-1)-Verletzung wirksam.

1.2 Erforderlichkeit

Die unten stehende Abbildung zeigt die ermittelte Auslastung der Maßnahme M211 des NEP13 im Rahmen der durchgeführten Simulationen über 8760 Stunden. In 5,5% der betrachteten Stunden wird dabei die Leitung über 20% ausgelastet, die maximale Auslastung liegt bei 42,4%. Die mittlere Auslastung beträgt 8,7%. Die Maßnahme besitzt im Szenario B2023 somit eine signifikante Auslastung im Sinne des angewendeten Kriteriums und ist somit erforderlich.

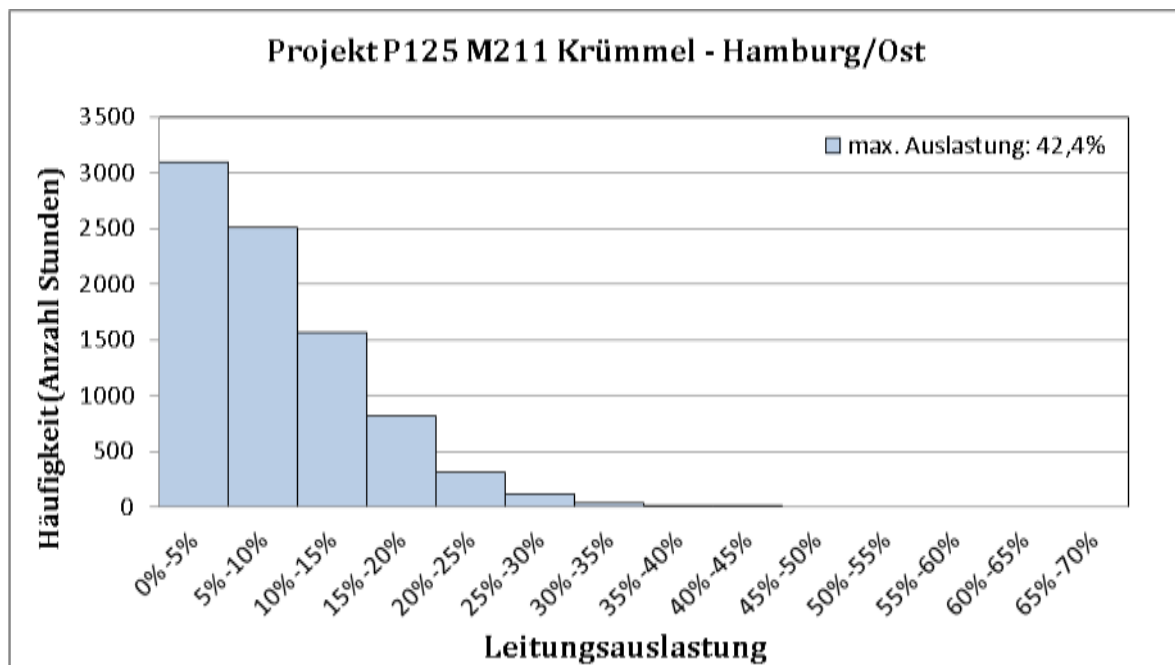


Abbildung 183: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M211 über 8760 h

2. Sonstige Erwägungen

2.1 Einfluss der Maßnahme auf das umgebende Netz

Maßnahme M211 hat ent- oder belastende Effekte auf das umliegende Netz. In Abbildung 184 ist dies dargestellt. Die Entlastung der parallel zur Maßnahme existierenden parallelen Leitungen von Krümmel nach Hamburg/Ost ist klar ersichtlich. Leitungen die Leistung zur Maßnahme zu- oder abführen werden stärker belastet.

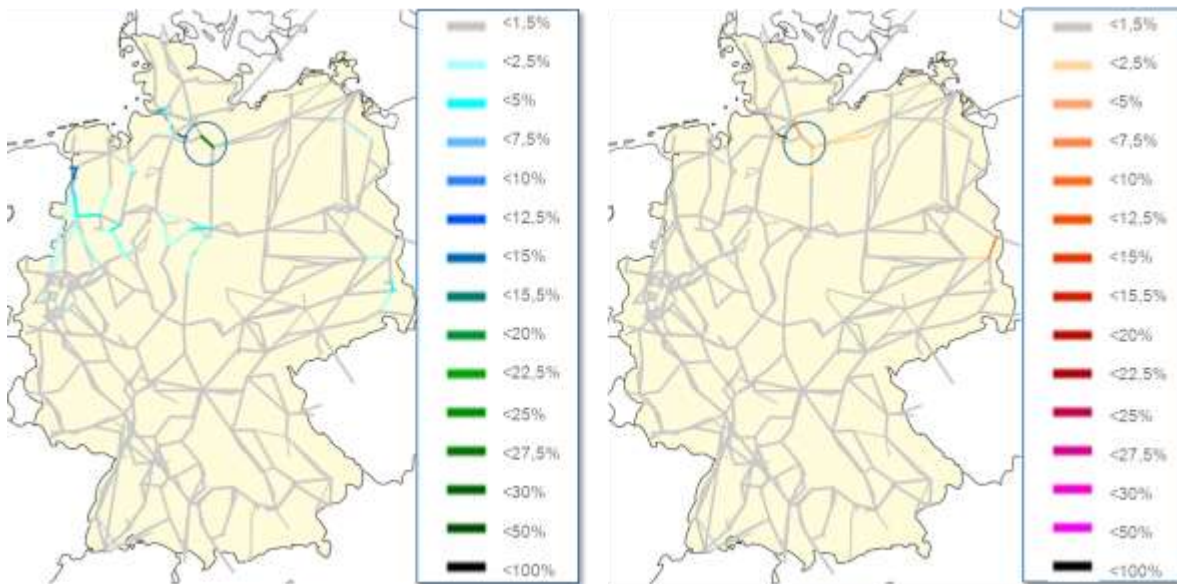


Abbildung 184: Einfluss der Maßnahme M211 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.

2.2 „Zu beobachtende“ Streckenmaßnahme

Bei P125 M211 handelt es sich um eine „zu beobachtende“ Maßnahme.

Die von den Übertragungsnetzbetreibern als „zu beobachtend“ klassifizierten Maßnahmen werden anders als im Entwurf der Bestätigung grundsätzlich nicht bestätigt. Die ÜNB gehen selbst davon aus, dass die „zu beobachtenden“ Maßnahmen „im Lichte der energiewirtschaftlichen und politischen Entwicklung in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden“ (S. 18 NEP Strom 2013). Die Bundesnetzagentur sieht in Anbetracht der aktuellen politischen Entwicklung, z.B. bevorstehenden Novellierung des EEG, grundsätzlich von einer Bestätigung der „zu beobachtenden“ Maßnahmen im diesjährigen Prozess ab – unabhängig davon, ob sie die Prüfkriterien erfüllen. Es ist sinnvoller, nur die Maßnahmen zu bestätigen, von deren Erforderlichkeit auch die ÜNB überzeugt sind, als in den nächsten Jahren bei geänderten Randbedingungen bereits bestätigte Maßnahmen nicht zu bestätigen, weil sie die Prüfkriterien nicht erfüllen. Hiermit kommt die Bundesnetzagentur auch der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach, die Prüfung so durchzuführen, dass die größtmögliche Robustheit der Maßnahmen gewährleistet ist.

3. Konsultation

Bezüglich der Unterschiede zwischen den Maßnahmen M210 und M211 sei zunächst auf die jeweilige Strecke verwiesen (M210 führt von Hamburg/Nord nach Hamburg/Ost und daran anschließend M211 von Hamburg/Ost nach Krümmel). Weiterhin erfolgt die Maßnahme M210 als Netzverstärkung (das bedeutet vorhandene Betriebsmittel werden ausgetauscht) und M211 als Netzausbau.

Da es sich bei der Maßnahme M211 um eine Maßnahme im Drehstromnetz handelt, sind keine Konverter im Rahmen dieser Maßnahme erforderlich.

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme, z.B. Freileitung oder Erdkabel, wird auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden, da es hier ausschließlich um die Bedarfsfeststellung geht.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

4. Befund

Die Maßnahme M211 ist wirksam und erforderlich, jedoch als „zu beobachten“ eingestuft und wird daher nicht bestätigt.

D Gesamtplan

1. Prüfung des Gesamtplans

1.1 Startnetz

Im ersten Schritt wurden die möglichen Auslastungen im Startnetz betrachtet, die sich einstellen würden, wenn ein Netzausbau gemäß der bestätigten Maßnahmen des NEP Strom 2012 nicht realisiert würde (sog. „Nullvariante“. Hierbei ist festzuhalten, dass sich das Startnetz vom Betrachtungsjahr 2022 (NEP 2012) zum Betrachtungsjahr 2023 (NEP 2013) nur geringfügig geändert hat.

Die Bundesnetzagentur hat für alle 8760 Stunden die Auslastung sämtlicher Leitungen auf Basis der Ergebnisse der Marktsimulation für das Szenario B 2023 berechnet. Die maximal in den 8760h auftretende Auslastung jeder Leitung ist in der rechten Grafik von Abbildung 185 gezeigt, die über 8760h gemittelte Auslastung ist in der linken Grafik von Abbildung 185 zu sehen. Selbst im Grundfall sind sehr viele Leitungen im Maximum mit über 100% ihrer Stromtragfähigkeit ausgelastet. Wird die durchschnittliche Leitungsauslastung betrachtet, so fällt auf, dass selbst im Durchschnitt einige Leitungen im Grundfall mit über 60% ihrer Stromtragfähigkeit belastet sind. Es ist deutlich zu erkennen, dass das Startnetz nicht in der Lage ist, die Belastungen durch die veränderte Einspeisesituation zu bewältigen und seiner Transportaufgabe nachzukommen. In Abbildung 186 wird dies gezeigt, in dem die Anzahl der Leitungen sortiert nach ihrer durchschnittlichen Auslastung gezeigt werden. Hierbei handelt es sich um die Summe aller Auslastungen jeder Leitung gemittelt über die Anzahl der Jahresstunden.

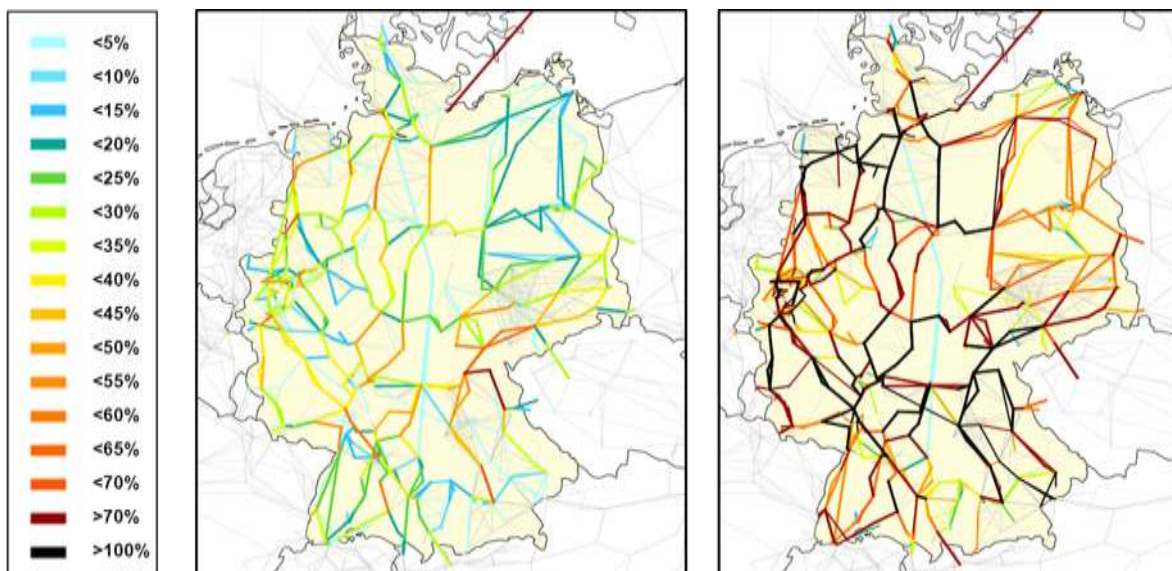


Abbildung 185: Mittlere Leitungsauslastungen (links) und maximale Leitungsauslastungen (rechts) im Startnetz

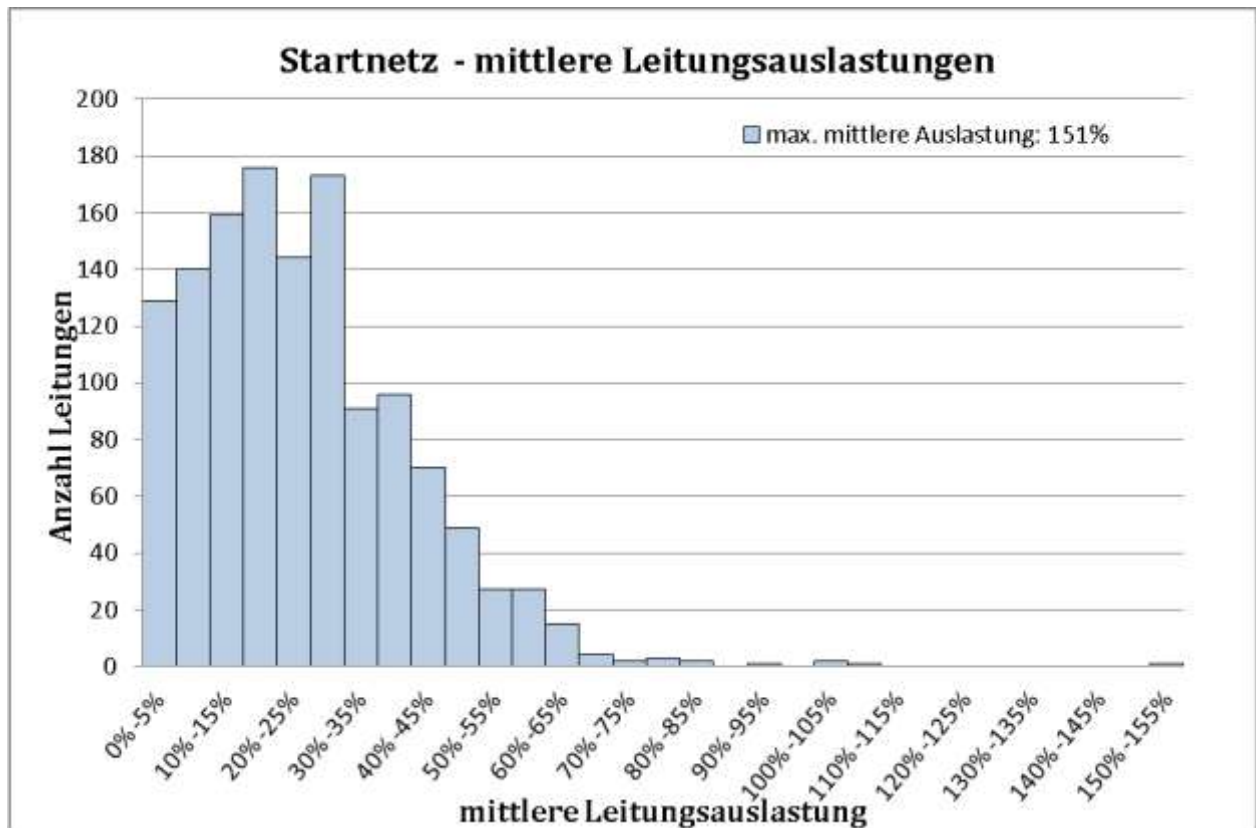


Abbildung 186: Durchschnittliche Leitungsauslastung im Startnetz gemittelt über 8760 h

Der in Abbildung 186 illustrierte Sachverhalt zeigt an, dass es bereits im Startnetz – im Mittel – Leitungen gibt, die im Verlaufe des Zieljahres überlastet sind. Es ist somit davon auszugehen, dass es eine große Anzahl an Stunden im Jahr gibt, in denen mehrere Leitungen des Startnetzes schon im Grundfall wesentlich stärker oder sogar überlastet sind. Damit lässt sich feststellen, dass das Startnetz, das ja schon ein gegenüber dem heutigen Ist-Zustand erweitertes Netz darstellt, nicht in der Lage ist, die Belastungen durch die veränderte Einspeisesituation zu bewältigen und seiner Transportaufgabe nachzukommen.

Mit einer Nullvariante würde die Zielsetzung der Netzentwicklungsplanung verfehlt. Die Zielsetzung der Netzentwicklungsplanung sieht vor, ein Übertragungsnetz zu planen, welches im Zieljahr sicher und zuverlässig betrieben werden kann. Bei Umsetzung der sogenannten Nullvariante ist dies aber offensichtlich nicht der Fall. Aus diesem Grunde erachtet die BNetzA die Nullvariante für nicht sachgerecht.

Neben dem Verzicht auf Maßnahmen des Zielnetzes 2023 haben verschiedene Konsultationsteilnehmern aus unterschiedlichen Gründen auch die Erforderlichkeit von diversen Maßnahmen des Startnetzes angezweifelt. Prüfungsgegenstand der BNetzA im NEP-Prozess sind die Streckenmaßnahmen im Zubau-netz, die dann gegebenenfalls in ein Bundesbedarfsplangesetz aufgenommen werden. Die Vorhaben des EnLAG sowie Kraftwerksanschlussleitungen sind nicht Gegenstand der Prüfung im NEP-Prozess.

Im NEP 2012 hatten die ÜNB auch die Erforderlichkeit von Maßnahmen des Startnetzes einer Prüfung unterzogen und in zwei Fällen Maßnahmen des Startnetzes für entbehrlich erachtet.

Dieses Verfahren lässt sich nicht jedes Jahr wiederholen, anderenfalls würde die gesetzliche oder behörd-

liche bestandskräftige Bedarfsfeststellung aus dem EnLAG oder aus den abgeschlossenen Planfeststellungsverfahren ad absurdum geführt. Die Maßnahmen des Startnetzes müssen jetzt in die Bauphase eintreten, sonst ist der kontinuierliche wachsende Transportbedarf in der Phase bis zur Realisierung des Netzentwicklungsplans nicht zu bewältigen. Die Folgen des verzögerten Netzausbaus im Startnetz werden der Bundesnetzagentur und der Öffentlichkeit jedes Jahr bei der Bestimmung der Netzreserve nach der Reservekraftwerksverordnung vor Augen geführt.

Dies schließt nicht aus, eine derartige nochmalige Bedarfsprüfung außerhalb der regelmäßigen NEP-Prüfungen durchzuführen, wenn sich auf Grund von erheblichen Veränderungen im Umfeld konkreter Projekte dafür Anlass bietet.

1.2 Entwurf des NEP B 2023 der ÜNB

Abbildung 187 zeigt das von den ÜNB vorgeschlagene Übertragungsnetz für das Jahr 2023. Hierbei ist zu beachten, dass die ÜNB die von ihnen bereits im vergangenen NEP 2012 vorgeschlagene HGÜ-Overlaystruktur unter den aktualisierten Annahmen des Szenariorahmen 2013 maßgeblich erweitert haben. Neben 12 weiteren AC-Maßnahmen ist eine DC-Maßnahme hinzugekommen, d. h., die Transportleistung des HGÜ-Korridor D wurde verdoppelt.

Abbildung 187 zeigt die sich einstellenden Leitungsauslastungen und den Zustand des gesamten Übertragungsnetzes. Es ist zunächst festzuhalten, dass es hier im Vergleich zum Startnetz (siehe Abbildung 187) in großen Bereichen des Übertragungsnetzes zu Entlastungen kommt. Auch das Histogramm (Abbildung 188) mit den durchschnittlichen Leitungsauslastungen zeigt, dass es deutlich weniger stark ausgelastete und keine im Mittel überlasteten Leitungen mehr gibt. Die Anzahl der im Mittel über 70% ausgelasteten Leitungen sinkt von 12 Leitungen im Startnetz auf eine Leitung im Zielnetz der ÜNB ab. Den größten Effekt erzielen hierbei die HGÜ-Korridore, welche die Überlastungen über weite Strecken ohne Inanspruchnahme des Wechselstromnetzes beseitigen. Diese sind alle im Durchschnitt über 60% ausgelastet (siehe Abbildung 187, linkes Bild), ihre maximale Auslastung beträgt nahezu 100%, wie im rechten Bild von Abbildung 187 ersichtlich ist. Insgesamt lässt sich an Hand des rechten Bildes von Abbildung 187 feststellen, dass auch im Zielnetz viele AC-Leitungen eine recht hohe maximale Auslastung zeigen, aber nur die HGÜ-Korridore maximal mit bis zu 100% ausgelastet sind.

Die (n-1)-Sicherheit des Netzes in allen Stunden des Jahres wurde nicht untersucht.

Auf die Forderung eines Konsultationsteilnehmers, die Korridore stärker zu bündeln, ist die Bundesnetzagentur nicht eingegangen, da bei einer schwächeren Trassenbündelung eine höhere Systemsicherheit gewährleistet werden kann. Daher ist es richtig, im NEP den festgestellten Übertragungsbedarf auf mehrere Gleichstrom-Korridore aufzuteilen.

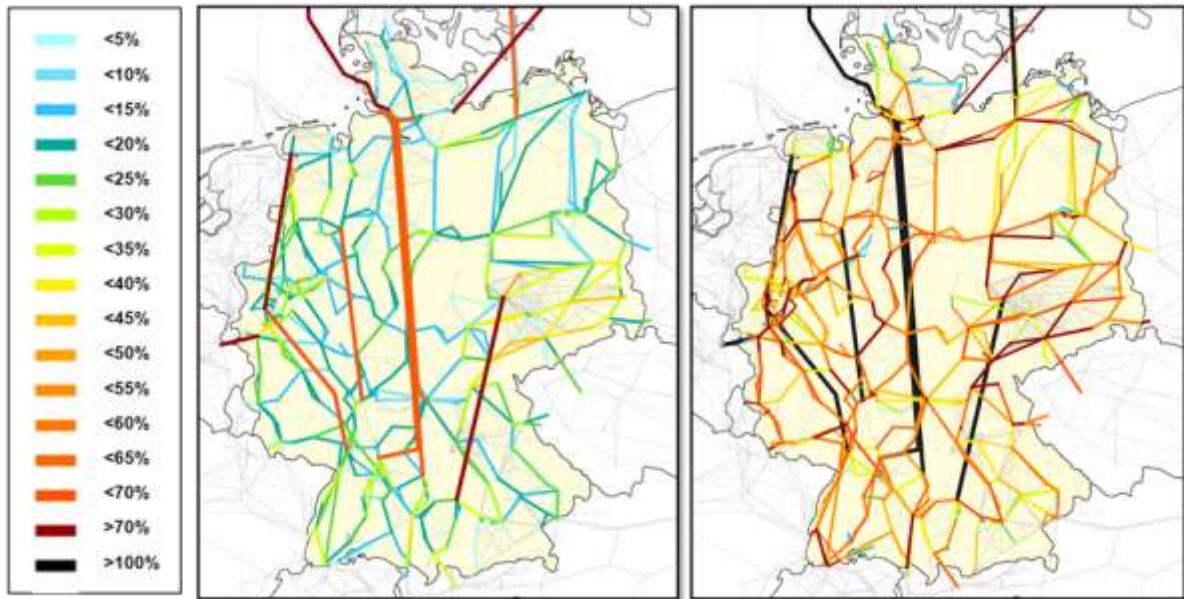


Abbildung 187: Mittlere Leitungsauslastungen (links) und maximale Leitungsauslastungen (rechts) im Zielnetz Szenario B 2023 der ÜNB

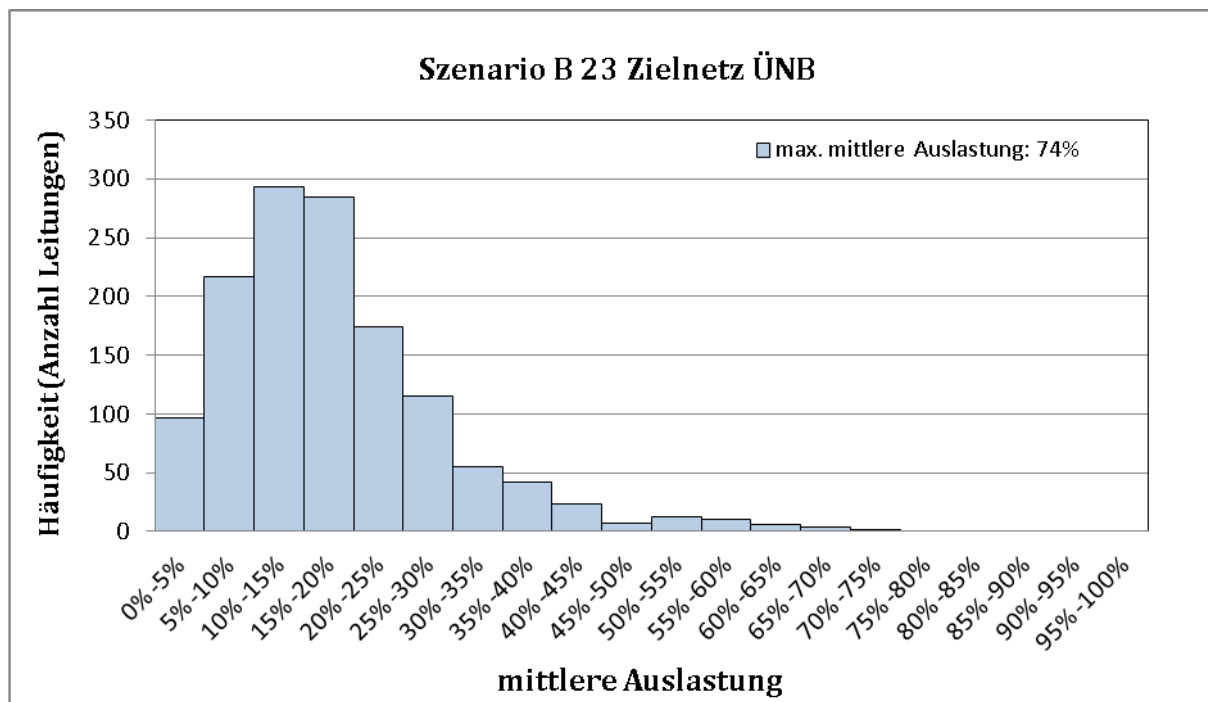


Abbildung 188: Mittlere Leitungsauslastungen im Zielnetz der ÜNB, Szenario B 2023

1.3 Zielnetz NEP B 2023 der BNetzA

Die BNetzA hat im nächsten Schritt einen um ihre Prüfungserkenntnisse reduziertes Übertragungsnetz erstellt und die entsprechenden Leitungsauslastungen berechnet. Die Ergebnisse sind in Abbildung 194 dargestellt. Die ermittelte Belastung des von der BNetzA angestrebten Zielnetzes ist deutlich höher als der Zustand des von den ÜNB vorgeschlagenen Netzes im zweiten Entwurf des NEP Strom 2013. Es zeigt sich, dass bereits im Grundfall einzelne Leitungen maximal über 100% ausgelastet sind. Angesichts der Nichtbestätigung von 32 Maßnahmen mit einer Gesamtlänge von 2200km ist das verständlich. Das

von der Bundesnetzagentur bestätigte Zielnetz wurde anders als von einem Konsultationsteilnehmer gefordert nicht in allen 8760 Stunden des Jahres auf (n-1)-Sicherheit überprüft. Angesichts der Prognoseunschärfen und den Änderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen, die vermutlich in den kommenden Jahren durchgesetzt werden, nimmt die Bundesnetzagentur damit in Kauf, dass das Netz unter den gegebenen Annahmen des Szenariorahmens *vor* Redispatch nicht in allen Stunden des Jahres (n-1) sicher ist. Im ausgehandelten neuen Koalitionsvertrag sind bereits Ausbaupfade für Erneuerbare Energien festgeschrieben, die deutlich unter den Annahmen zur installierten Leistung des Szenarios B 2023 liegen. Ebenso ist eine Abregelung für Erzeugungsspitzen vorgesehen. Dies sind alles Elemente, die zu einer Reduktion des Netzausbaubedarfs führen. Die Bundesnetzagentur hat daher nur solche Maßnahmen bestätigt, von deren Notwendigkeit sie auch unter den geänderten Rahmenbedingungen ausgeht. Sie hat daher in diesem Jahr die Robustheit der bestätigten Maßnahmen stärker gewichtet als das Ziel, ein in allen 8.760 Netznutzungsfällen (n-1)-verletzungsfreies Netz zu konzipieren. Weiterhin besteht immer noch genügend Handlungsspielraum, um zukünftigen Entwicklungen im jährlichen Rhythmus Rechnung zu tragen.

Die Bundesnetzagentur kommt damit Forderungen vieler Konsultationsteilnehmer nach Netzausbau nur in Betracht zu ziehen, wenn betroffene Leitungen stark ausgelastet sind und Netzausbau unbedingt erforderlich ist.

Das von der BNetzA zur Konsultation gestellte reduzierte Zielnetz enthält die drei HGÜ-Korridore A, C und D mit den Maßnahmen A01, A02, C05, C06mod und D09, die schon im NEP 2012 bestätigt wurden und Bestandteil des Bundesbedarfsplangesetzes sind. Korridor B (Maßnahme B04) sowie die Maßnahmen C06 und D16 können nach derzeitiger Sachlage nicht bestätigt werden. Die BNetzA stützt sich dabei u.a. auf das von der TU Graz erstellte Gutachten NEMO II, in welchem verschiedene Konstellationen von HGÜ-Korridoren untersucht wurden. Die grundsätzlichen Rahmenbedingungen, die diesem Gutachten zu Grunde liegen, haben sich mit dem Szenariorahmen zum NEP 2013, im Vergleich zum Szenariorahmen zum NEP 2012, nicht grundlegend geändert, so dass die umfassenden Untersuchungsergebnisse des Gutachtens NEMO II ihre Gültigkeit auch für den NEP 2013 behalten. Das Gutachten kommt zu dem Schluss, dass „die Erforderlichkeit und der Nutzen steuerbarer Transportkorridore evident sei“, dass aber „Untersuchungen der Auslastungen der von den ÜNB vorgeschlagenen vier HGÜ-Korridore erkennen lassen, dass eine Lösung mit einer geringeren Zahl von Korridoren vorzugswürdig sei.“

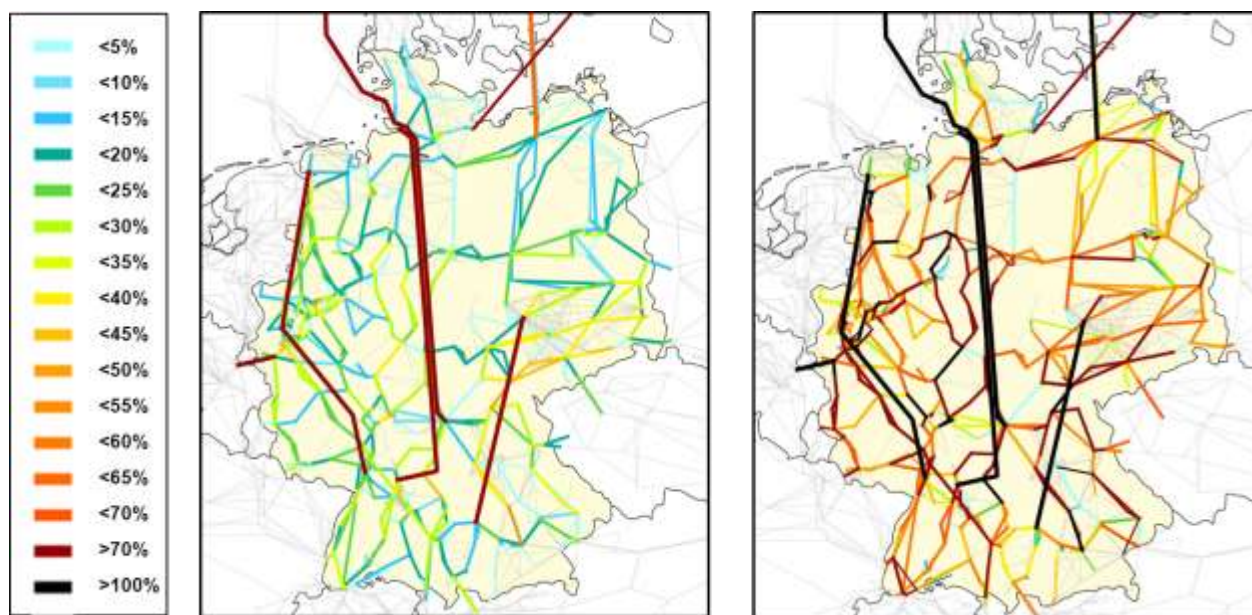


Abbildung 189: Finales Zielnetz NEP B2023 der BNetzA, mittlere Leitungsauslastung (links), maximal auftretende Leitungsauslastung (rechts)

