



NETZ  
ENTWICKLUNGS  
PLAN **STROM**



# NETZENTWICKLUNGS- PLAN STROM 2013

---

ERSTER 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](http://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](http://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](http://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](http://www.transnetbw.de)

**Redaktion**

Olivier Feix (50Hertz Transmission GmbH),  
Ruth Obermann (Amprion GmbH),  
Marius Strecker (TenneT TSO GmbH),  
Angela Brötzel (TransnetBW GmbH)

E-Mail: [info@netzentwicklungsplan.de](mailto:info@netzentwicklungsplan.de)

[www.netzentwicklungsplan.de](http://www.netzentwicklungsplan.de)

**Gestaltung und Druck**

CB.e Clausecker | Bingel AG  
Agentur für Kommunikation

[www.cbe.de](http://www.cbe.de)



# INHALTSVERZEICHNIS

<b>VORWORT DER VIER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER</b> . . . . .	10
<b>1 EINFÜHRUNG</b> . . . . .	12
1.1 Die Rolle des Übertragungsnetzes in der Energieversorgung . . . . .	13
1.2 Rechtliche Grundlage . . . . .	14
1.3 Der Netzentwicklungsplan im Gesamtprozess bis zur Genehmigung . . . . .	15
<b>2 METHODIK DER ERSTELLUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS</b> . . . . .	21
2.1 Schritte zur Erstellung des Netzentwicklungsplans . . . . .	22
2.2 Einige grundsätzliche Überlegungen zur Minimierung des Netzausbaubedarfs . . . . .	25
2.3 Einordnung der Ergebnisse des Netzentwicklungsplans . . . . .	27
2.4 Anfangs- und Endpunkte der Leitungen als Suchräume . . . . .	27
2.5 Geprüfte und in Betracht kommende anderweitige Planungsmöglichkeiten . . . . .	28
2.6 Beschreibung des Verhältnisses von NEP 2012 und NEP 2013 . . . . .	29
<b>3 SZENARIEN</b> . . . . .	30
3.1 Szenariorahmen . . . . .	30
3.1.1 Gesetzliche Anforderungen . . . . .	30
3.1.2 Eingangüberlegungen der Übertragungsnetzbetreiber . . . . .	30
3.1.3 Der genehmigte Szenariorahmen . . . . .	34
3.2 Aufbereitung des Szenariorahmens . . . . .	37
3.2.1 Regionalisierung konventioneller Kraftwerke und Speicher . . . . .	37
3.2.2 Regionalisierung der installierten Leistungen von erneuerbaren Energien . . . . .	38
3.2.3 Regionalisierung des Verbrauchs . . . . .	39
3.2.4 Ergebnisse der Regionalisierung . . . . .	39
3.2.5 Nachbildung des Auslands . . . . .	44
<b>4 MARKTSIMULATION</b> . . . . .	45
4.1 Modellierung des Energiemarktes und grundsätzliche Einordnung der Ergebnisse . . . . .	45
4.2 Ergebnisse der Marktsimulationen . . . . .	49
4.2.1 Länderbilanzen und Energieaustausch . . . . .	49
4.2.2 Bundesländerbilanzen und Einspeisungen in Deutschland nach Energieträgern . . . . .	54
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 . . . . .	65
4.2.6 Einhaltung der Ziele der Bundesregierung . . . . .	66
4.3 Aufbereitung für Netzberechnungen . . . . .	71

<b>5 NETZANALYSEN</b> .....	72
<b>6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE</b> .....	73
6.1 Netzausbaumaßnahmen im Startnetz .....	74
6.2 Szenarien .....	83
6.2.1 Netzmaßnahmen Szenario B 2023 (Leitszenario) .....	87
6.2.2 Szenario A 2023 .....	103
6.2.3 Szenario B 2033 .....	105
6.2.4 Szenario C 2023 .....	108
6.2.5 Alternativszenario B 2023 (2,1 GW Ostsee) .....	111
6.3 Auswahl und Aufbereitung eines Netznutzungsfalls für die Stabilitätsuntersuchungen .....	111
6.4 Ergebnisse der Stabilitätsuntersuchungen .....	112
6.4.1 Ausgewählte Ergebnisse der Untersuchungen zur Spannungsstabilität .....	112
6.4.2 Ausgewählte Ergebnisse der Untersuchungen der transienten Stabilität .....	113
6.5 Ergebnis und Empfehlung .....	121
<b>7 STAND DER UMSETZUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS 2012</b> .....	124
<b>8 FAZIT</b> .....	136

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Regelzonen. . . . .	13
Abbildung 2: Der Gesamtprozess . . . . .	17
Abbildung 3: Vorgehen zur Herleitung des Netzentwicklungsplans . . . . .	23
Abbildung 4: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario A 2023 . . . . .	40
Abbildung 5: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2023 . . . . .	41
Abbildung 6: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2033 . . . . .	42
Abbildung 7: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario C 2023 . . . . .	43
Abbildung 8: Verfahrensübersicht der Marktsimulation . . . . .	45
Abbildung 9: Energiesalden ausgewählter europäischer Regionen je Szenario . . . . .	51
Abbildung 10: Energiesalden ausgewählter europäischer Regionen (Verbrauch < 100 TWh) je Szenario . . . . .	52
Abbildungen 11/12: Austauschenergiemengen Szenario A 2023/Austauschenergiemengen Szenario B 2023 . . . . .	53
Abbildungen 13/14: Austauschenergiemengen Szenario B 2033/Austauschenergiemengen Szenario C 2023 . . . . .	54
Abbildung 15: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario A 2023 . . . . .	55
Abbildung 16: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2023 . . . . .	56
Abbildung 17: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2033 . . . . .	57
Abbildung 18: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario C 2023 . . . . .	58
Abbildung 19: Energiemengen der Einspeisung, des Verbrauchs und des Imports/Exports der Szenarien im Vergleich. . . . .	60
Abbildung 20: KWK-Erzeugung nach Primärenergietypen . . . . .	62
Abbildung 21: KWK-Erzeugung <10 MW nach Primärenergietypen. . . . .	63
Abbildung 22: Vergleich der Volllaststunden je Szenario . . . . .	65
Abbildung 23: Emission von Kohlenstoffdioxid nach Sektoren . . . . .	67
Abbildung 24: Primärenergieträgerverbrauch . . . . .	68
Abbildung 25: Anteil der Erzeugung aus erneuerbaren Energien. . . . .	69
Abbildung 26: Deutsches Höchstspannungsnetz mit Startnetz . . . . .	75
Abbildung 27: Bestimmung des Übertragungsbedarfs . . . . .	84
Abbildung 28: Auslastung des Startnetzes im Grundfall mit der Übertragungsaufgabe aus dem Szenario B 2023. . . . .	85
Abbildung 29: Vergleich der Dauerlinien der deutschen Handelsbilanz für die Szenarien B 2022 und B 2023 . . . . .	87
Abbildung 30: Szenario B 2023/Alle errechneten Leitungsprojekte. . . . .	102
Abbildung 31: Gegenüberstellung der Netzauslastung der Szenarien A 2023 und B 2023 im Grundfall bei gleicher Netztopologie . . . . .	103
Abbildung 32: Auslastung des erweiterten Szenarios A 2023 im Grundfall . . . . .	104
Abbildung 33: Gegenüberstellung der Netzauslastung der Szenarien B 2033 und B 2023 im Grundfall bei gleicher Netztopologie . . . . .	105
Abbildung 34: Auslastung des erweiterten Szenarios B 2033 im Grundfall . . . . .	108
Abbildung 35: Gegenüberstellung der Netzauslastung der Szenarien C 2023 und B 2023 im Grundfall bei gleicher Netztopologie . . . . .	109
Abbildung 36: Auslastung des erweiterten Szenarios C 2023 im Grundfall . . . . .	110
Abbildung 37: 3-poliger Kurzschluss auf einem Stromkreis Bärwalde – Schmölln mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und Ausfall beider Stromkreise . . . . .	114
Abbildung 38: 3-poliger Kurzschluss auf dem Stromkreis Güstrow – Görries mit Fehlerklärung nach 150 ms und Ausfall des Parallelsystems Güstrow – Wessin. . . . .	115
Abbildung 39: 3-poliger Kurzschluss auf dem Stromkreis Mittelrhein (Fehlerdauer: 150 ms) . . . . .	116
Abbildung 40: 3-poliger Kurzschluss auf dem Stromkreis Mittelrhein (Fehlerdauer: 250 ms) . . . . .	117

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 41: 3-poliger Kurzschluss in der Nähe des UW Wilster, Ausfall eines Stromkreises nach Dollern (Fehlerdauer: 150 ms) . . . . .	119
Abbildung 42: 3-poliger Kurzschluss nahe der 380-kV-Schaltanlage Pulverdingen mit einer Fehlerdauer von 150 ms . . . . .	120
Abbildung 43: Trassenverstärkungen im Bestand . . . . .	122
Abbildung 44: Neubautrassen . . . . .	122
Abbildung 45: Investitionskostenschätzung . . . . .	123

## TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Brennstoffpreise und Zertifikatskosten . . . . .	33
Tabelle 2: Emissionsfaktoren . . . . .	34
Tabelle 3: Übersicht über die Anpassungen in der Genehmigung des Szenariorahmens durch die BNetzA/Installierte Erzeugungleistung, Teil I: Konventionell . . . . .	34
Tabelle 4: Übersicht über die Anpassungen in der Genehmigung des Szenariorahmens durch die BNetzA/Installierte Erzeugungleistung, Teil II: Regenerativ . . . . .	35
Tabelle 5: Szenariorahmen – Erzeugungskapazitäten . . . . .	36
Tabelle 6: Nettostromverbrauch in den genehmigten Szenarien . . . . .	37
Tabelle 7: Zuordnung der Szenarien von NEP und SO&AF . . . . .	44
Tabelle 8: Handelskapazitäten zu den Nachbarländern Deutschlands in MW . . . . .	50
Tabelle 9: Übersicht Dumped Energy . . . . .	64
Tabelle 10: Verteilung der Dumped Energy auf die verschiedenen Energieträger . . . . .	64
Tabelle 11: Anteil der Reduzierung der einzelnen Energieträger bezogen auf die Gesamterzeugung des jeweiligen Energieträgers. . . . .	64
Tabelle 12: Erfüllung der Ziele der Bundesregierung nach Szenarien . . . . .	70
Tabelle 13: Startnetzmaßnahmen 50Hertz . . . . .	76
Tabelle 14: Startnetzmaßnahmen Amprion. . . . .	77
Tabelle 15: Startnetzmaßnahmen TenneT . . . . .	80
Tabelle 16: Startnetzmaßnahmen TransnetBW . . . . .	82
Tabelle 17: Übersicht über die im NEP angenommene installierte Offshoreleistung und die Offshore-Netzverknüpfungspunkte . . . . .	86
Tabelle 18: Vordringliche Netzmaßnahmen . . . . .	90
Tabelle 19: Zu beobachtende Netzmaßnahmen . . . . .	94
Tabelle 20: Leitungsprojekte des Zubaunetzes im Szenario B 2023 . . . . .	96
Tabelle 21: Zusätzlich berücksichtigte Maßnahmen aus dem Ergebnisnetz A 2022 des NEP 2012 für die Netztopologie A 2023. . . . .	104
Tabelle 22: Zusätzlich berücksichtigte Maßnahmen aus dem Ergebnisnetz B 2032 des NEP 2012 für B 2033 . . . . .	107
Tabelle 23: Zusätzlich berücksichtigte Maßnahmen aus dem Ergebnisnetz C 2022 des NEP 2012 für C 2023 . . . . .	110
Tabelle 24: Übersicht über Maßnahmen, die über das Ist-Netz hinausgehen (Startnetz 2012) und Angaben zum Stand der Umsetzung 50Hertz . . . . .	125
Tabelle 25: Übersicht über Maßnahmen, die über das Ist-Netz hinausgehen (Startnetz 2012) und Angaben zum Stand der Umsetzung Amprion . . . . .	126
Tabelle 26: Übersicht über Maßnahmen, die über das Ist-Netz hinausgehen (Startnetz 2012) und Angaben zum Stand der Umsetzung TenneT. . . . .	130
Tabelle 27: Übersicht über Maßnahmen, die über das Ist-Netz hinausgehen (Startnetz 2012) und Angaben zum Stand der Umsetzung TransnetBW . . . . .	132
Tabelle 28: Von der BNetzA bestätigte Maßnahmen (NEP 2012) . . . . .	133

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

die sichere und verlässliche Versorgung mit elektrischer Energie ist ein hohes Gut. In Sachen Versorgungssicherheit nimmt Deutschland in Europa eine Spitzenstellung ein. Dies wäre ohne ein leistungsfähiges Übertragungsnetz nicht möglich. Die Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW sorgen für Betrieb, Planung und bedarfsgerechten Ausbau der Höchstspannungsnetze: 24 Stunden am Tag, 7 Tage die Woche, 365 Tage im Jahr.

Die Energiewende bringt bereits jetzt einen Umbau der Erzeugungslandschaft mit sich, der sich weiter beschleunigen wird, denn im Jahr 2050 sollen nach den Zielen der Bundesregierung 80 % des elektrischen Stroms in Deutschland aus regenerativen Quellen stammen. Dies führt dazu, dass immer größere Mengen erneuerbarer Energien in das Stromnetz eingebunden und zunehmend über lange Strecken transportiert werden müssen. Gelingen wird das nur durch einen stetigen Ausbau des Übertragungsnetzes. Die erfolgreiche Entwicklung einer zukunftsfähigen Strominfrastruktur liegt daher nicht nur im gesamtgesellschaftlichen Interesse, sondern ist ein Projekt, das nur im Zusammenwirken aller Akteure aus Zivilgesellschaft, Politik und Wirtschaft gelingen kann.

Dieser erste Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) 2013 zeigt wie sein Vorgänger nach geltendem Recht ein voll funktionsfähiges Netz für das Zieljahr 2023. Bei Rahmenbedingungen und Eingangsgrößen wie im Leitszenario beschrieben, sind für ein sicheres Netz alle ermittelten Netzmaßnahmen erforderlich. Erst ihre Gesamtheit bildet ein bedarfsgerechtes Netz. Auf Basis der Berechnungen und der Erfahrungen der Übertragungsnetzbetreiber lässt sich jedoch bereits 2013 ein Kernbestand an vordringlichen Maßnahmen identifizieren, die in jedem Fall bis 2023 umzusetzen sind. Diese Maßnahmen sind im NEP 2013 beschrieben und werden mit dem NEP zur Konsultation gestellt. Durch die regelmäßige Aktualisierung des Netzentwicklungsplans können neue Erkenntnisse bezüglich der Erzeugungsszenarien, sowie der technischen und der rechtlichen Entwicklungen zeitnah in die zukünftigen Netzentwicklungspläne einfließen. Flankierend zu diesem NEP werden erste Ansätze zu Sensitivitäten untersucht, die zusätzliche Erkenntnisse zum Verhältnis von Eingangsgrößen und Netzausbau ergeben. Sollte die Entwicklung der erneuerbaren Erzeugung weiterhin so voranschreiten wie in den Erzeugungsszenarien heute schon angenommen, wird sich die Vordringlichkeit auch der übrigen für das Jahr 2023 ermittelten Maßnahmen rasch zeigen.

Das Ziel der zeitnahen Anpassung des Netzentwicklungsplans an die aktuellen Entwicklungen der Rahmenbedingungen könnte allerdings durch einen zweijährigen Erstellungsrhythmus mit höherer Qualität und intensiverer Beteiligung der Öffentlichkeit erreicht werden als im derzeitigen engen Zeitraster.

Einen wesentlichen Beitrag zur Energieversorgung soll zukünftig die in der Nord- und Ostsee erzeugte Windenergie leisten. Um ihren effizienten und nachhaltigen Ausbau zu ermöglichen, hat der Gesetzgeber die vier Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der jüngsten Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes mit der Erstellung des Offshore-Netzentwicklungsplans beauftragt.

Der Offshore-Netzentwicklungsplan 2013 wird gleichzeitig mit diesem Netzentwicklungsplan zur Konsultation gestellt und ist der erste seiner Art. Er bildet die Infrastruktur für die Anbindung der Offshore-Windenergie in den nächsten zehn bzw. 20 Jahren ab.

Im Anschluss an das Konsultationsverfahren werden die eingegangenen Stellungnahmen zu beiden Netzentwicklungsplänen gesichtet und ausgewertet. Die auf dieser Basis überarbeiteten Entwürfe übergeben die Übertragungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur zur Prüfung.

Unser Dank gilt allen unseren Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern, die mit hohem Einsatz an der Erstellung dieses Netzentwicklungsplans 2013 mitgewirkt haben.

Wir hoffen auf eine rege Beteiligung an der Konsultation. Denn der Netzentwicklungsplan lebt von den Perspektiven, dem Wissen und den konstruktiven Vorschlägen aus allen Bereichen der Gesellschaft.



Boris Schucht  
50Hertz Transmission GmbH



Dr. Klaus Kleinekorte  
Amprion GmbH



Martin Fuchs  
TenneT TSO GmbH



Rainer Joswig  
TransnetBW GmbH

## 1 EINFÜHRUNG

Die Rahmenbedingungen für die Ermittlung des Übertragungsbedarfs – unter anderem Stromerzeugung und -verbrauch, technologische Innovationen, politische Zielvorgaben, europäische Einbettung, Stand der Gesetzgebung und Erzeugungsstrukturen – können sich verändern. Der gesetzliche Rahmen sieht aus diesem Grund die jährliche Erstellung eines Netzentwicklungsplans (NEP) vor, der jeweils an die aktuellen Gegebenheiten angepasst wird. Die Erarbeitung des Netzentwicklungsplans trägt dabei den aktuellen energiewirtschaftlichen, politischen und technologischen Entwicklungen wie auch den gesellschaftlichen Ansprüchen Rechnung.

Mit dem vorliegenden Bericht legen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) den ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom für das Jahr 2013 vor. Zur allgemeinen Einführung in die Thematik sind nachfolgend zunächst energiewirtschaftliche und rechtliche Grundlagen sowie die wesentlichen Elemente des Gesamtprozesses der Erstellung des Netzentwicklungsplans beschrieben. Am Ende des ersten Kapitels findet sich außerdem ein Rückblick auf den Prozess der Erstellung des NEP 2012. Der erste Entwurf des NEP 2013 legt die Veränderungen in den Eingangsdaten für die Netzberechnung und daraus resultierende Veränderungen gegenüber dem NEP 2012 dar. Bei allgemeinen Erläuterungen, beispielsweise der Ausführung theoretischer Grundlagen oder Rahmenbedingungen, die sich nicht verändern, wird auf den NEP 2012 verwiesen, wenn keine neuen Erkenntnisse gewonnen wurden. Der zweite Entwurf des NEP 2012 ist auf der Internetseite der ÜNB, [www.netzentwicklungsplan.de](http://www.netzentwicklungsplan.de), zu finden.

Wie bereits im NEP 2012 erläutert, hat die europäische Energiepolitik nicht zuletzt im Rahmen ihres 3. EU-Energiebinnenmarktpaketes vom 13.07.2009 drei wesentliche Ziele für die zukünftige europäische Energieversorgung definiert:

- Stärkung des europäischen Binnenmarktes,
- Förderung einer CO<sub>2</sub>-freien Stromerzeugung,
- Versorgungssicherheit.

Die Umsetzung und damit die Verankerung dieser Ziele im nationalen Recht, etwa durch die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) von August 2011 und Dezember 2012, 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. 2012 wurde zudem durch die Novellierung des EnWG festgeschrieben, dass die ÜNB zukünftig einen Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) zu erarbeiten und am 3. März eines jeden Jahres zu veröffentlichen haben (§ 17a ff. EnWG).

Diese Vorgaben der europäischen und nationalen energiepolitischen Ziele bilden den unveränderten 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 der elektrischen Energieversorgung in ihrer heutigen Ausprägung historisch bedingt auf eine thermische, weitestgehend fossile und lastnahe Stromerzeugung mit kurzen Transportentfernungen ausgelegt ist.

Die Energiewende verändert die Anforderungen an die Stromnetze nachhaltig: Photovoltaikanlagen, Biogasanlagen, Windparks an Land (onshore) und auf See (offshore) sowie zahlreiche weitere Formen alternativer Stromerzeugung sind schon heute wesentliche Bestandteile der Energielandschaft. Ihre Bedeutung und auch ihre Erzeugungskapazitäten werden weiter zunehmen. Große Energiemengen werden künftig zudem lastfern durch dargebotsabhängige Quellen, z. B. Photovoltaikanlagen oder Windparks, zeitlich variabel produziert und müssen zuverlässig zum Abnehmer transportiert werden. 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 mit einem immer größer werdenden Anteil aus erneuerbaren Energien und damit Grundlage einer funktionierenden Wirtschaft und Gesellschaft. Für eine weiterhin hohe Versorgungssicherheit, die Entwicklung des Strommarkts und vor allem die zuverlässige 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 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) zu den an das Höchstspannungsnetz direkt angeschlossenen (industriellen) 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.

### Betreiber der Übertragungsnetze

Verantwortlich für die überregionale Versorgung und die Übertragung im Höchstspannungsnetz in Deutschland sind die vier ÜNB 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW. Das Übertragungsnetz in Deutschland besteht aus vier Regionen, sogenannten Regelzonen. Die ÜNB sind verantwortlich für die Wahrung der Systemstabilität, die bedarfsgerechte Entwicklung und den Betrieb der Höchstspannungsnetze in ihren Regelzonen.

ABBILDUNG 1: REGELZONEN



Quelle: ÜNB

### **Rahmenbedingungen für die Übertragungsnetze**

Wie bereits im vorangegangenen NEP dargelegt, haben die ÜNB keinen Einfluss auf Anzahl oder Standorte von Energieerzeugern, -speichern oder -verbrauchern oder darauf, ob der Kraftwerkspark sich so entwickelt, wie es in den Szenarien angenommen wird. 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 sind 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 ÜNB 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 Entscheidungen um.

Die ÜNB haben vielmehr einen gesellschaftlichen Auftrag, der in § 11 Abs.1 des EnWG 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 störungsfreien überregionalen Stromaustausch über ihre Leitungen und sorgen dafür, dass sich Erzeugung und Verbrauch zu jeder Zeit im Gleichgewicht befinden. Mit ihrer Arbeit leisten sie einen wichtigen 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 ÜNB haben seit 2012 den Auftrag, jährlich einen Netzentwicklungsplan für den Ausbau der Übertragungsnetze zu erarbeiten. Rechtliche Grundlage ist das novellierte EnWG, insbesondere § 12a–d. Der NEP wird von den vier deutschen ÜNB gemeinsam erstellt und soll alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten, die in den nächsten zehn bzw. 20 Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Dieser NEP basiert auf prognostizierten Entwicklungen energiewirtschaftlicher Rahmendaten, dem Szenariorahmen, der von der verantwortlichen Regulierungsbehörde Bundesnetzagentur (BNetzA) genehmigt und öffentlich zur Konsultation gestellt wurde. Die Erstellung des NEP wird durch den externen Gutachter Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler von der RWTH Aachen begleitet und validiert.

### **Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP)**

Mit der Einfügung des § 17a ff. des EnWG werden die ÜNB verpflichtet, auf der Grundlage des Szenariorahmens ab 2013 jährlich einen gemeinsamen Offshore-Netzentwicklungsplan zu erstellen, der die notwendigen Maßnahmen für einen effizienten, sicheren, zuverlässigen und wirtschaftlichen Anschluss von Offshore-Anlagen einschließlich eines Zeitplans für die Umsetzung enthält.

Die ÜNB legen den O-NEP zum 03.03.2013 erstmalig vor. Der O-NEP wird als separater Bericht zusammen mit dem Netzentwicklungsplan Strom auf der Plattform [www.netzentwicklungsplan.de](http://www.netzentwicklungsplan.de) zur Konsultation gestellt und anschließend überarbeitet. Nach der Bestätigung durch die BNetzA, die den Entwurf der ÜNB in Abstimmung mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) überprüft, wird dieser gemeinsam mit dem NEP mindestens alle drei Jahre als Entwurf des Bundesbedarfsplans an die Bundesregierung übermittelt.

Die Offshore-Windenergie ist ein wesentlicher Baustein für die Energiewende. Ihr Ausbau kann nur mit einer langfristigen Planung erreicht werden. Der O-NEP bildet dafür eine wichtige Grundlage. Mit ihm berücksichtigen die ÜNB die zu erwartenden Planungs-, Zulassungs- und Errichtungszeiten und legen Kriterien für die zeitliche Abfolge der Umsetzung fest.

### 1.3 DER NETZENTWICKLUNGSPLAN IM GESAMTPROZESS BIS ZUR GENEHMIGUNG

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 NEP auf Transparenz und Information und stellen gewählte Verfahren, Methoden und genutzte Daten frühzeitig und kontinuierlich der Öffentlichkeit vor. Während des gesamten Verlaufs der Erstellung des NEP laden die ÜNB interessierte Bürger sowie Akteure aus Gesellschaft, Politik, Wirtschaft und Medien zu verschiedenen Informations- und Bürgerveranstaltungen ein, um proaktiv den Dialog mit allen Interessierten zu führen. So soll der Öffentlichkeit ein besseres Verständnis der Zusammenhänge vermittelt werden, und externes Fachwissen und diverse Anregungen können in den NEP einfließen.

Für die Planung des Netzausbaus wurde mit der Novellierung des EnWG im Jahr 2011 ein mehrstufiges Verfahren zur Ermittlung des energiewirtschaftlichen Bedarfs eingeführt. Zugleich wurde im Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) festgelegt, dass für Höchstspannungsleitungen, die im Bundesbedarfsplan als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnet wurden, eine bundeseinheitliche Bundesfachplanung und Planfeststellung vorgesehen ist.

#### **Vom Szenariorahmen über den Netzentwicklungsplan hin zum Bundesbedarfsplangesetz**

Der Szenariorahmen ist der Ausgangspunkt für die Erstellung des NEP sowie des O-NEP. Gesetzlich ist vorgesehen, einen breiten Rahmen mit mindestens drei wahrscheinlichen Entwicklungspfaden vorzulegen, diesen jährlich zu aktualisieren und die Netzplanungen daran anzupassen. Damit können die ÜNB veränderte Rahmenbedingungen und künftige energiewirtschaftliche und technologische Entwicklungen zeitnah berücksichtigen.

Im Szenariorahmen werden grundsätzlich vier Szenarien erstellt, von denen drei die voraussichtlichen Entwicklungen in den Bereichen erneuerbare Energien, konventionelle Energien sowie Energieverbrauch und Last in Deutschland für die nächsten zehn Jahre darstellen. Ein weiteres Szenario wird darüber hinaus fortgeschrieben, um einen möglichen Verlauf für die nächsten 20 Jahre abzubilden.

Der aktuelle Szenariorahmen für den NEP 2013 umfasst wichtige Eingangsgrößen wie die Art, die Menge und die geografische Verteilung der regenerativen Erzeugung, die Entwicklung des Verbrauchs und der konventionellen Kraftwerke sowie die Verpflichtung zur vollständigen Aufnahme und zur Übertragung des Stroms aus erneuerbaren Energien.

Vor der Bestätigung durch die BNetzA wird der Szenariorahmen zur Konsultation gestellt. Bevor die von den ÜNB ermittelten Eingangsdaten für die Netzberechnung also durch die BNetzA validiert werden, können Stakeholder schon in dieser frühen Prozessphase ihre Stellungnahmen einbringen. Auf Basis des bestätigten Szenariorahmens wird dann der NEP erarbeitet. Er wird nach Fertigstellung ebenfalls zur Konsultation gestellt. Nach seiner Überarbeitung wird er dann in zweiter Fassung an die BNetzA übermittelt, die eine weitere Konsultation durchführt. Erst nach dreimaliger Konsultation bestätigt die BNetzA schließlich den NEP als Basis für den Bundesbedarfsplan. Im NEP werden Anfangs- und Endpunkte der Leitungsverbindungen anhand von netzplanerischen Kriterien ermittelt. Eine standortscharfe Festlegung kann unter Einbezug von Umwelt- und Alternativenprüfung aber erst in den nachgelagerten Genehmigungsschritten erfolgen.

#### **Prozessüberschneidungen**

Die Erarbeitung des NEP ist ein iterativer Prozess, der den jeweils aktuellen technologischen und politischen Entwicklungen wie auch den gesellschaftlichen Ansprüchen Rechnung tragen muss. Der NEP und seine Basis, der Szenariorahmen, werden daher jährlich erarbeitet. Allerdings kommt es dabei zu zeitlichen Überschneidungen – so wurde der Entwurf des NEP 2012 noch durch die ÜNB überarbeitet, während bereits der Szenariorahmen zum NEP 2013 zur Konsultation gestellt wurde.

**Die Konsultationen – Beteiligung der Öffentlichkeit**

Die ÜNB sind zu jeder Zeit offen für den konstruktiven und kritischen Dialog mit allen Teilen der Gesellschaft. Sie 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 ausdrücklich Berücksichtigung und fließen in die Planungen ein.

Die Konsultation ist dabei das wichtigste Instrument aktiver gesellschaftlicher Beteiligung. Insgesamt werden bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans drei Konsultationen durchgeführt. Nach der Konsultation des Szenario-rahmens durch die BNetzA wird der erste Entwurf des NEP von den ÜNB zur Konsultation gestellt. Nach einer Überarbeitung des NEP durch die ÜNB folgt eine weitere Konsultation durch die BNetzA, die auf Basis der Konsultationseingaben und ihrer eigenen Prüfungen den finalen Entwurf des NEP bestätigt. Alle Stellungnahmen werden von den ÜNB bzw. der BNetzA dokumentiert und fließen – soweit sachgerecht – in die überarbeiteten Fassungen des NEP ein. Nach Abschluss der jeweiligen Konsultationsschritte werden die Stellungnahmen auf der Seite [www.netzentwicklungsplan.de](http://www.netzentwicklungsplan.de) bzw. auf der Internetseite der Bundesnetzagentur, [www.netzausbau.de](http://www.netzausbau.de), veröffentlicht. Dieses Vorgehen gewährleistet Partizipation und Prozesstransparenz. Nach den Erfahrungen mit dem Konsultationsverfahren des NEP 2012 haben die ÜNB Optimierungsmöglichkeiten erkannt und werden beispielsweise im zweiten Berichtsentwurf Änderungen gegenüber der ersten Fassung sichtbar machen.

ABBILDUNG 2: DER GESAMTPROZESS



\* Unter Berücksichtigung des Bundesfachplans Offshore erstellt durch BSH, BNetzA, BIN, Küstenländer

## 1 EINFÜHRUNG

Das erste Konsultationsverfahren betrifft den von den ÜNB erstellten Entwurf des Szenariorahmens (siehe Kapitel 3). Der Entwurf des Szenariorahmens zum NEP 2013 wurde vom 20.07. bis zum 30.08.2012 öffentlich zur Konsultation gestellt und am 30.11.2012 durch die BNetzA genehmigt. Auf der Grundlage des genehmigten Szenariorahmens haben die ÜNB den nun vorliegenden ersten Entwurf zum NEP 2013 erstellt.

Im Rahmen einer weiteren Konsultation haben alle Interessierten nun bis zum 14.04.2013 Gelegenheit, zum ersten Entwurf des NEP 2013 schriftlich Stellung zu nehmen.

### **WIE FUNKTIONIERT DIE TEILNAHME AN DER KONSULTATION?**

Sie können Ihre Stellungnahme entweder online über die Eingabe in eine Konsultationsmaske auf [www.netzentwicklungsplan.de](http://www.netzentwicklungsplan.de), per E-Mail an [Konsultation@netzentwicklungsplan.de](mailto:Konsultation@netzentwicklungsplan.de) oder auf postalischem Wege abgeben. Die Anschrift lautet **Netzentwicklungsplan Strom, Postfach 10 05 72, 10565 Berlin**.

**Bitte geben Sie an, ob sich Ihre Stellungnahme auf den NEP oder auf den O-NEP bezieht. Eine gemeinsame Stellungnahme zu beiden Plänen ist nicht möglich. Falls Sie eine Veröffentlichung Ihrer Stellungnahme auf [www.netzentwicklungsplan.de](http://www.netzentwicklungsplan.de) wünschen, teilen Sie uns Ihr Einverständnis dafür bitte ausdrücklich mit.** Die Stellungnahmen werden nicht individuell beantwortet, sondern fließen in den zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans ein.

### **Informationsveranstaltungen 2013**

Im März 2013 werden die ÜNB auf verschiedenen Veranstaltungen im Bundesgebiet über den Stand der Netzausbauplanung, die Unterschiede zwischen NEP 2012 und NEP 2013 und das laufende Konsultationsverfahren informieren. Hinweise und Unterlagen zu den Veranstaltungen werden auf der Plattform [www.netzentwicklungsplan.de](http://www.netzentwicklungsplan.de) veröffentlicht.

Nach Abschluss des Konsultationsverfahrens werden alle sachlichen Stellungnahmen, für die eine Einverständniserklärung zur Veröffentlichung vorliegt, sukzessive online auf [www.netzentwicklungsplan.de](http://www.netzentwicklungsplan.de) veröffentlicht. Die ÜNB prüfen die eingebrachten Stellungnahmen inhaltlich und überarbeiten den NEP 2013 auf dieser Basis.

Die BNetzA prüft im Anschluss 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 NEP von den ÜNB einfordern. Bei Bedarf konsultiert die BNetzA die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER). Der Zeitraum für diese Prüfung ist gesetzlich nicht festgelegt. Zeitgleich wird eine Strategische Umweltprüfung (SUP) 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.

Die durch die BNetzA bestätigten Netzentwicklungspläne sind die verbindliche Grundlage für die Netzausbauplanung der ÜNB. Der durch die BNetzA bestätigte O-NEP enthält darüber hinaus verbindliche Angaben für die zeitliche Umsetzung der definierten Netzanschlüsse von Offshore-Windparks durch die ÜNB.

Nach Abschluss der Prüfung werden beide Dokumente, Netzentwicklungsplan und Umweltbericht, durch die Bundesnetzagentur erneut zur Konsultation veröffentlicht. Die Öffentlichkeit und die Behörden, deren Aufgabenbereiche berührt werden, erhalten dabei noch einmal die Möglichkeit einer Stellungnahme. Wenn alle Anforderungen des Gesetzgebers und der BNetzA erfüllt sind, bestätigt diese den NEP 2013. Er wird damit verbindliche Grundlage für die Netzausbauplanung der ÜNB.

### **Bundesbedarfsplan**

Mindestens alle drei Jahre übermittelt die BNetzA der Bundesregierung den NEP und den O-NEP als Grundlage für einen Bundesbedarfsplan. Die Bundesregierung legt den Entwurf des Bundesbedarfsplans mindestens alle drei Jahre dem Bundesgesetzgeber vor (§ 12e Abs. 1 EnWG). Im Entwurf des Bundesbedarfsplans kennzeichnet die BNetzA u. a. die länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen. Dabei werden Anfang und Ende von Übertragungsbedarfen skizziert, konkrete Trassenverläufe und Standorte werden allerdings noch nicht festgelegt. Mit Erlass des Bundesbedarfsplans durch den Bundesgesetzgeber wird für die darin enthaltenen Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf verbindlich festgestellt (§ 12e Abs. 4 EnWG).

### **Strategische Umweltprüfung (SUP)**

Zur Vorbereitung des Bundesbedarfsplans führt die BNetzA eine Strategische Umweltprüfung (SUP) durch. Nach § 2 Abs. 4 Satz 1 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) ist die SUP ein unselbstständiger Teil behördlicher Planungsverfahren. Die SUP bedarf damit eines Trägerverfahrens. Der Bundesbedarfsplan ist ein solches Trägerverfahren.

Hierzu erstellt die BNetzA –frühzeitig während des Verfahrens zur Erstellung des NEP– einen Umweltbericht (§ 12c Abs. 2 EnWG). Der Umweltbericht zum Bundesbedarfsplan muss den Anforderungen des Teils 3 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG), insbesondere denen des § 14g UVPG entsprechen, d. h. die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen der Durchführung des Plans müssen ermittelt, beschrieben und bewertet werden.

### **Bundesfachplanung**

Soweit es sich um eine im gesetzlichen Bundesbedarfsplan als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnete Höchstspannungsleitung handelt, führt die BNetzA auf Antrag eines ÜNB die Bundesfachplanung durch (§ 4 NABEG). Dabei ist gemäß § 5 Abs. 2 NABEG eine weitere SUP im Sinne der Umweltverträglichkeitsprüfung vorgesehen. Für alle anderen im Bundesbedarfsplan genannten Vorhaben erfolgen die weiteren Genehmigungsschritte auf den Rechtsgrundlagen der jeweils zuständigen Bundesländer. In der Bundesfachplanung werden der Verlauf eines raumverträglichen Trassenkorridors sowie die an den Landesgrenzen gelegenen Länderübergangspunkte bestimmt.

Das Verfahren beginnt mit dem Antrag (§ 6 NABEG) eines ÜNB als dem Träger des Vorhabens. Die BNetzA führt daraufhin eine öffentliche Antragskonferenz nach § 7 NABEG durch, zu der die Behörde den Vorhabenträger, Träger öffentlicher Belange sowie anerkannte Umweltvereinigungen lädt. Die Konferenz dient der Erörterung des Untersuchungsrahmens für die Bundesfachplanung und schließt das Scoping für die SUP mit ein. Auf Basis der Ergebnisse der Antragskonferenz legt die BNetzA schließlich den Untersuchungsrahmen für die raumordnerische Beurteilung und die SUP fest.

Nach Vorlage der für die Prüfung der Trassenkorridore erforderlichen Unterlagen einschließlich eines Umweltberichts durch den Vorhabenträger führt die Bundesnetzagentur gemäß § 9 NABEG eine Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung durch. Der Entwurf des Plans, der Umweltbericht und weitere Unterlagen werden dazu den in ihren Aufgabenbereichen berührten Behörden zur Stellungnahme übermittelt und öffentlich ausgelegt. Rechtzeitig erhobene Einwendungen werden in einem anschließenden Erörterungstermin (§ 10 NABEG) behandelt.

Das Verfahren endet mit einer Entscheidung der BNetzA nach § 12 NABEG über den Trassenkorridor, die mit Veränderungssperren für einzelne Abschnitte der geplanten Korridore kombiniert werden kann. Die abschließende Entscheidung wird öffentlich bekanntgegeben. Gegen diese können die betroffenen Länder ein weiteres Mal Einwendungen erheben (§ 14 NABEG). Die Bundesnetzagentur nimmt dazu Stellung.

Die festgelegten Trassenkorridore werden nachrichtlich in den Bundesnetzplan aufgenommen. Die Entscheidung der Bundesfachplanung, der keine unmittelbare Außenwirkung zukommt, ist für die nachfolgenden Planfeststellungsverfahren nach Abschnitt 3 des NABEG verbindlich (§ 15 Abs. 1 NABEG).

### **Planfeststellungsverfahren**

Auf der letzten Stufe des mehrstufigen Bedarfsermittlungs- und Planungsprozesses sind nach entsprechender Antragstellung Planfeststellungsverfahren durchzuführen. Zuständig für die Durchführung der Planfeststellungsverfahren nach Abschnitt 3 des NABEG sind die Länder, soweit nicht durch eine Rechtsverordnung nach § 2 Abs. 2 NABEG die Zuständigkeit auf die Bundesnetzagentur übertragen wird. Im Planfeststellungsverfahren wird über die flächenscharfe, konkrete Ausbaumaßnahme entschieden. Dabei ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung nach UVPG durchzuführen, die aufgrund der in der Bundesfachplanung bereits durchgeführten SUP oder in einer Umweltverträglichkeitsprüfung in einem Raumordnungsverfahren auf zusätzliche oder andere erhebliche Umweltauswirkungen der beantragten Stromleitung beschränkt werden kann. Ein wesentlicher Teil des Planfeststellungsverfahrens ist die Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung. Im Anschluss an diese werden unter Beteiligung derer, die Stellungnahmen zum Vorhaben abgegeben haben, rechtzeitig erhobene Einwendungen in einem Erörterungstermin behandelt. Das Verfahren endet mit einer Entscheidung der Planfeststellungsbehörde nach § 24 NABEG bzw. § 43b EnWG. Die abschließende Entscheidung wird öffentlich bekanntgegeben.

### **Rückblick: Der Netzentwicklungsplan 2012**

Am 30.05.2012 veröffentlichten die ÜNB erstmalig den Netzentwicklungsplan Strom. Er stand anschließend sechs Wochen lang zur Konsultation. In dieser Zeit konnten alle Interessierten dazu Stellung beziehen. Der Bericht wurde auf Basis der Stellungnahmen überarbeitet und der zweite Entwurf am 15.08.2012 an die Bundesnetzagentur übergeben. Die BNetzA hat den überarbeiteten NEP gemäß § 12c EnWG geprüft. Die Zwischenergebnisse dieser Prüfung hat sie in einem Begleitdokument zusammengestellt und dieses zusammen mit dem NEP und dem Umweltbericht erneut zur Konsultation gestellt. Das finale Prüfungsergebnis und das Ergebnis dieser Öffentlichkeits- und Behördenbeteiligung floss in die Bestätigung des NEP ein.

Am 26.11.2012 veröffentlichte die Bundesnetzagentur die Bestätigung des NEP auf [www.netzausbau.de](http://www.netzausbau.de). Die BNetzA hat die grundlegenden Ergebnisse des Netzentwicklungsplan-Entwurfs bestätigt und angesichts der anhaltenden Diskussionen um den Ausbau der erneuerbaren Energien und die Entwicklung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten eine Gewichtung vorgenommen. Die BNetzA hat zudem bekräftigt, dass die ÜNB die Planung anhand der internationalen Standards durchgeführt haben, um die Systemsicherheit zu gewährleisten. Von den 74 Projekten, die die ÜNB als bedarfsgerechten Ausbau für das Leitszenario des NEP 2012 identifiziert hatten, wurden 51 durch die Bundesnetzagentur bestätigt. Die im Entwurf des NEP berechneten Maßnahmen bleiben mittel- bis langfristig weiterhin notwendig. Sie werden durch die Entscheidung der BNetzA, zunächst nur die unbedingt notwendigen Maßnahmen festzulegen, nicht ausgeschlossen.

### **Vordringliche Netzmaßnahmen**

Alle ermittelten Netzmaßnahmen zu einem bestimmten Szenario bilden nach geltendem Recht ein bedarfsgerechtes und voll funktionsfähiges Netz für das Zieljahr. Durch die regelmäßige Aktualisierung des Netzentwicklungsplans können neue Erkenntnisse bezüglich der Erzeugungsszenarien (als entscheidende Eingangsgrößen), der technischen und der rechtlichen Entwicklungen zeitnah in die zukünftigen Netzentwicklungspläne einfließen.

Auf Basis der Berechnungen und der Erfahrungen der ÜNB lässt sich bereits 2013 ein Kernbestand an Maßnahmen identifizieren, die in jedem Fall bis 2023 umzusetzen sind. Diese Maßnahmen sind im NEP 2013 beschrieben. Weitere Maßnahmen, die für Übertragungsaufgaben im Zieljahr ermittelt wurden, müssen im Licht der energiewirtschaftlichen und -politischen Entwicklungen in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden. Sollte die Entwicklung der erneuerbaren Erzeugung weiterhin so voranschreiten wie in den Erzeugungsszenarien angenommen, wird die vordringliche Notwendigkeit auch dieser Maßnahmen sich rasch erhärten, und dann sollten auch sie in einer Bundesbedarfsplanung Berücksichtigung finden.

## 2 METHODIK DER ERSTELLUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS

Im folgenden Kapitel wird die Methodik zur Erstellung des Netzentwicklungsplans kurz vorgestellt. In den darauffolgenden Kapiteln wird auf die einzelnen Schritte detailliert eingegangen.

### **Einflussgrößen für die Entwicklung der Energieinfrastruktur**

Die Entwicklung der deutschen Energiewirtschaft hat direkt oder indirekt Auswirkungen auf den Ausbaubedarf des Stromnetzes. Der benötigte Umfang des Netzausbaus hängt von vielen Faktoren ab. Daher muss ein Netzentwicklungsplan für das Zieljahr 2023 künftige Netznutzungssituationen durch Marktmodelle und die Simulation unterschiedlicher Energieszenarien bestmöglich abbilden. Wichtige Einflussgrößen sind:

- **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 von Energieeffizienzprogrammen ab.
- **Effizienz:** Die Steigerung der Energieeffizienz bei industriellen Prozessen, Wärmeerzeugung und dem Energieeinsatz im privaten Bereich führt einerseits zu unmittelbaren Einspareffekten beim Stromverbrauch. Andererseits können Anwendungen mit zusätzlichem Strombedarf fossile Energieträger verdrängen. Per Saldo kann daraus sowohl eine Reduzierung als auch ein Anstieg des Strombedarfs resultieren.
- **Energieträger:** Die Entwicklungen bei den erneuerbaren Energien, insbesondere der Ausbau der Windenergie und der Photovoltaik, aber auch die Rolle konventioneller Kraftwerke mit Energieträgern wie Erdgas und Kohle bestimmen die Art der Stromproduktion. Dabei haben das Dargebot der natürlichen Ressourcen, der CO<sub>2</sub>-Ausstoß und die Brennstoffpreise entscheidenden Einfluss auf die tatsächliche Verteilung der Erzeugung. Für die Entwicklung des Kraftwerksparks gibt es Prognosen, die im Szenariorahmen knotenscharf berücksichtigt wurden und somit als Eingangsgröße in den Netzentwicklungsplan eingeflossen sind. Eine verlässliche Prognose der regenerativen Erzeugung (nach Art, Leistung und geographischer Verteilung) wurde vorgenommen, unterliegt aber deutlich größeren Unsicherheiten. Insbesondere kann der Einfluss politischer Entscheidungen auf die Erzeugungslandschaft nicht antizipiert werden.
- **CO<sub>2</sub>-Preise:** Die Kosten für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate spielen eine bedeutende Rolle bei Investitionsentscheidungen für neue Kraftwerke sowie für den Einsatz der Kraftwerke nach Merit-Order. Steigende CO<sub>2</sub>-bedingte Kosten führen zu höheren Energiepreisen und stimulieren Unternehmen, stärker in Energieeffizienztechnologien zu investieren. Die weitere Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Preises ist jedoch schwer abschätzbar.
- **Europäische Marktintegration:** Erneuerbare Energien werden europaweit verstärkt ausgebaut. Einige Länder, die aufgrund ihrer Topografie das Potenzial haben, errichten zudem neue Speicherkapazitäten. Der grenzüberschreitende Austausch von Energie in Europa bei unterschiedlichen Energiepreisen ist 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 bestehenden und geplanten Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und den Nachbarländern werden im Netzentwicklungsplan berücksichtigt.
- **Energiespeicherung:** Das Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch muss für eine sichere Stromversorgung 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 nur Pumpspeicherkraftwerke. Alternative Speichertechnologien wie zum Beispiel Methanisierung oder Druckluftspeicher werden derzeit erforscht. Das Speichervolumen, die Bewirtschaftung und die geografische Lage der Speicher beeinflussen den Netzausbaubedarf.

## 2 METHODIK DER ERSTELLUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS

- **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.

### Europäische Zusammenarbeit

Die ÜNB arbeiten bereits seit langem auf Basis der Grundsätze der nationalen Zusammenarbeit (u. a. gemäß der Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, 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 der europäischen Planungsebene. So sind auch die Planungsansätze zum NEP mit den europäischen Ansätzen des Zehn-Jahres-Entwicklungsplans (Ten-Year Network Development Plan, TYNDP) abgestimmt<sup>1,2</sup>. Die im TYNDP dokumentierten relevanten Netzausbauplanungen der europäischen Partner wurden im Netzentwicklungsplan berücksichtigt. Das deutsche Höchstspannungsnetz wird also nicht isoliert betrachtet.

### 2.1 SCHRITTE ZUR ERSTELLUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS

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

Grundlage für die Netzberechnungen ist ein durch die Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam entwickeltes Netzmodell. Als Berechnungsgrundlage für die Netzplanung wird ein Startnetz zugrunde gelegt. Das Startnetz wurde im Anschluss an die Konsultation des NEP 2012 angepasst (siehe Kapitel 5.1 im NEP 2012<sup>3</sup>) und besteht aus den folgenden Netzprojekten:

- dem heutigen Netz (Ist-Netz),
- den EnLAG-Maßnahmen,
- den in der Umsetzung befindlichen Netzausbaumaßnahmen (planfestgestellt bzw. in Bau)
- sowie Maßnahmen aufgrund sonstiger Verpflichtungen (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung, KraftNAV bzw. Anschlusspflicht der Industriekunden).

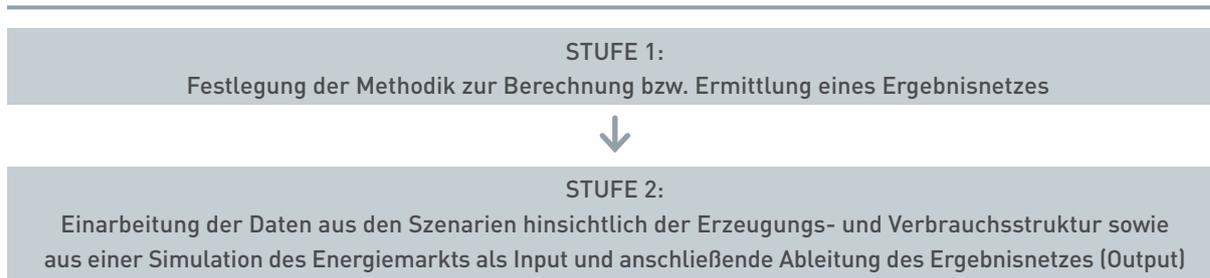
Zur Darstellung der geplanten Vorhaben werden im Netzentwicklungsplan die oben genannten Startnetzmaßnahmen in ihrem derzeitigen Umsetzungsstand angegeben. Insbesondere wird ihr wesentlicher Beitrag für die zukünftige Energieversorgung aufgezeigt. Das Vorgehen zur Herleitung des im NEP vorgeschlagenen Maßnahmenkatalogs beruht auf einem zweistufigen Verfahren:

<sup>1</sup> ENTSO-E (2010): Ten-Year Network Development Plan 2010–2020

<sup>2</sup> ENTSO-E (2012): The Ten-Year Network Development Plan and Regional Investment Plans

<sup>3</sup> ÜNB (2012): Netzentwicklungsplan Strom 2012, 2. überarbeiteter Entwurf

ABBILDUNG 3: VORGEHEN ZUR HERLEITUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS



Quelle: ÜNB

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

1. Festlegung des Szenariorahmens inklusive Regionalisierung von Erzeugung und Verbrauch,
2. Bestimmung des Übertragungsbedarfs im Übertragungsnetz anhand der Netznutzungsfälle (stündliche Last- und Einspeisesituationen über ein Jahr) mithilfe eines Marktmodells,
3. Ableitung von Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen auf der Basis von Netzanalysen,
4. Bewertung der Systemstabilität.

#### **Szenariorahmen als Grundlage der Ermittlung des Übertragungsbedarfes im deutschen Netz**

Der Szenariorahmen ist (nach § 12b EnWG und § 17b EnWG) der Ausgangspunkt für die Erstellung des Netzentwicklungsplans sowie des Offshore-Netzentwicklungsplans hinsichtlich zukünftiger Erzeugungskapazitäten und der Verbrauchssituation. Gesetzlich vorgesehen ist, einen breiten Rahmen mit mindestens drei wahrscheinlichen Entwicklungspfaden vorzulegen, diesen jährlich zu aktualisieren und die Netzplanungen daran anzupassen. Damit können die Übertragungsnetzbetreiber veränderte Rahmenbedingungen und künftige energiewirtschaftliche und technologische Entwicklungen zeitnah berücksichtigen. Der Szenariorahmen wird von den ÜNB jährlich gemeinsam erarbeitet, öffentlich zur Konsultation gestellt und anschließend durch die BNetzA geprüft und bestätigt.

Der Szenariorahmen bildet für die nächsten zehn Jahre die wahrscheinlichen Entwicklungspfade im Einklang mit den energiepolitischen Entwicklungen ab, insbesondere im Energiemix und im Verbrauch sowie den CO<sub>2</sub>- und Brennstoffpreisen. 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.

Im Rahmen von Analysen zur Erstellung des ersten 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 liegt<sup>4</sup>. 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. Die Szenarien für den Netzentwicklungsplan 2013 basieren auf dem NEP 2012 und wurden insbesondere mit Blick auf die erwartete Entwicklung der Erzeugung (regenerativ und konventionell) angepasst. Die Parameter der Szenarien werden als Eingangsgrößen für die nachfolgende Marktsimulation angenommen.

<sup>4</sup> ÜNB (2011): Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2012

### **Bestimmung des Übertragungsbedarfs 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 den Szenarien für 2023 bzw. 2033. 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 (NNF). Auf dieser Basis werden die jeweiligen Einsätze der simulierten Erzeugungseinheiten pro Region je nach Primärenergieträger und entsprechend den 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 in der Regel nicht den gesamten Leistungsbedarf 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 Rohstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise und Erzeugungsnebenkosten bestimmt werden.

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

### **Ableitung von Maßnahmen auf der Basis von Netzanalysen**

Das Übertragungsnetz wird auf den Übertragungsbedarf für jeden Zeitpunkt des Jahres ausgelegt. Es sind bestimmte Situationen, sogenannte „auslegungsrelevante Netznutzungsfälle“, die den benötigten Umfang des Übertragungsnetzes bestimmen. Im ersten Schritt werden für Deutschland die 8.760 Netznutzungsfälle eines Jahres für das jeweilige Szenario auf das Modell des Übertragungsnetzes (Startnetz) projiziert. In einem Auswahlverfahren, basierend auf der Betrachtung von Maximalwerten der Leistungsflüsse 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 für jedes einzelne Szenario unter Berücksichtigung der Anforderungen an die Versorgungssicherheit, von möglichst 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 vor -verstärkung und -ausbau) folgen die ÜNB konsequent (siehe Kapitel 5.3.5 im NEP 2012).

Die ÜNB stellen detailliert die notwendigen Maßnahmen dar, beschreiben diese technisch, begründen sie und geben die geplanten Inbetriebnahmejahre an. 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, beispielsweise von max. 3.600 A bei 380-kV-Drehstromleitungen, 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 Störfallszenarien werden daher die Spannungsstabilität sowie die transiente Stabilität unter Einwirkung von Netzfehlern bewertet. Darüber hinaus werden die Auswirkungen auf das europäische Verbundsystem untersucht.

## 2.2 EINIGE GRUNDSÄTZLICHE ÜBERLEGUNGEN ZUR MINIMIERUNG DES NETZAUSBAUBEDARFS

Im Rahmen der ersten Konsultation des NEP 2012 wurde die Frage der Dimensionierung des Netzausbaus vielfach thematisiert. Aufgabe des NEP ist es, den Netzausbaubedarf unter definierten Rahmenbedingungen zu ermitteln. Die Auswirkungen der Energiewende auf Erzeugungs- und Verbraucherseite stellen eine Eingangsgröße dar, die von den ÜNB nicht in Frage gestellt wird.

Grundlage der Berechnungen sind die im genehmigten Szenariorahmen beschriebenen Eingangsgrößen und gesetzlichen Rahmenbedingungen wie die Verpflichtung zu Abnahme und Transport von 100 % erneuerbar erzeugten Stroms. Diese Rahmenbedingungen für den NEP 2013 bedingen den dargestellten Netzausbau. Hinweise auf Einflussgrößen auf den Umfang des Netzausbaubedarfs werden nachfolgend gegeben. Sie verstehen sich als Diskussionsbeiträge über den gesetzlichen Auftrag für die Erstellung des Netzentwicklungsplans hinaus.

### A) Vorhandene Optionen

- **Die optimierte Nutzung des vorhandenen Netzes:**  
Möglich ist z. B. ein Leiterseilmonitoring, um Übertragungsreserven abhängig von Umgebungstemperatur und Windgeschwindigkeit nutzen zu können. In einem zweiten Schritt kann eine Neubeseilung (auch mit Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen) unter Verwendung der bestehenden Masten eine Option sein. Maßgebend bzw. begrenzend für diese Ertüchtigungsmaßnahmen ist in der Regel die Statik der vorhandenen Maste sowie die Auswirkungen auf die Systemstabilität. Wenn diese (ggf. nach Verstärkungsmaßnahmen) nicht ausreichend ist, um eine substanzielle Erhöhung der Transportleistung durch Umbeseilung zu ermöglichen, ist ein Neubau notwendig. Die Optimierungsmöglichkeiten sind aber auf physikalische Werte zur Wahrung der Stabilität des Gesamtsystems begrenzt (beispielsweise dem max. Betriebsstrom von 3.600 A, siehe dazu auch die Planungsgrundsätze der deutschen Übertragungsnetzbetreiber).
- **Abschneiden der regenerativen Erzeugungsspitzen:**  
Das Abschneiden der regenerativen Erzeugungsspitzen, die nur an wenigen Stunden im Jahr auftreten, kann den Netzausbau reduzieren. Die Höhe der abgeschnittenen Leistung und der daraus resultierenden nicht übertragbaren Energiemengen ist eine entscheidende Einflussgröße für den Netzausbaubedarf. Auf Basis der aktuell gültigen gesetzlichen Regelungen ist der EEG-Strom jedoch vollständig aufzunehmen und zu übertragen. Deshalb wird diese Möglichkeit des Abschneidens von Erzeugungsspitzen im NEP nicht systematisch betrachtet. Die Untersuchung erfolgt gesondert bis Juli 2013 im Rahmen von Sensitivitätsanalysen. Die Verwendung von Stundenmittelwerten bewirkt bereits eine gewisse Glättung kurzzeitiger Erzeugungsspitzen, die somit nicht dimensionierungsrelevant für den vorliegenden NEP sind.
- **Regelenergie durch EE-Anlagen:**  
Die Bereitstellung von Regelleistung durch erneuerbare Erzeuger hat auf den Netzausbaubedarf keinen Einfluss. Auch (positive) Regelleistung muss, wenn sie eingesetzt wird, transportiert werden können.
- **Eine Reduzierung bzw. ein Stopp des europäischen Stromhandels:**  
Ein Stopp des europäischen Stromhandels verstößt gegen europäisches Recht und würde es z. B. unmöglich machen, Speicher im Ausland zu nutzen oder überschüssigen regenerativen Strom ins Ausland zu verkaufen. Die Folge wäre eine Zunahme der Abregelung erneuerbarer Energien. Im Übrigen bestimmen die Märkte, welche Strommengen im Rahmen des europäischen Stromhandels zu transportieren sind. Theoretisch kann das zu einem verstärkten Netzausbaubedarf führen. Ein Blick auf die Ergebnisse des europaweiten TYNDP der ENTSO-E zeigt aber deutlich, dass die überwiegende Mehrzahl der Netzausbaumaßnahmen auf die verstärkte Nutzung regenerativer Energien zurückzuführen ist.

