



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

NETZENTWICKLUNGSPLAN STROM 2012
ENTWURF DER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER

50Hertz Transmission GmbH

Eichenstraße 3A
12435 Berlin

Geschäftsführung:

Boris Schucht (Vorsitz), Udo Giegerich, Hans-Jörg Dorny,
Dr. Frank Golletz, Dr. Dirk Biermann

Handelsregister:

Amtsgericht Charlottenburg, HRB 84446

Umsatzsteuer-ID: DE 813473551

www.50hertz.com

Amprion GmbH

Rheinlanddamm 24
44139 Dortmund

Geschäftsführung:

Dr. Hans-Jürgen Brick, Dr. Klaus Kleinekorte

Handelsregister:

Amtsgericht Dortmund, HRB 15940

Umsatzsteuer-ID: DE 813761356

www.amprion.net

TenneT TSO GmbH

Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth

Geschäftsführer:

Martin Fuchs (Vorsitz), Dr. Markus Glatfeld,
Alexander Hartman, Bernardus Voorhorst

Handelsregister:

Amtsgericht Bayreuth, HRB 4923

Umsatzsteuer-ID: DE 815073514

www.tennetso.de

TransnetBW GmbH

Kriegsbergstraße 32
70174 Stuttgart

Geschäftsführer:

Rainer Joswig, Dr. Rainer Pflaum

Handelsregister:

Registergericht Stuttgart, HRB 740510

Umsatzsteuer-ID: DE 191008872

www.transnetbw.de

Verfasser

Olivier Feix (50Hertz Transmission GmbH),
Ruth Obermann (Amprion GmbH),
Mike Hermann (TenneT TSO GmbH),
Stefan Zeltner (TransnetBW GmbH)

Telefon: +49 30 5150 2335

E-Mail: info@netzentwicklungsplan.de

www.netzentwicklungsplan.de

Gestaltung und Druck

CB.e Clausecker | Bingel AG

Agentur für Kommunikation

www.cbe.de

INHALTSVERZEICHNIS

VORWORT DER VIER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER	8
1 EINFÜHRUNG	10
1.1 Die Rolle des Übertragungsnetzes in der Energieversorgung	10
1.2 Rechtliche Grundlage	12
1.3 Der Gesamtprozess	12
2 METHODIK DER ERSTELLUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS	15
2.1 Schritte zur Erstellung des Netzentwicklungsplans	16
2.2 Power to Gas	19
2.3 Einordnung der Ergebnisse des Netzentwicklungsplans.	21
3 SZENARIEN	23
3.1 Szenariotechnik	23
3.2 Szenariorahmen	24
3.2.1 Gesetzliche Anforderungen	24
3.2.2 Eingangsüberlegungen der Übertragungsnetzbetreiber	24
3.2.3 Ergebnisse der Konsultation	28
3.2.4 Herleitung der Jahreshöchstlast in 2010	30
3.3 Aufbereitung des Szenariorahmens	32
3.3.1 Regionalisierung konventioneller Kraftwerke und Speicher	32
3.3.2 Regionalisierung der Erzeugung aus regenerativen Energiequellen	33
3.3.3 Regionalisierung des Verbrauchs	34
3.3.4 Ergebnisse der Regionalisierung	38
3.3.5 Nachbildung des Auslands.	44
4 MARKTSIMULATION	46
4.1 Modellierung des Energiemarkts	46
4.1.1 Funktionsweise des Marktsimulationsverfahrens	46
4.1.2 Eingangsdaten	47
4.1.3 Kraftwerkparameter	48
4.2 Ergebnisse der Marktsimulationen	49
4.2.1 Länderbilanzen und Energieaustausch	49
4.2.2 Bundesländerbilanzen und Einspeisungen in Deutschland nach Energieträgern	53
4.2.3 KWK-Mengen	61
4.2.4 Dumped Energy in Deutschland (nicht verwertbare Energiemengen in Deutschland)	63
4.2.5 Volllaststunden der Erzeugungsanlagen in Deutschland	64
4.2.6 Einhaltung der Ziele der Bundesregierung	66
4.3 Aufbereitung für Netzberechnungen.	71

5 NETZANALYSEN	72
5.1 Technologiebewertung	72
5.1.1 Bewertungskriterien	72
5.1.2 Optimierung und Flexibilisierung des bestehenden Drehstromnetzes	72
5.1.3 AC-Zubau mit Längskompensation	73
5.1.4 AC-Ausbau in höheren Spannungsebenen	74
5.1.5 DC-Technologie (HGÜ-Systeme)	74
5.1.6 Kombiniertes Ausbau in AC-/DC-Technologie.	77
5.2 Stationäre Netzanalysen	78
5.2.1 Planungsgrundsätze	78
5.2.2 Beschreibung des Netzmodells	78
5.2.3 Startnetztopologie	79
5.2.4 Weitere Rahmenbedingungen	81
5.2.5 Methodik der Leistungsflussberechnungen.	81
5.3 Vorgehen zur Bewertung des Netzausbaus aus Sicht der Systemstabilität.	83
5.3.1 Begriffsdefinitionen.	83
5.3.2 Prämissen und Kriterien für die Bewertung der Stabilität	86
5.3.2.1 Spannungsstabilität.	87
5.3.2.2 Transiente Stabilität.	89
5.3.2.3 Systemtechnische Vorgaben für die stationäre Netzplanung	91
5.3.2.4 Auswahl und Aufbereitung eines Netznutzungsfalls aus dem Szenario C 2022 für Stabilitätsuntersuchungen	91
5.3.3 Beschreibung des dynamischen Netzmodells	92
6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE	95
6.1 Netzausbaumaßnahmen im Startnetz.	95
6.2 Netzmaßnahmen aus den Szenarien	103
6.2.1 Netzmaßnahmen Szenario A 2022.	104
6.2.2 Netzmaßnahmen Szenario B 2022 (Leitszenario).	106
6.2.3 Netzmaßnahmen Szenario B 2032	108
6.2.4 Netzmaßnahmen Szenario C 2022	110
6.3 Ergebnisse der Stabilitätsuntersuchungen	112
6.3.1 Ausgewählte Ergebnisse der Untersuchung der Spannungsstabilität	112
6.3.2 Ausgewählte Ergebnisse der Untersuchung der transienten Stabilität	117
6.3.3 Fazit	136
6.4 Sensitivitäten bei reduzierter Verbraucherlast	137
6.4.1 Szenario B 2022.	137
6.4.2 Szenario B 2032.	140
6.4.3 Fazit	143
6.5 Ergebnis und Empfehlung	143
7 KONSULTATION	147
8 FAZIT	148

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Regelzonen	11
Abbildung 2: Der Gesamtprozess	13
Abbildung 3: Vorgehen zur Herleitung des Netzentwicklungsplans	17
Abbildung 4: Szenariotrichter	23
Abbildung 5: Algorithmus zur Anpassung der Verbrauchszeitreihen	35
Abbildung 6: Zusammenhang der Zeitreihen.	36
Abbildung 7: Übersicht der Kennwerte der Verbrauchszeitreihen in den Bundesländern	37
Abbildung 8: Installierte Leistungen je Szenario	38
Abbildung 9: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario A 2022	40
Abbildung 10: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2022	41
Abbildung 11: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2032	42
Abbildung 12: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario C 2022	43
Abbildung 13: Verfahrensübersicht der Marktsimulation	47
Abbildung 14: Energiesalden ausgewählter europäischer Märkte je Szenario	50
Abbildung 15: Energiesalden ausgewählter europäischer Märkte (Verbrauch <100 TWh) je Szenario	51
Abbildungen 16/17: Austauschenergiemengen Szenario A 2022 / Austauschenergiemengen Szenario B 2022	52
Abbildungen 18/19: Austauschenergiemengen Szenario B 2032 / Austauschenergiemengen Szenario C 2022	52
Abbildung 20: Im- und Exporte	53
Abbildung 21: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario A 2022	54
Abbildung 22: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2022	55
Abbildung 23: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2032	56
Abbildung 24: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario C 2022	57
Abbildung 25: Energiemengen der Einspeisung, des Verbrauchs und des Imports/Exports der Szenarien im Vergleich	58
Abbildung 26: Vergleich der Energiemengen zwischen Szenariorahmen und Sensitivitätsszenarien	60
Abbildung 27: KWK-Erzeugung nach Primärenergetypen	62
Abbildung 28: KWK-Erzeugung <20 MW nach Primärenergetypen.	62
Abbildung 29: Vergleich der Volllaststunden je Szenario	65
Abbildung 30: Emission von Kohlenstoffdioxid nach Sektoren	67
Abbildung 31: Primärenergeträgerverbrauch	68
Abbildung 32: Anteil der Erzeugung aus erneuerbaren Energien.	69
Abbildung 33: Dynamischer Übergang zwischen stationären Netzzuständen unter Einwirkung eines Netzfehlers.	84
Abbildung 34: Strukturierung des Stabilitätsbegriffs	84
Abbildung 35: Einfluss von Hochstrombetrieb und Netzausbau auf die Stabilitätsreserve	86
Abbildung 36: Verlust der Spannungsstabilität nach Ausfall von Erzeugungseinheiten.	88
Abbildung 37: Fault Ride Through (FRT)-Charakteristik für thermische Kraftwerke	90
Abbildung 38: Standorte der Blindleistungskompensationsanlagen	92
Abbildung 39A: Ursprüngliche Startnetztopologie mit entfallenden Massnahmen	96
Abbildung 39B: Deutsches Höchstspannungsnetz NEP 2012-Netzausbau Startnetz 2022	97
Abbildung 40: Szenario A 2022	105
Abbildung 41: Szenario B 2022	107
Abbildung 42: Szenario B 2032	109
Abbildung 43: Szenario C 2022	111

Abbildung 44: Minimale Spannungen, maximale Ströme aller (n-1)-Fälle (Auswertung aus allen nicht zeitgleichen (n-1)-Fällen)	112
Abbildung 45: (n-2)-Ausfallsituation (Ausfall Stromkreise: Frankfurt-Südwest – Gießen-Nord, Dipperz – Großkrotzenburg)	113
Abbildung 46: Ausfall HGÜs Cloppenburg/Ost – Bürstadt, Wehrendorf – Urberach (4 GW)	114
Abbildung 47: Szenario C 2022, Netznutzungsfall 735 ohne HGÜ-Overlayverbindungen	115
Abbildung 48: Standorte der Blindleistungskompensationsanlagen	116
Abbildung 49: (n-3)-Ausfall der HGÜs Brunsbüttel – Großgartach, Wilster – Goldshöfe, Kaltenkirchen – Grafenrheinfeld (Summe 3,9 GW)	117
Abbildung 50: 3-poliger Kurzschluss auf einem Stromkreis Bärwalde-Schmölln mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und Ausfall beider Stromkreise	119
Abbildung 51: 3-poliger Kurzschluss auf einem Stromkreis Güstrow – Görries mit nachfolgender Fehlerklärung nach 150 ms	120
Abbildung 52: Verhalten des Offshore-Windparks Arkona Becken Südost und von Onshore-seitigen STATCOMs nach einem 3-poligen Kurzschluss in Lubmin mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms	121
Abbildung 53: Vergleich des Betriebes mit und ohne STATCOM in Lubmin bei einem 3-poligen Kurzschluss in Lubmin mit nachfolgender Fehlerklärung nach 150 ms	122
Abbildung 54: 3-poliger Kurzschluss auf der Mittelrheinleitung (Fehlerdauer: 150 ms)	124
Abbildung 55: 3-poliger Kurzschluss auf der Mittelrheinleitung (Fehlerdauer: 250 ms)	125
Abbildung 56: 3-poliger Kurzschluss an HGÜ-Zuleitung Osterath (Fehlerdauer: 150 ms) mit anschließender Abschaltung der HGÜ-Verbindung Emden – Osterath	126
Abbildung 57: 3-poliger Kurzschluss an HGÜ-Zuleitung Bürstadt (Fehlerdauer: 150 ms) mit anschließender Abschaltung der HGÜ-Verbindungen Cloppenburg – Bürstadt und Wehrendorf – Urberach	127
Abbildung 58: Frequenzabweichungen	128
Abbildung 59: 3-poliger Kurzschluss am UW Büttel, Ausfall einer Leitung nach Wilster, Fehlerdauer: 150 ms, Spannungsstützung durch Konverter aktiv	129
Abbildung 60: 3-poliger Kurzschluss am UW Büttel, Ausfall einer Leitung nach Wilster, Fehlerdauer: 150 ms, Spannungsstützung durch Konverter inaktiv	129
Abbildung 61: 3-poliger Kurzschluss in der Nähe der UW Borken, Ausfall beider Stromkreise nach Gießen, Fehlerdauer: 150 ms	130
Abbildung 62: Konzeptgemäß geklärter Sammelschienenfehler (150 ms) in Kühmoos.	132
Abbildung 63: Konzeptgemäß geklärter Sammelschienenfehler (150 ms) in Kühmoos.	132
Abbildung 64: Konzeptgemäß geklärter 3-poliger Kurzschluss auf der Leitung Daxlanden – Philippsburg	133
Abbildung 65: DC-Fehler auf einer typischen VSC-HGÜ mit Halbbrücken-Konverter zwischen Osterath und Philippsburg	134
Abbildung 66: DC-Fehler auf einer typischen VSC-HGÜ mit Vollbrücken-Konverter zwischen Osterath und Philippsburg.	135
Abbildung 67: Dauerlinie der deutschen Handelsbilanz für die Szenarien B 2022-Basis und B 2022-Lastreduktion	138
Abbildung 68: Differenzen der Übertragungsanforderungen an AC-Leitungen (95%-Quantil der Leitungsauslastungen) für die Netznutzungsszenarien B 2022-Basis und B 2022-Lastreduktion	139
Abbildung 69: Gegenüberstellung von Auslastungsdauerlinien der HGÜ-Korridore im Szenario B 2022-Basis und B 2022-Lastreduktion	140
Abbildung 70: Dauerlinie der deutschen Handelsbilanz für die Szenarien B 2032-Basis und B 2032-Lastreduktion	141
Abbildung 71: Differenzen der Übertragungsanforderungen (95%-Quantil der Leitungsauslastungen) der Netznutzungsszenarien B 2032-Basis und B 2032-Lastreduktion	142
Abbildung 72: Gegenüberstellung von Auslastungsdauerlinien der HGÜ-Korridore im Szenario B 2032-Basis und B 2032-Lastreduktion	142
Abbildung 73: Gegenüberstellung der Netzausbauvolumen der Szenarien	143
Abbildung 74: Längen der Trassenoptimierungen in Abhängigkeit der Szenarien.	144
Abbildung 75: Neubautrassen in Abhängigkeit der Szenarien	145
Abbildung 76: Abschätzung der Investitionskosten in Abhängigkeit der Szenarien	145

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Annahmen zu den Kosten für Brennstoffe und CO ₂ in den Szenarien	27
Tabelle 2: Emissionsfaktoren je Energieträger	27
Tabelle 3: Szenariorahmen – Erzeugungskapazitäten	28
Tabelle 4: Nettostromverbrauch in den genehmigten Szenarien	30
Tabelle 5: Aufteilung des Verbrauchs in den Regelzonen	35
Tabelle 6 : Zuordnung der Szenarien für Deutschland und Europa	44
Tabelle 7: Übersicht Dumped Energy	63
Tabelle 8: Übersicht Dumped Energy für Lastsensitivitäten	64
Tabelle 9: Erfüllung der Ziele der Bundesregierung nach Szenarien	70
Tabelle 10: Netzausbaumaßnahmen des Startnetzes von 50Hertz	98
Tabelle 11: Netzausbaumaßnahmen des Startnetzes von Amprion	99
Tabelle 12: Netzausbaumaßnahmen des Startnetzes von TenneT TSO	101
Tabelle 13: Netzausbaumaßnahmen des Startnetzes von TransnetBW	103
Tabelle 14: Szenarien zur Bewertung der Auswirkung einer Lastreduktion auf notwendige Übertragungskapazitäten	137

**Sehr geehrte Leserin,
sehr geehrter Leser,**

die zuverlässige Versorgung mit Energie und ganz besonders mit Strom ist die Grundlage für eine moderne Volkswirtschaft, für Wachstum und für unser aller Wohlstand. In Deutschland wird der Strom durch die rund 35.000 km langen Übertragungsnetze von den Erzeugern in die Verbrauchszentren transportiert. Zugleich verbinden die Übertragungsnetze Deutschland elektrisch mit den Nachbarländern, die so gemeinsam den internationalen Stromverbund Kontinentaleuropas bilden. Dieses europaweite Netz ist die Plattform für den Stromhandel in Europa. Verantwortlich für die deutschen Übertragungsnetze sind die vier Unternehmen 50Hertz, Amprion, TenneT TSO und TransnetBW.

Die Energiewende verändert die deutsche Energieinfrastruktur fundamental und bedeutet zugleich eine Wende für das gesamte Stromversorgungssystem in Deutschland. Diese Veränderung betrifft an erster Stelle die Übertragungsnetze, aber auch die Verteilungsnetze. Die Netze müssen den neuen Ansprüchen einer nachhaltigen, auf erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung gerecht werden. Für die Übertragungsnetze bedeutet das in der Praxis, dass sie bedarfsgerecht optimiert, verstärkt, aus- oder neugebaut werden müssen. Das gesamte deutsche Übertragungsnetz muss im Lichte dieses Systemwechsels fit für die Zukunft gemacht werden. Diese Aufgabe ist sehr dringlich, denn erst wenn die „Stromautobahnen“ fertiggestellt sind, können auf ihnen auch die großen Mengen Strom von Norden nach Süden transportiert werden, deren Erzeugung einerseits im Moment in Planung und andererseits auch schon Realität ist.

Im Rahmen der jüngsten Energierechtsnovelle hat der Gesetzgeber die vier Übertragungsnetzbetreiber mit der Erstellung des Netzentwicklungsplans beauftragt. Er ist der Plan für die Zukunft der Stromnetze und damit wesentlicher Baustein für das Gelingen der Energiewende. Der Netzentwicklungsplan 2012 ist der erste seiner Art, und er bildet die Infrastruktur für die deutsche Stromversorgung für die nächsten zehn bzw. 20 Jahre ab. Ferner schreibt das Gesetz vor, diesen Plan jährlich zu aktualisieren, um neuen wirtschaftlichen und technologischen Entwicklungen Rechnung zu tragen.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind sich der Verantwortung bewusst, die sie bei der Neugestaltung der Energiewirtschaft tragen. Sie verstehen sich als Dienstleister im Auftrag der Gesellschaft und wollen mit ihrer Erfahrung und ihrem Wissen ihren bestmöglichen Anteil zum Gelingen des gemeinsamen gesellschaftlichen Projekts „Energiewende“ beitragen. Dieser Netzentwicklungsplan soll dafür ein wesentlicher Baustein sein.

Bei dem hier vorliegenden Netzentwicklungsplan handelt es sich um einen Entwurf, welcher der Bundesnetzagentur zur kritischen Würdigung und der Öffentlichkeit zur Konsultation gestellt wird. Die Stellungnahmen der Öffentlichkeit und die Anmerkungen der Bundesnetzagentur werden aufgenommen, dokumentiert und fließen in die finale Fassung ein, die dann nach offizieller Freigabe durch die Bundesnetzagentur „Der Netzentwicklungsplan 2012“ sein wird.

Wir möchten allen unseren Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern danken, die mit viel Engagement und Kraft an der Erstellung dieses ersten Netzentwicklungsplans mitgewirkt haben. Ebenfalls danken wir dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen für seine Unterstützung bei der Marktsimulation und der Modellierung. Wir bedanken uns bei den zahlreichen Vertretern aus Politik, Wirtschaft und Wissenschaft für die wertvollen Anregungen und Hinweise aus zahlreichen Gesprächen und Diskussionen in den letzten beiden Jahren, die die Gestaltung dieses ersten Entwurfs mittelbar und unmittelbar beeinflusst haben.

Nicht zuletzt möchten wir der „Öffentlichkeit“ danken, den über 200 Vertretern und Institutionen aus allen gesellschaftlichen Bereichen, die mit ihren Stellungnahmen im Rahmen der Konsultation des Szenariorahmens eine wichtige Grundlage für die Erstellung dieses ersten Entwurfs gelegt haben.

Wir freuen uns auf Ihre Rückmeldungen im Rahmen der nun anstehenden Konsultation!



Boris Schucht
50Hertz Transmission GmbH



Dr. Klaus Kleinekorte
Amprion GmbH



Martin Fuchs
TenneT TSO GmbH



Rainer Joswig
TransnetBW GmbH

1 EINFÜHRUNG

Die europäische Energiepolitik hat nicht zuletzt im Rahmen ihres 3. EU-Energiebinnenmarktpaketes vom 13. Juli 2009 drei wesentliche Ziele für die zukünftige europäische Energieversorgung definiert:

- Stärkung des europäischen Binnenmarktes,
- Förderung einer CO₂-freien Energieerzeugung,
- Versorgungssicherheit.

Die Umsetzung und damit die Verankerung dieser Ziele im nationalen Recht, etwa durch die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) vom August 2011 sowie weitere nationale energiepolitische Anforderungen, bestimmen die gegenwärtige und vor allem die zukünftige Energieversorgung in Deutschland. Hervorzuheben sind hier das vom Deutschen Bundestag im Juni 2011 mit großer Mehrheit beschlossene „13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes“, das den Ausstieg aus der Kernkraft bis 2022 regelt, und die Novellierung des Erneuerbare Energien-Gesetzes (EEG), welches festlegt, dass 80 % des nationalen Energiebedarfs bis 2050 durch erneuerbare Energien abgedeckt werden sollen.

Diese Vorgaben der europäischen und nationalen energiepolitischen Ziele bilden den ordnungspolitischen Rahmen der sogenannten Energiewende und leiten einen weitreichenden Umbau der nationalen Energieversorgung und deren Infrastruktur ein. Dieser betrifft die Erzeugung, Speicherung, Verteilung und ganz besonders die Übertragung von Strom und ist notwendig, da die Infrastruktur für elektrische Energieversorgung in ihrer heutigen Ausprägung historisch bedingt auf eine thermische, weitestgehend fossile Stromerzeugung ausgelegt ist. Die elektrische Energie wurde überwiegend zentral in der Nähe der Verbrauchszentren erzeugt, und die Transportentfernungen waren entsprechend kurz.

Die Energiewende verändert die Anforderungen an die Stromnetze nachhaltig: Photovoltaikanlagen, Biogasanlagen, Windparks an Land (onshore) und auf See (offshore) und zahlreiche weitere Formen alternativer Energieerzeugung sind schon heute wesentliche Bestandteile der Energielandschaft. Ihre Bedeutung und auch ihre Erzeugungskapazitäten werden jedoch zukünftig noch weiter zunehmen. Große Energiemengen werden dann lastfern durch schwankende Quellen produziert. Dies macht den Leistungstransport über größere Entfernungen zu den Verbrauchszentren notwendig und führt zu hohen Anforderungen an die Flexibilität konventioneller Kraftwerke.

Sichere Netze sind die Voraussetzung für eine stabile Energieversorgung und damit Grundlage einer funktionierenden Wirtschaft und Gesellschaft. Für eine weiterhin hohe Versorgungssicherheit, die Entwicklung des Strommarkts und vor allem die Integration der erneuerbaren Energien sind die Optimierung und der weitere Ausbau der Stromnetze notwendig.

1.1 DIE ROLLE DES ÜBERTRAGUNGSNETZES IN DER ENERGIEVERSORGUNG

Funktion des Übertragungsnetzes

Um Erzeuger und Verbraucher physikalisch zusammen zu bringen, d.h. die erzeugte elektrische Energie an die stromverbrauchenden Kunden zu liefern, sind Übertragungs- und Verteilungsnetze erforderlich. Die Übertragungsnetze als Teil des deutschen Stromverbundnetzes transportieren auf der Höchstspannungsebene mit 380 und 220 Kilovolt große Energiemengen von den einspeisenden Erzeugungseinheiten (konventionelle und regenerative Kraftwerke) über weite Distanzen zu einigen wenigen an das Höchstspannungsnetz direkt angeschlossenen Kunden und zu den Verteilungsnetzen in den Regionen; sie sind sozusagen die „Stromautobahnen“ der Republik. Darüber hinaus verbinden sie das deutsche Stromnetz mit denen der Nachbarländer und ermöglichen so den länderübergreifenden Energieaustausch in Europa. Die Übertragungsnetze bilden das Rückgrat der modernen Energieinfrastruktur.

Auf regionaler Ebene wird der Strom über Hoch- und Mittelspannungsnetze verteilt. Zu den stromverbrauchenden Kunden mit Netzanschluss an diese Spannungsebenen gehören größere Verbraucher wie z. B. Industrieunternehmen. An Niederspannungsnetze sind kleine lokale Stromkunden wie z. B. Einzelhaushalte angeschlossen. Die dezentralen Erzeugungsanlagen, insbesondere Photovoltaik- und Windenergieanlagen, sind größtenteils an die Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze angeschlossen. Übersteigt die dezentral eingespeiste Leistung den Energiebedarf in diesen Netzbereichen, muss auch diese Leistung vom Übertragungsnetz abtransportiert werden. Für den sicheren und zuverlässigen Betrieb der Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetze sind die Verteilungsnetzbetreiber (VNB) zuständig.

ABBILDUNG 1: REGELZONEN



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Betreiber der Übertragungsnetze

Verantwortlich für die überregionale Versorgung und die Übertragung im Höchstspannungsnetz in Deutschland sind die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TenneT TSO und TransnetBW. Das Übertragungsnetz in Deutschland ist in vier Regionen, sogenannte Regelzonen, unterteilt. Die ÜNB sind verantwortlich für die Wahrung der Systemsicherheit, die bedarfsgerechte Entwicklung und den Betrieb der Höchstspannungsnetze in ihren Regelzonen. 50Hertz betreibt das Höchstspannungsnetz im Norden und Osten Deutschlands. Das Netzgebiet von Amprion liegt schwerpunktmäßig im Westen und Südwesten. Das Netz der TenneT TSO reicht von Schleswig-Holstein bis in den Süden Bayerns. Die TransnetBW verantwortet den größten Teil des Höchstspannungsnetzes von Baden-Württemberg.

Rahmenbedingungen für die Übertragungsnetze

Die Übertragungsnetzbetreiber haben keinen Einfluss auf Anzahl oder Standorte von Energieerzeugern, -speichern oder -verbrauchern. Sie sind unabhängig von Erzeugung und Vertrieb und stellen neutral und diskriminierungsfrei das Übertragungsnetz als Plattform für den Energiemarkt zur Verfügung.

Die vorrangige Einspeisung erneuerbarer Energien und ihre vollständige Integration ist in Deutschland gesetzlich geregelt. Darüber hinaus existieren gesetzliche Regelungen zum Netzanschluss von regenerativen und konventionellen Erzeugungsanlagen, etwa die freie Standortwahl der Kraftwerke, die für die Übertragungsnetzbetreiber bindend sind. Die ÜNB bestimmen somit nicht über Art, Umfang und Ort der Erzeugung oder den Energieverbrauch. Ebenso entscheiden sie nicht über Genehmigungen von Stromtrassen, sondern setzen politische bzw. Verwaltungsentscheidungen um.

Die ÜNB haben vielmehr einen gesellschaftlichen Auftrag, der in § 11 Abs.1 des Energiewirtschaftsgesetzes verankert ist. Er lautet, ein „sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.“ Das heißt, sie gewährleisten den überregionalen Stromaustausch über ihre Leitungen störungsfrei und sorgen dafür, dass sich Erzeugung und Verbrauch zu jeder Zeit im Gleichgewicht befinden.

Mit ihrer Arbeit leisten sie einen bedeutenden Beitrag dazu, dass die Stromversorgung den Zielen der Versorgungssicherheit, der Wirtschaftlichkeit und des Klimaschutzes gleichermaßen dient, denn sie sind verantwortlich für die Systemstabilität des Übertragungsnetzes und tragen damit wesentlich zur Sicherheit der Energieversorgung bei.

1.2 RECHTLICHE GRUNDLAGE

Die Übertragungsnetzbetreiber haben ab 2012 den Auftrag, jährlich einen Netzentwicklungsplan (NEP) für den Ausbau der Übertragungsnetze zu erarbeiten. Rechtliche Grundlage ist das novellierte Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), insbesondere § 12 a–d. Der NEP wird von den vier deutschen ÜNB gemeinsam erstellt und soll alle wirkungsvollen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten, die in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Die erstmalige Übergabe des NEP-Entwurfs an die regulierende Behörde, die Bundesnetzagentur (BNetzA), erfolgt entsprechend den Vorgaben des § 12 b EnWG bis zum 3. Juni 2012. Die Erstellung des NEP wird durch den externen Gutachter Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler von der RWTH Aachen begleitet und validiert.

Die Erarbeitung des Netzentwicklungsplans ist ein iterativer Prozess, der den jeweils aktuellen technologischen und politischen Entwicklungen wie auch den gesellschaftlichen Ansprüchen Rechnung tragen muss. Die Rahmenbedingungen für die Ermittlung des Übertragungsbedarfs sind unter anderem: Energieerzeugung und -verbrauch, technologische Innovationen, physikalische Grenzen, politische Zielvorgaben, europäische Einbettung, Stand der Gesetzgebung und Erzeugerstrukturen. Da diese sich kontinuierlich verändern, sieht der Gesetzgeber die jährliche Erstellung eines Netzentwicklungsplans vor, der jeweils an die aktuellen Gegebenheiten angepasst wird. Der NEP 2012 legt damit nicht die Entwicklung des deutschen Übertragungsnetzes für die nächsten Jahre final fest, sondern bildet vielmehr die Grundlage für weitere Planungen und die Umsetzung der Energiewende in Deutschland. Der NEP 2012 wie auch die Netzentwicklungspläne der Zukunft sind gleichermaßen Ergebnisse wie Dokumentationen aktueller gesellschaftlicher Diskurse über die nationale Energieinfrastruktur.

1.3 DER GESAMTPROZESS

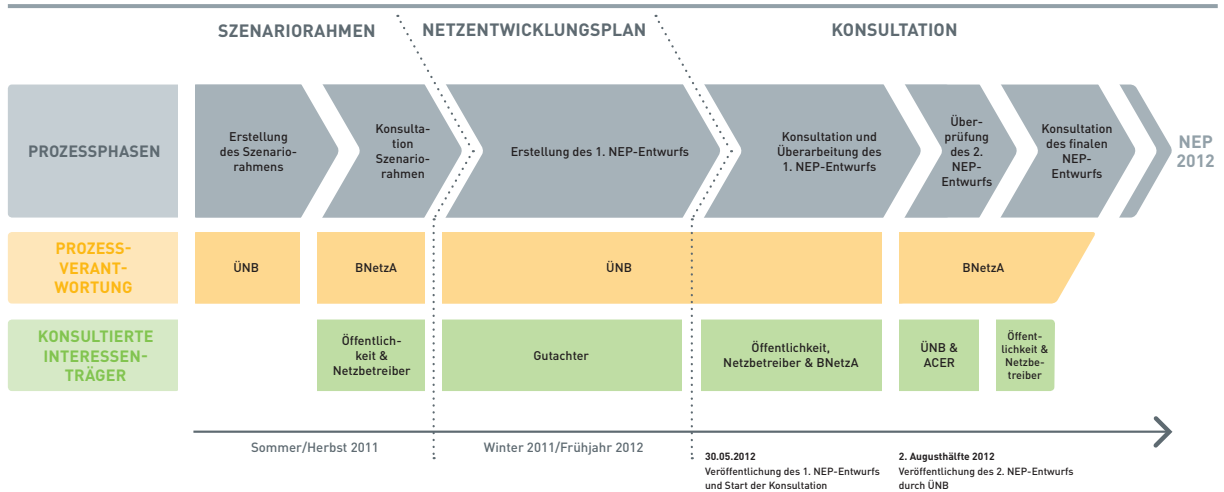
Der Umbau der deutschen Energieinfrastruktur ist eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe, an der Politik, Bürger, Wirtschaft und Zivilgesellschaft gleichermaßen beteiligt sind. Die Energiewende kann nur auf Grundlage gesellschaftlicher Akzeptanz als Ergebnis eines breit angelegten Dialoges und mit weitreichender Unterstützung aller Interessensgruppen gelingen. Die ÜNB setzen daher bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans auf Transparenz und Information und stellen gewählte Verfahren, Methoden und genutzte Daten frühzeitig der Öffentlichkeit vor.

Während des gesamten Verlaufs der Erstellung des Netzentwicklungsplans laden die Übertragungsnetzbetreiber Akteure aus Gesellschaft, Politik, Wirtschaft und Medien zu verschiedenen Informations- und Bürgerveranstaltungen ein, um proaktiv den Dialog mit allen Interessierten zu führen. Es werden Informationen zum Prozess, zur Methodik und zu den zugrundeliegenden Daten vorgestellt. So wird der Öffentlichkeit ein besseres Verständnis der Zusammenhänge vermittelt, und externes Fachwissen und diverse Anregungen können in den Netzentwicklungsplan einfließen.

Die Konsultationen – Beteiligung der Öffentlichkeit

Insgesamt werden bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans drei Konsultationen durchgeführt – zwei davon während der Entstehung des Entwurfs zum Netzentwicklungsplan sowie eine abschließende bei der Veröffentlichung des bestätigten NEP. Die Bestätigung des NEP durch die Bundesnetzagentur erfolgt nach der Prüfung durch die Bundesnetzagentur nach der dritten Konsultation. Die dritte Konsultation wird durch die Bundesnetzagentur durchgeführt. Die Konsultation ist das wichtigste Instrument aktiver gesellschaftlicher Beteiligung. Alle Stellungnahmen werden von den ÜNB bzw. der BNetzA dokumentiert und bearbeitet. Nach Abschluss der jeweiligen Konsultationsschritte werden die Stellungnahmen auf der Seite www.netzentwicklungsplan.de bzw. auf der Internetseite der Bundesnetzagentur www.netzausbau.bundesnetzagentur.de veröffentlicht. Dieses Vorgehen gewährleistet Partizipation und Prozesstransparenz. Die ÜNB überarbeiten den Netzentwicklungsplan nach der Analyse der Konsultationsergebnisse und machen dabei transparent, wie diese im abschließenden Bericht eingeflossen sind.

ABBILDUNG 2: DER GESAMTPROZESS



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Das erste Konsultationsverfahren bezog sich auf den von den ÜNB erstellten Entwurf des Szenariorahmens (siehe Kapitel 3) und ist bereits abgeschlossen. Es wurde am 19. Juli 2011 gestartet und von der BNetzA verantwortet und umgesetzt. Ergänzend zur Konsultation veranstaltete die BNetzA am 6. Oktober 2011 einen Workshop mit Vertretern gesellschaftlicher Interessensgruppen, die im Rahmen des Konsultationsverfahrens zum Szenariorahmen Stellung bezogen hatten. Hier konnten die Beteiligten im konstruktiven Dialog mit den Verantwortlichen der Regulierungsbehörde die Rahmenbedingungen diskutieren. Die Ergebnisse aus Konsultationsverfahren und Workshop wurden von der BNetzA dokumentiert und sind in das Genehmigungsverfahren des Szenariorahmens eingeflossen. Auf der Grundlage des genehmigten Szenariorahmens haben die ÜNB einen ersten Entwurf zum Netzentwicklungsplan erstellt, der mit diesem Bericht vorliegt.

Im Rahmen einer weiteren Konsultation hat die Öffentlichkeit nun Gelegenheit, sich zum Entwurf des Netzentwicklungsplans zu äußern. Sie beginnt am 30. Mai 2012, erstreckt sich über einen Zeitraum von sechs Wochen und endet somit am 10. Juli 2012. In dieser Zeit hat grundsätzlich jede Interessensgruppe und jeder Bürger die Möglichkeit, zum NEP-Entwurf schriftlich Stellung zu nehmen. Dies kann online über die Eingabe in eine Konsultationsmaske auf www.netzentwicklungsplan.de/content/konsultation-2012, per E-Mail an Konsultation@nep.de oder offline auf postalischem Wege geschehen. Die Anschrift lautet: Netzentwicklungsplan Strom, Postfach 10 05 72, 10565 Berlin. Nach Abschluss dieses Konsultationsverfahrens werden alle sachlichen Stellungnahmen online veröffentlicht. Der NEP wird überarbeitet und eine zusammenfassende Erklärung zu den Konsultationsergebnissen angefügt.

Die Bundesnetzagentur als verantwortliche Regulierungsbehörde prüft im Anschluss an die durch die Übertragungsnetzbetreiber durchgeführte Konsultation den zweiten überarbeiteten Entwurf mit den darin vorgeschlagenen Maßnahmen sachlich auf Übereinstimmung mit den gesetzlichen Vorgaben. Innerhalb ihres Prüfungsverfahrens kann die BNetzA eine neuerliche Überarbeitung des Netzentwicklungsplans von den ÜNB einfordern. Bei Bedarf konsultiert die Regulierungsbehörde die Agentur für die Zusammenarbeit der europäischen Regulierungsbehörden (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER). Der Zeitraum für diese Prüfung ist gesetzlich nicht festgelegt. Zeitgleich wird eine strategische Umweltprüfung seitens der BNetzA durchgeführt, die die grundsätzliche Beeinflussung der Umwelt durch die im NEP identifizierten Netzausbaumaßnahmen bewertet. Die Ergebnisse werden in einem Umweltbericht dokumentiert und veröffentlicht.

KORR. 05.06.2012

Die korrekte E-Mail-Adresse lautet:
Konsultation@netzentwicklungsplan.de

Nach Abschluss der Prüfung werden beide Dokumente, Netzentwicklungsplan und Umweltbericht, durch die BNetzA zur Konsultation veröffentlicht. Die Öffentlichkeit und die Behörden, deren Aufgabenbereiche berührt werden, erhalten dabei die Möglichkeit einer Stellungnahme. Wenn alle Anforderungen des Gesetzgebers und der BNetzA erfüllt sind, bestätigt die BNetzA den Netzentwicklungsplan 2012. Der durch die BNetzA bestätigte NEP ist die verbindliche Grundlage für die Netzausbauplanung der Übertragungsnetzbetreiber.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind zu jeder Zeit offen für den konstruktiven und kritischen Dialog mit allen Teilen der Gesellschaft und legen Wert auf eine breite Partizipation an der Weiterentwicklung der Energieinfrastruktur, insbesondere im Konsultationsprozess. Die Perspektiven, das Wissen und die Vorschläge der Öffentlichkeit sind für die Entwicklung, Planung und Umsetzung aller zukünftigen Maßnahmen außerordentlich wertvoll. Deswegen finden sie Berücksichtigung und fließen in die Planung ein.

Bundesbedarfsplan

Die BNetzA kennzeichnet in dem jährlichen Netzentwicklungsplan der ÜNB die bundesländerübergreifenden und grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen. Auf dieser Basis übermittelt die BNetzA den NEP als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan erstmals 2012 und anschließend mindestens alle drei Jahre an die Bundesregierung. Die Bundesregierung beschließt dann einen Bundesbedarfsplan, der dem Bundestag zur Genehmigung vorgelegt wird. Wird der Bundesbedarfsplan vom Bundestag beschlossen, ist damit der konkrete Bedarf an notwendigen Netzausbau- und Optimierungsmaßnahmen rechtlich abschließend festgestellt. Mit der Festschreibung von Netzausbaumaßnahmen im Bundesbedarfsplan stehen für diese die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vorrangige Bedarf fest.

Diese Verbindlichkeit ist von hoher Bedeutung, um den Netzausbau entsprechend den energiepolitischen Zielen vorantreiben zu können.

2 METHODIK DER ERSTELLUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS

Einflussgrößen für die Entwicklung der Energieinfrastruktur

Die Gestaltung der zukünftigen deutschen Energielandschaft hängt von zahlreichen Variablen ab, die direkt oder indirekt Auswirkungen auf den Ausbaubedarf des Stromnetzes haben. Diese Faktoren dokumentieren aber auch die damit verbundene Notwendigkeit, künftige Netznutzungssituationen durch Marktmodelle und die Simulation unterschiedlicher Energieszenarien bestmöglich in einem Netzentwicklungsplan abzubilden:

- **Stromverbrauch**

Wie hoch der Stromverbrauch in zehn Jahren sein wird, hängt unter anderem stark von der Entwicklung der Gesamtwirtschaft und einzelner Industriezweige, aber auch von der Marktentwicklung spezieller Technologien, beispielsweise der Elektromobilität, und dem Erfolg der Energieeffizienzprogramme ab.

- **Effizienz**

Für den Stromverbrauch spielt die Energieeffizienz eine große Rolle. Die Steigerung der Energieeffizienz bei industriellen Prozessen, Wärme und dem privaten Verbrauch führt zu Verlagerungen der Nutzung verschiedener Energieträger. Infolge dieser Entwicklung können sich Änderungen im Stromverbrauch ergeben. Diese Entwicklung läuft der Erhöhung der Energieeffizienz im Stromsektor entgegen.

- **Energieträger**

Die Entwicklungen bei den erneuerbaren Energien, insbesondere der Ausbau der Windenergie und Photovoltaik, aber auch die Rolle konventioneller Kraftwerke mit Energieträgern wie Erdgas und Kohle, haben einen wesentlichen Einfluss auf die Stromproduktion. Für alle Energieträger und deren Einsatz in der Stromproduktion spielen das Dargebot der natürlichen Ressourcen, der CO₂-Ausstoß und die Brennstoffpreise eine zentrale Rolle. Für die Entwicklung des Kraftwerksparks gibt es heute Prognosen, die im Szenariorahmen als Grundlage in den Netzentwicklungsplan eingeflossen sind.

- **CO₂-Preise**

Die Kosten für CO₂-Emissionszertifikate spielen eine bedeutende Rolle bei Investitionsentscheidungen für neue Kraftwerke sowie für den Einsatz der Kraftwerke nach Merit-Order. Steigende CO₂-bedingte Kosten stimulieren Unternehmen, stärker in Energieeffizienztechnologien zu investieren, da sie zu höheren Energiepreisen führen. Die weitere Entwicklung des CO₂-Preises ist nicht absehbar.

- **Europäische Marktintegration**

Erneuerbare Energien werden europaweit verstärkt ausgebaut. Einige Länder, die aufgrund ihrer geografischen Lage das Potenzial haben, errichten neue Speicherkapazitäten, beispielsweise die Schweiz. Grenzübergreifender Handel mit Energie ist in Europa bei unterschiedlichen Energiepreisen Praxis und wird in Zukunft – auch zur Integration der erneuerbaren Energien – weiter zunehmen. Bei hoher regenerativer Energieerzeugung in Deutschland wird verstärkt ins Ausland exportiert. Grund dafür ist die Verdrängung konventioneller Erzeugung und die Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken im europäischen Ausland. Die hierfür benötigten Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und den Nachbarländern werden im Netzentwicklungsplan berücksichtigt.

- **Energiespeicherung**

Das Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch muss zu jeder Zeit gewährleistet sein. Speicher können grundsätzlich einen Beitrag zur Vergleichmäßigung des stark schwankenden Energieangebots durch Wind und Sonne leisten. Die verlustarme Speicherung von Energie ist auch heute noch eine der größten energietechnischen und -technologischen Herausforderungen. Großtechnisch realisiert sind heute Pumpspeicherkraftwerke. Alternative Speichertechnologien wie zum Beispiel Methanisierung oder Druckluftspeicher werden derzeit erforscht. Das Speichervolumen, die Bewirtschaftung und die geografische Lage beeinflussen den Netzausbaubedarf.

- **Gesetzliche Rahmenbedingungen**

Die freie Standortwahl von Kraftwerken und ihr freier Einsatz im deutschen und europäischen Markt sind ebenso wie die vorrangige Einspeisung erneuerbarer Energien und die vollständige Integration der erzeugten Energie in Deutschland gesetzlich geregelt. Die Erfüllung dieser Vorgaben hat enorme Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf.

Europäische Zusammenarbeit

Die ÜNB arbeiten bereits seit langem auf Basis der Grundsätze der nationalen Zusammenarbeit (u.a. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber gemäß TransmissionCode 2007 und der Planungsgrundsätze) sowie auf internationaler Ebene nach den veröffentlichten „European Planning Standards“ des Verbandes europäischer Übertragungsnetzbetreiber (European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E). Innerhalb des ENTSO-E kooperieren die deutschen und die europäischen Übertragungsnetzbetreiber speziell bei Netzplanungsfragen und der Darstellung von Abgrenzungen zwischen der nationalen und europäischen Planungsebene. So sind auch die Planungsansätze zum NEP mit den europäischen Ansätzen des Zehn-Jahres-Entwicklungsplans (Ten-Year Network Development Plan, TYNDP) abgestimmt¹. Die im TYNDP dokumentierten relevanten Netzausbauplanungen der europäischen Partner wurden im Netzentwicklungsplan berücksichtigt.

2.1 SCHRITTE ZUR ERSTELLUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS

Im Rahmen des Netzentwicklungsplans müssen die Übertragungsnetzbetreiber Angaben zu den aus ihrer Sicht notwendigen Um- und Neubaumaßnahmen der Höchstspannungsnetze in den nächsten zehn Jahren treffen und einen Ausblick auf den Netzausbaubedarf der nächsten 20 Jahre machen.

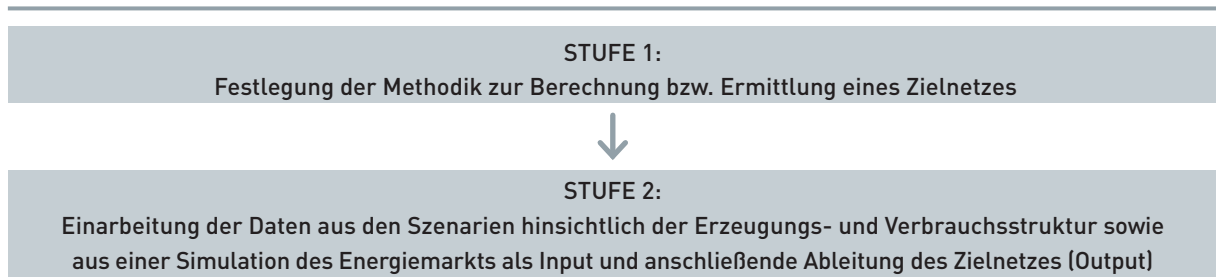
Grundlage für die Netzberechnungen ist ein durch die Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam entwickeltes Netzmodell. Als Berechnungsgrundlage für die Netzplanung wird ein Startnetz zugrundegelegt. Das Startnetz besteht aus den folgenden Netzprojekten:

- dem heutigen Netz (Ist-Netz),
- Maßnahmen, die im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) enthalten sind,
- den in der Umsetzung befindlichen Netzausbaumaßnahmen (planfestgestellte Vorhaben, teilweise bereits in Bau),
- weiteren Maßnahmen mit genehmigten Investitionsbudgets, die weder im EnLAG enthalten noch planfestgestellt sind, deren Planungsstand aber bereits sehr weit fortgeschritten ist und die sich bereits im öffentlich-rechtlichen Genehmigungsverfahren oder in Vorbereitung auf dieses befinden.

Zur vollständigen Darstellung der geplanten Vorhaben werden im Netzentwicklungsplan auch die oben genannten Maßnahmen des Startnetzes transparent dargestellt. Insbesondere wird ihr wesentlicher Beitrag für die zukünftige Energieversorgung aufgezeigt. Darüber hinaus werden die Übertragungsnetzbetreiber die Plausibilität der im Netzentwicklungsplan enthaltenen Startnetzmaßnahmen in der begleitenden Kommunikation mit den Stakeholdern zum Netzentwicklungsplan transparent darstellen. Das Vorgehen zur Herleitung des NEP beruht auf einem zweistufigen Verfahren:

¹ ENTSO-E (2010): Ten-Year Network Development Plan 2010–2020

ABBILDUNG 3: VORGEHEN ZUR HERLEITUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Berechnung und Planung des Netzausbaus unterliegen einem komplexen Prozess und basieren auf einer validen Methodik. Dabei wurden folgende Arbeitsschritte durchgeführt:

1. Festlegung des Szenariorahmens,
2. Bestimmung des Transportbedarfs anhand der Netznutzungsfälle (stündliche Last- und Einspeisesituationen über ein Jahr) mithilfe eines Marktmodells,
3. Ableitung von Maßnahmen auf der Basis von Netzanalysen,
4. Bewertung der Systemstabilität.

Szenariorahmen

Wesentliche Basis jedes Netzentwicklungsplans sind Szenarien hinsichtlich zukünftiger Erzeugungskapazitäten und Verbrauchssituation. Nach § 12 a EnWG erarbeiten die ÜNB jährlich einen gemeinsamen Szenariorahmen, der die Randbedingungen künftiger Netznutzungssituationen beschreibt und damit Grundlage für die Erarbeitung des jeweiligen Netzentwicklungsplans ist.

Der Szenariorahmen bildet für die nächsten zehn Jahre die wahrscheinlichen Entwicklungspfade im Einklang mit den energiepolitischen Entwicklungen ab, insbesondere im Energiemix und im Verbrauch. Es werden mehrere Szenarien betrachtet, um die Bandbreite wahrscheinlicher energiewirtschaftlicher Entwicklungen abzudecken. Durch die Analyse des Netzausbaubedarfs in verschiedenen Szenarien können qualifizierte Entscheidungen für den geeigneten Ausbau getroffen werden.

Für den ersten Netzentwicklungsplan 2012 wurden vier Szenarien erstellt, von denen drei die voraussichtlichen Entwicklungen in den Bereichen erneuerbare Energien, konventionelle Energien sowie Energieverbrauch und Last in Deutschland bis zum Jahr 2022 darstellen. Ein weiteres Szenario wird bis in das Jahr 2032 fortgeschrieben, um eine mögliche Entwicklung für die nächsten 20 Jahre darzustellen. Die Parameter der Szenarien werden als Eingangsgrößen für die nachfolgende Marktsimulation angenommen.

Bestimmung des Transportbedarfs mithilfe des Marktmodells

Die Marktsimulation bestimmt für das jeweilige Szenario die kostengünstigste Möglichkeit, den Bedarf an elektrischer Energie zu decken. Sie berücksichtigt dabei europäische Erzeugungseinheiten sowie die Entwicklung entsprechend der Szenarien für 2022 bzw. 2032. Für Deutschland liegt im Modell eine höhere Detailtiefe vor als für das europäische Ausland.

Die Marktsimulation bildet einen Stundenmittelwert der Einspeise- und Nachfragesituationen und erzeugt so für jede der 8.760 Stunden eines Jahres einen individuellen Netznutzungsfall. Auf dieser Basis werden die jeweiligen Einsätze der simulierten Erzeugungseinheiten pro Region je nach Primärenergieträger und entsprechend der grundlegenden Annahmen der unterschiedlichen Szenarien berechnet und ausgewiesen. Ziel der Berechnung ist es, die in den Szenarien genannten maximalen Bedarfswerte abzudecken. Den Vorrang bei der Einspeisung erhalten die Quellen erneuerbarer Energien. Da diese nicht den gesamten Strombedarf abdecken können, müssen andere Kraftwerke berücksichtigt werden. Die Auswahl dieser konventionellen Kraftwerke orientiert sich dabei an den Erzeugungskosten, beginnend mit den niedrigsten Grenzkosten, welche vor allem durch Rohstoffpreise und Erzeugungsnebenkosten bestimmt werden.

Durch die Marktsimulation werden die Einspeisezeitreihen aller Erzeuger zur Deckung des Verbrauchs standortscharf bestimmt. Aus der geografischen Entfernung zwischen Erzeugungs- und Verbrauchszentren und deren Leistungsbilanzen ergibt sich der Transportbedarf. Dies sind die Eingangsdaten für die nachfolgende Netzplanung.

Ableitung von Maßnahmen auf der Basis von Netzanalysen

Im ersten Schritt werden für Deutschland die 8.760 Netznutzungsfälle eines Jahres für die jeweiligen festgelegten Szenarien auf das Modell des Übertragungsnetzes projiziert. In einem Auswahlverfahren, basierend auf der Betrachtung von Maximalwerten der Lastflüsse in überlasteten Netzbereichen, werden die auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle ermittelt.

Durch Netzberechnungen werden diese auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle detailliert analysiert und der Netzoptimierungs-, Netzverstärkungs- und Netzausbaubedarf ermittelt. Dies geschieht ganz individuell für jedes einzelne Szenario unter Berücksichtigung von

- zeitlicher Realisierbarkeit,
- geringer Rauminanspruchnahme und
- Wirtschaftlichkeit

mit den zur Verfügung stehenden Technologieoptionen. Entsprechend den Vorgaben des EnWG wird Netzoptimierungs- und Netzverstärkungsmaßnahmen der Vorzug vor Netzausbaumaßnahmen gegeben. Diesem sogenannten NOVA-Prinzip (Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau) folgen die ÜNB konsequent.

Die ÜNB stellen detailliert Maßnahmen dar, beschreiben diese technisch, begründen sie und ordnen sie zeitlich ein – je nachdem, ob sie innerhalb der nächsten drei oder zehn Jahre umgesetzt werden müssen.

Für jedes Szenario wurden Maßnahmen entwickelt, die in der Gesamtwirkung den spezifischen Anforderungen des jeweiligen Szenarios entsprechen. Die Maßnahmen innerhalb eines Szenarios sind voneinander abhängig und aufeinander abgestimmt. Maßnahmen aus verschiedenen Szenarien sind daher nicht frei miteinander kombinierbar, sondern müssen in ihrer Gesamtwirkung betrachtet werden.

Bewertung der Systemstabilität

Der Netzdimensionierung liegen unterschiedliche Belastungszustände unter Berücksichtigung auslegungsrelevanter Ausfallsituationen von Netzelementen zugrunde. Im Hinblick auf die Auslegungsgrenzen von Komponenten sowie den sicheren Netzbetrieb sind hierbei bestimmte Bereiche von Strömen und Spannungen einzuhalten. Elektrische Verbundsysteme stellen jedoch ein komplexes dynamisches System mit vielfältigen Wechselwirkungen zwischen Erzeugungseinheiten, Netz und Verbrauchern dar. Diese dynamischen Kopplungen lassen sich in unterschiedliche zeitliche Phasen, verschiedene Phänomene und hinsichtlich der involvierten Bereiche im europäischen Verbundsystem unterteilen. Die Wechselwirkungen dürfen nicht zu unkontrollierten, kaskadierenden Vorgängen führen, da ein solcher Verlust der Stabilität ein großes Systemrisiko darstellt. Für auslegungsrelevante Störfall-szenarien werden daher die Spannungstabilität sowie die transiente Stabilität unter Einwirkung von Netzfehlern bewertet. Darüber hinaus werden die Auswirkungen auf das europäische Verbundsystem untersucht.

2.2 POWER TO GAS

Für den großräumigen Energietransport wird neben der Erweiterung der Übertragungsfähigkeit des Strom-Übertragungsnetzes nach Alternativen gesucht. Als denkbare Alternative wird die Energieübertragung über das bestehende Erdgasnetz durch die Nutzung der „Power to Gas“-Technologie angesehen. Hierdurch soll die zeitweise lokal vorhandene überschüssige elektrische Energie in ein Gas gewandelt und durch das bestehende Erdgasnetz transportiert werden. Zusätzlich könnten die bereits heute bestehenden großen Energiespeicher des Erdgas-Verbandsystems genutzt werden. Bei Bedarf müsste dieses synthetisch erzeugte Erdgas in einem Erdgaskraftwerk in elektrische Energie rückgewandelt werden.

Weil auf das Erdgasnetz zurückgegriffen werden kann, bietet die Technologie „Power to Gas“ sowohl die Möglichkeit, Energie langfristig verlustarm zu speichern, als auch große Energiemengen über weite Entfernungen zu transportieren. Die elektrische Energie wird hierbei in Wasserstoff oder in einem weiteren Schritt in Methan umgewandelt. Dieses Gas lässt sich in das bestehende Erdgasnetz mit seinen großen Kapazitäten einspeisen und speichern. In einem Verbrennungsprozess erfolgt die bedarfsabhängige Rückverstromung des Gases.

Wasserstoff als Energieträger

Die Wandlung der elektrischen Energie in Wasserstoff erfolgt mittels Elektrolyse. Bei diesem Prozess wird Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Der bei dieser Elektrolyse erzielte Wirkungsgrad liegt aktuell, stark abhängig von der Anlagengröße, zwischen 60 und 80 %. Der Wasserstoff kann entweder direkt in Speichertanks gespeichert, dem Erdgas im Erdgasnetz zugesetzt oder in einem weiteren Prozessschritt in Methan gewandelt werden.

Es existieren verschiedene Technologien für die Speicherung von Wasserstoff:

- Speicherung von gasförmigem Wasserstoff in Druckspeichern (CGH₂, physikalisches Verfahren),
- Speicherung von flüssigem Wasserstoff in Kryobehältern (L H₂, physikalisches Verfahren),
- Speicherung von Wasserstoff in chemisch gebundener Form (z. B. als Metallhydrid, chemisches Verfahren),
- Speicherung von Wasserstoff in neuartigen Materialien bzw. porösen Medien (z. B. Graphit-Nanofasern, sorptive Verfahren).

Eine weitere Möglichkeit der Wasserstoffspeicherung ist die Nutzung des Erdgasnetzes, das über große Kapazitäten verfügt.

Die Beimengung von Wasserstoff zum Erdgas ist prinzipiell möglich und hat bei Anteilen von ca. fünf bis zehn Prozent keine schädlichen Folgen. Jedoch unterscheiden sich die Brennwerte von Wasserstoff und Erdgas stark voneinander. Eine volatile Wasserstoffinjektion in das Erdgasnetz hat somit einen schwankenden Brennwert des Gasgemisches zur Folge. Da Erdgas jedoch für gewöhnlich frei von Wasserstoff ist, ist die bis heute eingesetzte Messtechnik zur Erfassung des Brennwertes im Erdgasnetz für diese neue Anforderung nicht geeignet und müsste an allen Zählstellen ersetzt werden.

Die Rückverstromung von reinem Wasserstoff sowie dem Erdgas-Wasserstoff-Gemisch kann allgemein in Gaskraftwerken, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen oder Brennstoffzellen erfolgen. Dabei können Wirkungsgrade von bis zu 60 % erreicht werden. Es ergibt sich somit ein maximaler Gesamtwirkungsgrad (el. Energie → H₂ → el. Energie) von 48 %.

Methan als Energieträger

Um das Erdgasnetz ohne die vorgenannten Nachteile als Energiespeicher nutzen zu können, besteht die Möglichkeit, über den Prozess der Methanisierung den Wasserstoff in Methan umzuwandeln und diesen in das Erdgasnetz einzuspeisen. Die Problematik der messtechnischen Brennwerterfassung, die für H₂-Erdgasgemische mit der zurzeit eingebauten Technik nicht lösbar ist, wäre somit umgangen. Die Rückverstromung des Methans kann sowohl in allen bereits heute bestehenden als auch in allen zukünftig errichteten zentralen und auch dezentralen Erdgaskraftwerken erfolgen.

Die Methanisierung mit einem Wirkungsgrad zwischen 75 und 85 % wirkt sich jedoch nachteilig auf die Wirkungsgradkette aus. Der Gesamtwirkungsgrad für die Erzeugung von Methan liefert Werte zwischen 46 und 75 % (im Mittel 63 %). Berücksichtigt man zusätzlich die Rückverstromung des Methans mit einem Wirkungsgrad von 60 %, so ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad (el. Energie → Methan → el. Energie) zwischen 28 und 45 %.

Die angegebenen Wirkungsgrade für die Methanisierung beruhen auf der Annahme, dass CO₂ z. B. aus Biogasanlagen oder „Carbon-Capture and Storage-Anlagen“ (CCS) zur Verfügung steht. Wird für die Methanisierung atmosphärisches CO₂ verwendet, so reduziert sich der Wirkungsgrad der Umwandlung el. Energie in Methan noch einmal deutlich um ca. 15 % auf durchschnittliche 48 %. Somit ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad von durchschnittlich nur ca. 30 %.

Abhängig von der Nutzung des Methans (Energiespeicherung, el. Energie + Wärme, Transport) kann somit ein Wirkungsgrad von 30 bis 60 % erreicht werden. Im Vergleich dazu erzielen heutige Pumpspeicherkraftwerke einen Wirkungsgrad von bis zu 80 %, Druckluftspeicher liegen bei ca. 50 bis 60 %.

Wasserelektrolyse

Im Wesentlichen gibt es drei relevante Technologien für die Wasserelektrolyse:

- Alkalische Elektrolyse (AEL),
- Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL),
- Hochtemperatur-Elektrolyse (HEL).

Alkalische Elektrolysesysteme sind technisch ausgereift und auf Modulebene in einem geringen Leistungsbereich kommerziell erhältlich. Die Aufnahme der elektrischen Leistung beginnt im kW-Bereich und geht bis zu wenigen MW. Es besteht die Möglichkeit, einzelne Module parallel zu betreiben, um einen größeren Leistungsbereich abdecken zu können. Dennoch bleiben diese Systeme auf einige MW begrenzt. Die Module können bis in einen Teillastbereich von 20 bis 40 % betrieben werden, wobei sich dieser Betriebsmodus negativ auf die Gasqualität auswirkt.

PEM-Elektrolysesysteme sind auf Modulebene zurzeit bis zu einer maximalen Leistungsaufnahme von ca. 150 kW kommerziell erhältlich. Der Betrieb im Teillastbereich stellt kein Problem dar. Aufgrund des Eigenverbrauchs der Peripherie wird eine untere Grenze des Teillastbereiches von fünf Prozent angegeben. Eine dynamische Betriebsweise stellt kein Problem dar. Dennoch ist auch dieses System auf einige MW begrenzt.

Hochtemperatur-Elektrolysesysteme befinden sich zurzeit noch in der Grundlagenforschung. Jedoch ist damit zu rechnen, dass sie nur eingeschränkt im dynamischen Betrieb einsetzbar sind. Aufgrund der sich einstellenden Temperaturänderungen im dynamischen Betrieb könnte es zu einer mechanischen Schädigung des Systems kommen.

Methanisierung

Der Methanisierungsprozess erzeugt aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid oder Kohlendioxid synthetisches Methan. Als CO₂-Quelle können fossil befeuerte Kraftwerke, CCS, Biogasanlagen, Industrieanlagen (Abfallprodukte, z. B. von Zementwerken) und Luft dienen. Für die Einspeisung des so gewonnenen Erdgases ins Netz müssen gewisse Anforderungen an die Gasqualität erfüllt werden. Um die geforderte Qualität zu erreichen, sind weitere Untersuchungen und Optimierungen notwendig.

Zusammenfassung und Fazit

Die Technologie „Power to Gas“ bietet eine Chance, zukünftig große Mengen regenerativ gewonnener Energie im Erdgasnetz zu transportieren und zu speichern. Dies bringt sowohl den Vorteil der Verringerung der Gasimporte mit sich als auch die Möglichkeit, bei einem Erzeugungsüberschuss im elektrischen Energiesystem die regenerativ gewonnene Energie zu einem größeren Anteil zu speichern.

Für die Wasserelektrolyse aus volatil erzeugtem Strom aus regenerativen Energiequellen bietet sich nur die Technologie der PEM-Elektrolyse an. Diese steht momentan jedoch noch nicht großtechnisch zur Verfügung und bedarf weiteren Forschungsaufwands. Auch für die großtechnische Methanisierung des Wasserstoffs sind noch weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeiten erforderlich.

Die mittelfristig notwendigen Transport- und Speicherkapazitäten im deutschen und auch europäischen Energieversorgungssystem sind mit den für die nächsten zehn bis 20 Jahre zu erwartenden Entwicklungen im Bereich „Power to Gas“ nicht allein zu bewältigen. Notwendig wären Anlagen mit einer Umwandlungskapazität größer 1.000 MW. Die hierfür notwendige Entwicklung der Industrieanlagen ist aus heutiger Sicht in den nächsten zehn Jahren nicht realistisch. Des Weiteren ist auch die Wirtschaftlichkeit eines Einsatzes in diesem Maßstab noch nicht absehbar.

Ein weiterer Nachteil in der aktuellen Konstellation des Energieversorgungssystems ist der geringe Wirkungsgrad, der für die gesamte Prozesskette (el. Energie → Methan → el. Energie) zwischen 28 und 45 % liegt. Dies kann bei dem heute noch relativ hohen Anteil an konventionell erzeugter Energie und der augenblicklichen Wertschätzung der Ressourcen nicht akzeptiert werden. Dieser Nachteil entfällt allerdings bei Speicherung von ausschließlich aus regenerativen Quellen erzeugter Energie.

Zukünftig kann diese Technologie neben anderen Speicher- und Transporttechnologien eine Möglichkeit auf dem Weg zu einer innovativen und CO₂-neutralen Energiewirtschaft darstellen. Voraussetzung hierfür ist allerdings ein erheblicher Forschungs- und Entwicklungsaufwand.

Aus heutiger Sicht ist die „Power to Gas“-Technologie daher keine Alternative zum Ausbau des elektrischen Übertragungsnetzes.

2.3 EINORDNUNG DER ERGEBNISSE DES NETZENTWICKLUNGSPLANS

Im Rahmen von Analysen zur Erstellung des Netzentwicklungsplans 2012 wurden vier Szenarien betrachtet: Das Szenario B 2022 wurde von der BNetzA als Leitszenario gekennzeichnet, da es – bezogen auf die Ausprägung des Ausbaus erneuerbarer Energien – in der Mitte des Szenariorahmens zwischen Szenario A 2022 und Szenario C 2022 liegt². Das Szenario B 2032 setzt auf das Leitszenario B 2022 auf und liefert aus heutiger Sicht einen 20-Jahres-Ausblick. Szenario C 2022 und Szenario B 2032 beinhalten einen vergleichbaren Umfang des Ausbaus regenerativer Energien. Szenario B 2022 liegt somit auf dem Weg zur Erreichung der Ausbauziele regenerativer Energien sowohl im Szenario C 2022 als auch im Szenario B 2032. Für das Szenario B 2022 werden die Maßnahmen für eine bedarfsgerechte Entwicklung des deutschen Übertragungsnetzes empfohlen.

Im Netzentwicklungsplan 2012 werden die Netzkonzepte für alle vier Szenarien transparent dargestellt.

Der Netzentwicklungsplan 2012 benennt die zum Zeitpunkt 2022 bzw. 2032 notwendigen Maßnahmen und ordnet sie zeitlich ein. Dabei bildet der NEP nicht das einzig mögliche Netz ab, sondern stellt eine Lösung dar, die bei den vorausgesetzten Anforderungen und Prämissen den benötigten Übertragungsbedarf sicherstellt. Maßgebend für die Bewertung der zeitlichen Umsetzbarkeit der Maßnahmen ist die Prämisse der Erlangung von Baugenehmigungen binnen vier Jahren³.

² ÜNB (2011): Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2012

³ BMWi (2012): Energiepolitische Informationen 01_2012

Der vorliegende Netzentwicklungsplan 2012 beschreibt keine konkreten Trassenverläufe von Übertragungsleitungen, sondern er dokumentiert den notwendigen Übertragungsbedarf zwischen Netzknoten, d.h. es werden Anfangs- und Endpunkte von zukünftigen Leitungsverbindungen definiert sowie konkrete Empfehlungen für den Aus- und Neubau der onshore-seitigen Übertragungsnetze in Deutschland gemäß den Detailanforderungen im § 12 EnWG gegeben. Die seeseitigen Netzanschlüsse der Offshore-Windparks, die nach Inbetriebnahme ebenfalls zu den Übertragungsnetzen gezählt werden, sind nicht Gegenstand des NEP. Dennoch ist die Entwicklung der Offshore-Erzeugung als Eingangsgröße für die Netzplanung an Land eingeflossen.

3 SZENARIEN

3.1 SZENARIOTECHNIK

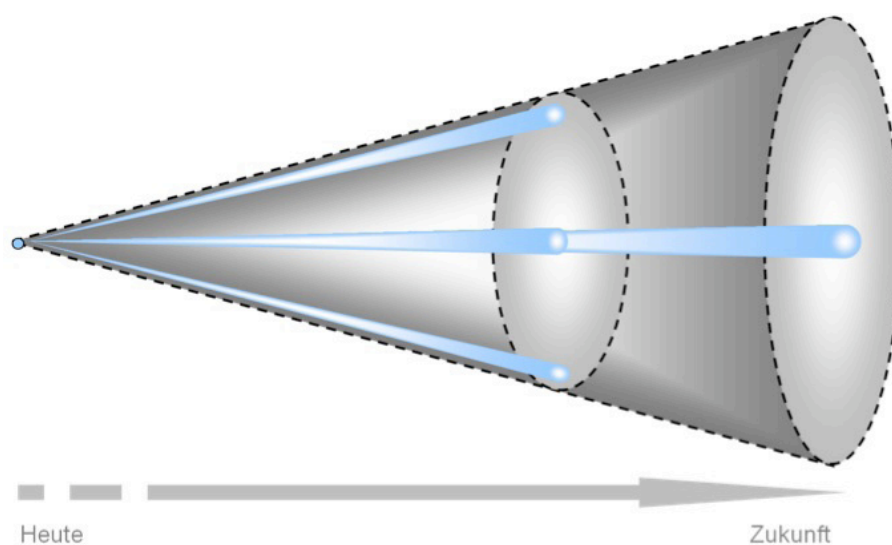
Mithilfe der Szenariotechnik werden Analysen und Planungen zukünftiger Entwicklungen unter Einbeziehung von Unsicherheiten bezüglich eines oder mehrerer Einflussfaktoren vorgenommen. Dabei werden unterschiedliche Ausprägungsvarianten mehrerer Parameter bzw. Entwicklungspfade betrachtet.

Eine Grundvoraussetzung für die Anwendung der Szenariotechnik ist ein einheitliches Verständnis des Begriffes Szenario. Damit ist im Folgenden weder eine Prognose, also die Voraussage der Zukunft basierend auf deren Eintrittswahrscheinlichkeit, noch die teilweise Berücksichtigung von Sensitivitäten (Empfindlichkeiten) einzelner Einflussfaktoren für die Zukunft gemeint. Vielmehr soll unter dem Begriff Szenario die Beschreibung einer zukünftigen Situation verstanden werden. Folglich ist ein Szenario die Beschreibung der Entwicklung eines konsistenten Systemgesamtzustandes von heute bis in die Zukunft.

Aufgrund der Komplexität der Szenarien wird die Entwicklung der einzelnen Einflussfaktoren in der Szenariotechnik getrennt voneinander betrachtet. Im Anschluss werden aus diesen unterschiedlichen Entwicklungspfaden konsistente Szenarien zusammengesetzt.