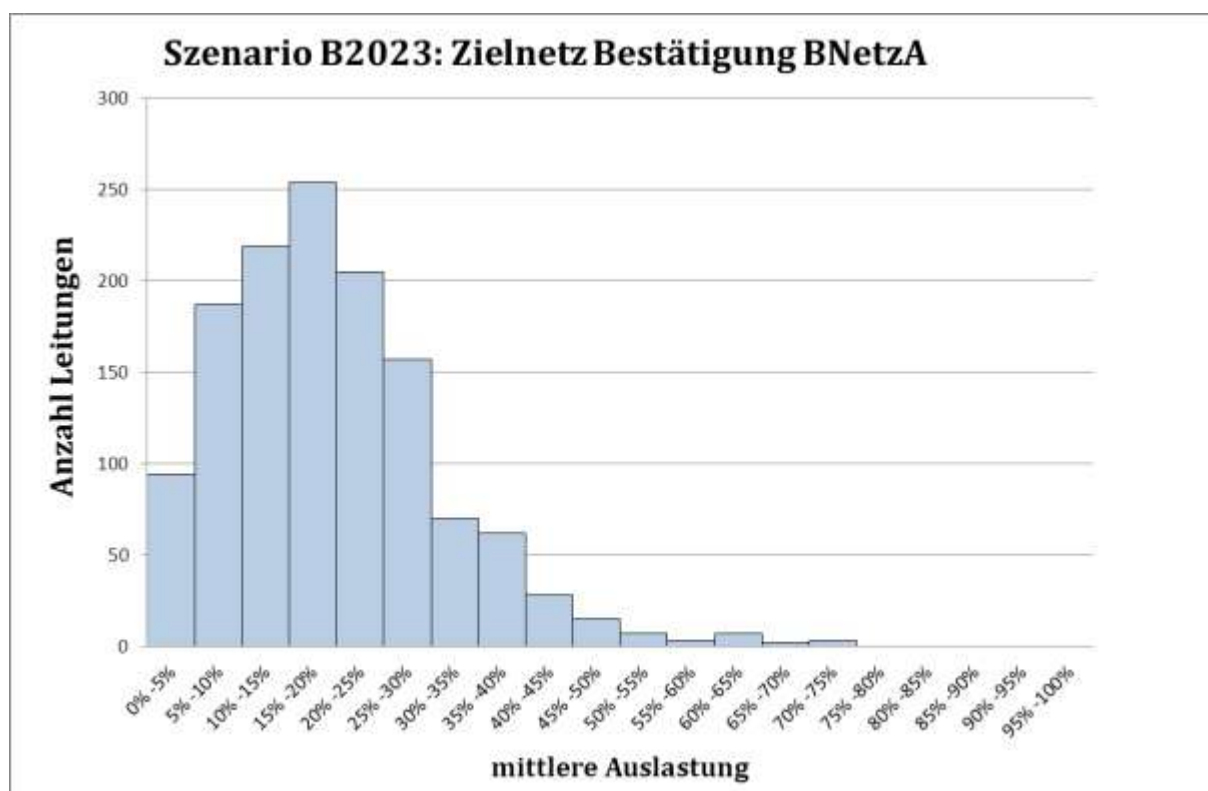


Abbildung 190: Mittlere Leitungsauslastungen des von der BNetzA bestätigten Zielnetzes, Szenario B2023



Bundesnetzagentur

Netzentwicklungsplan Strom 2013: Bestätigung der Bundesnetzagentur - Szenario B 2023 -

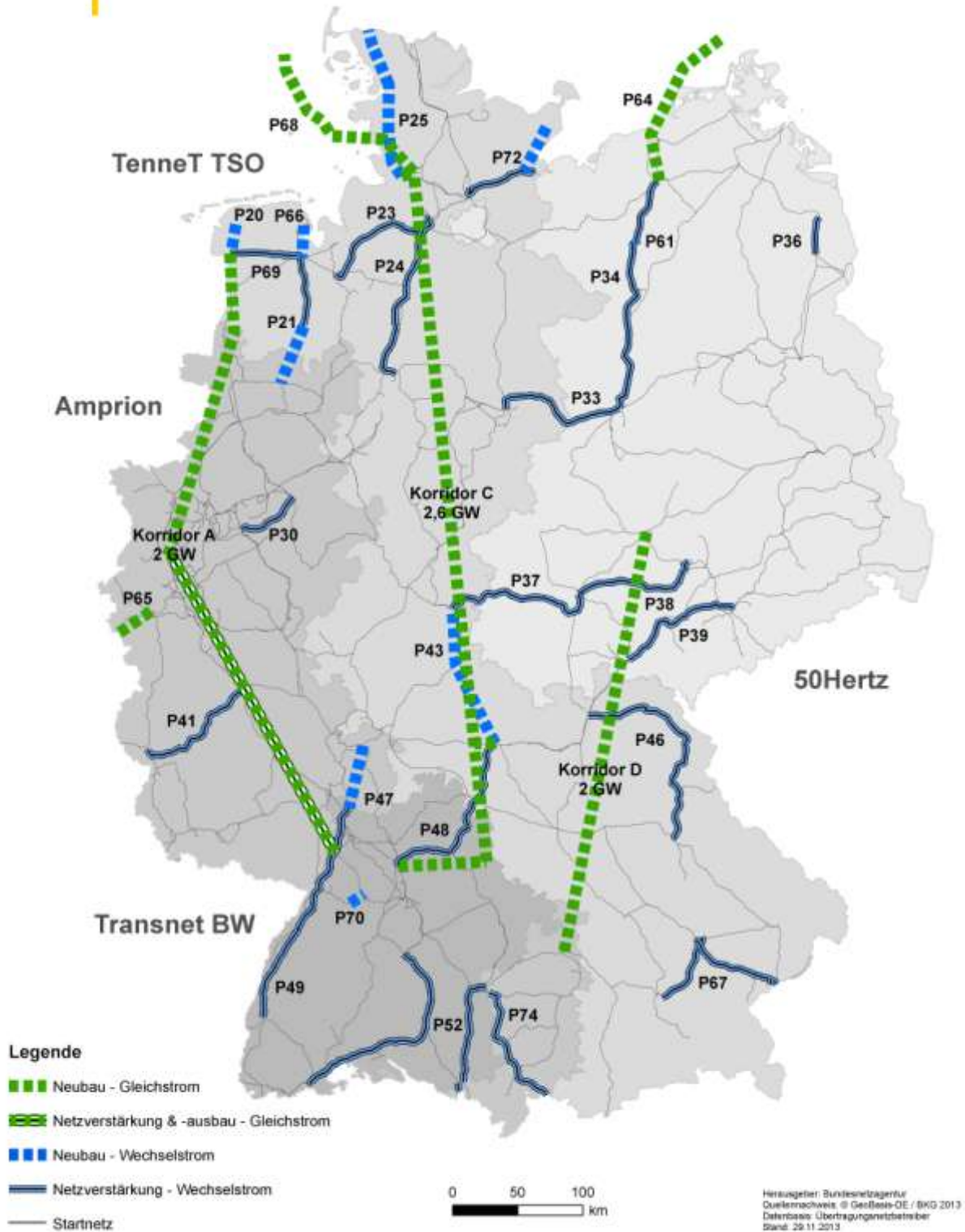


Abbildung 191: NEP Strom 2013: bestätigungsfähige Maßnahmen - Szenario B 2023 -

Aufgrund der derzeitigen elektrotechnischen Befunde ergibt sich folgende Kilometer- und Maßnahmenübersicht ergeben:

Tabelle 1: Übersicht Kilometer

	NEP 2023 Bestätigung	NEP 2023 Konsultation	NEP 2023 ÜNB	BBPlG (Basis NEP2022)
AC-Neubau	600 km	550 km	800 km	650 km
DC-Korridore	1.600 km	1.600 km	2.100 km	1.600 km
DC-Neubau (Interkonnektoren)	450 km	450 km	450 km	450 km
AC-Netzverstärkung	2.500 km	3.200 km	3.600 km	2.000 km
AC - DC Umstellung	300 km	300 km	300 km	300 km
<i>Summe</i>	5.450 km	6.100 km	7.250 km	5.000 km

Tabelle 2: Vergleich Maßnahmenanzahl

	Gesamt	Bestätigungsfähig	Nicht bestätigungsfähig
Bestätigung NEP 2023	90	56 (+2 ins Startnetz)*	32
Konsultation NEP 2023	90	70 (+2 ins Startnetz)*	18
Bestätigung NEP 2022	74	51 (= Inhalt BBPG)	23

* Die Maßnahmen P59/M75 (Bärwalde – Schmölln) und P60/M99 (Förderstedt) sind bereits planfestgestellt und gehören somit ins Startnetz, welches nicht zum Prüfungsumfang des NEP gehört. Die Ausweisung der Maßnahmen in der Tabelle erfolgt aus Gründen der Verständlichkeit und Vollständigkeit.

In Tabelle 1 werden Angaben zu Kilometerlängen gemacht. Die Längen der DC-Netzverstärkung (C06 modifiziert: Wilster nach Raum Grafenrheinfeld) wird dabei nicht aufgeführt, da davon auszugehen ist, dass diese Verstärkung direkt bei der Errichtung des DC-Korridors mit berücksichtigt wird.

Hierdurch ist der Unterschied der im NEP bestätigten Gesamtlänge von 5.450 km zu der im überarbeiteten Umweltbericht angegebenen Gesamtlänge für das Szenario B von ca. 6.000 km zu erklären. Dieser berücksichtigt die planfestgestellten Maßnahmen nicht, zählt jedoch die Länge der DC-Netzverstärkung mit.

Durch die Herausnahme der DC-Netzverstärkung und durch Rundungsdifferenzen erklären sich zudem die Unterschiede aus der Spalte 5 zu den letztjährig veröffentlichten Zahlen von 2.800°km für den Neubau und 2.900°km für die Netzverstärkungen.

Die ÜNB geben für die AC-Netzverstärkungen einen Wert von 4.600 km für das Start- und Zielnetz an. Diese setzen sich nach ihren Angaben aus 3.400 km Neubau in bestehenden Trasse und 1.200 km für Umbeseilung und Verstärkung zusammen.

Das Startnetz besteht aus dem heutigen Netz und verschiedenen Netzausbauprojekten, die nicht Gegenstand der NEP-Prüfung der Bundesnetzagentur sind. Bei diesen Netzausbauprojekten handelt es sich um:

- EnLAG-Maßnahmen,
- in der Umsetzung befindliche Maßnahmen (planfestgestellt bzw. in Bau)
- sowie Maßnahmen aufgrund sonstiger Verpflichtungen (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung, KraftNAV bzw. Anschlusspflichten der Industriekunden).

Das Zubaunetz umfasst die Maßnahmen, die von den ÜNB als notwendige Netzausbaumaßnahmen in den nächsten zehn Jahren ermittelt wurden. Gegenstand der Prüfung durch die Bundesnetzagentur sind nur die Zubaumaßnahmen sowie ggf. vorhandene maßnahmenbezogenen Alternativen des Leitszenarios B 2023.

Die ÜNB geben in den Tabellen der Steckbriefe zu den Einzelmaßnahmen an, ob es sich um einen Trassenneubau oder um eine Netzverstärkung handelt.

Unter dem Begriff der Netzverstärkung werden mehrere Handlungsarten in einer bestehenden Trasse verstanden, z.B.:

- Austausch bestehender Leitungsseile gegen Leitungsseile mit einer höheren Übertragungskapazität (Umbeseilung),
- Rückbau einer alten Leitung mit anschließendem Neubau in der gleichen Trasse.

In den Texten der Steckbriefe wird zum Teil offen gelassen, ob eine Umbeseilung oder ein Trassenneubau in einer bestehenden Trasse geplant ist und nur die Oberkategorie „Netzverstärkung“ angegeben. Da es vorkommen kann, dass aufgrund neuer Erkenntnisse zu den Masten z.B. eine zunächst geplante Umbeseilung nicht in Frage kommt und ein Neubau in bestehender Trasse durchgeführt werden muss, ist dieses Vorgehen nachvollziehbar.

Für den Oberbegriff der „AC-Netzverstärkung“ ergibt sich ein Wert von 3.600 km. Für den Neubau in den DC-Korridoren, kann eine Länge von 2.100 km bestimmt werden. Im Korridor A (Maßnahme von Osterath nach Philippsburg) wird die Technologie auf einer Länge von 300 km von AC auf DC umgestellt

2. Wechselwirkung mit dem Offshore-Netzentwicklungsplan

Erstmalig zum diesjährigen NEP 2013 wurde seitens der ÜNB eine vorausschauende Planung speziell für die Küstenregion Deutschlands durchgeführt. Der so erarbeitete und erstellte O-NEP ist in den Planungsprozess für die Netzentwicklungsplanung an Land zu integrieren, da er wesentlicher Treiber für den auf den Festland erforderlichen Netzausbau ist. Als einziger Entwicklungspfad der Erneuerbaren

Energien wird der Ausbau der Offshore-Windenergie im Sinne einer Anschlussplanung ebenfalls von der Bundesnetzagentur geprüft und bestätigt (siehe Konsultationsdokument O-NEP).

Dem Entwurf der ÜNB zum NEP 2013 ist zu entnehmen, dass die Netzverknüpfungspunkte zwischen den beiden Plänen synchronisiert wurden. Weiterhin hat die Bundesnetzagentur festgestellt, dass die benannten Netzverknüpfungspunkte auch in der Netzplanung sachgerecht verwendet wurden. Somit wurde seitens der ÜNB sichergestellt, dass die Einspeiseleistung der Offshore-Windenergie korrekt auf das Übertragungsnetz an Land abgebildet wurde. Entsprechend wurde auch der durch die Offshore-Windenergie ausgelöste Ausbaubedarf an Land ermittelt.

Neben den Netzverknüpfungspunkten wurde die Einspeisung aus den Offshore-Windenergieanlagen mit Windzeitreihen des Wetterjahres hinterlegt. Somit wurde die Einspeisung in dem jeweiligen Netznutzungsfall und entsprechend in der Marktmodellierung ermittelt.

Als Schnittstelle, welche maßgeblich den Offshore-NEP beeinflusst, haben die ÜNB in den Entwürfen zu beiden Plänen das Inbetriebnahmejahr der seeseitigen und landseitigen Maßnahmen - soweit angegeben - entsprechend harmonisiert.

3. Anderweitige Planungsmöglichkeiten

§12b Abs. 4 EnWG sieht vor, dass im Rahmen des NEP auch „anderweitige Planungsmöglichkeiten“ in Betracht zu ziehen sind und geprüft werden sollen.

3.1 Szenarien

Die im Szenariorahmen enthaltenen, drei verschiedenen Entwicklungspfade stellen zueinander unterschiedliche, aber nicht gegensätzliche Entwicklungen bis zum Jahr 2023 dar. Hierbei werden die grundlegenden Annahmen über die Art und Geschwindigkeit bestimmter Entwicklungen, maßgeblich auf der Erzeugungsseite, verändert. Die Szenarien, jedes für sich genommen, stellen eine unterschiedliche Aufgabenstellung an das Übertragungsnetz dar, welche mit einem grundlegenden energiewirtschaftlichen Konzept gelöst werden sollte. Die Ausgestaltungen der jeweiligen Lösungen, ausgehend vom gleichen Ansatz, können als Alternative zueinander betrachtet werden. Die Bundesnetzagentur hat für die einzelnen Zielnetze der Szenarien eine Prüfung der elektrotechnischen Plausibilität des Lösungsansatzes vorgenommen. Die Prüfungen basieren auf der indikativen Netzplanung der ÜNB zu den Szenarien A 2023 und C 2023.

Das von den ÜNB ausgewiesene Zielnetz für Szenario A 2023 weist neun zusätzliche Maßnahmen auf, neun der ÜNB-Maßnahmen des Szenarios B 2023 sind unter den Annahmen des Szenarios A 2023 nicht notwendig. In den nicht benötigten Maßnahmen ist auch ein HGÜ-Korridor enthalten, Maßnahme D16. Bei Szenario C 2023 fallen gegenüber dem Zielnetz für B 2023 keine Maßnahmen weg, stattdessen sind acht weitere Maßnahmen notwendig, von denen fünf neue HGÜ-Korridore sind. Das AC-Netz bleibt in Szenario C 2023 gegenüber Szenario B 2023 weitgehend unverändert.

Die Zielnetze für die Szenarien A 2023 und C 2023 wurden im Hinblick auf die Belastungen der Leitungen im Übertragungsnetz betrachtet. Eine Prüfung der Wirksamkeit ist auf Grund der vorliegenden Daten nicht möglich. Die Bundesnetzagentur hat es auch nicht für sinnvoll gehalten, die dafür erforderlichen Datensätze von den ÜNB einzufordern. Zu bedenken ist, dass sowohl die Erstellung der Datensätze als auch die vollständige elektrotechnische Wirksamkeitsprüfung einen enormen Aufwand erfordern, der zu großen Verzögerungen führen kann. Dies wäre unverhältnismäßig, wenn schon aus anderen Erwägungen die Realisierung der aus den Szenarien A und C resultierenden Maßnahmen nicht sachgerecht erscheint.

Würde die Wirksamkeit der Maßnahmen unterstellt und auf die Maßnahmen des Szenarios A 2023 das in Szenario B 2023 angewandte Kriterium der Erforderlichkeit angelegt, so wären 8 Maßnahmen nicht bestätigungsfähig. In Szenario C 2023 würden 3 Maßnahmen das Kriterium der Erforderlichkeit nicht erfüllen. Parallel zum Vorgehen bei Szenario B 2023 müsste zudem bei den von den Übertragungsnetzbetreibern als „zu beobachtend“ klassifizierten Maßnahmen von einer Bestätigung abgesehen werden. Damit ist der Umfang des Zielnetzes zu A 2023 mit insgesamt 58 Maßnahmen immer noch größer als der des von der BNetzA bestätigten Zielnetzes mit 56 Maßnahmen. Dies erklärt sich durch die fehlende Prüfung der Wirksamkeit der Maßnahmen im Szenario A 2023, durch die sich vermutlich die Anzahl der Maßnahmen verkleinern würde. Mit dem gleichen Vorgehen ergibt sich für das Szenario C 2023 eine Anzahl von 66 Maßnahmen. Dies erscheint plausibel, da durch die wesentlich höheren Annahmen der installierten Leistung von Erneuerbaren Energien (insbesondere der Windenergie) im Szenario C 2023 mit einem erhöhten Transportbedarf gegenüber den anderen Szenarien zu rechnen ist.

In Abbildung 193 und Abbildung 195 sind alle Leitungen des deutschen Übertragungsnetzes für die Szenarien A 2023 und C 2023, sortiert nach ihren mittleren Auslastungen dargestellt. Hierbei zeigt sich, dass die von den ÜNB vorgeschlagenen Zielnetze für die Szenarien A 2023 und C 2023 unter den veränderten Rahmenbedingungen angemessen sind. Im Szenario A 2023 beträgt die höchste mittlere Auslastung einer Leitung knapp 75%, es gibt fünf Leitungen, die im Durchschnitt über 70% belastet sind. Im Szenario C 2023 liegt die höchste mittlere Auslastung bei 77% und vier Leitungen sind im Durchschnitt über 70% belastet.

Die ermittelten Auslastungswerte sind ein plausibler Anhaltspunkt, dass die von den ÜNB vorgeschlagenen Zielnetze für die Szenarien A 2023 und C 2023, eine funktionsfähige und angemessene elektrotechnische Lösung für die veränderte energiewirtschaftliche Aufgabenstellung durch die Szenarien A und C darstellen.

Im Rahmen der Überlegungen zu alternativen Planungsmöglichkeiten von Bedeutung ist auch, dass die unter den veränderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen gefundenen plausiblen Lösungen in der Dimensionierung und in der strukturellen Ausgestaltung sehr ähnlich wie die Lösung für das Szenario B 2023 ausfallen. Auch für die Szenarien A 2023 und C 2023 ist vor allem festzuhalten, dass im Grundsatz nach wie vor ein netztechnisches Gesamtkonzept einer HGÜ-Overlay Lösung im Vordergrund steht. Deshalb ist die Bundesnetzagentur der Auffassung, dass die Zielnetze für die Szenarien A und C eine hinreichend konkretisierte Alternative darstellen, die einer Prüfung der voraussichtlichen Umweltauswirkungen im Sinne des Umweltberichts unterzogen werden kann.

Gleichzeitig sieht sich die Bundesnetzagentur in ihrer Einschätzung bestätigt, dass es richtig war und ist, das Szenario B zum Leitszenario der Ausbauplanung zu machen. Die sehr ähnlichen Zielnetze in den Szenarien A und C rechtfertigen die Einschätzung, dass das Zielnetz des Szenario B eine sehr sinnvolle und gegenüber Veränderungen der tatsächlichen Entwicklungen robuste Planung darstellt. Schließlich gilt es, das Übertragungsnetz gegenüber unterschiedlichen Entwicklungen möglichst stabil auszulegen und entsprechend erweiterungsfähig zu planen.

Im Rahmen der weiteren Prüfung werden auch die notwendigen Veränderungen gegenüber dem zum Ergebnisnetz für das Leitszenario B 2023 unter Verwendung der Szenarien A2023 und C2023 im Auge behalten. So kann gewährleistet werden, dass bei einem entsprechenden Eintritt der flankierenden Szenarien bereits Lösungsansätze existieren, die durch den jährlichen Rhythmus umgesetzt werden können.

Ein Konsultationsteilnehmer schlägt vor die Ausbauplanung unter gleichzeitiger Berücksichtigung aller ausgewählten Szenarien durchzuführen. Die Berücksichtigung aller ausgewählten Szenarien bei der Bestimmung des Ausbaubedarfs wirft allerdings Fragen auf. Durch das Hinzunehmen weiterer Szenarien werden auch weitere Ausbaumaßnahmen notwendig. Abhängig von der Definition der Szenarien und der darin enthaltenen Maßnahmenanzahl ergibt sich ein stark unterschiedlicher Ausbaubedarf. Die Bundesnetzagentur hat sich daher entschieden, Maßnahmen nur auf Grundlage des Szenarios B 2023 zu bestätigen.

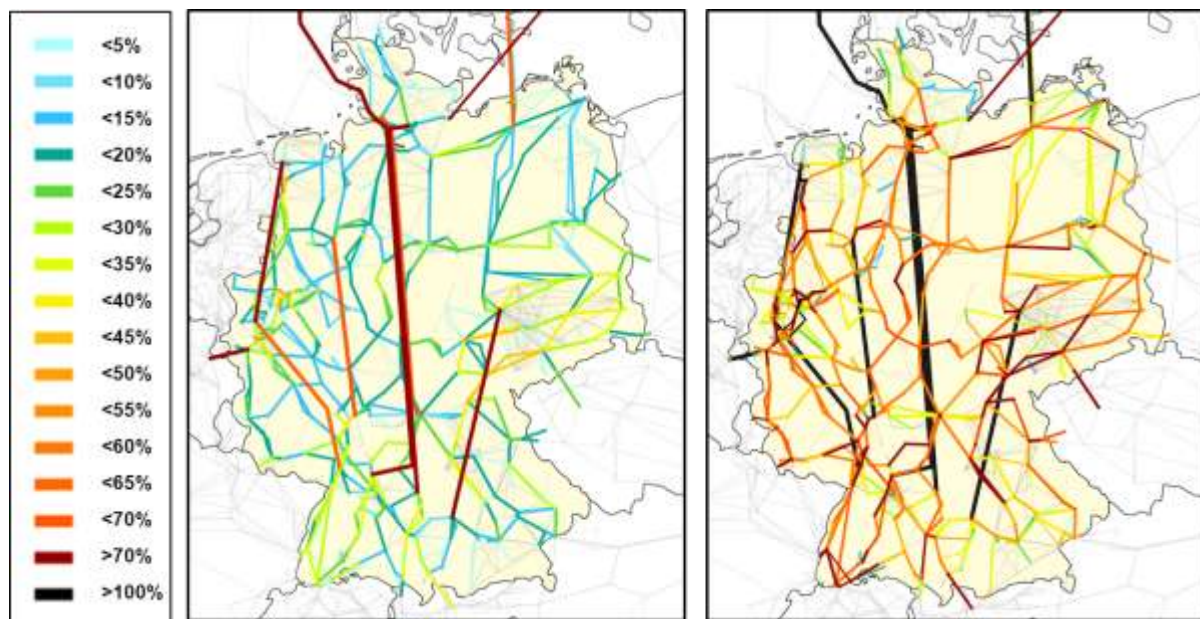


Abbildung 192: Mittlere Auslastungen (links) und maximale Auslastungen (rechts) im Szenario A 2023

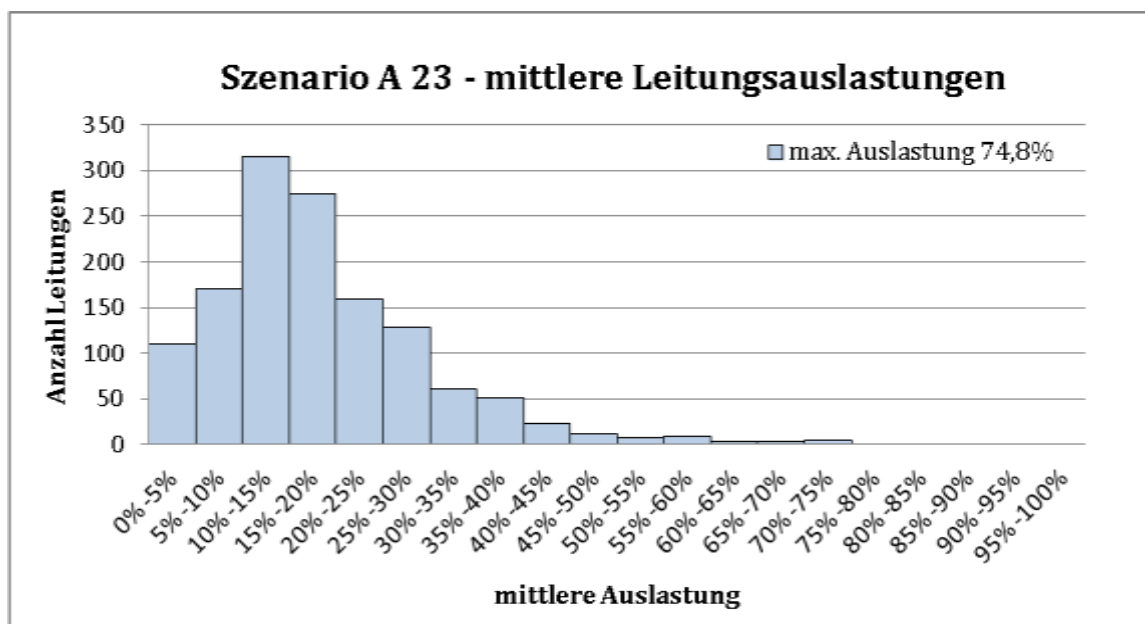


Abbildung 193: Anzahl Leitungen sortiert nach ihrer durchschnittlichen Auslastung

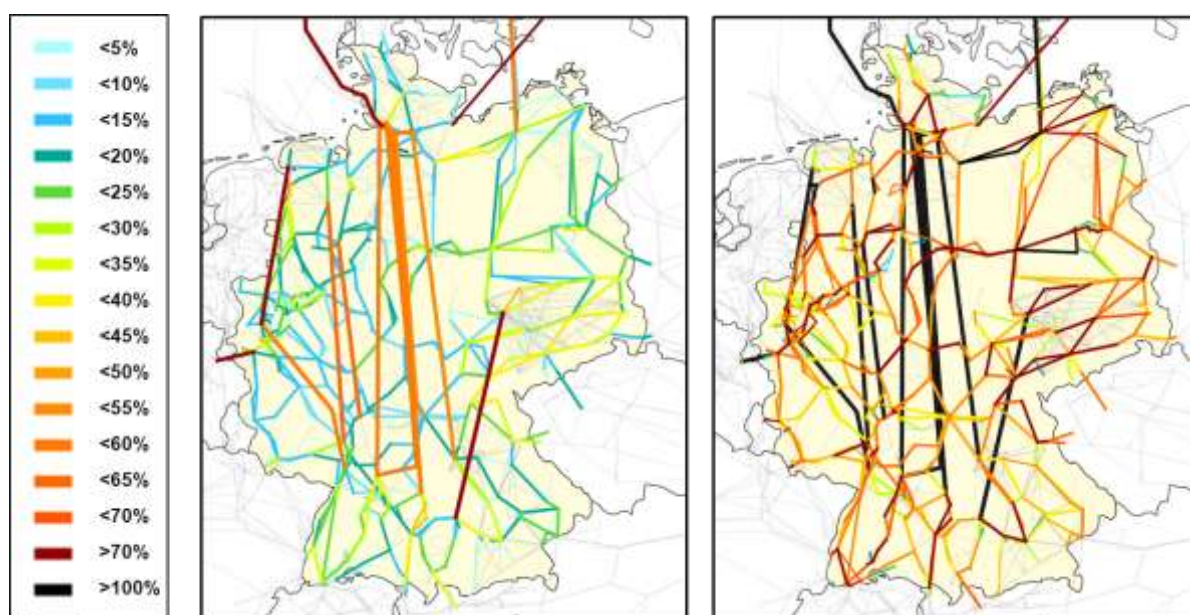


Abbildung 194: Mittlere Leitungsauslastungen (links) und maximal auftretende Leitungsauslastungen (rechts) im Szenario C 2023

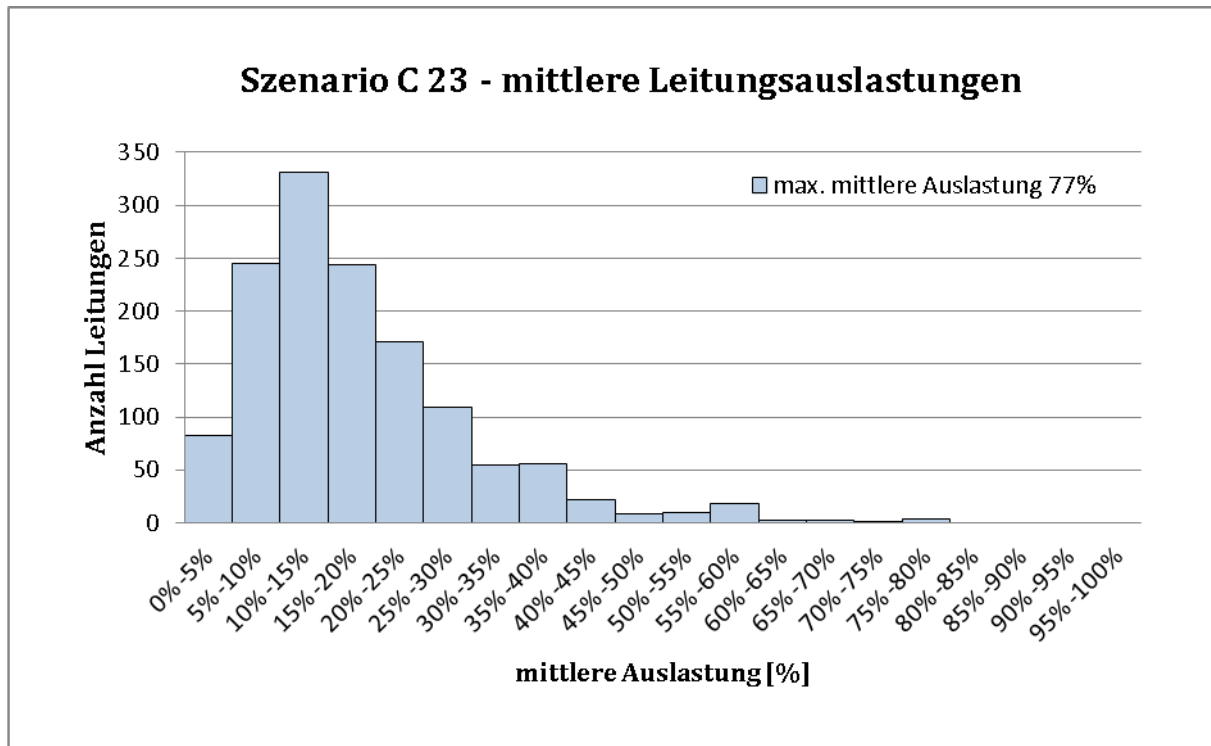


Abbildung 195: Anzahl der Leitungen im Szenario C 2023 sortiert nach ihren mittleren Leitungsauslastungen

Auf die Forderung einiger Konsultationsteilnehmer, die Maßnahmen der Szenarien A und C auf Wirksamkeit und Erforderlichkeit zu prüfen, um sie als Szenarienalternativen werten zu können, ist die Bundesnetzagentur nicht eingegangen. Für die Zwecke einer Alternativenprüfung ist der extrem hohe Aufwand, der mit einer vollständigen Wirksamkeitsprüfung verbunden ist, nicht erforderlich. Zur Abschätzung einer prinzipiellen Eignung und Angemessenheit der jeweiligen Zielnetze genügt auch eine Auslastungsprüfung entsprechend der Erforderlichkeitsprüfung. Diese ist mit erheblich weniger Aufwand verbunden und wurde für beide Szenarien durchgeführt. Hiernach waren in Szenario A 2023 acht Maßnahmen nicht erforderlich, im Szenario C 2023 drei Maßnahmen.

Das Argument anderer Konsultationsteilnehmer, dass die Szenarien A und C verschiedene Entwicklungspfade darstellen, die sich auf ein anderes Ziel beziehen, ist der Bundesnetzagentur bekannt und wurde bei der Abwägungsentscheidung, die Szenarien als Alternativen zu betrachten, berücksichtigt. Trotz der Tatsache, dass es sich bei den Szenarien um unterschiedliche Entwicklungspfade mit unterschiedlichen Zielen handelt, resultieren aus den drei Szenarien drei mögliche Zielnetze, die sich aus der Bandbreite des Szenariorahmens ergeben. Diese können somit als unterschiedliche Lösungsmöglichkeiten, d.h. als Alternativszenarien betrachtet werden.

Anders als in der Konsultation gefordert wurde keine Methode der Rückwärtsplanung ausgehend vom Zieljahr 2033 angewendet. Diese Planungsmethode ermögliche es, einzelne Leitungsprojekte zeitlich zu priorisieren und so ihre Dringlichkeit festzustellen. Die Bundesnetzagentur hat sich gegen dieses Vorgehen entschieden, da damit die gesamte Netzplanung auf ein Zielszenario B 2033 ausgerichtet wäre. Auch wenn das Szenario B 2033 von der Bundesnetzagentur genehmigt wurde, kann es in 20 Jahren erhebliche

Differenzen zwischen der jetzigen Prognose und der tatsächlichen Entwicklung geben. Daher möchte die Bundesnetzagentur dem Szenario B 2033 nicht zu viel Gewicht geben.

3.2 Sensitivitäten

Die Bundesnetzagentur hat den ÜNB mit Genehmigung des Szenariorahmens für den NEP 2013 aufgegeben, zum 01.07.2013 sogenannte Sensitivitätsbetrachtungen parallel zum Verfahren der Netzentwicklungsplanung nach § 12b EnWG durchzuführen. Die ÜNB haben die Ergebnisse der Sensitivitätsbetrachtungen zum 01.07.2013 veröffentlicht.