## 2 METHODIK DER ERSTELLUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS

- **Redispatch, Countertrading etc.:**

Redispatch und Countertrading sind präventive und kurative Maßnahmen des Netzbetriebs. Diese dürfen in der Netzplanung nicht angewandt werden. Derzeit kommt es aufgrund des noch nicht realisierten Netzausbaus (Verzögerungen bei Genehmigungsverfahren) allein in der Regelzone von 50Hertz zu Redispatch-Kosten von jährlich ca. 100 Mio. €. Hinzu kommen Entschädigungszahlungen für Erzeuger für nicht eingespeisten Strom aus erneuerbaren Energien.

### **B) Noch zu realisierende Optionen**

- **Reduzierung des Stromverbrauchs:**

Moderne Technologien benötigen Strom, z. B. in der Informations- und Kommunikationstechnik. Deren zunehmender Einsatz führt zu einem Verbrauchsanstieg, wenn die zunehmende Nutzung nicht durch erhöhte Energieeffizienz der eingesetzten Geräte kompensiert wird. Erneuerbar erzeugter Strom kann und soll fossile Primärenergieträger ersetzen (z. B. E-Mobilität, Wärmepumpen). Damit konkurrieren Maßnahmen zur Reduzierung des Stromverbrauchs (Effizienzsteigerung, Stromsparen) und Bedarfssteigerungen insbesondere auch durch Anwendungen, die zum Erreichen der Klimaziele beitragen. Eine Reduzierung des Verbrauchs führt nicht zwangsläufig zu weniger Ausbaubedarf. Wenn das regionale Auseinanderfallen von Erzeugung und Verbrauch weiter besteht, kann ein Sinken des Stromverbrauchs sogar zu erhöhtem Netzausbaubedarf führen, weil die überschüssige Erzeugungsleistung weiter transportiert werden muss, bis sie einen Verbraucher erreicht.

- **Verbrauchsnahe (dezentrale) Erzeugung:**

Hier liegt das größte Potenzial für eine Minimierung des Netzausbaubedarfs. Dafür wären entsprechende Allokationssignale für regenerative und konventionelle Erzeuger nötig (geänderte Marktmechanismen für die Netznutzung, Kapazitätsmärkte u. a.). Dies bedeutet aber auch, dass Regelernergie und Systemdienstleistungen für die sichere Versorgung lokal/regional zur Verfügung gestellt werden müssen. Auch wird regenerativer Strom dann nicht dort erzeugt, wo er am kostengünstigsten hergestellt werden kann, sondern eben dort, wo er verbraucht wird. Sie erhöht auch den Verbrauch an Fläche für Erzeugungsanlagen an wenig effizienten Standorten. Damit einhergehend wäre es notwendig, Speicher- oder Kraftwerksleistung regional und verbrauchsnahe vorzuhalten, um die fluktuierende regenerative Erzeugung bedarfsgerecht ausgleichen zu können, ohne das (dann nicht vorhandene) Übertragungsnetz in Anspruch nehmen zu müssen. Konsequente bedarfsgerechte verbrauchsnahe Erzeugung ist absehbar mit höheren Kosten verbunden als überregional optimierte Lösungen. Überschusserzeugung in einzelnen Regionen kann den Reduktionseffekt auf den Übertragungsbedarf überkompensieren, weil auch in diesem Fall – wie bei der Reduzierung des Verbrauchs – die Transportentfernungen zu den nächstgelegenen Verbrauchern größer werden.

- **Erzeugungsnaher Speicherung:**

In Ergänzung zu verbrauchsnaher Erzeugung liegt hier ebenfalls ein Potenzial zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs. Derzeit sind diese Speicher allerdings nicht verfügbar, jedenfalls nicht mit einem ausreichend hohen Wirkungsgrad und nicht zu akzeptablen Kosten. Die dafür notwendigen Technologien müssen erst (weiter) entwickelt werden. Anlagen in industriellen Dimensionen müssen zur Marktreife entwickelt und dann gebaut werden. Zudem muss der Speichereinsatz tatsächlich entsprechend dem Ziel des reduzierten Netzausbaus Rechnung tragen. Das ist auf Basis der aktuellen Marktregeln nicht sichergestellt.

- **Umwandlung und Transport der Energie in Form eines Speichermediums (z. B. Methan):**

Dies ist mit hohen Umwandlungsverlusten verbunden. Für den großflächigen Einsatz von Elektrolyse und Methanisierung – oft unter dem Schlagwort „Power-to-Gas“ angesprochen – fehlen bislang die nötigen großdimensionierten Umwandlungsanlagen. Der damit einhergehende Ausbaubedarf von Gasleitungen entzieht sich der Beurteilung durch die Stromübertragungsnetzbetreiber.

- **Demand Side-Management (DSM) und Smart Grids/Smart Market:**

DSM und Smart Grids/Smart Market können zu einer Reduzierung des Netzausbaubedarfs führen, wenn deren Steuerung die verfügbaren Transportkapazitäten als Führungsgröße berücksichtigt. Wenn durch solche Maßnahmen in allen Regionen und zu jedem Zeitpunkt Erzeugung und Verbrauch ausbalanciert sind, wird der Netzausbaubedarf minimiert. Eine Steuerung des Verbrauchs entsprechend dem Dargebot an regenerativer Energie

führt dagegen zu einer Erhöhung des Netzausbaubedarfs, weil dieser sich dann an der Erzeugungsspitze orientiert, die absehbar höher sein wird als die Spitze des unbeeinflussten Verbrauchs. Festzuhalten ist aber, dass es derzeit für Smart Grids/Smart Market keine einsatzreifen Konzepte bzw. Technologien gibt. Die Auswirkungen der Anfang des Jahres 2013 in Kraft getretenen Verordnung über abschaltbare Lasten bleiben noch abzuwarten. Einerseits erfordert die Umsetzung sowohl organisatorische wie technische Maßnahmen, die Zeit brauchen. Andererseits ist eine Prognose über das Interesse der Großverbraucher schwierig, da die ÜNB nicht bewerten können, welcher Anteil der industriellen Prozesse entsprechend der gesetzlich geregelten Nutzung geeignet ist und wie sich die Wirtschaftlichkeit der Teilnahme an dem Verfahren darstellt.

Zusammenfassend ist zu sagen, dass alle Optionen grundsätzlich sinnvoll und hilfreich sind. Da deren Entwicklung und Realisierung aber eine lange Zeit in Anspruch nehmen und ihre technische Umsetzbarkeit teilweise nicht gesichert ist, stellt der Netzausbau derzeit die kurzfristig notwendige und vielversprechendste Maßnahme zur Ermöglichung der Energiewende dar. Dabei muss aber im Hinblick auf die angesprochenen Potenziale darauf geachtet werden, dass der Ausbau der Netze nicht überdimensioniert wird. Da der NEP regelmäßig neu erstellt wird, fließen neue Erkenntnisse direkt in die Planungen der ÜNB ein und garantieren, dass es zu keiner Fehlentwicklung kommt, die zukünftige Potenziale nicht ausreichend oder zu spät berücksichtigt. Bei der Debatte über energiewirtschaftliche, technische oder politische Möglichkeiten zur Minimierung des Netzausbaubedarfs sollte jedoch immer bedacht werden, dass nicht nur der Netzausbau Auswirkungen auf Mensch und Natur hat. Auch die Umsetzung der geschilderten Optionen wie beispielsweise der Zubau von regionalen Erzeugungseinheiten und Speichern in großer Zahl in allen Regionen hätte Folgen für Menschen, Umwelt, Landschaft und Wirtschaft.

### 2.3 EINORDNUNG DER ERGEBNISSE DES NETZENTWICKLUNGSPLANS

Der NEP 2013 benennt die zum Zeitpunkt 2023 bzw. 2033 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 die benötigte Übertragungskapazität sicherstellt. Im NEP werden konkrete Empfehlungen für den Aus- und Neubau der Übertragungsnetze an Land 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 Netzentwicklungsplans Strom. Sie werden in einem separaten Bericht, dem O-NEP, dargestellt. Die Entwicklung der Offshore-Erzeugung ist aber auch als Eingangsgröße für die Netzplanung an Land eingeflossen.

### 2.4 ANFANGS- UND ENDPUNKTE DER LEITUNGEN ALS SUCHRÄUME

Der vorliegende NEP 2013 beschreibt bei Netzausbauprojekten – ebenso wie sein Vorgänger – keine konkreten Trassenverläufe von Übertragungsleitungen, sondern er dokumentiert den notwendigen Übertragungsbedarf zwischen Netzknoten. Berechnet werden zukünftige Leitungsverbindungen von einem konkreten Umspannwerk zu einem anderen Umspannwerk, wenngleich es in Gebieten mit hoher Umspannwerkdichte Spielraum geben kann. Die Anfangs- und Endpunkte der im NEP ermittelten Leitungsverbindungen werden dabei auf der Ebene der Netzplanung mit Gemeinde- oder Ortsteilnamen benannt, die in einem relevanten Suchraum liegen, insbesondere für den Fall, dass in diesem Suchraum noch gar kein Netzverknüpfungspunkt vorhanden ist. Daher handelt es sich bei den Bezeichnungen der Anfangs- und Endpunkte der Leitungsverbindungen keinesfalls um territoriale Angaben eines spezifischen Gemeindegebietes, sondern um Angaben von netztechnisch relevanten Gebieten, wobei konkrete Standortfestlegungen erst in den nachfolgenden Planungs- und Genehmigungsverfahren, insbesondere bei der Fachplanung und Planfeststellung, verbindlich erfolgen können. Eine Änderung könnte z. B. notwendig werden, wenn sich ein anderer in der Nähe liegender Netzverknüpfungspunkt in den nachgelagerten Genehmigungsverfahren für die Errichtung einer neuen oder die Erweiterung einer vorhandenen Schaltanlage oder Konverterstation als besser geeignet oder als praktisch überhaupt realisierbar (z. B. durch Findung eines geeigneten Grundstücks) erweisen sollte.

## 2.5 GEPRÜFTE UND IN BETRACHT KOMMENDE ANDERWEITIGE PLANUNGSMÖGLICHKEITEN

Der Netzentwicklungsplan muss gemäß § 12b Abs. 4 EnWG eine zusammenfassende Erklärung enthalten, aus welchen Gründen der Netzentwicklungsplan nach Abwägung mit den geprüften, in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten gewählt wurde. Die hier vom Gesetzgeber bewusst gewählte Formulierung unterscheidet sich deutlich von der in § 12c Abs. 2 EnWG in Verbindung mit § 14g UVPG geregelten Pflicht zur Durchführung einer Betrachtung „vernünftiger Alternativen“ im Rahmen des Umweltberichts zum Bundesbedarfsplanentwurf. Der Umfang der Prüfungspflicht anderweitiger Planungsmöglichkeiten muss sich daher nicht an den sehr strengen umweltbezogenen Anforderungen zur Prüfung vernünftiger Alternativen des UVPG ausrichten. Darzustellen sind diejenigen anderweitigen Planungsmöglichkeiten, die überhaupt in Betracht kommen und darüber hinaus geprüft wurden.

Nicht geprüft wurden auf der hochgezonten, abstrakten Ebene des NEP konkrete räumliche Alternativen zu Einzelmaßnahmen. Die im NEP enthaltenen Maßnahmen sind Ergebnis eines netzplanerisch ermittelten Gesamtbedarfs. Bei dieser Bedarfsermittlung stehen geografische Umstände, anders als bei der nachgelagerten Bundesfachplanung und den Planfeststellungsverfahren, nicht im Zentrum des Interesses. Es geht vielmehr um die grundsätzliche Ermittlung von Lösungen für Übertragungsbedarfe nach netztechnischen Aspekten. Die konkrete Führung der Trasse zwischen einem Anfangs- und Endpunkt liegt zu diesem Zeitpunkt noch nicht fest und kann auch nicht feststehen, da sie nicht Gegenstand der angestellten Netzberechnungen sein kann. Insofern scheidet auf dieser Planungsstufe eine Prüfung anderweitiger räumlicher Planungsmöglichkeiten von Trassenverläufen von vornherein aus. Wie in Kapitel 2.4 dargestellt, stellen die Ortsangaben im Regelfall Suchräume für die spätere konkretisierende Planung in der Bundesfachplanung und den Planfeststellungsverfahren dar. Hier kann es im Rahmen der nachgelagerten Planungsverfahren zu Abweichungen von den benannten Anfangs- und Endpunkten kommen. Die gewählten Namen der Anfangs- und Endpunkte sind nicht so fixiert, dass man hier bereits konkrete geografische Alternativen, geschweige denn Umweltauswirkungen prüfen könnte. Dies erfolgt erst in der nachgelagerten Bundesfachplanung und noch konkreter im Planfeststellungsverfahren. Die Prüfung alternativer Trassenverläufe stellt daher keine in Betracht kommende anderweitige Planungsmöglichkeit dar und wird insofern im Bericht auch nicht erläutert. Lediglich bei einigen einzelnen Maßnahmen wurden bereits im NEP 2012 alternative Anfangs- und Endpunkte aus netzplanerischer Sicht unter netztopologischer Perspektive geprüft. Geographische Aspekte können dabei lediglich in einzelnen Fällen als additive Randbedingungen hinzugezogen werden.

Bereits im NEP 2012 betrachtete anderweitige Planungsmöglichkeiten sind demgegenüber alternative Technologiekonzepte. Diese stellen durchaus Rahmenbedingungen dar, die in die Netzberechnungen in unterschiedlicher Weise Eingang finden können und insofern anderweitige Planungsmöglichkeiten eröffnen. Solche technische Alternativen stellen insbesondere die Verwendung der Übertragungstechnologie als reines Drehstromnetz, ein vollständig auf Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) basierender Netzausbau oder eine Mischform aus beiden dar. Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für das letztere Konzept entschieden. Die Darstellung der hier angestellten Überlegungen und Abwägungen findet sich in Kapitel 5 des NEP-Berichts 2012<sup>5</sup>. Gegenüber den dort angestellten Überlegungen gibt es keine neu hinzugefügten technischen Alternativen, sodass im NEP 2013 auf dieses Kapitel Bezug genommen wird.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten bereits im NEP 2012 auch dadurch dargestellt, dass dort ausgehend von vier verschiedenen genehmigten Szenarien nach § 12a EnWG vier unterschiedliche Zielnetze berechnet und einander gegenübergestellt werden.

<sup>5</sup> ÜNB (2012): Netzentwicklungsplan Strom 2012, 2. überarbeiteter Entwurf

Im NEP 2013 werden neben dem maßnahmenscharfen Netzmodell zum Leitszenario B 2023 weitergehende indikative Analysen angestellt. Das Netzmodell des Szenarios B 2023 des NEP 2013 wird hierzu jeweils um die im NEP 2012 für die Szenarien A 2022, C 2022 und B 2032 ermittelten Maßnahmen erweitert. Die Analysen zeigen, inwieweit dieses erweiterte Netzmodell zur Problemlösung für die dazu jeweils korrespondierenden Szenarien A 2023, C 2023 und B2033 geeignet ist. Damit sind auch hier alternative Planungsmöglichkeiten zu den vier Szenarien dargestellt.

## 2.6 BESCHREIBUNG DES VERHÄLTNISSSES VON NEP 2012 UND NEP 2013

Der Netzentwicklungsplan 2012 wurde am 26.11.2012 durch die BNetzA bestätigt. Der bestätigte NEP ist die Grundlage für den Entwurf des ersten Bundesbedarfsplans. Der Entwurf des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) wurde am 19.12.2012 vom Bundeskabinett beschlossen und veröffentlicht. Mit dem anschließenden Erlass des Bundesbedarfsplans ist die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der darin beschriebenen Maßnahmen verbindlich festgestellt.

Die Arbeiten am NEP 2013 begannen mit der Erstellung des Szenariorahmens für den NEP 2013. Der Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan 2013 wurde von den ÜNB erstellt und der BNetzA am 17.07.2012 übergeben. Danach wurde der Entwurf von der BNetzA geprüft und zur öffentlichen Konsultation gestellt. Anschließend wurde er am 30.11.2012 genehmigt.

Der NEP 2012 hatte für alle Szenarien konkrete Netzausbaumaßnahmen identifiziert. Der wesentliche Unterschied aller Szenarien des Szenariorahmens 2012 im Vergleich mit dem Szenariorahmen 2013 wird durch die weitere Entwicklung regenerativer Energien und die Reduzierung von ungewollten Leistungsflüssen (Ringflüssen) in Polen, Tschechien und Österreich bedingt.

Im NEP 2013 wurde im ersten Schritt der Schwerpunkt auf die Weiterentwicklung der weiteren Netzausbaumaßnahmen des Leitszenarios B 2023 gelegt. Die Analysen bestätigen die Ergebnisse des NEP 2012, Szenario B 2022, und identifizieren weitere Maßnahmen, die infolge der Zunahme des Ausbaus regenerativer Energien durch die Fortschreibung des Szenariorahmens notwendig sind.

Für weitere Szenarien des Szenariorahmens 2013 (A 2023, C 2023 und B 2033) wurden anhand repräsentativer Netzsituationen Analysen vorgenommen. Deren Ergebnis bestätigt die Aktualität der Netzausbaumaßnahmen aus dem NEP 2012. Das im NEP 2013 vorgeschlagene Netzkonzept ist konsistent mit dem im letzten Jahr vorgeschlagenen Netzausbau.

## 3 SZENARIEN

Das Kapitel 3 gibt einen Überblick über die Entwicklung des Szenariorahmens. Im Detail wird dargestellt, welche Eingangsgrößen und Daten den Szenarien zugrunde liegen. Anschließend werden die Szenarien konkretisiert und die regionale Zuordnung nach Bundesländern beschrieben. Darüber hinaus geht Kapitel 3 auf die Veränderungen gegenüber dem Szenariorahmen des NEP 2012 ein.

### 3.1 SZENARIORAHMEN

#### 3.1.1 Gesetzliche Anforderungen

Der Szenariorahmen ist der Ausgangspunkt für die Erstellung des Netzentwicklungsplans nach § 12a EnWG. Darin ist vorgesehen, einen Szenariorahmen mit mindestens drei Entwicklungspfaden (Szenarien) vorzulegen. Die Szenarien sollen die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen bezüglich Energieverbrauch und Erzeugung in den nächsten zehn Jahren darstellen. Eines der Szenarien wird zudem für weitere zehn Jahre fortgeschrieben, um eine wahrscheinliche Entwicklung für die nächsten zwanzig Jahre darzustellen.

Diese energiewirtschaftlichen Szenarien beschreiben die notwendigen Randbedingungen, die zur Bewertung zukünftiger Netzauslastungen notwendig sind. Sie sind die Grundlage der Netzplanung und dienen primär als Basis für die Ableitung des jeweils erforderlichen Netzausbaubedarfs. Der Szenariorahmen ist jährlich zu aktualisieren und die Netzentwicklungsplanung daran anzupassen. So können veränderte Rahmenbedingungen und künftige energiewirtschaftliche Entwicklungen berücksichtigt werden.

Der von den Übertragungsnetzbetreibern erstellte Entwurf des Szenariorahmens wurde der Regulierungsbehörde BNetzA am 17.07.2012 vorgelegt und anschließend öffentlich konsultiert. Die im Rahmen der Konsultation aus Sicht der Behörde erforderlich gewordenen Anpassungen des Szenariorahmens hat die BNetzA in die Genehmigung des Szenariorahmens vom 30.11.2012 (Az.: 6.00.03.04/12-11-30/Szenariorahmen 2012)<sup>6</sup> aufgenommen.

Im Genehmigungsdokument geht die Bundesnetzagentur ergänzend auf die Frage der „wahrscheinlichen Entwicklung“ ein: „Die genehmigten Szenarien decken die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen ab. Ein Szenario ist als wahrscheinlich zu erachten, wenn es mit einer hinreichend hohen Realisierungswahrscheinlichkeit verbunden ist und somit das zu entwickelnde Stromnetz in der Zukunft den Anforderungen dieses Szenarios mit hinreichend hoher Wahrscheinlichkeit genügen muss. Bei der Ermittlung der Szenarien ist von den aktuellen rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen auszugehen. Die Entwicklung der gesetzlichen Grundlagen bis 2023 bzw. 2033 ist nämlich ebenso wenig vorhersehbar wie die Entwicklung der Marktpreise oder die Verbreitung neuer Technologien.“<sup>7</sup>

#### 3.1.2 Eingangsüberlegungen der Übertragungsnetzbetreiber

Die Szenarien für den Netzentwicklungsplan 2013 bauen auf dem von den Übertragungsnetzbetreibern erstmalig für den Netzentwicklungsplan 2012 entwickelten Szenariorahmen auf. Dieser wurde auf Basis der Daten- und Informationsgrundlage ausgewählter Studien unabhängiger Forschungsinstitutionen<sup>8</sup> sowie des Verbandes europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) entwickelt. Die Auswahl der Studien erfolgte im Rahmen der Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“, die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie gegründet wurde. Die Szenarien für den NEP 2013 wurden überarbeitet und angepasst. Der Zehnjahreshorizont wurde entsprechend um ein Jahr in die Zukunft verschoben. Da sich die energiepolitischen Rahmenbedingungen gegenüber dem Vorjahr nicht grundlegend verändert haben, konnte die gleiche Methodik wie für den NEP 2012 zugrunde gelegt werden.

Der Szenariorahmen für den NEP 2013 hat mit dem genehmigten Szenariorahmen für den NEP 2012 somit viele Gemeinsamkeiten hinsichtlich der grundsätzlichen Struktur und der Verfahren zur Ermittlung der installierten Erzeugerleistungen. Es gab jedoch einige Verbesserungen: So konnte der zugrunde liegende konventionelle Kraft-

<sup>6</sup> Bundesnetzagentur [2012]: Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2013

<sup>7</sup> Bundesnetzagentur [2012]: Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2013, S. 39

<sup>8</sup> Quellen siehe ÜNB [2012]: Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2013 – Entwurf

werkspark des Referenzjahres 2011 durch ein von der Bundesnetzagentur durchgeführtes Monitoring auf einer breiteren Basis erfasst und durch diese Detaillierung vergrößert werden. Dank einer weiteren Erhebung durch die Bundesnetzagentur konnten erstmals auch von den Betreibern gemeldete Kraftwerksstilllegungen beachtet werden. Außerdem konnte eine große Anzahl von KWK-Anlagen geringerer Leistung durch Informationen des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) ergänzt werden. Aufgrund der Erfahrungen aus den Marktsimulationen im Rahmen des NEP 2012 werden nur noch diejenigen mit Erdgas befeuerten Kraftwerke nach einer Betriebsdauer von 45 Jahren ersetzt, die bereits im Bestand als KWK-Anlagen betrieben werden. Zusätzlich geplante Pumpspeicherkraftwerke mit einer Leistung von insgesamt ca. 2 GW wurden der Bundesnetzagentur gegenüber bekannt gegeben und im Szenariorahmen berücksichtigt. Hinsichtlich der räumlichen Verteilung der regenerativen Stromerzeuger aller Kategorien wurden deren installierte Leistungen für alle Szenarien je Bundesland angegeben.

Die grundlegenden Charakteristika der einzelnen Szenarien sind auch im NEP 2013 erhalten geblieben:

#### **SZENARIO A**

In Szenario A wird für das Jahr 2023 ein moderater Anstieg der installierten Leistung von Steinkohlekraftwerken im konventionellen Bereich gegenüber dem Stand 2011 angenommen. Dabei werden sämtliche geplanten Braun- und Steinkohlekraftwerke berücksichtigt, für die ein Netzanschlussbegehren oder eine Netzanschlusszusage nach der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) vorliegt. Die installierte Leistung der erneuerbaren Energien bildet den unteren Rand des Szenariorahmens ab. Das Szenario ist ein Zukunftsbild über zehn Jahre.

#### **SZENARIO B (LEITSZENARIO)**

Szenario B für das Jahr 2023 geht von einem höheren Anteil an erneuerbaren Energien als im Szenario A aus. Darüber hinaus wird ein Anstieg der installierten Leistung von Erdgaskraftwerken prognostiziert. Dieses Basisszenario mit einem Horizont bis 2023 wird zudem um weitere zehn Jahre bis 2033 fortgeschrieben, sodass sich die Szenarien B 2023 und B 2033 ergeben.

#### **SZENARIO C**

Szenario C für das Jahr 2023 zeichnet sich durch einen besonders hohen Anteil an erneuerbaren Energien aus, der sich aus regionalen Entwicklungsprognosen und Zielen der Bundesländer ergibt. Der konventionelle Kraftwerkspark entspricht dem Szenario B für das Jahr 2023.

In allen Szenarien ist die Kernenergie durch die geplanten Kraftwerksstilllegungen bis zum Ende des Jahres 2022 nicht mehr vorhanden.

#### **Eingangsrößen**

Wesentliche Quellen für den konventionellen Kraftwerkspark im vorliegenden Szenariorahmen des NEP 2013 waren die aktuellen Bestandslisten konventioneller Kraftwerke der Bundesnetzagentur (Stand 01.04.2012), das Kraftwerksanschlussregister nach KraftNAV des VDE-FNN (Stand 29.06.2012), die bei den Ferngasleitungsnetzbetreibern (FNB) vorliegenden Anschlussbegehren für Gaskraftwerke sowie die Überlegungen, die in der Genehmigung des Szenariorahmens 2012 (Dezember 2011) enthalten sind.

#### **Überarbeitete und aktualisierte Datenbasis**

Die zugrunde liegenden Daten wurden aktualisiert. Dabei wurde insbesondere auf überarbeitete Daten der Bundesnetzagentur zurückgegriffen:

- eine aktualisierte Liste der Bestandskraftwerke in Deutschland,
- Unternehmensmeldungen hinsichtlich des Zubaus und Rückbaus von Kraftwerken mit Blick auf die nächsten fünf Jahre,
- eine Übersicht über die KWK-Anlagen in Deutschland mit Leistung und Postleitzahl, aber ohne Angaben zu Brennstoff und Baujahr (über das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, BAFA).

## 3 SZENARIEN

Darüber hinaus haben sich die Übertragungsnetzbetreiber mit den Ferngasleitungsnetzbetreibern über die Berücksichtigung von geplanten Kraftwerken in den Szenarien abgestimmt. Außerdem sind die vorläufigen Werte des EE-Bestandes Ende 2011 aus den EE-Stammdatenregister der Übertragungsnetzbetreiber eingeflossen.

### Änderungen im Entwurf des Szenariorahmens 2013 gegenüber dem genehmigten Szenariorahmen 2012

Folgende Änderungen und Aktualisierungen wurden vorgenommen:

- Aktualisierung der EE-Bestandszahlen von Ende 2010 auf Ende 2011,
- Aktualisierung der Bestandskraftwerke auf Ende 2011 mit Daten aus dem Kraftwerksmonitoring der Bundesnetzagentur,
- Aktualisierung der Neubaukraftwerke gemäß Bundesnetzagentur-KW-Monitoring und VDE FNN-Kraftwerksanschlussregister nach KraftNAV,
- Berücksichtigung von zusätzlichen Pumpspeicherkraftwerken mit einer Gesamtleistung von ca. 2 GW, für die lediglich Projektanträge vorliegen,
- Aktualisierung der Rückbauten von Kraftwerken anhand angezeigter Rückbauvorhaben und nach Betriebsdauer für 2023 und 2033,
- baugleicher Ersatz von Erdgaskraftwerken mit KWK-Eigenschaft nach 45 Jahren Betriebsdauer; Außerbetriebnahme von Erdgaskraftwerken ohne KWK-Eigenschaft nach Ablauf der Betriebsdauer,
- aufgrund neuerer Erkenntnisse Verschiebung von Kraftwerken aus der Kategorie „sonstige Erneuerbare“ zu „sonstige konventionelle Kraftwerke“,
- Anpassung von EE-Zielwerten gemäß vorliegenden Meldungen der Bundesländer (BW, BB, HB, HH, HE, MV, ST, TH),
- Anpassung der Jahreshöchstlast auf 87,5 GW von 84 GW in allen Szenarien.

Folgende Punkte wurden beibehalten:

- Zuordnung der NEP-Szenarien zu den ENTSO-E-Szenarien aus der SO&AF (Scenario Outlook & Adequacy Forecast),
- Standardbetriebsdauer aller kohle- und mineralölbefeuerten Kraftwerke von 50 Jahren,
- kein Rückbau von Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerken,
- Nettostrombedarf in Höhe von 535,4 TWh in allen Szenarien,
- Übernahme der CO<sub>2</sub>- und Brennstoffpreise aus dem NEP der Fernleitungsnetzbetreiber (Prognos AG)<sup>9</sup>,
- EE-Zielwerte der Bundesländer (Szenario C 2023) gemäß NEP 2012 interpoliert, sofern keine neueren Werte vorliegen.

### Annahmen zu konventionellen Kraftwerken

Die nachfolgenden Daten zu den Szenarien des NEP 2013 enthalten jeweils die für die Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland relevanten Informationen aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber. Dafür sind folgende Abgrenzungen von Bedeutung:

- 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.

<sup>9</sup> Fernleitungsnetzbetreiber (2012): Netzentwicklungsplan Gas 2012

Während der Aufbereitung der Eingangsdaten wurden Informationen zu einzelnen Kraftwerksblöcken präzisiert und mit unterschiedlichen Planungsstatus für den Stromsektor versehen. Diese Angaben wurden mit dem Kraftwerksanschlussregister beim Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik/Forum Netztechnik/Netzbetrieb (VDE/FNN) nach § 9 Kraftwerks-Netzanschlussverordnung abgeglichen.

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 mit Ausnahme von Erdgaskraftwerken wurde mit 50 Jahren angesetzt. Diese Betriebsdauer basiert auf Erfahrungswerten und Studien und stellt einen Mittelwert dar. Im Gegensatz zum Netzentwicklungsplan 2012 führen Retrofit-Maßnahmen nicht zu einer Veränderung dieser Betriebsdauer. 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 angenommen. Erdgaskraftwerke mit KWK-Eigenschaft werden nach 45 Jahren Betriebsdauer baugleich ersetzt, Erdgaskraftwerke ohne KWK-Eigenschaft nach Ablauf der Betriebsdauer außer Betrieb genommen.

#### Ergänzende Eingangsdaten zur Marktmodellierung

Für die Marktsimulation zusätzlich erforderliche energiewirtschaftliche Rahmendaten wurden im Zusammenhang mit dem Szenariorahmen zur Vereinheitlichung der Preise zwischen dem NEP Strom und dem NEP Gas für die Modellierung die von Prognos AG für den Szenariorahmen Netzentwicklungsplan Gas berechneten Annahmen zugrunde gelegt. Beim Abgleich der Eingangsgrößen der beiden Netzentwicklungspläne Strom und Gas fanden folgende Brennstoffpreise und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise des NEP Gas der Fernleitungsnetzbetreiber Einzug in den Netzentwicklungsplan Strom der ÜNB<sup>10</sup>:

TABELLE 1: BRENNSTOFFPREISE UND ZERTIFIKATSKOSTEN

Alle Szenarien	Einheit	2010	2023	2033
<b>Internationale Preise</b>				
Ölpreis real	(USD <sub>2010</sub> /bbl)	80	106	114
CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreis	(EUR <sub>2010</sub> /t)	13	27	45
<b>Grenzübergangspreise Deutschland</b>				
Rohöl	(EUR <sub>2010</sub> /t)	446	572	696
Erdgas	(EURCent <sub>2010</sub> /kWh)	2,1	2,6	2,7
Kraftwerkssteinkohle	(EUR <sub>2010</sub> /t SKE)	85	79	86
Braunkohle (Inland)	(EUR <sub>2010</sub> /MWh(th))	1,5	1,5	1,5

Quelle: ÜNB (2012): Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2013 – Entwurf

In Abstimmung mit dem NEP Gas sind folgende Emissionsfaktoren der Marktsimulation mit dem europäischen und deutschen Kraftwerkspark zugrunde gelegt:

<sup>10</sup> Fernleitungsnetzbetreiber (2012): Netzentwicklungsplan Gas 2012

## 3 SZENARIEN

TABELLE 2: EMISSIONSFAKTOREN

Primärenergieträger	Spezifische CO <sub>2</sub> -Emissionen [t CO <sub>2</sub> / GJ <sub>therm</sub> ]
Braunkohle	0,1110
Steinkohle	0,0917
Erdgas	0,0556
Öl	0,0750

Quelle: ÜNB (2012): Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2013 – Entwurf

## 3.1.3 Der genehmigte Szenariorahmen

Die von den ÜNB entwickelten Szenarien wurden am 17.07.2012 an die BNetzA übergeben und im Anschluss unter Beteiligung der interessierten Öffentlichkeit zur Konsultation gestellt. Im Rahmen der Konsultation wurden durch die BNetzA Änderungen am vorgeschlagenen Szenariorahmen vorgenommen. Mit Schreiben vom 30.11.2012 hat die Bundesnetzagentur den Szenariorahmen für den NEP 2013 nach § 12a 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.: 6.00.03.04/12-11-30/Szenariorahmen 2012).<sup>11</sup>

Eine Übersicht über die Anpassungen in der Genehmigung ist in den folgenden Tabellen aufgeführt. Kleine Abweichungen in der Summenbildung in den Tabellen resultieren aus der Rundung auf 0,1 GW.

TABELLE 3: ÜBERSICHT ÜBER DIE ANPASSUNGEN IN DER GENEHMIGUNG DES SZENARIORAHMENS DURCH DIE BNETZA/ INSTALLIERTE ERZEUGUNGSLEISTUNG, TEIL I: KONVENTIONELL

Energieträger (alle Angaben in GW)	Referenz 2011			Szenario A 2023			Szenario B 2023			Szenario B 2033			Szenario C 2023		
	ÜNB	BNetzA	Diff.	ÜNB	BNetzA	Diff.	ÜNB	BNetzA	Diff.	ÜNB	BNetzA	Diff.	ÜNB	BNetzA	Diff.
Kernenergie	12,1		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0		0,0
Braunkohle	20,2		0,0	19,3	18,0	↓ -1,3	17,6		0,0	11,8		0,0	17,6		0,0
Steinkohle	26,3		0,0	31,9		0,0	25,8	25,7	↓ -0,1	20,2		0,0	25,8	25,7	-
Erdgas	26,6	26,5	(-0,1)	22,8	23,2	↑ 0,4	31,9	33,0	↑ 1,1	41,1	41,0	↓ -0,1	31,9	33,0	↑ 1,1
Öl	3,8		0,0	2,7		0,0	2,7		0,0	1,0		0,0	2,7		0,0
Pumpspeicher	6,4		0,0	10,9	11,0	↑ 0,1	10,9	11,0	↑ 0,1	10,9	11,0	↑ 0,1	10,9	11,0	↑ 0,1
Sonstige konv. Erzeugung	4,1		0,0	3,3		0,0	3,3		0,0	2,3		0,0	3,3		0,0
Summe gesamte konv. Erzeugung	99,3	99,4	-	90,9	90,1	↓ -0,8	92,2	93,3	↑ 1,1	87,1	87,3	-	92,2	93,3	↑ 1,1

Quelle: ÜNB und Bundesnetzagentur (2012): Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2013, S. 2, 48, 50, 53, 58, 60, 62, 64, 66, 67

<sup>11</sup> Bundesnetzagentur (2012): Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2013

TABELLE 4: ÜBERSICHT ÜBER DIE ANPASSUNGEN IN DER GENEHMIGUNG DES SZENARIORAHMENS DURCH DIE BNETZA/ INSTALLIERTE ERZEUGUNGSLEISTUNG, TEIL II: REGENERATIV

Energieträger (alle Angaben in GW)	Referenz 2011			Szenario A 2023			Szenario B 2023			Szenario B 2033			Szenario C 2023		
	ÜNB	BNetzA	Diff.	ÜNB	BNetzA	Diff.	ÜNB	BNetzA	Diff.	ÜNB	BNetzA	Diff.	ÜNB	BNetzA	Diff.
Wind onshore	29,1	28,9	↓-0,2	45,9	45,7	↓-0,2	49,5	49,3	↓-0,2	66,5	66,3	↓-0,2	84,5	86,0	↑ 1,5
Wind offshore	0,2		0,0	9,8	10,3	↑ 0,5	13,1	14,1	↑ 1,0	28,1	25,3	↓-2,8	17,8		0,0
Photovoltaik	25,1	25,3	↑ 0,2	55,1	55,3	↑ 0,2	61,1	61,3	↑ 0,2	72,1	65,3	↓-6,8	51,8	55,6	↑ 3,8
Biomasse	5,3	5,5	↑ 0,2	7,9	8,1	↑ 0,2	8,7	8,5	↓-0,2	9,7	9,0	↓-0,7	7,3		0,0
Wasserkraft	4,7	4,4	↓-0,3	4,8	4,5	↓-0,3	5,0	4,8	↓-0,2	5,2	5,0	↓-0,2	4,8		0,0
Sonstige reg. Erzeugung	0,7	0,9	↑ 0,2	0,9	1,0	↑ 0,1	1,2	1,5	↑ 0,3	1,9	2,3	↑ 0,4	1,4		0,0
Summe reg. Erzeugung	65,1	65,2	↑ 0,1	124,5	124,9	↑ 0,4	138,7	139,5	↑ 0,8	183,6	173,2	↓-10,4	167,6	172,9	↑ 5,3
Summe reg. und konv. Erzeugung (Tab. 3 + 4)	164,4	164,6	↑ 0,2	215,4	215,0	↓-0,4	230,9	232,8	↑ 1,9	270,7	260,5	↓-10,2	259,8	266,2	↑ 6,4

Quelle: ÜNB und Bundesnetzagentur (2012): Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2013, S. 2, 48, 50, 53, 58, 60, 62, 64, 66, 67

Zusätzlich wurde eine Senkung der angenommenen Jahreshöchstlast von 87,5 GW ohne Verlustleistung auf 84 GW inklusive der Verlustleistung im Verteilungsnetz in den Zieljahren 2023 und 2033 in der Genehmigung zugrunde gelegt.

#### Erzeugungskapazitäten in den genehmigten Szenarien

In der folgenden Tabelle sind die installierten Nettoleistungen pro Energieträger für Deutschland in den drei Szenarien für 2023 und dem Szenario für 2033 nach Genehmigung durch die BNetzA dargestellt:

## 3 SZENARIEN

TABELLE 5: SZENARIORAHMEN – ERZEUGUNGSKAPAZITÄTEN

Installierte Nettoleistungen [GW]					
Energieträger	Referenz 2011	Szenario A 2023	Szenario B 2023	Szenario B 2033	Szenario C 2023
Kernenergie	12,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	20,2	18,0	17,6	11,8	17,6
Steinkohle	26,3	31,9	25,7	20,2	25,7
Erdgas	26,5	23,2	33,0	41,0	33,0
Öl	3,8	2,7	2,7	1,0	2,7
Pumpspeicher	6,4	11,0	11,0	11,0	11,0
Sonstige konv. Erzeugung	4,1	3,3	3,3	2,3	3,3
<b>SUMME KONV. ERZEUGUNG</b>	<b>99,4</b>	<b>90,1</b>	<b>93,3</b>	<b>87,3</b>	<b>93,3</b>
Wind (onshore)	28,9	45,7	49,3	66,3	86,0
Wind (offshore)	0,2	10,3	14,1	25,3	17,8
Photovoltaik	25,3	55,3	61,3	65,3	55,6
Biomasse	5,5	8,1	8,5	9,0	7,3
Wasserkraft	4,4	4,5	4,8	5,0	4,8
Sonstige reg. Erzeugung	0,9	1,0	1,5	2,3	1,4
<b>SUMME REG. ERZEUGUNG</b>	<b>65,2</b>	<b>124,9</b>	<b>139,5</b>	<b>173,2</b>	<b>172,9</b>
<b>SUMME ERZEUGUNG</b>	<b>164,6</b>	<b>215,0</b>	<b>232,8</b>	<b>260,5</b>	<b>266,2</b>

Quelle: Bundesnetzagentur (2012): Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2013

### Nettostromverbrauch und Jahreshöchstlast in den genehmigten Szenarien

Die Entwicklung des Energiebedarfs der Endverbraucher unterliegt einigen Unsicherheiten. Ein Rückgang der Nachfrage kann durch Energieeffizienzmaßnahmen im Bereich des Stromeinsatzes stattfinden, eine Steigerung der Nachfrage kann durch den Ersatz von Primärenergieträgern durch elektrische Energie, z. B. durch Elektromobilität, verursacht werden. Inwieweit sich diese Trends gegenseitig beeinflussen, ist heute noch nicht vorhersehbar. In der Genehmigung der BNetzA finden sich daher die folgenden Annahmen zu Nettostrombedarf und Jahreshöchstlast:

TABELLE 6: NETTOSTROMVERBRAUCH IN DEN GENEHMIGTEN SZENARIEN

	Referenz 2011	Szenario A 2023	Szenario B 2023	Szenario B 2033	Szenario C 2023
Nettostrombedarf (TWh)	536,8	535,4	535,4	535,4	535,4
Jahreshöchstlast (GW)*	86,4	84,0	84,0	84,0	84,0

\* inklusive der Summe der Verlustleistung im Verteilungsnetz

Quelle: Bundesnetzagentur [2012]: Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2013

### 3.2 AUFBEREITUNG DES SZENARIORAHMENS

Für den Netzentwicklungsplan sind umfangreiche Marktsimulationen nötig. Sie werden insbesondere gebraucht, um den künftig erwarteten blockscharfen Kraftwerkseinsatz in Deutschland unter den Vorgaben der Leistungen aus erneuerbarer Energieerzeugung und des Verbrauchs aus den Szenarien zu 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 des Verbrauch und der Einspeiseleistung von EE-Erzeugungsanlagen regional unterschiedliche Profile zugewiesen, die zu einem gemeinsamen Referenzjahr gehören. Des Weiteren wurde das Ausland hinsichtlich der Erzeugungs- und Übertragungsnetzkapazitäten nachgebildet.

#### 3.2.1 Regionalisierung konventioneller Kraftwerke und Speicher

Konventionelle Kraftwerke und Speicher wurden in einer Kraftwerksliste<sup>12</sup> 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. Die ÜNB haben keinen Einfluss auf die Standorte zukünftig zu errichtender Kraftwerke und sind auf die Informationen der Kraftwerksprojektierer angewiesen.

Im Rahmen der Gespräche zum Szenariorahmen mit der BNetzA und der Prognos AG als Vertreter der Gas-Fernleitungsnetzbetreiber wurde die Kraftwerksliste zum NEP Strom der ÜNB überarbeitet. 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 ihren Standorten in diesen Netzebenen oder den nächstgelegenen 380/110-kV-Anschlussknoten indirekt zugeordnet werden. Die Verteilung der installierten Leistung der konventionellen Kraftwerke ist damit regional modelliert.

<sup>12</sup> Siehe Kraftwerksliste 2013 unter [www.netzentwicklungsplan.de/content/materialien](http://www.netzentwicklungsplan.de/content/materialien)

### 3.2.2 Regionalisierung der installierten Leistungen von erneuerbaren Energien

Für den Entwurf des Szenariorahmens des NEP 2013 wurde die Regionalisierung der installierten Leistung der erneuerbaren Energien auf Bundesländerebene mit zur Konsultation gestellt. Die Genehmigung des Szenariorahmens des NEP 2013 erfolgte jedoch nur auf Bundesebene. Daher wurde 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 von den ÜNB folgende Verteilungsmethodik angewendet.

#### Die regionalen Verteilungsschlüssel basieren auf folgenden Prinzipien:

- Die installierten Leistungen aus erneuerbaren Energien je Umspannwerksstandort im Jahr 2011 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 2023 als Basis übernommen. Aus der Differenz zum Stand Ende 2011 ergibt sich ein Zubau je Bundesland für das Szenario C 2023.
- 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 2011 und dem Zielwert je Bundesland für 2023 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 2011 proportional zum Anteil des jeweiligen Bundeslandes am Zubau für das Szenario C 2023 aufgeteilt.

Somit wurden die politischen Ausbauzielstellungen der Bundesländer berücksichtigt, u. a. auch das Ziel eines stärkeren Zubaus von Windkraftanlagen in den südlichen Bundesländern.

Im Entwurf des Szenariorahmens der ÜNB wurden im Rahmen der Regionalisierung insgesamt 13,1 GW für die installierte Offshore-Windleistung im Leitszenario B 2023 vorgeschlagen (davon 11,0 GW in der Nordsee und 2,1 GW in der Ostsee). Im Genehmigungsdokument der BNetzA wurde u. a. die Mantelzahl/Gesamtsumme für die Offshore-Leistung im Leitszenario B 2023 um 1 GW erhöht und somit eine installierte Offshore-Windleistung von insgesamt 14,1 GW festgelegt. Zusätzlich enthält dieses Dokument auf Seite 75 eine Tabelle, aus der sich die empfohlene Regionalisierung zwischen Nord- und Ostsee mit 12,8 GW und 1,3 GW entnehmen lässt.<sup>13</sup>

Entsprechend der beim zuständigen ÜNB vorliegenden Prognosen und Projektanträge wären jedoch die 2,1 GW Offshore-Leistung in der Ostsee weiterhin für das Szenario B 2023 realistisch. Somit wurde indikativ eine zusätzliche Marktmodellierung mit 2,1 GW Wind Offshore in der Ostsee durchgeführt (d. h., die Offshore-Leistung in der Nordsee blieb unverändert, und die Offshore-Leistung in der Ostsee wurde um 0,8 GW erhöht), um die Auswirkungen der Veränderung dieser einzelnen Einflussgröße aufzeigen zu können.

Das Ergebnis dieser Untersuchungen ist in Kapitel 6 dargestellt.

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.

<sup>13</sup> Bundesnetzagentur (2012): Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2013, S. 75

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. 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.

### 3.2.3 Regionalisierung des Verbrauchs

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.

Die Zeitreihen wurden so angepasst, dass die Verteilung zwischen den einzelnen Bundesländern der Statistik aus dem Länderarbeitskreis Energiebilanzen entspricht, die Maxima der einzelnen Zeitreihen sowie deren Gesamtprofil unverändert bleiben und die konsultierten und genehmigten Werte für Verbrauch und Höchstlast eingehalten werden. 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 Szenario Rahmens bezüglich Höchstlast und Gesamtverbrauch einhält.

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 des Verbrauchs pro Netzknoten.

### 3.2.4 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.

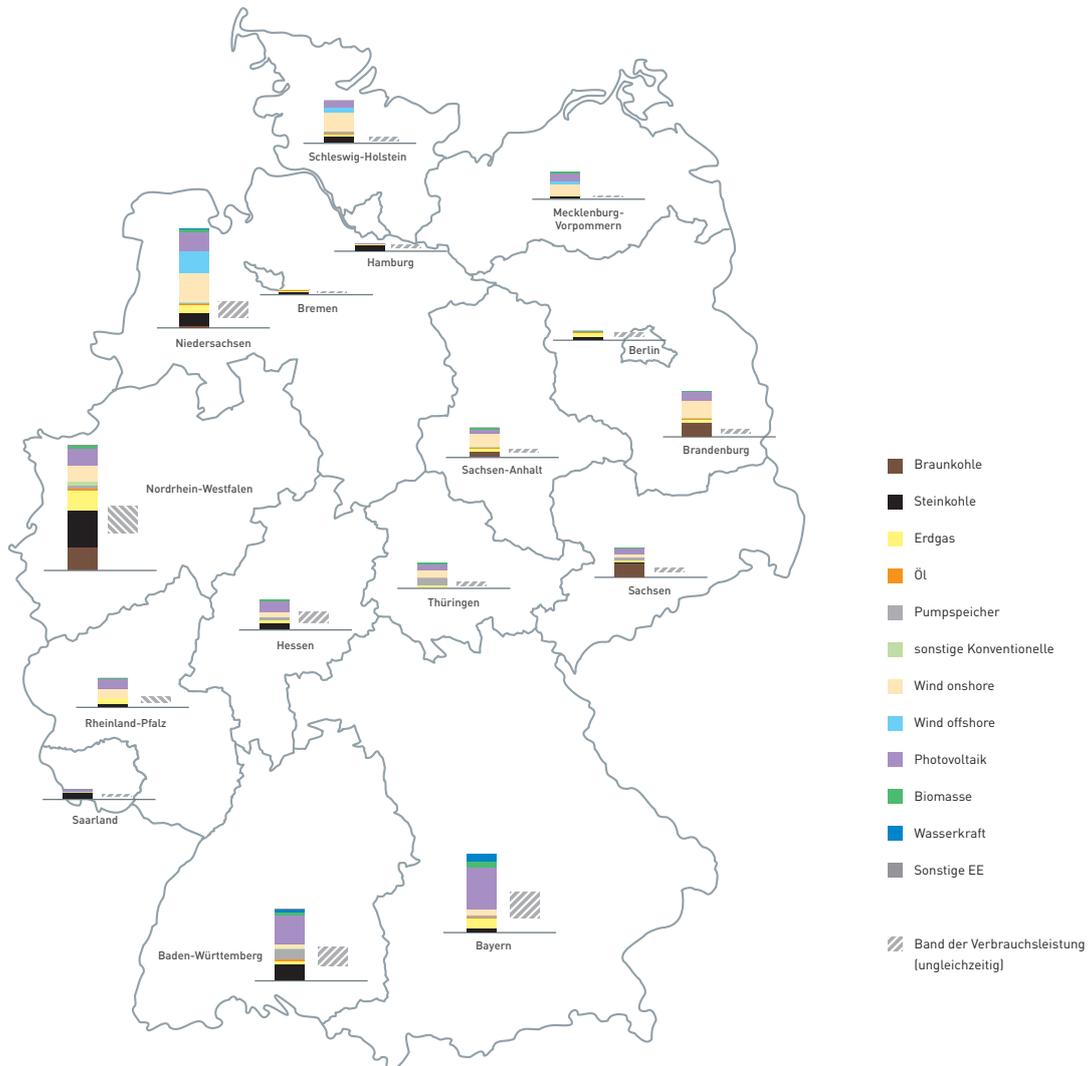
Zur besseren Darstellung sind die zuvor beschriebenen Leistungen an den Netzknoten für die einzelnen Szenarien in den nachfolgenden Grafiken auf die jeweiligen Bundesländer aufgeschlüsselt abgebildet. Neben den installierten Leistungen der Erzeugungsanlagen sind auch die jeweiligen Minimal- und Maximalwerte 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 allen Darstellungen ist die räumliche Aufteilung der Einspeisetypen für die jeweiligen Szenarien 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 4 ist die Aufteilung in Szenario A 2023 dargestellt.

