



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**



Zweiter Entwurf

NETZENTWICKLUNGSPLAN
STROM 2014

ZWEITER ENTWURF DER
ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER

50Hertz Transmission GmbH

Eichenstraße 3A
12435 Berlin

www.50hertz.com

Geschäftsführung:
Boris Schucht (Vorsitz),
Udo Giegerich,
Dr. Frank Golletz,
Dr. Dirk Biermann

Handelsregister:
Amtsgericht Charlottenburg,
HRB 84446
Umsatzsteuer-ID:
DE 813473551

Amprion GmbH

Rheinlanddamm 24
44139 Dortmund

www.amprion.net

Geschäftsführung:
Dr. Hans-Jürgen Brick,
Dr. Klaus Kleinekorte

Handelsregister:
Amtsgericht Dortmund,
HRB 15940
Umsatzsteuer-ID:
DE 813761356

TenneT TSO GmbH

Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth

www.tennet.eu

Geschäftsführer:
Alexander Hartman

Handelsregister:
Amtsgericht Bayreuth,
HRB 4923
Umsatzsteuer-ID:
DE 815073514

TransnetBW GmbH

Pariser Platz
Osloer Straße 15-17
70173 Stuttgart

www.transnetbw.de

Geschäftsführer:
Rainer Joswig,
Dr. Rainer Pflaum

Handelsregister:
Registergericht Stuttgart,
HRB 740510
Umsatzsteuer-ID:
DE 191008872

Redaktion

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

E-Mail: info@netzentwicklungsplan.de
www.netzentwicklungsplan.de

Gestaltung

CB.e Clausecker | Bingel AG
Agentur für Kommunikation
www.cbe.de

Stand

4. November 2014

INHALTSVERZEICHNIS

Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	5
Abkürzungsverzeichnis	6
Vorwort	9
1 Einführung: Prozess und Methodik	12
1.1 Die Rolle der Übertragungsnetzbetreiber	13
1.2 Vom Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan	14
1.3 Geprüfte und in Betracht kommende anderweitige Planungsmöglichkeiten	25
1.4 Verbindung zum Offshore-Netzentwicklungsplan	26
1.5 Sensitivitäten	26
2 Szenariorahmen	28
2.1 Der Szenariorahmen enthält vier Szenarien	29
2.2 Die Spreizung des Szenariorahmens	30
2.2.1 Erzeugungskapazitäten in den genehmigten Szenarien	30
2.2.2 Nettostromverbrauch und Jahreshöchstlast in den genehmigten Szenarien	31
2.3 Änderungen im Szenariorahmen 2014	32
2.4 Regionalisierung	32
2.4.1 Verteilungsschlüssel erneuerbare Energien	32
2.4.2 Ergebnisse der Regionalisierung	34
2.5 Nachbildung des Auslands	34
3 Marktsimulation	36
3.1 Modellierung des Energiemarktes und grundsätzliche Einordnung der Ergebnisse	37
3.2 Ergebnisse der Marktsimulationen	40
3.2.1 Deutschland im europäischen Kontext – Länderbilanzen und Energieaustausch	41
3.2.2 Bundesländerbilanzen und Einspeisungen in Deutschland nach Energieträgern	44
3.2.3 KWK-Mengen	51
3.2.4 Dumped Energy in Deutschland	51
3.2.5 Volllaststunden der Erzeugungsanlagen in Deutschland	51
3.2.6 Einhaltung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung	53
3.3 Aufbereitung für Netzberechnungen	57
4 Netzanalysen und daraus abgeleitete Maßnahmen	58
4.1 Startnetz	61
4.1.1 Ergebnisse der Netzanalyse des Startnetzes bei Ausfall eines Netzelements	63
4.2 Netzverknüpfungspunkte mit dem Offshorenetz	65
4.3 Szenarien	68
4.3.1 Szenario A 2024	69
4.3.2 Szenario B 2024*	72
4.3.3 Szenario C 2024	74
4.3.4 Szenario B 2034	76
4.4 Ergebnisse der Stabilitätsuntersuchungen	78
4.4.1 Bewertung der Stabilität	78
4.4.2 Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb	78
4.5 Erläuterung zur Bedeutung der geplanten HGÜ-Verbindungen	79
4.6 Ergebnisse der Netzanalysen	80
5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands	83
5.1 Startnetz NEP 2014	85
5.2 Zubaunetz NEP 2014, erforderliche Maßnahmen in den Szenarien A 2024, B 2024*, C 2024 sowie B 2034	95
5.3 Realisierte Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2013	106
6 Konsultation	107
7 Fazit	117
Glossar	121
Literaturverzeichnis	133
<u>Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2014 (Darstellung der Maßnahmen), Zweiter Entwurf</u>	<u>138</u>

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Regelzonen	13
Abbildung 2: Der Gesamtprozess	15
Abbildung 3: Planungsmöglichkeiten nach dem NOVA-Prinzip	18
Abbildung 4: Jährlich vermiedene Redispatchmenge	25
Abbildung 5: Überblick über das Elektrizitätsmarktmodell	38
Abbildungen 6 und 7: Austauschenergiemengen Szenario A 2024 und B 2024*	42
Abbildungen 8 und 9: Austauschenergiemengen Szenario B 2034 und C 2024	43
Abbildung 10: Energiemengen der Einspeisung, des Verbrauchs und des Imports/Exports der Szenarien im Vergleich	45
Abbildung 11: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario A 2024	47
Abbildung 12: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2024*	48
Abbildung 13: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2034	49
Abbildung 14: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario C 2024	50
Abbildung 15: Vergleich der Volllaststunden je Szenario	53
Abbildung 16: Ziele für die CO ₂ -Emissionsreduktion	54
Abbildung 17: Primärenergieträgerverbrauch	55
Abbildung 18: Anteil der Erzeugung aus erneuerbaren Energien an der Bruttostromnachfrage	55
Abbildung 19: Zielsetzung für die installierte Offshore-Windkapazität	56
Abbildung 20: KWK-Erzeugung nach Primärenergietypen	56
Abbildung 21: Deutsches Höchstspannungsnetz mit Startnetz	62
Abbildung 22: Auswertung der aufgetretenen max. Auslastung bei Ausfall eines Netzelements eines gesamten Jahres	63
Abbildung 23: Auswertung der Häufigkeit von unzulässig hohen Leitungsauslastungen bei Ausfall eines Netzelements	64
Abbildung 24: Verschiebung der NVP im Szenario B 2024* von Raum Halbmond und Raum Cloppenburg/Ost	66
Abbildung 25: Verschiebung der Anschlusskapazität von NVP Lubmin auf NVP Lüdershagen	67
Abbildung 26: Szenario A 2024/alle errechneten Leitungsprojekte	71
Abbildung 27: Szenario B 2024*/alle errechneten Leitungsprojekte	73
Abbildung 28: Szenario C 2024/alle errechneten Leitungsprojekte	75
Abbildung 29: Szenario B 2034/alle errechneten Leitungsprojekte	77
Abbildung 30: Trassenverstärkungen im Bestand	81
Abbildung 31: Neubautrassen	82
Abbildung 32: Investitionskostenschätzung	82
Abbildung 33: Anzahl der Nennungen eines Themas	109
Abbildung 34: Themenverteilung bei Privatpersonen	111
Abbildung 35: Themenverteilung bei Institutionen	112

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Übersicht zu den EE-Mantelzahlen und der Regionalisierung in den Szenarien22
Tabelle 2: Jährlich eingesparte Redispatchmenge24
Tabelle 3: Erzeugungskapazitäten in den genehmigten Szenarien31
Tabelle 4: Nettostromverbrauch in den genehmigten Szenarien31
Tabelle 5: Verteilung Zubau Wind onshore.33
Tabelle 6: Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und angrenzenden Marktgebieten35
Tabelle 7: Übersicht über die im NEP und O-NEP angenommene Leistung aus Offshore-Windenergie und die NVP68
Tabelle 8: Kennzahlen Szenario A 202469
Tabelle 9: Kennzahlen Szenario B 2024*.72
Tabelle 10: Kennzahlen Szenario C 202474
Tabelle 11: Kennzahlen Szenario B 203476
Tabelle 12: 50Hertz Startnetz NEP 201485
Tabelle 13: Amprion Startnetz NEP 201487
Tabelle 14: TenneT Startnetz NEP 201492
Tabelle 15: TransnetBW Startnetz NEP 201494
Tabelle 16: Zubaunetz NEP 2014, erforderliche Maßnahmen in den Szenarien A 2024, B 2024*, C 2024 sowie B 203495
Tabelle 17: Realisierte Maßnahmen des NEP 2013.	106
Tabelle 18: Aufteilung der Stellungnahmen nach Absender	108

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

Abkürzungen Bundesländer

BB	Brandenburg
BE	Berlin
BW	Baden-Württemberg
BY	Bayern
HB	Bremen
HE	Hessen
HH	Hamburg
MV	Mecklenburg-Vorpommern
NI	Niedersachsen
NW	Nordrhein-Westfalen
RP	Rheinland-Pfalz
SH	Schleswig-Holstein
SL	Saarland
SN	Sachsen
ST	Sachsen-Anhalt
TH	Thüringen

Abkürzungen Staaten

AT	Österreich
BE	Belgien
CH	Schweiz
CZ	Tschechische Republik
DK	Dänemark
DK-O	Dänemark-Ost
DK-W	Dänemark-West
FR	Frankreich
IT	Italien
LU	Luxemburg
NL	Niederlande
NO	Norwegen
PL	Polen
SE	Schweden

Weitere Abkürzungen

a	Jahre
A	Ampere
Abs.	Absatz
AC	Alternating current/Wechselstrom
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators/ Agentur für die Zusammenarbeit der europäischen Regulierungsbehörden
BA	Bedarfsanalyse
BBP	Bundesbedarfsplan
BfN	Bundesamt für Naturschutz
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DC	Direct current/Gleichstrom
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin
e. V.	eingetragener Verein
EE	erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)



EG	Europäische Gemeinschaft
EMF	elektrische und magnetische Felder
EnLAG	Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity/ Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, Brüssel
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
EU	Europäische Union
EUR/€	Euro
FLM	Freileitungsmonitoring
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber Gas
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, Berlin
GJ	Gigajoule
GuD	Gas- und Dampfturbine
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
h	Stunden
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
HTLS	Hochtemperaturseile, Hochtemperaturleiterseile
Hz	Hertz
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers
kA	Kiloampere
km	Kilometer
KraftNAV	Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung)
kV	Kilovolt
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
mHz	Millihertz
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MS	Mittelspannung
ms	Millisekunde
MSCDN	Mechanically Switched Capacitor with Damping Network/ mechanisch geschaltete Blindleistungskompensation
MVA	Megavoltampere
Mvar	Megavoltampere-reaktiv
MW	Megawatt
MWel	Megawatt elektrisch



MWh	Megawattstunde
NEP	Netzentwicklungsplan
NNF	Netznutzungsfall
NOVA	Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau
NREAP	National Renewable Energy Action Plans/Nationale Aktionspläne für erneuerbare Energien
NTC	Net Transfer Capacities/bestmöglich abgeschätzte Grenze für den physikalischen Leistungsfluss zwischen zwei Regelzonen
NVP	Netzverknüpfungspunkt
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
P	Leistung
p.u.	Per unit
PJ	Petajoule
PQ	Konstante Scheinleistung
PV	Photovoltaik
ResKV	Reservekraftwerksverordnung
s	Sekunden
SDLWindV	Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung)
SF	Schaltfeld
SKE	Steinkohleeinheiten (nicht gesetzliche Maßeinheit für den Vergleich des Energiegehaltes von Primärenergieträgern)
SO&AF	Scenario Outlook and System Adequacy Forecast/Leistungsbilanz-Vorschau der ENTSO-E
STATCOM	Static Synchronous Compensator/statische Blindleistungskompensation
SVC	Static var compensator/statische Blindleistungskompensation
t	Tonnen
TAL	Hochtemperaturleiterseile
TCSC	Thyristor Controlled Series Compensation/Thyristor gesteuerte Blindleistungskompensation
TSO	Transmission System Operator/Übertragungsnetzbetreiber
TWh	Terawattstunden
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan/10-Jahres-Netzentwicklungsplan der ENTSO-E
U	Formelzeichen für die elektrische Spannung
UA	Umspannanlage
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
USP	Umspannplattform
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung
UW	Umspannwerk
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e. V., Frankfurt/Main
VNB	Verteilungsnetzbetreiber
VSC	Voltage Source Converter
WEA	Windenergieanlagen

VORWORT



VORWORT

Sehr geehrte Leserin, sehr geehrter Leser,

die deutschen Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW veröffentlichen in diesem Jahr bereits den dritten Netzentwicklungsplan (NEP). Er beschreibt wie seine Vorgänger den Weg zu einem leistungsfähigen Übertragungsnetz in zehn bzw. 20 Jahren.

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) leisten in dieser Umbauphase ihren Beitrag dazu, den hohen Grad an sicherer und verläSSLicher Versorgung mit elektrischer Energie in Deutschland zu wahren, den Stromtransport aus den Erzeugungsin die Verbrauchszentren auch künftig effizient zu gewährleisten und das Netz der Zukunft zu planen, zu entwickeln und zu bauen. Die Entwicklung einer zukunftsfähigen Strominfrastruktur wird jedoch nur im Zusammenwirken aller Akteure aus Gesellschaft, Politik und Wirtschaft gelingen. Der dringend notwendige Netzausbau braucht Akzeptanz, und die Übertragungsnetzbetreiber werben jedes Jahr in zahlreichen Dialogveranstaltungen vor Ort für ein besseres Verständnis von Strom-Infrastrukturprojekten. Dabei sind sie auf die Unterstützung aller angewiesen, die Deutschlands Spitzenstellung bei der Versorgungssicherheit erhalten und die Energiewende erfolgreich umsetzen wollen.

Der vorliegende NEP wurde erstellt, während durch den Gesetzgeber im Zuge der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) zeitgleich grundlegende energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen neu bestimmt wurden. Grundlage beider Entwürfe war grundsätzlich der von der Bundesnetzagentur (BNetzA) am 30.08.2013 nach öffentlicher Konsultation genehmigte Szenariorahmen für den NEP 2014. Dieser Szenariorahmen kann die nach der mittlerweile erfolgten Novellierung des EEG wahrscheinliche Entwicklung der Erzeugungslandschaft in Deutschland natürlich noch nicht vollumfänglich abbilden. Die Übertragungsnetzbetreiber haben daher innerhalb des genehmigten Szenariorahmens einige zu erwartende Neuerungen bereits in diesem zweiten Entwurf abgebildet, beispielsweise eine neue Regionalisierung am Szenario B 2024, die die zukünftige Entwicklung der Erneuerbaren besser abbildet. Das Szenario B 2024 mit geänderter Regionalisierung und aktualisierten Netzverknüpfungspunkten wird in diesem zweiten Entwurf als Szenario B 2024* bezeichnet. Auf dieser Basis wurde für das Szenario B 2024* für diesen zweiten Entwurf eine komplette Marktsimulation mit darauf aufbauender Neuberechnung des Netzentwicklungsbedarfs durchgeführt.

Die Ergebnisse der Berechnungen auf Basis des Szenarios B 2024* zeigen, dass sich der Umfang des Netzentwicklungsbedarfs nicht grundlegend verändert, die veränderte Regionalisierung jedoch sehr wohl Auswirkungen auf einzelne Maßnahmen hat. Die übrigen Szenarien A 2024, C 2024 und B 2034 wurden nicht komplett neu berechnet. Jedoch wurden die Auswirkungen der im Szenario B 2024* bei einzelnen Maßnahmen identifizierten Veränderungen auch für diese Szenarien überprüft. Eine Analyse anhand ausgewiesener Referenzfälle hat gezeigt, dass die durch das neu berechnete Szenario B 2024* ausgelösten Veränderungen auch in den übrigen Szenarien netztechnisch belegt werden können.

Begleitend zum NEP 2014 haben die Übertragungsnetzbetreiber zudem Sensitivitätsberechnungen angestellt, um den Einfluss einzelner Faktoren – hier konkret die zeitliche Streckung des Offshore-Ausbaus, ein Einspeisemanagement bei neuen Windenergieanlagen onshore und ein deutlich erhöhter Preis für CO₂-Emissionszertifikate – auf den Netzausbau zu beleuchten. Diese Sensitivitäten liefern zusätzliche Hinweise, wie sich die Änderungen einzelner politischer Rahmenbedingungen auf die Netzentwicklung auswirken können. Sie können jedoch nicht mehr als zusätzliche Indikatoren liefern und ermöglichen nicht die Ermittlung eines neuen, zu bestätigenden Zielnetzes.

Die Ergebnisnetze aus den Szenarien A 2024, B 2024 (erster Entwurf des NEP 2014), B 2024* (zweiter Entwurf des NEP 2014) und C 2024 bestätigen die im Bundesbedarfsplan 2013 enthaltenen Netzausbaumaßnahmen, auch unter den geänderten Rahmenbedingungen der EEG-Novelle im Hinblick auf die Regionalisierung. Die Notwendigkeit der Gleichstromkorridore für den weiträumigen Nord-Süd-Transportbedarf wurde ebenfalls in allen Netzentwicklungsplänen seit 2012 bestätigt. Dieser NEP zeigt aber auch, dass in keinem der Szenarien das Startnetz und die im Bundesbedarfsplan 2013 enthaltenen Maßnahmen für einen strukturell engpassfreien Stromtransport ausreichen.



Durch die regelmäßige Aktualisierung des Netzentwicklungsplans können neue Erkenntnisse bezüglich der Erzeugungsszenarien sowie der technischen und rechtlichen Entwicklungen zeitnah in die zukünftigen Netzentwicklungspläne einfließen. Eine vollständige und umfassende Berücksichtigung der EEG-Reform wird im NEP 2015 sowie im O-NEP 2015 auf Basis des neuen, von der Bundesnetzagentur bestätigten Szenariorahmens 2015 erfolgen.

Durch die neue Regionalisierung im Szenario B 2024* nimmt der zweite Entwurf des NEP bereits jetzt wichtige Neuerungen der EEG-Reform auf. Aufgrund des zeitlichen und rechtlichen Korsetts der jährlichen NEP-Erstellung mit Bindung an den vorangehenden, von der BNetzA genehmigten Szenariorahmen können die aktuellen Entwicklungen allerdings nicht vollumfänglich im zweiten Entwurf des NEP 2014 abgebildet werden. Um dennoch den Entwicklungen Rechnung zu tragen, erscheint es aus Sicht der ÜNB angebracht, wenn sich die BNetzA bei der Genehmigung des NEP 2014 auf die Maßnahmen des Bundesbedarfsplans 2013 und die im NEP 2013 bestätigten sowie in diesem NEP 2014 identisch gebliebenen Maßnahmen konzentriert.

Die weitergehenden Berechnungen der ÜNB haben darüber hinaus gezeigt, dass die Bestätigung von drei zusätzlichen Projekten angebracht ist, die in direktem Zusammenhang mit essenziellen, bereits bestätigten Maßnahmen stehen (siehe Kapitel 4.6). Weitere Maßnahmen, die in den Netzanalysen zum NEP 2014 ermittelt wurden, sind in dem folgenden NEP 2015, der auf neuen, das EEG 2014 berücksichtigenden Szenarien aufbaut, dann auf ihre ökonomische, ökologische und netzstabilisierende Wirksamkeit hin zu überprüfen und gegebenenfalls zu priorisieren.

Die Übertragungsnetzbetreiber arbeiten kontinuierlich an der Fortentwicklung der für die Netzplanung eingesetzten Methoden und Simulationstools. Mit dem NEP 2014 treiben sie auch die Methodik zur Bewertung von Netzentwicklungsmaßnahmen voran. Ein erweiterter methodischer Ansatz wird exemplarisch anhand einiger Maßnahmen erläutert und damit zur Diskussion gestellt.

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 Übertragungsnetzbetreiber mit der Erstellung des Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP) beauftragt. Der zweite Entwurf des O-NEP 2014 wird gleichzeitig mit diesem NEP veröffentlicht. Er bildet die Infrastruktur für die Anbindung der Offshore-Windenergie in den nächsten zehn bzw. 20 Jahren ab.

Beim hier vorliegenden Netzentwicklungsplan handelt es sich um den zweiten Entwurf des NEP 2014, der aufgrund der zahlreichen Stellungnahmen aus der Konsultation umfassend überarbeitet wurde. Er ist das Ergebnis einer konstruktiven Auseinandersetzung der Öffentlichkeit mit dem ersten Entwurf des NEP im Rahmen der öffentlichen Konsultation, bei der speziell die Frage nach der Validität der Maßnahmen angesichts des neuen EEG mehrfach aufgeworfen wurde. Der transparente und auf den Dialog ausgerichtete Prozess stellt sicher, dass alle den NEP betreffenden Interessen öffentlich zur Sprache kommen und der NEP das Ergebnis eines gegenseitigen Erkenntnis- und Entwicklungsprozesses wird.

Unser Dank gilt allen unseren Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern, die mit hohem Einsatz an der Erstellung dieses Netzentwicklungsplans 2014 mitgewirkt haben.



Boris Schucht
50Hertz Transmission GmbH



Dr. Klaus Kleinekorle
Amprion GmbH



Alexander Hartman
TenneT TSO GmbH



Rainer Joswig
TransnetBW GmbH

1 EINFÜHRUNG: PROZESS UND METHODIK



1 EINFÜHRUNG: PROZESS UND METHODIK

Konsultation des Netzentwicklungsplans 2014

Der erste Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2014 stand zusammen mit dem Offshore-Netzentwicklungsplan in der Zeit vom 16.04. bis zum 28.05.2014 zur öffentlichen Konsultation. Alle Interessierten hatten in dieser Zeit die Möglichkeit, eine Stellungnahme abzugeben. Alle Stellungnahmen, für die eine Einverständniserklärung zur Veröffentlichung vorliegt, wurden sukzessive auf www.netzentwicklungsplan.de/stellungnahmen-2014 veröffentlicht.

Die Stellungnahmen wurden von den Übertragungsnetzbetreibern inhaltlich geprüft und der Netzentwicklungsplan 2014 auf dieser Basis überarbeitet. Zu Beginn jedes Kapitels werden die Themen und die daraus resultierenden Änderungen kurz zusammengefasst. Eine Übersicht über die Konsultationsergebnisse finden Sie in Kapitel 6. Änderungen und Ergänzungen gegenüber der ersten Fassung sind kursiv dargestellt und somit sichtbar gemacht.

1.1 Die Rolle der Übertragungsnetzbetreiber

Verantwortlich für die überregionale Versorgung und die Übertragung im Höchstspannungsnetz in Deutschland sind die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW. Das Übertragungsnetz in Deutschland besteht aus vier Regionen, sogenannten Regelzonen.

Abbildung 1: Regelzonen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber ist es, Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung in Deutschland und Europa zu gewährleisten. Dazu müssen die Übertragungsnetzbetreiber Erzeugung und Verbrauch in Einklang bringen und die Systemsicherheit durch aktive Steuerung des Netzes sicherstellen.



Im Zuge der deutschen Energiewende sind die Übertragungsnetzbetreiber zentrale Akteure bei der Integration von Strom aus erneuerbaren Energien in die deutsche Netzinfrastruktur. Sie bringen die politischen Vorgaben zur Energiewende in Einklang mit den aktuellen und zukünftigen Anforderungen an das Übertragungsnetz. Parallel zum laufenden Betrieb planen die Übertragungsnetzbetreiber das Netz der Zukunft unter den Prämissen der politischen Rahmenbedingungen. Dabei sind die Einbindung und der Transport von dezentral, verbrauchsfern erzeugter Energie, der Ausstieg aus der Kernenergie sowie die europäische Vernetzung in einem Strombinnenmarkt wesentlich. Die ÜNB betreiben ihre Netze diskriminierungsfrei und schaffen damit die Voraussetzung für einen funktionierenden, freien Strommarkt.

Das Energiewirtschaftsgesetz (§ 12b EnWG) legt fest, dass die Übertragungsnetzbetreiber der zuständigen Regulierungsbehörde Bundesnetzagentur (BNetzA) einmal jährlich einen gemeinsamen nationalen Netzentwicklungsplan (NEP) zur Bestätigung vorzulegen haben. Dieser NEP „muss alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten, die in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.“ Der gemeinsame Prozess bei der Erstellung und jährlichen Fortschreibung des Netzentwicklungsplans ist Grundlage für die Entwicklung des deutschen Übertragungsnetzes der Zukunft. Entsprechend der gesetzlich festgelegten Verantwortung planen die Übertragungsnetzbetreiber ihre Netze so, dass sie jederzeit zuverlässig, sicher und leistungsfähig zu betreiben sind. Aufgabe der Bundesnetzagentur ist es, diese Planungen zu prüfen und zu bestätigen.

Der Netzausbau ist jedoch eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe, die nur durch das Zusammenwirken vieler Akteure gelingen kann. Die Übertragungsnetzbetreiber stehen dabei als verlässlicher Dialogpartner im Austausch mit der Öffentlichkeit und werben für ein besseres Verständnis und die Akzeptanz von Netzinfrastrukturprojekten.

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber

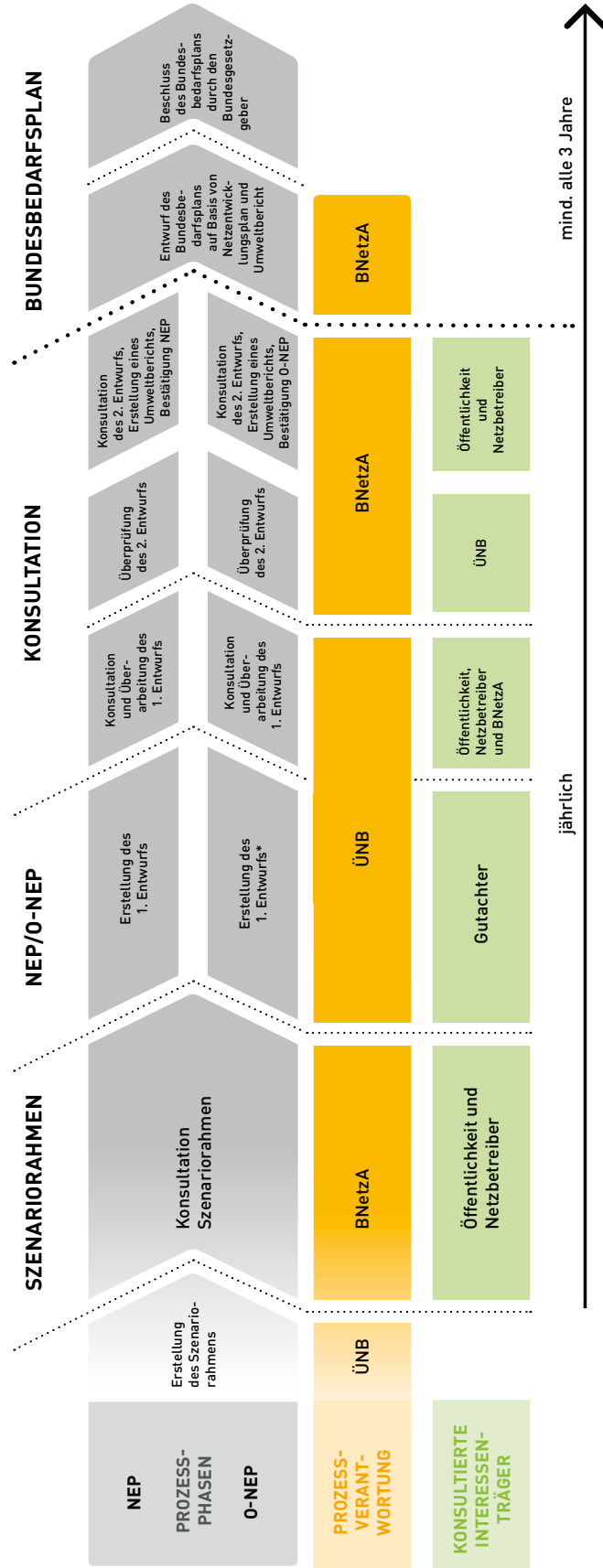
- legen in ihrem Netzentwicklungsplan den Netzausbaubedarf auf Basis von anerkannten Grundsätzen der Netzplanung fest,
- definieren im Netzentwicklungsplan ein sicheres und bedarfsgerechtes Zielnetz für Deutschland für die folgenden zehn Jahre,
- verwenden dafür Methoden und Simulationsprogramme, die dem neuesten Stand der Technik entsprechen, und entwickeln diese kontinuierlich weiter.