3.2.1 Begriffserklärung

Der Begriff „Sensitivität“ stellt hier, im Vergleich zu einem unterschiedlichen Szenario, eine andere Qualität der Betrachtung dar. Bei einer Sensitivität wird eine ganz bestimmte methodische Vorgehensweise bzw. ein ganz bestimmter Parameter verändert, ohne die maßgebliche Entwicklung in der Erzeugungslandschaft zu beeinflussen. Es ist festzuhalten, dass zwischen zwei Arten von Sensitivitäten zu unterscheiden ist:

(1) Methodische Sensitivitäten

Betrachtungen, welche einen konkreten Eingriff in den regulatorischen Rahmen darstellen und / oder in die mögliche Konzeptionierung der Marktmodellierung eingreifen. Dies gilt insbesondere für die methodischen Schritte zwischen dem Szenariorahmen und der technischen Netzplanung, d.h. die Regionalisierung und der Marktmodellierung, die in ihren Ausgestaltungen sehr variabel sind. Im Allgemeinen bieten diese Schritte auch den größten Handlungsspielraum, ohne konkret etwas an den Szenarien zu verändern.

(2) Quantitative Sensitivitäten

Analysen, welche einen konkreten Zahlenwert im Szenariorahmen absenken oder erhöhen. Diese Art der Sensitivität enthält in der Regel eine konkrete Vorgabe des zu untersuchenden Wertes.

Um einen möglichst hohen Erkenntnisgewinn zu erzielen, wurden von der Bundesnetzagentur allgemeine Rahmenbedingungen für die Sensitivitäten vorgegeben: Die Sensitivitäten sollten als Grundlage das Leitszenario B 2023 haben, um eine möglichst hohe Konsistenz und Vergleichbarkeit zu den Ergebnissen des eigentlichen NEP zu erzielen. Und im Vergleich zum Leitszenario B 2023, sollte nur ein einziger Parameter verändert werden. Bei einer gleichzeitigen Veränderung von mehreren Parametern wäre eine Auflösung des Einflusses eines einzelnen Parameters nicht mehr möglich gewesen.

Diese beiden Rahmenbedingungen dienen in erster Linie der Ermittlung des Einflusses einer veränderten Größe auf den Netzausbau. Sind diese Rahmenbedingungen nicht erfüllt, so können die Ergebnisse der Sensitivitätsbetrachtungen nur eine sehr geringe Aussagekraft haben.

Die Sensitivitäten wurden anders als von einigen Konsultationsteilnehmern gefordert von der Bundesnetzagentur nicht als Alternativen betrachtet, da sie im Gegensatz zu einem Szenario eine andere Qualität der Betrachtung darstellen. Sie stellen keine in sich konsistenten Szenarien dar, sondern sollen den Einfluss eines Parameters auf den Netzausbau aufzeigen. Daher sind sie nicht als vollständige Alternativszenarien zu werten. Dies ist auch im Sinne einiger anderer Konsultationsteilnehmer.

3.2.2 Sensitivitäten zum NEP 2013

Die von der Bundesnetzagentur in der Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2013 auferlegten Sensitivitäten, beinhalten die Veränderung von drei Parametern:

- Absenkung des Nettostrombedarfs und der Jahreshöchstlast

Bei dieser Sensitivität wurden die ÜNB verpflichtet, in einer separaten Betrachtung den Wert für den Nettostromverbrauch auf 476,5 TWh (im Vergleich zu ursprünglich 535,4 TWh im Leitszenario B 2023) abzusenken. Einhergehend hiermit sollte die Jahreshöchstlast von ursprünglich 84 GW auf 74,8 GW abgesenkt werden. Es handelt sich hierbei um eine quantitative Sensitivität.

- Beschränkung der Einspeiseleistung Wind Onshore auf 80% je Bundesland der im Szenario B2023 angenommenen Leistung

Die pauschale Beschränkung der Einspeiseleistung Wind onshore – stellt unabhängig von der Größenordnung – eine Sensitivität dar, welche sich außerhalb des momentan geltenden regulatorischen Rahmens bewegt und als solche einen Eingriff in die Modellierung – also eine methodische Sensitivität – darstellt.

- Unterschiedliche Regionalisierung im Vergleich zur Vorgehensweise der ÜNB

Diese Sensitivitätsbetrachtung ist ebenfalls eine Vorgabe zur methodischen Vorgehensweise zur Erstellung des NEP. Bei dieser Sensitivität wurde von der Bundesnetzagentur vorgegeben, wie die installierte Leistung für Energieträger Wind Onshore, Photovoltaik und Biomasse geographisch zu verteilen ist. Die hierbei vorgeschriebene Vorgehensweise weicht deutlich von der von den ÜNB im NEP verwendeten Vorgehensweise zur Regionalisierung ab.

Die ÜNB haben in ihrem Bericht³ „Einflussgrößen auf die Netzentwicklung“ für die beiden zuerst genannten Sensitivitäten konkrete, zusätzlich notwendige oder nicht mehr notwendige Leitungsbaumaß-

³ Abrufbar unter <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/%C3%BCbertragungsnetzbetreiber-%C3%BCbergeben-sensitivit%C3%A4tenbericht-2013> (Stand 10.09.2013).

nahmen ausgewiesen. Die Ergebnisse zeigen, dass bei tatsächlichem Eintreffen der Sensitivitäten lediglich eine geringfügige Veränderung in der Dimensionierung des zukünftigen Übertragungsnetzes erforderlich wäre (siehe **Tabelle 3**).

Tabelle 3: Sensitivitäten und Befund B2023

	Zweiter Entwurf NEP 2013 (B2023)	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Zielnetz der BNetzA
AC-Neubau	800 km	700 km	750 km	600 km
DC-Korridore	2.100 km	2.100 km	2.100 km	1.600 km
DC-Neubau (Interkonnektoren)	450 km	450 km	450 km	450 km
AC-Netzverstärkung	3.600 km	3.500 km	3.300 km	2.500 km
AC - DC Umstellung	300 km	300 km	0 km	300 km

In den Bereichen AC-Trassenneubau sowie AC-Netzverstärkung wurden durch die ÜNB Änderungen im Bereich von maximal 12,5 % ausgewiesen.

Die dritte Sensitivität (abweichende Regionalisierung) wurde von den ÜNB an Hand der Auswirkungen auf das gesamte Übertragungsnetz dargestellt (siehe Abbildung 196).

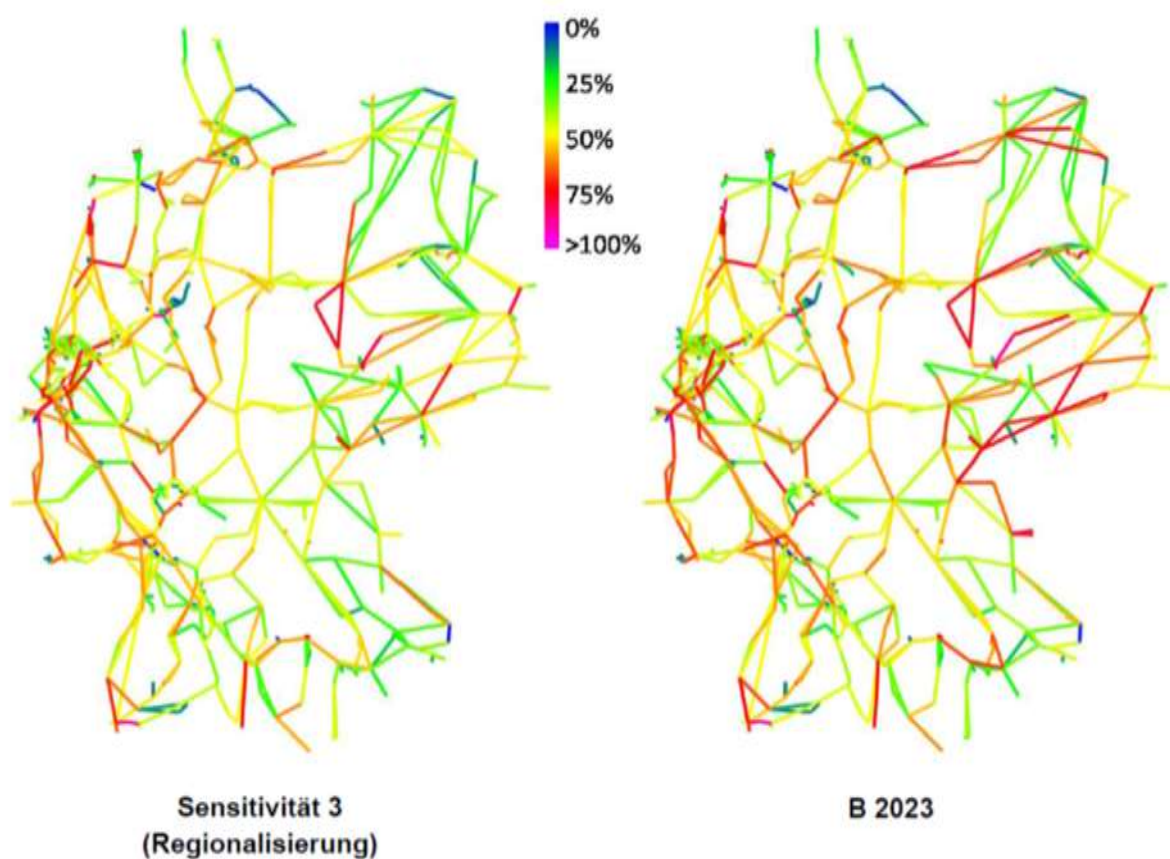


Abbildung 196: Gegenüberstellung der Netzauslastung der Sensitivität 3 und Szenario B2023 im Grundfall (Quelle ÜNB)

Es ist festzuhalten, dass sich lokal im Bezug zur Auslastung einzelner Leitungen unterschiedliche Lastflüsse einstellen. So ist zum Beispiel zu erkennen, dass einige Leitungen in der Sensitivität deutlich schwächer ausgelastet sind als im Szenario B 2023, insbesondere in den östlichen Bundesländern. Insgesamt zeigen die Ergebnisse dieser Sensitivitätsbetrachtung keine gravierende Veränderung, so dass es hier zu keinem unterschiedlichen Handlungsbedarf im Vergleich zum ursprünglichen NEP der ÜNB kommt.

3.2.3 Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse der Sensitivitätsbetrachtungen stellen im Vergleich zu den Veränderungen, welche sich durch ein komplett unterschiedliches Szenario ergeben, einen relativ geringen Einfluss auf die Netzplanung und -dimensionierung dar.

Die zukünftigen Transportaufgaben des Übertragungsnetzes und der Bedarf an Leitungsbaumaßnahmen werden durch diese Sensitivitätsbetrachtungen nicht entscheidend beeinflusst. Dennoch sieht die Bundesnetzagentur hierin einen hohen Erkenntnisgewinn bzgl. der Qualität der einzelnen Vorgaben und den Einfluss auf die Netzentwicklungsplanung.

E Sonstige Voraussetzungen

Über die in den vorhergehenden Kapiteln betrachteten Anforderungen des § 12b EnWG soll der NEP Strom 2013 noch weitere Anforderungen einhalten, welche weitestgehend der Übersichtlichkeit und Nachvollziehbarkeit des NEP dienen und auch die Abstimmung des NEP mit anderen Plänen (z.B. europäischer Netzentwicklungsplan) berücksichtigten soll.

1. Gemeinsamer nationaler Netzentwicklungsplan

Die vier deutschen ÜNB 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW haben gemeinsam den NEP 2013 auf der Grundlage des Szenariorahmens 2012 erstellt und diesen der Bundesnetzagentur gemäß § 12b Abs. 1 S. 1 EnWG am 17.07. 2013 übergeben.

Dem vorliegenden überarbeiteten NEP Strom 2013 ist ein erster Entwurf vorangegangen. Diesen haben die ÜNB am 02.03.2013 der Bundesnetzagentur vorgelegt. Daran anschließend hatte die Öffentlichkeit im Rahmen der Konsultation vom 02.03.2013 bis 14.04.2013 die Gelegenheit, sich mit dem Entwurf auseinanderzusetzen und dazu Stellung zu nehmen. Aufgrund der Stellungnahmen wurde der NEP Strom 2013 von den ÜNB überarbeitet und am 17.07.2013 der Bundesnetzagentur zur Prüfung übermittelt, der auf Grundlage des Szenariorahmens zum NEP 2013 erarbeitet wurde.

Der NEP beinhaltet den erforderlichen Netzausbau für die im Szenariorahmen enthaltenen Szenarien, die im November 2012 von der Bundesnetzagentur genehmigt wurden. Des Weiteren enthält der NEP die Maßnahmen für Szenario B 2033, die einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb im Jahr 2033 gewährleisten. Die gesetzliche Forderung nach Vorlage eines gemeinsamen NEP auf Basis des Szenariorahmens ist damit aus Sicht der Bundesnetzagentur erfüllt.

2. Anforderungen gemäß § 12b Abs. 1 Satz 3 EnWG

Der NEP sollte darüber hinaus folgende Angaben enthalten:

2.1 Zeitplan für alle Netzausbaumaßnahmen

Die ÜNB müssen entsprechend der gesetzlichen Forderung gemäß § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 1 und 2 EnWG für alle Netzausbaumaßnahmen Angaben zum Zeitplan machen. Die ÜNB haben für alle vordringlichen Maßnahmen das angestrebte Inbetriebnahmejahr (S. 104 ff. z.E., Tabelle 21) angegeben. Jedoch fehlt diese Angabe bei den zu beobachtenden Maßnahmen (S. 110 ff. z.E., Tabelle 22). Gesetzlich ist eine derartige Unterteilung der Maßnahmen (vordringlich und zu beobachtend) nicht vorgesehen und seitens der ÜNB wurde auch nicht dargelegt, welche Kriterien der Einteilung zugrunde liegen.

Die ÜNB sind der Aufforderung der BNetzA (S. 389 Entwurf der Bestätigung) die Inbetriebnahmejahre der „zu beobachtenden“ Maßnahmen größtenteils nicht nachgekommen. Maßnahmen ohne ausgewiesenes Inbetriebnahmejahr werden nicht bestätigt.

Die Anregung einiger Konsultationsteilnehmer, die Inbetriebnahmejahre zu begründen und mit näheren Angaben zu untermauern, erscheint der BNetzA als sinnvoll. Zwar ist sie für den NEP 2023 nicht mehr umsetzbar; die Bundesnetzagentur wird aber darauf drängen, ihr für den NEP 2024 nachzukommen.

2.2 Pilotprojekte:

2.2.1 Verlustarme Übertragung hoher Leistung über große Entfernungen

Der NEP Strom 2013 enthält – wie in § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3a) EnWG gefordert – Pilotprojekte für eine verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen.

Zur Minimierung der Verluste bei einem Transport über lange Distanzen, im Vergleich zur 380-kV-Wechselstromübertragung (AC), kommt grundsätzlich die Gleichstromtechnologie (HGÜ/DC) in Frage, aber auch höhere Spannungsebenen in der Drehstromübertragung (HDÜ/AC), wie z. B. die 550-kV-AC-Technologie, eignen sich prinzipiell für eine verlustarme Übertragung über lange Distanzen

Das Gesetz sieht in § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3a) EnWG vom Wortlaut her mehrere Pilotprojekte für die verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen vor. Allerdings ist deren geplanter Umfang mit 2.100 km Korridorlänge und einer Übertragungskapazität in Nord-Süd-Richtung von 12 GW wie auch von einigen Konsultationsteilnehmern angemerkt durchaus ehrgeizig. Da sich jedoch die Realisierungszeitpunkte der 5 bestätigten HGÜ-Maßnahmen um einige Jahre unterscheiden, kann man davon ausgehen, dass insbesondere mit der ersten Maßnahme, Korridor A02 Erfahrungen gesammelt werden können, von denen bei der Realisierung der anderen Projekte bereits profitiert werden kann. Daher geht die Bundesnetzagentur auch nicht davon aus, dass durch die wenigen Erfahrungen mit HGÜ die Versorgungssicherheit gefährdet ist. Außerdem sind auch die HGÜ-Korridore bei der Betrachtung der (n-1)-Sicherheit berücksichtigt worden. So ist ein sicherer und zuverlässiger Netzbetrieb auch noch bei Ausfall einer HGÜ möglich.

Eine Planung von nur 2 Pilotprojekten in HGÜ-Technik wie von einigen Konsultationsteilnehmern gefordert hält die Bundesnetzagentur jedoch nicht für sinnvoll, da sie davon ausgeht, dass bereits alle 5 Maßnahmen in 10 Jahren gebraucht werden.

Die konkrete Ausführungsart der Maßnahme und verwendete Technik wird auf Ebene des Netzentwicklungsplans nicht entschieden. Im Bundesbedarfsplangesetz ist lediglich festgeschrieben, ob die Maßnahme in Gleich- oder Wechselstrom zu realisieren ist. Die konkrete Ausführungsart wird erst in den nachgelagerten Fachplanungen entschieden. Damit kann die von einigen Konsultationsteilnehmern geforderte Flexibilität bezüglich einer technischen Weiterentwicklung erfüllt werden.

Es wurde auch gefordert, die Umspannung von Gleich- in Wechselspannung zu vermeiden und anlandende Offshore-Leistung ohne Umwandlung in Wechselspannung gleich in einen Gleichstromkorridor einzuspeisen. Als Argument dafür wurde genannt, dass so Konverteranlagen in Norddeutschland eingespart werden könnten, die Leistung in Norddeutschland ohnehin nicht gebraucht würde und diese nahezu ausschließlich für den Transport nach Süddeutschland verwendet würde. Diese Forderung lässt sich technisch jedoch nicht realisieren, da sich die Spannungsebenen der HGÜ-Korridore an Land von der

Spannungsebene der Offshore-Anbindungsleitungen unterscheiden. Während erstere mit 400 kV betrieben werden, sind für letztere 320 kV vorgesehen. Der Grund dafür ist, dass die Anbindungsleitungen der Offshore-Windparks als Kabel realisiert werden müssen, und derzeit 320kV die höchste Spannung ist, für die eine Verkabelung als Kunststoffkabel in VSC-Technik möglich ist. Die HGÜ-Korridore an Land sollen jedoch als Freileitung realisiert werden, so dass es hier sinnvoller ist, eine höhere Spannungsebene zu wählen, um mehr Energie bei möglichst geringen Verlusten transportieren zu können. Eine Spannungstransformation zwischen unterschiedlichen Gleichspannungsebenen ist technisch nicht möglich, sondern würde über eine Umrichtung zu Wechselspannung erfolgen. Die direkte Weiterziehung der Offshore-Anbindungsleitung nach Süden erscheint nicht sinnvoll, da mit den Korridoren sowohl On- als auch Offshore Windleistung abtransportiert werden sollen.

Eine Einspeisung von Onshore Windenergie in die Offshore Anbindungsleitung würde die Existenz eines DC Multiterminal voraussetzen, welches momentan in dieser Form nicht Stand der Technik ist und welches nur sinnvoll bei der Existenz eines DC-Leistungsschalter betrieben werden könnte. Dieser ist essentiell nötig zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, um im Fehlerfall nicht das gesamte DC-System abschalten zu müssen. Fehler, die sich im DC-System ausbreiten, ließen sich ansonsten nicht beheben.

Die BNetzA hat zur Kenntnis genommen, dass im Koalitionsvertrag ein risikofreudigerer Umgang mit neuen technologischen Möglichkeiten der Gleichstromübertragung angestrebt wird. Die BNetzA wird prüfen, inwieweit Pilotprojekte für die mehrpunktfähige Gleichstromtechnologie im Sinne des ausgehandelten Koalitionsvertrages integriert werden können. Dies setzt allerdings voraus, dass die Übernahme der damit verbundenen deutlich höheren energiewirtschaftlichen Risiken in einer gesetzlichen Regelung gutgeheißen wird.

Einige Konsultationsteilnehmer fordern die Realisierung als Gleichstromkabel. Abgesehen von den hohen zu erwartenden Kosten reichte die vorhandene Kapazität für die Kabelproduktion voraussichtlich nicht aus, um so lange Strecken durchgehend zu verkabeln.

2.2.2 Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen

Der NEP enthält Pilotprojekte zum Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen.

Maßnahme 41a in P49 wird als Pilotstrecke für Hochtemperaturleiterseile (HTLS) gemäß § 12b Abs. 1 Satz 3 Nr. 3b) EnWG angegeben. Des Weiteren ist im NEP Strom 2013 zusätzlich angegeben, dass die Netzverstärkung in P33, M24a „bspw. durch Austausch der Leiterseile gegen hochstromfähige Leiterseile/HTLS“ erfolgen kann. Ein solcher Austausch ist auch für P37, M25a und P38 M27 geplant.

Eine Bewertung zur technischen Durchführbarkeit und Wirtschaftlichkeit im NEP selbst, wie sie gemäß § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 3b EnWG gefordert wird, fehlt. Daher sind die ÜNB aus Sicht der Bundesnetzagentur der Forderung nach Ausweisung von Pilotprojekten zum Einsatz von HTLS noch nicht ausreichend nachgekommen. Die Forderung, für alle Trassen erneut zu prüfen, ob diese mit HTLS ertüchtigt werden können, hält die Bundesnetzagentur für übertrieben. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass die Übertragungsnetzbetreiber gemäß dem NOVA Prinzip die Möglichkeit einer HTLS-Beseilung bei ihrer Netzplanung mit berücksichtigt haben.

Die Bundesnetzagentur hält das festgestellte Defizit nicht für derart schwerwiegend, dass es der Bestätigung des NEP Strom 2013 stünde. Ein Nachbesserungsverlangen würde Kräfte für die Erstellung des NEP Strom 2014 binden und dessen Erstellungsprozess damit verlangsamen. Die Bundesnetzagentur wird die Übertragungsnetzbetreiber daher auffordern bei der Erstellung des NEP Strom 2014 den Hochtemperaturleiterseilen größere Aufmerksamkeit zu widmen, die Zahl der Pilotprojekte wenn möglich auszuweiten und die Ausführungen zur Bewertung zu vertiefen.

2.3 Stand der Umsetzung des NEP 2012

Der NEP Strom 2013 enthält gemäß § 12b Abs. 1 S. 3 Nr. 4 EnWG Angaben über die Maßnahmen des bestätigten NEP 2012 und ihren Stand der Umsetzung.

Im ersten Entwurf des NEP Strom 2013 waren diese Angaben in Tabelle 28 auf Seite 133 zu finden. Da diese Tabelle jedoch Informationen enthielt, die auch in anderen Tabellen enthalten waren, wurde auf die getrennte Darstellung der Tabelle 28 des ersten Entwurfes im zweiten Entwurf des NEP 2013 verzichtet. Dementsprechend ist die angesprochene Tabelle auf Seite 133 des ersten Entwurfs mittlerweile Tabelle 21 auf Seite 104 des zweiten Entwurfs des NEP 2013.

Die bestätigten Maßnahmen sind in der Spalte „NEP 2012“ durch den Eintrag „bestätigt“ gekennzeichnet. Da die Abgabe des zweiten Entwurfs an die BNetzA am 17.07.2013 erfolgte und damit noch vor dem Inkrafttreten des Bundesbedarfsplangesetzes, wurde der Umsetzungsstand der Maßnahmen zunächst mit „bestätigt“ und „noch nicht bestätigt“ bzw. der sinnverwandten Angabe „neu in 2013“ angegeben. Mittlerweile käme auch die Angabe „Im Juli 2013 per Gesetz in den Bundesbedarfsplan aufgenommen“ in Betracht. Diese ist jedoch, da alle bestätigten Projekte in den Bundesbedarfsplan übernommen wurden, mit dem Umsetzungsstand „bestätigt“ identisch.

In der Systematik der Tabelle 27 des zweiten Entwurfes des NEP 2013 (Umsetzungsstände 1 bis 6) wurden alle Projekte, sowohl bestätigte als auch nicht bestätigte, der Kategorie 1 zugeordnet.

2.4 Nachvollziehbare Angaben über die zu verwendende Übertragungstechnologie

NEP Strom 2013 enthält durch Verweisung auf Kapitel 5 des vorherigen NEP Strom 2012, wie in §12b Absatz. 1 S. 3 Nr. 5 EnWG gefordert, Angaben über die zu verwendende Übertragungstechnologie.

In Kapitel 5 des NEP Strom 2012 werden unabhängig von konkreten, einzelnen Netzausbaumaßnahmen verschiedene Übertragungstechnologien (AC-Zubau mit Längskompensation, AC-Ausbau in höheren Spannungsebenen, verschiedene DC-Technologien) bewertet und teilweise miteinander verglichen.

Zusätzlich ist auf der Karte, welche die Ausbaumaßnahmen des Leitszenarios B2023 zeigt (siehe Seite 113 NEP Strom 2013), farblich gekennzeichnet, ob die Maßnahme in Wechsel- (AC) oder Gleichspannung (DC) realisiert werden soll.

Des Weiteren ist in Kapitel 9 für jede einzelne Maßnahmen die gewählte Übertragungstechnologie ausgewiesen. Dabei ist zwischen den Maßnahmen in Gleichstromtechnologie (HGÜ-Korridoren und Inter-

konnektoren) sowie den Maßnahmen in Wechselstromtechnologie (380-kV-Maßnahmen) zu unterscheiden.

Kapitel 10.1.2 des NEP ist zu entnehmen, dass die HGÜ-Korridore in VSC-Technik realisiert werden sollen. Angaben zur Spannungsebene existieren nicht, dafür ist die benötigte Übertragungsleistung für jede einzelne Maßnahme aller Korridore spezifiziert. Der Verzicht auf konkrete Spannungsangaben ist sinnvoll, da die gewählte Übertragungstechnologie ständig weiterentwickelt wird und in den nächsten Jahren eine Steigerung in der realisierbaren Spannungsebene zu erwarten ist.

Die Projekte P20 – P129 sollen bis auf wenige Ausnahmen in 380-kV-Wechselspannung realisiert werden. Eine Angabe zur geplanten Leistung erfolgt nicht. Diese ist auch nicht notwendig, da sie sich aus der anliegenden Betriebsspannung und der zulässigen Stromstärke ergibt, für welche die jeweiligen Leiterseile ausgelegt sind. Ausnahmen stellen die grenzüberschreitenden Projekte P64, P65 und P68 dar, die in Gleichspannung realisiert werden sollen und explizit als DC-Trassenneubau ausgewiesen sind.

3. Verwendung einer nachvollziehbaren Modellierung

Der von den ÜNB gewählte Modellierungsansatz des Übertragungsnetzes ist für die Netzausbauplanung geeignet und für einen sachkundigen Dritten nachvollziehbar, daher sieht die Bundesnetzagentur die gesetzlichen Anforderungen im Sinne von § 12b Abs. 1 S. 4 EnWG als erfüllt an. Eine ausführlichere Herleitung der einzelnen Netzausbaumaßnahmen durch Ausweisung der Schwachstellen im Netz wäre wie schon in der Bestätigung zum NEP 2012 angemerkt, wünschenswert.

Im Entwurf des NEP werden die wesentlichen Inhalte des Szenariorahmens noch einmal erläutert und es wird dargestellt, wie die im Szenariorahmen genehmigten Werte Eingang in die Ausbauplanung des Höchstspannungsnetzes gefunden haben. Dabei werden die deutschlandweiten Annahmen des Szenariorahmens zur installierten Leistung der einzelnen Energieträger auf die Bundesländer heruntergebrochen und weiter auf die Netzknoten aufgeteilt. Diese Vorgehensweise der Regionalisierung wurde ebenfalls im NEP erläutert. Allerdings werden keine auf das Netz bezogenen, knotenscharfen Ergebnisse der Regionalisierung dargestellt. Ohne zusätzliche Informationen ist es deshalb nicht möglich, die auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle, also die für die Netzdimensionierung ausschlaggebenden Belastungssituationen des Netzes, nachzuvollziehen und zu hinterfragen.

Die Modellierung des Strommarktes (Marktmodell) basiert auf einem Modell des IAEW der RWTH Aachen. Diese wurde über Jahre entwickelt, die dahinter stehende Methodik ist öffentlich zugänglich und umfangreich dokumentiert. Die Eingangsdaten sowie die Ergebnisse des Marktmodells sind im NEP dargestellt.

Die Bundesnetzagentur beauftragte im Zuge der Prüfung des NEP Strom 2013 einen Gutachter mit der Durchführung einer eigenen Marktsimulation, ausgehend von den Rahmenparametern des Szenariorahmens 2013. Das verwendete Modell wurde entsprechend der Angaben der ÜNB parametrisiert und ist methodisch mit dem Ansatz des IAEW vergleichbar. Dennoch ergaben sich wie leicht nachzuvollziehen ist, aufgrund des eigenständigen Ansatzes gewisse Abweichungen zu den Ergebnissen der von den ÜNB verwendeten Marktsimulation. Einer der auffälligsten Unterschiede, welchem auch ein signifikanter Ein-

fluss auf die Auslegung des Übertragungsnetzes zugeschrieben werden kann, ist das große Handelsvolumen von Deutschland nach Österreich in der ÜNB-Marktsimulation. Dieses konnte in der Simulation des Gutachters nur teilweise nachvollzogen werden. Die Austauschvolumina zu den anderen deutschen Nachbarländern wiesen dabei deutlich kleinere Abweichungen auf.

Das Ergebnis der ÜNB-Marktsimulation im NEP Strom 2013 zeigt für Deutschland ein Handelssaldo von +74,8 TWh auf (Nettoexporteur). Nach Österreich werden hiervon netto +34,5 TWh exportiert (46,12 % des deutschen Netto-Exports). Das Handelssaldo für Österreich beträgt -24,9 TWh (Nettoimporteur). Für das Szenario B2023 weist Österreich einen Nettostrombedarf von 80,82 TWh aus. Demnach werden 30,81 % der Energie für Österreich importiert. Nach dem Marktergebnis der ÜNB werden im Szenario B2023 in Österreich insgesamt 55,92 TWh elektrische Energie erzeugt.

In der Marktsimulation des Gutachters stellt sich die Situation anders dar. Hier weist Österreich einen Nettoexport von 3,52 TWh elektrischer Energie nach Deutschland auf. Auch absolut gesehen erweist sich Österreich hier als Nettoexporteur von 13,518 TWh. Der Nettostrombedarf wurde mit 80,792 TWh vergleichbar dem durch die ÜNB verwendeten Wert angesetzt. Für die Erneuerbaren Energien wurde durch den Gutachter eine Energiemenge von rund 46,25 TWh ermittelt.

Wird in der folgenden Darstellung 44 TWh verwendet, was der im Jahr 2011 durch Erneuerbare Energien in Österreich eingespeisten Energiemenge entspricht, so verbliebe in der Marktsimulation der ÜNB nur eine Restenergiemenge des thermischen Kraftwerksparks von 11 TWh. Im Gegensatz dazu ergab die Marktsimulation des Gutachters eine Erzeugung von 48,6 TWh elektrischer Energie für den thermischen Kraftwerkspark Österreichs.

Der verringerte Export von Deutschland nach Österreich in der Marktsimulation des Gutachters äußert sich insbesondere in einer geringeren Steinkohle-Erzeugung in Deutschland. Dies führt erwartungsgemäß zu einer veränderten Auslastung der Nord-Süd-Trassen, da Exporte nach Österreich gerade diese Trassen zusätzlich belasten. Diese unterschiedlichen Simulationsergebnisse liegen gleichberechtigt vor, wobei das Ziel einer ausgeglichenen Handelsbilanz für Österreich im Masterplan der Austrian Power Grid (APG) explizit benannt wird.

Unterschiede in der Modellierung und in den Eingangsdaten (z.B. natürliche Zuflüsse der Speicherbecken) können erheblichen Einfluss auf die Modellergebnisse haben und die festgestellten Unterschiede erklären. Im Markt- und damit auch im Netzmodell der ÜNB wurden 370 Kraftwerke mit einer Must-Run-Bedingung definiert. Das bedeutet, dass diese Kraftwerke in allen Stunden der Simulation mindestens ihre untere Leistungsgrenze in das Netz einspeisen. In der Summe beträgt diese sogenannte Mindestleistung 15 GW. Für eine Mindesterzeugung aus konventionellen Kraftwerken gibt es eine Reihe netztechnischer Notwendigkeiten, hierunter fallen zum Beispiel Kurzschlussleistung und ausreichende rotierende Massen im System. Die im NEP 2013 verwendete Mindestleistung begründet sich allerdings nicht über Netzanforderungen an die Erzeugungsseite, sondern aus folgenden drei Kategorien der Must-Run-Bedingungen:

- Wärmegeführte KWK-Kraftwerke mit einer Anlagenleistung kleiner 30 MW
- Marktbasiert eingesetzte größere Kraftwerke mit einem KWK-Anteil, welcher eine wärmegetriebene Mindesteinspeisung bedingt
- Aus technischen Restriktionen bedingter Mindesteinsatz von Braunkohlekraftwerken

Diese drei Kategorien stellen eine ausreichende Mindesterzeugung sicher, um damit die netztechnisch notwendige Mindestleistung zu decken. Diese wird also implizit in den oben genannten Must-Run-Bedingungen abgebildet. Die im NEP Strom 2013 vorhandenen 15 GW liegen im mittleren Bereich dieser Abschätzung und können für den derzeitigen Stand der Technik als realistisch eingestuft werden.

Im Anschluss an die Bestimmung des Ausbaubedarfs werden die Stabilitätsuntersuchungen durchgeführt. Diese sind im NEP dokumentiert. Für fachkundige Dritte ist das Vorgehen nachvollziehbar. Zu bemängeln ist, dass die Konsequenzen, die aus den Untersuchungen zu ziehen sind, nicht im Detail dargestellt werden.

Bei der netztechnischen Beurteilung sehen die Planungsgrundlagen der ENTSO-E und die Planungsgrundsätze der ÜNB sowohl die Erfüllung der (n-1)-Sicherheit als auch die Erfüllung ausgewählter relevanter (n-2)-Fälle als Bedingungen für einen sicheren Netzbetrieb vor.