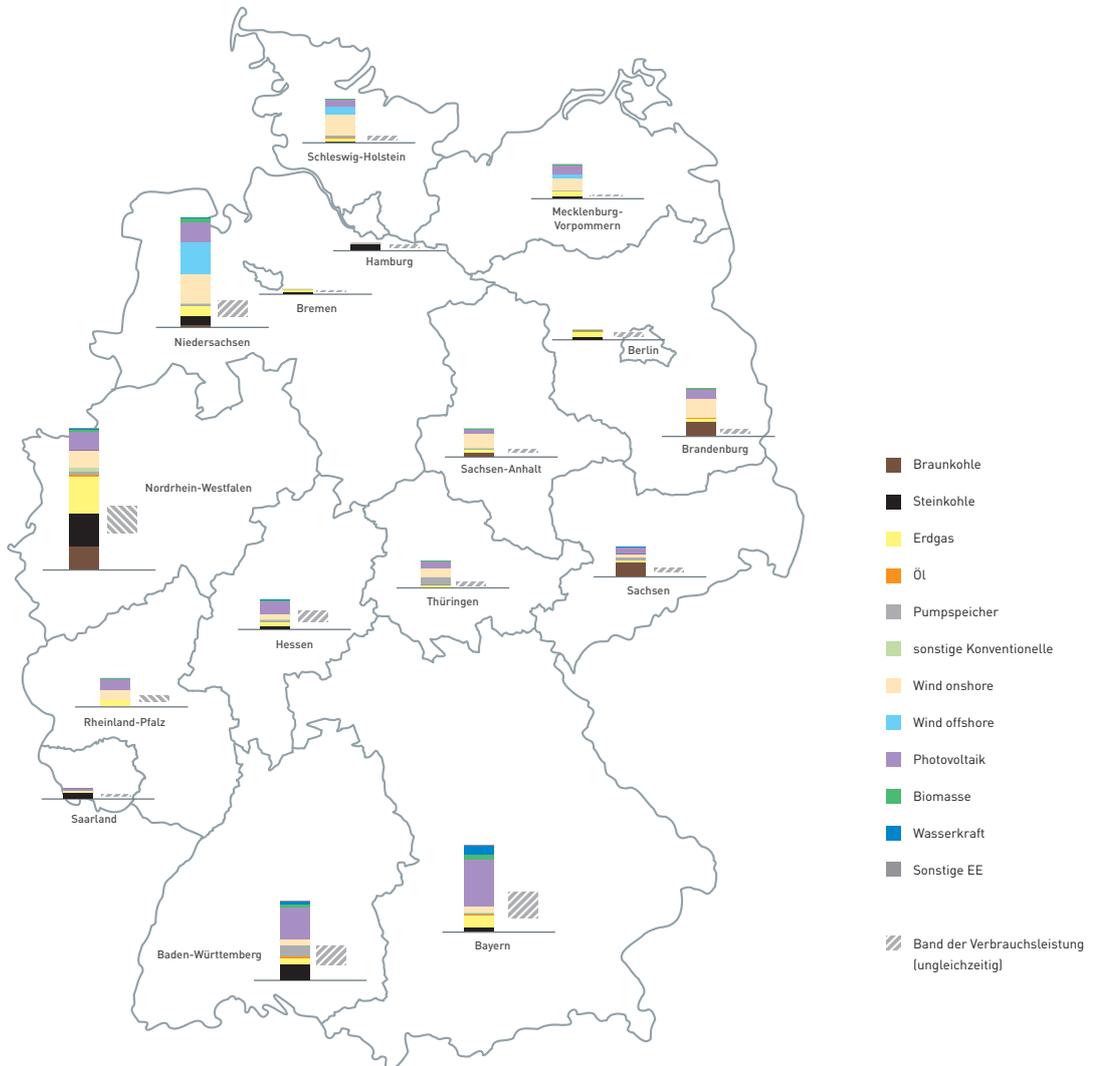
## 3 SZENARIEN

ABBILDUNG 4: INSTALLIERTE LEISTUNGEN JE BUNDESLAND IM SZENARIO A 2023



Angaben in GW	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Öl	Pump- speicher	Sonstige Konven- tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Biomas- se	Wasser- kraft	Sonstige EE	Band der Verbrauchs- leistung (ungleichzeitig)
Baden- Württemberg	0,0	5,0	1,07	0,6	3,4	0,1	1,6	0,0	9,4	0,9	1,1	0,1	5,0 – 11,3
Bayern	0,0	1,0	3,38	0,2	0,5	0,2	1,8	0,0	13,9	1,7	2,7	0,1	4,8 – 13,4
Berlin	0,0	0,7	1,26	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,3	0,0	0,0	0,8 – 2,5
Brandenburg	4,4	0,0	0,97	0,3	0,0	0,2	5,6	0,0	2,9	0,4	0,0	0,0	1,0 – 2,6
Bremen	0,0	0,4	0,64	0,1	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3 – 0,8
Hamburg	0,0	1,7	0,24	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,9 – 2,2
Hessen	0,0	1,8	1,15	0,0	0,9	0,1	1,5	0,0	3,7	0,4	0,1	0,0	2,4 – 6,0
Mecklenburg- Vorpommern	0,0	0,5	0,34	0,0	0,0	0,0	3,6	1,2	2,5	0,5	0,0	0,0	0,5 – 1,1
Niedersachsen	0,4	4,0	2,83	0,1	0,6	0,3	9,2	7,3	6,1	1,2	0,1	0,1	3,4 – 8,8
Nordrhein- Westfalen	7,2	12,3	6,43	0,5	1,0	1,4	5,2	0,0	5,5	0,8	0,2	0,4	12,0 – 21,3
Rheinland-Pfalz	0,0	0,8	1,91	0,0	0,0	0,1	2,9	0,0	3,2	0,2	0,2	0,0	2,3 – 4,0
Saarland	0,0	1,8	0,14	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0	0,7	0,0	0,0	0,1	0,5 – 1,4
Sachsen	4,3	0,1	0,74	0,0	1,0	0,0	1,1	0,0	1,9	0,2	0,1	0,0	1,5 – 3,0
Sachsen-Anhalt	1,6	0,0	1,00	0,2	0,3	0,3	4,2	0,0	1,3	0,6	0,0	0,0	1,3 – 2,7
Schleswig- Holstein	0,0	1,9	0,55	0,4	0,6	0,1	6,1	1,8	2,0	0,3	0,0	0,0	0,8 – 2,0
Thüringen	0,0	0,0	0,60	0,0	2,6	0,0	2,4	0,0	2,0	0,5	0,0	0,0	0,6 – 2,2
Deutschland	18,0	31,9	23,2	2,7	11,0	3,3	45,7	10,3	55,3	8,1	4,5	1,0	

ABBILDUNG 5: INSTALLIERTE LEISTUNGEN JE BUNDESLAND IM SZENARIO B 2023

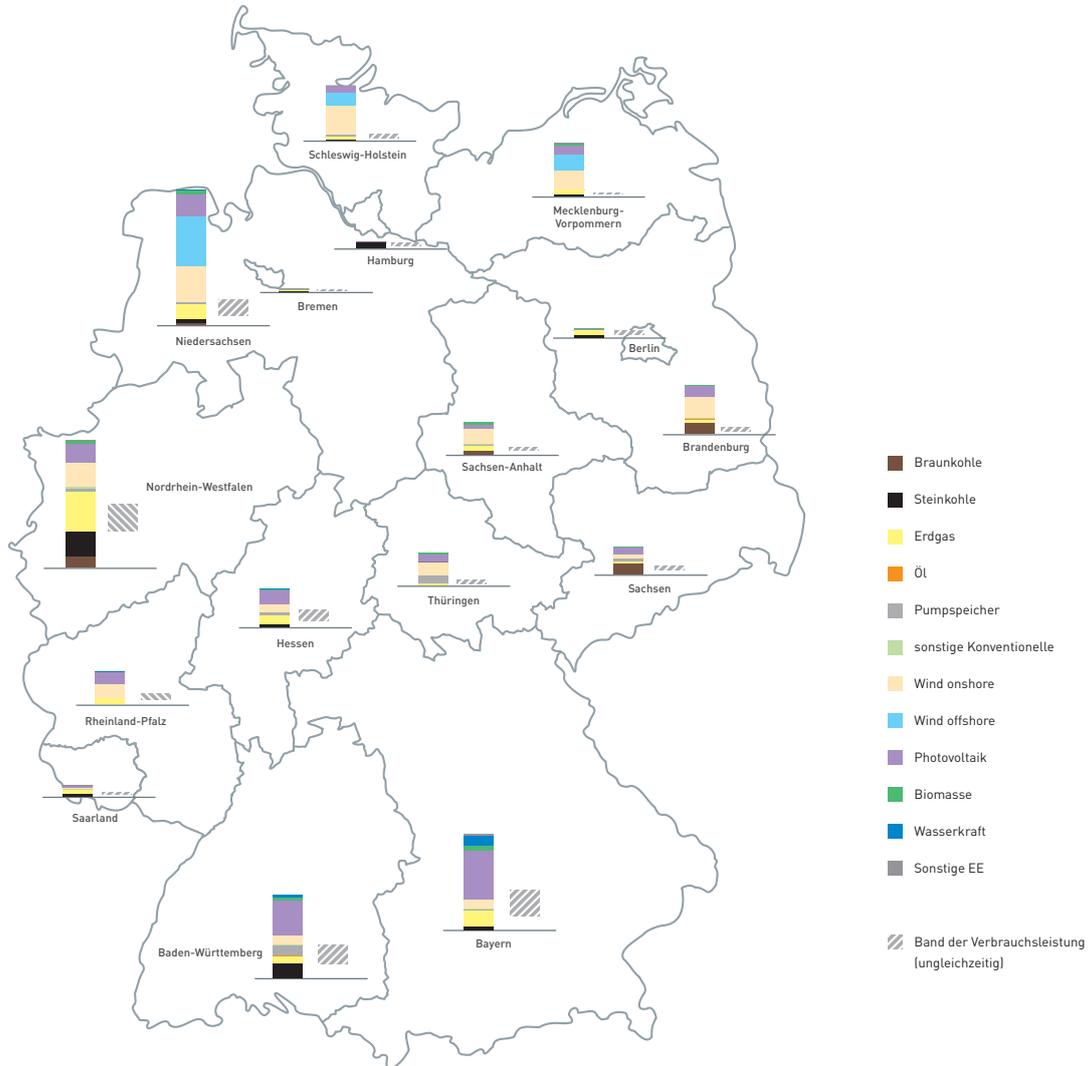


Angaben in GW	Braun-kohle	Stein-kohle	Erdgas	Öl	Pump-speicher	Sonstige Kon-ventionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo-voltaik	Biomasse	Wasser-kraft	Sonstige EE	Band der Verbrauchs-leistung [ungleichzeitig]
Baden-Württemberg	0,0	5,0	1,95	0,6	3,4	0,1	1,9	0,0	10,6	0,9	1,0	0,2	5,0 – 11,3
Bayern	0,0	1,0	4,23	0,2	0,5	0,2	2,0	0,0	15,1	1,8	3,0	0,3	4,8 – 13,4
Berlin	0,0	0,7	1,51	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,3	0,0	0,0	0,8 – 2,5
Brandenburg	4,4	0,0	0,97	0,3	0,0	0,2	5,9	0,0	3,1	0,4	0,0	0,1	1,0 – 2,6
Bremen	0,0	0,4	0,64	0,1	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3 – 0,8
Hamburg	0,0	1,7	0,24	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,9 – 2,2
Hessen	0,0	0,8	1,15	0,0	0,9	0,1	1,7	0,0	4,2	0,5	0,1	0,0	2,4 – 6,0
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	0,5	1,69	0,0	0,0	0,0	4,1	1,3	2,9	0,5	0,0	0,0	0,5 – 1,1
Niedersachsen	0,4	2,9	3,23	0,1	0,6	0,3	9,6	10,2	6,8	1,2	0,1	0,2	3,4 – 8,8
Nordrhein-Westfalen	7,4	10,8	12,07	0,5	1,0	1,4	5,7	0,0	6,0	0,8	0,2	0,4	12,0 – 21,3
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	1,91	0,0	0,0	0,1	3,2	0,0	3,6	0,2	0,3	0,0	2,3 – 4,0
Saarland	0,0	1,8	0,14	0,0	0,0	0,1	0,3	0,0	0,8	0,0	0,0	0,1	0,5 – 1,4
Sachsen	4,3	0,0	0,74	0,0	1,0	0,0	1,1	0,0	2,1	0,2	0,1	0,1	1,5 – 3,0
Sachsen-Anhalt	1,0	0,0	1,00	0,2	0,3	0,3	4,3	0,0	1,4	0,6	0,0	0,0	1,3 – 2,7
Schleswig-Holstein	0,0	0,1	0,98	0,4	0,6	0,1	6,8	2,6	2,2	0,3	0,0	0,0	0,8 – 2,0
Thüringen	0,0	0,0	0,60	0,0	2,6	0,0	2,7	0,0	2,3	0,5	0,0	0,0	0,6 – 2,2
Deutschland	17,6	25,7	33,0	2,7	11,0	3,3	49,3	14,1	61,3	8,5	4,8	1,5	

Quelle: ÜNB

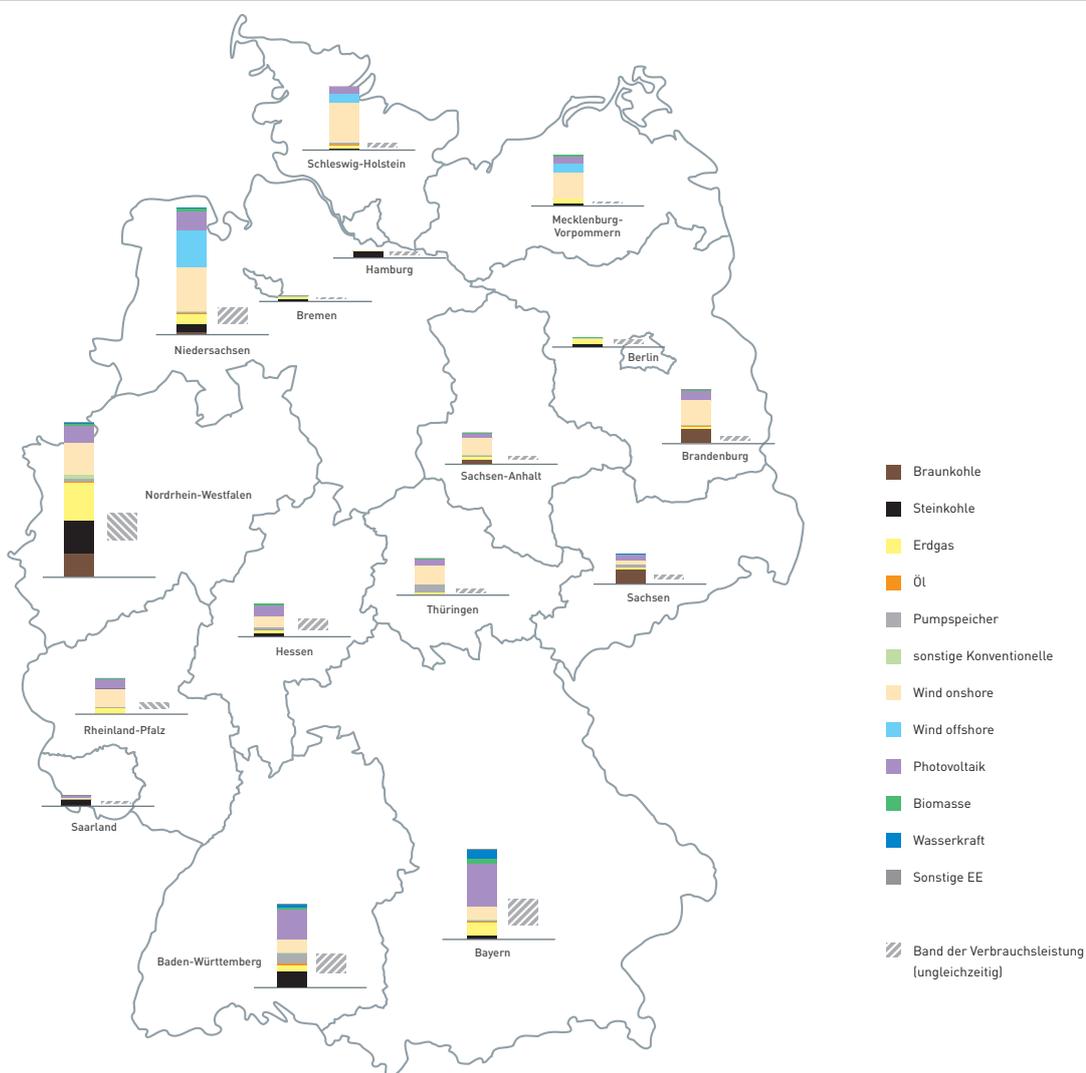
## 3 SZENARIEN

ABBILDUNG 6: INSTALLIERTE LEISTUNGEN JE BUNDESLAND IM SZENARIO B 2033



Angaben in GW	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Pumpspeicher	Sonstige Konventionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Wasserkraft	Sonstige EE	Band der Verbrauchsleistung (ungleichzeitig)
Baden-Württemberg	0,0	4,6	2,5	0,1	3,4	0,1	3,1	0,0	11,3	1,0	1,0	0,3	5,0 – 11,3
Bayern	0,0	1,0	5,0	0,1	0,5	0,1	3,1	0,0	15,8	1,9	3,2	0,7	4,8 – 13,4
Berlin	0,0	0,7	1,5	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,4	0,0	0,0	0,8 – 2,5
Brandenburg	3,5	0,0	1,2	0,3	0,0	0,2	6,9	0,0	3,3	0,4	0,0	0,1	1,0 – 2,6
Bremen	0,0	0,1	0,6	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3 – 0,8
Hamburg	0,0	1,7	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,9 – 2,2
Hessen	0,0	0,8	3,0	0,0	0,9	0,1	2,5	0,0	4,5	0,5	0,1	0,0	2,4 – 6,0
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	0,5	1,7	0,0	0,0	0,0	6,1	5,2	3,1	0,6	0,0	0,1	0,5 – 1,1
Niedersachsen	0,4	1,5	4,8	0,0	0,6	0,3	11,7	16,1	7,3	1,3	0,1	0,3	3,4 – 8,8
Nordrhein-Westfalen	3,5	8,3	12,8	0,2	1,0	0,6	7,8	0,0	6,3	0,8	0,1	0,4	12,0 – 21,3
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	1,9	0,0	0,0	0,1	4,5	0,0	3,8	0,3	0,3	0,0	2,3 – 4,0
Saarland	0,0	0,9	1,3	0,0	0,0	0,1	0,4	0,0	0,9	0,0	0,0	0,1	0,5 – 1,4
Sachsen	3,4	0,0	0,8	0,0	1,0	0,0	1,3	0,0	2,2	0,2	0,1	0,1	1,5 – 3,0
Sachsen-Anhalt	1,0	0,0	1,8	0,2	0,3	0,3	4,8	0,0	1,4	0,7	0,0	0,0	1,3 – 2,7
Schleswig-Holstein	0,0	0,1	1,0	0,0	0,6	0,0	9,6	4,0	2,3	0,3	0,0	0,0	0,8 – 2,0
Thüringen	0,0	0,0	0,6	0,0	2,6	0,0	4,3	0,0	2,5	0,6	0,0	0,1	0,6 – 2,2
Deutschland	11,8	20,2	41,0	1,0	11,0	2,3	66,3	25,3	65,3	9,0	5,0	2,3	

ABBILDUNG 7: INSTALLIERTE LEISTUNGEN JE BUNDESLAND IM SZENARIO C 2023



Angaben in GW	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Öl	Pump- speicher	Sonstige Konven- tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Biomas- se	Wasser- kraft	Sonstige EE	Band der Verbrauchs- leistung (ungleichzeitig)
Baden- Württemberg	0,0	5,0	1,95	0,6	3,4	0,1	4,4	0,0	9,5	0,8	1,0	0,2	5,0 – 11,3
Bayern	0,0	1,0	4,23	0,2	0,5	0,2	4,3	0,0	14,0	1,5	3,0	0,3	4,8 – 13,4
Berlin	0,0	0,7	1,51	0,3	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,8 – 2,5
Brandenburg	4,4	0,0	0,97	0,3	0,0	0,2	8,1	0,0	2,9	0,4	0,0	0,1	1,0 – 2,6
Bremen	0,0	0,4	0,64	0,1	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3 – 0,8
Hamburg	0,0	1,7	0,24	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,9 – 2,2
Hessen	0,0	0,8	1,15	0,0	0,9	0,1	3,4	0,0	3,7	0,4	0,1	0,0	2,4 – 6,0
Mecklenburg- Vorpommern	0,0	0,5	1,69	0,0	0,0	0,0	8,4	2,8	2,5	0,4	0,0	0,0	0,5 – 1,1
Niedersachsen	0,4	2,9	3,23	0,1	0,6	0,3	14,2	12,0	6,1	1,1	0,1	0,2	3,4 – 8,8
Nordrhein- Westfalen	7,4	10,8	12,07	0,5	1,0	1,4	10,3	0,0	5,5	0,8	0,2	0,4	12,0 – 21,3
Rheinland- Pfalz	0,0	0,0	1,91	0,0	0,0	0,1	6,0	0,0	3,2	0,2	0,2	0,0	2,3 – 4,0
Saarland	0,0	1,8	0,14	0,0	0,0	0,1	0,5	0,0	0,7	0,0	0,0	0,1	0,5 – 1,4
Sachsen	4,3	0,0	0,74	0,0	1,0	0,0	1,4	0,0	1,9	0,2	0,1	0,1	1,5 – 3,0
Sachsen-Anhalt	1,0	0,0	1,00	0,2	0,3	0,3	5,4	0,0	1,3	0,5	0,0	0,0	1,3 – 2,7
Schleswig- Holstein	0,0	0,1	0,98	0,4	0,6	0,1	13,0	3,0	2,0	0,3	0,0	0,0	0,8 – 2,0
Thüringen	0,0	0,0	0,60	0,0	2,6	0,0	6,1	0,0	2,0	0,4	0,0	0,0	0,6 – 2,2
Deutschland	17,6	25,7	33,0	2,7	11,0	3,3	86,0	17,8	55,6	7,3	4,8	1,4	

Quelle: ÜNB

### 3.2.5 Nachbildung des Auslands

Das europäische Energieversorgungssystem ist schon heute durch grenzüberschreitende Leitungen 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 34 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 von Bedeutung, die sich aus den zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten sowie den installierten Leistungen und Nachfrageentwicklungen in Europa ergeben.

### Scenario Outlook & System Adequacy Forecast (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 & Adequacy Forecast“ (SO&AF) des ENTSO-E zurückgegriffen, die den Szenarien des Netzentwicklungsplans gemäß Tabelle 7 zugeordnet werden. Es gibt derzeit keine Ziele für 2033 in einem europäisch abgestimmten Rahmen, daher wird angenommen, dass die Ziele des Szenarios EU 2020 im Jahr 2033 erreicht sind.

TABELLE 7: ZUORDNUNG DER SZENARIEN VON NEP UND SO&AF

Szenarien im Netzentwicklungsplan 2013	Zugeordnete Szenarien für europäisches Ausland „SO&AF 2011“	Bemerkungen zum europäischen Szenario
Szenario A 2023	System Adequacy Forecast, Scenario B	moderater Verbrauchszuwachs, Höchstlastdeckung gewährleistet
Szenario B 2023	System Adequacy Forecast, Scenario B	moderater Verbrauchszuwachs, Höchstlastdeckung gewährleistet
Szenario B 2033	EU 2020	geringerer Verbrauchszuwachs, hoher EE-Zuwachs
Szenario C 2023	EU 2020	geringerer Verbrauchszuwachs, hoher EE-Zuwachs

Quelle: ÜNB (2012): Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2013 – Entwurf

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 des Verbrauchs 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.

## 4 MARKTSIMULATION

Auf Basis der aufbereiteten Daten aus dem Szenariorahmen (Kapitel 3) erfolgt die rechnerische Simulation des Strommarktes der Zukunft, die sogenannte Marktsimulation. Die Szenarien zeigen die installierte Leistung auf, nicht aber, wann die entsprechenden Kraftwerke wie viel Energie pro Zeit einspeisen. Das Ziel der Marktsimulation ist es daher, die regionalen Einspeise- und Verbrauchssituationen zu prognostizieren. Diese definieren als Eingangsgrößen der Netzanalysen die Transportaufgaben für das deutsche Übertragungsnetz (siehe Kapitel 6).

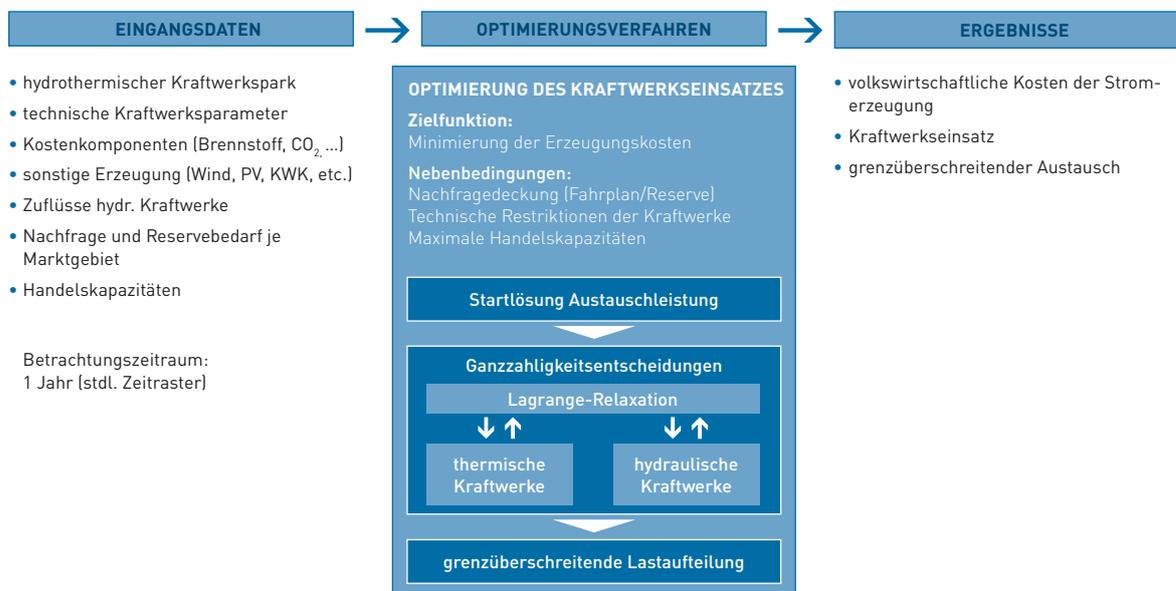
Um diese Übertragungsaufgaben für das deutsche Stromnetz zu bestimmen, ist aufgrund bestehender Austauschkapazitäten zwischen den europäischen Ländern eine Prognose der zukünftigen Einsatzentscheidungen von Kraftwerken in einem europäischen Marktkontext notwendig. Dafür werden die in zehn bzw. 20 Jahren zu erwartenden Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen sowie Speicher deutschland- und europaweit modelliert. Zur realitätsnahen Modellierung zukünftiger Übertragungsszenarien ist es dabei auch notwendig, technische Restriktionen von Kraftwerken zu berücksichtigen.

### 4.1 MODELLIERUNG DES ENERGIEMARKTES UND GRUNDSÄTZLICHE EINORDNUNG DER ERGEBNISSE

#### Das Optimierungsverfahren

Die Eingangsdaten für die europäische Stromerzeugungsplanung fließen in ein am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) an der RWTH Aachen entwickeltes mathematisches Optimierungsverfahren ein.

ABBILDUNG 8: VERFAHENSÜBERSICHT DER MARKTSIMULATION



Quelle: IAEW

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 wie beispielsweise Brennstoffpreise und Wirkungsgrade),
- der vorzuhaltende Reservebedarf je berücksichtigtem Marktgebiet,
- die zu deckende stündliche Nachfrage je Marktgebiet,
- die vorrangige 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 Handelskapazitäten.

Letztere sind gemäß der heutigen Marktsituation – und angepasst an die zukünftige Netzsituation – modelliert. Somit werden auch der europäische Netzausbau und die in Europa gängige Praxis berücksichtigt.

Die vorhandenen, bereits geplanten und im Rahmen der energiepolitischen Ziele der Bundesländer und der Bundesregierung festgeschriebenen und damit in zehn bzw. 20 Jahren zu erwartenden konventionellen Kraftwerke, Windparks, Photovoltaik- oder Biomasseanlagen sind so berücksichtigt, wie es der genehmigte Szenariorahmen vorsieht. Ebenso geht der in zehn bzw. 20 Jahren zu erwartende regionale und überregionale Verbrauch von Energie entsprechend des Szenariorahmens in das Modell ein. Auch hier fließen die energiepolitischen Ziele, wie z. B. zur Energieeffizienz, in die Berechnung mit ein. Als dritter wichtiger Faktor werden die bereits vorhandenen und geplanten Speicher, wie z. B. Wasserkraftwerke in den Alpen, in die Simulation integriert. Nähere Erläuterungen zum gewählten Optimierungsverfahren mittels Lagrange-Relaxation sind im Kapitel 4.2.1 des 2. Entwurfs zum NEP 2012 dargelegt.

Die Zielfunktion der Optimierung ist die Minimierung der Erzeugungskosten. Es wird der systemweit volkswirtschaftlich optimale Kraftwerkseinsatz zur kostenminimalen Verbrauchsdeckung ermittelt. Für diese Simulation gilt, dass europaweit für jede Stunde Erzeugung und Verbrauch gleich sein müssen. Weiterhin müssen die begrenzten Handelskapazitäten zwischen den Marktgebieten berücksichtigt werden. Da der Verbrauch eine vorgegebene Größe ist, muss sich die Erzeugung nach dem Verbrauch richten.

Zur Deckung der Last werden vorrangig die Einspeisungen aus erneuerbaren Energien herangezogen. Die verbleibende, residuale Last wird dann von konventionellen Kraftwerken gedeckt. Es wird dabei lediglich diejenige Leistung erzeugt, die nach Abzug der erneuerbaren Einspeisungen und aufgrund technischer Restriktionen eingesetzter Must-Run-Einheiten (wärmegeführte KWK-Anlagen, die zur Wärmeerzeugung laufen müssen) bereitgestellt werden muss. In Situationen mit beispielsweise viel Windeinspeisung verringert sich folglich der Einsatz von frei einsetzbaren konventionellen Kraftwerken. Die Entscheidung, welche Kraftwerke zur Leistungserzeugung eingesetzt werden, erfolgt entsprechend den variablen Erzeugungskosten der Kraftwerke. Die so bestimmte Einsatzreihenfolge der Kraftwerke wird als Merit-Order bezeichnet. Zu den variablen Kosten der Stromerzeugung zählen die Brennstoffpreise, aber auch die Kosten für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate, sodass die europäischen Klimaziele im Marktmodell implizit berücksichtigt sind. Die Grenzkosten des letzten Kraftwerks, das benötigt wird um den Strombedarf zu decken, bestimmen den Preis für den gesamten aktuell gehandelten Strom an der Strombörse. Durch die Einspeisung von erneuerbaren Energien werden also zuerst teuer erzeugende Kraftwerke mit hohen Grenzkosten verdrängt, der Preis an der Strombörse sinkt. Da Kohlekraftwerke zumeist zu den Erzeugungseinheiten mit geringeren Erzeugungskosten gehören, sind eine gleichzeitige hohe (regionale) Windeinspeisung und eine hohe Einspeisung aus Kohlekraftwerken durchaus möglich. Sind im Ausland teurere Kraftwerke im Einsatz, werden diese bis zur vollständigen Ausnutzung der Handelsmöglichkeiten ebenfalls reduziert.

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 Energiequellen 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.

Ein Einsatz von Kraftwerken nur aus Netzgründen, z. B. zur Spannungshaltung (nicht zur Vorhaltung von Regelreserve), wurde im NEP 2013 wie schon im NEP 2012 nicht berücksichtigt. Die Einspeisung aus Wind und Photovoltaik wird nicht als konstanter Wert angenommen. Es werden Zeitreihen, basierend auf dem Wetterjahr 2007, verwendet. Die maximale Einspeisung von Onshore-Wind beträgt für Deutschland dementsprechend 92 %, bei Offshore-Wind 96 % der installierten Leistung. Weitere Erläuterungen zu den Eingangsdaten und Kraftwerksparametern sind in den Kapiteln 4.2.2 sowie 4.2.3 des 2. Entwurfs zum NEP 2012 dargelegt.

### **Methodische Verbesserungen gegenüber dem NEP 2012 im Überblick**

Die Marktsimulation unterliegt – ebenso wie die Erstellung des Netzentwicklungsplans insgesamt – einem kontinuierlichen Verbesserungsprozess, welcher insbesondere die Einbeziehung der Öffentlichkeit über die verschiedenen Konsultationen vorsieht. Darüber hinaus liefert die detaillierte Auswertung und Plausibilisierung der Simulationsergebnisse durch die vier Übertragungsnetzbetreiber Ansatzpunkte für die methodische Verbesserung der Marktsimulation. So konnte die Methodik der Marktsimulation in dem nun vorgelegten Netzentwicklungsplan 2013 gegenüber dem Netzentwicklungsplan 2012 weiter verbessert werden. Zu den wichtigsten methodischen Verbesserungen zählen:

- **Regionalisierung des Nettostrombedarfs:**

Für die Verteilung des deutschlandweiten Nettostrombedarfs von 535,4 TWh entsprechend der Genehmigung des Szenariorahmens auf die einzelnen Bundesländer wurden neue Daten der Länderarbeitskreises Energiebilanzen berücksichtigt (siehe Kapitel 3).

- **Verwendete Kraftwerkliste:**

Die der Marktsimulation zugrunde gelegte Kraftwerkliste berücksichtigt die zum Zeitpunkt der Marktsimulation jeweils aktuellsten Kraftwerksbestandslisten der Bundesnetzagentur und des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) sowie die den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Anschlussbegehren für Gaskraftwerke (siehe Kapitel 3).

- **Revisionszeiten der Kohlekraftwerke:**

Bei allen Kraftwerken, nun auch bei solchen mit Must-Run-Bedingung, wurden entsprechend der gängigen Praxis Revisionszeiten berücksichtigt. Hierdurch reduzieren sich die theoretisch möglichen Volllaststunden auf maximal 8.000 Stunden im Jahr.

- **KWK-Mengen:**

Ein Abgleich der KWK-Mengen mit dem Netzentwicklungsplan Gas<sup>14</sup> ist erfolgt.

- **Laufwasser:**

In der Konsultation zum Netzentwicklungsplan 2012 wurde auf eine methodische Schwäche in der Abbildung des Laufwassers hingewiesen. Diese konnte nun durch neue, von untergelagerten Verteilungsnetzbetreibern bereitgestellte Daten zur Energieerzeugung aus Laufwasserkraftwerken beseitigt werden. Im Wesentlichen führt eine vergrößerte Datenbasis und die Korrektur der Volllaststunden zu einer der Realität besser entsprechenden Abbildung der Energieerzeugung aus Laufwasserkraftwerken.

### **Einordnung der Ergebnisse der Marktsimulation**

Im Folgenden werden Energiemengen in Terawattstunden (TWh) dargestellt. Diese ergeben sich als Jahressalden aus der Aufsummierung von stündlichen Mittelwerten der Einspeiseleistung über das ganze Jahr. Die Auslastung des Netzes ist von der jeweiligen Leistung zu einzelnen Zeitpunkten abhängig. Daher kann aus den Energiemengen, absolut oder als Bilanz von Erzeugung und Verbrauch, kein direkter Bezug zur tatsächlichen Auslastung des Netzes hergestellt werden. Die Energiemengen bieten erste Indikationen für den Übertragungsbedarf. Für die Netzplanung, und damit im Ergebnis für eine exakte Netzdimensionierung, sind nicht Jahressalden, sondern einzelne kritische Stunden ausschlaggebend.

---

<sup>14</sup> Fernleitungsnetzbetreiber (2012): Netzentwicklungsplan Gas 2012

Ergebnisse der Marktsimulation sind Handelsflüsse. Sie zeigen die Austauschmengen zwischen den einzelnen Marktgebieten zu jeder Stunde. Diese Handelsflüsse entsprechen nicht notwendigerweise den physikalischen Stromflüssen, die dann das Übertragungsnetz in Realität belasten. Letztere werden in der Netzberechnung ermittelt und ergeben sich aus der entsprechenden Einspeise- und Lastsituation und den elektrischen Eigenschaften des Netzes – ganz nach dem Grundsatz, dass "der Strom immer den Weg des geringsten Widerstandes geht". Wenn beispielsweise ein Händler aus der 50Hertz-Regelzone 100 MW in die Niederlande verkauft, ergibt sich ein Handelsfluss von Deutschland in die Niederlande in Höhe von 100 MW. Diese 100 MW müssen aber nicht zwangsläufig physikalisch komplett über die Grenze von Deutschland in die Niederlande fließen. Ein realistisches Beispiel wäre, dass 80 MW direkt über die Grenze von Deutschland in die Niederlande gehen, 10 MW von Deutschland über Belgien in die Niederlande und die restlichen 10 MW von Deutschland über Frankreich und Belgien in die Niederlande fließen. Gleichwohl können die Leistungssalden und Handelsflüsse aber bereits in vielen Fällen Hinweise auf die Bedeutung des internationalen Stromhandels und der europäischen Marktintegration für die Inanspruchnahme des deutschen Übertragungsnetzes liefern.

Ist für Länder (Staaten und Bundesländer) also eine Import- oder Exportsituation von Energiemengen ausgewiesen (vgl. Kap. 4.2.1 und 4.2.2), kann man daraus nicht erkennen, aus welcher Richtung diese Importe gedeckt werden oder wohin die Exporte gehen. Lediglich bei Marktgebieten, die nur mit einem weiteren Gebiet verbunden sind, ist die Richtung erkennbar.

Dumped Power, d. h. nicht verwertbare Leistung, ergibt sich aus einem Überschuss an Leistung zu einem bestimmten Zeitpunkt. Die Aufsummierung der Dumped Power über das gesamte Jahr ergibt die so genannte Dumped Energy. Der Überschuss in einem Marktgebiet ergibt sich aus der Summe der Einspeisungen, die trotz geringster Strompreise am Markt nicht zurückgefahren werden können (Must-Run-Einspeisung, z. B. KWK- und EE-Einspeisung) abzüglich der aktuellen Last (inklusive Netzverluste) im jeweiligen Gebiet. Kann dieser Überschuss nicht gespeichert oder exportiert werden, muss im System Leistung reduziert werden. Die Einspeisung aus erneuerbaren Energien wird dann im Modell zurückgefahren. Möchte man die Menge an Dumped Energy reduzieren, ist entweder eine Reduzierung der Einspeisung, eine Erhöhung der Last oder eine Erweiterung der Speicher- oder Exportkapazität notwendig.

Die Volllaststunden sind ein Maßstab für die Ausnutzung der installierten Leistung von Kraftwerken. Sie geben an, wie lange Kraftwerke theoretisch mit Nennleistung betrieben werden müssten, um die ermittelte Jahresenergiemenge zu produzieren. Diese Rechengröße dient dem Vergleich der tatsächlichen Energieerzeugung mit der theoretisch maximal möglichen Erzeugung. Wenn z. B. eine Erzeugungseinheit mit 100 MW Nennleistung das gesamte Jahr (8.760 Stunden) mit 50 MW eingespeist hat, ergibt sich rechnerisch ein Wert von 4.380 Volllaststunden. Da alle Kraftwerke zu bestimmten Zeiten im Jahr in Revision gehen oder teilweise durch Schäden außer Betrieb sind, sind 8.760 Volllaststunden selbst für Grundlastkraftwerke unrealistisch, wahrscheinlich sind Werte von unter 8.000 Stunden.

### **Bedeutung und Grenzen der Marktsimulation**

Die Distanz zwischen Erzeugung und Verbraucher spielt für Händler bzw. Kraftwerksbetreiber für die Übertragung elektrischer Energie im Übertragungsnetz innerhalb Deutschlands gemäß den derzeitigen gesetzlichen Regelungen für den Kraftwerkseinsatz keine Rolle. Die Planung des Kraftwerkseinsatzes durch die Betreiber/Händler erfolgt daher nur auf Basis der Minimierung der Erzeugungskosten.

Mögliche Änderungen des Marktdesigns (z. B. die Aufteilung von Deutschland in verschiedene Marktgebiete, Nodal Pricing) werden zwar diskutiert und sind für den Betrachtungszeitraum von zehn bzw. 20 Jahren auch nicht ausgeschlossen, konkrete Planungen für Änderungen gibt es aber nicht. Die ÜNB gehen daher im Rahmen der Untersuchungen zum NEP von der Beibehaltung der derzeitigen Praxis aus. Im Genehmigungsdokument der BNetzA zum Szenariorahmen 2012 wird dazu ausgeführt: "Bei der Ermittlung der Szenarien ist von den aktuellen rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen auszugehen. Die Entwicklung der gesetzlichen Grundlagen bis 2023 bzw. 2033 ist nämlich ebenso wenig vorhersehbar wie die Entwicklung der Marktpreise oder die Verbreitung neuer Technologien."<sup>15</sup> Genauso spielen Entwicklungen der umwelt- und ordnungspolitischen Rahmenbedingungen,

<sup>15</sup> Bundesnetzagentur [2012]. Genehmigung in dem Verwaltungsverfahren wegen der Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung gem. § 12a Abs. 3 EnWG (Az.:6.00.03.04/12-11-30/Szenariorahmen 2012), S. 39

wie z. B. die Ausgestaltung des Emissionshandels, bei der Modellierung eines Marktes eine Rolle, aber auch hier kann nur vom aktuellen Stand ausgegangen werden.

Den Grenzen der Marktsimulation wird im Szenariorahmen mit einer Bandbreite möglicher Entwicklungen begegnet. Die Marktsimulation ist damit nicht nur für die Entwicklung des NEP wichtig, sondern bietet auch für die politische Diskussion zu zukünftigen Marktmechanismen und Entwicklungen der Energieinfrastruktur eine relevante Informationsgrundlage. So bildet sie z. B. den gesamten Kraftwerkspark aus konventionellen und erneuerbaren Kraftwerken in ihrer überregionalen Verteilung und dessen marktgesteuerten Einsatz ab. Daraus folgen Emissionsmengen, die Auskunft über die Einhaltung energie- und klimapolitischer Ziele geben.

### **Sensitivitätsbetrachtungen als Ergänzung zum NEP**

Gemäß dem genehmigten Szenariorahmen untersuchen die Übertragungsnetzbetreiber bis zum 01.07.2013 im Rahmen einer Sensitivitätsbetrachtung ergänzend zum NEP 2013

1. "die Auswirkungen einer Absenkung des Nettostrombedarfs auf 476,5 TWh sowie einer damit einhergehenden Absenkung der Jahreshöchstlast auf 74,8 GW in Szenario B 2023 auf die im Netzentwicklungsplan 2013 enthaltenen Maßnahmen im Einzelnen",
2. "die Auswirkungen einer pauschalen Beschränkung der eingespeisten Leistung auf je 80 % der in den einzelnen Bundesländern installierten Leistung Wind onshore in Szenario B 2023 auf die im Netzentwicklungsplan 2013 enthaltenen Maßnahmen im Einzelnen" und
3. die Auswirkungen einer alternativen "Regionalisierung der installierten Leistung Wind onshore, Wind offshore<sup>16</sup>, Photovoltaik und Biomasse in Szenario B 2023 auf den Netzentwicklungsbedarf".<sup>17</sup>

Die Ergebnisse werden in einem separaten Dokument unabhängig vom NEP dargestellt.

### **Ergebnisse und nächste Schritte im Prozess**

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. Sie sind die Eingangsgrößen für die anschließenden Netzanalysen und bestimmen den Übertragungsbedarf im deutschen Stromnetz.

## **4.2 ERGEBNISSE DER MARKTSIMULATIONEN**

### **4.2.1 Länderbilanzen und Energieaustausch**

In der Marktsimulation werden die Handelskapazitäten elektrischer Energie zwischen den europäischen Ländern modelliert. Bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans werden auf diese Weise die durch die europäische Gesetzgebung festgelegte Rahmenordnung sowie die daraus resultierenden Konsequenzen der europäischen Marktintegration berücksichtigt. Die in der Marktmodellierung verwendeten Handelskapazitäten zu den Nachbarländern Deutschlands sind in der folgenden Tabelle aufgeführt:

<sup>16</sup> Hierzu wurden seitens der BNetzA keine Vorgaben gemacht.

<sup>17</sup> Bundesnetzagentur (2012). Genehmigung in dem Verwaltungsverfahren wegen der Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung gem. § 12a Abs. 3 EnWG (Az.:6.00.03.04/12-11-30/Szenariorahmen 2012), S. 3 ff.

## 4 MARKTSIMULATION

TABELLE 8: HANDELSKAPAZITÄTEN ZU DEN NACHBARLÄNDERN DEUTSCHLANDS IN MW

	2023	BE	CH	CZ	DK-O	DK-W	FR	LU	NL	NO	PL	SE
Von Deutschland nach ...		1.000	4.400	1.300	1.200	2.500	3.000	2.300	3.800	1.400	2.000	600
Von ... nach Deutschland		1.000	4.200	2.600	1.200	2.500	3.000	2.300	3.800	1.400	3.000	600
	2033											
Von Deutschland nach ...		2.000	6.000	2.600	1.200	2.500	5.000	2.700	5.000	2.800	3.000	1.200
Von ... nach Deutschland		2.000	6.000	2.600	1.200	2.500	5.000	2.700	5.000	2.800	3.000	1.200

BE – Belgien  
CH – Schweiz

CZ – Tschechische Rep.  
DK – Dänemark

FR – Frankreich  
LU – Luxemburg

NL – Niederlande  
NO – Norwegen

PL – Polen  
SE – Schweden

Quelle: ÜNB

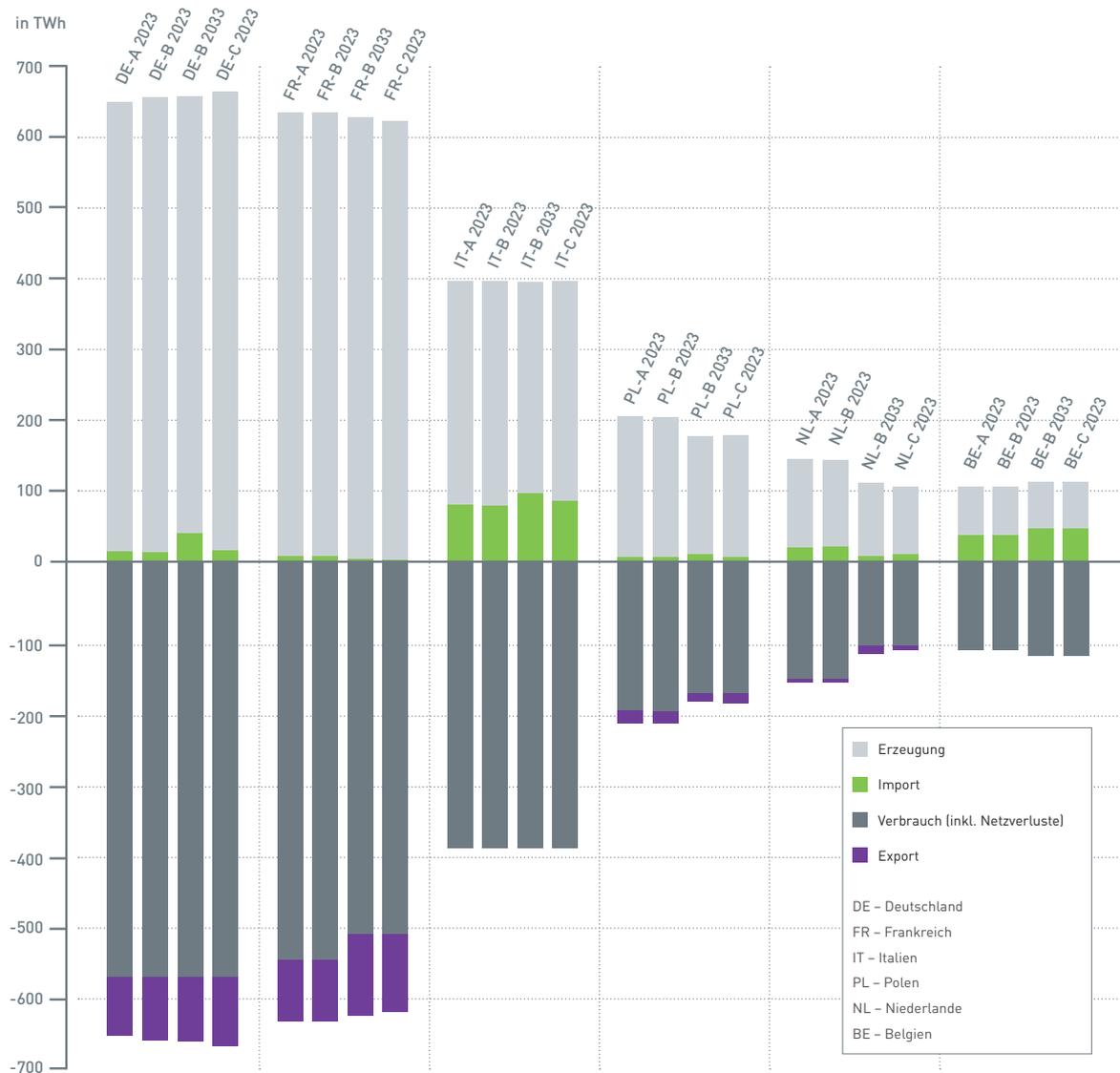
Zusätzlich werden in der Marktsimulation die Beschränkungen der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Österreich berücksichtigt. Die Abbildung dieser Übertragungskapazität ist eine Notwendigkeit für die korrekte Dimensionierung des Netzausbaus in Deutschland und nicht als Vorschlag zur Aufspaltung der gemeinsamen Preiszone zwischen Deutschland und Österreich zu verstehen. In der Marktsimulation wird zwischen Deutschland und Österreich eine Handelskapazität in Höhe von 5.500 MW für die Szenarien A 2023, B 2023 und C 2023 sowie 7.000 MW für das Szenario B 2033 angesetzt.

Im Ergebnis liefert die Marktsimulation je Szenario einen wirtschaftlich optimierten Kraftwerkseinsatz zur Deckung der Stromnachfrage für den gesamten europäischen 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 großer Bedeutung sein. Diese Austauschleistungen lassen sich als Importe, Exporte und Transite beschreiben.

### Energie

Die Abbildungen 9 und 10 beschreiben die Energiesalden im Betrachtungsjahr für ausgewählte 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.

ABBILDUNG 9: ENERGIESALDEN AUSGEWÄHLTER EUROPÄISCHER REGIONEN JE SZENARIO



Quelle: ÜNB

Deutschland exportiert in allen Szenarien etwa gleich große Energiemengen. Die Marktsimulation weist jedoch im Vergleich zum Netzentwicklungsplan 2012 signifikant höhere Exportmengen auf. Im Leitszenario B 2023 steigt die Exportmenge von rund 50 TWh auf über 87 TWh. Damit überholt Deutschland sogar Frankreich, dessen Exportmenge im Leitszenario bei rund 84 TWh liegt. Der Grund hierfür liegt u. a. an der im Szenariorahmen des NEP 2013 zugrunde gelegten höheren installierten Leistung regenerativer Energiequellen.

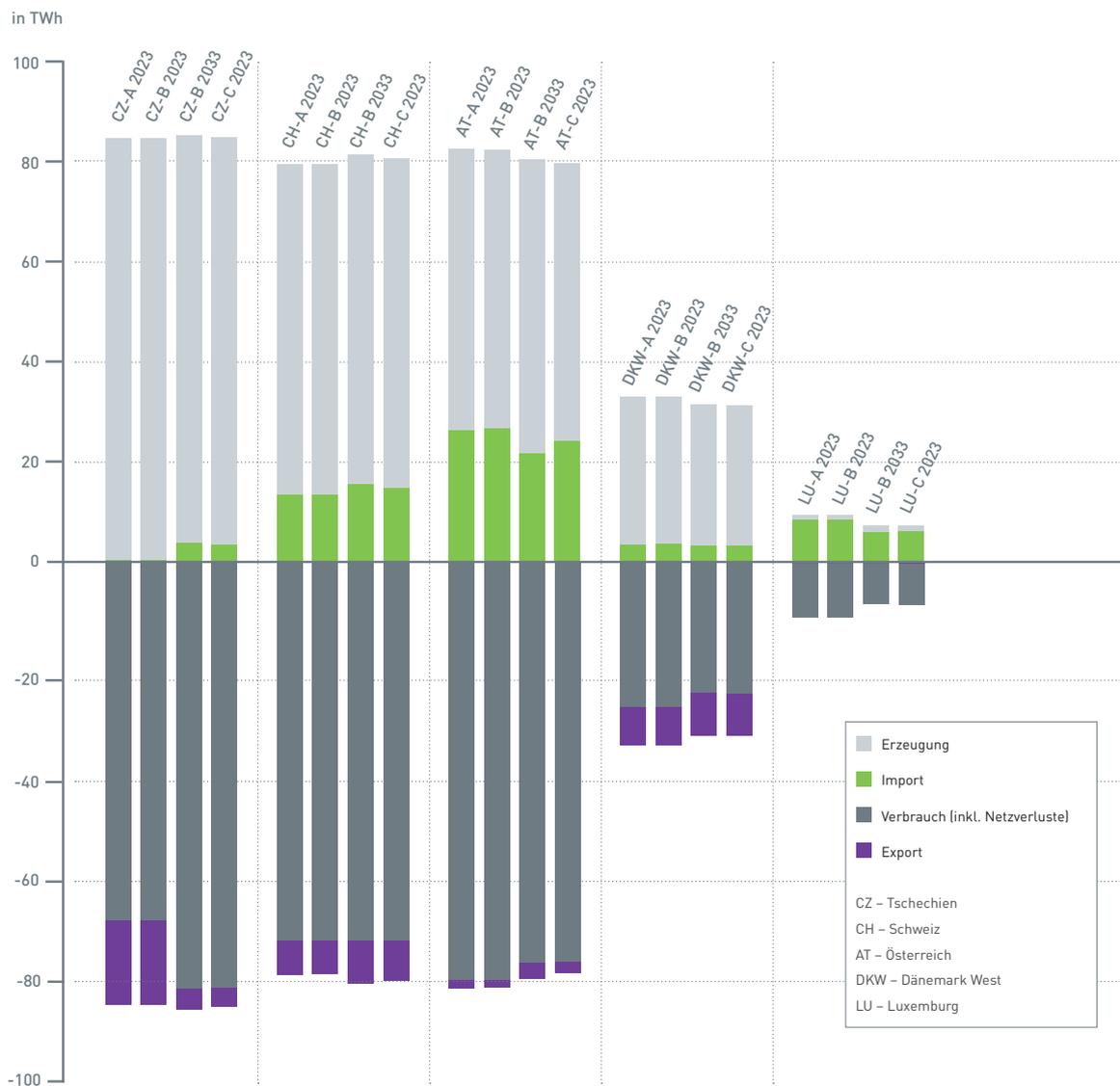
## 4 MARKTSIMULATION

Die für Frankreich im Vergleich zum Netzentwicklungsplan 2012 rückläufigen Exportmengen stehen in enger Korrelation mit den für Deutschland berechneten Importen. Diese fallen nun deutlich geringer aus. Den größten Import weist mit 38,5 TWh nach wie vor das Szenario B 2033 auf. Wie im Netzentwicklungsplan 2012 liegt der Verbrauch in Frankreich in diesem Szenario etwas niedriger. Wegen des Merit-Order-Effekts kann Frankreich im Vergleich zu den anderen Szenarien so zu günstigeren Preisen exportieren, und das Exportvolumen nimmt zu.

Die größten Nettoimporteure in allen Szenarien sind Belgien, Italien und Österreich. Belgien deckt zwischen 34 und 41 % des Verbrauchs durch Importe. Bei Italien sind es zwischen 20 und 24 % und bei Österreich zwischen 24 und 31 %.

Bei Belgien, Italien und in der Schweiz zeigt die Marktsimulation deutliche Unterschiede der Szenarien B 2033 und C 2023 mit der höheren Erzeugung aus fluktuierenden regenerativen Energien in Deutschland zu den Szenarien A 2023 und B 2023. Die Importmenge liegt in den Szenarien B 2033 und C 2023 signifikant höher.

ABBILDUNG 10: ENERGIESALDEN AUSGEWÄHLTER EUROPÄISCHER REGIONEN (VERBRAUCH < 100 TWH) JE SZENARIO

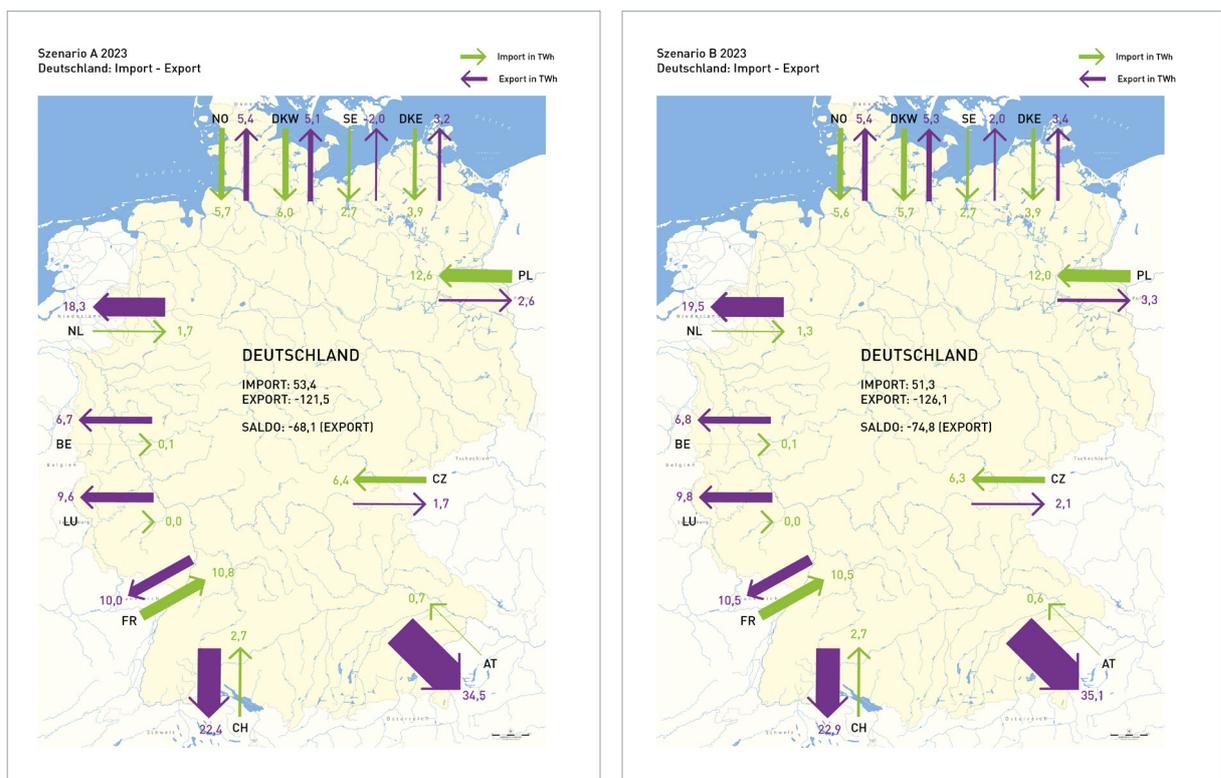


In der Schweiz und Österreich sind Pumpspeicherkraftwerke mit großen Leistungen installiert, die bei höheren Anteilen von Wind- und Solarenergie in Deutschland häufiger zum Einsatz kommen. Die Marktsimulation zeigt daher in den Szenarien B 2033 und C 2023 für die Schweiz sowohl eine Zunahme der Importe als auch der Exporte. In Österreich sinkt der Importbedarf in diesen Szenarien leicht.

### Austauschenergiemengen

Die Abbildungen 11 bis 14 stellen für alle Deutschland betreffenden Grenzen in allen Szenarien die saldierten Im- und Exporte dar. Deutschland ist in allen Szenarien Nettoexporteur. Die meisten Exporte gehen, wie auch im Netzentwicklungsplan 2012, nach Österreich und in die Schweiz. Im Leitszenario betragen die Nettoexporte nach Österreich 34,5 TWh und in die Schweiz 20,2 TWh. Sie liegen damit in derselben Größenordnung wie im Netzentwicklungsplan 2012.