In Abhängigkeit der Entwicklung verschiedener Einflussfaktoren ist eine Vielzahl von Szenarien denkbar. Die Gesamtheit alternativer Szenarien beschreibt den Zukunftsraum, dessen Dimensionalität der Anzahl der Einflussfaktoren entspricht. Die Varianz möglicher Einflussfaktoren, also die Möglichkeit extremer Entwicklungen, steigt mit der zeitlichen Entfernung von der Gegenwart an. Ein Zukunftsraum für die Entwicklung von zwei Einflussfaktoren ist in der folgenden Abbildung dargestellt. Die zentrale Kennlinie entspricht einem Trendszenario und der Rand des Trichters möglichen flankierenden Szenarien, die den Lösungsraum aufspannen.

ABBILDUNG 4: SZENARIOTRICHTER



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Der Schlüssel der Szenarioentwicklung für die Abschätzung des zukünftigen Transportbedarfs für elektrische Energie – und gleichzeitig die größte Herausforderung – ist die Identifikation möglichst aller Variablen, die die Energieentwicklung bestimmen. Auf Basis ausgewählter Variablen werden Stromerzeugung und -verbrauch ermittelt und die damit verbundenen Anforderungen an das Übertragungsnetz berechnet.

3.2 SZENARIORAHMEN

3.2.1 Gesetzliche Anforderungen

Der Szenariorahmen ist der Ausgangspunkt für die Erstellung des ersten Netzentwicklungsplans nach §12a EnWG. Darin ist vorgesehen, einen breiten Szenariorahmen mit mindestens drei wahrscheinlichen Entwicklungspfaden vorzulegen, diesen jährlich zu aktualisieren und die Netzentwicklungsplanung daran anzupassen. So können die sich verändernden Rahmenbedingungen und künftigen energiewirtschaftlichen Entwicklungen berücksichtigt werden.

Der von den Übertragungsnetzbetreibern erstellte Entwurf des Szenariorahmens wurde der Regulierungsbehörde BNetzA vorgelegt und anschließend öffentlich konsultiert. Die im Rahmen der Konsultation erforderlich gewordenen Anpassungen des Szenariorahmens hat die BNetzA in die Genehmigung aufgenommen (siehe 3.2.3 „Ergebnisse der Konsultation“).

Die erarbeiteten energiewirtschaftlichen Szenarien beschreiben die zur Bewertung von zukünftigen Netzbelastungen notwendigen Randbedingungen. Sie sind die Grundlage der Netzplanung und dienen primär als Basis für die Ableitung eines in jedem Fall erforderlichen Netzausbaubedarfs.

Wie bereits in Kapitel 2 erläutert, umfasst der durch die ÜNB erstellte Szenariorahmen drei Entwicklungspfade (Szenarien), die für die nächsten zehn Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen bezüglich Energieverbrauch und Erzeugung darstellen. Eines der Szenarien wird zudem für weitere zehn Jahre fortgeschrieben, um eine wahrscheinliche Entwicklung für die nächsten zwanzig Jahre darzustellen.

3.2.2 Eingangüberlegungen der Übertragungsnetzbetreiber

Die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Szenarien basieren auf der Daten- und Informationsgrundlage ausgewählter Studien unabhängiger Forschungsinstitutionen⁴ sowie des Verbandes europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E). Die Auswahl der Studien erfolgte im Rahmen der Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“, die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie gegründet wurde. Auf Basis dieser Daten ergeben sich folgende Szenariovorschlüsse der ÜNB:

SZENARIO A

In Szenario A werden für das Jahr 2022 die energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung hinsichtlich der Kapazitätsentwicklung der einzelnen Energieträger und des Energieverbrauchs umgesetzt. Es wird ein moderater Anstieg der Stromerzeugung aus Steinkohle im konventionellen Bereich angenommen. Das Szenario ist ein Zukunftsbild über zehn Jahre.

SZENARIO B (LEITSZENARIO)

Aufbauend auf Szenario A wird Szenario B für das Jahr 2022 entwickelt. Es ist von einem höheren Anteil an erneuerbaren Energien (EE) gekennzeichnet. Darüber hinaus wird ein Anstieg der Stromerzeugung aus Gaskraftwerken prognostiziert, um die notwendige Flexibilität im elektrischen System zu wahren. Zusätzlich würde die Energieversorgungssicherheit durch einen diversifizierten Energiemix gestärkt werden. Dieses Basisszenario mit einem Horizont bis 2022 wird zudem um weitere zehn Jahre bis 2032 fortgeschrieben, sodass sich die Szenarien B 2022 und B 2032 ergeben.

⁴ Quellen siehe ÜNB (2011): Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2012

SZENARIO C

Szenario C für das Jahr 2022 zeichnet sich durch einen besonders hohen Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien aus, der sich aus regionalen Entwicklungsprognosen und Zielen der Bundesländer ergibt. In diesem Szenario wird kein wesentlicher konventioneller Kraftwerkszubau in Deutschland bis 2022 erwartet. Es werden lediglich bereits begonnene Projekte umgesetzt.

In allen Szenarien ist die Kernenergie nicht mehr vorhanden.

Die unterschiedlichen Kraftwerksparks in den Szenarien wurden anhand des heutigen Kraftwerkbestandes und bereits bekannter Neubauvorhaben ermittelt. Ihre Lebensdauer wurde dabei berücksichtigt. Darüber hinaus fanden die Prämissen in den oben genannten Szenariovorschlägen Berücksichtigung.

Die Szenarien sind als „Leitplanken“ zu verstehen und können nur bei gemeinsamer Betrachtung zu belastbaren Ergebnissen führen. Die durch die ÜNB vorgeschlagenen Szenarien sind auf der Internetseite des NEP 2012 detailliert einsehbar⁵.

Im Folgenden werden die Annahmen für die Kraftwerkspark- und Lastentwicklung ausführlich dargestellt.

Annahmen zu konventionellen Kraftwerken

Die nachfolgend vorgestellten Daten zu den Szenarien des NEP 2012 enthalten jeweils die für die Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland relevanten Informationen aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber. Dafür sind folgende Abgrenzungen relevant:

- Alle Angaben beziehen sich auf Anlagen auf dem Gebiet der Bundesrepublik Deutschland.
- Kraftwerksleistungen sind Nettoleistungen aller zum jeweiligen Zeitpunkt betriebsbereiten Kraftwerke ohne Berücksichtigung des Leistungs- und Energiebedarfs zum Betrieb der Kraftwerke oder Heizkraftwerke.
- Alle Kraftwerke sollen erfasst werden, unabhängig davon, ob sie in industrielle, andere private oder öffentliche Netze einspeisen.
- Der elektrische Netto-Energiebedarf umfasst die Abgabe aus Netzen der öffentlichen Versorgung, den Bedarf der Bahnen, des Gewerbes, der Industrie und den Bedarf der Netzbetreiber.

Bei der Ermittlung und Beschreibung der geforderten energiewirtschaftlichen Szenarien wurde der Kraftwerkspark mit einer detaillierten Kraftwerkliste blockscharf ermittelt.

Während der Aufbereitung der Eingangsdaten wurden Informationen zu einzelnen Kraftwerksblöcken präzisiert und mit unterschiedlichen Planungsstatus für den Stromsektor versehen („Anschlussbegehren“, „Anschlusszusage“ und „Engineering-Studie“). Diese Angaben wurden mit dem Kraftwerksanschlussregister beim Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik/Forum Netztechnik/Netzbetrieb (VDE/FNN) nach § 9 Kraftwerks-Netzanschlussverordnung abgeglichen und teilweise mit aktuellen Entwicklungen bis einschließlich 14.10.2011 ergänzt.

Nach Abgleich mit dem Netzentwicklungsplan Gas der Fernleitungsnetzbetreiber fanden auch Kraftwerke aus dem NEP Gas Einzug in die Kraftwerkliste des NEP Strom der ÜNB.

Die Laufzeit der konventionellen Kraftwerke wurde mit 50 Jahren angesetzt. Der Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke erfolgt zeitlich unbefristet. In allen Szenarien wurden alle derzeit in Planung befindlichen Pumpspeicherkraftwerke als realisiert angesetzt. Darüber hinaus wurden keine weiteren Speichermöglichkeiten in Deutschland

⁵ ÜNB (2011): Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2012

angenommen. In Szenario C wurden nur konventionelle Kraftwerke berücksichtigt, die bereits im Jahr 2011 in Betrieb oder im Bau sind. Im Szenario A erfolgt darüber hinaus noch ein moderater Zubau von Steinkohlekraftwerken an Standorten, für die die ÜNB bereits Anschlusszusagen erteilt haben. In Szenario B wurde alternativ zu Szenario A ein höherer Anteil flexiblerer Erdgaskraftwerke zugrunde gelegt. Im Südwesten Deutschlands liegen zurzeit keine Netzanschlussbegehren vor. Daher wurde von einem Weiterbetrieb vorhandener Kraftwerke über die Lebensdauer von 50 Jahren hinaus ausgegangen unter der Prämisse, dass die außer Betrieb gehenden Erdgaskraftwerke standortgleich mit gleicher Leistung und gleichem Brennstoff ersetzt werden.

Unter der Technologiekatgorie „Sonstige“ wurden zusätzliche dezentrale Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) mit einer Leistung von 4 GW angenommen.

Annahmen zu erneuerbaren Energien

Als Basisannahmen für die erneuerbaren Energien wurden die Szenarien des Energiekonzeptes der Bundesregierung aus dem Jahr 2010⁶, die BMU-Leitstudie 2010⁷ sowie eine Zusammenstellung auf Basis von Einzelangaben für die Bundesländer⁸ herangezogen. Die in diesen Papieren veröffentlichten Zielwerte für das Jahr 2020 wurden in gleicher Weise für das Jahr 2022 genutzt. Für die 20-Jahres-Vorschau gilt das Bezugsjahr 2032.

In Szenario A werden die energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung in Bezug auf die Anteile der Erzeugungskapazitäten der einzelnen Energieträger sowie hinsichtlich des Verbrauchs bei einem moderaten Anstieg der installierten Leistung von Steinkohlekraftwerken im konventionellen Bereich umgesetzt. Szenario B baut auf diesem Szenario A auf, ist aber von einem höheren Anteil an erneuerbarer Energie gekennzeichnet und geht auch von zusätzlichen Stromerzeugungskapazitäten aus Gaskraftwerken aus, um die nötige Flexibilität im elektrischen System zu gewährleisten. Szenario C zeichnet sich durch einen besonders hohen Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien aus und baut hierbei auf die regionalen Entwicklungsprognosen der Bundesländer auf. Dies führt in diesem Szenario dazu, dass kein konventioneller Kraftwerkszubau erwartet wird.

Der wesentliche Unterschied in den Szenarien ist die installierte Leistung der Windenergie an Land und auf See, die zwischen 45 GW in Szenario A 2022 und 88 GW in Szenario C 2022 variiert. Ein weiterer wesentlicher Unterschied zwischen den Szenarien ist die installierte Leistung der Photovoltaik, die zwischen 34 GW in Szenario A 2022 und 54 GW in Szenario B 2022 variiert.

Ermittlung des Verbrauchs

Der Energiebedarf aller in Deutschland befindlichen Stromverbraucher einschließlich Bahnstrom, Industrie, Gewerbe und des Bedarfs der Netzbetreiber wurde berücksichtigt. Dabei wurden hinsichtlich der nicht aus dem öffentlichen Netz versorgten Stromverbraucher Abschätzungen vorgenommen.

Da bei den meisten Endkunden keine Leistungsmessgeräte installiert sind, ist die Messung der Last nicht direkt möglich. Darum muss für die Ermittlung des Energiebedarfs und der zugehörigen Höchstlast auf eine Herleitung aus den bestehenden Daten zurückgegriffen werden. Als Basis der Szenarien des Netzentwicklungsplans 2012 wurden die Höchstlast und der Energiebedarf des Jahres 2010 verwendet.

Marktmodellierung und Szenariorahmen

Der konsultierte Szenariorahmen enthält nur die Eingangsdaten für die Marktsimulationen. Daher kann zu dem Einfluss der Eingangsdaten in den Szenarien auf die CO₂-Emissionen und die Auswirkung auf die Ziele der Bundesregierung zu diesem Zeitpunkt im Prozess keine Aussage getroffen werden. Zudem verursacht der Elektrizitätssektor nur einen Teil der gesamten CO₂-Emissionen in Deutschland. Weitere Anteile entfallen auf den Transportsektor, den Gebäudesektor und z.B. industrielle oder gewerbliche Prozesse. Aus der installierten Leistung der Kraftwerke in Deutschland können aufgrund der Einbindung Deutschlands in den europäischen Strommarkt keine Schlüsse

⁶ Prognos AG, EWI, GWS (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie

⁷ IER, RWI, ZEW (2010): Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030. Energieprognose 2009 – Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie

⁸ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2010): Aktionsplan für erneuerbare Energien gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen

auf die in Deutschland entstehenden Emissionen gezogen werden. Es werden sowohl Energiemengen aus konventionellen und erneuerbaren Quellen ins Ausland exportiert als auch aus unterschiedlichen Primärenergieträgern im Ausland gewonnene Energie importiert. Aus den für die Szenarien durchzuführenden Marktsimulationen können aber die CO₂-Emissionen von in Deutschland befindlichen Kraftwerken ermittelt und im NEP ausgewiesen werden (siehe Kapitel 4).

Für die Marktsimulation zusätzlich erforderliche energiewirtschaftliche Rahmendaten wurden im Zusammenhang mit dem Szenariorahmen ebenfalls ermittelt.

Beim Abgleich von Eingangsgrößen der beiden Netzentwicklungspläne Strom und Gas fanden folgende Brennstoffpreise des NEP Gas der Fernleitungsnetzbetreiber Einzug in den Netzentwicklungsplan Strom der ÜNB:

TABELLE 1: ANNAHMEN ZU DEN KOSTEN FÜR BRENNSTOFFE UND CO₂ IN DEN SZENARIEN

Alle Szenarien	Einheit	2009	2013	2014	2015	2022	2032
Internationale Preise							
Ölpreis real	(USD ₂₀₀₉ /bbl)	62	88	89	90	102	111
CO ₂	(EUR ₂₀₀₉ /t)	13	17	18	19	26	43
Grenzübergangspreise Deutschland							
Rohöl	(EUR ₂₀₀₉ /t)	325	475	485	495	560	680
Erdgas	(Cent ₂₀₀₉ /kWh)	2,0	2,3	2,3	2,3	2,6	2,7
Kraftwerkssteinkohle	(EUR ₂₀₀₉ /t SKE)	78	80	81	82	79	84

Quelle: Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan der Fernleitungsnetzbetreiber, Prognos AG / BDEW, 15.08.2011

Die Emissionsfaktoren der unterschiedlichen Brennstoffe stellen sich für das In- und Ausland wie folgt dar:

TABELLE 2: EMISSIONSFAKTOREN JE ENERGIETRÄGER

Primärenergieträger	Spezifische CO ₂ -Emissionen [t CO ₂ / GJ _{therm}]
Braunkohle	0.111
Steinkohle	0.0917
Erdgas	0.0556
Öl	0.075

Quelle: Umweltbundesamt: Brennstoffabhängige CO₂-Emissionen⁹

⁹ Umweltbundesamt (2011): CO₂-Emissionsfaktoren für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen

3.2.3 Ergebnisse der Konsultation

Die von den ÜNB entwickelten Szenarien wurden an die BNetzA übergeben und im Anschluss unter Beteiligung der interessierten Öffentlichkeit konsultiert. Im Rahmen der Konsultation wurden durch die BNetzA Änderungen am vorgeschlagenen Szenariorahmen vorgenommen.

Mit Schreiben vom 20.12.2011 hat die Bundesnetzagentur den Szenariorahmen für den NEP 2012 nach § 12 a Abs. 3 EnWG genehmigt. Das Genehmigungsschreiben wurde auf den Internetseiten der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Dem Schreiben sind die Details zu den genehmigten Werten und deren Herleitung zu entnehmen (Az.: 8121-12/Szenariorahmen 2011)¹⁰.

Erzeugungskapazitäten in den genehmigten Szenarien

In der folgenden Tabelle sind die installierten Nettoleistungen pro Energieträger für Deutschland in den drei Szenarien für 2022 und dem Szenario für 2032 nach Genehmigung durch die BNetzA dargestellt.

TABELLE 3: SZENARIORAHMEN – ERZEUGUNGSKAPAZITÄTEN

	Installierte Nettoleistungen [GW]				
	2010 Referenz	2022 Szenario A	2022 Szenario B	2032 Szenario B	2022 Szenario C
Kernenergie	20,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	20,2	21,2	18,5	13,8	18,5
Steinkohle	25,0	30,6	25,1	21,2	25,1
Erdgas	24,0	25,1	31,3	40,1	31,3
Pumpspeicher	6,3	9,0	9,0	9,0	9,0
Öl	3,0	2,9	2,9	0,5	2,9
Sonstige	3,0	2,3	2,3	2,7	2,3
SUMME KONV. KW	101,8	91,1	89,1	87,3	89,1
Laufwasser	4,4	4,5	4,7	4,9	4,3
Wind (onshore)	27,1	43,9	47,5	64,5	70,7
Wind (offshore)	0,1	9,7	13,0	28,0	16,7
Photovoltaik	18,0	48,0	54,0	65,0	48,6
Biomasse	5,0	7,6	8,4	9,4	6,7
Andere reg. Erzeugung	1,7	1,9	2,2	2,9	2,0
SUMME EE	56,3	115,6	129,8	174,7	149,0
SUMME ERZEUGUNG	158,1	206,7	218,9	262,0	238,1

Quelle: Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom, BNetzA¹¹

Mit den in der Tabelle angegebenen Werten hat die BNetzA in ihrer Genehmigung die Szenariovorschläge der Übertragungsnetzbetreiber grundsätzlich bestätigt. Jedoch hat sie bei einzelnen Eingangsgrößen Veränderungen vorgenommen.

¹⁰ Bundesnetzagentur (2011): Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung gemäß § 12a Abs.3 EnWG

¹¹ Bundesnetzagentur (2011): Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung gemäß § 12a Abs.3 EnWG.

Nach Vorliegen der Konsultationsergebnisse wurde in der Genehmigung für alle Szenarien die angenommene Lebensdauer von Gaskraftwerken von 50 Jahren auf 45 Jahre reduziert. Im Gegenzug wird angenommen, dass ein Gaskraftwerk nach Ablauf seiner Lebensdauer am gleichen Standort durch ein neues Gaskraftwerk mit der gleichen installierten Leistung ersetzt wird.

Im Szenario A 2022 ist die BNetzA von einem deutlich stärkeren Anstieg der installierten Onshore-Windleistung sowie einem stärkeren Anstieg der Photovoltaikleistung ausgegangen als von den ÜNB für die Konsultation vorgeschlagen. Hierdurch wird der Unterschied bei diesem Energieträger zwischen den einzelnen Szenarien geringer. Auf der anderen Seite wurde von der BNetzA ein langsamerer Ausbau der Offshore-Windleistung angenommen. Im Szenario B wurden im Konsultationsvorschlag der ÜNB neben den bestehenden und im Bau befindlichen Braunkohlekraftwerken auch die geplanten Anlagen berücksichtigt. Diese sind im genehmigten Szenariorahmen nicht mehr enthalten. Auf der anderen Seite wurde von der BNetzA für dieses Szenario ein weiterer Zubau von Gaskraftwerken von 8,8 GW zwischen 2022 und 2032 angenommen.

Im Szenario C sind die ÜNB davon ausgegangen, dass aufgrund der hohen installierten Leistungen von regenerativen Quellen Neubauten von konventionellen Kraftwerken nicht rentabel wären. Daher wurden nur bestehende und sich im Bau befindliche Kraftwerke berücksichtigt. Dies würde aber dazu führen, dass die gesicherte Leistung in Deutschland nicht ausreicht, um die Jahreshöchstlast zu decken. Im genehmigten Szenariorahmen wurde daher angenommen, dass auch die in Planung befindlichen Gaskraftwerke errichtet werden.

Die Annahmen für die installierten Leistungen der regenerativen Energiequellen in den Szenariovorschlägen der ÜNB basieren teilweise auf den Zielen der Bundesländer. Im Rahmen der Konsultation wurden einzelne Werte durch die Bundesländer angepasst. Insbesondere bei der Erzeugung durch Onshore-Windparks hat sich eine starke Steigerung ergeben. Die BNetzA legt im Genehmigungsdokument dar, dass die Ziele der Bundesländer zum Ausbau der Windenergie aus ihrer Sicht unrealistisch hoch seien. Daher wurden die Werte für On- und Offshore-Windenergie um jeweils 10 % gegenüber den von den Bundesländern während der Konsultation genannten Werten gekürzt.

Die BNetzA geht davon aus, dass sich die Entwicklung der installierten Leistung von Speicherkraftwerken in Deutschland in den nächsten zehn Jahren auf die Projekte beschränkt, für die bereits heute umfangreiche Untersuchungen einschließlich der Bestimmung des Netzanschlusses durchgeführt werden. Obgleich ein weiterer Zubau von Speichern in Deutschland bis zum Jahr 2032 zu erwarten ist, besteht derzeit keine Möglichkeit, belastbare Aussagen zu der Leistungshöhe, der räumlichen Verteilung oder der eingesetzten Technologie vornehmen zu können. Um die Anzahl der zwischen den Szenarien variierten Parameter zu begrenzen, wird von einem einheitlichen Wert für alle Szenarien ausgegangen.

Nettostromverbrauch in den genehmigten Szenarien

Ebenso wie bei der Entwicklung der Speicherleistung gibt es Unsicherheiten bei der Entwicklung des Energiebedarfs der Endverbraucher. Ein Rückgang der Nachfrage kann durch Energieeffizienzmaßnahmen im Bereich des Stromeinsatzes stattfinden, eine Steigerung der Nachfrage kann durch Ersatz von Primärenergieträgern durch elektrische Energie, z. B. durch Elektromobilität, verursacht werden. Inwieweit sich diese Trends gegenseitig beeinflussen, ist heute noch nicht vorhersehbar. Die BNetzA genehmigt daher die folgenden Annahmen zu Energiemengen und Leistungen:

TABELLE 4: NETTOSTROMVERBRAUCH IN DEN GENEHMIGTEN SZENARIEN

Nettostromverbrauch	A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Energiemenge	535,4 TWh	535,4 TWh	535,4 TWh	535,4 TWh
Höchstleistung	84,0 GW	84,0 GW	84,0 GW	84,0 GW
Sensitivität Energiemenge	479,2 TWh [-10 %]	479,2 TWh [-10 %]	452,3 TWh [-16 %]	479,2 TWh [-10 %]

Quelle: Genehmigung des Szenariorahmens für den NEP Strom, BNetzA, 21.12.2011¹²

Um den Einfluss eines Verbrauchsrückgangs auf den Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes analysieren zu können, wurde die Untersuchung einer Sensitivität hinsichtlich des Verbrauchs gemäß vorstehender Tabelle als Auflage formuliert. Die zugehörigen Leistungen ermitteln die ÜNB aus dem Verhältnis der Energiemengen und Leistungen in den Basisszenarien.

3.2.4 Herleitung der Jahreshöchstlast in 2010

Im Folgenden wird begründet, welcher Wert aus der angegebenen Bandbreite für die Jahreshöchstlast 2010 bei der Bestimmung der bestehenden Netzbelastung zur Anwendung kommt. Es wird dargestellt, welche Methodik angewendet und welche Datenquellen herangezogen werden.

Die Angaben zu Leistungs- und Energiebedarf des Dokuments für die Konsultation der Szenarien vom 18. Juli 2011 basieren auf unterschiedlichen Quellen und Verfahren, deren Angaben jedoch aufeinander abgestimmt werden müssen. Die ÜNB leiten die Angaben über den Nettoenergiebedarf 2010 und die dazugehörige Leistung auf Basis der Quellen „BDEW Energiemarkt“¹³ und „BDEW Stromzahlen 2011“¹⁴ her.

Ermittlung der Belastungszeitreihen für Deutschland

Für jede Regelzone in Deutschland werden für jeweils 15 Minuten die Energiemengen bestimmt, die mit direkt angeschlossenen Netzkunden sowie mit unterlagerten und benachbarten Netzen ausgetauscht werden. Diese Energiemengen werden als Mittelwert der Leistung in diesem Intervall dargestellt. Die summierte Austauschleistung aller vier deutschen Regelzonen zu benachbarten Netzen ist Bestandteil der Statistiken, die im Rahmen von ENTSO-E erstellt werden. Die Austauschleistungen zu direkt angeschlossenen und unterlagerten Netzen werden in Einspeisungen in das Netz der ÜNB und Ausspeisungen aus dem Netz der ÜNB aufgeteilt.

Die Einspeisungen zuzüglich des Saldos der von den benachbarten Netzbetreibern bezogenen Leistung stellt die unmittelbar durch den Übertragungsnetzbetreiber messbare Summe von Verbrauch der Endkunden sowie Eigenbedarf und Verlusten in allen Netzebenen dar. Das gleiche Ergebnis kann über den Saldo der Abgabe an unterlagerte Netze zuzüglich der auch bilanztechnisch ermittelbaren Verlustleistung im Übertragungsnetz festgestellt werden. Diese unmittelbar erfassbare Leistungsabgabe aus dem Übertragungsnetz enthält alle in die unterlagerten Netze und bei den Direktkunden vorhandenen Einspeisungen aus konventionellen und regenerativen Energien.

Nicht alle Einspeisungen können jedoch zurzeit messtechnisch erfasst werden und müssen daher über andere Wege approximiert werden. Dies geschieht bei allen deutschen Übertragungsnetzbetreibern für die Photovoltaik und Windenergie über Hochrechnungen. Teilweise werden Kraftwerke mit Anschluss an die unterlagerten Netze direkt gemessen, teilweise können Einspeisungen in unterlagerte Netze aus Bilanzkreisabrechnungen ermittelt

¹² Bundesnetzagentur (2011): Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung gemäß § 12a Abs.3 EnWG.

¹³ Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2010): Energiemarkt Deutschland. Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom und Fernwärmeversorgung.

¹⁴ Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2012): Stromzahlen 2011. Der deutsche Strommarkt auf einen Blick

werden. Allerdings können auch nach Berücksichtigung der beschriebenen Anpassungen einige Einspeisungen bzw. Belastungen messtechnisch nicht erfasst werden.

Das Ergebnis der so viertelstündlich ermittelten Leistungswerte wird für alle vier Regelzonen zu Mittelwerten der Leistung für jeweils eine Stunde zusammengefasst. Die Stundenwerte eines Jahres gemeinsam bilden die Belastungszeitreihe.

Ableitung der elektrischen Energie 2010

Diese Belastungszeitreihe der ÜNB mit für die vier Regelzonen summierten Stundenmittelwerten für 2010 (Stand 28.10.2011) weist einen Energieinhalt von 486,7 TWh aus. In diesem Wert sind aufgrund der angewendeten Systematik Eigenbedarf und Netzverluste aller Stromnetze enthalten. Nach Abzug von 5 % Verlustenergie (27 TWh von 512 TWh für 2009)¹⁵ ergibt sich ein Wert von 463,6 TWh für den Netto-Stromverbrauch der Stromkunden im Beobachtungsbereich der ÜNB.

Die Quelle „BDEW Stromzahlen 2011“ weist einen Netto-Stromverbrauch von 530 TWh für das Jahr 2010 aus. Dieser wurde jedoch im Rahmen der Ermittlung der EEG-Umlage 2012 auf 535,4 TWh für das Jahr 2010 aktualisiert. Daraus resultiert, dass die ÜNB mit ihrer Systematik ca. 86,6 % des gesamten Netto-Stromverbrauchs erfassen.

Ableitung der elektrischen Leistung 2010

Der Höchstwert der direkten und indirekten Leistungserfassung durch die ÜNB für das Jahr 2010 beträgt als zeitgleicher Stundenmittelwert 79,6 GW. Nach Abzug eines auf die Verluste und den Eigenbedarf der Netze entfallenden Anteils von ca. 5 % beträgt die Leistung der von den ÜNB erfassten Stromkunden etwa 75,8 GW.

Wird analog der Ermittlung der Menge elektrischer Energie 2010 von einem Erfassungsgrad von ca. 86,6 % ausgegangen, ergibt sich ein zusätzlicher Leistungsbedarf der nicht beobachteten Verbraucher in Höhe von etwa 11,7 GW. Diesem Wert liegt die implizierte Annahme zugrunde, dass beobachtete und nicht beobachtete Verbraucher ein identisches Leistungsprofil aufweisen, nämlich 6.116 Vollbenutzungsstunden der Höchstlast. Somit kann ein Wert von 87,5 GW im Jahr 2010 abgeleitet werden.

Wird dagegen angenommen, dass sich die nicht erfasste Energiemenge von 71,8 TWh¹⁶ gleichmäßig über das Jahr verteilt – wird also von 8.760 Benutzungsstunden der Höchstlast ausgegangen – entspricht dies einer mittleren Leistung von nur noch 8,2 GW. Die von den ÜNB erfasste und pauschal um die Verlustenergie reduzierte Verbrauchsleistung von 75,8 GW ergibt zusammen mit diesem Minimalwert der nicht beobachtbaren Leistung eine Summe von 84 GW als untere Grenze des abgeschätzten Leistungsbedarfs der Verbraucher elektrischer Energie in Deutschland.

Es ist allerdings festzuhalten, dass ein solches Profil des durch die ÜNB nicht beobachtbaren Verbrauchs mit 8.760 Stunden jährlicher Benutzungsdauer der Höchstlast extrem unwahrscheinlich ist. Im großen Maßstab, also für Betreiber regionaler, kommunaler und industrieller Netze einschließlich der angeschlossenen Verbraucher, sind Anreize über den Strommarkt und die Netznutzungsentgelte gegeben, den Spitzenwert des Bezugs elektrischer Leistung aus dem Übertragungsnetz zu begrenzen. Mittel hierfür sind z.B. Spannungsabsenkungen in Mittelspannungsnetzen, Verlagerung des Leistungsbezugs von einem Übertragungsnetzbetreiber auf einen benachbarten Übertragungsnetzbetreiber, Einsatz von Spitzenlastkraftwerken, Verbrauchsmanagement und zeitliche Verlagerung von Produktionsprozessen. Speziell der Einsatz von Spitzenlastkraftwerken in unterlagerten oder direkt angeschlossenen Netzen kann zeitweise dazu führen, dass der o. g. Wert von 87,5 GW durchaus auch noch überschritten wird.

Die durch Kraftwerke in Deutschland und durch Bezug aus dem Ausland abzudeckende elektrische Höchstleistung setzt sich aus der Höchstleistung des Verbrauchs und den zeitgleich bereitzustellenden Leistungen für Eigenbedarf und Verluste des deutschen Stromnetzes über alle Spannungsebenen zusammen. Während die Erfassung der Energie für Verluste und Eigenbedarf nach Ablauf eines Abrechnungsjahres gut möglich ist, bestehen hinsichtlich

¹⁵ Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft [2010]: Energiemarkt Deutschland. Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom und Fernwärmeversorgung.

¹⁶ $535,4 - 463,6 = 71,8$ TWh

des Leistungsbedarfs hierfür Unsicherheiten. So können allein im Übertragungsnetz je nach Übertragungsaufgabe die Verluste um mehrere 1.000 MW schwanken. Dabei ist die Verlustleistung im Übertragungsnetz stärker durch großräumige Transporte als durch die Leistungsabgabe an die unterlagerten Netze bestimmt.

Die Leistungsnachfrage der Endkunden zusammen mit Eigenbedarf und Verlusten der Netze können dimensionierend für den Kraftwerkspark in Deutschland und die Bezugsmöglichkeiten aus dem Ausland sein. Für die Dimensionierung des Übertragungsnetzes ist eher die räumliche Verteilung von Erzeugung und Verbrauch von Bedeutung. Solange Erzeugung und Verbrauch in einem engen räumlichen Bezug stehen, ist das Übertragungsnetz bei einem Anstieg des Verbrauchs im Wesentlichen durch die Einbindung der dafür ggf. zusätzlich erforderlichen Kraftwerksleistung gefordert.

Das Übertragungsnetz wird auch durch weitere Einflüsse beansprucht. Dazu tragen die unterschiedlichen Charakteristiken des Verbrauchs in den verschiedenen Regionen Deutschlands bei: Unterschiede im Verhalten der Bevölkerung, die Industriestruktur, Zeiten des Sonnenuntergangs, unterschiedliche Ferienzeiten und Feiertage ebenso wie Bewölkung und Lufttemperatur. Die Relevanz dieser Einflussfaktoren wird daran deutlich, dass der Energiebedarf in Deutschland ebenso wie das Verhältnis von Energieverbrauch zu Höchstleistung von Jahr zu Jahr schwanken. Die Kenntnis des gleichzeitigen maximalen Leistungsbedarfs aller Kunden in Deutschland ist damit nur eine von mehreren Grundlagen für die Dimensionierung des Übertragungsnetzes.

Unter Berücksichtigung der vorgenannten Faktoren und Unsicherheiten sehen die ÜNB einen Wert der Höchstleistung des Verbrauchs der Endkunden von 87,5 GW für das Jahr 2010 als plausibel an.

3.3 AUFBEREITUNG DES SZENARIORAHMENS

Notwendiger Teil der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans sind umfangreiche Marktsimulationen, die insbesondere den künftig erwarteten blockscharfen Kraftwerkseinsatz in Deutschland unter den Vorgaben der Leistungen aus erneuerbarer Energieerzeugung und des Verbrauchs aus den Szenarien ermitteln. Sie liefern somit die Eingangsdaten für Netzberechnungen auf Netzknotenebene.

Diese Aufbereitung der genehmigten Mantelzahlen auf Netzknoten beinhaltet in einem ersten Schritt die Erfassung und regionale Zuordnung der zukünftig in Bezug auf das jeweilige Szenario erwarteten folgenden Punkte:

- installierte Leistungen konventioneller Kraftwerke,
- Energieerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energiequellen,
- die regionale Verteilung von Speicherkapazitäten sowie
- die Regionalisierung des Verbrauchs.

Den Netzknoten wurden bezüglich Verbrauch und der Einspeiseleistung von EE-Erzeugungsanlagen regional unterschiedliche Profile zugewiesen, die zu einem gemeinsamen Referenzjahr gehören. Des Weiteren wurde das Ausland bezüglich der Erzeugungs- und Übertragungsnetzkapazitäten nachgebildet.

3.3.1 Regionalisierung konventioneller Kraftwerke und Speicher

Konventionelle Kraftwerke und Speicher wurden in einer Kraftwerksliste¹⁷ erfasst, die die Bestandskraftwerke, Kraftwerke im Bau, Kraftwerke in Planung und die Ersatzneubauten beinhaltet. Es ist somit möglich, die installierten Leistungen je Energieträger und Technologieklasse aus dem genehmigten Szenariorahmen mit den jeweiligen Vorgaben vollständig einzelnen bekannten, von den Kraftwerksbetreibern festgelegten Standorten zuzuordnen. Es gibt in Deutschland keine Kraftwerksliste, die die Standorte und Parameter von Kraftwerken jeglicher Art nach Größenordnung, Bauart etc. differenziert und vollständig erfasst. Die ÜNB haben keinen Einfluss auf die Standorte zukünftig zu errichtender Kraftwerke und sind auf die Informationen der Kraftwerksprojektiertler angewiesen.

¹⁷ Siehe KW-Liste unter www.netzentwicklungsplan.de/content/dokumentensammlung

Im Rahmen der Gespräche zum Szenariorahmen mit der BNetzA und der Prognos AG als Vertreter der Gas-Fernleitungsnetzbetreiber wurde die Kraftwerksliste der ÜNB überarbeitet. Danach mussten noch geringfügige Anpassungen vorgenommen werden, die sich allerdings lediglich auf Einzelfälle von Leistungs- oder Standortkorrekturen beziehen. Die vorgegebenen Gesamtwerte je Energieträger und installierter Leistung aus der Genehmigung des Szenariorahmens werden vollumfänglich eingehalten und regionalisiert.

Kraftwerke mit Netzanschluss am Höchstspannungsnetz können auf Basis dieser Kraftwerksliste direkt ihren Netzknoten zugeordnet werden. Kraftwerke mit Netzanschluss in unterlagerten Netzen können entweder als Generatoren ihren Standorten in diesen Netzebenen oder als Netzeinspeisungen den nächstgelegenen 380/110-kV-Anschlussknoten indirekt zugeordnet werden. Die Verteilung der installierten Leistung der konventionellen Kraftwerke ist damit regional modelliert.

Technische Parameter der Kraftwerke wie Wirkungsgrad, Leistungsgradienten, Anteil des Stroms aus Kraft-Wärme-Kopplung, Mindestleistungen, Stillstandszeiten etc. werden in der Marktmodellierung berücksichtigt (siehe Kapitel 4). Aus der Marktsimulation werden dann auch die resultierenden Einspeisungen aus diesen Kraftwerken ermittelt.

3.3.2 Regionalisierung der Erzeugung aus regenerativen Energiequellen

Für die regionale Zuordnung der genehmigten installierten Leistungen von elektrischen Energieerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energiequellen (installierte Leistungen aus erneuerbaren Energien) zu den Bundesländern und weiter zu den Netzknoten wurde eine regionale Verteilungsmethodik angewendet.

Die regionalen Verteilungsschlüssel basieren auf folgenden Prinzipien:

- Die installierten Leistungen aus erneuerbaren Energien je Umspannwerksstandort im Jahr 2010 sind bekannt. Sie werden den jeweiligen Netzknoten zugeordnet und auf Bundesländerebene aggregiert.
- Die im Rahmen der Konsultation des Szenariorahmens durch die Bundesländer an die BNetzA gemeldeten Zahlen zur installierten Leistung der erneuerbaren Energien werden für das Szenario C 2022 als Basis übernommen. Aus der Differenz zum Stand Ende 2010 ergibt sich ein Zubau je Bundesland für das Szenario C 2022.
- Diese Zubauleistung je erneuerbarer Energiequelle wird größtenteils auf Basis von Potenzialstudien, die den Verteilungsnetzbetreibern oder den Übertragungsnetzbetreibern vorliegen, auf die Netzknoten in den Bundesländern verteilt.
- Die Differenz zwischen dem Ist-Wert der installierten Leistung je Typ der erneuerbaren Energiequellen Ende 2010 und dem Zielwert je Bundesland für 2022 wird für die Verteilung des in den Szenarien A und B für Deutschland angegebenen Zubauwertes auf die Bundesländer genutzt.
- Für die Szenarien A und B wird der Zubau gegenüber dem Jahr 2010 proportional zum Anteil des jeweiligen Bundeslandes am Zubau für das Szenario C 2022 aufgeteilt.
- Die durch die BNetzA vorgenommene Kürzung um 10 % für Windenergieanlagen an Land und auf See wird für diese so auch auf jeden einzelnen von den Bundesländern gemeldeten Zielwert pauschal angewandt.

Die weitere regionale Detaillierung auf die Netzknoten erfolgte auf Basis vorhandener Informationen, die den Übertragungsnetzbetreibern von den Verteilungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellt wurden bzw. im Verhältnis der heutigen Ist-Verteilung der erneuerbaren Energien je Landkreis oder Einzugsregion eines Umspannwerkes. Die Verteilung der installierten Leistungen von elektrischen Energieerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energiequellen ist damit regional modelliert. Verteilungsnetzbetreiber spielen speziell für die sichere Integration der erneuerbaren Energien eine zentrale Rolle. Schon heute findet bei der Netzplanung ein regelmäßiger enger Informationsaustausch statt, und Projekte an den Schnittstellen zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetzen werden

gemeinsam geplant und durchgeführt. Bei zukünftigen Netzentwicklungsplänen wird aber eine noch engere und frühzeitigere Abstimmung mit den Verteilungsnetzbetreibern angestrebt. Diese soll speziell bei der Erstellung der Szenarien, der Regionalisierung und der Bildung von Netzäquivalenten für Verteilungsnetze vertieft werden, da die Koordination zwischen Verteilungs- und Übertragungsnetz mit dem weiterem Ausbau der erneuerbaren Energien zunehmend wichtiger wird.

Die Überführung der installierten Leistung erneuerbarer Energien auf die tatsächliche Einspeiseleistung erfolgte über regional aufgelöste Zeitreihen, die für jedes Bundesland oder jede Netzregion für das Referenzjahr 2007 vorliegen. Das Jahr 2007 war vergleichsweise windreich und bietet sich daher als Modell für die Abbildung des zukünftigen Windertrages an. Dabei wird angenommen, dass der Klimawandel zukünftig zu einem höheren Windaufkommen führt als im Durchschnitt der letzten Jahre.

Durch Multiplikation der im jeweiligen Szenario zukünftig erwarteten installierten Leistungen in den einzelnen Netzknoten mit den jeweiligen unterschiedlichen Einspeiseprofilen aus dem Referenzjahr wurden pro Szenario die Einspeisungen aus erneuerbaren Energiequellen ermittelt.

3.3.3 Regionalisierung des Verbrauchs

Der regional verteilte Kraftwerkspark enthält neben Erzeugungsanlagen zur Nutzung regenerativer Energiequellen in allen Spannungsebenen und größeren Kraftwerken am Netz der öffentlichen Versorgung auch industrielle Kraftwerke und Blockheizkraftwerke sowie einzelne Kraftwerke zur Deckung des Strombedarfs für den Verkehr. Diesem Kraftwerkspark waren für die Marktsimulation die entsprechenden regionalen Verbrauchsprofile gegenüberzustellen, welche den privaten Verbrauch, den Verbrauch aus Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, der Industrie, des Verkehrs sowie einen Anteil, der durch Eigenerzeugung gedeckt wird, enthalten. Dazu musste der Verbrauch auf Netzknoten heruntergebrochen werden, um die Lasten in den einzelnen Netzabschnitten ermitteln zu können.

Damit die meteorologischen Grunddaten mit denen der Erzeugung konsistent sind, ist das Basisjahr für die Ermittlung der Verbrauchsprofile ebenfalls das Jahr 2007. Aus diesem Basisjahr wurden den einzelnen Netzknoten für das deutsche Stromnetz regionalisierte Profile des Verbrauchs zugeordnet. Das Gesamtprofil des Verbrauchs für das deutsche Stromnetz wird aus diesen Profilen zusammengesetzt. Die so erhaltene Zeitreihe des gesamten Verbrauchs wurde anschließend auf die von der BNetzA genehmigten Kennwerte Höchstlast und Energiemenge skaliert. Das dabei angewandte Verfahren wird im Folgenden näher erläutert:

Für das Referenzjahr 2007 wurden die Profile aus Messwerten der ÜNB und Anpassungen hinsichtlich der nicht beobachtbaren Energiemengen gebildet. Dadurch, dass sich der Bedarf aus dem Verbrauch der privaten Haushalte, dem gewerblichen Strombedarf, dem Industriestrombedarf und dem Stromeinsatz im Verkehrssektor über alle Spannungsebenen zusammensetzt, ist die Zusammenstellung mit Unsicherheiten verbunden. Die Abbildung der prinzipiellen regionalen zeitgleichen Verhältnisse und die Passfähigkeit mit den meteorologischen Grundbedingungen in einem konsistenten Jahreslauf für Deutschland und Europa werden dabei gewährleistet. Wenn man die einzelnen Verbrauchsprofile zusammensetzt, erhält man eine Verbrauchszeitreihe des Jahres 2007 für Deutschland, die als höchsten Stundenmittelwert 82,5 GW und als Gesamtenergieinhalt 527 TWh enthält.

In einem nächsten Schritt wurde nun die Höchstlast aus 2007 auf den konsultierten und genehmigten Wert von 84 GW für 2022/2032 angepasst, was mit einer Multiplikation der gesamten Regelzonenlastzeitreihe 2007 mit dem Faktor aus den beiden Höchstlastwerten (konsultierter Wert: 84 GW und der Wert aus 2007: 82,5 GW) geschieht. Dadurch wurde das Gesamt-Verbrauchsprofil linear angehoben. Es ergibt sich eine Jahresarbeit von $527 \text{ TWh} \times (84 \text{ GW} / 82,5 \text{ GW}) = 536,58 \text{ TWh}$, die allerdings nicht dem Wert aus dem genehmigten Szenariorahmen (535,4 TWh) entspricht. Daher waren weitere Anpassungen notwendig.

Aus den so linear skalierten Ausgangsprofilen konnten die Verbrauchsanteile der Regelzonen abgeleitet werden (50Hertz 18,02 %; Amprion 38,38 %; TenneT 30,67 %; TransnetBW 12,93 %), die allerdings nicht den Erwartungen hinsichtlich der zukünftigen Verbrauchsverteilung entsprechen. Die für die Szenariojahre 2022 bzw. 2032 prognostizierten unterschiedlichen Anteile des Verbrauchs in den Regelzonen am Gesamtverbrauch wurden der Prognose

„Letztverbrauch bis 2016“ der Prognos AG¹⁸ entnommen und zunächst auf den konsultierten und genehmigten Gesamtverbrauch von 535,4 TWh angewandt. Es wurden Absolutwerte für den Verbrauch in den einzelnen Regelzonen abgeleitet. Die Aufteilung wird gemäß Prognos-Gutachten zukünftig folgendermaßen erwartet:

TABELLE 5: AUFTEILUNG DES VERBRAUCHS IN DEN REGELZONEN

Regelzone	Verbrauch
50Hertz	zu 19,46 % (104,18 TWh)
Amprion	zu 37,14 % (198,84 TWh)
TenneT	zu 30,57 % (163,65 TWh)
TransnetBW	zu 12,84 % (68,73 TWh)

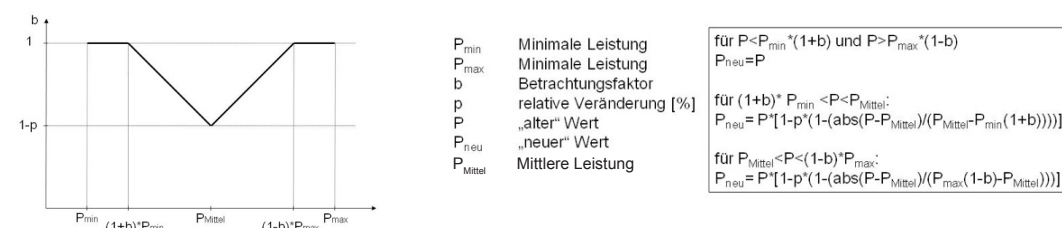
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Mit einem mathematischen Verfahren wurden die für das Referenzjahr 2007 ermittelten und linear auf die Höchstlast skalierten Profile der Regelzonenlasten so angepasst, dass beide Maßgaben des Szenariorahmens – die Einhaltung der Höchstlast und der Energiemenge sowohl für die Szenarien als auch für die Sensitivitätsbetrachtungen – erfüllt werden und die prognostizierte Verbrauchsverteilung aus dem Prognos-Gutachten¹⁹ fortgeschrieben wird.

Exkurs: Mathematisches Verfahren zur Skalierung der Lastprofile

Ziel ist es, die Zeitreihen so anzupassen, dass einerseits die Verteilungscharakteristik zwischen den einzelnen Regelzonen erhalten bleibt, und andererseits auch die Maxima und Minima der einzelnen Zeitreihen und des Gesamtprofils unverändert bleiben.

ABBILDUNG 5: ALGORITHMUS ZUR ANPASSUNG DER VERBRAUCHSZEITREIHEN



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

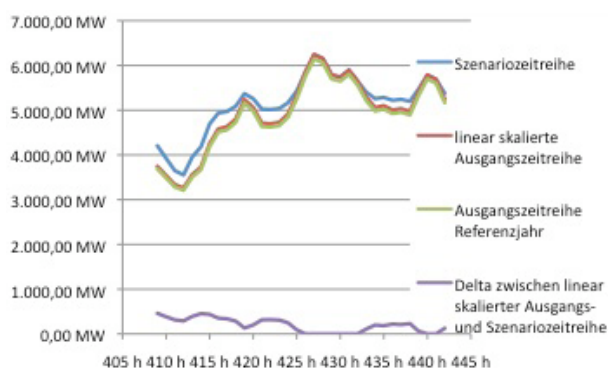
Es wird ein Skalierungsfenster b (in obiger Abbildung dargestellt auf der Ordinate) so definiert, dass in einem Bereich sowohl um die Mindestleistung als auch um die Maximalleistung keine Veränderung der Werte vorgenommen wird, d.h. im Bereich von P_{\min} bis $(1+b) \cdot P_{\min}$ und im Bereich von $(1-b) \cdot P_{\max}$ bis P_{\max} . So verbleiben die Minima und Maxima unverändert. Bei der Skalierung wurde ein Bereich von 11 % bzw. 0,11 gewählt.

¹⁸ VGB Powertech (2011): Analyse der Nichtverfügbarkeit von Wärmekraftwerken 2001–2010

¹⁹ Prognos AG (2011): Letztverbrauch bis 2016. Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage

Die notwendige Änderung im Verbrauch in den einzelnen Regelzonen, die sich aus der Differenz zwischen der linear skalierten und der konsultierten Energiemenge sowie aus dem Vergleich der linear skalierten Ausgangsprofile und den prognostizierten Verbrauchsanteilen aus dem Prognos-Gutachten ergeben, wird nun auf die zwischen den ausgeklammerten Maxima- und Minimabereichen verbleibenden Werte so übertragen, dass ausgehend vom Mittelwert des jeweiligen Profils die links und rechts vom Mittelwert P_{Mittel} liegenden Werte in Abhängigkeit von der Entfernung zum Mittelwert um den Faktor p aus der Tabelle entweder reduziert oder erhöht werden. In der folgenden Abbildung ist der Zusammenhang der Zeitreihen an einem Beispiel grafisch dargestellt.

ABBILDUNG 6: ZUSAMMENHANG DER ZEITREIHEN



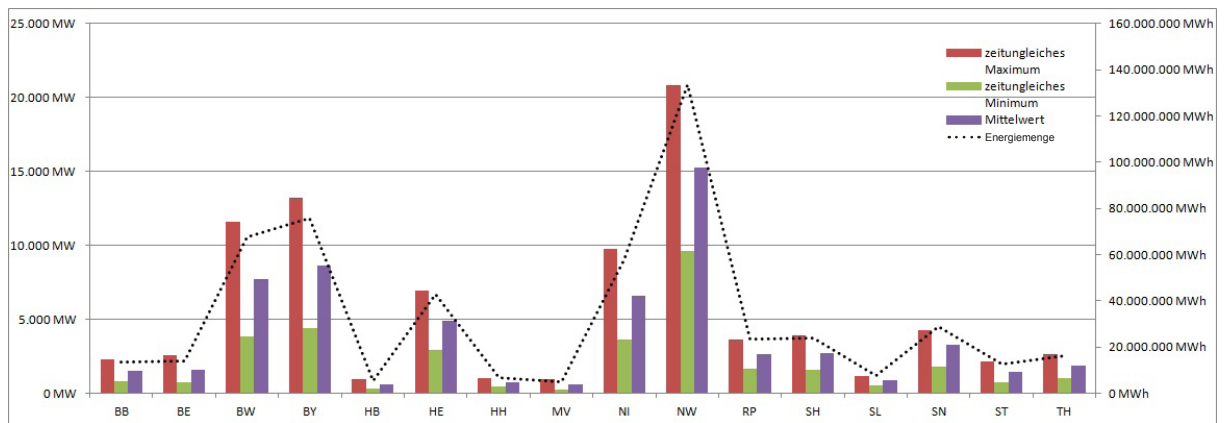
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Es handelt sich um einen Ausschnitt einer Ausgangszeitreihe um ein Maximum herum. Dargestellt werden die Ausgangszeitreihe aus dem Referenzjahr, die lineare Skalierung, ihre energetische Anpassung – deren Ergebnis der Szenariozeitreihe entspricht – sowie das Delta zwischen den beiden letztgenannten. Man erkennt hier den ausgesparten Bereich, in dem keine Änderung vorgenommen wird.

Nach Anwendung des Verfahrens lagen die regionalisierten Verbrauchsprofile in einer Form vor, die eine Verwendung in der Marktsimulation ermöglicht und die Prämissen des konsultierten und genehmigten Szenariorahmens bezüglich Höchstlast und Gesamtverbrauch einhält.

Eine Übersicht der Kennwerte Maximum und Minimum der regionalen Verbrauchsprofile, sowie deren Mittelwert ist in der folgenden Grafik abgebildet:

ABBILDUNG 7: ÜBERSICHT DER KENNWERTE DER VERBRAUCHSZEITREIHEN IN DEN BUNDESLÄNDERN



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Summiert man die nicht zeitgleich auftretenden Verbrauchsmaxima der Bundesländer, erhält man einen Gesamtwert von 88,0 GW. Summiert man die Minima, erhält man 34,5 GW.

Zusätzlich wurden im Netzentwicklungsplan 2012 für die o.g. Szenarien den Vorgaben der Bundesnetzagentur entsprechende reduzierte Lastzeitreihen aufgestellt. Für den Zeithorizont 2022 beträgt die Reduktion ca. 10 % und für den Zeithorizont 2032 ca. 16 %. Hierfür wurden marktwirtschaftliche Untersuchungen im gleichen Umfang wie in den vorgenannten (100 %-Last-)Szenarien durchgeführt.

Die im Ausland benötigten Energiemengen im Jahr 2022 entsprechen den in den jeweiligen Nationalen Aktionsplänen für erneuerbare Energien (National Renewable Energy Action Plans, NREAP) dargestellten Angaben²⁰.

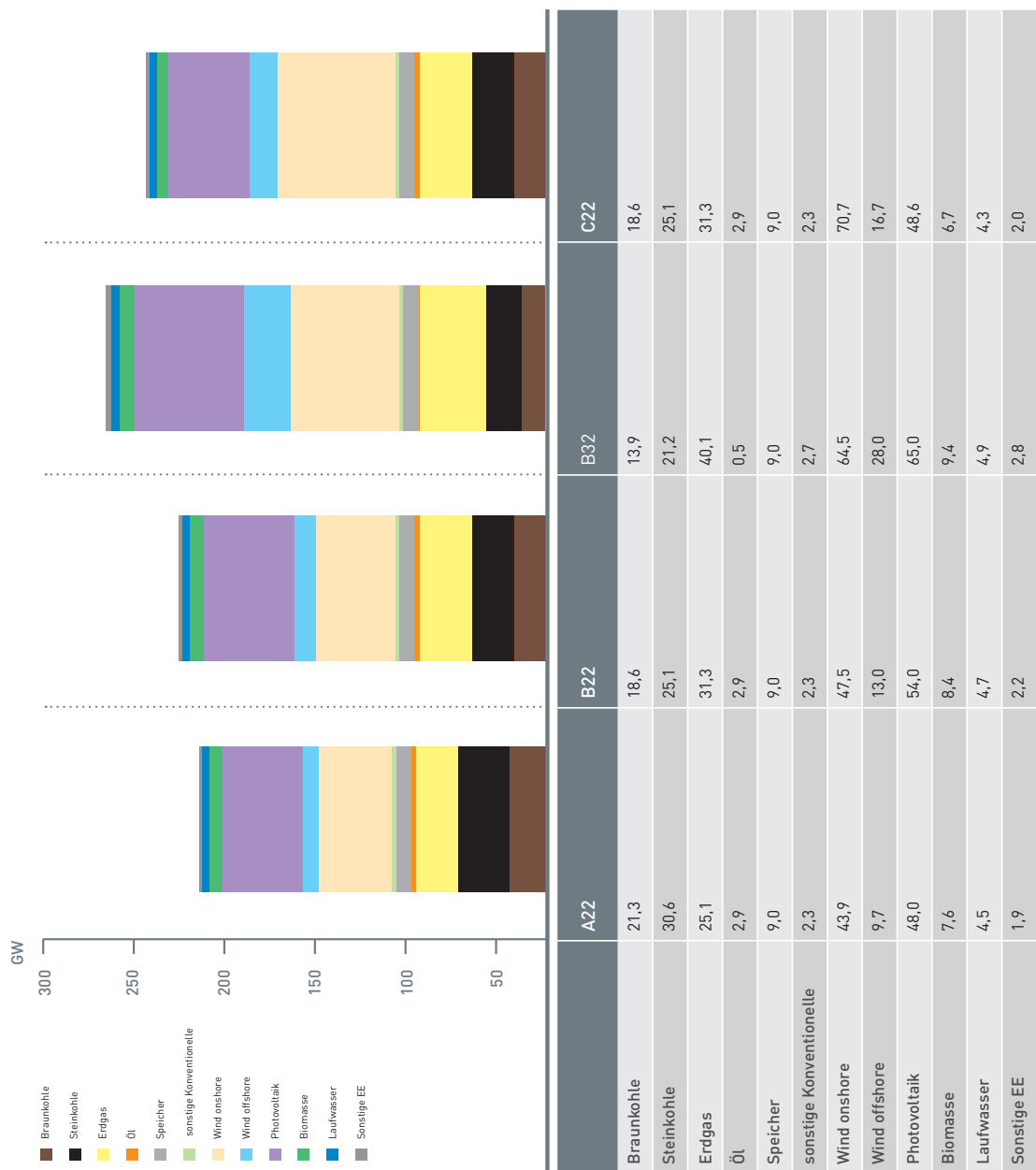
Den auf die Netzknoten aufgeteilten Zeitreihen des Verbrauchs wurde pauschal ein Wert von 5 % addiert, um neben dem Nettostrombedarf auch die Verluste des Stromtransports in den Übertragungs- und Verteilungsnetzen in den Marktsimulationen zu berücksichtigen. Auch diese Energiemengen müssen durch den Kraftwerkspark bereitgestellt und bei der Dimensionierung der Netze berücksichtigt werden. Die Summe der Verluste und des Nettostrombedarfs ergibt den netzbezogenen Bruttostrombedarf für die Betrachtung im Netzentwicklungsplan. Die Detaillierung auf die einzelnen Netzknoten in einer Netzregion erfolgt nach dem Anteil des Verbrauchs des jeweiligen Knotens an der Starklast in der Region. So ergeben sich die Zeitreihen pro Netzknoten.

²⁰ Europäische Kommission (2011): National Renewable Energy Action Plan (NREAP)

3.3.4 Ergebnisse der Regionalisierung

Als Ergebnis der zuvor beschriebenen Regionalisierung liegen für jeden Netzknoten die installierten Leistungen konventioneller Kraftwerke, die installierten Leistungen von Anlagen der erneuerbaren Energien sowie der Maximalwert des zeitungleichen Verbrauchs vor. Die Summe dieser Knotengrößen für Gesamtdeutschland ist zum Nachweis der Einhaltung der genehmigten installierten Leistungen aus dem Szenariorahmen in Abbildung 8 dargestellt.

ABBILDUNG 8: INSTALLIERTE LEISTUNGEN JE SZENARIO



Quelle: Genehmigung des Szenariorahmens für den NEP Strom, BNetzA, 21.12.2011²¹

²¹ Bundesnetzagentur (2011): Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung gemäß § 12a Abs.3 EnWG

Zur besseren Darstellung sind die zuvor beschriebenen Knotengrößen für die einzelnen Szenarien auf die jeweiligen Bundesländer aufgeschlüsselt in den nachfolgenden Grafiken abgebildet. Neben den installierten Leistungen der Erzeugungsanlagen sind auch die jeweiligen Minimal- und Maximalwerte des Verbrauchs dargestellt. Hierzu ist anzumerken, dass dies eine Betrachtung je Bundesland ist und damit sowohl die Maxima als auch die Minima nicht zwangsläufig zeitgleich in jedem Bundesland auftreten. Somit kann der Maximalwert für Gesamtdeutschland nicht aus der Summe der Einzelwerte ermittelt werden.

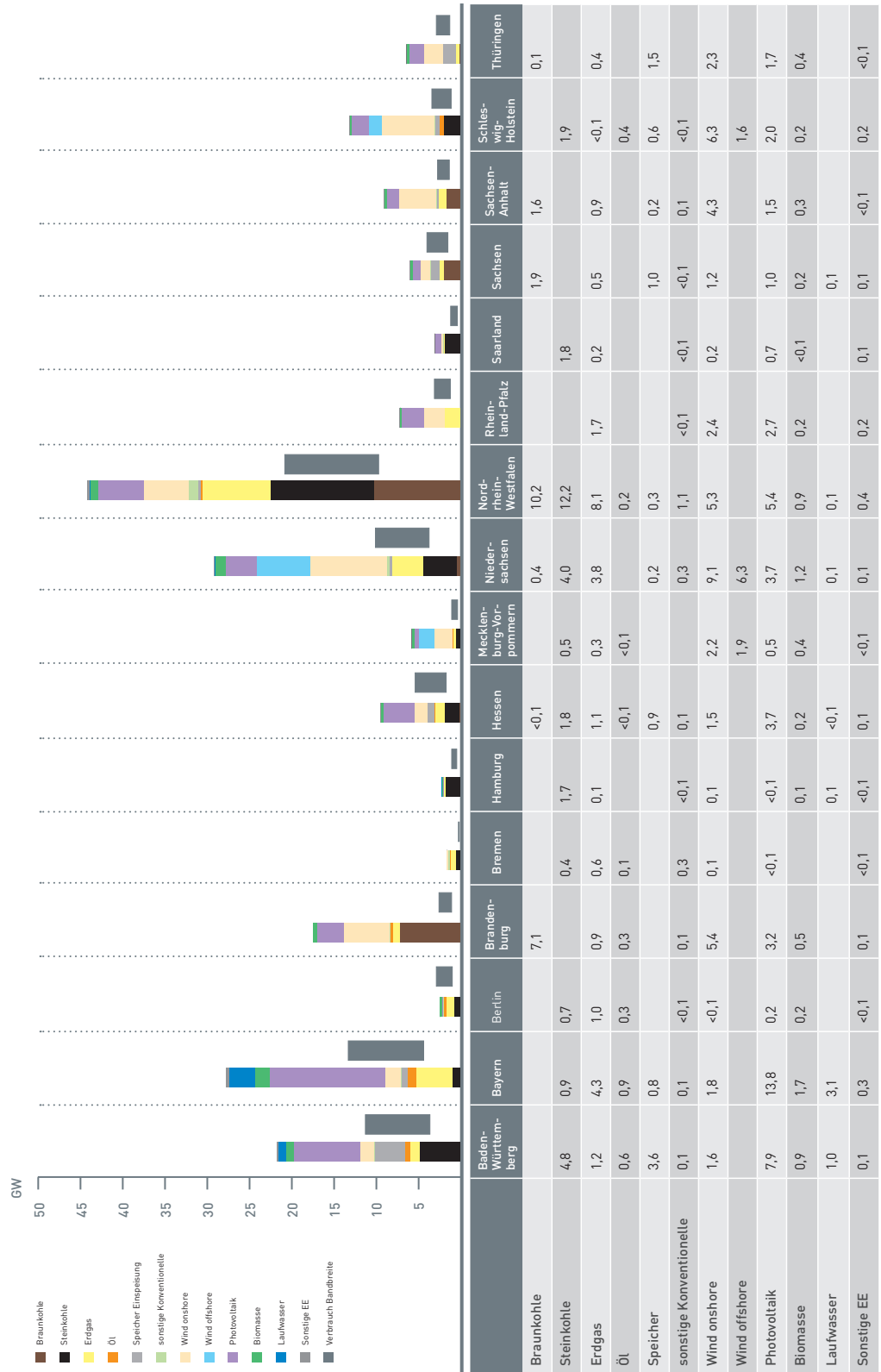
In den folgenden Abbildungen ist die Aufschlüsselung per 31.12.2011 und für die jeweiligen Szenarien dargestellt. In allen Darstellungen ist die räumliche Aufteilung der Einspeisetypen zu erkennen. Die Photovoltaik-Anlagen konzentrieren sich eher in den südlichen Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg. Die Konzentration der Windenergieanlagen ist in den küstennahen Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein sowie Brandenburg besonders hoch.

Bei den konventionellen Kraftwerken liegen die Schwerpunkte der Steinkohlekraftwerke in Baden-Württemberg, in Niedersachsen und in Nordrhein-Westfalen. Bei den Braunkohlekraftwerken ist dies durch den jeweiligen Tagebau auf die Bundesländer Brandenburg, Nordrhein-Westfalen, Sachsen und Sachsen-Anhalt begrenzt. Die Gaskraftwerke verteilen sich über viele Bundesländer, sind aber auch konzentriert in Bayern, Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen zu finden.

In Abbildung 9 ist die Aufteilung in Szenario A 2022 dargestellt. Beim Vergleich der Maximallast jedes Bundeslandes mit der jeweils installierten Leistung der konventionellen Kraftwerke lässt sich erkennen, dass für die Abdeckung des Verbrauchs bereits das Übertragungsnetz erforderlich ist.

Die installierte Leistung der EE-Erzeugungsanlagen übersteigt in vielen Bundesländern sogar deutlich die Höchstlast. Zur großräumigen Integration dieser Einspeisungen ist ebenfalls das Übertragungsnetz erforderlich.

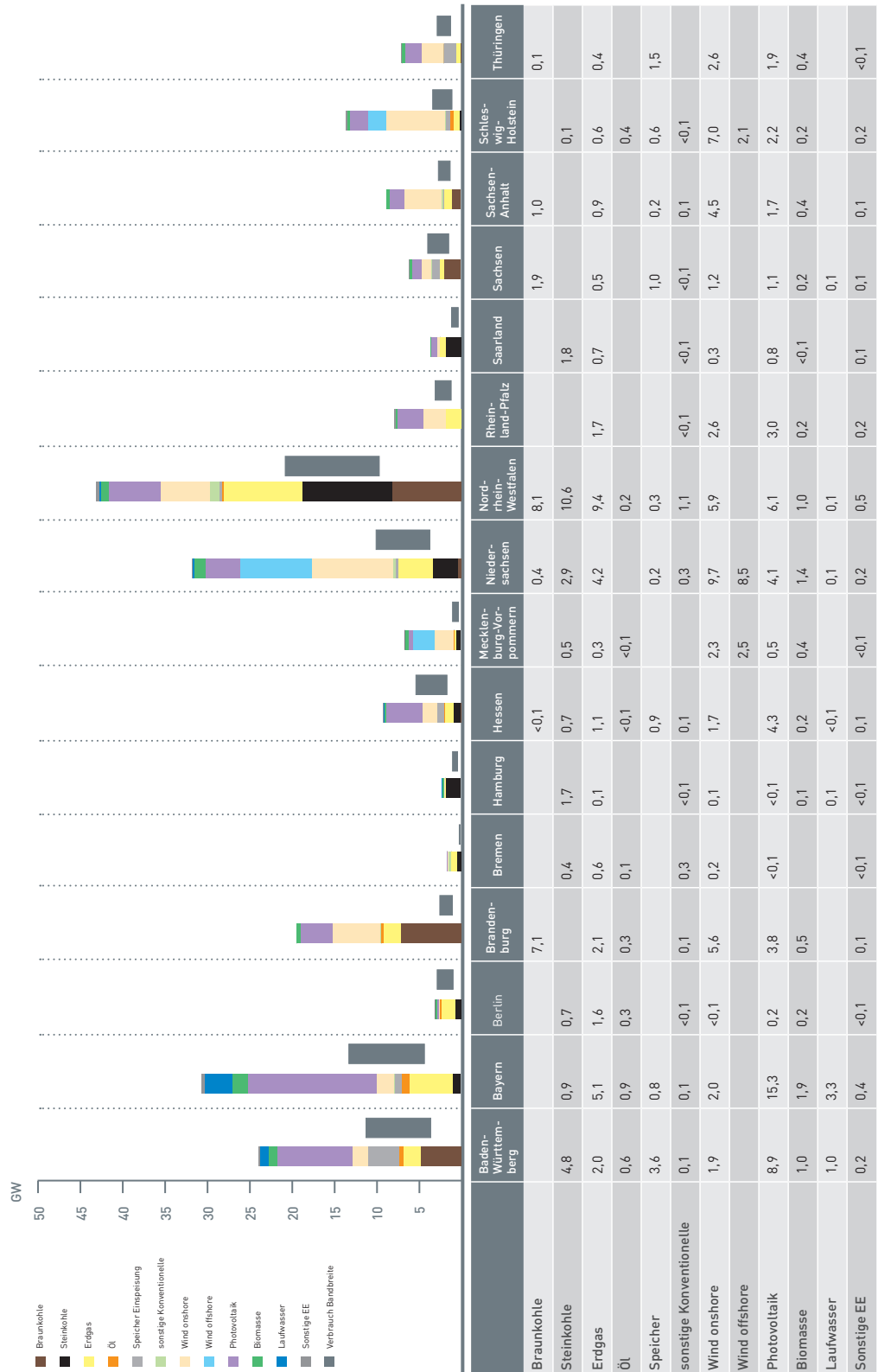
ABBILDUNG 9: INSTALLIERTE LEISTUNGEN JE BUNDESLAND IM SZENARIO A 2022



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In Abbildung 10 ist die Aufteilung in Szenario B 2022 dargestellt. Der Transportbedarf ist wie im Szenario A 2022 auch hier bereits erkennbar.