Eine Bewertung ausschließlich nach dem (n-1)-Prinzip beinhaltet naturgemäß immer ein Restrisiko für eine umfangreichere Netzstörung. Dieses Risiko wurde in der Vergangenheit akzeptiert, da es – insbesondere bei schwacher Netzauslastung – nur sehr gering war. Aufgrund der in den letzten Jahren tendenziell gestiegenen Netzauslastung wird die ausschließliche Bewertung nach dem (n-1)-Kriterium von manchen Experten als nicht ausreichend, die konsequente Anwendung eines (n-2)-Kriteriums aus wirtschaftlichen Gründen jedoch als nicht tragbar angesehen.

Insgesamt entspricht die von den Netzbetreibern angewandte Methodik für die Bewertung der Lastflussergebnisse basierend auf den oben genannten deterministischen Bewertungskriterien mit Risikobasierten Erweiterungen dem gegenwärtigen Stand der Technik.

In der Marktmodellierung werden nach den erneuerbaren Energien und den Must-Run-Einheiten die Kraftwerke mit den geringsten Erzeugungskosten eingesetzt (Merit-Order) um die benötigte Leistung bereit zu stellen. Dies ist auch in der Realität der Fall, was dazu führt, dass in der Regel Kohlekraftwerke vor Gaskraftwerken eingesetzt werden. Daraus ergibt sich im Modell, dass Kohlekraftwerke nicht ohne weiteres einspeisen. Erst wenn die Erzeugung aus erneuerbaren Energien und Must-Run-Einheiten den Bedarf nicht deckt werden konventionelle Kraftwerke gemäß den Regeln der Merit-Order hinzugenommen.

Die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung, wie z.B. die Reduktion der Treibhausgasemissionen, werden in die Marktmodellierung durch den darin eingehenden genehmigten Szenariorahmen berücksichtigt. Dieser wird jährlich erstellt und aktualisiert und kann damit veränderte Rahmenbedingungen wie z.B. Gesetzesänderungen und Änderungen im erwarteten Kraftwerksbestand berücksichtigen.

Viele Konsultationsteilnehmer fordern u.a. per Gesetz oder durch Anreize die Stilllegung von Kohlekraftwerken, ein Einstellen aller Vorhaben zum Bau neuer Kohlekraftwerke sowie den Neubau von Gaskraftwerken. Beim Neubau von Kraftwerken sollen diese lastnah errichtet werden und es sollen bei Bedarf erst lastnahe Kraftwerke eingesetzt werden. Auch sollen Kraftwerksbetreiber für den notwendigen Netzausbau, der Folge eines Kraftwerkes sei, aufkommen. Zur Vermeidung von Netzausbau sollen zudem mehr Stromspeicher und lastnahe erneuerbare Energien Anlagen errichtet werden. Derartig Forde-

rungen können seitens der BNetzA nicht umgesetzt werden und sind nicht Teil des NEP-Prozesses. Auch liegt es in der Hand der Kraftwerksbetreiber, welchen Kraftwerkstyp sie an welchen Standort bauen wollen.

Die Bundesnetzagentur begrüßt grundsätzlich alle Stellungnahmen zum angewandten Marktmodell. Kritik an den zu Grunde gelegten Fundamentaldaten, neue Erkenntnisse über die Bestimmung von must-run Kapazitäten und eine adäquate Abbildung realitätsnaher grenzüberschreitender Handelsflüsse sind Anregungen, bei denen die Bundesnetzagentur darauf drängen kann und wird, sie in die Marktmodellierung des Netzentwicklungsplans 2014 aufzunehmen.

Andere Anregungen, z.B. solche die sich gegen die aus dem Marktmodell ersichtlichen hohen Laufzeiten von Braunkohlekraftwerken wenden oder die eine gezielte Steuerung zur lastnahen Ansiedlung von konventioneller wie erneuerbarer Erzeugung fordern, lassen sich durch die Bundesnetzagentur nicht realisieren. Sie liefen auf eine behördliche Planung auch der Erzeugungsstruktur hinaus. Dafür hat die Bundesnetzagentur weder die Befugnisse noch entspricht es ihrer Überzeugung eines möglichst wettbewerblich und marktwirtschaftlich organisierten Strommarktes.

Hinsichtlich einer stärkeren Berücksichtigung der so genannten Eigenerzeugung bleibt abzuwarten, wie der Gesetzgeber künftig mit dem Phänomen umgehen wird. Die Bundesnetzagentur beobachtet die Entwicklung höchst aufmerksam. Sie bereitet ihr große Sorge, da sie mit einer immer weitergehenden Entsolidarisierung in Bezug auf die Finanzierung notwendiger Infrastrukturen und einer volkswirtschaftlich ineffizienten Erzeugungsstruktur verbunden ist.

Das Ergebnis des Marktmodells wird von einzelnen Konsultationsteilnehmern als nicht zielführend kritisiert und ein alternatives Marktmodell vorgestellt. Auch werden die Ergebnisse der Marktsimulation, insbesondere die der Handelsflüsse kritisch betrachtet. Es stellen sich zudem Fragen zu den Handelsflüssen zwischen Deutschland und Österreich. Das Marktmodell, wird im Rahmen der Erstellung des 1. Entwurfs eines Netz-Entwicklungsplans durch die ÜNB gewählt und basiert für den NEP 2013 auf einer Methodik des IAEW der RWTH Aachen. Im Rahmen der von den ÜNB durchgeführten Konsultation des 1. Entwurfs eines NEP können derartige Anregungen und Nachfragen zielgerichtet eingebracht werden.

Für die Simulation wurde das Wetterjahr 2007 genutzt, da es sich dabei um ein windreiches Jahr handelt. Infolge dessen kann hierauf eine robuste Netzplanung erfolgen.

Bei der Netzplanung werden 8760 Stunden eines Jahres betrachtet. Damit wird eine große Bandbreite von Wettersituationen abgedeckt. Mit dem Jahr 2007 wurde durch die Übertragungsnetzbetreiber ein besonders windreiches Jahr ausgewählt, welches das Übertragungsnetz vor große Transportaufgaben stellt, da besonders in windreichen Netznutzungsfällen besonders viel Energie vom windreichen Norden in die Verbrauchsschwerpunkte hauptsächlich im Süden transportiert werden muss. Durch die Überprüfung der (n-1)-Sicherheit werden bereits Störungen und Ausfälle mit in die Planung einbezogen.

Bei der Netzentwicklungsplanung durch die ÜNB werden laut den Planungsgrundsätzen thermische Belastungsgrenzen verwendet, die durch Berücksichtigung des Freileitungsmonitoring (FLM) eine Belastung bis zu 150% des zulässigen Leiterseilnennstroms erlauben.

Die Kappung von Leistungsspitzen wird bisher nicht in die Planung mit einbezogen, da sie gesetzlich bisher nicht zulässig ist. Sollten sich die rechtlichen Rahmenbedingungen in den nächsten Jahren dahingehend ändern, dass die Kappung von Erzeugungsspitzen vorgeschrieben wird, so wird diese in den kommenden Netzentwicklungsplänen selbstverständlich berücksichtigt werden.

4. Gemeinschaftsweiter Netzentwicklungsplan und Offshore Netzplan

4.1 Gemeinschaftsweiter Netzentwicklungsplan

Der NEP berücksichtigt, wie in § 12b Abs. 1 S. 5 EnWG gefordert, den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan nach Artikel 8 Absatz 3b der Verordnung (EG) Nr. 714/2009.

Zur Erstellung des NEP wurde der aktuelle gemeinschaftsweite Netzentwicklungsplan (Ten-Year Network Development Plan, TYNDP) aus dem Jahre 2012 zu Grunde gelegt. Der TYNDP wird von ENTSO-E alle zwei Jahre veröffentlicht, so dass eine Aktualisierung erst im Jahr 2014 vorliegen wird. Im Juli 2013 hat ENTSO-E eine Aktualisierung über den Stand der vorgeschlagenen Leitungsbauprojekte veröffentlicht („Monitoring Update – Infrastructure Projects of European Relevance“), welches aber keine Auswirkungen auf den NEP aufgrund der zeitlichen Abfolge haben kann. Der TYNDP 2012 besteht aus einem Paket von acht Dokumenten:

Sechs dieser Dokumente sind sogenannte Regionalpläne („Regional Investment Plans“), welche geographische Regionen und die entsprechenden Leitungsbauprojekte thematisieren.

Das siebte Dokument ist der Ausblick zu den Szenarien und die Prognose der Funktionsfähigkeit des Übertragungsnetzes bis zum Jahr 2030 (Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2012-2030, SO & AF 2012).

Abschließend besteht das achte Dokument aus dem Hauptbericht des TYNDP 2012, welcher sämtliche Aspekte zusammenfasst.

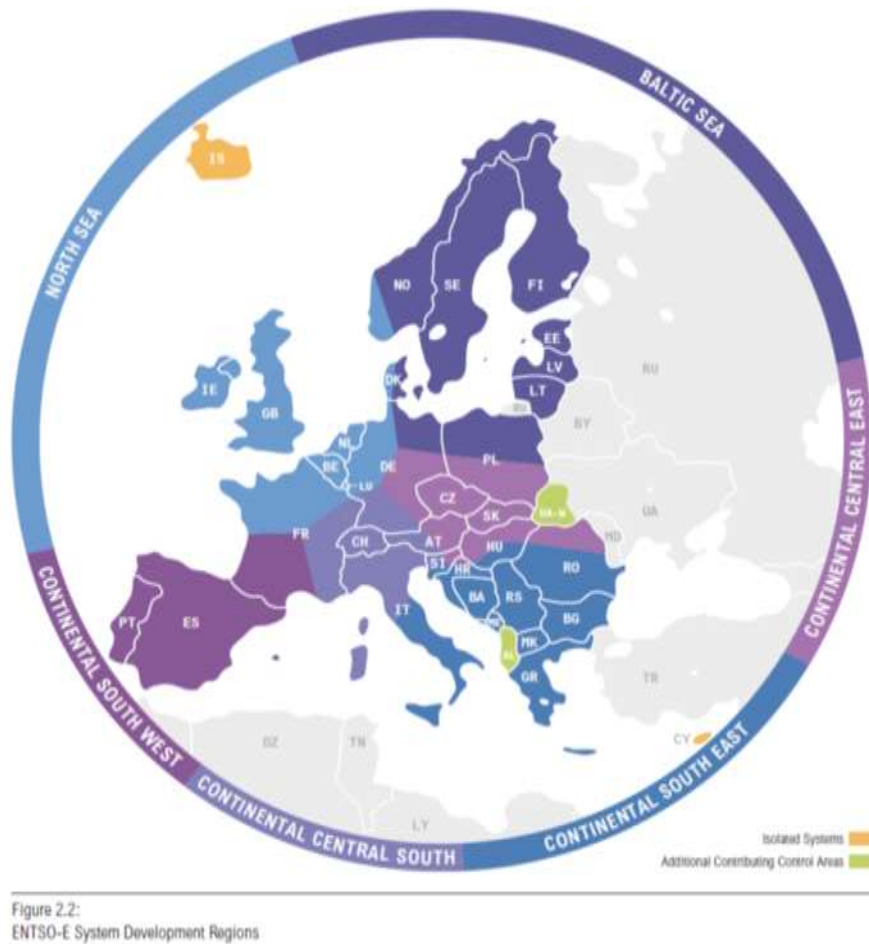


Abbildung 197: Graphische Darstellung der verschiedenen Regionalzonen des TYNDP

Methodisch ähneln sich die Vorgehensweisen zur Erstellung des nationalen NEPs und des TYNDP 2012. In Abbildung 198 sind die einzelnen Schritte zur Erstellung der Netzentwicklungspläne auf europäischer sowie auf nationaler Ebene dargestellt. Durch den unterschiedlichen Fokus gibt es jedoch auch methodische Differenzen. Während sich der TYNDP vor allem auf grenzüberschreitende Projekte oder (große) Projekte mit Auswirkungen auf den internationalen Stromhandel konzentriert, werden im nationalen NEP auch kleine regionale Projekte betrachtet.

In den nächsten Abschnitten soll vor allem darauf eingegangen werden, welche der acht Dokumente des TYNDP - wie gesetzlich gefordert - im NEP oder bereits schon im Szenariorahmen zum NEP Strom 2013 (Az.: 6.00.03.04/12-11-30/Szenariorahmen 2012) berücksichtigt werden.

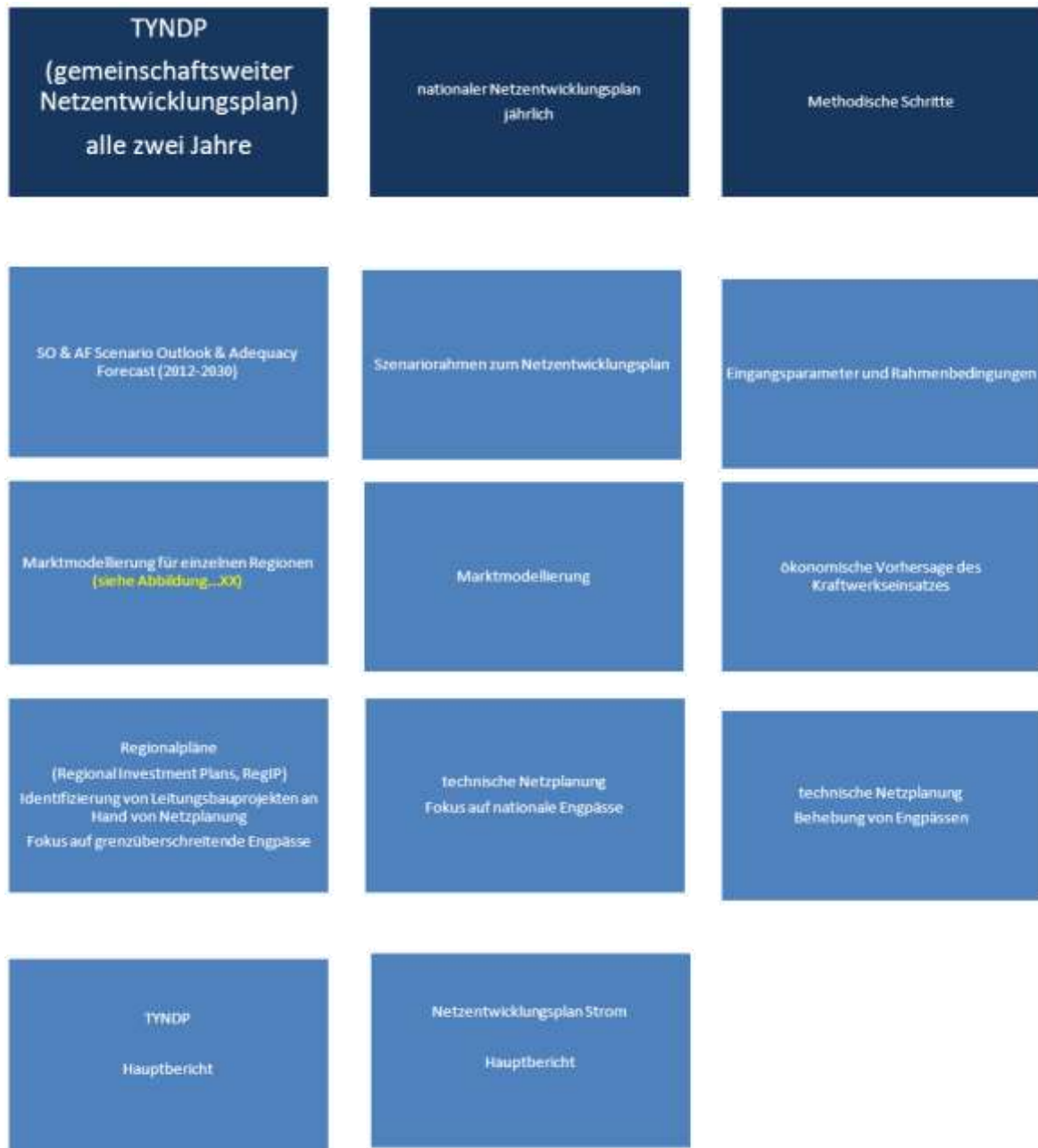


Abbildung 198: Methodische Darstellung der Prozesse zum TYNDP und zum nationalen NEP

4.1.1 Szenarien

Die im TYNDP 2012 zu Grunde gelegten Szenarien wurden von den ÜNB bei der Erarbeitung und von der Bundesnetzagentur bereits in der Genehmigung des Szenariorahmen zum NEP Strom 2013 (Az.: 6.00.03.04/12-11-30/Szenariorahmen 2012) thematisiert

Hierbei spielt insbesondere der Stromaustausch zwischen den einzelnen Nachbarstaaten und Deutschland eine entscheidende Rolle. Die Annahmen zum Stromaustausch können auch Einfluss auf den Netzausbau in Deutschland haben.

Diese Annahmen im europäischen Ausland ergeben sich aus dem SO&AF 2012-2030.

Für den TYNDP 2012 wurden drei Szenarien entwickelt, welche in direkten Zusammenhang mit dem nationalen Szenariorahmen zum NEP Strom 2013 stehen (siehe Abbildung 199).

Szenarien im Netz-entwicklungsplan 2013	Szenarien „SO&AF“	Bemerkung zum europäischen Szenario
Szenario A 2023	System Adequacy Forecast, Szenario B	moderater Verbrauchszuwachs, Höchstlastdeckung gewährleistet
Szenario B 2023	System Adequacy Forecast, Szenario B	moderater Verbrauchszuwachs, Höchstlastdeckung gewährleistet
Szenario B 2033	EU 202020	geringerer Verbrauchszuwachs, hoher EE-Zuwachs
Szenario C 2023	EU 202020	geringerer Verbrauchszuwachs, hoher EE-Zuwachs

Abbildung 199: Zusammenhang der Szenarien für TYNDP 2012 und NEP 2013

Das Szenario EU202020 spiegelt die energiepolitischen Ziele („EU-20-20-Targets“) wider und beschreibt einen ambitionierten Zubau von Erneuerbaren Energien, gekoppelt mit einem geringen Zuwachs des Verbrauchs. Die Szenarien A2023 und B2023 des NEP Strom 2013 sind konsistent mit dem „Szenario B“ des TYNDP 2012. Das Szenario B2023 ist durch einen europaweiten moderaten Zubau von Erneuerbaren Energien und einem moderaten Zuwachs des Verbrauchs gekennzeichnet. Szenario B2023 und Szenario B auf europäischer Ebene werden jeweils als wahrscheinliche Entwicklungen (Referenzentwicklungen) betrachtet und dienen als sogenannte Leitszenarien.

Festzuhalten ist, dass die Szenarien des SO&AF 2012 nicht den gleichen Zeithorizont beschreiben wie die Szenarien des nationalen Szenariorahmens. Die Szenarien des SO&AF 2012 beschreiben die Entwicklung bis zum Jahr 2020 und weisen für 2030 lediglich sogenannte „Visionen“ aus, die sehr viel unkonkreter ausgestaltet sind als die Szenarien des nationalen Szenariorahmens und daher keinen direkten Vergleich erlauben. Eine Weiterentwicklung der Visionen zu vollständigen Szenarien erfolgte teilweise im „Szenario Outlook 2013“, die restlichen Visionen werden voraussichtlich mit dem TYNDP 2014 veröffentlicht. Zum Zeitpunkt der Erstellung des nationalen NEP Strom 2013 war jedoch nur der SO & AF 2012 konsultiert und veröffentlicht, so dass dieser das maßgebliche Dokument ist, welches im NEP Strom 2013 berücksichtigt werden muss.

4.1.2 Ergebnisse der Marktsimulation – Handelskapazitäten und Energiesalden

Bei der Durchführung der Simulation des europäischen Strommarktes für den nationalen NEP werden zunächst die mit dem Ausland ausgetauschten Handelsflüsse (Siehe Seite 50 ff., 2. Entwurf NEP Strom 2013) ermittelt. Dabei werden die Handelskapazitäten zwischen den einzelnen Ländern, die sogenannten NTC (net transfer capacities) zu Grunde gelegt. Diese wurden im Rahmen der Erstellung des TYNDP

2012 zwischen den ÜNB abgesprochen und im NEP Strom 2013 (2. Entwurf NEP, 4.2.1 Seite 50f) veröffentlicht. Eine solche Marktsimulation des europäischen Strommarktes wurde auch bei der Erstellung des TYNDP durchgeführt, welcher für die Marktsimulation ebenfalls die abgestimmten NTCs zu Grunde legt.

Bei den ermittelten Handelsflüssen handelt es sich um ökonomische Betrachtungen, welche nicht die physikalischen Lastflüsse wiedergeben. Die physikalischen Lastflüsse ergeben sich erst aus Netzberechnungen.

4.1.3 Projekte und Maßnahmen

Beide Pläne, sowohl der TYNDP 2012 als auch der NEP Strom 2013, haben das Ziel, Maßnahmen und Projekte zu identifizieren, welche einen bestimmten Zweck im Übertragungsnetz erfüllen sollen.

In der Betrachtung des Zweckes unterscheiden sich beide Pläne, so dass hier keine völlige Übereinstimmung hergestellt werden konnte. Der TYNDP 2012 dient primär der Behebung von Investitionsengpässen und der Förderung des europäischen Binnenmarktes, während im NEP Strom 2013 auch Maßnahmen enthalten sind, die lediglich regionale Engpässe des deutschen Übertragungsnetzes beheben und nicht zwangsläufig auch einen Nutzen für das europäische Verbundnetz haben.

Zusätzlich finden sich im TYNDP 2012 Offshore-Anbindungsleitungen, die auf nationaler Ebene im Offshore-NEP enthalten sind (siehe hierzu auch Entwurf zur Bestätigung des O-NEP).

Die Berücksichtigung des gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans im überarbeiteten Entwurf des deutschen NEP wurde an Hand der Projektliste des am 05.07.2012 veröffentlichten TYNDP 2012 überprüft und für ausreichend befunden.

Soweit ersichtlich, finden sich die Deutschland betreffenden Projekte des TYNDP 2012 im NEP Strom 2013 wieder. Des Weiteren lässt sich für die Projekte, welche in beiden Plänen enthalten sind, eine weitgehende Konsistenz bezüglich der geplanten Inbetriebnahme und der technischen Auslegung feststellen.

Differenzen in den ermittelten Projekten des TYNDP 2012 und des NEP Strom 2013, den Kosten und anderen Aspekten, sind im Vergleich zum NEP Strom 2012 geblieben und wurden bereits in der Bestätigung zum NEP Strom 2012 als methodisch bedingt thematisiert. Des Weiteren enthält der NEP Strom 2013 zusätzliche Projekte / Maßnahmen, die auf Grund der zeitlichen Abfolge nicht im TYNDP 2012 enthalten sind. Diese Differenzen stellen die Berücksichtigung und Wechselwirkung beider Pläne aber nicht in Frage.

4.2 Offshore-Netzpläne

Gemäß §12b Abs. 1 S. 5 EnWG soll der NEP vorhandene Offshore-Netzpläne berücksichtigen.

Im Vergleich zum Jahr 2012 ist es durch die Novellierung des EnWG und der Fertigstellung des Bundesfachplans Offshore der Nordsee (BFO-N) zu inhaltlichen und prozessualen Neuerungen gekommen.

4.2.1 Bundesfachplan Offshore

Im Rahmen der Novellierung des EnWG wurde der Offshore-Netzplan durch den ebenfalls vom Bundesamt für Schifffahrt und Hydrographie zu erstellenden Bundesfachplan Offshore (BFO) ersetzt (§17a EnWG).

Der Bundesfachplan Offshore enthält die räumliche Planung der beiden Seebereiche der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der Nord- und Ostsee. Diese Planung umfasst die Anbindungsleitungen sowie die Konverterstandorte der Offshore-Windparks der einzelnen Gebiete bis zu den äußeren Grenzen der AWZ und zum Küstenmeer. Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Dokumentes existierte der finale BFO-Nordsee sowie der zweite Entwurf des Bundesfachplans Offshore der Ostsee (BFO-O).

Der BFO umfasst nicht nur die Planung des räumlichen Verlaufs von Anbindungsleitungen, sondern auch von grenzüberschreitenden Projekten, welche durch die Seegebiete verlaufen. Maßgeblich bei diesen Projekten (Nord. Link; Combined Grid Solution) ist ihr grenzüberschreitender Charakter, so dass diese Projekte im NEP aufgeführt werden. Diese Projekte sind bei der Festlegung des BFO-N bzw. des Entwurfs des BFO-O berücksichtigt, so dass hier eine Konsistenz zum NEP festgestellt werden kann.

4.2.2 Offshore-Netzentwicklungsplan

Des Weiteren hat der Gesetzgeber das Instrument der vorausschauenden Netzentwicklungsplanung auf die Seebereiche der Nord- und Ostsee ausgedehnt und die Erstellung eines O-NEP in §17b EnWG vorgeschrieben. Im EnWG ist festgehalten, dass der O-NEP den Bundesfachplan Offshore und dessen Festlegungen berücksichtigen muss (§17b Abs. 1 Satz 2 EnWG). Eine ausführliche Erläuterung ist hierzu im Konsultationsdokument zum O-NEP zu finden.

Die Wechselwirkung der beiden Pläne ergibt sich trotz der unterschiedlichen Zielsetzung. Der NEP dient in erster Linie der Ermittlung von Leitungsbauprojekten, welche für den Betrieb eines zuverlässigen und sicheren Netzes an Land notwendig sind.

O-NEP ermittelt hingegen, welche Anbindungsleitungen bis zu einem gewissen Inbetriebnahmedatum gebaut werden müssen, um in den nächsten zehn Jahren eine volkswirtschaftlich sinnvolle Ausweitung der auf Seen erzeugte elektrische Energie möglich zu machen. Der Anschluss von Offshore-Erzeugungsanlagen ist ein wesentlicher Treiber für den Netzausbau an Land. Im O-NEP handelt es sich demnach um einen Netzanschluss- oder Kraftwerksanschlussplan für Offshore-Windenergieanlagen auf See. Der O-NEP bildet die zeitliche Planung der Errichtung der Erzeugungskapazitäten in den Küstenregionen ab. Diese zeitliche Planung sollte konsistent zu dem genehmigten Szenariorahmen sein, der die Grundlage für den NEP sowie den O-NEP bildet.

Schnittstellen zwischen den beiden Plänen sind die Netzverknüpfungspunkte an Land (siehe dazu Tabelle 20, Seite 100 NEP Strom 2013). Eine Konsistenz der Pläne ist dann gegeben, wenn die jeweilige angebundene Offshore-Erzeugungskapazität auch an Land abtransportiert werden kann. Dafür ist eine zeitlich synchrone Umsetzung der jeweiligen Maßnahmen erforderlich. Diesen beiden Aspekten, der zeitlichen Synchronisierung sowie der Berücksichtigung ausreichender Kapazitäten zum Abtransport an

Land, haben die ÜNB im NEP Strom 2013 ausreichend Rechnung getragen. Die Wahl der Netzverknüpfungspunkte erfolgt durch die ÜNB im Rahmen der Netzplanung. Im Kapitel 6 des 2. Entwurfs des NEP 2013 erläutern die ÜNB grundsätzliche Kriterien zur Wahl der Netzverknüpfungspunkte. Dabei wird z.B. die Aufnahmefähigkeit bestehender Anlagen und die Übertragungsfähigkeit der davon abgehenden Leitungen betrachtet. Im Zuge der Ermittlung von Suchräumen für neue Netzverknüpfungspunkte werden umfangreichen Berechnungen durchgeführt.

Es wird kritisiert, dass die Netzverknüpfungspunkte, bzw. ihre Suchräume, im NEP angegeben werden, ohne dass vorher auch die Auswirkungen und Genehmigungsfähigkeiten der Maßnahmen untersucht worden sind. Hierzu ist zu sagen, dass im NEP der grundsätzliche Bedarf angezeigt und im Prozess geprüft wird. Für die Realisierung notwendige Prüfungen (z.B. Umweltauswirkungen) und Genehmigungen sind Teil der späteren Verfahren. Für die Alternativenprüfungen von Netzverknüpfungspunkten wird auf den überarbeiteten Umweltbericht verwiesen. Dort sind verschiedene Alternativen untersucht worden

5. Öffentlichkeitsbeteiligung seitens der Übertragungsnetzbetreiber

Die ÜNB haben gemäß § 12b Abs.4 EnWG eine zusammenfassende Erklärung über die Art und Weise der Berücksichtigung der Öffentlichkeitsbeteiligung beigefügt. Die ÜNB haben der Öffentlichkeit, einschließlich tatsächlicher und potentieller Netznutzer, den nachgelagerten Netzbetreibern sowie den Trägern öffentlicher Belange und den Energieaufsichtsbehörden der Länder Gelegenheit zur Äußerung im Rahmen ihrer Konsultation zum Entwurf des NEP Strom 2013 bis zum 14.04.2013 gegeben.

In der überarbeiteten Fassung des NEP wurde von den ÜNB das Kapitel 8 „Zusammenfassende Darstellung der Konsultation“ eingefügt. Dort wird eine Übersicht über die häufigsten und wesentlichen Inhalte der Stellungnahmen gegeben und geschildert, wie die Stellungnahmen berücksichtigt wurden.

In vielen Stellungnahmen wurden Themen behandelt, die im Kern nicht den NEP, sondern z.B. den Szenariorahmen oder den konkreten Trassenverlauf betrafen.

Die ÜNB haben in Kapitel 8 des überarbeiteten NEP einen guten Überblick über die Themenbereiche der eingegangenen Stellungnahmen gegeben. Sie sind sowohl in diesem wie auch zu Beginn der jeweiligen Kapitel auf die Ergebnisse der Konsultation eingegangen. Die ÜNB haben für Themenbereiche, die nicht im NEP berücksichtigt werden konnten, eine die Gründe erläutert. Stellungnahmen, die für den jetzigen Prozessschritt relevant sind, führten auch zu Änderungen im NEP. Die ÜNB haben die Themen in vier Kategorien eingeteilt und anschaulich dargestellt. Darüber hinaus werden die Absender der Stellungnahmen kategorisiert.

F Punktmaßnahmen

Bei sogenannten Punktmaßnahmen handelt es sich um den Ausbau oder den Neubau von Umspannwerken, um die Errichtung von Blindleistungskompensationsanlagen sowie um die Errichtung von Phasenschiebertransformatoren. Die ÜNB unterscheiden in ihrem 2. Entwurf des NEP zwischen horizontalen Maßnahmen, die ihre Ursache in Bedarfen des Übertragungsnetzes und vertikalen Maßnahmen, die ihre Ursache in Bedarfen oder Rückspeisungen des unterlagerten Verteilungsnetzes haben. Es wurden insbesondere der Neubau und die Erweiterung von Schaltanlagen, die Aufnahme neuer Transformatoren in bestehenden Anlagen, die Installation von Phasenschiebertransformatoren und die Aufstellung von Kondensatoren von den ÜNB als erforderliche Maßnahmen identifiziert.

Im Gegensatz zu den ansonsten aufgeführten Netzausbaumaßnahmen, die einen Übertragungsbedarf zwischen zwei Netzknoten abbilden und auch durch die Bundesnetzagentur berechnet und damit überprüft werden können, betreffen Punktmaßnahmen lediglich die Erweiterung einzelner Netzbestandteile, die insbesondere aus den Zugangsregelungen abgeleitet werden können und auf Annahmen der ÜNB hinsichtlich der möglichen Entwicklung einzelner Regionen beruhen, die im Einzelnen nicht berechnet und damit nicht vollständig überprüft werden können. Ob eine Punktmaßnahme allein aufgrund der zunehmenden Einspeisung aus EEG-Anlagen erforderlich i.S.d. § 12b Abs. 2 EnWG ist, kann nicht abschließend beurteilt werden, da es sich insofern überwiegend um Einzelmaßnahmen handelt, die vom unterlagerten Netz getrieben sind, auf welches sich der NEP nicht erstreckt. Die Aufnahme von Punktmaßnahmen in den NEP gehen bei vertikalen Punktmaßnahmen i.d.R. auf die Ausbaubehringen der Verteilnetzbetreiber zurück. Die Punktmaßnahmen werden daher nur auf ihre Nachvollziehbarkeit hin anhand eingereichter Unterlagen bzw. ggf. auch Gutachten überprüft bzw. plausibilisiert.

Sofern die Begründungen der einzelnen Maßnahmen nachvollzogen werden konnten und für diese in sich stimmige Annahmen zugrunde gelegt wurden, wurden diese im Folgenden als „schlüssig“ bewertet oder falls dem 2. Entwurf des NEP keine ausreichende Begründung zu entnehmen war als „nicht schlüssig“. Diese Einschätzungen stehen einer Bestätigung gem. § 12c EnWG nicht gleich.

Einige Konsultationsteilnehmer fordern, die Konverterstationen der HGÜ-Leitungen im NEP separat als Punktmaßnahmen auszuweisen. Da Aufgabe des NEP die Ermittlung des Netzausbaubedarfs des Übertragungsnetzes ist und bei der Prüfung der Maßnahmen die HGÜ-Leitungen unmittelbar durch die Konverterstationen mit dem AC-Netz verbunden sind, können diese beiden Elemente bei der Prüfung jedoch nicht voneinander getrennt werden. Die separate Ausweisung der Konverterstationen im NEP als Punktmaßnahmen ist nicht sinnvoll.

Die vertikalen Punktmaßnahmen haben ihren Ursprung in einem Bedarf des Verteilnetzes, das nicht Gegenstand der NEP-Prüfung ist. In der Folge werden im NEP keine weiterführenden Untersuchungen und Erläuterungen zu den Auswirkungen der vertikalen Maßnahmen auf den Ausbau im Verteilnetz gemacht. Hier muss auf die Zuständigkeit der Verteilnetzbetreiber verwiesen werden.