1.2 Vom Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan

Die jährlich zu erstellenden Netzentwicklungspläne onshore und offshore entstehen in einem mehrstufigen Prozess. Dieser Prozess garantiert die Transparenz der Netzentwicklungsplanung und bindet sowohl die Öffentlichkeit wie auch die zuständige Regulierungsbehörde, die Bundesnetzagentur, aktiv ein. Grundlage für die Erarbeitung des Netzentwicklungsplans ist der Szenariorahmen. Auch dieser wird nach § 12a EnWG jährlich von den Übertragungsnetzbetreibern erstellt.



Abbildung 2: Der Gesamtprozess



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



Szenariorahmen

Der Szenariorahmen umfasst laut § 12a EnWG „mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien A, B und C), die für die nächsten zehn Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- bis langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Eines der Szenarien muss die wahrscheinliche Entwicklung der nächsten 20 Jahre darstellen.“ Die Szenarien beschreiben also die Rahmenbedingungen für die Netzentwicklung wie installierte Erzeugungskapazitäten (konventionell und erneuerbar), Stromverbrauch, Primärenergiekosten und CO₂-Zertifikatspreise. Das Szenario A betrachtet dabei die Auswirkungen eines gemäßigten Ausbaus der erneuerbaren Energien, Szenario B die Auswirkungen bei Erreichen der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung zum Zeitpunkt der Genehmigung des Szenariorahmens (30.08.2013) und Szenario C die Auswirkungen eines erhöhten Ausbaus von erneuerbaren Energien. Der NEP bildet somit verschiedene Szenarien gemäß möglicher Ausgestaltungen des zukünftigen Energiemixes ab.

Der diesem NEP 2014 zugrunde liegende Szenariorahmen wird in Kapitel 2 ausführlich dargestellt. Die Übertragungsnetzbetreiber erarbeiten einen Vorschlag zum Szenariorahmen, den die Bundesnetzagentur zur Konsultation stellt. Unter Berücksichtigung der eingegangenen Stellungnahmen und der eigenen behördlichen Einschätzung wird der Entwurf des Szenariorahmens durch die BNetzA überarbeitet und genehmigt. Am 30.08.2013 hat die BNetzA den Szenariorahmen für den NEP 2014 nach § 12a EnWG genehmigt und auf ihrer Internetseite veröffentlicht.

Erstellung des Netzentwicklungsplans

Auf Basis dieser Daten erfolgt die Erstellung des ersten Entwurfs des Netzentwicklungsplans durch die Übertragungsnetzbetreiber in drei Schritten:

1. Marktsimulation: Bestimmung des Übertragungsbedarfs im Übertragungsnetz anhand der Netznutzungsfälle im Zieljahr 2024 (8.760 stündliche Last- und Einspeisesituationen über ein Jahr) mithilfe eines Marktmodells
2. Ableitung von Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen auf der Basis von Netzanalysen
3. Bewertung der Systemstabilität

Die Szenarien des Szenariorahmens bilden zwar die installierte Leistung ab, zeigen jedoch nicht, wann die entsprechenden Erzeugungsanlagen wie viel Energie ins Netz einspeisen. Diese Prognose ist das Ergebnis der Marktsimulation und wird in Kapitel 3 detailliert erläutert.

Im zweiten Schritt wird darauf aufbauend der Netzentwicklungsbedarf bestimmt. Dazu wird geprüft, ob das sogenannte Startnetz (bestehende und bereits fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen, siehe Kapitel 4.1) geeignet ist, um die in der Marktsimulation berechneten Leistungsflüsse zu transportieren. Dabei sind einzelne kritische Stunden für die Netzdimensionierung ausschlaggebend, damit auch in Zukunft jederzeit Systemstabilität und Versorgungssicherheit aufrechterhalten werden können.

Im Rahmen des NEP 2014 wird für jedes der drei Szenarien und für den Ausblick ein Übertragungsnetz entwickelt, das durch die Ergänzung von Netzentwicklungsmaßnahmen eine strukturell engpassfreie Übertragung und ein stabiles Netz im Zieljahr 2024 bzw. 2034 ermöglicht. Eine Stärke der angewandten Methodik zur Maßnahmenermittlung ist die exakte Ausweisung einzelner Maßnahmen durch knotenscharfe Berechnungen im vermaschten Drehstromnetz. Dies ist in Europa einmalig. Eine weitere Stärke ist die dynamische Bewertung der Maßnahmen, um ein sicher betreibbares Netz zu entwickeln und somit das hohe Niveau an Versorgungssicherheit auch zukünftig zu gewährleisten.

Nach den Planungsgrundsätzen der Übertragungsnetzbetreiber werden Redispatch oder Erzeugungsmanagement als Werkzeuge der langfristigen Netzdimensionierung nicht berücksichtigt, da sie Eingriffe in den (freien) Energiemarkt darstellen. In der methodischen Weiterentwicklung, die *im Rahmen des NEP 2014* erstmals von den Übertragungsnetzbetreibern *testweise angewandt worden ist, zeigt sich, dass* Redispatchmengen und Einspeisemanagement aber sehr wohl als Kriterien für eine Priorisierung von Netzentwicklungsmaßnahmen *herangezogen werden können*.



Angesichts der Änderungen ist bereits jetzt ersichtlich, dass eine bestmögliche Berücksichtigung dieser Entwicklung schon im NEP 2014 zielführend ist. Über den üblichen NEP-Prozess hinausgehende Untersuchungen der ÜNB zu den Auswirkungen der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) haben dies gezeigt.

Im zweiten Entwurf haben die ÜNB eine komplette Neuberechnung durchgeführt, um wesentliche zu erwartende Neuerungen aufgrund des neuen EEG bereits im NEP 2014 abzubilden. So wurde eine neue Regionalisierung am Szenario B 2024 angewendet, die die zukünftige Entwicklung der Erneuerbaren besser abbildet. Vor diesem Hintergrund erscheint aus Sicht der ÜNB eine Konzentration auf die Bestätigung aller vier HGÜ-Korridore einschließlich der vorgeschlagenen Änderungen, der Maßnahmen des Bundesbedarfsplans 2013 sowie der im NEP 2013 bereits bestätigten und in diesem NEP 2014 identisch gebliebenen Maßnahmen angebracht. Diese haben sich erneut als robuster Kern erwiesen, auch mit den Veränderungen, die aus dem neuen EEG hervorgehen. Die weitergehenden Berechnungen der ÜNB haben darüber hinaus gezeigt, dass die Bestätigung von drei zusätzlichen Projekten angebracht ist, die in direktem Zusammenhang mit essenziellen, bereits bestätigten Maßnahmen stehen. Hierbei handelt es sich um die Projekte 112 Pleinting – Pirach – St. Peter, 154 Anschluss Siegburg und 44 Altenfeld/Schalkau – Raum Grafenrheinfeld (siehe Kapitel 4.6).

Weitere Maßnahmen, die in den Netzanalysen zum NEP 2014 ermittelt wurden, sind im nachfolgenden NEP 2015, der auf einem neuen, das EEG 2014 vollumfänglich berücksichtigenden Szenariorahmen aufbaut, dann auf ihre ökonomische, ökologische und netzstabilisierende Wirksamkeit hin zu überprüfen und gegebenenfalls zu priorisieren.

Ergänzungen zum Zusammenhang zwischen dem NEP und den Bedarfsanalyse-Berechnungen

Neben dem NEP-Prozess werden seitens der Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 3 Reservekraftwerksverordnung (ResKV) bis 2017 jährlich Analysen der verfügbaren gesicherten Erzeugungskapazitäten und des eventuellen Bedarfs an Netzreserve durchgeführt (sogenannte Bedarfsanalysen oder kurz BA). Die relevanten Betrachtungszeithorizonte der Analysen sind jeweils der folgende Winter (t+1) sowie die jeweils folgenden fünf Jahre (t+2 bis t+5). Abhängig von Veränderungen im Kraftwerkspark (v. a. Abschaltung der Kernkraftwerke) stehen bestimmte Jahre im Fokus der Bedarfsanalysen (z. B. t+2 sowie t+4 in BA 2014).

Im Gegensatz zum NEP wird bei der Bedarfsanalyse grundsätzlich kein Netzausbaubedarf ermittelt. Zielsetzung der Reservekraftwerksverordnung ist es, den Bedarf an gesichertem Redispatchpotenzial, also der verfügbaren gesicherten Erzeugungskapazitäten für systemsichernde Maßnahmen, zu ermitteln. Die entscheidenden Elemente zwischen BA und NEP werden zu Beginn abgestimmt – die Eingangsparameter der BA bzw. der Szenariorahmen des NEP müssen konsistent sein und eine gemeinsame Sichtlinie aufweisen. Eine Überschneidung der Ergebnisse gibt es prinzipiell nicht, allerdings bauen die Netzmodelle aufeinander auf. So werden bei den BA – ausgehend vom Bestandsnetz – neben den EnLAG-Maßnahmen auch die im NEP identifizierten Netzausbaumaßnahmen berücksichtigt, sofern diese im jeweiligen Betrachtungshorizont der BA, d. h. in den kommenden fünf Jahren, als realisiert unterstellt sind.

Der in den BA sowie im NEP zugrunde liegende konventionelle Kraftwerkspark basiert auf den Monitoringerhebungen der BNetzA (Bestandskraftwerke, Stilllegungsanzeigen und Kraftwerks-Neubau). Im Betrachtungszeitraum der BA wird der auf reinen Fakten basierende und damit die Realität abbildende kurzfristige Entwicklungspfad dargestellt. Der Szenariorahmen des NEP bildet hingegen Trends der möglichen Entwicklungen des konventionellen Kraftwerksparks für die kommenden zehn bzw. 20 Jahre ab. Ein weiterer Unterschied ist, dass die in den BA ermittelten Reservekraftwerke in Deutschland nicht als Marktkraftwerke im NEP modelliert werden, da die ResKV eine Rückkehr dieser Kraftwerke in den Energiemarkt verbietet.

Aufgrund der unterschiedlichen Betrachtungshorizonte werden unterschiedliche Netzmodelle verwendet. Basis für die Netztopologien der BA sind die zum jeweiligen Zeitpunkt als realisiert unterstellten EnLAG- und BBPlG-Maßnahmen zuzüglich sonstiger als realisiert unterstellter Maßnahmen des NEP. Der NEP bildet insofern – unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Zeithorizonte – die Basis der BA. Demgegenüber ist die Basis der Netztopologie des NEP das Startnetz (Bestandsnetz zuzüglich EnLAG-Maßnahmen und weiterer, weit fortgeschrittener Maßnahmen). Sämtliche Maßnahmen des Zielnetzes, die später im NEP ausgewiesen werden, sind Ergebnis der auf der Marktsimulation für die jeweiligen Szenarien aufbauenden Netzberechnung. Gleichwohl wird darauf geachtet, dass die Angaben zu den angestrebten Inbetriebnahmeterminen im NEP konsistent zu denen im EnLAG-Monitoring bzw. BBPlG-Monitoring sind. Ansonsten entstünden Inkonsistenzen zwischen NEP und BA.



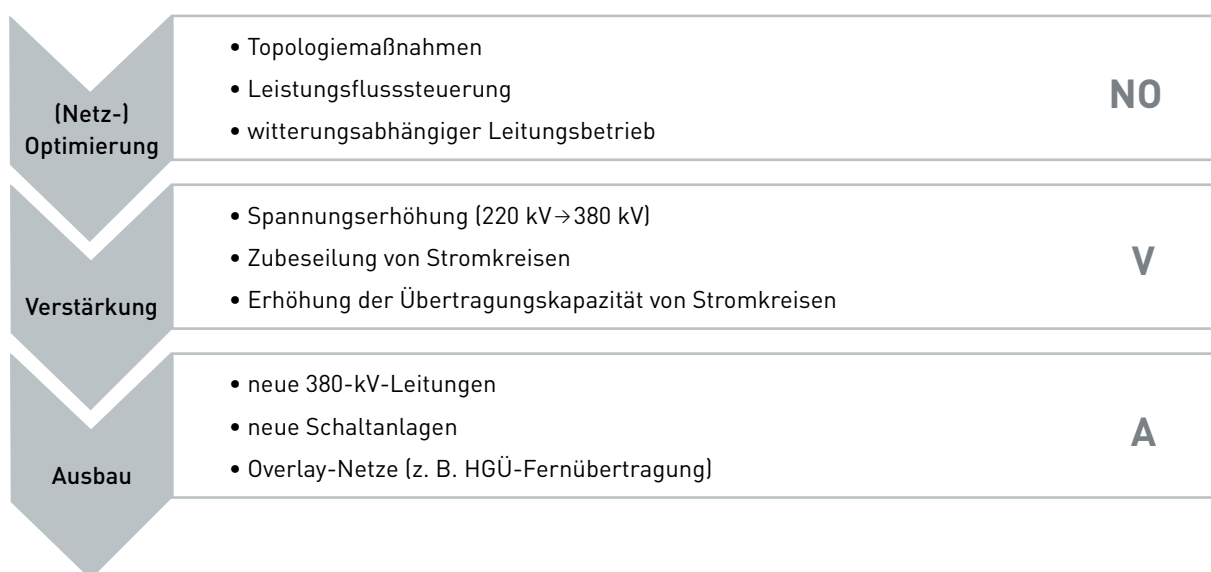
In den BA werden dagegen keine relevanten Netzmaßnahmen als Eingangsgrößen für den NEP identifiziert. Sofern in den BA einzelne Netzmaßnahmen angegeben werden, handelt es sich um kleinere, pragmatische Lösungen wie beispielsweise den Austausch von Beseilungen von Stromkreisen oder kleinere Ausbaumaßnahmen innerhalb bestehender Schaltanlagen.

Grundsätzlich gilt, dass der NEP Ausbaumaßnahmen für ein bedarfsgerechtes Netz im Zeithorizont von zehn bzw. 20 Jahren identifiziert. Die BA hingegen ermitteln basierend auf der gegebenen Netztopologie den Kraftwerkseinsatz zur Systemsicherheit und die notwendige Reservekapazität für einen Zeithorizont von bis zu fünf Jahren. Wenn sich keine Änderungen in den Rahmenbedingungen für den NEP sowie bei den Inbetriebnahmejahren ergeben, dann sollten die BA von 2017 und das für 2022 ermittelte NEP-Netz wegen der oben beschriebenen Abstimmungen zwischen NEP und BA im Idealfall passfähig sein.

Das NOVA-Prinzip

Das NOVA-Prinzip bedeutet **Net**zoptimierung vor **Net**zverstärkung vor **Net**zausbau. Es enthält für jede der Stufen verschiedene Optionen, die als anderweitige Planungsmöglichkeiten geprüft werden, beispielsweise im Rahmen der Netzoptimierung das Freileitungsmonitoring anstelle von Netzverstärkung bzw. im Rahmen der Netzverstärkung Stromkreisauflagen oder eine Spannungserhöhung von 220 kV auf 380 kV statt eines Neubaus auf neuer Trasse. Ein Leitungsneubau wird nur dann vorgeschlagen, wenn vorher alle anderen Optionen geprüft wurden. Das Freileitungsmonitoring wurde beispielsweise bei der Netzberechnung auf sämtlichen Stromkreisen grundsätzlich berücksichtigt. Dabei wird aufgrund der Kühlung der Leiterseile durch den Wind bei Mittel- oder Starkwind Szenarien für jede dieser Stunden eine erhöhte Übertragungsfähigkeit auf allen Stromkreisen zugelassen.

Abbildung 3: Planungsmöglichkeiten nach dem NOVA-Prinzip



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Konsultation und zweiter Entwurf

Der erste Entwurf des NEP wird jeweils nach Fertigstellung von den Übertragungsnetzbetreibern öffentlich zur Konsultation gestellt. Nach seiner Überarbeitung wird er dann in zweiter Fassung an die BNetzA übermittelt, die eine weitere Konsultation durchführt. Erst nach diesem Schritt bestätigt die BNetzA schließlich den NEP. Mindestens alle drei Jahre übermittelt die BNetzA der Bundesregierung den jeweils aktuellen NEP und den O-NEP als Basis für einen Bundesbedarfsplan (§ 12e EnWG). Darin werden durch den Gesetzgeber *im Zuge eines Gesetzgebungsverfahrens* die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf verbindlich festgestellt. Mitte 2013 haben Bundestag und Bundesrat den ersten Bundesbedarfsplan auf Basis des NEP 2012 verabschiedet. Der nächste Bundesbedarfsplan ist spätestens auf Basis des NEP 2015 vorzulegen.



Die Übertragungsnetzbetreiber haben den gesetzlichen Auftrag, ein sicheres Netz bedarfsgerecht zu planen und zu betreiben. Die BNetzA prüft den zweiten überarbeiteten NEP-Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber mit den darin vorgeschlagenen Maßnahmen sachlich auf Übereinstimmung mit den gesetzlichen Vorgaben. Bei der Bestätigung der Netzentwicklungspläne 2012 und 2013 hat die BNetzA andere Planungsgrundsätze zugrunde gelegt als die der Übertragungsnetzbetreiber, die auch im europäischen Netzplanungsprozess Anwendung finden. Dadurch wurden *verschiedene* Maßnahmen aus der von der BNetzA überprüften Netztopologie der Szenarien B 2022 bzw. B 2023 *nicht bestätigt*. Dieses Vorgehen stellt jedoch nicht den gesamten Netzentwicklungsplan infrage, da die sich *aus den von der BNetzA bestätigten Maßnahmen* ergebende Netztopologie kein engpassfreies Netz für das Zieljahr abbilden kann.

Exkurs: Weiterentwicklungen im zweiten Entwurf des NEP

Grundlage für den NEP 2014 ist gemäß §§ 12a Abs.1 S. 1 und 12b Abs. 1 S.1 EnWG der Szenariorahmen 2014, der im August 2013 von der BNetzA genehmigt – und damit bestandskräftig – wurde. Allerdings ist bereits während des Gesetzgebungsprozesses zum EEG 2014 ab Herbst 2013 deutlich geworden, dass sich mit dem EEG 2014 die für die Erstellung des NEP 2014 maßgeblichen Rahmenbedingungen entscheidend ändern werden. Dieser absehbare Anpassungsbedarf hat sich auch in zahlreichen Stellungnahmen im Rahmen der Konsultation zum ersten Entwurf des NEP 2014 niedergeschlagen.

Vor diesem Hintergrund haben die ÜNB bereits im Juni 2014 eine erste Orientierungsrechnung auf Basis des damals vorliegenden EEG-Kabinettsentwurfs sowie absehbarer Änderungen im parlamentarischen Gesetzgebungsverfahren vorgelegt, die den ÜNB-Entwurf des Szenariorahmens 2015 sowohl mit veränderten Mantelzahlen für den Ausbau erneuerbarer Energien als auch mit einer veränderten Regionalisierung berücksichtigt hat. Allerdings konnte diese Orientierungsrechnung nicht in den zweiten Entwurf des NEP 2014 übernommen werden, da sie andere als die für den genehmigten Szenariorahmen 2014 verbindlich festgelegten Mantelzahlen enthielt.

Die EEG-Novelle und ihre Auswirkungen auf den NEP-Prozess

Seit dem 01.08.2014 ist das neue EEG in Kraft. Folgende Rahmendaten wurden festgelegt, die für den NEP-Prozess von Relevanz sind:

- *Ausbaukorridor von 40 bis 45 % EE-Anteil am Bruttostromverbrauch 2025 sowie von 55 bis 60 % 2035,*
- *6,5 GW installierte Kapazität bei Wind offshore bis 2020 und 15 GW 2030,*
- *2,5 GW jährlicher Netto-Zubau bei Wind onshore,*
- *2,5 GW jährlicher Brutto-Zubau bei Photovoltaik,*
- *100 MW Brutto-Zubau bei Biomasse jährlich,*
- *Einführung eines Ausschreibungssystems für erneuerbare Energien spätestens ab 2017.*

Der vorliegende NEP wurde erstellt, während durch den Gesetzgeber im Zuge der Novellierung des EEG zeitgleich grundlegende energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen neu bestimmt wurden. Die Übertragungsnetzbetreiber haben daher innerhalb des genehmigten Szenariorahmens einige zu erwartende Neuerungen bereits in diesem zweiten Entwurf abgebildet, beispielsweise eine neue Regionalisierung am Szenario B 2024, die die zukünftige Entwicklung der Erneuerbaren besser abbildet. Die wahrscheinliche Entwicklung der Erzeugerlandschaft kann vollumfänglich erst in einem angepassten Szenariorahmen für den NEP 2015 abgebildet werden.

Bereits im ersten Entwurf des NEP 2014 haben die Übertragungsnetzbetreiber daher in einem Exkurs Überlegungen zu wahrscheinlichen Auswirkungen der EEG-Reform auf den Netzentwicklungsbedarf angestellt. Darin wurde dargelegt, dass die qualitative Analyse der Auswirkungen der im Frühjahr 2014 diskutierten Eckpunkte für eine EEG-Reform gezeigt hat, dass der aktuelle Bundesbedarfsplan auch weiterhin einen soliden Kern des zukünftig benötigten Netzausbaus bildet und die Notwendigkeit von Ausbaumaßnahmen langfristig gesehen nicht stark abnimmt, sondern bestenfalls lokal begrenzte Auswirkungen hat bzw. lediglich zeitlich gestreckt wird.



Orientierungsrechnung der ÜNB als erste Auswirkungsanalyse des neuen Rechtsrahmens

Die ÜNB haben frühzeitig nach Veröffentlichung des ersten Entwurfs des NEP eine Orientierungsrechnung erstellt, um weitere Indikationen für den Netzausbaubedarf unter den Rahmenbedingungen des novellierten EEG auf Basis des Kabinettentwurfs zu erhalten. In dieser Orientierungsrechnung wurden die durch die EEG-Novelle induzierten Veränderungen der politischen Rahmenbedingungen für den Netzausbaubedarf abgebildet. Das Szenario B 2025 des ÜNB-Entwurfs des Szenariorahmens 2015 vom 30.04.2014 wird hierbei mit dem Szenario B 2024 des ersten Entwurfs des NEP 2014 verglichen. Auf Basis angepasster Mantelzahlen und einer angepassten Regionalisierung wurde eine vollständige Marktsimulation für ein weiteres Szenario, nachfolgend Szenario O 2025 genannt, durchgeführt. Anschließend wurden die Auswirkungen auf das Netz indikativ, d. h. nicht maßnahmenscharf, betrachtet. Die Orientierungsrechnung zeigte folgendes Ergebnis:

Im Bereich erneuerbarer Energien weicht die Orientierungsrechnung bei Wind onshore (+5,2 GW), Wind offshore (-2,2 GW) und Biomasse (-1,5 GW) entsprechend den aktualisierten politischen Zielsetzungen vom Szenario B 2024 ab. Ein starker Anstieg ist in Mecklenburg-Vorpommern (+2,1 GW) zu beobachten. Ein weiterer Unterschied zwischen der Orientierungsrechnung und dem Szenario B 2024 ist im Bereich der konventionellen Kraftwerke eine um 4,2 GW weniger stark reduzierte Leistung von Braunkohlekraftwerken bei entsprechend geringerem Zubau der anderen Kraftwerkskapazitäten, basierend auf den derzeitigen Marktannahmen für die einzelnen Brennstoffe und den CO₂-Ausstoß.

Insgesamt sind die Unterschiede zwischen den Szenarien O 2025 und B 2024 mit -0,7 GW bei den konventionellen Kapazitäten sowie +0,6 GW bei den EE-Kapazitäten eher gering. Durch die Anwendung einer neuen EE-Regionalisierungssystematik, die die Auswirkungen des neuen EEG besser abbildet, kommt es in der Orientierungsrechnung bei Wind onshore und abgeschwächt auch bei Photovoltaik zu Abweichungen vom Szenario B 2024 in einer Größenordnung von bis zu 2,1 GW je Bundesland. Bei Wind offshore sinkt die installierte Leistung entsprechend den politischen Zielsetzungen in Niedersachsen um -1,9 GW und in Schleswig-Holstein um -0,3 GW.

Die Ergebnisse der Marktsimulation zeigen, dass sich bei den erneuerbaren Energien die Veränderungen bei der installierten Leistung bemerkbar machen. Während die Stromerzeugung aus Wind onshore in der Orientierungsrechnung im Vergleich zum Szenario B 2024 um rund 10,3 TWh ansteigt, sinkt die Stromerzeugung aus Wind offshore (-8,6 TWh), Biomasse (-8,4 TWh) und sonstiger regenerativer Erzeugung (-2,25 TWh). Insgesamt sinkt die Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zu B 2024 um rund 9,4 TWh. Dies entspricht einem Anteil am Bruttostromverbrauch von 45 % und damit der aktuellen politischen Zielstellung.

Die indikative, nicht maßnahmenscharfe Analyse der Auswirkungen auf die Netztopologie macht deutlich, dass sich aufgrund der geänderten Mantelzahlen und Regionalisierung regional nur leicht veränderte Leitungsbelastungen ergeben. Aufgrund der geringen Änderungen bei den Leitungsauslastungen auf Basis des Szenarios O 2025 ist tendenziell ein Umfang des notwendigen Netzausbaubedarfs wie in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen zu erwarten, d. h. der hohe Nord-Süd-Transportbedarf innerhalb Deutschlands wird leicht steigen.