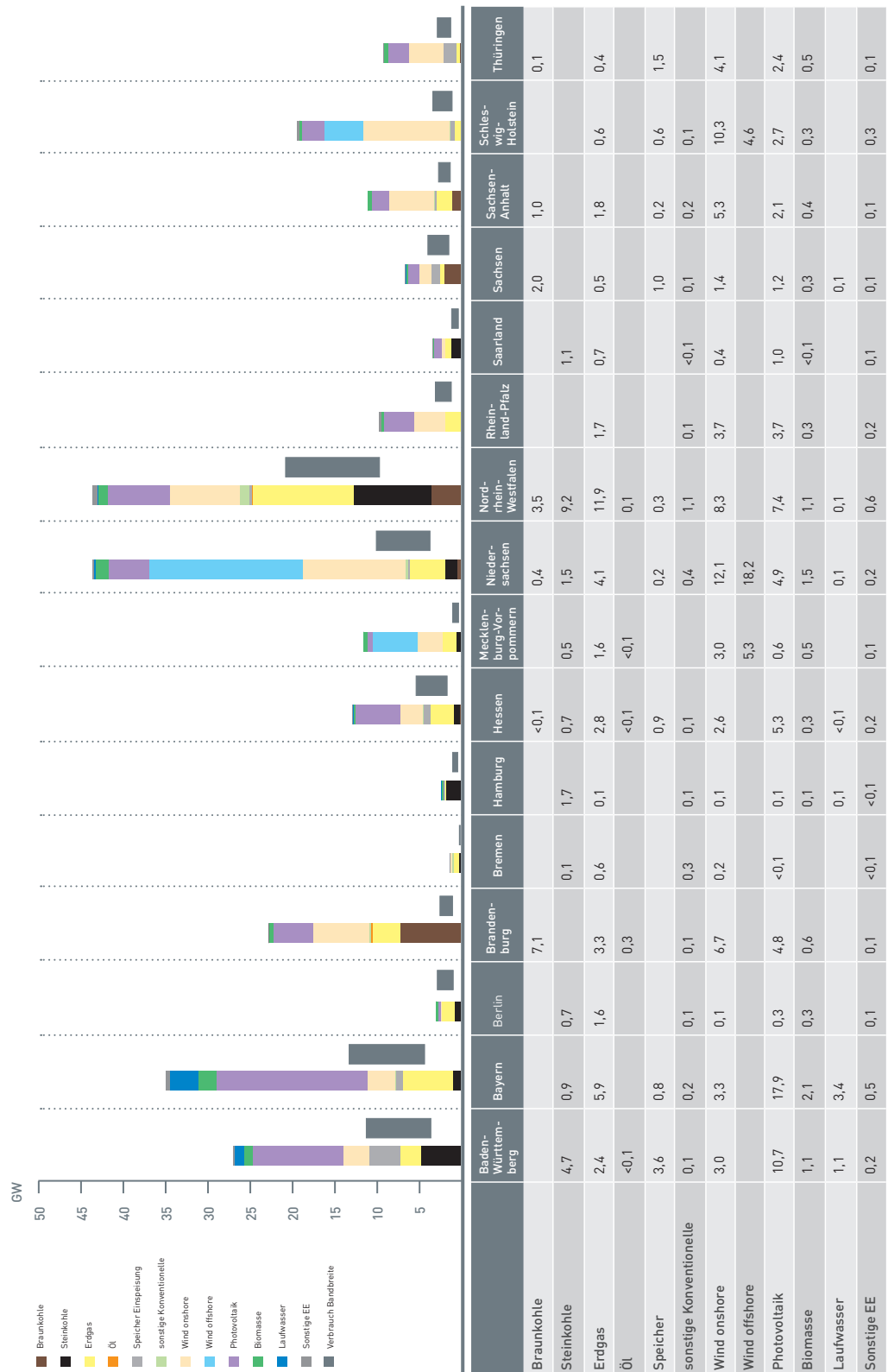
ABBILDUNG 10: INSTALLIERTE LEISTUNGEN JE BUNDESLAND IM SZENARIO B 2022



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In Abbildung 11 ist die Aufteilung in Szenario B 2032 dargestellt. Der Transportbedarf ist wie für die vorstehenden Szenarien auch hier bereits erkennbar.

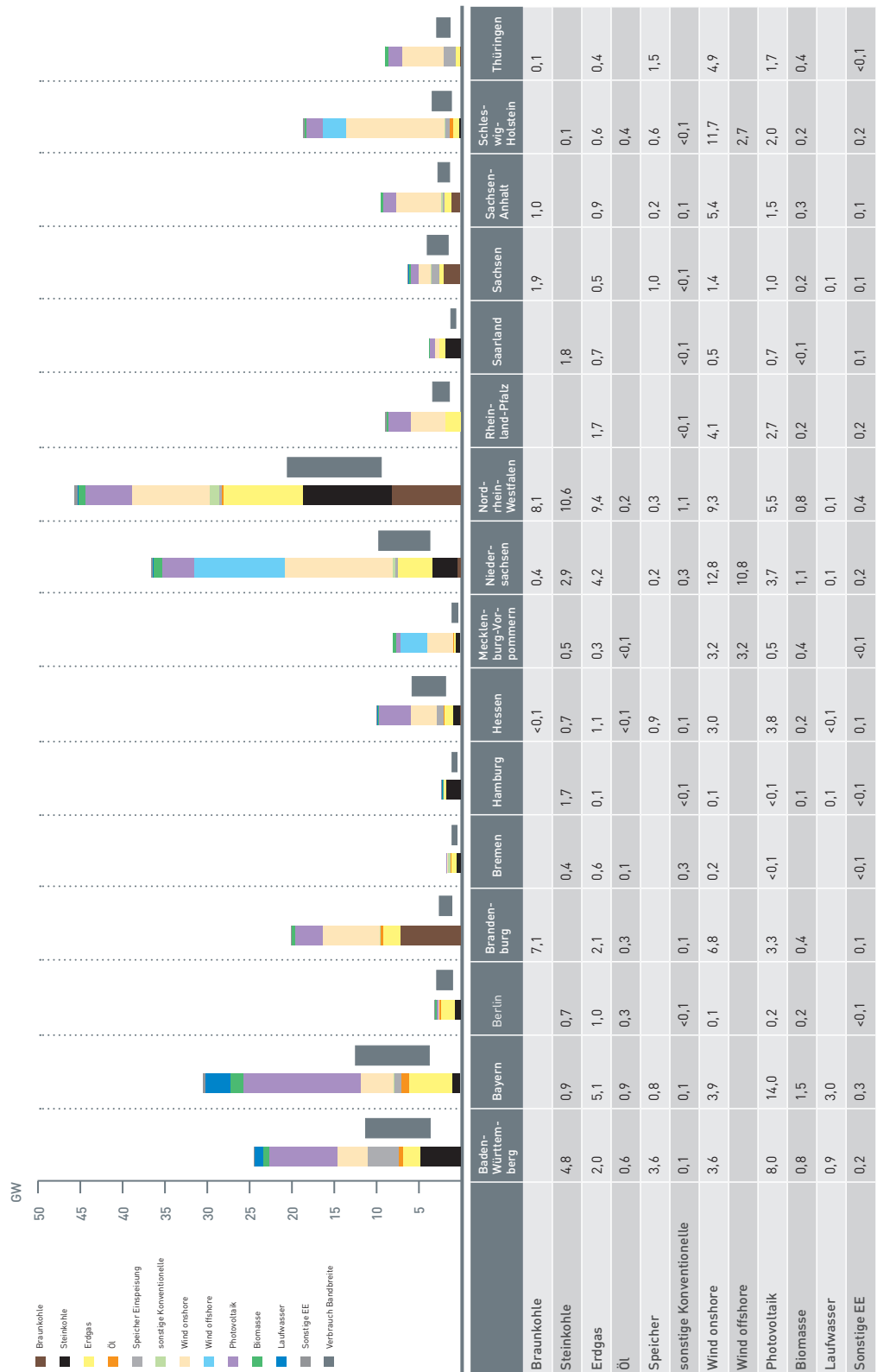
ABBILDUNG 11: INSTALLIERTE LEISTUNGEN JE BUNDESLAND IM SZENARIO B 2032



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In Abbildung 12 ist die Aufteilung in Szenario C 2022 dargestellt. Der Transportbedarf ist wie für die vorstehenden Szenarien auch hier bereits erkennbar.

ABBILDUNG 12: INSTALLIERTE LEISTUNGEN JE BUNDESLAND IM SZENARIO C 2022



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Dadurch, dass Erzeugungskapazität und Verbrauchslast (Importe/Exporte der Bundesländer) regional nicht übereinstimmen, entstehen in allen Szenarien Transportbedarfe zwischen den Netzknoten in den Bundesländern und von und zu ausländischen Märkten.

3.3.5 Nachbildung des Auslands

Das europäische Energieversorgungssystem ist schon heute durch bestehende Übertragungskapazitäten zwischen den einzelnen Ländern des ENTSO-E-Netzverbundes eng miteinander verknüpft. Hierdurch wird auch ein Stromhandel zwischen einzelnen Marktgebieten ermöglicht, der den Kraftwerkseinsatz in diesen Gebieten jeweils beeinflusst. Der zukünftige Einsatz des Erzeugungssystems in Deutschland – und damit auch die Transportaufgabe für das Übertragungsnetz – wird daher aufgrund der zentralen Lage innerhalb Europas und der gut ausgebauten Verbindungen zu den Anrainerstaaten von den Entwicklungen in den Nachbarländern abhängig sein. Demzufolge sind für den Netzentwicklungsplan neben den Annahmen für das deutsche Erzeugungssystem auch die Entwicklungen der Last und der Erzeugungslandschaft im übrigen Europa relevant. Um sämtliche Wechselwirkungen des europäischen Verbundnetzes berücksichtigen zu können, werden alle 35 Länder des ENTSO-E-Netzverbundes bei der Bestimmung der zukünftigen Transportaufgabe auf Basis einer Simulation des zukünftigen Energiemarkts mit einbezogen. Für das deutsche Übertragungsnetz sind besonders die zukünftigen grenzüberschreitenden Handelsflüsse Deutschlands relevant, die sich aus den zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten sowie den installierten Leistungen und Nachfrageentwicklungen in Europa ergeben.

Scenario Outlook & System Adequacy Forecast 2011 (Erzeugungskapazitäten)

Um in sich konsistente Annahmen hinsichtlich der Erzeugungskapazitäten bzw. installierten Leistungen des deutschen sowie des europäischen Erzeugungssystems und des Strombedarfs zu treffen, wurde im Rahmen des Netzentwicklungsplans auf die Szenarien des „Scenario Outlook & System Adequacy Forecast“ (SO&AF 2011) des ENTSO-E²² zurückgegriffen, die den Szenarien des Netzentwicklungsplans gemäß Tabelle 6 zugeordnet werden.

TABELLE 6 : ZUORDNUNG DER SZENARIEN FÜR DEUTSCHLAND UND EUROPA

Szenarien für Deutschland im Netzentwicklungsplan	Zugeordnete Szenarien für europäisches Ausland „SO&AF 2011“	Eigenschaften der europäischen Szenarien für ganz Europa
Szenario A 2022	System Adequacy Forecast, Scenario B	Moderater EE-Zuwachs, Anstieg des Energiebedarfs um 14 %, Deckung der Höchstlast gewährleistet, Anstieg der Leistung von Kohle- und Erdgaskraftwerken
Szenario B 2022	System Adequacy Forecast, Scenario B	
Szenario B 2032	EU 2020	Höherer EE-Zuwachs, Anstieg des Energiebedarfs um 6 %, Deckung der Höchstlast gewährleistet, Rückgang der Leistung von Kohle- und Erdgaskraftwerken
Szenario C 2022	EU 2020	

Die installierten Kapazitäten für erneuerbare Energien der vorgegebenen europäischen Szenarien wurden basierend auf der Einspeisesituation des Basisjahres 2007 in stündliche Einspeisezeitreihen umgerechnet. Da für die Situation in Deutschland und Europa somit konsistente Eingangsdaten – das Basisjahr 2007 – zugrunde gelegt wurden, ist die Vergleichbarkeit der Last sowie der „Must-Run“-Einspeisung in Gesamteuropa gewährleistet. Die angegebenen Summen der thermischen und hydraulischen Kraftwerkskapazitäten wurden blockscharf auf bestehende Anlagen und bekannte Neubauten für das europäische Erzeugungssystem umgerechnet.

²² ENTSO-E: Scenario Outlook Adequacy Forecast 2011–2025

Ten-Year Network Development Plan der ENTSO-E (Transportkapazitäten)

Grenzüberschreitende Transportkapazitäten werden auf Basis von Transportkapazitäten („Net Transfer Capacities“, NTCs) vorgegeben, die sich für die Zukunft aus dem Ausbau der Stromleitungen in Grenznähe ableiten lassen. Für Deutschland wurden im Rahmen des Netzentwicklungsplans von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern NTCs definiert. Für den verbleibenden Betrachtungsbereich wurden entsprechend des Zehnjahresplans der ENTSO-E (Ten-Year Network Development Plan 2010, TYNDP²³) die relevanten Netzausbauprojekte und deren Wirkung auf die heutigen grenzüberschreitenden Transportkapazitäten bestimmt. Dadurch konnten die Übertragungskapazitäten in den betrachteten Jahren für jedes europäische Marktgebiet hergeleitet werden.

Fazit

In Kapitel 3 wurde erläutert, wie die Eingangsdaten für ein Elektrizitätsmarktmodell von Deutschland und Europa (von Portugal/Gibraltar bis an die Türkei und die weißrussische Grenze) ermittelt wurden. Ausgangsbasis waren die konsultierten und genehmigten Mantelzahlen zu konventioneller Erzeugung, Erzeugung aus regenerativen Quellen und zum Verbrauch.

Die Mantelzahlen der Genehmigung wurden in einem konsistenten Verfahren auf Netzknotenebene regionalisiert und den zugehörigen Einspeiseprofilen zugeordnet:

- konventionelle Kraftwerke blockscharf sowie auf Einspeiseknoten regionalisiert,
- erneuerbare Energien: netzknotenscharf mit Zuordnung von regionalen Einspeiseprofilen,
- Verbrauch: netzknotenscharf mit Zuordnung von regionalen Verbrauchsprofilen.

Mit diesen regionalisierten Daten für Deutschland, den europäischen Daten sowie den energiewirtschaftlichen Fundamentalannahmen zu Energiepreisen liegen die Eingangsdaten für die Marktsimulation vor.

²³ ENTSO-E (2010): Ten-Year Network Development Plan 2010-2020. Non-Binding Community-Wide Ten-Year Network Development Plan-Pilot Project Final

4 MARKTSIMULATION

4.1 MODELLIERUNG DES ENERGIEMARKTS

Um realitätsnahe und blockscharfe Kraftwerkseinsatzfahrpläne zu erzeugen, wurde unter Anwendung eines am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) an der RWTH Aachen entwickelten Optimierungsverfahrens eine europäische Stromerzeugungsplanung durchgeführt. Dazu wird der systemweit volkswirtschaftlich optimale Kraftwerkseinsatz zur kostenminimalen Lastdeckung ermittelt. Das heißt, dass entsprechend der „Merit Order“ (nach Erzeugungspreisen aufsteigend sortierte Kraftwerksliste) konventionelle Kraftwerke eingesetzt werden. Es wird lediglich diejenige Leistung erzeugt, die nach Abzug erneuerbarer Einspeisungen und aufgrund technischer Restriktionen eingesetzter „Must-Run“-Einheiten bereitgestellt werden muss.

Strategische Entscheidungen einzelner Marktteilnehmer (Bietverhalten, Kapazitätszurückhaltung etc.) werden somit nicht im Modell berücksichtigt. Dies schließt aus strategischen Gründen auch in Teillast betriebene Kraftwerke aus. Mit Hinblick auf den vergleichsweise langen Zeitraum bis 2022 ist es ohnehin fraglich, ob solche Einsatzentscheidungen in Zukunft überhaupt getroffen werden bzw. schon heute abgeschätzt werden können.

Die Ergebnisse aus der Marktsimulation inklusive deren regionaler Verteilung dienen als Eingangsgrößen der Netzanalysen.

Wesentliche Eingangsdaten für die durchgeführten Marktsimulationen stammen aus dem genehmigten Szenariorahmen (siehe Kapitel 3). Für den Prozess der Optimierung sind im Wesentlichen die folgenden Informationen erforderlich:

- der zur Verfügung stehende blockscharfe hydrothermische Kraftwerkspark in Europa (unter Berücksichtigung der technischen Eigenschaften aller Erzeugungsanlagen und ihrer spezifischen Kostenkomponenten),
- der vorzuhaltende Reservebedarf,
- die zu deckende Nachfrage,
- die priorisierte Einspeisung aus den sogenannten „Must-Run“-Einheiten (insbesondere die Erzeugung aus erneuerbaren Energien sowie wärmegeführt betriebene Anlagen) und
- die zwischen den Marktgebieten zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten.

Letztere sind gemäß der heutigen Marktsituation – und angepasst an die zukünftige Netzsituation – als „Net Transfer Capacities“ (NTC) modelliert.

Die Optimierung erfolgt über den Zeitbereich eines Jahres, um alle relevanten Zeitkopplungen zu berücksichtigen. Der resultierende stündliche Kraftwerkseinsatz einschließlich des ermittelten grenzüberschreitenden Energieaustauschs entspricht den Einsatzentscheidungen in einem vollkommenen Markt. Die Nachfrage abzüglich der Summe der Einspeisung aus erneuerbaren Energien und der wärmegeführt betriebenen Anlagen wird durch die Leistung konventioneller, hydrothermischer Kraftwerke gedeckt. Weiterhin wird im Rahmen der Marktsimulation die vorzuhaltende Regelreserve für jedes betrachtete Marktgebiet berücksichtigt.

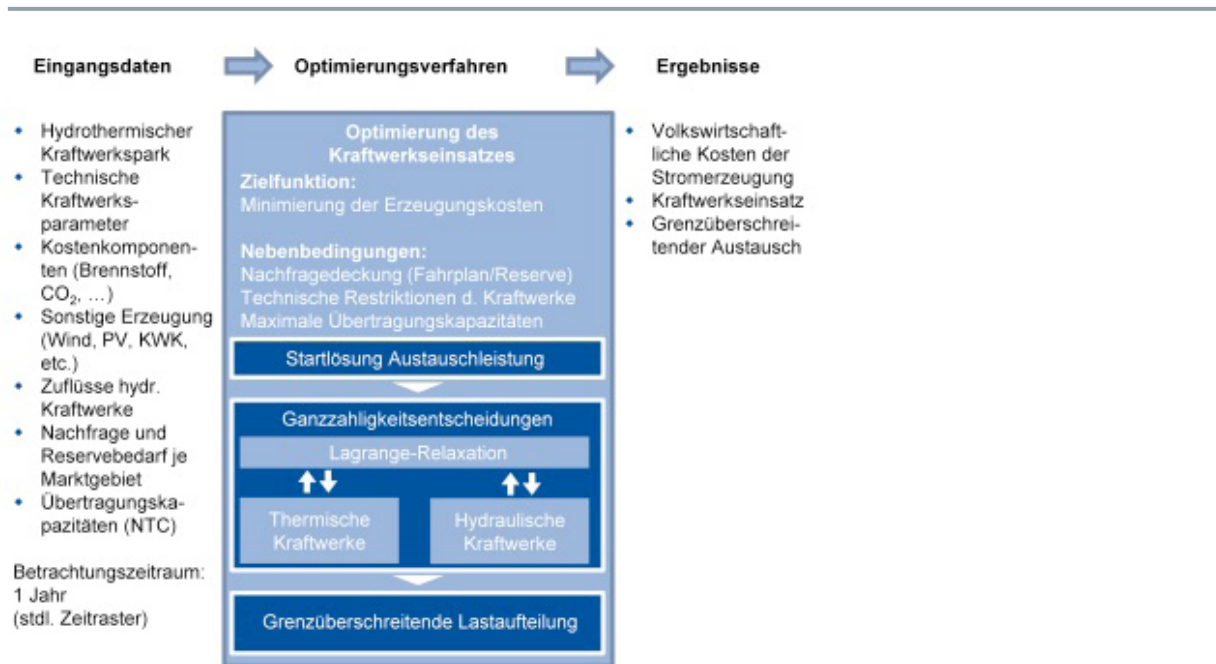
4.1.1 Funktionsweise des Marktsimulationsverfahrens

Die Ermittlung des europaweiten, kostenminimalen Kraftwerkseinsatzes stellt eine komplexe Aufgabe dar, die nur mittels mathematischer Optimierungsverfahren gelöst werden kann²⁴. Insbesondere wegen der Ganzzahligkeitsentscheidungen beim Einsatz thermischer Kraftwerke sowie der zeitlichen Kopplungen hydraulischer Gruppen kann das Problem nicht mithilfe üblicher mathematischer Lösungsverfahren (Solver) gelöst werden. Dahingegen bietet eine Lagrange-Relaxation die Möglichkeit, die Aufgabe in Teilprobleme zu zerlegen, die jeweils mit spezialisierten Algorithmen gelöst werden können. Anstelle der Einbindung der Nebenbedingungen als additive Terme der Optimierungsfunktion werden gewichtete Multiplikatoren, sogenannte Lagrange-Multiplikatoren verwendet.

²⁴ Mirbach, Tobias (2009): Marktsimulationsverfahren zur Untersuchung der Preisentwicklung im europäischen Strommarkt.

Ausgehend von einer Startlösung erfolgt die Koordination der einzelnen Aufgaben mithilfe von Lagrange-Multiplikatoren, die die Einhaltung der systemkoppelnden Nebenbedingungen wie Nachfrage- und Reservedeckung gewährleisten. Die folgende Abbildung veranschaulicht das gewählte Vorgehen.

ABBILDUNG 13: VERFAHRENSÜBERSICHT DER MARKTSIMULATION



Quelle: IAEW

Mit der Übernahme der ermittelten Ganzzahligkeitsentscheidungen als Ergebnis der Lagrange-Relaxation wird in einem weiteren Verfahrensschritt das Restproblem der grenzüberschreitenden Lastaufteilung unter Berücksichtigung des nun bekannten Betriebszustands aller Erzeugungsanlagen gelöst. Wesentliche Ergebnisse der Marktsimulation sind somit der systemweite, blockscharfe und kostenminimale Kraftwerkseinsatz, die resultierenden Gesamtkosten der Stromerzeugung zur Nachfragedeckung und der grenzüberschreitende Energieaustausch für jedes Marktgebiet.

4.1.2 Eingangsdaten

Die Marktsimulation basiert auf den Daten aus dem genehmigten Szenariorahmen (siehe Kapitel 3). Es folgen weitere Informationen zu Primärenergiepreisen, Wärmemarktabbildung sowie Erzeugung aus regenerativen Quellen.

Primärenergiepreise

Die Primärenergiepreise setzen sich aus Brennstoffpreisen zzgl. spezifischer CO₂-Zertifikatskosten sowie ggf. Transportkosten zusammen. Im Fall der Braunkohle ist die Verstromung aufgrund des geringen spezifischen Energiegehalts in geographischer Nähe zum Abbauort zwingend notwendig, weshalb eine monetäre Bewertung des Transports nicht erforderlich ist. Uran als Brennstoff für Kernkraftwerke ist szenariobedingt nur bei ausländischen Kraftwerken zu berücksichtigen und weist lediglich vernachlässigbare Transportkosten auf. Für Erdgas wird je Marktgebiet das Entry-Exit-Modell (auch Zweivertragsmodell, ein Abrechnungssystem zur Vergütung von Energietransportleistungen) angewendet, sodass für den Bezug von Gas eine standortunabhängige und ausschließlich mengenabhängige Entnahmegebühr anfällt. Die signifikanten, standortabhängigen Transportkosten für Steinkohle werden knotenscharf mittels eines Transportkostenmodells über einen Fundamentalansatz abgebildet. Hierbei wird ausgehend von den Grenzübergabepunkten sowie den Hafenregionen als Primärenergiebezugsorte ein kantengewichteter Graph für jeden Netzanschlussknoten aufgebaut. Die Gewichtung der Kanten resultiert aus den Di-

stanzen unter Berücksichtigung des Schienen- und Binnenschiffverkehrs. Mithilfe des Dijkstra-Algorithmus, einem Algorithmus zur Ermittlung kürzester Wege, werden die Entfernungen von den Quellen zu den Senken bestimmt, was den standortabhängigen Transportpreis für Steinkohle beschreibt.

Wärmemarktabbildung (Kraft-Wärme-Kopplung, KWK)

Innerhalb der Marktsimulation werden die wärmegeführten Anlagen nach ihrer Leistung differenziert. Kraftwerke mit einer installierten Leistung größer 300 MWel gelten als stromgeführt betrieben, während die im Rahmen der Wärmeerzeugung generierte elektrische Energie als „Must-Run“-Erzeugung abgebildet ist. Die restliche Leistung kann innerhalb der Erzeugungsgrenzen des Kraftwerks im Rahmen der Kraftwerkseinsatzoptimierung eingesetzt werden. Wärmegeführte Anlagen mit einer installierten Leistung kleiner 300 MWel gelten als ausschließlich wärmegeführt und werden vollständig als „Must-Run“-Einspeisung modelliert. Die wärmegeführte Einspeisung ist dabei durch die Wärmeganglinie des Verbrauchs gekennzeichnet.

Erzeugung aus regenerativen Quellen

Für Deutschland ist die installierte Leistung erneuerbarer Energien durch den Szenariorahmen vorgegeben. Basierend auf dem historischen Wetterjahr 2007 (siehe Kapitel 3.3.2 „Regionalisierung der Erzeugung aus regenerativen Energiequellen“) haben die Übertragungsnetzbetreiber die stündliche Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen für jeden Netzknoten in Deutschland ermittelt. Zur Parametrierung der Einspeisesituation im europäischen Ausland kommt ein am IAEW entwickeltes Modell für regenerative Einspeisungen zum Einsatz.

Unter Berücksichtigung konsistenter Annahmen werden zur Interpolation der regionalen, stundenscharfen Beschreibung des Windaufkommens und der Sonneneinstrahlung Messwerte von europäischen Wetterstationen aus dem Basisjahr 2007 verwendet. Unter Vorgabe der installierten Solar- und Windleistung sowie der Differenzierung zwischen On- und Offshore-Windkraftanlagen werden die stundenscharfen Einspeisungen für jedes Marktgebiet im europäischen Ausland ermittelt.

Die Einspeisezeitreihen von Biomasse- und Laufwasserkraftwerken sind abgeleitet vom historischen Profil des Basisjahres 2007 und entsprechend der vorgegebenen Szenarien skaliert. Auf diese Weise wird die damalige Korrelation zwischen Wind, Sonneneinstrahlung, Niederschlag und Temperatur berücksichtigt und ein konsistenter gesamteuropäischer Datensatz erstellt.

Die Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen ist ein Element des Strommarktes und hat daher keine Auswirkungen auf das Netz. Für die Netzplanung ist nur relevant, welche Strommengen an welchen Standorten vom Netz aufzunehmen und zu übertragen sind.

4.1.3 Kraftwerksparameter

Die Modellierung der thermischen Kraftwerke in Deutschland erfolgt gemäß dem abgestimmten Szenariorahmen. Die einzelnen Blöcke des deutschen Kraftwerksparks sind anhand von Postleitzahlen entsprechenden Netzknoten und Schaltanlagen zugeordnet. Ergänzend wurden die technischen Daten aus einer bereits vielfach in der Praxis eingesetzten Kraftwerksdatenbank für die Parametrierung thermischer Erzeugungsanlagen in Europa durch das IAEW bereitgestellt. Die Werte basieren auf öffentlich verfügbaren Quellen (Jahrbücher, kommerzielle Datenbanken etc.^{25, 26, 27}) sowie Detailkenntnissen und Einschätzungen hinsichtlich bestehender und zukünftiger Kraftwerksprojekte im europäischen Ausland. Dies betrifft insbesondere auslastungsabhängige Wirkungsgrade, geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten, Mindestzeiten und -leistungen sowie Anfahrkosten. Hierbei wird hinsichtlich Anlagenalter und Erzeugungstechnologie differenziert. Noch unbekannte Kraftwerksprojekte im europäischen Ausland werden als Zubaublöcke gemäß Stand der Technik modelliert. Auf diese Weise ist eine detaillierte Modellierung des Erzeugungsmixes in allen betrachteten Marktgebieten möglich.

²⁵ Mirbach, Tobias (2009): Marktsimulationsverfahren zur Untersuchung der Preisentwicklung im europäischen Strommarkt.

²⁶ Konstantin, Panos (2009): Praxisbuch Energiewirtschaft.

²⁷ Hall, Marc et. al. (2011): Jahrbuch der europäischen Energie- und Rohstoffwirtschaft

Die Kraftwerke werden nach ihren Energieumwandlungsarten differenziert abgebildet. Kraftwerke sind entweder als Gasturbine (GT), Dampfturbine (DT) sowie Gas- und Dampfturbine (GuD) modelliert, die sich hinsichtlich der nachfolgend erläuterten technischen Eigenschaften unterscheiden.

Mindestleistungen

Maßgeblich für das Leistungsband im regelfähigen Betrieb sind der Maschinentyp sowie der Brennstoff. So besitzen Gasturbinen eine geringere Mindestleistung als vergleichbare Dampfturbinen.

Wirkungsgrade

Die Effizienz der Kraftwerke wird unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Anlagentechnologien für den Betrieb berücksichtigt. Auf Basis von Maschinentechnologie, Blockgröße sowie des Baujahres wird ein auslastungsabhängiger Wirkungsgrad als Wärmeverbrauchskurve modelliert. Dabei zeigt sich ein quadratischer Zusammenhang zwischen Primärenergieverbrauch und erzeugter elektrischer Leistung.

Revisionen

Das Verfahren berücksichtigt die Verfügbarkeiten der einzelnen Kraftwerksblöcke im gesamten Systembereich. Die Datenbasis der spezifischen Verfügbarkeiten gründet auf historischen Werten gemäß veröffentlichter Verfügbarkeitsstatistiken²⁸. Auf diese Weise kann zwischen unterschiedlichen Technologien und länderspezifischen Besonderheiten unterschieden werden. Generell ausgenommen sind Extremszenarien, wie sie in der Vergangenheit in Einzelfällen durch besondere meteorologische Einwirkungen oder durch höhere Gewalt hervorgerufen wurden.

Mindesteinsatz- und Stillstandzeiten

In dem Optimierungsverfahren werden Mindesteinsatz- und Mindeststillstandszeiten als zeitkoppelnde Nebenbedingungen thermischer Kraftwerke berücksichtigt. Diese bestehen bei den Übergängen zwischen Stillstand und dem regelfähigen Betrieb sowie umgekehrt. Die Dauer ist technologieabhängig. So weisen Gasturbinen gegenüber Dampfturbinen eine höhere Flexibilität auf und sind schnellstartfähig, weshalb sie im Stillstand Reserveleistung vorhalten können.

An- und Abfahrvorgänge

Der Wärmeverbrauch beim Anfahren von Kraftwerken wird abhängig von der Stillstandzeit berechnet. Hier wird der Wärmeverbrauch mit dem Kostenterm für den Primärenergieträger bewertet. Zur Berücksichtigung der Rigidität von Dampfturbinen speisen diese nach dem Stillstand innerhalb der ersten Stunde nur mit Minimalleistung ein. Ab der zweiten Stunde fahren die Kraftwerke in ihrem regelbaren Leistungsband. Gasturbinen werden aufgrund ihrer Flexibilität ohne Anfahrrestriktionen abgebildet.

Hydraulische Kraftwerke

Die Modellierung von Pumpspeicherkraftwerken erfolgt im Simulationsverfahren entsprechend ihrer physikalischen und geographischen Charakteristika. Weiterhin berücksichtigt werden neben den Kenngrößen der eingesetzten Maschinentypen wie Nennleistung und Wirkungsgrad auch natürliche Zuflüsse, Beckengrößen in Form des Speichervolumens, Fallhöhen und eventuell vorhandene hydraulische Vernetzungen.

4.2 ERGEBNISSE DER MARKTSIMULATIONEN

4.2.1 Länderbilanzen und Energieaustausch

Das Ergebnis der Marktsimulation je Szenario ist ein wirtschaftlich optimierter Kraftwerkseinsatz zur Deckung der residualen Nachfrage nach elektrischer Energie im gesamten Betrachtungsbereich. Da die Austauschmöglichkeiten elektrischer Energie in Europa hinsichtlich der Leistung begrenzt sind, bilden sich Märkte mit unterschiedlichen Energiepreisen. Für die Dimensionierung eines engpassfreien Übertragungsnetzes in Deutschland können Höhe, Zeitpunkt und Richtung der Austauschleistungen zwischen Deutschland und den angrenzenden Marktgebieten von

²⁸ VGB Powertech (2011): Analyse der Nichtverfügbarkeit von Wärmekraftwerke

großer Bedeutung sein. Diese Austauschleistungen lassen sich als Importe, Exporte und Transite beschreiben. Die Ergebnisse der Marktsimulation sind unter anderem die ökonomischen Austauschleistungen zwischen den Märkten. Diese unterscheiden sich in der Regel von den bilateralen Austauschleistungen, die aus Netzberechnungen resultieren.

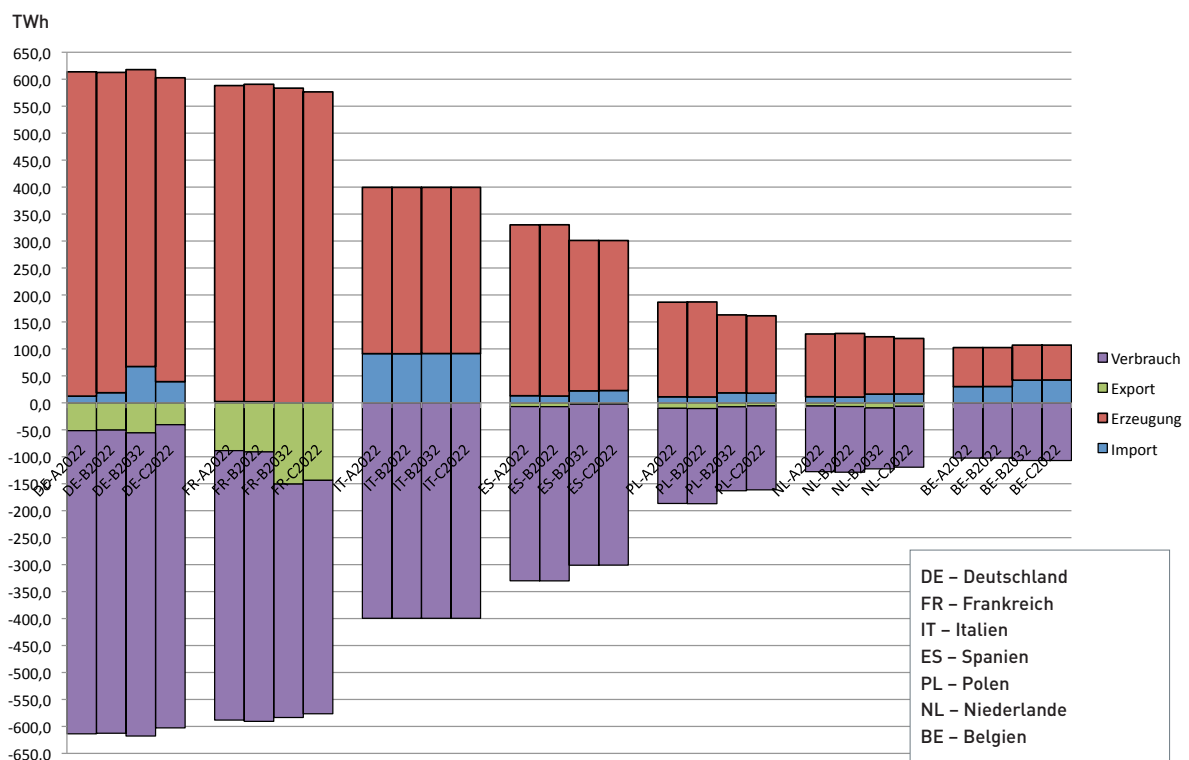
Gleichwohl können die Leistungssalden und ökonomischen Austauschleistungen in vielen Fällen Hinweise auf die Bedeutung des internationalen Stromhandels für die Inanspruchnahme des deutschen Übertragungsnetzes geben.

Energie

Die Abbildungen 14 und 15 beschreiben die Energiesalden im Betrachtungsjahr für einige europäische Märkte in den vier Szenarien in Absolutwerten (TWh). Dargestellt sind Erzeugung und Verbrauch sowie die um Transite durch die Marktgebiete bereinigten Import- und Exportsalden.

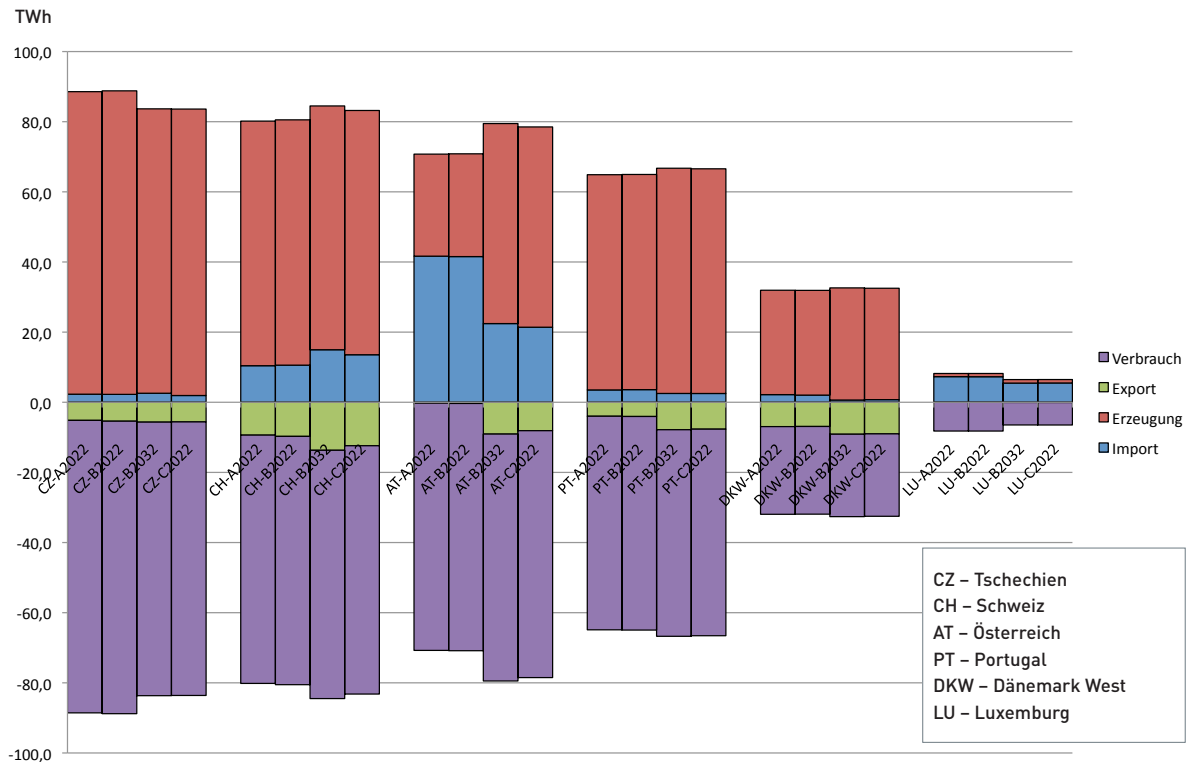
Während Deutschland in allen Szenarien etwa gleich große Energiemengen exportiert, steigt der Import elektrischer Energie von Szenario A 2022 über B 2022 über C 2022 zu B 2032 stark an. Im Szenario B 2032 tritt mit 67 TWh der größte Import auf. Dieser Verlauf steht in enger Korrelation mit dem für Frankreich berechneten Export, der in den Szenarien C 2022 und B 2032 um 50 bis 60 TWh ansteigt, weil in diesen Szenarien für Frankreich ein um ca. 63 TWh geringerer Verbrauch vorausgesetzt wird. Für Italien wird ebenso wie für Deutschland von keiner Veränderung des Verbrauchs zwischen den Szenarien ausgegangen. Zusätzlich sind die Übertragungskapazitäten zum Ausland weitgehend in Richtung Italien ausgenutzt. Daher ergeben sich hier keine Änderungen der Salden von Erzeugung, Ex- und Import.

ABBILDUNG 14: ENERGIESALDEN AUSGEWÄHLTER EUROPÄISCHER MÄRKTE JE SZENARIO



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

ABBILDUNG 15: ENERGIESALDEN AUSGEWÄHLTER EUROPÄISCHER MÄRKTE (VERBRAUCH <100 TWh) JE SZENARIO



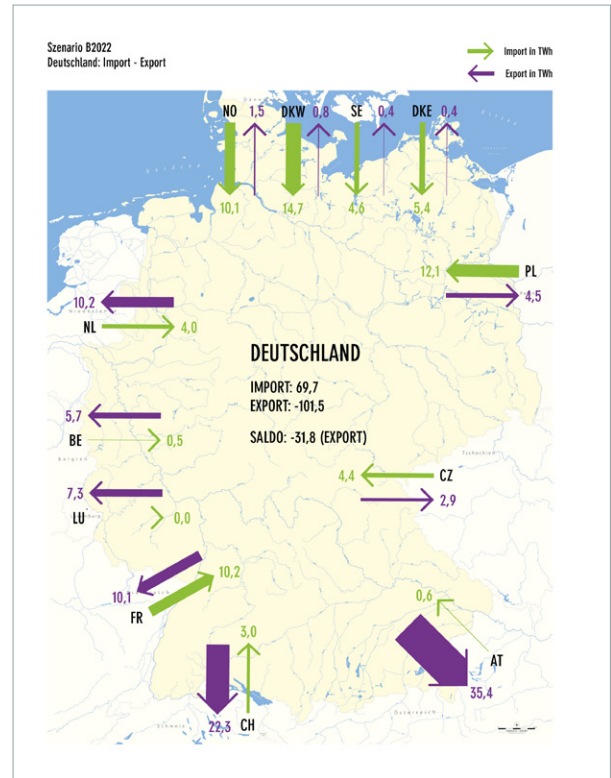
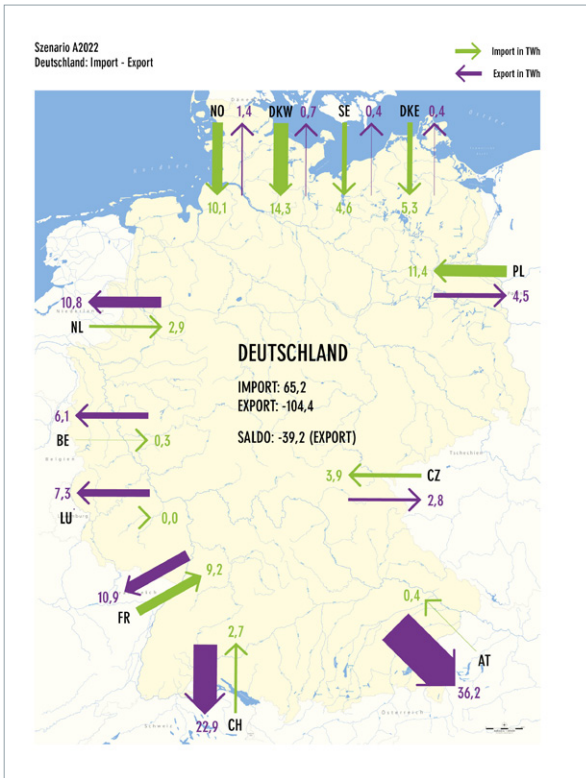
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In den Märkten mit weniger als 100 TWh Verbrauch im Jahr weisen besonders Österreich und die Schweiz in den Szenarien B 2032 und C 2022 mit der höheren Erzeugung aus fluktuierenden regenerativen Energien in Deutschland Unterschiede zu den Szenarien A 2022 und B 2022 auf. In der Schweiz steigen sowohl Import als auch Export um ca. 50 % an. In Österreich sinkt der Importbedarf um nahezu 20 TWh ab, während die Exporte um 8 bis 9 TWh ansteigen. In beiden Ländern sind und werden Pumpspeicherkraftwerke mit großen Leistungen installiert, die bei größeren Anteilen von Windenergie und Solarenergie in Deutschland häufiger zum Einsatz kommen. Auch in Dänemark steigt im Szenario EU 2020, das für die Modellierung des Auslands in den Szenarien B 2032 und C 2022 verwendet wird, die Einspeisung aus Windenergie bei gleichzeitig abnehmendem Verbrauch an. In der Folge wird der Importbedarf reduziert und der Export steigt an.

Austauschenergiemengen

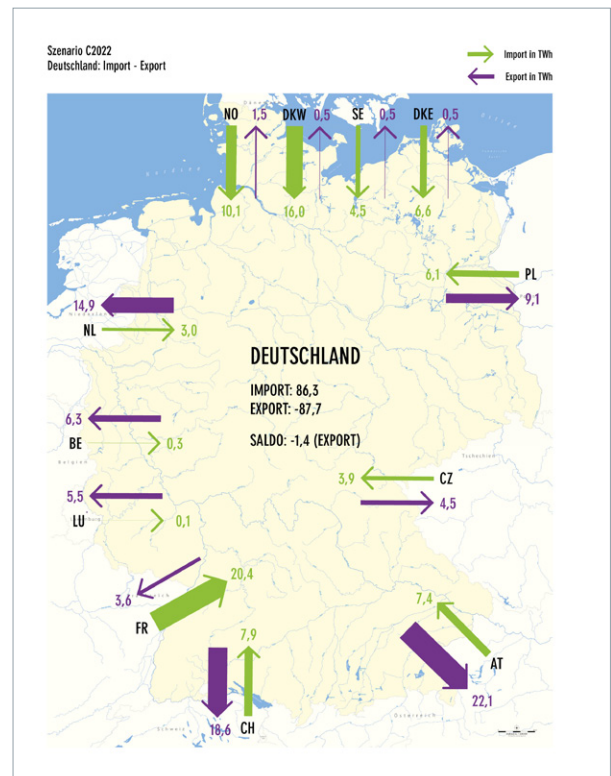
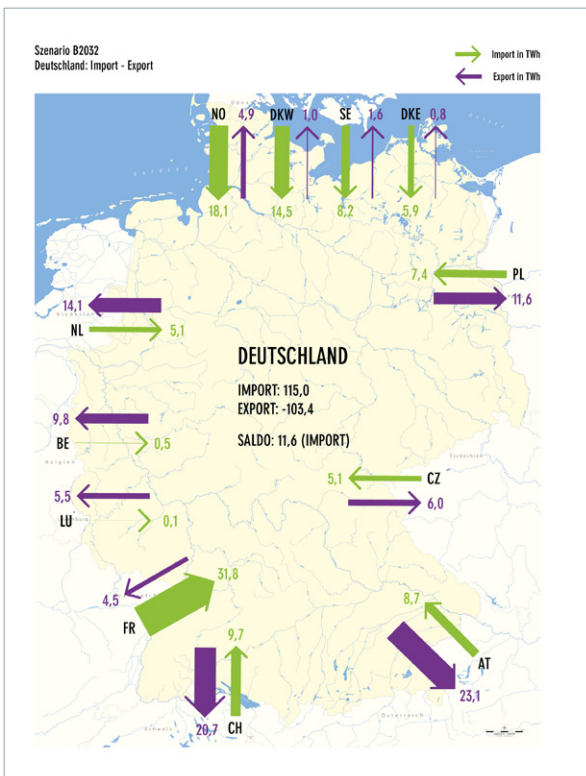
Für die Netzdimensionierung an den Verbindungsstellen zwischen den Marktgebieten sind aus den Marktsimulationen die Handelsflüsse als Anhaltswert zu verwenden. Die tatsächlichen Austauschleistungen zu den synchron verbundenen Nachbarländern ergeben sich erst aus den Netzberechnungen. Die Abbildungen 16 bis 19 stellen für alle Deutschland betreffenden Grenzen in allen Szenarien die saldierten Im- und Exporte dar. Bezogen auf die 535,4 TWh Nettostromverbrauch in Deutschland werden zwischen zehn und 20 % der Energie von außerhalb bezogen, aber auch 15 bis 20 % der Energie exportiert.

ABBILDUNGEN 16/17: AUSTAUSCHENERGIEMENGEN SZENARIO A 2022 / AUSTAUSCHENERGIEMENGEN SZENARIO B 2022



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

ABBILDUNGEN 18/19: AUSTAUSCHENERGIEMENGEN SZENARIO B 2032 / AUSTAUSCHENERGIEMENGEN SZENARIO C 2022



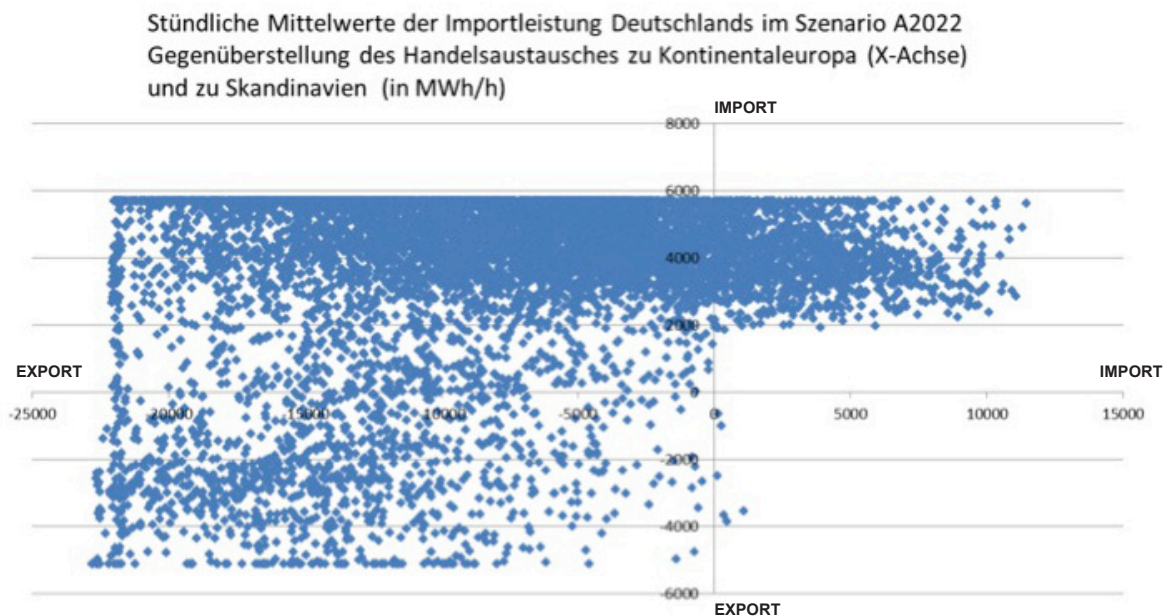
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Transite

Während die Im- und Exporte für sich allein genommen nur die grenzüberschreitenden und grenznahen Leitungen betreffen, stellen gleichzeitige Im- und Exporte an verschiedenen Grenzen als Transite zusätzliche Anforderungen an das Übertragungsnetz in Deutschland.

Die folgende Abbildung stellt die Stundenmittelwerte der Im- und Exporte Deutschlands von bzw. nach Kontinentaleuropa denen von bzw. nach Skandinavien gegenüber. Da zwischen den betrachteten regional klar differenzierten Blöcken keine unregelmäßigen Verbindungen bestehen, können für diesen Vergleich bereits die Handelsflüsse herangezogen werden.

ABBILDUNG 20: IM- UND EXPORTE



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

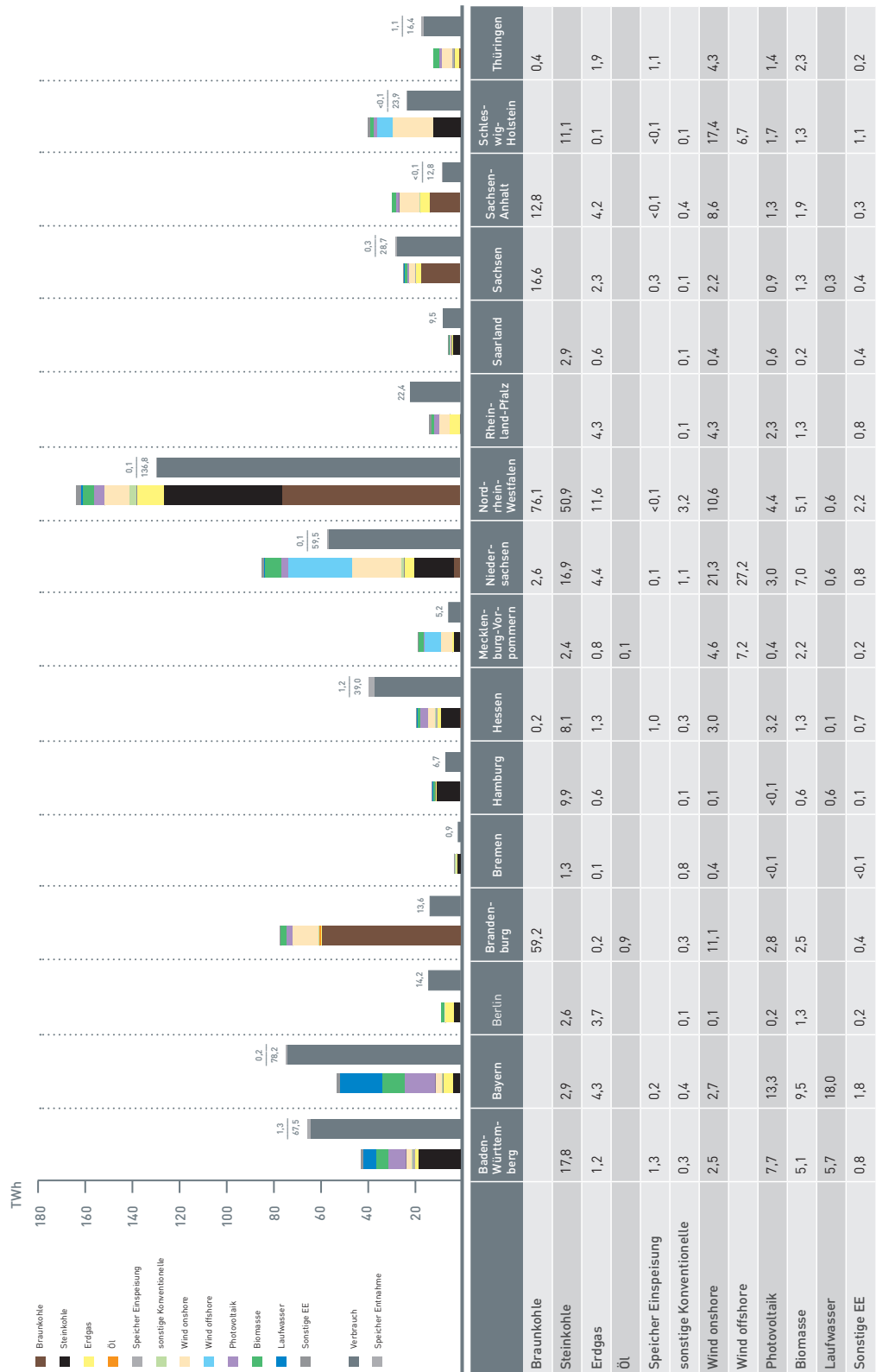
Die Darstellung zeigt im linken unteren Viertel exemplarisch für das Szenario A 2022, dass ein gleichzeitiger Export nach Skandinavien und Kontinentaleuropa möglich ist. Allerdings treten auch Situationen auf, in denen die Importkapazität aus Skandinavien maximal genutzt wird, während gleichzeitig alle Exportmöglichkeiten zu Kontinentaleuropa ausgeschöpft werden (oben links). Die umgekehrte Situation tritt nicht auf. In den anderen Szenarien ergibt sich tendenziell das gleiche Bild bei höheren Austauschleistungen im Szenario B 2032.

4.2.2 Bundesländerbilanzen und Einspeisungen in Deutschland nach Energieträgern

Im Folgenden werden die Energiemengen der Einspeisungen nach Primärenergieträger und Bundesland für die jeweiligen Szenarien dargestellt. Hierbei wird zwischen einer Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken mit den Primärenergieträgern Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Öl und sonstigen Brennstoffen (Gicht- und Grubengas und nicht regenerativer Anteil des Mülls) sowie der Erzeugung aus den erneuerbaren Energiequellen Windkraft (on- und offshore), Photovoltaik, Biomasse, Laufwasser und sonstigen erneuerbaren Energieträgern (Geothermie etc.) unterschieden.

Wie der folgenden Abbildung zu entnehmen ist, stellen die konventionellen im Vergleich zu den regenerativen Energieträgern für das Szenario A 2022 einen größeren Anteil der gesamten Einspeisung von ca. 601 TWh bereit. Das Verhältnis liegt bei ca. 345 TWh zu 257 TWh.

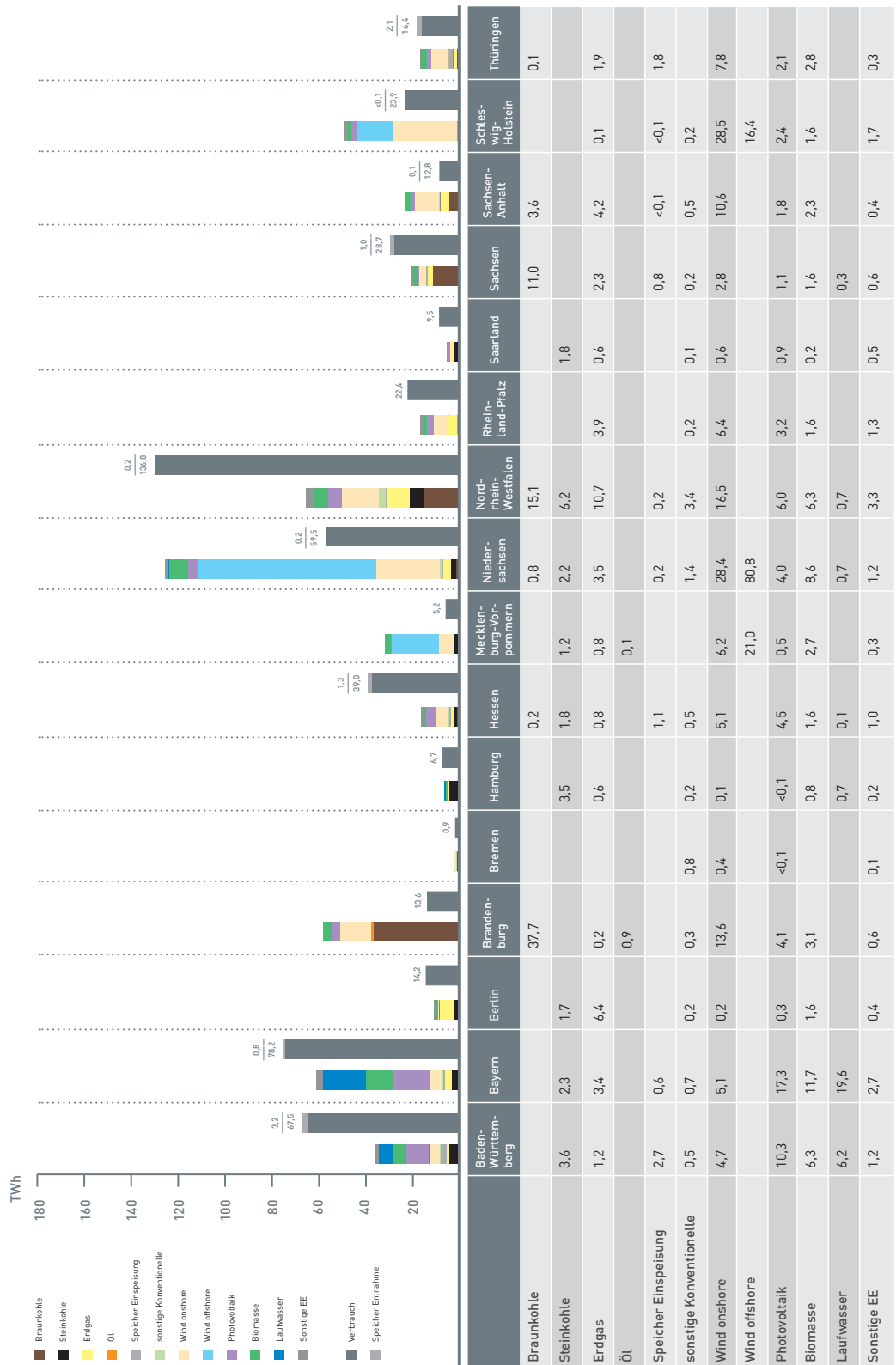
ABBILDUNG 21: BUNDESLÄNDERBILANZEN DER ENERGIEMENGEN FÜR DAS SZENARIO A 2022



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Szenario B 2032 wird von insgesamt rund 553 TWh Gesamterzeugung ein Anteil von ca. 142 TWh konventionell erzeugt. Der Anteil aus regenerativen Energiequellen beträgt 410 TWh. Dabei ist die Gesamteinspeisung gesunken und die Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energiequellen weiter angestiegen.

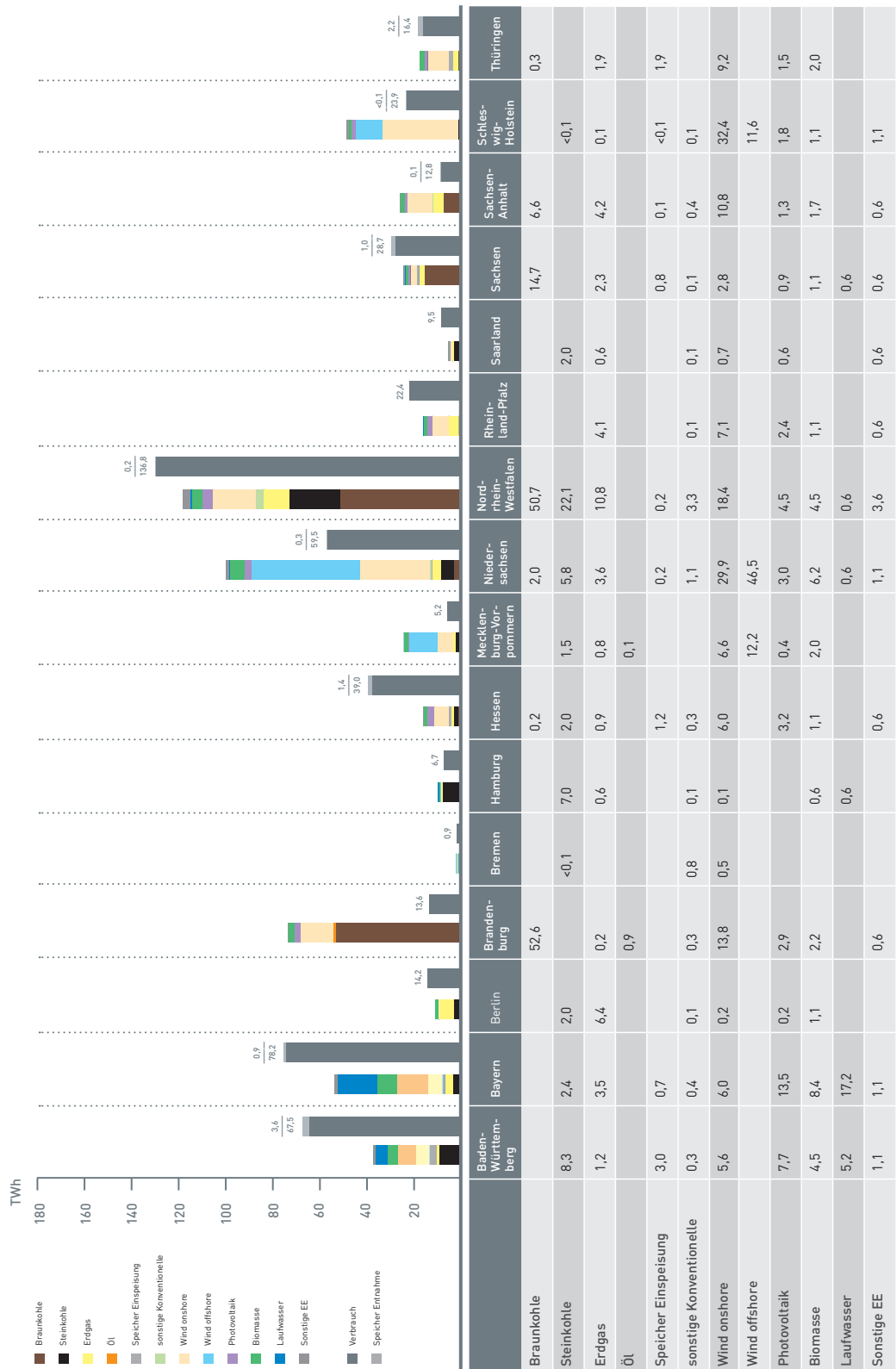
ABBILDUNG 23: BUNDESLÄNDERBILANZEN DER ENERGIEMENGEN FÜR DAS SZENARIO B 2032



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Energieerzeugung aus regenerativen Quellen ist beim Szenario C für den Zeithorizont 2022 verglichen mit A und B am größten. Von insgesamt ca. 566 TWh Gesamterzeugung in Deutschland werden hier ca. 338 TWh durch erneuerbare Energiequellen produziert.

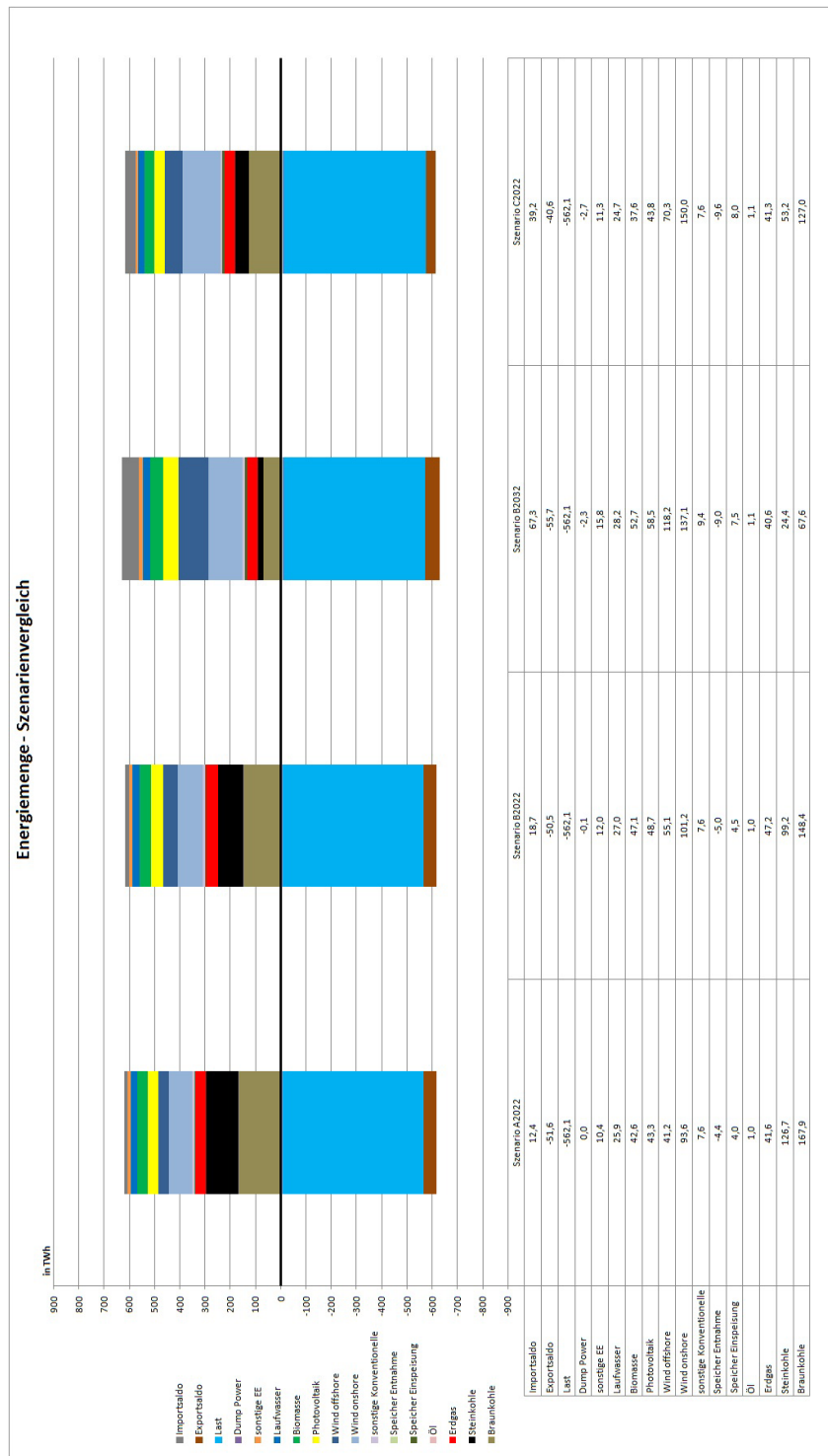
ABBILDUNG 24: BUNDESLÄNDERBILANZEN DER ENERGIEMENGEN FÜR DAS SZENARIO C 2022



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die nachfolgende Grafik vergleicht alle vier Szenarien hinsichtlich der erzeugten Energie je Primärenergieträger. Es zeigt sich, dass in den drei Szenarien mit dem Zeithorizont 2022 die Kohle als Primärenergieträger unterschiedlich zum Einsatz kommt. Fast proportional zum Anstieg der Nutzung der Windenergie nimmt die Erzeugung aus Kohle ab. Bezüglich der Erzeugung aus Photovoltaik, Biomasse und aus Laufwasserkraftwerken unterscheiden sich die Szenarien voneinander nur marginal.

ABBILDUNG 25: ENERGIEMENGEN DER EINSPEISUNG, DES VERBRAUCHS UND DES IMPORTS/EXPORTS DER SZENARIEN IM VERGLEICH



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Sensitivitätsbetrachtungen

Mit weiteren Marktsimulationen wurde die Auswirkung einer Verbrauchsreduktion in Deutschland, z.B. der Effekt von Energieeffizienzmaßnahmen, auf den Kraftwerkseinsatz im In- und Ausland untersucht.

Bezogen auf den Nettostrombedarf des Jahres 2008 (gemäß Prognos Studie 2011 „Letztverbrauch 2012 – Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage“²⁹, vulgo „Mittelfristprognose der ÜNB“) von 538,4 TWh ergibt sich in Umsetzung der Zielvorgaben aus dem Energiekonzept der Bundesregierung von 2011 für das Zieljahr 2020 ein Wert von 484,6 TWh und für 2050 ein Wert von 403,8 TWh. Für die Zieljahre des Netzentwicklungsplans 2022 und 2032 ergeben sich durch lineare Interpolation zwischen den beiden Zielwerten für 2020 und 2050 aus dem Energiekonzept Verbrauchswerte von 479,2 TWh für 2022 und 452,3 TWh für 2032.