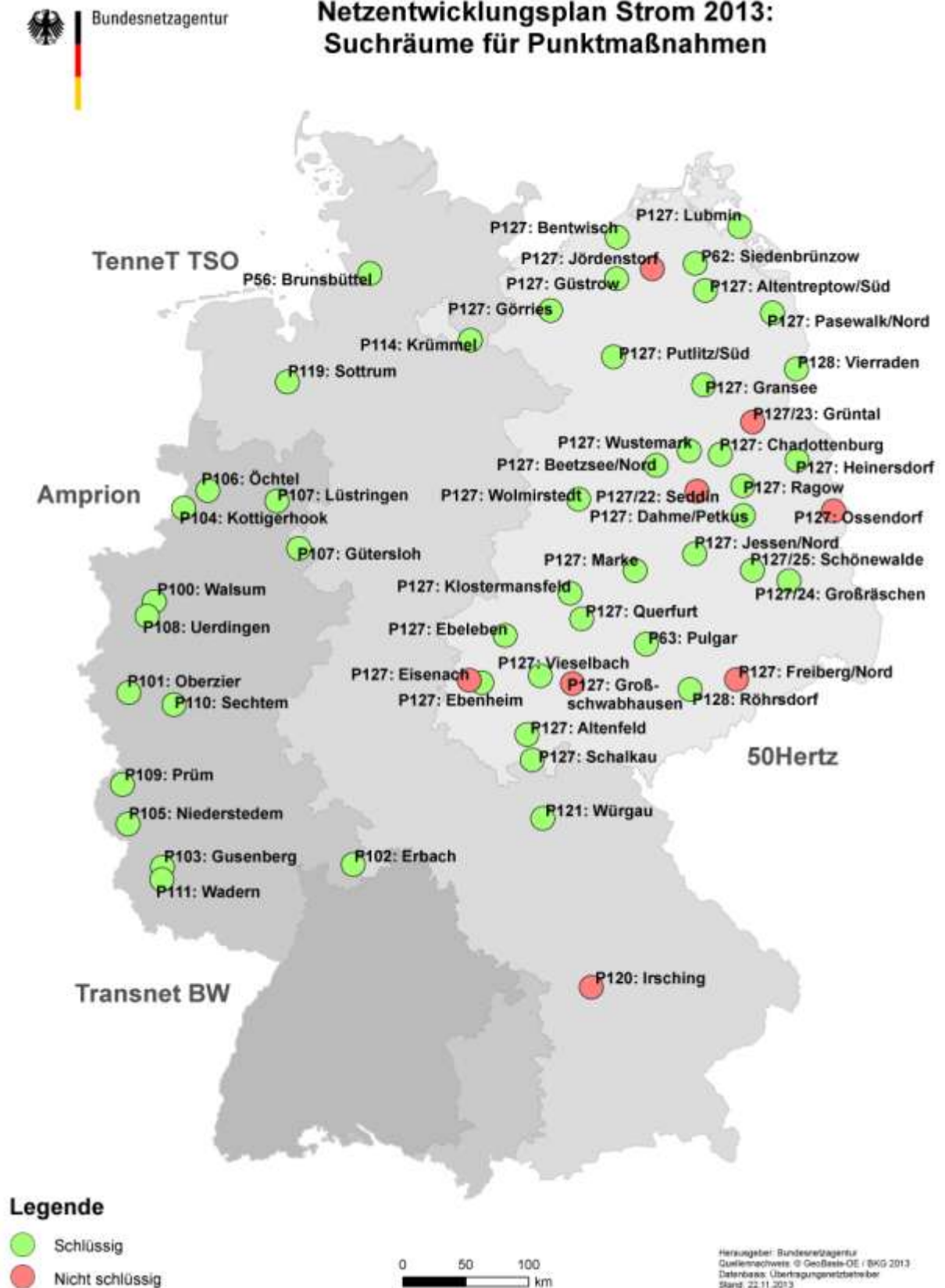


Abbildung 200: NEP Strom 2013: Suchräume für Punktmaßnahmen

1. Projekt 56: Neubau und Erweiterung Schaltanlage Brunsbüt- tel

Ziel des Projekts von 50Hertz ist die Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit zwischen den Netzen der TenneT und der 50Hertz aufgrund des Zuwachses an EEG-Einspeiseleistungen im norddeutschen Raum.

Dazu soll die Stromtragfähigkeit der bestehenden 380-kV- Leitungsverbindung zwischen den beiden Anlagen erhöht und eine weitere Leitungsverbindung errichtet werden, weswegen auch die bestehende 380/220-kV- Anlage erweitert werden soll.

Die Begründung des Projekts 56 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: nach 2015

2. Projekt 60: Umstrukturierung und Verstärkung südlich von Magdeburg

Maßnahme 99

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Reduzierung von Leitungstrassen und die Anzahl an Transformatoren im Gebiet der 50Hertz. Hierzu soll am Standort Förderstedt eine 380-kV- Anlage errichtet und in das 380-kV- Netz eingebunden werden. Dafür ist ein 380-kV- Leitungsneubau auf 2 x ca. 10 km Trassenlänge erforderlich.

Bei der Maßnahme 99 (Abzweig – Förderstedt) handelt es sich nicht um eine Punktmaßnahme, sondern um eine Streckenmaßnahme. Daher befinden sich die Befunde zu dieser Maßnahme in Kapitel 4 (Projekt 60: Förderstedt).

3. Projekt 62: Erhöhung der Kapazität des Umspannwerks Sie- denbrünzow

Auf Grund des Zuwachses an EEG-Anlagen in Mecklenburg Vorpommern wird die vorhandene Umspannkapazität der Netzschnittstelle Siedenbrünzow zukünftig nicht mehr ausreichend sein, um eine (n-1)- sichere Rückspeisung ins Übertragungsnetz von 50Hertz zu garantieren. Das netztechnische Ziel dieses Projekts ist die vollständige Aufnahme der prognostizierten Einspeiseleistung von erneuerbaren Energien aus der Region.

Dazu soll das Umspannwerk Siedenbrünzow um zwei 380/110-kV-Transformatoren mit einer Scheinleistung von je 300MVA erweitert werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den gestellten Antrag für die Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 62 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: nach 2015

4. Projekt 63: Ausbau der Schaltanlage Pulgar

Infolge der Ablösung des Umspannwerks Großdalzig und der Stilllegung zweier an die Netzgruppe des VNB angeschlossener Kraftwerke stellt sich ein veränderter Leistungsfluss in der Region ein. Der Bedarf in den unterlagerten Netzen muss zukünftig über den Leistungsfluss aus dem Übertragungsnetz gedeckt werden. Das netztechnische Ziel dieses Projekts von 50Hertz ist die Gewährleistung der (n-1)- sicheren Stromübertragung, weswegen im bestehenden Umspannwerk Pulgar ein dritter 380/110-kV-Transformator errichtet werden soll.

Der Bundesnetzagentur liegt ein Netzausbaubericht vor.

Die Begründung des Projekts 63 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2015

5. Projekt 70: Ausbau der Schaltanlage Birkenfeld

Maßnahme 106

Die Lastflüsse im Netzgebiet Karlsruhe sind in den letzten zehn Jahren kontinuierlich angestiegen. Um die Schwachstelle im Netz zu beseitigen, will TransnetBW die bestehende 220-kV-Schaltanlage durch eine 380-kV-Anlage ersetzen.

Bei der Maßnahme 106, Birkenfeld, handelt es sich nicht um eine Punktmaßnahme, sondern um eine Streckenmaßnahme. Daher befinden sich die Befunde zu dieser Maßnahme in Kapitel 4 (Projekt 70: Birkenfeld).

6. Projekt 100: Netzausbau Raum Duisburg

Das Projekt soll Überlastungen im 380/ - 220-kV-Übertragungsnetz von Amprion verhindern. Die bestehende 380/220-kV-Schaltanlage Walsum soll um einen 380/220-kV-Transformator erweitert werden.

Die Begründung des Projekts 100 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2016

7. Projekt 101: Netzverstärkung Raum Düren

Das Projekt soll eine Überlastung im 380-kV- Übertragungsnetz von Amprion im Raum zwischen Köln und Düren verhindern. Dazu soll der Stromkreis Rommerskirchen – Maasbracht (NL) in die 380-kV-Anlage Oberzier eingeführt und die Anlage erweitert werden.

Die Begründung des Projekts 101 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2015

8. Projekt 102: Netzausbau in Erbach

Auf Basis der zukünftig zu erwartenden Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien, die über dem Leistungsbedarf der regionalen 110-kV-Gruppe liegt, soll die überschüssige Leistung in das Übertragungsnetz eingespeist werden.

Dazu will Amprion in der hessischen Region ein Umspannwerk neu errichten.

Die Begründung des Projekts 102 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2016

9. Projekt 103: Netzausbau in Gusenburg

Auf Basis der zukünftig zu erwartenden Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien, die über dem Leistungsbedarf der regionalen 110-kV-Gruppe liegt, soll die überschüssige Leistung in das Übertragungsnetz eingespeist werden.

Dazu will Amprion in der rheinland-pfälzischen Region ein Umspannwerk neu errichten.

Die Begründung des Projekts 103 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2016

10. Projekt 104: Netzausbau in Kottigerhook

Auf Basis der zukünftig zu erwartenden Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien, die über dem Leistungsbedarf der regionalen 110-kV-Gruppe liegt, soll die überschüssige Leistung in das Übertragungsnetz eingespeist werden.

Dazu will Amprion in der nordrhein-westfälischen Region das Umspannwerk Kottiger Hook um einen Transformator erweitern.

Der Bundesnetzagentur liegt ein Netzausbaubericht vor.

Die Begründung des Projekts 104 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2015

11. Projekt 105: Netzausbau in Niederstedem

Auf Basis der zukünftig zu erwartenden Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien, die über dem Leistungsbedarf der rheinland-pfälzischen 110-kV-Gruppe liegt, soll die überschüssige Leistung in das Übertragungsnetz eingespeist werden.

Dazu will Amprion das bestehende Umspannwerk Niederstedem um einen 380/ 110-kV- Transformator erweitern.

Das Projekt wurde einer erweiterten Überprüfung unterzogen.

Die Begründung des Projekts 105 ist schlüssig.

12. Projekt 106: Netzausbau in Öchtel

Auf Basis der zukünftig zu erwartenden Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien, die über dem Leistungsbedarf der regionalen 110-kV-Gruppe liegt, soll die überschüssige Leistung in das Übertragungsnetz eingespeist werden. Dazu will Amprion das niedersächsische Umspannwerk Öchtel neu errichten.

Der Bundesnetzagentur liegt ein Netzausbaubericht vor.

Die Begründung des Projekts 106 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2017

13. Projekt 107: Netzverstärkung Lüstringen – Gütersloh

Maßnahme 200

Aufgrund des festgestellten erhöhten Transportbedarfs in der Region, wird ein weiterer 380-kV Stromkreis zwischen Lüstringen und Gütersloh in Betrieb genommen (Bestandteil der Startnetzmaßnahme AMP-010).

Als Folge der zusätzlichen Leitung sollen die 380-kV Schaltanlagen in Lüstringen und Gütersloh verstärkt werden.

Die Begründung des Projekts 107 Maßnahme 200 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2017

14. Projekt 108: Netzausbau Raum Krefeld

Das Projekt soll eine Überlastung im 380-kV- Übertragungsnetz von Amprion im Raum Krefeld verhindern. Dazu soll die Anlage Uerdingen um einen 380-kV/MS- Transformator erweitert werden.

Die Begründung des Projekts 108 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2016

15. Projekt 109: Netzausbau in Prüm

Auf Basis der zukünftig zu erwartenden Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien, die über dem Leistungsbedarf der regionalen 110-kV-Gruppe liegt, soll die überschüssige Leistung in das Übertragungsnetz eingespeist und das Hochspannungsnetz entlastet werden.

Dazu will Amprion in der rheinland-pfälzischen Eifel das Umspannwerk Prüm neu errichten.

Die Begründung des Projekts 109 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2016

16. Projekt 110: Netzausbau Raum Vorgebirge

Das Projekt soll eine Überlastung im Übertragungsnetz von Amprion im Raum Köln/Bonn verhindern und der Spannungsstützung dienen. Dazu soll die Anlage Sechtem um einen 380/220-kV-Transformator erweitert.

Die Begründung des Projekts 110 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2016

17. Projekt 111: Netzausbau in Wadern

Auf Basis der zukünftig zu erwartenden Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien, die über dem Leistungsbedarf der regionalen 110-kV-Gruppe liegt, soll die überschüssige Leistung in das Übertragungsnetz eingespeist werden.

Dazu will Amprion im saarländischen Wadern ein Umspannwerk errichten.

Das Projekt wurde einer erweiterten Überprüfung unterzogen.

Die Begründung des Projekts 111 ist schlüssig.

18. Projekt 114: Netzverstärkung in Krümmel

Ziel des Projekts von TenneT ist die Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit zwischen den Netzen der TenneT und der 50Hertz.

Der Bundesnetzagentur wurden von TenneT weitere Daten zur Begründung des Projekts nachgereicht.

Der von TenneT gestellte Antrag für die Investitionsmaßnahme liegt der Bundesnetzagentur vor.

Die Begründung des Projekts 114 ist schlüssig.

19. Projekt 119: Conneforde – Sottrum

Auf Grund der Neustrukturierung des nördlichen TenneT- Netzes ist die 220-kV- Leitung zwischen Conneforde – Huntorf – Blockland – Sottrum nicht mehr (n-1)- sicher. Das netztechnische Ziel des Projekts ist es, die (n-1)- Sicherheit herzustellen und Überlastungen im regionalen 220-kV-Netz auszuschließen.

Dazu soll die Verbindung Huntorf – Blockland aufgetrennt werden. Huntorf müsste demnach mit zwei Stromkreisen an Conneforde und Blockland mit zwei Stromkreisen an Sottrum angeschlossen werden.

Demnach müsste das Umspannwerk Sottrum um einen 380/220-kV- Transformatoren erweitert werden.

Die Begründung des Projekts 119 ist schlüssig.

20. Projekt 120: Schaltanlage Irsching

Der 220-kV-Stromkreis zwischen Irsching und Zolling oder der 380-kV-Stromkreis von Irsching nach Ottenhofen ist bei Überlastungen nicht (n-1)-sicher. Das netztechnische Ziel des Projekts ist es, die (n-1)- Sicherheit herzustellen und Überlastungen im bayerischen 220-kV- und 380-kV- Netz auszuschließen.

Dazu will TenneT das bestehende Umspannwerk Irsching um zwei 380/110-kV-Transformatoren erweitern.

Der Bundesnetzagentur wurde keine weitere Begründung seitens der Übertragungsnetzbetreiber für die Notwendigkeit der Erweiterung nachgereicht.

Die Begründung des Projekts 120 ist nicht schlüssig.

21. Projekt 121: Redwitz – Raitersaich

Auf Basis der zukünftig zu erwartenden Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien in Oberfranken soll die überschüssige Leistung in das Übertragungsnetz eingespeist werden. Das netztechnische Ziel dieses Projekts ist die vollständige Aufnahme der prognostizierten Einspeiseleistung von erneuerbaren Energien aus der Region, die Gewährleistung der Versorgung des Raums Bayreuth – Kulmbach und die Stabilisierung der Netzregion.

Dazu will TenneT in Würgau ein Umspannwerk mit einem 380-/ 110-kV- Transformator neu errichten.

Der Bundesnetzagentur wurden seitens der Übertragungsnetzbetreiber Informationen des Verteilernetzbetreibers für die Notwendigkeit des Neubaus nachgereicht.

Die Begründung des Projekts 121 ist schlüssig.

22. Projekt 127 Nr. 1: Neubau Anlage Altentreptow/ Süd

Auf Basis der zukünftig zu erwartenden Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien in der Region Pasewalk – Neubrandenburg - Altentreptow soll die überschüssige Leistung in das Übertragungsnetz von 50Hertz eingespeist werden.

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der vertikalen Übertragungskapazität im Höchstspannungsnetz in Mecklenburg-Vorpommern, um die prognostizierte Einspeiseleistung vollständig aufnehmen zu können. Dazu soll ein neues Umspannwerk im Raum Altentreptow mit 2 x 380/110-kV-Transformatoren mit einer Scheinleistung von je 300 MVA errichtet werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den gestellten Antrag für die Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 1 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2023

23. Projekt 127 Nr. 2: Neubau Anlage Ebeleben

Auf Basis der zukünftig zu erwartenden Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien in der thüringischen Region soll die überschüssige Leistung in das Übertragungsnetz von 50Hertz eingespeist werden.

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der vertikalen Übertragungskapazität im Höchstspannungsnetz in Thüringen, um die prognostizierte Einspeiseleistung vollständig aufnehmen zu können. Dazu soll ein neues Umspannwerk im Raum Ebeleben mit 1 x 380/110-kV-(temporär 220/110-kV) Transformator errichtet werden.

Der Bundesnetzagentur liegt ein Antrag für die Investitionsmaßnahme vor.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 2 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: bis 2022

24. Projekt 127 Nr. 3: Neubau Anlage Ebenheim

Auf Basis der zukünftig zu erwartenden Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien in der thüringischen Region soll die überschüssige Leistung in das Übertragungsnetz von 50Hertz eingespeist werden.

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der vertikalen Übertragungskapazität im Höchstspannungsnetz in Thüringen, um die prognostizierte Einspeiseleistung vollständige aufnehmen zu können. Dazu soll ein neues Umspannwerk im Raum Ebenheim mit einem 380/110-kV- Transformator errichtet werden.

Der Bundesnetzagentur liegt ein Antrag für die Investitionsmaßnahme vor.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 3 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: bis 2022

25. Projekt 127 Nr. 4: Neubau Anlage Putlitz/ Süd (Freyenstein)

Auf Basis der zukünftig zu erwartenden Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien in der brandenburgischen Region soll die überschüssige Leistung in das Übertragungsnetz von 50Hertz eingespeist werden.

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der vertikalen Übertragungskapazität im Höchstspannungsnetz in Brandenburg, um die prognostizierte Einspeiseleistung vollständige aufnehmen zu können. Dazu soll ein neues Umspannwerk im Raum Freyenstein mit einem 380/110-kV- Transformator errichtet werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den gestellten Antrag für die Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 4 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: bis 2017

26. Projekt 127 Nr. 5: Neubau Anlage im Raum Jessen/ Nord

Auf Basis der zukünftig zu erwartenden Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien in der sachsen-anhaltinischen Region im Raum Jessen soll die überschüssige Leistung in das Übertragungsnetz von 50Hertz eingespeist werden.

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der vertikalen Übertragungskapazität im Höchstspannungsnetz in Thüringen, um die prognostizierte Einspeiseleistung vollständige aufnehmen zu können. Dazu soll ein neues Umspannwerk im Raum Jessen mit 2 x 380/110-kV- Transformatoren (je 300 MVA) errichtet und an die vorhandene 380-kV- Leitung Ragow – Wolmirstedt angeschlossen werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den gestellten Antrag für die Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 5 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: bis 2017

27. Projekt 127 Nr. 6: Neubau Anlage Heinersdorf

Auf Basis der zukünftig zu erwartenden Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien in der brandenburgischen Region soll die überschüssige Leistung in das Übertragungsnetz von 50Hertz eingespeist werden.

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der vertikalen Übertragungskapazität im Höchstspannungsnetz Brandenburg, um die prognostizierte Einspeiseleistung vollständige aufnehmen zu können. Dazu soll ein neues Umspannwerk in Heinersdorf mit einem 380/110-kV- Transformator mit einer Scheinleistung von 400 MVA errichtet werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den gestellten Antrag für die Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 6 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: bis 2017

28. Projekt 127 Nr. 7: Neubau Anlage im Raum Mildenberg

Auf Basis der zukünftig zu erwartenden Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien in der brandenburgischen Region Fürstenberg – Neuhof - Bernau soll die überschüssige Leistung in das Übertragungsnetz von 50Hertz eingespeist werden.

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der vertikalen Übertragungskapazität im Höchstspannungsnetz, um die prognostizierte Einspeiseleistung vollständige aufnehmen zu können. Dazu soll ein neues Umspannwerk im Raum Mildenberg mit einem 380/110-kV- Transformator mit einer Scheinleistung von 300 MVA errichtet werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den gestellten Antrag für die Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 7 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: bis 2017

29. Projekt 127 Nr. 9: Neubau Anlage Pasewalk/ Nord

Auf Basis der zukünftig zu erwartenden Erzeugungsleistung von Windenergieanlagen in der mecklenburg-vorpommerischen Region soll die überschüssige Leistung in das Übertragungsnetz von 50Hertz eingespeist werden.

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der vertikalen Übertragungskapazität im Höchstspannungsnetz, um die prognostizierte Einspeiseleistung vollständige aufnehmen zu können. Dazu soll ein neues Umspannwerk im nordwestlichen Raum von Pasewalk mit 3x380/110-kV-(temporär 220/110-kV) Transformatoren mit einer Scheinleistung von je 300 MVA errichtet werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den gestellten Antrag für die Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 9 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: bis 2022

30. Projekt 127 Nr. 10: Neubau Anlage im Raum Querfurt

Auf Basis der zukünftig zu erwartenden Erzeugungsleistung von erneuerbaren Energien in der sachsen-anhaltinischen Region soll die überschüssige Leistung in das Übertragungsnetz von 50Hertz eingespeist werden.

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der vertikalen Übertragungskapazität im Höchstspannungsnetz, um die prognostizierte Einspeiseleistung vollständige aufnehmen zu können. Dazu soll ein neues Umspannwerk im Raum von Querfurt mit zunächst einem 380/110-kV- Transformator mit einer Scheinleistung von 400 MVA errichtet werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den gestellten Antrag für die Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 10 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: bis 2017

31. Projekt 127 Nr. 11: Neubau Anlage in Beetzsee/ Nord (Radewege)

Auf Basis der zukünftig zu erwartenden Erzeugungsleistung von erneuerbaren Energien in der brandenburgischen Region - soll die überschüssige Leistung in das Übertragungsnetz von 50Hertz eingespeist werden.

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der vertikalen Übertragungskapazität im Höchstspannungsnetz, um die prognostizierte Einspeiseleistung vollständige aufnehmen zu können. Dazu soll ein neues Umspannwerk im Raum von Wustermark – Thyrow - Schönewalde mit 2x380/110-kV- Transformatoren mit einer Scheinleistung von je 300 MVA errichtet werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den gestellten Antrag für die Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 11 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: bis 2017

32. Projekt 127 Nr. 12: Neubau Anlage im Raum Schalkau

Auf Basis der zukünftig zu erwartenden Erzeugungsleistung von erneuerbaren Energien in der thüringischen Region soll die überschüssige Leistung in das Übertragungsnetz von 50Hertz eingespeist werden.

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der vertikalen Übertragungskapazität im Höchstspannungsnetz, um die prognostizierte Einspeiseleistung vollständig aufnehmen zu können. Dazu soll ein neues Umspannwerk im südlichen Raum von Thüringen mit einem 380/110-kV- Transformator errichtet werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den gestellten Antrag für die Investitionsmaßnahme..

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 12 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: bis 2015

33. Projekt 127 Nr. 13: Neubau Anlage im Raum Lubmin

Auf Basis der zukünftig zu erwartenden Erzeugungsleistung von erneuerbaren Energien in der mecklenburg-vorpommerischen Region Greifswald – Lubmin soll die überschüssige Leistung in das Übertragungsnetz von 50Hertz eingespeist werden.

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der vertikalen Übertragungskapazität im Höchstspannungsnetz, um die prognostizierte Einspeiseleistung vollständig aufnehmen zu können. Dazu soll ein neues Umspannwerk Raum von Lubmin mit einem 380/110-kV- Transformator mit einer Scheinleistung von 300 MVA errichtet werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den gestellten Antrag für die Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 13 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: bis 2015

34. Projekt 127 Nr. 14 - 1: Erweiterung Umspannwerk Vieselbach

Das Ziel der Maßnahme im Netzgebiet der 50Hertz ist die Anpassung der bestehenden Umspannanlage Vieselbach an die geänderten Schallemissionsanforderungen. Dazu sollen zwei neue geräuschärmere 380/220-kV- Transformatoren die gegenwärtig verwendeten sieben 380/220-kV- Transformatorenpole (Einquaseneinheiten) ersetzen.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den gestellten Antrag für die Investitionsmaßnahme..

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 14 - 1 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2015

35. Projekt 127 Nr. 14 - 2: Erhöhung der Kapazität des Umspannwerks Siedenbrünzow

Das Projekt ist 127 Nr. 14 - 2 ist unter Projekt 62 aufgeführt.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 14 - 2 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2014

36. Projekt 127 Nr. 14 - 3: Erhöhung der Kapazität des Umspannwerks Klostermansfeld

Auf Grund des Zuwachses an EEG-Anlagen in Sachsen- Anhalt wird die vorhandene Umspannkazität der Netzschnittstelle Klostermansfeld zukünftig nicht mehr ausreichend sein, um eine (n-1)- sichere Rückspeisung ins Übertragungsnetz von 50Hertz zu garantieren. Das netztechnische Ziel dieses Projekts ist die vollständige Aufnahme der prognostizierten Einspeiseleistung von erneuerbaren Energien aus der Region.

Dazu soll das Umspannwerk Klostermansfeld um einen vierten 380/110-kV- Transformator mit einer Scheinleistung von 300MVA erweitert werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den gestellten Antrag für die Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 14 - 3 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2014

37. Projekt 127 Nr. 14 - 4: Erhöhung der Kapazität des Umspannwerks Marke

Auf Grund des Zuwachses an EEG-Anlagen in Sachsen- Anhalt wird die vorhandene Umspannkapazität der Netzschnittstelle Marke zukünftig nicht mehr ausreichend sein, um eine (n-1)- sichere Rückspeisung ins Übertragungsnetz von 50Hertz zu garantieren. Das netztechnische Ziel dieses Projekts ist die vollständige Aufnahme der prognostizierten Einspeiseleistung von erneuerbaren Energien aus der Region.

Dazu soll das Umspannwerk Marke um einen dritten 380/110-kV-Transformator mit einer Scheinleistung von 300MVA erweitert werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den gestellten Antrag für die Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 14 - 4 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2014

38. Projekt 127 Nr. 14 - 5: Erweiterung Güstrow und Erhöhung Umspannwerks Bentwisch

Auf Grund des Zuwachses an EEG-Anlagen in Mecklenburg- Vorpommern wird die vorhandene Umspannkapazität der Netzschnittstellen Güstrow und Bentwisch zum Übertragungsnetz von 50Hertz zukünftig nicht mehr ausreichend sein, um eine (n-1)- sichere Rückspeisung zu garantieren. Das netztechnische Ziel dieses Projekts ist die vollständige Aufnahme der prognostizierten Einspeiseleistung von erneuerbaren Energien aus der Region.

Dazu sollen die Kapazitäten am Standort Güstrow um 2x380/110-kV-Transformatoren mit einer Scheinleistung von je 400 MVA erweitert und am Umspannwerk Bentwisch um einen 380/110-kV-Transformator mit einer Scheinleistung von 300 MVA erweitert werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den gestellten Antrag für die Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 14 - 5 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: bis 2017

39. Projekt 127 Nr. 14 - 6: Erhöhung der Kapazität des Umspannwerks Ragow

Auf Grund des Zuwachses an EEG-Anlagen in der brandenburgischen Region wird die vorhandene Umspannkapazität der Netzschnittstelle Ragow zukünftig nicht mehr ausreichend sein, um eine (n-1)- sichere Rückspeisung ins Übertragungsnetz von 50Hertz zu garantieren. Das netztechnische Ziel dieses Projekts ist die vollständige Aufnahme der prognostizierten Einspeiseleistung von erneuerbaren Energien aus der Region.

Dazu soll das Umspannwerk Ragow um einen vierten 380/110-kV-Transformator mit einer Scheinleistung von 400 MVA erweitert werden.

Die Bundesnetzagentur genehmigte den gestellten Antrag für die Investitionsmaßnahme.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 14 - 6 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: bis 2017

40. Projekt 127 Nr. 14 - 7: Erhöhung der Kapazität des Umspannwerks Wustermark

Auf Grund des Zuwachses an EEG-Anlagen in der brandenburgischen Region wird die vorhandene Umspannkapazität der Netzschnittstelle Wustermark zukünftig nicht mehr ausreichend sein, um eine (n-1)- sichere Rückspeisung ins Übertragungsnetz von 50Hertz zu garantieren. Das netztechnische Ziel dieses Projekts ist die vollständige Aufnahme der prognostizierten Einspeiseleistung von erneuerbaren Energien aus der Region.

Dazu soll das Umspannwerk Wustermark um einen dritten 380/110-kV-Transformator mit einer Scheinleistung von 400 MVA erweitert werden.

Der von 50Hertz gestellte Antrag für die Investitionsmaßnahme liegt der Bundesnetzagentur vor.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 14 - 7 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: bis 2017

41. Projekt 127 Nr. 14 - 8: Erhöhung der Kapazität des Umspannwerks Wolmirstedt

Auf Grund des Zuwachses an EEG-Anlagen in der sachsen-anhaltinischen Region wird die vorhandene Umspannkapazität der Netzschnittstelle Wolmirstedt zukünftig nicht mehr ausreichend sein, um eine (n-1)- sichere Rückspeisung ins Übertragungsnetz von 50Hertz zu garantieren. Das netztechnische Ziel dieses Projekts ist die vollständige Aufnahme der prognostizierten Einspeiseleistung von erneuerbaren Energien aus der Region.

Dazu soll das Umspannwerk Wolmirstedt um einen vierten 380/110-kV-Transformator mit einer Scheinleistung von 400 MVA erweitert werden.

Der von 50Hertz gestellte Antrag für die Investitionsmaßnahme liegt der Bundesnetzagentur vor.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 14 - 8 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2017

42. Projekt 127 Nr. 14 - 9: Erhöhung der Kapazität des Umspannwerks Eisenach

Auf Grund des Zuwachses an EEG-Anlagen in der thüringischen Region wird die vorhandene Umspannkapazität der Netzschnittstelle Eisenach zukünftig nicht mehr ausreichend sein, um eine (n-1)- sichere Rückspeisung ins Übertragungsnetz von 50Hertz zu garantieren. Das netztechnische Ziel dieses Projekts ist die vollständige Aufnahme der prognostizierten Einspeiseleistung von erneuerbaren Energien aus der Region.

Der Bundesnetzagentur wurden seitens der Übertragungsnetzbetreiber keine weiteren Begründungen für die Notwendigkeit des Projekts nachgereicht.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 14 - 9 ist nicht schlüssig.

43. Projekt 127 Nr. 14 - 10: Erhöhung der Kapazität des Umspannwerks Freiberg/ Nord

Auf Grund des Zuwachses an EEG-Anlagen in der sächsischen Region wird die vorhandene Umspannkapazität der Netzschnittstelle Freiberg/ Nord zukünftig nicht mehr ausreichend sein, um eine (n-1)- sichere Rückspeisung ins Übertragungsnetz von 50Hertz zu garantieren. Das netztechnische Ziel dieses Projekts ist die vollständige Aufnahme der prognostizierten Einspeiseleistung von erneuerbaren Energien aus der Region.

Der Bundesnetzagentur wurden seitens der Übertragungsnetzbetreiber keine weiteren Begründungen für die Notwendigkeit der Erweiterung nachgereicht.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 14 - 10 ist nicht schlüssig.

44. Projekt 127 Nr. 14 - 11: Erhöhung der Kapazität des Umspannwerks Görries

Auf Grund des Zuwachses an EEG- Anlagen wird die vorhandene Umspannkapazität des Umspannwerks Görries und im Raum Parchim zukünftig nicht mehr ausreichend sein, um eine (n-1)- sichere Rückspeisung ins Übertragungsnetz von 50Hertz zu garantieren. Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der vertikalen Übertragungskapazität im Höchstspannungsnetz in Mecklenburg-Vorpommern. Dazu soll neben einer Erweiterung des Umspannwerks Görries um einen dritten 380/110-kV-Transformator auch ein 380(220)/110-kV-Umspannwerk (Parchim Süd) im Raum Parchim mit zwei 220/110-kV-Transformatoren errichtet und in die 220-kV-Leitung Güstrow – Wolmirstedt durch einen Leitungsneubau eingebunden werden.

Die Bundesnetzagentur bestätigte die Maßnahme im NEP 2012.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 14 - 11 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: nach 2014.

45. Projekt 127 Nr. 14 - 12: Erhöhung der Kapazität des Umspannwerks Großschwabhausen

Auf Grund des Zuwachses an EEG-Anlagen in der thüringischen Region wird die vorhandene Umspannkapazität der Netzschnittstelle Großschwabhausen zukünftig nicht mehr ausreichend sein, um eine (n-1)- sichere Rückspeisung ins Übertragungsnetz von 50Hertz zu garantieren. Das netztechnische Ziel dieses Projekts ist die vollständige Aufnahme der prognostizierten Einspeiseleistung von erneuerbaren Energien aus der Region.

Der Bundesnetzagentur wurde seitens der Übertragungsnetzbetreiber keine weitere Begründung für die Notwendigkeit der Erweiterung nachgereicht.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 14 - 12 ist nicht schlüssig.

46. Projekt 127 Nr. 16: Doppeleinschleifung des Umspannwerks Charlottenburg

Das technische Ziel des Projektes ist die Schaffung der Voraussetzungen für die vollständige Aufnahme der in der Regelzone von 50Hertz erwarteten EEG- Einspeiseleistungen. Um dies zu erreichen soll die Übertragungskapazität der 380-kV- Kabeldiagonalen in Berlin erhöht werden. Um eine Erhöhung der 380-kV- Kabeldiagonalen zu ermöglichen, sollen weitere 380-kV-Stromkreise eingebunden werden.

Der von 50Hertz gestellte Antrag für die Investitionsmaßnahme liegt der Bundesnetzagentur vor.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 16 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2023

47. Projekt 127 Nr. 17: Errichtung von Blindleistungsanlagen in Altenfeld und Vieselbach

Da Blindleistung nicht über weite Strecken transportiert werden kann, muss diese lokal im 50Hertz- Übertragungsnetz bereitgestellt werden. Insbesondere im Südwestraum der Regelzone steigt der Blindleistungsbedarf aufgrund der Stromtransporte im Höchstspannungsnetz stark an. Demnach sind kapazitive Kompensationsanlagen erforderlich, um diese Transporte zu realisieren und die Netzstabilität (Einhaltung eines ausreichenden Spannungsniveaus) zu garantieren.