Die Orientierungsrechnung legt nahe, dass im NEP 2015 als Folge des neuen EEG bestenfalls regional begrenzte Auswirkungen auf die Maßnahmen des Bundesbedarfsplans zu erwarten sind, d. h., dass sich die bereits in den drei Netzentwicklungsplänen der Jahre 2012, 2013 und 2014 herausgearbeitete künftige Netzstruktur in Deutschland mit signifikanten Verstärkungen des AC-Netzes und vier steuerbaren DC-Fernübertragungs-Korridoren erneut als notwendig erweisen wird.



Rechtskonforme Berücksichtigung der EEG-Novelle mittels aktualisierter Regionalisierung

Nicht nur die vorangegangene Orientierungsrechnung, sondern auch zahlreiche Stellungnahmen im Rahmen der Konsultation des ersten Entwurfs des NEP haben deutlich gezeigt, dass der im August 2013 genehmigte Szenariorahmen 2014 mit der dort vorgenommenen Regionalisierung die Auswirkung der EEG-Novelle 2014 auf die wahrscheinliche Entwicklung der Erzeugungslandschaft in Deutschland und damit den energiewirtschaftlichen Bedarf nicht mehr adäquat abbilden kann. Um diesen Konsultationsbeiträgen Rechnung zu tragen, wurde für diesen zweiten Entwurf in einem Szenario, dem Szenario B 2024, abweichend vom Vorgehen zum ersten Entwurf, die auch im ÜNB-Entwurf des Szenariorahmens für den NEP 2015 vorgenommene Regionalisierung zugrunde gelegt. Dies bildet die zukünftige Entwicklung aufgrund des neuen EEG besser ab. Das Szenario B 2024 mit geänderter Regionalisierung und aktualisierten Netzverknüpfungspunkten wird in diesem zweiten Entwurf als Szenario B 2024 bezeichnet. Auf dieser Basis wurde für das Szenario B 2024* für diesen zweiten Entwurf eine komplette Marktsimulation mit darauf aufbauender Neuberechnung des Netzentwicklungsbedarfs durchgeführt.*

Mit dieser Vorgehensweise werden die ÜNB den durch die Novelle des EEG 2014 veränderten Rahmenbedingungen gerecht und können zugleich die rechtlich verbindlichen Vorgaben des Szenariorahmens 2014 einhalten. Die Anpassung der Mantelzahlen an die veränderten Rahmenbedingungen des EEG 2014 kann erst mit dem neuen Szenariorahmen 2015 als Grundlage für den NEP und den O-NEP 2015 erfolgen. Ein erster Indikator hierfür ist die Orientierungsrechnung.

Die Ergebnisse der Berechnungen auf Basis des Szenarios B 2024 zeigen wie auch schon die indikative Betrachtung in der Orientierungsrechnung, dass sich der Umfang des Netzentwicklungsbedarfs nicht grundlegend verändert und die bislang bestätigten Maßnahmen sich auch da als robuster Kern des zukünftigen Netzausbaubedarfs erweisen, die veränderte Regionalisierung aber sehr wohl Auswirkungen auf einzelne Maßnahmen hat. Die aus der Neuberechnung des Szenarios B 2024* resultierenden wesentlichen Veränderungen in den Projekten und Maßnahmen werden nachfolgend skizziert.*

Auswirkungen des Szenarios B 2024* auf Projekte und Maßnahmen

Aufgrund der weiterentwickelten Regionalisierung und den sich daraus ergebenden Änderungen im Übertragungsbedarf haben die Übertragungsnetzbetreiber im zweiten Entwurf des NEP 2014 sowohl das bisherige Netzkonzept als auch die HGÜ-Endpunkte neu untersucht. Im Rahmen dieser Prüfung wurden insbesondere die Anregungen einbezogen, die im Rahmen der öffentlichen Konsultation an die Übertragungsnetzbetreiber herangetragen wurden. Das Ergebnis der Prüfung bestätigt weiterhin den hohen Übertragungsbedarf im Szenario B 2024, zeigt jedoch, dass eine Verschiebung der HGÜ-Endpunkte den Anforderungen einer neuen Regionalisierung in höherem Maße gerecht werden kann. Die veränderten Planungen auf Basis der neuen Regionalisierung haben auf die HGÜ-Korridore C und D folgende konkrete Auswirkungen:

Im Korridor C:

- Verschiebung des HGÜ-Endpunktes von Goldshöfe nach Raum Wendlingen
- Verzicht auf die Leitung TNG-003: von Bünzwangen nach Goldshöfe
- Verzicht auf die Maßnahmen P163 M372, M373 und M386: im Osten von Baden-Württemberg

Im Korridor D:

- Verschiebung des HGÜ-Anfangspunktes von Lauchstädt nach Wolmirstedt
- Verschiebung des HGÜ-Endpunktes von Meitingen nach Raum Gundremmingen
- Verzicht auf die Leitung P124 M209a: von Wolmirstedt nach Klostermansfeld
- zusätzliche Leitung P37 M25b: vom Pumpspeicherwerk Talsperre Schmalwasser nach Mecklar



Neben den Veränderungen in den HGÜ-Korridoren sind aufgrund der neuen Regionalisierung Anpassungen bei folgenden Projekten und Maßnahmen erforderlich:

- Verzicht auf die Maßnahme P107 M200: von Lüstringen nach Gütersloh
- Verzicht auf die Leitung P133 M253: von Borken nach Gießen
- Verzicht auf die Leitung P48 M365: von Raum Grafenrheinfeld nach Kupferzell
- Verstärkung des Berliner Kabels P180 vom Umspannwerk Marzahn zum Umspannwerk Teufelsbruch
- zusätzliche Leitung P35 M84: von Pasewalk nach Lubmin
- zusätzliche Leitung P35 M78: von Lubmin über Lüdershagen und Bentwisch nach Güstrow
- Netzverstärkung P84 M367 und M368: von Hamburg/Nord nach Krümmel
- Netzverstärkung P185 M420 auf der Strecke von Redwitz nach Landesgrenze BY/TH

Die Änderungen in den Projekten und Maßnahmen wie auch die neuen Maßnahmen werden detailliert in den Projektbeschreibungen im Anhang unter „Projektsteckbriefe Zubaunetz“ des zweiten Entwurfs des NEP 2014 dokumentiert.

Die übrigen Szenarien A 2024, C 2024 und B 2034 wurden nicht komplett neu berechnet. Jedoch wurden die Auswirkungen der in Szenario B 2024* identifizierten Veränderungen bei einzelnen Maßnahmen auch für diese Szenarien überprüft. Eine Analyse anhand ausgewiesener Referenzfälle hat gezeigt, dass die durch B 2024* bei einzelnen Maßnahmen identifizierten Veränderungen auch in den übrigen Szenarien netztechnisch belegt werden können.

Die nachfolgende Tabelle enthält eine Übersicht über die in den jeweiligen Szenarien verwendeten EE-Mantelzahlen sowie deren Regionalisierung.

Tabelle 1: Übersicht zu den EE-Mantelzahlen und der Regionalisierung in den Szenarien

Einzelziel	A 2024	B 2024*	C 2024	B 2034
EE-Mantelzahlen gemäß Szenario-rahmen 2014	ja	ja	ja	ja
Regionalisierung gemäß Szenario-rahmen 2014	ja	nein (aktualisiert auf Basis ÜNB-Entwurf Szenario-rahmen 2015)	ja	ja

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Ausblick: Weiterentwicklung der Methodik zur zukünftigen Bewertung von Netzentwicklungsmaßnahmen

Die für jedes Szenario ermittelten Maßnahmen sind für ein (n-1)-sicheres und engpassfreies Netz unter den Rahmenbedingungen des jeweiligen Szenarios notwendig. Um zukünftig die Ausbaumaßnahmen auch untereinander priorisieren zu können, stellen die Übertragungsnetzbetreiber mit diesem NEP auch einen diesbezüglich weiterentwickelten methodischen Ansatz vor. Dabei wird die Auswirkung der einzelnen Maßnahmen auf Redispatchmengen und auf die Integration der erneuerbaren Energien bewertet. Die bisher angewandte Methodik zur Maßnahmenermittlung wird so um weitere Komponenten neben der Bewertung des Beitrags einer Maßnahme zur Behebung der Übertragungsgengpässe und zur Systemstabilität erweitert.

Exemplarisch wurde die Methode am Szenario B 2024 des ersten Entwurfs des NEP 2014 getestet, um ihre Wirkungsweise zu verdeutlichen. Die konkrete vollständige Anwendung der Methode ist für die folgenden Netzentwicklungspläne angedacht. Neben der Erweiterung der Bewertung um die Berücksichtigung von Redispatchmengen und die Integration von erneuerbaren Energien entwickeln die Übertragungsnetzbetreiber ebenso die Analysen zum Beitrag der Maßnahmen zur Systemstabilität und zur Versorgungssicherheit weiter. Die Entwicklung eines möglichen Kriterienmix zur umfassenden Bewertung von Maßnahmen ist somit noch nicht abgeschlossen.

Methodik zur Maßnahmenbewertung anhand von Redispatchmengen und der Integration von erneuerbaren Energien

Die Methode bewertet die ökonomische und ökologische **Wirksamkeit** einer Maßnahme anhand der durch die jeweilige Maßnahme vermiedene Redispatchmenge bzw. das durch die Maßnahme unterbleibende EE-Erzeugungsmanagement. Unter Redispatch versteht man die Veränderung des konventionellen Kraftwerkseinsatzes, um Leitungsüberlastungen zu vermeiden. Mit Erzeugungsmanagement ist die Reduzierung von Erzeugung von erneuerbaren Energien – und damit ihre Nicht-Integration in das Stromsystem – zur Beseitigung von Engpässen im Netz gemeint. Redispatch und Erzeugungsmanagement können einen Beitrag zur Sicherstellung der Systemstabilität leisten. *Redispatch ist, in gewissem Rahmen, ein wirksames betriebliches Instrument zur Bewirtschaftung von Engpässen.*

Für die Bestimmung des Redispatch bzw. des Erzeugungsmanagements wurde ein Modell des Instituts für Hochspannungstechnik (IFHT) an der RWTH Aachen eingesetzt. Dieses Modell berechnet, ausgehend vom Ergebnis der Strommarktsimulation und einem vorgegebenen Netzausbaustand, die zur Herstellung der (n-1)-Sicherheit notwendigen Anpassungen für die marktbasiereten Kraftwerksfahrpläne aus der Marktsimulation und die Einspeisung aus erneuerbaren Energien.

Um diese Methodik einem ersten Test zu unterziehen, wurden exemplarisch die Maßnahmen, die für das Szenario B 2024 als erforderlich ermittelt wurden und die nicht bereits zum Maßnahmenset des Bundesbedarfsplans gehören, getestet. Da die Bundesbedarfsplanmaßnahmen für ein engpassfreies Netz noch lange nicht ausreichen, ist es im Ergebnis einer solchen Bewertung dann möglich, *Maßnahmenbündel* zu bilden, *je nach Menge des dadurch vermiedenen Redispatches: Maßnahmenbündel 1 ist demnach eine Gruppe von Maßnahmen mit signifikanter eingesparter Redispatchmenge in der TWh/a-Größenordnung und dann Maßnahmenbündel 2 als Gruppe von Maßnahmen mit eingesparter Redispatchmenge in der GWh/a-Größenordnung usw.*

Die Wirksamkeit einer Netzausbaumaßnahme und damit auch die eingesparte Redispatchmenge hängt grundsätzlich von zwei Faktoren ab: dem gewählten energiewirtschaftlichen Szenario (hier B 2024) und dem Umsetzungsgrad der übrigen geplanten Netzausbaumaßnahmen (hier nach Umsetzung aller Bundesbedarfsplanmaßnahmen). Um alle zu untersuchenden Maßnahmen unter den gleichen Randbedingungen zu bewerten und gleichzeitig die Wechselwirkungen zwischen den Maßnahmen richtig zu berücksichtigen, wird ein iteratives Verfahren angewandt. Zuerst wird die Redispatchmenge des Ausgangsnetzes bestimmt. Anschließend wird für jede darüber hinausgehende Zubau-netzmaßnahme eine Rechnung durchgeführt, in der die Redispatchmenge des Ausgangsnetzes zuzüglich derjenigen der Maßnahme ermittelt wird. Die Maßnahmen mit der höchsten Wirksamkeit, also der größten eingesparten Redispatchmenge, werden für die nächste Iterationsstufe dem Ausgangsnetz hinzugefügt.



Der Ansatz der Verringerung der Redispatchmengen gibt Hinweise auf die Priorisierung der Maßnahmen. Die im Sinne der Redispatch-Einsparung effektivsten sechs Maßnahmen wurden als *Maßnahmenbündel 1* gekennzeichnet, die effektivsten *Maßnahmen* der zweiten Iteration als *Maßnahmenbündel 2* usw. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Zuordnung der Maßnahmen zu den einzelnen Stufen und die dadurch eingesparte Redispatchmenge, aufgeschlüsselt nach Redispatch konventioneller Kraftwerke und EE-Einspeisemanagement.

Tabelle 2: Jährlich eingesparte Redispatchmenge

	jährlich eingesparte Redispatchmenge [GWh]	davon EE [GWh]
Maßnahmenbündel 1	4.190	309
Maßnahmenbündel 2	1.231	811
Maßnahmenbündel 3	78	1
Maßnahmenbündel 4	29	–
Maßnahmenbündel 5	58	–

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die *Maßnahmenbündel* enthalten folgende Maßnahmen (Zubaunetzmaßnahmen B 2024 des ersten Entwurfs, die nicht im Bundesbedarfsplan enthalten sind):

Maßnahmenbündel 1: HGÜ-Korridor C: Kreis Segeberg – Goldshöfe (C06), Raitersaich – Ludersheim – Altheim (P53), Pleinting – St. Peter (P112), Güstrow – Wolmirstedt (P34), Daxlanden – Eichstetten (M90), HGÜ-Korridor B: Raum Wehrendorf – Raum Urberach (B04)

Maßnahmenbündel 2: Raum Göhl – Raum Lübeck – Kreis Segeberg (P72), Emden/Ost – Raum Halbmond (P20), Altenfeld – Raum Grafenrheinfeld (P44), Conneforde – Raum Unterweser (P22), Eichstetten – Kühmoos (M41b), Metzingen – Oberjettingen – Engstlatt (P50)

Maßnahmenbündel 3: Landesbergen – Raum Wehrendorf (P27), Raum Düren, Einschleifung Oberzier (P101), Conneforde – Sottrum (P119), Dresden Süd – Schmölln (P123), Anbindung Mehrum (P115)

Maßnahmenbündel 4: Lüstringen – Gütersloh (P107), Großkrotzenburg – Raum Urberach (M91), Borken – Gießen Nord (P133), Wahle – Klein-Ilse (P152), Dollern – Elsfleth/West (P23)

Maßnahmenbündel 5: Büttel – Wilster (P26), Borken – Twistetal (P151), Borken – Mecklar (P118), Wolmirstedt – Lauchstädt (P124), Lauchstädt – Ebeleben – Vieselbach (P131)

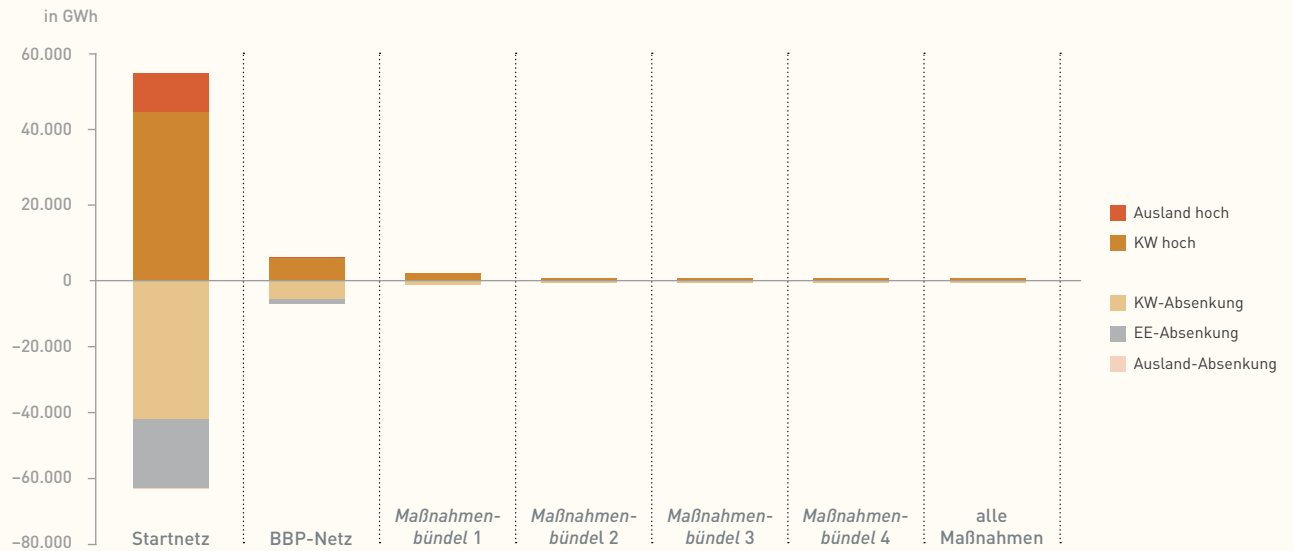
In der folgenden Abbildung sind die notwendigen jährlichen Redispatchmengen für das NEP-Startnetz, das Bundesbedarfsplan-Netz sowie nach Umsetzung der einzelnen Stufen dargestellt. Darüber hinaus ist die Zusammensetzung der Redispatchmengen angegeben, also welcher Typ Einspeisung erhöht bzw. abgesenkt wird.

Hierbei wird zwischen den Kategorien konventionelle Kraftwerke (KW), erneuerbare Energieträger (EE) und Einspeisung im Ausland (Ausland) unterschieden.

Die Methode zeigt, dass bereits durch die Umsetzung der im Bundesbedarfsplan enthaltenen Maßnahmen im Vergleich zum Startnetz erhebliche Mengen an Redispatch und EE-Einspeisemanagement vermieden werden könnten. Jedes neue „Maßnahmenpaket“ (*Maßnahmenbündel 1 bis 5*) würde beide nochmals entsprechend reduzieren.



Abbildung 4: Jährlich vermiedene Redispatchmenge



in [GWh]	Startnetz	BBP-Netz	Maßnahmenbündel 1	Maßnahmenbündel 2	Maßnahmenbündel 3	Maßnahmenbündel 4	alle Maßnahmen
Ausland hoch	10.165	138	5	0	0	0	0
KW hoch	44.599	5.755	1.694	468	390	361	303
KW Absenkung	-36.509	-4.776	-882	-467	-389	-361	-300
EE Absenkung	-18.059	-1.113	-812	-1	0	0	-3
Ausland Absenkung	-195	-5	-4	0	0	0	0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

1.3 Geprüfte und in Betracht kommende anderweitige Planungsmöglichkeiten

Der Netzentwicklungsplan muss gemäß § 12b 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 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 werden müssen auf der abstrakten Ebene des NEP konkrete räumliche Alternativen zu Einzelmaßnahmen. Die im NEP enthaltenen Maßnahmen sind Ergebnis eines netzplanerisch ermittelten Gesamtbedarfs. Es geht vielmehr um die grundsätzliche Ermittlung von Lösungen für Übertragungsbedarfe nach netztechnischen Aspekten. Die konkrete Führung der Trasse zwischen einem Anfangs- und einem 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.

Die Prüfung alternativer Trassenverläufe stellt keine in Betracht kommende anderweitige Planungsmöglichkeit dar und wird insofern im Bericht auch nicht erläutert. Bereits im NEP 2012 betrachtete anderweitige Planungsmöglichkeiten sind demgegenüber die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie anderweitige Technologiekonzepte. Die anderweitigen Technologiekonzepte stellen durchaus Rahmenbedingungen dar, die in die Netzberechnungen in unterschiedlicher Weise Eingang finden können und insofern anderweitige Planungsmöglichkeiten eröffnen. Solche technischen Optionen bilden insbesondere die Verwendung der Übertragungstechnologie als reines Drehstromnetz, ein vollständig auf Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) basierender Netzausbau oder eine Mischform aus beiden ab. 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 2012 unter www.netzentwicklungsplan.de/ZZ4. Gegenüber den dort angestellten Überlegungen gibt es keine neu hinzugefügten technischen Planungsmöglichkeiten, sodass im NEP 2014 auf dieses Kapitel Bezug genommen wird.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten bereits im NEP 2014 auch dadurch dargestellt, dass dort ausgehend von vier verschiedenen genehmigten Szenarien nach § 12a EnWG vier unterschiedliche Zielnetze berechnet und einander gegenübergestellt werden.

1.4 Verbindung zum Offshore-Netzentwicklungsplan

Der konsultierte und bestätigte Szenariorahmen ist auch die Grundlage für den Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP). In den vier Szenarien wird jeweils für Nord- und Ostsee die entsprechende Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie angegeben. Die zweite wichtige Schnittstelle zwischen NEP und O-NEP sind die Netzverknüpfungspunkte zwischen Onshore- und Offshorenetz (siehe Kapitel 4.2).

Im zweiten Entwurf wurden die noch in den ersten Entwürfen von NEP und O-NEP bestehenden Inkonsistenzen beseitigt. Einzelnen Netzverknüpfungspunkten waren unterschiedliche Erzeugungsleistungen aus Offshore-Windenergie zugewiesen. Die Ursache hierfür ist bereits in den ersten Entwürfen des NEP und O-NEP ausführlich beschrieben worden. Besonders betroffen waren die Netzverknüpfungspunkte Raum Halbmond, Raum Cloppenburg/Ost, Raum Wilhelmshaven 2, Elsfleth/West und Raum Unterweser. Eine detaillierte Erläuterung zu den Veränderungen bei den Netzverknüpfungspunkten findet sich im Kapitel 4.2.

1.5 Sensitivitäten

Der NEP entsteht jährlich in einem klaren gesetzlichen Rahmen und muss in seinem Szenariorahmen auf die aktuell gültigen energiepolitischen Ziele der jeweiligen Bundesregierung und den gesetzlichen Regelungsrahmen, z. B. bezüglich des Strommarktdesigns, abstellen. In Sensitivitäten kann eine mögliche zukünftige Entwicklung jenseits dieses vorgegebenen Rahmens angenommen werden. Dadurch können zusätzliche Erkenntnisse über den Einfluss bestimmter definierter Parameter auf den Netzentwicklungsbedarf gewonnen werden.

Neben dem Netzentwicklungsplan haben die Übertragungsnetzbetreiber auch 2014 Berechnungen zu möglichen Sensitivitäten durchgeführt. Das heißt, dass sie auch andere als die energiepolitisch beschlossenen und offiziell bekannten Entwicklungen der Energieerzeugung, so wie beispielsweise die Reduktion der Offshore-Windenergie-Ausbauerwartungen, als Grundlage für die Ermittlung des Netzausbaubedarfs betrachtet haben.



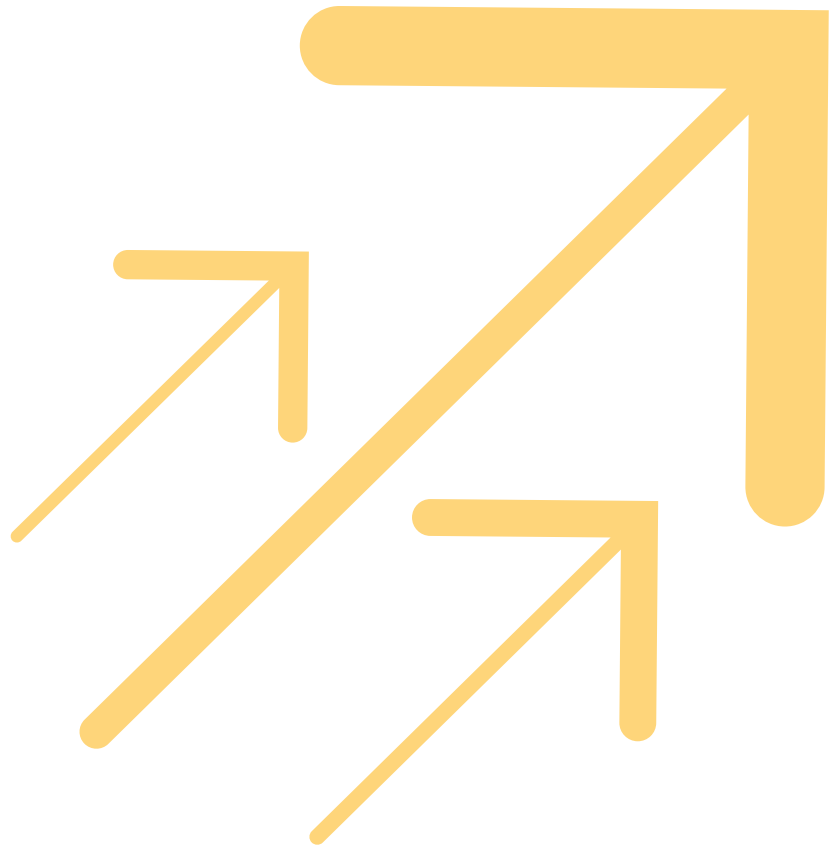
In einer Reihe von öffentlichen Veranstaltungen, Workshops und Einzelgesprächen haben sich die Übertragungsnetzbetreiber mit Interessensträgern der Netzentwicklung ausgetauscht, um Sensitivitäten zu identifizieren, die der Erwartungshaltung der Öffentlichkeit entsprechen und einen Erkenntnisgewinn mit sich bringen. Insbesondere war den Übertragungsnetzbetreibern hierbei wichtig, aus den Ergebnissen und Bewertungen der ersten Sensitivitätsanalysen, die im Rahmen des NEP 2013 durchgeführt wurden, für zukünftige Untersuchungen zu lernen. Auf Basis dieser intensiven Dialoge und der aktuellen energiepolitischen Debatte haben sich die Übertragungsnetzbetreiber darauf verständigt, folgende drei Sensitivitäten zu analysieren und zu berechnen:

- Auswirkung eines reduzierten Ausbaus von Offshore-Windenergie gemäß Koalitionsvertrag (9,9 GW) gegenüber den Ausbautzahlen des Szenarios A 2024,
- Auswirkung eines dynamischen Einspeisemanagements von neu installierten Windenergieanlagen onshore; Ausgangspunkt für diese Sensitivität ist das Szenario A des Netzentwicklungsplans 2014, ergänzt um die Sensitivität „Reduktion Offshore“,
- Auswirkung eines deutlich erhöhten CO₂-Preises gemäß der Annahme zu den Cost-Benefit-Analysen für den europäischen TYNDP („Vision 4“).

Die Sensitivitäten sind als Beiträge zur Diskussion um die Ausgestaltung netzausbaudimensionierender Faktoren zu verstehen. Sie beschreiben die Auswirkungen bestimmter wichtiger Parameter, stellen jedoch kein neues Zielnetz auf Basis eines ausdifferenzierten Szenariorahmens dar.

Die Berichte zu den Sensitivitätsbetrachtungen sind unter www.netzentwicklungsplan.de/sensitivit%C3%A4tenbericht-2014 veröffentlicht.