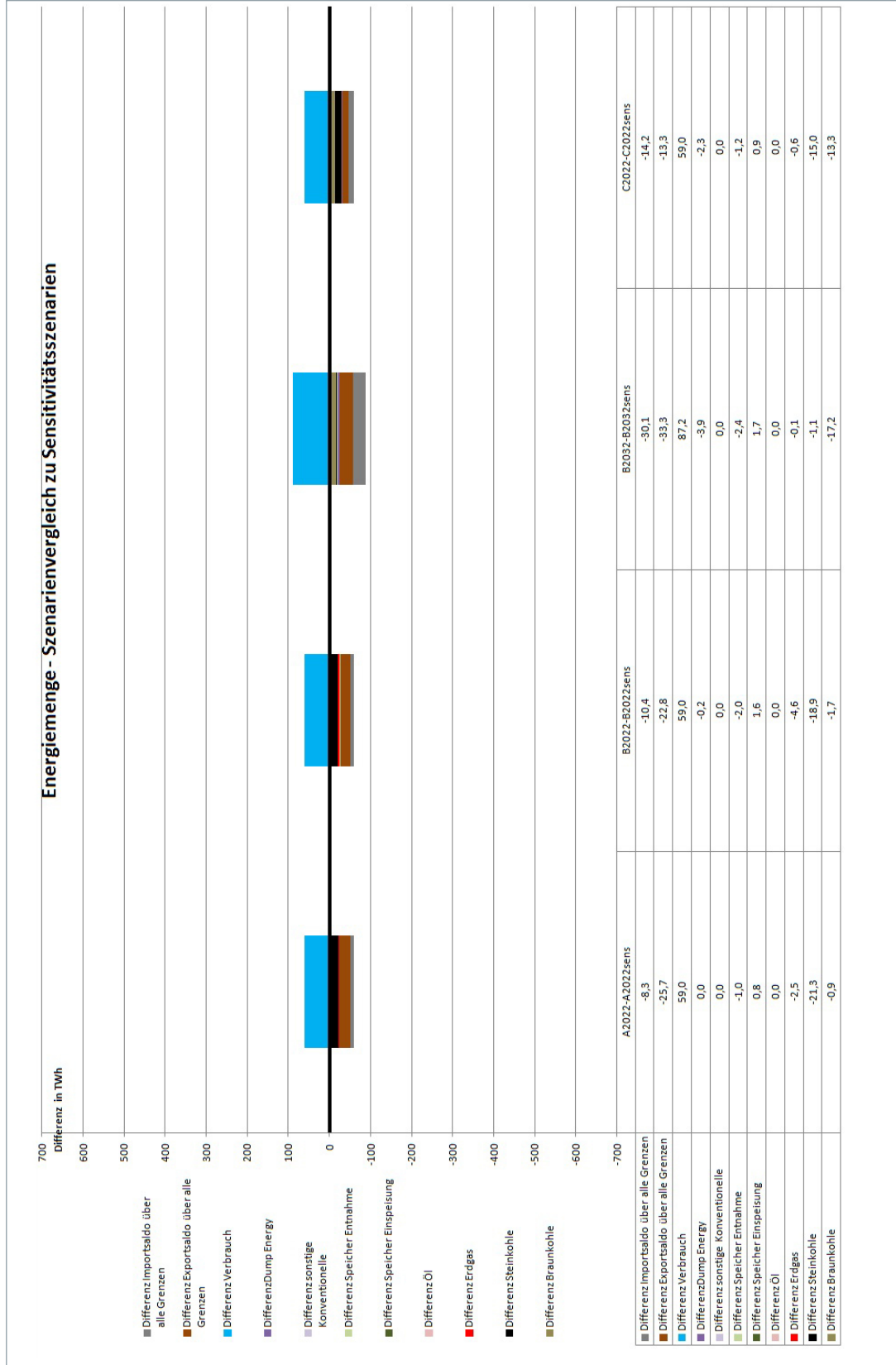
Neben der Energie wird auch die Jahreshöchstlast angepasst. Es wurde im Genehmigungsdokument festgelegt, dass die Jahreshöchstlast sich analog zum Verhältnis des im Genehmigungsszenario angegebenen Stromverbrauchs (535,4 TWh) zum Sensitivitätsszenario verhält, also ebenfalls abnimmt. Für die Szenarien mit Zeithorizont 2022 ergibt sich so eine Höchstlast von 75,2 GW und für 2032 ein Wert von 71,0 GW.

Mit diesen Randbedingungen der Sensitivitätsauflage wurde das gesamte Verbrauchsprofil in Deutschland nach dem bereits geschilderten Verfahren erneut skaliert und mit den pauschal abgeschätzten Netzverlusten ergänzt. Bei gleichbleibender installierter Leistung im konventionellen Kraftwerkspark sowie bei unveränderter Einspeisung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energiequellen wurden die Marktsimulationen mit diesem Verbrauchsprofil erneut durchlaufen. Vergleicht man die Energiemengen des jeweiligen Szenarios zum entsprechenden Sensitivitätsszenario, so wird ersichtlich, dass eine Verbrauchsreduktion einerseits die Erzeugung aus Kohle reduziert und andererseits die Importe vermindert. Gleichzeitig steigen die Exportsalden in den Szenarien. Neben diesen hauptsächlich auftretenden Effekten steigern sich die Strommengen aus Einspeisung und Entnahme von Speichern, und die „Dumped Energy“, d.h. die nicht verwertbare Energie, nimmt zu.

In der nachfolgenden Abbildung ist dieser Vergleich als Differenz des jeweiligen Szenarios zum entsprechenden Sensitivitätsszenario dargestellt.

²⁹ Prognos AG (2011): Letztverbrauch bis 2016. Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage; ÜNB (2011): EEG Mittelfristprognose

ABBILDUNG 26: VERGLEICH DER ENERGIEMENGEN ZWISCHEN SZENARIORAHMEN UND SENSITIVITÄTSSZENARIEN



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

4.2.3 KWK-Mengen

Erläuterungen

Neben der Nachfrage nach elektrischer Energie besteht auch eine Wärmenachfrage, die bei der Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes berücksichtigt werden muss, da eine Vielzahl der Wärmeerzeuger auch Strom auskoppeln kann. Bei einer gleichzeitigen Wärme- und Stromerzeugung in einer Erzeugungseinheit wird von einer KWK-Erzeugung gesprochen, die im Folgenden auf Basis der elektrisch erzeugten Energiemengen quantifiziert wird.

Nachfrage nach thermischer Energie besteht sowohl durch den Bedarf an Prozesswärme als auch aufgrund des Nah- und Fernwärmebedarfs von Industrie und Haushalten. Wärme kann nur lokal erzeugt und mithilfe von Fernwärmenetzen über kurze Strecken transportiert werden. Durch die unterschiedlichen Verwendungsweisen bestehen auch örtlich verschiedene Nachfrageverläufe der Wärme im Verlauf des Jahres, sodass sich regional unterschiedliche Einspeisungen aus KWK ergeben.

Bei der Bestimmung der Erzeugung aus KWK-Kraftwerken wird nach Größe der Erzeugungseinheiten differenziert, da angenommen wird, dass Großkraftwerke die nicht wärmegeführt eingesetzte Leistung auch am Strommarkt vermarkten können. Hierdurch werden diese Anlagen entsprechend ihrer in der Realität vorhandenen Flexibilität modelliert, sodass marktbasierend eingesetzte Großkraftwerke eine wärmegetriebene Mindesteinspeisung aufweisen und zeitweise eine Reduktion der Stromerzeugung auf absolute Minimalwerte vornehmen, wenn eine zusätzliche Erzeugung unwirtschaftlich wäre.

Kleinere (Blockheiz-)Kraftwerke hingegen dienen ausschließlich der Wärmeeinspeisung und werden entsprechend einer saisonalen Wärmekurve eingesetzt, wobei entsprechend der Wärmenachfrage auch Strom erzeugt wird. Die Ganglinie basiert auf Temperaturgängen des Jahres 2007 und bildet einen lokalen Bedarf aus Nah- und Fernwärme sowie einem Anteil von Industrierwärme nach.

Die Annahmen über die Wärmeerzeugung sind angelehnt an die Energieszenarien der Bundesregierung³⁰, wobei die Erzeugung auf die im Rahmen des Netzentwicklungsplans definierten Kraftwerksanlagen verteilt werden muss.

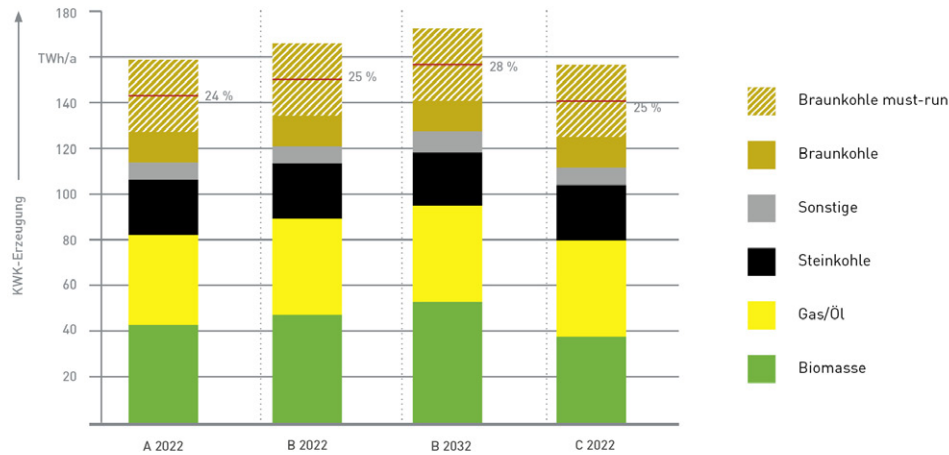
Auswertungen, Anteile je Erzeugungsart und 20-MW-Grenze

Die Erzeugung aus wärmegeführten Anlagen als Ergebnis der Marktsimulation wird im Folgenden näher erläutert. Abbildung 27 zeigt die KWK-Erzeugung nach Primärenergietypen. Erzeugungsanlagen mit biogenen festen und gasförmigen Brennstoffen wurden vollumfänglich als KWK-Erzeugung angenommen. Regional begrenzt wurden Braunkohlekraftwerke für die Simulation aufgrund von technischen Mindesteinspeisungen und Wärmenachfragen als Kraftwerke mit einer minimalen Einspeisung modelliert.³¹ Hier ist eine genaue Aufteilung auf den Anteil der nur zur Deckung der Wärmenachfrage genutzten Erzeugung nicht möglich. Daher wird der entsprechende Anteil schraffiert dargestellt. Der prozentuale Anteil der KWK-Erzeugung wird auf Basis der dargestellten Bandbreite der gesamten KWK-Erzeugung als Mittelwert berechnet.

³⁰ Prognos AG, EWI, GWS (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie.

³¹ Die entsprechenden Kraftwerke wurden blockscharf von den Übertragungsnetzbetreibern identifiziert und vom IAEW mit saisonal unterschiedlichen Mindesteinspeisungen in der Marktsimulation berücksichtigt.

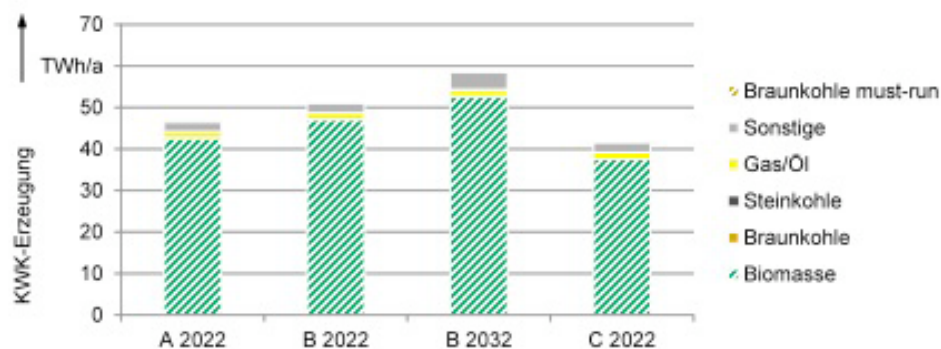
ABBILDUNG 27: KWK-ERZEUGUNG NACH PRIMÄRENERGIETYPEN



Quelle: IAEW-Marktsimulation

Es wird deutlich, dass in den Simulationen der Szenarien B 2022 und C 2022 ein Anteil von 25 % an der Nettostromerzeugung durch KWK-Erzeugung erreicht wird. In B 2032 beträgt der Anteil 28 %. Nur in Szenario A 2022 ist durch den vergleichsweise hohen Export, welcher zu einer höheren Nettostromerzeugung führt, sowie durch die niedrigere Erzeugung aus Biomasse der energiepolitisch angepeilte KWK-Anteil nicht vollständig erreichbar. Hier erfolgt nur etwa 24 % der Nettostromerzeugung durch KWK.

Im Szenariorahmen sind nur etwa 370 MW installierte Kapazität an Kraftwerken ≤ 20 MW blockscharf ausgewiesen. Weiterhin sind für die Rechnungen des Jahres 2022 600 MW und für 2032 900 MW an kleinen Blockheizkraftwerken vorgegeben. Es wird angenommen, dass Biomasseanlagen zum Großteil ebenfalls kleiner als 20 MW dimensioniert werden. Diese Abschätzung gilt im Rahmen der Marktsimulationen des Netzentwicklungsplans. In Abbildung 28, welche die Erzeugung aus KWK-Anlagen ≤ 20 MW nach Primärenergieträgern zeigt, wird die Erzeugung aus Biomasse deshalb schraffiert gekennzeichnet.

ABBILDUNG 28: KWK-ERZEUGUNG ≤ 20 MW NACH PRIMÄRENERGIETYPEN

Quelle: IAEW-Marktsimulation

Grundsätzlich ist der Anteil der KWK-Erzeugung aus Kleinanlagen durch die sehr geringe Kapazität aus dem Genehmigungsrahmen begrenzt und gegenüber der Erzeugung aus größeren Anlagen gering. Er beträgt bei voller Berücksichtigung der Biomasse etwa 30 % der gesamten KWK-Erzeugung.

4.2.4 Dumped Energy in Deutschland (nicht verwertbare Energiemengen in Deutschland)

Wie bereits beschrieben, wird der europaweite Einsatz von Kraftwerken mittels einer Marktsimulation ermittelt. Für diese Simulation gilt, dass europaweit für jede Stunde Erzeugung und Verbrauch gleich sein müssen. Weiterhin müssen die Engpässe zwischen den Marktgebieten berücksichtigt werden. Da der Verbrauch eine vorgegebene Größe ist, muss sich die Erzeugung nach dem Verbrauch richten. Allerdings ist die Erzeugung aus regenerativen Quellen größtenteils dargebotsabhängig, und die Erzeugung aus Anlagen mit Kraftwärmekopplung hängt vom Wärmebedarf ab. Wie in Kapitel 4.1.2 „Eingangsdaten“ beschrieben, werden diese Erzeugungen daher als „Must-Run“ in der Marktsimulation abgebildet.

Mit der Zunahme von „Must-Run“-Erzeugung in Deutschland kommt es immer häufiger zu Situationen, in denen die „Must-Run“-Erzeugung den Verbrauch sowie die Exportmöglichkeiten und die Speichermöglichkeiten übersteigt. In diesen Stunden weist die Marktsimulation so genannte „Dumped Energy“ aus. Dies ist die in einer Stunde nicht verwertbare Energiemenge.

Es wird angenommen, dass in diesen Situationen eine Reduzierung der Einspeisung aus regenerativen Quellen erfolgt. Für die Aufteilung der „Dumped Power“, d.h. der nicht verwertbaren Leistung, auf die einzelnen regenerativen Erzeuger wurde folgendes Verfahren angewandt.

In einem ersten Schritt wird in Situationen mit „Dumped Power“ die Erzeugung aus Biomasse um maximal 50 % abgesenkt. Hintergrund hierfür ist, dass Biomasse nur teilweise dargebotsabhängig ist, sodass eine Reduzierung der Einspeiseleistung keinen Energieverlust bedeutet. Die Erzeugung kann somit in Stunden mit höherer Nachfrage verlagert werden.

In Situationen, in denen die maximale Reduzierung der Biomasse nicht ausreichend ist, wird in einem zweiten Schritt die Einspeisung aus Photovoltaik und Wind verringert. Die Reduzierung erfolgt hierbei prozentual zur jeweiligen Einspeiseleistung.

Im Szenario A 2022 kommt es zu keiner „Dumped Energy“. In der folgenden Tabelle ist „Dumped Energy“ für die übrigen Szenarien dargestellt.

TABELLE 7: ÜBERSICHT DUMPED ENERGY

	A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Dumped Energy	0,0 TWh	<0,1 TWh	2,3 TWh	2,7 TWh
Max. Dumped Power	0,0 GW	10,7 GW	32,5 GW	35,2 GW
Anteil Dumped Energy an regenerativer Erzeugung	0,0 %	<0,1 %	0,6 %	0,8 %

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Wie bereits in Kapitel 3.3.3 beschrieben, werden zu den Szenarien Sensitivitäten mit geringerem Verbrauch untersucht. Die Sensitivitäten zu A 2022, B 2022 und C 2022 berücksichtigen einen Rückgang von 10 % gegenüber der Basisvariante, die Sensitivität zu B 2032 einen Rückgang von 16 %.

Sinkt der Verbrauch bei ansonsten gleichbleibenden Bedingungen („Must-Run“, Speichermöglichkeiten in Deutschland, Exportkapazitäten), steigt die „Dumped Energy“ an. Dies ist in der folgenden Tabelle mit den Ergebnissen für die Untersuchungen mit geringerem Verbrauch ersichtlich.

TABELLE 8: ÜBERSICHT DUMPED ENERGY FÜR LASTSENSITIVITÄTEN

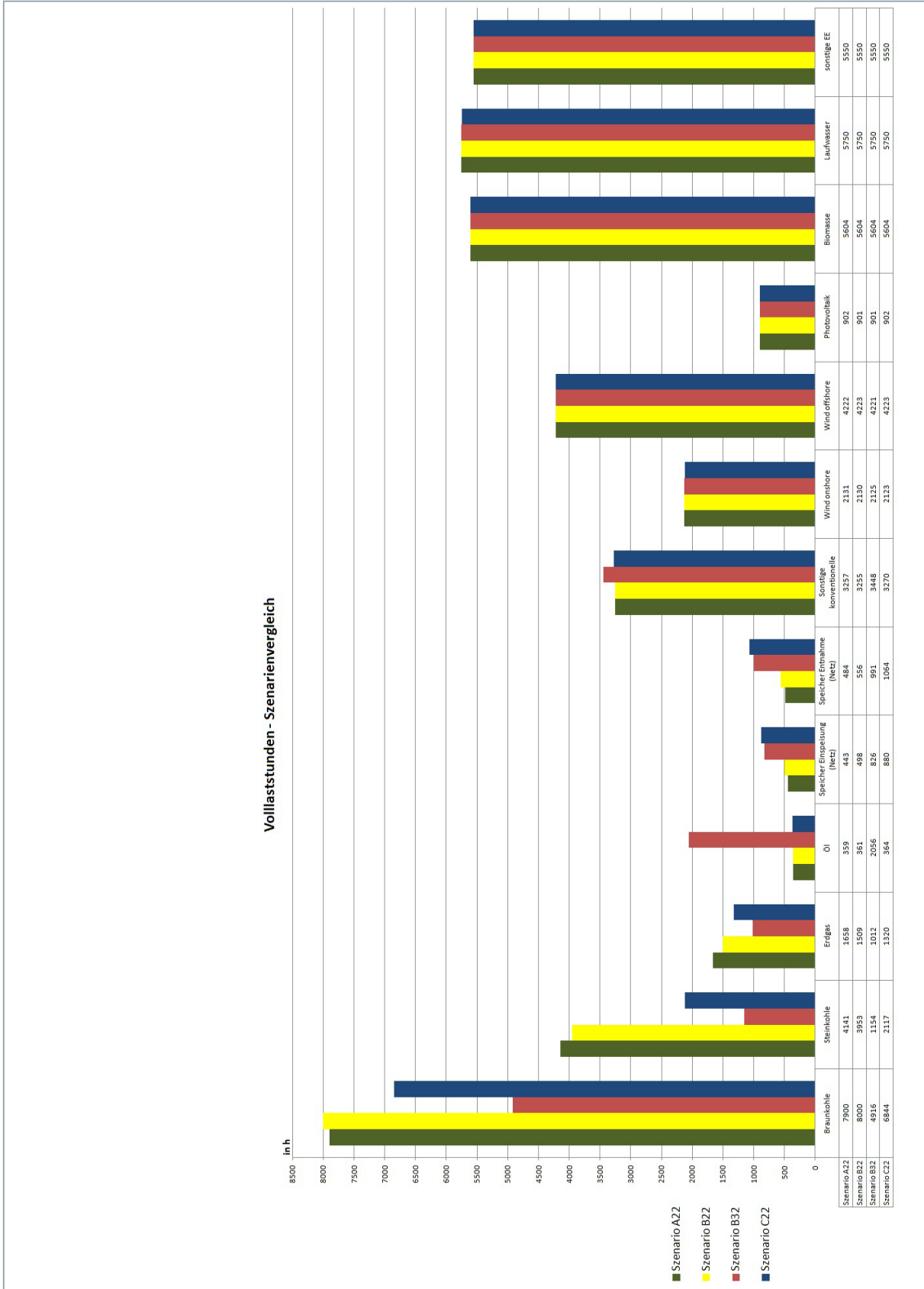
	A 2022 Sensitivität	B 2022 Sensitivität	B 2032 Sensitivität	C 2022 Sensitivität
Dumped Energy	<0,1 TWh	0,3 TWh	6,2 TWh	5,1 TWh
Max. Dumped Power	6,4 GW	16,1 GW	39,1 GW	39,6 GW
Anteil Dumped Energy an regenerativer Erzeugung	<0,1 %	0,1 %	1,5 %	1,5 %

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

4.2.5 Volllaststunden der Erzeugungsanlagen in Deutschland

Die Volllaststunden von Erzeugungsanlagen sind ein Maßstab für die Ausnutzung des eingesetzten Investitionskapitals. Ihr Wert kann, entsprechend den Stunden des Jahres, maximal 8.760 Stunden betragen. In der Praxis sind Werte unter 8.000 Stunden realistisch, da alle Kraftwerke bei Störungen sowie regelmäßig zu Wartungszwecken abgeschaltet werden müssen. Konventionelle Kraftwerke mit hohen Investitionskosten können nur dann am Markt bestehen, wenn ihre variablen Brennstoffkosten geringer sind als bei anderen Kraftwerken. Dann wird ihre Energielieferung häufig und über lange Zeiträume nachgefragt. Braunkohlekraftwerke in Deutschland weisen in allen Szenarien die höchsten Werte der Volllaststunden aus.

ABBILDUNG 29: VERGLEICH DER VOLLLASTSTUNDEN JE SZENARIO



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die weitere Reihenfolge der konventionellen Kraftwerke führen die mit Steinkohle befeuerten Kraftwerke vor den Erdgas- und Ölkraftwerken an.

Die in Abbildung 29 dargestellten Volllaststunden gelten jeweils für die Energieerzeugung einer Kraftwerksklasse und die in dieser Klasse installierte Nettoleistung. Für die wesentlichen thermischen Kraftwerke bestehen nur geringe Unterschiede für die Szenarien A 2022 und B 2022. Im Szenario C 2022 geht die Auslastung der Kraftwerke deutlich zurück, und im Szenario B 2032 werden die geringsten Volllaststunden erreicht. Hier ist der Effekt zu erkennen, dass die Erzeugung aus regenerativen Energien die Erzeugung aus Kohle und Erdgas verdrängt. Dies liegt einerseits an der priorisierten Einspeisung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Marktwirtschaftlich ist dies zudem durch die geringen variablen Kosten der Windenergie- und Solaranlagen bedingt. Die hohe Auslastung der Ölkraftwerke in Szenario B 2032 gegenüber allen anderen Szenarien liegt darin begründet, dass die installierte Leistung hier von 2.900 MW im Jahr 2022 auf nur noch 500 MW reduziert ist. Diese Leistung besteht im Wesentlichen aus KWK-Anlagen und schnellstartfähigen Gasturbinen, während ein Großteil der wegfallenden Leistung mit Kesselfeuerung arbeitet.

Auch die Ausnutzung der Speicherkraftwerke steigt mit zunehmendem Anteil fluktuierender Energiebereitstellung. Während in den Szenarien A 2022 und B 2022 noch der Ausgleich der Verbrauchsschwankung zwischen Tag und Nacht für die Auslastung der Speicherkraftwerke sorgt, kommt in den Szenarien B 2032 und C 2022 noch die Fluktuation der um 20 bis 40 GW höheren Erzeugung aus regenerativen Energien hinzu.

Bei den regenerativen Energien fallen die Unterschiede der Volllaststunden von Windenergieanlagen an Land mit über 2.000 Stunden und auf See mit über 4.000 Stunden sowie der Photovoltaik mit unter 1.000 Stunden auf. Für die gleiche Jahresenergiemenge muss die installierte Leistung der Photovoltaikanlagen rund das Vierfache der Windenergieanlagen auf See betragen.

Die Stromerzeugung mittels Biomassekraftwerken, Laufwasserkraftwerken und sonstigen erneuerbaren Energien kann mit Volllastbenutzungsdauern von ca. 5.500 Stunden im Jahr etwa 63 % des Jahres genutzt werden und übertrifft die bereits genannten Energieträger in dieser Beziehung deutlich.

4.2.6 Einhaltung der Ziele der Bundesregierung

Die Szenarien des Netzentwicklungsplans sollen laut EnWG § 12 a „wahrscheinliche Entwicklungen“ der Transportaufgabe des deutschen Übertragungsnetzes umfassen. Die zugrunde liegenden Entwicklungen müssen dabei auch den energiepolitischen Zielen der Bundesregierung genügen. Diese entstammen im Wesentlichen deren Energiekonzept vom Juni 2011³². Die Annahmen der einzelnen Szenarien hinsichtlich des Erzeugungsparks und der Nachfrageentwicklung beeinflussen die energiepolitischen Ziele stark. Ihre Einhaltung kann aber nicht durch die Definition der Szenarien vorgegeben, sondern nur durch eine Marktsimulation quantifiziert werden, da diese als Ergebnis den Kraftwerkseinsatz liefert und daraus folgend Emissionsmengen quantifiziert. Das Ergebnis der Marktsimulation wird deshalb entsprechend den Anforderungen der Bundesnetzagentur auf das Erreichen der folgenden Ziele überprüft:

- Minderung der Treibhausgasemissionen von 40 % bis 2020 und 55 % bis 2030 sowie um 70 % bis 2040 im Vergleich zu 1990,
- Senkung des Primärenergieverbrauchs um 20 % bis 2020 und 50 % bis 2050 gegenüber 2008,
- Erhöhung des Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf 35 % in 2020, 50 % in 2030, 65 % in 2040 und 80 % bis 2050,
- Verdoppelung des Anteils von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung von 2008 bis 2020 auf etwa 25 %,
- Minderung des Stromverbrauchs um 10 % bis 2020 sowie 25 % bis 2050 gegenüber 2008 sowie
- Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie gemäß der Neuregelung des Atomgesetzes aus 2011.

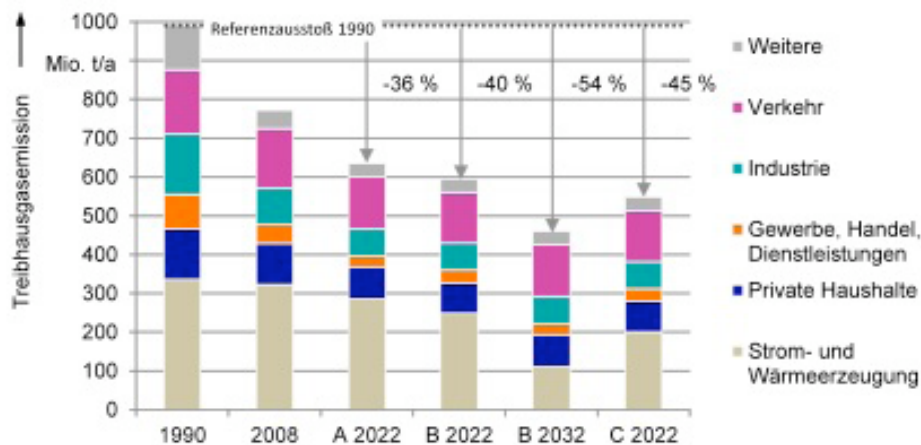
³² Die Bundesregierung (2011): Der Weg zur Energie der Zukunft – sicher, bezahlbar und umweltfreundlich. Eckpunktepapier der Bundesregierung zur Energiewende

Treibhausgasemissionen

Grundsätzliches Ziel der energiepolitischen Bestrebungen ist die Reduktion des Ausstoßes von klimaschädlichen Gasen. Über 99 % der Treibhausgasemissionen der Strom- und Wärmeerzeugung wird dabei durch Kohlenstoffdioxid (CO₂) verursacht, das bei der Verbrennung von kohlestoffhaltigen Energieträgern wie Gas und Kohle freigesetzt wird³³.

Der Einsatz fossiler Kraftwerke beeinflusst den Ausstoß von CO₂ – und damit den wesentlichen Anteil der Treibhausgasemissionen – substanziell. In Abbildung 30 wird der berechnete jährliche CO₂-Ausstoß für die unterschiedlichen Szenarien dargestellt. Der Referenzausstoß beträgt dabei 990 Mio. t CO₂ für das Jahr 1990 bezogen auf die gesamten energiebedingten Treibhausgasemissionen³⁴. Die Entwicklungen der nicht simulierten Endverbrauchssektoren ist dem Szenario II der Energieszenarien³⁵ entnommen und ermöglicht die Vergleichbarkeit mit den Vorgaben hinsichtlich der Ziele der Bundesregierung, bei denen die verschiedenen Sektoren unterschiedlich zur Einhaltung der Klimaziele beitragen. Der Treibhausgasausstoß der Strom- und Wärmeerzeugung für 1990 und 2008 ist den Simulationsergebnissen der Szenarien gegenübergestellt.

ABBILDUNG 30: EMISSION VON KOHLENSTOFFDIOXID NACH SEKTOREN³⁶



Quelle: IAEW-Marktsimulation

Im Jahr 2022 wird für die Szenarien B 2022 und C 2022 das Reduktionsziel erreicht. Für A 2022 erfüllt die Reduktion in Höhe von 36 % jedoch nicht alle klimapolitischen Vorgaben. Im Szenario B 2032 werden die Ziele wiederum erreicht. Die Szenarien umfassen demnach mögliche Entwicklungen hinsichtlich der Erfüllung der Klimaziele und decken auch eine Unter- bzw. Übererfüllung der klimapolitischen Ziele ab.

³³ Wagner, Hermann-Josef et. al. (2007): CO₂-Emissionen der Stromerzeugung – Ein ganzheitlicher Vergleich verschiedener Techniken

³⁴ Prognos AG, EWI, GWS (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie

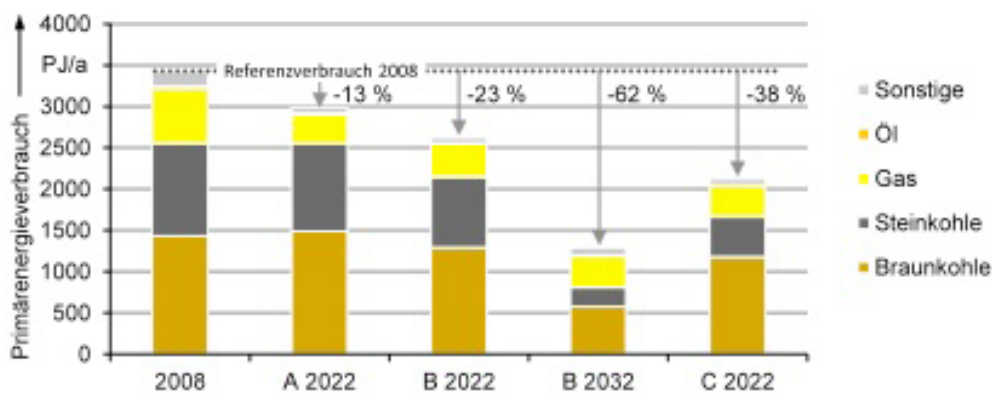
³⁵ Prognos AG, EWI, GWS (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie

³⁶ Unter „Weitere“ ist Öl-Raffinierung und Herstellung von festen Brennstoffen zusammengefasst, welche nach 2010 konstant angenommen wurden. Für 1990 und 2008 sind die Werte für die Strom- und Wärmeerzeugung den Energieszenarien der Bundesregierung entnommen. Die Werte der NEP-Szenarien wurden aus dem Kraftwerkseinsatz abgeleitet.

Primärenergieträgereinsatz

Der Primärenergieeinsatz konventioneller Kraftwerke ist ein Maß für die Abhängigkeit von Primärenergieträgerimporten und – durch die Verbrennung von fossilen Brennstoffen – indirekt ein Indikator für den CO₂-Ausstoß. Aus diesem Grund soll gegenüber 2008 der Primärenergieverbrauch um 20 % bis 2020 und um 50 % bis 2050 gesenkt werden³⁷. Es wird dabei der Verbrauch von Kohle, Gas, Öl und sonstigen Brennstoffen bilanziert³⁸. Abbildung 31 stellt den Primärenergieträgerverbrauch der Szenarien des Netzentwicklungsplans dar. Die Energiemengen entsprechen dabei dem Jahresverbrauch zur Strom- und Wärmeerzeugung durch den jeweiligen Primärenergieträger als Ergebnis der Marktsimulation und sind dem historischen Verbrauch des Jahres 2008 gegenübergestellt.

ABBILDUNG 31: PRIMÄRENERGIETRÄGERVERBRAUCH



Quelle: IAEW-Marktsimulation

Es wird deutlich, dass für die Szenarien B 2022 und C 2022 die Reduktion um 20 % gegenüber 2008 erreicht wird. In Szenario A 2022 wird der Primärenergieeinsatz durch den nahezu gleichbleibenden Kohleverbrauch nur um 13 % verringert, sodass das angestrebte Reduktionsziel nicht komplett erfüllt wird. Szenario B 2032 übertrifft mit einer Senkung des Primärenergieeinsatzes um 62 % den Zielwert für 2030 sogar deutlich.

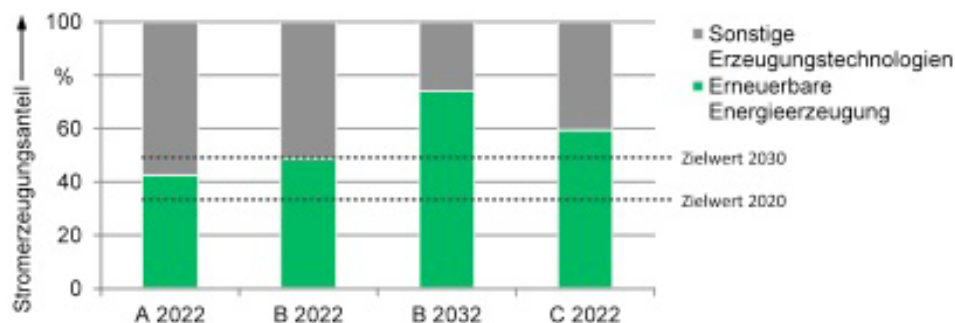
Anteil der erneuerbaren Energien

Der Anteil regenerativer Energieträger an der Erzeugung ist durch die installierten Leistungen von Erzeugungseinheiten mit Wind, Photovoltaik, Biomasse und Wasser und dem Basisjahr 2007 vorgegeben. Bei nicht ausgeglichenem Handelssaldo kann sich durch zusätzliche Erzeugung in thermischen Kraftwerken jedoch eine Abweichung von dem vorgegebenen Zielwert im Vergleich zur Nettostromerzeugung ergeben. In Abbildung 32 ist deshalb prozentual dargestellt, welchen Anteil die erneuerbaren Energien an der Nettostromerzeugung aufweisen. Das Ziel eines Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von 35 % bis 2020 und 50 % bis 2030 wird in allen Szenarien erreicht.

³⁷ Statistisches Bundesamt (2008): Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung für das Jahr 2008

³⁸ Durch den angestrebten Ausbau der Erzeugung aus Biomasse steigt zwangsläufig auch der Verbrauch von festen und gasförmigen biogenen Primärenergieträgern und sollte deshalb bei der Zielquantifizierung nicht berücksichtigt werden. Im weiteren Sinne sind auch Sonne, Wasserkraft und Wind Primärenergieträger. Regenerative Primärenergieträger werden bei der Überprüfung des Primärenergieverbrauchs im Folgenden jedoch nicht berücksichtigt.

ABBILDUNG 32: ANTEIL DER ERZEUGUNG AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN



Quelle: IAEW-Marktsimulation

KWK-Anteil

Wie bereits in Kapitel 4.2.3 erläutert, werden die Ziele bezüglich einer Verdopplung des Anteils aus KWK auf 25 % in den Szenarien B 2022, C 2022 und B 2032 erreicht. In Szenario A 2022 werden nur etwa 24 % der Nettostromerzeugung durch KWK-Anlagen erzeugt, sodass der angestrebte KWK-Anteil in der Marktsimulation nicht komplett erreicht wird.

Minderung des Stromverbrauchs

Die Höhe des Stromverbrauches wird im genehmigten Szenariorahmen vorgegeben. Im Rahmen der Sensitivitätsbetrachtung wird eine Verringerung von 10 % bis 2022 und von 16 % bis 2032 angenommen. Damit wäre das Ziel der Verringerung des Verbrauchs erfüllt. Die Verbrauchsreduktion ist nicht Ergebnis der Marktsimulation, sondern war im Rahmen der genehmigten Szenarien Inputparameter.

Ausstieg aus der Kernenergie

In allen Szenarien ist vorgesehen, dass der Kernenergieausstieg bereits Anfang des Jahres 2022 erfolgt, um auch für die Folgejahre gültige Aussagen treffen zu können. Dementsprechend werden für Deutschland keine Kernkraftwerke in den Markt- und Netzsimulationen berücksichtigt.

Zusammenfassung der Zielerreichung

Die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung werden im Szenario A nur teilweise erreicht. Für alle weiteren Szenarien werden sie vollständig erreicht, wie die Zusammenfassung in Tabelle 9 darstellt.

TABELLE 9: ERFÜLLUNG DER ZIELE DER BUNDESREGIERUNG NACH SZENARIEN

Zielstellung der Bundesregierung	A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Reduktion Treibhausgasemission		✓	✓	✓
Senkung Primärenergieverbrauch		✓	✓	✓
Erhöhung EE-Anteil	✓	✓	✓	✓
KWK-Anteil		✓	✓	✓
Senkung Stromverbrauch ³⁹	{✓}	{✓}	{✓}	{✓}
Ausstieg Kernenergie	✓	✓	✓	✓

Das Szenario B 2022 als Leitszenario setzt eine Erhöhung des erneuerbare Energien-Anteils an der deutschen Nettoerzeugung auf etwa 50 % voraus. Die Klimaziele hinsichtlich der Treibhausgasemissionen können trotz des vergleichsweise hohen Anteils der Erzeugung aus kohlegefeuerten Kraftwerken erreicht werden. Der Primärenergieverbrauch wird entsprechend der Zielsetzungen reduziert.

Der Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Stromerzeugung wird für das Szenario A 2022 durch die prognostizierten hohen Nettoexporte und die geringe Biomasseerzeugung nicht komplett erreicht. Die KWK-Entwicklung für B 2022/2032 sowie C 2022 entspricht in etwa den Vorgaben der Bundesregierung.

Es wird deutlich, dass das Leitszenario B alle Ziele der Bundesregierung für das Jahr 2022 und auch darüber hinaus erfüllt. Szenario C 2022 ermöglicht durch die weitergehende Integration erneuerbarer Energien ebenfalls die Erreichung der klimapolitischen Ziele für das Jahr 2022. Das Szenario A 2022 führt zwar zu einer zielgerechten Erhöhung des Anteils der Erzeugung aus regenerativen Energieträgern, kann aber insbesondere durch den hohen Anteil der Kohleverstromung weder die Treibhausgasemissionen auf den angestrebten Zielwert senken, noch den Primärenergieverbrauch entsprechend reduzieren. In allen Szenarien kann das Ziel der Nachfragesenkung definitionsgemäß nur in den Sensitivitätsberechnungen erfüllt werden.

Zusammengefasst decken die vier definierten Szenarien damit verschiedene Erfüllungsgrade der deutschen Energiepolitik ab. Während Szenario C 2022 und B 2032 für ihre entsprechenden Basisjahre sämtliche Zielgrößen erreichen, ist es für Szenario A 2022 aufgrund der hohen Erzeugung aus Kohle nicht möglich, die Klimaziele komplett zu erfüllen.

³⁹ In den Sensitivitätsberechnungen wird für 2022 eine Reduktion der Nachfrage um 10 % und bis 2032 eine Reduktion um 16 % entsprechend der Zielsetzungen der Bundesregierung berücksichtigt.

4.3 AUFBEREITUNG FÜR NETZBERECHNUNGEN

Das Ergebnis der Marktsimulation für jedes Szenario ist ein Eingangsdatum für die Netzberechnungen, die zur Identifikation von Engpässen und zur Überprüfung der Wirksamkeit von Maßnahmen zur Beseitigung dieser Engpässe durchgeführt werden. Weitere Eingangsdaten sind die für die Marktsimulationen aufbereiteten Zeitreihen des Verbrauchs und der Einspeisung aus erneuerbaren Energien je Netzknoten in Deutschland und je Marktgebiet außerhalb Deutschlands. Über eine normierte Schnittstelle werden die Marktdaten als Mittelwert über jede Stunde und für jeden Knoten automatisiert an das Netzberechnungsprogramm übergeben.

Ausland

Für jedes europäische Marktgebiet weist die Marktsimulation für jede Stunde des betrachteten Zieljahres den aktuellen Verbrauch, die Erzeugungsleistungen und die Austauschleistungen mit anderen Marktgebieten aus. Die Stundenmittelwerte der Verbrauchsleistung und der Erzeugungsleistung je Marktgebiet werden jeweils auf ihren höchsten auftretenden Wert normiert. Diese beiden normierten Werte je Marktgebiet und Stunde dienen als Multiplikationsfaktor für die im Netzmodell knotenscharf vorhandenen Verbrauchsleistungen bzw. Leistungen von Erzeugungseinheiten.

Verbrauch und Erzeugung jedes Marktgebietes werden zu einer Bilanz zusammengefasst, die in den Netzberechnungen zwingend eingehalten wird. Die Verlustleistung des modellierten Netzes jedes Marktgebietes wird über die Variation der Erzeugungsleistung im Rahmen der Netzberechnungen ausgeglichen. Verbindungen zwischen zwei Marktgebieten über Hochspannungsgleichstromleitungen werden im Marktmodell und im Netzmodell als steuerbar modelliert. Damit werden die über diese Verbindungen im Marktmodell ermittelten Leistungsflüsse direkt in das Netzmodell übernommen, während sich die Austauschleistungen im vermaschten Drehstromnetz erst im Lauf der Netzberechnungen ergeben.

Verbrauch

Die in den Marktsimulationen als Eingangsgröße verwendete Zeitreihe des Verbrauchs in Deutschland wurde aus knotenscharfen Zeitreihen des regional unterschiedlichen Endverbraucherbedarfs für die Nieder-, Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetze in Deutschland ermittelt; der jeweilige Verlustleistungsbedarf wurde dabei pauschal berücksichtigt. Für die Verwendung in Netzberechnungen für das deutsche Übertragungsnetz wird der Endverbraucherbedarf um die Verluste der Spannungsebenen erhöht, die nicht im Netzmodell abgebildet sind. Für Netzknoten mit ähnlichem Verbrauchsverhalten kommen gleiche normierte Zeitreihen zur Skalierung der im Netzmodell abgebildeten knotenscharfen Höchstleistung zum Einsatz.

Konventionelle Kraftwerke

Für die meisten konventionellen Kraftwerke liegen aus den Marktsimulationen die stündlichen Einspeiseleistungen vor. Somit kann die Leistung der im Netzmodell als Netzeinspeisungselemente oder als Generatoren modellierten Kraftwerke direkt skaliert werden. Die in der Marktsimulation ermittelte Gesamtleistung kleinerer Erzeugungseinheiten mit Kraftwärmekopplung, die im Umfang von ca. 500 MW über ganz Deutschland verteilt sind, wird als Skalierungsfaktor an das Netzmodell übergeben. Die Einhaltung der Mindest- und Höchstleistung jedes Kraftwerks wird im Netzberechnungsprogramm gewährleistet.

Erneuerbare Energien

Die in den Marktsimulationen als Eingangsgröße verwendete Zeitreihe aller Einspeisungen aus erneuerbaren Energien in Deutschland wurde aus knotenscharfen Zeitreihen des regional unterschiedlichen Einspeiseverhaltens am jeweiligen Netzverknüpfungspunkt ermittelt. An das Netzmodell werden für die wesentlichen erneuerbaren Energien die Leistungen je Zeitpunkt und Netzknoten direkt übergeben. Für andere erneuerbare Energien werden normierte Zeitreihen zur Skalierung der im Netzmodell abgebildeten installierten Leistungen übergeben.

Die Leistungen der erneuerbaren Energien werden in einzelnen Szenarien um die Summe der „Dumped Power“ reduziert, um das Leistungsgleichgewicht einhalten zu können. Umfang und Verfahren sind in Abschnitt 4.2.4 dargestellt.

5 NETZANALYSEN

5.1 TECHNOLOGIEBEWERTUNG

Im folgenden Kapitel werden die Eigenschaften unterschiedlicher Technologieoptionen mit ihren jeweiligen Vor- und Nachteilen erläutert.

5.1.1 Bewertungskriterien

Der bedarfsgerechte und nachhaltige Ausbau des deutschen Übertragungsnetzes erfordert:

- die Ausnutzung von Optimierungs- und Flexibilisierungspotenzialen des bestehenden 380-kV-Netzes,
- die gezielte und bedarfsgerechte Weiterentwicklung des 380-kV-Netzes sowie
- den Aufbau leistungsfähiger Overlay-Ferntransportverbindungen.

Vor diesem Hintergrund wurden unterschiedliche Technologieoptionen und deren Kombinationen analysiert. Die Konzeption der Fernübertragung großer Leistungen und die Dimensionierung des notwendigen Übertragungsbedarfes müssen die Versorgungssicherheit gewährleisten, ökonomische Effizienz anstreben und gleichzeitig die optimale Lösung hinsichtlich einer minimalen Rauminanspruchnahme darstellen. Daher sind Optimierungs- und Flexibilisierungspotenziale für das bestehende Netz sowie Technologieoptionen für den weiteren Netzausbau u.a. im Hinblick auf die folgenden Kriterien bewertet worden:

- Erhalt der Systemsicherheit und Systemstabilität,
- Systemkompatibilität,
- Regelbarkeit und Steuerbarkeit,
- hohe Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit,
- Erweiterbarkeit und Entwicklungsfähigkeit sowie
- Rauminanspruchnahme und Teilverkabelungsfähigkeit.

5.1.2 Optimierung und Flexibilisierung des bestehenden Drehstromnetzes

Um die zukünftigen Transportaufgaben mit minimalem zusätzlichem Trassenraumbedarf zu bewältigen, wurde im Netzentwicklungsplan eine mögliche Erhöhung der thermischen Übertragungsfähigkeit von Stromkreisen berücksichtigt. Zu den entsprechenden Optimierungsmaßnahmen für einen Hochstrombetrieb im Rahmen der bestehenden Netztopologie zählen

- Temperaturmonitoring (Ausnutzung von Kühlungseffekten),
- Auflage von Hochtemperaturseilen (HTSL),
- Ertüchtigung oder Neubau bestehender Trassen mit Auflage von Seilen höheren Querschnitts (geringerer ohmscher Widerstandsbelag).

Die Grenzen der Strombelastbarkeit von Freileitungen ergeben sich dabei zum einen durch die maximal zulässige Leitertemperatur und zum anderen aus dem maximal zulässigen temperaturabhängigen Seildurchhang.

Die Nutzung dieser Optimierungs- und Flexibilisierungspotenziale wirkt sich positiv auf die thermische Übertragungsfähigkeit aus, ohne jedoch die Grenzen der Netzstabilität anzuheben. Die Stabilitätsgrenzen hängen wesentlich von den Netzreaktanzen (Induktivitäts- und Kapazitätsbeläge) ab; vorgenannte Maßnahmen für einen Betrieb mit höheren Strombelastbarkeiten haben jedoch nahezu keinen Einfluss auf diese stabilitätsrelevanten elektrischen Größen, siehe Kapitel 5.3.1 „Begriffsdefinitionen“.

Während in Drehstromsystemen für die Übertragungsfähigkeit über kurze Entfernungen die thermische Übertragungsfähigkeit der Betriebsmittel maßgebend ist, nimmt bei größeren Entfernungen und/oder Auslastungen die Bedeutung der Netzstabilität und des Netzschutzes für die Übertragungsfähigkeit zu. Netzstabilität und/oder Netzschutz können dann die limitierenden Kriterien darstellen.

Die wesentliche Zielsetzung der Netzausbauplanung ist es, die Transportkapazität ohne Einschnitte in der Systemsicherheit bedarfsgerecht auszubauen. Dies erfordert neben der Beachtung der thermischen Übertragungsfähigkeit auch die Berücksichtigung möglicher Stabilitätsgrenzen sowie Grenzen, die sich aus den eingesetzten Netzschutzprinzipien ergeben. Auf Basis individueller Prüfungen im Einzelfall (ggf. Engpassbeseitigung auf begrenzten Abschnitten, kurzzeitige Reservestellung im (n-1)-Fall) können sich daraus Grenzwerte für maximale Belastungszustände für transitrelevante Korridore ergeben (siehe Kapitel 5.3.2.3 „Systemtechnische Vorgaben für die stationäre Netzplanung“).

Folglich sind Optimierungs- und Flexibilisierungsmaßnahmen im bestehenden Netz grundsätzlich nur nach Prüfung der notwendigen Voraussetzungen einsetzbar. Unter Berücksichtigung der regionalen Gegebenheiten ist zu prüfen, ob

- die betroffenen Betriebsmittel eines Stromkreises (Leitenseile, Schaltgeräte, Wandler etc.) technisch zur Beherrschung einer höheren Strombelastbarkeit geeignet sind bzw. ertüchtigt werden müssen und
- der Erhalt der Systemstabilität oder die Funktion des Netzschutzes gefährdet sind.

Die Erhöhung der thermischen Strombelastbarkeit ist somit nicht pauschal mit einer Erhöhung der Übertragungskapazität gleichzusetzen und kann daher nicht als „Patentlösung“ für die steigenden Transportbedarfe dienen.

5.1.3 AC-Zubau mit Längskompensation

Durch den Einsatz der Längskompensation (Kondensatoren, die mit Stromkreisen in Reihe geschaltet werden) werden die effektiven Netzreaktanzen verkleinert. Dadurch ergeben sich grundsätzlich positive Effekte für die Systemstabilität. Des Weiteren lässt sich die Lastaufnahme der kompensierten Leitungen gezielt beeinflussen. Zu unterscheiden ist zwischen fester Längskompensation („Fixed Series Compensation“, FSC) und geregelter Längskompensation (z. B. „Thyristor Controlled Series Compensation“, TCSC). Letztere basiert auf der Regelung der Netzreaktanzen. Durch die Regelbarkeit lässt sich in gewissen Grenzen, abhängig vom Stellbereich des TCSC, eine schnelle Lastflusssteuerung erreichen. Allerdings ist die Koordinierung mehrerer TCSC – oder anderer FACTS-Einrichtungen („Flexible-AC-Transmission-System“) und der entsprechenden Regelungsstrategien in einem stark vermaschten Netz sowohl im Normalbetrieb als auch nach Fehlersituationen komplex.

Netzschutzverhalten

Eine verlässliche Bestimmung der Fehlerimpedanz bei Einsatz der Längskompensation im vermaschten Netz und Nutzung der thermischen Übertragungsfähigkeit der Leitenseile ist nicht mehr möglich. Die Längskompensation führt nicht nur auf den kompensierten, sondern auch auf den angrenzenden Stromkreisen zu Einschränkungen der Distanzschutzfunktion, sodass die momentan vorhandene ortsferne Reserveschutzfunktion nicht mehr nutzbar wäre. Der Einsatz der Längskompensation würde somit weitreichende konzeptionelle Änderungen der Anlagen- und Schutztechnik notwendig machen, die zu einer insgesamt wesentlich komplizierteren und weniger robusten Schutzauslegung führen würden.

Subsynchrone Resonanzen (SSR)

Längskompensation kann zu Problemen mit SSR führen und die Turbosatzwellen thermischer Kraftwerke verstärkt zu Torsionsschwingungen anregen. SSR sind zwar technisch beherrschbar, erfordern aber einzelfallabhängig mehr oder weniger kostenintensive netzseitige und/oder kraftwerksseitige Gegenmaßnahmen. Auch ohne Resonanzbedingung ergibt sich eine entdämpfende Wirkung in Bezug auf Torsionsschwingungen und damit stärkere Ermüdungserscheinungen für Turbosatzwellen.

Abschließend ist festzuhalten, dass eine Vielzahl an kapazitiven Reihen- sowie zusätzlichen Querkompensationselementen in vermaschten Netzen zu einer erhöhten Komplexität des Übertragungssystems und zu heute nicht absehbaren Effekten bzw. Wechselwirkungen führt. Neben den beschriebenen Phänomenen wären auch spürbare Veränderungen in Bezug auf elektromagnetische Ausgleichsvorgänge zu erwarten (z. B. transiente Überspannungen, Verschiebung der Netzresonanzfrequenzen). Ein großflächiger Einsatz der Längskompensation ist deshalb im Netzentwicklungsplan nicht weiter berücksichtigt worden.

5.1.4 AC-Ausbau in höheren Spannungsebenen

Ein Freileitungssystem mit einer Nennspannung von 750 kV und höher kann im Vergleich zu einem 380-kV-System eine wesentlich größere Leistung pro Stromkreis wirtschaftlich übertragen und ist somit grundsätzlich für Fernübertragungsaufgaben geeignet. Allerdings ergeben sich Defizite in Bezug auf die Rauminanspruchnahme und die Teilverkabelung:

- Aufgrund der Isolationsabstände sind die heute für diese Spannungsebene eingesetzten Masten (z. B. in Kanada oder Russland) deutlich größer und erfordern breitere Leitungstrassen als bei einer 380-kV-Freileitung. Dies führt zu einer hohen Rauminanspruchnahme.
- Die Möglichkeit der Teilverkabelung ist auf absehbare Zeit aufgrund technologischer Begrenzungen nicht gegeben.

Aufgrund dieser Kriterien sind Freileitungssysteme mit einer Nennspannung von 750 kV und höher in diesem Netzentwicklungsplan nicht weiter berücksichtigt worden. Freileitungssysteme mit einer Spannungserhöhung bis auf einen Wert, für den in absehbarer Zeit Kabelsysteme mit ausreichender Zuverlässigkeit zur Verfügung stehen (z. B. 500 kV), müssen weitergehend untersucht werden.

5.1.5 DC-Technologie (HGÜ-Systeme)

In der jüngsten Vergangenheit wurden große Fortschritte in der Entwicklung der Leistungselektronik erzielt, wodurch sich neue technische Potenziale für deren Einsatz bei der Gleichstromtechnik (DC-Technologie) ergeben haben. Die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) kommt heute zunehmend als Alternative bei großen Übertragungsentfernungen für die klassische Drehstromtechnologie (AC-Technologie) in Betracht. Vor diesem Hintergrund werden nachfolgend die aktuellen und auf absehbare Zeit erreichbaren Fähigkeiten der DC-Technologie beschrieben und die sich daraus ergebenden Einsatzmöglichkeiten zur Bewältigung der aktuellen Herausforderungen an die Übertragungsnetze aufgezeigt.

Im Vergleich zur AC-Technologie weist die DC-Technologie folgende Merkmale auf:

Wirtschaftliche Übertragung großer Leistungen über weite Entfernungen

- Bei Wechsel- bzw. Drehstrom sind die Effektivwerte von Strom und Spannung maßgebend für die übertragene Leistung, während die Isolation und damit die Baugröße von Freileitungsmasten für den (um den Faktor Wurzel 2) größeren Spannungsscheitelwert vorzusehen sind. Bei Gleichstromtechnik besteht dieser Unterschied hingegen nicht, sodass bei nahezu identischem Aufwand für Isolation und Konstruktion der Freileitungsmasten höhere Übertragungsleistungen realisiert werden können.
- Für die Übertragungstrecke entsteht kein Blindleistungsbedarf, der bei AC-Technologie einen erhöhten Leiterstrom und damit zusätzliche Stromwärmeverluste verursacht.
- Bei Gleichstrom entstehen keine dielektrischen Verluste (Umwandlung elektromagnetischer Energie in Wärme im Dielektrikum) und die Kupferverluste im Leiter sind aufgrund des fehlenden Skin-Effekts (Stromverdrängung; ein Effekt in von Wechselstrom durchflossenen elektrischen Leitern, durch den die Stromdichte im Inneren eines Leiters niedriger ist als an der Oberfläche) etwas geringer als bei der AC-Technologie.
- Dem stehen hohe Investitionen für die HGÜ-Konverterstationen gegenüber, sodass eine Wirtschaftlichkeit der DC-Technologie erst für Übertragungsentfernungen ab ca. 400 km Freileitung gegeben ist.

Günstiges Betriebsverhalten

- Die über eine HGÜ-Übertragungsstrecke transportierte Leistung ist flexibel steuer- und regelbar, sodass sie betrieblich den Erfordernissen des unterlagerten AC-Netzes optimal angepasst werden kann.
- In AC-Netzen existieren Stabilitätsgrenzen, die wesentlich durch die Blindwiderstände der Netzelemente beeinflusst werden. Mit zunehmender Auslastung nehmen die Stabilitätsreserven des AC-Netzes ab. Bei großräumig hoch ausgelasteten AC-Netzen liegen die im Hinblick auf Störungen (z.B. (n-1)-Ausfall) einzuhaltenden Stabilitätsgrenzen unter Umständen unterhalb der thermischen Grenzen von Betriebsmitteln. Für die DC-Technologie existieren solche Stabilitätsgrenzen nicht, und sie ermöglicht folglich stets die vollständige Nutzung der thermischen Potenziale der eingesetzten Betriebsmittel.

Einsatz von Erdkabeln

- Unter anderem aufgrund des hohen Blindleitwertes und der damit hohen Ladeleistung von Kabeln unterliegt der Einsatz von Erdkabeln bei AC-Systemen für Spannungen oberhalb 110 kV systemtechnischen Einschränkungen. Diese bestehen bei Einsatz der DC-Technologie nicht.
- Erdkabel im Höchstspannungsbereich sind unterirdische Bauwerke. Sie weisen Unterschiede zur Freileitung im Bereich der Wirtschaftlichkeit, des Eingriffs in den Boden- und Wasserhaushalt, der Sichtbarkeit und der Verfügbarkeit aufgrund der Wartungs- und Reparaturarbeiten auf. All diese Aspekte müssen bei der Entscheidung zur oder gegen (Teil-)Verkabelung im jeweils konkreten Projektfall berücksichtigt werden.

Nachfolgend wird eine weitergehende Bewertung der DC-Technologie unter Berücksichtigung der Konverter-Technologie vorgenommen. Es muss unterschieden werden zwischen:

- netzgeführter HGÜ (LCC = Line Commutated Converter) und
- selbstgeführter HGÜ (VSC = Voltage Source Converter).

Netzgeführte HGÜ (LCC)

Die netzgeführte HGÜ basiert auf Thyristoren (einschaltbares Schaltelement/Ventil auf Halbleiterbasis) und beinhaltet einen Stromzwischenkreis. Abhängig von der Spannungsebene sind hohe Übertragungsleistungen (bis zu einigen GW) möglich. Ein bidirektionaler Leistungsfluss wird durch die Umkehr der Spannungspolarität erreicht. Deshalb ist der Einsatz von kunststoffisolierten Kabeln nicht möglich. Die netzgeführte HGÜ benötigt eine erhebliche Blindleistung (ca. 50 bis 60 % der übertragenen Wirkleistung), die durch das umgebende Drehstromnetz bzw. durch zusätzliche Betriebsmittel bereitgestellt werden muss. Mögliche Interaktionen zwischen dem AC- und dem DC-System hängen erheblich von der Höhe der Kurzschlussleistung am Einbindungsort, bezogen auf die Übertragungskapazität der DC-Verbindung, ab. Die netzgeführte HGÜ erlaubt keine dynamische Blindleistungsstützung und keine unabhängige Einstellung der Wirk- und Blindleistung. Neben Einrichtungen zur Blindleistungsbereitstellung benötigt die netzgeführte HGÜ aufgrund des relativ hohen Oberschwingungsanteils große Netzfilter. Kondensatoren und Netzfilter können mit dem umgebenden AC-System unerwünschte Parallelresonanzkreise für Harmonische ausbilden. Das Fehlverhalten der netzgeführten HGÜ wird im Wesentlichen durch die Regelung der Konverter bestimmt. Der Schutz des DC-Kreises wird gut beherrscht. Bei AC-seitigen Fehlern hängt das Verhalten der netzgeführten HGÜ von der Höhe und Dauer des AC-seitigen Spannungseinbruchs ab. Unter Umständen ist eine vollständige Abregelung der HGÜ notwendig.

Hinsichtlich des langfristigen Entwicklungspotenzials ist festzuhalten, dass die Realisierung eines Multi-Terminal Betriebs mit netzgeführter HGÜ grundsätzlich weniger geeignet ist. Aufgrund der im Vergleich zur selbstgeführten HGÜ ungünstigeren Systemeigenschaften ist die netzgeführte HGÜ im Netzentwicklungsplan nicht weiter berücksichtigt worden.

Selbstgeführte HGÜ (VSC)

Die VSC-HGÜ basiert auf IGBT (Insulated-Gate Bipolar Transistor, ein- und abschaltbares Schaltelement/Ventil auf Halbleiterbasis) mit Spannungszwischenkreis. Durch die Abschaltmöglichkeit der Leistungshalbleiter und die Möglichkeit hoher Pulsfrequenzen ergeben sich deutlich erweiterte Steuerungs- und Regelungsmöglichkeiten, wodurch die Regeldynamik der netzgeführten HGÜ bei weitem übertroffen wird. Im Gegensatz zur netzgeführten HGÜ lassen sich Wirk- und Blindleistung unabhängig voneinander einstellen.

Bei Einsatz der VSC-Technologie kann die Leistungsflussrichtung auch ohne Änderung der Spannungspolarität umgekehrt werden. Daher wird seit einigen Jahren die VSC-Technologie in Kombination mit kunststoffisolierten Erdkabeln eingesetzt. Die bisher im Einsatz befindlichen Systeme sind in ihrer Dimensionierung auf die Leistungsfähigkeit der heute verfügbaren Erdkabel abgestimmt. Die derzeit installierten Leistungen liegen bei maximal ca. 1,2 GW und damit etwa um den Faktor zehn unterhalb der bereits in Betrieb befindlichen Leistungsklassen der netzgeführten HGÜ. Es ist jedoch absehbar, dass die Weiterentwicklung der VSC-Technologie in den nächsten fünf bis sieben Jahren auch zu höheren Systemleistungen führt (siehe Abschnitt „Multilevel Konverter“).

Innerhalb der VSC-Technologie muss unterschieden werden zwischen

- Zwei-Punkt-Konvertern/Drei-Punkt-Konvertern und
- (modularen) Multilevel-Konvertern
 - mit Zweiquadrantsteller-Modulen
 - mit Vierquadrantsteller-Modulen.

AC-seitige Netzfehler können bei allen VSC-HGÜ gut beherrscht werden, da diese nicht auf ein starres Spannungssystem angewiesen sind. Im Folgenden werden die Unterschiede in den VSC-Technologien näher beleuchtet.

Zwei-Punkt-Konverter/Drei-Punkt-Konverter

Die AC-Spannung wird aus zwei bzw. drei Spannungsniveaus über Pulsweitenmodulation blockförmig zusammengesetzt. Oberschwingungen im Schaltfrequenzbereich des Stromrichters sind zwangsweise Folge dieser Struktur, sodass relativ aufwändige Filterbänke notwendig sind. Bei einem DC-seitigen Fehler muss die Fehlerklärung auf der AC-Seite erfolgen. Hohe Leistungen sind nur unter hohem Aufwand möglich.

Modulare Multilevel-Konverter

Modulare Multilevel-Konverter sind Umrichter, bei denen die einzelnen Zweige aus identischen, in Reihe geschalteten Modulen (Stufen) bestehen. Mittels dieser Module können die Spannungen der Modulkondensatoren – je Modul – innerhalb eines Zweigs hinzu- oder abgeschaltet werden. Im Vergleich zum Zwei-Punkt- bzw. zum Drei-Punkt-Konverter ergeben sich folgende Vorteile:

- Es kann ein deutliches Leistungsplus erzielt werden. Der einfache und in der Konstruktion unkritische modulare Aufbau erlaubt im Prinzip beliebig hohe Spannungen und durch Parallelschaltung von Zweigen oder ganzen Stromrichtern auch prinzipiell beliebig hohe Ströme.
- Die Filter können wesentlich kleiner dimensioniert werden bzw. entfallen, da durch den modularen Aufbau sehr feine Spannungsstufen erzeugt werden können. Insgesamt ergeben sich dadurch geringere negative Rückwirkungen auf das umgebende Netz. Durch den Einsatz geeigneter Regelung besteht vielmehr die Möglichkeit der Spannungsstützung.

Multilevel-Konverter lassen sich mit Halb- oder Vollbrückenmodulen ausführen, wobei sich in puncto modularem Aufbau, Filteraufwand sowie in Bezug auf das AC-seitige Netzverhalten im Kontext stationärer Spannungsqualität, Blindleistungsbereitstellung sowie Fehlerbeherrschung keine wesentlichen Unterschiede ergeben. Im Hinblick auf die DC-seitige Netzführung (z.B. Netzynamik, Kurzschlüsse, Fehleridentifikation und -ortung) ergeben sich jedoch fundamentale Unterschiede.

Wie bei Zwei-Punkt- bzw. Drei-Punkt-Konvertern werden DC-seitige Fehler bei Verwendung von Halbbrückenmodulen nicht beherrscht, da bei Zusammenbruch der DC-Spannung die im Umrichter vorhandene Diodenbrücke leitend und dadurch indirekt das Drehstromsystem kurzgeschlossen wird, was zu Spannungseinbrüchen im AC-Netz an allen Enden der HGÜ führt. Der interne Konverterschutz (Schutzthyristoren) ist so ausgelegt, dass die Anlage die Belastung durch den Fehlerstrom bis zum Öffnen der AC-seitigen Leistungsschalter übersteht. Wiedereinschaltvorgänge dauern vergleichsweise lange. Bei Verwendung von Kabeln werden DC-seitige Fehler gewöhnlich durch größere Kabelfehler verursacht (z. B. Tiefbauarbeiten). Aufgrund der dann relativ langen Kabelreparaturzeiten spielen verzögerte Einschaltsequenzen eine untergeordnete Rolle.

Im Gegensatz dazu sind bei einer überwiegenden Realisierung der HGÜ in Freileitungstechnik die Beherrschung atmosphärisch bedingter Störungen sowie kurze Fehlerklärungszeiten und Wiedereinschaltzeiten entscheidend. Diese Anforderungen lassen sich durch die Verwendung von Vollbrückenmodulen realisieren: Nur dann sind sowohl Fehler auf der Netz- als auch auf der DC-Seite durch die Regelung vollständig und kontrolliert beherrschbar. Es wird kein DC-Leistungsschalter benötigt. Darüber hinaus bleibt der Konverter bei DC-seitigen Fehlern mit dem AC-Netz verbunden und kann dadurch weiterhin das Netz durch die Einspeisung von Blindleistung stützen.

Aus den genannten Gründen ist im Netzentwicklungsplan für die Fernübertragungstrecken die VSC-Technologie berücksichtigt worden. Technologische Vorteile werden bei der Ausführung als Multilevelstromrichter mit Vollbrückenmodulen gesehen.

5.1.6 Kombiniertes Ausbau in AC-/DC-Technologie

Es ist festzuhalten, dass bei Realisierung der Übertragungstrecke als Freileitung die DC-Technologie sowohl aus technischen wie aus wirtschaftlichen Gründen nur für die Übertragung großer Leistungen über weite Entfernungen sinnvoll einzusetzen ist.

Auch längere Kabelstrecken machen den Einsatz der DC-Technologie erforderlich. Dabei liegt jedoch die verfügbare Systemleistung deutlich unterhalb der Möglichkeiten von Freileitungen, weil die Kabeltechnologie im Vergleich zu Freileitungen stärkeren Einschränkungen in Bezug auf technisch realisierbare Betriebsspannungen und maximale Strombelastbarkeiten eines Kabelsystems unterliegt. Die im Rahmen der Energiewende benötigten Nord-Süd-Transportkapazitäten würden in Kabeltechnik daher zu einer großen Anzahl paralleler Kabelachsen führen. DC-Kabellösungen bieten somit in erster Linie die Option der Erdkabelverlegung über längere Verbindungen mit begrenztem Bedarf an Übertragungsquerschnitt.

Laufende und im Rahmen des NEP neu hinzukommende Projekte für den Netzausbau weisen darüber hinaus Anforderungen auf, für die sich kein sinnvoller Einsatz der DC-Technologie ergibt. Nachfolgend sind die hierfür wesentlichen Gründe aufgeführt.

- Die flächendeckende Versorgungsaufgabe baut auf einer bestehenden AC-Netztopologie der Übertragungs- und Verteilnetze auf. Diese muss auch weiterhin erfüllt werden, wenn die Systemleistung durch Verstärkungsmaßnahmen der bestehenden Netztopologie erhöht wird. Dies gilt sowohl bei Flexibilisierungsmaßnahmen zwecks Erhöhung der Stromtragfähigkeit als auch bei der Wahl einer höheren Spannungsebene (Umstellung von 220 kV auf 380 kV). In beiden Fällen müssen AC-Einspeisepunkte in die unterlagerten 110-kV-Spannungsebenen unter Wahrung der (n-1)-Sicherheit erhalten bleiben.
- Das bestehende AC-Netz besitzt erhebliche Potenziale für weiträumige Energieübertragungen. Diese sind jedoch wegen lokaler und regionaler Engpässe nicht immer nutzbar und stehen erst nach gezielten Verstärkungs- oder Netzausbaumaßnahmen zur Verfügung. Die Optimierung der bestehenden AC-Netztopologie im Hinblick auf Fernübertragungsaufgaben erfordert daher gezielten Zubau in AC-Technik (u. a. Lückenschlüsse).
- Die Standorte neuer konventioneller Erzeugungseinheiten werden weitgehend unabhängig von den netztechnischen Gegebenheiten festgelegt. Darüber hinaus findet ein weiterer massiver Zubau an regenerativer Energieerzeugung dezentral an Land mit Netzanschlüssen in den Verteilnetzebenen statt (Wind, Photovoltaik, Biomasse). Die Einbindung dieser Erzeugung und Übernahme von Leistungsüberschüssen aus den Verteilnetzen durch das Übertragungsnetz erfordert Netzausbau in AC-Technik.
- Der Einsatz von kunststoffisolierten Erdkabeln für kurze Abschnitte (Teilverkabelung) kann auch in AC-Technik in bestimmten Bereichen möglich sein, ohne dass die Übertragungsfähigkeit des betreffenden Freileitungstromkreises eingeschränkt werden muss. Erst für längere Kabelstrecken ist der Einsatz von DC-Technologie sinnvoll, weil bei der AC-Übertragung das kapazitive Verhalten der Kabel die Übertragungsfähigkeit stark begrenzt.