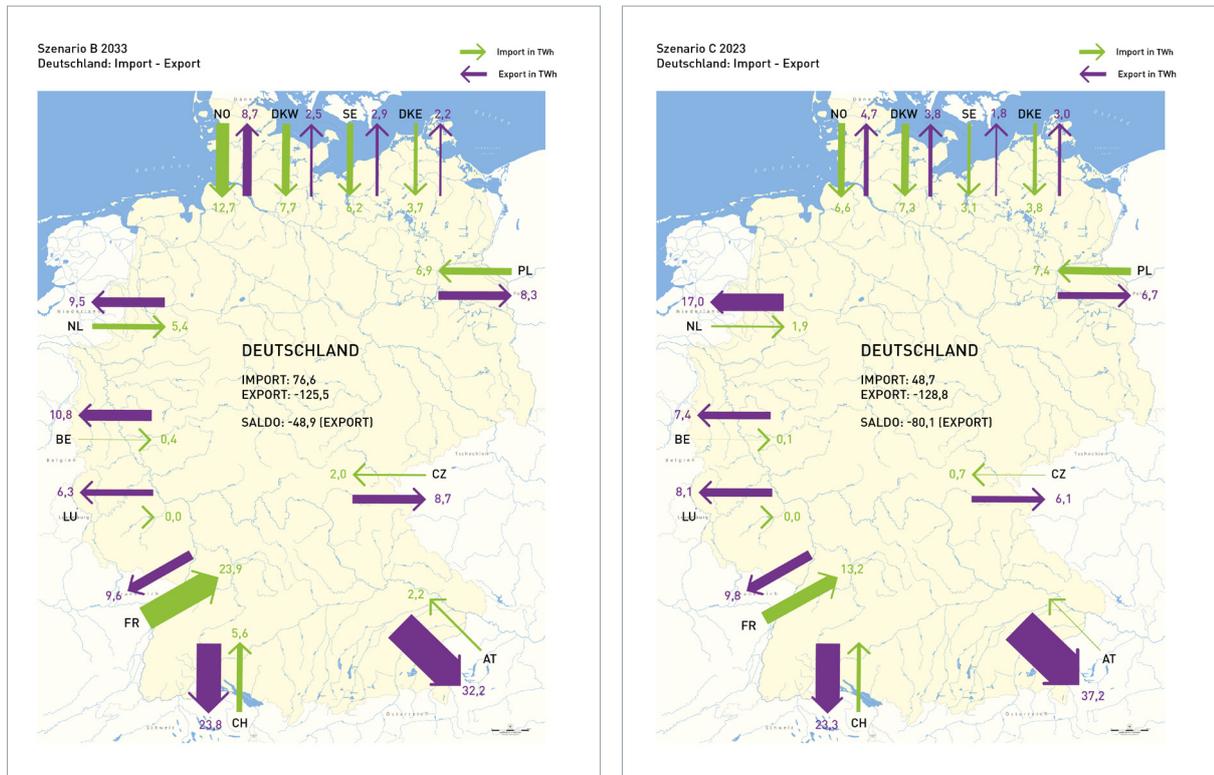
ABBILDUNGEN 11/12: AUSTAUSCHENERGIEMENGEN SZENARIO A 2023/AUSTAUSCHENERGIEMENGEN SZENARIO B 2023



Quelle: ÜNB

## 4 MARKTSIMULATION

ABBILDUNGEN 13/14: AUSTAUSCHENERGIEMENGEN SZENARIO B 2033/AUSTAUSCHENERGIEMENGEN SZENARIO C 2023



Quelle: ÜNB

**Transite**

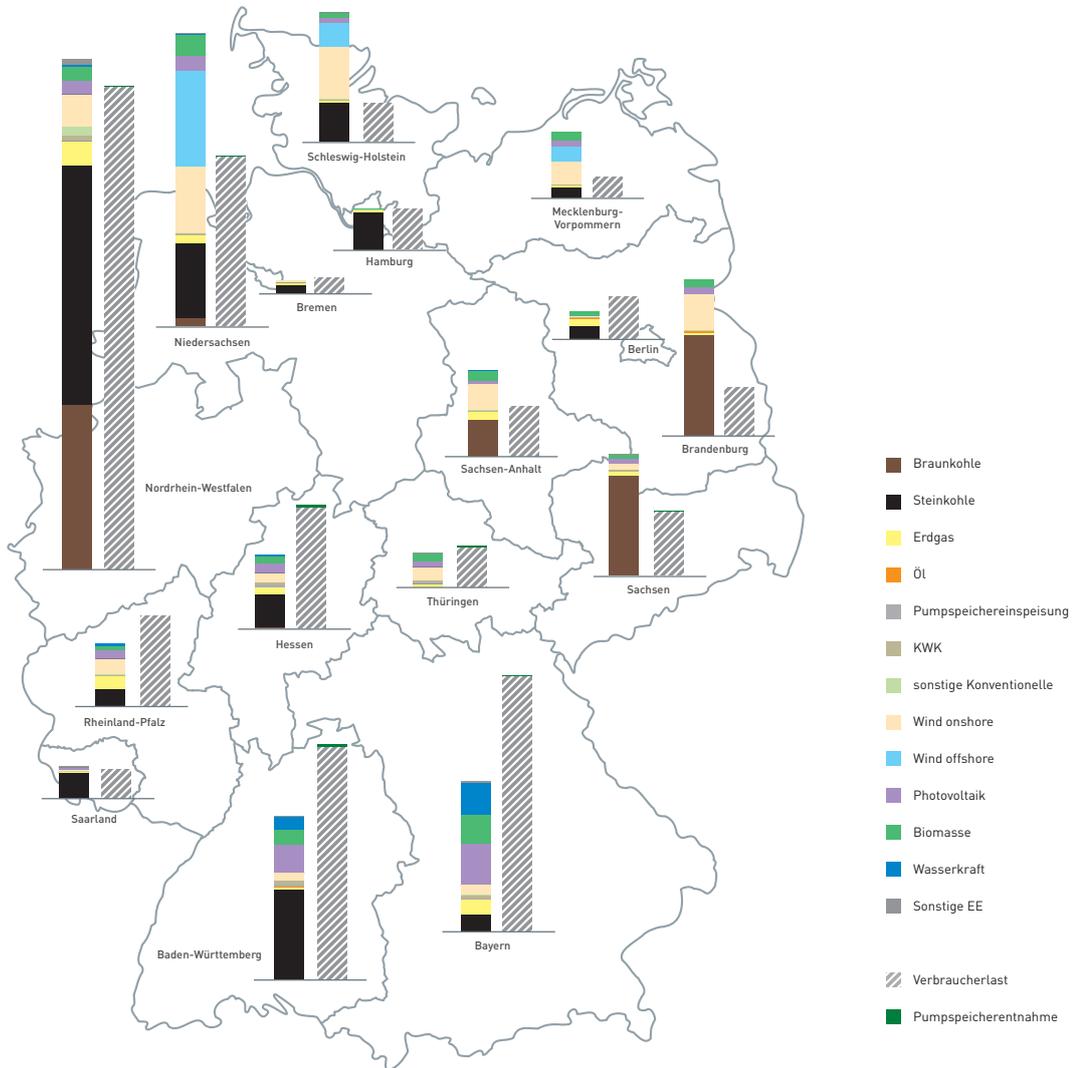
Neben den Im- und Exporten an den verschiedenen Grenzen stellen Transite zusätzliche Anforderungen an das Übertragungsnetz in Deutschland. In Deutschland kommen Transite im Leitszenario B 2023 in ca. 87 % der Stunden vor. Dies unterstreicht die Rolle des deutschen Übertragungsnetzes für den europäischen Verbund. Insgesamt werden dabei rund 40 TWh durch Deutschland geleitet, dies entspricht rund der Hälfte des Energiebedarfs der Schweiz oder Tschechiens. In Einzelstunden werden sogar bis zu 15.000 MW an Handelsflüssen durchgeleitet, wobei dann kein Im- oder Export auftritt. Die Marktsimulation zeigt dabei auch Situationen, in denen die netztechnisch maximal mögliche Importleistung aus Skandinavien mit der netztechnisch maximal möglichen Exportleistung von Deutschland zu den anderen Ländern Kontinentaleuropas zusammenfällt.

**4.2.2 Bundesländerbilanzen und Einspeisungen in Deutschland nach Energieträgern**

Die folgenden Abbildungen 15 bis 18 stellen für jedes Bundesland für die Szenarien A 2023, B 2023, B 2033 und C 2023 Erzeugung und Verbrauch gegenüber. Die Erzeugung umfasst hierbei Erzeugungsanlagen vom Nieder- bis zum Höchstspannungsnetz. Es wird zwischen einer Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken mit den Primärenergieträgern Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Öl und sonstigen Brennstoffen (z. B. Gicht- und Grubengas) sowie der Erzeugung aus den erneuerbaren Energiequellen Windkraft (on- und offshore), Photovoltaik, Biomasse, Laufwasser und sonstigen erneuerbaren Energieträgern (Geothermie etc.) unterschieden.<sup>18</sup> Der Verbrauch auf Länderebene entspricht dabei noch stärker als im Netzentwicklungsplan 2012 den Angaben des Länderarbeitskreises Energiebilanzen.

<sup>18</sup> Rundungsdifferenzen sind nicht ausgeführt.

ABBILDUNG 15: BUNDESLÄNDERBILANZEN DER ENERGIEMENGEN FÜR DAS SZENARIO A 2023

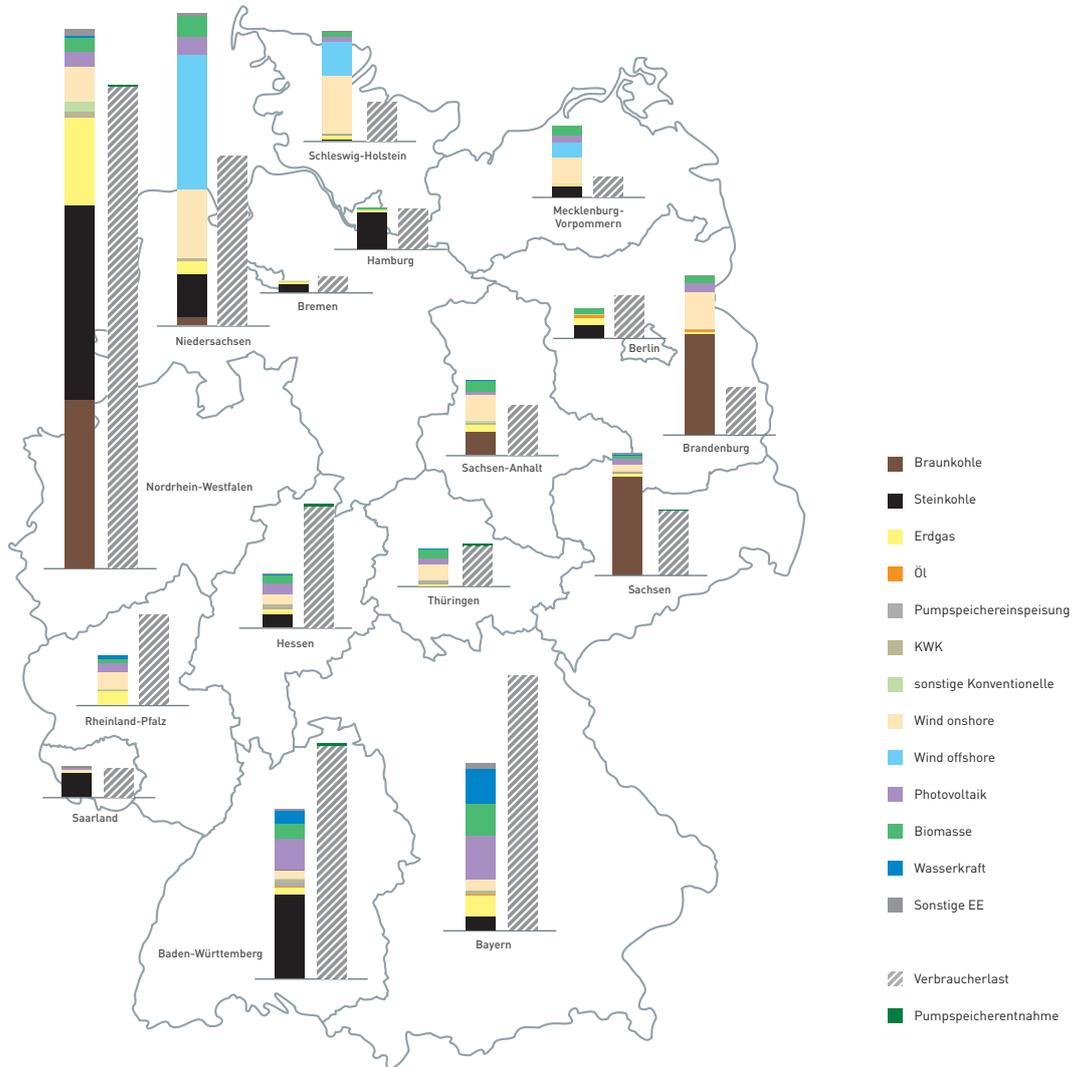


Angaben in TWh	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Pumpspeichereinspeisung	KWK < 10 MW	Sonstige Konventionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Wasserkraft	Sonstige EE	Verbraucherlast (inkl. Netzverlusten)	Pumpspeicherentnahme
Baden-Württemberg	0,0	29,2	0,6	0,2	0,9	1,1	0,2	2,5	0,0	9,1	4,9	4,1	0,4	75,9	0,7
Bayern	0,0	5,3	4,9	0,1	0,1	1,2	0,3	3,0	0,0	13,4	9,6	10,2	0,8	83,3	0,1
Berlin	0,0	4,0	2,3	0,5	0,0	0,2	0,1	0,1	0,0	0,2	1,6	0,0	0,0	13,9	0,0
Brandenburg	32,8	0,0	0,6	0,4	0,0	0,3	0,2	11,5	0,0	2,5	2,3	0,0	0,3	15,6	0,0
Bremen	0,0	2,4	1,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,2	0,0
Hamburg	0,0	12,1	0,3	0,0	0,0	0,3	0,1	0,1	0,0	0,1	0,3	0,0	0,0	13,2	0,0
Hessen	0,2	11,0	2,2	0,0	0,7	0,7	0,2	3,0	0,0	3,1	2,4	0,4	0,2	39,5	0,8
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	3,4	0,5	0,0	0,0	0,2	0,0	7,6	4,7	2,1	2,8	0,0	0,1	6,7	0,0
Niedersachsen	2,6	24,1	2,8	0,0	0,1	0,7	0,0	21,6	31,3	5,0	6,7	0,2	0,5	55,4	0,2
Nordrhein-Westfalen	53,5	77,8	8,1	0,0	0,3	1,6	2,9	10,4	0,0	4,5	4,5	0,6	2,2	157,3	0,3
Rheinland-Pfalz	0,0	5,4	4,2	0,0	0,0	0,4	0,1	5,2	0,0	2,8	1,3	0,9	0,1	29,4	0,0
Saarland	0,0	8,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	0,4	0,0	0,6	0,2	0,0	0,4	9,5	0,0
Sachsen	32,4	0,2	1,1	0,0	0,1	0,5	0,0	2,1	0,0	1,6	1,2	0,3	0,2	20,9	0,2
Sachsen-Anhalt	11,8	0,0	2,3	0,0	0,0	0,5	0,5	8,2	0,0	1,1	3,3	0,1	0,1	16,3	0,0
Schleswig-Holstein	0,0	12,6	0,7	0,0	0,0	0,3	0,2	17,0	7,8	1,8	1,6	0,0	0,1	12,6	0,0
Thüringen	0,0	0,0	0,8	0,0	0,6	0,4	0,0	4,5	0,0	1,7	2,7	0,1	0,1	13,0	0,5
Deutschland	133,3	195,6	32,7	1,3	2,7	8,7	5,0	97,6	43,8	49,6	45,4	17,2	5,6	567,5	2,8

Quelle: ÜNB

4 MARKTSIMULATION

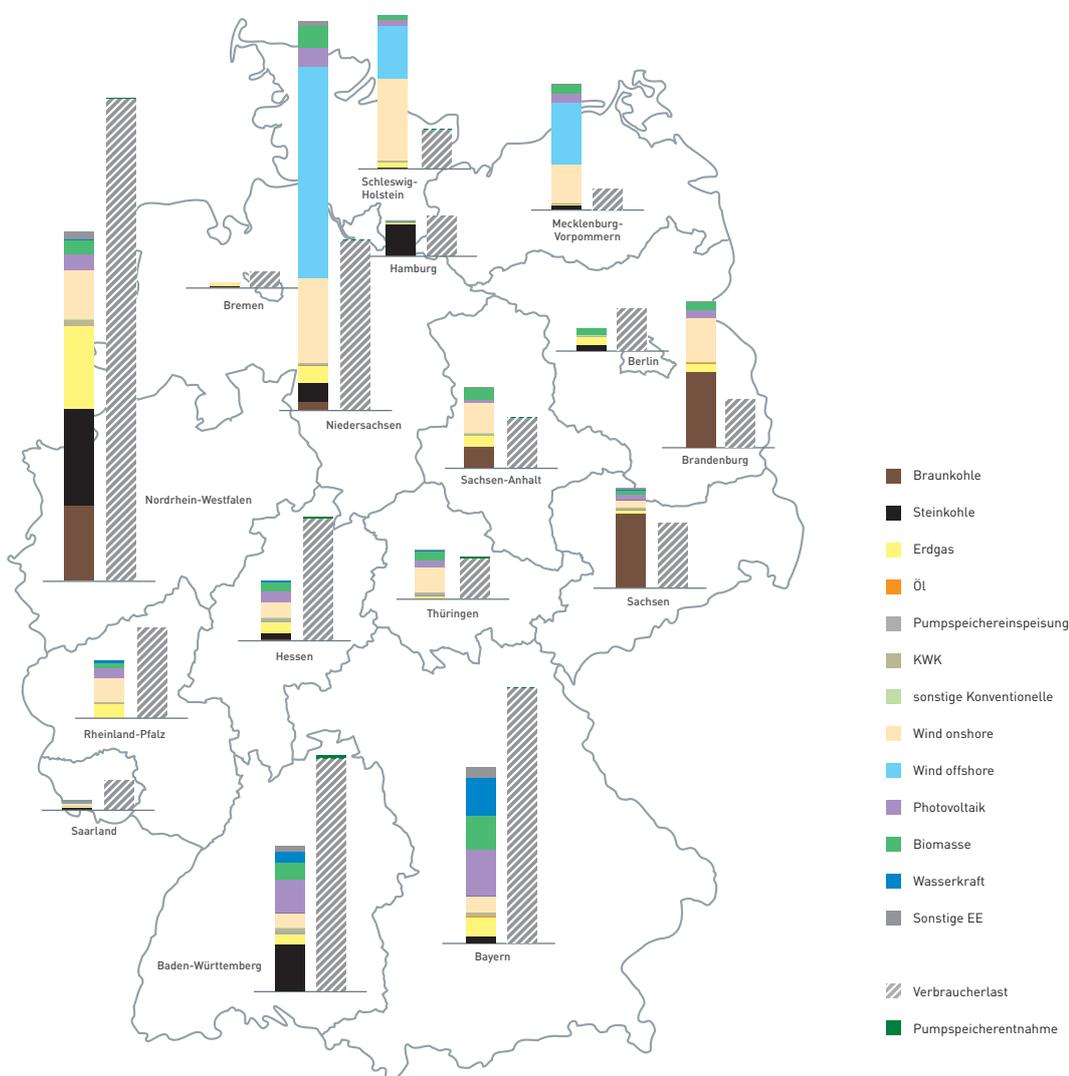
ABBILDUNG 16: BUNDESLÄNDERBILANZEN DER ENERGIEMENGEN FÜR DAS SZENARIO B 2023



Angaben in TWh	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Pumpspeichereinspeisung	KWK < 10 MW	Sonstige Konventionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Wasserkraft	Sonstige EE	Verbraucherlast (inkl. Netzverlusten)	Pumpspeicherentnahme
Baden-Württemberg	0,0	28,8	2,2	0,2	1,0	1,1	0,2	2,9	0,0	10,2	5,1	4,0	0,9	75,9	1,0
Bayern	0,0	4,7	6,8	0,1	0,1	1,2	0,3	3,3	0,0	14,5	10,2	11,5	1,9	83,3	0,1
Berlin	0,0	4,1	2,7	0,5	0,0	0,2	0,1	0,1	0,0	0,2	1,8	0,0	0,0	13,9	0,0
Brandenburg	32,9	0,0	0,6	0,4	0,0	0,3	0,2	12,0	0,0	2,7	2,3	0,0	0,4	15,6	0,0
Bremen	0,0	2,4	0,8	0,0	0,0	0,1	0,1	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	5,2	0,0
Hamburg	0,0	11,8	0,3	0,0	0,0	0,3	0,1	0,1	0,0	0,1	0,4	0,0	0,0	13,2	0,0
Hessen	0,2	4,0	2,2	0,0	0,7	0,7	0,2	3,3	0,0	3,5	2,6	0,4	0,2	39,5	0,8
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	3,2	0,5	0,0	0,0	0,2	0,0	8,5	5,0	2,4	3,0	0,0	0,2	6,7	0,0
Niedersachsen	2,5	15,6	3,3	0,0	0,2	0,7	0,0	22,6	44,1	5,6	6,9	0,2	0,9	55,4	0,2
Nordrhein-Westfalen	54,9	66,1	25,0	0,0	0,3	1,6	2,9	11,4	0,0	4,9	4,6	0,6	2,3	157,3	0,4
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	4,2	0,0	0,0	0,4	0,1	5,6	0,0	3,1	1,3	1,0	0,1	29,4	0,0
Saarland	0,0	8,1	0,3	0,0	0,0	0,0	0,2	0,4	0,0	0,7	0,2	0,0	0,4	9,5	0,0
Sachsen	31,6	0,0	1,1	0,0	0,2	0,5	0,0	2,2	0,0	1,8	1,2	0,3	0,4	20,9	0,2
Sachsen-Anhalt	7,4	0,0	2,4	0,0	0,1	0,5	0,5	8,5	0,0	1,2	3,5	0,1	0,1	16,3	0,1
Schleswig-Holstein	0,0	0,2	1,5	0,0	0,1	0,3	0,2	18,7	11,0	1,9	1,6	0,0	0,1	12,6	0,1
Thüringen	0,0	0,0	0,7	0,0	0,7	0,4	0,0	5,1	0,0	2,0	3,0	0,1	0,2	13,0	0,7
Deutschland	129,4	148,9	54,7	1,3	3,3	8,7	5,0	105,2	60,1	55,0	47,6	18,3	8,3	567,5	3,6

Quelle: ÜNB

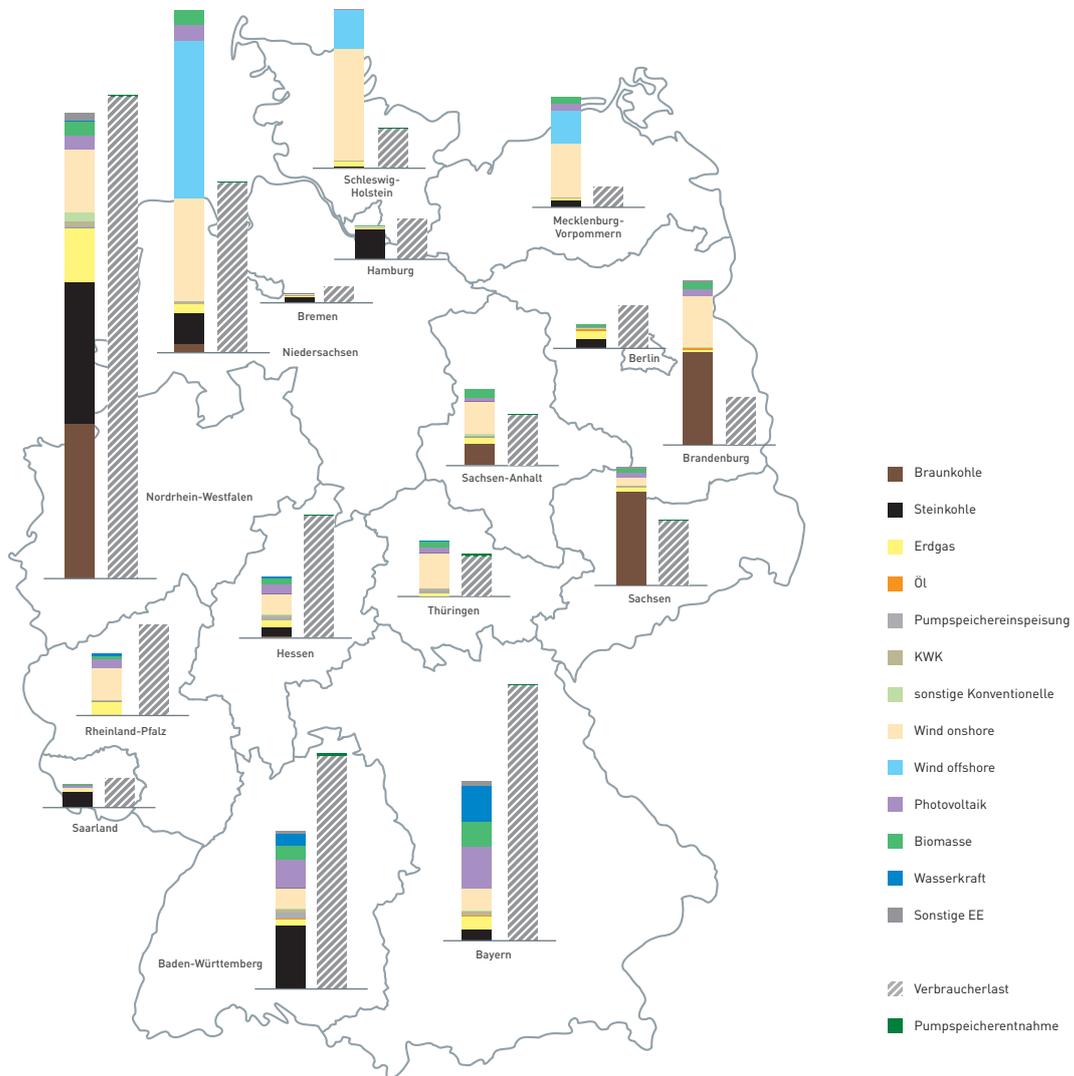
ABBILDUNG 17: BUNDESLÄNDERBILANZEN DER ENERGIEMENGEN FÜR DAS SZENARIO B 2033



Angaben in TWh	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Pumpspeichereinspeisung	KWK < 10 MW	Sonstige Konventionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Wasserkraft	Sonstige EE	Verbraucherlast (inkl. Netzverlusten)	Pumpspeicherentnahme
Baden-Württemberg	0,0	15,1	3,2	0,0	1,0	1,2	0,2	4,7	0,0	11,0	5,3	3,9	1,7	75,9	1,0
Bayern	0,0	2,0	6,3	0,1	0,1	1,3	0,2	5,2	0,0	15,3	10,8	12,3	3,7	83,3	0,1
Berlin	0,0	1,7	2,7	0,0	0,0	0,3	0,1	0,1	0,0	0,2	2,1	0,0	0,0	13,9	0,0
Brandenburg	24,5	0,0	2,3	0,4	0,0	0,4	0,2	14,0	0,0	2,9	2,3	0,0	0,6	15,6	0,0
Bremen	0,0	0,3	0,5	0,0	0,0	0,1	0,1	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	5,2	0,0
Hamburg	0,0	10,1	0,4	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,1	0,4	0,0	0,0	13,2	0,0
Hessen	0,1	1,9	3,7	0,0	0,5	0,8	0,2	4,9	0,0	3,8	2,9	0,4	0,2	39,5	0,6
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	1,2	0,5	0,0	0,0	0,2	0,0	12,7	20,2	2,7	3,2	0,0	0,3	6,7	0,0
Niedersachsen	2,5	6,2	5,6	0,0	0,2	0,7	0,0	27,6	69,1	6,0	7,2	0,2	1,5	55,4	0,2
Nordrhein-Westfalen	24,3	31,6	27,0	0,0	0,3	1,7	0,6	15,6	0,0	5,2	4,6	0,5	2,5	157,3	0,4
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	4,3	0,0	0,0	0,4	0,1	7,9	0,0	3,4	1,4	1,0	0,1	29,4	0,0
Saarland	0,0	0,6	0,3	0,0	0,0	0,1	0,2	0,6	0,0	0,8	0,2	0,0	0,3	9,5	0,0
Sachsen	24,0	0,0	1,1	0,0	0,2	0,6	0,0	2,4	0,0	1,9	1,2	0,3	0,8	20,9	0,3
Sachsen-Anhalt	6,8	0,0	3,5	0,0	0,1	0,5	0,5	9,5	0,0	1,2	3,8	0,1	0,1	16,3	0,1
Schleswig-Holstein	0,0	0,2	1,5	0,0	0,1	0,4	0,0	26,7	17,2	2,0	1,6	0,0	0,1	12,6	0,1
Thüringen	0,0	0,0	0,7	0,0	0,7	0,5	0,0	8,1	0,0	2,1	3,2	0,1	0,5	13,0	0,7
Deutschland	82,2	70,9	63,5	0,6	3,0	9,5	2,4	140,7	106,5	58,5	50,2	19,1	12,8	567,5	3,5

4 MARKTSIMULATION

ABBILDUNG 18: BUNDESLÄNDERBILANZEN DER ENERGIEMENGEN FÜR DAS SZENARIO C 2023



Angaben in TWh	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Pumpspeichereinspeisung	KWK < 10 MW	Sonstige Konventionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Wasserkraft	Sonstige EE	Verbraucherlast (inkl. Netzverlusten)	Pumpspeicherentnahme
Baden-Württemberg	0,0	20,2	2,2	0,2	1,9	1,1	0,2	6,6	0,0	9,2	4,4	4,0	0,9	75,9	2,5
Bayern	0,0	3,3	4,4	0,1	0,2	1,2	0,3	7,1	0,0	13,4	8,2	11,4	1,8	83,3	0,3
Berlin	0,0	2,7	2,7	0,5	0,0	0,2	0,1	0,2	0,0	0,2	1,1	0,0	0,0	13,9	0,0
Brandenburg	30,1	0,0	0,6	0,4	0,0	0,3	0,2	16,1	0,0	2,5	2,1	0,0	0,4	15,6	0,0
Bremen	0,0	1,5	0,5	0,0	0,0	0,1	0,1	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	5,2	0,0
Hamburg	0,0	9,5	0,3	0,0	0,0	0,3	0,1	0,2	0,0	0,1	0,3	0,0	0,0	13,2	0,0
Hessen	0,2	3,0	2,2	0,0	1,0	0,7	0,2	6,6	0,0	3,1	1,9	0,4	0,2	39,5	1,2
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	2,1	0,5	0,0	0,0	0,2	0,0	17,2	10,7	2,1	2,3	0,0	0,2	6,7	0,0
Niedersachsen	2,3	10,1	3,0	0,0	0,3	0,7	0,0	32,6	50,9	5,0	6,0	0,2	0,9	55,4	0,4
Nordrhein-Westfalen	50,1	46,2	17,7	0,0	0,5	1,6	2,9	20,1	0,0	4,5	4,4	0,6	2,3	157,3	0,7
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	4,2	0,0	0,0	0,4	0,1	10,2	0,0	2,8	1,1	0,9	0,1	29,4	0,0
Saarland	0,0	4,9	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	0,8	0,0	0,6	0,3	0,0	0,4	9,5	0,0
Sachsen	30,3	0,0	1,0	0,0	0,3	0,5	0,0	2,7	0,0	1,6	1,1	0,3	0,4	20,9	0,6
Sachsen-Anhalt	6,6	0,0	2,2	0,0	0,1	0,5	0,5	10,4	0,0	1,1	2,7	0,1	0,1	16,3	0,2
Schleswig-Holstein	0,0	0,2	1,5	0,0	0,1	0,3	0,2	35,3	12,7	1,8	1,6	0,0	0,1	12,6	0,3
Thüringen	0,0	0,0	0,7	0,0	1,1	0,4	0,0	11,3	0,0	1,7	2,2	0,1	0,2	13	1,6
Deutschland	119,5	103,6	43,9	1,3	5,7	8,7	5,0	178,0	74,3	49,8	39,5	18,3	8,0	567,5	7,8

Die Ergebnisse der Marktsimulation zeigen über alle Szenarien einen deutlichen Erzeugungüberschuss der Bundesländer in der nördlichen Hälfte Deutschlands, während die Bundesländer im Süden einen Verbrauchsüberschuss aufweisen. In Baden-Württemberg, Bayern und Hessen beträgt der Anteil der nicht im Land erzeugten Energiemenge im Leitszenario B 2023 fast 30 % des Jahresverbrauchs. Bundesländer mit besonders hohen Überschussenergiemengen im Leitszenario sind Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Sachsen und Schleswig-Holstein.

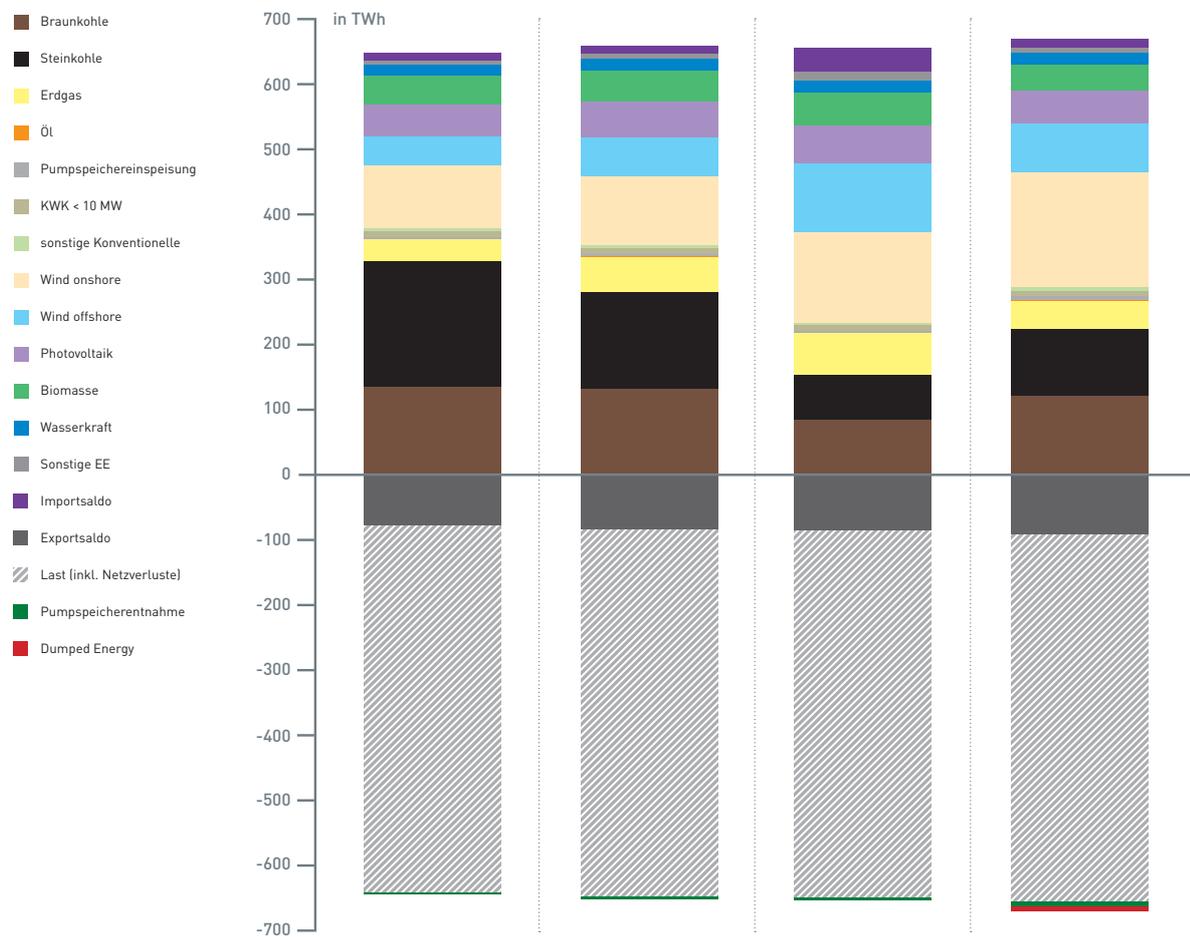
Die größte Veränderung in der Zusammensetzung der konventionellen Energieerzeugung ergibt sich in allen Szenarien für Nordrhein-Westfalen. Die Erzeugungsmenge aus Erdgas steigt hier im Vergleich zum Netzentwicklungsplan 2012 um rund 12,8 TWh, die Erzeugung aus Steinkohle nimmt sogar um 21,6 TWh zu. Damit wird der Rückgang der Braunkohleerzeugung von knapp 7 TWh deutlich überkompensiert. Insgesamt wächst in Deutschland die Erzeugung aus konventionellen Energiequellen um über 43 TWh, was insbesondere aus der Zunahme der Exporte gegenüber dem Netzentwicklungsplan 2012 resultiert.

Niedersachsen hingegen weist im Leitszenario den größten Zuwachs bei der Energieerzeugung aus regenerativen Energiequellen auf. Dies liegt insbesondere an der höheren Erzeugung aus Offshore-Windkraftanlagen. Sie liegt rund 7,6 TWh höher als noch im Netzentwicklungsplan 2012.

Insgesamt hat sich das Gefälle der Erzeugungssalden zwischen der nördlichen und der südlichen Hälfte Deutschlands aufgrund der neuen Annahmen zu den installierten Leistungen der konventionellen und regenerativen Energieträger im Vergleich zum Netzentwicklungsplan 2012 nochmals verschärft.

## 4 MARKTSIMULATION

ABBILDUNG 19: ENERGIEMENGEN DER EINSPEISUNG, DES VERBRAUCHS UND DES IMPORTS/EXPORTS DER SZENARIEN IM VERGLEICH



	Szenario A 2023	Szenario B 2023	Szenario B 2033	Szenario C 2023
Braunkohle	133,3	129,4	82,2	119,5
Steinkohle	195,6	148,9	70,9	103,6
Erdgas	32,7	54,7	63,5	43,9
Öl	1,3	1,3	0,6	1,3
Pumpspeichereinspeisung	2,7	3,3	3,0	5,7
KWK < 10 MW	8,7	8,7	9,5	8,7
sonstige Konventionelle	5,0	5,0	2,4	5,0
Wind onshore	97,6	105,2	140,7	178,0
Wind offshore	43,8	60,1	106,5	74,3
Photovoltaik	49,6	55,0	58,5	49,8
Biomasse	45,4	47,6	50,2	39,5
Wasserkraft	17,2	18,3	19,1	18,3
Sonstige EE	5,6	8,3	12,8	8,0
Import	12,1	11,3	38,5	14,4
Export	-80,2	-86,1	-87,5	-94,5
Last (inkl. Netzverluste)	-567,5	-567,5	-567,5	-567,5
Pumpspeicherentnahme	-2,8	-3,6	-3,5	-7,8
Dumped Energy	0,0	<0,1	-0,8	-7,0

Abbildung 19 vergleicht alle vier Szenarien hinsichtlich der erzeugten Energie je Primärenergieträger. Die Analyse steht dabei in engem Zusammenhang zu den Ausführungen über die Entwicklung der Volllaststunden in Kapitel 4.2.5.

Die Energiemengen regenerativer Energien nehmen in allen Szenarien mit Ausnahme des Szenarios B 2033 zu, da in diesem Szenario eine geringere installierte Leistung von Offshore-Windkraftanlagen als im Netzentwicklungsplan 2012 angesetzt wurde. Dabei sticht insbesondere die Energieerzeugung aus Onshore-Wind in Szenario C 2023 heraus. Die installierte Leistung des genehmigten Szenariorahmens nimmt im Vergleich zum Netzentwicklungsplan 2012 deutlich zu und führt zu einer um ca. 28 TWh höheren Energiemenge.

Der Anteil erneuerbarer Energien an der gesamten Energieerzeugung fällt jedoch im Vergleich zum Netzentwicklungsplan 2012 geringer aus. Die höheren Exporte lassen die Energieerzeugung konventioneller Kraftwerke im Vergleich zu den regenerativen Energiequellen stärker ansteigen.

Kohle liefert in allen Szenarien weiterhin den größten Anteil der Stromproduktion. Im Vergleich zum Netzentwicklungsplan 2012 erhöht sich die Energieeinspeisung aus Kohle in allen Szenarien nochmals deutlich. Dabei führt die methodische Verbesserung in der Abbildung der Revisionszeiten von Braunkohlekraftwerken dazu, dass die Stromproduktion aus Braunkohlekraftwerken entsprechend der Merit-Order durch Steinkohlekraftwerke kompensiert wird. Darüber hinaus führt die verbesserte KWK-Abbildung von dezentralen Kraftwerken zu einer etwas höheren Stromproduktion von Steinkohlekraftwerken.

#### 4.2.3 KWK-Mengen

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.

Detaillierte Erläuterungen zur Berücksichtigung von wärme- und stromgeführten KWK-Anlagen in der Marktsimulation sind im Kapitel 4.3.3 des 2. Entwurfs zum NEP 2012 dargelegt.

Im Vergleich zum NEP Strom 2012 wurde die Modellierung der KWK-Anlagen noch stärker und detaillierter an den NEP Gas angepasst. Hierzu wurde die wärmegeführte Erzeugung von KWK-Anlagen anhand der Volllaststundenzahl der thermisch bedingten Stromerzeugung für beide Netzentwicklungspläne nunmehr blockscharf abgeglichen. Durch die unterschiedlichen Verwendungsweisen und auch durch die Berücksichtigung von regional verschiedenen Temperaturen werden nun auch örtlich verschiedene Nachfrageverläufe der Wärme im Verlauf des Jahres angenommen, sodass sich je nach Bundesland unterschiedliche stündliche Einspeisungen und damit auch unterschiedliche Jahreserzeugungen aus KWK ergeben. Für ein exemplarisches Blockheizkraftwerk ergibt sich beispielsweise in Bayern eine wärmegeführte Einspeisung von 2.240 Volllaststunden pro Jahr, wobei ein vergleichbares Kraftwerk in Schleswig-Holstein nur 1.940 Volllaststunden pro Jahr wärmegeführt eingesetzt wird. Hierdurch kann die Einspeisesituation regional differenzierter als im NEP 2012 abgebildet werden. Für Kraftwerke, die Industrie- oder Prozesswärme liefern, besteht die Abhängigkeit von der Temperatur nur eingeschränkt, sodass nur eine konstante wärmegeführte Einspeisung vorgegeben wird.

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 die technische Mindestleistung vornehmen, wenn eine zusätzliche Erzeugung unwirtschaftlich wäre.

Kleinere (Blockheiz-)Kraftwerke mit einer Einspeiseleistung kleiner als 30 MW hingegen dienen ausschließlich der Wärmeeinspeisung und werden entsprechend einer saisonalen Wärmekurve eingesetzt, wobei entsprechend der Wärmenachfrage auch Strom erzeugt wird. Die stündliche Ganglinie basiert auf bundesländerscharfen Temperatur-

## 4 MARKTSIMULATION

gängen des Jahres 2007 und wird auch in Abstimmung mit dem Netzentwicklungsplan Gas einem lokalen Bedarf aus Nah- und Fernwärme oder Industrierwärme zugeordnet.

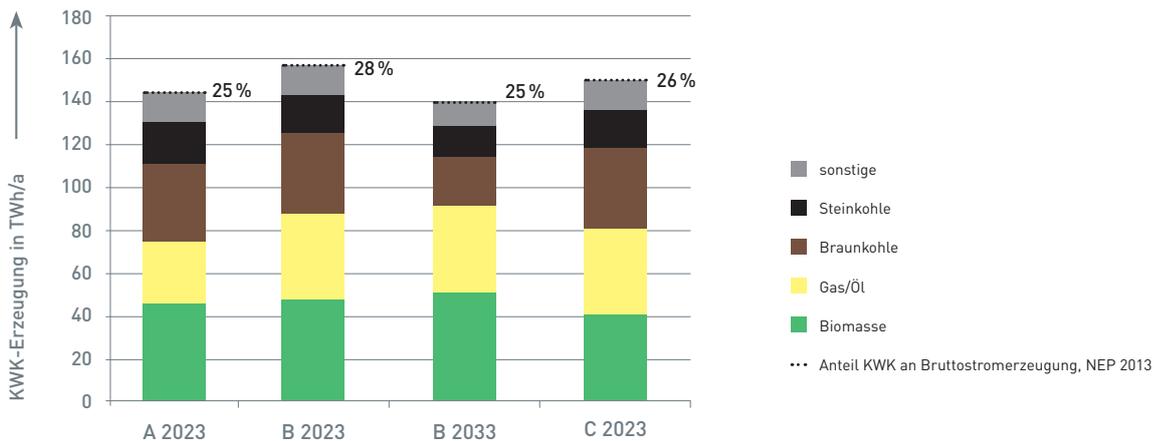
Durch die oben beschriebene methodische Verbesserung bei der Abbildung von KWK-Anlagen wurde eine Reduzierung der Dumped Energy (siehe Kapitel 4.2.4) bewirkt, da Situationen mit sehr hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien üblicherweise nicht mit sehr kalten Tagen mit hohem Wärmebedarf zusammenfallen.

Zusammengefasst ist zu konstatieren, dass die Annahmen hinsichtlich der Wärmeerzeugung an die Energieszenarien der Bundesregierung<sup>19</sup> angelehnt sind und mit den blockscharfen Volllaststunden im NEP Gas abgeglichen wurden, wobei die stündliche Erzeugung mithilfe bundeslandscharfer Temperaturkennlinien und wärmebedarfstypischen Tagesverläufen detaillierter als bisher im NEP 2012 abgebildet wurde.

### Auswertungen, Anteile je Erzeugungsart und 10-MW-Grenze

Die Erzeugung aus wärmegeführten Anlagen als Ergebnis der Marktsimulation wird im Folgenden näher erläutert. Abbildung 20 zeigt die KWK-Erzeugung nach Primärenergietyp. Erzeugungsanlagen mit biogenen festen und gasförmigen Brennstoffen wurden vollumfänglich als KWK-Erzeugung angenommen.

ABBILDUNG 20: KWK-ERZEUGUNG NACH PRIMÄRENERGIETYPEN



Quelle: ÜNB

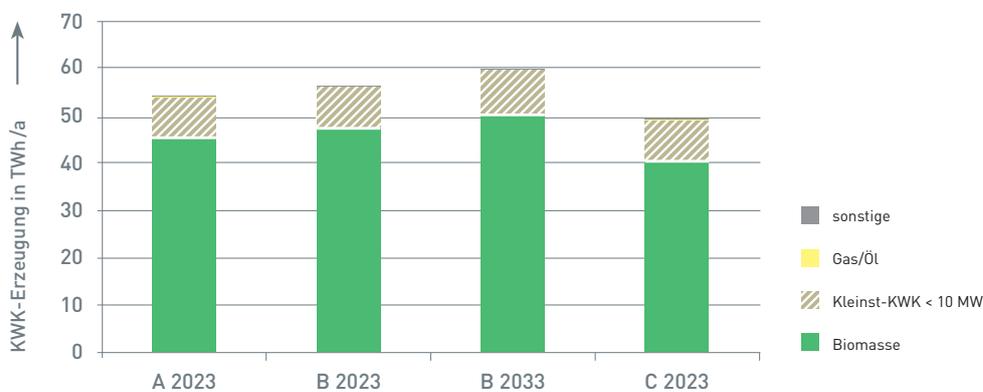
Die Angleichungen der KWK-Modellierung in den Netzentwicklungsplänen Strom und Gas führen dazu, dass sich die jährlichen Erzeugungsmengen aus wärmegeführten Anlagen leicht verändern. Die explizite Berücksichtigung von kleinen wärmegeführten Erzeugungsanlagen sowie der Abgleich mit den BAFA-Daten zur Wärmeerzeugung führt zu einer Verbesserung der zugrunde gelegten Datenbasis und einer leichten Erhöhung der KWK-Erzeugung. Gegenüber dem NEP 2012 ist ein höherer Anteil von Gaskraftwerken mit Wärmeauskopplung angenommen. Hierdurch ergibt sich in den Szenarien B und C mit einer höheren installierten Kapazität von Gaskraftwerken eine größere Steigerung der KWK-Erzeugung als im Szenario A. In den Szenarien B 2023 und C 2023 wird der gleiche konventionelle Kraftwerkspark zugrunde gelegt, sodass sich die Gesamtmengen hier nur durch die unterschiedliche Kapazität der Biomasse unterscheiden. Für das Szenario B 2033 sind im Szenariorahmen gegenüber B 2023 keine zusätzlichen KWK-Anlagen geplant. Hier sinkt besonders durch die Außerbetriebnahme von etwa 7 GW Braunkohlekraftwerken die Erzeugung aus wärmegekoppelten Stromerzeugern gegenüber den bisherigen Szenarien B 2022 sowie B 2032. Die zu deckende Wärmelast muss in diesem Szenario durch dedizierte Wärmeerzeugungsanlagen bereitgestellt oder durch einen Rückgang der Wärmenachfrage kompensiert werden.

<sup>19</sup> Prognos AG, EWI, GWS (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie

Das Ziel der Bundesregierung ist die Erreichung eines KWK-Anteils von 25 % an der Bruttostromerzeugung. Änderungen des KWK-Anteils im Vergleich zum NEP 2012 ergeben sich hier auch durch die deutlich erhöhte Bruttostromerzeugung (4.2.2). Im Ergebnis wird das Ziel der Bundesregierung in allen Szenarien erreicht.

In der Kraftwerkliste des Szenariorahmens<sup>20</sup> sind nur Kraftwerke mit einer Erzeugungsleistung größer als 10 MW aufgeführt. Es existieren jedoch auch zahlreiche KWK-Anlagen mit einer Leistung  $\leq 10$  MW. Im NEP 2012 wurde die relevante Auswertungsgröße noch zu 20 MW definiert, wobei die Genehmigung des Szenariorahmens 2013 explizit eine Grenze von 10 MW definiert. Der Anteil der kleinen dezentralen Anlagen an der Jahreserzeugung ist in Abbildung 21 dargestellt. Es wird angenommen, dass Biomasseanlagen zum Großteil ebenfalls kleiner als 10 MW dimensioniert werden. Die Erzeugung aus Biomasse wird deshalb schraffiert gekennzeichnet.

ABBILDUNG 21: KWK-ERZEUGUNG  $\leq 10$  MW NACH PRIMÄRENERGIETYPEN



Quelle: ÜNB

Grundsätzlich ist der Anteil der KWK-Erzeugung aus Kleinanlagen durch die 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)

In der Marktsimulation kommt es teilweise zu Situationen, in denen die Must-Run-Erzeugung den Verbrauch sowie die Exportmöglichkeiten und die Speichermöglichkeiten übersteigt. In diesen Stunden weist die Marktsimulation sogenannte Dumped Energy aus. Dies ist die in einer Stunde nicht verwertbare Energiemenge. Die Häufigkeit dieser Situationen hängt mit der installierten Leistung der Must-Run-Erzeugung zusammen. Hierzu zählen sowohl erneuerbare Energien als auch wärmegeführte KWK-Anlagen.

Die Reduzierung der Einspeisung aus regenerativen Quellen erfolgt nach einem festgelegten Verfahren, das in Kapitel 4.3.4 im 2. Entwurf zum Netzentwicklungsplan 2012 dargelegt ist. Teil des Verfahrens ist die vorrangige Reduzierung der Energieeinspeisung von Biomasseanlagen, um deren begrenzte Lagerfähigkeit zu nutzen. Entsprechend ist der prozentuale Anteil von Dumped Energy an der gesamten Energieerzeugung von Biomasseanlagen höher als bei den anderen regenerativen Energiequellen.

Insgesamt jedoch sind die Werte für Dumped Energy eher gering. In Szenario A 2023 kommt es zu keiner Dumped Energy. Die Werte der Szenarien B 2023 und B 2033 sind im Vergleich zum Netzentwicklungsplan 2012 nochmals deutlich zurückgegangen. Dies liegt insbesondere an der verbesserten Abbildung der KWK-Erzeugung (siehe Kapitel 4.2.3). Situationen mit sehr hoher Einspeisung aus regenerativen Energiequellen fallen im Vergleich zum Netz-

<sup>20</sup> Siehe Kraftwerkliste 2013 unter [www.netzentwicklungsplan.de/content/materialien](http://www.netzentwicklungsplan.de/content/materialien)

## 4 MARKTSIMULATION

entwicklungsplan 2012 nunmehr weniger häufig mit einem hohen Wärmebedarf an kalten Tagen zusammen. Einzig Szenario C 2023 weist gegenüber dem Netzentwicklungsplan 2012 erhöhte Werte für Dumped Power auf. Hier überwiegt der Effekt einer höheren installierten Leistung regenerativer Energiequellen die verbesserte Abbildung der KWK-Erzeugung.

In der folgenden Tabelle ist die Dumped Energy im Überblick dargestellt.

TABELLE 9: ÜBERSICHT DUMPED ENERGY

	A 2023	B 2023	B 2033	C 2023
Dumped Energy	0,0 TWh	<0,1 TWh	0,8 TWh	7,0 TWh
Max. Dumped Power	0,0 GW	3,9 GW	21,5 GW	43,9 GW
Anteil Dumped Energy an regenerativer Erzeugung	0,0 %	<0,1 %	0,2 %	1,9 %

Quelle: ÜNB

Die Verteilung der Dumped Energy auf die verschiedenen Energieträger ergibt sich wie folgt:

TABELLE 10: VERTEILUNG DER DUMPED ENERGY AUF DIE VERSCHIEDENEN ENERGIETRÄGER

Dumped Energy	A 2023	B 2023	B 2033	C 2023
Biomasse	0 TWh	<0,1 TWh	0,2 TWh	1,1 TWh
Wind	0 TWh	0 TWh	0,5 TWh	5,7 TWh
Photovoltaik	0 TWh	0 TWh	<0,1 TWh	0,1 TWh

Quelle: ÜNB

Die folgende Tabelle gibt an, welcher Anteil des jeweiligen Energieträgers reduziert werden muss.

TABELLE 11: ANTEIL DER REDUZIERUNG DER EINZELNEN ENERGIETRÄGER BEZOGEN AUF DIE GESAMTERZEUGUNG DES JEWEILIGEN ENERGIETRÄGERS

Dumped Energy	A 2023	B 2023	B 2033	C 2023
Biomasse	0 %	<0,1 %	0,5 %	2,9 %
Wind	0 %	0 %	0,2 %	2,3 %
Photovoltaik	0 %	0 %	<0,1 %	0,3 %

Quelle: ÜNB

#### 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. Im Rahmen des kontinuierlichen Verbesserungsprozesses wurden im Netzentwicklungsplan 2013 die Vorgaben zu Revisionszeiten von Kraftwerken stärker an die realen Gegebenheiten angepasst. Die genaue Höhe der Volllaststunden wird dann in der Marktsimulation für die einzelnen Kraftwerke aus ihrer jeweiligen Position in der Merit-Order berechnet. Konventionelle Kraftwerke mit hohen Investitionskosten können nur dann am Markt bestehen, wenn ihre variablen Brennstoffkosten geringer sind als bei anderen Kraftwerken. Dann wird entsprechend der Merit-Order ihre Energielieferung häufig und über lange Zeiträume nachgefragt.

Regenerative Energien führen aufgrund ihrer gesetzlichen Vorrangstellung die Merit-Order an. Stromerzeugung aus regenerativen Energien ist dabei gewöhnlich dargebotsabhängig. Für diese Kraftwerkskategorien ergeben sich die Volllaststunden daher – unter Berücksichtigung von Dumped Energy – aus den jeweiligen Wetterverhältnissen.

Die Annahmen zur Einspeisung der verschiedenen Energieträger sind detaillierter im Kapitel 4.3.5 im 2. Entwurf zum Netzentwicklungsplan 2012 dargelegt.

Die in Abbildung 22 dargestellten Volllaststunden gelten jeweils für die Energieerzeugung einer Kraftwerksklasse und die in dieser Klasse installierte Nettoleistung.

ABBILDUNG 22: VERGLEICH DER VOLLLASTSTUNDEN JE SZENARIO



Braunkohlekraftwerke in Deutschland weisen wie im Netzentwicklungsplan 2012 die höchsten Werte der Volllaststunden auf. Trotz Anpassung der Revisionszeiten und des daraus resultierenden Rückgangs der Volllaststunden führen Braunkohlekraftwerke durch ihre geringen variablen Kosten die Reihenfolge konventioneller Kraftwerke an. Die variablen Brennstoffkosten von Braunkohlekraftwerken wurden in der Marktsimulation mit 0,42 EUR/GJ angenommen. Eine Ausnahme stellt Szenario B 2033 dar, hier erhöhen sich die Volllaststunden von Braunkohlekraftwerken gegenüber dem Netzentwicklungsplan 2012 signifikant. Der Grund hierfür liegt zum einen in der geringeren installierten Leistung. Zum anderen führt eine erhöhte Nachfrage aus dem Ausland entsprechend des ENTSO-E Scenario Outlook & Adequacy Forecasts<sup>21</sup> in Szenario B 2033 zu einem höheren Export in der Grundlast.

Die weitere Reihenfolge der konventionellen Kraftwerke führen die mit Steinkohle befeuerten Kraftwerke vor den Erdgas- und Ölkraftwerken an. Die Änderung der variablen Brennstoffkosten gegenüber dem Netzentwicklungsplan 2012 bleibt ohne wesentliche Auswirkungen auf die Reihenfolge der konventionellen Kraftwerke in der Merit-Order.

Gegenüber dem Netzentwicklungsplan 2012 haben sich jedoch insbesondere die Volllaststunden von Steinkohlekraftwerken erhöht. Im Leitszenario B 2023 erhöht sich der Wert der Volllaststunden um fast 1.900 für Steinkohlekraftwerke. Gaskraftwerke weisen in den meisten Szenarien ebenfalls höhere Werte auf als im Rahmen des letzten Netzentwicklungsplans. Beides ist insbesondere auf den Rückgang der Volllaststunden der Laufwasserkraftwerke sowie der Braunkohlekraftwerke zurückzuführen.

#### 4.2.6 Einhaltung der Ziele der Bundesregierung

Die Szenarien des Netzentwicklungsplans sollen laut § 12a EnWG „wahrscheinliche Entwicklungen“ der Transportaufgabe des deutschen Übertragungsnetzes umfassen. Die zugrunde liegenden Entwicklungen sollen dabei auch den energiepolitischen Zielen der Bundesregierung genügen. Die im Szenariorahmen genannten Ziele für das Jahr 2020 werden entsprechend den Anforderungen auf das Jahr 2023 bezogen. Die Zahlenwerte der Zielsetzungen werden hierbei als Mindestanforderungen interpretiert. Eine Interpolation auf die Stützjahre des Netzentwicklungsplans wird nicht vorgenommen. Das Ergebnis der Marktsimulation wird, wie auch im NEP 2012, entsprechend den Anforderungen der Bundesnetzagentur auf das Erreichen der folgenden Ziele überprüft:<sup>22</sup>

1. Minderung der Treibhausgasemissionen von mindestens 40 % bis spätestens 2020, mindestens 55 % bis spätestens 2030 sowie um 70 % respektive 80 bis 95 % bis 2040 im Vergleich zu 1990,
2. Senkung des Primärenergieverbrauchs um mindestens 20 % bis spätestens 2020 und mindestens 50 % bis 2050 gegenüber 2008,
3. Erhöhung des Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an der Bruttostromnachfrage auf mindestens 35 % in spätestens 2020, 50 % in 2030, 65 % in 2040 und 80 % bis 2050,
4. Erhöhung der Offshore-Windleistung bis 2030 auf 25 GW,
5. Verdoppelung des Anteils von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung von 2008 bis 2020 auf 25 %,
6. Minderung des Stromverbrauchs um 10 % bis spätestens 2020 sowie 25 % bis spätestens 2050 gegenüber 2008 sowie
7. Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie bis 2022.