Der von 50Hertz gestellte Antrag für die Investitionsmaßnahme liegt der Bundesnetzagentur vor.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 17 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2015

48. Projekt 127 Nr. 19: Neubau der Netzschnittstelle Dahme/Petkus

Das netztechnische Ziel dieses Projekts ist die vollständige Aufnahme der prognostizierten Einspeiseleistung von Windenergie aus der Region.

Dazu will 50Hertz in der südbrandenburgischen Region ein Umspannwerk neu errichten.

Der von 50Hertz gestellte Antrag für die Investitionsmaßnahme liegt der Bundesnetz-

gentur vor.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 19 ist schlüssig.

49. Projekt 127 Nr. 20: Neubau des Umspannwerks Jördenstorf

Auf Basis der zukünftig zu erwartenden Erzeugungsleistung von erneuerbaren Energien in der mecklenburgischen-vorpommerischen Region soll die überschüssige Leistung in das Übertragungsnetz von 50Hertz eingespeist werden.

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der vertikalen Übertragungskapazität im Höchstspannungsnetz, um die prognostizierte Einspeiseleistung vollständige aufnehmen zu können. Dazu soll ein neues Umspannwerk Jördenstorf mit einem 380/110-kV- Transformator (temporär mit 220/110-kV- Transformator) errichtet werden.

Der Bundesnetzagentur wurde seitens der Übertragungsnetzbetreiber keine weitere Begründung für die Notwendigkeit der Erweiterung nachgereicht.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 20 ist nicht schlüssig.

50. Projekt 127 Nr. 21: Neubau des Umspannwerks Ossendorf

Auf Basis der zukünftig zu erwartenden Erzeugungsleistung von erneuerbaren Energien in der brandenburgischen Region soll die überschüssige Leistung in das Übertragungsnetz von 50Hertz eingespeist werden.

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der vertikalen Übertragungskapazität im Höchstspannungsnetz, um die prognostizierte Einspeiseleistung vollständige aufnehmen zu können. Dazu soll ein neues Umspannwerk Ossendorf mit einem 380/110-kV- Transformator errichtet werden.

Der Bundesnetzagentur wurde seitens der Übertragungsnetzbetreiber keine weitere Begründung für die Notwendigkeit der Erweiterung nachgereicht.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 21 ist nicht schlüssig.

51. Projekt 127 Nr. 22: Neubau des Umspannwerks Seddin

Auf Basis der zukünftig zu erwartenden Erzeugungsleistung von erneuerbaren Energien in der brandenburgischen Region soll die überschüssige Leistung in das Übertragungsnetz von 50Hertz eingespeist werden.

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der vertikalen Übertragungskapazität im Höchstspannungsnetz, um die prognostizierte Einspeiseleistung vollständige aufnehmen zu können. Dazu soll ein neues Umspannwerk Seddin mit einem 380/110-kV-

Transformator errichtet werden.

Der Bundesnetzagentur wurde seitens der Übertragungsnetzbetreiber keine weitere Begründung für die Notwendigkeit der Erweiterung nachgereicht.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 22 ist nicht schlüssig.

52. Projekt 127 Nr. 23: Neubau des Umspannwerks Grüntal

Auf Basis der zukünftig zu erwartenden Erzeugungsleistung von erneuerbaren Energien in der brandenburgischen Region soll die überschüssige Leistung in das Übertragungsnetz von 50Hertz eingespeist werden.

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der vertikalen Übertragungskapazität im Höchstspannungsnetz, um die prognostizierte Einspeiseleistung vollständige aufnehmen zu können. Dazu soll ein neues Umspannwerk Grüntal mit einem 380/110-kV- Transformator errichtet werden.

Der Bundesnetzagentur wurde seitens der Übertragungsnetzbetreiber keine weitere Begründung für die Notwendigkeit der Erweiterung nachgereicht.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 23 ist nicht schlüssig.

53. Projekt 127 Nr. 24: Neubau des Umspannwerks Großräschen

Auf Basis der zukünftig zu erwartenden Erzeugungsleistung von erneuerbaren Energien in der brandenburgischen Region soll die überschüssige Leistung in das Übertragungsnetz von 50Hertz eingespeist werden.

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der vertikalen Übertragungskapazität im Höchstspannungsnetz, um die prognostizierte Einspeiseleistung vollständige aufnehmen zu können. Dazu soll ein neues Umspannwerk Großräschen mit 2x380/110-kV- Transformatoren errichtet werden.

Der von 50Hertz gestellte Antrag für die Investitionsmaßnahme liegt der Bundesnetzagentur vor.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 24 ist schlüssig.

54. Projekt 127 Nr. 25: Neubau des Umspannwerks Schönewalde

Im bestehenden brandenburgischen Umspannwerk Schönewalde werden derzeit EEG-Anlagen am Übertragungsnetz von 50Hertz angeschlossen. Der Standort wurde so konzi-

piert, dass die Errichtung von 380/110-kV- Transformatoren zum Anschluss des Verteilernetzbetreibers möglich ist und so die prognostizierte Einspeiseleistung in der brandenburgischen Region vollständige aufnehmen zu können. Dazu soll das neue Umspannwerk Schönwalde um 2 x 380/110-kV- Transformatoren erweitert werden. werden.

Der von 50Hertz gestellte Antrag für die Investitionsmaßnahme befindet sich in Anhörung.

Die Begründung des Projekts 127 Nr. 25 ist schlüssig.

Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: bis 2017

55. Projekt 128: Vierraden und Röhrsdorf

Maßnahme 213 und Maßnahme 214: Phasenschiebertransformatoren in Vierraden und Röhrsdorf

Ziel des Projektes ist koordinierte Errichtung und der koordinierte Betrieb von Phasenschiebertransformatoren auf den Interkonnektoren zwischen Krajnik (PL) – Vierraden (DE) und Mikułowa (PL) – Hagenwerder (DE).

Auch für die Maßnahme 214 wird die koordinierte Errichtung und der koordinierte Betrieb von Phasenschiebertransformatoren auf dem Interkonnektor zwischen Röhrsdorf (DE) und Hradec (CZ) angestrebt.

Für die Maßnahmen liegen der Bundesnetzagentur Anträge für die Investitionsmaßnahmen vor.

Die Begründung des Projekts 128 Maßnahme 213 ist schlüssig.

Die Begründung des Projekts 128 Maßnahme 214 ist schlüssig.

56. Projekt 129: Neubau der Schaltanlage Jardelund

Maßnahme 215

Auf Basis der zukünftig zu erwartenden Erzeugungsleistung von erneuerbaren Energien in der norddeutschen Region soll die Leistung in das Übertragungsnetz von TenneT eingespeist werden.

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der Übertragungskapazität im Höchstspannungsnetz, um die prognostizierte Einspeiseleistung vollständige aufnehmen zu können. Dazu soll eine neue Schaltanlage Jardelund in der bestehenden 380-kV- Leitung zwischen Audorf und Kassø errichtet werden.

Der Bundesnetzagentur wurde seitens TenneT ein Genehmigungsbescheid nach §4 Bun-

des-Immissionsschutzgesetz für die Maßnahme nachgereicht.

Die Maßnahme wurde in das Startnetz aufgenommen.

G Konsultation der Bundesnetzagentur

1. Allgemeines

Die Bundesnetzagentur hat die überarbeiteten Entwürfe der Netzentwicklungspläne der Übertragungsnetzbetreiber zusammen mit den Entwürfen der Bestätigungsdokumente zum Netzentwicklungsplan Strom 2013 (NEP Strom 2013) und zum Offshore-Netzentwicklungsplan 2013 (O-NEP 2013) sowie den Entwurf des Umweltberichts 2013 vom 13. September 2013 bis 8. November 2013 konsultiert.

In diesem Zeitraum hatten Behörden, Träger öffentlicher Belange, Verbände und die Öffentlichkeit die Möglichkeit zu den oben genannten Dokumenten Stellung zu nehmen.

Im Rahmen dieser Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung hat die Bundesnetzagentur insgesamt 7656 Stellungnahmen erhalten. Die Stellungnahmen enthielten zahlreiche wichtige Beiträge, Äußerungen und Hinweise, die zu einer kritischen Überprüfung der Darstellungen und Bewertungen der Entwürfe der Bestätigungen und des Umweltberichts beigetragen haben. Alle fristgerecht eingegangenen Stellungnahmen wurden bei der Überprüfung berücksichtigt. Auch wenn nicht alle Anregungen zu konkreten Anpassungen bzw. Ergänzungen in den Dokumenten geführt haben, waren sie jedoch für die kritische Überprüfung von großer Bedeutung. Dabei wurden die bestehenden Positionen und Ansichten aufgrund der vorgebrachten Argumente nochmals überprüft und kritisch beleuchtet.

Seitens der Behörden auf Länder- und Bundesebene, aber auch auf Kommunalebene wurden viele wichtige Beiträge in die Konsultation und somit in die Überprüfung des NEPs eingebracht. Aber auch durch die breite und aktive Teilnahme der Bürger, Unternehmen, Parteien, Bildungseinrichtungen und vieler anderer wurden der Bundesnetzagentur viele wertvolle Hinweise und Anregungen gegeben.

Für diese rege und sachbezogene Beteiligung dankt die Bundesnetzagentur allen Beteiligten, da sie mit Ihrer Stellungnahme einen wichtigen und aktiven Beitrag geleistet haben.

Nachfolgend werden die eingegangenen Stellungnahmen statistisch ausgewertet, hier werden u. a. häufig angesprochene Themenbereiche identifiziert. Anschließend wird der Einfluss verschiedener Konsultationsbeiträge auf die Bestätigungsfähigkeit von Einzelmaßnahmen anhand mehrerer Entscheidungen aufgezeigt.

Im Rahmen der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung hat die Bundesnetzagentur insgesamt 7.667 Stellungnahmen erhalten. Der Großteil ging dabei auf postalischem Weg ein (90%), Email-Eingänge machten mit 10 % den deutlich kleineren Anteil aus. Stellungnahmen, die die Bundesnetzagentur mehrfach, z. B. als Brief und Email erreichten, wurden nur einmal je Absender berücksichtigt.

Von den eingegangenen Stellungnahmen entfallen 97% auf Privatpersonen und 3% auf Institutionen.

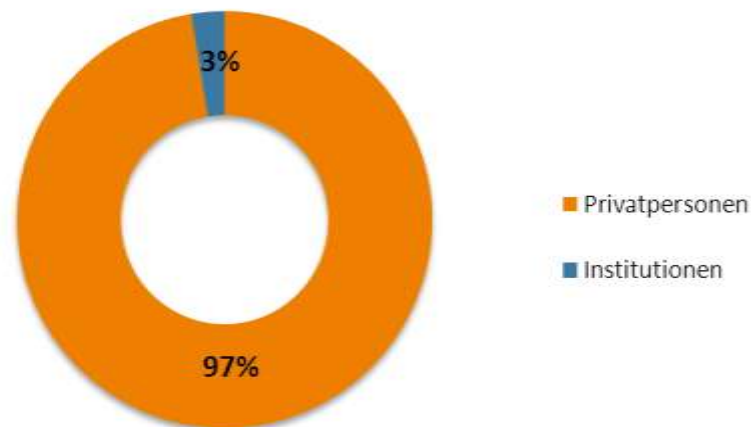


Abbildung 201: Konsultationsteilnehmer

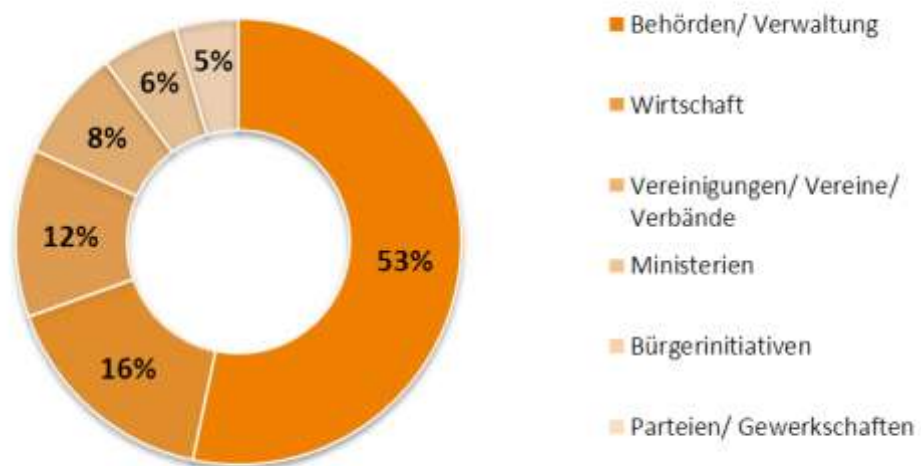


Abbildung 202: Stellungnahmen von Institutionen

Innerhalb der Institutionen verteilen sich die Konsultationsteilnehmer entsprechend **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** 53% der institutionellen Stellungnahmen stammen aus dem Bereich Verwaltung, 16% aus der Wirtschaft, 12% von Vereinigungen/Vereinen/Verbänden. Die restlichen 19% verteilen sich auf Ministerien (8%), Bürgerinitiativen (6%) und Parteien und Gewerkschaften (5%). Eine Liste aller institutionellen Konsultationsteilnehmer befindet sich im Sachverhalt unter C.

Die räumliche Verteilung der Konsultationsteilnehmer ist in Abbildung 3 dargestellt. Stellungnahmen gingen am häufigsten aus folgenden Regionen ein:

- Region Hüttlingen (im Osten von Baden-Württemberg)

- Region Meerbusch (im Westen von NRW)
- Region Kiel (im Norden von Schleswig-Holstein)
- Region: Winkelhaid (im Nordwesten Bayerns)

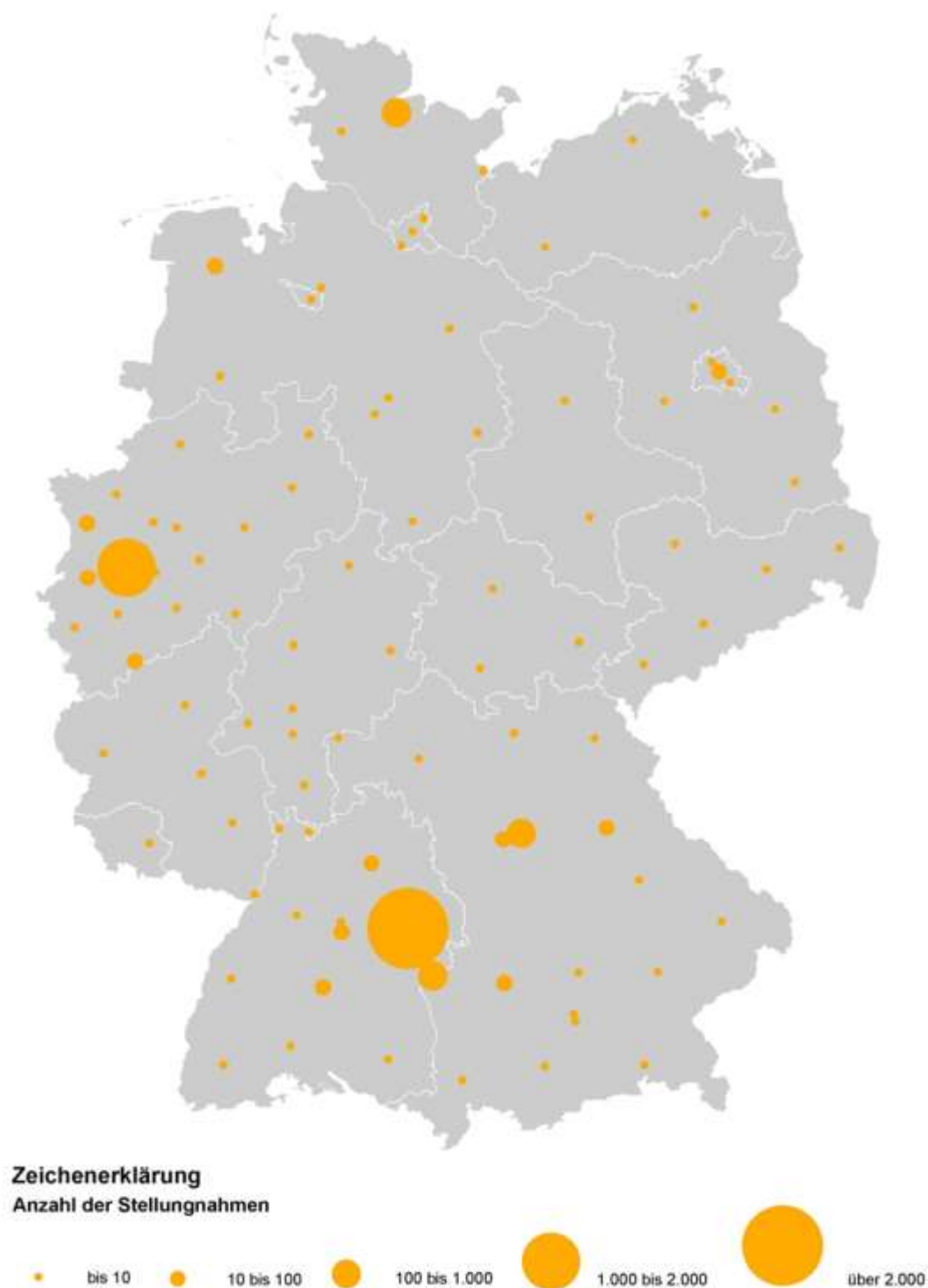


Abbildung 203: Regionale Verteilung Konsultationsteilnehmer

Alle eingegangenen Stellungnahmen wurden von der Bundesnetzagentur ausgewertet und bei der Überprüfung der Darstellungen und Bewertungen des Umweltberichts sowie in den jeweiligen Bestätigungsdokumenten zum NEP Strom 2013 und O-NEP 2013 berücksichtigt. Sie werden auf der Internetseite der Bundesnetzagentur (www.netzausbau.de) für die Öffentlichkeit bereitgestellt⁴, sofern der Veröffentlichung nicht widersprochen wurde

Zahlreiche Stellungnahmen zielen auf den durch die Übertragungsnetzbetreiber erstellten Entwurf des Netzentwicklungsplans ab. Neben Beiträgen zur Bestätigungsfähigkeit einzelner Maßnahmen wurden Beiträge identifiziert, die auf die Methodik der Erstellung des Plans, auf zugrunde liegende Annahmen sowie weitere inhaltliche Aspekte abzielen. Abbildung 204 veranschaulicht die am häufigsten angesprochenen Themenfelder im Rahmen der Konsultation zum Entwurf des Netzentwicklungsplans 2013. Die Größe der Kreise skizziert die Häufigkeit, mit der ein Thema vorgetragen wurde. Grau eingefärbte Kreise symbolisieren Themen, die nicht Gegenstand der Konsultation sind. Das Themenfeld „Ausbaustrategien“ umfasst z. B. Beiträge zu Annahmen über den zukünftigen Energieträgermix sowie dessen räumliche Verteilung (z. B. Dezentralisierung). „Flexibilisierung Erzeugung und Verbrauch“ umfasst insbesondere Eingaben zur Möglichkeit des Einspeise- und Lastmanagements sowie zur Speicherung von überschüssigem Strom. Der Themenbereich „Verwendung/ Umfang Pilottechnologien“ beinhaltet u. a. Beiträge zur HGÜ- oder HTLS – Technologie sowie deren Berücksichtigung im Netzentwicklungsplan. „Verfahrensfragen“ umfasst u. a. Beiträge zum jährlichen Prozess der Netzentwicklungsplanung und zielt im Wesentlichen auf rechtliche Rahmenbedingungen ab. „Anderweitige Planungsmöglichkeiten“ beinhaltet Konsultationsbeiträge, die eine verstärkte Betrachtung von Alternativen fordern, wie z. B. Technikalternativen oder die Wahl der Netzverknüpfungspunkte. Zum Themenbereich „Methodik des NEPs“ sind u. a. Eingaben zur grundsätzlichen Wahl der HGÜ-Strukturen zu zählen.

⁴ Personenbezogene Daten werden vor der Veröffentlichung unkenntlich gemacht.

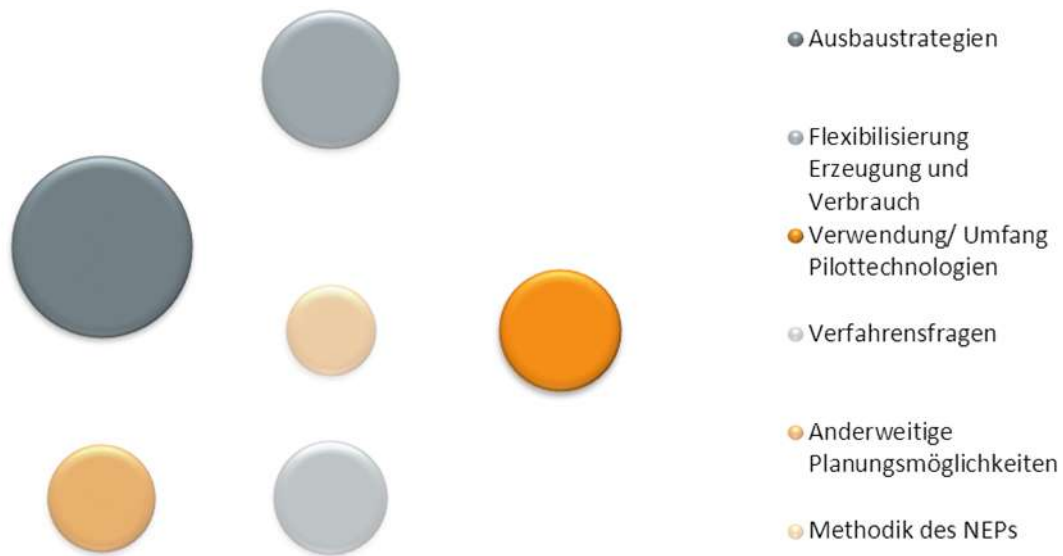


Abbildung 204: Themen NEP Strom 2013 Konsultation

Konsultationsbeiträge, die unmittelbar zu Veränderungen gegenüber dem NEP-Entwurf der ÜNB geführt haben, werden nachfolgend exemplarisch dargestellt.

Im Entwurf zum Netzentwicklungsplan unterscheiden die Übertragungsnetzbetreiber zwischen „vordringlichen“ und „zu beobachtenden“ Maßnahmen. Mehrere Konsultationsteilnehmer erachten eine derartige Kategorisierung als sachgerecht und fordern eine entsprechende Behandlung im Rahmen der Maßnahmenprüfung. Ziel der Bundesnetzagentur ist es, bei der Prüfung der Maßnahmen eine größtmögliche Robustheit zu gewährleisten. Auch aus Sicht der Bundesnetzagentur ist daher geboten, nur diejenigen Maßnahmen zu bestätigen, von deren nachhaltiger Erforderlichkeit auch die ÜNB überzeugt sind. Eine Neuausrichtung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung beim Ausbau der Erneuerbaren Energien führt aller Voraussicht nach zu Änderungen der Annahmen an die Entwicklung der Erneuerbaren Energien im dem Netzentwicklungsplan zugrunde liegenden Szenariorahmen. Je nach Ausmaß der Änderung der Annahmen im Szenariorahmen ist insbesondere ein Wegfall einzelner „zu beobachtender“ Maßnahmen nicht auszuschließen. In ihrer Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2013 kommt die Bundesnetzagentur daher der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach, jene Maßnahmen, deren nachhaltige Erforderlichkeit zu hinterfragen ist, grundsätzlich nicht zu bestätigen.

Aus der Region Hüttlingen erreichten die Bundesnetzagentur im Rahmen der Konsultation über 5000 Stellungnahmen. In den Beiträgen sprechen sich die Konsultationsteilnehmer gegen die Bestätigungsfähigkeit der HGÜ-Maßnahme C06 Kreis Segeberg – Goldshöfe sowie das EnLAG Vorhaben Nr. 24 (Bündzungen – Goldshöfe) aus. Insbesondere zweifeln die Konsultationsteilnehmer die Wahl des Netzver-

knüpfungspunkts Goldshöfe an. Auch der Bundesnetzagentur erscheint die Wahl des Endpunktes Goldshöfe nicht ausreichend energiewirtschaftlich bzw. elektrotechnisch begründet. Der Netzverknüpfungspunkt Goldshöfe ist weder ein Standort, der durch hohen Verbrauch charakterisiert ist, noch handelt es sich um einen Standort eines Kernkraftwerks, der die Nutzung vorhandener Infrastruktur ermöglicht. In der Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2013 wird die HGÜ-Maßnahme C06 Kreis Segeberg – Goldshöfe als nicht bestätigungsfähig eingestuft. Bei ihrer Entscheidung hat die Bundesnetzagentur die genannten Umstände miteinfließen lassen.

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer äußerten sich im Rahmen der Konsultation zur Netzverstärkungsmaßnahme Raum Lübeck – Siems (Projekt 72, Maßnahme 49). In den Stellungnahmen wurde häufig auf eine dichte Besiedelung des Raums Siems hingewiesen, die den Neubau einer Leitung von Göhl nach Siems stark erschweren würde. Alternativ wurde seitens der Konsultationsteilnehmer vorgeschlagen, die Leitung von Göhl weiter nach Lübeck oder sogar ins Hamburger Umland zu führen. Die Bundesnetzagentur hat diese Vorschläge daraufhin geprüft und ist zu dem Ergebnis gekommen, dass es netztechnisch kaum einen Unterschied macht, ob die Leitung in Siems oder in Lübeck endet. Nach Rücksprache mit dem zuständigen Netzbetreiber wurde daher der Netzverknüpfungspunkt der Maßnahme von Siems zum Raum Lübeck geändert.

Im Entwurf der Bestätigung des Netzentwicklungsplans hat die Bundesnetzagentur den Netzverknüpfungspunkt Halbmond der Offshore-Anbindungsleitung NOR-3-3 in Frage gestellt und es für möglich erachtet, die Offshore-Anbindungsleitung weiter ins Landesinnere bis nach Emden/Ost zu führen. Im Rahmen der Konsultation wurde daraufhin von Konsultationsteilnehmern vorgetragen, dass eine Realisierung auf Basis der absehbar verfügbaren Technologie an diesem Standort kaum möglich ist. Aufgrund starker Nutzungskonkurrenzen in direktem Umfeld würde effektiv eine zusätzliche Neuplanung erforderlich (zwei Offshore Anbindungsleitungen sind bereits für Emden vorgesehen). Die Bundesnetzagentur hat sich für eine Bestätigung der Maßnahme mit dem Netzverknüpfungspunkt Halbmond entschieden und von einer Verlagerung des Netzverknüpfungspunktes Halbmond zum Netzverknüpfungspunkt Emden/ Ost abgesehen.

2. Würdigung von typischen Konsultationsbeiträgen

Im Rahmen der Konsultation sind viele Beiträge zum gesamten Themengebiet Energiewende eingegangen, welche keinen konkreten Bezug zur Prüfung des Netzentwicklungsplans Strom haben. Hinsichtlich des Themas Szenarien verweist die Bundesnetzagentur auf die Konsultation des Szenariorahmens. Im Folgenden werden zu den Hauptschwerpunkten einige Erläuterungen gegeben.

2.1 Ausbaustrategien (auch Dezentralisierung)

Die zukünftige Ausbaustrategie richtet sich nach der Kombination der unterschiedlichen Typen von Energieerzeugungsanlagen. Die Entwicklungen bei den erneuerbaren Energien, insbesondere der Zubau von Windkraftanlagen im Norden Deutschlands wie auch die Rolle konventioneller Kraftwerke mit Kohle und Erdgas als Energieträger bestimmen die Strategie zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe.

Im Rahmen der NEP Prüfung werden die Netzausbaumaßnahmen des Szenario B2023 geprüft. Hiermit wird sich an den real beobachteten Zubauraten für die Erneuerbaren Energien orientiert, zudem werden im Vergleich zum Szenario A mehr Gaskraftwerke berücksichtigt.

Insbesondere in Gegenden mit einem sehr hohen Elektrizitätsbedarf, wie beispielsweise industriell geprägten Strukturen, wird auch zukünftig eine reine dezentrale Versorgung nicht möglich sein. Die Anbindung an das Transportnetz ist grundsätzlich sinnvoll, da so überschüssige Energie abtransportiert werden kann, sowie energetische Defizite (z.B. wg. Revision, Last-/Erzeugungsschwankungen, etc.) ausgleichen werden können.

2.2 Einspeisemanagement

Im Rahmen der Konsultation wurde wie im Jahr zuvor von den Konsultationsteilnehmern vorgetragen, dass kein Einspeisemanagement berücksichtigt wurde. Die Bundesnetzagentur sieht das Potenzial durch die Kappung von Erzeugungsspitzen beim Energieträger Wind onshore ebenfalls als signifikanten Einflussfaktor auf den Umfang des Netzausbaus. Aufgrund dieser Relevanz des Sachverhalts wird eine umfassendere und tiefergehende Untersuchung im Rahmen des kommenden Netzentwicklungsplan 2014 angestrebt.

Hierzu hat die Bundesnetzagentur im genehmigten Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2014 die Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichtet, ein Konzept für ein sich an konkreten Netzbelastungssituationen orientierendes Einspeisemanagement von Windenergieanlagen onshore zu entwickeln. Dabei sind nur diejenigen Windenergieanlagen in der Leistung zu reduzieren, die auf überlastete Netzelemente einwirken und bei denen die Leistungsreduzierung nachweislich zu einer Verringerung der Belastung dieser Netzelemente führt. Vor der Leistungsreduzierung von Windanlagen sind zunächst die konventionellen Kraftwerke entsprechend der Maßgabe der Abschaltreihenfolge aus dem Einspeisemanagementleitfaden herunterzufahren, die nachweislich auf einen Engpass wirken.

Mit der oben beschriebenen Herangehensweise wird die letztjährige Sensitivitätsbetrachtung einer pauschalen Kappung der installierten Leistung Wind onshore weiterentwickelt. Die Ergebnisse dieses pauschalen Ansatzes haben zu einer Verringerung des Netzausbaubedarfs geführt. Es erscheint jedoch naheliegend, mit einem auf konkrete Netzbelastungssituationen ausgerichteten Einspeisemanagement eine effektivere und zielgenauere Verringerung der Überlastungen erreichen zu können. Daher ist die Bundesnetzagentur der Ansicht, dass ein solcher Einspeisemechanismus vermutlich größere Transportenkungspotenziale hat und daher genauer zu beleuchten ist.

Aufgrund der Komplexität hält es die Bundesnetzagentur aber für nicht sachgerecht, wissentlich eine nicht ausgereifte Sensitivität vorzugeben, da in diesem Falle das Risiko bestünde, einen so großen Interpretations- und Gestaltungsspielraum zu lassen, dass die Auswirkungen der Kappung fehlinterpretiert und damit ein vermeintlich vielversprechender Ansatz verworfen werden könnte. Vor dem Hintergrund der Komplexität des Themas ist die Frage der Ausgestaltung eines Kappungsmechanismus daher zunächst von den Übertragungsnetzbetreibern zu untersuchen.

Das zu entwickelnde Konzept ist der Bundesnetzagentur bis zum 15.12.2013 von den Übertragungsnetzbetreibern vorzulegen. Nach Vorlage des Konzepts von den Übertragungsnetzbetreibern wird die Bundesnetzagentur dieses prüfen und gegebenenfalls modifiziert den Übertragungsnetzbetreibern in einer hinreichend konkretisierten Sensitivitätsbetrachtung auferlegt. Bei der Entwicklung des Konzepts ist zu berücksichtigen, dass die Kappung von Windenergieanlagen nicht als Alternative zum Netzausbau zu verstehen ist. Vielmehr ist bei der Ausgestaltung des Konzepts der Umfang der Kappung so zu wählen, dass das Ziel der Umstellung der Stromversorgung auf erneuerbare Energien nicht konterkariert wird und für Windparkbetreiber keine unbilligen Härten durch zu starke Einschränkung ihrer Windstromerzeugung entstehen.

2.3 Speicher

Unterschiedliche Speichertechnologien dienen dazu dem Stromübertragungsnetz vorübergehende nicht nutzbare Energie zu entziehen um diese dann an einem anderen Ort oder auch zu einem anderen Zeitpunkt dem Übertragungsnetz wieder zurück zu führen. In Hinblick auf den zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Energien wird die Weiterentwicklung und Forschung von Speichertechnologien nicht nur von Öffentlichkeit mit großem Interesse verfolgt, sondern auch seitens der Bundesnetzagentur.

In ihrem überarbeiteten Entwurf zum Netzentwicklungsplan thematisieren die vier Übertragungsnetzbetreiber in Kapitel 2.2 und 3.1.3 das Thema Speichertechnologien und weisen darauf hin, dass unterschiedliche Speicherformen einen Beitrag zur Vergleichmäßigung eines stark schwankenden und schwierig voraussehbarem Energieangebots durch die erneuerbaren Energien leisten. Eine verlustarme Speicherung von elektrischer Energie stellt zukünftig eine enorme energietechnische und – technologische Herausforderung dar. Neben den bislang großtechnisch realisierten Pumpspeicherkraftwerken, welche derzeit neben den Druckluftspeichern zu den wirtschaftlich sinnvollen Speichern zählen, werden insbesondere alternative Speichertechnologien zunehmend erforscht. Die Übertragungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass die Möglichkeit der Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken im europäischen Ausland in der Marktsimulation berücksichtigt wurde. Auch eine erzeugungsnahe Speicherung in Ergänzung zur verbrauchsnahe Energieerzeugung steht seitens der Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur unter Beobachtung. Auf Grund eines nicht ausreichend hohen Wirkungsgrades, zu hoher Kosten und nicht ausreichend entwickelter Technologien im Rahmen des Netzausbaus ist eine erzeugungsnahe Speicherung allerdings unberücksichtigt.