Daher ist trotz vorteilhafter Eigenschaften der DC-Technologie im Sinne einer gesamthaften Optimierung der Übertragungskapazitäten ein weiterer Zubau des vorhandenen AC-Netzes erforderlich.

5.2 STATIONÄRE NETZANALYSEN

Das folgende Kapitel beschreibt die Prämissen für das Startnetz, d. h. das Netzmodell, das als Grundlage für die Netzanalysen dient. Zudem wird die Methodik der Leistungsflussberechnung beschrieben.

5.2.1 Planungsgrundsätze

Die Übertragungsnetzbetreiber haben für ihre Netzausbauplanung gemeinsame Grundsätze festgelegt („Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes“ (aktualisierter Stand März 2012)). Sie sind auf den Webseiten von 50Hertz, Amprion, TenneT TSO und TransnetBW sowie auf der Seite www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht⁴⁰. Diese Grundsätze gelten auch für die Planungen im Rahmen des NEP 2012. Sie legen die Untersuchungsmethodik der Netzplanung fest, definieren Beurteilungskriterien für ein bedarfsgerechtes Übertragungsnetz mit erforderlichen Freiheitsgraden für einen sicheren Netzbetrieb und leiten Maßnahmen zur Einhaltung dieser Beurteilungskriterien ab.

Kern der netztechnischen Untersuchungen im Rahmen der Netzplanung sind Netzanalysen zur rechnerischen Simulation der Leistungsflüsse im Übertragungsnetz (Leistungsflussberechnungen). Diese Berechnungen haben die Überprüfung der Einhaltung der Beurteilungskriterien zur Gewährleistung der Netzsicherheit als Zielsetzung. Sie umfassen im Rahmen des Netzentwicklungsplans sowohl den Normalschaltzustand des Übertragungsnetzes als auch Netzschwächungen in Folge des Ausfalls von Betriebsmitteln.

Dabei ist als notwendige Voraussetzung für ein bedarfsgerechtes Netz durch die Leistungsflussberechnungen der Nachweis zu erbringen, dass die Netzsicherheit gewährleistet bleibt, dauerhafte Grenzwertverletzungen in Hinblick auf Netzbetriebsgrößen (Betriebsspannungen, Spannungsbänder) und Betriebsmittelbeanspruchungen (Strombelastung) nicht auftreten, sowie Versorgungs- und Einspeiseunterbrechungen und Störungsausweitungen ausgeschlossen sind. Darüber hinaus muss in weiteren Berechnungen zum dynamischen Verhalten des Übertragungsnetzes geprüft werden, ob die Stabilitätskriterien erfüllt sind (siehe Kapitel 5.3).

Leistungsflussberechnungen sind für eine Auswahl von relevanten Netznutzungsfällen erforderlich, damit den Anforderungen nach einem sicheren und effizienten Netzbetrieb bei unterschiedlichen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben Rechnung getragen wird. Die hierfür zu betrachtenden Last- und Erzeugungssituationen werden auf Basis der vorangegangenen Marktsimulationen und der Analyse von relevanten horizontalen und vertikalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben ausgewählt.

Marktbezogene Eingriffe in den Netzbetrieb, wie Redispatch von Kraftwerken, Einspeisemanagement von EEG-Anlagen oder Lastabschaltungen, sind kurzfristig wirkende präventive bzw. kurative Maßnahmen des Netzbetriebs zur Einhaltung und Wiederherstellung der Netzsicherheit. Sie tragen nicht zu einer bedarfsgerechten perspektivischen Netzbemessung bei, welche die Grundlage für ein weitestgehend freizügiges künftiges Marktgeschehen ist. Diese werden daher in der Netzausbauplanung im Allgemeinen, wie auch hier im Kontext des NEP 2012 und damit aufgabengemäß nicht berücksichtigt.

Die Anwendung der Planungsgrundsätze im Rahmen des NEP 2012 wird nachfolgend beschrieben.

5.2.2 Beschreibung des Netzmodells

Die Durchführung von Leistungsflussberechnungen erfordert ein mathematisches Modell des deutschen Übertragungsnetzes, welches die physikalischen Eigenschaften der Übertragung elektrischer Energie im stationären Zeitbereich beschreibt. Neben dem deutschen Übertragungsnetz sind die benachbarten europäischen Übertragungsnetze sowie die in Deutschland unterlagerten Verteilungsnetze in diesem Modell geeignet vereinfacht abzubilden, sodass deren Auswirkungen auf die Leistungsflüsse im Übertragungsnetz in die Rechnersimulation einfließen.

⁴⁰ ÜNB (2012): Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes

Das Netzmodell für die Leistungsflussberechnungen basiert auf einem Netzmodell des elektrisch vermaschten kontinentaleuropäischen Verbundnetzes und der unterlagerten Verteilungsnetze in Deutschland. Dieses Netzmodell umfasst insgesamt rund 6.600 Netzknoten, rund 5.500 Stromkreise und rund 1.850 Transformatoren (inklusive Maschinentransformatoren von Erzeugern).

Das deutsche 380/220-kV-Übertragungsnetz ist in diesem Modell „knotenscharf“ abgebildet. Dies bedeutet, dass das Modell alle Schaltanlagen, Umspannwerke, Transformatoren, Leitungen (Stromkreise) und Kompensationseinrichtungen sowie die direkt angeschlossenen regenerativen und konventionellen Erzeugungseinheiten inklusive der Einspeisepunkte von Offshore-Windparks enthält. Zudem umfasst es die grenzüberschreitenden Kuppelleitungen Deutschlands zu den ausländischen Übertragungsnetzbetreibern inklusive der beiden HGÜ-Verbindungen nach Dänemark und Schweden. Das knotenscharfe deutsche Übertragungsnetz umfasst anteilig rund 3.900 Netzknoten, rund 2.300 Stromkreise und rund 1.350 Transformatoren (inklusive Maschinentransformatoren von Erzeugern).

Die dem deutschen Übertragungsnetz unterlagerten regionalen 110-kV-Verteilungsnetze werden im Regelfall durch Netzäquivalente abgebildet. Netzäquivalente sind Ersatznachbildungen, die die elektrischen Eigenschaften der 110-kV-Verteilungsnetze adäquat widerspiegeln. Im Netzmodell sind in den 380/220-kV-Umspannwerken die 380/110-kV- und/oder 220/110-kV-Netztransformatoren einschließlich der 110-kV-Netzknoten der Verteilungsebene abgebildet. An diesen Netzknoten sind – sofern kein Direktanschluss am 380/220-kV-Netz vorliegt – die regionalisierten Einspeisungen (regenerative und/oder konventionelle) und Lasten sowie die 110-kV-Netzäquivalente modelliert.

Die Nachbildung des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes wurde durch die ÜNB aus einem beim Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) vorhandenen Netzmodell generiert, das hinsichtlich aktueller Kenntnisse und bekannter europäischer Entwicklungen (u. a. TYNDP 2010⁴¹ und TYNDP 2012/draft, Regional Investment Plans⁴²) aus den Veröffentlichungen von ENTSO-E für den Zeithorizont 2022 aktualisiert wurde.

In dieses kontinentaleuropäische Netzmodell wurde das deutsche Übertragungsnetz im o. g. Umfang implementiert.

5.2.3 Startnetztopologie

Das deutsche Übertragungsnetz wird kontinuierlich bedarfsgerecht den sich verändernden Anforderungen angepasst. Deshalb wurden in der jüngeren Vergangenheit für die kommenden Jahre Ausbaumaßnahmen identifiziert und sind teilweise bereits in der Umsetzung. Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit einiger dieser Maßnahmen leitet sich direkt aus dem Energieleitungsausbaugesetz ab bzw. wurde für andere Maßnahmen, die nicht Gegenstand des vordringlichen Bedarfs des EnLAG sind, bereits im Rahmen öffentlich-rechtlicher Genehmigungsverfahren begründet. Zusammen mit dem heutigen Übertragungsnetz (Ist-Netz) bilden diese Maßnahmen das Startnetz im Zeithorizont 2022 als Ausgangspunkt für die Netzanalysen. Darauf aufbauend werden die Leistungsflussberechnungen durchgeführt, die Übertragungsbedarfe zwischen den Netzknoten identifiziert und bei einer Verletzung der netztechnischen Beurteilungskriterien Abhilfemaßnahmen abgeleitet.

Im Einzelnen besteht das Startnetz aus folgenden Kategorien:

1. dem heutigen Netz (Ist-Netz),
2. den EnLAG-Maßnahmen,
3. den in der Umsetzung befindlichen Netzausbaumaßnahmen (planfestgestellte Vorhaben, teilweise bereits in Bau);
4. zudem befinden sich im Startnetz weitere Maßnahmen mit genehmigten Investitionsbudgets, die weder im EnLAG enthalten noch planfestgestellt sind, deren Planungsstand aber bereits sehr weit fortgeschritten ist und die sich bereits im öffentlich-rechtlichen Genehmigungsverfahren – oder in Vorbereitung auf dieses – befinden.

⁴¹ ENTSO-E (2010): Ten-Year Network Development Plan 2010-2020. Non-Binding Community-Wide Ten-Year Network Development Plan-Pilot Project Final

⁴² ENTSO-E (2010): The Ten-Year Network Development Plan and Regional Investment Plans

Die Netzmaßnahmen mit den durch die BNetzA genehmigten Investitionsbudgets werden jedoch nur berücksichtigt, wenn deren Fertigstellung bis 2022 geplant ist.

Für die unter o. g. Punkt 2 (Vorhaben mit vordringlichem Bedarf gemäß EnLAG) eingeordneten Netzausbaumaßnahmen wurden die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf bereits durch das EnLAG festgestellt und mit diesem gesetzlich verankert. Die EnLAG-Maßnahmen werden daher unabhängig von ihrem aktuellen Realisierungsfortschritt dem Startnetz zugeordnet. Sie werden in diesem Bericht inhaltlich beschrieben.

Die unter o. g. Punkt 3 (in der Umsetzung befindliche Netzmaßnahmen) eingeordneten Netzausbaumaßnahmen gelten als unumkehrbar und sind daher dem Startnetz zuzuordnen. Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit dieser Netzausbaumaßnahmen wurde durch die jeweils zuständige Planfeststellungsbehörde bestätigt. Die Netzausbaumaßnahmen werden in diesem Bericht inhaltlich beschrieben und es wird auf den jeweiligen Planfeststellungsbeschluss verwiesen.

Die unter o. g. Punkt 4 (Netzausbaumaßnahmen mit genehmigten Investitionsbudgets) eingeordneten Netzmaßnahmen werden ebenfalls unabhängig vom jeweiligen Status dem Startnetz zugeordnet. Sie wurden bereits im Rahmen der Beantragung der Investitionsbudgets und gegenüber den zuständigen Genehmigungsbehörden begründet. Die Netzmaßnahmen werden in diesem Bericht inhaltlich beschrieben, und es wird die energiewirtschaftliche Notwendigkeit in Analogie zu den Genehmigungsanträgen dargelegt.

Darüber hinaus werden die Übertragungsnetzbetreiber die Plausibilität der im Netzentwicklungsplan enthaltenen Startnetzmaßnahmen in der begleitenden Kommunikation mit den Stakeholdern zum Netzentwicklungsplan transparent darstellen.

Unabhängig von o. g. Punkten und Kategorien werden nachfolgende Netzmaßnahmen, insbesondere aufgrund gesetzlicher Verpflichtungen der ÜNB, ebenfalls dem Startnetz zugeordnet:

- **Netzveränderungen für Dritte**

Netzveränderungen, die durch größere Infrastrukturprojekte (Autobahn- und Flughafen ausbau, o. ä.) verursacht werden, sind in der Startnetztopologie enthalten. Die hierdurch entstehenden Kosten werden nicht durch die ÜNB, sondern im Grundsatz durch den Verursacher getragen. Derartige Veränderungen sind unumgänglich und daher nicht Gegenstand einer Bedarfsermittlung im Rahmen des Netzentwicklungsplans.

- **Grenzüberschreitende Netzausbaumaßnahmen**

Grenzüberschreitende Netzausbaumaßnahmen gehören nicht zum Geltungsbereich des NEP, da sie einen internationalen Charakter haben. Die energiewirtschaftlichen Szenarien für den NEP beschreiben ausschließlich energiewirtschaftliche Entwicklungspfade Deutschlands. Grenzüberschreitende Netzausbaumaßnahmen werden bilateral sowie im europäischen Kontext abgestimmt und gehen durch den TYNDP in die europäische Netzentwicklung ein.

Die Existenz derartiger Ausbaumaßnahmen wurde bereits bei der Erstellung des NEP berücksichtigt. Die Betreiber von Übertragungsnetzen legen angemessene Annahmen für den Austausch mit anderen Ländern zugrunde und berücksichtigen geplante Investitionsvorhaben der europäischen Netzinfrastruktur. Grenzüberschreitende Ausbaumaßnahmen werden innerhalb der zuständigen Gremien bei ENTSO-E bzw. in internationalen Arbeitsgruppen der betroffenen Übertragungsnetzbetreiber auf Basis europäischer Szenarien bzw. abgestimmten Szenarien der betroffenen Staaten erarbeitet. Diese Ausbaumaßnahmen werden daher im NEP inhaltlich beschrieben, aber nicht einzeln begründet.

Die dem NEP zugrunde gelegten Szenarien zeigen gegenüber heute einen starken Anstieg elektrischer Energieerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien. Der Anschluss dieser Erzeugungsanlagen erfolgt in weiten Teilen Deutschlands in den Verteilungsnetzen. Die in die Verteilungsnetze eingespeiste Energie übersteigt regional deutlich den dortigen Leistungsbedarf der Verbraucher. Diese Überschusseinspeisung muss über die HöS/110-kV-Transformatoren in das Übertragungsnetz transportiert werden. Es zeichnet sich ab, dass die Kapazität der

bestehenden und bislang geplanten HöS/110-kV-Transformatoren nicht ausreichen wird, um diese überschüssige Leistung in das Übertragungsnetz abführen zu können. Der zusätzliche Bedarf an HöS/110-kV-Transformatoren wurde regional abgeschätzt und die Transformatorenkapazität an bestehenden bzw. geplanten und geeignet erscheinenden Standorten im Startnetz erweitert. Diese Erweiterungen sind in ihrer Höhe durch die Einspeise- und Lastverteilungen determiniert. Der konkrete Bedarf an zusätzlichen Transformatoren und deren letztendliche Standorte müssen in dem NEP nachgelagerten Untersuchungen gemeinsam durch die betroffenen Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber unter Beachtung der Ausbaumöglichkeiten auch in den Verteilungsnetzen ermittelt werden.

5.2.4 Weitere Rahmenbedingungen

In den Netzanalysen wird für das AC-Höchstspannungsnetz der Schwerpunkt auf die Betrachtung des 380-kV-Netzes gelegt. Das 220-kV-Netz, welches überwiegend nicht mehr weiträumige Transportaufgaben sondern eher regional abgegrenzte Übertragungsaufgaben wahrnimmt, wurde nicht detailliert in den Untersuchungen ausgewertet. Dieser Ansatz ist gerechtfertigt, da die Übertragungsfähigkeit des 220-kV-Netzes nicht annähernd den zukünftigen Transportaufgaben gerecht wird.

Die unterlagerten Verteilungsnetze sind ebenfalls nicht Gegenstand der Analysen. Insbesondere in den 110-kV-Netzen sind jedoch durch ihre Vermaschung regional parallele Leistungsflüsse zum Übertragungsnetz zu erwarten. Diese Auswirkungen auf die Verteilungsnetze sind in dem NEP nachgelagerten Untersuchungen durch die betroffenen Verteilungsnetzbetreiber regionalspezifisch zu prüfen.

Der NEP ermittelt außerdem nicht umfassend den Ausbaubedarf an grenzüberschreitenden Leitungen. Gemäß § 12a Abs. 1 EnWG sind geplante Investitionsvorhaben der europäischen Netzinfrastuktur im NEP zu berücksichtigen. Daher gilt im Umkehrschluss jedoch, dass der NEP derartige Vorhaben nicht alleinig ohne Einbindung der benachbarten Übertragungsnetzbetreiber präjudizieren kann.

5.2.5 Methodik der Leistungsflussberechnungen

Ausgangspunkt der Leistungsflussberechnungen ist das Netzmodell mit der Topologie des Startnetzes. Dieses Startnetz wird für jedes Szenario mit den aus der Marktsimulation ermittelten Netznutzungsfällen – Leistungseinspeisungen und -entnahmen an den Knoten – beaufschlagt. Die Verteilung dieser Einspeisungen und Entnahmen bestimmt die Leistungsflüsse, die durch das Netz transportiert werden müssen. Durch die Leistungsflussberechnungen wird geprüft, ob dies unter Einhaltung der Beurteilungskriterien der Planungsgrundsätze zur Gewährleistung der Netzsicherheit möglich ist. Dabei steht die Identifikation dauerhafter Grenzwertverletzungen der Betriebsmittelbeanspruchungen (Strombelastung) im Fokus der Betrachtungen. Bei Verletzungen relevanter Kriterien werden Netzmaßnahmen zur Abhilfe abgeleitet. Es werden zunächst in einem Auswahlverfahren die planungs- und bemessungsrelevanten Netznutzungsfälle identifiziert, die dann mittels der stationären Leistungsflussberechnungen analysiert werden. Die Bedarfsgerechtigkeit der für diese Netznutzungsfälle ermittelten Netzmaßnahmen wird anschließend durch erneute Leistungsflussberechnungen für alle 8.760 Stunden des Jahres plausibilisiert.

Die wirksamen Maßnahmen werden grundsätzlich nach dem NOVA-Prinzip identifiziert. Dabei wird so vorgegangen, dass nach der Identifizierung einer oder mehrerer Verletzungen von Grenzwerten die Ursachen, Zusammenhänge und Wirkungsmechanismen geprüft werden. In genauer Einzelbetrachtung des jeweiligen Falles ermitteln die ÜNB diejenige Optimierungs-, Verstärkungs- oder Ausbaumaßnahme, die aus technisch-wirtschaftlicher Sicht unter Beachtung zur Verfügung stehender Technologieoptionen und – sofern bekannt und abschätzbar – aus konkreten lokalen, regionalen und/oder überregionalen Aspekten (u. a. vorhandene Netzstrukturen, vorhandene/geplante Infrastrukturen) eine bedarfsgerechte Lösung darstellen könnte. Diese Maßnahme wird in das Netzmodell aufgenommen und die Wirksamkeit durch erneute Leistungsflussberechnungen geprüft. Die Bedarfsgerechtigkeit ist gegeben, wenn durch diese Maßnahme die zuvor identifizierten Grenzwertverletzungen beseitigt werden.

Für die Leistungsflussberechnungen wird das Netzberechnungsprogramm INTEGRAL 7 der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH e.V.) eingesetzt. Es ermittelt die Verteilung der Leistungsflüsse im Netz, bestimmt die Auslastung der einzelnen Stromkreise, die Netzverluste und die Spannungsverteilung für die Momentaufnahmen der relevanten Netznutzungsfälle.

Zur Deckung des deutlich erhöhten Blindleistungsbedarfs des Transportnetzes wurden Blindleistungs-Kompensationselemente modelliert. Je nach Belastungssituation des Netzes stellen diese Elemente bedarfsgerecht induktive oder kapazitive Blindleistung bereit. Dadurch wurde zudem die automatisierte Leistungsflussberechnung einer Vielzahl von Netznutzungsfällen ermöglicht.

Die Leistungsflussberechnungen wurden mit dem Szenario C 2022 gestartet, da hier aufgrund der besonders hohen Einspeisung auf Basis erneuerbarer Energien im Vergleich zu den Szenarien A 2022 und B 2022 von den höchsten Übertragungsaufgaben und somit von dem höchsten Netzausbedarf ausgegangen werden musste. Methodisch wurde eine sequenzielle Untersuchung der vier Szenarien mit der Bearbeitungsreihenfolge C 2022, B 2032, B 2022 und A 2022 gewählt. Das Szenario B 2032 („Nachhaltigkeitsszenario“ für das Leitszenario B 2022) wurde aufgrund seiner ebenfalls hohen Einspeisung auf Basis erneuerbarer Energien in der Bearbeitungsreihenfolge gleich nach dem Szenario C 2022 analysiert.

Am Beispiel des Szenario C 2022 wird im Folgenden die grundsätzliche methodische Vorgehensweise bei der iterativen Leistungsflussberechnung als wesentlicher Punkt einer notwendigen umfassenden Netzanalyse dargestellt:

1. Nachbildung der tatsächlichen Leistungsflussverhältnisse des Transportnetzes auf aggregierter Ebene unter Verwendung eines mathematischen Modells,
2. Ableitung der benötigten, weiträumigen innerdeutschen Übertragungskapazität gegenüber dem Startnetz unter Verwendung der Ergebnisse der Marktsimulation und Bestimmung auslegungsrelevanter Netznutzungsfälle,
3. Identifikation weiträumiger Übertragungsoptionen nach Höhe und Entfernung,
4. Einfügen der modellhaften Übertragungsoptionen in das Startnetzmodell zur Vorbereitung eines lauffähigen (konvergenten) Netzmodells,
5. Einlesen der Ergebnisse der Marktsimulation (Zuordnung der Leistungseinspeisungen und -entnahmen eines Netznutzungsfalles zu den Knoten) C 2022 in das Netzmodell,
6. Herstellung eines konvergenten Datensatzes und Prüfung der Konsistenz der Leistungsbilanzen zwischen der Marktsimulation und des Netzmodells (z. B. konventioneller Kraftwerkseinsatz, Einspeisungen auf Basis erneuerbarer Energien, Entnahmen),
7. Ersatz der weiträumigen Übertragungsoptionen durch konkrete Übertragungsstrecken nach technischen Kriterien unter Beachtung zur Verfügung stehender Technologieoptionen; entsprechend der Grundsatzbetrachtungen zur Höhe der zu übertragenden Leistungen und der Transportentfernungen gemäß Kapitel 5.1 werden dafür vorrangig Gleichstromübertragungen (HGÜ-Verbindungen) eingesetzt,
8. Durchführung von Leistungsflussberechnungen für auslegungsrelevante Netznutzungsfälle mit dem aktualisierten Netzmodell (Startnetz zuzüglich der vorläufigen HGÜ-Übertragungsstrecken) zur Ermittlung des Ausbaubedarfs des Drehstromnetzes (380-kV-AC-Netz); dabei wird sukzessive geprüft, ob Maßnahmen im AC-Netz vorläufige HGÜ-Übertragungsstrecken ersetzen können,
9. Einarbeitung der resultierenden HGÜ-Übertragungsstrecken und des AC-Netzausbaubedarfs in das Netzmodell C 2022,
10. Durchführung von Leistungsflussberechnungen für alle 8.760 Stunden/Netznutzungsfälle des Jahres zur Ermittlung der Betriebsmittelauslastungen im Grundfall, d. h. keine Überprüfung der Einhaltung des (n-1)-Kriteriums im Sinne der Planungsgrundsätze,
11. Auswertung der Leistungsflussberechnungen und Prüfung auf kritische Netznutzungsfälle mit hohen Betriebsmittelbelastungen im Grundfall als Indikator sowohl für eine Verletzung der (n-1)-Sicherheit als auch der Vorgaben der transienten Stabilität; erfahrungsgemäß ist das (n-1)-Kriterium nicht mehr erfüllt, wenn bereits im Grundfall die Betriebsmittelbelastung größer als 70 % der Nennbelastbarkeit ist,
12. Überprüfung der Einhaltung des (n-1)-Kriteriums und der Vorgaben der transienten Stabilität für das ausgebaute Übertragungsnetz für auslegungsrelevante Netznutzungsfälle,

13. Anpassung und Ergänzung des Netzmodells als Folge identifizierter Verletzungen gemäß vorgenannter Kriterien,
14. erneuter Iterationsdurchlauf der Punkte 10 bis 12, bis ein bedarfsgerechter Netzausbau für das Szenario C 2022 erreicht wird,
15. Dokumentation der auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle im Netzmodell zur Begründung der jeweiligen Netzausbaumaßnahme für Szenario C 2022.

Nachdem die Leistungsflussberechnungen für das Szenario C 2022 mit einem aus Sicht der stationären Netzanalysen bedarfsgerechten Netzausbau abgeschlossen sind, bildet dieses Netz die Grundlage für die weiteren Szenarien. Dies unterstützt den Nachhaltigkeitsansatz für den zu ermittelnden Netzausbaubedarf, der eine größtmögliche Schnittmenge von Netzausbaumaßnahmen in allen Szenarien anstrebt.

Bei der Ermittlung des Netzausbaubedarfs für das Szenario B 2032 wurde analog zu Szenario C 2022 vorgegangen, wobei die in Szenario C 2022 ermittelten Netzausbaumaßnahmen auch bevorzugt zur Erfüllung der Übertragungsaufgabe in B 2032 genutzt wurden.

Für die Netzanalysen der Szenarien A 2022 und B 2022 wurde das Startnetz der Netzanalysen zum Szenario C 2022 genutzt. Dieses Startnetz wurde mit den aus der Marktsimulation ermittelten Netznutzungsfällen für das jeweilige Szenario verknüpft. Zur Ermittlung des bedarfsgerechten Netzausbaus wurde im ersten Schritt überprüft, ob die bereits für C 2022 ermittelten Maßnahmen zielführend sind. In diesem Fall wurden sie in das Netzmodell übernommen. Die weitere Bearbeitung der Szenarien A 2022 und B 2022 erfolgte gemäß der oben beschriebenen Methodik.

Zur abschließenden Beurteilung der Zulässigkeit der aus Sicht der stationären Netzanalysen (n-1)-sicheren Zielnetze sind weitere systemdynamische Analysen mit dem Fokus der Spannungsstabilität und der transienten Stabilität des Gesamtsystems erforderlich. Diese Betrachtungen erfolgen im nächsten Kapitel.

5.3 VORGEHEN ZUR BEWERTUNG DES NETZAUSBAUS AUS SICHT DER SYSTEMSTABILITÄT

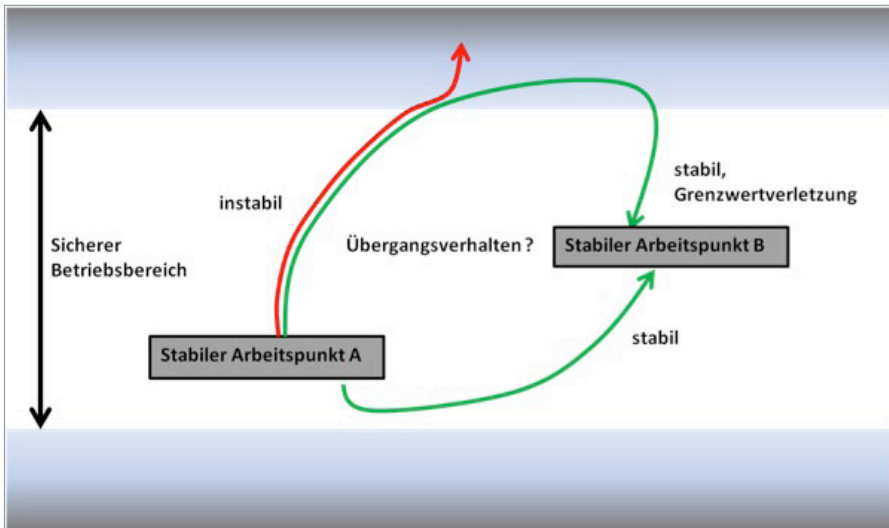
Nachfolgend wird die Methodik zur Bewertung der Systemstabilität erläutert. Es werden zunächst wesentliche Begriffe definiert. Anschließend werden Prämissen und Bewertungskriterien für die Stabilitätsuntersuchungen einschließlich der Vorgaben für die Netzplanung im Vorfeld der Maßnahmendefinition und der Hintergrund für die Auswahl eines Netznutzungsfalles aus dem hauptsächlich untersuchten Szenario C 2022 dargestellt. Zuletzt erfolgt die Darstellung des dynamischen Netzmodells. Die Ergebnisse der Bewertung finden sich in Kapitel 6.3 (nach Definition der notwendigen Maßnahmen im Netz in den einzelnen Szenarien in Kapitel 6.2) wieder.

5.3.1 Begriffsdefinitionen

Im stationären Zustand eines Elektroenergiesystems herrscht im gesamten System ein Gleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter Wirk- und Blindleistung. Sämtliche Netzgrößen (Spannungen, Ströme etc.) befinden sich in einem eingeschwungenen Zustand, d. h. in einem stabilen Arbeitspunkt. Im Rahmen der stationären Netzanalysen (Leistungsflussberechnung) wird geprüft, ob in den stationären Zuständen Grenzwertverletzungen (z. B. Spannungsband, Leitungsauslastung) auftreten und ob eine Gefährdung für den Betrieb der Einzelkomponenten vorliegt. Hierbei werden grundsätzlich auch Zustände betrachtet, die sich nach Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels ergeben ((n-1)-Ausfälle).

Im Rahmen der systemdynamischen Bewertung wird das Betriebsverhalten und die Stabilität des Systems unter Einwirkung eines Netzfehlers und des dadurch bedingten Betriebsmittelausfalls untersucht. Wird der stationäre Gleichgewichtszustand in Folge von Netzfehlern (Kurzschlüsse, Kraftwerksausfälle etc.) gestört, treten Ausgleichsvorgänge auf. Stellt sich nach Fehlerklärung wieder ein neuer, stationärer und stabiler Gleichgewichtszustand ein, bezeichnet man das System als stabil, ansonsten als instabil. Im Rahmen der dynamischen Netzanalysen wird außerdem geprüft, ob während des Übergangsverhaltens zwischen zwei stationären Netzzuständen Grenzwertverletzungen auftreten. Auf Basis der Simulationen ist zu bewerten, ob das Gesamtsystem die geforderten Störungen sicher beherrscht (siehe Abbildung 33).

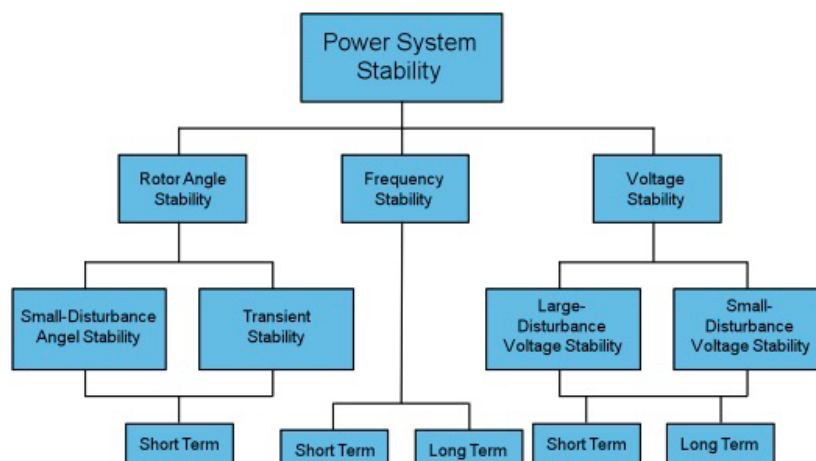
ABBILDUNG 33: DYNAMISCHER ÜBERGANG ZWISCHEN STATIONÄREN NETZZUSTÄNDEN UNTER EINWIRKUNG EINES NETZFEHLERS



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Insbesondere in großen Verbundsystemen treten zahlreiche, sich untereinander mehr oder weniger beeinflussende Vorgänge auf. Aufgrund der Komplexität dieser dynamischen Vorgänge werden sie entsprechend den jeweils dominierenden physikalischen Effekten sowie der involvierten Zeitbereiche klassifiziert und mit entsprechenden Stabilitätsbegriffen gekennzeichnet (siehe Abbildung 34). Diese Schematisierung ermöglicht eine zielorientierte, der jeweiligen Problemstellung angepasste Modellierung und die Identifikation der jeweiligen Faktoren, die das Zeitverhalten einzelner Größen wie Strom, Spannung, Frequenz etc. beeinflussen. Der Verlust der Stabilität kann zu Grenzwertüberschreitungen und kaskadierenden Effekten mit dem Risiko eines Netzzusammenbruchs führen. Ein Stabilitätsverlust stellt somit eine große Systemgefahr dar, der gegebenenfalls nur noch durch massive automatisch aktivierbare Gegenmaßnahmen („Defence Plan“) begegnet werden kann.

ABBILDUNG 34: STRUKTURIERUNG DES STABILITÄTSBEGRIFFS⁴³



Quelle: Cigré

⁴³ IEE, Cigré (2003): Definition and Classification of Power System Stability

Im Folgenden werden die unterschiedlichen Stabilitätsphänomene kurz erörtert.

Frequenzstabilität

Frequenzabweichungen treten durch Wirkleistungsungleichgewichte wie die ständig wechselnde Verbraucherlast oder aufgrund von Störungen auf. Sie müssen durch die Netzregelung (Primär- und Sekundärregelung) ausgeglichen werden. Übersteigt das Wirkleistungsungleichgewicht die Auslegungsgrenze der Regelreserve, kann die Frequenzstabilität verloren gehen. Im zusammengeschalteten europäischen Verbundsystem ist dieses Risiko bei spontanen Leistungsdefiziten bis zu 3.000 MW nicht gegeben, vielmehr tritt es mit hoher Wahrscheinlichkeit bei Systemauftrennung oder Teilnetzbildungen auf. Analysen zur Frequenzstabilität sind nicht Gegenstand des NEP 2012.

Rotorwinkelstabilität

Im stationären Zustand drehen alle Synchrongeneratoren eines Elektroenergiesystems mit gleicher (elektrischer) Drehzahl, d. h. sie laufen synchron. Infolge von Netzfehlern treten elektromechanische Ausgleichsvorgänge zwischen den Generatoren auf. Bei einem unzureichenden synchronisierenden oder dämpfenden Moment geht der Synchronismus zwischen einzelnen Generatoren oder Generatorgruppen verloren. Die Polradwinkel der betroffenen Generatoren laufen aperiodisch oder oszillatorisch auseinander, wodurch es zu Leistungspendelungen und Spannungsschwankungen mit regional sehr niedrigen Spannungen im Verbundnetz kommt. Es besteht die Gefahr kaskadierender Folgeauslösungen (Leitungen, Kraftwerke) und eines weiträumigen Netzzusammenbruchs. Hinsichtlich der Analyse der Rotorwinkelstabilität wird unterschieden zwischen der Stabilität im Kleinen, der statischen Stabilität und der Stabilität im Großen sowie der transienten Stabilität. Ein wichtiger Teilaspekt der statischen Stabilität ist in großen Verbundsystemen die oszillatorische Stabilität, das heißt die Behandlung von Netzpendelungen (Inter-Area Oscillation). Zur Behandlung der statischen Stabilität wird das nichtlineare System für einen vorgegebenen Betriebspunkt linearisiert, und es kann für kleine Abweichungen mit Verfahren der linearen Systemtheorie sehr effizient analysiert werden.

Hingegen beschreibt die transiente Stabilität die Fähigkeit der in einem Energieversorgungssystem angeschlossenen Synchronmaschinen bzw. Synchrongeneratoren nach (schwerwiegenden) Störungen – z. B. nach Kurzschlüssen oder Kraftwerksausfällen – den Synchronismus zu wahren. Die Einwirkung vergleichsweise großer Störungen ist unter Beachtung der nichtlinearen Systemeigenschaften zu untersuchen. Die transiente Stabilität ist gegeben, wenn nach Elimination der Störung eine neue statisch stabile Lage erreicht wird. Die transiente Stabilität hängt nicht nur von den elektrischen Eigenschaften des Netzes und den Belastungszuständen ab, sondern von Art, Größe und Ort der Störung⁴⁴.

Spannungsstabilität

Im Normalbetrieb und nach auslegungsrelevanten Störungen sind die Spannungswerte in einem Energieversorgungssystem, insbesondere in den Hoch- und Höchstspannungsnetzen, innerhalb der zulässigen Grenzwerte zu halten. Die Vorgänge bezüglich der „Short Term Voltage Stability“ stehen in einem engen Zusammenhang mit der Rotorwinkelstabilität und werden hier nicht gesondert behandelt.

In den Bereich der „Long Term Voltage Stability“ fällt eine im Minutenbereich progressive, nicht mehr kontrollierbare Abnahme der Netzspannung, die durch örtlichen Blindleistungsmangel verursacht wird. Zur Sicherstellung der Spannungshaltung und Vermeidung eines solchen Spannungskollapses müssen insbesondere die Erzeugungseinheiten so lange wie technisch möglich am Netz bleiben und die Netzspannungen durch ihre Blindleistungseinspeisung stützen. Wesentliche Kriterien, die zur Wahrung der Langzeitspannungsstabilität im Rahmen der Netzdimensionierung einzuhalten sind, lassen sich anhand stationärer Leistungsflussuntersuchungen überprüfen. Entsprechende Analysen gehen über die Prüfung des im Rahmen der stationären Netzplanung angewandten (n-1)-Kriteriums hinaus.

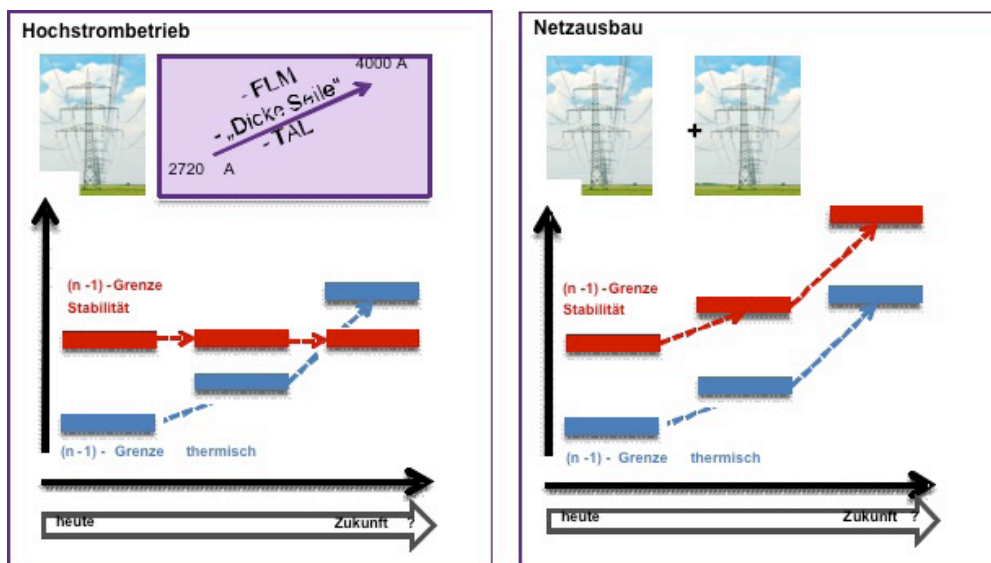
⁴⁴ Crastan, Valentin (2003): Elektrische Energieversorgung 2. Energie- und Elektrizitätswirtschaft, Kraftwerktechnik, alternative Stromerzeugung, Dynamik, Regelung und Stabilität, Betriebsplanung und -führung

Einfluss von Optimierungs- und Flexibilisierungsmaßnahmen

Aufgrund des steigenden Übertragungsbedarfes und der steigenden Übertragungsentfernungen gewinnen Optimierungs- und Flexibilisierungsmaßnahmen (Freileitungsmonitoring, Hochtemperaturseile, schwere Beseilung) im Übertragungsnetz an Bedeutung. Hierdurch werden zwar die thermischen Übertragungskapazitäten erhöht, nicht jedoch die Stabilitätsgrenzen, da diese von den Netzreaktanzen bestimmt und durch diese Optimierungs- und Flexibilisierungsmaßnahmen nicht verändert werden. Ein Hochstrombetrieb wirkt sich somit (u. a. wegen hoher stationärer Winkeldifferenzen) tendenziell sowohl ungünstig auf die Rotorwinkelstabilität als auch (infolge stark übernatürlichen Betriebs) auf die Spannungsstabilität aus.

Neben den Optimierungs- und Flexibilisierungsmaßnahmen zur Erhöhung der thermischen Übertragungskapazität ist deshalb zur Anhebung der Stabilitätsgrenzen grundsätzlich zusätzlicher Netzausbau (Weiterentwicklung des 380-kV-Drehstromnetzes, Fernübertragungsstrecken) erforderlich (siehe Abbildung 35). Die Summe der Maßnahmen zur Weiterentwicklung des deutschen Übertragungsnetzes wurde gesamthaft hinsichtlich des systemdynamischen Verhaltens und der Einhaltung von Stabilitätskriterien geprüft, die im Folgenden erläutert werden.

ABBILDUNG 35: EINFLUSS VON HOCHSTROMBETRIEB UND NETZAUSBAU AUF DIE STABILITÄTSRESERVE



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

5.3.2 Prämissen und Kriterien für die Bewertung der Stabilität

Nachfolgend werden Prämissen und Bewertungskriterien für die Untersuchungen bezüglich Spannungsstabilität und transients Stabilität, einschließlich der Vorgaben für die Netzplanung im Vorfeld der Maßnahmendefinition und des Hintergrunds für die Auswahl eines Netznutzungsfalles aus dem hauptsächlich untersuchten Szenario C 2022 dargestellt.

5.3.2.1 Spannungsstabilität

Systemtechnischer Hintergrund für die Bewertungskriterien

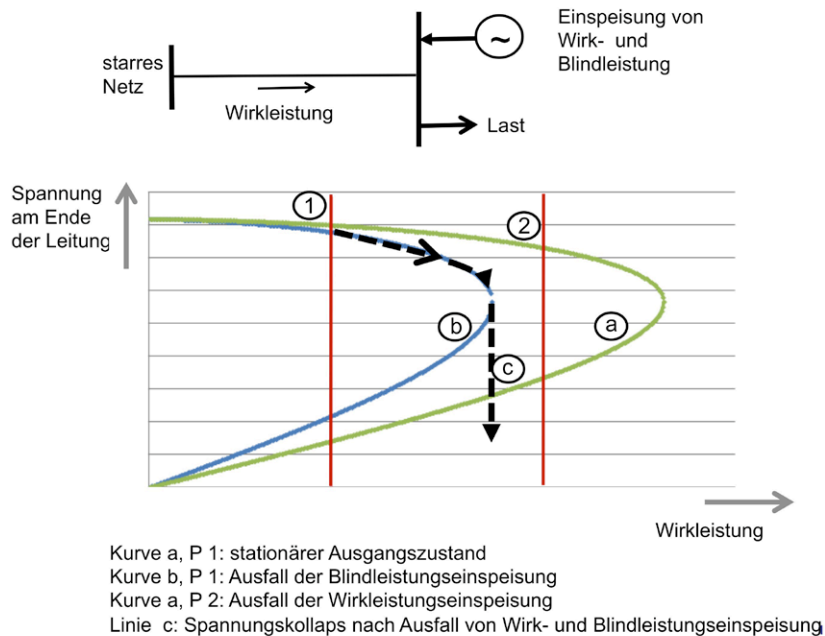
In hochbelasteten Netzen haben die Spannungshaltung und die Bereitstellung ausreichender Blindleistung höchste Priorität. In einer Netzregion mit hohem Leistungsbezug kann sich ein Erzeugungsausfall besonders kritisch auswirken. Die gleichzeitig ausfallende Blindleistung und der durch den zusätzlichen Wirkleistungsbezug erhöhte Blindleistungsbedarf des Netzes kann nicht aus entfernten Erzeugungseinheiten bereitgestellt werden. Wenn keine ortsnahe Blindleistungsreserve verfügbar ist, bricht die Spannung unter Umständen auf zu niedrige Werte ein. Bei geringer Netzspannung erhöht sich der Strom. Im Übertragungsnetz können dann Grenzen der Winkelstabilität, der oszillatorischen Stabilität und der Spannungsstabilität erreicht werden. Ergibt sich nach einer Störung ein Betrieb nahe an Stabilitätsgrenzen, können Ereignisse, die in normaler Betriebssituation von geringer Bedeutung sind, weitreichende Folgen haben. Ebenso gravierend sind über die Auslegungsszenarien hinausgehende oder unvorhersehbare Störungen, die bei unzureichenden Stabilitätsreserven zu nicht mehr beherrschbaren kaskadierenden Effekten führen.

Die Abnahme großer spannungsgeregelter Blindleistungsquellen aus konventionellen Erzeugungseinheiten sowie die Entwicklung der Lastcharakteristik wirken sich ungünstig auf die Spannungshaltung aus.

Aus den vorgenannten Gründen ist der Spannungshaltung und der Spannungsstabilität auch künftig eine hohe Bedeutung beizumessen. Abbildung 36 erläutert anhand einer vereinfachten Netzsituation grundsätzliche Phänomene, die in diesem Zusammenhang von Bedeutung sind. Für die Spannung am Ende eines Übertragungskorridors ergeben sich in Abhängigkeit von der Wirkleistungsübertragung typische Kennlinien. Diese sogenannten Nasenkurven stellen im oberen Teil physikalisch sinnvolle Betriebspunkte dar, während sich die Arbeitspunkte auf dem unteren Ast zwar als mathematische Lösungen der Leistungsflussgleichungen ergeben, diese jedoch in einem realen System wegen zu hoher Ströme und niedriger Spannungen nicht betreibbar sind. Der Kipppunkt der Kurven und damit die maximal übertragbare Leistung hängen unter anderem von der Netzimpedanz und von der Blindleistungseinspeisung am Ende des Übertragungskorridors ab. Der Kipppunkt stellt die Grenze der Spannungsstabilität dar. Die Beherrschung von Ausfallsituationen setzt vor allem voraus, dass hierbei auftretende Spannungseinbrüche im Netz nicht zu unzulässigen Betriebsbedingungen für Generatoren führen, denn gerade in kritischen Netzsituationen wird ihr sicherer Weiterbetrieb zur Netzstützung benötigt. Diese wechselseitige Abhängigkeit von Netz- und Kraftwerksverhalten wird anhand des Modellnetzes in Abbildung 36 erläutert.

Direkt an das Übertragungsnetz angeschlossene Erzeugungseinheiten können die Spannung einer kritischen Region durch Einspeisung von Blindleistung aktiv stützen. In der Regel kann so die Übertragungsfähigkeit des Systems aufrechterhalten werden (siehe Kurve a in Abbildung 36). Die Übertragungsaufgabe entsprechend dem Betriebspunkt 1 (P 1) wird erfüllt. Es besteht ein ausreichender Abstand zur Grenze der Spannungsstabilität. Wenn jedoch bei störungsbedingten Spannungseinbrüchen Generatoren ihre Betriebsgrenzen erreichen und durch ihre Schutzfunktionen vom Netz getrennt werden, besteht das Risiko eines Spannungseinbruchs, wodurch möglicherweise kaskadierend weitere Erzeugungseinheiten ausfallen. Ein erhöhter Transit, der sich bei Ausfall der Wirkleistung einstellen würde, wäre noch beherrschbar, es ergibt sich der Betriebspunkt 2 (P 2) auf Kurve a in Abbildung 36 (Blindleistungseinspeisung bleibt erhalten). Da jedoch mit dem Generatorausfall auch dessen Blindleistungseinspeisung ausfällt, nehmen die Grenze der Spannungsstabilität und die Übertragungsfähigkeit des Netzes deutlich ab (siehe Kurve b in Abbildung 36). Die durch den Ausfall der Erzeugung erhöhten Transite in das spannungskritische Gebiet überschreiten möglicherweise die Übertragungsfähigkeit des Netzes. Im P 2 geht die Spannungsstabilität des Übertragungsnetzes verloren.

ABBILDUNG 36: VERLUST DER SPANNUNGSSTABILITÄT NACH AUSFALL VON ERZEUGUNGSEINHEITEN



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Aufgrund dieses Sachverhalts haben die Erzeugungseinheiten einen wichtigen Einfluss auf die Spannungsstabilität, und es werden Kriterien benötigt, die geeignet sind, ihren sicheren Betrieb zu gewährleisten. Nachfolgende Kriterien sind zusätzlich zu den zulässigen Spannungsbereichen für (n-1)- und (n-2)-Ausfälle zur Beurteilung der Spannungsstabilität zu beachten. Diese lassen sich anhand stationärer Leistungsflussberechnungen überprüfen.

Kriterien für (n-1)-Ausfallsituationen (sichere Beherrschbarkeit)

Es ist sicherzustellen, dass die Regelung der Generatorspannung weiterhin aktiv ist, die Betriebsgrenzen des Generators nicht erreicht und keine Begrenzungsregler aktiviert werden.

Der Generator muss innerhalb des vorgegebenen Betriebsdiagramms bleiben. Im Rahmen der Leistungsflussberechnung bedeutet dies, dass eine Umwandlung des Generatorknotens von PV = spannungsgeregelt in PQ = konstante Scheinleistung nicht zulässig ist. In der Regel kann diese Bedingung erfüllt werden, indem zusätzliche Blindleistungseinspeisung aus Kompensationsanlagen vorgesehen wird.

Kriterien für (n-2)-Ausfallsituationen (bedingte Beherrschbarkeit)

Es wird der konzeptgemäße Eingriff von Begrenzungsregelkonzepten akzeptiert. Jedoch muss der Generator weiterhin noch innerhalb der Grenzen seines Auslegungsbereiches verbleiben. Der Weiterbetrieb am Netz muss konzeptgemäß möglich sein, insbesondere darf es nicht zu Schutzauslösungen kommen. Ein Blockausfall kann zu einem Dominoeffekt beziehungsweise zu einem Verlust der Spannungsstabilität führen.

Dies bedeutet, dass die Grenzen des Generatordiagramms erreicht werden dürfen und die Umwandlung des Generatorknotens von PV nach PQ zulässig ist. Damit wird die Wirkung der Begrenzungsregelung der Erregungseinrichtung nachgebildet, wodurch die Generatorspannung nicht mehr konstant gehalten wird, sondern die Erregung auf ihren maximalen Wert geregelt wird. Die Generatorspannung muss im Bereich 95 % bis 105 % der Nennspannung bleiben. Um diese Bedingung einzuhalten, sind ggf. Kompensationsanlagen für zusätzliche Blindleistungseinspeisung vorzusehen.

Anforderungen an die Modellierung

Zur Überprüfung der vorgenannten Kriterien müssen die Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und die Regelung von Transformatoren folgendermaßen berücksichtigt werden:

- Generatoren werden mit Blocktransformator unter Angabe der Betriebsgrenzen abgebildet (Generatordia-gramm),
- die Spannungsregelung der Generatorspannung wird durch einen PV-Knoten auf der Generatorseite abgebildet,
- bei Erreichen der Betriebsgrenzen wird die Spannungsregelung durch die Begrenzungsregelung abgelöst und der Generator speist eine konstante Wirk- und Blindleistung ein (Umwandlung von PV-Knoten in PQ-Knoten),
- in den Ausfallsituationen werden für Blocktransformatoren und Netzkuppler keine Stufungen zugelassen.
- Die automatische Stufung von 110 kV/MS (MS=Mittelspannung) ist hingegen zu berücksichtigen. Dies geschieht implizit, indem die vertikale Netzlast als spannungsunabhängig angesetzt wird (PQ-Lasten). Damit wird der Zustand betrachtet, der sich nach der automatischen Stufung der 110 kV/MS-Transformatoren zur Regelung der Mittelspannung ergibt.

5.3.2.2 Transiente Stabilität

Wesentliche Einflussfaktoren

Damit es nicht zu einem Verlust des Synchronismus kommt, darf die resultierende Winkeldifferenz zwischen den Synchronmaschinen bzw. Synchrongeneratoren im System einen bestimmten, kritischen Wert nicht überschreiten. Netzseitig wirken sich u. a. folgende Faktoren ungünstig auf die transiente Stabilität aus:

- lange Fehlerklärungszeiten,
- geringe Netzkurzschlussleistung nach Fehlerklärung,
- hohe Netzbelastungen, d. h. bereits vor Fehlereintritt hohe Winkeldifferenzen.

Darüber hinaus ergeben sich kraftwerksseitige Einflussgrößen, die sich ungünstig auf die transiente Stabilität auswirken:

- hohe Generatorauslastungen,
- hohe interne Generatorreaktanzen,
- niedrige Schwungmasse (Turbine + Generator),
- geringe Dynamik des Erregersystems,
- Arbeitspunkt der Erzeugungseinheiten.

Letztere Einflussfaktoren können vom jeweiligen ÜNB in der Regel nicht beeinflusst werden.

Kriterien für konzeptgemäß geklärte Fehler (sichere Beherrschbarkeit)

Der Verlust des Synchronismus kann sowohl einzelne Generatoren als auch größere Netzgebiete betreffen. Einzelne Generatoren werden bei Verlust des Synchronismus in der Regel durch den kraftwerksinternen Polschlupfschutz vom Netz getrennt. Bei Verlust des Synchronismus zwischen Netzgebieten besteht ohne einen geeigneten Systemschutz, der die betroffenen Netzgebiete rechtzeitig voneinander trennt, das Risiko eines völligen Netzzusammenbruchs: Zwischen zwei nicht mehr synchron zueinander laufenden Netzgebieten entstehen sehr niedrige Spannungen im Übertragungsnetz mit der Gefahr eines weiträumigen Spannungskollapses, kaskadierenden Kraftwerksausfällen und nicht vorhersehbaren Systemauftrennungen durch Schutzauslösungen.

Zur Bewertung der transienten Stabilität werden 3-polige Kurzschlüsse an ausgewählten Knoten (kraftwerksnah, kraftwerksfern) simuliert und das Zeitverhalten wichtiger Netzgrößen analysiert. 3-polige Kurzschlüsse stellen hinsichtlich der transienten Stabilität die schwerwiegendste Beanspruchung des Systems dar. Als kritische Fehlerklärungszeit wird die Fehlerdauer bezeichnet, die im Hinblick auf den Erhalt des Synchronismus nicht überschritten werden darf. Bei konzeptgemäß geklärten Fehlern wird eine Fehlerklärung von 150 ms unterstellt. Diese Vorgabe entspricht den Planungsgrundsätzen der deutschen ÜNB und den mit den Verbänden abgestimmten Netz-

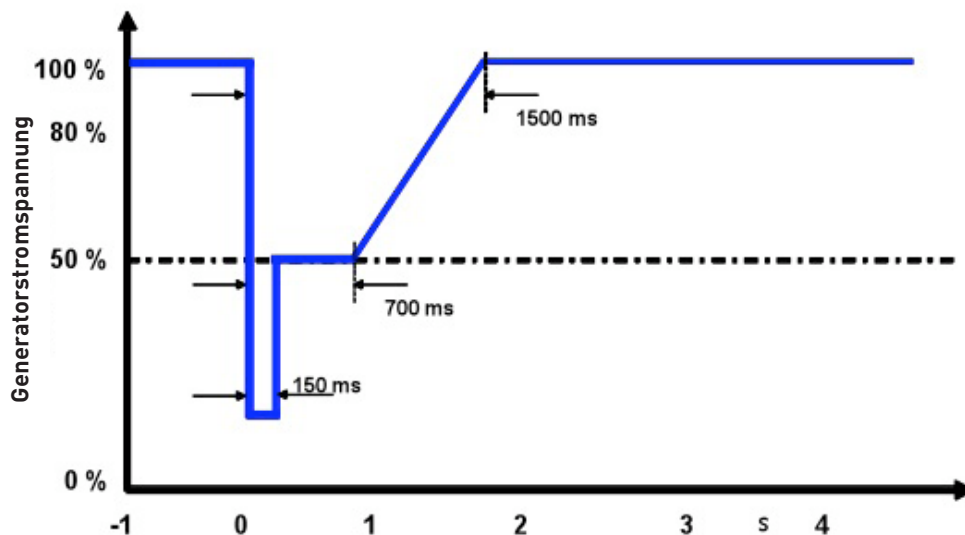
anschlussregeln (z. B. TransmissionCode 2007, „Netz- und Systemregeln deutscher Übertragungsnetzbetreiber“⁴⁵) hinsichtlich der Auslegung der Erzeugungseinheiten. Konzeptgemäß geklärte Fehler sind sicher zu beherrschen. Das heißt:

- Bei Fehlern auf Stromkreisen
 - müssen die Kraftwerksblöcke stabil am Netz bleiben (d. h. Erhalt des Synchronismus in Bezug auf Kraftwerksblöcke und Netzgebiete),
 - darf es aufgrund der Spannungserholungsphase nach Fehlerklärung nicht zu einer Gefährdung des Eigenbedarfs kommen. Erholt sich die Generatorspannung nur schleppend, besteht auch bei einem stabilen Kraftwerksblock die Gefahr, dass sich das Kraftwerk vom Netz trennt.
- Bei Fehlern auf Sammelschienen erfolgt die dynamische Bewertung entsprechend den Vorgaben der Planungsgrundsätze.

Die Randbedingungen, unter welchen die Stabilitätsanforderungen einzuhalten sind, ergeben sich aus den entsprechenden Netzcodes (TC; ENTSO-E Draft Network Code "Requirements for Generators")⁴⁶.

Abbildung 37 zeigt die „Fault Ride Through“ (FRT)-Charakteristik als Grenzkurve für den zulässigen Spannungsverlauf an den Generatorklemmen einer konventionellen Erzeugungseinheit, die den gültigen Netzanforderungen für den Verlauf der Spannung während des Fehlers und unmittelbar nach Fehlerklärung zugrunde liegen. Die sichere Beherrschung eines Fehlerszenarios erfordert, dass die Generatorspannung oberhalb dieser Grenzkurve verläuft, was im Rahmen der Simulationen als Prüfkriterium angesetzt wird.

ABBILDUNG 37: FAULT RIDE THROUGH (FRT)-CHARAKTERISTIK FÜR THERMISCHE KRAFTWERKE



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Um dieses Prüfkriterium einzuhalten und somit eine Gefährdung des Eigenbedarfs durch die Spannungserholungsphase auszuschließen, ist bei der Fehlerdauer von 150 ms entweder

- ein ausreichender Abstand > ca. 30 ms zur kritischen Fehlerklärungszeit einzuhalten (eine den Eigenbedarf gefährdende Spannungserholungsphase tritt in der Regel nur nahe der Stabilitätsgrenze auf),
- oder der Spannungsverlauf ist gemäß Abbildung 37 zu prüfen.

⁴⁵ Verband der Netzbetreiber e. V. (2007): TransmissionCode 2007. Netz und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber

⁴⁶ ENTSO-E (2012). Network Code for Requirements for Grid Connection applicable to all Generators

Falls die Kriterien nicht erfüllt werden, sind geeignete Maßnahmen wie z. B. die Reduktion des Belastungszustandes des Netzes oder die Verstärkung des Netzes durch Errichtung zusätzlicher Stromkreise zu prüfen.

Kriterien für nicht konzeptgemäß geklärte Fehler (bedingte Beherrschbarkeit)

Bei nicht konzeptgemäß geklärten Fehlern (z. B. aufgrund eines Schalter- oder Schutzversagens) wird entsprechend eine Fehlerklärungszeit von 250 bis 300 ms unterstellt.

Nicht konzeptgemäß geklärte Fehler auf Stromkreisen (≤ 300 ms) und „Common Mode“-Fehler (≤ 150 ms) sind bedingt sicher zu beherrschen. Anhand detaillierter Untersuchungen sind geeignete Maßnahmen festzulegen, wie z. B. der Einsatz von Systemschutz:

- Der Verlust des Synchronismus einzelner Kraftwerksblöcke wird akzeptiert, wenn diese durch den kraftwerksinternen Polschlupfschutz oder den netzseitigen Distanzschutz vom Netz getrennt werden (elektrische Mitte auf der Maschinenleitung, bedingte Beherrschung).
- Bei Verlust des Synchronismus ganzer Netzgebiete (elektrische Mitte „irgendwo“ im Netz) ist ein geeigneter Systemschutz vorzusehen (Beherrschung nur durch Systemschutz).

5.3.2.3 Systemtechnische Vorgaben für die stationäre Netzplanung

Die netztechnischen Beurteilungskriterien, die für die stationäre Netzplanung angewendet werden, sind in den Grundsätzen für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes beschrieben. Es wurden weitergehende systemtechnische Randbedingungen vorgegeben, um die Entwicklung eines robusten Netzes zu gewährleisten, das auch den Anforderungen der Systemdynamik genügt. Hierzu wurden Untersuchungen an einem bestehenden europäischen dynamischen Netzmodell unter Berücksichtigung der Startnetztopologie für Deutschland durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen, dass in den Netzbereichen von 50 Hertz und TenneT eine Belastung mit besonders großen und weiträumigen Transiten im Fehlerfall zu einem Verlust der transienten Stabilität führen kann. Daher sind solche Belastungszustände im AC-Netz durch ausreichende Netzdimensionierung und Auswahl einer geeigneten Technologie zu vermeiden.

Für das Netzgebiet von TenneT TSO wurde festgestellt, dass die Kriterien für die transiente Stabilität bei einer großflächigen Vorbelastung der Transitkorridore mit Strömen über 2.200 A je Stromkreis im ungestörten Betrieb in einigen untersuchten Fehlerfällen nicht eingehalten werden.

Für das Netzgebiet von 50 Hertz ergab sich für die Startnetztopologie, dass die Stabilitätskriterien für einzelne Übertragungskorridore bei unterschiedlichen Stromgrenzwerten in Abhängigkeit von der Vermaschung, der Leitungslänge und der netzseitigen Kurzschlussleistung verletzt werden. In gut vermaschten Transitkorridoren (Wolmirstedt – Lauchstädt – Vieselbach – Remptendorf/Altenfeld und Bärwalde – Streumen – Röhrsdorf/Vieselbach) liegen die im ungestörten Zustand, dem (n-0)-Fall, zulässigen Ströme bei 2.300 A je Stromkreis. In schlechter vermaschten Transitkorridoren (Bentwisch/Güstrow – Wolmirstedt bzw. Lubmin – Wolmirstedt/Neuenhagen), die zugleich über eine geringere netzseitige Kurzschlussleistung insbesondere in Küstennähe verfügen, können bereits Ströme oberhalb 1.500 A im Fehlerfall zum Verlust der transienten Stabilität führen.

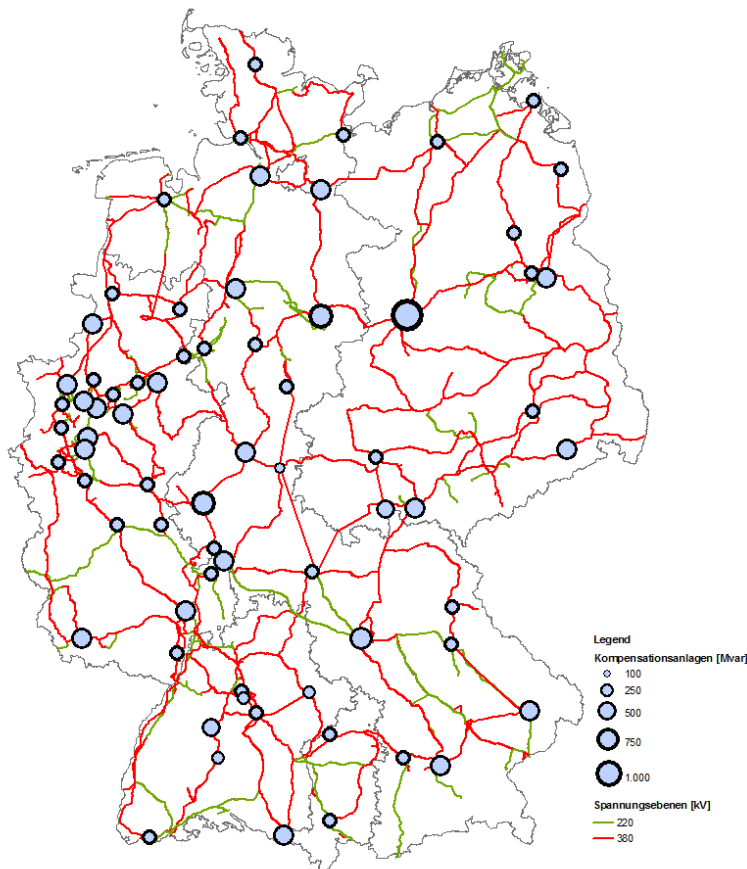
5.3.2.4 Auswahl und Aufbereitung eines Netznutzungsfalls aus dem Szenario C 2022 für Stabilitätsuntersuchungen

Es wurde ein Netznutzungsfall ausgewählt, der sich durch hohe weiträumige Transite im deutschen Übertragungsnetz auszeichnet (Netznutzungsfall 735). Diese Transite entstehen durch hohe Einspeisung aus Windenergie im Norden, welche die konventionellen Erzeugungseinheiten in der Mitte und im Süden Deutschlands sowie im europäischen Ausland verdrängt. Die fehlende Blindleistungseinspeisung der nicht am Netz befindlichen Erzeugungseinheiten führt in den jeweiligen Netzgebieten zu Blindleistungsmangel, der sich durch einen hohen Blindleistungsbedarf für das Übertragungsnetz infolge des weiträumigen Leistungsports noch erheblich verschärft.

Im (n-0)-Fall haben die 380-kV-Stromkreise des deutschen Übertragungsnetzes einen Blindleistungsbedarf in Höhe von etwa 10.000 Mvar. Dieser entsteht durch den überwiegend übernatürlichen Betrieb und stellt bereits eine gravierende Veränderung gegenüber der heutigen Situation dar. Derzeit besteht im 380-kV-Netz mit Ausnahme kritischer Regionen (z.B. Hamburg, Stuttgart/Frankfurt) im ungestörten Zustand kein erheblicher Blindleistungsbedarf der Stromkreise.

Zur Deckung des Blindleistungsbedarfs (Stromkreise, Transformatoren, Last) und zur Spannungshaltung wird zunächst die Einspeisung der am Netz befindlichen konventionellen Erzeugungseinheiten und der geplanten HGÜ-Konverter eingesetzt. Zur Einhaltung eines betriebsüblichen Spannungsniveaus werden zusätzliche Kompensationsanlagen mit einer Erzeugungskapazität von etwa 30.000 Mvar an 70 Standorten des deutschen Übertragungsnetzes (siehe Abbildung 38) benötigt.

ABBILDUNG 38: STANDORTE DER BLINDLEISTUNGSKOMPENSATIONSANLAGEN



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

5.3.3 Beschreibung des dynamischen Netzmodells

Um Untersuchungen des dynamischen Verhaltens und der Stabilität des deutschen Übertragungsnetzes mit seinen Wechselwirkungen im europäischen Verbundsystem durchführen zu können, wird eine ausreichende Datenbasis über das gesamte kontinentaleuropäische Verbundnetz der ENTSO-E benötigt. Dazu gehören Kenntnisse über Erzeugung und Verbrauch bei den einzelnen Übertragungsnetzbetreibern, die Aufteilung der Erzeugungsleistung auf die Erzeugungseinheiten, den Ausbauzustand des Netzes, die dominierenden auftretenden Leistungsflusssituationen sowie die dynamischen Eigenschaften der Erzeugungseinheiten mit ihren unterschiedlichen Technologien.

Das für die Stabilitätsuntersuchungen zum NEP verwendete Dynamikmodell des kontinentaleuropäischen Netzes hat folgenden Umfang:

- 5.000 Knoten,
- 5.500 Leitungen,
- 650 konventionelle Erzeugungseinheiten mit synchroner Netzanbindung (teilweise Äquivalente für mehrere einzelne Einheiten),
- 300 Erzeugungseinheiten mit nicht-synchroner Netzanbindung (jeweils Äquivalente für Erzeugungscluster),
- 2.100 Block- und Netzkuppeltransformatoren,
- 2.300 Verbraucher (mit Lastmodellen) und
- 20 VSC-HGÜs.

Die Ergebnisse der stationären Leistungsflussrechnung fließen als Anfangswert in die dynamischen Berechnungen ein, um die dynamischen Modelle zu initialisieren. Dabei stellen die berechneten stationären Werte an den Netzknoten (PQ- bzw. PV-Knoten) die Anfangsbedingungen für die dynamischen Modelle der Erzeugungseinheiten, HGÜs und Lasten dar. Anschließend wird das Zeitverhalten unter Einwirkung angenommener Fehlerszenarien berechnet. Hierbei bilden die Modelle das dynamische elektrische Klemmenverhalten der Erzeugungseinheiten und der HGÜ detailliert nach. Konventionelle Kraftwerke mit synchroner Netzanbindung werden durch die Erzeugungseinheit mit der Turbine inkl. Regelung, das Erregersystem mit automatischem Spannungsregler und zusätzlichem Pendeldämpfungsgerät – sofern vorhanden – nachgebildet. Sämtliche Synchrongeneratoren werden durch ein Modell fünfter Ordnung modelliert. „Fast Valving“ (schnelles gesteuertes Schließen der Turbineneinlassventile zur Reduzierung des Antriebsmoments) wird zur Erhöhung der kraftwerksseitigen Stabilität in den neuen Kraftwerken nachgebildet, wo es durch den jeweiligen ÜNB im Rahmen des Netzanschlussverfahrens gefordert wurde. Blockschutzfunktionen innerhalb konventioneller Erzeugungseinheiten werden nicht nachgebildet, sodass anhand des Simulationsergebnisses für den Zeitverlauf relevanter Prozessgrößen zu beurteilen ist, inwieweit der Betrieb einer Erzeugungseinheit infolge einer Netzstörung gefährdet ist.

Die unterschiedlichen Erzeugungstechnologien für Braun- und Steinkohlekraftwerke, Druck- und Siedewasserreaktoren (im Ausland), Laufwasser- und Speicherkraftwerke, Öl- und Gaskraftwerke sowie GuD-Kraftwerke werden zwar mit jeweiligen dynamischen Modellen berücksichtigt, sie haben jedoch im untersuchten Zeitbereich nur eine untergeordnete Bedeutung für das elektrische Klemmenverhalten des Generators. Hingegen haben die Technologie und die Parameter der Erregersysteme (sowie die Massenträgheit des rotierenden Generatorturbosatzes) wesentlichen Einfluss auf das dynamische Verhalten der konventionellen Kraftwerke und des Verbundsystems. Diese Komponenten müssen daher für die im deutschen Verbundnetz angeschlossenen Erzeugungseinheiten detailliert mit ihren individuellen Eigenschaften nachgebildet werden.