2 SZENARIORAHMEN



2 SZENARIORAHMEN

Der Szenariorahmen ist der Ausgangspunkt für die Erstellung des Netzentwicklungsplans (NEP) sowie des Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP). Der Entwurf des Szenariorahmens für den NEP 2014 und den O-NEP 2014, basierend auf den von den Übertragungsnetzbetreibern stetig weiterentwickelten Szenariorahmen aus den Jahren 2011 und 2012, wurde von den Übertragungsnetzbetreibern am 28.03.2013 der Bundesnetzagentur (BNetzA) vorgelegt und von dieser am 05.04.2013 auf ihrer Internetseite zur öffentlichen Konsultation gestellt.

Mit dem Genehmigungsdokument (Az.: 6.00.03.05/13-08-30/Szenariorahmen 2013) vom 30.08.2013 hat die Bundesnetzagentur den Szenariorahmen zum NEP 2014 nach § 12a Abs. 3 EnWG genehmigt und auf ihrer Internetseite veröffentlicht. Dem Dokument sind die Details zu den genehmigten Werten und deren Herleitung aus Sicht der Bundesnetzagentur zu entnehmen.

Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren

Einige Stellungnahmen bezogen sich auf Themen, die den Szenariorahmen betreffen und nicht den Netzentwicklungsplan. Der Szenariorahmen ist die Grundlage für die Netzentwicklungspläne und wird jährlich separat von der BNetzA zur Konsultation gestellt. Er kann somit für den zweiten Entwurf nicht überarbeitet werden. Die Konsultation des Szenariorahmens 2014 fand vom 04.04. bis zum 17.05.2013 statt. Am 30.08.2013 wurde er durch die BNetzA genehmigt. Auch die Konsultation für den Szenariorahmen 2015 ist bereits abgeschlossen, sie fand vom 12.05. bis zum 23.06.2014 statt. Die Hinweise aus der Konsultation zum ersten Entwurf des NEP 2014 haben gezeigt, dass speziell die Frage, ob und welche Bedarfsänderungen sich durch die EEG-Novelle ergeben, nochmals überprüft werden sollte. Für den zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2014 wurde deshalb eine ergänzende Untersuchung unter Berücksichtigung der durch die zum 01.08.2014 in Kraft getretene Novelle des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG 2014) veränderten Rahmenbedingungen durchgeführt. Die Mantelzahlen der Genehmigung wurden nicht verändert, es ist jedoch auf der Basis der neuen Erkenntnisse aus dem Novellierungsprozess zum EEG zu erwarten, dass sich die regionale Verteilung des Erneuerbare-Energien-Zubaus anders über das Bundesgebiet verteilen dürfte als noch im ersten Entwurf des NEP 2014 angenommen. Eine diesbezügliche Analyse wurde für das Szenario B 2024 nun vorgenommen und ist im vorliegenden Kapitel ergänzt. Auf das in Kapitel 1 skizzierte „Szenario B 2024“ wird unter dem Punkt „2.4 Regionalisierung“ sowie im Begleitdokument „Regionalisierungsmethodik erneuerbarer Energien für das Szenario B 2024 im Netzentwicklungsplan Strom 2014, 2. Entwurf“ Bezug genommen.*

2.1 Der Szenariorahmen enthält vier Szenarien

In allen vier Szenarien sind die Kernkraftwerke mit ihrer planmäßigen Außerbetriebnahme bis zum Ende des Jahres 2022 berücksichtigt. Die bestehenden und geplanten Speicher (inklusive Pumpspeicherkraftwerke) werden für alle Szenarien in vollem Umfang berücksichtigt. Die detaillierte Liste konventioneller Kraftwerke (Kraftwerksliste) ist unter www.netzentwicklungsplan.de/content/materialien verfügbar.

Szenario A 2024

In Szenario A wird gegenüber dem Referenzjahr 2012 für das Jahr 2024 ein Rückgang der Leistungsbereitstellung aus Braunkohle und Erdgas im konventionellen Bereich angenommen. Die installierte Leistung der Steinkohlekraftwerke nimmt leicht zu. Dabei werden sämtliche geplanten Braun- und Steinkohlekraftwerke berücksichtigt, für die ein Netzan-schlussbegehren oder eine Netzan-schlusszusage nach der Kraftwerks-Netzan-schlussverordnung (KraftNAV) vorliegt. Die installierte Leistung der erneuerbaren Energien bildet den unteren Rand des Szenariorahmens ab.

Szenario B 2024

Szenario B ist von einem höheren Anteil an erneuerbaren Energien (EE) gekennzeichnet als Szenario A. Darüber hinaus werden ein Anstieg der Leistung bei den Gaskraftwerken und ein Rückgang bei den Braunkohlekraftwerken prognostiziert. Die Leistungsbereitstellung aus Steinkohlekraftwerken bleibt ungefähr auf dem Niveau des Referenzjahres 2012. Über die aktuell im Bau befindlichen Anlagen hinaus werden keine weiteren Braun- und Steinkohlekraftwerke berücksichtigt.



Die Werte ergeben sich aus den Referenzwerten für das Jahr 2012 zuzüglich aktueller Zubauten sowie geplanter Gaskraftwerke in einem fortgeschrittenen Planungsstadium abzüglich rechnerischer und angezeigter Außerbetriebnahmen.

Szenario B 2034

Das Szenario B 2034 wird *in Bezug auf die installierten Leistungen je Technologie* bei diesem Szenario um zehn Jahre bis zum Jahr 2034 fortgeschrieben.

Szenario C 2024

Im Szenario C wird ein besonders hoher Anteil der Stromgewinnung aus erneuerbaren Energien dargestellt, der sich aus regionalen Entwicklungsprognosen und Zielen der Bundesländer ergibt. Die konventionelle Leistungsbereitstellung entspricht der des Szenarios B für das Jahr 2024.

2.2 Die Spreizung des Szenariorahmens

Die Szenarien basieren laut Gesetz auf der *Genehmigung der BNetzA*. Durch die jährliche Fortschreibung wird der Szenariorahmen laufend an eventuelle Veränderungen der Rahmenbedingungen angepasst.

Die Übertragungsnetzbetreiber bilden im NEP 2014 die bedarfsgerechte Netzentwicklung für die gesamte Bandbreite der vier Szenarien ab. Mit den einzelnen Szenarien ist die Spreizung des Szenariorahmens so weit gefächert, dass damit die Grundanforderungen an die Netzentwicklung gegeben sind. Zusammen mit den zwischen den Szenarien veränderten Annahmen der europäischen Nachbarländer ist eine sachgerechte Spreizung und Variabilität innerhalb des Szenariorahmens gegeben.

2.2.1 Erzeugungskapazitäten in den genehmigten Szenarien

In der folgenden Tabelle sind die installierten Nettoleistungen pro Energieträger für Deutschland in den drei Szenarien für 2024 und dem Szenario für 2034 nach Genehmigung durch die Bundesnetzagentur sowie ein Vergleich mit dem Szenariorahmen im NEP 2013 dargestellt.



Tabelle 3: Erzeugungskapazitäten in den genehmigten Szenarien

Netto Nennleistung in GW	Referenz 2012	A 2024			B 2024			B 2034			C 2024		
		BNetzA	A 2023	BNetzA Diff. zu A 2023	B 2023	BNetzA Diff. zu B 2023	B 2033	BNetzA Diff. zu B 2033	C 2023	BNetzA Diff. zu B 2023			
Kernenergie	12,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,2	18,0	16,0	↓ -2,0	17,6	15,4	↓ -2,2	11,8	11,3	↓ -0,5	17,6	15,4	↓ -2,2
Steinkohle	25,4	31,9	27,2	↓ -4,7	25,7	25,8	↑ 0,1	20,2	18,4	↓ -1,8	25,7	25,8	↑ 0,1
Erdgas	27,0	23,2	23,3	↑ 0,1	33,0	28,2	↓ -4,8	41,0	37,5	↓ -3,5	33,0	28,2	↓ -4,8
Mineralölprodukte	4,0	2,7	1,8	↓ -0,9	2,7	1,8	↓ -0,9	1,0	1,1	↑ 0,1	2,7	1,8	↓ -0,9
Speicher (inkl. Pumpspeicher)	6,4	11,0	10,0	↓ -1,0	11,0	10,0	↓ -1,0	11,0	10,7	↓ -0,3	11,0	10,0	↓ -1,0
sonstige konv. Erzeugung	4,1	3,3	3,7	↑ 0,4	3,3	3,7	↑ 0,4	2,3	2,7	↑ 0,4	3,3	3,7	↑ 0,4
Summe konv. Erzeugung	100,2	90,1	82,0	↓ -8,1	93,3	84,9	↓ -8,4	87,3	81,7	↓ -5,6	93,3	84,9	↓ -8,4
Wind onshore	31,0	45,7	49,0	↑ 3,3	49,3	55,0	↑ 5,7	66,3	72,0	↑ 5,7	86,0	87,4	↑ 1,4
Wind offshore	0,3	10,3	11,5	↑ 1,2	14,1	12,7	↓ -1,4	25,3	25,3	0,0	17,8	16,1	↓ -1,7
Photovoltaik	33,1	55,3	54,8	↓ -0,5	61,3	56,0	↓ -5,3	65,3	59,5	↓ -5,8	55,6	58,6	↑ 3,0
Biomasse	5,7	8,1	8,3	↑ 0,2	8,5	8,7	↑ 0,2	9,0	9,2	↑ 0,2	7,3	7,8	↑ 0,5
Wasserkraft	4,4	4,5	4,5	0,0	4,8	4,7	↓ -0,1	5,0	5,0	0,0	4,8	4,2	↓ -0,6
sonstige reg. Erzeugung	0,8	1,0	0,9	↓ -0,1	1,5	1,5	0,0	2,3	2,3	0,0	1,4	1,3	↓ -0,1
Summe reg. Erzeugung	75,3	124,9	129,0	↑ 4,1	139,5	138,6	↓ -0,9	173,2	173,3	↑ 0,1	172,9	175,4	↑ 2,5
Summe konv. und reg. Erzeugung	175,5	215,0	211,0	↓ -4,0	232,8	223,5	↓ -9,3	260,5	255,0	↓ -5,5	266,2	260,3	↓ -5,9

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber und Bundesnetzagentur (2013): Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2014-07-29

2.2.2 Nettostromverbrauch und Jahreshöchstlast in den genehmigten Szenarien

Die Entwicklung des Energiebedarfs der Endverbraucher lässt sich nicht sicher vorhersehen. Energieeffizienzmaßnahmen auf Seiten der Verbraucher können zu einem Rückgang, der Ersatz von Primärenergieträgern durch elektrische Energie, z. B. durch Elektromobilität, kann zu einem Anstieg des Strombedarfs führen. Inwieweit sich diese Trends gegenseitig beeinflussen, ist heute noch nicht absehbar. In der Genehmigung der Bundesnetzagentur finden sich daher die folgenden Annahmen zu Nettostrombedarf und Jahreshöchstlast.

Tabelle 4: Nettostromverbrauch in den genehmigten Szenarien

	Referenz 2012	A 2024	B 2024	B 2034	C 2024
Nettostrombedarf (TWh)*	540,3	535,4	535,4	535,4	535,4
Jahreshöchstlast (GW)**	86,9	84,0	84,0	84,0	84,0

* inklusive der Summe der Netzverluste im Verteilungsnetz

** inklusive der Summe der Verlustleistung im Verteilungsnetz

Quelle: Bundesnetzagentur (2013): Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2014



2.3 Änderungen im Szenariorahmen 2014

Bei den erneuerbaren Energien und beim Verbrauch wurde bezüglich des Windprofils und der Lastzeitreihen im Szenariorahmen 2014 das Jahr 2011 als neues Basisjahr verwendet. Die Lastzeitreihen für Deutschland wurden in einer Erhebung ermittelt, die den Berichten zur Leistungsbilanzierung der Übertragungsnetzbetreiber zugrunde liegt. Durch diese Aktualisierung ändert sich die regionale Verbrauchszuordnung gegenüber dem NEP 2013. Die folgende Auswertung und die dabei ausgewiesenen Veränderungen zwischen dem Szenariorahmen zum NEP 2013 und zum NEP 2014 beziehen sich auf die Mantelzahlen aus dem Genehmigungsdokument. Die Unterschiede spiegeln den aktuelleren Kenntnisstand bzw. die neue Einschätzung der Bundesnetzagentur für die Zieljahre wider.

Konventionell

- Die konventionelle Erzeugung hat sich in B 2024 und C 2024 um 8,4 GW und in A 2024 um 8,1 GW gegenüber B 2023, C 2023 und A 2023 verringert.
- In B 2024 und in C 2024 ist die Leistung der Erdgaskraftwerke um 4,8 GW und die Leistung der Braunkohlekraftwerke um 2,2 GW gegenüber dem Szenariorahmen 2013 zurückgegangen.
- Die installierte Speicherleistung ist im Vergleich um 1,0 GW niedriger.

Regenerativ

- Die Summenleistung der regenerativen Erzeugung hat sich in den Szenarien unterschiedlich verändert.
- Im Szenario C 2024 sind die Leistungen von Wind onshore im Vergleich zum Vorjahr um 1,4 GW und bei der Photovoltaik um 3,0 GW gestiegen, dagegen gab es einen leichten Rückgang bei Wind offshore um 1,7 GW.
- In Szenario A 2024, B 2024 und B 2034 wurde von der Bundesnetzagentur mehr Onshore-Windkraft (bis zu 5,7 GW mehr) und weniger Photovoltaik (bis zu 5,8 GW weniger) sowie 1,4 GW weniger Offshore-Windkraft in B 2024 vorgesehen.

Gesamte Leistung

- Die Summenleistung in allen Szenarien ist um max. 9,3 GW zurückgegangen.

2.4 Regionalisierung

Unter Regionalisierung ist ein regionaler Verteilungsschlüssel für Erzeugungsanlagen zu verstehen. Die Methode zur Regionalisierung der zusätzlichen installierten Leistung aus erneuerbaren Energien auf Bundesländerebene stützte sich bisher ausschließlich auf die Meldungen der Bundesländer. Die Regionalisierung *des ersten Entwurfs des NEP 2014* wurde nach der Vorgabe der Bundesnetzagentur durchgeführt. Die Anwendung dieses Regionalisierungsverfahrens hat im Detail gezeigt, dass weiteres Verbesserungspotenzial besteht. Die Übertragungsnetzbetreiber *haben* daher die Regionalisierungsmethodik für den Szenariorahmen zum NEP 2015 *weiterentwickelt*. *Dies und die durch die EEG-Novelle veränderten Rahmenbedingungen berücksichtigend, wurde im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2014 eine ergänzende Untersuchung für das Szenario B 2024 durchgeführt. Die Mantelzahlen der Genehmigung wurden nicht verändert. Es ist jedoch auf der Basis der neuen Erkenntnisse aus dem Novellierungsprozess zum EEG zu erwarten, dass sich der regionale Zubau erneuerbarer Energien anders über das Bundesgebiet verteilen dürfte als noch im ersten Entwurf des NEP 2014 angenommen.*

2.4.1 Verteilungsschlüssel erneuerbarer Energien

Die Regionalisierung von Wind onshore, Photovoltaik, Biomasse, Laufwasser und sonstigen EE-Anlagen in den Szenarien A 2024, C 2024 und B 2034 wurde nach Vorgabe der BNetzA durchgeführt. Die Ergebnisse entsprechen dem bisherigen ersten Entwurf des NEP 2014. Bei der Überarbeitung des Szenarios B 2024 kam dazu abweichend die von den ÜNB im Szenariorahmen NEP 2015 vorgeschlagene Regionalisierungsmethodik zur Anwendung. Diese Methodik wurde im Konsultationsverfahren zum Szenariorahmen NEP 2015 veröffentlicht.



Eine ausführliche Dokumentation zum Verteilungsschlüssel erneuerbarer Energien zu A 2024, C 2024 und B 2034 ist auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/ZZJ hinterlegt. Eine detaillierte Beschreibung der angewandten Regionalisierungsmethodik bei B 2024 findet sich unter www.netzentwicklungsplan.de/ZZU.

Die nachfolgenden Erläuterungen beziehen sich auf die Szenarien A 2024, C 2024 und B 2034.

Wind onshore

Der Gesamtzubau von Wind onshore ergibt sich zu 50 % Zubau proportional aus der bisher installierten Leistung gegenüber 2012. Die Daten hierfür wurden den Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber entnommen. Weitere 50 % des Zubaus entsprechen den zur Windkraftnutzung geeigneten Standorten der vom Deutschen Wetterdienst veröffentlichten Karte „Jahresmittel der Windgeschwindigkeit – 80 m über Grund – in der Bundesrepublik Deutschland“. Wie sich der Zubau Wind onshore gemäß Windgeschwindigkeit nach dem Deutschen Wetterdienst auf die Standorte im Jahresmittel verteilt, wird in der folgenden Tabelle abgebildet.

Tabelle 5: Verteilung Zubau Wind onshore

Windgeschwindigkeit im Jahresmittel	Anteil
> 7,3 m/s	15,0 %
> 6,4 m/s und ≤ 7,3 m/s	12,5 %
> 5,5 m/s und ≤ 6,4 m/s	10,0 %
> 4,6 m/s und ≤ 5,5 m/s	7,5 %
≤ 4,6 m/s	5,0 %

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber und Deutscher Wetterdienst

Photovoltaik

Der Gesamtzubau von Photovoltaikanlagen gliedert sich in 50 % Zubau proportional zu der bisher installierten Leistung gegenüber 2012. Die regionale Verteilung ist dabei für den Zeitraum vor dem 01.01.2009 den Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber und für den Zeitraum zwischen dem 01.01.2009 und dem 30.09.2012 den veröffentlichten Zahlen aus dem PV-Melderegister der Bundesnetzagentur zu entnehmen.

Weitere 50 % des Zubaus verteilen sich gleichmäßig auf „Gebäude- und Freiflächen“. Die Werte sind der von den Statistischen Ämtern des Bundes und der Länder veröffentlichten Statistik 449-01-4, „Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung – Stichtag 31.12. – regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte“, zu entnehmen.

Biomasse

Der Gesamtzubau von Biomasse gegenüber 2012 besteht zu 100 % aus Landwirtschaftsflächen, deren regionale Verteilung der von den Statistischen Ämtern des Bundes und der Länder veröffentlichten Statistik 449-01-4, „Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung – Stichtag 31.12. – regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte“, zu entnehmen ist.



2.4.2 Ergebnisse der Regionalisierung

Für die Szenarien A 2024, C 2024 und B 2034 ergeben sich folgende Aussagen. Bei der Regionalisierung nach Windgeschwindigkeiten ergibt sich für Flächenländer wie z. B. Bayern und einige windreiche Regionen ein signifikanter Zubau an Onshore-Windkraft. Bei Bundesländern mit kleinerer Fläche, wie z. B. Schleswig-Holstein, kann sich der hohe Anteil des Zubaus aus einer höheren und mittleren Windgeschwindigkeitsklassifizierung ergeben. Der Anteil der Regionalisierung nach Bestandsanlagen überwiegt wiederum bei einigen anderen Bundesländern. Dagegen ist der Zubauwert bei Bundesländern, die sich weder durch einen hohen Bestand an Windkraftanlagen noch durch eine entsprechende Klassifizierung auszeichnen, niedrig. Dieser Wert kann auch unter den jeweiligen Landeszielen bzw. Potenzialen liegen.

Bei den Photovoltaikanlagen auf Gebäude- und Freiflächen rangiert Bayern aufgrund der großen Fläche vorne. Auch bei dem auf die landwirtschaftlich genutzten Flächen bezogenen Zubau von Biomasseanlagen übernimmt Bayern die Führung, gefolgt von Niedersachsen und Baden-Württemberg. Die Stadtstaaten und das Saarland spielen aufgrund kleiner landwirtschaftlich genutzter Flächen beim Zubau von Biomasseanlagen unter Verwendung des vorgegebenen Verteilungsschlüssels kaum eine Rolle.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass bei Anwendung des o. g. Verfahrens der Zubau von Windenergieanlagen z. B. gegenüber dem für das Szenario B 2023 gewählten Verfahren stärker im Norden und Süden als im Westen erfolgt. Bei der Photovoltaik sinkt dabei die installierte Leistung im Süden und gering im Osten und Norden, während sie im Westen fast gleich bleibt. Die Verteilung der Biomasseanlagen verschiebt sich von Ost und Süd nach West und Nord.

Bei der Überarbeitung des Szenarios B 2024 kam die von den ÜNB im Szenariorahmen NEP 2015 vorgeschlagene Regionalisierungsmethodik zur Anwendung. Insgesamt ergibt sich folgendes Bild im Vergleich zu B 2023: Der Zuwachs der Gesamtmantelzahl für Windkraftanlagen onshore regionalisiert sich nun verstärkt im Westen. Bei einem weiterhin starken Anteil im Norden findet dabei gegenüber B 2023 eine leichte Verstärkung der Windkraft im Nordosten statt. Der Anteil im Süden wächst moderat. Bei der Photovoltaik sinkt der Anteil der Leistung im Süden und steigt im Osten. Die Verteilung der Biomasseanlagen verschiebt sich moderat von Ost und Süd nach West und Nord.

Die detaillierten Ergebnisse der Regionalisierung sind auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/ZZi hinterlegt.

2.5 Nachbildung des Auslands

Das europäische Energieversorgungssystem ist schon heute durch bestehende Übertragungskapazitäten zwischen den einzelnen Ländern des ENTSO-E-Netzverbundes (European Network of Transmission System Operators for Electricity) eng miteinander verknüpft. Hierdurch wird ein Stromhandel zwischen einzelnen Marktgebieten ermöglicht. Das dritte Energie-Binnenmarktpaket der Europäischen Union (EC 714/2009), das am 03.03.2011 in Kraft trat, hat als Ziel die Weiterentwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes, insbesondere durch eine weitergehende Verstärkung der transeuropäischen Verbindungen und der Energieinfrastrukturen, sowohl innerhalb der Mitgliedstaaten als auch zwischen ihnen. Dabei spielen die dem Binnenmarkt zur Verfügung gestellten Austauschkapazitäten zwischen den einzelnen Marktgebieten eine wichtige Rolle, da durch Handelsaktivitäten der Kraftwerkseinsatz in diesen Gebieten regional und auch überregional beeinflusst wird.

Da die Austauschmöglichkeiten elektrischer Energie in Europa hinsichtlich der Leistung nicht unbegrenzt sind, bilden sich Märkte mit unterschiedlichen Energiepreisen. Durch einen möglichst freizügigen Energiebinnenmarkt soll innerhalb der Europäischen Union der Wettbewerb noch weiter gestärkt werden, um so für alle Verbraucher den Zugang zu möglichst kostengünstiger Energie zu fördern. Darüber hinaus können durch ein eng vermaschtes Übertragungsnetz im europäischen Verbund auch weiter entfernt liegende Erzeugungskapazitäten, z. B. aus regenerativen Energien oder Speichern, erschlossen werden.



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 auch von den Entwicklungen in den Nachbarländern abhängig sein, d. h. für die Dimensionierung eines engpassfreien Übertragungsnetzes in Deutschland wären dann Höhe, Zeitpunkt und Richtung der Austauschleistungen zwischen Deutschland und den angrenzenden Marktgebieten von großer Bedeutung. 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, wird der ENTSO-E-Netzverbund bei der Bestimmung der zukünftigen Transportaufgabe auf Basis einer Simulation des zukünftigen Energiemarkts einbezogen.

Hinsichtlich der Erzeugungskapazitäten bzw. der installierten Leistungen des europäischen Erzeugungssystems wurde im Szenariorahmen des NEP 2014 auf die Szenarien des aktuellen SO&AF 2013–2030 (Scenario Outlook & Adequacy Forecast) von ENTSO-E zurückgegriffen. Da sich der europäische Rahmen gegenüber den Netzentwicklungsplänen 2012 und 2013 weiterentwickelt hat, unterscheidet sich der NEP 2014 in wesentlichen Punkten vom NEP 2013. Die Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland und in den europäischen Nachbarstaaten wird darin als vergleichbar angenommen, und für jedes Szenario wird eine Entsprechung in den europaweit angelegten Szenarien des SO&AF gefunden. Auch das Langfristszenario mit seiner 20-Jahres-Vorschau findet so seine Entsprechung im europäischen Umfeld.

Für die Modellierung der deutschen Übertragungsnetze sind besonders die zukünftigen grenzüberschreitenden Handelsflüsse Deutschlands relevant, die sich aus den zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten sowie den zusätzlich in Europa geplanten Netzausbaumaßnahmen und den Übertragungssituationen ergeben.

Tabelle 6: Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und angrenzenden Marktgebieten

in MW		BE	CH	CZ	DK-O	DK-W	FR	LU	NL	NO	PL*	SE
2024	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
in MW		BE	CH	CZ	DK-O	DK-W	FR	LU	NL	NO	PL*	SE
2034	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

CZ – Tschechische Rep.

FR – Frankreich

NL – Niederlande

PL – Polen

CH – Schweiz

DK – Dänemark

LU – Luxemburg

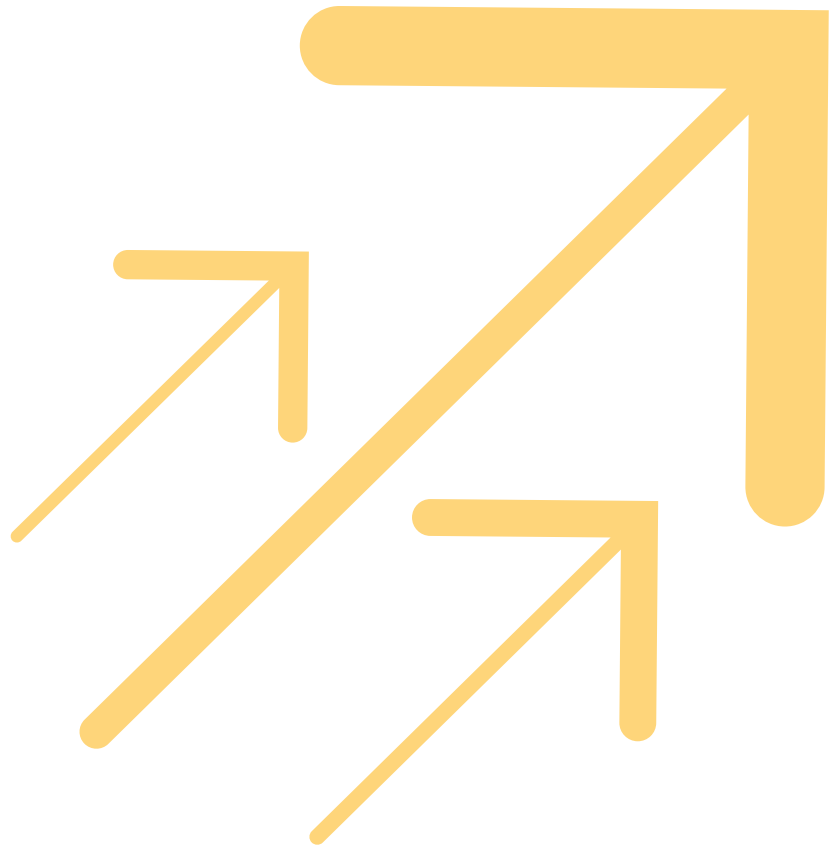
NO – Norwegen

SE – Schweden

*Die Austauschkapazitäten von und nach Polen gelten jeweils für das gesamte Profil von Polen zu Deutschland, Tschechien und der Slowakei, d. h. in der Modellierung wird die Kapazität auf diese drei Länder verteilt, sodass unter Umständen nicht die gesamte Kapazität für Deutschland zur Verfügung steht.