Neben den genannten Technologien liegt gerade im Bereich der Power-to-gas – und Power-to-liquid-Technologie zukünftig ein großes Potenzial. Jedoch befinden sich derartige Technologien zurzeit noch in der Entwicklungsphase, so dass eine Einbeziehung in den Netzentwicklungsplan erst sinnvoll ist, wenn eine Marktreife absehbar ist. Gleichzeitig vermischt der Einsatz der Power-to-gas- Technik die Trennung zwischen dem Stromnetz und Erdgasnetz. Die im Rahmen der Konsultation wiederholt vorgetragene Schaffung von Anreizen zur Anschaffung und Einbeziehung von Speichern in privaten Haushalten sowie das Speicherpotenzial von Batterien und von Elektromobilität gilt es noch abzuschätzen. Ebenso die Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit und die Verbindung zwischen Netz- und Speicherausbau.

Die Bundesnetzagentur hat vor dem Hintergrund der noch vielen offenen Fragen im Bereich der Speichertechnologien im Frühjahr 2012 einen „Technik-Dialog“ diesbezüglich veranstaltet und Erkenntnisse aus dieser Veranstaltung bereits in der Genehmigung des Szenariorahmens 2012 mit aufgenommen. Da die Berücksichtigung von Speichern im Netzentwicklungsplan auf Basis des Szenariorahmens erfolgt, bietet die jährliche Verfassung die Möglichkeit der Einbindung von Speichertechnologien, sofern ein großflächiger technischer und zugleich ökonomischer Einsatz absehbar ist. Da zurückliegend keine nennenswerte technische und wirtschaftliche Entwicklung der Speichertechnologien zu verzeichnen ist bleibt die Bundesnetzagentur dabei ausschließlich Pumpspeicherkraftwerke zu berücksichtigen..

2.4 Infrastrukturbündelung

Auf die Forderung neue Leitungen in 16,3Hz zu realisieren und mit der Bahnstrominfrastruktur zu bündeln, ist zu erwidern, dass Bahnstrominfrastruktur nicht dazu ausgelegt ist, große Mengen an Strom zu transportieren, sondern im Wesentlichen der Versorgung der Bahn mit Strom dient. Das Problem des Netzausbaus würde sich also in jedem Fall stellen. Abgesehen davon müsste der Strom bei Entnahme über einen Wechselrichter in 50Hz umgewandelt werden. Auch dabei entstünden Verluste. Die geringen Potentiale/ Synergieeffekte durch eine Nutzung der Bahnstrominfrastruktur –und Trassenräume für Transportzwecke des Übertragungsnetzes sind in einem Gutachten der Universität Hannover, der TU Dresden sowie der TU Clausthal aus dem Jahr 2012 dokumentiert. Das Gutachten ist unter www.bundesnetzagentur.de abrufbar.

3. Verfahrensfragen

Der jährliche Rhythmus der Netzentwicklungsplanung ist gesetzlich verankert und kann nur im Rahmen einer Novellierung der §§ 12a ff. EnWG geändert und damit auf z.B. einen zwei Jahre umgestellt werden.

Darüber hinaus seien von den ÜNB die angestrebten Inbetriebnahmejahre der Einzelmaßnahmen konkreter anzugeben. Es sei nicht ersichtlich, ob es sich bei den Angaben um realistische Einschätzungen handle, die die Dauer von Planungs- und Genehmigungsverfahren berücksichtige. Zudem sei eine Begründung des angenommenen Inbetriebnahmejahres notwendig.

Die Bundesnetzagentur kann die Kritik an der für Dritte nicht ausreichenden Begründung nachvollziehen. Daran wird seitens der ÜNB im NEP Strom 2014 intensiv zu arbeiten sein. Im Allgemeinen hat die Bundesnetzagentur den Eindruck, dass die Inbetriebnahmejahre jeweils einer Abwägung der Dringlichkeit einer Maßnahme, der Abstimmung mit Planungs- und Genehmigungsbehörden und der Größe des jeweiligen Projekts geschuldet sind. Erhebliche Fehlgewichtungen, die durch die Bundesnetzagentur zu korrigieren wären, haben sich nicht aufgedrängt.

Rechtsmittelbelehrung

Gegen diese Bestätigung kann binnen einer Frist von einem Monat nach 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).

Bonn, den 19.12.2013

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme A01 über 8760 h	85
Abbildung 2: Jahresauslastungskurve der HGÜ A01 Emden/Ost - Osterath.....	85
Abbildung 3: Einfluss der Maßnahme A01 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.	86
Abbildung 4: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme A02 über 8760 h	90
Abbildung 5: Jahresauslastungskurve der Maßnahme A02.....	90
Abbildung 6: Einfluss der Maßnahme A02 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.	91
Abbildung 7: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme B04 über 8760 h.....	95
Abbildung 8: Jahresauslastungskurve der Maßnahme B04	95
Abbildung 9: Einfluss der Maßnahme B04 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.	96
Abbildung 10: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme C05 über 8760 h	101
Abbildung 11: Jahresauslastungskurve der Maßnahme C05.....	102
Abbildung 12: Einfluss der Maßnahme C05 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.	102
Abbildung 13: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme C06mod. über 8760 h	106
Abbildung 14: Jahresauslastungskurve der Maßnahme C06mod.....	107
Abbildung 15: Einfluss der Maßnahme C06mod. auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.	107
Abbildung 16: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme C06 über 8760 h	112
Abbildung 17: Jahresauslastungskurve der Maßnahme C06.....	113
Abbildung 18: Einfluss der Maßnahme C06 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.	114
Abbildung 19: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme D09 über 8760 h	120
Abbildung 20: Jahresauslastungskurve der Maßnahme D09.....	120
Abbildung 21: Jahresauslastungskurve der Maßnahme D09 ohne Maßnahme D16	120
Abbildung 22: Einfluss der Maßnahme D09 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.	121
Abbildung 23: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme D16 über 8760 h	125

Abbildung 24: Jahresauslastungskurve der Maßnahme D16	125
Abbildung 25: Jahresauslastungskurve der Maßnahme D09 ohne Maßnahme D16.....	125
Abbildung 26: Einfluss der Maßnahme D16 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild).....	126
Abbildung 27: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M69 über 8760 h	130
Abbildung 28: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M51a über 8760 h	135
Abbildung 29: Einfluss der Maßnahme M51a auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.....	136
Abbildung 30: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M51b über 8760 h	138
Abbildung 31: Maßnahmenvergleich des P21 aus NEP Strom 2012 (links) und NEP Strom 2013 (rechts) (Quelle: ÜNB)	139
Abbildung 32: Histogramm der relativen Auslastung der Alternative für M51b über 8760 h.....	140
Abbildung 33: Einfluss der Maßnahme M51b auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.....	141
Abbildung 34: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M82 über 8760 h	144
Abbildung 35: Einfluss der Maßnahme M82 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und belastete Leitungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.	145
Abbildung 36: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M87 über 8760 h	147
Abbildung 37: Einfluss der Maßnahme M87 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.....	148
Abbildung 38: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M20 über 8760 h	152
Abbildung 39: Einfluss der Maßnahme M20 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.....	152
Abbildung 40: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M71 über 8760 h	156
Abbildung 41: Einfluss der Maßnahme M71 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.....	157
Abbildung 42: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M72 über 8760 h	159
Abbildung 43: Einfluss der Maßnahme M72 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.....	160
Abbildung 44: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M73 über 8760 h	162
Abbildung 45: Einfluss der Maßnahme M73 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.....	163

Abbildung 46: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M42 über 8760 h.....	166
Abbildung 47: Einfluss der Maßnahmen des Projekts P25 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.	167
Abbildung 48: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M42a über 8760 h.....	169
Abbildung 49: Einfluss der Maßnahmen des Projekts P25 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.	170
Abbildung 50: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M43 über 8760 h.....	172
Abbildung 51: Einfluss der Maßnahmen des Projekts P25 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.	173
Abbildung 52: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M44 über 8760 h.....	175
Abbildung 53: Einfluss der Maßnahmen des Projekts P25 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.	176
Abbildung 54: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M45 über 8760 h.....	178
Abbildung 55: Einfluss der Maßnahmen des Projekts P25 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.	178
Abbildung 56: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M76 über 8760 h.....	182
Abbildung 57: Einfluss der Maßnahme M76 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.	183
Abbildung 58: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M79 über 8760 h.....	185
Abbildung 59: Einfluss der Maßnahme M79 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.	186
Abbildung 60: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M89 über 8760 h.....	189
Abbildung 61: Einfluss der Maßnahme M89 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.	190
Abbildung 62: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M52 über 8760 h.....	192
Abbildung 63: Einfluss der Maßnahme M52 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.....	193
Abbildung 64: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M61 über 8760 h.....	195
Abbildung 65: Histogramm der relativen Auslastung der Leitung von Lippe nach Mengede über 8760 h bei Berücksichtigung der Maßnahme M61	196
Abbildung 66: Histogramm der relativen Auslastung der verstärkten Leitung (Alternative) von Lippe nach Mengede über 8760 h	197
Abbildung 67: Einfluss der Maßnahme M61 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.	198

Abbildung 68: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M24a auf der Leitung zwischen Hattorf und Wahle über 8760 h	201
Abbildung 69: Einfluss der Maßnahme M24a auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.....	201
Abbildung 70: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M24b über 8760 h.....	204
Abbildung 71: Einfluss der Maßnahme M24b auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.....	205
Abbildung 72: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M22a über 8760 h	209
Abbildung 73: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M22b über 8760 h.....	210
Abbildung 74: Einfluss der Maßnahme M22a auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.....	210
Abbildung 75: Einfluss der Maßnahme M22b auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.....	211
Abbildung 76: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M21 über 8760.....	214
Abbildung 77: Einfluss der Maßnahme M21 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.....	215
Abbildung 78: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M25a über 8760 h	218
Abbildung 79: Einfluss der Maßnahme M25a auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.....	219
Abbildung 80: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M25b auf der Leitung zwischen Eisenach und Mecklar repräsentativ für P37 über 8760 h.....	221
Abbildung 81: Histogramm der relativen Auslastung der Leitung von Eisenach nach Mecklar bei Realisierung der Alternative	222
Abbildung 82: Histogramm der relativen Auslastung der im Rahmen der Alternative realisierten Leitung von Wolkramshausen nach Abzweig Hardeggen	223
Abbildung 83: Einfluss der Maßnahme M25b auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.....	223
Abbildung 84: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M27 über 8760 h	227
Abbildung 85: Histogramm der relativen Auslastung der Leitung von Pulgar nach Vieselbach bei Realisierung der Alternative	227
Abbildung 86: Histogramm der relativen Auslastung der Alternative über 8760 h.....	228
Abbildung 87: Einfluss der Maßnahme M27 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.....	228

Abbildung 88: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M29 über 8760 h.....	232
Abbildung 89: Histogramm der relativen Auslastung der im Rahmen der Alternative 1 neu gebauten Leitung von Weida nach Remptendorf.....	233
Abbildung 90: Histogramm der relativen Auslastung der im Rahmen der Alternative 2 gebauten Leitung von Röhrsdorf nach Mechlenreuth.....	234
Abbildung 91: Einfluss der Maßnahme M29 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.	235
Abbildung 92: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M57 auf der Leitung zwischen Wengerohr und Niederstedem über 8760 h.....	237
Abbildung 93: Histogramm der relativen Auslastung der existierenden 220-kV-Leitung von Wengerohr nach Niederstedem bei Realisierung der Alternative.....	239
Abbildung 94: Histogramm der relativen Auslastung der im Rahmen der Alternative verstärkten Leitung zwischen Dahlem und Niederstedem.....	239
Abbildung 95: Einfluss der Maßnahme M57 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.	240
Abbildung 96: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M53 von Obererlenbach zu den Farbwerken Höchst-Süd über 8760 h.....	243
Abbildung 97: Einfluss der Maßnahme M53 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.	243
Abbildung 98: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M74 auf der Leitung zwischen Mecklar und Dipperz über 8760 h.....	246
Abbildung 99: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M74 auf der Leitung zwischen Dipperz und Grafenrheinfeld über 8760 h.....	246
Abbildung 100: Einfluss der Maßnahme M74 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.	247
Abbildung 101: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M28 über 8760 h.....	251
Abbildung 102: Einfluss der Maßnahme M28 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.	251
Abbildung 103: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M56 über 8760 h.....	254
Abbildung 104: Einfluss der Maßnahme M56 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.	255
Abbildung 105: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M60 über 8760 h.....	259
Abbildung 106: Einfluss der Maßnahme M60 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.	260
Abbildung 107: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M31 über 8760 h.....	263

Abbildung 108: Einfluss der Maßnahmen M31-34 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.	264
Abbildung 109: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M32 über 8760 h	266
Abbildung 110: Einfluss der Maßnahmen M31-34 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.	267
Abbildung 111: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M33 über 8760 h	269
Abbildung 112: Einfluss der Maßnahmen M31-34 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.	270
Abbildung 113: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M34 über 8760 h	272
Abbildung 114: Einfluss der Maßnahmen M31-34 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.	273
Abbildung 115: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M38a über 8760 h	276
Abbildung 116: Einfluss der Maßnahme M38a auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.	277
Abbildung 117: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M39 über 8760 h	279
Abbildung 118: Einfluss der Maßnahme M39 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.	280
Abbildung 119: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M90 über 8760 h	283
Abbildung 120: Einfluss der Maßnahme M90 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen belastete Leitungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.	284
Abbildung 121: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M41a über 8760 h	286
Abbildung 122: Einfluss der Maßnahme M41a auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.	287
Abbildung 123: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M40 über 8760 h	290
Abbildung 124: Einfluss der Maßnahme M40 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.	291
Abbildung 125: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M41 über 8760 h	293
Abbildung 126: Einfluss der Maßnahme M41 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.	294
Abbildung 127: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M37 über 8760 h	296
Abbildung 128: Einfluss der Maßnahme M37 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.	297
Abbildung 129: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M59 über 8760 h	300

Abbildung 130: Einfluss der Maßnahme M59 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.	301
Abbildung 131: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M93 über 8760 h.....	303
Abbildung 132: Einfluss der Maßnahme M93 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.....	304
Abbildung 133: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M94b über 8760 h	307
Abbildung 134: Einfluss der Maßnahme M94b/M95 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.	308
Abbildung 135: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M54 über 8760 h.....	311
Abbildung 136: Einfluss der Maßnahme M54 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.....	312
Abbildung 137 – Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M209 auf der Leitung zwischen Querfurt und Lauchstädt über 8760 h.....	314
Abbildung 138 – Histogramm der relativen Auslastung der Leitung von Querfurt nach Lauchstädt bei Realisierung der Alternative.....	315
Abbildung 139: Einfluss der Maßnahme M55 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.	316
Abbildung 140: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M107 über 8760	322
Abbildung 141: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M98 über 8760 h.....	326
Abbildung 142: Histogramm der relativen Auslastung der HGÜ bei Realisierung gemäß Alternative über 8760 h	327
Abbildung 143: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M101 über 8760 h.....	329
Abbildung 144: Einfluss der Maßnahme M101 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760.....	330
Abbildung 145: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M102 über 8760 h.....	333
Abbildung 146: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M103 über 8760 h.....	335
Abbildung 147: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M104 über 8760 h.....	337
Abbildung 148: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M108 über 8760 h.....	339
Abbildung 149: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M105 über 8760 h.....	342
Abbildung 150: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M106 über 8760 Stunden.	344
Abbildung 151: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M46 über 8760 h.....	347
Abbildung 152: Einfluss der Maßnahme M46 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.	348

Abbildung 153: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M47 über 8760 h	351
Abbildung 154: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M49 über 8760 h	359
Abbildung 155: Einfluss der Maßnahmen M49 und M50 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen belastete Leitungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.....	360
Abbildung 156: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M50 über 8760 h	363
Abbildung 157: Einfluss der Maßnahmen M49 und M50 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.....	364
Abbildung 158: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M96 auf der Leitung zwischen Vöhringen und Memmingen über 8760 h	366
Abbildung 159: Histogramm der relativen Auslastung der Leitung von Vöhringen nach Memmingen bei Realisierung der Alternative	368
Abbildung 160: Einfluss der Maßnahmen M96/M97 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760h.	368
Abbildung 161: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M201 über 8760 h	372
Abbildung 162: Einfluss der Maßnahmen M201 und M212 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.....	373
Abbildung 163: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M212 über 8760 h	375
Abbildung 164: Einfluss der Maßnahmen M201 und M212 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.....	376
Abbildung 165: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M202 über 8760 h	379
Abbildung 166: Einfluss der Maßnahme M202 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.	380
Abbildung 167: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M204 über 8760 h	382
Abbildung 168: Einfluss der Maßnahme M203 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.	383
Abbildung 169: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M204 über 8760 h	385
Abbildung 170: Einfluss der Maßnahme M204 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.	386
Abbildung 171: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M205 über 8760 h	388
Abbildung 172: Einfluss der Maßnahme M205 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.	389
Abbildung 173: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M206 über 8760 h	391

Abbildung 174: Einfluss der Maßnahme M206 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.	392
Abbildung 175: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M207 über 8760 h.....	394
Abbildung 176: Einfluss der Maßnahme M207 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.	395
Abbildung 177: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M208 über 8760 h.....	397
Abbildung 178: Einfluss der Maßnahme M208 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.	398
Abbildung 179: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M209 über 8760 h.....	400
Abbildung 180: Einfluss der Maßnahme M209 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.	401
Abbildung 181: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M210 über 8760 h.....	404
Abbildung 182: Einfluss der Maßnahme M210 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.	404
Abbildung 183: Histogramm der relativen Auslastung der Maßnahme M211 über 8760 h.....	407
Abbildung 184: Einfluss der Maßnahme M211 auf das umgebende Netz. Prozentuale Entlastungen (linkes Bild) und prozentuale Belastungen (rechtes Bild), gemittelt über 8760 h.	408
Abbildung 185: Mittlere Leitungsauslastungen (links) und maximale Leitungsauslastungen (rechts) im Startnetz.....	410
Abbildung 186: Durchschnittliche Leitungsauslastung im Startnetz gemittelt über 8760 h	411
Abbildung 187: Mittlere Leitungsauslastungen (links) und maximale Leitungsauslastungen (rechts) im Zielnetz Szenario B 2023 der ÜNB	413
Abbildung 188: Mittlere Leitungsauslastungen im Zielnetz der ÜNB, Szenario B 2023.....	413
Abbildung 189: Finales Zielnetz NEP B2023 der BNetzA, mittlere Leitungsauslastung (links), maximal auftretende Leitungsauslastung (rechts).....	415
Abbildung 190: Mittlere Leitungsauslastungen des von der BNetzA bestätigten Zielnetzes, Szenario B2023	415
Abbildung 191: NEP Strom 2013: bestätigungsfähige Maßnahmen - Szenario B 2023 -	417
Abbildung 192: Mittlere Auslastungen (links) und maximale Auslastungen (rechts) im Szenario A 2023	422
Abbildung 193: Anzahl Leitungen sortiert nach ihrer durchschnittlichen Auslastung	423
Abbildung 194: Mittlere Leitungsauslastungen (links) und maximal auftretende Leitungsauslastungen (rechts) im Szenario C 2023.....	423

Abbildung 195: Anzahl der Leitungen im Szenario C 2023 sortiert nach ihren mittleren Leitungsauslastungen	424
Abbildung 196: Gegenüberstellung der Netzauslastung der Sensitivität 3 und Szenario B2023 im Grundfall (Quelle ÜNB).....	428
Abbildung 197: Graphische Darstellung der verschiedenen Regionalzonen des TYNDP	438
Abbildung 198: Methodische Darstellung der Prozesse zum TYNDP und zum nationalen NEP	439
Abbildung 199: Zusammenhang der Szenarien für TYNDP 2012 und NEP 2013	440
Abbildung 200: NEP Strom 2013: Suchräume für Punktmaßnahmen.....	445
Abbildung 201: Konsultationsteilnehmer.....	470
Abbildung 202: Stellungnahmen von Institutionen.....	470
Abbildung 203: Regionale Verteilung Konsultationsteilnehmer	471
Abbildung 204: Themen NEP Strom 2013 Konsultation	473

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht Kilometer	418
Tabelle 2: Vergleich Maßnahmenanzahl	418
Tabelle 3: Sensitivitäten und Befund B2023	427

Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating current
AKW	Atomkraftwerk
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BBP	Bundesbedarfsplan
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
BE	Belgien
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
DC	Direct current
DE	Deutschland
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
Dewi	Deutsches Windenergie-Institut
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EMF	Elektromagnetisches Feld
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
etc.	et cetera
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
f./ff.	Folgende
gem.	gemäß
ggf.	gegebenfalls
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
h	Stunden
HDÜ	Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung

HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HöS	Höchstspannung
HtIs	Hochtemperaturleiterseil
HVDC	High voltage direct current
Hz	Hertz
IAEW	Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft an der RWTH Aachen
IFHT	Institut für Hochspannungstechnik an der RWTH Aachen
km	Kilometer
Korr.	Korridor
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NEP	Netzentwicklungsplan
NL	Niederlande
NNF	Netznutzungsfall
NOVA	Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau
NTC	Net Transfer Capacities
OWP	Offshore-Windpark
PE-Kabel	Polyethylen-Kabel
PV	Photovoltaik
RWTH	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule
S.	Seite(n)
SO & AF	Scenario Outlook and System Adequacy Forecast
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UVEK	Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation

VNB	Verteilernetzbetreiber
VPE-Kabel	Vernetztes Polyethylen-Kabel
VSC	Voltage Source Converter

Glossar

Erläuterung

(n-0)	Mit dem (n-0)-Fall oder Zustand wird der ungestörte Normalbetrieb eines Netzes beschrieben. In Anlehnung an das (n-1)-Kriterium meint dies, dass 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.
(n-2) –Kriterium	Ähnlich wie beim (n-1)-Kriterium, jedoch mit zwei ausgefallenen Leitungsabschnitten (siehe <i>(n-1)-Kriterium</i>).
AC	Abk. für „alternating current“ (= Wechselstrom)
Akzeptanz	Bezeichnet die aktive oder passive Zustimmung zu Entscheidungen oder Handlungen anderer. Akzeptanz kann über die Duldung hinausgehen.

Anhörungsverfahren	Teil des Planfeststellungsverfahrens, in dem den Beteiligten Gelegenheit gegeben wird, sich vor der Entscheidung zu äußern. Das Anhörungsverfahren umfasst die öffentliche Auslegung der Planunterlagen, die schriftliche Beteiligung der Behörden und derjenigen, deren Belange durch das Vorhaben berührt werden, sowie in der Regel einen Erörterungstermin.
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
AWZ	ausschließliche Wirtschaftszone
Bedarfsgerechtigkeit	Nach oben begrenzt wird der Ausbau für ein sicheres Netz von der Bedarfsgerechtigkeit. Nicht jede Maßnahme, die die Sicherheit erhöhen würde, ist auch bedarfsgerecht, also notwendig im Rahmen der anstehenden Übertragungsaufgaben.
Belang	Jedes schutzwürdige Interesse rechtlicher, wirtschaftlicher oder ideeller Natur.
Beteiligte	Bürger sowie kollektive Akteure wie Vereine, Verbände, Interessenvertretungen und ggf. Kommunen, die in unterschiedlichem Umfang und zu verschiedenen Zeitpunkten und Themen bzw. Fragen in den Planungs- und Entscheidungsprozess der Vorhabenentwicklung einbezogen werden.
Betriebsführung	Die Betriebsführung ist der Oberbegriff für die Netzführung und die Wartung und Instandhaltung aller Betriebsmittel des Netzes.
Bilanzkreisvertrag	Der Bilanzkreisvertrag wird zwischen (Sub-)Bilanzkreisverantwortlichem (Lieferant) und Übertragungsnetzbetreiber geschlossen. Gegenstand des Vertrags ist die Führung und Abwicklung des Bilanzkreises und Erfassung der Energielieferung für alle angemeldeten Teilnehmer.

Blindleistung	Blindleistung ist die elektrische Leistung, die zum Aufbau von magnetischen Feldern (z. B. in Motoren, Transformatoren) oder von elektrischen Feldern (z. B. in Kondensatoren) benötigt wird, die aber nicht wie Wirkleistung nutzbar ist. Vielfach entsteht diese Blindleistung auch unerwünscht, und muss gezielt kompensiert werden.
Blindleistungskompensation	Bei der Blindleistungskompensation wird die nicht nutzbare Leistung im Netz reduziert.
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
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.
BSH	Das <i>Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH)</i> , als Bundesoberbehörde, ist maritimer Dienstleistungspartner für Schifffahrt, Wirtschaft und Meeresumwelt. Es gehört zum Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung und verfügt über ein weites Aufgabenspektrum, z. B. Genehmigung von Offshore-Windparks und maritime Raumplanung.
Bundesbedarfsplan	Gesetzliche Festsetzung der Liste notwendiger Höchstspannungsleitungen in zehn Jahren. Derzeit auf Basis des Netzentwicklungsplan.
Bundesfachplanung	Ein der Raumordnung ähnelndes Verfahren zur Bestimmung der Trassenkorridore.
Bürgerbeteiligung	Teilhabe oder Mitgestaltung der Bürger an einem Planungs- und Entscheidungsprozess durch Information, Konsultation oder Kooperation, wobei gesetzlich vorgeschriebene und darüber hinausgehende informelle Beteiligungsformen möglich sind. Das schließt auch die Repräsentation von Bürgern durch Interessenvertretungen, Verbände, Projektbeiräte usw. ein.
CO ₂	Kohlendioxid (CO ₂) übersteigt in seiner Quantität die anderen fünf anthropogenen Treibhausgase bei weitem. In Deutschland machte sein Anteil an den sechs Kyoto-Gasen im Jahr 2000 ca. 90 % aus. CO ₂ -Emissionen entstehen vor allem bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe. Es entsteht aber auch in Prozessen bei der Produktion z.B. von Zement, Kalk oder Glas. Die CO ₂ -Konzentration in der Atmosphäre steigt jährlich um 0,5 % an.

DC	Abk. für „direct current“ (= Gleichstrom)
Drehstrom	Kurzform von „Dreiphasenwechselstrom“; siehe Wechselstrom
Druckluftspeicher, adiabate	Bei einem Druckluftspeicher wird bei einem Energieüberschuss Luft komprimiert und damit Energie gespeichert. Bei hohem Energieverbrauch wird die Luft wieder entspannt und treibt eine Turbine an. Beim adiabatischen Druckluftspeicher wird zusätzlich die beim komprimieren entstandene Wärme gespeichert, und beim entspannen wieder genutzt, um ein Vereisen der Turbine zu verhindern. Damit ist theoretisch ein höherer Wirkungsgrad möglich, falls die Zeit zwischen komprimieren und entspannen kurz genug ist.
EEG	Siehe Erneuerbare-Energien-Gesetz; Gesetz zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.
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.
EG	Europäische Gemeinschaft
Eignungsgebiet	Eignungsgebiete sind Festlegungen in Raumordnungsplänen, durch die eine Fläche für eine Nutzung als besonders geeignet gekennzeichnet wird. Je nach Formulierung der Festlegung des Eignungsgebiets wird eine Verortung der benannten Nutzung außerhalb der Fläche des Eignungsgebietes eingeschränkt.
Einspeisemanagement	Maßnahmen zur Stabilisierung der Stromnetze durch Eingriffe in den Betrieb von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien.
Einspeisepunkt/Einspeisestelle (Gas)	Ort, an dem das zu transportierende Erdgas in das Netz des Netzbetreibers eintritt.
Einwendung	Form- und fristgebundene Äußerung eines Bürgers oder sonstigen Teils der Öffentlichkeit im Rahmen des formellen Anhörungsverfahrens.

Elektrischer Strom	Gibt die Anzahl der elektrischen Ladungsträger an, die an einer bestimmten Stelle in einem bestimmten Zeitraum durch einen elektrischen Leiter fließen.
Emissionen	Austrag von Störfaktoren (z.B. elektromagnetischen Feldern, Schadstoffen,...) in die Umwelt
Endenergie	Endenergie ist der Teil der Primärenergie, der den Verbraucher nach Abzug von Übertragungs- und Umwandlungsverlusten erreicht und der dann zum Beispiel für Heizung, Warmwasser und Lüftung zur Verfügung steht. Endenergieformen sind z.B. Fernwärme, elektrischer Strom, Kohlenwasserstoffe wie Benzin, Kerosin, Heizöl oder Holz und verschiedene Gase wie Erdgas, Biogas und Wasserstoff.
Endenergieverbrauch	Als Endenergieverbrauch wird die Verwendung von Energieträgern in einzelnen Verbrauchersektoren bezeichnet, sofern sie unmittelbar zur Erzeugung von Nutzenergie oder für Energiedienstleistungen eingesetzt werden.
Energie	Elektrizität und Gas, soweit sie zur leitungsgebundenen Energieversorgung verwendet werden. (§ 3 Nr. 14 EnWG)
Energieanlagen	Anlagen zur Erzeugung, Speicherung, Fortleitung oder Abgabe von Energie, soweit sie nicht lediglich der Übertragung von Signalen dienen. Dies schließt die Verteileranlagen der Letztverbraucher sowie bei der Gasversorgung auch die letzte Absperrereinrichtung vor der Verbrauchsanlage ein (§ 3 Nr. 15 EnWG)
Energieträger	Energieträger sind Stoffe, in denen Energie mechanisch, thermisch, chemisch oder physikalisch gespeichert ist.
Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)	Mit der zweiten Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) setzt die Bundesregierung des EU-Gemeinschaftsrecht für die leitungsgebundene Energieversorgung in nationales Recht um. Zweck des EnWG ist die "möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas" (§ 1 Abs. 2 EnWG).
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz; Im EnLAG sind 24 Netzausbauprojekte benannt, die vordringlich realisiert werden müssen, um die Netze an die veränderten Erzeugungsstrukturen anzupassen. Bei einem Teil der Projekte sind jedoch bereits Verzögerungen eingetreten.

ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity; Das ist der europäische Verband der Übertragungsnetzbetreiber für Elektrizität. Er umfasst 41 Übertragungsnetzbetreiber aus 34 Ländern und existiert seit 2008. Die Hauptaufgaben sind die Festlegung gemeinsamer Sicherheitsstandards und die Veröffentlichung eines Zehnjahresplanes zur Netzentwicklung (TYNDP).
Entwicklungspfad	Ein Entwicklungspfad erfasst, bezogen auf einen Zielzeitpunkt, die Annahmen zu Erzeugung, Versorgung und Verbrauch von Strom im Vergleich zu einem Referenzzeitpunkt.
Erdgas	Unter Erdgas werden natürlich in der Erde vorkommende oder an der Erdoberfläche austretende brennbare Gase unterschiedlicher chemischer Zusammensetzung verstanden.
Erdkabel	Unterirdische, isolierte Leitungsführung (verschiedene Bauausführungen denkbar, z. B. Verlegung in Gräben oder in Tunnelbauwerken).
Ergebnismaßnahmen	Ergebnismaßnahmen sind die Resultate der Netzberechnungen. Ihr Ausbau ist in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich. Sie sind das zentrale Element des Netzentwicklungsplans und ergeben zusammen mit den Startnetzmaßnahmen das Zielnetz.
Erneuerbare Energien (EE)	Erneuerbare Energien - auch regenerative oder alternative Energien genannt - sind Energieträger/-quellen, die sich ständig erneuern bzw. nachwachsen und somit unerschöpflich sind. Hierzu zählen: Sonnenenergie, Biomasse, Wasserkraft, Windenergie, Umgebungswärme, Erdwärme (Geothermie) und Gezeitenenergie. [§ 3 Nr. 3 EEG: Wasserkraft einschließlich der Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie, Windenergie, solare Strahlungsenergie, Geothermie, Energie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie.]
Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)	Das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) vom 25.10.2008 regelt die Vorrang-Abnahmepflicht erneuerbarer Energien durch die Netzbetreiber, die (degressiven) Vergütungssätze der einzelnen Erzeugungsarten wie auch das Umlageverfahren der resultierenden Mehrkosten auf alle Stromabnehmer.

Erörterungstermin	Termin zur Erörterung der im Planfeststellungsverfahren erhobenen Einwendungen und abgegebenen Stellungnahmen mit dem Ziel, diese auszuräumen.
Fluss, physikalischer	<i>Physikalische (Leistungs-)Flüsse</i> sind die tatsächlich auftretenden Netto-Strom-Flüsse, die sich aus der Bilanzierung der Handelsflüsse bzw. Netzberechnungen ergeben. Zumeist unterscheiden sie sich von den Handelsflüssen, da sich Handelsflüsse in unterschiedlichen Richtungen gegeneinander aufheben können (siehe auch <i>Handelsfluss</i>).
Formelle Beteiligung	Nach den jeweils anwendbaren Rechts- und Verfahrensvorschriften verbindlich geregelte Form der Beteiligung eines bestimmten Kreises von Personen als Teil eines Verwaltungsverfahrens.
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.
Gebietstypen (Raumordnungspläne)	Festlegungen in den Raumordnungsplänen sind nach Vorranggebieten, Vorbehaltsgebieten und Eignungsgebieten differenziert. Es handelt sich dabei um Instrumente der Flächenvorsorge der Raumordnung, die die Nutzung von Gebieten für bestimmte Nutzungsarten vorhalten und entgegenstehende Nutzungen ausschließen oder einschränken.
Generator	Ein Generator wandelt mechanische Energie (Bewegungsenergie, d.h. Energie, die aufgewendet wird, um einen Körper in Bewegung zu setzen) in elektrische Energie um.
Geothermie	Die Geothermie oder Erdwärme ist die im zugänglichen Teil der Erdkruste gespeicherte Wärme. Sie umfasst die in der Erde gespeicherte Energie, soweit sie entzogen und genutzt werden kann, und zählt zu den regenerativen Energien. Sie kann sowohl direkt genutzt werden, etwa zum Heizen und Kühlen im Wärmemarkt (Wärmepumpenheizung), als auch zur Erzeugung von elektrischem Strom oder in einer Kraft-Wärme-Kopplung.
Gleichstrom	Elektrischer Strom, dessen Stärke und Richtung sich nicht ändert. Gleichstrom fließt z. B. aus Batterien.