#### 1. Treibhausgasemissionen

Grundsätzliches Ziel der energiepolitischen Bestrebungen ist die Reduktion des Ausstoßes von klimaschädlichen Gasen. Der Einsatz fossiler Kraftwerke beeinflusst den Ausstoß von CO<sub>2</sub> – und damit den wesentlichen Anteil der Treibhausgasemissionen – substanziell. In Abbildung 23 wird der berechnete jährliche CO<sub>2</sub>-Ausstoß für die unterschiedlichen Szenarien dargestellt. Der Referenzausstoß beträgt dabei 990 Mio. t CO<sub>2</sub> für das Jahr 1990 bezogen auf die gesamten energiebedingten Treibhausgasemissionen<sup>23</sup>. Um Aussagen zur Erreichung der Klimaziele zu machen, ist eine Betrachtung aller Sektoren in Deutschland notwendig. Neben der Strom- und Wärmeerzeugung

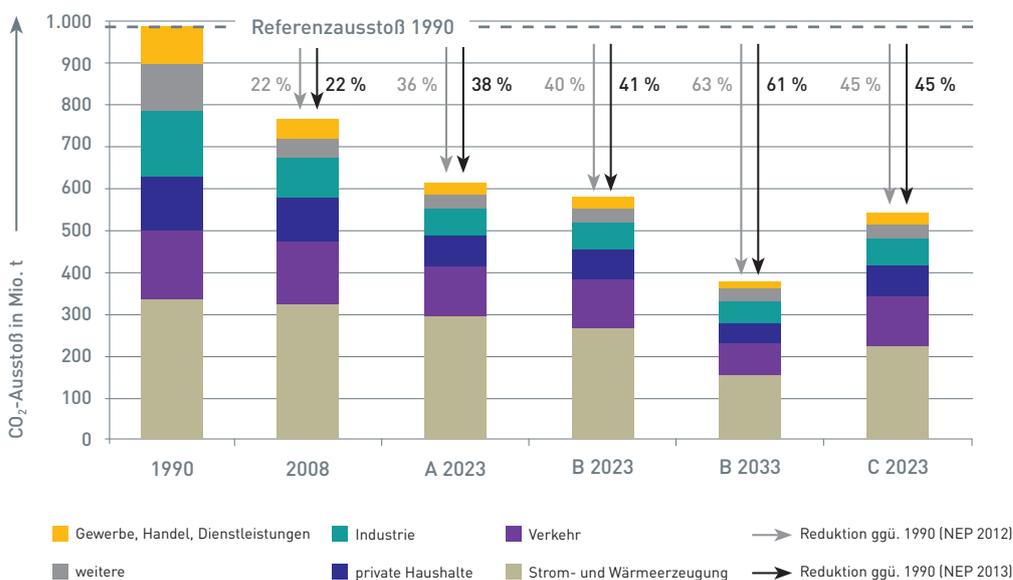
<sup>21</sup> Entso-E (2012): System Outlook & Adequacy Forecast

<sup>22</sup> Bundesnetzagentur (2012). Genehmigung in dem Verwaltungsverfahren wegen der Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung gem. § 12a Abs. 3 EnWG (Az.:6.00.03.04/12-11-30/Szenariorahmen 2012), S. 45 f.

<sup>23</sup> Prognos AG, EWI, GWS (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie

werden auch private Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Industrie und Verkehr sowie – unter „Weitere“ zusammengefasst – Öl-Raffinerie, Herstellung fester Brennstoffe und diffuse Emissionen betrachtet. Deren Entwicklungen werden dem Szenario II der Energieszenarien<sup>24</sup> entnommen, sodass die Vergleichbarkeit mit den Vorgaben der Bundesregierung überprüft werden kann. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen sind für die dort angestrebten Szenarien alle in der gleichen Größenordnung, sodass die angesetzten Werte einer wahrscheinlichen Entwicklung entsprechen. Der Treibhausgasausstoß der Strom- und Wärmeerzeugung für 1990 und 2008 ist den Simulationsergebnissen der Szenarien gegenübergestellt.

ABBILDUNG 23: EMISSION VON KOHLENSTOFFDIOXID NACH SEKTOREN<sup>25</sup>



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

Im Jahr 2023 wird für die Szenarien B 2023 und C 2023 wie auch im NEP 2012 das Reduktionsziel erreicht. In den Szenarien für das Jahr 2023 wird durch die höhere Einspeisung aus erneuerbaren Energien gegenüber 2022 eine leichte Reduktion der Emissionen erreicht. In B 2033 ist wie auch im NEP 2012 eine starke Reduktion der Emissionen zu erwarten, wobei durch die erhöhten Stromexporte Deutschlands und die veränderte Modellierung der KWK-Erzeugung die Reduktion etwas geringer ausfällt. Für das Szenario A 2023 ist im Vergleich zum Szenario A 2022 im NEP 2012 durch die höhere Einspeisung aus erneuerbaren Energien sowie die geringere Volllaststundenzahl der Braunkohle eine stärkere Reduktion der Emissionen möglich, wobei wiederum die Ziele der Bundesregierung jedoch nur knapp nicht erreicht werden. In Szenario B 2033 werden die Ziele wiederum erreicht. Die Szenarien umfassen demnach mögliche Entwicklungen hinsichtlich der Erfüllung der Klimaziele und decken wie auch im NEP 2012 eine Unter- bzw. Übererfüllung der klimapolitischen Ziele ab.

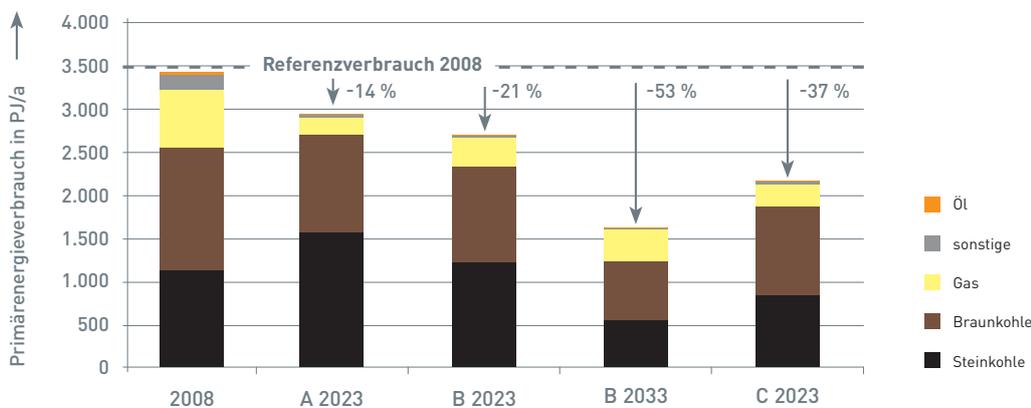
<sup>24</sup> Prognos AG, EWI, GWS (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie

<sup>25</sup> Unter „weitere“ ist Öl-Raffinerie 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.

## 2. 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 CO<sub>2</sub>-Ausstoß. Aus diesem Grund wird analysiert, wie stark der Verbrauch an Primärenergie in den genehmigten Szenarien gesenkt werden kann. Es wird dabei der Verbrauch von Kohle, Gas, Öl und sonstigen Brennstoffen bilanziert<sup>26</sup>. Abbildung 24 stellt den Primärenergieträgerverbrauch der Szenarien des Netzentwicklungsplans dar. Die Energiemengen entsprechen dabei dem Jahresverbrauch zur Stromproduktion durch den jeweiligen Primärenergieträger als Ergebnis der Marktsimulation und sind dem historischen Verbrauch des Jahres 2008<sup>27</sup> gegenübergestellt.

ABBILDUNG 24: PRIMÄRENERGIETRÄGERVERBRAUCH



Quelle: ÜNB

Es wird deutlich, dass für die Szenarien B 2023 und C 2023 wie auch im NEP 2012 die Reduktion um 20 % gegenüber 2008 erreicht wird. Generell wird im NEP 2013 gegenüber dem NEP 2012 weniger Braunkohle verbraucht, wobei die fehlende Erzeugung durch zusätzlichen Verbrauch von Steinkohle und Gas substituiert wird. In Szenario A 2023 wird der Primärenergieeinsatz durch den ansteigenden Steinkohleverbrauch nur um 14 % verringert, sodass das angestrebte Reduktionsziel nicht komplett erfüllt wird. Szenario B 2033 übertrifft mit einer Senkung des Primärenergieeinsatzes um 53 % den Zielwert von 50 % für 2030.

## 3. Anteil der erneuerbaren Energien

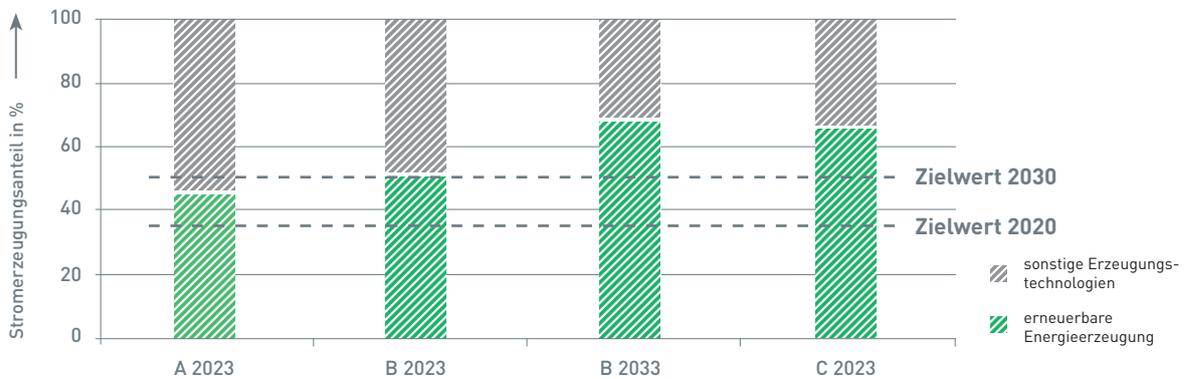
Der Anteil regenerativer Energieträger an der Erzeugung ist im genehmigten Szenariorahmen durch die installierten Leistungen von Erzeugungseinheiten mit Wind, Photovoltaik, Biomasse und Wasser sowie dem Basisjahr 2007 vorgegeben.

In Abbildung 25 ist prozentual dargestellt, welchen Anteil die erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch aufweisen. Das Ziel eines Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 35 % bis 2020 und 50 % bis 2030 wird in allen Szenarien erreicht und durch die ambitionierten Vorgaben sogar übererfüllt. Die Anteile der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch steigen gegenüber dem NEP 2012 durch die höheren installierten Kapazitäten leicht an.

<sup>26</sup> 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 wurden bei der Überprüfung des Primärenergieverbrauchs im Folgenden jedoch nicht berücksichtigt.

<sup>27</sup> Statistisches Bundesamt (2008): Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung für das Jahr 2008

ABBILDUNG 25: ANTEIL DER ERZEUGUNG AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN



Quelle: ÜNB

#### 4. Erhöhung der Offshore-Windleistung

In Szenario B 2033 ist das Ziel „Erhöhung der Offshore-Windleistung bis 2030 auf 25 GW“ aus den Annahmen heraus erfüllt.

#### 5. KWK-Anteil

Wie bereits in Kapitel 4.2.3 erläutert, werden die Ziele bezüglich einer Verdopplung des Anteils aus KWK auf 25 % in allen Szenarien erreicht.

#### 6. Minderung des Stromverbrauchs

Die Höhe des Stromverbrauches wird im genehmigten Szenariorahmen als konstant gegenüber heute vorgegeben. Im Rahmen einer Sensitivitätsbetrachtung werden bis zum 01.07.2013 die Auswirkungen einer Minderung des Stromverbrauches auf den Netzentwicklungsbedarf ermittelt. Die Verbrauchsreduktion ist nicht Ergebnis der Marktsimulation, sondern war im Rahmen der genehmigten Szenarien Inputparameter.

#### 7. Ausstieg aus der Kernenergie

In allen Szenarien werden für Deutschland keine Kernkraftwerke in den Markt- und Netzsimulationen berücksichtigt. Das Ziel ist damit aus den Annahmen heraus erfüllt.

#### Zusammenfassung der Zielerreichung

Die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung werden im Szenario A wie auch im NEP 2012 nur teilweise erreicht. Für alle weiteren Szenarien werden sie (bis auf die durch den Szenariorahmen vorgegebene Nichterfüllung der Nachfragereduktion) vollständig erreicht, wie die Zusammenfassung in Tabelle 12 darstellt.

TABELLE 12: ERFÜLLUNG DER ZIELE DER BUNDESREGIERUNG NACH SZENARIEN

Zielstellung der Bundesregierung	A 2023	B 2023	B 2033	C 2023
Reduktion Treibhausgasemission		✓	✓	✓
Senkung Primärenergieverbrauch		✓	✓	✓
Erhöhung EE-Anteil	✓	✓	✓	✓
Erhöhung Offshore-Windleistung			✓	
Erhöhung KWK-Anteil	✓	✓	✓	✓
Senkung Stromverbrauch <sup>28</sup>		(✓)		
Ausstieg Kernenergie	✓	✓	✓	✓

Quelle: ÜNB

Die Klimaziele der Bundesregierung können für das Leitszenario B für das Jahr 2023 darüber hinaus trotz des vergleichsweise hohen Anteils der Erzeugung aus kohlegefeuerten Kraftwerken erreicht werden. Der Primärenergieverbrauch und der Ausstoß von Treibhausgasen werden entsprechend den Zielsetzungen reduziert. Szenario C 2023 ermöglicht durch die weitergehende Integration erneuerbarer Energien ebenfalls die Erreichung der klimapolitischen Ziele. Die KWK-Entwicklung für B 2023/2033 sowie C 2023 entspricht in etwa den Vorgaben der Bundesregierung und ist konsistent mit den Annahmen im Netzentwicklungsplan Gas.

Das Szenario A 2023 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 den Szenarien kann das Ziel der Nachfragesenkung definitionsgemäß nur für die Sensitivätsberechnung für B 2023 erfüllt werden.

Zusammengefasst decken die vier definierten Szenarien damit verschiedene Erfüllungsgrade der deutschen Energiepolitik ab. Während Szenario C 2023 und das Leitszenario B für die entsprechenden Basisjahre sämtliche Zielgrößen erreichen, ist es für Szenario A 2023 aufgrund der hohen Erzeugung aus Kohle nicht möglich, die Klimaziele komplett zu erfüllen.

Die Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung hängt von vielen Faktoren ab. Insbesondere Veränderungen im Kraftwerkspark (Zubau und Stilllegung von konventionellen Kraftwerken) sowie der Zubau von Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien spielen eine entscheidende Rolle. Zur Begrenzung der CO<sub>2</sub>-Emissionen gibt es zusätzlich das Instrument des CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikatehandels. Auf diese wesentlichen Faktoren haben die ÜNB keinen Einfluss. Der Auftrag an die ÜNB bezieht sich auf den Ausbau und Betrieb des Übertragungsnetzes zur diskriminierungsfreien Erzeugungsleistung in Deutschland und Europa. Die Beibehaltung der Versorgungssicherheit und die Integration von erneuerbaren Erzeugern sind auch bei einer Nichterreichung der Klimaschutzziele notwendig.

<sup>28</sup> In den Sensitivätsberechnungen wurde für B 2023 eine Reduktion der Nachfrage des Nettostrombedarfs auf 476,5 TWh sowie einer damit einhergehenden Absenkung der Jahreshöchstlast auf 74,8 GW berücksichtigt.

Die Szenarien sind keine Empfehlung der ÜNB, wie die Klimaschutzziele der Bundesregierung am besten erreicht werden können. Die ÜNB haben mit ihren Szenariovorschlügen zum NEP 2012 und zum NEP 2013 aus ihrer heutigen Sicht wahrscheinliche Entwicklungen aufgezeigt. Die Erreichung der klimapolitischen Ziele im NEP ist durch die Annahmen der Datengrundlagen und die Ausgestaltung der Modellierung beeinflusst.

### 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. Kapitel 4.4 des 2. Entwurfs zum Netzentwicklungsplan 2012 legt weitere Annahmen zur Übergabe der Eingangsdaten dar. Über eine normierte Schnittstelle werden die Marktdaten als Mittelwert über jede Stunde und für jeden Knoten automatisiert an das Netzberechnungsprogramm übergeben.

Die in den Eingangsdaten der Marktsimulation pauschal berücksichtigten Verluste des Übertragungsnetzes werden abschließend in einer zusätzlichen Iterationsschleife durch im Netzmodell berechnete Verluste ersetzt. Diese Verluste werden durch das Netzmodell berechnet und bilden daher eine stundengenaue Abbildung der Verluste des Übertragungsnetzes ab. Anschließend wird eine erneute Marktsimulation mit dieser angepassten Zeitreihe des deutschen Verbrauchs (Verbrauch inklusive berechneter Verluste im Übertragungsnetz) durchgeführt. Dies führt zu einer verbesserten Datenbasis für die Netzanalysen.

## 5 NETZANALYSEN

Die Ausführungen zum Kapitel 5 „Netzanalysen“ finden Sie im Netzentwicklungsplan 2012 auf den Seiten 89 bis 114.<sup>29</sup>

---

<sup>29</sup> [www.netzentwicklungsplan.de/content/materialien](http://www.netzentwicklungsplan.de/content/materialien)

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

Im Folgenden werden die Netzmaßnahmen dargestellt, die in den beschriebenen Netzanalysen identifiziert wurden, um den zukünftigen Übertragungsbedarf bewältigen zu können. Da durch die Maßnahmen, die durch die Bundesnetzagentur im NEP 2012 bestätigt und für den Bundesbedarfsplan vorgeschlagen wurden, noch kein bedarfsgerechtes und sicher betreibbares Netz gegeben ist, wurden über diese Maßnahmen hinaus zusätzliche Netzmaßnahmen ermittelt.

Grundsätzlich wird darauf verwiesen, dass die identifizierten Maßnahmen nicht das einzig mögliche Netz abbilden, sondern vielmehr eine Lösung darstellen, die allen Anforderungen effizient gerecht wird.

Das Startnetz enthält neben dem heutigen Netz Maßnahmen, die als verbindlich anzusehen sind. Die energie-wirtschaftliche Notwendigkeit wurde teilweise bereits von den zuständigen Planfeststellungsbehörden bestätigt. Andere Maßnahmen leiten sich aus gesetzlichen Verpflichtungen ab oder ergeben sich aufgrund größerer Infrastrukturprojekte (Autobahn- und Flughafenausbau o. ä.). Alle im Netzentwicklungsplan enthaltenen Startnetzmaßnahmen werden inhaltlich beschrieben, und ihre Plausibilität wird dargestellt.

Im Einzelnen besteht das Startnetz neben dem Ist-Netz (Stand Ende 2012) aus folgenden Kategorien:

1. den EnLAG-Maßnahmen,
2. den in der Umsetzung befindlichen Netzausbaumaßnahmen (planfestgestellt bzw. in Bau)
3. sowie Maßnahmen aufgrund sonstiger Verpflichtungen (KraftNAV bzw. Anschlusspflicht der Industriekunden).

Der zusätzliche Bedarf an Höchstspannungstransformatoren, die in 110-kV-Netze einspeisen, wird in nachgelagerten Untersuchungen zum NEP gemeinsam durch die Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber unter Beachtung der Ausbaumöglichkeiten auch in den Verteilungsnetzen ermittelt und begründet werden.

Diese Kategorien bilden den Ausgangspunkt für die Netzanalysen im Zeithorizont 2023. Darauf aufbauend werden Leistungsflussberechnungen durchgeführt, der Übertragungsbedarf zwischen Netzknoten wird identifiziert, und bei einer Verletzung der netztechnischen Beurteilungskriterien werden Abhilfemaßnahmen abgeleitet.

Im Folgenden werden die Netzmaßnahmen des Startnetzes und der zusätzlich ermittelte Netzausbau für das Szenario B 2023 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 Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen unterschieden. Netzoptimierungsmaßnahmen sind in der Regel nicht mit wesentlichen Baumaßnahmen verbunden.

Eine Netzoptimierungsmaßnahme bezeichnet die Anwendung des Freileitungsmonitorings für einen Stromkreis oder die Umstellung der Betriebsspannung eines Stromkreises auf eine höhere Spannung ohne Umbeseilung.

Als Netzverstärkungsmaßnahme gelten der Austausch von Betriebsmitteln gegen leistungsstärkere Komponenten, die Erweiterung von Schaltanlagen um zusätzliche Schaltfelder sowie ein Neubau von Leitungen in bestehenden Trassen. Diese Maßnahmen werden in bestehenden Trassen oder Schaltanlagen durchgeführt und in den Abbildungen durch deckende blaue Linien bzw. Flächen dargestellt.

Netzausbaumaßnahmen beschreiben den Neubau von Schaltanlagen oder Leitungen in neuen Trassen, den Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen, Transformatorenleistung oder wirkleistungssteuernden Betriebsmitteln. Da beim Neubau von Leitungen noch kein genauer Verlauf bzw. Standort dieser Maßnahmen feststeht, werden diese in den Abbildungen durch breite oder elliptische Schraffuren dargestellt. Diese Darstellungen dienen lediglich dazu, den ungefähren Bereich der Maßnahmen zu skizzieren. Die schraffierten Ellipsen oder Linien lokalisieren ausschließlich Bereiche, in denen sich Bedarfe ergeben und geben keinen konkreten Standort oder Trassenverlauf an.

Die Übersichtskarte enthält ausschließlich leitungsbezogene Maßnahmen. Erweiterungen und Neubaumaßnahmen, die Schaltanlagen betreffen, sind in den Übersichtskarten nicht enthalten. Alle Maßnahmen, sowohl Leitungen als auch Schaltanlagen, 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

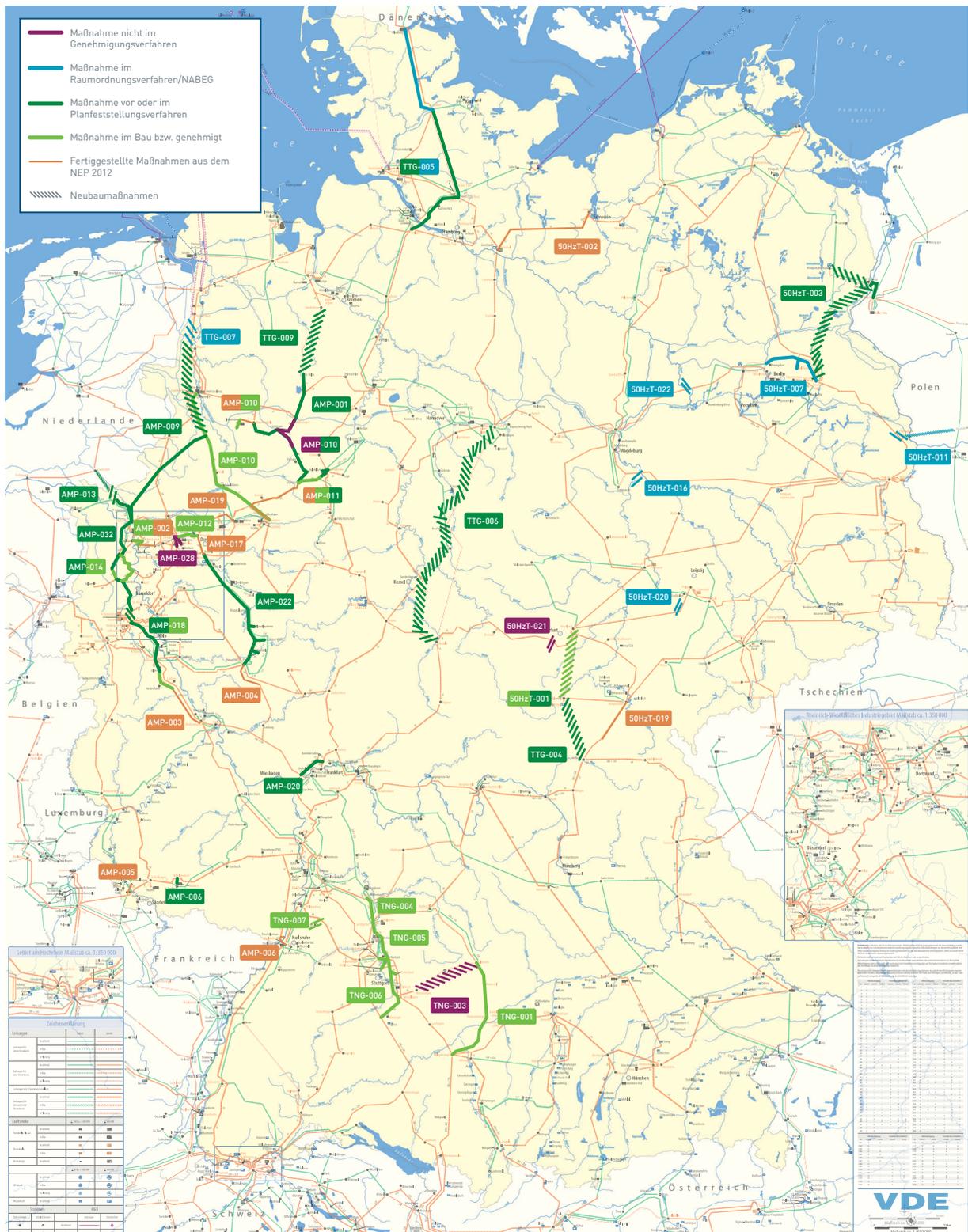
Alle im Startnetz enthaltenen Leitungsbaumaßnahmen im Vergleich zum heutigen Übertragungsnetz sind in Abbildung 26 dargestellt.

Das Startnetz enthält einen Leitungsneubau in bestehenden Trassen und in neuen Trassen von jeweils rund 800 km. Zudem sind Stromkreisauflagen auf bestehenden Gestängen von etwa 300 km berücksichtigt. Änderungen des Mengengerüsts des Startnetzes gegenüber dem NEP 2012 resultieren zum einen daraus, dass Maßnahmen, die im Laufe des Jahres 2012 realisiert worden sind, nunmehr Bestandteil des Ist-Netzes sind und den Umfang des Startnetzes entsprechend reduzieren. Zum anderen ergaben sich bei einigen Maßnahmen Änderungen der Kategorie, z. B. NOVA, und zusätzlich kamen neue Projekte in der Kategorie Startnetz hinzu. Im Vergleich zum NEP 2012 hat sich der Leitungsneubau in neuen Trassen um rund 100 km erhöht, die Stromkreisauflagen auf bestehendem Gestänge reduzierten sich um etwa 100 km.

Die Tabellen 13 bis 16 enthalten alle Netzmaßnahmen des Startnetzes (Stand: Ende 2012). Die Investitionen für die Netzmaßnahmen des Startnetzes belaufen sich in gleicher Größenordnung wie im NEP 2012 auf rund 5 Mrd. €. Eine detaillierte Beschreibung dieser Maßnahmen befindet sich im Anhang 9.1.1. In nachfolgender Abbildung sind die Startnetzmaßnahmen in ihrem derzeitigen Umsetzungsstand angegeben.

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

ABBILDUNG 26: DEUTSCHES HÖCHSTSPANNUNGSNETZ MIT STARTNETZ



Quelle: VDE | FNN/ÜNB<sup>30</sup>

<sup>30</sup> Die Abbildung 26 basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2012).

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

TABELLE 13: STARTNETZMASSNAHMEN 50HERTZ

Nummer	Startnetzmaßnahme	Einzelmaßnahme	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand	angestrebtes Inbetriebnahmejahr
50HzT-001	Netzausbau: Neubau einer 380-kV-Doppelleitung Vieselbach - Altenfeld - Redwitz (Südwestkuppelleitung, Systeme 1 und 2)	Vieselbach - Altenfeld	Leitung	Netzausbau	55		2015
		Altenfeld - Redwitz	Leitung	Netzausbau	27		2015
50HzT-003	Netzverstärkung und -ausbau: 380-kV-Netzumstellung Uckermark Süd (Uckermarkleitung)	Neuenhagen	Anlage	Netzverstärkung			2016
		Neuenhagen - Vierraden - Bertikow	Leitung	Netzausbau	115		2016
		Vierraden	Anlage	Netzverstärkung			2016
		Bertikow	Anlage	Netzverstärkung			2016
		Vierraden - Krajnik	Leitung	Netzverstärkung		3	2016
50HzT-005	Netzverstärkung und -ausbau: Erhöhung der Übertragungskapazität im Umspannwerk Wolmirstedt		Anlage	Netzverstärkung und Netzausbau			2015 / 2016
50HzT-007	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau einer 380-kV-Freileitung im Raum Berlin und Erweiterung von Umspannwerken	Netzumstellung Berliner Ring (Neuenhagen - Wustermark)	Leitung	Netzverstärkung		70	2016–2018
		Wustermark	Anlage	Netzausbau			2016–2018
		Hennigsdorf	Anlage	Netzausbau			2016–2018
		Neuenhagen	Anlage	Netzverstärkung			2016–2018
		Malchow	Anlage	Netzverstärkung			2016–2018
50HzT-011	Netzverstärkung und -ausbau: Errichtung eines Interkonnectors zwischen Polen und Deutschland	Errichtung eines Interkonnectors	Leitung	Netzausbau	18		2021–2022
		Eisenhüttenstadt	Anlage	Netzverstärkung			2021–2022
50HzT-016	Netzausbau: Errichtung einer 380-kV-Netzanschlussanlage für das Neubaukraftwerk Calbe	Schaltanlage Netzanschluss KW Calbe	Anlage + Leitung	Netzausbau	2 bis 3		2017
50HzT-020	Netzausbau: 380-kV-Netzanschluss für das Neubaukraftwerk Profen	KW Profen	Anlage + Leitung	Netzausbau	2 bis 3		2019
50HzT-021	Netzausbau: Errichtung einer 380-kV-Netzanschlussanlage für das PSW Talsperre Schmalwasser	PSW Talsperre Schmalwasser	Anlage + Leitung	Netzausbau	2 bis 3		2022
50HzT-022	Netzausbau: 380-kV-Netzanschluss Kraftwerk Premnitz	KW Premnitz	Anlage + Leitung	Netzausbau	2 bis 3		2016/2017
50HzT-023	Netzverstärkung: Erhöhung der Netzanschlusskapazität in Perleberg	Perleberg	Anlage	Netzverstärkung			2013/2014
50HzT-024	Neubau Umspannwerk Altentreptow/Nord	Altentreptow/Nord	Anlage	Netzausbau	< 1		2013

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

TABELLE 14: STARTNETZMASSNAHMEN AMPRION

Nummer	Startnetzmaßnahme	Einzelmaßnahme	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand	angestrebtes Inbetriebnahmejahr
AMP-001	Netzverstärkung und -ausbau Wehrendorf – St. Hülfe	St. Hülfe	Anlage	Netzausbau			2014
		Wehrendorf	Anlage	Netzverstärkung			2014
		Netzverstärkung Wehrendorf - St. Hülfe	Leitung	Netzverstärkung		35	2015
AMP-002	Netzverstärkung im westlichen Ruhrgebiet	Netzverstärkung Punkt Ackerstraße - Punkt Mattlerbusch	Leitung	Netzverstärkung		3	2013
		Schwelgern	Anlage	Netzverstärkung			2013
AMP-006	Netzverstärkung und -ausbau in der Region Pfalz	Mittelbexbach	Anlage	Netzverstärkung			2014
		St. Barbara	Anlage	Netzausbau			2014
		Otterbach	Anlage	Netzausbau			2014
		Netzverstärkung Mittelbexbach - St. Barbara	Leitung	Netzverstärkung		1	2014
AMP-009	Netzverstärkung und -ausbau Dörpen/West – Niederrhein	Netzverstärkung Niederrhein - Punkt Wettlingen	Leitung	Netzverstärkung		60	2017
		Netzausbau Punkt Wettlingen - Punkt Meppen	Leitung	Netzausbau	70		2018
		Niederrhein	Anlage	Netzverstärkung			2015
AMP-010	Netzverstärkung und -ausbau in der Region Münsterland – Westfalen	Netzverstärkung Hanekenfähr - Punkt Walstedde	Leitung	Netzverstärkung		110	2014
		Hanekenfähr	Anlage	Netzverstärkung			2014
		Netzverstärkung Westerkappeln - Punkt Hagedorn - Ibbenbüren	Leitung	Netzverstärkung		3	2013
		KW Ibbenbüren	Anlage	Netzausbau			2013
		Netzverstärkung Westerkappeln - Punkt Hambüren	Leitung	Netzverstärkung		1,5	2014
		Netzverstärkung Punkt Gaste - Lüstringen	Leitung	Netzverstärkung		15	2014
		Netzverstärkung Lüstringen - Gütersloh	Leitung	Netzverstärkung		50	2016
		Netzverstärkung Lüstringen - Wehrendorf	Leitung	Netzverstärkung		20	2017
Ibbenbüren	Anlage	Netzausbau			2013		

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

Nummer	Startnetzmaßnahme	Einzelmaßnahme	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand	angestrebtes Inbetriebnahmejahr
AMP-010	Netzverstärkung und -ausbau in der Region Münsterland – Westfalen	Westerkappeln	Anlage	Netzausbau			2016
		Gütersloh	Anlage	Netzausbau			2015
		Hesseln	Anlage	Netzausbau			2014
		Wehrendorf	Anlage	Netzverstärkung			2017
		Lüstringen	Anlage	Netzausbau			2014
AMP-011	Netzverstärkung und -ausbau Uentrop – Bechterdissen	Gütersloh	Anlage	Netzausbau			2014
		Netzverstärkung Gütersloh – Punkt Friedrichsdorf – Bielefeld	Leitung	Netzverstärkung		30	2014
AMP-012	Netzverstärkung östliches Ruhrgebiet	Netzverstärkung Mengede – Punkt Wanne	Leitung	Netzverstärkung		20	2013
		Mengede	Anlage	Netzverstärkung			2013
AMP-013	Netzverstärkung und -ausbau Niederrhein – Doetinchem (NL) zur Erhöhung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität	Niederrhein	Anlage	Netzverstärkung			2016
		Netzverstärkung Niederrhein – Isselburg	Leitung	Netzverstärkung		38	2016
		Netzausbau Isselburg – Bundesgrenze (NL)	Leitung	Netzausbau	2		2016
AMP-014	Netzverstärkung und -ausbau in der Region Westliches Rheinland	Selbeck	Anlage	Netzausbau			2014
		Netzverstärkung Punkt Fellerhöfe – St. Tönis	Leitung	Netzverstärkung		7,5	2013
		Osterath	Anlage	Netzausbau			2013
		Netzverstärkung St. Tönis – Punkt Hüls-West	Leitung	Netzverstärkung		6,5	2015
		Netzverstärkung Ufort – Punkt Hüls-West	Leitung	Netzverstärkung		15	2016
		Netzverstärkung Osterath – Gohrpunkt	Leitung	Netzverstärkung		20	2015
		Netzausbau Gohrpunkt – Rommerskirchen	Leitung	Netzausbau	10		2015
		Ufort	Anlage	Netzausbau			2017
		Gellep	Anlage	Netzausbau			2017
		Dülken	Anlage	Netzausbau			2015
		Mündelheim	Anlage	Netzausbau			2015
		Netzverstärkung Ufort – Osterath	Leitung	Netzverstärkung		50	2015
		Netzverstärkung Punkt Stratum-Süd – Gellep	Leitung	Netzverstärkung		2	2017

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

Nummer	Startnetzmaßnahme	Einzelmaßnahme	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand	angestrebtes Inbetriebnahmejahr
AMP-018	Netzverstärkung zwischen Rommerskirchen und Punkt Neuenahr	Rommerskirchen	Anlage	Netzverstärkung			2015
		Sechtem	Anlage	Netzverstärkung			2015
		Netzverstärkung Rommerskirchen - Sechtem - Landesgrenze	Leitung	Netzverstärkung		60	2016
AMP-019	Netzverstärkung zum Netzanschluss der Kraftwerke am Standort Lünen und Netzverstärkung und -ausbau Gersteinwerk-Mengede	Lippe	Anlage	Netzverstärkung			2015
AMP-020	Netzverstärkung zwischen Kriftel (Amprion) und Punkt Obererlenbach (TenneT)	Anlagenerweiterung Kriftel	Anlage	Netzverstärkung			2013
		Netzverstärkung Kriftel - Punkt Obererlenbach	Leitung	Netzverstärkung		10	2013
AMP-021	Netzausbau in Wehrendorf und Bürstadt zur Blindleistungskompensation	Kondensator Wehrendorf	Anlage	Netzausbau			2013
AMP-022	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Kruckel und Dauersberg	Netzverstärkung Kruckel - Punkt Ochsenkopf - Punkt Attendorn - Landesgrenze - Dauersberg	Leitung	Netzverstärkung		110	2022
		Dauersberg	Anlage	Netzverstärkung		7,5	2016
		Garenfeld	Anlage	Netzausbau			2015
		Eiserfeld	Anlage	Netzausbau			2015
		Setzer Wiese	Anlage	Netzausbau			2022
		Altenkleusheim	Anlage	Netzausbau			2015
AMP-028	Netzverstärkung und -ausbau zum Netzanschluss des Kraftwerks am Standort Herne	Emscherbruch	Anlage	Netzausbau			2018
		Eiberg	Anlage	Netzausbau			2018
		Netzverstärkung Punkt Wanne - Punkt Günnigfeld	Leitung	Netzverstärkung		5	2018
AMP-029	Netzausbau zum Netzanschluss eines Kraftwerkes am Standort Krefeld-Uerdingen	Uerdingen	Anlage	Netzausbau			2016
AMP-032	Netzverstärkung im nördlichen Rheinland	Netzverstärkung Niederrhein-Utfort	Leitung	Netzverstärkung		25	2017

Quelle: ÜNB

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

TABELLE 15: STARTNETZMASSNAHMEN TENNET

Nummer	Startnetzmaßnahme	Einzelmaßnahme	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand	angestrebtes Inbetriebnahmejahr
TTG-001	Erhöhung Umspannkapazität nordwestliches Niedersachsen aufgrund EEG-Einspeiseleistung	Transformator Dollern	Anlage	Netzausbau			2013-2014
		Transformator Farge	Anlage	Netzausbau			2013
TTG-002	Neubau der 380/110-kV-Schaltanlagen Aschaffenburg mit zwei 380/110-kV-Transformatoren	Transformatoren und Schaltanlage Aschaffenburg	Anlage	Netzausbau			2013
TTG-004	Erhöhung Transitzkapazitäten zwischen Thüringen und Bayern (Südwestkuppelleitung)	Redwitz - Grafenrheinfeld	Leitung	Netzverstärkung		94	2013
		Transformator Eltmann	Anlage	Netzausbau			2013
		Schaltanlage Eltmann	Anlage	Netzausbau			2013
		Altenfeld - Redwitz	Leitung	Netzausbau	25		2015
TTG-005	Neubau 380-kV-Leitung Kassø - Hamburg/Nord - Dollern	Transformator Audorf	Anlage	Netzausbau			2013
		Transformator Kummerfeld	Anlage	Netzausbau			2013
		Schaltanlage Kummerfeld	Anlage	Netzausbau			2013
		Hamburg/Nord - Dollern	Leitung	Netzverstärkung		50	2013-2014
		Audorf - Hamburg/Nord	Leitung	Netzverstärkung		60	2015-2016
		Audorf - Flensburg - Kassø	Leitung	Netzverstärkung		75	2017
		Flensburg	Anlage	Netzverstärkung			2013
TTG-006	Erhöhung Nord-Süd-Transitzkapazitäten zwischen Raum Wahle und Raum Mecklar	Wahle - Mecklar	Leitung	Netzverstärkung		230	2015
		Transformator Hardeggen	Anlage	Netzausbau			2015
		Transformatoren Lam-springe	Anlage	Netzausbau			2015
		Schaltanlage Hardeggen	Anlage	Netzausbau			2015
		Schaltanlage Lam-springe	Anlage	Netzausbau			2015
TTG-007	Erhöhung Nord-Süd-Transitzkapazitäten zwischen Dörpen/West und Niederrhein	Dörpen/West - Punkt Wettringen	Leitung	Netzausbau	40		2015
		Schaltanlage Dörpen/West	Anlage	Netzausbau			2013

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

Nummer	Startnetzmaßnahme	Einzelmaßnahme	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand	angestrebtes Inbetriebnahmejahr
TTG-009	Erhöhung der Nord-Süd-Transitkapazitäten zwischen Raum Ganderkesee und Raum St. Hülfe	Ganderkesee - St. Hülfe	Leitung	Netzausbau	60		2014
		Ganderkesee	Anlage	Netzverstärkung			2014
TTG-010	Erhöhung Umspannkapazität Raum Diepholz-Nienburg (Niedersachsen) aufgrund EEG-Einspeiseleistung Netzausbau	Schaltanlage Ohlensehlen mit zwei Transformatoren	Anlage	Netzausbau			2013
TTG-012	Spannungshaltung	Kondensator SVC Redwitz	Anlage	Netzausbau			2014
		Kondensator SVC Raitersaich	Anlage	Netzausbau			2014
		Kompensationsspule Dipperz	Anlage	Netzausbau			2014
		Kompensationsspule Grafenheinfeld	Anlage	Netzausbau			2014
		Kondensator MSCDN Raitersaich	Anlage	Netzausbau			2014
		Kondensator MSCDN Borken	Anlage	Netzausbau			2014
TTG-013	Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Schleswig-Holstein und Hamburg in Brunsbüttel	Kupplung Brunsbüttel	Anlage	Netzausbau			2013-2014
TTG-014	Erhöhung der Übertragungskapazität im Großraum Frankfurt/Main	Schaltanlage Kriftel-Eschborn	Anlage	Netzverstärkung			2013
TTG-017	Erhöhung der Übertragungsfähigkeit zwischen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen durch Beeinflussung von Leistungsflüssen in Elsfleth-West	Schaltanlage Elsfleth/West (ehemals Moorriem)	Anlage	Netzausbau			2015

Quelle: ÜNB

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

TABELLE 16: STARTNETZMASSNAHMEN TRANSNETBW

Nummer	Startnetzmaßnahme	Einzelmaßnahme	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand	angestrebtes Inbetriebnahmejahr
TNG-001	Netzoptimierung und -verstärkung: Erweiterung der 380-kV-Leitungen Goldshöhe - Niederstotzingen und Dellmensingen - Niederstotzingen um einen weiteren 380-kV-Stromkreis	Goldshöhe - Niederstotzingen	Leitung	Netzverstärkung		47	2013
		Dellmensingen - Niederstotzingen	Leitung	Netzverstärkung		41	2013
TNG-002	Netzausbau: Erweiterung der 380-kV-Anlage Goldshöhe um einen 250-Mvar-Kondensator zur Blindleistungskompensation	Kondensator MSCDN Goldshöhe und Schaltfeld	Anlage	Netzausbau			2013
TNG-003	Netzausbau: Neubau der 380-kV-Verbindung Bünzwangen - Goldshöhe mit Umspannwerkserweiterungen in Bünzwangen und Goldshöhe	Bünzwangen - Goldshöhe	Leitung	Netzausbau	60		2020
		Schaltanlage Goldshöhe - Feld Bünzwangen	Anlage	Netzverstärkung			2020
		Schaltanlage Bünzwangen - Feld Goldshöhe	Anlage	Netzverstärkung			2020
TNG-004	Netzoptimierung: Erweiterung der 380-kV-Leitung Großgartach - Hüffenhardt um einen (den ersten) 380-kV-Stromkreis mit Umspannwerkserweiterungen in Großgartach und Hüffenhardt	Großgartach - Hüffenhardt	Leitung	Netzverstärkung		20	2013
		Schaltanlage Hüffenhardt - Feld Großgartach	Anlage	Netzverstärkung			2013
TNG-005	Netzverstärkung: Zubau der 380-kV-Verbindung Großgartach-Mühlhausen mit Umspannwerkserweiterungen in Großgartach und Mühlhausen	Großgartach - Neckarwestheim	Leitung	Netzverstärkung		12	2014
		Neckarwestheim - Mühlhausen	Leitung	Netzverstärkung		25	2014
		Neckarwestheim - Mühlhausen - Endersbach	Leitung	Netzverstärkung			2014
		Großgartach	Anlage	Netzverstärkung			2014
		Mühlhausen	Anlage	Netzverstärkung			2014
TNG-006	Netzoptimierung und Verstärkung: Schaffung einer 380-kV-Verbindung Hoheneck - Punkt Rommelsbach (Amprion-Leitung Hoheneck - Herbertingen, Mast 224A)	Hoheneck - Punkt Rommelsbach	Leitung	Netzverstärkung		5	2014
		Hoheneck	Anlage	Netzverstärkung			2014
TNG-007	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau des 380/110-kV-Umspannwerkes Bruchsal - Kändelweg und dessen 380-kV-Anbindung	Bruchsal - Punkt Forst	Leitung	Netzverstärkung		6	2013
		Anlage Bruchsal	Anlage	Netzausbau			2013
TNG-010	Netzausbau: Erweiterung der 110-kV-Anlage Höpfingen um eine 100-Mvar-Drosselspule zur Blindleistungskompensation	Kompensationsspule und Schaltfeld Höpfingen	Anlage	Netzausbau			2013
TNG-011	Netzausbau: Erweiterung der 380-kV-Anlage Engstlatt um einen 250-Mvar-Kondensator zur Blindleistungskompensation	Kondensator Engstlatt	Anlage	Netzausbau			2013
TNG-012	Netzausbau: Stalldorf	Stalldorf	Anlage	Netzausbau			2016

Den Projekten bzw. den Maßnahmen des Startnetzes und auch den Projekten des Szenarios B 2023, mitunter sogar den Maßnahmen, wurden im nachfolgenden Kapitel 6.2.1 Jahre für die Inbetriebnahme zugeordnet, die nach heutiger Planung angestrebt werden. Erfahrungsgemäß sind solche Termine mit einer gewissen Unsicherheit behaftet. Eine abschließende Detailplanung für die Umsetzung der Projekte ist in der Regel nicht erfolgt. Die Dauer von erforderlichen öffentlich-rechtlichen und privatrechtlichen Genehmigungsverfahren variiert je nach Projekt und kann nur schwer abgeschätzt werden. Zudem können in der Projektierungs- und Bauphase im Vorfeld nicht absehbare Probleme zu zeitlichen Verschiebungen führen, welche wiederum Einfluss auf darauf aufbauende Folgeprojekte haben können. Entsprechend können sich die genannten Inbetriebnahmejahre in der Zukunft noch verändern.

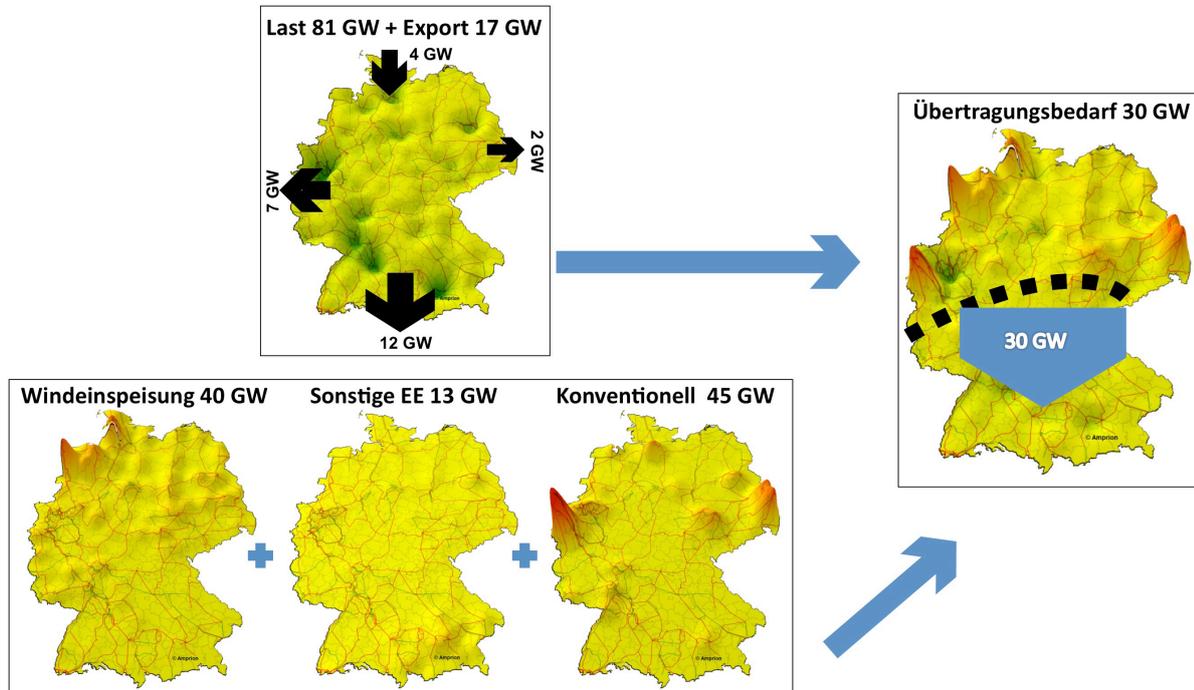
## 6.2 SZENARIEN

Im Szenario B 2023 hat insbesondere der hohe Ausbau der Windenergieleistung an Land und auf See einen großen Einfluss auf den überregionalen Übertragungsbedarf in Nord-Süd-Richtung. Dieser Übertragungsbedarf ist die Grundlage für die Entwicklung eines bedarfsgerechten Netzausbaus. Wie in Kapitel 2.1 beschrieben, bestimmt die Marktsimulation für jede der 8.760 Stunden eines Jahres einen individuellen Netznutzungsfall (NNF). So wird auch für jede Stunde eines Szenarios die kostengünstigste Möglichkeit zur Deckung des Energiebedarfs ermittelt – so wie er gegeben ist, nachdem die Erzeugung aus dargebotsabhängigen Quellen (z. B. Windkraft und Photovoltaik), wärmegeführten Anlagen (KWK) und prozessgebundener Stromerzeugung (z. B. Industriekraftwerke) vom Bruttostrombedarf abgezogen wurde. Aus der Entfernung zwischen Standorten der Erzeugung und des Verbrauchs ergibt sich der Übertragungsbedarf. Anhand eines Netznutzungsfalls, der einen hohen Leistungsfluss in den alpinen Bereichen aufweist, soll die Vorgehensweise zur Bestimmung des Übertragungsbedarfs beispielhaft erläutert werden.

### **Netznutzungsfall: 06.11.2023, 8.00 Uhr (Werktag, hohe Last und hohe Windeinspeisung)**

Abbildung 27 zeigt die schematische Darstellung der Bestimmung des Übertragungsbedarfs. Mithilfe der Marktsimulation wurden für diesen Netznutzungsfall die Lasten sowie der Im- und Export für Deutschland bestimmt. Die geographische Darstellung zeigt, dass es ausgeprägte Lastzentren, z. B. im Ruhrgebiet oder im Süden Deutschlands, gibt. Weiterhin ist an der geographischen Verteilung der Einspeisungen erkennbar, dass in dieser Stunde insbesondere die Windeinspeisung in Norddeutschland und die konventionellen Kraftwerke im Westen und Osten Deutschlands die erforderliche Leistung zur Deckung der Nachfrage bereitstellen. Da es am 06.11.2023 um 8.00 Uhr größtenteils noch dunkel ist, leisten die installierten Photovoltaikanlagen keinen nennenswerten Beitrag. Auffällig ist, dass trotz hoher Windeinspeisung und Leistungsexport rund 4 GW Leistungsimport aus dem Norden Europas prognostiziert werden. Insgesamt exportiert Deutschland in dieser Stunde 17 GW. Bei der Erstellung der Leistungsbilanz führt dieses geographische Ungleichgewicht zwischen Verbrauch und Erzeugung bei dem gezeigten Schnitt durch die Mitte Deutschlands zu einem Übertragungsbedarf von Norden nach Süden von rund 30 GW. Das Übertragungsnetz muss diese Leistung befördern.

ABBILDUNG 27: BESTIMMUNG DES ÜBERTRAGUNGSBEDARFS

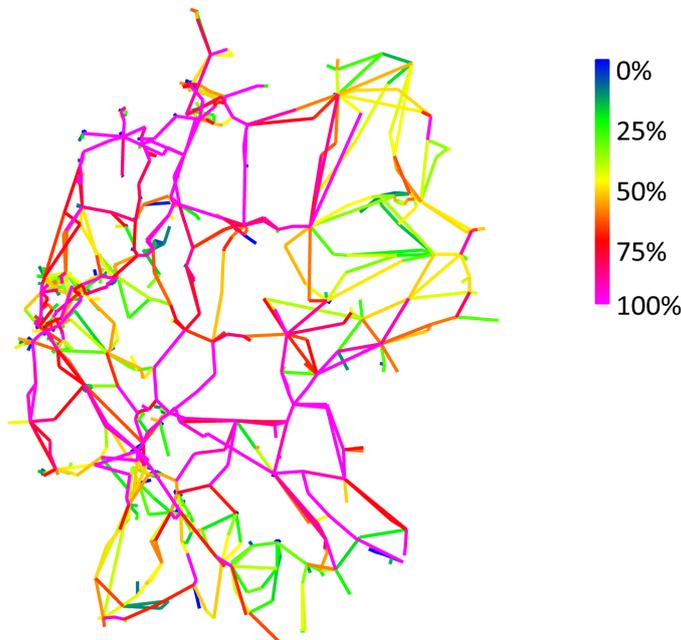


Quelle: ÜNB

Der für jeden NNF ermittelte Übertragungsbedarf kann mit den bisher geplanten Maßnahmen (Startnetz) nicht bewältigt werden. Abbildung 28 zeigt für alle Stunden des Jahres die maximale Auslastung des Startnetzes mit der Übertragungsaufgabe aus dem Szenario B 2023. Die Maßnahmen, die durch die BNetzA im NEP 2012 bestätigt und für den Bundesbedarfsplan vorgeschlagen wurden, sind nicht berücksichtigt.

Es wird deutlich, dass das Startnetz bereits im Grundfall an vielen Stellen überlastet ist.

ABBILDUNG 28: AUSLASTUNG DES STARTNETZES IM GRUNDFALL MIT DER ÜBERTRAGUNGSAUFGABE AUS DEM SZENARIO B 2023



Quelle: ÜNB

In Norddeutschland kommt es aufgrund der im Vergleich zu heute wesentlich höheren Windenergieeinspeisung zu deutlichen Überlastungen, die sich auf den Nord-Süd-Trassen bis in die süddeutschen Regionen fortsetzen. Entsprechend muss das Übertragungsnetz signifikant ausgebaut werden, um die aus den Szenarien resultierenden Übertragungsaufgaben bewältigen zu können.

Drehstromtechnik ermöglicht die kostengünstige und effiziente Transformation in hohe Spannungen für den Transport sowie die Bereitstellung vieler Abspannpunkte zur Versorgung von Regionen und Städten bzw. zur Aufnahme von regional erzeugtem Strom. Die Stärke der Gleichstromtechnik liegt in der Übertragung hoher Leistung über lange Distanzen. Dabei sind zur Ein- und Ausspeisung aufwendige Umrichteranlagen (Konverter) erforderlich, die die Anzahl möglicher Abspannpunkte auf der Strecke erheblich begrenzen.

Wesentlicher Bestandteil des Ergebnisnetzes in Szenario B 2023 sind vier Übertragungskorridore, die zur Nutzung der o. g. Stärken als HGÜ-Verbindungen zur Fernübertragung geplant wurden. Als Startpunkte für den Anschluss der HGÜ-Verbindungen bieten sich vorrangig Netzregionen mit hoher Erzeugung an, als Endpunkte solche mit bereits gut ausgebauter Netzinfrastruktur. Dies sind im Süden insbesondere Netzbereiche, in denen derzeit Kernkraftwerke angeschlossen sind. Die HGÜ-Verbindungen können auch genutzt werden, um bei hoher Sonneneinstrahlung und geringem Windaufkommen Leistung von Süden nach Norden zu transportieren.

Die Ausprägung des Übertragungsbedarfs und der daraus resultierende Umfang des Netzausbaus sind in der folgenden Beschreibung von Szenario B 2023 dargestellt.

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

Es zeigt sich für dieses Szenario ein deutlich gestiegener Bedarf an zusätzlichen Blindleistungskompensationsanlagen gegenüber dem Ist-Netz 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.

Die in den betrachteten Szenarien angenommene installierte Offshoreleistung und die zugehörigen Netzverknüpfungspunkte an Land wurden analog zum O-NEP angenommen. Die detaillierte Auflistung erfolgt in Tabelle 17.