Quelle: Bundesnetzagentur (2013): Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2014

3 MARKTSIMULATION



3 MARKTSIMULATION

Auf Basis der aufbereiteten Daten aus dem Szenariorahmen (siehe Kapitel 2) erfolgt mithilfe eines mathematischen Optimierungsverfahrens die 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 bei minimalen Kosten zu prognostizieren. Wesentliche Ergebnisse der Marktsimulation sind der systemweite (Europa), 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 (siehe Kapitel 4).

Änderungen und Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren

Basierend auf den Stellungnahmen aus der Konsultation zum ersten Entwurf des NEP 2014 wurden im Wesentlichen folgende Änderungen und Ergänzungen vorgenommen:

Eine wesentliche Änderung folgt aus den neuen Ergebnissen der Marktsimulation für das Szenario B 2024 mit geänderter Regionalisierung der erneuerbaren Energien, welche in die Textteile und Grafiken des Kapitels eingebaut wurden. Die Unterschiede in den Ergebnissen der Marktsimulation für B 2024* im Vergleich zum ersten Entwurf des NEP 2014 sind ausschließlich auf eine neue Regionalisierung der EE, wie sie in Kapitel 2 beschrieben wird, zurückzuführen. Weitere Eingangsgrößen der Marktsimulation für B 2024* sowie die Ergebnisse der Marktsimulation für A 2024, C 2024 und B 2034 wurden im Vergleich zum ersten Entwurf des NEP 2014 nicht geändert.*

Genauer erklärt wurden auch Veränderungen für die Marktsimulation gegenüber dem NEP 2013, die sich aus der Verwendung aktueller Daten des SO&AF 2013 ergeben.

Des Weiteren wird genauer erläutert, wann Transite durch Deutschland auftreten.

Außerdem wird genauer darauf eingegangen, warum die Übertragungsnetzbetreiber für die Marktsimulation im NEP 2014 ein neues Referenzjahr gewählt haben.

Schließlich wird auf die Zusammensetzung des Bruttostromverbrauchs näher eingegangen und erklärt, warum der Bruttostromverbrauch nicht als Eingangsgröße für die Marktsimulationen und Netzberechnungen herangezogen werden kann.

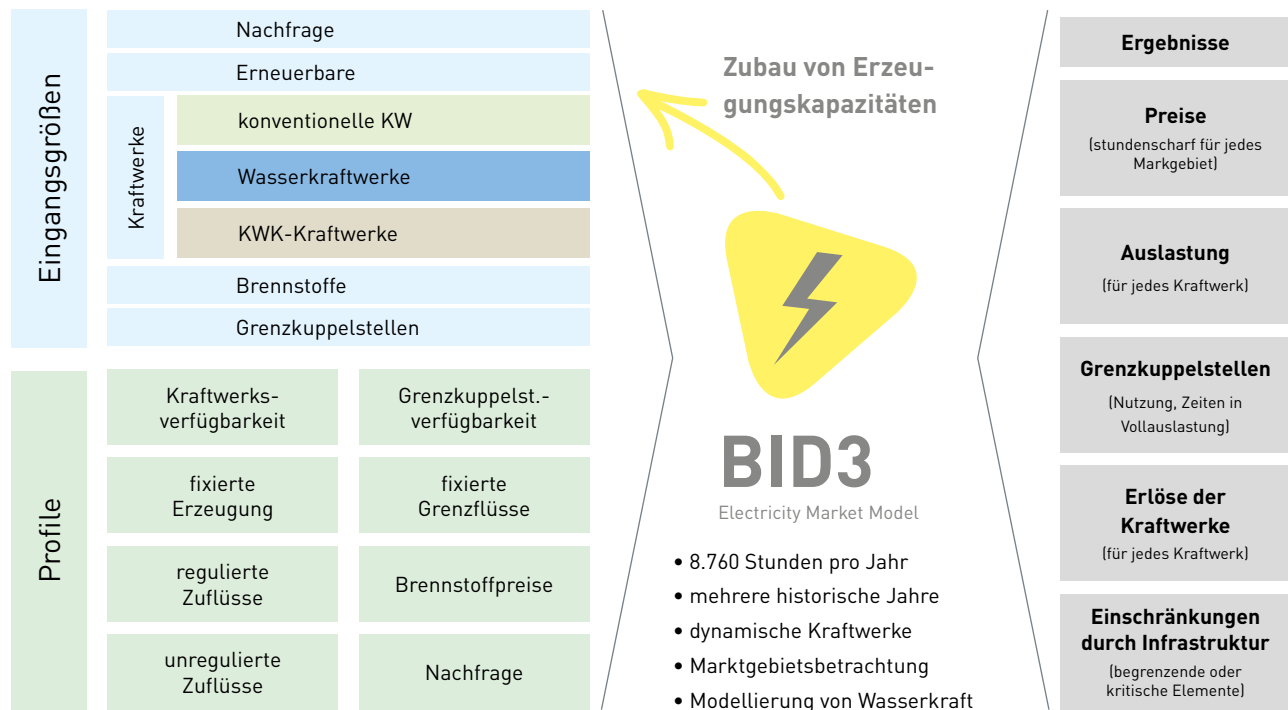
3.1 Modellierung des Energiemarktes und grundsätzliche Einordnung der Ergebnisse

Das Optimierungsverfahren

Die Eingangsdaten zur Modellierung der Erzeugung elektrischer Energie im gesamten europäischen Stromsystem fließen in ein von Pöry Management Consulting entwickeltes ökonomisches Marktmodell namens BID3 ein. Abbildung 5 gibt einen Überblick über die Komponenten des Modells. Aus den Eingangsgrößen wird unter festgelegten Restriktionen/Profilen ein Optimum ermittelt: Ziel ist die Minimierung der variablen Stromerzeugungskosten im Gesamtsystem. Für alle 8.760 Stunden eines Jahres wird der Einsatz aller stromerzeugenden Kraftwerke in Europa im Zieljahr 2024 bzw. 2034 bestimmt. Annahme ist, dass die Nachfrage auf stündlicher Basis stets befriedigt wird. Im Modell wird somit ein Gleichgewicht zwischen Nachfrage und Erzeugung hergestellt.



Abbildung 5: Überblick über das Elektrizitätsmarktmodell



Quelle: Pöry Management Consulting

Die Optimierung erfolgt über einen Zeithorizont von jeweils zehn Tagen. Die ersten sieben Tage werden als Ergebnisse der Modellierung gespeichert, während die Resultate der letzten drei Tage verworfen werden. Für die Optimierung der zweiten Woche werden der Kraftwerksstatus und die Pumpspeicherfüllmengen am Ende des siebten Tages übernommen. Dieses Vorgehen stellt sicher, dass die Ergebnisse der wöchentlichen Modellierung konsistent mit dem Kraftwerksstatus am Ende der vorherigen Woche sind, aber gleichzeitig vollkommene Voraussicht der Marktteilnehmer nur über einen kurzen Zeitraum angenommen wird.

Der Kraftwerkseinsatz von einzelnen Erzeugungsanlagen wird basierend auf den jeweiligen variablen Kosten der Stromerzeugung bestimmt. Die detaillierte Beschreibung des Modells und die Restriktionen der Modellierung einzelner Kraftwerkstypen wie auch weitere Angaben zu den Eingangsgrößen sind unter www.netzentwicklungsplan.de/ZZ5 nachzulesen. Die Ausgestaltung der Eingangsgrößen beeinflusst naturgemäß die Ergebnisse des Modells. So haben beispielsweise die Annahmen zum Transportkostenanteil an den Brennstoffpreisen Auswirkungen auf den Einsatz des jeweiligen Kraftwerkstyps.

Methodische Weiterentwicklungen gegenüber dem Netzentwicklungsplan 2013

Die Methodik der Marktsimulation konnte für den Netzentwicklungsplan 2014 gegenüber dem Netzentwicklungsplan 2013 weiterentwickelt werden. Zu den wichtigsten methodischen Neuerungen zählen:

- Die in den Eingangsdaten der Marktsimulation zunächst pauschal berücksichtigten Verluste des Übertragungsnetzes wurden in einer zusätzlichen Iterationsschleife erstmalig für alle Szenarien (und nicht nur für eines) durch im Netzmodell berechnete stundengenaue Verluste ersetzt. Anschließend wurde eine erneute Marktsimulation mit dieser angepassten Zeitreihe des deutschen Verbrauchs durchgeführt. Dies führt zu einer verbesserten Datenbasis für die Netzanalysen. *Dieselbe Methodik wurde auch bei der Marktsimulation für das Szenario B 2024* im vorliegenden Entwurf mit geänderter Regionalisierung der EE angewandt.*



- Die bisher angenommene vollkommene Voraussicht der Marktteilnehmer über ein Jahr wurde auf jeweils zehn Tage verkürzt. Dies bildet Informationsmenge und Verhalten der Marktteilnehmer realistischer ab und stellt im Ergebnis die Bedeutung flexibler Technologien heraus. Durch die nur noch kurzfristig perfekte Voraussicht bezüglich der Einspeisung aus erneuerbaren Energien erhöht sich der Bedarf an Erzeugung aus flexiblen Technologien, und deren Unterschätzung nimmt ab.
- Durch die Wahl des Referenzjahres 2011 konnte eine Qualitätsverbesserung im Hinblick auf die Lastprofile erreicht werden. Gleichzeitig bietet das Jahr 2011 eine ausgewogenere Wetterstruktur als das bisher verwendete Referenzjahr 2007. *Bei der Wahl des Wetterjahres und bei der Berücksichtigung von extremen Szenarien für die Netzdimensionierung befinden sich die Übertragungsnetzbetreiber im Spannungsfeld der öffentlichen Diskussion, die zwar auf der einen Seite eine zur jeder Zeit sichere Stromversorgung voraussetzt, aber auf der anderen Seite den Ausbau für das letzte Kilowatt an Übertragungsleistung als volkswirtschaftlich überzogen kritisiert. Für den Ausbau der Übertragungsnetze setzen die Übertragungsnetzbetreiber auf die geltenden Planungsgrundsätze, die es erlauben, eine bedarfsgerechte Dimensionierung vorzunehmen. Um hierbei auch auf die zum NEP 2012 und 2013 geäußerte Kritik einzugehen, dass ein extremeres Windjahr zu mehr Netzausbau führt, haben sich die Übertragungsnetzbetreiber entschlossen, bei der Wahl des Wetterjahres 2011 anzusetzen, das weniger Extrema im Jahresverlauf hat. Durch eine Abfrage bei den Verteilungsnetzbetreibern konnte zudem für das neue Referenzjahr 2011 die Qualität der Lastprofile gesteigert werden. Die Analysemethodik der Übertragungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan gewährleistet zudem die bedarfsgerechte Dimensionierung des Netzausbaus, da u. a. Stundenmittelwerte für die Einspeisungen volatiler Erzeugung angesetzt (dadurch werden Extrema geglättet) und alle Betriebsmittel als einsatzfähig angenommen werden.*
- Die Wärmelastprofile für Fernwärme-KWK-Anlagen wurden basierend auf dem von der Außentemperatur abhängigen Raumwärmebedarf jedes Bundeslandes entwickelt. Dafür wurden effektive Tagestemperaturen des historischen Wetterjahres 2011 verwendet und die nationale Wärmeproduktion in Fernwärme-KWK-Anlagen des Jahres 2011 auf 2024 bzw. 2034 projiziert. Basierend auf dem temperaturabhängigen Wärmebedarf pro Bundesland und unter Berücksichtigung der thermischen Kapazitäten und des Brennstofftyps wurden individuelle Wärmelastprofile für jedes Fernwärmekraftwerk erstellt. Bis dato wurden allen Kraftwerken eines Brennstofftyps die gleichen Wärmelastprofile zugewiesen.
- Sofern bereits Ersatzkessel zur Wärmeerzeugung in Kraftwerken bestehen, wurden diese im NEP 2014 auch explizit als Funktion im Modell berücksichtigt.
- Es wurde neben der Alpenregion und den skandinavischen Ländern auch der natürliche Zufluss in Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland bei der Bestimmung der Speicherfüllstände berücksichtigt.
- Um die Übertragung zwischen dem deutschen Festland, den Windfarmen Baltic 1/2 und Kriegers Flak in der Ostsee und dem dänischen Festland realitätsnah abzubilden, wurden im Modell zwei separate Zonen erstellt. Diese weisen die Einspeisung der Windfarmen Baltic 1/2 und Kriegers Flak aus und sind mit den relevanten Übertragungskapazitäten ans Festland angebunden.
- Bei der Bestimmung des europäischen Kraftwerksparks wurden im NEP 2014 mehrere Szenarien des Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) von ENTSO-E mit den deutschen Szenarien kombiniert. Diese Methodik führt zu einer konsistenteren Abbildung des Entwicklungspfades in Deutschland und Europa (siehe Kapitel 2). *Im NEP 2014 konnte auf die aktuellere Version des SO&AF zurückgegriffen werden. Neben den aktualisierten Szenarien wurden auch die längerfristigen Visions des SO&AF 2013 mit Zeithorizont 2030 im NEP 2014 berücksichtigt. Diese dienen im SO&AF als Brücke zwischen den europäischen Energiezielen 2020 und 2050. Durch den ausgeweiteten Zeithorizont bis 2030 konnte eine konsistente Szenarienzuordnung vorgenommen werden. Inhaltlich konnten insbesondere auch die Auswirkungen des Kernenergieausstiegs in Deutschland auf die Kraftwerkskapazitäten der angrenzenden Länder berücksichtigt werden.*



Bedeutung und Grenzen der Marktsimulation

Die Distanz zwischen Erzeugern und Verbrauchern 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.

Neue Erkenntnisse und Änderungen des Marktdesigns wie auch der umwelt- und ordnungspolitischen Rahmenbedingungen (z. B. Installation von Kapazitätsmärkten, Eingriffe in den Zertifikatshandel, veränderte Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien oder die Aufteilung von Deutschland in verschiedene Marktgebiete) können durch die regelmäßige Aktualisierung des Netzentwicklungsplans zeitnah in die zukünftigen Netzentwicklungspläne einfließen.

Diesen 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.

3.2 Ergebnisse der Marktsimulationen

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 zumindest Stundensalden, das heißt einzelne kritische Stunden des Jahres, neben anderen Aspekten ausschlaggebend. Im Folgenden werden Energiemengen in Terawattstunden (TWh) dargestellt. Diese ergeben sich als Jahressalden aus der Aufsummierung von stündlichen Mittelwerten der Einspeiseleistung über das ganze Jahr¹.

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. Dabei gilt der Grundsatz, dass der Strom immer den Weg des geringsten Widerstandes geht (Ohmsches Gesetz). 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 Staaten und Bundesländer also eine Import- oder Exportsituation von Energiemengen ausgewiesen (siehe Kapitel 3.2.1 und 3.2.2), 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.

¹ Vergleiche zwischen dem NEP 2013 und dem NEP 2014 beruhen auf einem Vergleich der Marktsimulation mit berechneten Verlusten. Im NEP 2013 wurden Ergebnisse der Marktsimulation mit pauschalen Verlusten ausgewiesen.



3.2.1 Deutschland im europäischen Kontext – Länderbilanzen und Energieaustausch

Die in der Marktmodellierung verwendeten Handelskapazitäten zu den Nachbarländern Deutschlands werden in Kapitel 2.5 beschrieben.

Da die Austauschmöglichkeiten elektrischer Energie in Europa auch hinsichtlich der Leistung, also der physikalischen Dimension, begrenzt sind, bilden sich Märkte mit unterschiedlichen Energiepreisen. Für die Dimensionierung eines engpassfreien Übertragungsnetzes in Deutschland sind Höhe, Zeitpunkt und Richtung der Austauschleistungen zwischen Deutschland und den angrenzenden Marktgebieten von großer Bedeutung. Diese Austauschleistungen lassen sich als Importe, Exporte und Transite beschreiben.

Unter www.netzentwicklungsplan.de/ZZT sind die Energiesalden für ausgewählte europäische Märkte abrufbar.

Austauschenergiemengen

- Deutschland ist in allen Szenarien in der Jahressumme Nettoexporteur. Kein anderes betrachtetes Land exportiert so viel Energie wie Deutschland.
- Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in den abgebildeten europäischen Ländern (inklusive Deutschland) liegt in den einzelnen Szenarien zwischen 36 und 49 %.
- In Deutschland regenerativ erzeugte Energie trägt auch zu einer Verdrängung konventioneller Erzeugung im Ausland bei.
- Der europäische Vergleich verdeutlicht die Transportaufgabe innerhalb Deutschlands: Der Erzeugungsüberschuss in den Bundesländern Brandenburg und Niedersachsen übersteigt mit jeweils über 40 TWh sogar den Handelssaldo Frankreichs.

Die Abbildungen 6 bis 9 stellen für alle Deutschland betreffenden Grenzen in allen Szenarien die saldierten Im- und Exporte dar. Deutschland ist in allen Szenarien in der Jahressumme Nettoexporteur. Kein anderes betrachtetes Land exportiert so viel Energie wie Deutschland.

Ein Einflussfaktor für die Höhe des Handelssaldos stellt dabei die installierte Leistung erneuerbarer Energien in Deutschland dar. Dies zeigt sich besonders deutlich im Vergleich der Szenarien *B 2024** und *C 2024*, da in beiden Szenarien der konventionelle Kraftwerkspark identisch ist. Während der Handelssaldo in Szenario *B 2024** bei rund *67 TWh* liegt, erhöht sich dieser in Szenario *C 2024* auf ca. *80 TWh*. In Deutschland regenerativ erzeugte Energie trägt damit auch zu einer Verdrängung konventioneller Erzeugung im Ausland bei.

Ein weiterer wesentlicher Einflussfaktor für die Höhe des Handelssaldos in den verschiedenen Szenarien stellt die Abbildung des europäischen Auslands dar. Eine methodische Verbesserung gegenüber dem NEP 2013 besteht darin, dass für die verschiedenen Szenarien nun erstmals auch für die europäischen Nachbarländer unterschiedliche Ausbaupfade erneuerbarer Energien und Lastentwicklungen entsprechend dem SO&AF 2013² angenommen wurden (siehe Kapitel 2). Obwohl die installierte Leistung erneuerbarer Energien in Szenario *A 2024* deutlich hinter derjenigen aus Szenario *B 2024** zurückbleibt, liegt der Handelssaldo mit ca. *76,5 TWh* hier doch rund *10 TWh* höher als in Szenario *B 2024**. Der Grund hierfür liegt in der Abbildung des europäischen Auslands. In Szenario *A 2024* ist der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung der in der Marktmodellierung abgebildeten europäischen Länder mit rund 36 % am geringsten. Die im europäischen Vergleich eher günstige Stromproduktion aus erneuerbaren und konventionellen Erzeugungseinheiten in Deutschland führt zu einem hohen Handelssaldo in Szenario *A 2024*.

² <https://www.entsoe.eu/about-entso-e/system-development/system-adequacy-and-market-modeling/soaf-2013-2030/>



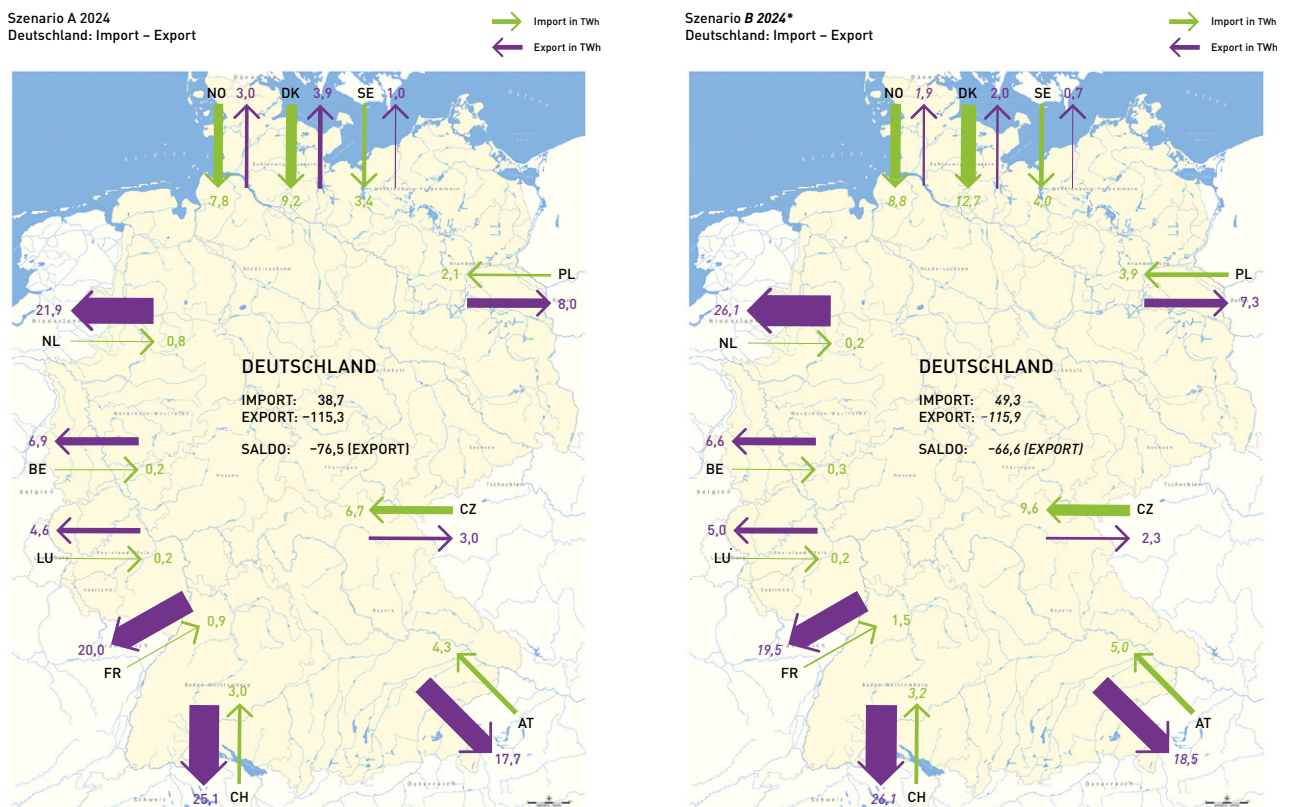
Insgesamt zeichnet sich das Szenario A 2024 durch den stärksten Fokus auf konventionelle Energieerzeugung in Europa aus. Der Anteil der Stromerzeugung aus Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken der in der Marktmodellierung abgebildeten europäischen Länder liegt in Szenario A 2024 bei rund 21 %, während dieser Anteil in Szenario B 2024 auf ca. 11 % zurückgeht. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung liegt in Szenario B 2024* mit rund 40 % im Vergleich zu A 2024 deutlich höher. Der höchste Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung der betrachteten europäischen Märkte wird in Szenario B 2024 erreicht und beträgt ca. 49 %. Deutschland exportiert saldiert in allen Szenarien insbesondere in die Schweiz, die Niederlande und nach Frankreich. Lediglich in Szenario C 2024 liegen die Exporte nach Österreich leicht über den Exporten nach Frankreich. Dabei handelt es sich bei diesen Exporten teilweise auch um Transporte durch diese Länder, beispielsweise nach Italien. In Szenario B 2024* haben die Exporte eine Gesamtsumme von 115,9 TWh, die Importe hingegen sind mit absolut 49,3 TWh geringer. Die höchsten Importe werden aus Tschechien, Dänemark und Norwegen bezogen.

Der europäische Vergleich zeigt auch die Größendimension der Transportaufgabe innerhalb Deutschlands. Die im Abschnitt 3.2.2 dargestellten Bundesländerbilanzen zeigen, dass der Erzeugungsüberschuss in den Bundesländern Brandenburg und Niedersachsen mit jeweils über 40 TWh sogar den Handelssaldo Frankreichs deutlich übersteigt.

Frankreich ist nach Deutschland mit 27,6 bis 49,9 TWh der zweitgrößte Exporteur in allen Szenarien. Eine Ausnahme bildet lediglich das Szenario B 2024, in welchem die Nettoexporte Frankreichs auf rund 6,6 TWh zurückgehen. In diesem Szenario nehmen insbesondere die Importe aus Deutschland um gut 7 TWh gegenüber B 2024* zu. Unter den skandinavischen Ländern zeigt Norwegen den kontinuierlichsten Export. In rund 63 % der Stunden weist Norwegen eine positive Handelsbilanz mit einem durchschnittlichen Export von durchschnittlich rund 1.600 MW auf. Dänemark exportiert in rund 51 % der Stunden.

Der größte Nettoimporteur in allen Szenarien ist Italien. Abhängig vom betrachteten Szenario decken aber auch die Niederlande, Großbritannien, Polen und Spanien einen signifikanten Anteil ihrer Last durch Importe.