Im Laufe des vergangenen Jahrzehnts haben die Erzeugungseinheiten mit nicht-synchroner Netzanbindung unter Einsatz von Leistungselektronik einen wachsenden Anteil am Erzeugungspark eingenommen. Dazu gehören in erster Linie Onshore-Windparks, Offshore-Windparks, PV-Anlagen sowie auch Pumpspeicherkraftwerke mit drehzahlvariablen Antrieben. Das Klemmenverhalten dieser Erzeugungseinheiten wird ebenfalls durch geeignete Modelle nachgebildet.

Für die Technologie der Windturbinen der Onshore- und Offshore-Windparks werden zwei Modelltypen verwendet: zum einen der Typ Vollumrichter und zum anderen der Typ des doppelt gespeisten Asynchrongenerators. Die Modellierungstiefe der Vollumrichteranlagen umfasst im Wesentlichen die Nachbildung der Stromregelung sowie der Wirk- und Blindleistungsregelung der Konverter. Eine Nachbildung des mechanischen Teils der Windkraftanlage ist nicht notwendig, da der Vollumrichter die Anlagenseite und die Netzseite vollständig voneinander entkoppelt. Bei den Anlagen mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator wird dagegen auch die Pitchregelung und der Wellenstrang inklusive der Turbine der Windkraftanlage nachgebildet, da der Stator der Anlage synchron mit dem Netz verbunden ist und es somit zu Ausgleichsvorgängen zwischen Anlage und Netz kommt.

Grundsätzlich sind alle Onshore-Erzeugungseinheiten mit nicht-synchroner Netzanbindung als Äquivalent nachgebildet, die über eine Ersatzimpedanz, die das unterlagerte Mittel- und Hochspannungsnetz repräsentiert, in das Übertragungsnetz einspeisen.

Offshore-Windparks mit AC-Netzanbindung sind über 150-kV- und 220-kV-Drehstromkabel mit dem onshore-seitigen Netzverknüpfungspunkt nachgebildet. Auch hier wird der Offshore-Windpark als Äquivalent nachgebildet. Bei Offshore-Windparks, die über DC-Verbindungen mit dem onshore-seitigen Netzverknüpfungspunkt verbunden sind, ist eine vereinfachte Nachbildung des landseitigen VSC-Konverters inklusive der Nachbildung von Funktionalitäten zur dynamischen Spannungsstützung ausreichend. PV-Anlagen werden durch statische Erzeugungsanlagen ohne Dynamik nachgebildet.

Die VSC-HGÜs des Overlay-Netzes wurden durch dynamische Modelle der Hersteller nachgebildet. Netzseitige Blindleistungskompensationsanlagen werden einerseits durch stationäre Kondensatoren in MSCDN-Technologie (MSCDN = Mechanically Switched Capacitor with Damping Network) als auch als SVC mit STATCOM-Funktion (STATCOM = Static Synchronous Compensator) zur dynamischen Spannungsstützung modelliert.

Grundsätzlich erfüllen sämtliche im dynamischen Netzmodell verwendeten Erzeugungseinheiten die gültigen Netzanschlussregeln (Transmission Code, SDLWindV, ENTSO-E Draft Network Code "Requirements for Generators"). Diese wurden auch auf HGÜ-Modelle übertragen. In Bezug auf das dynamische Verhalten bedeutet dies, dass insbesondere die Forderung des „Durchfahrens“ eines 3-poligen Fehlers („Fault Ride Through-Capability“) bei konzeptgemäßen Fehlerklärungszeiten erfüllt wird. Weiterhin ist in diesem Zusammenhang wichtig, dass alle nicht-synchron angebotenen Erzeugungseinheiten und HGÜ-Kopfstationen im Fehlerfall die Spannung entsprechend den gültigen Anschlussrichtlinien durch eine zusätzliche Einspeisung von Blindleistung stützen.

Ferner haben die im kontinentaleuropäischen Netz der ENTSO-E vorhandenen Erzeugungseinheiten einen entscheidenden Einfluss auf die globale Systemdynamik. Dieser kann mit vereinfachten, reduzierten Modellen berücksichtigt werden, die für die Simulation ihrer Fernwirkung in großen Verbundsystemen ausreichend sind (standardisierte Modelle gemäß Institute of Electrical and Electronic Engineers, IEEE).

Es wurden zahlreiche Fehlersituationen wie Kurzschlüsse, Fehler und Ausfälle der HGÜ-Verbindungen, Ausfälle von Leitungen, Kraftwerken und von Kompensationseinrichtungen untersucht.

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

Entsprechend den in Kapitel 5 beschriebenen Netzanalysen wurden Netzmaßnahmen identifiziert, um den zukünftigen Transportbedarf bewältigen zu können. Da der Transportbedarf je nach Szenario variiert, wurden über die Startnetztopologie hinaus für jedes Szenario zusätzliche Netzmaßnahmen ermittelt. Die identifizierten Maßnahmen und die gewählte Kombination bilden nicht das einzig mögliche Netz ab, sondern vielmehr eine Lösung, die allen Anforderungen effizient gerecht wird.

Im Folgenden werden die Netzmaßnahmen des Startnetzes und der zusätzlich ermittelte Netzausbau für die vier Szenarien beschrieben und in Übersichtskarten veranschaulicht. In allen Karten, sowohl in den Übersichtskarten als auch in den Einzeldarstellungen der Maßnahmen im Anhang des NEP, wird zwischen Netzoptimierungs- und Neubaumaßnahmen unterschieden.

Netzoptimierungsmaßnahmen werden in bestehenden Trassen oder Anlagen durchgeführt und durch deckende Linien bzw. Flächen dargestellt. Dabei werden die bestehenden Anlagen durch neuere, leistungsstärkere an selber Stelle ersetzt.

Im Unterschied dazu kennzeichnen breitere oder elliptische Schraffuren jegliche Neubaumaßnahmen im Netz, die auf neuen Trassen durchgeführt werden. Für diese kann noch kein genauer Verlauf bzw. Standort benannt werden. Die schraffierten Ellipsen oder Linien lokalisieren ausschließlich Bereiche, in denen sich Bedarfe ergeben, sie geben keinen konkreten Standort oder Trassenverlauf an.

Die Übersichtskarten enthalten ausschließlich leitungsbezogene Maßnahmen. Erweiterungen und Neubaumaßnahmen, die Schaltanlagen oder Umspannwerke betreffen, sind in den Übersichtskarten nicht enthalten. Alle Maßnahmen, sowohl Leitungen als auch Anlagen, werden im Anhang einzeln betrachtet und dargestellt.

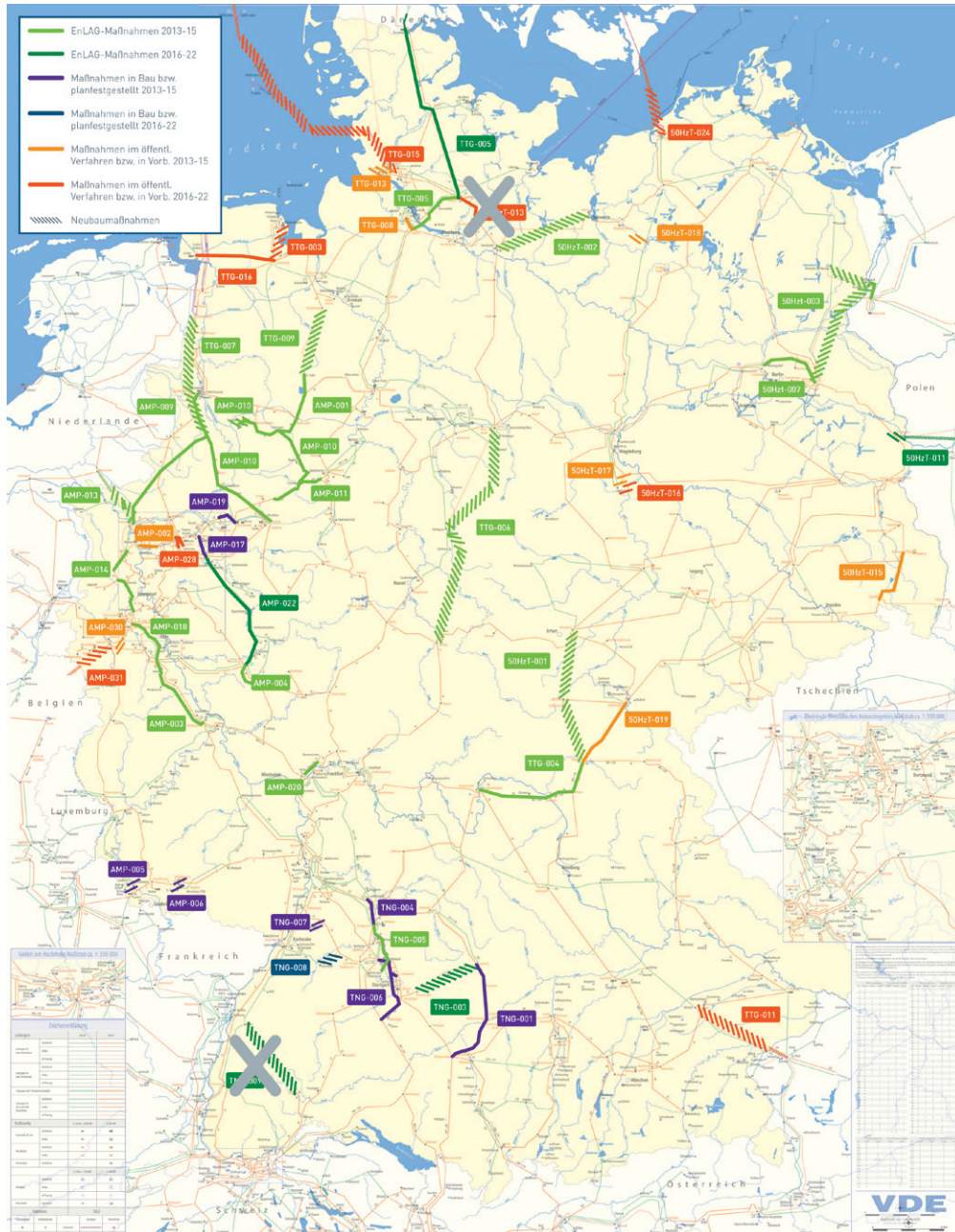
Ziel ist es, mit möglichst wenigen zusätzlichen Neubautrassen einen bedarfsgerechten Netzausbau im Höchstspannungsnetz zu ermitteln.

6.1 NETZAUSBAUMASSNAHMEN IM STARTNETZ

Kapitel 5.2.3 beschreibt die Kriterien zur Generierung der Startnetztopologie. Alle im Startnetz enthaltenen Leitungsausbaumaßnahmen im Vergleich zum heutigen Übertragungsnetz sind in Abbildung 39 dargestellt. Diejenigen Maßnahmen, die in den ersten drei Jahren (bis einschließlich 2015) erforderlich sind, sind dort gesondert ausgewiesen. Das Startnetz enthält einen Leitungsneubau in bestehenden und neuen Trassen von jeweils rund 1.000 km. Zudem sind Stromkreisauflagen auf bestehenden Gestängen von etwa 400 km berücksichtigt. Die Tabellen 10 bis 13 enthalten alle Netzausbaumaßnahmen des Startnetzes. Die Investitionen für die Netzmaßnahmen des Startnetzes belaufen sich auf rund 7 Mrd. €. Eine detaillierte Beschreibung dieser Maßnahmen befindet sich im Anhang 9.1.1

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

ABBILDUNG 39A: URSPRÜNGLICHE STARTNETZTOPOLOGIE MIT ENTFALLENDEN MASSNAHMEN



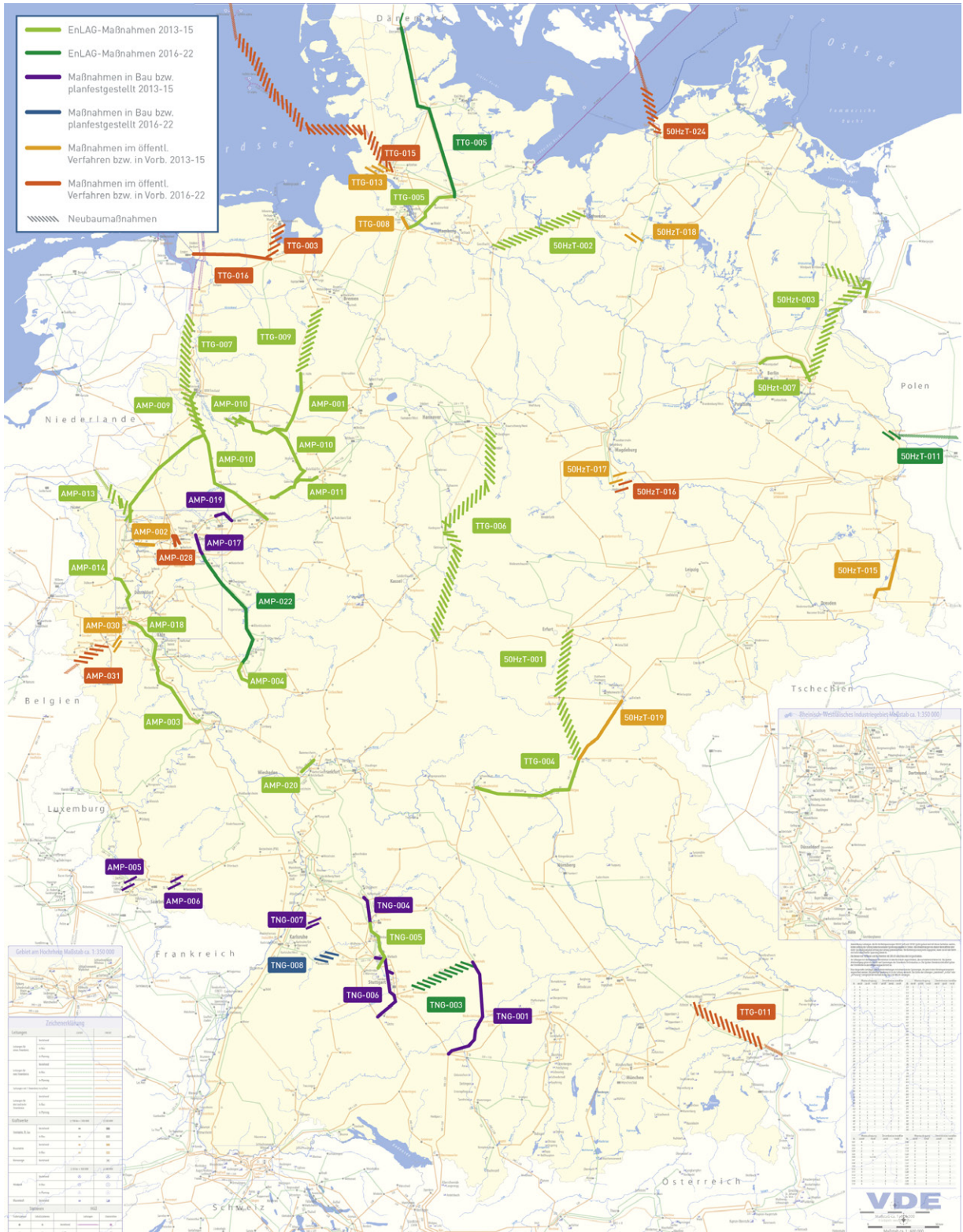
Quelle: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.⁴⁷/Übertragungsnetzbetreiber

Der Neubau der Leitung Weier – Villingen (TNG-009) und die Umbeseilung der Leitung Hamburg-Nord – Hamburg-Ost (50HzT-013) waren im Startnetz vorgesehen. Die Funktion dieser Maßnahmen wurde durch die Topologieänderungen in der jeweils betreffenden Netzregion übernommen. Damit entfällt vorerst der Bedarf für diese Maßnahmen.

⁴⁷ Die Abbildungen 39A, 39B, 40, 41, 42 und 43 basieren auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

ABBILDUNG 39B: DEUTSCHES HÖCHSTSPANNUNGSNETZ NEP 2012-NETZAUSBAU STARTNETZ 2022



Quelle: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V./Übertragungsnetzbetreiber

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

TABELLE 10: NETZAUSBAUMASSNAHMEN DES STARTNETZES VON 50HERTZ

lfd. Nr.	Art der Maßnahme	Name der Maßnahme	Maßnahmentyp
50HzT-001	Leitung	Vieselbach – Altenfeld	Neubau
	Leitung	Altenfeld – Redwitz (Landesgrenze TH/BY)	Neubau
50HzT-002	Leitung	Görries – Krümmel (Nordleitung)	Neubau
50HzT-003	Leitung	Bertikow – Vierraden – Neuenhagen	Neubau
	Leitung	Vierraden – Krajnik	Erweiterung
50HzT-004	Kondensatoren	Blindleistungsanlagen Südwestraum	Anlagenneubau
50HzT-005	Transformatoren	Netzverstärkung Raum Magdeburg (Wolmirstedt)	Anlagenerweiterung
50HzT-006	Schaltanlage	Verstärkung Anlage Brunsbüttel	Anlagenerweiterung
50HzT-007	Leitung	Netzumstellung Berliner Ring (Neuenhagen – Wustermark)	Erweiterung
50HzT-010	Schaltanlage	Verstärkung Anlage Hamburg-Nord	Anlagenerweiterung
50HzT-011	Leitung	Eisenhüttenstadt – Baczyrna	Neubau
50HzT-012	Transformator	Transformator Perleberg	Anlagenerweiterung
50HzT-015	Leitung	Bärwalde – Schmölln	Erweiterung
50HzT-016	Schaltanlage	Netzanschluss KW Calbe	Anlagenneubau
50HzT-017	Leitung/Schaltanlage/Transformator	380-kV-Anlage/-Anschluss Förderstedt	Anlagenneubau
50HzT-018	Schaltanlage/Transformator	Neubau UW Parchim/Süd und Erweiterung UW Görries	Anlagenneubau
50HzT-019	Leitung	Remptendorf – Redwitz	Neubeseilung
50HzT-020	Transformatoren	Transformatoren Siedenbrünzow	Anlagenerweiterung
50HzT-021	Transformator	Transformator Pulgar	Anlagenerweiterung
50HzT-024	Seekabel/Landkabel/Anlage	Combined Grid Solution (bilaterale Offshore-Anbindung DE-DK)	Neubau

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

TABELLE 11: NETZAUSBAUMASSNAHMEN DES STARTNETZES VON AMPRION

lfd. Nr.	Art der Maßnahme	Name der Maßnahme	Maßnahmentyp
AMP-001	Anlage/Trafo	St. Hülfe	Anlagenerweiterung
	Anlage	Wehrendorf	Anlagenerweiterung
	Leitung	Wehrendorf – St. Hülfe	Erweiterung
AMP-002	Leitung	Pkt. Ackerstraße – Pkt. Mattlerbusch	Zubeseilung
AMP-003	Leitung	Weißenthurm – Landesgrenze/ Pkt. Neuenahr	Erweiterung
	Anlage	Weißenthurm	Anlagenerweiterung
AMP-004	Anlage	Dauersberg	Anlagenerweiterung
	Leitung	Dauersberg – Limburg	Erweiterung
AMP-005	Leitung	Pkt. Fraulautern – Saarwellingen	Neubau
	Anlage/Trafo	Ensdorf	Anlagenerweiterung
AMP-006	Anlage	Mittelbexbach	Anlagenerweiterung
	Anlage/Trafo	Waldlaubersheim	Anlagenneubau
	Anlage/Trafo	Mittelbexbach/St. Barbara	Anlagenerweiterung
	Anlage/Trafo	Otterbach	Anlagenerweiterung
AMP-009	Leitung	Niederrhein – Pkt. Lackhausen	Erweiterung
	Leitung	Pkt. Lackhausen – Pkt. Meppen	Neubau
	Anlage	Niederrhein	Anlagenerweiterung
AMP-010	Leitung	Hanekenfähr – Pkt. Walstedde	Umbeseilung
	Leitung	Pkt. Walstedde – Uentrop	Zubeseilung
	Anlage	Hanekenfähr	Anlagenerweiterung
	Anlage/Trafo	Westerkappeln	Anlagenerweiterung
	Leitung	Pkt. Hagedorn – Ibbenbüren	Erweiterung
	Anlage/Trafo	KW Ibbenbüren	Anlagenerweiterung
	Leitung	Pkt. Westerkappeln – Lüstringen	Erweiterung
	Leitung	Lüstringen – Gütersloh	Erweiterung
	Leitung	Lüstringen – Wehrendorf	Erweiterung
	Anlage/Trafo	Ibbenbüren	Anlagenerweiterung
	Anlage/Trafo	Westerkappeln	Anlagenerweiterung
	Anlage	Gütersloh	Anlagenerweiterung
	Anlage/Trafo	Hesseln	Anlagenerweiterung
	Anlage	Wehrendorf	Anlagenerweiterung
	Anlage/Trafo	Lüstringen	Anlagenerweiterung
AMP-011	Anlage/Trafo	Gütersloh	Anlagenerweiterung
	Leitung	Gütersloh – Pkt. Friedrichsdorf – Bielefeld	Erweiterung
AMP-012	Leitung	Mengede – Pkt. Wanne	Anlagenerweiterung
	Anlage	Mengede	Anlagenerweiterung

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

lfd. Nr.	Art der Maßnahme	Name der Maßnahme	Maßnahmentyp
AMP-013	Anlage	Niederrhein	Anlagenerweiterung
	Leitung	Niederrhein – Wittenhorst – Bundesgrenze	Neubau
AMP-014	Anlage/Trafo	Rommerskirchen	Anlagenerweiterung
	Anlage/Trafo	Selbeck	Anlagenerweiterung
	Leitung	Pkt. Fellerhöfe – St. Tönis	Erweiterung
	Anlage/Trafo	Osterath	Anlagenerweiterung
	Leitung	Utfort – St. Tönis	Umbeseilung
	Leitung	Utfort – Pkt. Hüls West	Erweiterung
	Leitung	Osterath – Gohrpunkt	Erweiterung
	Leitung	Gohrpunkt – Rommerskirchen	Erweiterung
	Anlage/Trafo	Utfort	Anlagenerweiterung
	Anlage/Trafo	Gellep	Anlagenerweiterung
	Anlage/Trafo	Dülken	Anlagenerweiterung
	Anlage/Trafo	Mündelheim	Anlagenerweiterung
	Leitung	Pkt. Stratum Süd – Gellep	Erweiterung
AMP-015	Anlage/Trafo	Hoheneck	Anlagenerweiterung
AMP-016	Anlage	Uentrop	Anlagenerweiterung
AMP-017	Anlage	Mengede	Anlagenerweiterung
	Leitung	Mengede – Pkt. Kruckel	Zubeseilung
AMP-018	Anlage	Rommerskirchen	Anlagenerweiterung
	Anlage	Sechtem	Anlagenerweiterung
	Leitung	Rommerskirchen – Sechtem – Landesgrenze	Erweiterung
AMP-019	Leitung	Lippe – Gersteinwerk	Erweiterung
	Anlage/Trafo	Gersteinwerk	Anlagenerweiterung
	Anlage	Lippe	Anlagenneubau
AMP-020	Anlage/Trafo	Kriftel	Anlagenerweiterung
	Leitung	Kriftel – Pkt. Eschborn	Umbeseilung
AMP-021	Kondensator	Bürstadt	Anlagenerweiterung
	Kondensator	Wehrendorf	Anlagenerweiterung
AMP-022	Leitung	Kruckel – Pkt. Ochsenkopf-Pkt. Atten-dorn – Landesgrenze – Dauersberg	Erweiterung
	Anlage	Dauersberg	Anlagenerweiterung
	Anlage/Trafo	Garenfeld	Anlagenerweiterung
	Anlage/Trafo	Eiserfeld	Anlagenerweiterung
	Anlage/Trafo	Setzer Wiese	Anlagenerweiterung
	Anlage/Trafo	Altenkleusheim	Anlagenerweiterung
AMP-024	Anlage	Gohrpunkt	Anlagenerweiterung

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

lfd. Nr.	Art der Maßnahme	Name der Maßnahme	Maßnahmentyp
AMP-026/027	Anlage	Knapsack	Anlagenerweiterung
AMP-028	Anlage	Emscherbruch	Anlagenneubau
	Anlage	Eiberg	Anlagenerweiterung
AMP-029	Anlage	Uerdingen	Anlagenerweiterung
AMP-030	Anlage	Paffendorf	Anlagenerweiterung
	Leitung	Pkt. Mönchskaul – Pkt. Blatzheim	Neubau
AMP-031	Anlage	Oberzier	Anlagenerweiterung
	Leitung	Oberzier-Belgien	Neubau

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

TABELLE 12: NETZAUSBAUMASSNAHMEN DES STARTNETZES VON TENNET TSO

lfd. Nr.	Art der Maßnahme	Name der Maßnahme	Maßnahmentyp
TTG-001	Transformatoren	Sottrum 380/110-kV-Transformatoren	Anlagenerweiterung
	Transformatoren	Dollern 380/110-kV-Transformatoren	Anlagenerweiterung
	Transformatoren	Farge 380/110-kV-Transformatoren	Anlagenerweiterung
	Transformatoren	Sottrum 380/220-kV-Transformatoren	Anlagenerweiterung
	Schaltanlage	Sottrum	Anlagenerweiterung
	Transformatoren	Sottrum 2. 380/110-kV-Transformator	Anlagenerweiterung
TTG-002	Transformatoren	Aschaffenburg 2.380/110-kV-Transformator	Anlagenerweiterung
TTG-003	Transformatoren	Maade 380/220-kV-Transformatoren	Anlagenerweiterung
	Schaltanlage	Maade (Schaltanlage im Raum Wilhelmshaven)	Anlagenneubau
	Leitung	Wilhelmshaven-Conneforde	Neubau
TTG-004	Leitung	Redwitz-Grafenrheinfeld	Erweiterung
	Transformatoren	Eltmann 380/110-kV-Transformatoren	Anlagenerweiterung
	Transformatoren	Redwitz 380/110-kV-Transformatoren	Anlagenerweiterung
	Schaltanlage	Eltmann	Anlagenerweiterung
	Leitung	Altenfeld (Landesgrenze TH/BY) –Redwitz	Neubau
TTG-005	Transformatoren	Audorf 380/220-kV-Transformatoren	Anlagenerweiterung
	Transformatoren	Kummerfeld 380/110-kV-Transformator	Anlagenerweiterung
	Schaltanlage	Kummerfeld	Anlagenerweiterung
	Leitung	Hamburg/Nord-Dollern	Anlagenerweiterung
	Leitung	Audorf-Hamburg/Nord	Anlagenerweiterung
	Leitung	Audorf - Flensburg - Kassö	Anlagenerweiterung
	Transformatoren	Flensburg 380/110-kV-Transformatoren	Anlagenerweiterung

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

lfd. Nr.	Art der Maßnahme	Name der Maßnahme	Maßnahmentyp
TTG-006	Leitung	Wahle-Mecklar	Erweiterung
	Transformatoren	Hardeggen 380/110-kV-Transformatoren	Anlagenneubau
	Transformatoren	Dannhausen 380/110-kV-Transformatoren	Anlagenneubau
	Schaltanlage	Hardeggen	Anlagenneubau
	Schaltanlage	Dannhausen	Anlagenneubau
TTG-007	Leitung	Dörpen/West-Niederrhein	Neubau
	Schaltanlage	Dörpen/West	Anlagenneubau
TTG-008	Leitung	Stade-Dollern	Erweiterung
	Schaltanlage	Stade	Anlagenneubau
TTG-009	Leitung	Ganderkesee-St-Hülfe	Neubau
TTG-010	Transformatoren	Ohlensehlen 1. 380/110-kV-Transformator	Anlagenneubau
	Schaltanlage	Ohlensehlen	Anlagenneubau
	Transformatoren	Ohlensehlen 2. 380/110-kV-Transformator	Anlagenneubau
TTG-011	Schaltanlage	Simbach	Anlagenneubau
	Transformatoren	Simbach 380/110-kV-Transformatoren	Anlagenneubau
	Transformatoren	Altheim 380/220-kV-Transformatoren	Anlagenerweiterung
	Leitung	Bundesgrenze A-Altheim	Neubau
TTG-012	SVC	Redwitz	Anlagenerweiterung
	SVC	Raitersaich	Anlagenerweiterung
	Kompensationsspule	Raitersaich	Anlagenerweiterung
	Kompensationsspule	Dipperz	Anlagenerweiterung
	Kompensationsspule	Grafenrheinfeld	Anlagenerweiterung
	Kompensationsspule	Bechterdissen	Anlagenerweiterung
	Kompensationsspule	Grohnde	Anlagenerweiterung
	Kompensationsspule	Stadorf	Anlagenerweiterung
	MSCDN	Raitersaich	Anlagenerweiterung
MSCDN	Borken	Anlagenerweiterung	
TTG-013	Kupplung	2. Kupplung Brunsbüttel	Anlagenneubau
TTG-014	Anlagenerweiterung	Kriftel - Eschborn	Anlagenerweiterung
TTG-015	Erhöhung Übertragungskapazität nach Norwegen	NORD.LINK	Neubau
TTG-016	Leitung	Emden/Ost-Conneforde/Süd	Erweiterung
	Schaltanlage	Emden/Ost	Anlagenerweiterung
TTG-017	Schaltanlage	Elsfleth/West (ehemals Moorriem)	Anlagenneubau

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

TABELLE 13: NETZAUSBAUMASSNAHMEN DES STARTNETZES VON TRANSNETBW

lfd. Nr.	Art der Maßnahme	Name der Maßnahme	Maßnahmentyp
TNG-001	Leitung	Goldshöfe – Niederstotzingen	Erweiterung
	Leitung	Dellmensingen – Niederstotzingen	Erweiterung
TNG-002	MSCDN	Goldshöfe	Anlagenerweiterung
TNG-003	Leitung	Bünzwangen – Goldshöfe	Neubau
	Schaltanlage	Goldshöfe – Feld Bünzwangen	Anlagenneubau
	Schaltanlage	Bünzwangen – Feld Goldshöfe	Anlagenneubau
TNG-004	Leitung	Großgartach – Hüffenhardt	Erweiterung
	Schaltanlage	Hüffenhardt – Feld Großgartach	Anlagenerweiterung
TNG-005	Leitung	Großgartach – Neckarwestheim	Erweiterung
	Leitung	Neckarwestheim – Mühlhausen	Erweiterung
	Leitung	Neckarwestheim – Mühlhausen – Endersbach	Erweiterung
TNG-006	Leitung	380-kV-Stromkreis Hoheneck – Mast 224A	Erweiterung
TNG-007	Leitung	Bruchsal/Kändelweg – Mast 043A	Neubau
	Schaltanlage	Bruchsal/Kändelweg Anlage + Trafo 380/110 kV	Anlagenneubau
TNG-008	Leitung	Birkenfeld – Mast 115A	Neubau
	Schaltanlage	Birkenfeld Anlage + 2 Trafos 380/110 kV	Anlagenneubau
TNG-010	Drosselspule	Höpfingen	Anlagenerweiterung
TNG-011	MSCDN	Engstlatt	Anlagenerweiterung

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

6.2 NETZMASSNAHMEN AUS DEN SZENARIEN

In allen Szenarien hat insbesondere der hohe Ausbau der Windenergieleistung an Land und auf See einen großen Einfluss auf den überregionalen Übertragungsbedarf in Nord-Süd-Richtung. Dieser kann mit den bisher geplanten Maßnahmen nicht bewältigt werden und erfordert darüber hinaus einen deutlichen Ausbau des Übertragungsnetzes. Wesentlicher Bestandteil dieser Netzmaßnahmen sind in jedem Szenario vier Transportkorridore, welche als HGÜ-Verbindungen geplant wurden. Als Endpunkte für den Anschluss der HGÜ-Verbindungen bieten sich vorrangig Netzregionen mit bereits gut ausgebauter Netzinfrastruktur an. Dies sind im Süden insbesondere Netzbereiche, in denen die Abschaltung der Kernkraftwerke beschlossen wurde. Die gefundenen Netzstrukturen ermöglichen zudem die Integration der stark wachsenden PV-Leistung. Die HGÜ-Verbindungen können auch genutzt werden, um bei hoher Sonneneinstrahlung und geringem Windaufkommen Leistung von Süden nach Norden zu transportieren.

Die unterschiedliche Ausprägung des Transportbedarfs und der daraus resultierende unterschiedliche Umfang des Netzausbaus sind in den folgenden Beschreibungen der jeweiligen Szenarien dargestellt.

Es zeigt sich für alle Szenarien ein deutlich gestiegener Bedarf an zusätzlichen Blindleistungskompensationsanlagen von bis zu 30 Gvar. Zum einen werden zu Starkwindzeiten deutschlandweit konventionelle Kraftwerke verdrängt, sodass keine Blindleistungserzeugung aus diesen Anlagen erfolgt. Gleichzeitig werden bei diesen Netzsituationen die bestehenden AC-Leitungen besonders hoch ausgelastet, was einen überproportionalen Anstieg des Blindleistungsverbrauchs der Drehstromleitungen mit sich bringt. Die HGÜ-Kopfstationen in VSC-Technologie tragen positiv zur Blindleistungsbilanz bei.

Die Realisierung von Blindleistungskompensationsmaßnahmen innerhalb der Schaltanlagen ist vergleichsweise kurzfristig möglich. Deshalb muss zum jetzigen Zeitpunkt noch keine standortscharfe Festlegung für den Zeithorizont des Netzentwicklungsplans erfolgen. Vielmehr kann die tatsächliche Entwicklung des Blindleistungsbedarfs verfolgt und im Bedarfsfall mit einem Vorlauf von zwei bis drei Jahren über konkrete Maßnahmen entschieden werden.

6.2.1 Netzmaßnahmen Szenario A 2022

Das Szenario A 2022 weist im Vergleich zu den anderen Szenarien den insgesamt geringsten Netzausbaubedarf aus. Die vier DC-Übertragungskorridore haben eine Trassenlänge von rund 1.800 km und zusammen eine Übertragungskapazität in Nord-Süd-Richtung von 10 GW.

Der Trassenneubau für das AC-Netz beträgt rund 1.700 km. Zusätzlich wird ein Leitungsneubau in bestehenden Trassen von rund 2.800 km benötigt. Auf einer Länge von rund 1.400 km ist eine Um- bzw. Zubeseilung auf bestehendem Gestänge erforderlich. Eine Umstellung von AC- auf DC-Betrieb ist auf einer Strecke von rund 300 km geplant.

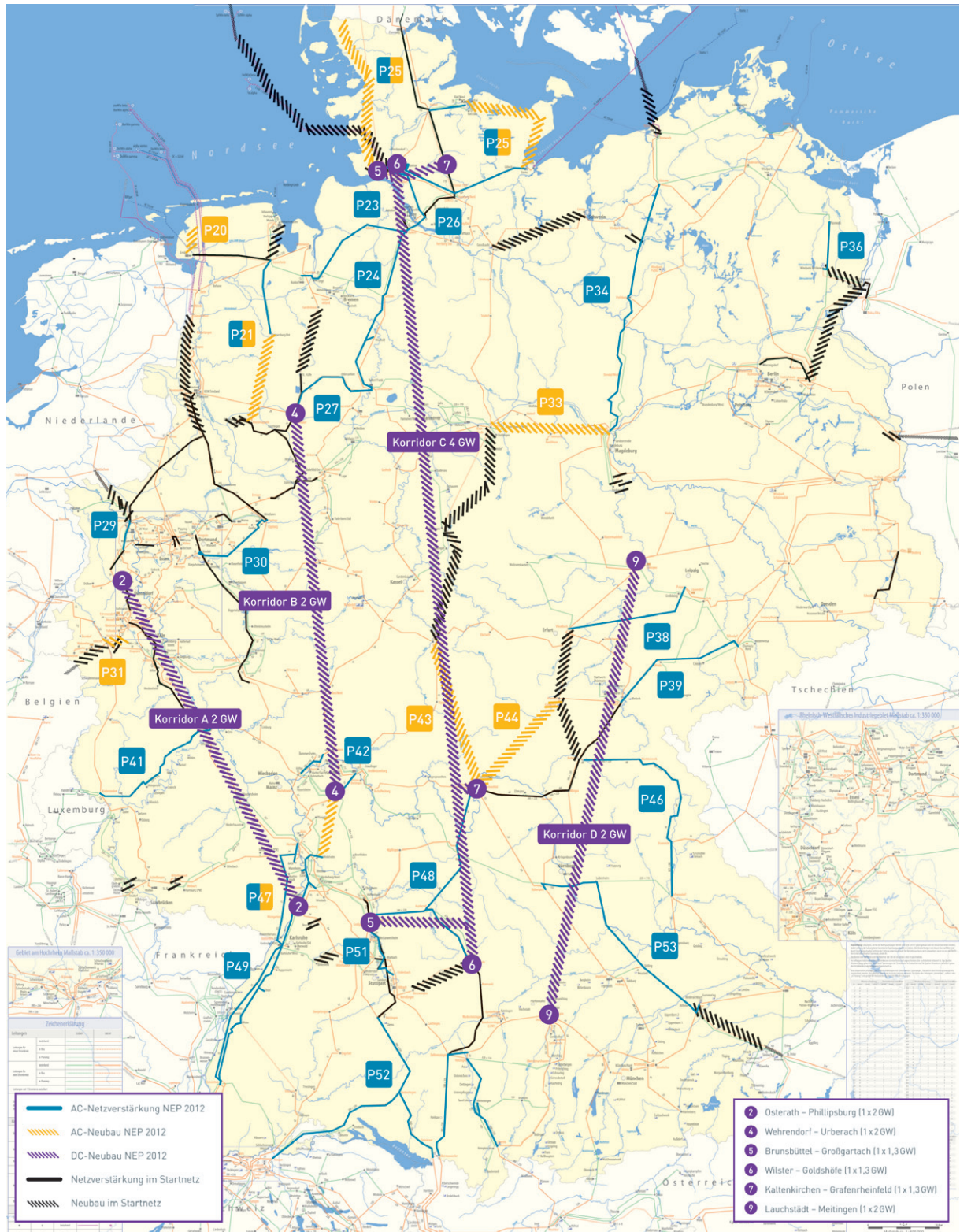
Die Investitionen für die Netzmaßnahmen inklusive des Startnetzes belaufen sich auf rund 19 Mrd. € (ohne Verkabelung).

Der Haupttreiber des überregionalen Netzausbaubedarfs ist die küstennahe Windenergieerzeugung onshore und offshore in den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein und Niedersachsen mit einer prognostizierten installierten Leistung von rund 27 GW.

In der folgenden Grafik sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario A 2022 dargestellt. Jedes Projekt ist mit einer Kennnummer versehen. Im Anhang (Kapitel 9.1.2) ist unter dieser Kennnummer eine detaillierte Beschreibung der Maßnahmen hinterlegt.

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

ABBILDUNG 40: SZENARIO A 2022



Quelle: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V./Übertragungsnetzbetreiber

6.2.2 Netzmaßnahmen Szenario B 2022 (Leitszenario)

Das Leitszenario B 2022 weist im Vergleich zu Szenario A 2022 einen etwas höheren Netzausbaubedarf aus. Dies ist auf eine Verlängerung einer der HGÜ-Korridore zurückzuführen. Die Netzmaßnahmen im AC-Bereich sind in etwa vergleichbar. Die vier DC-Übertragungskorridore haben eine Trassenlänge von rund 2.100 km und eine Übertragungskapazität in Nord-Süd-Richtung von 10 GW.

Der Trassenneubau für das AC-Netz beträgt rund 1.700 km. Zusätzlich wird ein Leitungsneubau in bestehenden Trassen von rund 2.800 km benötigt. Auf einer Länge von rund 1.300 km ist eine Um- bzw. Zubeseilung auf bestehendem Gestänge erforderlich. Eine Umstellung von AC- auf DC-Betrieb ist auf einer Strecke von rund 300 km geplant.

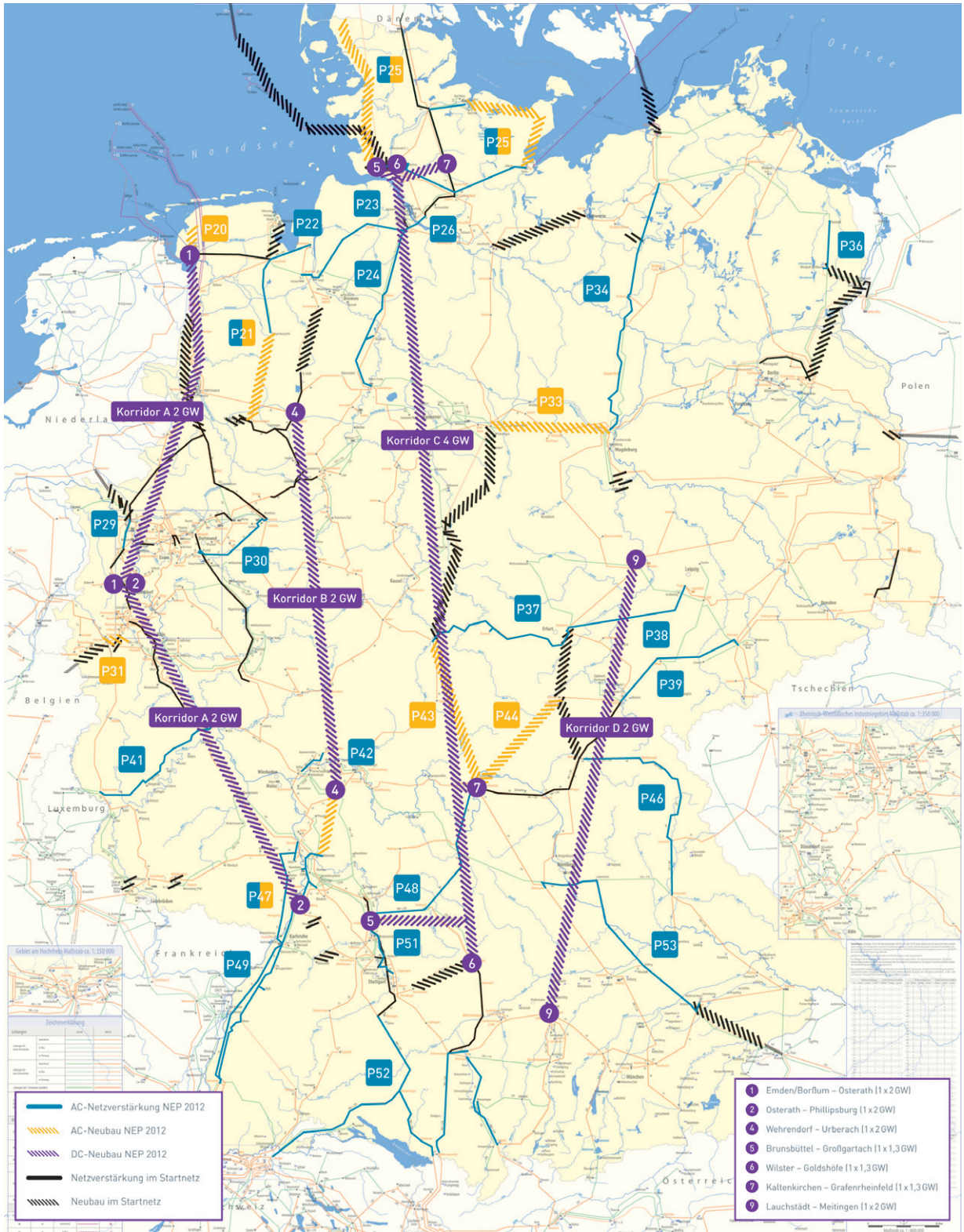
Die Investitionen für die Netzmaßnahmen inklusive des Startnetzes belaufen sich auf rund 20 Mrd. € (ohne Verkabelung).

Der Haupttreiber des überregionalen Netzausbaubedarfs ist auch in diesem Szenario die küstennahe Windenergieerzeugung onshore und offshore in den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein und Niedersachsen mit einer prognostizierten installierten Leistung von rund 32 GW.

In der folgenden Grafik sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario B 2022 dargestellt. Jedes Projekt ist mit einer Kennnummer versehen. Im Anhang (Kapitel 9.1.2) ist unter dieser Kennnummer eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

ABBILDUNG 41: SZENARIO B 2022



Quelle: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V./Übertragungsnetzbetreiber

6.2.3 Netzmaßnahmen Szenario B 2032

Das Szenario B 2032 als Ausblick des Leitszenarios B 2022 weist im Vergleich zu den anderen Szenarien den insgesamt höchsten Netzausbaubedarf aus. Durch deutlich höhere prognostizierte küstennahe Windenergieerzeugung von rund 54 GW ist ein gegenüber dem Leitszenario B 2022 zusätzlicher DC-Trassenneubau von 1.000 km notwendig.

In den Szenarien A 2022 und B 2022 ist bei den Projekten 43, 48 und 53 ein Ausbau im Drehstromnetz ausreichend. Bei weiterer Zunahme der Transportaufgabe kommen im Szenario B 2032 in diesen Bereichen auf den Korridoren C und D HGÜ-Strecken mit höherer Leistung zum Einsatz. Diese ersetzen den Ausbau im Drehstromnetz. Die vier DC-Übertragungskorridore haben eine Trassenlänge von rund 3.100 km und eine Übertragungskapazität in Nord-Süd-Richtung von 28 GW.

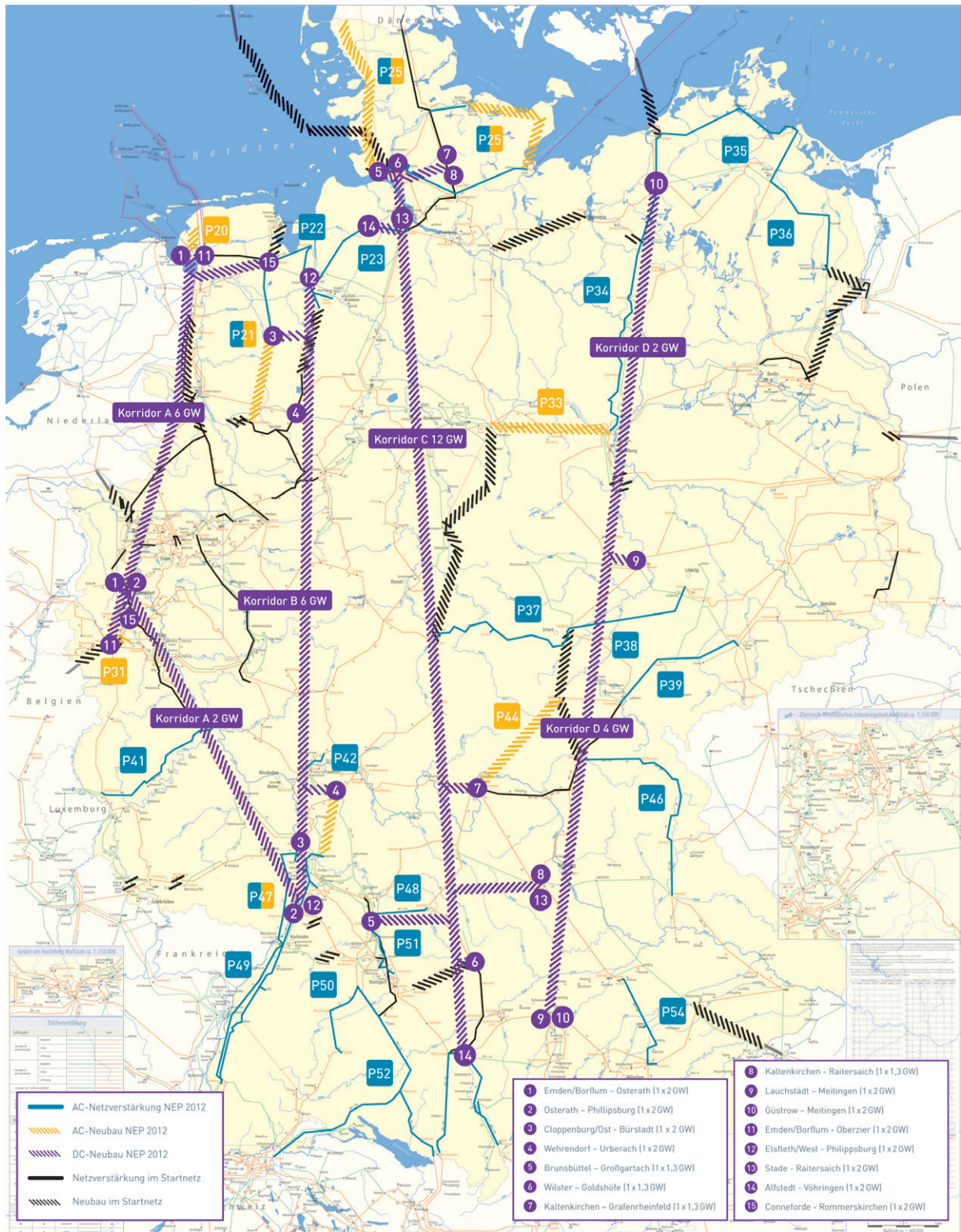
Der Trassenneubau für das AC-Netz beträgt rund 1.600 km. Zusätzlich wird ein Leitungsneubau in bestehenden Trassen von rund 3.100 km benötigt. Auf einer Länge von rund 1.100 km ist eine Um- bzw. Zubeseilung auf bestehendem Gestänge erforderlich. Eine Umstellung von AC- auf DC-Betrieb ist auf einer Strecke von rund 300 km geplant.

Die Investitionen für die Netzmaßnahmen inklusive des Startnetzes belaufen sich auf rund 27 Mrd. € (ohne Verkabelung).

In der folgenden Grafik sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario B 2032 dargestellt. Jedes Projekt ist mit einer Kennnummer versehen. Im Anhang (Kapitel 9.1.2) ist unter dieser Kennnummer eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

ABBILDUNG 42: SZENARIO B 2032



Quelle: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V./Übertragungsnetzbetreiber

6.2.4 Netzmaßnahmen Szenario C 2022

Das Szenario C 2022 weist im Vergleich zu den Szenarien A 2022 und B 2022 einen größeren Netzausbaubedarf aus. Durch die stark erhöhte küstennahe Windenergieerzeugung von rund 44 GW ist ein höherer DC-Trassenneubau notwendig. Demgegenüber sind die Netzmaßnahmen im AC-Bereich im Vergleich zu den Szenarien A 2022 und B 2022 vergleichbar.

In den Szenarien A 2022 und B 2022 ist bei den Projekten 43, 48 und 53 ein Ausbau im Drehstromnetz ausreichend. Bei weiterer Zunahme der Transportaufgabe kommen im Szenario C 2022 in diesen Bereichen auf den Korridoren C und D HGÜ-Strecken mit höherer Leistung zum Einsatz. Diese ersetzen den Ausbau im Drehstromnetz. Die vier DC-Übertragungskorridore haben eine Trassenlänge von rund 2.400 km und eine Übertragungskapazität in Nord-Süd-Richtung von 18 GW.

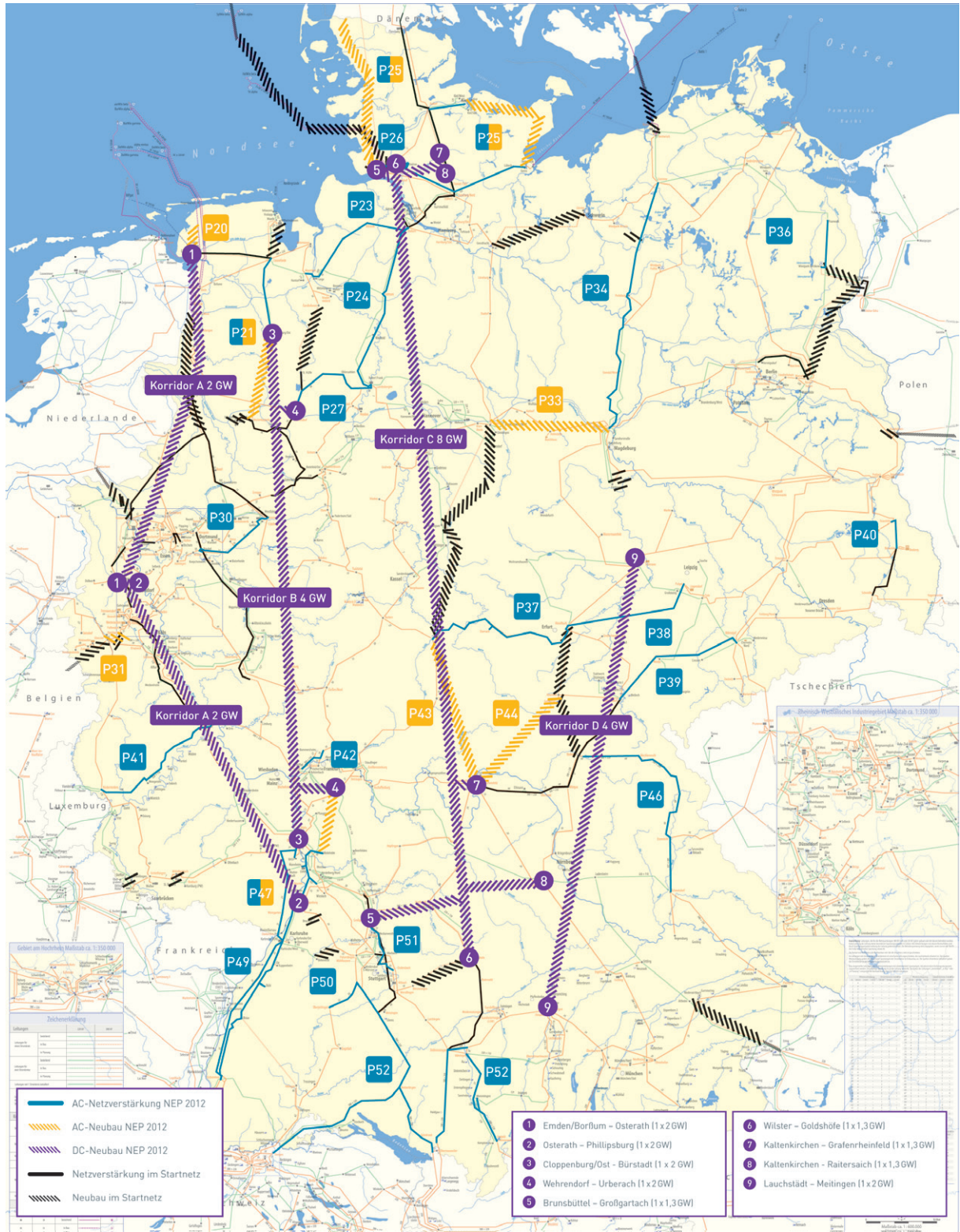
Der Trassenneubau für das AC-Netz beträgt rund 1.700 km. Zusätzlich wird ein Leitungsneubau in bestehenden Trassen von rund 2.700 km benötigt. Auf einer Länge von rund 1.200 km ist eine Um- bzw. Zubeseilung auf bestehendem Gestänge erforderlich. Eine Umstellung von AC- auf DC-Betrieb ist auf einer Strecke von rund 300 km geplant.

Die Investitionen für die Netzmaßnahmen inklusive des Startnetzes belaufen sich auf rund 23 Mrd. € (ohne Verkabelung).

In der folgenden Grafik sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario C 2022 dargestellt. Jedes Projekt ist mit einer Kennnummer versehen. Im Anhang (Kapitel 9.1.2) ist unter dieser Kennnummer eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.

6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

ABBILDUNG 43: SZENARIO C 2022



Quelle: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V./Übertragungsnetzbetreiber

6.3 ERGEBNISSE DER STABILITÄTSUNTERSUCHUNGEN

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Stabilitätsuntersuchungen hinsichtlich der Maßnahmen zur Weiterentwicklung des deutschen Übertragungsnetzes beschrieben. Basierend auf den unter Kapitel 5.3.2 ausgeführten Bewertungskriterien werden zunächst ausgewählte Ergebnisse der Spannungsstabilitätsanalyse dargestellt. Anschließend werden die wesentlichen Ergebnisse der Untersuchungen zur transienten Stabilität erörtert.

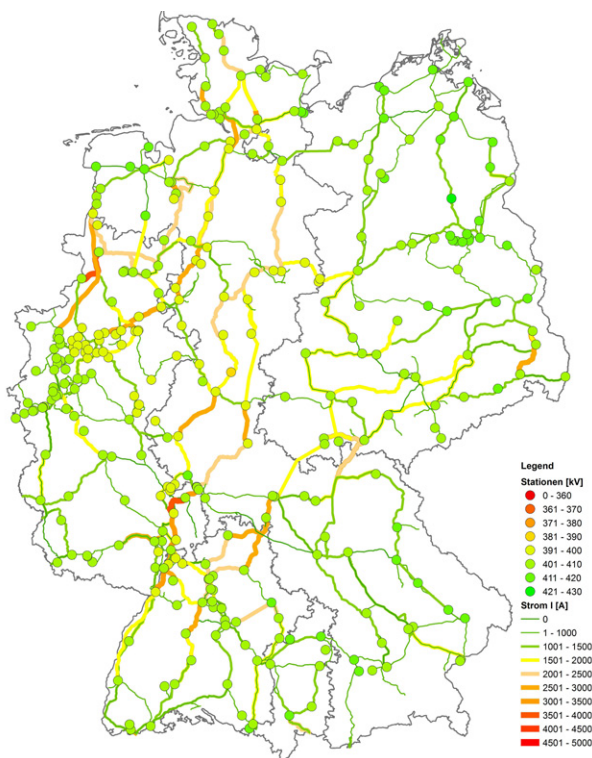
6.3.1 Ausgewählte Ergebnisse der Untersuchung der Spannungsstabilität

Die Untersuchungsergebnisse im Hinblick auf die Spannungsstabilität werden nachfolgend zunächst für das Szenario C 2022 und im Anschluss für das Szenario B 2022 veranschaulicht. Das Kapitel schließt mit einer indikativen Bewertung auf Basis des Szenarios B 2032 ab. Das Szenario A 2022 wurde nicht untersucht, da bei diesem Szenario der Anteil an regenerativ erzeugter Energie am geringsten ist, wodurch die höchsten Nord-Süd-Transite auftreten.

Analyse der (n-1)-Ausfallsituationen

Für alle (n-1)-Ausfallsituationen wurden die niedrigsten Spannungen und die höchsten Ströme bestimmt und zusammenfassend in Abbildung 44 dargestellt. Mit den vorgesehenen Kompensationsmaßnahmen werden (n-1)-Ausfallsituationen sicher beherrscht. Die Betriebsgrenzen der einspeisenden Generatoren werden eingehalten, und es treten keine Spannungsbandverletzungen auf ($380 \text{ kV} < U < 420 \text{ kV}$). Die Spannungswinkel innerhalb des deutschen Übertragungsnetzes betragen bis zu ca. 100° .

ABBILDUNG 44: MINIMALE SPANNUNGEN, MAXIMALE STRÖME ALLER (N-1)-FÄLLE (AUSWERTUNG AUS ALLEN NICHT ZEITGLEICHEN (N-1)-FÄLLEN)

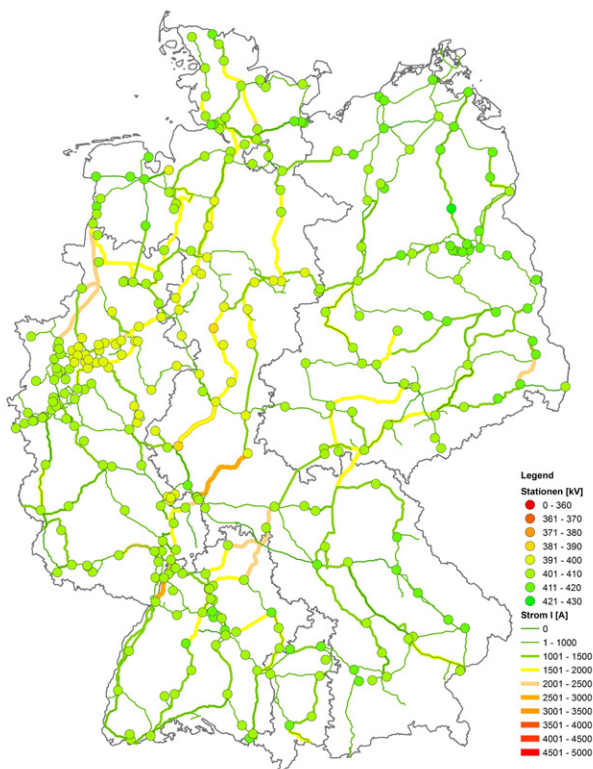


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Analyse der (n-2)-Ausfallsituationen

Zur Ermittlung der relevanten (n-2)-Ausfallsituationen wurden (n-1)-Ausfälle mit den höchsten Stromkreisauslastungen und Ausfälle weiterer hoch ausgelasteter Netzelemente bzw. Ausfälle von Erzeugungseinheiten kombiniert. Darüber hinaus wurden Ausfälle von HGÜ-Kanälen berechnet und überprüft.

ABBILDUNG 45: (N-2)-AUSFALLSITUATION (AUSFALL STROMKREISE:
FRANKFURT-SÜDWEST – GIESSEN-NORD, DIPPERZ – GROSSKROTZENBURG)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 45 zeigt beispielhaft das Ergebnis für einen (n-2)-Fall mit gleichzeitigem Ausfall der Stromkreise „Frankfurt-Südwest – Gießen-Nord“ und „Dipperz – Großkrotzenburg“. Die Netzspannung bricht an einigen Netzpunkten ein, sie bleibt aber überall oberhalb 370 kV und damit in dem gemäß den Planungskriterien geforderten Bereich. Ferner erreichen einige Generatoren ihre Betriebsgrenzen, sodass die Begrenzungsregelung für die Erregung eingreift und die Generatorspannung absinkt. Sie bleibt jedoch oberhalb von 95 %. Die Kriterien für die bedingte Beherrschbarkeit werden folglich eingehalten.

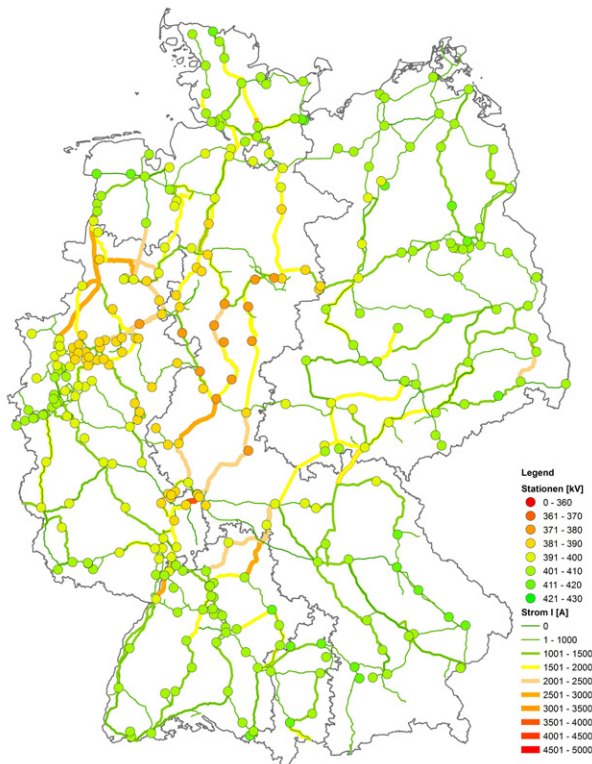
Die (n-2)-Fehleranalysen mit Ausfall von anderen 380-kV-Stromkreisen ergaben insgesamt ähnliche Ergebnisse. Es wird somit nachgewiesen, dass die spannungsstützenden Maßnahmen zur Beherrschung der auslegungsrelevanten Fehlersituationen im 380-kV-Netz ausreichend sind.

Ausfall von HGÜ-Verbindungen

Die Untersuchung der Ausfallsituationen von HGÜ-Kanälen zeigt erwartungsgemäß, dass diese grundsätzlich größere Auswirkungen auf das 380-kV-Netz haben als der Ausfall von 380-kV-Stromkreisen. Zum einen muss dann das 380-kV-Netz einen zusätzlichen Anteil des großräumigen Transits übernehmen. Zum anderen entfällt mit dem Ausfall der HGÜ-Kopfstationen (in VSC-Technik) auch deren Blindleistungseinspeisung. Für einzelne HGÜ-Ausfälle wurden die Kriterien für (n-1)-Fälle (sichere Beherrschbarkeit) geringfügig verletzt. Dies ist durch zusätzliche Blindleistungseinspeisung an geeigneten Standorten zu beheben. Die Kriterien für (n-2)-Fälle (bedingte Beherrschbarkeit) beim gleichzeitigen Ausfall von zwei HGÜ-Kanälen wurden jedoch eingehalten.

Beispielhaft zeigt Abbildung 46 das Ergebnis bei gleichzeitigem Ausfall der HGÜ-Kanäle Cloppenburg/Ost – Bürstadt und Wehrendorf – Urberach. Insgesamt fällt damit eine Übertragung von 4 GW aus, die von dem unterlageren 380-kV-AC-Netz übernommen werden muss. Dies verursacht einen großräumigen Spannungseinbruch in der Mitte Deutschlands, wobei aber das Spannungsniveau überall noch oberhalb 370 kV bleibt.

ABBILDUNG 46: AUSFALL HGÜS CLOPPENBURG/OST – BÜRSTADT, WEHRENDORF – URBERACH (4 GW)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

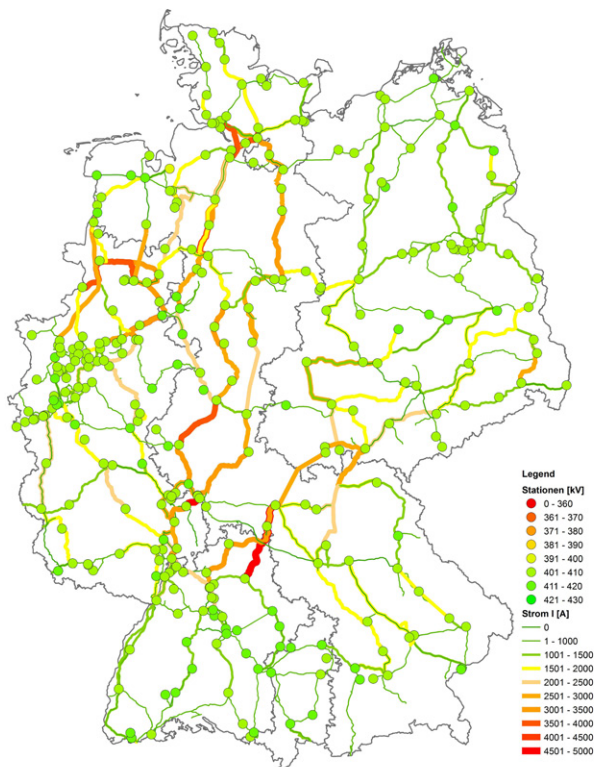
Die Untersuchung der HGÜ-Ausfälle verdeutlicht die Sensitivität des 380-kV-Netzes gegenüber zusätzlichem Ferntransit. Die HGÜ-Kanäle übernehmen Ferntransite und verlagern so die Windenergie als verbrauchsnahe Einspeisung in die südlichen Regionen des deutschen 380-kV-Netzes. Ihr Ausfall hat erhebliche Auswirkungen auf das 380-kV-Netz, was eine sorgfältige Planung und betriebliche Überwachung zur Wahrung der (n-1)-Sicherheit und die Beherrschung außergewöhnlicher Störfälle erfordert.

Indikative Bewertung der Netzsituation ohne HGÜ-Kanäle

Es wird ein Netzzustand mit dem zuvor untersuchten Netznutzungsfall des Szenarios C 2022 simuliert unter der Annahme, dass ausschließlich der geplante AC-Netzausbau vorgenommen würde. Hierzu werden die HGÜ-Kanäle aus dem Datensatz entfernt. Abbildung 47 zeigt die Situation des 380-kV-Netzes im (n-0)-Fall. Bereits ohne Ausfall von Netzelementen treten grenzwertig hohe Strombelastungen auf, der Blindleistungsbedarf der 380-kV-Stromkreise steigt etwa um den Faktor 5, und die Wirkleistungsverluste werden etwa verdoppelt. Zur Spannungshaltung wird eine zusätzliche Blindleistungseinspeisung mit einer Gesamtkapazität von etwa 45.000 Mvar benötigt. Die Spannungswinkel zwischen den Randbereichen (Nord-Süd) des deutschen Netzes nehmen um etwa 50° zu und betragen teilweise ca. 150°.

Die Ausfallsituationen führen zu extrem hohen Stromwerten (teilweise 5.000–7.000 A) und unzulässig hohen und weiträumigen Spannungseinbrüchen. Mit diesem Ansatz lässt sich voraussichtlich auch mithilfe von Zusatzmaßnahmen wie dem Einsatz von Querreglern, SVC oder FACTS kein real betreibbares Netz entwickeln. Die Abhilfe wäre ein weiterer Ausbau des 380-kV-Netzes für den Ferntransport. Dies ist im Hinblick auf Aspekte der Raumanspruchnahme, des Systemverhaltens und der Wirtschaftlichkeit mit alternativen Technologien zu vergleichen (siehe Kapitel 5.1).