TABELLE 17: ÜBERSICHT ÜBER DIE IM NEP ANGENOMMENE INSTALLIERTE OFFSHORELEISTUNG UND DIE OFFSHORE-NETZVERKNÜPFUNGSPUNKTE

Bundesland	Netzverknüpfungspunkt	Spannungsebene	Installierte Leistung			
			A 2023 [MW]	B 2023 [MW]	B 2033 [MW]	C 2023 [MW]
SH	Büttel	380	1.820	2.560	3.020	3.000
SH	Kreis Segeberg	380	-	-	1.000	-
NI	Cloppenburg	380	502	862	2.702	1.722
NI	Diele	380	1.200	1.200	1.200	1.200
NI	Dörpen/West	380	2.600	2.600	2.600	2.600
NI	Emden/Borßum	220	108	108	108	108
NI	Emden/Ost	380	1.800	1.800	1.800	1.800
NI	Unterweser	380	900	1.800	1.800	1.800
NI	Wilhelmshaven 2	380	-	-	2.200	900
NI	Inhausen	220	110	110	110	110
NI	Hagermarsch	110	60	60	60	60
NI	Elsfleth/West	380	-	800	800	800
NI	Halbmond	380	-	900	2.700	900
MV	Bentwisch	380	336	336	1.536	336
MV	Lüdershagen	220	-	-	1.500	350
MV	Lubmin	380	908	964	2.214	2.154

Quelle: ÜNB

Nachfolgend werden die im Wesentlichen auf Basis von umfangreichen (n-1)-Analysen ermittelten Netzausbaumaßnahmen für das Leitszenario B 2023 vorgestellt. Die Maßnahmen liefern im Ergebnis ein bedarfsgerechtes Netz für das untersuchte Szenario B 2023. Die Netzanalysen zu den Szenarien A 2023, B 2033 und C 2023 wurden für den Grundfall durchgeführt und haben daher einen indikativen Charakter.

### 6.2.1 Netzmaßnahmen Szenario B 2023 (Leitszenario)

Der Haupttreiber des überregionalen Netzausbaubedarfs ist die Energiewende. Diese bewirkt in diesem Szenario eine küstennahe Windenergieerzeugung onshore und offshore in den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein mit einer prognostizierten installierten Leistung von rund 35 GW.

Eine Gegenüberstellung des NEP 2013 mit dem NEP 2012 zeigt die drei wesentlichen Faktoren, die Einfluss auf den zusätzlichen Übertragungsbedarf gegenüber dem NEP 2012 und damit auf den Netzausbaubedarf haben:

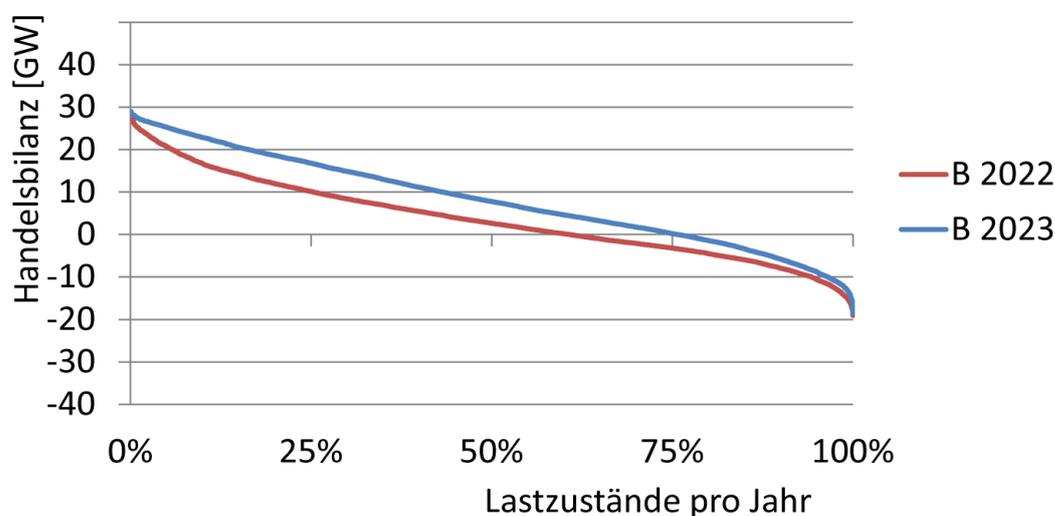
- Erhöhung der Erzeugungsleistung offshore um 1,1 GW,
- Erhöhung der Erzeugungsleistung onshore im Norden Deutschlands um 1,8 GW,
- Reduzierung von ungewollten Leistungsflüssen (Ringflüssen) durch Polen, Tschechien und Österreich um 2 GW durch verstärkten Einsatz von Querregeltransformatoren an der polnischen und tschechischen Grenze.

Ein weiterer Faktor, der sich auf den Netzausbaubedarf auswirkt, ist die Handelsbilanz.

Allein durch die Erhöhung der Winderzeugungsleistung und Begrenzung der Leistungsflüsse ergeben sich Verschiebungen von insgesamt rund 5 GW Leistung. Diese muss innerhalb Deutschlands zusätzlich in Nord-Süd-Richtung übertragen werden.

Eine Folge der Begrenzung ungewollter Leistungsflüsse ist, dass auf den Verbundkuppelleitungen nach Frankreich und in die Schweiz durch diese Verschiebungen der Leistungsflüsse Überlastungen auftreten. Ein bedarfsgerechter Ausbau wird zurzeit mit den ausländischen Partnern untersucht.

ABBILDUNG 29: VERGLEICH DER DAUERLINIEN DER DEUTSCHEN HANDELSBILANZ FÜR DIE SZENARIEN B 2022 UND B 2023



Ein Vergleich der Handelsbilanzen zeigt, dass Deutschland im Szenario B 2023 des NEP 2013 ein höheres Exportverhalten aufweist. Es werden im Mittel rund 8 GW mehr exportiert als im Leitszenario B 2022 des NEP 2012. Während Deutschland im Szenario B 2022 in knapp 60 % der Jahresstunden Leistung ins Ausland exportiert, sind es im Szenario B 2023 75 %. Dies bedeutet, dass aufgrund gesteigerter Erzeugung in Deutschland die Exporte ansteigen. Die Folge ist tendenziell ein höherer Netzausbaubedarf.

Das Leitszenario B 2023 weist insgesamt ein rund 5 % höheres Netzausbauvolumen (Investitionskosten) als das Leitszenario B 2022 des NEP 2012 aus.

Alle im NEP 2012 bestätigten Maßnahmen sind weiterhin notwendig. Die Notwendigkeit der bislang nicht bestätigten HGÜ-Verbindungen in Korridor B und C wurde weiter festgestellt:

- Korridor B Verbindung 04: Wehrendorf – Urberach: 2,0 GW
- Korridor C Verbindung 06: Kreis Segeberg – Goldshöfe<sup>31</sup>: 1,3 GW

Zusätzlich zur bereits bestätigten Verbindung ist eine weitere HGÜ-Verbindung auf dem Korridor D notwendig:

- Korridor D Verbindung 16: Lauchstädt – Meitingen: 2,0 GW

Die vier DC-Übertragungskorridore haben eine Trassenlänge von rund 2.100 km und eine Übertragungskapazität in Nord-Süd-Richtung von 12 GW. Zusätzlich wurden mit rund 200 km die deutschen Anteile von drei DC-Interkonnektoren nach Belgien, Dänemark und Norwegen berücksichtigt, wobei für die Verbindungen nach Dänemark und Norwegen ausschließlich die landseitigen Leitungslängen berücksichtigt wurden.

#### **Die Ermittlung des Netzausbaubedarfs erfolgte stufenweise:**

1. In der ersten Stufe zeigte sich, dass mit den Maßnahmen, die durch die BNetzA im NEP 2012 bestätigt und für den Bundesbedarfsplan vorgeschlagen wurden, noch kein bedarfsgerechtes Netz vorlag.
2. In der zweiten Stufe wurden bereits im NEP 2012 ermittelte und von der BNetzA noch nicht bestätigte AC-Maßnahmen berücksichtigt. Auch mit diesen Maßnahmen lag noch kein bedarfsgerechtes Netz vor.
3. Im dritten Schritt wurden zusätzlich weitere Verstärkungsmaßnahmen im AC-Netz auf bestehenden Leitungen identifiziert.

Alle nachfolgenden Angaben für Längen und Kosten beziehen sich auf das Ergebnisnetz, d. h. die Summe von Start- und Zubaunetz. Der Trassenneubau in Drehstromtechnik beträgt rund 1.700 km.

Zusätzlich wird ein Leitungsneubau in bestehenden Trassen von rund 3.400 km benötigt. Auf einer Länge von rund 1.000 km ist eine Umbeseilung bzw. Stromkreisaufgabe 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 21 Mrd. €, diese beinhalten die Transformatoren und Kompensationsanlagen, jedoch keine Verkabelung der AC-Leitungen und DC-Korridore.

Alle ermittelten Netzmaßnahmen zu einem bestimmten Szenario bilden nach geltendem Recht ein bedarfsgerechtes und voll funktionsfähiges Netz für das Zieljahr. Durch die regelmäßige Aktualisierung des Netzentwicklungsplans können neue Erkenntnisse bezüglich der Erzeugungsszenarien (als entscheidende Eingangsgrößen), der technischen und der rechtlichen Entwicklungen zeitnah in die zukünftigen Netzentwicklungspläne einfließen.

<sup>31</sup> Im NEP 2012 als Wilster – Goldshöfe beschrieben.

Auf Basis der Berechnungen und der Erfahrungen der ÜNB lässt sich bereits 2013 ein Kernbestand an Maßnahmen identifizieren, die in jedem Fall bis 2023 umzusetzen sind. Diese Maßnahmen sind in der Tabelle „Vordringliche Netzmaßnahmen“ beschrieben. Weitere Maßnahmen, die für Übertragungsaufgaben im Zieljahr ermittelt wurden, müssen im Licht der energiewirtschaftlichen und -politischen Entwicklungen in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden (siehe Tabelle „Zu beobachtende Netzmaßnahmen“). Sollte die Entwicklung der erneuerbaren Erzeugung weiterhin so voranschreiten wie in den Erzeugungsszenarien angenommen, wird die vordringliche Notwendigkeit auch dieser Maßnahmen sich rasch erhärten, und dann sollten auch sie in einer Bundesbedarfsplanung Berücksichtigung finden.

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

TABELLE 18: VORDRINGLICHE NETZMASSNAHMEN

P-Nr.	Projekt	Maßnahmennummer	Maßnahme	NEP 2012	enth. NEP 2012	enth. NEP 2013	Art der Maßnahme	NOVA	Länge Bestands-trasse	Länge neue Trasse	angestrebtes Inbetrieb-nahmehjahr
A	Korridor A: HGÜ-Verbindung Niedersachsen – Nordrhein-Westfalen – Baden-Württemberg	A01	Emden/Ost - Osterath	bestätigt	x	x	Leitung	DC-Netzausbau		320	2019-2020
		A02a	Osterath - Philippsburg	bestätigt	x	x	Leitung	DC-Netzverstärkung	300		2017
		A02b	Osterath - Philippsburg	bestätigt	x	x	Leitung	DC-Netzausbau		40	2017
C	Korridor C: HGÜ-Verbindung zwischen Brunsbüttel, Wilster, Kreis Segeberg und Großgartach, Grafenrheinfeld, Goldshöfe	C05	Brunsbüttel – Großgartach	bestätigt	x	x	Leitung	DC-Netzausbau		770	2020-2022
		C06	Kreis Segeberg - Goldshöfe	noch nicht bestätigt	x	x	Leitung	DC-Netzausbau	690	120	2018-2019
		C06 mod	Wilster – Grafenrheinfeld	bestätigt	x	x	Leitung	DC-Netzausbau	580	40	2017-2018
D	Korridor D: HGÜ-Verbindung Sachsen Anhalt - Bayern	D09	Lauchstädt – Meitingen	bestätigt	x	x	Leitung	DC-Netzausbau		450	2022
P21	Netzverstärkung und Netzausbau im Raum Cloppenburg/ Osnabrück	M51a	Conneforde - Cloppenburg/ Ost	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	60		2018
		M51b	Cloppenburg/ Ost - Raum nördliches Westerkappeln	bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		55	2018
P23	Netzverstärkung zwischen Dollern und Elsfleth/West	M20	Dollern - Elsfleth/West	noch nicht bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	100		2018
P24	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Dollern und Landesbergen	M71	Stade - Sottrum	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	65		2016-2017
		M72	Sottrum - Wechold	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	35		2017
		M73	Wechold - Landesbergen	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	45		2017
P25	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Brunsbüttel und der dänischen Grenze	M42	Barlt - Heide	bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		30	2016
		M42a	Brunsbüttel – Barlt	bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		20	2015
		M43	Heide - Husum	bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		40	2018
		M44	Husum - Niebüll	bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		45	2019
		M45	Niebüll - Bundesgrenze (DK)	bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		12	2021
P30	Netzverstärkung in Westfalen	M61	Hamm/Uentrop - Kruckel	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	60		2018
P33	Netzausbau Wolmirstedt - Helmstedt - Walle	M24b	Wolmirstedt-Walle	noch nicht bestätigt		x	Leitung	Netzverstärkung	102		2021-2022
P34	Netzverstärkung Güstrow – Parchim/Süd – Wolmirstedt	M22a	Parchim/Süd - Wolmirstedt	noch nicht bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	146		2020
		M22b	Güstrow - Parchim/Süd	noch nicht bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	49		2020

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

P-Nr.	Projekt	Maßnahmennummer	Maßnahme	NEP 2012	enth. NEP 2012	enth. NEP 2013	Art der Maßnahme	NOVA	Länge Bestands-trasse	Länge neue Trasse	angestrebtes Inbetriebnahmejahr
P36	Netzverstärkung Bertikow – Pasewalk	M21	Bertikow - Pasewalk	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	30		2018
P37	Netzverstärkung Vieselbach – Mecklar	M25a	Vieselbach - PSW Talsperre Schmalwasser (Tambach-Dietharz)	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	27		2021-2022
		M25b	PSW Talsperre Schmalwasser - Mecklar	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	108		2021-2022
P38	Netzverstärkung Pulgar – Vieselbach	M27	Pulgar - Vieselbach	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	103		2020
P39	Netzverstärkung Röhrsdorf – Remptendorf	M29	Röhrsdorf - Remptendorf	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	107		2021
P41	Netzverstärkung und -ausbau Region Koblenz und Trier	M57	Punkt Metternich - Niederstedem	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	108		2018-2021
P42	Netzverstärkung und -ausbau im Frankfurter Raum	M53	Kriftel - Punkt Obererlenbach	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	12		2018
P43	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Mecklar und Grafenrheinfeld	M74	Mecklar - Grafenrheinfeld	bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		130	2017
P46	Netzverstärkung zwischen Redwitz und Schwandorf	M56	Redwitz - Mechlenreuth - Etzenricht - Schwandorf	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	185		2017
P47	Netzausbau und Netzverstärkung in der Region Frankfurt - Karlsruhe	M31	Weinheim - Daxlanden	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	68		
		M32	Weinheim - G380	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	16		
		M33	G380 - Altlußheim	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	22		
		M34	Altlußheim - Daxlanden	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	38		
		M60	Urberach - Pfungstadt - Weinheim	bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		75	
		M64	Kriftel - Farberwerke Höchst Süd	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	5		
P48	Netzverstärkung im Nordosten von Baden-Württemberg	M38a	Grafenrheinfeld - Kupferzell	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	110		
		M39	Großgartach - Kupferzell	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	48		
P49	Netzverstärkung Badische Rheinschiene	M41a	Daxlanden - Büh/Kuppenheim - Eichstetten	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	121		2017
P51	Netzverstärkung im Mittleren Neckarraum	M37	Großgartach - Endersbach	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	32		2020

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

P-Nr.	Projekt	Maßnahmennummer	Maßnahme	NEP 2012	enth. NEP 2012	enth. NEP 2013	Art der Maßnahme	NOVA	Länge Bestands-trasse	Länge neue Trasse	angestrebtes Inbetrieb-nahmejahr
P52	Netzverstärkung südliches Baden-Württemberg	M59	Herbertingen – Tiengen	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	115		2020
		M93	Punkt Rommelsbach – Herbertingen	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	62		2018
		M95	Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	88		2020
		M94b	Punkt Neuravensburg – Bundesgrenze (AT)	noch nicht bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	6		2020
P59	Netzverstärkung Bärwalde – Schmölln	M59	Bärwalde – Schmölln	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	46		2015
P60	Netzverstärkung und Umstrukturierung südlich von Magdeburg	M60	Abzweig Förderstedt	bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		20	2015
P61	Netzverstärkung zwischen Görries und Parchim/Süd		Abzweig Parchim/Süd	bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		1	2014-2017
P64	DC-Netzausbau: Combined Grid Solution (CGS), bilaterale Offshore-Anbindung DE – DK	CGS (on-shore)	Errichtung eines DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Dänemark	bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		60	2020-2022
		CGS (off-shore)	Errichtung eines DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Dänemark	bestätigt	x	x	Leitung	DC-Netzausbau		120	2020-2022
P65	Netzerweiterung der grenzüberschreitenden Kuppelkapazität zwischen Deutschland, Raum Aachen/Düren und Belgien, Lixhe	M98	Oberzier – Punkt Bundesgrenze (BE)	bestätigt	x	x	Leitung	DC-Netzausbau		45	2018
P66	Netzausbau zwischen Wilhelmshaven und Conneforde	M66	Wilhelmshaven (Fedderwarden) – Conneforde	bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		35	2016
P67	Erhöhung Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich		Zubeseilung Isar-Ottenhofen	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	60		2017
			Bundesgrenze AT-Altheim	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	78		2017
			Abzweig Simbach	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	1		2015
P68	Netzausbau: Errichtung eines DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Norwegen	M68 (on-shore)	Errichtung eines DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Norwegen	bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		100	2018
		M68 (off-shore)	Errichtung eines DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Norwegen	bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		200	2018

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

P-Nr.	Projekt	Maßnahmennummer	Maßnahme	NEP 2012	enth. NEP 2012	enth. NEP 2013	Art der Maßnahme	NOVA	Länge Bestands-trasse	Länge neue Trasse	angestrebtes Inbetriebnahmejahr
P69	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Emden/Ost und Conneforde		Emden/Ost - Conneforde	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	60		2017
P70	Netzausbau der 380-kV-Schaltanlage Birkenfeld und deren Anschluss ans 380-kV-Netz		Birkenfeld - Mast 115A	bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		15	2020
P72	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Kreis Segeberg über Lübeck nach Göhl	M49	Lübeck - Siems	noch nicht bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	10		2021
		M50	Lübeck - Kreis Segeberg	noch nicht bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	50		2018
P74	Netzverstärkung und -ausbau in Bayerisch Schwaben	M96	Vöhringen - Bundesgrenze (AT)	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	110		2020
		M97	Raum Memmingen	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	1		2020

Quelle: ÜNB

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

TABELLE 19: ZU BEOBACHTENDE NETZMASSNAHMEN

P-Nr.	Projekt	Maßnahmennummer	Maßnahme	NEP 2012	enth. NEP 2012	enth. NEP 2013	Art der Maßnahme	NOVA	Länge Bestands-trasse	Länge neue Trasse	angestrebtes Inbetrieb-nahmejahr
B	Korridor B: HGÜ-Verbindung Niedersachsen - Hessen	B04	Wehrendorf - Urberach	noch nicht bestätigt	x	x	Leitung	DC-Netzausbau		380	2019-2020
D	Korridor D: HGÜ-Verbindung Sachsen Anhalt - Bayern	D16	Lauchstädt - Meitingen	neu in 2013		x	Leitung	DC-Netzausbau	450		2022
P20*	Netzausbau zwischen Emden und Halbmond	M69	Emden/Ost - Halbmond	noch nicht bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		25	2018
P22	Conneforde - Ganderkesee	M82	Conneforde - Unterweser	noch nicht bestätigt		x	Leitung	Netzverstärkung	33		2019
		M87	Unterweser-Elsfleth/West	noch nicht bestätigt		x	Leitung	Netzverstärkung	30		2019
P26	Netzverstärkung zwischen Büttel und Dollern	M79	Elbekreuzung	noch nicht bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	10		2021
		M76	Büttel nach Wilster	noch nicht bestätigt		x	Leitung	Netzverstärkung	10		2017
		M89	Wilster - Dollern	noch nicht bestätigt		x	Leitung	Netzverstärkung	55		2019
P27	Netzverstärkung zwischen Landesbergen und Wehrendorf	M52	Landesbergen-Wehrendorf	noch nicht bestätigt		x	Leitung	Netzverstärkung	80		2019
P33	Netzausbau Wolmirstedt - Helmstedt - Wahle	M24b	Wolmirstedt-Wahle	noch nicht bestätigt		x	Leitung	Netzverstärkung	102		2021-2022
P44	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Altenfeld und Grafenrheinfeld	M28	Altenfeld - Grafenrheinfeld	noch nicht bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		108	2018-2019
P49	Netzverstärkung Badische Rheinschiene	M90	Daxlanden - Eichstetten	noch nicht bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	1		2017
P50	Netzverstärkung Schwäbische Alb	M40	Metzingen-Oberjettingen	noch nicht bestätigt		x	Leitung	Netzverstärkung	32		2022
		M41	Oberjettingen-Engstlatt	noch nicht bestätigt		x	Leitung	Netzverstärkung	34		2022
P53	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Raitersaich, Ludersheim, Sittling und Isar	M54	Raitersaich - Ludersheim	noch nicht bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	40		2016-2017
		M55	Ludersheim - Sittling - Isar	noch nicht bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	120		2016-2017
P71	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Audorf über Kiel nach Göhl	M46	Audorf - Kiel	noch nicht bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	35		2018
		M47	Kiel - Göhl	noch nicht bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		60	2021
P72	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Kreis Segeberg über Lübeck nach Göhl	M48	Göhl - Siems	noch nicht bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		50	2021

\* Die Schaltanlagen Halbmond und Emden/Ost sind im Offshore-Netzentwicklungsplan als Netzverknüpfungspunkt vorgesehen.

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

P-Nr.	Projekt	Maßnahmennummer	Maßnahme	NEP 2012	enth. NEP 2012	enth. NEP 2013	Art der Maßnahme	NOVA	Länge Bestands-trasse	Länge neue Trasse	angestrebtes Inbetriebnahmejahr
P112	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Pirach, Pleinting und St. Peter	M201	Netzverstärkung zwischen Pleinting, Pirach und St. Peter	neu in 2013		x	Leitung	Netzverstärkung	60		2022
		M212	Abzweig Pirach	neu in 2013		x	Leitung	Netzverstärkung	11		2020
P113	Netzverstärkung zwischen Krümmel und Wahle	M202	Krümmel - Lüneburg - Stadorf	neu in 2013		x	Leitung	Netzverstärkung	53		2022
		M203	Stadorf - Wahle	neu in 2013		x	Leitung	Netzverstärkung	86		2022
		M204	Stadorf - Wahle	neu in 2013		x	Leitung	Netzverstärkung	86		2022
P115	Netzverstärkung und -ausbau im Bereich Mehrum	M205	Netzverstärkung und -ausbau im Bereich Mehrum	neu in 2013		x	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau		1	2017
P116	Netzverstärkung zwischen Sottrum und Landesbergen	M206	Netzverstärkung zwischen Sottrum und Landesbergen	neu in 2013		x	Leitung	Netzverstärkung	79		2020
P118	Netzverstärkung zwischen Borken und Mecklar	M207	Netzverstärkung zwischen Borken und Mecklar	neu in 2013		x	Leitung	Netzverstärkung	40		2022
P123	Netzverstärkung Dresden/Süd - Schmölln	M208	Dresden/Süd - Schmölln	neu in 2013		x	Leitung	Netzverstärkung	37		2022
P124	Netzverstärkung Klostermansfeld - Lauchstädt	M209	Klostermansfeld - Querfurt/ Nord - Lauchstädt	neu in 2013		x	Leitung	Netzverstärkung	39		2020
P125	Netzverstärkung und -ausbau Hamburg/Nord - Krümmel	M210	Hamburg/Nord - Hamburg/Ost	neu in 2013		x	Leitung	Netzverstärkung	31		2022
		M211	Krümmel - Hamburg/Ost	neu in 2013		x	Leitung	Netzausbau		28	2022

Quelle: ÜNB

In der folgenden Tabelle sowie in der Abbildung 30 sind die leitungsbezogenen Projekte und Maßnahmen für das Szenario B 2023 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 BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

TABELLE 20: LEITUNGSPROJEKTE DES ZUBAUNETZES IM SZENARIO B 2023

P-Nr.	Projekt	Maßnahmennummer	Maßnahme	NEP 2012	enth. NEP 2012	enth. NEP 2013	Art der Maßnahme	NOVA	Länge Bestands-trasse	Länge neue Trasse	angestrebtes Inbetrieb-nahmejahr
A	Korridor A: HGÜ-Verbindung Niedersachsen – Nordrhein-Westfalen – Baden-Württemberg	A01	Emden/Ost - Osterath	bestätigt	x	x	Leitung	DC-Netzausbau		320	2019-2020
		A02a	Osterath - Philippsburg	bestätigt	x	x	Leitung	DC-Netzverstärkung	300		2017
		A02b	Osterath - Philippsburg	bestätigt	x	x	Leitung	DC-Netzausbau		40	2017
B	Korridor B: HGÜ-Verbindung Niedersachsen - Hessen	B04	Wehrendorf - Urberach	noch nicht bestätigt	x	x	Leitung	DC-Netzausbau		380	2019-2020
C	Korridor C: HGÜ-Verbindung zwischen Brunsbüttel, Wilster, Kreis Segeberg und Großgartach, Grafenrheinfeld, Goldshöfe	C05	Brunsbüttel – Großgartach	bestätigt	x	x	Leitung	DC-Netzausbau		770	2020-2022
		C06	Kreis Segeberg - Goldshöfe	noch nicht bestätigt	x	x	Leitung	DC-Netzausbau	690	120	2018-2019
		C06 mod	Wilster – Grafenrheinfeld	bestätigt	x	x	Leitung	DC-Netzausbau	580	40	2017-2018
D	Korridor D: HGÜ-Verbindung Sachsen Anhalt - Bayern	D09	Lauchstädt – Meitingen	bestätigt	x	x	Leitung	DC-Netzausbau		450	2022
		D16	Lauchstädt – Meitingen	neu in 2013		x	Leitung	DC-Netzausbau	450		2022
P20	Netzausbau zwischen Emden und Halbmond	M69	Emden/Ost - Halbmond	noch nicht bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		25	2018
P21	Netzverstärkung und Netzausbau im Raum Cloppenburg/Osnabrück	M51a	Conneforde - Cloppenburg/Ost	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	60		2018
		M51b	Cloppenburg/Ost - Raum nördliches Westerkappeln	bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		55	2018
P22	Conneforde – Ganderkesee	M82	Conneforde - Unterweser	noch nicht bestätigt		x	Leitung	Netzverstärkung	33		2019
		M87	Unterweser-Elsfleth/West	noch nicht bestätigt		x	Leitung	Netzverstärkung	30		2019
P23	Netzverstärkung zwischen Dollern und Elsfleth/West	M20	Dollern - Elsfleth/West	noch nicht bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	100		2018
P24	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Dollern und Landesbergen	M71	Stade - Sottrum	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	65		2016-2017
		M72	Sottrum - Wechold	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	35		2017
		M73	Wechold - Landesbergen	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	45		2017
P25	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Brunsbüttel und der dänischen Grenze	M42	Barlt - Heide	bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		30	2016
		M42a	Brunsbüttel – Barlt	bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		20	2015
		M43	Heide - Husum	bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		40	2018
		M44	Husum - Niebüll	bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		45	2019
		M45	Niebüll - Bundesgrenze (DK)	bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		12	2021

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

P-Nr.	Projekt	Maßnahmennummer	Maßnahme	NEP 2012	enth. NEP 2012	enth. NEP 2013	Art der Maßnahme	NOVA	Länge Bestands-trasse	Länge neue Trasse	angestrebtes Inbetriebnahmejahr
P26	Netzverstärkung zwischen Büttel und Dollern	M79	Elbekreuzung	noch nicht bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	10		2021
		M76	Büttel nach Wilster	noch nicht bestätigt		x	Leitung	Netzverstärkung	10		2017
		M89	Wilster - Dollern	noch nicht bestätigt		x	Leitung	Netzverstärkung	55		2019
P27	Netzverstärkung zwischen Landesbergen und Wehrendorf	M52	Landesbergen-Wehrendorf	noch nicht bestätigt		x	Leitung	Netzverstärkung	80		2019
P30	Netzverstärkung in Westfalen	M61	Hamm/Uentrop - Kruckel	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	60		2018
P33	Netzausbau Wolmirstedt - Helmstedt - Wahle	M24a	Verstärkung Wolmirstedt - Helmstedt - Wahle	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	111		2021-2022
		M24b	Wolmirstedt-Wahle	noch nicht bestätigt		x	Leitung	Netzverstärkung	102		2021-2022
P34	Netzverstärkung Güstrow – Parchim/Süd – Wolmirstedt	M22a	Parchim/Süd - Wolmirstedt	noch nicht bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	146		2020
		M22b	Güstrow - Parchim/Süd	noch nicht bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	49		
P36	Netzverstärkung Bertikow – Pasewalk	M21	Bertikow - Pasewalk	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	30		2018
P37	Netzverstärkung Vieselbach – Mecklar	M25a	Vieselbach - PSW Talsperre Schmalwasser (Tambach-Dietharz)	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	27		2021-2022
		M25b	PSW Talsperre Schmalwasser - Mecklar	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	108		2021-2022
P38	Netzverstärkung Pulgar – Vieselbach	M27	Pulgar - Vieselbach	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	103		2020
P39	Netzverstärkung Röhrsdorf – Remptendorf	M29	Röhrsdorf - Remptendorf	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	107		2021
P41	Netzverstärkung und -ausbau Region Koblenz und Trier	M57	Punkt Metternich - Niederstedem	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	108		2018-2021
P42	Netzverstärkung und -ausbau im Frankfurter Raum	M53	Kriffel - Punkt Obererlenbach	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	12		2018
P43	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Mecklar und Grafenrheinfeld	M74	Mecklar - Grafenrheinfeld	bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		130	2017
P44	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Altenfeld und Grafenrheinfeld	M28	Altenfeld - Grafenrheinfeld	noch nicht bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		108	2018-2019
P46	Netzverstärkung zwischen Redwitz und Schwandorf	M56	Redwitz - Mechlenreuth - Etzenricht - Schwandorf	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	185		2017

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

P-Nr.	Projekt	Maßnahmennummer	Maßnahme	NEP 2012	enth. NEP 2012	enth. NEP 2013	Art der Maßnahme	NOVA	Länge Bestands-trasse	Länge neue Trasse	angestrebtes Inbetrieb-nahmejahr
P47	Netzausbau und Netzverstärkung in der Region Frankfurt - Karlsruhe	M31	Weinheim - Daxlanden	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	68		2018
		M32	Weinheim - G380	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	16		2018
		M33	G380 - Altlußheim	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	22		2018
		M34	Altlußheim - Daxlanden	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	38		2018
		M60	Urberach - Pfungstadt - Weinheim	bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		75	2018
		M64	Kriffel - Farbwerke Höchst Süd	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	5		2017
P48	Netzverstärkung im Nordosten von Baden-Württemberg	M38a	Grafenrheinfeld - Kupferzell	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	110		2019
		M39	Großgartach - Kupferzell	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	48		2019
P49	Netzverstärkung Badische Rheinschiene	M41a	Daxlanden - Bühl/ Kuppenheim - Eichstetten	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	121		2017
		M90	Daxlanden - Eichstetten	noch nicht bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	1		2017
P50	Netzverstärkung Schwäbische Alb	M40	Metzingen-Oberjettingen	noch nicht bestätigt		x	Leitung	Netzverstärkung	32		2022
		M41	Oberjettingen-Engstlatt	noch nicht bestätigt		x	Leitung	Netzverstärkung	34		2022
P51	Netzverstärkung im Mittleren Neckarraum	M37	Großgartach - Endersbach	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	32		2020
P52	Netzverstärkung südliches Baden-Württemberg	M59	Herbertingen - Tiengen	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	115		2020
		M93	Punkt Rommelsbach - Herbertingen	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	62		2018
		M95	Punkt Wullenstetten - Punkt Niederwangen	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	88		2020
		M94b	Punkt Neuravensburg - Bundesgrenze (AT)	noch nicht bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	6		2020
P53	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Raitersaich, Ludersheim, Sittling und Isar	M54	Raitersaich - Ludersheim	noch nicht bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	40		2016-2017
		M55	Ludersheim - Sittling - Isar	noch nicht bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	120		2016-2017
P59	Netzverstärkung Bärwalde - Schmölln	M59	Bärwalde - Schmölln	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	46		2015
P60	Netzverstärkung und Umstrukturierung südlich von Magdeburg	M60	Abzweig Förderstedt	bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		20	2015

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

P-Nr.	Projekt	Maßnahmennummer	Maßnahme	NEP 2012	enth. NEP 2012	enth. NEP 2013	Art der Maßnahme	NOVA	Länge Bestands-trasse	Länge neue Trasse	angestrebtes Inbetrieb-nahmejahr
P61	Netzverstärkung zwischen Görries und Parchim/Süd		Abzweig Parchim/Süd	bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		1	2014-2017
P64	DC-Netzausbau: Combined Grid Solution (CGS), bilaterale Offshore-Anbindung DE - DK	CGS (on-shore)	Errichtung eines DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Dänemark	bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		60	2020-2022
		CGS (off-shore)	Errichtung eines DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Dänemark	bestätigt	x	x	Leitung	DC-Netzausbau		120	2020-2022
P65	Netzerweiterung der grenzüberschreitenden Kuppelkapazität zwischen Deutschland, Raum Aachen/Düren und Belgien, Lixhe	M98	Oberzier - Punkt Bundesgrenze (BE)	bestätigt	x	x	Leitung	DC-Netzausbau		45	2018
P66	Netzausbau zwischen Wilhelmshaven und Conneforde	M66	Wilhelmshaven (Fedderwarden) - Conneforde	bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		35	2016
P67	Erhöhung Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich		Zubeseilung Isar-Ottenhofen	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	60		2017
			Bundesgrenze AT-Altheim	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	78		2017
			Abzweig Simbach	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	1		2015
P68	Netzausbau: Errichtung eines DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Norwegen	M68 (on-shore)	Errichtung eines DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Norwegen	bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		100	2018
		M68 (off-shore)	Errichtung eines DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Norwegen	bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		200	2018
P69	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Emden/Ost und Conneforde		Emden/Ost - Conneforde	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	60		2017
P70	Netzausbau der 380-kV-Schaltanlage Birkenfeld und deren Anschluss ans 380-kV-Netz		Birkenfeld - Mast 115A	bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		15	2020
P71	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Audorf über Kiel nach Göhl	M46	Audorf - Kiel	noch nicht bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	35		2018
		M47	Kiel - Göhl	noch nicht bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		60	2021
P72	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Kreis Segeberg über Lübeck nach Göhl	M48	Göhl - Siems	noch nicht bestätigt	x	x	Leitung	Netzausbau		50	2021
		M49	Lübeck - Siems	noch nicht bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	10		2021
		M50	Lübeck - Kreis Segeberg	noch nicht bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	50		2018

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

P-Nr.	Projekt	Maßnahmennummer	Maßnahme	NEP 2012	enth. NEP 2012	enth. NEP 2013	Art der Maßnahme	NOVA	Länge Bestands-trasse	Länge neue Trasse	angestrebtes Inbetriebnahmejahr
P74	Netzverstärkung und -ausbau in Bayerisch Schwaben	M96	Vöhringen - Bundesgrenze (AT)	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	110		2020
		M97	Raum Memmingen	bestätigt	x	x	Leitung	Netzverstärkung	1		2020
P112	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Pirach, Pleinting und St. Peter	M201	Netzverstärkung zwischen Pleinting, Pirach und St. Peter	neu in 2013		x	Leitung	Netzverstärkung	60		2022
		M212	Abzweig Pirach	neu in 2013		x	Leitung	Netzverstärkung	11		2020
P113	Netzverstärkung zwischen Krümmel und Wahle	M202	Krümmel - Lüneburg - Stadorf	neu in 2013		x	Leitung	Netzverstärkung	53		2022
		M203	Stadorf - Wahle	neu in 2013		x	Leitung	Netzverstärkung	86		2022
		M204	Stadorf - Wahle	neu in 2013		x	Leitung	Netzverstärkung	86		2022
P115	Netzverstärkung und -ausbau im Bereich Mehrum	M205	Netzverstärkung und -ausbau im Bereich Mehrum	neu in 2013		x	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau		1	2017
P116	Netzverstärkung zwischen Sottrum und Landesbergen	M206	Netzverstärkung zwischen Sottrum und Landesbergen	neu in 2013		x	Leitung	Netzverstärkung	79		2020
P118	Netzverstärkung zwischen Borken und Mecklar	M207	Netzverstärkung zwischen Borken und Mecklar	neu in 2013		x	Leitung	Netzverstärkung	40		2022
P123	Netzverstärkung Dresden/Süd - Schmölln	M208	Dresden/Süd - Schmölln	neu in 2013		x	Leitung	Netzverstärkung	37		2022
P124	Netzverstärkung Klostermansfeld - Lauchstädt	M209	Klostermansfeld - Querfurt/ Nord - Lauchstädt	neu in 2013		x	Leitung	Netzverstärkung	39		2020
P125	Netzverstärkung und -ausbau Hamburg/Nord - Krümmel	M210	Hamburg/Nord - Hamburg/Ost	neu in 2013		x	Leitung	Netzverstärkung	31		2022
		M211	Krümmel - Hamburg/Ost	neu in 2013		x	Leitung	Netzausbau		28	2022
P22	Conneforde - Ganderkesee	M70	Conneforde - Unterweser	noch nicht bestätigt	x		Leitung	Netzverstärkung	32		-
P47	Netzausbau und Netzverstärkung in der Region Frankfurt - Karlsruhe	M62	Bürstadt - BASF	noch nicht bestätigt	x		Leitung	Netzverstärkung	13		2017
		M63	Lambsheim - Daxlanden	noch nicht bestätigt	x		Leitung	Netzverstärkung	96		2017
		M65	Bürstadt - BASF - Daxlanden	noch nicht bestätigt	x		Leitung	Netzausbau und Netzverstärkung	25		2017

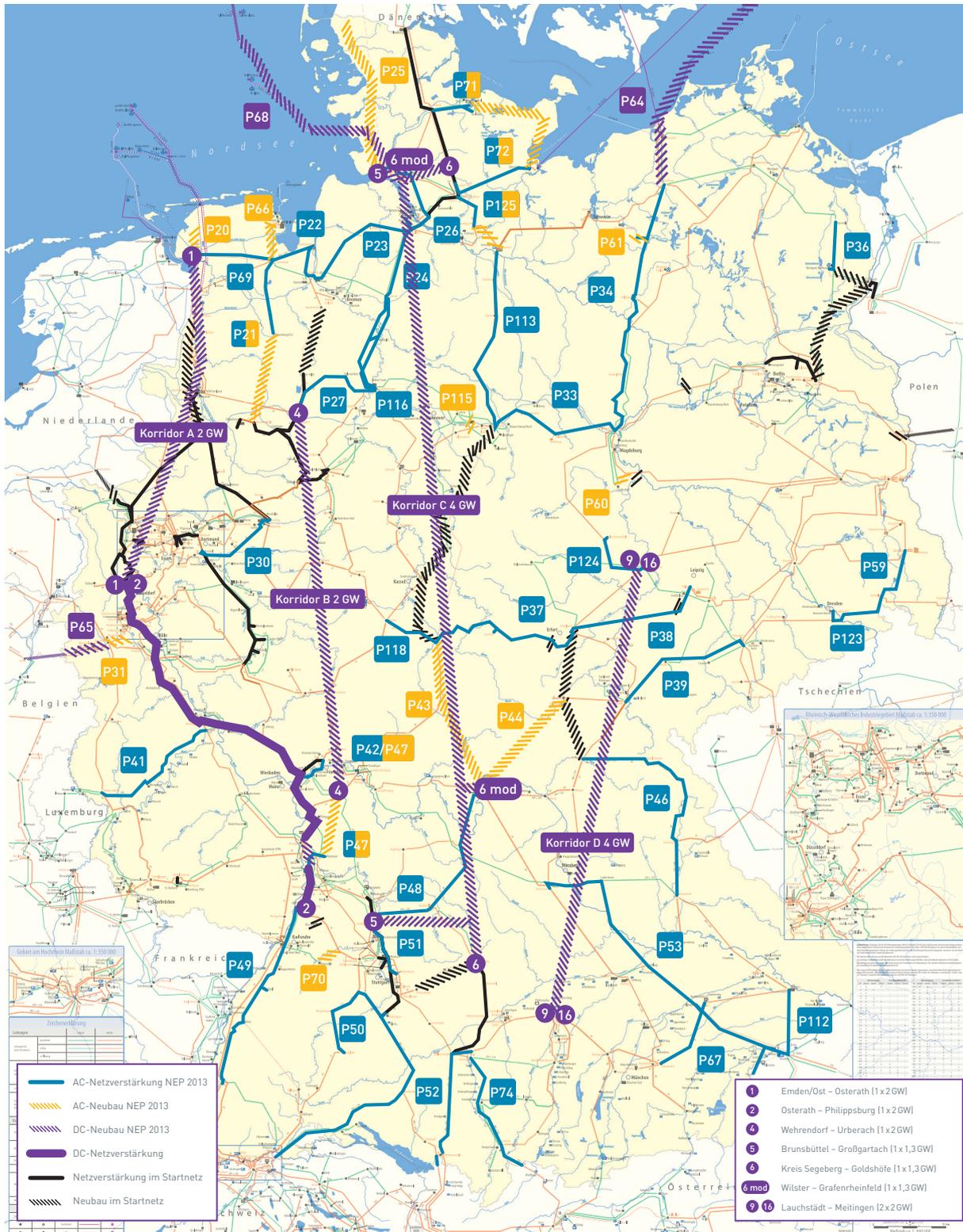
## 6 MASSNAHMEN ZUR BEDARFSGERECHTEN OPTIMIERUNG, VERSTÄRKUNG UND ZUM AUSBAU DER NETZE

P-Nr.	Projekt	Maßnahmennummer	Maßnahme	NEP 2012	enth. NEP 2012	enth. NEP 2013	Art der Maßnahme	NOVA	Länge Bestands-trasse	Länge neue Trasse	angestrebtes Inbetriebnahmejahr
P52	Netzverstärkung südliches Baden-Württemberg	M94a	Herbertingen - Punkt Neura- vensburg	noch nicht bestätigt	x		Leitung	Netzver- stärkung	56		2020
P73	Netzerweiterung zwischen Brunsbüttel und Kreis Segeberg	M67	Brunsbüttel - ltzehoe	noch nicht bestätigt	x		Leitung	Netzver- stärkung	16		2021
P73	Netzerweiterung zwischen Brunsbüttel und Kreis Segeberg	M68	ltzehoe - Kal- tenkirchen	noch nicht bestätigt	x		Leitung	Netzver- stärkung	55		2021

Quelle: ÜNB

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

ABBILDUNG 30: SZENARIO B 2023/ALLE ERRECHNETEN LEITUNGSPROJEKTE



Quelle: VDE | FNN/ÜNB<sup>32</sup>

<sup>32</sup> Die Abbildung 30 basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2012).

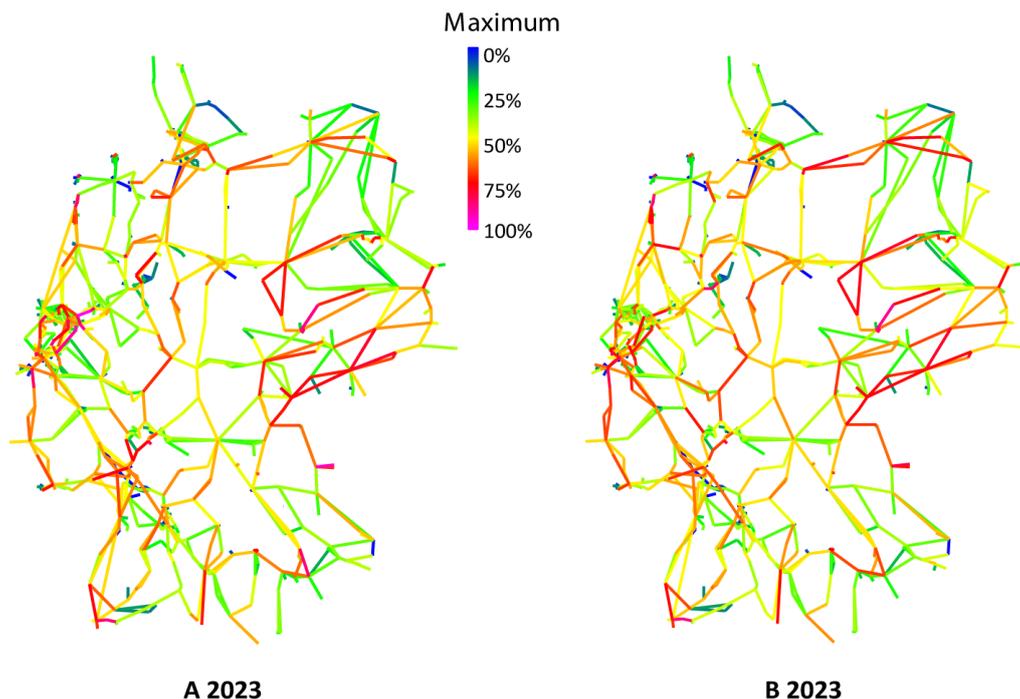
### 6.2.2 Szenario A 2023

Das Szenario A 2023 referenziert auf das Jahr 2023. Es ist im Vergleich zu Szenario B 2023 im Wesentlichen durch einen leicht verringerten Anteil der installierten Windenergieleistung on- und offshore von rund 60 GW auf 56 GW geprägt. Die prognostizierte installierte Windenergieleistung in den küstennahen Bereichen der Bundesländer Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein beträgt 29 GW. Im Vergleich zum Szenario B 2023 ist im Szenario A 2023 der Anteil von Kraftwerksleistung auf Basis von Erdgas verringert und Steinkohle erhöht.

Die Netztopologie des Szenarios B 2023 wurde dabei übernommen und die Netzauslastung mit den entsprechenden Belastungs- und Einspeisedaten des Szenarios A 2023 berechnet. Verglichen wird der Grundfall des Szenarios A 2023 mit dem Grundfall des Szenarios B 2023 (Abbildung 31).

Die HGÜ-Korridore sind in dieser Darstellung nicht abgebildet, wurden aber in den Berechnungen jeweils berücksichtigt. Aufgrund der Regelfähigkeit der HGÜ können diese nicht überlastet werden. Zusätzliche Leistung, die die Transportkapazität der HGÜ-Korridore übersteigt, wird im dargestellten AC-Netz übertragen.

ABBILDUNG 31: GEGENÜBERSTELLUNG DER NETZAUSLASTUNG DER SZENARIEN A 2023 UND B 2023 IM GRUNDFALL BEI GLEICHER NETZTOPOLOGIE



Quelle: ÜNB

Die Darstellung der AC-Leitungsauslastung des Szenarios A 2023 zeigt, dass sich die Netzauslastung im Vergleich zu Szenario B 2023 auf einzelnen Leitungen verringert.

In Norddeutschland kommt es aufgrund der im Vergleich zu B 2023 leicht gesunkenen Windenergieeinspeisung zu einer etwas geringeren Netzauslastung. In den Ballungszentren kann es im Einzelfall zu einer Verschiebung von Leitungsauslastungen aufgrund geänderter Kraftwerkseinsätze kommen.

Die geplanten Netzmaßnahmen des Szenarios B 2023 sind im Wesentlichen geeignet, auch die durch das Szenario A 2023 vorgegebene Übertragungsaufgabe zu bewältigen.

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

Die weitere indikative Analyse des Szenarios A 2023 fokussiert auf die Frage, ob die im NEP 2012 für dieses Szenario ermittelten Netzmaßnahmen auch unter den aktuellen Prämissen Bestand haben. Hierzu wurde die Topologie des Ergebnisnetzes zum Szenario B 2023 übernommen und um die spezifischen Maßnahmen für Verstärkung und Ausbau des AC-Netzes des zu A 2023 korrespondierenden Szenarios A 2022 gemäß Tabelle 21 ergänzt. Dabei handelt es sich in diesem Fall um die 380-kV-Stromkreise Kupferzell – Goldshöfe und Großkrotzenburg – Urberach.

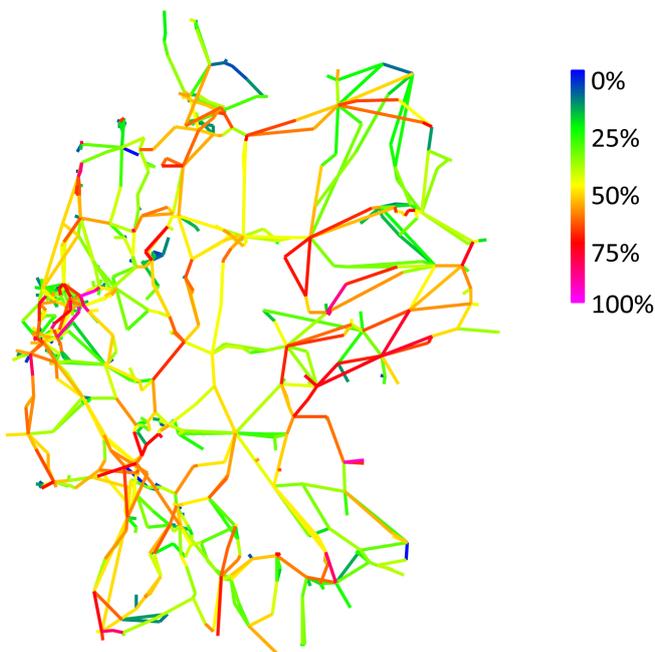
TABELLE 21: ZUSÄTZLICH BERÜCKSICHTIGTE MASSNAHMEN AUS DEM ERGEBNISNETZ A 2022 DES NEP 2012 FÜR DIE NETZTOPOLOGIE A 2023

Nr.	NOVA	TYP 1=Neubau 2=Ersatzneubau 3=Umbeseilung	Name/ Beschreibung der Maßnahme	Trasse	Spannungsart	Korridor/ Projektnr.	Anzahl Strom- kreise
38	Netz- verstärkung	3	Stromkreis- auflage/ Umbeseilung	Kupferzell – Goldshöfe	AC 380 kV	P48	2
91	Netz- verstärkung	2	Ersatzneubau	Großkrotzenburg – Urberach	AC 380 kV	P42	2

Quelle: ÜNB

Mit dieser Netztopologie wurde die Netzauslastung mit den entsprechenden Belastungs- und Einspeisedaten des Szenarios A 2023 im Grundfall berechnet.

ABBILDUNG 32: AUSLASTUNG DES ERWEITERTEN SZENARIOS A 2023 IM GRUNDFALL



Quelle: ÜNB

Die Abbildung 32 zeigt im Grundfall eine geringfügige Entlastung des AC-Netzes in den um die Netzausbaumaßnahmen ergänzten Bereichen. Eine endgültige Bestimmung des Ausbaubedarfs des Szenarios A 2023 erfordert zusätzlich zu den durchgeführten indikativen Analysen eine Betrachtung der (n-1)-Ausfälle in den auslegungsrelevanten Netznutzungsfällen.

### 6.2.3 Szenario B 2033

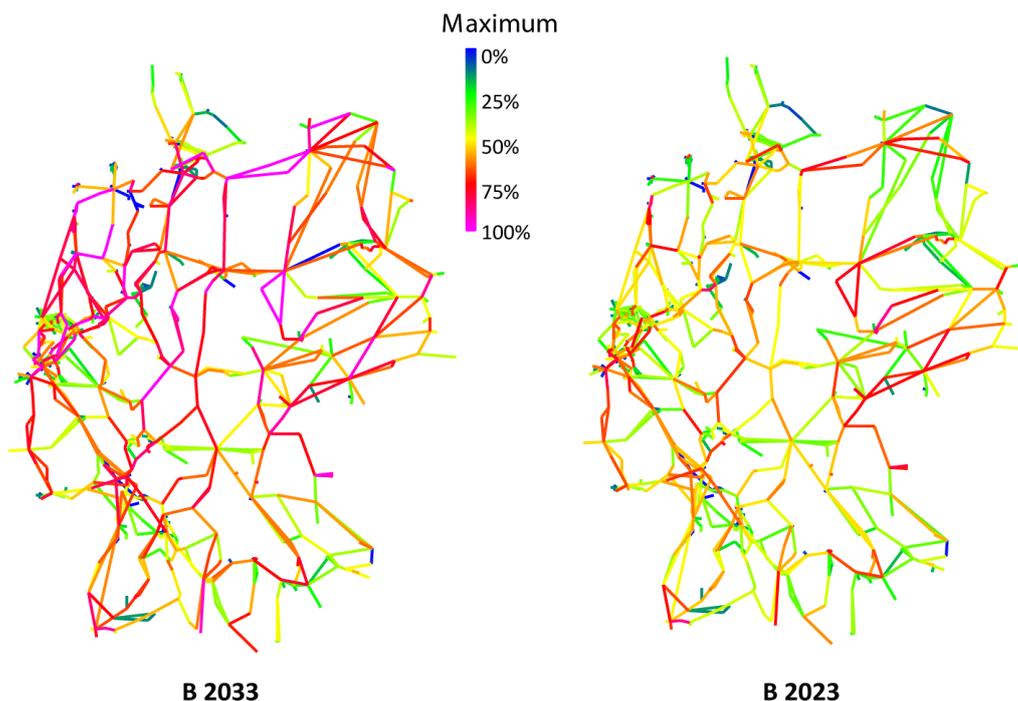
Das Szenario B 2033 referenziert auf das Jahr 2033. Dafür wird das Basisszenario B 2023 um weitere zehn Jahre bis 2033 fortgeschrieben.

Das Szenario B 2033 ist im Vergleich zu B 2023 im Wesentlichen geprägt durch einen deutlichen Anstieg der installierten Windenergieleistung on- und offshore von rund 63 auf 92 GW. Hiervon entfallen ca. 53 GW auf die nördlichen Bundesländer Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern. Zudem wurden in Szenario B 2033 für den europäischen Handel höhere grenzüberschreitende Austauschleistungen für Deutschland zugelassen, was tendenziell zu höheren Transiten führt.

Abbildung 33 zeigt die Gegenüberstellung der Netzauslastung beider Szenarien für den ungestörten Fall. Die Netztopologie des Szenarios B 2023 wurde dabei übernommen und die Netzauslastung mit den entsprechenden Belastungs- und Einspeisedaten des Szenarios B 2033 berechnet. Verglichen wird der Grundfall des Szenarios B 2033 mit dem Grundfall des Szenarios B 2023.

Die HGÜ-Korridore sind in dieser Darstellung nicht abgebildet, wurden aber in den Berechnungen jeweils berücksichtigt. Aufgrund der Regelung der HGÜ können diese nicht überlastet werden. Zusätzliche Leistung, welche die Transportkapazität der HGÜ-Korridore übersteigt, wird im dargestellten AC-Netz übertragen.

ABBILDUNG 33: GEGENÜBERSTELLUNG DER NETZAUSLASTUNG DER SZENARIEN B 2033 UND B 2023 IM GRUNDFALL BEI GLEICHER NETZTOPOLOGIE



Erwartungsgemäß erkennt man die deutlich höhere Netzauslastung in Szenario B 2033. Bereits im ungestörten Fall zeigen sich auf vielen Leitungen Überlastungen. In Norddeutschland kommt es aufgrund der im Vergleich zu B 2023 weiter steigenden Windenergieeinspeisung zu deutlichen Überlastungen, die sich auf den Nord-Süd-Trassen bis in die süddeutschen Regionen fortführen. Zudem zeigt sich ein steigender Übertragungsbedarf aus Thüringen und Sachsen-Anhalt in Richtung Frankfurter und Stuttgarter Raum.

Die geplanten Netzmaßnahmen des Szenarios B 2023 sind auch im zehn Jahre weiter in der Zukunft liegenden Szenario B 2033 wirksam. Sie leisten auch dann einen unverzichtbaren Beitrag zur Bewältigung der angenommenen Übertragungsaufgabe. Dennoch müssen weitere Netzausbaumaßnahmen ergänzt werden, um den Anforderungen des Szenarios B 2033 gerecht zu werden.

Die weitere indikative Analyse des Szenarios B 2033 fokussiert auf die Frage, ob die im NEP 2012 für dieses Szenario ermittelten Netzmaßnahmen auch unter den aktuellen Prämissen Bestand haben. Hierzu wurde die Topologie des Ergebnisnetzes aus dem Szenario B 2023 übernommen. Hinzu kamen die spezifischen Maßnahmen für Verstärkung und Ausbau des AC-Netzes des zu B 2033 korrespondierenden Szenarios B 2032 gemäß Tabelle 22. Für die HGÜ-Korridore wurden ebenfalls die im NEP 2012 für das Szenario B 2032 ermittelten Verbindungen berücksichtigt.