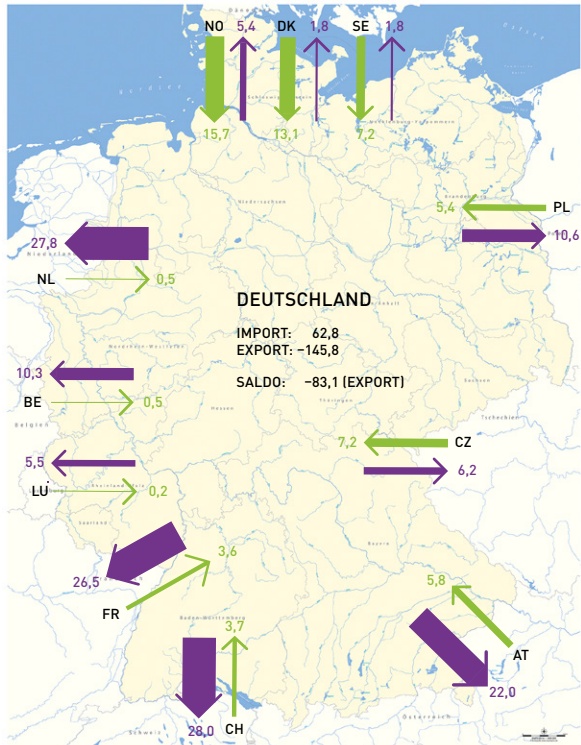
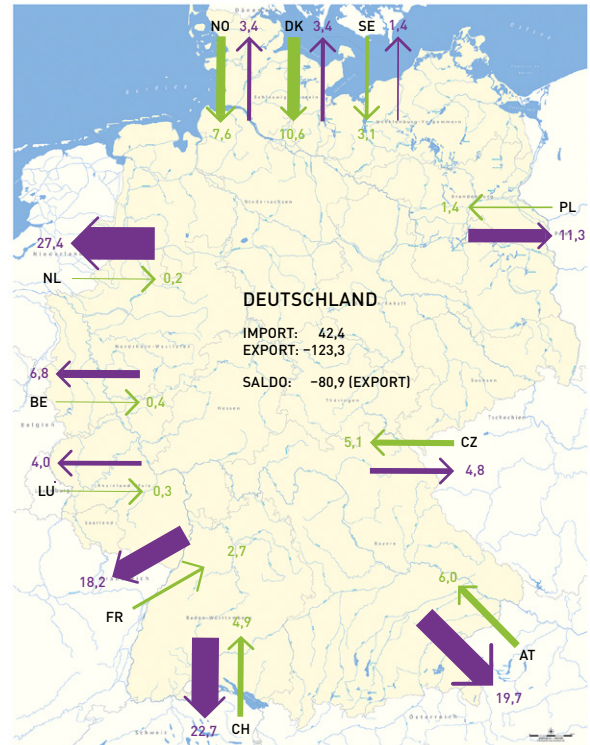
Abbildungen 6 und 7: Austauschenergiemengen Szenario A 2024 und B 2024*



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildungen 8 und 9: Austauschenergiemengen Szenario B 2034 und C 2024

Szenario B 2034
Deutschland: Import – Export
 Import in TWh
 Export in TWh
Szenario C 2024
Deutschland: Import – Export
 Import in TWh
 Export in TWh


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Transite

Neben den Im- und Exporten an den verschiedenen Grenzen stellen Transite zusätzliche Anforderungen an das Übertragungsnetz in Deutschland. Die Dimensionen resultieren aus dem mittleren Preisniveau und der zentralen Lage des deutschen Übertragungsnetzes im europäischen Verbund und unterstreichen seine Rolle: In Deutschland kommen Transite in den verschiedenen Szenarien in ca. 81 bis 94 % der Stunden vor. Transite kommen vornehmlich aus Skandinavien und werden nach Südwesten durchgeleitet. Über das Jahr summieren sich die Transite auf 29,8 bis 46,9 TWh je nach Szenario. Weniger umfangreich sind die Transite in Szenario A 2024. Zwar betragen die Transite hier insgesamt rund 11 TWh weniger als in Szenario B 2024*. Mit 30 TWh liegen die Transite in Szenario A 2024 dabei aber immer noch in der Größenordnung des gesamten Nettoexports von Frankreich. Der Maximalwert an Handelsflüssen liegt in Szenario A 2024 bei ca. 11.000 MW. Im Szenario B 2024* werden dabei, wie auch im NEP 2013, rund 41 TWh durch Deutschland geleitet – dies entspricht rund der Hälfte des Energiebedarfs der Schweiz oder Tschechiens. Der Maximalwert an Handelsflüssen in Höhe von 13.000 MW in Szenario B 2024* liegt etwas niedriger als im NEP 2013.

In den Abbildungen 6 bis 9 sind die Jahressummen der Im- und Exporte über die Grenzen zu Deutschland in TWh dargestellt. Darüber hinaus werden im oberen Absatz Maximalwerte für die reinen Transite durch Deutschland angegeben. Transite treten dann auf, wenn die Ergebnisse der Marktsimulation zeitgleich Exporte und Importe an den verschiedenen Grenzen Deutschlands ausweisen. Die Transite sind dann als Minimum zwischen Exporten und Importen definiert. Zusätzlich zu diesen Transitzen können in denselben Stunden daher auch noch Handelsflüsse an denselben oder anderen Grenzen auftreten, die dann jedoch den Exporten bzw. Importen Deutschlands zuzurechnen sind.



3.2.2 Bundesländerbilanzen und Einspeisungen in Deutschland nach Energieträgern

Energiemengen

- Der Anteil konventionell erzeugter Energie liegt in den Szenarien zwischen 41 und 59 %.
- Regenerativ erzeugte Energie stammt großteils aus onshore erzeugter Windenergie.
- Besonders Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken wird durch die onshore erzeugte Windenergie zunehmend, aber nicht vollständig, verdrängt.

Die Energiemengen in Deutschland und deren Aufteilung auf die verschiedenen Erzeugungsarten fallen in den einzelnen Szenarien wie bereits im NEP 2013 recht unterschiedlich aus. Dies ist nicht allein den Annahmen zu installierten Leistungen in Deutschland geschuldet, sondern lässt sich darüber hinaus auch auf die unterschiedlichen *Entwicklungspfade des europäischen Auslandes* entsprechend des SO&AF zurückführen. *Auch die für jedes Szenario individuell berechnete Verlustzeitreihe hat einen, wenn auch eher geringen, Einfluss auf die unterschiedliche Erzeugung in den verschiedenen Szenarien.*

Im Vergleich der Szenarien ist der Anteil der konventionellen Energieerzeugung an der Gesamterzeugung in Deutschland (inklusive Exporte) in Szenario A 2024 mit rund 59 % erwartungsgemäß am höchsten. Bereits geringer fällt der Anteil in Szenario B 2024* mit 55 % aus. Die stärkste Verdrängung konventioneller Energieerzeugung durch erneuerbare Energien erfolgt in den Szenarien B 2034 und C 2024. Hier sinkt der Anteil der konventionellen Energieerzeugung auf rund 41 bzw. 46 %. Trotz eines hohen Handelssaldos von 83,1 TWh in Szenario B 2034 bzw. 80,9 TWh in Szenario C 2024 stammt in diesen Szenarien mehr als die Hälfte der erzeugten Energiemenge aus erneuerbaren Energien.

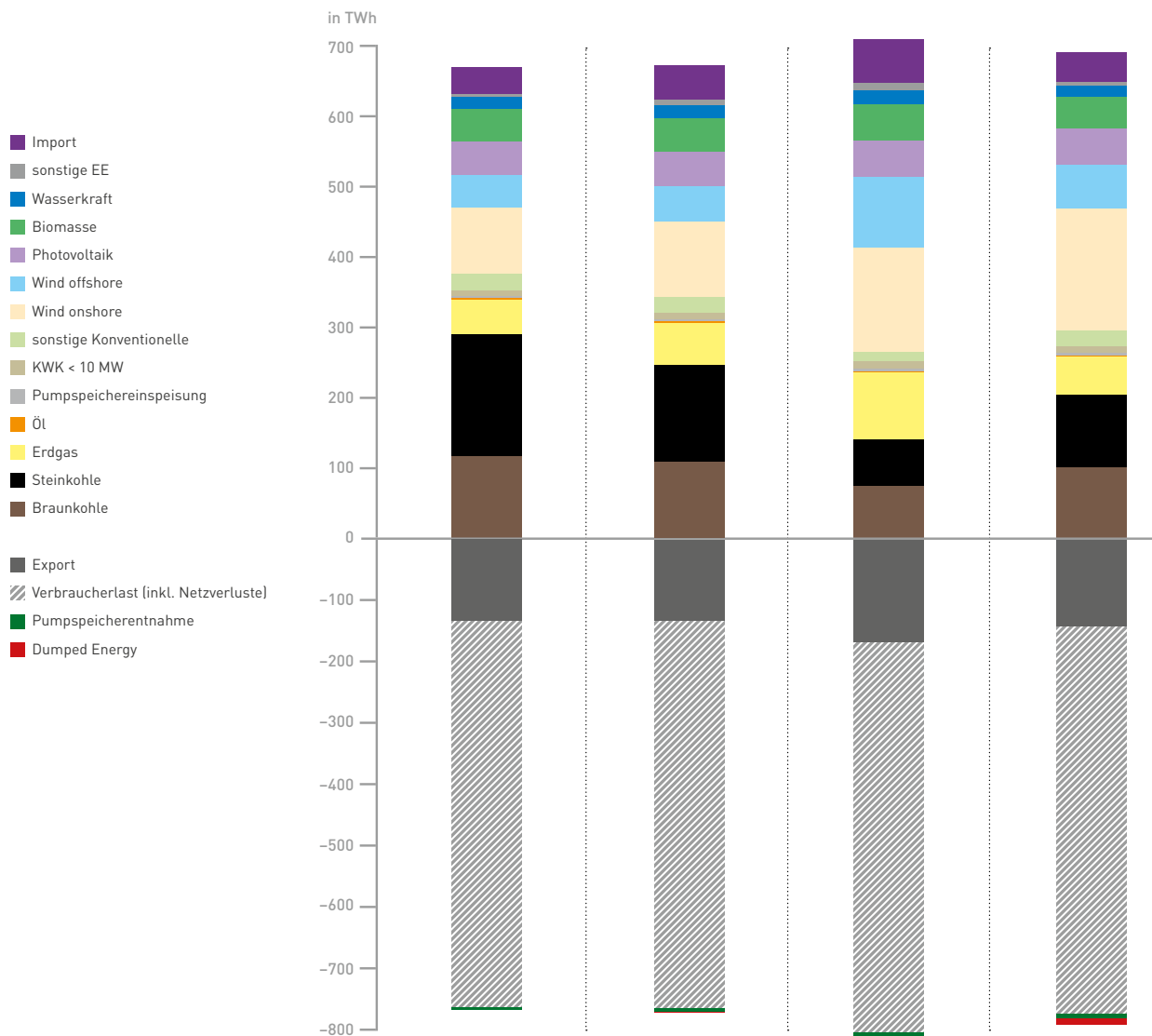
Die erneuerbaren Energien verdrängen dabei nicht nur in Deutschland, sondern auch in den europäischen Nachbarländern fossile Energieerzeugung. Besonders Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken wird durch die onshore erzeugte Windenergie zunehmend, aber nicht vollständig, verdrängt. Eine Verdrängung auch der Braunkohle durch Erneuerbare ist besonders in Szenario C 2024 zu beobachten, jedoch mit weit geringerem Effekt wegen der günstigeren Erzeugungspreise.

Unter den erneuerbaren Energien hat die Onshore-Windenergie den größten Anteil an der Erzeugung. In Szenario A 2024 liegt die aus Onshore-Windkraftanlagen erzeugte Energiemenge bei ca. 95,2 TWh, steigt in Szenario B 2024* auf etwa 107,1 TWh und in Szenario C 2024 auf rund 173,8 TWh. Damit liegt der Anteil der Onshore-Windenergie an der Gesamterzeugung in Deutschland (inklusive Exporte) in Szenario C 2024 bei ca. 28 % und löst damit Steinkohle als wichtigsten Energieträger ab. Letzteres gilt auch für Szenario B 2034. Die konventionelle Energieerzeugung wird in diesem Szenario überwiegend durch Gaskraftwerke erbracht. Deren Anteil an der Gesamterzeugung in Deutschland (inklusive Exporte) liegt bei ca. 15 % und bleibt damit deutlich hinter dem Anteil der Onshore-Windenergie von ca. 23 % zurück.

Die Ergebnisse des NEP 2014 entsprechen dabei im Wesentlichen dem Bild aus dem NEP 2013. Jedoch sinkt die konventionelle Energieerzeugung in Szenario B 2024* gegenüber B 2023 insgesamt um rund 11 TWh. Während insbesondere Braunkohle (ca. -21 TWh) und Steinkohle (ca. -14 TWh) niedriger liegen als noch im NEP 2013, zeigt die aktuelle Marktsimulation einen Zuwachs der Energieerzeugung aus Gas und sonstigen Konventionellen (in Summe ca. +20 TWh). Ähnliche Differenzen ergeben sich beim Vergleich von Szenario A 2024 mit A 2023. Die konventionelle Energieerzeugung sinkt hier um rund 8 TWh, wobei insbesondere die Energieerzeugung aus Steinkohle zurückgeht (ca. -25 TWh). Die Energieerzeugung aus Braunkohle sinkt um knapp 18 TWh. Wie auch im Vergleich der B-Szenarien wird dieser Rückgang teilweise durch Energieerzeugung aus Gas und sonstigen Konventionellen kompensiert (jeweils +17 TWh).



Abbildung 10: Energiemengen der Einspeisung, des Verbrauchs und des Imports/Exports der Szenarien im Vergleich



	Szenario A 2024	Szenario B 2024*	Szenario B 2034	Szenario C 2024
Import	38,7	49,3	62,8	42,4
sonstige EE	3,3	6,8	11,1	5,6
Wasserkraft	17,1	17,9	19,0	16,0
Biomasse	46,5	48,8	51,6	43,7
Photovoltaik	48,0	49,0	52,1	51,3
Wind offshore	45,1	49,5	100,0	63,2
Wind onshore	95,2	107,1	147,6	173,8
sonstige Konventionelle	22,5	22,4	14,3	21,5
KWK < 10 MW	9,0	9,0	9,8	9,0
Pumpspeichereinspeisung	3,0	3,4	4,5	4,8
Öl	1,4	1,4	0,9	1,4
Erdgas	49,7	60,7	96,0	53,2
Steinkohle	172,7	136,4	64,8	103,7
Braunkohle	115,8	108,9	73,8	99,4
Export	-115,3	-115,9	-145,8	-123,3
Verbrauchertlast (inkl. Netzverluste)	-549,4	-550,6	-554,9	-551
Pumpspeicherentnahme	-3,5	-4,0	-5,4	-5,9
Dumped Energy	0,0	-0,1	-2,1	-8,8

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Bundesländerbilanzen

- Der Importbedarf liegt in Szenario *B 2024** für Hessen bei rund 58 %, für Bayern bei rund 36 % und für Baden-Württemberg bei rund 36 % der jeweiligen Last.
- Dies korrespondiert mit einem deutlichen Erzeugungsüberschuss in Niedersachsen, Brandenburg, Schleswig-Holstein und Sachsen.
- Diese Bundesländer übertreffen auch einzeln betrachtet den Handelssaldo der meisten europäischen Nachbarländer deutlich.

Die Abbildungen 11 bis 14 stellen für jedes Bundesland für die Szenarien A 2024, *B 2024**, B 2034 und C 2024 Erzeugung und Verbrauch gegenüber. Die Erzeugung umfasst hierbei Erzeugungsanlagen vom Nieder- bis zum Höchstspannungsnetz. Nicht berücksichtigt sind ggf. anfallende Dumped Energy-Mengen. Diese werden im Abschnitt 3.2.4 dargestellt. Der Verbrauch auf Länderebene entspricht dabei wie im NEP 2013 den Angaben des Länderarbeitskreises Energiebilanzen.

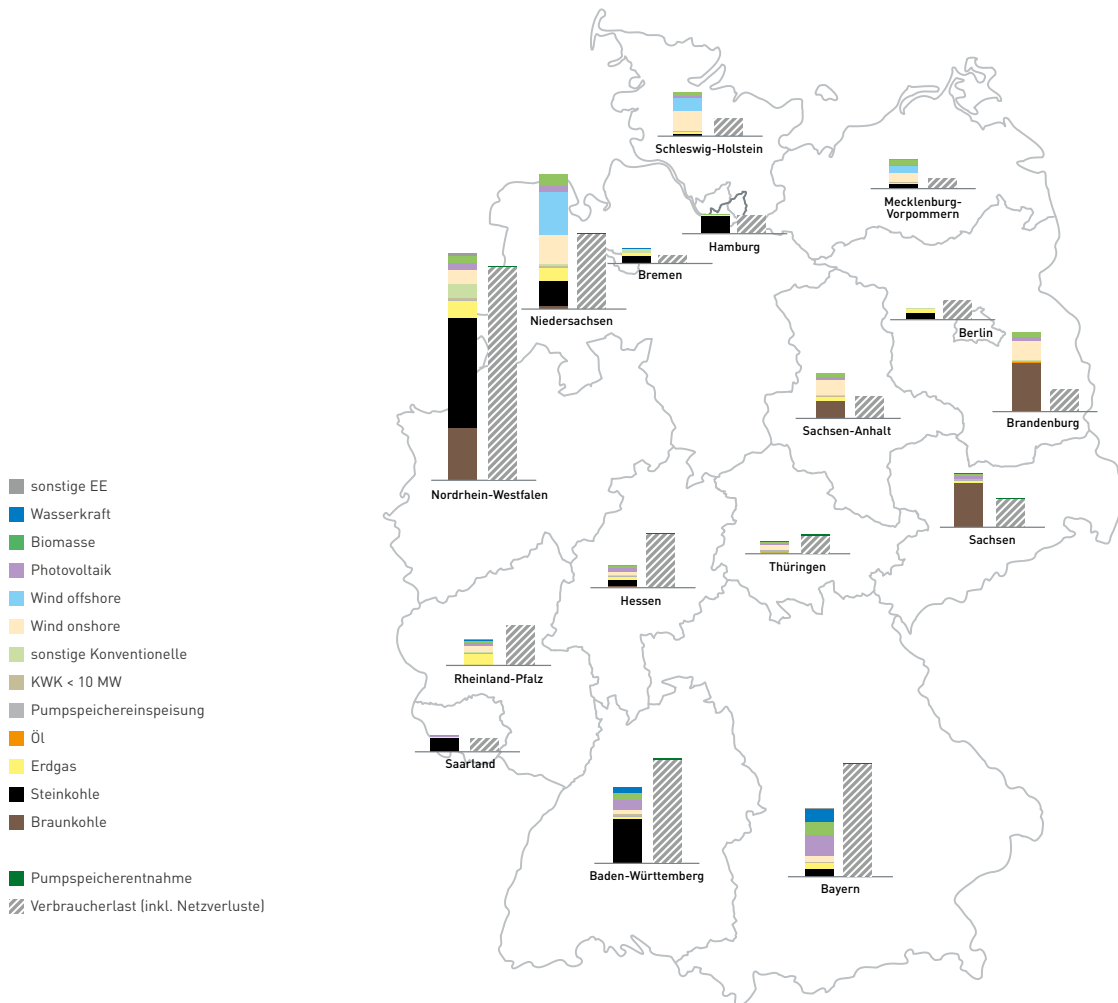
Insgesamt zeigt sich für die deutschen Bundesländer eine recht heterogene Last- und Erzeugungsstruktur. Insbesondere die südlichen Bundesländer weisen Erzeugungsdefizite auf, welche durch Importe aus anderen Bundesländern sowie dem Ausland gedeckt werden. Der Importbedarf liegt in Szenario *B 2024** für Hessen bei rund 58 %, für Bayern bei rund 36 % und für Baden-Württemberg bei rund 36 % der jeweiligen Last bzw. in Summe bei rund 78,8 TWh. Umgekehrt weisen vor allem die Bundesländer Niedersachsen, Brandenburg, Schleswig-Holstein und Sachsen einen deutlichen Erzeugungsüberschuss auf. Dieser liegt in Summe bei ca. 127,4 TWh. Damit übertreffen diese Bundesländer auch einzeln betrachtet den Handelssaldo der meisten europäischen Nachbarländer deutlich (siehe Abschnitt 3.2.1).

Ein ebenso heterogenes Bild ergibt sich bei der Betrachtung der Erzeugungstechnologien. Im Hinblick auf die regionale Verteilung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien ist dies insbesondere auf die verwendete Regionalisierungsmethode der installierten Leistungen gemäß dem genehmigten Szenariorahmen zurückzuführen. *Auch im Szenario B 2024*, in dem eine neue Regionalisierung für erneuerbare Energien durchgeführt wurde, zeigt sich ein deutliches Nord-Süd-Gefälle, besonders für Energie aus Windkraftanlagen. Umgekehrt stammt fast die Hälfte der Energieerzeugung aus Solaranlagen aus den Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg. Unterschiede in den Bundesländerbilanzen für Szenario B 2024* im Vergleich zum ersten Entwurf des NEP 2014 sind dabei ausschließlich auf die Änderungen der regional installierten Leistungen gemäß der in Kapitel 2 beschriebenen Regionalisierungsmethodik zurückzuführen.* Die regionalen Unterschiede in der Erzeugung aus erneuerbaren Energien können im Jahresverlauf stark variieren. Insbesondere in den tendenziell windreicheren Wintermonaten lässt sich ein erhöhter Transportbedarf von Norden nach Süden ausmachen.

Die regionale Verteilung der konventionellen Energieerzeugung ist hingegen neben den installierten Leistungen und den Wirkungsgraden der Kraftwerke auch auf das der Marktmodellierung zugrunde liegende Transportkostenkonzept zurückzuführen. So hängen beispielsweise die Transportkosten für Steinkohle insbesondere davon ab, welche Distanz über Wasserwege und Schiene zurückgelegt werden muss. Das führt dazu, dass die Einsatzkosten von Steinkohlekraftwerken im Süden unter sonst gleichen Bedingungen höher liegen als die Einsatzkosten von Kraftwerken an der Küste. Dies spiegelt sich entsprechend in der Verteilung der Energiemengen konventioneller Erzeugungseinheiten auf die deutschen Bundesländer wider. *Dabei ist der Effekt der neuen Regionalisierung auf die Marktergebnisse für Deutschland als eher gering einzustufen. Die geänderte regionale Verteilung der Einspeisung hat in der Marktsimulation naturgemäß keine direkte Auswirkung auf die Einsatzentscheidung konventioneller Kraftwerke in Deutschland. Maßgeblich ist hierfür vielmehr die durch die neue Regionalisierung jedoch nur geringfügig veränderte Höhe der EE-Einspeisung in jeder Stunde. Dasselbe gilt für die Verluste im Übertragungsnetz. Sehr wohl spielt jedoch die neue Regionalisierung der EE und die daraus resultierende geänderte regionale Einspeisung konventioneller Kraftwerke für den Übertragungsbedarf eine Rolle. Eine erste Indikation für den geänderten Übertragungsbedarf ergibt sich bei Blick auf die Bundesländerbilanzen.*



Abbildung 11: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario A 2024

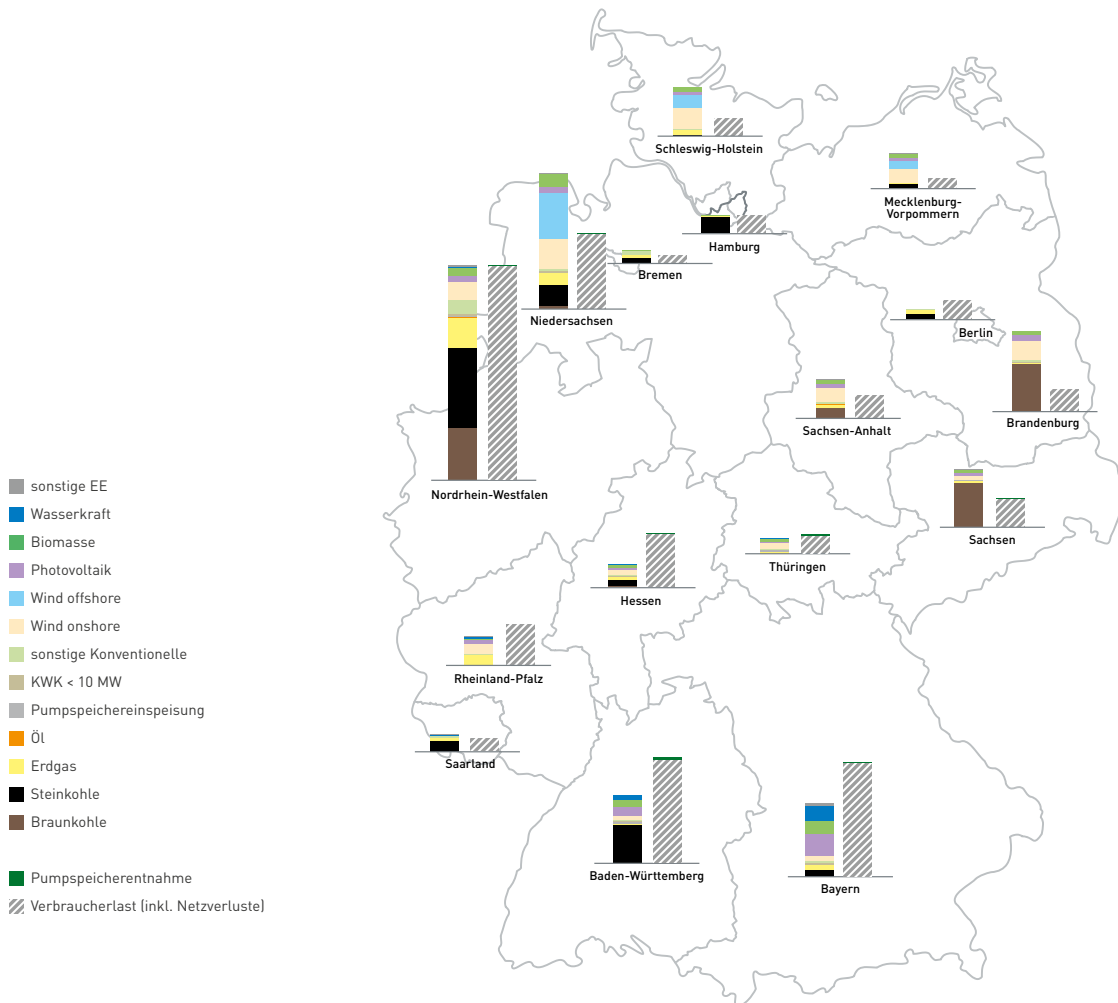


A 2024 (Angaben in TWh)	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Öl	Pumpspei- cherein- speisung	KWK < 10 MW	sonstige Konventi- onelle	Wind onshore	Wind offshore	Photovol- taik	Bio- masse	Wasser- kraft	sonstige EE	Verbrau- cherlast (inkl. Netz- verlusten)	Pumpspei- cherent- nahme
Baden-Württemberg	0,0	31,4	0,8	0,1	1,2	1,0	0,5	2,6	0,0	6,6	5,2	4,5	0,3	73,5	1,4
Bayern	0,0	5,1	4,2	0,0	0,2	1,2	1,2	4,8	0,0	14,7	8,9	9,7	0,3	80,6	0,2
Berlin	0,0	4,2	2,5	0,2	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	13,4	0,0
Brandenburg	33,9	0,0	0,7	0,3	0,0	0,5	1,2	13,2	0,0	3,1	3,3	0,0	0,2	15,1	0,0
Bremen	0,0	4,5	2,5	0,0	0,0	0,1	2,6	0,4	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	5,0	0,0
Hamburg	0,0	12,5	0,2	0,1	0,0	0,3	0,1	0,2	0,0	0,1	0,2	0,0	0,0	12,7	0,0
Hessen	0,2	4,8	2,3	0,0	0,2	0,7	0,7	2,1	0,0	2,2	1,7	0,3	0,2	38,2	0,2
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	3,3	0,8	0,0	0,0	0,2	0,1	6,0	5,2	1,2	3,2	0,0	0,1	6,5	0,0
Niedersachsen	1,7	17,9	9,2	0,0	0,0	1,0	1,8	20,7	31,2	4,6	8,0	0,2	0,2	53,6	0,1
Nordrhein-Westfalen	37,1	78,3	11,6	0,5	0,2	1,6	10,4	9,4	0,0	5,6	4,6	0,7	1,5	152,3	0,2
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	7,7	0,0	0,1	0,5	0,3	4,6	0,0	2,2	1,4	0,9	0,1	28,5	0,2
Saarland	0,0	9,6	0,2	0,0	0,0	0,1	1,0	0,3	0,0	0,5	0,2	0,0	0,1	9,2	0,0
Sachsen	31,2	0,0	1,8	0,0	0,2	0,6	0,1	3,3	0,0	1,8	2,1	0,4	0,1	20,2	0,2
Sachsen-Anhalt	11,8	0,0	2,7	0,3	0,0	0,4	1,4	10,6	0,0	1,8	2,9	0,1	0,1	15,7	0,0
Schleswig-Holstein	0,0	0,9	1,7	0,0	0,0	0,3	0,6	14,0	8,7	2,0	2,6	0,0	0,1	12,2	0,0
Thüringen	0,0	0,0	0,8	0,0	0,9	0,4	0,1	3,1	0,0	1,2	2,0	0,1	0,0	12,6	1,0
Deutschland	115,8	172,7	49,7	1,4	3,0	9,0	22,5	95,2	45,1	48,0	46,5	17,1	3,3	549,4	3,5