Handelsfluss	<i>Handelsflüsse</i> ergeben sich als Ergebnis des nationalen und internationalen Stromhandels. Kauft z.B. ein Stromhändler aus dem Ausland in Deutschland Strom ein, so ergibt sich ein Handelsfluss von Deutschland in das betreffende Ausland (siehe <i>Fluss, physikalischer</i>).
HGÜ	siehe Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung.
HGÜ-Korridor	Als HGÜ-Korridor wird eine Trasse für Leitungen in Gleichstromtechnik bezeichnet. Ein solcher Korridor kann mehrere Gleichstromleitungen enthalten. Dies ist analog zu einer Trasse in Wechselstromtechnik, welche aus mehreren Stromkreise bestehen kann.
Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)	Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) ist ein Verfahren zur Übertragung von großen elektrischen Leistungen bei sehr hohen Spannungen (100-1000 kV). Oft zu finden ist 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 (siehe Gleichstrom).
Hochspannungsnetz (HS-Netz)	Das Hochspannungsnetz, das meist eine Betriebsspannung von 110kV hat, dient dem regionalen Transport in ländlichen Gebieten bzw. der innerstädtischen Verteilung in Ballungsräumen. Teilweise sind größere Abnehmer an das Hochspannungsnetz angeschlossen.
Höchstspannungsleitungen (länderübergreifend oder grenzüberschreitend)	Alle Höchstspannungsleitungen, deren Trassen und/oder Betriebsmittel mindestens zwei Länder bzw. Deutschland und eines seiner Nachbarländer betreffen.
Hochtemperaturleiterseile (HTLS)	Leiterseile, die gegenüber konventionellen, bereits in Betrieb befindlichen Leiterseilen für deutlich höhere Betriebstemperaturen (>80°C) ausgelegt sind.
Informelle Beteiligung	Jede Maßnahme, die über die vorgeschriebenen Maßnahmen der formellen Beteiligung die Teilhabe der Öffentlichkeit (Bürger) an einem Verwaltungsverfahren sinnvoll ergänzt und erweitert; Maßnahmen der informellen Beteiligung sind nicht rechtlich festgelegt und können der jeweiligen Situation flexibel angepasst werden (freiwillige Beteiligungsformen).

Interkonnektor	Ein Interkonnektor ist eine grenzüberschreitende Stromleitung zwischen zwei Ländern.
Ist-Netz	Unter dem Ist-Netz versteht man alle Leitungen, Transformatoren, Schaltanlagen etc. des heutigen Stromnetzes, die prinzipiell zur Übertragungsaufgabe verfügbar sind (siehe auch <i>Startnetz</i>).
Jahreshöchstlast	Die netzebenenübergreifende 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 in dem in § 3 Nr. 36 EnWG beschriebenen Verhältnis aus Erzeugern, Netzbetreibern und Kunden genügen muss.
Kappung von Erzeugungsspitzen	Wird zu einem Zeitpunkt mehr Energie erzeugt als durch das umgebende Netz abtransportiert werden kann so werden Erzeugungsanlagen heruntergeregelt, d.h. die Spitzen der Erzeugung werden "gekappt".
Kategorie	Es gibt drei Kategorien von Maßnahmen, die vom Gesetz vorgegeben sind. · Optimierung: Die Nutzung/Betriebsführung einer bestehenden Leitung wird verbessert, ohne dass am Betriebsmittel an sich Veränderungen vorgenommen werden. · Verstärkung: Eine bereits vorhandene Trasse wird mit Leitungen erweitert, bzw. bestehende Kabelquerschnitte werden vergrößert. Es erfolgt kein Trassenneubau, auch keine Trassenerweiterung. · Ausbau: Die Topologie des Übertragungsnetzes wird durch den Bau einer Leitung bzw. eines neuen Netzknotens verändert, bzw. neue Trassen werden notwendig (z.B. Parallelführung einer zweiten Trasse zu einer bestehenden).
Kilowattstunde (kWh)	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 (=1000 Watt) in einer Stunde aufnimmt bzw. abgibt.

Konsultation	Im Kontext des europäischen Rechts der Überbegriff für die Beteiligung von Gruppen, Behörden, Bürgern an Entscheidungsprozessen jeder Art. Eine Konsultation stellt ein Verfahren dar, in welchem Informationen, Erfahrungen und andere Rückmeldungen Betroffener, Beteiligter und Experten zu geplanten Vorhaben, vor einer Entscheidung in verschiedensten Formen eingeholt werden. Eingesetzte Methoden sind z.B. Stellungnahmen, schriftliche und mündliche Befragungen sowie Bürgerversammlungen.
Konverterstation	Eine Konverterstation wandelt Wechselspannung in Gleichspannung um und entgegengesetzt. Strom, der von Kraftwerken als Wechselspannung produziert und über lange Strecken transportiert werden muss, wird verlustärmer als Gleichstrom transportiert. Hierfür muss am Anfangs- und Endpunkt des Transportnetzes eine Konverterstation errichtet werden, die den Strom jeweils von Wechselstrom in Gleichstrom verwandelt oder umgekehrt.
Koronaentladungen	Koronaentladungen sind schwache elektrische Entladungen an Hochspannungsleitungen, die unter anderem zu Energieverlusten, Geräuschen, Funkstörungen und zur Aufladung von Staubteilchen in der Luft führen
Korridor	Gebietsstreifen
Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist die gleichzeitige Umwandlung von Brennstoffen in elektrische Energie und Nutzwärme in einer ortsfesten technischen Anlage. Während die rein thermische Nutzung von Brennstoffen meist hohe Wirkungsgrade weit über 90 % aufweist, liegen die Wirkungsgrade bei der reinen Stromerzeugung vielfach deutlich unter 50 %. Bei der Kraft-Wärme-Kopplung steigt der Gesamtwirkungsgrad auf über 80 %, da die Abwärme der Stromerzeugung thermisch genutzt wird.
Kriterium (SUP)	Im Kontext der Strategischen Umweltprüfung allgemeine Bezeichnung für qualitativ oder quantitativ beschreibbare Merkmale der Umwelt bzw. der Auswirkungen auf die Umwelt. Diese Kriterien dienen im Rahmen der SUP der Ermittlung, Beschreibung und Bewertung der Umweltauswirkungen. Sie werden aus den geltenden Zielen des Umweltschutzes im Hinblick auf die Schutzgüter des UVPG abgeleitet.

Kriterium (Umweltprüfung)	Im Kontext des Leitfadens allgemeine Bezeichnung für qualitativ oder quantitativ beschreibbare Merkmale der Umwelt bzw. der Auswirkungen auf die Umwelt. Diese Kriterien dienen im Rahmen der SUP der Ermittlung, Beschreibung und Bewertung der Umweltauswirkungen. Sie werden aus den geltenden Zielen des Umweltschutzes im Hinblick auf die Schutzgüter des UVPG abgeleitet.
kumulative Umweltauswirkungen	Unter kumulativen Umweltauswirkungen wird die räumliche Überlagerung der Umweltauswirkungen mehrerer Planfestlegungen, bezogen auf ein Schutzgut (z.B. Landschaftsbild, Luftqualität oder Lärmsituation eines Teilraumes) verstanden.
Kuppelleitung	Als Kuppelleitungen werden Leitungen bezeichnet, mit denen die Übertragungsnetze verschiedener ÜNBs verbunden sind. Handelt es sich um ÜNBs verschiedener Länder, spricht man auch von Grenzkuppelleitungen.
Kupplung	Verbindung zweier (oder mehrerer) Sammelschienen (siehe auch <i>Sammelschienen</i>).
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.
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWh/h	Kilowattstunde pro Stunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung

KWK-Anlagen	Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gilt als besonders effizienter Weg, Strom mittels Gas, Kohle oder auch Öl zu produzieren und die dabei entstehende Wärme klimaschonend gleich mitzunutzen. In vielen Kraftwerken verpufft diese Wärme 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. Dies erspart die gesonderte Erzeugung von Nutzwärme in Heizkesselanlagen und damit einen zusätzlichen Verbrennungsvorgang. KWK gilt deshalb seit langem als Zauberwort für weniger Klimagase – vor allem Kohlendioxid.
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
KWK-Gesetz	Der Zweck des Gesetzes für die Einhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung vom 19. März 2002 ist der Schutz und der mögliche Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung für die Stromversorgung im allgemeinen Interesse von Energieeinsparung und Klimaschutz
Last	Die Last, gemessen in MW, ist der momentane Leistungswert einer aufgenommenen oder abgegebenen Leistung an einem gewissen Netzknotenpunkt. 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 Bedarfs-spitzen werden als Spitzenlast bezeichnet. Für die Abdeckung der verschiedenen Lastbereiche werden unterschiedliche Kraftwerkstypen eingesetzt. Durch Lastmanagement werden Energiemengen und/oder Kosten eingespart.
Lastflussberechnung, Iterative	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.
Lastmanagement	Unter Lastmanagement ist die gezielte und aktive Steuerung des Energieverbrauchs zur Netzstabilisierung bzw. zur Ausnutzung von Preisausschlägen im Strompreis zu verstehen. Damit soll die Energienutzung zeitnah an die Erzeugung angepasst werden. So kann zum Beispiel der Verbraucher gezielt Stromabnehmer zu- oder abschalten.

Leistung, elektrische	Die Leistung gibt an wie viel Arbeit in einer bestimmten Zeit verrichtet wird. Die Leistung wird gemessen in Watt (W). Entsprechend ist: 1 Kilowatt (kW) = 1.000 Watt, 1 Megawatt (MW) = 1.000 kW. Die elektrische Leistung ist das Produkt von Spannung (U) - gemessen in Volt (V) - und Strom (I) - gemessen in Ampere (A). Bei elektrischer Leistung werden unterschieden: Wirkleistung, Blindleistung und Scheinleistung.
Leiterseile	Leiterseile sind die bei Freileitungen verwendeten, nicht mit Isolationsmaterial ummantelten Drahtseile
LNG	Liquefied Natural Gas, verflüssigtes Erdgas
LPG	Liquefied Petroleum Gas, Flüssiggas
Marktintegration	Unter Marktintegration werden Prozesse verstanden, die mehrere Märkte (z. B. den deutschen und den französischen Strommarkt) zu einem größeren Markt (z. B. einem europäischen Strommarkt) zusammenführen.
Marktsimulation	rechnerische Simulation des Strommarktes der Zukunft
Maßnahme	Unter einer Maßnahme versteht man eine Leitung, ein Umspannwerk etc., die zur Behebung einer Schwachstelle des Netzes dient. Einzelne, zusammengehörende Maßnahmen (z.B. ein Umspannwerk und ein Leitungsabschnitt) sind zu Projekten zusammengefasst (siehe auch Projekt).
Mast	Teil der Stützpunkte einer Freileitung, der aus Mastschaft, Erdseilstütze(n) und Querträger(n) besteht
Megawatt	Einheit des internationalen (SI-) Einheitensystems für Leistung.
Mittelspannung	Die Mittelspannung dient der Energieübertragung im regionalen Bereich. Ihr Spannungsbereich liegt zwischen 1.000 Volt (1kV) und 60.000 Volt (60kV), gebräuchlich: 10 kV, 20 kV, 30 kV.
Modellierung	Abstrakte Darstellung eines realen Systems.
Monitoring	Herstellen von Berichten (hier: zum Zwecke der Marktüberwachung durch die Bundesnetzagentur).
MW	Megawatt

MWh	Megawattstunde
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NEMO	Abkürzung für Netzmodellierung. Zu Zwecken der Netzplanung und des sicheren Netzbetriebs wird das elektrische Netz modelliert, um zu überprüfen, ob bei der wahrscheinlichen Einspeise- und Lastsituation ein sicherer und zuverlässiger Netzbetrieb möglich ist.
Nennleistung	Nennleistung ist die höchste Dauerleistung, bei der ohne Beeinträchtigung der Lebensdauer und Sicherheit eine energietechnische Einrichtung betrieben werden kann.
Netz (Übertragungs- gungs- netz/Verteilernetz)	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, die sich auf die Spannungsebenen 220 und 380 kV (Ausnahmenweise 110 kV) beschränkt. Das Verteilernetz dient der Verteilung elektrischer Energie innerhalb einer begrenzten Region zur Versorgung von Stationen und Kundenanlagen. Örtliches Verteilernetz: ein Netz, das überwiegend der Belieferung von Letztverbrauchern über örtliche Leitungen dient. (§ 3 Nr. 29b EnWG)
Netzanschluss	Netzanschluss ist die technische Anbindung von Erzeugungseinheiten oder Verbraucheranlagen an das Netz der öffentlichen Elektrizitätsversorgung.

Netzbetreiber (Übertragungsnetzbetreiber, Verteilernetzbetreiber)	Der Netzbetreiber ist der Netz- oder Anlagenbetreiber. (§ 3 Nr. 27 EnWG). Der Übertragungsnetzbetreiber ist eine natürliche oder juristische Person, die verantwortlich für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet ist. Übertragungsnetze dienen dem Transport von Elektrizität über ein Höchstspannungs- und Hochspannungsverbundnetz zum Zwecke der Belieferung von Letztverbrauchern oder Verteilern. Der Verteilernetzbetreiber betreibt ein Netz, das überwiegend der Belieferung von Letztverbrauchern über örtliche Leitungen dient. Die Verteilung ist der Transport von Elektrizität mit hoher, mittlerer oder niederer Spannung über Verteilernetze zu anderen Netzen.
Netzentgelt	Das Netzentgelt ist das Entgelt, das für die Nutzung von Netzen der Netzbetreiber bezahlt werden muss. Es ist ein Bestandteil des Preises einer Stromlieferung und ist schon im Endpreis enthalten. Das Entgelt muss angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein. Die Entgelte für die Nutzung der Netze werden in Cent/kWh berechnet. Teil der Netzentgelte sind auch Systemdienstleistungen wie Abrechnungen des Netzbetreibers mit dem Lieferanten, Regel- und Ausgleichsleistungen. Die Netzentgelte sind entweder von den zuständigen Landesbehörden oder von der Bundesnetzagentur zu genehmigen.
Netzentwicklungsplan (NEP)	Der Netzentwicklungsplan ist ein Zehnjahresplan zur Entwicklung des Stromnetzes. Er enthält alle Maßnahmen (Leitungen, Transformatoren etc.), die für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb notwendig sind. Er wird jährlich 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	Durch die Übertragung von Energie geht immer ein Teil der Energie verloren. Dabei ist die verlorene Energie je kleiner, desto höher die Spannung ist. (d.h., bei einer Spannung von 380kV sind die Verluste kleiner als bei 220 kV). Durch das Umspannen auf eine andere Spannungsebene sowie in Kovertern von Gleich- zu Wechselspannung geht auch ein Teil der Energie verloren, diese Verluste sind auch in den Netzverlusten inbegriffen.
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.
Nutzenergie	Die ist die Energie, die dem Endnutzer für seine Bedürfnisse zur Verfügung steht. Nutzenergie wird direkt aus der Endenergie gewonnen. Mögliche Formen von Nutzenergie sind Wärme zur Raumheizung, Kälte zur Raumkühlung, Licht oder mechanische Arbeit.
Öffentlichkeit	Einzelne oder mehrere natürliche oder juristische Personen sowie deren Vereinigungen (§ 2 Abs. 6 Satz 1 UVPG).
Offshore	Mit Offshore werden vor der Küste liegende Gebiete bezeichnet; Offshore-Windenergieanlagen sind Windkraftanlagen zur Stromerzeugung auf See. Diese haben den Vorteil, dass die Windstärke über dem Wasser deutlich höher ist, der Wind stetiger weht und die Anlagen demnach mehr Strom produzieren können.
Offshore-Netzplan	Fachplan, in Zuständigkeit des BSH, für Infrastrukturen des Stromtransports in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der Nordsee und Ostsee. In dem Plan werden Windparkcluster identifiziert, die für Sammelanbindungen geeignet sind. Der Plan legt zusätzlich Standorte für Konverterplattformen, grenzüberschreitende Stromleitungen und mögliche Verbindungen untereinander fest, die zur Systemsicherheit beitragen können. Die Offshore-Netzpläne werden getrennt für die AWZ der Nordsee und die AWZ der Ostsee aufgestellt.
Onshore	An Land.
OWP	Offshore-Windpark
Phasenschieber	Ein Phasenschieber ist eine elektronische Schaltung, die die Phase einer elektrischen Schwingung verschiebt.

Photovoltaik (PV)	Durch Photovoltaik wird Sonnenenergie direkt mittels Solarzellen in elektrische Energie umgewandelt. Im Unterschied dazu wird bei der Solarthermie das Sonnenlicht in Wärme umgewandelt.
Pilotprojekt für eine verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen:	Eine Höchstspannungsleitung, deren verwendete Technologie noch nicht Stand der Technik ist und deren Verluste diejenigen gängiger AC-Übertragung nicht überschreiten.
Planfeststellung	Letzte Stufe des Planungsprozesses bei Netzausbau- oder Umbaumaßnahmen ist das Planfeststellungsverfahren. Im Planfeststellungsverfahren wird unter Beteiligung der Öffentlichkeit und der betroffenen Behörden über die flächenscharfe, konkrete Ausbaumaßnahme entschieden.
Planfeststellungsverfahren	Förmliches, durch §§ 72 bis 78 VwVfG sowie durch fachgesetzliche Bestimmungen geregeltes besonderes Verfahren, das die Zulassung von bestimmten Bauvorhaben zum Gegenstand hat und mit dem Erlass eines Verwaltungsaktes endet.
Primärenergie	In der Natur vorkommende Rohstoffe zur Energiegewinnung, z.B. fossile Brennstoffe (Kohle, Gas, Öl), Wasser- und Windkraft, Sonnenenergie.
Primärenergieträger	Primärenergieträger sind Energieträger, die noch keiner Umwandlung unterworfen wurden. Zu den Primärenergieträgern zählen erschöpfliche Energieträger wie Stein- und Braunkohle, Erdöl, Erdgas und spaltbares Material wie Uran sowie erneuerbare Energien (Sonnenenergie, Windkraft, Wasserkraft, Erdwärme und Gezeitenenergie). Die Primärenergie wird in Kraftwerken oder Raffinerien in eine weiterführende Stufe der energetischen Reihe umgewandelt. Dabei kommt es zu Umwandlungsverlusten. Ein Teil der Primärenergieträger wird auch dem nicht energetischen Verbrauch zugeführt (zum Beispiel Rohöl und Erdgas für die Kunststoffindustrie).
Projekt	In einem Projekt sind mehrere Maßnahmen zusammengefasst, die eine Schwachstelle des Netzes beheben. Ein Projekt kann aus mehreren Leitungsabschnitten, Transformatoren, Schaltanlagen, Umspannwerken und Blindleistungskompensationsanlagen bestehen (siehe <i>Maßnahme</i>).

Pumpspeicher	Pumpspeicher 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.
Raumordnung	Die Raumordnung ist die Ordnung und Entwicklung von Regionen, den Ländern und dem Bundesgebiet verstanden. Die Aufgabe der Raumordnung besteht eine nachhaltige Raumentwicklung sicherzustellen, die die unterschiedlichen Ansprüche, die aus sozialer, wirtschaftlicher und ökologischer Sicht an den Raum gestellt werden, in Einklang zu bringen und Konflikte auszugleichen. Die Festlegungen der Raumordnung werden in Raumordnungsplänen dokumentiert, die für Regionen oder Bundesländer aufgestellt werden.
Raumverträglichkeit	Übereinstimmung mit den Zielen und anderen raumdeutenden Planungen der Raumordnung bzw. mit dem vorhandenen Raum.
Redispatch	Beim Redispatch wird der Kraftwerkseinsatz (= Dispatch) bei bestehenden oder drohenden Netzengpässen vom Übertragungsnetzbetreiber an die Anforderungen des Netzes angepasst. Da Handelsgeschäfte nicht von diesen Maßnahmen tangiert werden, werden die hiermit verbundenen Kosten bei der Kalkulation der Netzentgelte berücksichtigt werden.
Regelzone	Die Regelzone ist das Gebiet, in dem ein Übertragungsnetzbetreiber für die Regelung (Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve) von Schwankungen zwischen dem aktuellen Strombedarf und dessen Bereitstellung verantwortlich ist.
Regionalisierung	Unter Regionalisierung versteht man zum einen die Zuordnung von Erzeugungsanlagen und der Last zu einer bestimmten Region, zum anderen die Zuordnung der Regionen bzw. der Erzeugungsanlagen zu Netzknoten. Eine solche Zuordnung benötigt man, um Marktsimulationen und Netzberechnungen durchführen zu können.
Sammelschiene	Unter einer Sammelschiene versteht man eine Anordnung von Leitern, die als zentraler Verteiler von elektrischer Energie dienen, da an die Sammelschienen alle ankommenden und abgehenden Leitungen angeschlossen sind.

Schalthandlung	Betätigung eines Schalters (z.B. Trenner, Leistungsschalter) - oder: Schalten eines Elements im Netz.
Schutzgut (UVPG)	Schutzgüter im Sinne des § 2 Abs. 1 UVPG sind 1. Menschen, einschließlich der menschlichen Gesundheit, Tiere, Pflanzen und die biologische Vielfalt, 2. Boden, Wasser, Luft, Klima und Landschaft, 3. Kulturgüter und sonstige Sachgüter sowie 4. die Wechselwirkung zwischen den vorgenannten Schutzgütern. Schutzgüter können bei Schädigungen nicht mit geldlichen Mitteln ausgeglichen bzw. ersetzt werden.
Sekundärenergie	Durch Umwandlungs- bzw. Veredelungsprozesse wird aus Energieträgern mit Primärenergie Sekundärenergie erzeugt. Vorteile dieser Umwandlung sind der leichtere Transport und die einfacherer Nutzbarkeit sekundärer Energie, wie z.B. Strom, Heizöl oder Briketts.
Sensitivitäten	Unter einer Sensitivität ist im Zusammenhang mit der Netzentwicklung die Untersuchung der Wirkung eines einzelnen Parameters auf den Netzausbaubedarf zu verstehen. Dabei ist es im Gegensatz zu einem Szenario zu sehen, welches immer in sich konsistent sein muss.
Sicherheit	Sicherheit bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Versorgung auch bei Auftreten einer Störung gewährleistet bleibt, ohne dass ein Betriebsmittel überlastet wird. In der Regel wird die Sicherheit im Höchstspannungsnetz durch das <i>(n-1)-Kriterium</i> gemessen: Bei Ausfall eines Betriebsmittels darf in Folge kein weiteres Betriebsmittel überlastet werden.
SO&AF	Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2012 - 2030
Solarthermie	In der Solarthermie wird die thermische Energie der Sonnenstrahlung nutzbar gemacht. Von aktiver Nutzung spricht man dann, wenn entsprechend konstruierte Absorberflächen Sonnenwärme sammeln und diese mit Hilfe eines Mediums z.B. zu einem Wärmespeicher transportiert wird. Im Haushalt findet die Sonnenwärme vorwiegend zur Erwärmung von Wasser und der Raumluft bzw. den Räumen Verwendung. In der Industrie ist darüber hinaus noch die Umwandlung in chemische Energie, elektrische Energie und mechanische Energie anzutreffen.
Spannungsebene	Hier unterscheidet man Höchstspannung, Hochspannung, Mittelspannung und Niederspannung.

Speicher, netzgetriebene und marktgetriebene	Speicher dienen dazu, Energie in Zeiten hoher Stromerzeugung oder niedriger Strompreise zu speichern, und im entgegengesetzten Fall wieder ab zugegeben. Netzgetriebene Speicher werden verwendet, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten bzw. Stromspitzen bei erneuerbaren Energie auszugleichen. Ist der Strompreis ausschlaggebend für den Betrieb des Speichers, ist er marktgetrieben. Speicher können u.a. Pumpspeicher oder Druckluftspeicher sein.
Spitzenlast	Die Spitzenlast ist die maximale Leistung, die während einer Zeitspanne (z.B. Tag, Monat, Jahr) von einer Verbrauchseinrichtung bezogen wird oder über ein Versorgungsnetz aufzubringen ist.
Stabilität, dynamische	Geht ein Elektrizitätsversorgungssystem nach einer "großen" Störung über abklingende Ausgleichsvorgänge in einen stationären, also stabilen Betriebszustand über, so liegt dynamische Stabilität in Bezug auf Art, Ort und Dauer dieser Störung vor. Der stationäre Betriebszustand nach der Störung kann mit dem vor der Störung identisch sein oder von ihm abweichen.
Stakeholder	Als Stakeholder (engl. für <i>ökonomischer Teilhaber</i>) wird eine Person oder Gruppe bezeichnet, die ein berechtigtes Interesse am Verlauf oder Ergebnis eines Prozesses oder Projektes hat.
Startnetz	Das Startnetz bildet die Berechnungsgrundlage für die Netzplanung. Es umfasst das heutige, bestehende Netz (Ist-Netz), die EnLAG-Maßnahmen sowie die Netzausbaumaßnahmen, die sich bereits in der Umsetzung befinden (Planfestgestellte Vorhaben; teilweise bereits im Bau).
Strategische Umweltprüfung	Instrument zur systematischen Prüfung der Umweltauswirkungen von bestimmten Plänen und Programmen. Die Strategische Umweltprüfung ist ein unselbständiger Teil behördlicher Verfahren zur Aufstellung oder Änderung von Plänen und Programmen, die von einer Behörde, einer Regierung oder im Wege eines Gesetzgebungsverfahrens angenommen werden, § 2 Abs.4 UVPG.
Strategische Umweltprüfung (SUP)	Die strategische Umweltprüfung ist ein durch eine EU-Richtlinie vorgesehenes, systematisches Prüfungsverfahren, mit dem die Umweltaspekte bei strategischen Planungen und dem Entwurf von Programmen untersucht werden.

Strategische Umweltprüfung (SUP)	Eine Strategische Umweltprüfung (SUP) ist ein Prüfungsverfahren um Strategien und Planungen zu ihrer Umweltverträglichkeit zu untersuchen. Die SUP setzt zeitlich vor dem konkreten Einzelprojekt an und ermöglicht eine vorausschauende Analyse verschiedenster Umweltaspekte und die Ermittlung von Alternativen
Stromgrenzwert	Zulässige Höchstbelastung (Stromstärke) eines Leiterseils bzw. eines Stromkreises.
Strompreise	Die Preise von Stromversorgern bestehen aus mindestens zwei Komponenten: dem verbrauchsunabhängigen Grundpreis in Euro pro Monat oder Jahr und dem Verbrauchs- oder Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde. Bei manchen Versorgern spaltet sich der Grundpreis in einen Leistungs- und einen Verrechnungspreis (Zählermiete) auf. Der Verbrauchspreis kann entweder nur aus einem Hochtarif oder aus einem Hochtarif und einem Niedertarif bestehen.
Systemstabilität	Bei der Systemstabilität handelt es sich um die Eigenschaft eines elektrischen Systems (d. h. in der Regel Stromnetzes) bei unvorhergesehenen Ereignissen (Ausfällen / Störungen) wieder in einen stabilen Zustand überzugehen.
Szenariorahmen	Im Szenariorahmen werden Annahmen über die wahrscheinliche Entwicklung der Energieerzeugung und des Energieverbrauchs in den nächsten zehn bzw. zwanzig Jahren getroffen. Er umfasst mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien), die die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Er wird jährlich von den Übertragungsnetzbetreibern erstellt und der Bundesnetzagentur zur Konsultation und anschließenden Genehmigung vorgelegt. Der Szenariorahmen bildet die Grundlage für den Netzentwicklungsplan.
Topologieänderung	Die Struktur der Verbindungen des Netzes wird verändert. Ein anschauliches Beispiel ist das Ein- oder Ausschalten einer Leitung. Weitere Beispiele sind das Ändern von Sammelschienenbelegungen oder das Schließen/Trennen von Sammelschienenkupplungen.
Transformatoren	Transformatoren dienen der Erhöhung und Verringerung von Wechselspannungen, z. B. von 380kV (Höchstspannung) auf 110kV (Hochspannung) und umgekehrt. Ein weiteres Beispiel für Transformatoren sind Netzgeräte von Mobiltelefonen.

Transportkapazitäten, grenzüberschreitende	Maximale Leistung, die über alle Leitungen zwischen zwei Ländern fließen kann.
Trasse	Die Trasse ist der geplante oder bestehende Verlauf einer Leitung zwischen zwei Orten
Trasse / Schutzstreifen	Ist der für die Führung einer Freileitung erforderliche Geländestreifen.
Trassenkorridor	Als Entscheidung der Bundesfachplanung auszuweisende Gebietsstreifen, innerhalb derer die Trasse einer Stromleitung verläuft und für die die Raumverträglichkeit festgestellt werden soll oder festgestellt ist, § 3 Abs. 1 NABEG.
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan; Alle zwei Jahre erarbeitet ENTSO-E einen Zehnjahresplan zur Netzentwicklung. Er gilt gemeinschaftsweit, ist nicht bindend und soll eine größere Transparenz beim gesamten EU-Übertragungsnetz gewährleisten. Den ersten Plan veröffentlichte ENTSO-E am 30. Juni 2010.
Übertragung	Der Transport von Elektrizität über ein Höchstspannungs- und Hochspannungsverbundnetz einschließlich grenzüberschreitender Verbindungsleitungen zum Zwecke der Belieferung von Letztverbrauchern oder Verteilern, jedoch nicht die Belieferung der Kunden selbst (§ 3 Nr. 32 EnWG)
Übertragungsnetz	Das Übertragungsnetz dient der überregionalen Übertragung von elektrischer Energie zu nachgeordneten Netzen und erfüllt Verbundaufgaben auf nationaler und internationaler Ebene. Es wird daher häufig auch als "Verbundnetz" (s.u.) bezeichnet. Um Verluste gering zu halten werden sie mit hoher Spannung betrieben (in Deutschland 220 oder 380 kV).
Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)	Übertragungsnetzbetreiber sind verantwortlich für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen.

Umrichter	Ein Umrichter wandelt eine eingehende Wechselspannung in eine andere Wechselspannung um. Dabei kann er die Frequenz und Spannungshöhe verändern.
Umspannwerk	Ein Umspannwerk ist Teil des elektrischen Versorgungsnetzes eines Energieversorgungsunternehmens und dient der Verbindung unterschiedlicher Spannungsebenen.
Umweltbericht	Das EnWG schreibt einen Umweltbericht zur Vorbereitung auf den Bundesbedarfsplan vor. In der strategischen Umweltprüfung (SUP) untersucht die Bundesnetzagentur für alle notwendigen Vorhaben, welche Folgen sich voraussichtlich für Menschen, Tiere und Umwelt durch den Bau von Freileitungen und Erdkabeln in Drehstrom- oder Gleichstromtechnik ergeben können. Die Ergebnisse der SUP werden in dem Umweltbericht zusammengefasst.
Umweltprüfung	Siehe Strategische Umweltprüfung
Umweltverträglichkeit nach EnWG	Bedeutet, dass die Energieversorgung den Erfordernissen eines nachhaltigen, insbesondere rationellen und sparsamen Umgangs mit Energie genügt, eine schonende und dauerhafte Nutzung von Ressourcen gewährleistet ist und die Umwelt möglichst wenig belastet wird, der Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbaren Energien kommt dabei besondere Bedeutung zu (§ 3 Nr. 33 EnWG)
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 (Versorgungssicherheit) 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 erzeugten Energie. Windräder und Solaranlagen sind nicht wie früher Großkraftwerke an das Übertragungsnetz angeschlossen, sondern an die Nieder- und Mittelspannungsnetze in der Verteilnetzebene.

ne.

VNB	Verteilernetzbetreiber
Vorbehaltsgebiete	Vorbehaltsgebiete sind Festlegungen in Raumordnungsplänen, auf deren Fläche einer Nutzung des Raumes eine hohe Priorität eingeräumt wird. Die in Vorbehaltsgebieten vorgesehene Nutzung erhält in der Abwägung der Ansprüche an den Raum eine höhere Priorität, schließt andere Nutzungen dabei jedoch nicht aus.
Vorhaben	Mehrere Maßnahmen werden zu einem Vorhaben zusammengefasst, wenn nur in ihrer Gesamtheit die geplante Verstärkung oder der geplante Ausbau des Gesamtnetzes gewährleistet werden kann. Eine Maßnahme alleine könnte in diesen Fällen die angestrebte Verbesserung nicht leisten.
Vorhaben (NABEG)	Die Errichtung oder die Änderung von grenzüberschreitenden oder länderübergreifenden Leitungen.
Vorhabenträger	Behörde oder privates Unternehmen, die bzw. das für die Planung und Umsetzung eines Vorhabens verantwortlich ist. Der Vorhabenträger erarbeitet die für die jeweiligen Planungs- und Zulassungsverfahren notwendigen Planunterlagen und reicht diese bei der jeweils zuständigen Behörde ein.
Vorhabenträger (NABEG)	Der nach § 12c Absatz 4 Satz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes verantwortliche Betreiber von Übertragungsnetzen, § 3 Abs. 3 NABEG.
Vorranggebiete	Vorranggebiete sind Festlegungen in Raumordnungsplänen, auf deren Fläche eine Nutzung des Raumes vorgesehen ist und die andere Nutzungen auf derselben Fläche ausschließt. Die durch die Festsetzung vorgesehene Nutzung erhält in der Abwägung der Ansprüche an den Raum Vorrang vor anderen Nutzungen.
VSC-Technik	Voltage-Sourced Converter

Wechselstrom	auch Dreiphasenwechselstrom; 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 <i>Blindleistung</i>) der Teil der elektrischen Leistung bezeichnet, die von den Verbrauchern umgesetzt werden kann.
Zuverlässigkeit	Die Zuverlässigkeit (der Versorgung) ist die Fähigkeit eines Elektrizitätsversorgungssystems, seine bestimmungsgemäße Aufgabe unter vorgegebenen Bedingungen während einer bestimmten Zeitspanne zu erfüllen.

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

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Telefon: +49 228 14-0

Telefax: +49 228 14-8872

E-Mail: info@bnetza.de

www.bundesnetzagentur.de