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

TABELLE 22: ZUSÄTZLICH BERÜCKSICHTIGTE MASSNAHMEN AUS DEM ERGEBNISNETZ B 2032 DES NEP 2012 FÜR B 2033

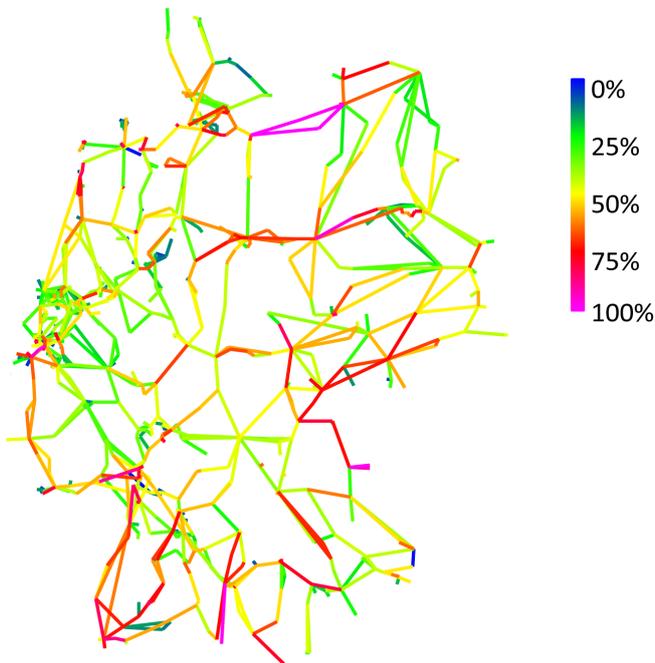
Nr.	NOVA	TYP 1 = Neubau 2 = Ersatzneubau 3 = Umbeseilung	Name/ Beschreibung der Maßnahme	Trasse	Spannungsart	Korridor/ Projektnr.	Anzahl Strom- kreise
3	Netzausbau		Neubau	Cloppenburg/Ost – Bürstadt	DC (2,0 GW)	B	1
5a	Netzausbau		Neubau	Brunsbüttel – Großgartach	DC (1,3 GW)	C	1
6a	Netzausbau		Neubau	Wilster – Goldshöfe	DC (1,3 GW)	C	1
8	Netzausbau		Neubau	Kreis Segeberg – Raitersaich	DC (1,3 GW)	C	1
10	Netzausbau		Neubau	Güstrow – Meitingen*	DC (2,0 GW)	D	1
11	Netzausbau		Neubau	Emden/Ost – Oberzier	DC (2,0 GW)	A	1
12	Netzausbau		Neubau	Elsfleth/West – Phillipsburg	DC (2,0 GW)	B	1
13	Netzausbau		Neubau	Stade – Raitersaich	DC (2,0 GW)	C	1
14	Netzausbau		Neubau	Alfstedt – Vöhringen	DC (2,0 GW)	C	1
15	Netzausbau		Neubau	Conneforde – Rom- merskirchen	DC (2,0 GW)	A	1
78	Netz- verstärkung	2	Ersatzneubau	Lubmin – Lüdersha- gen – Bentwisch – Güstrow	AC 380 kV	P35	2
80	Netz- verstärkung	2	Ersatzneubau	Elsfleth/West – Niedervieland – Ganderkersee	AC 380 kV	P22	2
81	Netzausbau	2	Neubau/ Ersatzneubau	Irsching – Zolling – Ottenhofen	AC 380 kV	P54	2
83	Netz- verstärkung	2	Ersatzneubau	Dollern – Alfstedt	AC 380 kV	P23	2
84	Netz- verstärkung	2	Ersatzneubau	Lubmin – Iven – Pasewalk	AC 380 kV	P36	2

\* Güstrow - Meitingen ersetzt 1 x Lauchstädt - Meitingen

Quelle: ÜNB

Mit diesem Netzmodell wurde die Netzauslastung mit den entsprechenden Belastungs- und Einspeisedaten des Szenarios B 2033 im Grundfall berechnet.

ABBILDUNG 34: AUSLASTUNG DES ERWEITERTEN SZENARIOS B 2033 IM GRUNDFALL



Quelle: ÜNB

Die Abbildung 34 zeigt im Grundfall eine deutliche Entlastung des AC-Netzes in den um die Netzausbaumaßnahmen ergänzten Bereichen. In Mecklenburg-Vorpommern bestehen noch Überlastungen, die einen weiteren Netzausbau erforderlich machen könnten. Beispielsweise ist das Übertragungsnetz gegebenenfalls auch in Baden-Württemberg, Bayern, Sachsen und Thüringen den Übertragungsaufgaben anzupassen.

Eine endgültige Bestimmung des Ausbaubedarfs des Szenarios B 2033 erfordert zusätzlich zu den durchgeführten indikativen Analysen eine Betrachtung der (n-1)-Ausfälle in den auslegungsrelevanten Netznutzungsfällen. Das Ergebnis der weitergehenden indikativen Analysen zeigt, dass die im Ergebnisnetz B 2032 des NEP 2012 ermittelten Maßnahmen auch im Szenario B 2033 wesentlich zur Problemlösung beitragen.

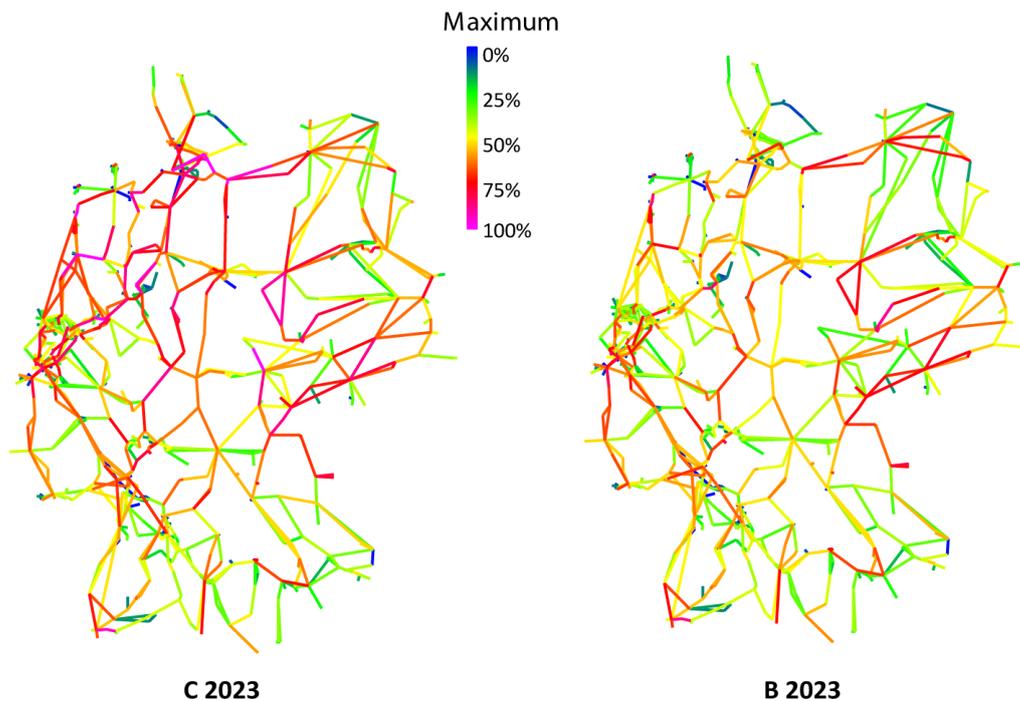
#### 6.2.4 Szenario C 2023

Das Szenario C 2023 referenziert auf das Jahr 2023. Im Vergleich zu Szenario B 2023 ist es im Wesentlichen geprägt durch einen deutlich höheren Zubau der installierten Windenergieleistung on- und offshore auf insgesamt über 103 GW. Hiervon entfallen ca. 53 GW auf die nördlichen Bundesländer Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern. Der konventionelle Kraftwerkspark bleibt hiervon jedoch unberührt und ändert sich gegenüber dem Leitszenario nicht.

Abbildung 35 zeigt die Gegenüberstellung der Netzauslastung beider Szenarien für den ungestörten Fall. Die Netztopologie des Szenarios B 2023 wurde dabei übernommen und die Netzauslastung mit den entsprechenden Belastungs- und Einspeisedaten des Szenarios C 2023 berechnet.

Die HGÜ-Korridore sind in dieser Darstellung nicht abgebildet, wurden aber in den Berechnungen jeweils berücksichtigt. Aufgrund der Regelfähigkeit der HGÜ ist eine Überlastung im DC-Netz nicht möglich. Zusätzliche Leistung, die die Transportkapazität der HGÜ-Korridore übersteigt, wird durch das dargestellte AC-Netz übertragen.

ABBILDUNG 35: GEGENÜBERSTELLUNG DER NETZAUSLASTUNG DER SZENARIEN C 2023 UND B 2023 IM GRUNDFALL BEI GLEICHER NETZTOPOLOGIE



Quelle: ÜNB

Erwartungsgemäß sind in den küstennahen Bereichen der Nord- und Ostsee sowie in Gebieten mit hoher installierter Onshore-Leistung bereits im Grundfall starke Aus- und Überlastungen der vorhandenen Leitungen zu erkennen. Das geografische Ungleichgewicht zwischen erhöhter Einspeisung in Norddeutschland und Entnahme in den industriereichen Ballungszentren Deutschlands führt zu einem erhöhten Übertragungsbedarf. Dies zeigt sich z. B. an deutlich höheren Auslastungen der Leitungen des nordwestlichen Niedersachsens in Richtung Rheinland und Ruhrgebiet sowie in Mecklenburg-Vorpommern in ostwestlicher Richtung und von Thüringen und Sachsen-Anhalt in Richtung Frankfurter und Stuttgarter Raum.

Die enthaltenen Maßnahmen aus dem Szenario B 2023 sind weiterhin wirksam und leisten einen unverzichtbaren Beitrag zur Bewältigung der angenommenen Übertragungsaufgabe. Zur Bewältigung der gestiegenen Anforderungen des Szenarios C 2023 müssen jedoch entsprechend zusätzliche Übertragungskapazitäten geschaffen werden.

Die weitere indikative Analyse des Szenarios C 2023 fokussiert auf die Frage, ob die im NEP 2012 für dieses Szenario ermittelten Netzmaßnahmen auch unter den aktuellen Prämissen Bestand haben.

Hierzu wurde die Topologie des Ergebnisnetzes aus dem Szenario B 2023 übernommen. Hinzu kamen die spezifischen Maßnahmen für Verstärkung und Ausbau des AC-Netzes des zu C 2023 korrespondierenden Szenarios C 2022 gemäß Tabelle 23. Für die HGÜ-Korridore wurden ebenfalls die im NEP 2012 für das Szenario C 2022 ermittelten Verbindungen berücksichtigt.

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

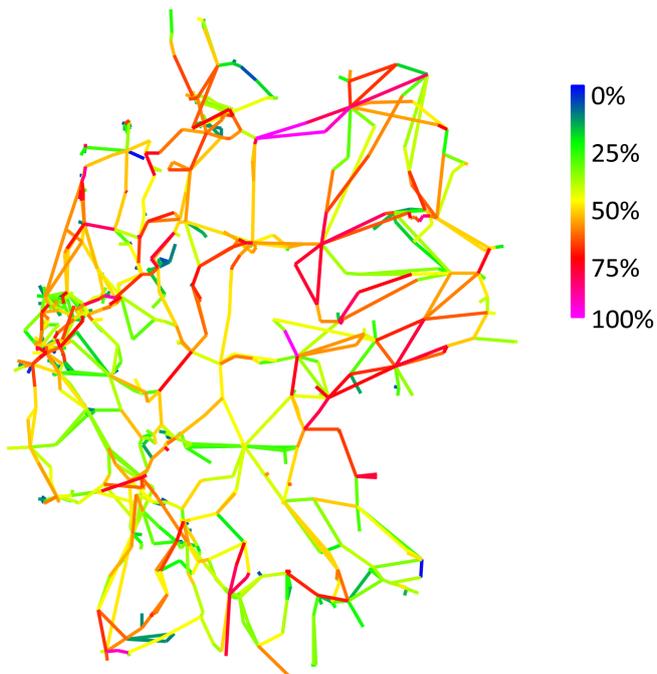
TABELLE 23: ZUSÄTZLICH BERÜCKSICHTIGTE MASSNAHMEN AUS DEM ERGEBNISNETZ C 2022 DES NEP 2012 FÜR C 2023

Nr.	NOVA	TYP 1 = Neubau 2 = Ersatzneubau 3 = Umbeseilung	Name/ Beschreibung der Maßnahme	Trasse	Spannungsart	Korridor/ ProjektNr.	Anzahl Strom- kreise
3	Netzausbau		Neubau	Cloppenburg/Ost – Bürstadt	DC (2,0 GW)	B	1
5a	Netzausbau		Neubau	Brunsbüttel – Großgartach	DC (1,3 GW)	C	1
6a	Netzausbau		Neubau	Wilster – Goldshöfe	DC (1,3 GW)	C	1
8	Netzausbau		Neubau	Kreis Segeberg – Raitersaich	DC (1,3 GW)	C	1
26	Netz- verstärkung	2	Ersatzneubau	Graustein – Bärwalde	AC 380 kV	P40	2
35	Netz- verstärkung	3	Stromkreisauf- lage/Umbeseilung	Weinheim – Neurott	AC 380 kV	P47	2

Quelle: ÜNB

Mit diesem Netzmodell wurde die Netzauslastung mit den entsprechenden Belastungs- und Einspeisedaten des Szenarios C 2023 im Grundfall berechnet.

ABBILDUNG 36: AUSLASTUNG DES ERWEITERTEN SZENARIOS C 2023 IM GRUNDFALL



Quelle: ÜNB

Die Abbildung 36 zeigt im Grundfall eine deutliche Entlastung des AC-Netzes in den um die Netzausbaumaßnahmen ergänzten Bereichen. In Mecklenburg-Vorpommern bestehen noch Überlastungen, die einen weiteren Netzausbau erforderlich machen könnten. Beispielsweise ist das Übertragungsnetz gegebenenfalls auch in Sachsen und Thüringen den Übertragungsaufgaben anzupassen.

Eine endgültige Bestimmung des Ausbaubedarfs des Szenarios C 2023 erfordert zusätzlich zu den durchgeführten indikativen Analysen eine Betrachtung der (n-1)-Ausfälle in den auslegungsrelevanten Netznutzungsfällen.

Das Ergebnis der weitergehenden indikativen Analysen zeigt, dass die im Ergebnisnetz C 2022 des NEP 2012 ermittelten Maßnahmen auch im Szenario C 2023 zur Problemlösung beitragen.

#### **6.2.5 Alternativszenario B 2023 (2,1 GW Ostsee)**

Bei der Erstellung des O-NEP wurde im Rahmen einer alternativen Betrachtung – ausgehend vom Szenario B 2023 – indikativ untersucht, ob die Dimensionierung des 50Hertz-Übertragungsnetzes an Land ausreichend ist, um die in Kapitel 3 beschriebene zusätzliche Offshore-Leistung Ostsee aufzunehmen und weitertransportieren zu können oder ob dafür in signifikantem Umfang Netzausbau bei 50Hertz nötig werden würde.

Auf Basis der diesbezüglichen Marktmodellierung sind insgesamt zwar höhere Auslastungen im Netzgebiet von 50Hertz festzustellen, es wurden jedoch lediglich Netzverstärkungen aus den durchgeführten stationären und dynamischen Analysen identifiziert. Eine installierte Erzeugungslleistung aus Offshore-Windenergie von 2,1 GW in der Ostsee kann mit einem weiteren, bereits vorhandenen Netzverknüpfungspunkt in Lüdershagen, mit einer Erweiterung des bestehenden Netzverknüpfungspunktes in Lubmin sowie mit einer zusätzlichen Leitungsverstärkung im südlichen Bereich des Netzgebietes von 50Hertz (Leitung Dresden/Süd – Freiberg/Nord – Röhrsdorf) integriert werden.

Die im Genehmigungsdokument für das Leitszenario empfohlene 1,3-GW-Erzeugungslleistungsgrenze bis 2023 kann daher auch durch weitere OWP-Projekte im untersuchten Leistungsbereich überschritten werden, ohne eine Integrierbarkeit dieser zusätzlichen Leistung grundsätzlich in Frage zu stellen.

### **6.3 AUSWAHL UND AUFBEREITUNG EINES NETZNUTZUNGSFALLS FÜR DIE STABILITÄTSUNTERSUCHUNGEN**

Mithilfe der Marktsimulation werden Einspeisungen und Lasten sowie Im- und Exporte für 8.760 Netznutzungsfälle berechnet. Die hieraus resultierenden Stromkreisauslastungen werden anhand der Leistungsflussberechnungen ermittelt. Für die Stabilitätsuntersuchung wurde der Nutzungsfall 788 des Szenarios B 2023 ausgewählt, weil in diesem ein hoher Nord-Süd-Transit sowohl innerhalb Deutschlands als auch länderübergreifend auftritt. Dabei erreichen eine große Anzahl von Stromkreisen hohe Auslastungen – insbesondere im mittleren und nördlichen Bereich Deutschlands.

Die Offshore-Windeinspeisung liegt mit 12,8 GW nur knapp unter dem Jahresmaximum in Höhe von 13,6 GW, die Onshore-Windeinspeisung beträgt 26,3 GW (Jahresmaximum 45,5 GW). Die ausgewählte Stunde liegt nach Sonnenuntergang, sodass keine Einspeisung aus Photovoltaik auftritt. In diesem Netznutzungsfall speist ein hoher Anteil der konventionellen Kraftwerke ein, und zwar in den Regionen Ruhrgebiet, Rheinland, Lausitz sowie um Mannheim, Karlsruhe, Stuttgart und Leipzig (Braunkohle: 15,8 GW, Steinkohle: 21,5 GW, Gas: 6,2 GW). Diese Erzeugung deckt ca. 90 % der Last in Höhe von 77,4 GW (Jahresmaximum: 84 GW) und des Exportes in Höhe von 14,3 GW (Jahresmaximum: 24,8 GW). Die verbleibenden 10 % der Erzeugung entfallen auf Biomasse, Laufwasser und sonstige Erzeugungseinheiten.

Der Blindleistungsbedarf der 380-kV-Stromkreise des deutschen Übertragungsnetzes liegt im (n-0)-Fall bei etwa 5.900 Mvar, die Wirkleistungsverluste betragen 2.500 MW.

## 6.4 ERGEBNISSE DER STABILITÄTSUNTERSUCHUNGEN

Die Methodik zur Bewertung der Systemstabilität wird im Kapitel 5.4 des Netzentwicklungsplans Strom 2012 erläutert.

Genannte Ortsnamen zur Bezeichnung von Anfangs- und Endpunkten sind rein netztechnische Aussagen, die der Identifikation bestehender Netzanknüpfungspunkte dienen. Eine standortscharfe Festlegung kann unter Einbezug von Umwelt- und Alternativenprüfung erst in den nachgelagerten Genehmigungsschritten erfolgen.

### 6.4.1 Ausgewählte Ergebnisse der Untersuchungen zur Spannungsstabilität

#### Blindleistungsbereitstellung

Analog zum Vorgehen des Netzentwicklungsplans Strom 2012 werden zur Deckung des Blindleistungsbedarfes (Stromkreise, Transformatoren, Last) und zur Spannungshaltung zunächst die Einspeisungen der am Netz befindlichen konventionellen Erzeugungseinheiten und der geplanten HGÜ-Konverter eingesetzt. An 75 Standorten des deutschen Übertragungsnetzes werden Kompensationsanlagen eingesetzt, um ein im stationären Betrieb übliches Spannungsniveau von ca. 405 bis 415 kV zu erreichen. Ihre Blindleistungserzeugung beträgt insgesamt etwa 27.000 Mvar. Im Vergleich zu dem im Netzentwicklungsplan Strom 2012 untersuchten Netznutzungsfall (615, Szenario B 2022) werden hier weniger zusätzliche Kompensationsanlagen benötigt, weil im untersuchten Netznutzungsfall eine größere Anzahl konventioneller Erzeugungseinheiten am Netz ist, die zusammen mit zusätzlichen HGÜ-Konvertern einen höheren Beitrag zur Deckung des Blindleistungsbedarfes leisten.

#### Analyse der (n-1)-Ausfallsituationen

Mit den vorgesehenen spannungsstützenden Maßnahmen werden (n-1)-Ausfallsituationen sicher beherrscht, d. h. es treten keine Spannungsbandverletzungen auf ( $380 \text{ kV} < U < 420 \text{ kV}$ ), und die Betriebspunkte der einspeisenden Generatoren bleiben innerhalb ihrer jeweiligen Generatordiagramme.

#### Analyse der (n-2)-Ausfallsituationen

Relevante (n-2)-Ausfallsituationen wurden auf Basis der Auslastungen ermittelt, die im Grundfall und in (n-1)-Ausfallsituationen auftreten. Es wurden Ausfälle von jeweils zwei im Grundfall bzw. im (n-1)-Fall hoch ausgelasteten 380-kV-Stromkreisen untersucht. Spannungsbandverletzungen traten nicht auf. Die einspeisenden Generatoren erreichen nicht ihre Betriebsgrenzen. Für den ausgewählten Netznutzungsfall sind die vorgesehenen Kompensationsmaßnahmen daher ausreichend, um die auslegungsrelevanten Fehlersituationen zu beherrschen.

#### Analyse von HGÜ-Verbindungen

Darüber hinaus wurden Ausfälle von HGÜ-Kanälen untersucht. Die Untersuchungen zeigen eine hohe Sensitivität des 380-kV-Netzes gegenüber zusätzlichem Ferntransit, der bei Ausfall von HGÜ-Verbindungen zu übernehmen ist. Dies zeigt sich insbesondere bei (n-1)-Ausfällen von HGÜ-Kanälen des Korridors C, wobei sich für die 380-kV-Stromkreise im deutschen Übertragungsnetz ein zusätzlicher Blindleistungsbedarf in Höhe von etwa 2.900 Mvar ergibt. Dieser kann mit den angenommenen Blindleistungskompensationen bei Einhaltung der geforderten Spannungsabweichungen noch gedeckt werden, sodass die sichere Beherrschbarkeit dieser (n-1)-Ausfälle gewährleistet ist. Aufgrund dieser hohen Sensitivität muss im Korridor C besonders darauf geachtet werden, dass ein Ausfall von Teilsystemen vom unterlagerten AC-Netz beherrscht wird. Dies ist bei der Konkretisierung der Projekte bezüglich einer optimalen Lösung unter Berücksichtigung von Trassenbedarf und verfügbarer Übertragungsleistung zu beachten.

Für alle untersuchten (n-2)-Ausfälle wurde die bedingte Beherrschbarkeit nachgewiesen. Hervorzuheben ist das Ergebnis für den gleichzeitigen Ausfall von zwei Kanälen des Korridors D. Die Spannung bricht in der Region um Lauchstädt, Irsching, Grafenrheinfeld und Etzenricht großräumig auf 380 kV bis 390 kV ein. Der Blindleistungsbedarf der deutschen 380-kV-Stromkreise steigt um 6.600 Mvar an und liegt damit bei insgesamt 12.500 Mvar. Die Wirkleistungsverluste der 380-kV-Stromkreise steigen um etwa 450 MW.

#### **6.4.2 Ausgewählte Ergebnisse der Untersuchungen der transienten Stabilität**

##### **NETZGEBIET 50HERTZ**

###### **Zusammenfassende Beurteilung**

Die Marktsimulation ergibt für den gewählten Netznutzungsfall 788 des Szenarios B 2023 in der Regelzone 50Hertz eine Einspeisung von 28 GW, die Last einschließlich der Netzverluste beträgt 14,5 GW. Die Regelzone hat ein Exportsaldo von 13,5 GW.

Der Netznutzungsfall zeichnet sich dadurch aus, dass trotz einer hohen Windeinspeisung von 12,1 GW (onshore 10,9 GW, offshore 1,2 GW) auch die thermischen Erzeugungseinheiten mit einer hohen Leistung von 13,3 GW einspeisen. In diesem Netznutzungsfall ergeben sich maximale Belastungen im (n-0)-Fall von 1,7 kA (Wolmirstedt – Klostermansfeld), von 1,5 kA (Hamburg/Nord-Dollern), von 2,2 kA (Klostermansfeld-Lauchstädt) und von 2,0 kA (Streumen – Röhrsdorf). Die Kuppelleitungen in Richtung TenneT sind mit max. 1,9 kA (Remptendorf – Redwitz) belastet.

In diesem Netznutzungsfall sind zum einen die Stromkreise durch das hohe Transportvolumen stark belastet, und zum anderen speisen zahlreiche konventionelle Erzeugungseinheiten flächendeckend mit Nennleistung ein.

Im Hinblick auf etwas härtere Randbedingungen für die Stabilitätsuntersuchungen wurde die Einspeiseleistung der Offshore-Windparks in der Ostsee von 1,2 GW auf insgesamt 2 GW angepasst, entsprechend einer installierten Leistung von 2,1 GW. Diese zusätzliche Leistung wird durch den Einsatz der Pumpspeicherwerke Goldisthal, Hohenwarte und Markersbach im Pumpbetrieb kompensiert.

Damit liegen die Annahmen auf der sicheren Seite und schaffen tendenziell ungünstige Voraussetzungen für die transiente Stabilität, die exemplarisch anhand von zwei ausgewählten Beispielen im Folgenden untersucht wird. Dennoch wird in beiden Fällen die sichere Beherrschbarkeit von konzeptgemäß geklärten Fehlern nachgewiesen. Dies gilt auch für nicht konzeptgemäße Fehlerklärung durch Schutzüberfunktion, wobei mehr als ein Stromkreis ausfällt.

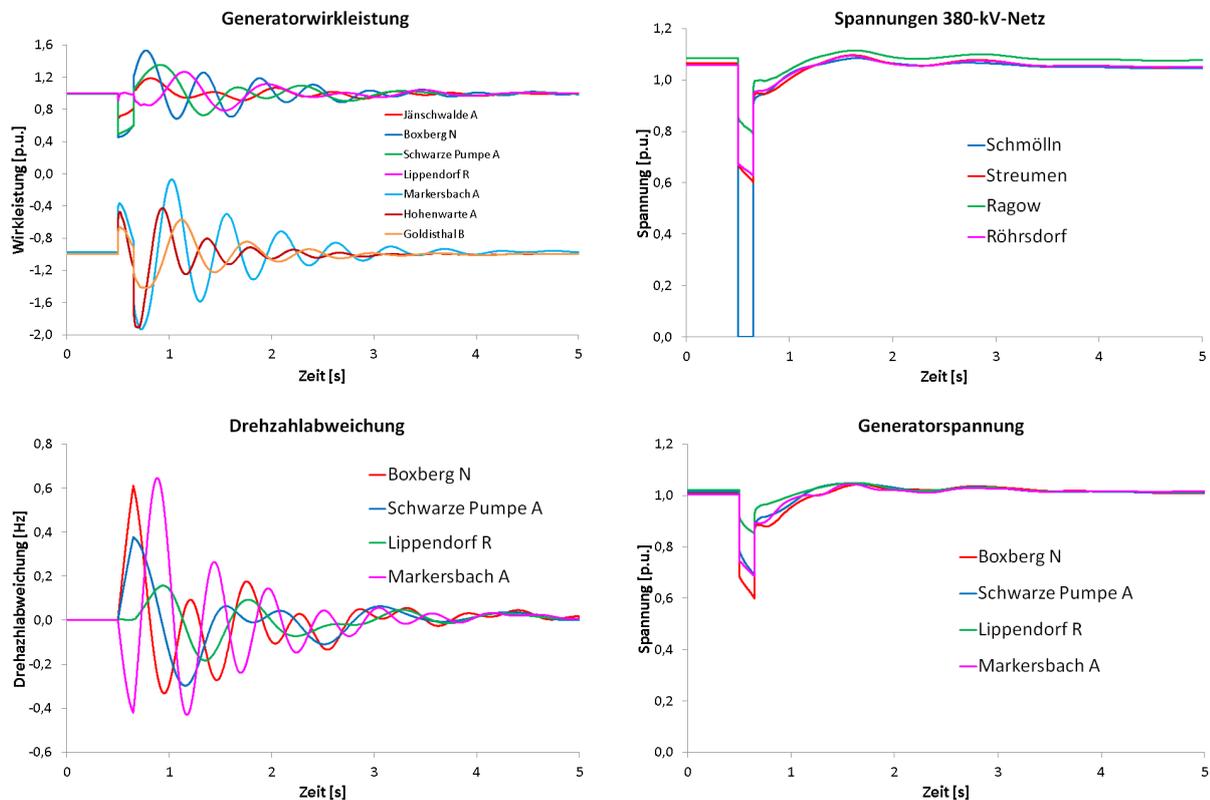
Der im NEP 2012 untersuchte Netznutzungsfall (Szenario C 2022, Stunde 735) ist im Vergleich zu dem hier ausgewählten Fall für das Netzgebiet von 50Hertz noch etwas kritischer, begründet durch höhere Windeinspeisung, das höhere Regelzonensaldo sowie die dadurch insgesamt etwas höheren Stromkreisauslastungen. Dies kann dazu führen, dass zusätzliche stabilitätsstützende Einrichtungen erforderlich werden, wie im NEP 2012 dargelegt wurde.

###### **Kurzschluss in der Nähe der Anlage Schmölln mit Schutzüberfunktion**

Untersucht wird ein 3-poliger Kurzschluss auf einem Stromkreis der Doppelleitung Bärwalde – Schmölln (ca. 1,5 kA Vorbelastung) in der Nähe der Anlage Schmölln mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und Ausfall des Parallelsystems Bärwalde – Schmölln bedingt durch eine angenommene 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. Das Fehlerszenario führt zu einer hohen Auslastung des Transitzkorridors Bärwalde – Streumen – Röhrsdorf.

Die in Abbildung 37 dargestellten Ergebnisse zeigen, dass die Generatorspannungen und die Netzspannungen in Röhrsdorf, Streumen und Ragow ca. 500 bzw. 600 ms nach Fehlerklärung wieder ihren Vorfehlerwert erreichen. Die Leistungspendelungen der Generatoren klingen ausreichend gedämpft ab, wobei aber festgestellt werden muss, dass die Amplitude bei den sich im Pumpbetrieb befindlichen, weiter entfernten Pumpspeicherkraftwerken Goldisthal und Hohenwarte bemerkenswert hoch sind. 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 37: 3-POLIGER KURZSCHLUSS AUF EINEM STROMKREIS BÄRWALDE – SCHMÖLLN MIT KONZEPTGEMÄSSER FEHLERKLÄRUNG NACH 150 MS UND AUSFALL BEIDER STROMKREISE



Quelle: ÜNB

### Kurzschluss in der Nähe der Anlage Güstrow mit Schutzüberfunktion

Untersucht wird ein 3-poliger Kurzschluss auf der Leitung Güstrow – Görries (ca. 0,8 kA Vorbelastung) in der Nähe der Anlage Güstrow mit konzeptgemäßer Fehlerklärung nach 150 ms und Ausfall des Parallelsystems Güstrow – Wessin bedingt durch eine angenommene 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).

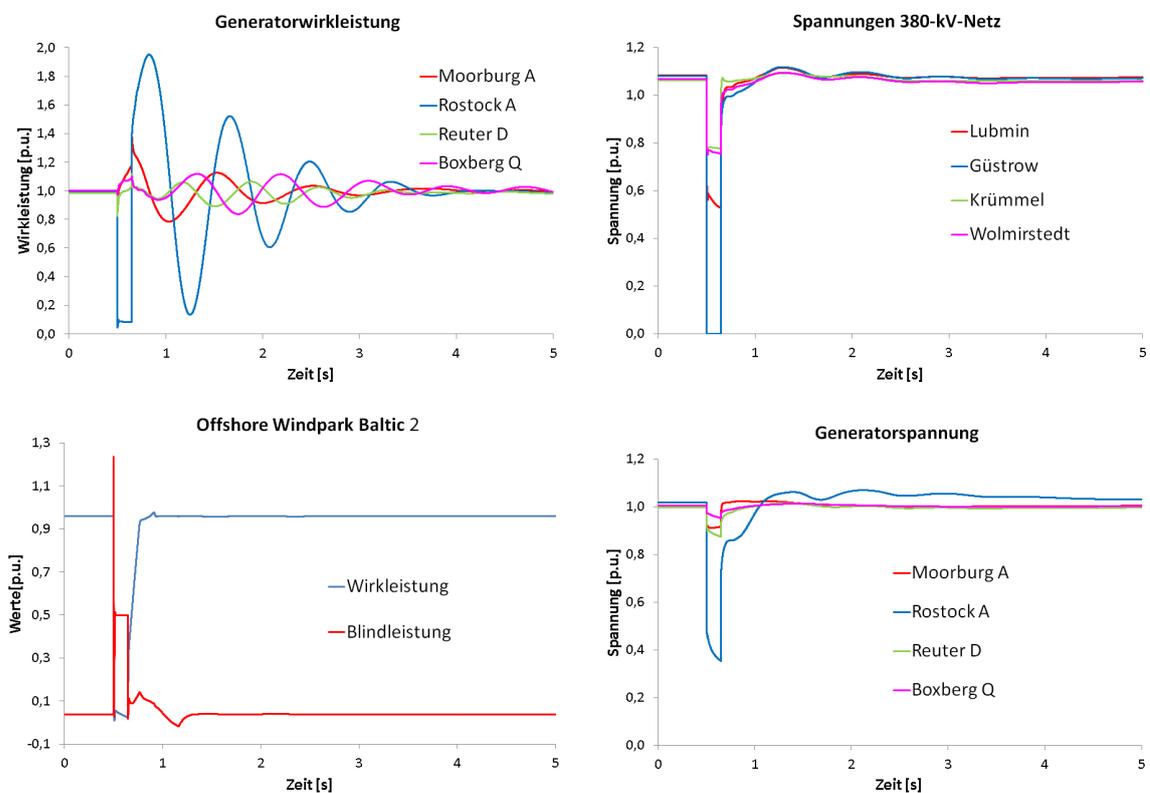
Der Fehlerort liegt im nördlichen Bereich des Netzgebiets von 50 Hertz und damit in elektrischer Nähe zu den Kraftwerken Moorburg, Rostock und Reuter. Ihre Generatoren werden daher durch den Fehler zu Pendelungen angeregt (siehe Abbildung 38). Die Einbindung der Anlage Bentwisch (Einspeisepunkt des Kraftwerks Rostock) in das 380-kV-Netz wird gegenüber dem heute bereits bestehenden Netz nicht verändert, sodass die geringen Reserven der transienten Stabilität für das Kraftwerk Rostock bei Kurzschlüssen in der näheren Umgebung der Anlage Güstrow bestehen bleiben. Anhand der Zeitverläufe in Abbildung 38 ist erwartungsgemäß zu erkennen, dass das Kraftwerk Rostock nahe an der Grenze der Stabilität betrieben wird, was sich neben der hohen Wirkleistungsamplitude auch an der verzögerten Spannungswiederkehr zeigt. Der Spannungsverlauf liegt noch innerhalb der Anforderungen an Kraftwerke, sodass der Weiterbetrieb bei konzeptgemäßem Verhalten nicht gefährdet ist.

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 der hier angenommenen nicht konzeptgemäßen Funktion des Netzschutzes zulässig ist.

Weiterhin dargestellt sind die Wirk- und Blindleistungseinspeisungen des Offshore-Windparks Baltic 2. Dieser befindet sich ca. 135 km vom onshoreseitigen Netzverknüpfungspunkt Bentwisch entfernt. Baltic 2 verhält sich während des Fehlers 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.

Insgesamt werden in den untersuchten Fehlerszenarien die Kriterien der transienten Stabilität erfüllt. In den untersuchten Fällen wurde keine Auswirkung auf die weiträumige Funktion des Übertragungsnetzes festgestellt.

ABBILDUNG 38: 3-POLIGER KURZSCHLUSS AUF DEM STROMKREIS GÜSTROW - GÖRRIES MIT FEHLERKLÄRUNG NACH 150 MS UND AUSFALL DES PARALLELSYSTEMS GÜSTROW - WESSIN



Quelle: ÜNB

## NETZGEBIET AMPRIION

### Zusammenfassende Beurteilung

Neben der Konzentration von Windanlagen im Norden ist für das Netzgebiet von Amprion eine hohe Einspeisung konventioneller Kraftwerke, insbesondere im Rhein-Ruhr-Gebiet, charakteristisch. Zusätzlich müssen bei hoher Windeinspeisung hohe Transite übernommen werden: Im Norden wird Leistung aus der Regelzone TenneT aufgenommen, im Süden wird Leistung an angrenzende deutsche und ausländische Netzgebiete abgegeben. Hierdurch ergeben sich für Amprion vor allem steigende Anforderungen bezüglich des Blindleistungshaushalts und der Spannungshaltung.

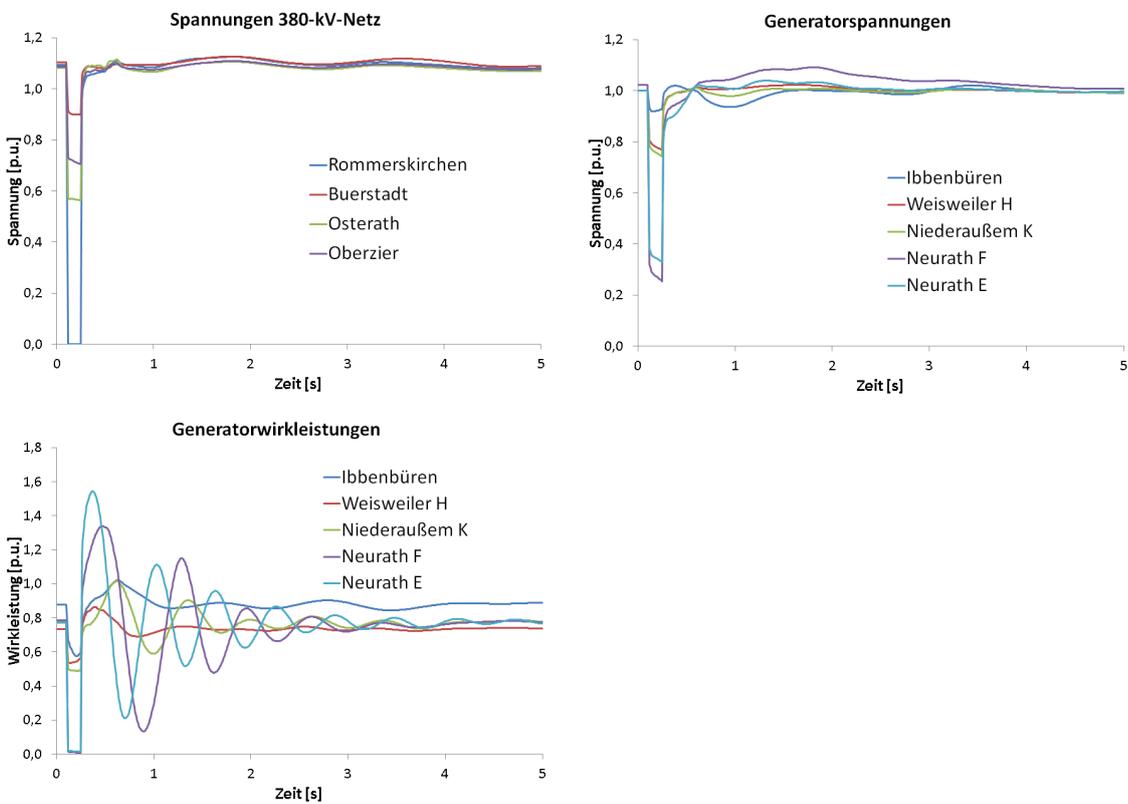
In Bezug auf die transiente Stabilität wurden keine Verletzungen der zugrunde gelegten Bewertungskriterien für das Szenario B 2023 und den betrachteten Netznutzungsfall identifiziert. Durch die zentrale Lage und die sehr gute 380-kV-Vermaschung des Netzgebietes von Amprion spielt die Netzvorbelastung in der hier betrachteten Größenordnung 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 dem Stromkreis Mittelrhein mit einer Fehlerdauer von 150 ms**

Abbildung 39 zeigt ausgewählte Ergebnisse für die Simulation eines konzeptgemäß geklärten 3-poligen Kurzschlusses (Fehlerdauer: 150 ms) auf dem Stromkreis Mittelrhein in unmittelbarer Nähe der Anlage Rommerskirchen. Der betroffene Stromkreis wird zur Fehlerklärung freigeschaltet. Der Verlauf der Netzspannungen während des Fehlers und unmittelbar nach Fehlerklärung 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 Neurath F und Neurath E treten zwar deutlich höhere, aber bei konzeptgemäßer Funktion der Regelung beherrschbare Wirkleistungspendelungen auf als bei den weiter entfernt liegenden Kraftwerksblöcken Ibbenbüren und Weisweiler H.

Insgesamt sind die Auswirkungen auf die Erzeugungseinheiten und das Netz beherrschbar, sodass diese Fehler-situation entsprechend den Bewertungskriterien beherrscht werden kann. Voraussetzung ist allerdings, dass sich die Erzeugungseinheiten, wie hier angenommen, anforderungsgerecht verhalten und sich bei den konzeptgemäß geklärten Netzfehlern nicht vom Netz trennen.

ABBILDUNG 39: 3-POLIGER KURZSCHLUSS AUF DEM STROMKREIS MITTELrhein (FEHLERDAUER: 150 MS)



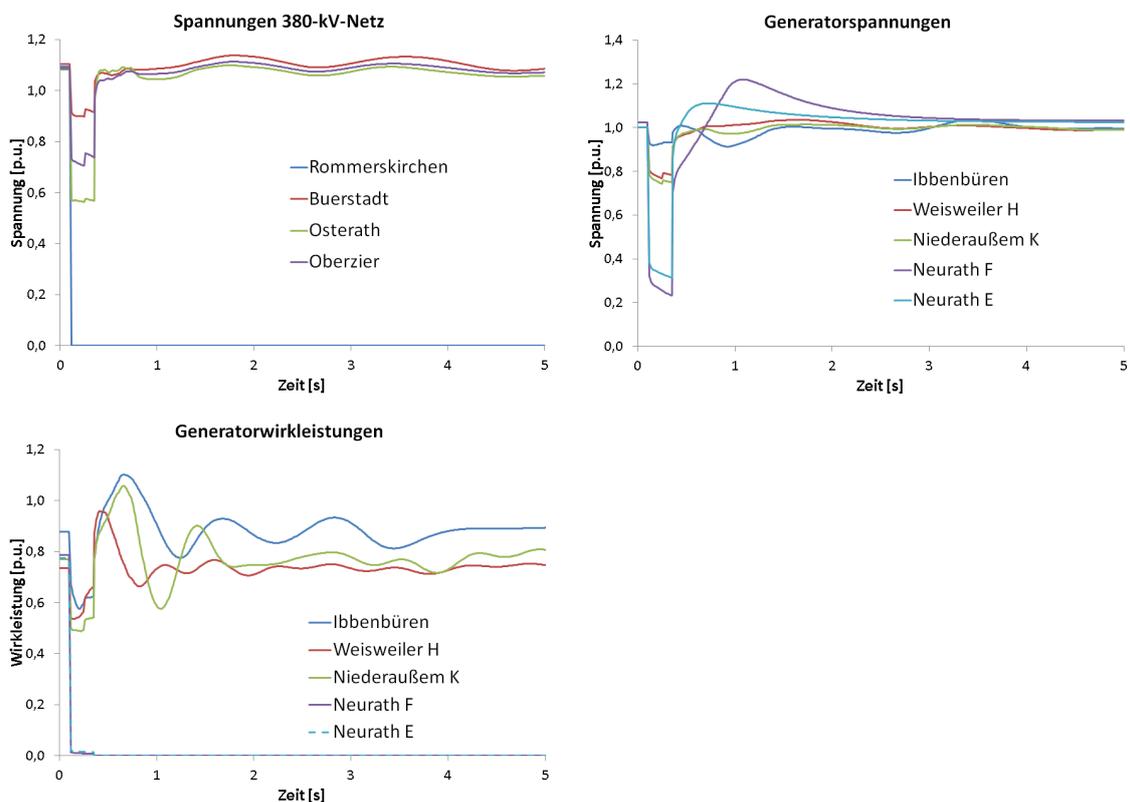
Quelle: ÜNB

### Kurzschluss auf dem Stromkreis Mittelrhein mit einer Fehlerdauer von 250 ms

Abbildung 40 zeigt die Simulationsergebnisse für dieselbe Störung bei nicht konzeptgemäßer Fehlerklärung. In der Anlage Sechtem wird der Stromkreis Mittelrhein 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, an die der Stromkreis Mittelrhein 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 der Blöcke Neurath F und Neurath E mit einer Gesamterzeugungsleistung von ca. 1.650 MW. Dies wird beherrscht, wenn alle Regelungen und Schutzfunktionen wie gefordert funktionieren.

Durch den entkoppelten Betrieb in Rommerskirchen sind die Wirkleistungspendelungen des Generators Nieder- außerdem K vergleichbar gering und ausreichend gut gedämpft.

ABBILDUNG 40: 3-POLIGER KURZSCHLUSS AUF DEM STROMKREIS MITTELRHEIN (FEHLERDAUER: 250 MS)



Quelle: ÜNB

## NETZGEBIET TENNET

### Zusammenfassende Beurteilung

Die für die Stabilitätsanalyse ausgewählte Belastungssituation aus dem Szenario B 2023 ist durch hohe Transite durch das Netzgebiet von TenneT gekennzeichnet. Diese werden zum einen durch die hohe Windenergieeinspeisung in Norddeutschland verursacht. Zum anderen werden zusätzliche Transite in einer Größenordnung von 4.500 MW durch Importe aus Skandinavien sowie 12.200 MW aus dem Netzgebiet von 50Hertz hervorgerufen. Insbesondere beträgt der Import aus Dänemark in der ausgewählten Belastungssituation mit 2.500 MW mehr als das Zweifache gegenüber dem im Rahmen des NEP 2012 untersuchten Falls – hier lag der Import aus Dänemark nur bei 1.000 MW.

Zur Stabilitätsanalyse wurden verschiedene Fehlerszenarien simuliert. Neben 3-poligen Leitungskurzschlüssen wurden Kurzschlüsse mit Doppelleitungsausfällen, HGÜ-Ausfälle sowie Sammelschienenfehler simuliert. Die Fehlerdauer wurde für konzeptgemäß geklärte Fehler auf 150 ms gesetzt und bei nicht konzeptgemäß geklärten Kurzschlüssen auf 300 ms verlängert.

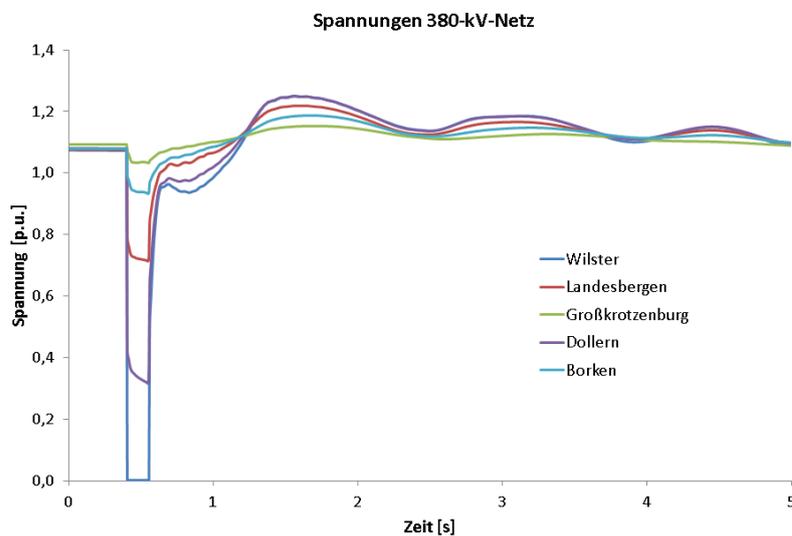
Zu kritischen Situationen kam es in den Simulationsrechnungen bei Kurzschlüssen mit verlängerten Fehlerklärungszeiten, wie sie beispielsweise bei fehlerhafter Schutzfunktion auftreten können.

### Konzeptgemäß geklärte Fehler

Die durchgeführten Simulationen zeigen für konzeptgemäß geklärte Fehler ein robustes Systemverhalten. Nach Fehlerklärung stabilisiert sich die Netzspannung wieder in dem zulässigen Band, wobei die Kriterien hinsichtlich des Verlaufs der Spannungen an den Kraftwerksgeneratoren und ihren Netzanschlusspunkten eingehalten werden. Auch der Ausfall von zwei 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 jedoch nur wenige konventionelle Kraftwerke in die TenneT-Regelzone, besonders in Norddeutschland, ein.
- Durch den AC-Netzausbau und die Umstellung von 220-kV-Stromkreisen auf 380 kV werden die wirksamen und die Stabilität maßgeblich bestimmenden Netzreaktanzen deutlich 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 nahezu unverzögert nach Spannungswiederkehr.
- Die stabilitätsrelevanten Belastungsgrenzen werden in dem betrachteten Netznutzungsfall nicht vollständig ausgeschöpft.
- Positive Auswirkungen, insbesondere auf die transiente Stabilität, ergeben sich auch durch den schrittweisen Ersatz von Windkraftanlagen mit direkt gekoppeltem Asynchrongenerator durch Windkraftanlagen mit doppeltgespeistem Asynchrongenerator bzw. mit Vollumrichter.

ABBILDUNG 41: 3-POLIGER KURZSCHLUSS IN DER NÄHE DES UW WILSTER, AUSFALL EINES STROMKREISES NACH DOLLERN (FEHLERDAUER: 150 MS)



Quelle: ÜNB

Die in Abbildung 41 gezeigte Simulationsrechnung zeigt das dynamische Verhalten bei einem Netzfehler mit Ausfall eines Stromkreises: Nach einem Kurzschluss in der Nähe des UW Wilster wird im Rahmen der Fehlerklärung ein Stromkreis nach Dollern getrennt. Die Spannungen gelangen unmittelbar nach der Fehlerklärung wieder in den zulässigen Bereich. Die Pendelungen sind ausreichend gut gedämpft. Die Störung wird somit insgesamt sicher beherrscht.

#### Nicht konzeptgemäß geklärte Fehler

Dreipolige Kurzschlüsse mit einer Fehlerklärungszeit von 300 ms stellen ein sehr unwahrscheinliches Fehler-szenario dar. Dennoch sind solche nicht konzeptgemäß geklärten Fehler auslegungsrelevante Fälle, die noch kontrolliert zu beherrschen sind und nicht zu kaskadierenden Vorgängen mit dem Risiko eines Systemzusammenbruchs führen dürfen. In diesem Zusammenhang ist eine Teilnetzbildung bei einer Unterbrechung hoher Transite und entsprechend hohen Frequenzabweichungen als kritisch zu sehen.

Die Gefahr eines Verlustes der Winkelstabilität steigt mit erhöhter Fehlerklärungszeit und steigenden Transiten. Während des Kurzschlusses kann in dem vom Spannungseinbruch betroffenen Transitkorridor weniger Leistung übertragen werden. Die nicht übertragene Energie steigt mit der Fehlerklärungszeit an und führt zur Beschleunigung der synchron rotierenden Massen im Exportgebiet. Hierdurch kann nach Fehlerklärung der Synchronismus verloren gehen. Netzausbau dient nur dann zur Verbesserung der Stabilität, wenn ihre Verknüpfungspunkte ausreichend außerhalb der Spannungstrichters bei Netzfehlern liegen.

Die Simulationsrechnungen mit einer Fehlerklärungszeit von 300 ms führten bei mehreren untersuchten Fehler-szenarien mit Fehlerorten in Niedersachsen und Schleswig-Holstein zur Winkelinstabilität. Abhängig von Fehlerart und Ort zeigten die Simulationsrechnungen den Verlust der Winkelstabilität von Generatoren beziehungsweise das Durchschlüpfen, also den Asynchrongang des Netzgebietes Dänemarks mit Teilen Schleswig-Holsteins. Ein solcher Asynchrongang würde zu vorübergehenden weiträumigen Spannungseinbrüchen und zur Abtrennung dieses Netzbereichs vom Verbundnetz führen.

Dieses Verhalten und die damit verbundenen Risiken wurden bereits im NEP 2012 identifiziert. Ihre sichere Beherrschung erfordert ggf. spezielle Vorkehrungen mithilfe automatischer Maßnahmen im Rahmen des Systemschutzes (Defence Plan). Gegenstand einer bereits initiierten bilateralen Studie ist die Festlegung einer geeigneten Netztopologie und Technologie im Hinblick auf ein robustes Systemverhalten auch für einen zukünftig steigenden Transitbedarf. Betrieblich kann eine temporäre Begrenzung der grenzüberschreitenden Transite die Situation deutlich entspannen.

## NETZGEBIET TRANSNETBW

### Zusammenfassende Beurteilung

Im ausgewählten Netznutzungsfall (Szenario B, Stunde 788) zeichnet sich das Netzgebiet der TransnetBW durch einen hohen Einsatz von konventionellen Kraftwerken aus, welche durchweg übererregt betrieben werden. Die übererregte Betriebsweise wirkt sich günstig auf die transiente Stabilität aus. Die Pumpspeicher im Schwarzwald laufen im Phasenschieberbetrieb und wirken damit spannungsstabilisierend. Im Gegensatz zur Situation in Nord- und Mitteldeutschland ist die Leitungsauslastung moderat. An den Knoten Philippsburg, Großgartach und Goldshöfe enden HGÜ-Verbindungen aus dem Rheinland und aus der Region um Hamburg mit aktiv geregelter Spannungsstützung. Weitere HGÜ-Verbindungen enden im angrenzenden Netzgebiet in Urberach, Grafenrheinfeld und Meitingen. Zur Blindleistungskompensation stehen 4 MSCDN-Einheiten zu je 250 Mvar an den Standorten Goldshöfe, Mühlhausen, Oberjettingen und Engstlatt zur Verfügung.

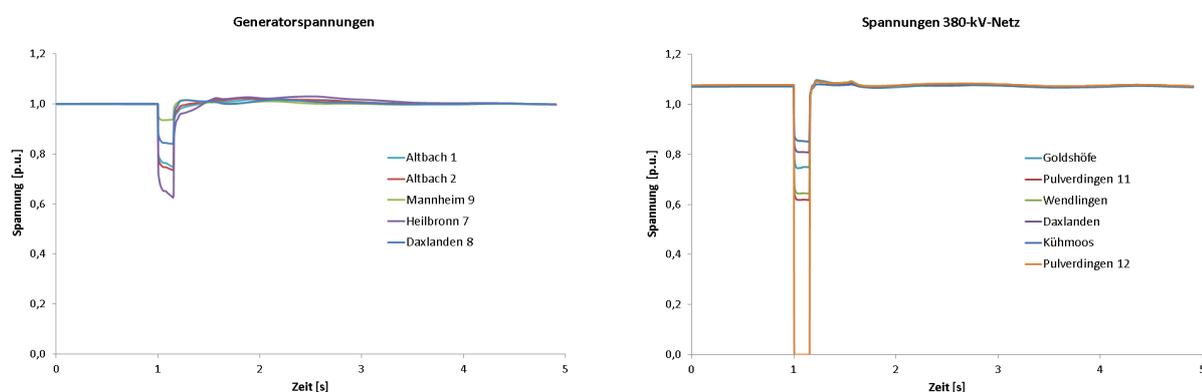
Es wurden Sammelschienenfehler, Leitungsfehler, DC-Fehler und Kraftwerksausfälle gerechnet. Bei allen untersuchten Fällen sind für den untersuchten Netznutzungsfall bei konzeptgemäß geklärten Fehlern keine unzulässigen Zustände bezüglich transientser Stabilität (einzelner Generatoren und Generatorgruppen), dynamischer Spannungsstabilität und Einhaltung erlaubter Generatorgrenzen festgestellt worden.

Die Anforderungen gemäß den Planungsgrundsätzen für nicht konzeptgemäß geklärte Fehler mit verlängerten Fehlerklärungszeiten oder Doppelausfällen, z. B. aufgrund von Schutzüberfunktionen, werden eingehalten, d. h. es kommt zu keinen unzulässigen weiträumigen Auswirkungen oder kaskadierenden Auslösungen. Ebenso haben die Ausfälle einzelner Kraftwerke keine Beeinträchtigung der Systemstabilität ergeben.

### 3-poliger Kurzschluss nahe der 380-kV-Schaltanlage Pulverdingen mit einer Fehlerdauer von 150 ms

Zur Veranschaulichung der insgesamt unproblematischen Situation zeigt Abbildung 42 exemplarisch einen konzeptgemäß geklärten 3-poligen Fehler auf einem Stromkreis in nächster Nähe der 380-kV-Schaltanlage Pulverdingen. Wie bei der moderaten Netzbelastung zu erwarten ist, bleiben die Ströme auch nach der Fehlerklärung im unkritischen Bereich. Außerdem erholt sich die Spannung sehr schnell. Dies ist ein Zeichen für eine gute transiente Stabilität.

ABBILDUNG 42: 3-POLIGER KURZSCHLUSS NAHE DER 380-KV-SCHALTANLAGE PULVERDINGEN MIT EINER FEHLERDAUER VON 150 MS (LINKS: SPANNUNGEN AN AUSGEWÄHLTEN GENERATOREN; RECHTS: SPANNUNGEN AN AUSGEWÄHLTEN 380-KV-KNOTEN)



Quelle: ÜNB

## 6.5 ERGEBNIS UND EMPFEHLUNG

Systemsicherheit, Wirtschaftlichkeit und bedarfsgerechte Auslegung des Übertragungsnetzes sind neben einer Minimierung der zusätzlichen Rauminanspruchnahme die wesentlichen Prämissen der Netzplanung. Für den Netzentwicklungsplan sind daher Maßnahmen zur Netzoptimierung, Netzverstärkung und zum Netzausbau zu ermitteln, die zusammen mit dem Startnetz sowie den Maßnahmen, die durch die BNetzA im NEP 2012 bestätigt und für den Bundesbedarfsplan vorgeschlagen wurden, sowohl der vorrangigen Einspeisung erneuerbarer Energien und KWK-Anlagen als auch der Gewährleistung der System- und Versorgungssicherheit und Stabilität genügen. Diese Maßnahmen sind als Gesamtkonzept aufeinander abgestimmt, sodass diese Forderungen erfüllt sind.