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 12: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2024*

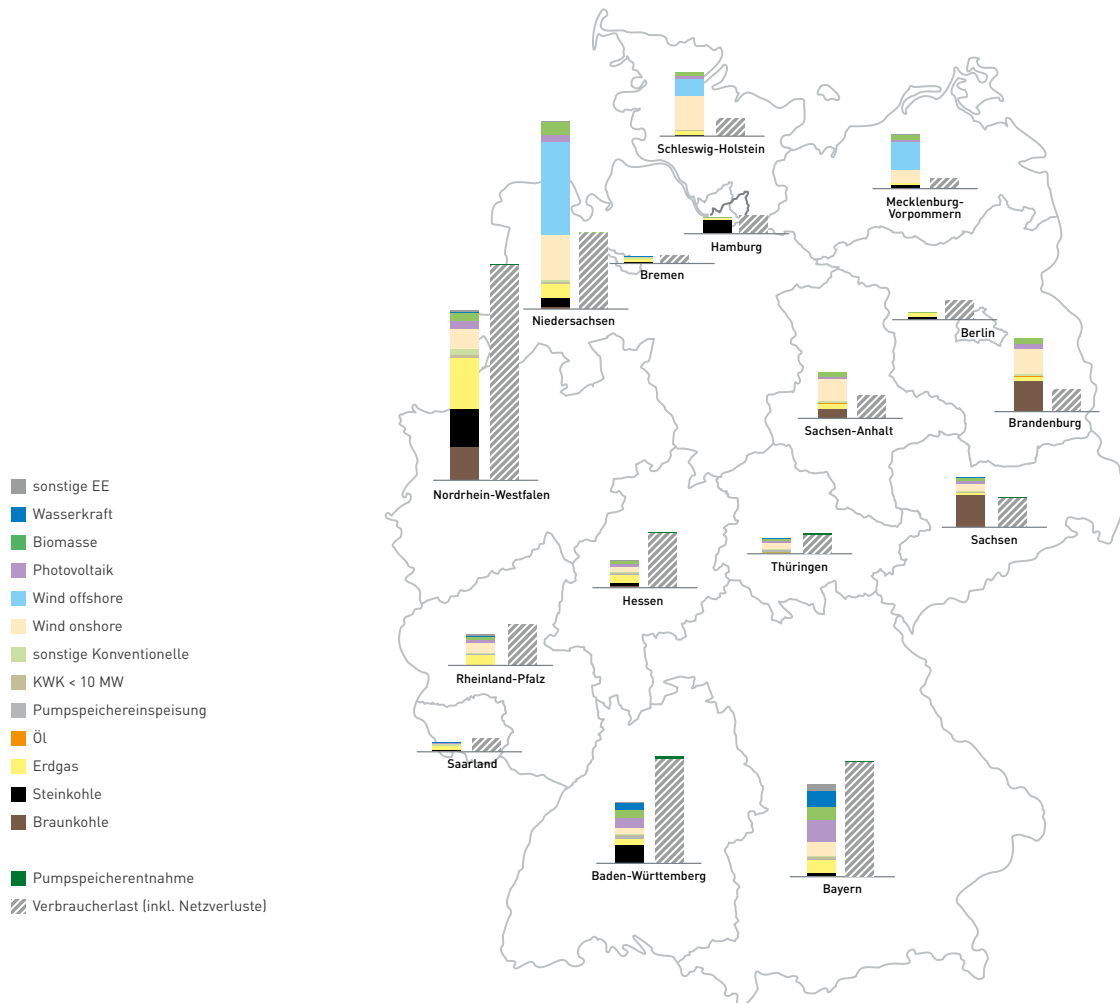


B 2024* (Angaben in TWh)	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Öl	Pumpspei- cherein- speisung	KWK < 10 mW	sonstige Konventi- onelle	Wind onshore	Wind offshore	Photovol- taik	Bio- masse	Wasser- kraft	sonstige EE	Verbrau- cherlast (inkl. Netz- verlusten)	Pumpspei- cherent- nahme
Baden-Württemberg	0,0	26,5	0,8	0,1	1,4	1,0	0,5	3,2	0,0	6,2	4,5	3,8	0,3	73,6	1,6
Bayern	0,0	4,4	3,4	0,0	0,2	1,2	1,2	4,2	0,0	15,0	9,7	10,7	1,8	80,8	0,3
Berlin	0,0	3,5	2,6	0,2	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0	0,0	13,5	0,0
Brandenburg	33,3	0,0	0,7	0,3	0,0	0,5	1,2	14,0	0,0	3,7	3,1	0,0	0,5	15,1	0,0
Bremen	0,0	3,3	2,0	0,0	0,0	0,1	2,6	0,4	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	5,0	0,0
Hamburg	0,0	11,6	0,2	0,1	0,0	0,3	0,1	0,2	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	12,8	0,0
Hessen	0,2	4,1	2,3	0,0	0,2	0,7	0,7	3,2	0,0	2,1	1,7	0,4	0,2	38,3	0,3
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	2,9	0,8	0,0	0,0	0,2	0,1	9,3	6,6	1,6	3,1	0,0	0,4	6,5	0,0
Niedersachsen	1,6	15,1	8,5	0,0	0,0	1,0	1,8	21,4	33,1	4,4	9,0	0,3	0,7	53,7	0,1
Nordrhein-Westfalen	36,5	57,2	22,0	0,5	0,2	1,6	10,4	12,3	0,0	4,9	5,3	0,9	1,5	152,6	0,3
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	6,8	0,0	0,1	0,5	0,3	7,1	0,0	2,4	1,4	1,0	0,6	28,6	0,2
Saarland	0,0	7,2	2,2	0,0	0,0	0,1	1,0	0,4	0,0	0,5	0,1	0,1	0,3	9,2	0,0
Sachsen	30,7	0,0	1,8	0,0	0,2	0,6	0,1	2,6	0,0	2,0	2,1	0,4	0,1	20,3	0,2
Sachsen-Anhalt	6,6	0,0	2,7	0,3	0,0	0,4	1,4	9,9	0,0	2,4	3,2	0,1	0,2	15,8	0,0
Schleswig-Holstein	0,0	0,7	3,0	0,0	0,0	0,3	0,6	14,6	9,8	2,1	2,9	0,0	0,3	12,2	0,0
Thüringen	0,0	0,0	0,8	0,0	1,0	0,4	0,1	4,4	0,0	1,3	1,9	0,1	0,0	12,6	1,1
Deutschland	108,9	136,4	60,7	1,4	3,4	9,0	22,4	107,1	49,5	49,0	48,8	17,9	6,8	550,6	4,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 13: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2034

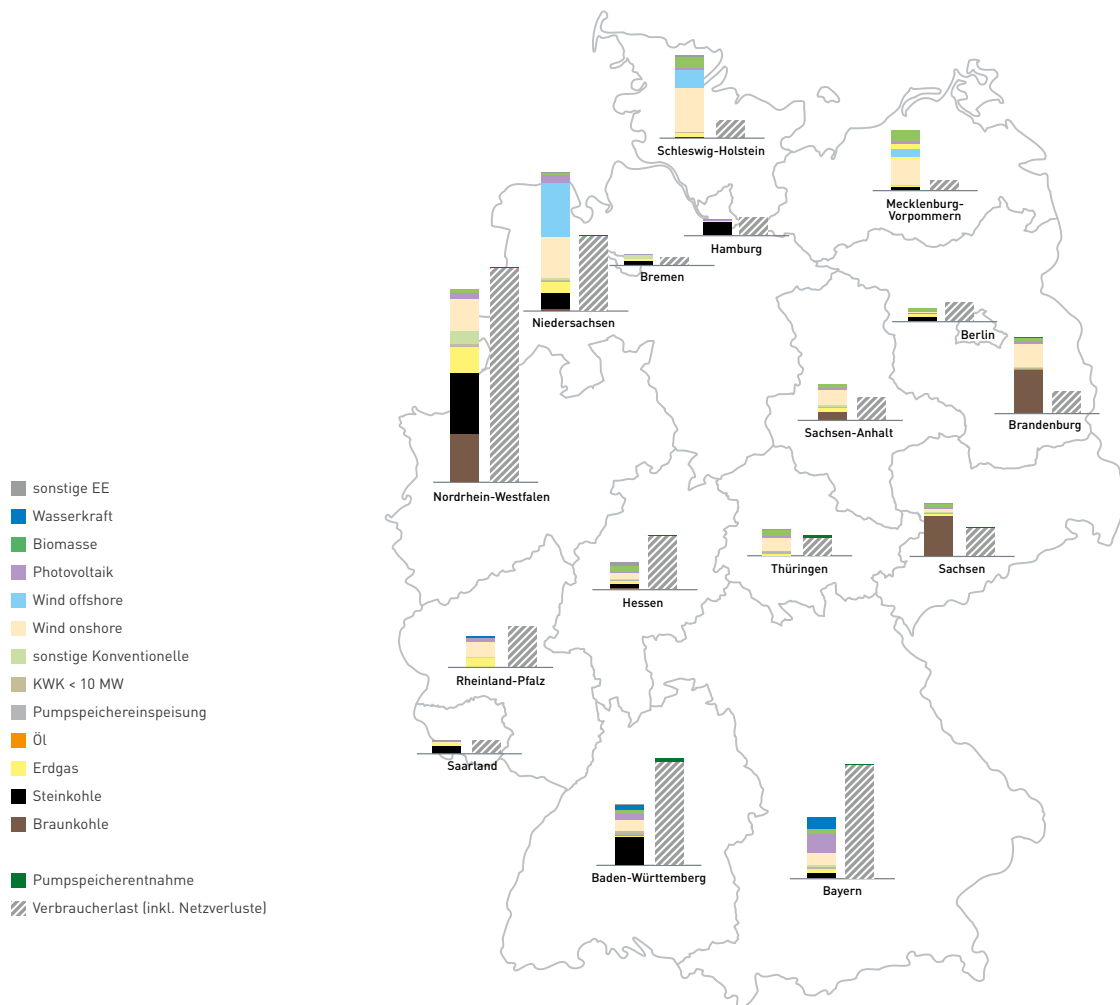


B 2034 (Angaben in TWh)	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Öl	Pumpspei- chereins- peisung	KWK < 10 mW	sonstige Konventi- onelle	Wind onshore	Wind offshore	Photovol- taik	Bio- masse	Wasser- kraft	sonstige EE	Verbrau- cherlast (inkl. Netz- verluste)	Pumpspei- cherent- nahme
Baden-Württemberg	0,0	12,6	4,1	0,1	1,7	1,1	0,5	4,6	0,0	7,1	5,6	4,8	1,0	74,2	2,0
Bayern	0,0	2,0	9,8	0,0	0,5	1,3	0,7	9,6	0,0	15,8	9,8	10,8	5,7	81,4	0,7
Berlin	0,0	1,5	2,7	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	13,6	0,0
Brandenburg	21,1	0,0	3,1	0,3	0,0	0,5	1,2	18,2	0,0	3,4	3,7	0,0	0,2	15,2	0,0
Bremen	0,0	0,3	2,1	0,0	0,0	0,1	1,4	0,6	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	5,0	0,0
Hamburg	0,0	9,9	0,2	0,1	0,0	0,3	0,1	0,3	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	12,9	0,0
Hessen	0,2	2,2	6,4	0,0	0,2	0,8	0,7	3,5	0,0	2,4	2,0	0,4	0,3	38,6	0,3
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	2,0	1,4	0,0	0,0	0,2	0,1	9,0	20,3	1,3	3,6	0,0	0,1	6,5	0,0
Niedersachsen	1,0	6,5	9,9	0,0	0,1	1,1	1,8	31,5	67,3	5,0	8,8	0,3	0,3	54,1	0,1
Nordrhein-Westfalen	23,2	27,1	36,1	0,2	0,3	1,7	4,4	14,3	0,0	6,2	5,1	0,9	1,4	153,8	0,3
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	7,1	0,0	0,2	0,5	0,3	7,1	0,0	2,4	1,7	1,0	1,3	28,8	0,2
Saarland	0,0	0,5	3,1	0,0	0,0	0,1	1,0	0,5	0,0	0,5	0,2	0,1	0,1	9,3	0,0
Sachsen	22,3	0,0	1,9	0,0	0,2	0,6	0,1	5,1	0,0	2,0	2,4	0,5	0,6	20,5	0,3
Sachsen-Anhalt	5,9	0,0	4,0	0,3	0,0	0,4	1,4	15,2	0,0	2,0	3,2	0,1	0,1	15,9	0,0
Schleswig-Holstein	0,0	0,2	3,2	0,0	0,0	0,3	0,3	23,6	12,4	2,2	2,9	0,0	0,1	12,3	0,0
Thüringen	0,0	0,0	0,8	0,0	1,2	0,4	0,1	4,7	0,0	1,3	2,2	0,1	0,0	12,7	1,4
Deutschland	73,8	64,8	96,0	0,9	4,5	9,8	14,3	147,6	100,0	52,1	51,6	19,0	11,1	554,9	5,4

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 14: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario C 2024



C 2024 (Angaben in TWh)	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Öl	Pumpspei- cherein- speisung	KWK < 10 mW	sonstige Konventi- onelle	Wind onshore	Wind offshore	Photovol- taik	Bio- masse	Wasser- kraft	sonstige EE	Verbrau- cherlast (inkl. Netz- verluste)	Pumpspei- cherent- nahme
Baden-Württemberg	0,0	19,7	0,8	0,1	2,0	1,0	0,5	7,4	0,0	9,5	2,4	4,0	0,1	73,7	2,4
Bayern	0,0	3,4	3,0	0,0	0,3	1,2	1,2	8,4	0,0	14,0	3,2	8,6	0,1	80,8	0,4
Berlin	0,0	2,7	2,4	0,2	0,0	0,2	0,2	0,2	0,0	0,2	2,9	0,0	0,0	13,5	0,0
Brandenburg	30,3	0,0	0,6	0,3	0,0	0,5	1,2	16,0	0,0	2,4	2,2	0,2	0,0	15,1	0,0
Bremen	0,0	2,4	1,6	0,0	0,0	0,1	2,4	0,5	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	5,0	0,0
Hamburg	0,0	9,5	0,2	0,1	0,0	0,3	0,1	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,5	12,8	0,0
Hessen	0,2	3,4	2,1	0,0	0,3	0,7	0,7	6,4	0,0	3,0	4,4	0,4	2,2	38,4	0,4
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	2,4	0,8	0,0	0,0	0,2	0,1	18,2	11,5	1,6	7,8	0,0	0,0	6,5	0,0
Niedersachsen	1,3	11,4	7,6	0,0	0,1	1,0	1,7	28,9	39,4	5,5	1,1	0,4	0,2	53,7	0,1
Nordrhein-Westfalen	34,0	43,0	18,6	0,5	0,3	1,6	9,8	22,3	0,0	4,7	2,2	0,6	0,0	152,7	0,4
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	5,9	0,0	0,2	0,5	0,3	10,2	0,0	3,1	0,6	1,1	0,0	28,6	0,3
Saarland	0,0	5,2	1,5	0,0	0,0	0,1	1,0	1,1	0,0	0,6	0,3	0,0	0,2	9,2	0,0
Sachsen	28,0	0,0	1,8	0,0	0,3	0,6	0,1	2,3	0,0	1,9	1,7	0,4	0,1	20,3	0,4
Sachsen-Anhalt	5,6	0,0	2,6	0,3	0,0	0,4	1,4	11,2	0,0	1,3	2,3	0,1	0,2	15,8	0,1
Schleswig-Holstein	0,0	0,5	2,8	0,0	0,0	0,3	0,6	31,1	12,4	1,6	8,3	0,0	1,3	12,2	0,0
Thüringen	0,0	0,0	0,8	0,0	1,3	0,4	0,1	9,4	0,0	1,8	4,4	0,1	0,5	12,6	1,6
Deutschland	99,4	103,7	53,2	1,4	4,8	9,0	21,5	173,8	63,2	51,3	43,7	16,0	5,6	551,0	5,9

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



3.2.3 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 für die Szenarien prognostizierte erzeugte Strommenge aus Kraft-Wärme-Kopplung wird in Kapitel 3.2.6 unter dem Gesichtspunkt der Erreichung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung ausgeführt. Detaillierte Erläuterungen zur Berücksichtigung von wärme- und stromgeführten KWK-Anlagen in der Marktsimulation sind unter www.netzentwicklungsplan.de/ZZp dargestellt.

3.2.4 Dumped Energy in Deutschland

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 sogenannte 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. Möglichkeiten, die Menge an Dumped Energy zu reduzieren, sind entweder eine Reduzierung der Einspeisung, eine Erhöhung der Last oder eine Erweiterung der Speicher- oder Exportkapazität.

Insgesamt treten in den einzelnen Szenarien keine (wie in Szenario A 2024) oder nur geringe Mengen von Dumped Energy auf. In Szenario C 2024 liegt die Dumped Energy mit ca. 8,8 TWh bei rund 2,5 % der regenerativ erzeugten Energiemenge von über 350 TWh. In Szenario B 2034 beträgt dieser Prozentsatz 0,6 % und in Szenario B 2024* 0,02 %.

3.2.5 Volllaststunden der Erzeugungsanlagen in Deutschland

- Die Volllaststunden im NEP 2014 unterscheiden sich in den einzelnen Szenarien deutlich, insbesondere beim Energieträger Steinkohle.
- Gaskraftwerke sowie Ölkraftwerke weisen im NEP 2014 eine höhere Volllaststundenzahl im Vergleich zum NEP 2013 auf. Durch eine Begrenzung der vollkommenen Voraussicht der Marktteilnehmer im Modell wird der Bedarf an flexibler Erzeugung nun realistischer abgebildet.

Die Volllaststunden sind ein Maßstab für die Ausnutzung der installierten Leistung von Kraftwerken. Sie geben an, wie lange Kraftwerke pro Jahr 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 Schaden außer Betrieb sind, sind 8.760 Volllaststunden selbst für Grundlastkraftwerke unrealistisch, wahrscheinlich sind Werte von unter 8.000 Stunden.

Für die genaue Höhe der Volllaststunden ist die Position der einzelnen Kraftwerke in der Merit-Order der Marktsimulation entscheidend. 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. Dabei konkurrieren die Kraftwerke nicht nur innerhalb Deutschlands, sondern innerhalb der Austauschmöglichkeiten (NTCs) auch mit Kraftwerken der europäischen Nachbarländer. Für die Kraftwerkskategorien regenerativer Energien ergeben sich die Volllaststunden – unter Berücksichtigung von Dumped Energy – aus den jeweiligen Wetterverhältnissen (siehe Kapitel 2).



Die in Abbildung 15 dargestellten Volllaststunden gelten jeweils für die Energieerzeugung einer Kraftwerksklasse und die in dieser Klasse installierte Nettoleistung.

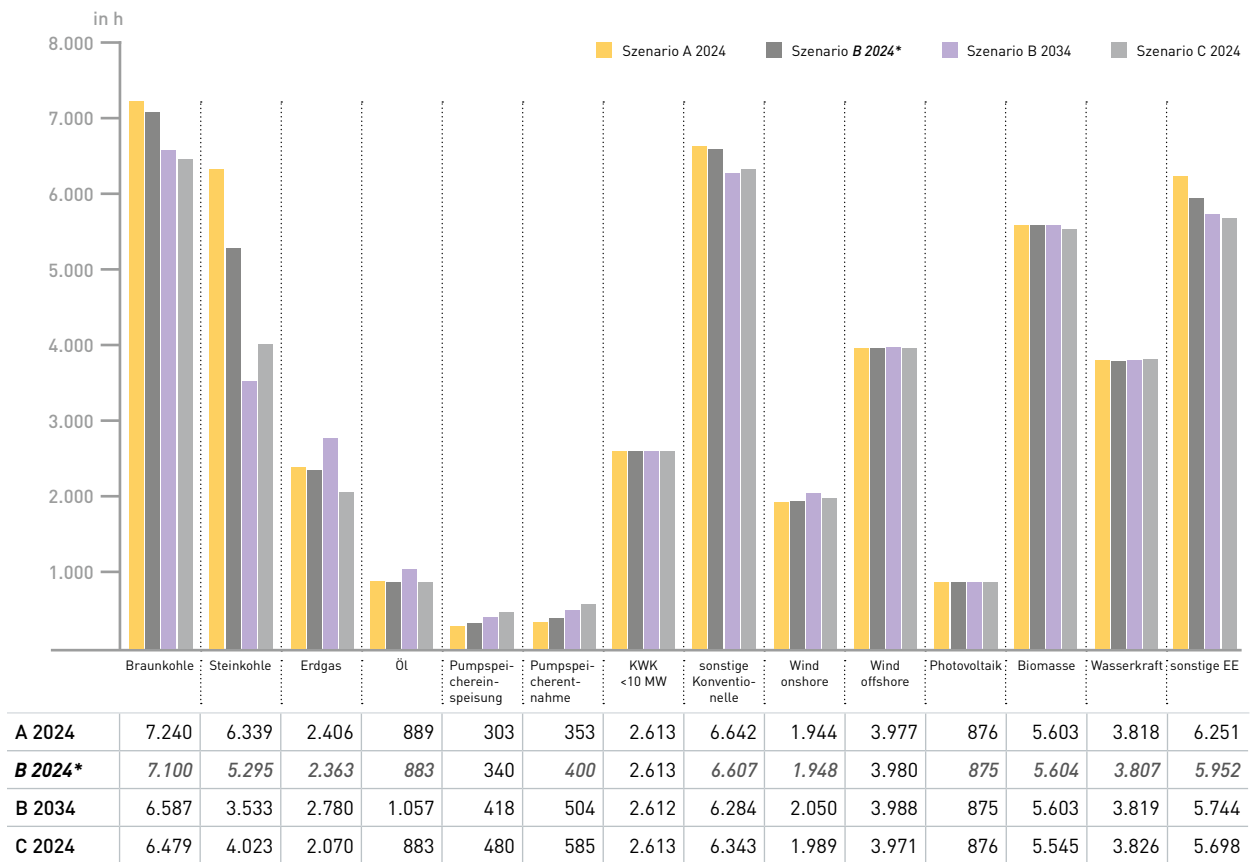
Die Volllaststunden im NEP 2014 unterscheiden sich in den einzelnen Szenarien deutlich, insbesondere beim Energieträger Steinkohle: Im Szenario A 2024 ergeben sich bei der geringsten installierten Leistung erneuerbarer Energien die höchsten Volllaststunden für Steinkohle. Zudem ist der Kraftwerkszubau in Szenario A 2024 am höchsten und die Einsatzzeiten dieser neuen effizienten Kraftwerke sind daher besonders hoch. Umgekehrt stellt es sich im Szenario C 2024 dar: Hier sind bei den höchsten installierten Leistungen erneuerbarer Energien die geringsten Volllaststunden von Steinkohle-Kraftwerken zu verzeichnen. Insgesamt unterscheiden sich Szenario A 2024 und B 2024* um mehr als 1.000 Volllaststunden. Zwischen Szenario B 2024* und C 2024 liegt nochmals eine Differenz von mehr als 1.000 Volllaststunden.

Die Volllaststunden von Braunkohlekraftwerken sind im NEP 2014 im Vergleich zum NEP 2013 etwas zurückgegangen. Umgekehrt weisen Gas- sowie Ölkraftwerke nun eine höhere Volllaststundenzahl auf. Hierin zeigt sich auch die methodische Weiterentwicklung im NEP 2014 in Bezug auf die Problematik der vollkommenen Voraussicht in der Marktmodellierung. Die Berechnung von 8.760 aufeinanderfolgenden Stunden im NEP 2013 unterschätzte den Bedarf flexibler Erzeugung zur Beherrschung der fluktuierenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Durch die Optimierung von nun jeweils zehn Tagen wird der Bedarf flexibler Erzeugung jetzt realistischer abgebildet. Für die Volllaststunden von Steinkohlekraftwerken lässt sich keine pauschale Aussage machen. Während diese in Szenario B 2024* im Vergleich zum NEP 2013 um rund 540 Volllaststunden zurückgehen, steigen sie in Szenario A 2024 im Vergleich zum NEP 2013 um knapp 160 Stunden an. Dies lässt sich u. a. auf die im NEP 2014 geringere installierte Leistung sowie die differenziertere Abbildung des europäischen Auslands zurückführen (siehe Kapitel 3.2.1).

Die Volllaststunden erneuerbarer Energien sind wesentlich bestimmt durch die regionalen Wetterverhältnisse (z. B. Windgeschwindigkeiten, Globalstrahlung). Gleichwertige Anlagen an unterschiedlichen Standorten führen somit zu unterschiedlichen Einspeisungen. Die Volllaststunden erneuerbarer Energien unterscheiden sich daher in den Szenarien nur geringfügig. Die geringen Unterschiede resultieren insbesondere aus der Regionalisierung des jeweilig unterschiedlichen Zubaus.



Abbildung 15: Vergleich der Volllaststunden je Szenario



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.2.6 Einhaltung der energiepolitischen 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. Diese fußen auf dem Energiekonzept der Bundesregierung von 2010 und dem Energiepaket von 2011³.

Die Zielsetzungen der Regierung wurden für das Jahr 2020 formuliert und für die Auswertung der Zielerreichung auf das Jahr 2024 fortgeschrieben.

³ http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/documents/Bundesregierung_Energiekonzept_Auszug.pdf



1. Reduktion der Treibhausgasemissionen

Ziel ist die 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 (Referenzausstoß 358 t CO₂). Das Bestreben dieses energiepolitischen Ziels ist die Reduktion des Ausstoßes von klimaschädlichen Treibhausgasen mit besonderem Fokus auf CO₂. Dabei spielen die verschiedenen Sektoren wie Industrie, Transport oder Handel mit dem Stromsektor zusammen.