ABBILDUNG 47: SZENARIO C 2022, NETZNUTZUNGSFALL 735 OHNE HGÜ-OVERLAYVERBINDUNGEN

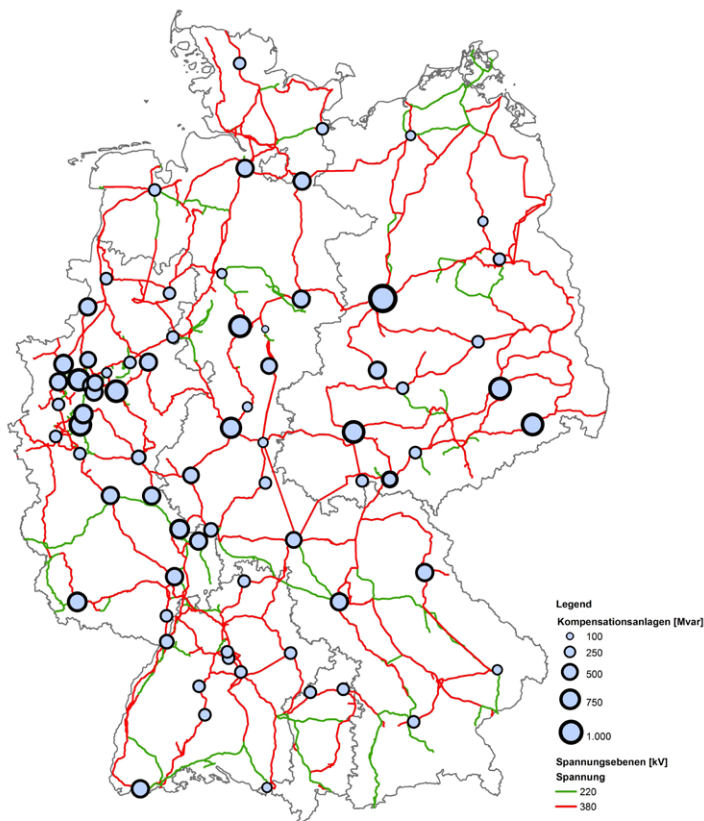


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Bewertung der Spannungsstabilität für das Szenario B 2022

Analog zum Vorgehen bei C 2022 wurde ein Nutzungsfall (Stunde 615) aus dem Szenario B 2022 ausgewählt und geprüft. Zur Einhaltung einer betriebsüblichen Spannung werden Blindleistungseinspeisungen in Form von Kompensationsanlagen mit einer Erzeugungskapazität von ca. 35.000 Mvar an 75 Standorten des deutschen Übertragungsnetzes benötigt (siehe Abbildung 48). Mit diesen Kompensationsmaßnahmen sind in (n-1)-Fällen und (n-2)-Fällen die Kriterien zur sicheren bzw. bedingten Beherrschbarkeit erfüllt. Das Netzverhalten im Bezug auf die Spannungshaltung ist vergleichbar mit dem Netzverhalten von C 2022 in der Stunde 735. Die Spannungswinkel zwischen den Randbereichen (Nord-Süd) des deutschen Netzes liegen in der gleichen Größenordnung wie in dem untersuchten Netznutzungsfall aus C 2022.

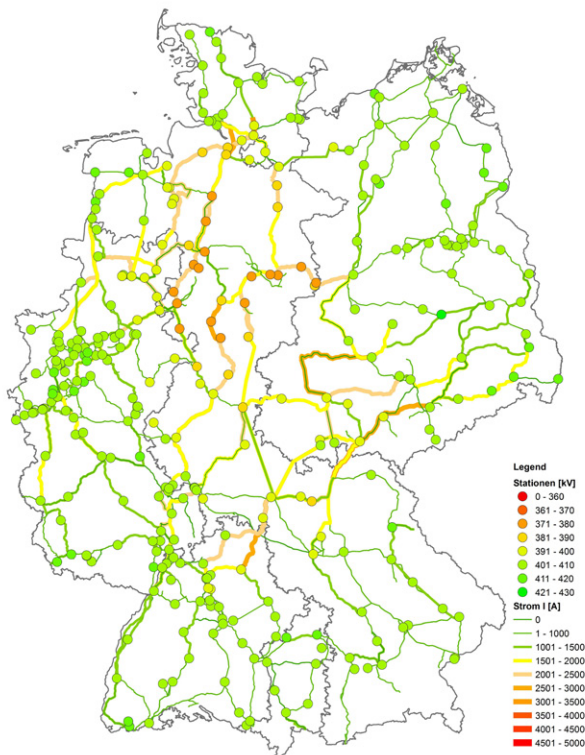
ABBILDUNG 48: STANDORTE DER BLINDLEISTUNGSKOMPENSATIONSANLAGEN



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 49 zeigt das Ergebnis bei gleichzeitigem Ausfall der drei HGÜ-Kanäle Brunsbüttel – Großgartach, Wilster – Goldshöfe, Kaltenkirchen – Grafenrheinfeld mit einer Übertragungskapazität von insgesamt 3,9 GW. Die Spannung bricht in der Mitte Norddeutschlands großräumig auf 370 kV bis 380 kV ein, was die bereits aufgezeigte Sensitivität des 380-kV-Netzes gegenüber zusätzlichem Ferntransit bestätigt.

ABBILDUNG 49: (N-3)-AUSFALL DER HGÜS BRUNSBÜTTEL – GROSSGARTACH, WILSTER – GOLDSHÖFE, KALTENKIRCHEN – GRAFENRHEINFELD (SUMME 3,9 GW)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Indikative Bewertung der Spannungsstabilität für das Szenario B 2032

Die Auswahl des Netznutzungsfalls erfolgte analog zu der Auswahl bei den Szenarien B 2022 und C 2022. Für dieses Szenario wurde die Spannungsstabilität nicht detailliert untersucht. Die Ströme im AC-Netz weichen im (n-0)-Fall nicht wesentlich von den Werten der bereits betrachteten Netznutzungsfälle der Szenarien C 2022 und B 2022 ab. In weiten Teilen des AC-Netzes liegen die Ströme im (n-0)-Fall unterhalb der bisher in den betrachteten Netznutzungsfällen beobachteten Stromwerte. In anderen Netzteilen, v. a. im Südwesten, liegen die Ströme jedoch darüber. Es ist zu erwarten, dass bei der Bereitstellung von zusätzlicher Blindleistung die Kriterien bezüglich Spannungsstabilität eingehalten werden können.

6.3.2 Ausgewählte Ergebnisse der Untersuchung der transienten Stabilität

Die Basis für die Untersuchungen der transienten Stabilität ist das Szenario C 2022. Die Ergebnisse sind für die jeweiligen Netzgebiete der ÜNB dargestellt. Das Kapitel schließt mit einer indikativen Bewertung auf Basis der Szenarien B 2022 und B 2032 ab. Das Szenario A 2022 wurde nicht untersucht, da bei diesem Szenario der Anteil an regenerativ erzeugter Energie am geringsten ist.

NETZGEBIET 50HERTZ

Zusammenfassende Beurteilung

Die eingespeiste Leistung in der Regelzone 50Hertz beträgt 36,7 GW, die verbrauchte Leistung beträgt hingegen nur 17,3 GW. Zusätzlich kommen Importe von 3,7 GW hinzu, sodass sich ein Regelzonensaldo von 19,4 GW bei einem Export von 23,1 GW (davon 4 GW über HGÜ) ergibt.

Ein weiteres Merkmal dieses Netznutzungsfalls ist, dass trotz einer hohen Windeinspeisung von 20,2 GW (onshore 17,2 GW, offshore 3 GW) auch die thermischen Erzeugungseinheiten mit einer hohen Leistung von 14 GW einspeisen. Für diesen Netznutzungsfall ergeben sich maximale Belastungen im (n-0)-Fall von 1,6 kA (Wolmirstedt – Klostermansfeld), von 1,2 kA (Brunsbüttel – Hamburg Nord), von 2,3 kA (Klostermansfeld – Lauchstädt) und von 2,0 kA (Graustein – Bärwalde). Auch die Kuppelleitungen in Richtung TenneT TSO sind nur mit max. 1,8 kA (Remptendorf – Redwitz) belastet.

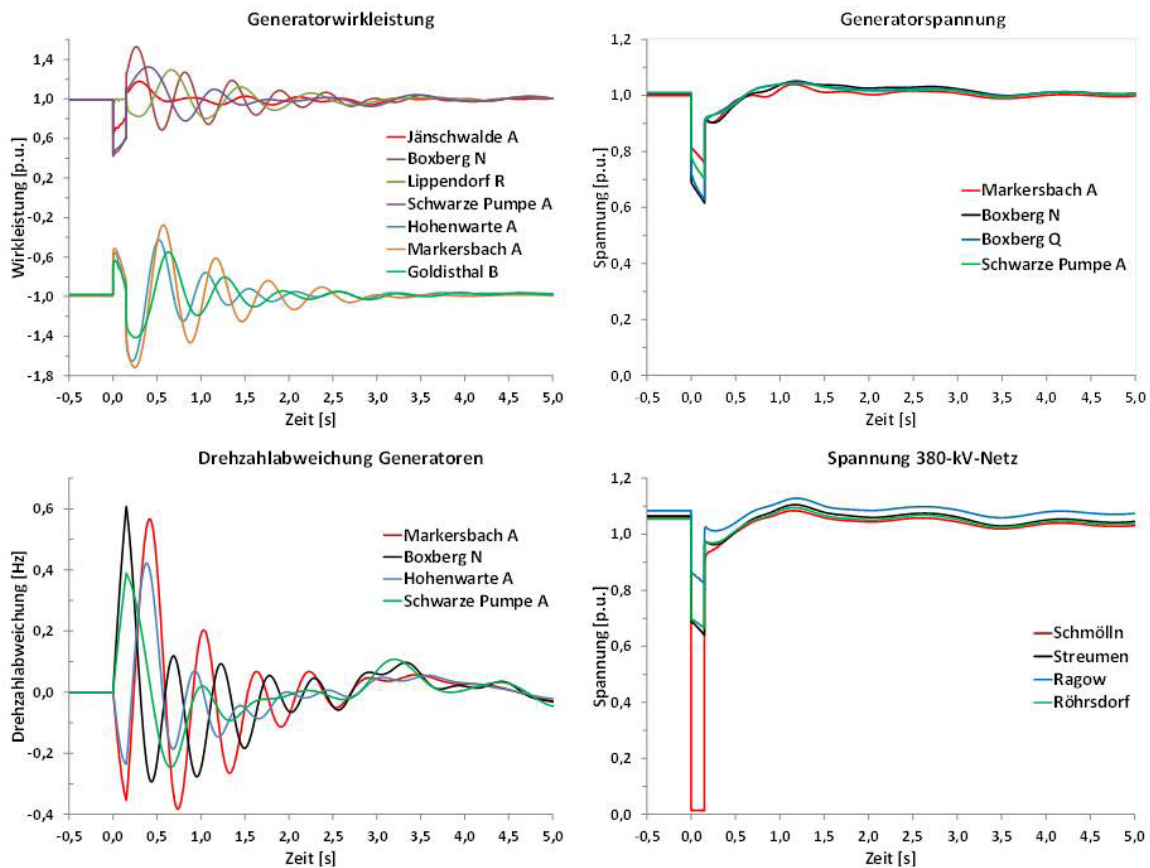
In diesem Netznutzungsfall sind zum einen die Stromkreise durch das hohe Transportvolumen hoch belastet, und zum anderen speisen zahlreiche konventionelle Erzeugungseinheiten flächendeckend mit Nennleistung ein. Gegenüber dem Lastflussszenario wurden darüber hinaus die Einspeiseleistungen der Steinkohlekraftwerke Moorburg, Rostock und Reuter von technischer Mindestleistung auf Nennleistung angepasst, um noch etwas härtere Randbedingungen für die Stabilitätsuntersuchungen im Nordnetz zu schaffen. Damit liegen tendenziell kritische Voraussetzungen für die transiente Stabilität vor, die exemplarisch anhand von drei ausgewählten Beispielen untersucht wurde. In allen Fällen wurde die sichere Beherrschbarkeit von konzeptgemäß geklärten Fehlern nachgewiesen, sogar wenn diese unter Annahme einer Schutzüberfunktion geklärt werden, sodass mehr als ein Stromkreis ausfällt.

Kurzschluss in der Nähe der Anlage Schmölln mit Schutzüberfunktion

Untersucht wird ein 3-poliger Kurzschluss auf einem Stromkreis der Doppelleitung Bärwalde – Schmölln (ca. 1,7 kA Vorbelastung) in der Nähe der Anlage Schmölln, mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und Ausfall des Parallelsystems Bärwalde – Schmölln bedingt durch eine Überfunktion des Netzschutzes. Der betrachtete Fall zeigt die Fähigkeit des Übertragungsnetzes, den Ausfall einer hoch belasteten Doppelleitung zwischen den Lausitzer Kraftwerken und dem Großraum Dresden sicher zu beherrschen, was zu einer 100%igen Auslastung des Transitkorridors Bärwalde – Streumen – Röhrsdorf führt.

Aus den in Abbildung 50 dargestellten Kurven lässt sich erkennen, dass die Generatorspannungen ca. 500 ms und die Netzspannungen in Röhrsdorf, Streumen und Ragow ca. 600 ms nach Fehlerklärung wieder ihren Vorfehlerwert erreichen. Die Leistungspendelungen der Generatoren klingen schnell ab, wobei aber festgestellt werden muss, dass die Amplitude der sich im Pumpbetrieb befindlichen, weiter entfernten Pumpspeicherkraftwerke Goldisthal und Hohenwarte bemerkenswert ist. Auch die Drehzahlabweichung der Generatoren insbesondere in Markersbach und Boxberg, Block N, lässt sich durch das vergleichsweise geringe Trägheitsmoment der Generatorturbosätze und die Nähe zum Fehlerort erklären.

ABBILDUNG 50: 3-POLIGER KURZSCHLUSS AUF EINEM STROMKREIS BÄRWALDE-SCHMÖLLN MIT KONZEPTGEMÄSSER FEHLERKLÄRUNG NACH 150 MS UND AUSFALL BEIDER STROMKREISE



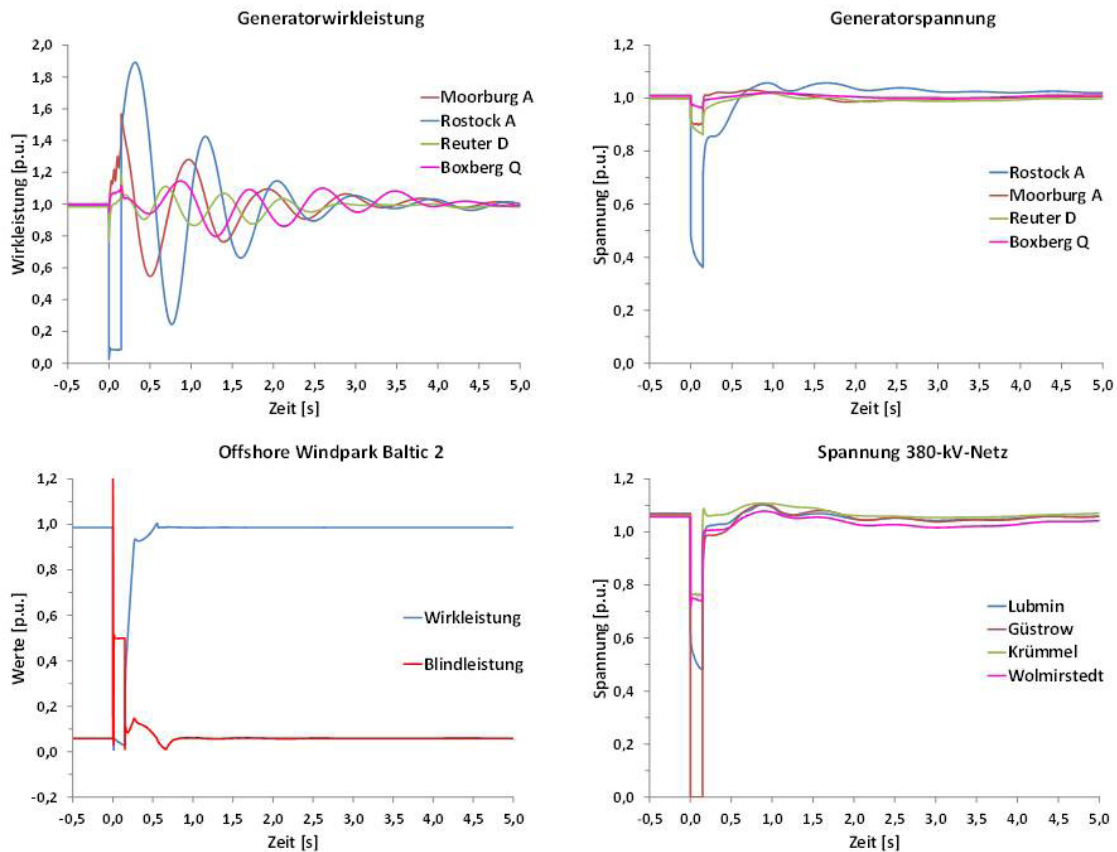
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Kurzschluss in der Nähe der Anlage Güstrow mit Schutzüberfunktion

Untersucht wird ein 3-poliger Kurzschluss auf einem Stromkreis der Doppelleitung Güstrow – Görries (ca. 1,4 kA Vorbelastung) in der Nähe der Anlage Güstrow mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und Ausfall des Parallelsystems Güstrow – Wessin, bedingt durch eine Überfunktion des Netzschutzes. Der betrachtete Fall zeigt den Ausfall einer Doppelleitung zwischen dem Erzeugungszentrum im Nordosten (HGÜ- und Offshore-Einspeisungen) und dem Großraum Hamburg. Der Ausfall des Doppelsystems führt zu einer stärkeren Belastung des Transitzkorridors Güstrow – Wolmirstedt – Helmstedt/Wahle (TenneT TSO).

Der Fehlerort liegt im nördlichen Bereich des Netzgebiets von 50 Hertz und damit in elektrischer Nähe zu den Kraftwerken Moorburg, Rostock und Reuter. Ihre Generatoren werden daher durch den Fehler zu Pendelungen angeregt, siehe Abbildung 51. Die Einbindung der Anlage Bentwisch (Einspeisepunkt des Kraftwerks Rostock) in das 380-kV-Netz wird in diesem Netzentwicklungsplan gegenüber dem heutigen Netzausbauzustand nicht verändert. Die geringen Reserven der transienten Stabilität für das Kraftwerk Rostock bei Kurzschlüssen in der näheren Umgebung der Anlage Güstrow werden daher auch künftig nicht erhöht. Die Zeitverläufe in Abbildung 51 lassen erkennen, dass erwartungsgemäß das Kraftwerk Rostock nahe am Stabilitätsrand betrieben wird, was sich neben der hohen Wirkleistungsamplitude auch an der schleppenden, wenn auch anforderungsgerechten Spannungswiederkehr zeigt.

ABBILDUNG 51: 3-POLIGER KURZSCHLUSS AUF EINEM STROMKREIS GÜSTROW – GÖRRIES MIT NACHFOLGENDER FEHLERKLÄRUNG NACH 150 MS



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Das hier angenommene Fehlerszenario kann bei ungünstigen Arbeitspunkten des Generators (Nennwirkleistung und untererregte Betriebsweise) zum Verlust der transienten Stabilität und somit zur Trennung des Kraftwerks vom Netz führen, was jedoch aufgrund des nicht konzeptgemäßen Verhaltens des Netzschutzes zulässig ist.

Weiterhin dargestellt ist die Wirk- und Blindleistungseinspeisung des Offshore-Windparks Baltic 2. Dieser befindet sich ca. 135 km vom onshoreseitigen Netzverknüpfungspunkt Bentwisch entfernt. Baltic 2 verhält sich während des Fehlers und Ausfalls beider Stromkreise und nach Fehlerklärung anforderungsgerecht, d.h. es erfolgt eine zusätzliche Blindstromeinspeisung zur Spannungsstützung. Die schnelle Regelung der Windturbinen (hier als Vollumrichter modelliert) sorgt für eine schnelle Wirkleistungsrückkehr innerhalb von 500 ms nach Fehlerklärung.

Kurzschluss in der Nähe der Anlage Lubmin mit Überfunktion des Schutzes

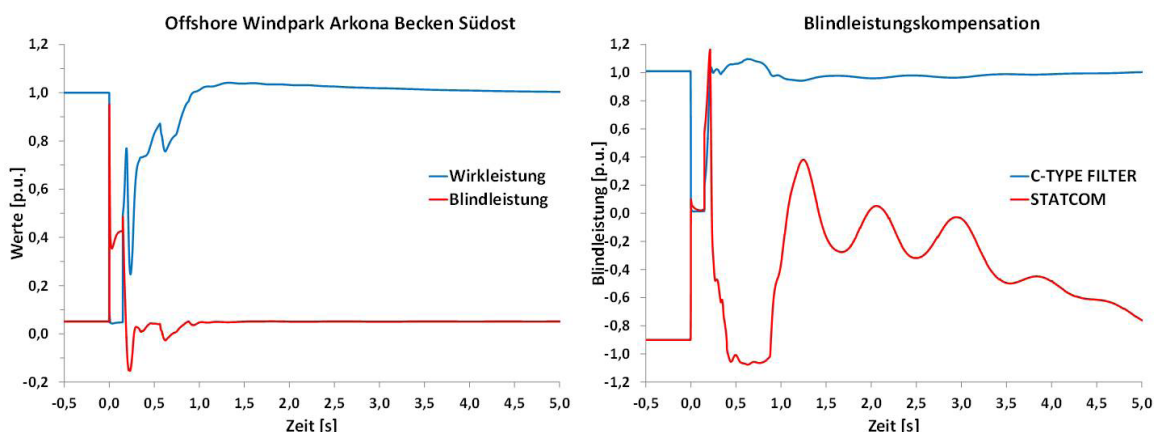
Untersucht wird ein 3-poliger Kurzschluss auf einem Stromkreis der Doppelleitung Lubmin – Güstrow (Vorbelastung ca. 0,9 kA) in der Nähe der Anlage Lubmin mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und Ausfall des Parallelsystems Lubmin – Siedenbrünzow, bedingt durch eine Überfunktion des Netzschutzes.

Bei Ausfall dieser Doppelleitung zwischen dem Offshore-Einspeisepunkt Lubmin (2,1 GW) und den relativ kurzschlussstarken Anlagen Güstrow und Stendal/West muss die Leistung nach Fehlerklärung allein über eine 380-kV-Doppelleitung (ca. 220 km lang) in Richtung Berlin sowie eine 220-kV-Doppelleitung (ca. 160 km lang) in Richtung Güstrow abgeführt werden. Zusätzlich müssen noch 500 MW On- und Offshore-Windenergie aus der Anlage Lüdershagen über beide Trassen sicher abgeführt werden.

Die Installation von STATCOMs in Lubmin ist in erster Linie erforderlich zur sicheren Beherrschung des Ausfalls eines einzelnen Stromkreises Lubmin – Güstrow (hier nicht dargestellt). Die Simulation zeigt, dass mit dieser Maßnahme auch der angenommene gleichzeitige Ausfall des Parallelsystems sicher beherrscht wird, was auch die Nachhaltigkeit der Installation von STATCOMs in Lubmin unterstreicht.

Der betrachtete Fall zeigt darüber hinaus die Robustheit der angeschlossenen Offshore-Windparks gegenüber diesem Fehlerszenario. In Abbildung 52 ist die Wirk- und Blindleistungseinspeisung des Offshore-Windparks Arkona Becken Südost (ABS) dargestellt. Dieser befindet sich ca. 95 km vom onshoreseitigen Netzverknüpfungspunkt Lubmin entfernt. ABS verhält sich während des Fehlers und nach Fehlerklärung anforderungsgerecht, d.h. es erfolgt eine zusätzliche Blindstromspeisung zur Spannungsstützung. Die schnelle Regelung der Windturbinen (hier als doppelt gespeister Asynchrongenerator modelliert) sorgt für eine schnelle Wirkleistungsrückkehr innerhalb von einer Sekunde nach Fehlerklärung. Eine schnelle Wirkleistungsrückkehr ist ferner notwendig, da sich bei langsamerer Wirkleistungsrückkehr ein Überspannungsproblem in Lubmin einstellen würde, weil ca. 50 % der Offshore-Windeinspeisung für einige Sekunden fehlen würden.

ABBILDUNG 52: VERHALTEN DES OFFSHORE-WINDPARKS ARKONA BECKEN SÜDOST UND VON ONSHORE-SEITIGEN STATCOMS NACH EINEM 3-POLIGEN KURZSCHLUSS IN LUBMIN MIT KONZEPTGEMÄSSER FEHLERKLÄRUNG NACH 150 MS



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

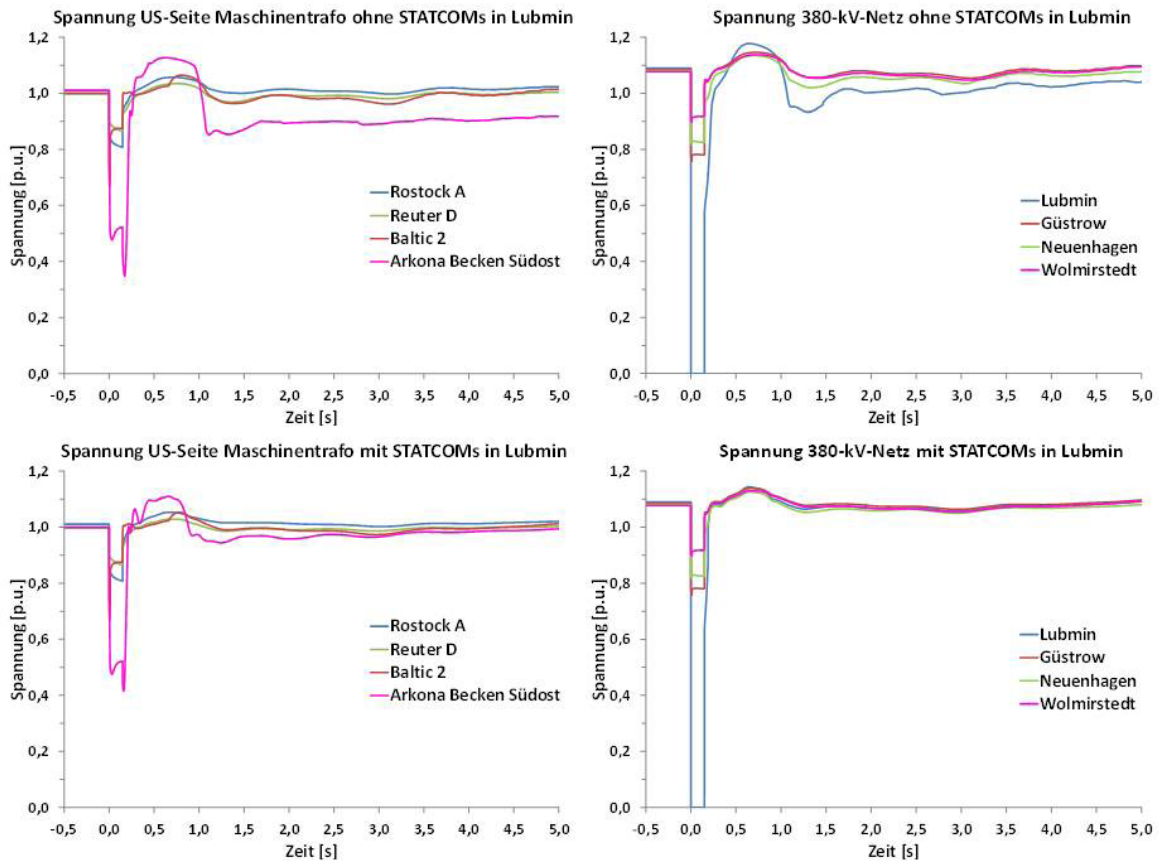
Dynamische Spannungsstützung durch Leistungselektronik

Zur Verbesserung der Spannungsstabilität und transienten Stabilität im Übertragungsnetz sind dynamische Blindstromkompensationsanlagen in IGBT-Technik erforderlich (STATCOMs), die eine schnelle Blindleistungsregelung und somit die Spannungsstützung gewährleisten können. Wie in Abbildung 52 und in Abbildung 53 ersichtlich wird, wirkt der STATCOM dem Spannungsüberschwinger, der ohne STATCOM während der Spannungswiederkehr auftritt, entgegen und kompensiert die erhöhte Blindleistungsabsorption des Windparks bei geringerer Spannung.

Hierdurch wird die Spannungsstabilität der Netzanbindung der Offshore-Windparks in Lubmin deutlich erhöht, was sich insbesondere bei zusätzlicher Einspeisung von weiteren konventionellen Erzeugungseinheiten in Lubmin positiv auswirken wird (hier nicht untersucht), wo ohne die Installation von STATCOMs in einigen Betriebszuständen die Spannungsstabilität im Übertragungsnetz nicht gewährleistet werden kann. Der weitere Vorteil der STATCOMs liegt in der Erhöhung der kritischen Fehlerklärungszeit. Dieser Aspekt ist für den Standort Lubmin bedeutend, da insbesondere die netzseitige Kurzschlussleistung, bedingt durch die relativ hohe vorgeschaltete Netzimpedanz, im Vergleich zur angeschlossenen Kraftwerksleistung vergleichsweise gering ist.

6. MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

ABBILDUNG 53: VERGLEICH DES BETRIEBES MIT UND OHNE STATCOM IN LUBMIN BEI EINEM 3-POLIGEN KURZSCHLUSS IN LUBMIN MIT NACHFOLGENDER FEHLERKLÄRUNG NACH 150 MS



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In Abbildung 53 ist ein Vergleich zwischen Betrieb mit und ohne STATCOM dargestellt. Bei einem Betrieb ohne STATCOM (obere Hälfte des Bildes) würde sich die Spannung am Offshore-Windpark nach Wirkleistungsrückkehr bei ca. 85 % einstellen, was laut Netzanschlussregeln nicht anforderungsgerecht ist und mit Sicherheit zur großflächigen Abschaltung aller in Lubmin angeschlossenen Windparks führen würde. Bei einem zusätzlichen Betrieb von thermischen Erzeugungseinheiten in Lubmin würden des Weiteren Probleme beim Eigenbedarf auftreten, die auch zur Netztrennung der thermischen Kraftwerke führen würde. Bei einem Betrieb mit STATCOMs hingegen (untere Hälfte des Bildes) stellen sich anforderungsgerechte Spannungen an den Erzeugungseinheiten als auch im 380-kV-Netz ein.

Insgesamt lässt sich das Stabilitätsverhalten der Erzeugungseinheiten und des 380-kV-Netzes bei allen drei betrachteten Fehlerszenarien als anforderungsgerecht beurteilen. Die untersuchten Fehler haben keine negative Auswirkung auf das weiträumige Übertragungsvermögen des Netzes.

NETZGEBIET AMPRION

Zusammenfassende Beurteilung

Neben der Konzentration von Windanlagen im Norden ist für das Netzgebiet von Amprion eine starke Kapazität konventioneller Kraftwerke, insbesondere im Rhein-Ruhr-Gebiet, charakteristisch. Daher, und auch aufgrund der starken Windeinspeisung aus der Regelzone von TenneT, wird das Netzgebiet von Amprion zunehmend durch hohe Leistungsansprüche belastet. Zudem führt die geografische Lage mit der höchsten Anzahl an internationalen Kupfelleitungen zu hohen Transitbelastungen. Durch diese Entwicklung ergeben sich für Amprion vor allem steigende Anforderungen an das Blindleistungsmanagement und die Spannungshaltung.

In Bezug auf die transiente Stabilität wurden keine Verletzungen der zugrunde gelegten Bewertungskriterien für das Szenario C 2022 und den betrachteten Netznutzungsfall identifiziert. Durch die zentrale Lage und die sehr gute 380-kV-Vermaschung des Amprion Netzgebietes spielt die Netzvorbelastung in der hier betrachteten Größenordnung und im Vergleich zu den weiteren Einflussgrößen gemäß Kapitel 5.3.3 (Beschreibung des Netzmodells) für die transiente Stabilität eine eher untergeordnete Rolle. Die wesentlichen Einflussgrößen sind die Fehlerklärungszeit, die nach Fehlerklärung anstehende Netzkurzschlussleistung und der Betriebspunkt der Generatoren vor dem Eintritt des Fehlers.

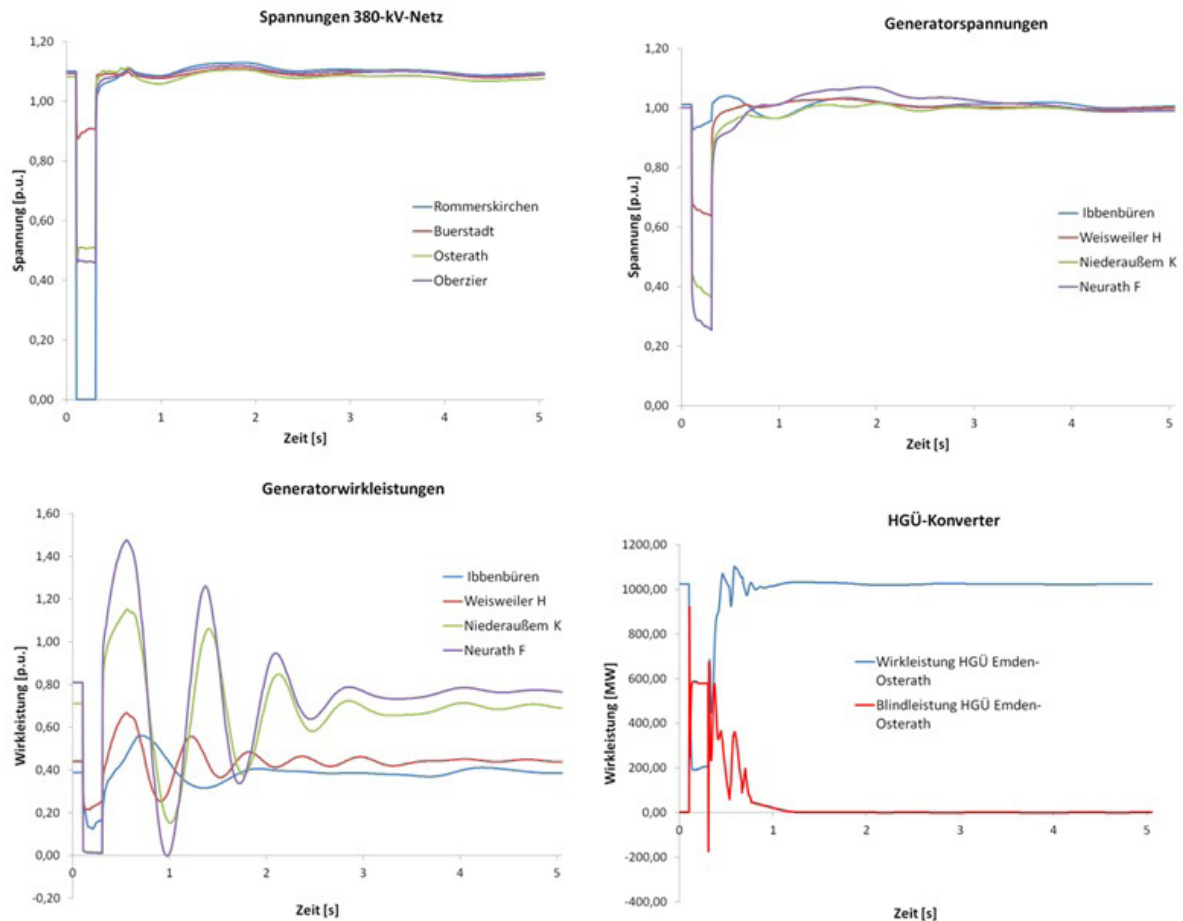
Kurzschluss auf der Mittelrheinleitung mit einer Fehlerdauer von 150 ms

Abbildung 54 zeigt ausgewählte Simulationsergebnisse eines konzeptgemäß geklärten 3-poligen Kurzschlusses (Fehlerdauer: 150 ms) auf der Mittelrheinleitung in unmittelbarer Nähe der Schwerpunktstation Rommerskirchen. Der betroffene Stromkreis wird zur Fehlerklärung freigeschaltet. Die Erholungsphase der eingebrochenen Netzspannungen in dem von dem Fehler betroffenen Gebiet ist vergleichbar zur heutigen Situation. Die durch den Netzfehler angeregten Generatorwirkleistungspendelungen sind durch die Pendeldämpfungsgeräte gut gedämpft. Bei den in elektrischer Nähe zum Fehlerort befindlichen Generatoren der Kraftwerksblöcke Neurath F und Niederaußem K treten deutlich höhere Wirkleistungspendelungen auf, als bei den weiter entfernt liegenden Kraftwerksblöcken Ibbenbüren und Weisweiler H.

Weiterhin ist die Reaktion des HGÜ-Konverters in Osterath dargestellt. Aufgrund des AC-seitigen Spannungseinbruchs bricht der Wirkleistungstransit der HGÜ während der Fehlerdauer ein. Infolge der hohen Regeldynamik der VSC-Technologie wird die Netzspannung nahezu verzögerungsfrei durch die zusätzliche Einspeisung von Blindleistung gestützt.

Insgesamt sind die Auswirkungen auf die Erzeugungseinheiten und das Netz unkritisch, sodass diese Fehlersituation entsprechend den Bewertungskriterien sicher beherrscht werden kann.

ABBILDUNG 54: 3-POLIGER KURZSCHLUSS AUF DER MITTLERHEINLEITUNG (FEHLERDAUER: 150 MS)



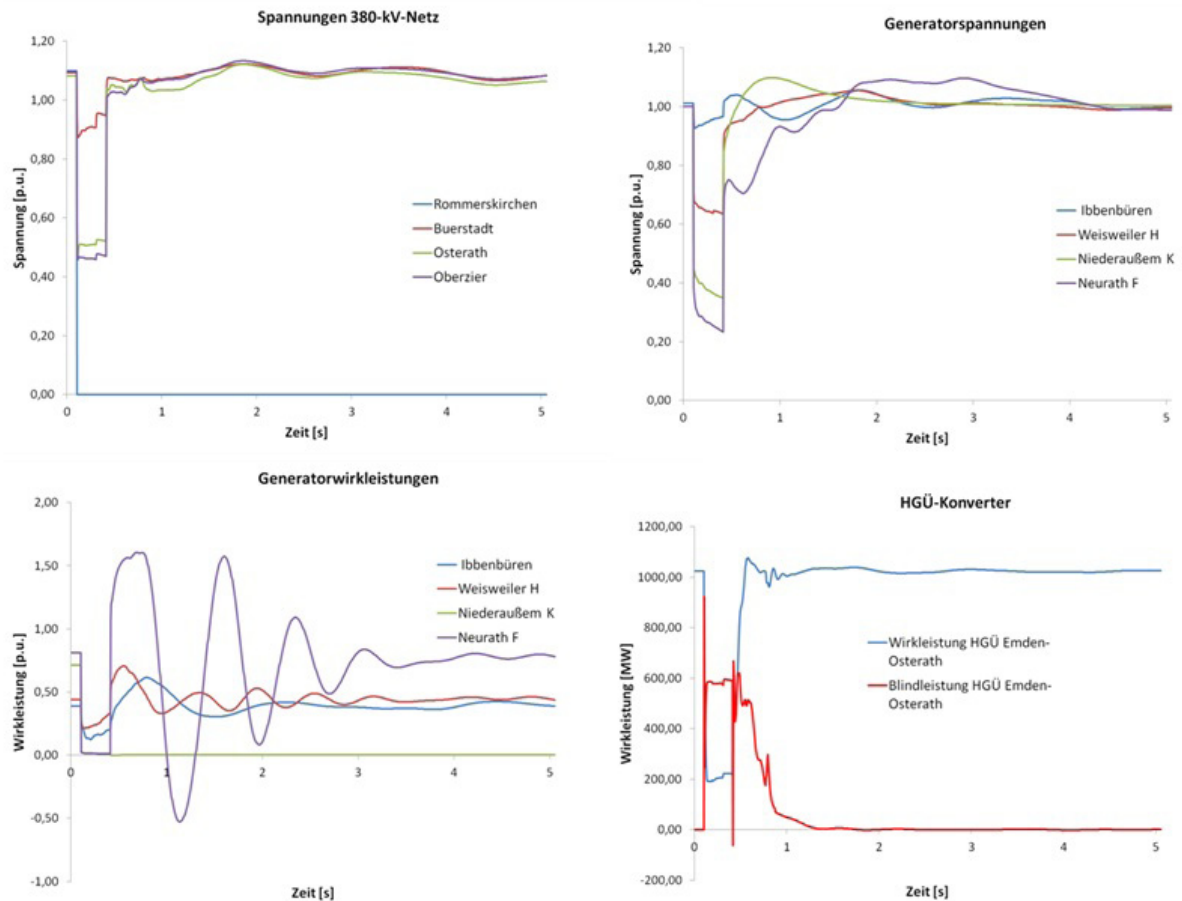
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Kurzschluss auf der Mittelrheinleitung mit einer Fehlerdauer von 250 ms

Abbildung 55 zeigt die Simulationsergebnisse für dieselbe Störung bei nicht konzeptgemäßer Fehlerklärung. In der Anlage Sechtem wird die Mittelrheinleitung weiterhin konzeptgemäß nach 150 ms getrennt. In Rommerskirchen wird ein 3-poliger Schalter- oder Schutzversager angenommen. Daher muss der Fehler geklärt werden, indem die 380-kV-Sammelschiene in Rommerskirchen, wo die Mittelrheinleitung angeschlossen ist, vollständig freigeschaltet wird. Die Folgen sind eine verlängerte Fehlerdauer von 250 ms, der Ausfall aller dort angeschlossenen Stromkreise und damit auch der Ausfall des Blocks Niederaußem K.

Ein großer Kraftwerksblock speist auf eine andere Sammelschiene in der Anlage Rommerskirchen und befindet sich somit in elektrischer Nähe zum Fehlerort. Der Generator befindet sich kurz vor der Grenze der transienten Stabilität, und die Generatorspannung erholt sich erst mit deutlicher Verzögerung. Infolge der niedrigen Spannung besteht das Risiko von Prozessstörungen im Eigenbedarf, wodurch sich der Block vom Netz trennt. Bei Verlust der transienten Stabilität würde der Generator durch den Polschlupfschutz vom Netz getrennt. Die Trennung eines Blockes wäre bei diesem nicht konzeptgemäß geklärten Fehler entsprechend der Bewertungskriterien und des Transmission Code zulässig.

ABBILDUNG 55: 3-POLIGER KURZSCHLUSS AUF DER MITTELRHEINLEITUNG (FEHLERDAUER: 250 MS)



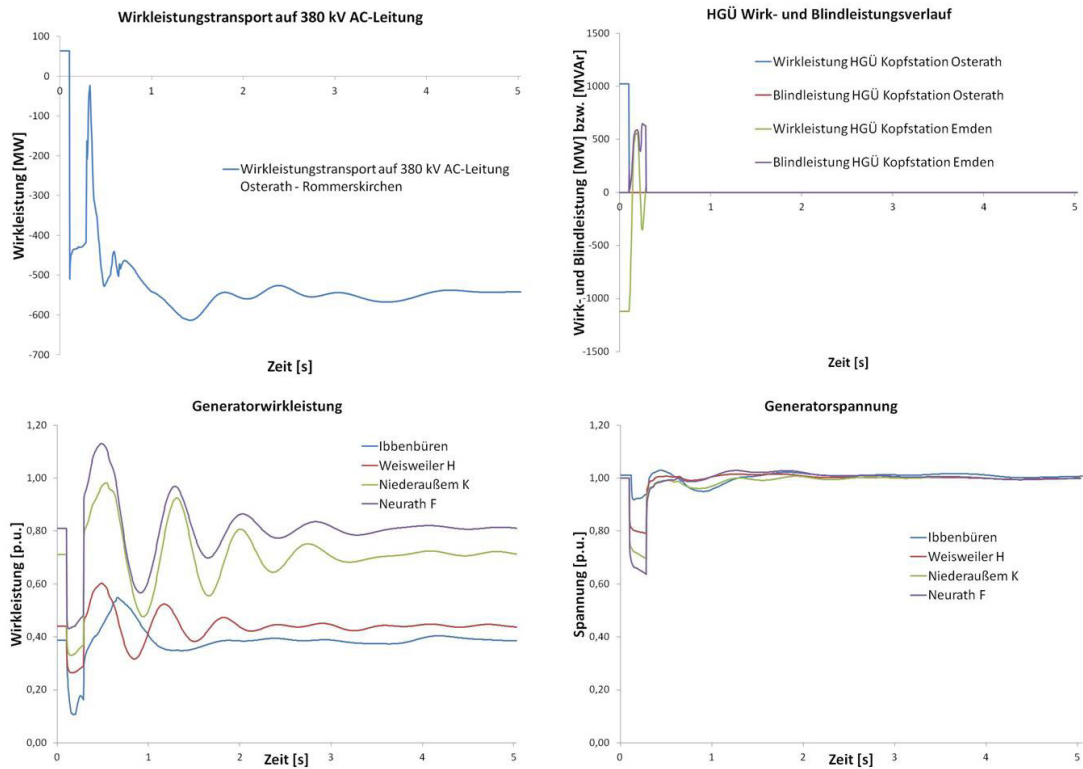
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Kurzschluss in der Nähe der Anlage Osterath mit Ausfall der HGÜ Emden – Osterath

Abbildung 56 zeigt ausgewählte Simulationsverläufe eines konzeptgemäß geklärten 3-poligen Netzkurzschlusses (Fehlerdauer: 150 ms) auf der Zuleitung der HGÜ-Kopfstation in Osterath mit anschließender Abschaltung der HGÜ-Verbindung Emden – Osterath. Auch in diesem Fall sind die Wirkleistungspendelungen der Generatoren gut gedämpft und erreichen keine kritische Höhe. Aufgrund des Ausfalls der HGÜ muss das unterlagerte 380-kV-Netz den Transit von Emden nach Osterath in Höhe von 2,2 GW schlagartig übernehmen. Insbesondere muss die HGÜ-Verbindung Osterath – Philippsburg in Osterath nun über das AC-Netz gespeist werden. Hierdurch ändert sich auf der AC-Leitung Osterath – Rommerskirchen die Richtung des Wirkleistungsflusses.

Für diese Fehlersituation wurden keine kritischen Zustände festgestellt. Die Netzspannung bricht nur unwesentlich ein, alle Leistungsverläufe bleiben innerhalb der zulässigen Bereiche.

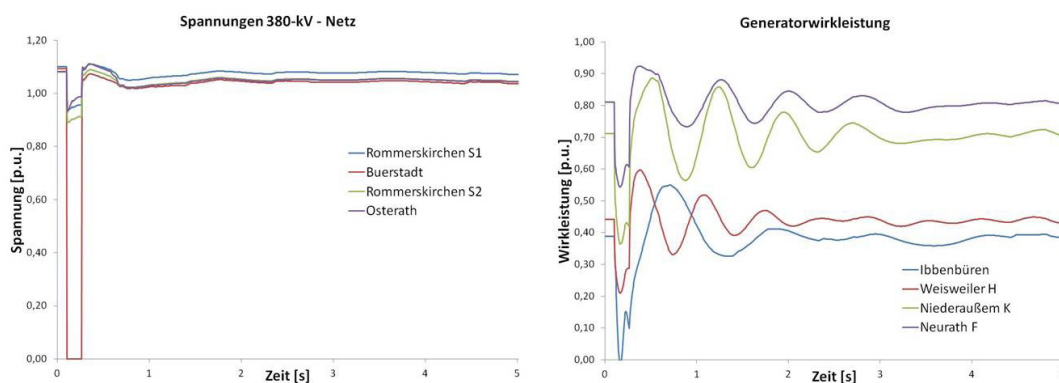
ABBILDUNG 56: 3-POLIGER KURZSCHLUSS AN HGÜ-ZULEITUNG OSTERATH (FEHLERDAUER: 150 MS) MIT ANSCHLIESSEN- DER ABSCHALTUNG DER HGÜ-VERBINDUNG EMDEN – OSTERATH



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Kurzschluss in der Nähe von Osterath mit Ausfall der HGÜs Cloppenburg – Bürstadt und Wehrendorf – Urberach
 Abbildung 57 zeigt ausgewählte Simulationsverläufe eines konzeptgemäß geklärten 3-poligen Netzkurzschlusses (Fehlerdauer: 150 ms) auf der Zuleitung zu der HGÜ-Kopfstation in Bürstadt mit anschließender Abschaltung der parallelen HGÜ-Verbindungen Cloppenburg – Bürstadt und Wehrendorf – Urberach. Aufgrund des Ausfalls von zwei parallelen HGÜ-Verbindungen muss das unterlagerte 380-kV-Netz ihren Wirkleistungstransport in Höhe von 4,4 GW übernehmen. Dadurch entsteht ein erhöhter Blindleistungsbedarf für das AC-Netz, und die Netzspannung bricht deutlich ein. Abbildung 57 zeigt den Verlauf der Spannungen für ausgewählte 380-kV-Knoten, die in dem hier simulierten Zeitbereich von einigen Sekunden im zulässigen Bereich bleiben.

ABBILDUNG 57: 3-POLIGER KURZSCHLUSS AN HGÜ-ZULEITUNG BÜRSTADT (FEHLERDAUER: 150 MS) MIT ANSCHLIESSEN- DER ABSCHALTUNG DER HGÜ-VERBINDUNGEN CLOPPENBURG – BÜRSTADT UND WEHRENDORF – URBERACH



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

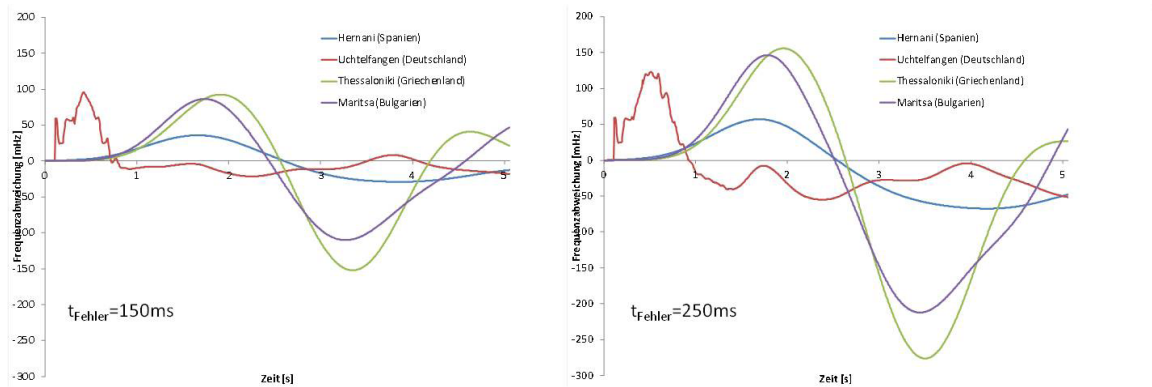
Diese Berechnungen haben keine Gültigkeit für das Langzeitverhalten der Spannungen, da die im Minutenbereich wirksame Spannungsregelung in den unterlagerten Verteilungsnetzen nicht abgebildet wird. Auch der bei sinkender Spannung an den Verbrauchsgeschäften höhere Gleichzeitigkeitsfaktor, durch den die Spannungsabhängigkeit der einzelnen Verbrauchsgeschäfte im Minuten- bis Stundenbereich kompensiert wird, ist nicht abgebildet. Dies ist Gegenstand der Untersuchung zur Spannungshaltung und Spannungsstabilität, wo vertikale Netzlasten angesetzt werden, die unabhängig von der Spannung sind.

Wechselwirkungen mit dem europäischen Ausland

Abbildung 58 zeigt ausgewählte Frequenzabweichungen im europäischen Verbundnetz (Fehler: konzeptgemäß und nicht konzeptgemäß geklärter 3-poliger Kurzschluss auf der Mittelrheinleitung). Während des Kurzschlusses wird eine große Anzahl von Generatoren im Spannungstrichter (vornehmlich in Westdeutschland) beschleunigt, die sich nach Fehlerklärung wieder synchronisieren.

Durch diesen Fehler im Zentrum des europäischen Verbundsystems werden Netzpendelungen zwischen den Randnetzen (iberische Halbinsel, Süd-Ost-Europa) und der Region des Netzfehlers angeregt. Hierdurch kommt es zu weiträumigen dynamischen Ausgleichsvorgängen. Der Verlauf der Frequenzabweichungen zeigt, dass das deutsche Übertragungsnetz nicht als ein isoliertes System betrachtet werden kann. Fehler wie Netzkurzschlüsse wirken sich auf das gesamte europäische Verbundsystem aus. Sensitivitätsbetrachtungen zeigten in diesem Zusammenhang einen nachteiligen Einfluss der Bündelung vieler Erzeugungseinheiten an wenigen und lastfernen Standorten. Hier besteht weiterer Untersuchungsbedarf, um unzulässige Auswirkungen auf das europäische Verbundsystem und die daran angeschlossenen Erzeugungseinrichtungen auszuschließen.

ABBILDUNG 58: FREQUENZABWEICHUNGEN



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

NETZGEBIET TENNET TSO

Zusammenfassende Beurteilung

Die für die Stabilitätsanalyse ausgewählte Belastungssituation ist durch hohe Transite durch das Netzgebiet von TenneT TSO gekennzeichnet. Diese werden zum einen durch die starke Windenergieeinspeisung in Norddeutschland verursacht. Zum anderen werden zusätzliche Transite in einer Größenordnung von 3.000 MW durch den Import von Wirkleistung aus Skandinavien sowie Importleistung aus dem Netzgebiet von 50Hertz hervorgerufen.

Die Berechnungsergebnisse der durchgeführten Simulationen zeigen für konzeptgemäß geklärte Fehler ein robustes Systemverhalten. Nach Fehlerklärung stabilisiert sich die Netzspannung schnell wieder im zulässigen Band, wobei in der transienten Phase die Kriterien hinsichtlich der Spannung an den Kraftwerksgeneratoren und Netzknoten eingehalten werden. Auch der Ausfall von HGÜ-Verbindungen wird beherrscht. Dieses günstige Systemverhalten lässt sich u.a. durch folgende Punkte erklären:

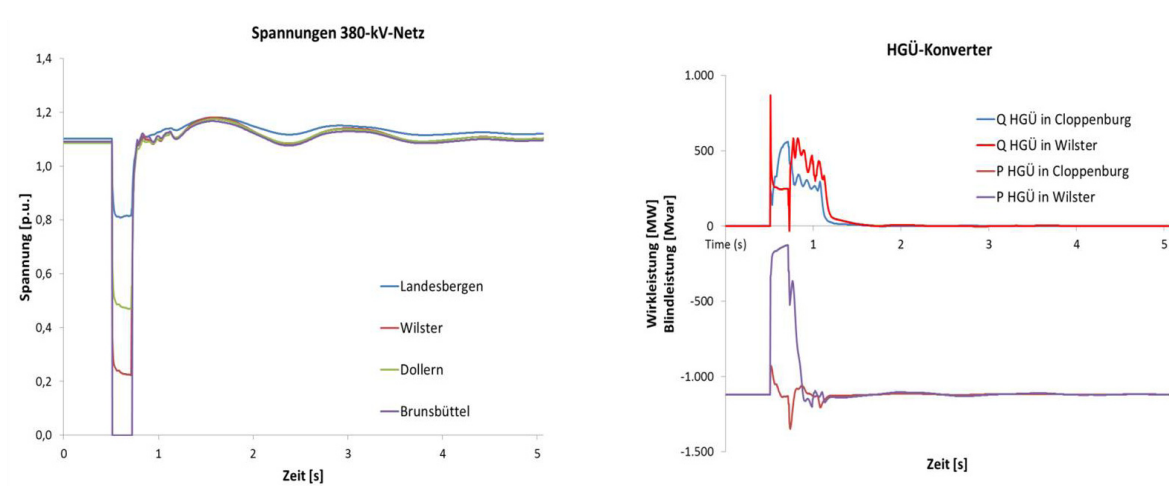
- Eine Gefährdung der weiträumigen transienten Stabilität ist insbesondere bei hohen Nord-Süd-Transiten in Verbindung mit einer Konzentration konventioneller Kraftwerksleistung in den nördlichen Randgebieten gegeben. In dem betrachteten Netznutzungsfall speisen nur wenige konventionelle Kraftwerke in die TenneT-Regelzone, besonders in Norddeutschland, ein.
- Durch den AC Netzausbau und die Umstellung von 220-kV-Leitungen auf 380 kV werden die wirksamen und die Stabilität maßgeblich bestimmenden Netzreaktanzen verringert.
- Durch die VSC-HGÜ wird die Spannung dynamisch sehr gut gestützt und der Spannungstrichter nach Netzkurzschlüssen begrenzt. Die Wiederaufnahme der Transportaufgabe nach einem Kurzschluss im Netz erfolgt im Prinzip unverzögert.
- Die stabilitätsrelevanten Belastungsgrenzen (siehe Kapitel 5.3) werden in dem betrachteten Netznutzungsfall nicht vollständig ausgeschöpft
- Positive Auswirkungen auf das Systemverhalten ergeben sich auch durch den schrittweisen Ersatz von Windkraftanlagen mit direkt gekoppeltem Asynchrongenerator durch Windkraftanlagen mit doppeltgespeistem Asynchrongenerator bzw. durch Windkraftanlagen mit Vollumrichter.

Im Folgenden werden einige ausgewählte Berechnungsergebnisse und die betrachtete Sensitivität der Spannungsstützung durch Overlay-VSC-HGÜs dargestellt.

Dynamische Spannungsstützung durch die HGÜ während eines Kurzschlusses in der Nähe der Anlage Büttel (Fehlerdauer: 150 ms)

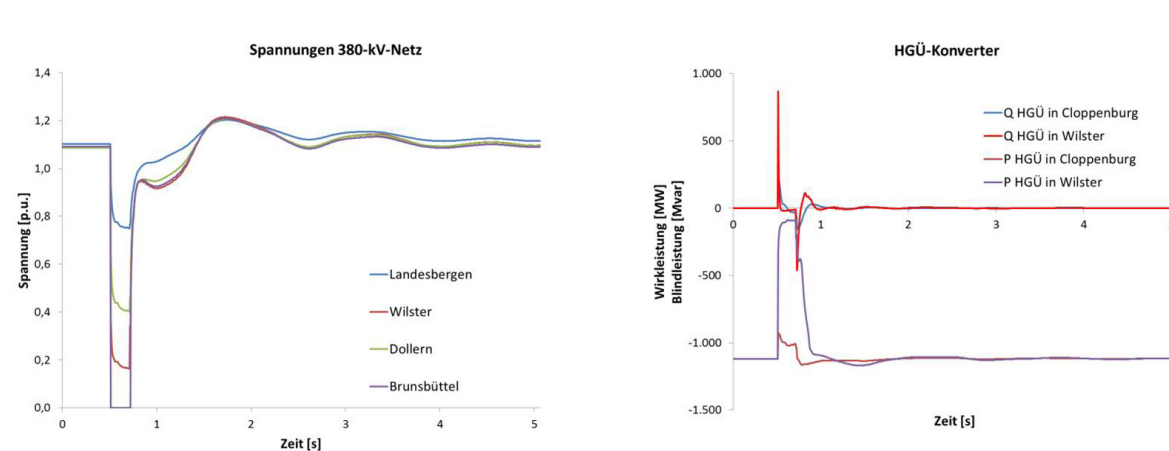
Die für das Overlaynetz verwendeten HGÜ-Modelle sind in der Lage, gemäß Betriebsdiagramm eine dynamische Spannungsstützung zu liefern. Abbildungen 59 und 60 zeigen den Spannungsverlauf an 380-kV-Knoten im Bereich Schleswig-Holstein und Niedersachsen sowie das Wirk- und Blindleistungsverhalten zweier repräsentativer Overlay-HGÜ-Konverter in Cloppenburg und Wilster. Um den Einfluss der dynamischen Spannungsstützung zu verdeutlichen, ist die in Abbildung 59 deutlich zu sehende Spannungsstützung für eine Sensitivitätsbetrachtung, deren Ergebnis in Abbildung 60 gezeigt wird, deaktiviert worden.

ABBILDUNG 59: 3-POLIGER KURZSCHLUSS AM UW BÜTTEL, AUSFALL EINER LEITUNG NACH WILSTER, FEHLERDAUER: 150 MS, SPANNUNGSSTÜTZUNG DURCH KONVERTER AKTIV



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

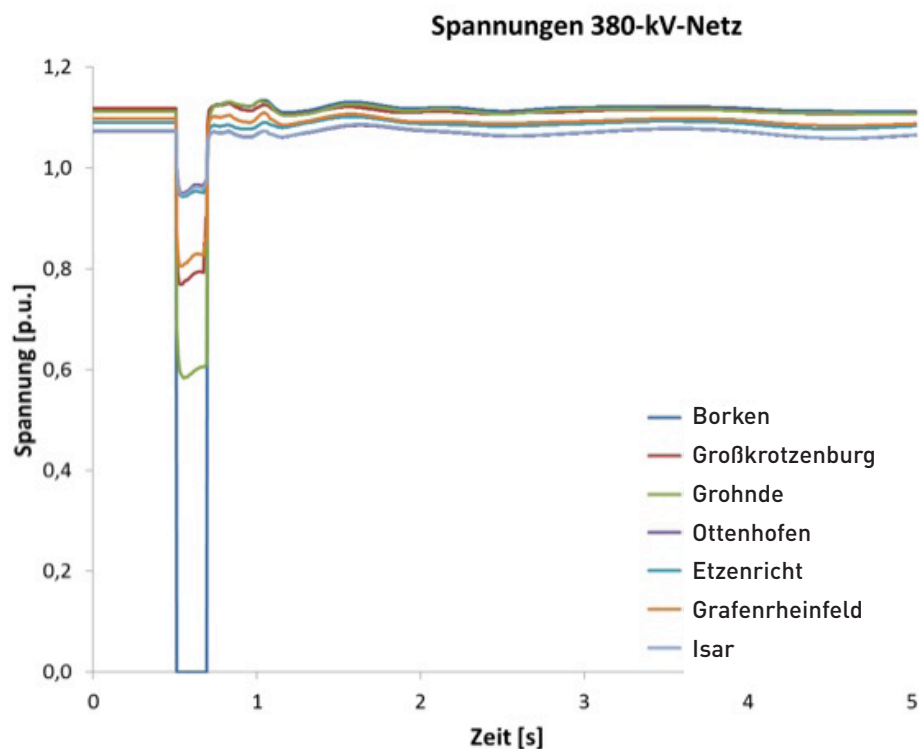
ABBILDUNG 60: 3-POLIGER KURZSCHLUSS AM UW BÜTTEL, AUSFALL EINER LEITUNG NACH WILSTER, FEHLERDAUER: 150 MS, SPANNUNGSSTÜTZUNG DURCH KONVERTER INAKTIV



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Während des Fehlers zeigt sich ein deutlich tieferer Spannungseinbruch und folglich ein größerer Spannungstrichter im Netz. Nach Fehlerklärung dauert es wesentlich länger, bis die Spannung in das angestrebte Spannungsband zurückkehrt. Bei schweren Fehlerfällen besteht die Gefahr von Schutzauslösungen von Distanz- oder Generator-schutzrelais. Die Blindleistungseinspeisung des VSC-HGÜ-Konverters entspricht den Netzanforderungen. Um diesen systemstützenden Beitrag des Konverters nutzen zu können, darf das dynamische Regelungspotenzial nicht bereits im stationären Betrieb ausgenutzt werden, sondern muss als Reserve zur Verfügung stehen. Außerdem ist eine Verteilung der HGÜ-Konverter auf mehrere Schaltanlagen vorteilhaft gegenüber dem Anschluss vieler Konverter an eine Schaltanlage. Durch eine räumliche Trennung wird außerdem die Gefahr von Mehrfachausfällen verringert.

ABBILDUNG 61: 3-POLIGER KURZSCHLUSS IN DER NÄHE DER UW BORKEN, AUSFALL BEIDER STROMKREISE NACH GIESSEN, FEHLERDAUER: 150 MS



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Kurzschluss in der Nähe der UW Borken mit einer Fehlerdauer von 150 ms

Die in Abbildung 61 gezeigte Simulationsrechnung stellt einen Netzfehler mit Schutzüberfunktion dar. Hierdurch werden bei einem Kurzschluss zwei parallele Stromkreise abgeschaltet. Die Spannungen gelangen unmittelbar nach der Fehlerklärung wieder in den zulässigen Bereich. Die Störung wird insgesamt sicher beherrscht.

Wechselwirkungen mit dem europäischen Ausland

Zu einem Asynchrongang mehrerer Generatoren, also von Netzgebieten, kam es jedoch in Simulationsrechnungen unter Annahme einer verlängerten Fehlerklärungszeit im Grenzgebiet zwischen Deutschland und Dänemark. Bereits im Rahmen früherer Untersuchungen wurde das Grenzgebiet im Fall großer Transite von Dänemark nach Deutschland als kritisch identifiziert. Als Abhilfe wurden Systemautomatiken und sekundärtechnische Maßnahmen eingeleitet. Die Netzausbaumaßnahmen in diesem NEP sehen eine Verstärkung der Verbindung zwischen Deutschland und Dänemark durch zusätzliche 380-kV-Stromkreise vor. Die identifizierten kritischen Fehlerfälle zeigen, dass die transiente Stabilität für die in den Szenarien angenommenen hohen Transite, die über die heute zulässigen Austauschleistungen hinausgehen, geprüft werden müssen. Betrieblich kann eine Begrenzung der grenzüberschreitenden Transite die Situation deutlich entspannen.

NETZGEBIET TRANSNETBW

Zusammenfassende Beurteilung

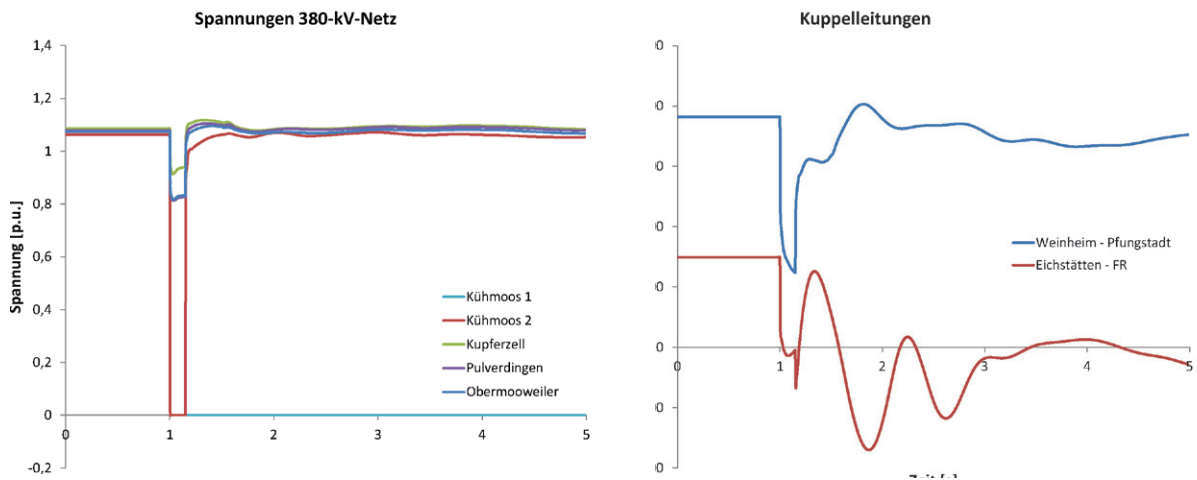
Im Szenario C zeichnet sich das Netzgebiet der TransnetBW im untersuchten Netznutzungsfall durch einen sehr geringen Einsatz von konventionellen Kraftwerken aus, welche durchweg übererregt betrieben werden, was sich günstig auf die transiente Stabilität auswirkt. Die Pumpspeicher laufen ebenfalls mit sehr geringer Wirkleistungseinspeisung bei großer Einspeisung von Blindleistung. An den Knoten Philippsburg, Großgartach und Goldshöfe enden HGÜ-Verbindungen aus dem Rheinland und aus der Region um Hamburg mit aktiver geregelter Spannungsstützung. Weitere HGÜ-Verbindungen enden im angrenzenden Netzgebiet in Urberach, Bürstadt, Grafenrheinfeld, Raitersaich und Meitingen. Zur Blindleistungskompensation stehen 4 MSCDN-Einheiten zu je 250 Mvar an den Standorten Goldshöfe, Mühlhausen, Oberjettingen und Engstlatt zur Verfügung.

Bei allen untersuchten Fällen sind für den Netznutzungsfall (C 2022/735) keine signifikanten Probleme im Hinblick auf transiente Stabilität (einzelner Generatoren und Generatorgruppen), dynamische Spannungsstabilität und Einhaltung erlaubter Generatorgrenzen festgestellt worden. Wie es bei der gegebenen moderaten Netzvorbelastung und den vorgefundenen Arbeitspunkten der Generatoren (Teillast, übererregt) zu erwarten ist, liegen die kritischen Fehlerklärungszeiten oberhalb der Zeiten für konzeptgemäß geklärte Fehler sowie oberhalb der üblichen verlängerten Fehlerklärungszeiten.

Sammelschienenkurzschluss in der Anlage Kühmoos mit einer Fehlerdauer von 150 ms

Abbildungen 62 und 63 zeigen dies exemplarisch an einen ausgewählten Fall, bei dem die Ergebnisse für einen konzeptgemäß geklärten Sammelschienenfehler in Kühmoos dargestellt sind. Aus diesen Abbildungen geht hervor, dass durch den Kurzschluss Wirkleistungspendelungen im kontinentaleuropäischen Verbundsystem angeregt werden, welche in diesem Fall gut gedämpft sind. Sie stellen keine Gefährdung der Systemsicherheit dar. In Abbildung 62 (rechte Bildhälfte) ist außerdem die Lastumlagerung zu erkennen, die durch die kurzschlussbedingte Ausschaltung der Sammelschiene in Kühmoos stattfindet.