Im Ergebnisnetz für das Szenario B 2023 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 6.2.1). Ebenso sind die durch die BNetzA im NEP 2012 bestätigten und für den Bundesbedarfsplan vorgeschlagenen Maßnahmen aus dem NEP 2012 Bestandteil des Ergebnisnetzes.

Da mit den genannten Maßnahmen noch kein bedarfsgerechtes und sicher betreibbares Netz vorliegt, wurden zusätzliche Maßnahmen ermittelt. Wichtige Treiber hierfür sind die Erzeugung von Windenergie offshore und onshore im küstennahen Bereich sowie der erhöhte Energieaustausch mit dem Ausland im Vergleich zum NEP 2012. An der polnischen und tschechischen Grenze mussten durch netztechnische Maßnahmen Leistungsflüsse (Ringflüsse) von Deutschland Richtung Südeuropa über diese Länder begrenzt werden. Dies hat zur Folge, dass sich der Ausbaubedarf innerhalb Deutschlands zusätzlich erhöht. Mit deren Zunahme steigen die innerdeutschen Leistungstransporte um 5 GW und damit auch das erforderliche Netzausbauvolumen.

Die vier HGÜ-Korridore A bis D übernehmen dabei im Wesentlichen die weiträumige Übertragungsaufgabe vom Norden in den Süden und leisten dadurch einen unverzichtbaren Beitrag für die Systemsicherheit.

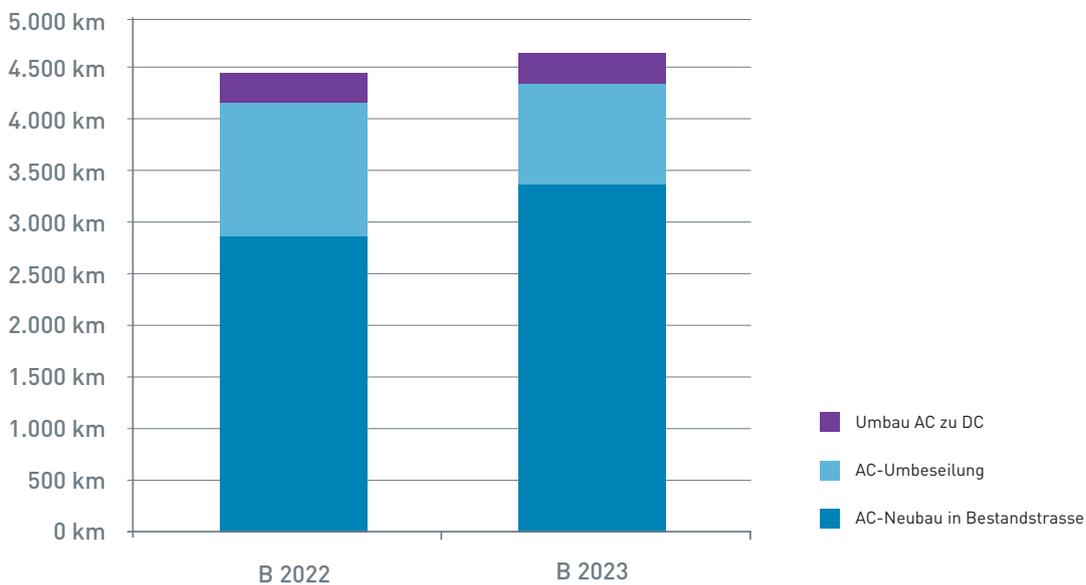
Trotz des Einsatzes der Gleichstromtechnologie für die weiträumige Übertragungsaufgabe kann der zusätzliche Ausbau des 380-kV-Drehstromnetzes nicht vermieden werden. Zur Minimierung des Bedarfs an neuen Trassen wird dieser Ausbau soweit möglich in den Trassen insbesondere des heutigen 220-kV-Netzes angestrebt.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

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

Ausgehend vom heutigen Ist-Netz mit rund 35.000 km Höchstspannungsstromkreisen liegt das Volumen der Netzverstärkungen auf Bestandstrassen (Umbeseilung oder Stromkreisauflagen, Neubau einer leistungsfähigeren Leitung in bestehenden Trassen) bei rund 4.700 km. Der notwendige Netzausbaubedarf für Leitungen in neuen Trassen beträgt ca. 4.000 km. In diesem Neubau sind die deutschen Anteile von drei DC-Interkonnektoren nach Belgien, Dänemark und Norwegen mit einer landseitigen Länge von rund 200 km enthalten.

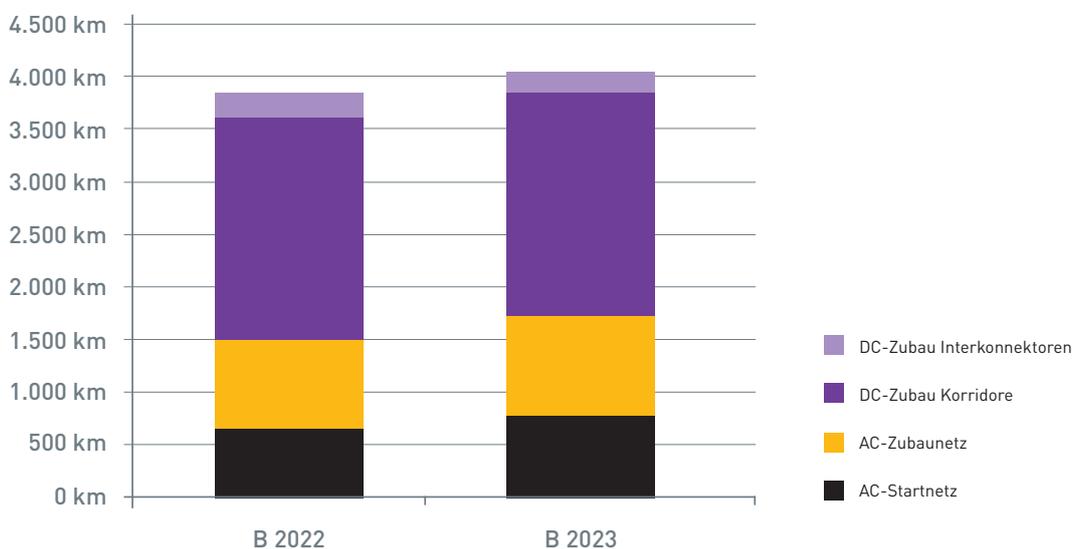
In den Abbildungen 43 und 44 sind die jeweiligen Ausbautolumina illustriert und den entsprechenden Zahlen des relevanten Szenarios B 2022 des NEP 2012 gegenübergestellt.

ABBILDUNG 43: TRASSENVERSTÄRKUNGEN IM BESTAND



Quelle: ÜNB

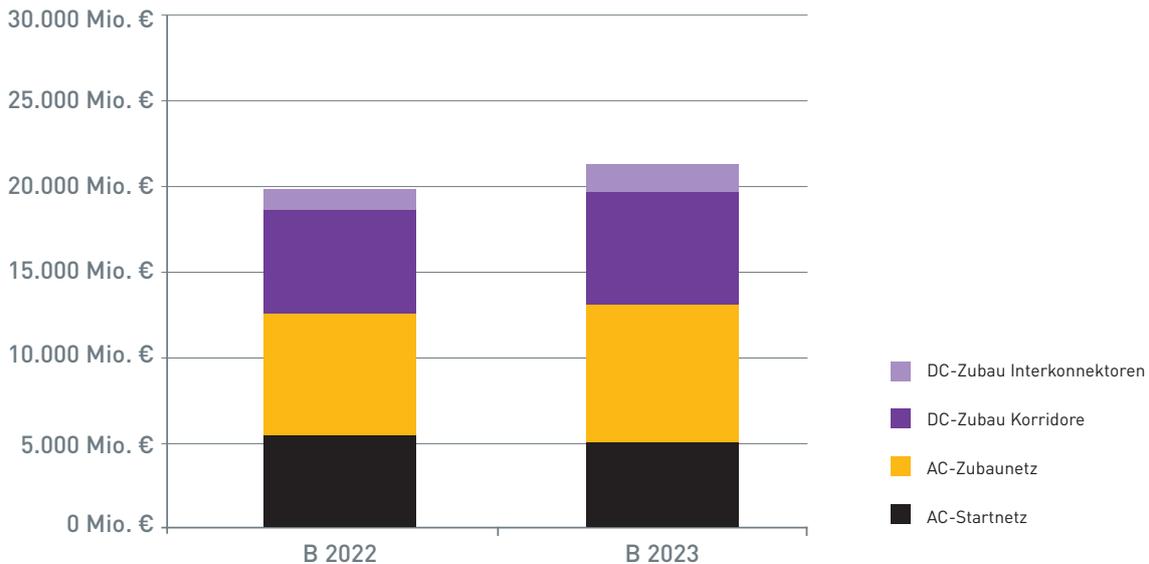
ABBILDUNG 44: NEUBAUTRASSEN



Quelle: ÜNB

In Abbildung 45 sind die geschätzten Investitionskosten für die Netzverstärkungen und Netzausbauten dargestellt. Sie werden ebenfalls mit den Werten des Szenarios B 2022 des NEP 2012 verglichen. Die Angaben beinhalten die Investitionskosten des Startnetzes.

ABBILDUNG 45: INVESTITIONSKOSTENSCHÄTZUNG



Quelle: ÜNB

Im Szenario B 2023 liegt der Trassenneubau bei rund 4.000 km, davon rund 2.100 km als HGÜ-Korridore und rund 200 km als DC-Interkonnektoren. Die zusätzliche Neubaulänge in bestehenden Trassen sowie Zubeseilung beträgt rund 4.700 km. Die Übertragungskapazität der HGÜ-Korridore A bis D liegt bei 12 GW. Die abgeschätzten Investitionskosten liegen bei rund 21 Mrd. €.

Die als Ergebnis der Netzanalysen zum Szenario B 2023 ermittelten Maßnahmen zur Netzverstärkung und zum Netzausbau liefern ein bedarfsgerechtes Netz, welches den Anforderungen an die Systemsicherheit genügt und dem Netzbetrieb die notwendigen Freiheiten im Grundsatz ermöglicht.

Bei den indikativen Analysen der Szenarien B 2033 und C 2023 zeigt sich, dass das Ergebnisnetz B 2023 allein nicht ausreicht, um die Übertragungsaufgaben zu bewerkstelligen.

Die weitergehenden indikativen Analysen der Szenarien A 2023, B 2033 und C 2023 zeigen, dass die im NEP 2012 ermittelten spezifischen Maßnahmen dieser Szenarien A 2022, B 2032 und C 2022 grundsätzlich auch im NEP 2013 zur Bewältigung der Übertragungsaufgaben beitragen.

Alle ermittelten Netzmaßnahmen zu einem bestimmten Szenario bilden nach geltendem Recht ein bedarfsgerechtes und voll funktionsfähiges Netz. Da die unbedingte Erforderlichkeit aller errechneten Maßnahmen für das Zieljahr erst in einem mehrjährigen Beobachtungszeitraum unter Berücksichtigung der energiewirtschaftlichen und -politischen Entwicklungen erwiesen werden kann, empfehlen die ÜNB, kurzfristig nur diejenigen Maßnahmen umzusetzen, die nach ihren Erfahrungen unbedingt und vordringlich erforderlich sind.

## 7 STAND DER UMSETZUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS 2012

Gemäß § 12b Abs. 1 EnWG müssen im Netzentwicklungsplan von den ÜNB der Stand der Umsetzung des jeweils vorhergehenden Netzentwicklungsplans und im Falle von Verzögerungen die dafür maßgeblichen Gründe dargestellt werden. In den folgenden Tabellen werden daher die Maßnahmen des bestätigten NEP 2012 dargestellt und dabei der entsprechende Stand der Umsetzung angegeben.

In den Tabellen 24 bis 27 werden alle über das heutige Netz (Ist-Netz) hinausgehenden Maßnahmen aus der Startnetz-Konfiguration des NEP 2012 dargestellt. Dabei handelt es sich um die noch nicht realisierten EnLAG-Maßnahmen sowie weitere in der Umsetzung befindliche Netzausbaumaßnahmen (planfestgestellte Vorhaben, teilweise bereits in Bau). In dieser Tabelle wird zu jeder Maßnahme zusätzlich angegeben, ob diese in der Zwischenzeit bereits realisiert wurde. Die realisierten Startnetzmaßnahmen werden dann bei der Ermittlung des Finanzierungsvolumens nicht mehr berücksichtigt.

In der Spalte Umsetzungsstand ist vermerkt, wie weit die Realisierung der Maßnahmen aktuell vorangeschritten ist. In ihr wird unterschieden zwischen:

- 1 noch nicht im Genehmigungsverfahren,
- 2 im Raumordnungsverfahren/NABEG,
- 3 vor oder im Planfeststellungsverfahren,
- 4 genehmigt oder in Bau,
- 5 realisiert.

In einer weiteren Tabelle werden alle Maßnahmen in dem von der BNetzA am 26.11.2012 bestätigten Netzentwicklungsplan dargestellt. Hierzu werden zusätzliche Angaben zu der voraussichtlichen Umsetzung gemacht.

TABELLE 24: ÜBERSICHT ÜBER MASSNAHMEN, DIE ÜBER DAS IST-NETZ HINAUSGEHEN (STARTNETZ 2012) UND ANGABEN ZUM STAND DER UMSETZUNG 50HERTZ

Nummer	Startnetz-Maßnahmen	Einzelmaßnahme	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand	angestrebtes Inbetriebnahmehjahr	Umsetzungsstand
50HzT-001	Netzausbau: Neubau einer 380-kV-Doppelleitung Vieselbach - Altenfeld - Redwitz (Südwestkuppelleitung, Systeme 1 und 2)	Vieselbach - Altenfeld	Leitung	Netzausbau	55		2015	4
		Altenfeld - Redwitz	Leitung	Netzausbau	27		2015	3
50HzT-002	Netzausbau: Neubau einer 380-kV-Doppelleitung Schwerin - Hamburg		Leitung	Netzausbau	74		2012	5
50HzT-003	Netzverstärkung und -ausbau: 380-kV-Netzumstellung Uckermark Süd (Uckermarkleitung)	Neuenhagen	Anlage	Netzverstärkung			2016	3
		Neuenhagen - Vierraden - Bertikow	Leitung	Netzausbau	115		2016	3
		Vierraden	Anlage	Netzverstärkung			2016	3
		Bertikow	Anlage	Netzverstärkung			2016	3
		Vierraden - Krajnik	Leitung	Netzverstärkung		3	2016	3
50HzT-005	Netzverstärkung und -ausbau: Erhöhung der Übertragungskapazität im Umspannwerk Wolmirstedt		Anlage	Netzverstärkung und Netzausbau			2015 / 2016	4
50HzT-007	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau einer 380-kV-Freileitung im Raum Berlin und Erweiterung von Umspannwerken	Netzumstellung Berliner Ring (Neuenhagen - Wustermark)	Leitung	Netzverstärkung		70	2016-2018	2
		Wustermark	Anlage	Netzausbau			2016-2018	2
		Hennigsdorf	Anlage	Netzausbau			2016-2018	2
		Neuenhagen	Anlage	Netzverstärkung			2016-2018	2
		Malchow	Anlage	Netzverstärkung			2016-2018	2
50HzT-011	Netzverstärkung und -ausbau: Errichtung eines Interkonnectors zwischen Polen und Deutschland	Errichtung eines Interkonnectors	Leitung	Netzausbau	18		2021-2022	2
		Eisenhüttenstadt	Anlage	Netzverstärkung			2021-2022	2
50HzT-016	Netzausbau: Errichtung einer 380-kV-Netzanschlussanlage für das Neubaukraftwerk Calbe	Schaltanlage Netzanschluss KW Calbe	Anlage + Leitung	Netzausbau	2 bis 3		2017	2
50HzT-019	Netzverstärkung: Netzverstärkung Remptendorf - Redwitz	Remptendorf - Redwitz	Leitung	Netzverstärkung		18	2012	5
50HzT-023	Netzverstärkung: Erhöhung der Netzanschlusskapazität in Perleberg	Perleberg	Anlage	Netzverstärkung			2013/2014	4

Quelle: ÜNB

## 7 STAND DER UMSETZUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS 2012

TABELLE 25: ÜBERSICHT ÜBER MASSNAHMEN, DIE ÜBER DAS IST-NETZ HINAUSGEHEN (STARTNETZ 2012) UND ANGABEN ZUM STAND DER UMSETZUNG AMPRION

Nummer	Startnetz-Maßnahmen	Einzelmaßnahme	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand	angestrebtes Inbetriebnahmejahr	Umsetzungs- stand
AMP-001	Netzverstärkung und -ausbau Wehrendorf – St. Hülfe	St. Hülfe	Anlage	Netzausbau			2014	3
		Wehrendorf	Anlage	Netzverstärkung			2014	3
		Netzverstärkung Wehrendorf - St. Hülfe	Leitung	Netzverstärkung		35	2015	3
AMP-002	Netzverstärkung im westlichen Ruhrgebiet	Netzverstärkung Punkt Ackerstraße - Punkt Mattlerbusch	Leitung	Netzverstärkung		3	2013	4
		Schwegeln	Anlage	Netzverstärkung			2013	4
		Niederrhein	Anlage	Netzverstärkung			2011	5
		Spellen	Anlage	Netzverstärkung			2011	5
		Netzverstärkung Hamborn - Punkt Ripshorst	Leitung	Netzverstärkung		12	2012	5
		Büscherhof	Anlage	Netzverstärkung			2012	5
AMP-003	Netzverstärkung zwischen Punkt Neuenahr und Weißenthurm	Netzverstärkung Weißenthurm - Landesgrenze	Leitung	Netzverstärkung		36	2011	5
		Weißenthurm	Anlage	Netzverstärkung			2012	5
AMP-004	Netzverstärkung zur Kapazitätserhöhung der Nord-Süd-Achse zwischen Dauersberg und Punkt Fehl-Ritzhausen	Dauersberg	Anlage	Netzverstärkung			2012	5
		Netzverstärkung Dauersberg - Punkt Fehl-Ritzhausen	Leitung	Netzverstärkung		20	2012	5
AMP-005	Netzausbau in der Region Trier – Luxemburg – Saar	Netzausbau Punkt Frau-lautern - Saarwellingen	Leitung	Netzverstärkung		5	2012	5
		Ensdorf	Anlage	Netzausbau			2012	5
AMP-006	Netzverstärkung und -ausbau in der Region Pfalz	Mittelbexbach	Anlage	Netzverstärkung			2014	4
		Waldlaubersheim	Anlage	Netzausbau			2014	5
		St. Barbara	Anlage	Netzausbau			2014	4
		Otterbach	Anlage	Netzausbau			2014	4
		Netzverstärkung Mittelbexbach - St. Barbara	Leitung	Netzverstärkung		1	2014	3
		Netzverstärkung Daxlanden - Maximiliansau	Leitung	Netzverstärkung		6	2011	5

## 7 STAND DER UMSETZUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS 2012

Nummer	Startnetz-Maßnahmen	Einzelmaßnahme	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand	angestrebtes Inbetriebnahmehjahr	Umsetzungsstand
AMP-009	Netzverstärkung und -ausbau Dörpen/West – Niederrhein	Netzverstärkung Niederrhein - Punkt Wetttringen	Leitung	Netzverstärkung		60	2017	3
		Netzausbau Punkt Wetttringen - Punkt Meppen	Leitung	Netzausbau	70		2018	3
		Anlagenerweiterung Niederrhein	Anlage	Netzverstärkung			2015	3
AMP-010	Netzverstärkung und -ausbau in der Region Münsterland – Westfalen	Netzverstärkung Hanekenfähr - Punkt Walstedde	Leitung	Netzverstärkung		110	2014	4
		Netzverstärkung Punkt Walstedde - Uentrop	Leitung	Netzverstärkung		15	2012	5
		Hanekenfähr	Anlage	Netzverstärkung			2014	4
		Netzverstärkung Westerkappeln - Punkt Hagedorn - Ibbenbüren	Leitung	Netzverstärkung		3	2013	4
		KW Ibbenbüren	Anlage	Netzausbau			2013	4
		Netzverstärkung Westerkappeln - Punkt Hambüren	Leitung	Netzverstärkung		1,5	2014	3
		Netzverstärkung Punkt Gaste - Lüstringen	Leitung	Netzverstärkung		15	2014	1
		Netzverstärkung Lüstringen - Gütersloh	Leitung	Netzverstärkung		50	2016	1, 3
		Netzverstärkung Lüstringen - Wehrendorf	Leitung	Netzverstärkung		20	2017	1
		Ibbenbüren	Anlage	Netzausbau			2013	4
		Westerkappeln	Anlage	Netzausbau			2016	4
		Gütersloh	Anlage	Netzausbau			2015	4
		Hesseln	Anlage	Netzausbau			2014	1
		Wehrendorf	Anlage	Netzverstärkung			2017	1
		Lüstringen	Anlage	Netzausbau			2014	1
AMP-011	Netzverstärkung und -ausbau Uentrop – Bechterdissen	Gütersloh	Anlage	Netzausbau			2014	3
		Netzverstärkung Gütersloh - Punkt Friedrichsdorf - Bielefeld	Leitung	Netzverstärkung		30	2014	3,4
AMP-012	Netzverstärkung östliches Ruhrgebiet	Netzverstärkung Mengede - Punkt Wanne	Leitung	Netzverstärkung		20	2013	4
		Mengede	Anlage	Netzverstärkung			2013	4

## 7 STAND DER UMSETZUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS 2012

Nummer	Startnetz-Maßnahmen	Einzelmaßnahme	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand	angestrebtes Inbetriebnahmehjahr	Umsetzungs- stand
AMP-013	Netzverstärkung und -ausbau Niederrhein – Doetinchem (NL) zur Erhöhung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität	Niederrhein	Anlage	Netzverstärkung			2016	3
		Netzverstärkung Niederrhein - Isselburg	Leitung	Netzverstärkung		38	2016	3
		Netzausbau Isselburg - Bundesgrenze (NL)	Leitung	Netzausbau	2		2016	3
AMP-014	Netzverstärkung und -ausbau in der Region Westliches Rheinland	Rommerskirchen	Anlage	Netzausbau			2012	5
		Selbeck	Anlage	Netzausbau			2014	4
		Netzverstärkung Punkt Fellerhöfe - St. Tönis	Leitung	Netzverstärkung		7,5	2013	3
		Osterath	Anlage	Netzausbau			2013	4
		Netzverstärkung St. Tönis - Punkt Hüls-West	Leitung	Netzverstärkung		6,5	2015	4
		Netzverstärkung Ufort - Punkt Hüls-West	Leitung	Netzverstärkung		15	2016	3
		Netzverstärkung Osterath - Gohrpunkt	Leitung	Netzverstärkung		20	2015	3
		Netzausbau Gohrpunkt - Rommerskirchen	Leitung	Netzausbau	10		2015	3
		Ufort	Anlage	Netzausbau			2017	1
		Gellep	Anlage	Netzausbau			2017	1
		Dülken	Anlage	Netzausbau			2015	4
		Mündelheim	Anlage	Netzausbau			2015	1
		Netzverstärkung Ufort - Osterath	Leitung	Netzverstärkung		50	2015	4
Netzverstärkung Punkt Stratum-Süd - Gellep	Leitung	Netzverstärkung		2	2017	1		
AMP-015	Netzausbau Großgartach / Hoheneck	Hoheneck und Großgartach	Anlage	Netzausbau			2012	5
AMP-016	Netzverstärkung zum Anschluss von Kraftwerken am Standort Westfalen	Uentrop	Anlage	Netzverstärkung			2012	5
AMP-017	Netzverstärkung im Bereich Mengede – Kruckel	Mengede	Anlage	Netzverstärkung			2012	5
		Netzverstärkung Mengede - Punkt Kruckel	Leitung	Netzverstärkung		15	2012	5
AMP-018	Netzverstärkung zwischen Rommerskirchen und Punkt Neuenahr	Rommerskirchen	Anlage	Netzverstärkung			2015	4
		Anlagenerweiterung Sechtem	Anlage	Netzverstärkung			2015	4
		Netzverstärkung Rommerskirchen - Sechtem - Landesgrenze	Leitung	Netzverstärkung		60	2016	3, 4

## 7 STAND DER UMSETZUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS 2012

Nummer	Startnetz-Maßnahmen	Einzelmaßnahme	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand	angestrebtes Inbetriebnahmemejahr	Umsetzungsstand
AMP-019	Netzverstärkung zum Netzanschluss der Kraftwerke am Standort Lünen und Netzverstärkung und -ausbau Gersteinwerk-Mengede	Netzverstärkung Punkt Schmintrup - Gersteinwerk	Leitung	Netzverstärkung		10	2011	5
		Anlagenausbau Gersteinwerk	Anlage	Netzausbau			2011	5
		Anlagenerweiterung Lippe	Anlage	Netzverstärkung			2015	1
AMP-020	Netzverstärkung zwischen Kriftel (Amprion) und Punkt Obererlenbach (TenneT)	Anlagenerweiterung Kriftel	Anlage	Netzverstärkung			2013	4
		Netzverstärkung Kriftel - Punkt Obererlenbach	Leitung	Netzverstärkung		10	2013	3
AMP-021	Netzausbau in Wehrendorf und Bürstadt zur Blindleistungskompensation	Anlagenausbau Kondensator Bürstadt	Anlage	Netzausbau			2012	5
		Anlagenausbau Kondensator Wehrendorf	Anlage	Netzausbau			2013	4
AMP-022	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Kruckel und Dauersberg	Netzverstärkung Kruckel - Punkt Ochsenkopf - Punkt Attendorf - Landesgrenze - Dauersberg	Leitung	Netzverstärkung		110	2022	3
		Anlagenerweiterung Dauersberg	Anlage	Netzverstärkung			2016	4
		Anlagenneubau Garenfeld	Anlage	Netzausbau			2015	4
		Anlagenneubau Eiserfeld	Anlage	Netzausbau			2015	1
		Anlagenneubau Setzer Wiese	Anlage	Netzausbau			2022	1
		Anlagenneubau Altenleusheim	Anlage	Netzausbau			2015	1
AMP-024	Netzverstärkung zur Erhöhung der Übertragungskapazität von HöS-Stromkreisen	Netzverstärkung Gohrpunkt	Anlage	Netzverstärkung			2012	5
AMP-026	Netzverstärkung zum Netzanschluss des Kraftwerks von Statkraft am Standort Hürth - Knapsack	Anlagenerweiterung Knapsack	Anlage	Netzverstärkung			2012	5
AMP-028	Netzverstärkung und -ausbau zum Netzanschluss des Kraftwerks am Standort Herne	Anlagenneubau Em-scherbruch	Anlage	Netzausbau			2018	1
		Anlagenausbau Eiberg	Anlage	Netzausbau			2018	1
		Netzverstärkung Punkt Wanne - Punkt Günstigfeld	Leitung	Netzverstärkung		5	2018	1
AMP-029	Netzausbau zum Netzanschluss eines Kraftwerkes am Standort Krefeld-Uerdingen	Anlagenneubau Uerdingen	Anlage	Netzausbau			2016	1
AMP-032	Netzverstärkung im nördlichen Rheinland	Netzverstärkung Niederrhein-Utfort	Leitung	Netzverstärkung		25	2017	3

## 7 STAND DER UMSETZUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS 2012

TABELLE 26: ÜBERSICHT ÜBER MASSNAHMEN, DIE ÜBER DAS IST-NETZ HINAUSGEHEN (STARTNETZ 2012) UND ANGABEN ZUM STAND DER UMSETZUNG TENNET

Nummer	Startnetz-Maßnahmen	Einzelmaßnahme	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand	angestrebtes Inbetriebnahmejahr	Umsetzungsstand
TTG-001	Erhöhung Umspannkapazität nordwestliches Niedersachsen aufgrund EEG-Einspeiseleistung	Transformator Sottrum	Anlage	Netzausbau			2015	5
		Transformator Dollern	Anlage	Netzausbau			2013-2014	1
		Transformator Farge	Anlage	Netzausbau			2013	4
		Transformator Sottrum	Anlage	Netzausbau			2012	5
		Schaltanlage Sottrum	Anlage	Netzausbau			2012	5
		Transformator Sottrum	Anlage	Netzausbau			2012	5
TTG-002	Neubau der 380/110-kV-Schaltanlagen Aschaffenburg mit zwei 380/110-kV-Transformatoren	Transformatoren und Schaltanlage Aschaffenburg	Anlage	Netzausbau			2013	4
TTG-004	Erhöhung Transitzkapazitäten zwischen Thüringen und Bayern (Südwestkuppelleitung)	Redwitz - Grafenheinfeld	Leitung	Netzverstärkung		94	2013	3
		Transformator Eltmann	Anlage	Netzausbau			2013	4
		Transformator Redwitz	Anlage	Netzausbau			2012	5
		Schaltanlage Eltmann	Anlage	Netzausbau			2013	4
		Altenfeld - Redwitz	Leitung	Netzausbau	25		2015	3
TTG-005	Neubau 380-kV-Leitung Kassø - Hamburg/Nord - Dollern	Transformator Audorf	Anlage	Netzausbau			2013	3
		Transformator Kummerfeld	Anlage	Netzausbau			2013	3
		Schaltanlage Kummerfeld	Anlage	Netzausbau			2013	3
		Hamburg/Nord - Dollern	Leitung	Netzverstärkung		50	2013-2014	3
		Audorf - Hamburg/Nord	Leitung	Netzverstärkung		60	2015-2016	3
		Audorf - Flensburg - Kassø	Leitung	Netzverstärkung		75	2017	2
		Flensburg	Anlage	Netzverstärkung			2013	2
TTG-006	Erhöhung Nord-Süd-Transitzkapazitäten zwischen Raum Wahle und Raum Mecklar	Wahle - Mecklar	Leitung	Netzverstärkung		230	2015	3
		Transformator Hardeggen	Anlage	Netzausbau			2015	3
		Transformatoren Lam-springe	Anlage	Netzausbau			2015	3
		Schaltanlage Hardeggen	Anlage	Netzausbau			2015	3
		Schaltanlage Lam-springe	Anlage	Netzausbau			2015	3
TTG-007	Erhöhung Nord-Süd-Transitzkapazitäten zwischen Dörpen/West und Niederrhein	Dörpen/West - Punkt Wettringen	Leitung	Netzausbau	40		2015	3
		Schaltanlage Dörpen/West	Anlage	Netzausbau			2013	3
TTG-009	Erhöhung der Nord-Süd-Transitzkapazitäten zwischen Raum Ganderkesee und Raum St. Hülfe	Ganderkesee - St. Hülfe	Leitung	Netzausbau	60		2014	3
		Ganderkesee	Anlage	Anlagenerweiterung			2014	3

Nummer	Startnetz-Maßnahmen	Einzelmaßnahme	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand	angestrebtes Inbetriebnahmehjahr	Umsetzungsstand
TTG-010	Erhöhung Umspannkapazität Raum Diepholz-Nienburg (Niedersachsen) aufgrund EEG-Einspeiseleistung Netzausbau	Schaltanlage Ohlensehlen mit zwei Transformatoren	Anlage	Netzausbau			2013	3
TTG-012	Spannungshaltung	Kondensator SVC Redwitz	Anlage	Netzausbau			2014	4
		Kondensator SVC Raitersaich	Anlage	Netzausbau			2014	4
		Kompensationsspule Raitersaich	Anlage	Netzausbau			2014	5
		Kompensationsspule Dipperz	Anlage	Netzausbau			2014	3
		Kompensationsspule Grafenrheinfeld	Anlage	Netzausbau			2014	3
		Kompensationsspule Bechterdissen	Anlage	Netzausbau			2014	5
		Kompensationsspule Grohnde	Anlage	Netzausbau			2014	5
		Kompensationsspule Stadorf	Anlage	Netzausbau			2014	5
		Kondensator MSCDN Raitersaich	Anlage	Netzausbau			2014	3
		Kondensator MSCDN Borken	Anlage	Netzausbau			2014	3
TTG-013	Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Schleswig-Holstein und Hamburg in Brunsbüttel	Kupplung Brunsbüttel	Anlage	Netzausbau			2013-2014	3
TTG-014	Erhöhung der Übertragungskapazität im Großraum Frankfurt/Main	Schaltanlage Kriftel-Eschborn	Anlage	Netzverstärkung			2013	4
TTG-017	Erhöhung der Übertragungsfähigkeit zwischen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen durch Beeinflussung von Leistungsflüssen in Elsfleth-West	Schaltanlage Elsfleth/West (ehemals Moorriem)	Anlage	Netzausbau			2015	1

Quelle: ÜNB

## 7 STAND DER UMSETZUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS 2012

TABELLE 27: ÜBERSICHT ÜBER MASSNAHMEN, DIE ÜBER DAS IST-NETZ HINAUSGEHEN (STARTNETZ 2012) UND ANGABEN ZUM STAND DER UMSETZUNG TRANSNETBW

Nummer	Startnetz-Maßnahmen	Einzelmaßnahme	Art der Maßnahme	NOVA	Trassenlänge Neubau	Trassenlänge Bestand	angestrebtes Inbetriebnahmejahr	Umsetzungs- stand
TNG-001	Netzoptimierung und -verstärkung: Erweiterung der 380-kV-Leitungen Goldshöhe - Niederstotzingen und Dellmensingen - Niederstotzingen um einen weiteren 380-kV-Stromkreis	Goldshöhe - Niederstotzingen	Leitung	Netzverstärkung		47	2013	4
		Dellmensingen - Niederstotzingen	Leitung	Netzverstärkung		41	2013	4
TNG-002	Netzausbau: Erweiterung der 380-kV-Anlage Goldshöhe um einen 250-Mvar-Kondensator zur Blindleistungskompensation	Kondensator MSCDN Goldshöhe und Schaltfeld	Anlage	Netzausbau			2013	4
TNG-003	Netzausbau: Neubau der 380-kV-Verbindung Bünzwangen - Goldshöhe mit Umspannwerkserweiterungen in Bünzwangen und Goldshöhe	Bünzwangen - Goldshöhe	Leitung	Netzausbau	60		2020	1
		Schaltanlage Goldshöhe - Feld Bünzwangen	Anlage	Netzverstärkung			2020	1
		Schaltanlage Bünzwangen - Feld Goldshöhe	Anlage	Netzverstärkung			2020	1
TNG-004	Netzoptimierung: Erweiterung der 380-kV-Leitung Großgartach - Hüffenhardt um einen (den ersten) 380-kV-Stromkreis mit Umspannwerkserweiterungen in Großgartach und Hüffenhardt	Großgartach - Hüffenhardt	Leitung	Netzverstärkung		20	2013	4
		Schaltanlage Hüffenhardt - Feld Großgartach	Anlage	Netzverstärkung			2013	4
TNG-005	Netzverstärkung: Zubau der 380-kV-Verbindung Großgartach-Mühlhausen mit Umspannwerkserweiterungen in Großgartach und Mühlhausen	Großgartach - Neckarwestheim	Leitung	Netzverstärkung		12	2014	4
		Neckarwestheim - Mühlhausen	Leitung	Netzverstärkung		25	2014	4
		Neckarwestheim - Mühlhausen - Endersbach	Leitung	Netzverstärkung			2014	4
		Großgartach	Anlage	Netzverstärkung			2014	4
		Mühlhausen	Anlage	Netzverstärkung			2014	4
TNG-006	Netzoptimierung und Verstärkung: Schaffung einer 380-kV-Verbindung Hoheneck - Punkt Rommelsbach (Amprion-Leitung Hoheneck - Herbertingen, Mast 224A)	Hoheneck - Punkt Rommelsbach	Leitung	Netzverstärkung		5	2014	4
		Hoheneck	Anlage	Netzverstärkung			2014	4
TNG-007	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau des 380/110-kV-Umspannwerkes Bruchsal - Kändelweg und dessen 380-kV-Anbindung	Bruchsal - Punkt Forst	Leitung	Netzverstärkung		6	2013	4
		Anlage Bruchsal	Anlage	Netzausbau			2013	4
TNG-010	Netzausbau: Erweiterung der 110-kV-Anlage Höpfingen um eine 100-Mvar-Drosselspule zur Blindleistungskompensation	Kompensationsspule und Schaltfeld Höpfingen	Anlage	Netzausbau			2013	4
TNG-011	Netzausbau: Erweiterung der 380-kV-Anlage Engstlatt um einen 250-Mvar-Kondensator zur Blindleistungskompensation	Kondensator Engstlatt	Anlage	Netzausbau			2013	4

Quelle: ÜNB

TABELLE 28: VON DER BNETZA BESTÄTIGTE MASSNAHMEN (NEP 2012)

P-Nr.	Projekt	Maßnahmennummer	Maßnahme	enth. NEP 2012	enth. NEP 2013	Art der Maßnahme	NOVA	Länge Bestands-trasse	Länge neue Trasse	angestrebtes Inbetriebnahmejahr
A	Korridor A: HGÜ-Verbindung Niedersachsen – Nordrhein-Westfalen – Baden-Württemberg	A01	Emden/Ost - Osterath	x	x	Leitung	DC-Netzausbau		320	2019 – 2020
		A02a	Osterath - Philippsburg	x	x	Leitung	DC-Netzverstärkung	300		2017
		A02b	Osterath - Philippsburg	x	x	Leitung	DC-Netzausbau		40	2017
C	Korridor C: HGÜ-Verbindung zwischen Brunsbüttel, Wilster, Kreis Segeberg und Großgartach, Grafenrheinfeld, Goldshöfe	C05	Brunsbüttel – Großgartach	x	x	Leitung	DC-Netzausbau		770	2020-2022
		C06 mod	Wilster – Grafenrheinfeld	x	x	Leitung	DC-Netzausbau	580	40	2017-2018
D	Korridor D: HGÜ-Verbindung Sachsen Anhalt - Bayern	D09	Lauchstädt – Meitingen	x	x	Leitung	DC-Netzausbau		450	2022
P21	Netzverstärkung und Netzausbau im Raum Cloppenburg/Osnabrück	M51a	Conneforde - Cloppenburg/Ost	x	x	Leitung	Netzverstärkung	60		2018
		M51b	Cloppenburg/Ost - Raum nördliches Westerkappeln	x	x	Leitung	Netzausbau		55	2018
P24	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Dollern und Landesbergen	M71	Stade - Sottrum	x	x	Leitung	Netzverstärkung	65		2016-2017
		M72	Sottrum - Wechold	x	x	Leitung	Netzverstärkung	35		2017
		M73	Wechold - Landesbergen	x	x	Leitung	Netzverstärkung	45		2017
P25	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Brunsbüttel und der dänischen Grenze	M42	Barlt - Heide	x	x	Leitung	Netzausbau		30	2016
		M42a	Brunsbüttel – Barlt	x	x	Leitung	Netzausbau		20	2015
		M43	Heide - Husum	x	x	Leitung	Netzausbau		40	2018
		M44	Husum - Niebüll	x	x	Leitung	Netzausbau		45	2019
		M45	Niebüll - Bundesgrenze (DK)	x	x	Leitung	Netzausbau		12	2021
P30	Netzverstärkung in Westfalen	M61	Hamm/Uentrop - Kruckel	x	x	Leitung	Netzverstärkung	60		2018
P33	Netzausbau Wolmirstedt - Helmstedt - Walle	M24a	Verstärkung Wolmirstedt - Helmstedt - Walle	x	x	Leitung	Netzverstärkung	111		2021-2022
P36	Netzverstärkung Bertikow – Pasewalk	M21	Bertikow - Pasewalk	x	x	Leitung	Netzverstärkung	30		2018
P37	Netzverstärkung Vieselbach – Mecklar	M25a	Vieselbach - PSW Talsperre Schmalwasser (Tambach-Dietharz)	x	x	Leitung	Netzverstärkung	27		2021-2022
		M25b	PSW Talsperre Schmalwasser - Mecklar	x	x	Leitung	Netzverstärkung	108		2021-2022

## 7 STAND DER UMSETZUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS 2012

P-Nr.	Projekt	Maßnahmennummer	Maßnahme	enth. NEP 2012	enth. NEP 2013	Art der Maßnahme	NOVA	Länge Bestands-trasse	Länge neue Trasse	angestrebtes Inbetriebnahmejahr
P38	Netzverstärkung Pulgar - Vieselbach	M27	Pulgar - Vieselbach	x	x	Leitung	Netzverstärkung	103		2020
P39	Netzverstärkung Röhrsdorf - Remptendorf	M29	Röhrsdorf - Remptendorf	x	x	Leitung	Netzverstärkung	107		2021
P41	Netzverstärkung und -ausbau Region Koblenz und Trier	M57	Punkt Metternich - Niederstedem	x	x	Leitung	Netzverstärkung	108		2018-2021
P42	Netzverstärkung und -ausbau im Frankfurter Raum	M53	Kriftel - Punkt Obererlenbach	x	x	Leitung	Netzverstärkung	12		2018
P43	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Mecklar und Grafenrheinfeld	M74	Mecklar - Grafenrheinfeld	x	x	Leitung	Netzausbau		130	2017
P46	Netzverstärkung zwischen Redwitz und Schwandorf	M56	Redwitz - Mechlenreuth - Etzenricht - Schwandorf	x	x	Leitung	Netzverstärkung	185		2017
P47	Netzausbau und Netzverstärkung in der Region Frankfurt - Karlsruhe	M31	Weinheim - Daxlanden	x	x	Leitung	Netzverstärkung	68		2018
		M32	Weinheim - G380	x	x	Leitung	Netzverstärkung	16		2018
		M33	G380 - Altlußheim	x	x	Leitung	Netzverstärkung	22		2018
		M34	Altlußheim - Daxlanden	x	x	Leitung	Netzverstärkung	38		2018
		M60	Urberach - Pfungstadt - Weinheim	x	x	Leitung	Netzausbau		75	2018
		M64	Kriftel - Farberwerke Höchst Süd	x	x	Leitung	Netzverstärkung	5		2017
P48	Netzverstärkung im Nordosten von Baden-Württemberg	M38a	Grafenrheinfeld - Kupferzell	x	x	Leitung	Netzverstärkung	110		2019
		M39	Großgartach - Kupferzell	x	x	Leitung	Netzverstärkung	48		2019
P49	Netzverstärkung Badische Rheinschiene	M41a	Daxlanden - Bühl/ Kuppenheim - Eichstetten	x	x	Leitung	Netzverstärkung	121		2017
P51	Netzverstärkung im Mittleren Neckarraum	M37	Großgartach - Endersbach	x	x	Leitung	Netzverstärkung	32		2020
P52	Netzverstärkung südliches Baden-Württemberg	M59	Herbertingen - Tiengen	x	x	Leitung	Netzverstärkung	115		2020
		M93	Punkt Rommelsbach - Herbertingen	x	x	Leitung	Netzverstärkung	62		2018
		M95	Punkt Wullenstetten - Punkt Niederwangen	x	x	Leitung	Netzverstärkung	88		2020
P59	Netzverstärkung Bärwalde - Schmölln	M59	Bärwalde - Schmölln	x	x	Leitung	Netzverstärkung	46		2015

## 7 STAND DER UMSETZUNG DES NETZENTWICKLUNGSPLANS 2012

P-Nr.	Projekt	Maßnahmennummer	Maßnahme	enth. NEP 2012	enth. NEP 2013	Art der Maßnahme	NOVA	Länge Bestands-trasse	Länge neue Trasse	angestrebtes Inbetriebnahmehjahr
P60	Netzverstärkung und Umstrukturierung südlich von Magdeburg	M60	Abzweig Förderstedt	x	x	Leitung	Netzausbau		20	2015
P61	Netzverstärkung zwischen Görries und Parchim/Süd		Abzweig Parchim/Süd	x	x	Leitung	Netzausbau		1	2014-2017
P64	DC-Netzausbau: Combined Grid Solution (CGS), bilaterale Offshore-Anbindung DE – DK	CGS (on-shore)	Errichtung eines DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Dänemark	x	x	Leitung	Netzausbau		60	2020-2022
		CGS (off-shore)	Errichtung eines DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Dänemark	x	x	Leitung	DC-Netzausbau		120	2020-2022
P65	Netzerweiterung der grenzüberschreitenden Kuppelkapazität zwischen Deutschland, Raum Aachen/Düren und Belgien, Lixhe	M98	Oberzier - Punkt Bundesgrenze (BE)	x	x	Leitung	DC-Netzausbau		45	2018
P66	Netzausbau zwischen Wilhelmshaven und Conneforde	M66	Wilhelmshaven (Fedderwarden) - Conneforde	x	x	Leitung	Netzausbau		35	2016
P67	Erhöhung Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich		Zubeseilung Isar-Ottenhofen	x	x	Leitung	Netzverstärkung	60		2017
			Bundesgrenze AT-Altheim	x	x	Leitung	Netzverstärkung	78		2017
			Abzweig Simbach	x	x	Leitung	Netzverstärkung	1		2015
P68	Netzausbau: Errichtung eines DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Norwegen	M68 (on-shore)	Errichtung eines DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Norwegen	x	x	Leitung	Netzausbau		100	2018
		M68 (off-shore)	Errichtung eines DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Norwegen	x	x	Leitung	Netzausbau		200	2018
P69	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Emden/Ost und Conneforde		Emden/Ost - Conneforde	x	x	Leitung	Netzverstärkung	60		2017
P70	Netzausbau der 380-kV-Schaltanlage Birkenfeld und deren Anschluss ans 380-kV-Netz		Birkenfeld - Mast 115A	x	x	Leitung	Netzausbau		15	2020
P74	Netzverstärkung und -ausbau in Bayerisch Schwaben	M96	Vöhringen - Bundesgrenze (AT)	x	x	Leitung	Netzverstärkung	110		2020
		M97	Raum Memmingen	x	x	Leitung	Netzverstärkung	1		2020

Quelle: ÜBN

## 8 FAZIT

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) leisten einen wesentlichen Beitrag zur Umsetzung der Energiewende in Deutschland und zeigen mit diesem Entwurf des Netzentwicklungsplans 2013 den dafür benötigten Netzausbau in den nächsten zehn Jahren auf.

Der Netzentwicklungsplan (NEP) bezieht sich auf den Ausbaubedarf im deutschen Onshore-Stromtransportnetz und basiert auf den gesetzlichen Vorgaben im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG § 12a-d). Die ÜNB legen mit diesem Plan die Grundlage für einen stabilen Netzbetrieb in den nächsten zehn Jahren unter Berücksichtigung der Integration erneuerbarer Energien und der Entwicklung eines europäischen Strommarktes unter den festgesetzten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Wie bereits im ersten NEP im Jahr 2012 wurden Netzoptimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen gegenüber Ausbaumaßnahmen priorisiert. Das dem Netzentwicklungsplan zugrunde liegende NOVA-Prinzip orientiert sich bereits an der optimalen Nutzung vorhandener Trassen.

Durch die im Vergleich zum NEP 2012 geänderten Eingangsgrößen werden im Vergleich zum Vorjahr zusätzliche Maßnahmen nötig, um nach geltendem Recht dem bedarfsgerechten Ausbau für den errechneten Übertragungsbedarf gerecht zu werden. Den Schwerpunkt bilden weiterhin leistungsstarke Nord-Süd-Verbindungen. Erforderlich sind Netzverstärkungen und -optimierungen in vorhandenen Trassen auf einer Länge von 4.400 km. Die Neubauerfordernisse umfassen 1.700 Kilometer Drehstromleitungstrassen und 2.100 km Korridore für Hochspannungsgleichstromleitungen. Die vier Gleichstrom-Übertragungskorridore in Nord-Süd-Richtung haben eine Übertragungskapazität von insgesamt 12 GW. Eine Umstellung von Wechselstrom- auf Gleichstrom-Betrieb ist auf einer Strecke von rund 300 km geplant. Die Gesamtinvestitionen für den Ausbau des Transportnetzes betragen in den nächsten zehn Jahren ca. 21 Mrd. €.

Eine Gegenüberstellung des NEP 2013 mit dem NEP 2012 zeigt drei wesentliche Faktoren auf, die Einfluss auf den Übertragungsbedarf und damit auf den Netzausbaubedarf haben: Die Erhöhung der Erzeugungsleistung von Wind offshore um 1,1 GW, die Erhöhung der Erzeugungsleistung von Wind onshore im Norden Deutschlands um 1,8 GW und die Reduzierung von ungewollten Leistungsflüssen (Ringflüssen) in Polen, Tschechien und Österreich um 2 GW. Durch diese Verschiebungen muss insgesamt rund 5 GW Leistung innerhalb Deutschlands zusätzlich in Nord-Süd-Richtung übertragen werden.

Indem Annahmen zur Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur, die verwendete Berechnungsmethode und der daraus resultierende Netzausbaubedarf offen dargestellt werden, wird der Prozess der Netzentwicklungsplanung transparent. Die ÜNB haben dabei keinen Einfluss auf die reale Entwicklung der Erzeugungsstruktur. Der NEP 2013 folgt der im NEP 2012 angewandten und durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) bestätigten Methodik. So ist der am 30.11.2012 von der BNetzA bestätigte Szenariorahmen der Ausgangspunkt für die Erstellung des Netzentwicklungsplans sowie des Offshore-Netzentwicklungsplans (nach § 12b EnWG und § 17b EnWG) hinsichtlich zukünftig angenommener Erzeugungskapazitäten und der Verbrauchssituation.

Die grundlegenden Charakteristika der einzelnen Szenarien sind auch im NEP 2013 erhalten geblieben. In allen Szenarien fällt die Kraftwerkskapazität der Kernenergie durch die geplanten Kraftwerksstilllegungen bis zum Ende des Jahres 2022 weg. Im Vergleich zum Vorjahr zeigt das Leitszenario B 2023 jedoch deutlich höhere installierte Leistungen bei erneuerbaren Energien. Einige Verbesserungen konnten im Szenariorahmen erreicht werden. So konnte der zugrunde liegende konventionelle Kraftwerkspark des Referenzjahres 2011 auf einer breiteren Basis erfasst und durch diese Detaillierung vergrößert werden. Erstmals konnten auch von den Betreibern gemeldete Kraftwerksstilllegungen beachtet werden. Außerdem konnte eine große Anzahl von KWK-Anlagen geringerer Leistung ergänzt und detailgenau erfasst werden. Zusätzlich geplante Pumpspeicherkraftwerke mit einer Leistung von insgesamt ca. 2 GW wurden der BNetzA gegenüber bekanntgegeben und im Szenariorahmen berücksichtigt. Hinsichtlich der räumlichen Verteilung der regenerativen Stromerzeuger aller Kategorien wurden deren installierte Leistungen für alle Szenarien je Bundesland angegeben. Die Verfahrensverbesserung bezüglich der

Regionalisierung ist ein richtiger Schritt in Richtung belastbarer regionaler Angaben. Darüber hinausgehende Schritte zu einer weiter verbesserten robusten Regionalisierung werden gemeinsam mit den Verteilungsnetzbetreibern und den Bundesländern erfolgen.

Die Marktsimulation zeigt im Vergleich zu 2012 höhere Exportmengen auf. Deutschland ist in allen Szenarien Nettoexporteur von Strom aus erneuerbaren und konventionellen Quellen. Die Tatsache, dass im Leitszenario B 2023 in ca. 87 % der Stunden Transite vorkommen, zeigt die Bedeutung Deutschlands für den europäischen Energiebinnenmarkt.

Durch die Genehmigung des Szenariorahmens am 30.11.2012 standen für die Erstellung des NEP 2013 drei Monate zur Verfügung. Der NEP 2012 hatte für alle vier Szenarien konkrete Netzausbaumaßnahmen identifiziert. Im NEP 2013 wurde im ersten Schritt der Schwerpunkt auf die Weiterentwicklung der weiteren Netzausbaumaßnahmen des Leitszenarios B 2023 gelegt. Die Analysen bestätigen die Ergebnisse des NEP 2012, Szenario B 2022, und identifizieren weitere Maßnahmen, die infolge der Zunahme des Ausbaus regenerativer Energien durch die Fortschreibung des Szenariorahmens notwendig sind.

Für weitere Szenarien des Szenariorahmens 2013 (A 2023, C 2023 und B 2033) wurden anhand repräsentativer Netzsituationen Analysen vorgenommen. Deren Ergebnis bestätigt die Aktualität der Netzausbaumaßnahmen aus dem NEP 2012. Das im NEP 2013 vorgeschlagene Netzkonzept ist konsistent mit dem im letzten Jahr vorgeschlagenen Netzausbau.

Alle ermittelten Netzmaßnahmen zu einem bestimmten Szenario bilden nach geltendem Recht ein bedarfsgerechtes und voll funktionsfähiges Netz für das Zieljahr. Durch die regelmäßige Aktualisierung des Netzentwicklungsplans können neue Erkenntnisse bezüglich der Erzeugungsszenarien (als entscheidende Eingangsgrößen), der technischen und der rechtlichen Entwicklungen zeitnah in die zukünftigen Netzentwicklungspläne einfließen.

Auf Basis der Berechnungen und der Erfahrungen der ÜNB lässt sich bereits 2013 ein Kernbestand an Maßnahmen identifizieren, die in jedem Fall bis 2023 umzusetzen sind. Diese Maßnahmen sind im NEP 2013 beschrieben. Weitere Maßnahmen, die für Übertragungsaufgaben im Zieljahr ermittelt wurden, müssen im Licht der energiewirtschaftlichen und -politischen Entwicklungen in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiter genau beobachtet und jeweils neu bewertet werden. Sollte die Entwicklung der erneuerbaren Erzeugung weiterhin so voranschreiten wie in den Erzeugungsszenarien angenommen, wird die vordringliche Notwendigkeit auch dieser Maßnahmen sich rasch erhärten, und dann sollten auch sie in einer Bundesbedarfsplanung Berücksichtigung finden.

Der NEP 2013 zeigt den Übertragungsbedarf zwischen Anfangs- und Endpunkten auf. Anfangspunkte liegen in der Regel in Regionen mit Erzeugungsüberschuss, Endpunkte in solchen mit hohem Verbrauch bzw. bei Kernkraftwerksstandorten, die bis zum Jahr 2022 stillgelegt sein werden. In den südlichen Bundesländern (Bayern, Baden-Württemberg, Hessen) müssen im Jahr 2023 ca. 30 % des Jahresverbrauchs importiert werden.

Der vorliegende Netzentwicklungsplan 2013 beschreibt ebenso wie sein Vorgänger keine konkreten Trassenverläufe von neuen Übertragungsleitungen, sondern er dokumentiert den notwendigen Übertragungsbedarf zwischen Netzknoten. Berechnet werden zukünftige Leitungsverbindungen von einem Umspannwerk zu einem anderen Umspannwerk. Genannte Ortsnamen zur Bezeichnung von Anfangs- und Endpunkten sind rein technische Aussagen, die der Identifikation bestehender Netzanknüpfungspunkte dienen. Konkrete Trassenkorridore werden erst in der Bundesfachplanung durch die BNetzA bzw. in der Raumordnung durch die Bundesländer festgelegt. Der NEP legt weder Standorte für zukünftige Kraftwerke, EE-Anlagen oder ein künftiges Marktdesign fest, noch gibt er dafür Empfehlungen oder Optimierungsvorschläge.

Neben dem Ausbau des 380-kV-Drehstromnetzes werden Hochspannungs-Gleichstrom-Verbindungen (HGÜ) für den hohen Übertragungsbedarf von Norden nach Süden vorgesehen. Sie ermöglichen auf langen Strecken eine verlustarme Übertragung und stabilisieren bei Einsatz moderner Technologie das Drehstromnetz. Ein sonst notwendiger, weitaus großflächigerer AC-Ausbau wird so vermieden. Zur Ein- und Ausspeisung sind aufwendige Umrichteranlagen (Konverter) erforderlich, die die Anzahl möglicher Abspannpunkte auf der Strecke erheblich begrenzen. Die hierfür benötigte Elektronik wird üblicherweise in separaten Hallen untergebracht. Derzeit gibt es noch wenige Erfahrungen mit VSC-HGÜ-Systemen im vermaschten Übertragungsnetz, da diese onshore in Deutschland bisher noch nicht in diesen Leistungsklassen eingesetzt wurden.

Die (abschnittsweise) Verkabelung von Hochspannungsgleichstromleitungen ist technologisch möglich. Eine Entscheidung darüber ist nicht Inhalt des NEP 2013, 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 Gleichstrom- und Wechselstrom-Technologie ermöglicht eine gesamthafte Optimierung des Übertragungsnetzes für die historisch gewachsenen Versorgungsaufgaben und den künftigen Übertragungsbedarf im Hinblick auf Netzstabilität, Wirtschaftlichkeit und Rauminanspruchnahme.

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 erneuerbaren 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 der Ausbau der Netze auch für die Verteilungsnetzebene und für die Offshore-Anbindungen nötig.

Der vorliegende Entwurf des Netzentwicklungsplans 2013 wird von den Übertragungsnetzbetreibern bis zum 14.04.2013 öffentlich zur Konsultation gestellt und durch zahlreiche Informations- und Dialogveranstaltungen für die interessierte Öffentlichkeit begleitet. Rückmeldungen aus den Konsultationen fließen in den zweiten Entwurf des NEP 2013 ein. Die Übertragungsnetzbetreiber hoffen wie im Vorjahr auf eine engagierte Teilnahme an der Konsultation dieses Entwurfs.