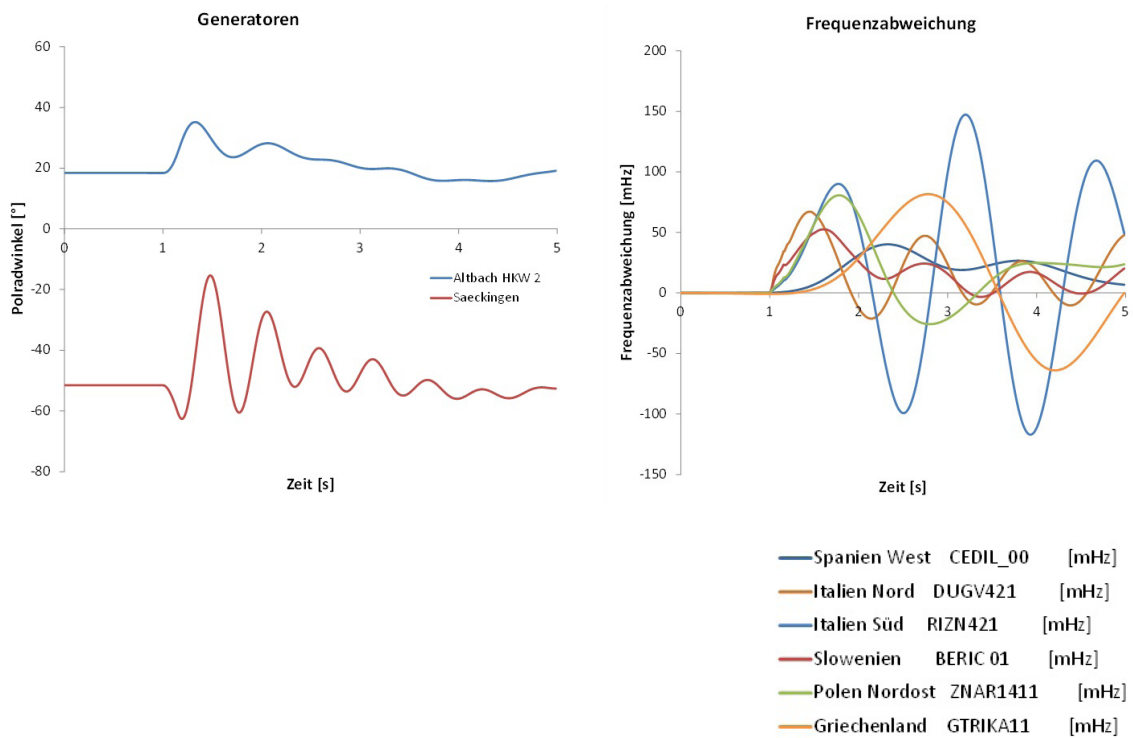
ABBILDUNG 62: KONZEPTGEMÄSS GEKLÄRTER SAMMELSCHIENENFEHLER (150 MS) IN KÜHMOOS



Links: Spannungen im 380-kV-Netz an verschiedenen Knoten im Netzgebiet TransnetBW
 Rechts: Wirkleistungsfluss über zwei ausgewählte Kuppelleitungen

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

ABBILDUNG 63: KONZEPTGEMÄSS GEKLÄRTER SAMMELSCHIENENFEHLER (150 MS) IN KÜHMOOS



Links: Polradwinkel ausgewählter Generatoren in Altbach und Säckingen
 Rechts: Frequenzänderungen an ausgewählten Knoten innerhalb der EU

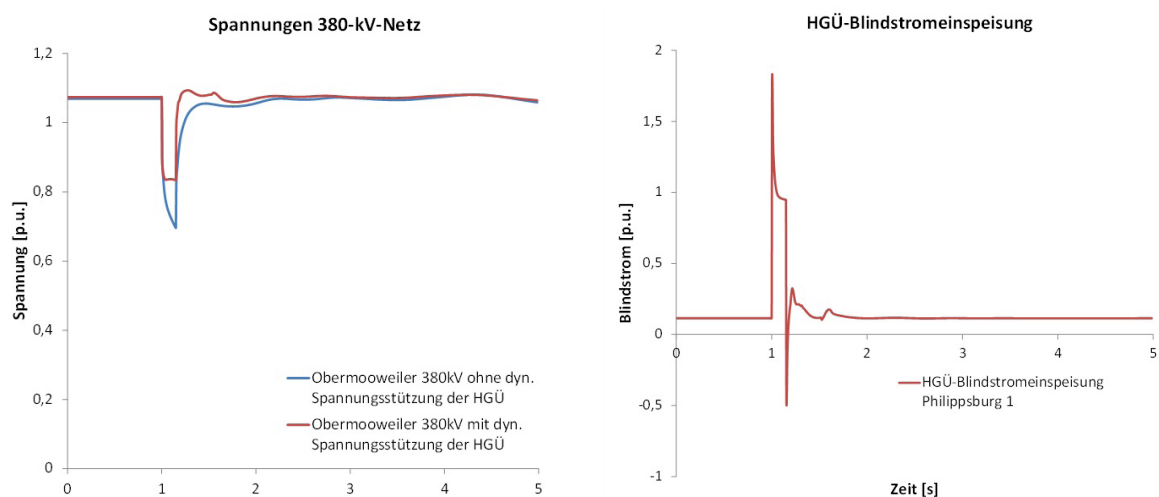
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Der untersuchte Netznutzungsfall zeichnet sich durch geringen Einsatz konventioneller Kraftwerke im Netzgebiet der TransnetBW aus. Es ist davon auszugehen, dass ein höherer Einsatz großer Kraftwerksblöcke anderer Netznutzungsfälle deutlichere Auswirkungen auf die transiente Stabilität hat. Da jedoch die Vermaschung im AC-Netz im Szenario C 2022 gegenüber dem heutigen Zustand erhöht ist, ist anzunehmen, dass sich in allen Netznutzungsfällen ein ähnliches oder besseres Verhalten, verglichen mit dem heutigen Zustand, zeigen wird.

Dynamische Spannungsstützung durch die HGÜ während eines Kurzschlusses auf dem Stromkreis Daxlanden – Philippsburg (Fehlerdauer: 150 ms)

Wie bereits beschrieben, wird die transiente Stabilität auch durch die dynamische Spannungsstützung durch die HGÜ positiv beeinflusst. Die Rechnungen zeigen eine deutliche Verbesserung der dynamischen Spannungshaltung im 380-kV-Netz durch die Blindstromspeisung der HGÜ-Kopfstationen während eines Netzfehlers. Beispielhaft soll Abbildung 64 diesen Sachverhalt illustrieren:

ABBILDUNG 64: KONZEPTGEMÄSS GEKLÄRTER 3-POLIGER KURZSCHLUSS AUF DER LEITUNG DAXLANDEN – PHILIPPSBURG



Links: Spannung in Obermooweiler mit und ohne dynamische Spannungsstützung durch die HGÜ-Kopfstationen
 Rechts: Blindstromspeisung (dynamische Spannungsstützung) einer HGÜ-Kopfstation am Standort Philippsburg

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

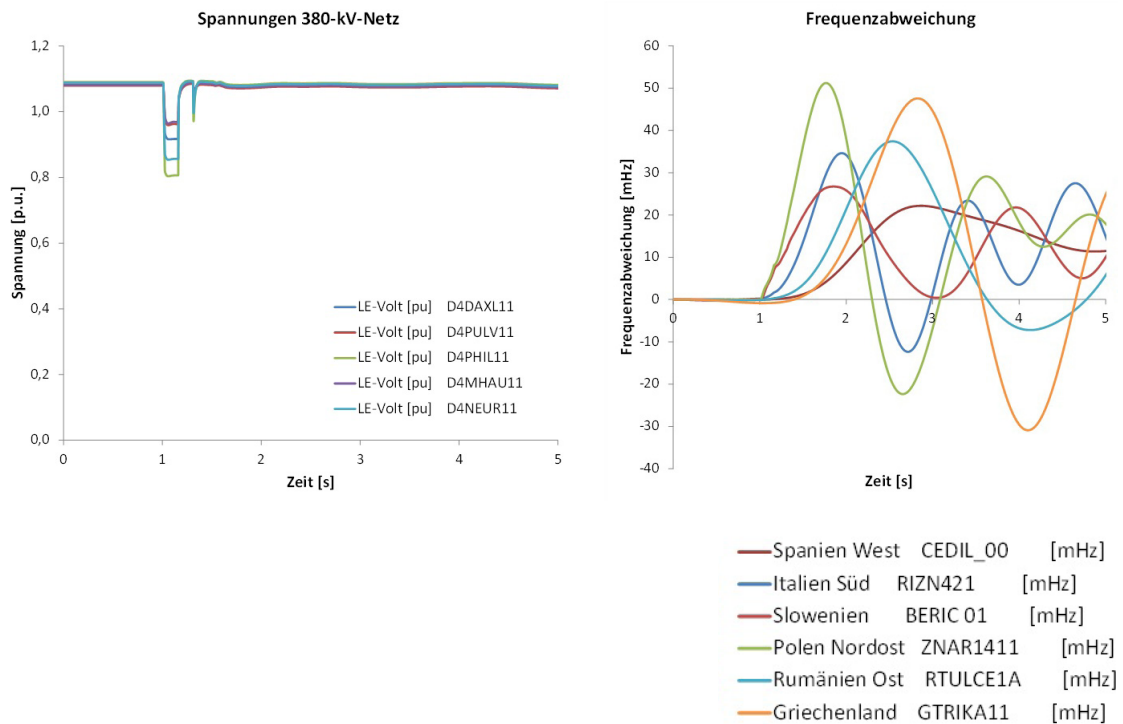
Basis für die Abbildungen ist ein konzeptgemäß geklärter 3-poliger Kurzschluss auf der 380-kV-Leitung Daxlanden – Philippsburg. Abbildung 64 zeigt den Spannungsverlauf an der entfernt liegenden Sammelschiene in Obermooweiler (links) ohne und mit dynamischer Spannungsstützung der HGÜ-Kopfstationen. Die Blindstromspeisung einer HGÜ-Kopfstation ist im rechten Teil der Abbildung zu sehen. Vor dem Fehler beträgt die Spannung in Obermooweiler etwa 1,07 pu (407 kV). Unmittelbar nach Fehlereintritt sinkt die Spannung auf ca. 0,88 pu in beiden Fällen. Während die Spannung ohne die Spannungsstützung der HGÜ-Kopfstationen bis zur Fehlerklärung weiter auf 0,7 pu (266 kV) sinkt, kann mit Unterstützung der Kopfstationen die Spannung bei 0,83 pu (315 kV) gehalten werden. Die Spannung wird bereits nach 45 ms wieder auf den Wert vor der Störung geregelt. Ohne dynamische Spannungsstützung der HGÜ-Kopfstationen erreicht die Spannung diesen Wert erst nach über 1.100 ms. Der HGÜ-Beitrag zum Kurzschlussstrom bewirkt eine Begrenzung des Spannungstrichters und eine beschleunigte Wiederkehr der Spannung. Somit werden die negativen Auswirkungen auf Erzeugungseinheiten und Verbrauchseinrichtungen reduziert.

Auswirkungen von Fehlern auf den HGÜ-Verbindungen bei unterschiedlichen Konvertertechnologien

Ein weiterer Schwerpunkt der Untersuchungen ist die systemdynamische Wirkung von Netzfehlern auf den HGÜ-Verbindungen. Durch die elektrische HGÜ-Verbindung geografisch weit entfernter Netzknotenpunkte ergibt sich die Situation, dass ein Netzfehler in einer Region Auswirkungen auf eine weit entfernte Region haben kann, welche bei einem reinen AC-Netz aufgrund der großen elektrischen Entfernung nicht zu erwarten wären. Beispielsweise reagieren Generatoren in der Nähe von HGÜ-Kopfstationen im norddeutschen Netz auf Netzfehler im süddeutschen Netz. Bei den untersuchten Fällen konnte keine Systemgefährdung erkannt werden.

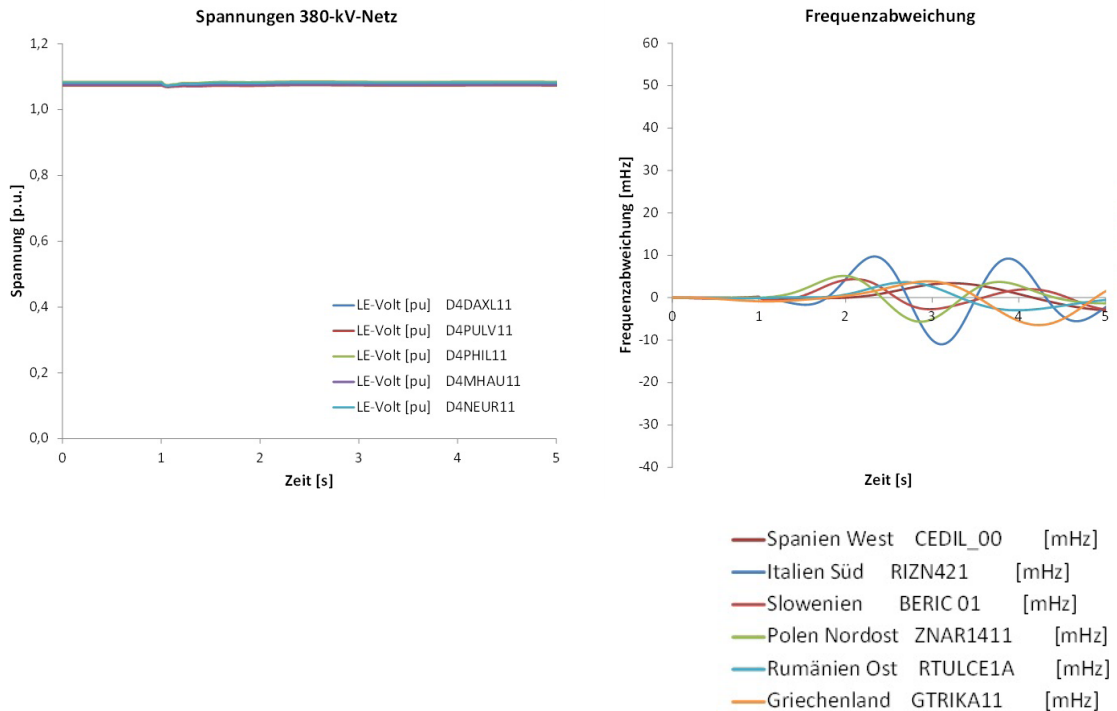
Derzeit sind verschiedene technologische Ansätze für die Realisierung der HGÜ-Konverter in VSC-Technik möglich. Vergleichsrechnungen zwischen VSC-Halbbrücken-Konvertern und VSC-Vollbrücken-Konvertern sollen die jeweilige Eignung der Anlagen in einem großen vermaschten Netz darstellen.

ABBILDUNG 65: DC-FEHLER AUF EINER TYPISCHEN VSC-HGÜ MIT HALBBRÜCKEN-KONVERTER ZWISCHEN OSTERATH UND PHILIPPSBURG



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

ABBILDUNG 66: DC-FEHLER AUF EINER TYPISCHEN VSC-HGÜ MIT VOLLBRÜCKEN-KONVERTER ZWISCHEN OSTERATH UND PHILIPPSBURG



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Abbildungen 65 und 66 zeigen jeweils die Reaktion des Netzes auf einen DC-Fehler auf der HGÜ-Verbindung zwischen Osterath und Philippsburg, einmal mit Halbbrücken-Konvertern (Abbildung 65) und mit Vollbrücken-Konvertern (Abbildung 66). Die hier dargestellten Ausfälle werden vom Gesamtnetz gut beherrscht. Es zeigt sich aufgrund der vollen Steuerbarkeit der VSC-Vollbrücken-Konverter auch während des Fehlers eine deutlich bessere Performance und eine signifikant geringere Anregung des Gesamtsystems. Der DC-Fehler wird im AC-Netz lediglich als kurzzeitige Umverteilung des Wirkleistungsflusses beobachtet, wodurch die Spannung an den beiden Konverter-Standorten nur sehr wenig beeinträchtigt wird. In weitergehenden Untersuchungen konnte dieses positive Systemverhalten der VSC-Vollbrücken-Konverter auch bei einem Doppelausfall nachgewiesen werden. Das beschriebene Verhalten könnte helfen, bei Netznutzungsfällen, bei denen die Generatoren und das gesamte Netz hinsichtlich der transienten Stabilität in kritischeren Betriebspunkten betrieben werden, eine deutliche Verbesserung der Stabilität herbeizuführen.

Indikative Bewertung der transienten Stabilität für das Szenario B 2022

Die indikative Prüfung des Szenario B 2022 (dieses Szenario wurde im Hinblick auf die transiente Stabilität nicht detailliert untersucht) anhand der stationären Auswertung eines Netznutzungsfalls zeigt vergleichbare Strombelastungen und Winkeldifferenzen im deutschen Übertragungsnetz wie im Szenario C 2022.

Die größten Belastungen treten auf den Transitleitungen in Norddeutschland und den Kuppelleitungen von TenneT TSO zu Amprion und TransnetBW auf, sowie besonders im Raum Remptendorf, also in der Grenzregion zwischen TenneT TSO und 50Hertz. Hier sind auf einzelnen Stromkreisen besonders hohe Werte für die zu übertragende Leistung zu verzeichnen. Die Strombelastung der Stromkreise übersteigt im (n-0)-Fall teilweise 2.000 A, Ströme über 2.200 A treten nur vereinzelt auf. Die anhand der Startnetztopologie ermittelten stabilitätsrelevanten Begrenzungen werden somit im Szenario B 2022 nicht überschritten.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass im Szenario B 2022 hinsichtlich der Vorbelastung keine kritischeren Zustände zu beobachten sind als im Szenario C 2022. Es ist somit davon auszugehen, dass die Bewertungskriterien für die transiente Stabilität eingehalten werden.

Indikative Bewertung der Stabilität für das Szenario B 2032

Die Auswahl des Netznutzungsfalles erfolgte analog zu der Auswahl bei den Szenarien B 2022 und C 2022. Dieses Szenario wurde im Hinblick auf die transiente Stabilität nicht detailliert untersucht. Eine erste Abschätzung deutet nicht auf Probleme hin bzw. kann davon ausgegangen werden, dass gegebenenfalls geeignete Abhilfemaßnahmen zur Verfügung stehen.

6.3.3 Fazit

Die Maßnahmen zur Weiterentwicklung des deutschen Übertragungsnetzes wurden anhand ausgewählter Netznutzungsfälle für das Szenario C 2022 systemdynamisch geprüft und für die Szenarien B 2022 und B 2032 indikativ bewertet. Aus den durchgeführten Untersuchungen lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

1. Der zunehmende Übertragungsbedarf und die zunehmenden Übertragungsentfernungen stellen neue Anforderungen an die Leistungsfähigkeit und die Flexibilität des deutschen Übertragungsnetzes. Die beschriebenen Maßnahmen sind aus Sicht der Netzdynamik und Stabilität für die Weiterentwicklung des deutschen Übertragungsnetzes grundsätzlich geeignet.
2. Die Bewertung der Spannungsstabilität und der transienten Stabilität ergab keine Verletzung der zugrunde liegenden Auslegungskriterien und damit keine potenzielle Systemgefährdung für den betrachteten Netznutzungsfall und die untersuchten Fehlerszenarien.
3. Für das 380-kV-Netz entsteht ein sehr hoher Blindleistungsbedarf. In erheblichem Umfang werden geregelte und ungeregelte Blindleistungskompensationsanlagen benötigt.
4. Der Ferntransit im 380-kV-Netz erhöht großräumig die Winkel zwischen den Netzspannungen. Hierdurch nehmen die Stabilitätsreserven weiter ab, die in der Vergangenheit teilweise die Beherrschung seltener, nicht auslegungsrelevanter Betriebszustände und Störungen ermöglichten. Das Netz wird zu immer häufigeren Zeiten an den Stabilitätsgrenzen zu betreiben sein. Des Weiteren wird die Beanspruchung von Erzeugungseinheiten durch Schaltvorgänge bei steigenden Netzwinkeln erhöht.
5. HGÜ-Fernübertragungsstrecken wirken sich durch die Entlastung des bestehenden 380-kV-Übertragungsnetzes sowie die dynamische Blindleistungsstützung positiv auf das Systemverhalten und die Stabilitätsreserven aus. Insbesondere sind folgende Aspekte hervorzuheben:
 - Der Blindleistungsbedarf des Netzes und der Aufwand für Kompensationseinrichtungen werden erheblich reduziert.
 - Die stationären Winkeldifferenzen werden deutlich verringert.
6. Durch die hochdynamische Spannungsstützung der HGÜ-Kopfstationen wird der Spannungstrichter im Falle von HGÜ-nahen Netzkurzschlüssen deutlich begrenzt. Hierdurch wird die Beeinträchtigung von Erzeugungseinheiten und Verbrauchern gemindert. Netzfehler in der Nähe der Kopfstationen beeinflussen die Leistungsübertragung der HGÜ. Die dadurch verursachte großräumige Wirkung auf das unterlagerte AC-Netz hängt von mehreren Faktoren ab, wie Leitungsgröße der HGÜ, Einbindung der Kopfstationen etc. Die Untersuchung von Ausfällen von HGÜ-Kanälen mit einer Leistung bis zu 4 GW ergab keine kritischen Zustände.

Für die weitere Entwicklung des Netzentwicklungsplans sind folgende Aspekte zu beachten:

- Andersartige Netznutzungsfälle können zu regional kritischeren Netzsituationen führen und gegebenenfalls Gegenmaßnahmen erfordern, die im NEP 2012 noch nicht identifiziert werden konnten.
- Die Wechselwirkungen mit dem Ausland sind weitergehend zu betrachten. Bei einer potenziellen Systemgefährdung können sich Anforderungen an den Ausbau der Interkonnektoren bzw. an die Begrenzung der Austauschleistung ergeben.
- Durch die HGÜ-Fernübertragungsstrecken entstehen weiträumige Auswirkungen von Netzfehlern. Diese sind durch die Dimensionierung der HGÜ, ihre AC-seitige Einbindung und das Regelungskonzept beeinflussbar und müssen eingehend analysiert werden.

- Trotz HGÜ-Fernübertragungsstrecken ist der Blindleistungsbedarf des Netzes immens. Neben der Bewertung des Blindleistungshaushaltes und der Spannungstabilität ist zu untersuchen, ob und unter welchen Voraussetzungen ein hochgradig querkompensiertes Netz auch betreibbar ist (aufwändige betriebliche Koordinierung der Zu- und Abschaltung von Blindleistungskompensationsanlagen zur Vermeidung von wechselseitigen Beeinflussungen, Verhalten des Netzes bei Verbrauchs- bzw. Spannungsschwankungen, Veränderung der Netzresonanzen etc.).
- Die Optimierung des Gesamtsystems erfordert Sensitivitätsbetrachtungen mit Einbindung weiterer oder leistungsstärkerer HGÜ-Verbindungen zur Reduzierung des Ferntransports im AC-Netz.
- HGÜ-Kanäle nehmen bei Ausfall von Transportleitungen im Gegensatz zu Stromkreisen im AC-Netz nicht automatisch zusätzliche Leistung auf. Die (n-1)-Sicherheit für das AC/DC-Gesamtsystem ist daher allein durch freie Transportquerschnitte im AC-System sicherzustellen. Diese können bei Ausfall einer HGÜ mit höherer Leistungsklasse unzureichend sein. Insbesondere zur Beherrschung von (n-2)-Ausfällen sind alternative Regelkonzepte zu untersuchen (Special Protection Schemes).

6.4 SENSITIVITÄTEN BEI REDUZierter VERBRAUCHERLAST

Die Genehmigung des Szenariorahmens verlangt die Durchführung von Sensitivitätsbetrachtungen, in denen die Auswirkungen einer 10%igen Absenkung des Stromverbrauchs bis 2020 und eine 25%ige Absenkung bis 2050 bezogen auf das Basisjahr 2008 auf den Netzausbaubedarf ermittelt werden sollen. Zu diesem Zweck ist im Folgenden den zuvor betrachteten Szenarien ohne Lastabsenkung (Basisszenario) jeweils ein Szenario mit entsprechend abgesenkter Last gegenübergestellt (Szenario Lastreduktion). Damit können die Auswirkungen auf die notwendigen Übertragungskapazitäten abgeschätzt werden.

Es werden die in Kapitel 6.2 beschriebenen Netzmodelle jeweils mit den Netznutzungsszenarien Basis und Lastreduktion beaufschlagt, indem auf Basis der Marktsimulationsergebnisse (siehe Kapitel 4) für 8.760 Stunden Leistungsflussberechnungen durchgeführt werden. Die Auswirkungen der Lastreduktion auf die notwendigen Übertragungskapazitäten werden mittels einer statistischen Auswertung der resultierenden Zweigauslastungen bewertet. Im Rahmen der Sensitivitätsbetrachtungen werden demnach keine topologischen Veränderungen der Netzmodelle durchgeführt. Tabelle 14 gibt einen Überblick über die im Folgenden detailliert dargestellten Szenarien.

TABELLE 14: SZENARIEN ZUR BEWERTUNG DER AUSWIRKUNG EINER LASTREDUKTION AUF NOTWENDIGE ÜBERTRAGUNGSKAPAZITÄTEN

	Basisfall:	Lastreduktion
2022	B 2022-Basis	B 2022-Lastreduktion
2032	B 2032-Basis	B 2032-Lastreduktion

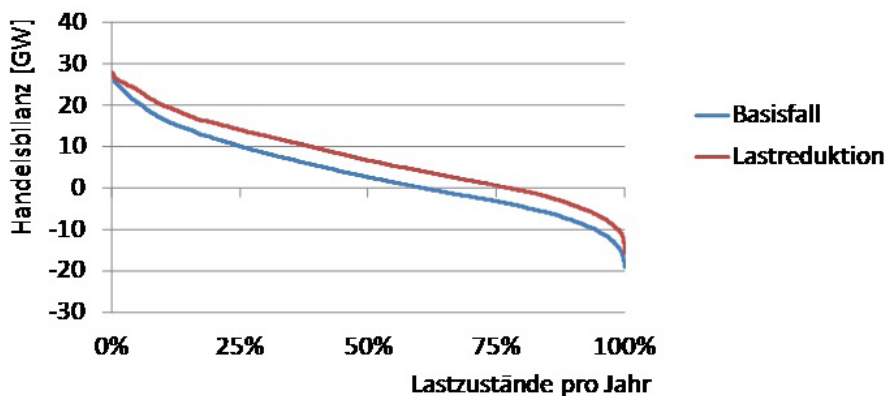
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

6.4.1 Szenario B 2022

Die im Szenario B 2022-Lastreduktion gegenüber dem Szenario B 2022-Basis um 10 % innerhalb Deutschlands reduzierte Last wird zum einen durch eine verringerte Erzeugungsleistung in Deutschland und zum anderen durch eine Erhöhung der deutschen Exporte ausgeglichen. Daneben wird durch die Lastreduktion die Wahrscheinlichkeit von Situationen leicht erhöht, in denen die „Must-Run“-Erzeugung die Summe aus Verbrauch und Exportmöglichkeiten übersteigt und demzufolge eine stärkere Reduzierung der Einspeisung aus regenerativen Quellen erforderlich wird. Statt einer Drosselung dieser Einspeisung um 0,1 TWh im B 2022-Basisszenario ist im Szenario B 2022-Lastreduktion eine Verringerung um 0,3 TWh erforderlich.

Abbildung 67 zeigt im Vergleich die Dauerlinien der deutschen Handelsbilanzen für die Szenarien B 2022-Basis und B 2022-Lastreduktion im Vergleich. Mit den steigenden Exportmengen aus Deutschland sind entsprechende Änderungen im europäischen Kraftwerkseinsatz verbunden. Nachfolgend werden die daraus resultierenden Leistungsflussänderungen und aufbauend darauf die Änderungen in den notwendigen Übertragungsanforderungen analysiert.

ABBILDUNG 67: DAUERLINIE DER DEUTSCHEN HANDELSBILANZ FÜR DIE SZENARIEN B 2022-BASIS UND B 2022-LASTREDUKTION ⁴⁸



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

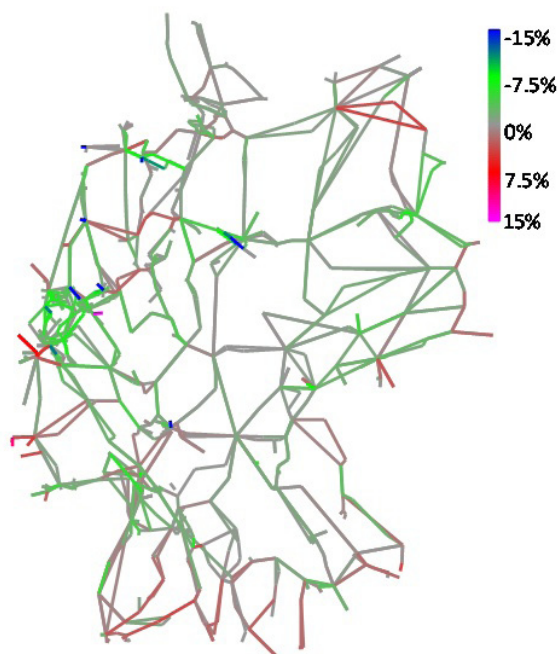
Die Bewertung der Auswirkungen der Lastreduktion auf die notwendigen Übertragungskapazitäten erfolgt mittels einer statistischen Auswertung von Leistungsflussergebnissen einer Jahressimulation für die Szenarien B 2022-Basis und B 2022-Lastreduktion. Unter der Annahme, dass das Übertragungsnetz die sich aus einem Netznutzungsszenario ergebenden Transportanforderungen vollständig erfüllen muss, ist die Betrachtung der maximal auftretenden Leitungsauslastungen zur Beurteilung des notwendigen Ausbaubedarfs erforderlich. Um aber den Einfluss einzelner evtl. besonders kritischer Stunden auch vor dem Hintergrund unvermeidbarer Modellierungsungenauigkeiten in Marktsimulation und Netzberechnung nicht überzubewerten, kommt anstelle der maximalen Leitungsauslastung das 95-%-Quantil als Bewertungsgrundlage zur Anwendung. Das 95-%-Quantil gibt diejenige Leitungsauslastung an, die mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 % nicht überschritten wird⁴⁹, stellt also ein gutes Maß dafür dar, wie hoch sich die Übertragungsanforderung an eine Leitung über das simulierte Jahr gesehen darstellt.

In Abbildung 68 ist die Differenz der 95-%-Quantile der Leitungsauslastungen für das Szenario B 2022-Basis und B 2022-Lastreduktion dargestellt. Auf grün oder blau eingefärbten Leitungen ist die Übertragungsanforderung im Szenario B 2022-Lastreduktion geringer als im Szenario B 2022-Basis, wohingegen es sich für eine Leitung in Rottönen umgekehrt darstellt. Die deutsche Lastreduktion und die Änderungen im europäischen Kraftwerkseinsatz führen zu Unterschieden in den Leistungsflusssituationen der einander gegenübergestellten Szenarien, wobei die daraus resultierenden Übertragungsanforderungen der einzelnen Leitungen durch eine Vielzahl sich aus der Jahressimulation ergebender unterschiedlicher Effekte beeinflusst sind. Für einen Großteil der Leitungen kommt es aber zu keinen signifikanten Differenzen in den durch das 95-%-Quantil beschriebenen Übertragungsanforderungen. Insbesondere in Regionen mit hoher erneuerbarer und wenig regelbarer konventioneller Erzeugung kommt es durch den geringeren lokalen Verbrauch zu höheren Transitanforderungen. Deutliche Erhöhungen der Übertragungsanforderungen entstehen als Folge des höheren Exportes von Deutschland, vor allem an den grenznahen Leitungen.

⁴⁸ Die Dauerlinie einer Handelsbilanz gibt an, in wie vielen Lastzuständen pro Jahr eine bestimmte Handelsbilanz überschritten wird. Eine positive Handelsbilanz entspricht dabei einem Export von Deutschland, wohingegen eine negative Handelsbilanz einen Import darstellt.

⁴⁹ Bei den hier durchgeführten Untersuchungen bedeutet dies konkret, dass bei 8.760 Lastflussergebnissen die Auslastung einer Leitung in 438 Fällen höher liegt als das ausgewertete 95-%-Quantil.

ABBILDUNG 68: DIFFERENZEN DER ÜBERTRAGUNGSANFORDERUNGEN AN AC-LEITUNGEN (95-%-QUANTIL DER LEITUNGS-AUSLASTUNGEN) FÜR DIE NETZNUTZUNGSSZENARIEN B 2022-BASIS UND B 2022-LASTREDUKTION⁵⁰



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

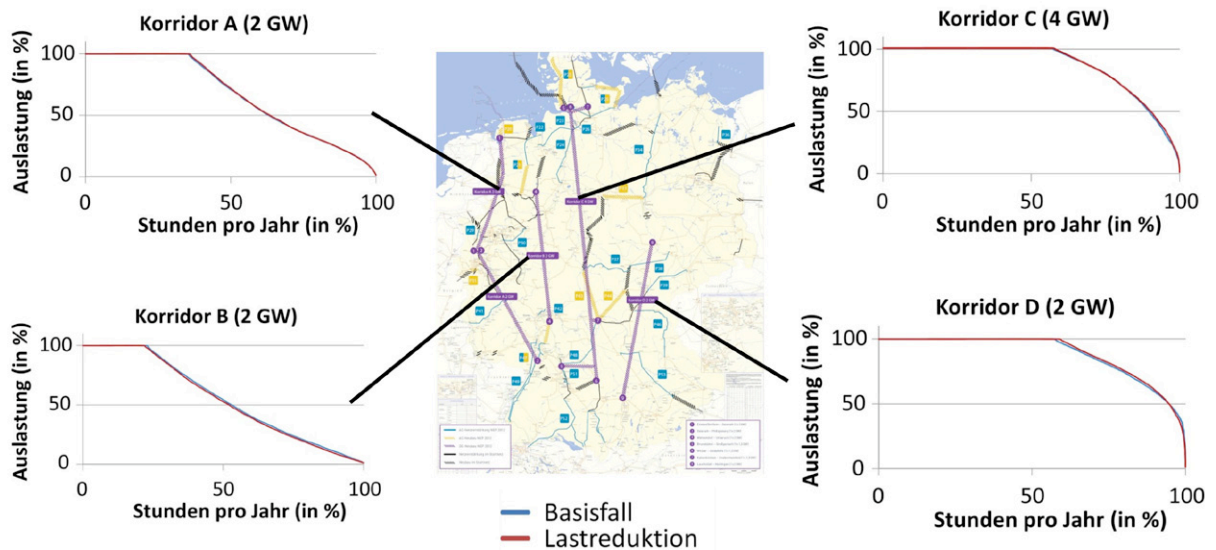
Neben den zuvor diskutierten Auslastungsunterschieden der AC-Leitungen sind auch die Auslastungen der HGÜ-Systeme von Interesse. In Abbildung 69 sind die Auslastungsdauerlinien der geplanten HGÜ-Korridore dargestellt. Die Dauerlinien ergeben sich aus den absteigend sortierten mittleren Auslastungen der zu einem Korridor zusammengefassten HGÜ-Systeme⁵¹ und geben die Auslastung an, die für eine Anzahl von Lastzuständen pro Jahr überschritten wird.

Der dargestellte Vergleich zwischen dem Szenario B 2022-Basis und B 2022-Lastreduktion zeigt keine signifikanten Unterschiede in den HGÜ-Auslastungen, wobei zu beachten ist, dass die Auslastungen der HGÜ-Systeme durch deren Regelung bestimmt werden, mit der sichergestellt wird, dass in Situationen mit hohem Transportbedarf die HGÜ-Kapazitäten vollständig ausgeschöpft werden.

⁵⁰ Die 95-%-Quantile der Leitungsauslastungen werden als Übertragungsanforderungen interpretiert und ergeben sich aus einer statistischen Auswertung von Jahressimulationen. Demzufolge kann Abbildung 68 nicht einem konkreten Zeitpunkt zugeordnet werden, sondern stellt für jede Leitung die Differenz der sich über das gesamte Jahr berechneten Übertragungsanforderungen dar.

⁵¹ Die Auslastung eines HGÜ-Korridors ist als mit der Übertragungsleistung gewichteter Mittelwert der Auslastungen der zu einem Korridor zusammengefassten HGÜ-Systeme definiert.

ABBILDUNG 69: GEGENÜBERSTELLUNG VON AUSLASTUNGSDAUERLINIEN DER HGÜ-KORRIDORE IM SZENARIO B 2022-BASIS UND B 2022-LASTREDUKTION

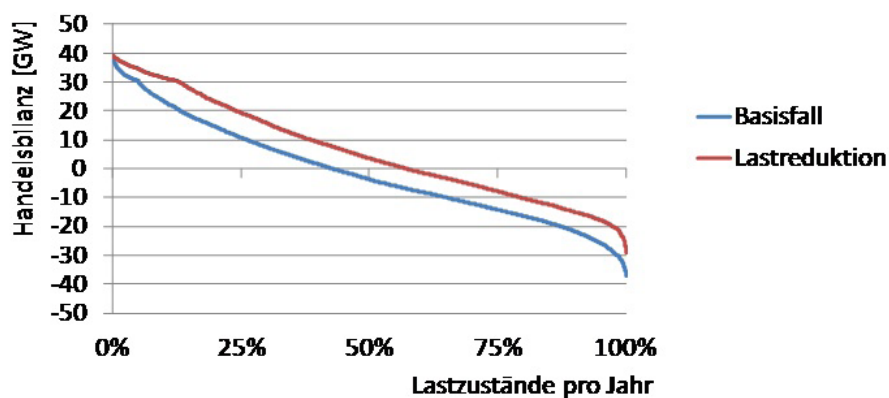


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

6.4.2 Szenario B 2032

Analog zu Kapitel 6.4.1 findet sich im Folgenden eine Gegenüberstellung der Szenarien B 2032-Basis und B 2032-Lastreduktion. Die im Szenario B 2032-Lastreduktion gegenüber dem Szenario B 2032-Basis um 16 % reduzierte Last wird zum einen durch eine Erhöhung der Exporte von Deutschland ausgeglichen. Abbildung 70 stellt die Dauerlinien der deutschen Handelsbilanz für beide Szenarien einander gegenüber. Zwar nehmen Exporte zu und Importe ab, doch reduziert sich infolge der Lastreduktion auch die marktbasierend eingesetzte Erzeugung in Deutschland. In Fällen, in denen die Exportkapazitäten nicht ausreichen bzw. die Nachbarländer ebenfalls einen Überschuss an „Must-Run“-Erzeugung aufweisen, wird eine stärkere Reduzierung der erneuerbaren Einspeisung erforderlich. Während im Szenario B 2032-Basis eine Verringerung um 2,3 TWh notwendig wird, ist im Szenario B 2032-Lastreduktion von einer Reduzierung um 6,9 TWh auszugehen.

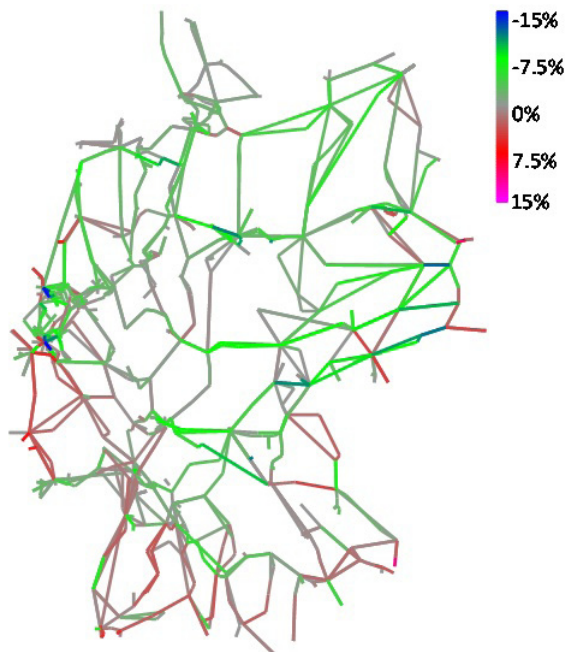
ABBILDUNG 70: DAUERLINIE DER DEUTSCHEN HANDELSBILANZ FÜR DIE SZENARIEN B 2032-BASIS UND B 2032-LAST-REDUKTION



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Um die Auswirkungen der Lastreduktion auf die notwendigen Übertragungskapazitäten abzuschätzen, ist analog zu Abbildung 68 für das Jahr 2022 in Abbildung 71 die Differenz der Übertragungsanforderung an die AC-Leitungen für die Szenarien B 2032-Basis und B 2032-Lastreduktion dargestellt. Die deutsche Lastreduktion und die damit verbundenen Änderungen im europäischen Kraftwerkseinsatz beeinflussen die sich einstellenden Leistungsflüsse und führen zu Änderungen der Übertragungsanforderungen einiger Leitungen. Ähnlich dem zuvor betrachteten Szenario B 2022 kommt es auch im Szenario B 2032 durch die Lastreduktion und den damit verbundenen höheren Exporten zu erhöhten Übertragungsanforderungen an die grenznahen Leitungen.

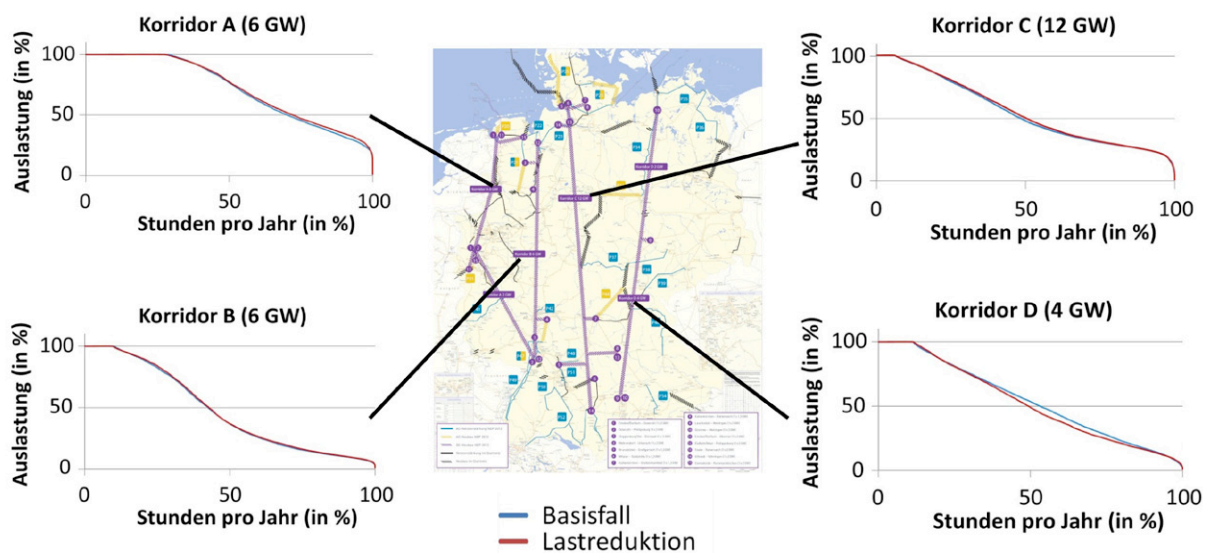
ABBILDUNG 71: DIFFERENZEN DER ÜBERTRAGUNGSANFORDERUNGEN (95%-QUANTIL DER LEITUNGS AUSLASTUNGEN) DER NETZNUTZUNGSSZENARIOEN B 2032-BASIS UND B 2032-LASTREDUKTION



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Neben dem zuvor diskutierten AC-Netz sind auch die Auslastungen der HGÜ-Systeme von Interesse. In Abbildung 72 sind die Auslastungsdauerlinien der geplanten HGÜ-Korridore für die Szenarien B 2032-Basis und B 2032-Lastreduktion einander gegenübergestellt. Es lassen sich keine signifikanten Unterschiede in deren Auslastungen ableiten.

ABBILDUNG 72: GEGENÜBERSTELLUNG VON AUSLASTUNGSDAUERLINIEN DER HGÜ-KORRIDORE IM SZENARIO B 2032-BASIS UND B 2032-LASTREDUKTION



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

6.4.3 Fazit

Die untersuchten Szenarien zur Lastreduktion zeigen im Vergleich zu den jeweiligen Basisszenarien Änderungen im Kraftwerkseinsatz und erhöhte Exporte aus Deutschland. Insbesondere entstehen höhere Übertragungsanforderungen bei grenznahen Leitungen, wohingegen einige innerdeutsche Leitungen eher geringer belastet werden.

Grundsätzlich führt eine nur in Deutschland reduzierte Last zur Preisveränderung im europäischen Energiemarkt und damit zu einem erhöhten Export aus Deutschland. Die Auslastungsdauerlinie der HGÜ-Korridore ändert sich durch die Lastreduktion kaum, wobei dort zu beachten ist, dass durch die Regelung der HGÜ in der Simulation sichergestellt wird, dass bei hohem Transportbedarf deren Kapazitäten ausgeschöpft werden.

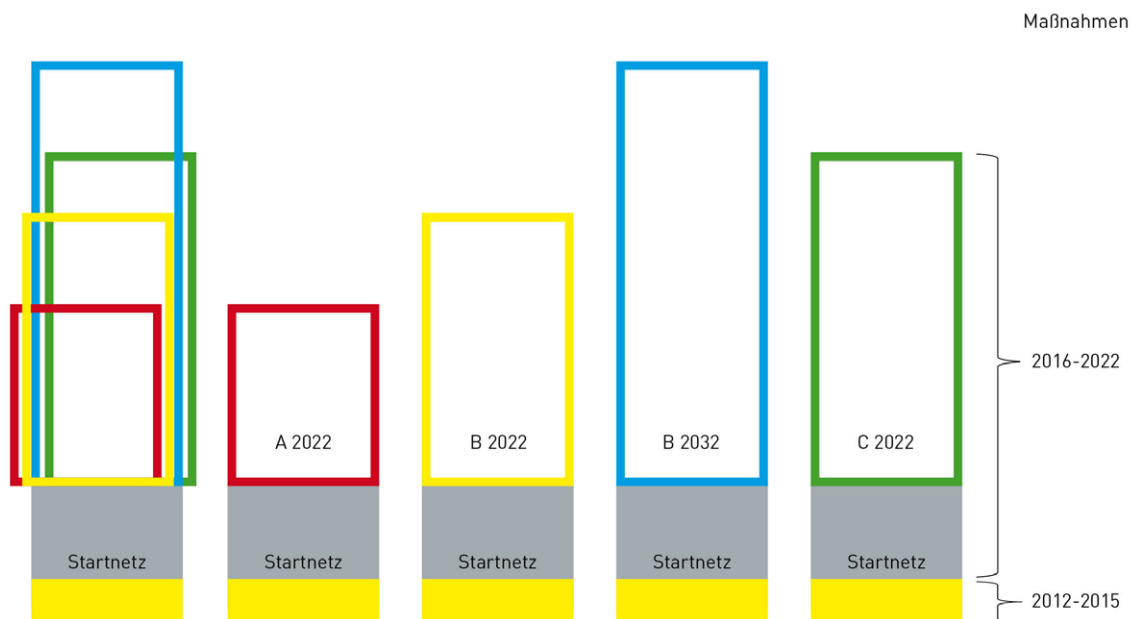
Insgesamt kann festgehalten werden, dass die Lastreduktion keine signifikanten Auswirkungen auf das Netzausbauvolumen hat.

6.5 ERGEBNIS UND EMPFEHLUNG

Wirtschaftlichkeit, Kosteneffizienz und bedarfsgerechte Auslegung des Übertragungsnetzes sind die wesentlichen Prämissen der Netzplanung. Für den Netzentwicklungsplan sind daher Netzmaßnahmen je Szenario zu ermitteln, die zusammen mit dem Startnetz sowohl der vorrangigen Einspeisung erneuerbarer Energien, als auch der Gewährleistung der System- und Versorgungssicherheit und Stabilität genügen. Diese Maßnahmen sind für jedes Szenario so aufeinander zu einem Gesamtkonzept abgestimmt, dass diese Forderungen erfüllt sind. Daher sind Maßnahmen aus verschiedenen Szenarien nicht frei miteinander kombinierbar.

Die Netzausbauvolumina der Szenarien sind untereinander zu großen Teilen deckungsgleich und lassen sich, ausgehend vom Szenario A 2022, im Wesentlichen durch Teilmengen mit geringen Abweichungen beschreiben. Dies ist in Abbildung 73 schematisch dargestellt.

ABBILDUNG 73: GEGENÜBERSTELLUNG DER NETZAUSBAUVOLUMEN DER SZENARIEN



In jedem Szenario sind die Maßnahmen der Startnetztopologie enthalten. Diese gliedern sich in verbindliche Maßnahmen, die in den nächsten drei Jahren erforderlich sind sowie Planungen der Folgejahre, die sich in Umsetzung bzw. in Planungsverfahren befinden (siehe Kapitel 5.2.3).

Zusätzlich wurden für jedes Szenario Maßnahmen ermittelt, die für einen bedarfsgerechten Ausbau notwendig sind. Wichtige Treiber sind die Erzeugung von Windenergie offshore und onshore im küstennahen Bereich sowie der Energieaustausch mit dem Ausland. Mit deren Zunahme steigen die weiträumigen Leistungstransporte und damit auch das erforderliche Netzausbauvolumen.

Die vier HGÜ-Korridore A-D übernehmen die weiträumige Übertragungsaufgabe vom Norden in den Süden und unterstützen die Systemsicherheit. Bei zunehmendem Übertragungsbedarf muss die Leistungsfähigkeit erhöht werden. Daher sind Länge sowie Struktur an den Anfangs- und Endpunkten der Korridore in den jeweiligen Szenarien entsprechend angepasst.

Trotz des Einsatzes der Gleichstromtechnologie für die weiträumige Transportaufgabe kann der zusätzliche Ausbau des 380-kV-Drehstromnetzes nicht vermieden werden. Zur Minimierung des Bedarfs an neuen Trassen wird dieser Ausbau soweit möglich in den Trassen des heutigen 220-kV-Netzes angestrebt. Die Versorgung der unterlagerten Verteilungsnetze erfordert entsprechend den Erhalt und Ausbau von Drehstromtechnik in diesen Bereichen.

Die Netzausbauvolumina untereinander bilden Teilmengen, die sich überlappen. Der Grund dafür ist, dass in einigen Netzgebieten für den Transportbedarf der Szenarien A 2022 und B 2022 ein Ausbau in der Drehstromtechnologie (380 kV AC) ausreichend ist. Bei höherer Transportaufgabe wie z. B. in Szenario C 2022 oder B 2032 kommen, bedingt durch den verstärkten Ausbau der Windenergie, HGÜ-Korridore mit höherer Leistung zum Einsatz. Diese stellen an diesen Punkten eine technische Alternative zum Ausbau im Drehstromnetz (P43, P48, P53) dar.

Ausgehend vom Bestandnetz mit rund 35.000 km Höchstspannungsleitungen variiert das Optimierungs- und Umbauvolumen auf Bestandstrassen (Um- oder Zubeseilungen, Neubau einer leistungsfähigeren Leitung im Verlauf einer heute bestehenden Leitung) je nach Szenario zwischen rund 4.200 km und 4.500 km; der notwendige Trassenneubedarf für Leitungen je nach Szenario zwischen 3.500 km und 4.700 km.

ABBILDUNG 74: LÄNGEN DER TRASSENOPTIMIERUNGEN IN ABHÄNGIGKEIT DER SZENARIEN

Trassenoptimierungen im Bestand

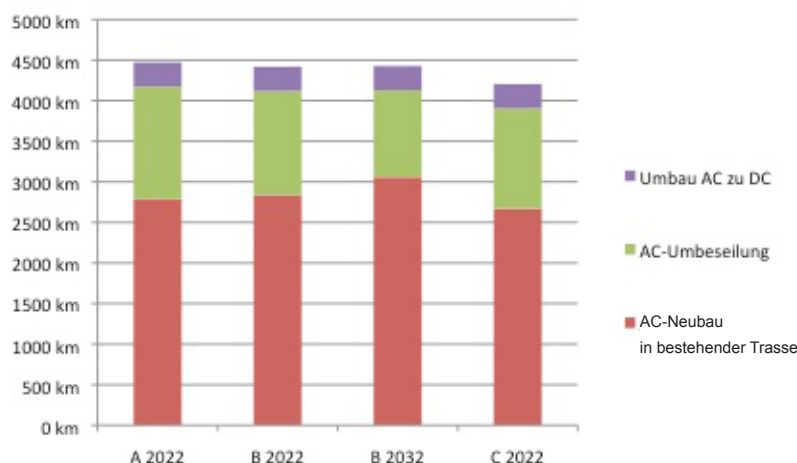
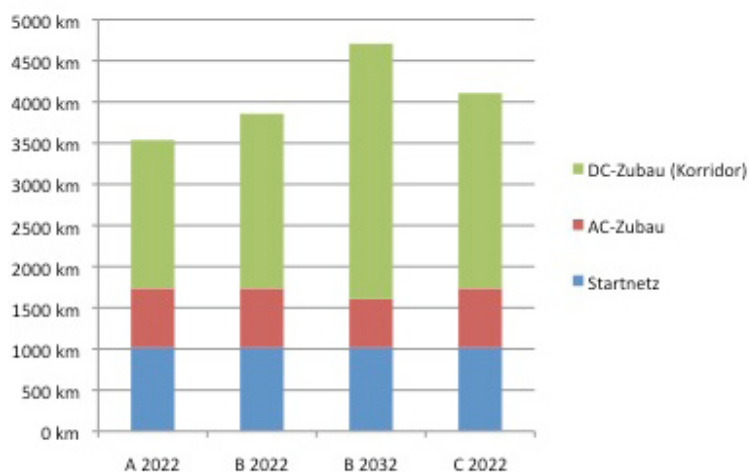


ABBILDUNG 75: NEUBAUTRASSEN IN ABHÄNGIGKEIT DER SZENARIEN

Neubautrassen

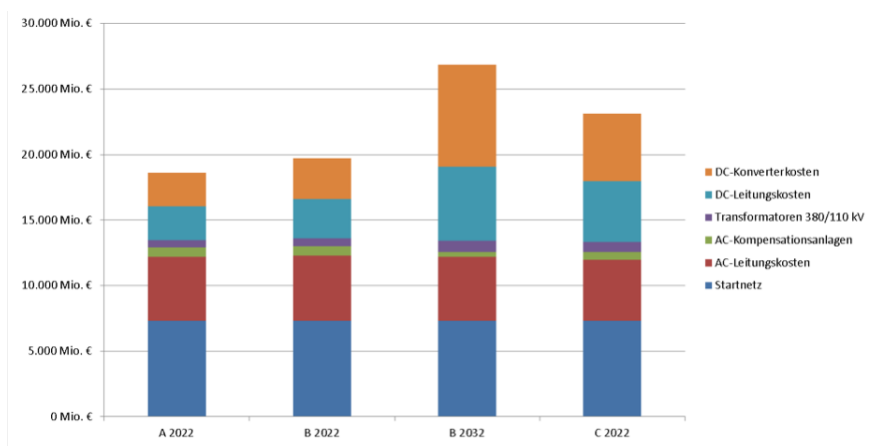


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In Abbildung 76 sind die geschätzten Investitionskosten für die Netzausbauvolumina der Szenarien dargestellt. In allen Szenarien sind die Investitionskosten des Startnetzes berücksichtigt.

ABBILDUNG 76: ABSCHÄTZUNG DER INVESTITIONSKOSTEN IN ABHÄNGIGKEIT DER SZENARIEN

Investitionskostenschätzung im NEP 2012



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Der bereits dargestellte Zusammenhang von der küstennahen Erzeugung der Windenergie und der Zunahme der Übertragungsaufgabe spiegelt sich in den Kosten wider.

Die Sensitivitätsbetrachtungen der Szenarien zeigen, dass die Reduktion der Verbraucherlast keine signifikanten Auswirkungen auf das Netzausbauvolumen und somit auf die Investitionskosten hat.

Die Szenarien A 2022, B 2022 und C 2022 berücksichtigen unterschiedliche Entwicklungen im konventionellen Kraftwerkspark und den erneuerbaren Energien. Die Analyse der jeweiligen Netzausbauvolumina zeigt, dass die Ausbaustrategie, ausgehend vom Netzvolumen des Szenarios B 2022, die größte Schnittmenge mit den sonstigen Szenarien hat. Sie erlaubt zudem eine Anpassung in Richtung der Szenarien A 2022 oder C 2022.

Als Ergebnis der Untersuchungen zum Netzentwicklungsplan 2012 wird daher empfohlen, die Netzmaßnahmen des Leitszenarios B 2022 als Grundlage für einen bedarfsgerechten Netzausbau zu verwenden.

Im Szenario B 2022 liegt der Trassenneubau bei rund 3.800 km, davon rund 2.100 km als HGÜ-Korridore. Die zusätzliche Neubaulänge in bestehenden Trassen sowie Zubeseilung beträgt rund 4.400 km. Die Übertragungskapazität der HGÜ-Korridore A-D liegt bei 10 GW. Die abgeschätzten Investitionskosten liegen bei rund 20 Mrd. €.

7 KONSULTATION

Die Übertragungsnetzbetreiber stellen mit dem vorliegenden Entwurf zum Netzentwicklungsplan gewählte Verfahren, Methoden und genutzte Daten sowie die daraus abgeleiteten Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Stromnetzes der Öffentlichkeit zur Verfügung. Der vorliegende Netzentwicklungsplan bildet dabei nicht das einzig mögliche oder ein mathematisch optimales Modell ab, sondern stellt eine Lösung dar, die mit Blick auf das Bestandsnetz allen Anforderungen, insbesondere bei der Umsetzung der Anforderungen des Szenariorahmens, effizient gerecht wird. Die Übertragungsnetzbetreiber sind offen für andere Perspektiven und Meinungen. Sie sind sich dabei ihrer Verantwortung sowie ihren Pflichten gegenüber Gesellschaft und Umwelt bewusst. Vor diesem Hintergrund haben die Übertragungsnetzbetreiber eine Reihe von Maßnahmen umgesetzt, um für eine breite Einbindung der interessierten Öffentlichkeit zu sorgen. So wurde bereits 2011 die Internetplattform www.netzentwicklungsplan.de ins Leben gerufen, um jederzeit aktuelle Informationen bereitzustellen. Darüber hinaus wurde und wird zusätzlich zu den vorgeschriebenen Konsultationen eine Informations- und Dialogreihe angeboten.

In drei Veranstaltungen für die Öffentlichkeit, für Verteilungsnetzbetreiber und für die Presse wurden die allgemeinen inhaltlichen Schwerpunkte eines Netzentwicklungsplans, die Netzplanungsmethode und die Erwartungen an den Netzentwicklungsplan thematisiert. Dabei wurden eine Reihe von interessanten Vorschlägen und Anregungen aufgenommen, die bereits in die Entwicklung des ersten Netzentwicklungsplans Eingang gefunden haben. Dazu gehören beispielsweise Hinweise zur besonderen Betrachtung von Lastsensitivitäten, zur Erläuterung der Zusammenhänge bei der Netzplanung, zur Plausibilisierung von Startnetzmaßnahmen oder zur Betrachtung von alternativen Technologien. Weitere Anmerkungen sollen in den Netzentwicklungsplänen der Zukunft stärker berücksichtigt werden, zum Beispiel die Entwicklung einer präziseren Methodologie für die Ermittlung und Regionalisierung der Erzeugungsszenarien sowie eine noch engere Zusammenarbeit mit den Verteilungsnetzbetreibern zur Ermittlung der Netzäquivalente für die Netzberechnungen.

In der Zeit vom 30. Mai 2012 bis zum 10. Juli 2012 findet die Konsultation des Entwurfs des Netzentwicklungsplans durch die Übertragungsnetzbetreiber statt. In diesem Zeitraum haben alle Interessierten die Gelegenheit, sich schriftlich zum Netzentwicklungsplan zu äußern. Dies kann online über die Eingabe in eine Konsultationsmaske auf www.netzentwicklungsplan.de/content/konsultation-2012, per E-Mail an Konsultation@nep.de oder offline auf postalischem Wege geschehen. Die Anschrift lautet: Netzentwicklungsplan Strom, Postfach 10 05 72, 10565 Berlin. Die Stellungnahmen werden nicht individuell beantwortet. Nach Abschluss des Konsultationsverfahrens zum Entwurf des Netzentwicklungsplans werden alle sachlichen Beiträge online auf der o. g. Website veröffentlicht. Auch die Phase der Konsultation wird mit geeigneten Veranstaltungen begleitet, die auf der Internetplattform angekündigt werden.

Nach Abschluss der Konsultation prüfen und überarbeiten die Übertragungsnetzbetreiber den vorliegenden Entwurf des Netzentwicklungsplans im Hinblick auf die während der Konsultation eingebrachten Anmerkungen. Der zweite Entwurf des Netzentwicklungsplans wird die Ergebnisse der Konsultation sowie eine zusammenfassende Erklärung der ÜNB an dieser Stelle in Kapitel 7 enthalten und dann auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht werden.

Zusammen mit den Ergebnissen aus der vorgelagerten Konsultation zum Szenariorahmen sowie der nachgelagerten Konsultation durch die BNetzA wird so kontinuierlich die Expertise aus Gesellschaft, Politik, Wissenschaft und Wirtschaft Eingang im Netzentwicklungsplan finden und ergänzt die Betreiberperspektive. Diese Form der Berücksichtigung verschiedener Sichtweisen erhöht die Qualität des Produktes und ist nach Ansicht der Übertragungsnetzbetreiber ein gutes Mittel, um ein besseres Verständnis und eine breitere Akzeptanz für die notwendigen Netzausbaumaßnahmen zu erreichen.

Weitere Informationen und die Möglichkeit zur Teilnahme an der Konsultation sind unter www.netzentwicklungsplan.de zu finden. Die Übertragungsnetzbetreiber laden zur Teilnahme ein und freuen sich über eine rege Beteiligung.

8 FAZIT

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) leisten einen wesentlichen Beitrag zur Umsetzung der Energiewende in Deutschland und zeigen mit diesem Entwurf des Netzentwicklungsplans 2012 den dafür benötigten Netzausbau in den nächsten zehn Jahren auf.

Der Netzentwicklungsplan bezieht sich auf den Ausbaubedarf im deutschen Onshore-Stromtransportnetz und basiert auf den gesetzlichen Grundlagen im Energiewirtschaftsgesetz (§ 12 a-d EnWG). Die ÜNB legen mit diesem Plan die Grundlage für Versorgungssicherheit und stabilen Netzbetrieb in den nächsten zehn Jahren unter Berücksichtigung der Integration erneuerbarer Energien und der Entwicklung eines europäischen Strommarktes unter den festgesetzten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Netzoptimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen wurden gegenüber Ausbaumaßnahmen priorisiert. Bundesweit ergibt sich ein erheblicher Entwicklungsbedarf. Der Schwerpunkt sind leistungsstarke Nord-Süd-Verbindungen. Erforderlich sind Netzverstärkungen und -optimierungen in vorhandenen Trassen auf einer Länge von 4.400 km. Die Neubauerfordernisse umfassen 1.700 km Drehstromleitungstrassen und 2.100 km Korridore für Hochspannungsgleichstromleitungen. Die Gesamtinvestitionen in den nächsten zehn Jahren für den Ausbau des Transportnetzes betragen ca. 20 Mrd. Euro.

Der NEP zeigt für vier von der Bundesnetzagentur genehmigte und vorher öffentlich konsultierte Erzeugungs- und Verbrauchsszenarien Maßnahmen auf, die allen vom Gesetzgeber und der Regulierungsbehörde gesetzten Anforderungen gerecht werden. Den Netzausbaubedarf bestimmen maßgeblich Eingangsgrößen wie Art, Menge und geographische Verteilung der regenerativen Erzeugung, die verfügbaren konventionellen Kraftwerke und die Verpflichtung zur vollständigen Aufnahme und zum Weitertransport der regenerativ erzeugten Energie. Drei der vier Szenarien beziehen sich auf das Zieljahr 2022. In einem der Szenarien (A 2022) werden der angestrebte Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Stromerzeugung, die Senkung des Primärenergieverbrauchs sowie die Reduktion der Treibhausgasemissionen nicht vollständig erreicht. Szenario B 2022 basiert in seinen Annahmen auf der Leitstudie 2010 des BMU und wurde zusätzlich in einem Ausblick auf das Zieljahr 2032 (Szenario B 2032) untersucht, um festzustellen, inwieweit sich die Netzausbaumaßnahmen in der längerfristigen Perspektive bestätigen. Szenario B erfüllt alle Anforderungen für das Jahr 2022. Der aus Szenario B 2022 resultierende Netzausbau stellt deshalb das Ergebnis des NEP dar und das diesbezügliche Maßnahmenpaket wird zur Konsultation gestellt. Szenario C bildet die Aggregation der energiepolitischen Ziele der Länder ab. Es geht über die Ausbauerwartungen für erneuerbare Energien des Szenarios B 2022 hinaus, wird aber von der Fortschreibung des Szenarios B bis 2032 hinsichtlich der Nutzung regenerativer Energien übertroffen. Folgerichtig bildet Szenario B 2022 einen verlässlichen Entwicklungspfad für den Netzausbau ab. Von diesem Leitszenario dürfte mit hoher Wahrscheinlichkeit keine der berechneten Maßnahmen entbehrlich sein.

Der NEP 2012 zeigt den Übertragungsbedarf zwischen Anfangs- und Endpunkten auf. Anfangspunkte liegen in der Regel in Regionen mit Erzeugungsüberschuss, Endpunkte in solchen mit hohem Verbrauch bzw. an Standorten von Kernkraftwerken, die bis zum Jahr 2022 stillgelegt sein werden. Konkrete Trassenkorridore werden erst in der Bundesfachplanung durch die BNetzA bzw. in der Raumordnung durch die Bundesländer festgelegt. Der NEP 2012 legt weder zukünftige Kraftwerke und Standorte für EE-Anlagen oder ein künftiges Marktdesign fest, noch gibt er dafür Empfehlungen oder Optimierungsvorschläge.

Der berechnete Übertragungsbedarf entsteht unter den gegebenen Voraussetzungen und den Eingangsgrößen, die durch das jeweilige Szenario bestimmt sind. Die Maßnahmenpakete sind aufeinander abgestimmt. Die Ergebnisse des NEP sind nicht frei kombinierbar oder untereinander austauschbar. Eine Schnittmenge aus den Szenarien wäre nicht zwingend ein sicheres Netz. Transportkapazität, Systemstabilität und -sicherheit wären so nicht gewährleistet.

Leitungsbaumaßnahmen, die bereits konkret geplant sind, wurden als realisiert angenommen. Soweit sie sich noch nicht im Bau befinden, wurden sie hinsichtlich ihrer Notwendigkeit noch einmal plausibilisiert. Dabei haben sich die Funktionalität einer EnLAG-Neubaumaßnahme (Weier – Villingen) und einer Neubeseilung (Hamburg-Nord – Hamburg-Ost) aufgrund der neuen Netztopologie als nicht mehr nötig herausgestellt. Diese Maßnahmen wurden folgerichtig aus dem NEP 2012 entfernt.

Neben dem Ausbau des 380-kV-Drehstromnetzes werden Hochspannungs-Gleichstrom-Verbindungen (HGÜ) für den hohen Übertragungsbedarf von Norden nach Süden vorgesehen. Sie ermöglichen auf den langen Strecken eine verlustarme Übertragung und stabilisieren bei Einsatz moderner Technologie das Drehstromnetz. Die abschnittsweise Verkabelung von HGÜ-Verbindungen ist technologisch möglich. Eine Entscheidung darüber ist nicht Inhalt des NEP 2012, sondern wird erst im Rahmen der weiteren Trassenplanung bzw. der Bundesfachplanung oder im Genehmigungsverfahren getroffen. Für die weiträumige Übertragung ist neben dem Einsatz der Gleichstromtechnologie die zusätzliche Optimierung und Erweiterung des 380-kV-Drehstromnetzes notwendig. Zur Minimierung des Bedarfs an neuen Trassen wird dieser Ausbau soweit möglich in den Trassen des heutigen 220-kV-Netzes angestrebt. Der im NEP vorgeschlagene kombinierte Einsatz von DC- und AC-Technologie ermöglicht eine gesamthafte Optimierung des Übertragungsnetzes für die historisch gewachsenen Versorgungsaufgaben und den künftigen Ferntransportbedarf im Hinblick auf Netzstabilität, Wirtschaftlichkeit und Rauminanspruchnahme.

Die im NEP ermittelten Investitionssummen spiegeln die große Zahl der notwendigen Entwicklungsmaßnahmen wider. Kosten des Offshore-Netzes sind darin nicht enthalten. Im Rahmen der Gesamtkosten der Energiewende stellen sie aber einen vergleichbar geringen Anteil dar, der allerdings als absolut notwendig für deren erfolgreiche Umsetzung anzusehen ist. Die ÜNB sind bereit, ihren gesetzlichen Auftrag zu Bereitstellung und Betrieb eines sicheren und zuverlässigen Elektrizitätsversorgungssystems als Grundlage einer erfolgreichen Energiewende zu erfüllen. Für die Umsetzung dieses ambitionierten Investitionsprogramms werden sowohl eine breite gesellschaftliche und politische Unterstützung auf allen Ebenen wie auch der planungsrechtliche und regulatorische Rahmen entscheidend sein.

Der Netzausbau ist elementarer Bestandteil eines Gelingens der Energiewende. Das Tempo des Netzausbaus bestimmt das Tempo der Energiewende. Wenn er weiterhin hinter der Ausbaugeschwindigkeit der auf erneuerbaren Energien basierenden Erzeugungsanlagen zurückbleibt, sind die Ziele der Energiewende und die Versorgungssicherheit gefährdet. Ein Verzicht auf Optimierung, Verstärkung und Ausbau des Übertragungsnetzes würde darüber hinaus an anderer Stelle hohe Kosten verursachen, beispielsweise durch das Auseinanderfallen des gemeinsamen Marktgebietes in Deutschland und die Herausbildung von Zonen mit unterschiedlichen Großhandelspreisen für Strom (sog. Market-Splitting), zunehmende regionale Abschaltungen von regenerativen Erzeugern und Verbrauchern (Einspeisemanagement) und immer höhere Kosten für Redispatch. Zusätzlich zum Übertragungsnetz ist Netzausbau auch für die Verteilungsebene und für die Offshore-Anbindung nötig.

Der NEP 2012 bildet die Basis für den Bundesbedarfsplan. Erfolgsfaktoren für dessen rasche Umsetzung sind zügige und zielgerichtete Genehmigungsverfahren, eine klare Rollenverteilung mit Übernahme von Verantwortung durch alle Beteiligten – vor allem aus Politik und Verwaltung – sowie breite Akzeptanz durch ehrliche Information, Dialog und eine frühzeitige Einbindung der betroffenen Öffentlichkeit. Bereits der durch die BNetzA bestätigte NEP ist die verbindliche Grundlage für die Netzausbauplanung, ein Bundesbedarfsplangesetz wird dann zusätzlich analog zum EnLAG die energiewirtschaftliche Notwendigkeit festlegen.

Der vorliegende Entwurf des Netzentwicklungsplans 2012 wird von den Übertragungsnetzbetreibern bis zum 10. Juli 2012 öffentlich zur Konsultation gestellt (siehe Kapitel 7) und durch zahlreiche Informations- und Dialogveranstaltungen für Stakeholder begleitet. Rückmeldungen aus den Konsultationen fließen in den NEP 2012 ein. Die Übertragungsnetzbetreiber hoffen auf eine engagierte Konsultation dieses Entwurfs und sind überzeugt, dass ein vom Konsens getragenes Ergebnis erreicht werden kann, wobei der NEP-Prozess auch die gesellschaftliche Debatte über eine zukünftige Energiepolitik befördern wird.