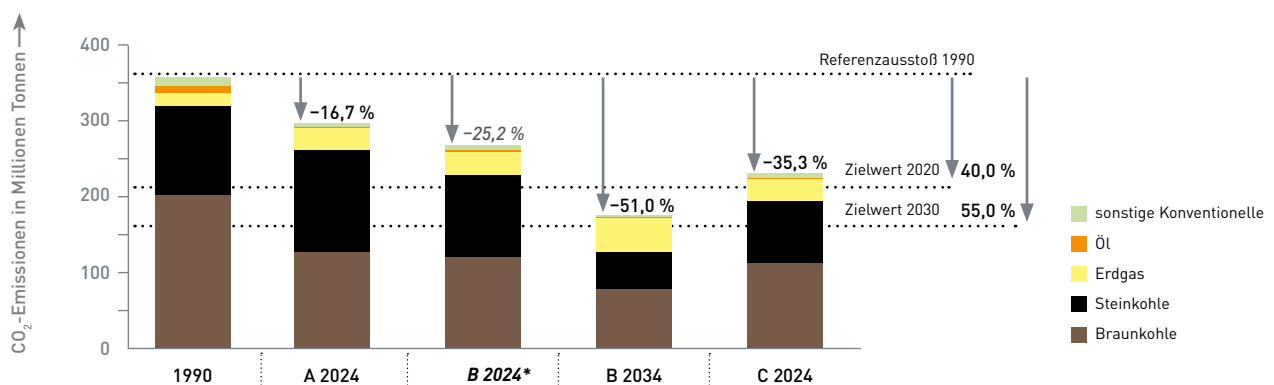
Im NEP 2013 wurde in dieser Darstellung auch die Reduktion von CO₂ in anderen Sektoren wie Industrie, Transport oder Handel berücksichtigt. Da im Rahmen des Netzentwicklungsplans nur der Stromsektor modelliert wird, und die bisherigen Reduktionsannahmen für andere Sektoren nicht Teil der vorliegenden Marktsimulation sind, beschränken sich die präsentierten Resultate auf den Beitrag des untersuchten Stromsektors.

Die Emissionen des Stromsektors unterscheiden sich nur minimal von den letztjährigen Ergebnissen. Es ist anhand der Resultate der Szenarien nicht offensichtlich, ob Deutschland das gesetzte interpolierte Ziele einer 46%igen Treibhausgasemissionen-Reduktion bis 2024 (lineare Interpolation zwischen den Zieljahren) erreichen wird. Im Szenario C 2024 ist eine Zielerreichung durch eine 35,9%ige Emissionsreduktion im Stromsektor am wahrscheinlichsten.

Die wesentlichen Treiber der Emissionsreduktion sind der Ausbau der Erzeugung erneuerbarer Energien kombiniert mit der Emissionsintensität der Stromerzeugung in Deutschland (Entwicklung der Kohle- und Gaspreise sowie der CO₂-Preise) und dem Handelssaldo. Szenario C 2024 hat einen Anteil von erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von 54 % und somit die geringsten Emissionen von 232 Mio. t CO₂. Szenario B 2024* erreicht mit dem mittleren Ausbau der erneuerbaren Energien (45 % der Stromerzeugung) eine Emissionsreduktion auf 268 Mio. t CO₂. Das Szenario A verzeichnet aufgrund der höchsten installierten konventionellen Kapazitäten und deren teilweise geringen Brennstoffpreise die höchsten Treibhausgasemissionen mit 298 Mio. t CO₂.

Der Beitrag des Stromsektors zur Zielerfüllung kann durch den weiteren Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien somit noch gesteigert werden.

Abbildung 16: Ziele für die CO₂-Emissionsreduktion

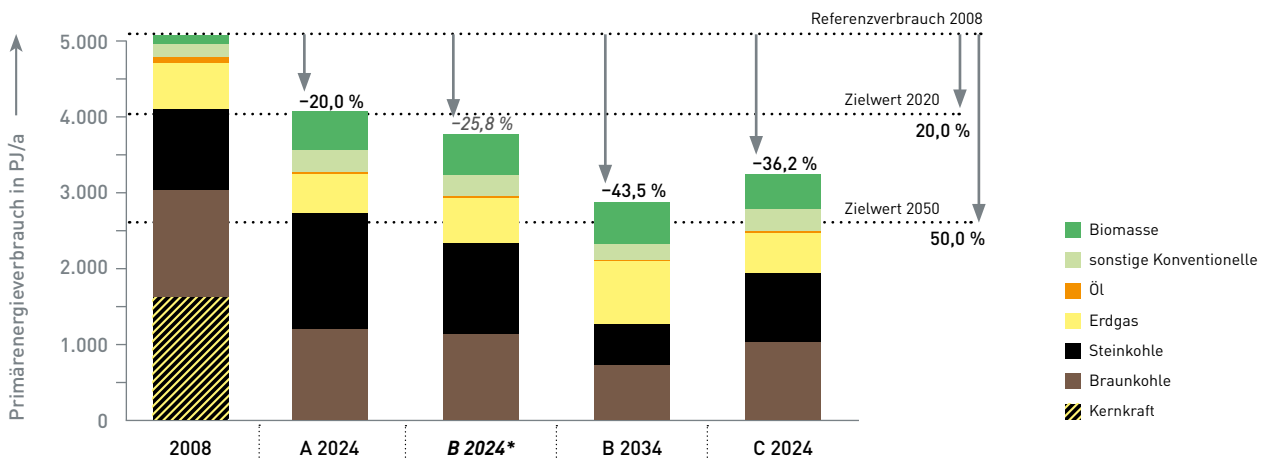


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

2. Reduktion des Primärenergieverbrauchs

Als Ziel gesetzt ist die Senkung des Primärenergieverbrauchs um mindestens 20 % bis spätestens 2020 und mindestens 50 % bis 2050 gegenüber 2008 (5.091 Petajoule). Das interpolierte Ziel von 24 % Reduktion in 2024 wird in den Szenarien B 2024* und C 2024 erreicht. Aufgrund höherer installierter (Braun-)Kohlekapazitäten und deren Erzeugung ist der Zielwert mit 20,4 % Reduktion im Szenario A 2024 unterschritten. In Szenario B 2034 ist das interpolierte Ziel von 34 % in 2034 mit erreichten 44 % aufgrund der hohen Erzeugung aus erneuerbaren Energien und dem Rückgang von konventionellen Kapazitäten erfüllt.

Abbildung 17: Primärenergieträgerverbrauch



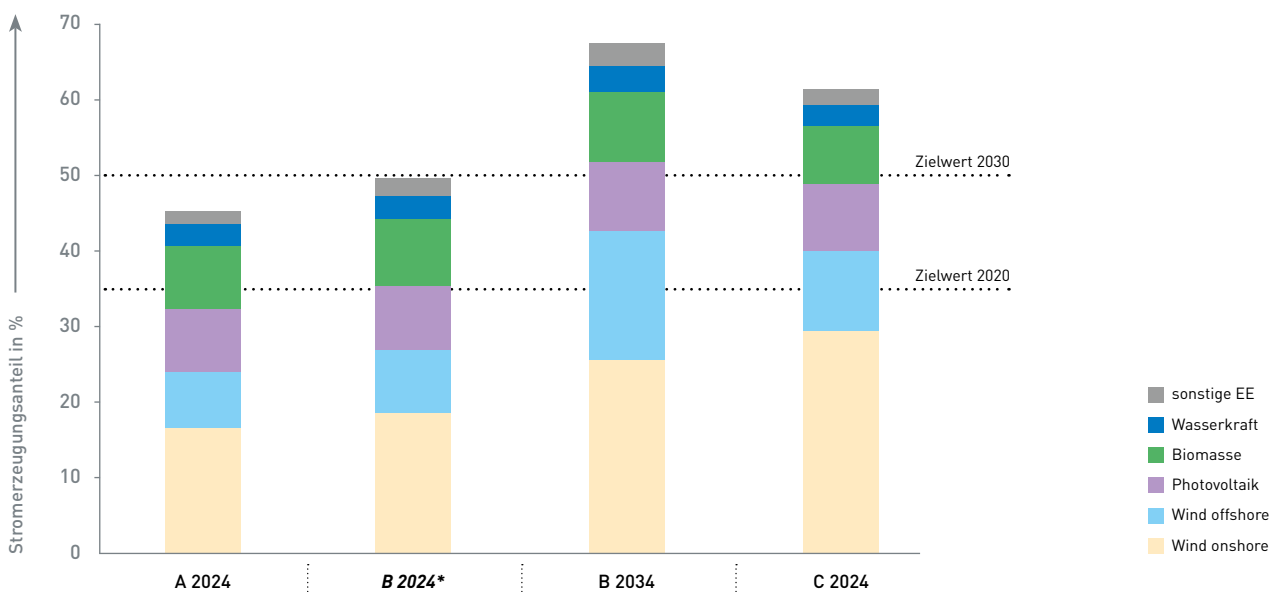
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3. Erhöhung des Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an der Bruttostromnachfrage

Der für die Abbildung 18 zugrunde gelegte Bruttostromverbrauch beträgt je nach Szenario zwischen 570 und 580 TWh. Er setzt sich aus dem Nettostromverbrauch, den Netzverlusten in allen Spannungsebenen, Pumpstrombedarf von Pumpspeicherwerken sowie dem Eigenbedarf der Kraftwerke zusammen. Somit kann der Bruttostromverbrauch nicht als Eingangsgröße für die Marktsimulationen und Netzberechnungen herangezogen werden, da er Energiemengen enthält, die erst in diesen Simulationen ermittelt werden und je nach Szenario unterschiedlich hoch sein können.

Ziel ist eine Erhöhung des Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an der Bruttostromnachfrage auf mindestens 35 % spätestens im Jahr 2020, 50 % im Jahr 2030, 65 % im Jahr 2040 und 80 % bis 2050⁴. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromnachfrage wird durch die genehmigten installierten Kapazitäten und den Auslastungsgrad der verschiedenen Technologien bestimmt. In allen Szenarien wird der interpolierte Zielwert von 41 % an der Bruttostromnachfrage für das Jahr 2024 übertroffen. Zudem erreicht auch das Szenario B 2034 den interpolierten Zielwert von 56 % für das Jahr 2034.

Abbildung 18: Anteil der Erzeugung aus erneuerbaren Energien an der Bruttostromnachfrage



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

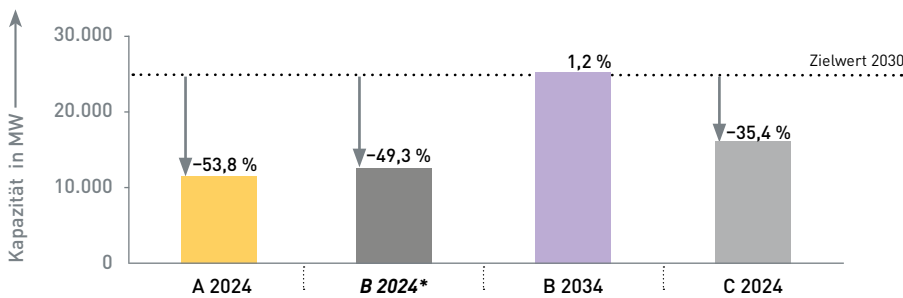
⁴ Im neuen EEG 2014 haben sich diese Ziele verändert (siehe § 1 Abs. 2 EEG 2014).



4. Erhöhung der Offshore-Windleistung

Die Zielsetzung von 25 GW installierter Offshore-Windleistung für das Jahr 2030 wird durch die Kapazitäten im genehmigten Szenario B 2034 erreicht.

Abbildung 19: Zielsetzung für die installierte Offshore-Windkapazität



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

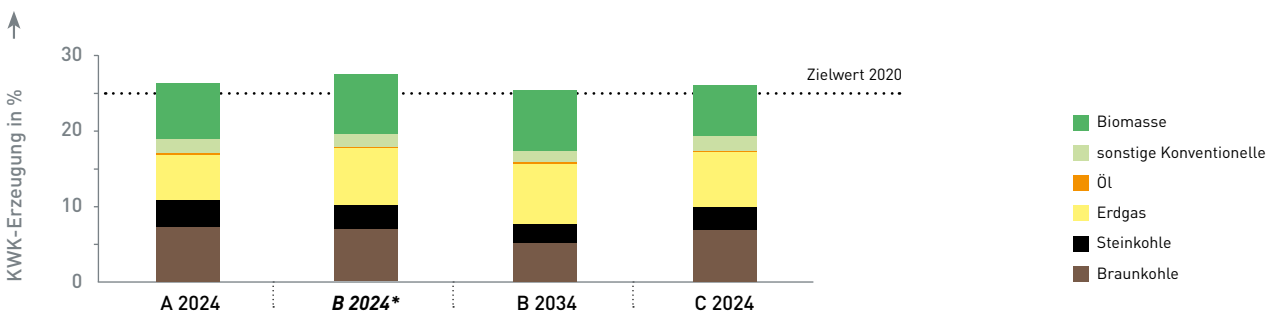
5. Erhöhung des KWK-Anteils

Die Bundesregierung hatte für das Jahr 2020 einen Zielwert von 25 % der Bruttoerzeugung aus Kraft-Wärme-Koppelung definiert. Biomasse-Anlagen (für feste und gasförmige Biomasse) wurden ausschließlich als KWK-Anlagen klassifiziert. Alle KWK-Anlagen mit einer Kapazität größer als 10 MW wurden im Modell individuell berücksichtigt, während kleinere Anlagen als Gegendruckanlagen klassifiziert und aggregiert wurden.

Alle drei Szenarien des Jahres 2024 erfüllen die Zielvorgabe für das Jahr 2020. Darüber hinaus wird der Zielwert im Szenario B 2034 auch weiterhin erreicht, obwohl stillgelegte KWK-Kapazität zwischen 2024 und 2034 nicht gänzlich ersetzt wird. Auf Basis der leicht reduzierten thermischen Kapazität wird ein geringer Wärmebedarf im Szenario B 2034 angenommen, welcher sich in einer sinkenden KWK-Erzeugung widerspiegelt. Der nicht an KWK-Kraftwerke angeschlossene Wärmebedarf wird in diesem Szenario von zweckbestimmten Wärmeanlagen oder durch Effizienzmaßnahmen befriedigt.

Szenario A 2024 verfügt über den prozentual kleinsten Anteil an Gas-KWK-Anlagen. Dadurch erzeugen sowohl Kohle- als auch Braunkohleanlagen mehr KWK-Strom, um den Wärmebedarf zu decken. Im Vergleich dazu ist der Anteil der Gas-KWK-Erzeugung in den Szenarien B 2024* und C 2024 aufgrund der höher installierten Kapazität größer. Der konventionelle Kapazitätsmix der Szenarien B 2024* und C 2024 ist identisch; Differenzen zwischen diesen Szenarien ergeben sich dementsprechend durch eine unterschiedliche Biomassekapazität.

Abbildung 20: KWK-Erzeugung nach Primärenergietypen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



6. Reduktion des Stromverbrauchs

Im Szenariorahmen wurde angenommen, dass der jährliche Stromverbrauch konstant ist. Dementsprechend ist das Reduktionsziel von 10 % bis spätestens 2020 sowie 25 % bis spätestens 2050 gegenüber 2008 nicht erreicht.

7. Ausstieg aus der Kernenergie

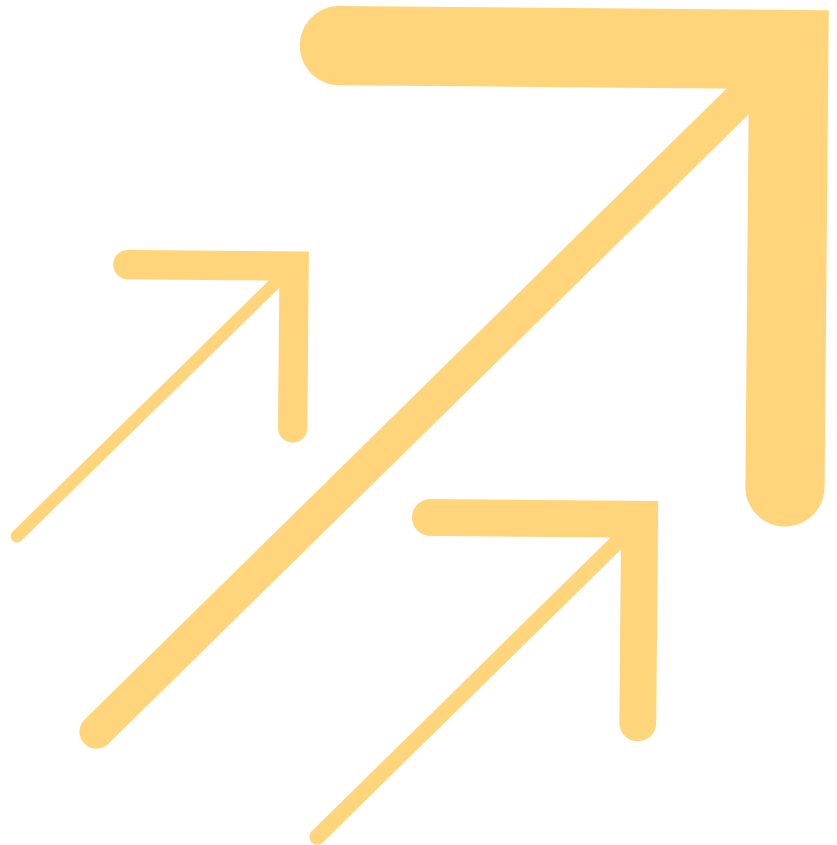
Dieses Ziel des Ausstiegs bis 2022 wurde aufgrund des genehmigten Szenariorahmens ohne installierte Kernkraftkapazität nach 2022 erreicht.

3.3 Aufbereitung für Netzberechnungen

Das Ergebnis der Marktsimulation für jedes Szenario ist ein Eingangsdatum für die Netzberechnungen. 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. Unter www.netzentwicklungsplan.de/ZZG sind weitere Annahmen zur Übergabe der Eingangsdaten dargelegt. 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.

4 NETZANALYSEN UND DARAUS ABGELEITETE MASSNAHMEN



4 NETZANALYSEN UND DARAUSS ABGELEITETE MASSNAHMEN

Im Folgenden werden die Netzmaßnahmen dargestellt, die in den beschriebenen Netzanalysen identifiziert wurden, um den zukünftigen Übertragungsbedarf bewältigen zu können. Da durch die Maßnahmen des Bundesbedarfsplans im Zeithorizont 2024 noch keine bedarfsgerechten und sicher betreibbaren Übertragungsnetze gegeben sind, wurden über diese Maßnahmen hinaus in den drei Szenarien für das Jahr 2024 – und der Fortschreibung im Szenario B 2034 – zusätzliche Maßnahmen 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 bildet den Ausgangspunkt für die Netzanalysen im Zeithorizont 2024. Darauf aufbauend werden Leistungsflussberechnungen durchgeführt, der Übertragungsbedarf zwischen Netzknoten identifiziert, und bei einer Verletzung der netztechnischen Beurteilungskriterien (z. B. Ströme oder Spannungen) Abhilfemaßnahmen abgeleitet.

In diesem Kapitel werden die Netzmaßnahmen des Startnetzes und der zusätzlich ermittelte Netzausbau für die Netze der Szenarien *des zweiten Entwurfs*, A 2024, B 2024*, C 2024 und B 2034, in Übersichtskarten veranschaulicht. In allen Übersichtskarten sowie in den Projektsteckbriefen wird zwischen Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen unterschieden. Netzoptimierungsmaßnahmen sind nicht mit wesentlichen Baumaßnahmen verbunden und werden daher nicht dargestellt. Die Übersichtskarten enthalten ausschließlich leitungsbezogene Maßnahmen. Erweiterungen und Neubaumaßnahmen, die Schaltanlagen betreffen, sind in den Übersichtskarten nicht enthalten. Alle Maßnahmen, sowohl Leitungen als auch Anlagen, werden in den Projektsteckbriefen, die online unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2014_2_Entwurf_Teil2.pdf verfügbar sind, einzeln betrachtet und dargestellt. Ziel ist es, mit möglichst wenigen zusätzlichen Neubautrassen einen bedarfsgerechten Netzausbau im Höchstspannungsnetz zu ermitteln.

Die Vorgehensweise zur Ermittlung der Längen und Kosten wurde im NEP 2012 erläutert und ist unter www.netzentwicklungsplan.de/ZZY abrufbar.

Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren

Die folgenden weiterführenden Erläuterungen wurden auf Basis der Stellungnahmen aus der Konsultation in Bezug auf den Netzausbau hinzugefügt:

- *Auswirkungen des Szenarios B 2024* auf Projekte und Maßnahmen*

Aufgrund der weiterentwickelten Regionalisierung und den sich daraus ergebenden Änderungen im Übertragungsbedarf haben die Übertragungsnetzbetreiber im zweiten Entwurf des NEP 2014 sowohl das bisherige Netzkonzept als auch die HGÜ-Endpunkte neu untersucht. Im Rahmen dieser Prüfung wurden insbesondere die Anregungen einbezogen, die im Rahmen der öffentlichen Konsultation an die Übertragungsnetzbetreiber herangetragen wurden. Das Ergebnis der Prüfung bestätigt weiterhin den hohen Übertragungsbedarf im Szenario B 2024, zeigt jedoch, dass eine Verschiebung der HGÜ-Endpunkte den Anforderungen einer neuen Regionalisierung in höherem Maße gerecht werden kann. Die veränderten Planungen auf Basis der neuen Regionalisierung haben auf die HGÜ-Korridore C und D folgende konkrete Auswirkungen:*

Im Korridor C:

- *Verschiebung des HGÜ-Endpunktes von Goldshöfe nach Raum⁵ Wendlingen*
- *Verzicht auf die Leitung TNG-003: von Bünzwangen nach Goldshöfe*
- *Verzicht auf die Maßnahmen P163 M372, M373 und M386: im Osten von Baden-Württemberg*

Fortsetzung siehe nächste Seite

⁵ Der Begriff „Raum“ weist darauf hin, dass hier der genaue Standort noch nicht feststeht. Es wird versucht, einen bestehenden Standort zu nutzen. Sollte dies aus genehmigungstechnischen Gründen, Platzgründen oder ähnlichem nicht möglich sein, müsste unter Umständen auf einen neuen Standort im Umkreis ausgewichen werden.



*Fortsetzung „Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren“**Im Korridor D:*

- Verschiebung des HGÜ-Anfangspunktes von Lauchstädt nach Wolmirstedt
- Verschiebung des HGÜ-Endpunktes von Meitingen nach Raum Gundremmingen
- Verzicht auf die Leitung P124 M209a: von Wolmirstedt nach Klostermansfeld
- zusätzliche Leitung P37 M25b: vom Pumpspeicherwerk Talsperre Schmalwasser nach Mecklar

Neben den Veränderungen in den HGÜ-Korridoren sind aufgrund der neuen Regionalisierung Anpassungen bei folgenden Projekten und Maßnahmen erforderlich:

- Verzicht auf die Maßnahme P107 M200: von Lüstringen nach Gütersloh
- Verzicht auf die Leitung P133 M253: von Borken nach Gießen
- Verzicht auf die Leitung P48 M365: von Raum Grafenrheinfeld nach Kupferzell
- Verstärkung des Berliner Kabels P180: vom Umspannwerk Marzahn zum Umspannwerk Teufelsbruch
- zusätzliche Leitung P35 M84: von Pasewalk nach Lubmin
- zusätzliche Leitung P35 M78: von Lubmin über Lüdershagen und Bentwisch nach Güstrow
- Netzverstärkung P84 M367 und M368: von Hamburg/Nord nach Krümmel
- Netzverstärkung P185 M420 auf der Strecke von Redwitz nach Landesgrenze BY/TH

Die Änderungen in den Projekten und Maßnahmen wie auch die neuen Maßnahmen werden detailliert in den Projektbeschreibungen im Anhang unter „Projektsteckbriefe Zubaunetz“ des zweiten Entwurfs des NEP 2014 dokumentiert.

Die Auswirkungen der in Szenario B 2024 identifizierten Veränderungen bei einzelnen Maßnahmen wurden für die Szenarien A 2024, C 2024 und B 2034 plausibilisiert. Die durch B 2024* ausgelösten Veränderungen können auch in den übrigen Szenarien netztechnisch belegt werden.*

- *Minimierung des Netzausbaus/NOVA-Prinzip*

Das Ziel der Netzplanung ist es, den Bau neuer Trassen zu vermeiden und damit die Rauminanspruchnahme zu minimieren. Das heißt, es werden erst dann neue Leitungsbauprojekte ausgewiesen, wenn alle Möglichkeiten im bestehenden Netz ausgeschöpft worden sind. Dieser Grundgedanke ist im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) festgehalten und wird durch das NOVA-Prinzip umgesetzt.

- *Ausfallbetrachtung in der Planung/(n-1)-Kriterium*

Die Anwendung des (n-1)-Kriteriums, d. h. der Ausfall eines Elementes im Übertragungsnetz, ist unabhängig von der eingesetzten Übertragungstechnologie. Auch bei HGÜ-Verbindungen wird das (n-1)-Kriterium angewandt.

- *Verknüpfung von DC-Netzanbindungssystemen offshore mit HGÜ-Systemen an Land*

Im Szenario B 2024 erfolgt eine Verschiebung der Offshore-Einspeiseleistung von 1,8 GW vom Netzverknüpfungspunkt Raum Halbemond zum Netzverknüpfungspunkt Raum Cloppenburg/Ost.*

Die DC-Netzanbindungssysteme werden aufgrund der beengten Platzverhältnisse auf der Offshore-Plattform und der limitierten Belastbarkeit von Seekabeln für eine Übertragungsleistung von 900 MW ausgelegt. HGÜ-Systeme an Land können mit deutlich höheren Übertragungsleistungen realisiert werden.

Die Wahl möglichst küstennaher Netzverknüpfungspunkte (NVP) führt zu einer Reduzierung der Anzahl notwendiger HGÜ-Trassen an Land und ermöglicht den Transport von Onshore-Windenergie aus Norddeutschland in weiter südlich gelegene Lastzentren. Darüber hinaus werden die Photovoltaikanlagen im Süden mit dem Norden verbunden.

Die Netzverknüpfungspunkte der Korridore entsprechen den netztechnischen Erfordernissen. Die Anfangspunkte beispielsweise des Korridors C wurden anhand der zentralen Einspeiseschwerpunkte aus On- und Offshore-Windenergie in Schleswig-Holstein gewählt. Die Endpunkte befinden sich in den Lastschwerpunkten im Süden Deutschlands (siehe Tabelle 7).

- *Nutzung von Hochtemperaturleiterseilen*

Im Rahmen der Netzoptimierung wird grundsätzlich die Nutzung von Hochtemperaturleiterseilen (HTLS) bzw. Hochstrombeseilung untersucht. Auf den Leitungsabschnitten, bei denen ein Einsatz aufgrund der Statik der Masten möglich ist, wird diese berücksichtigt.



Fortsetzung „Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren“

- *Nutzung von Synergien/Bündelung vorhandener Trassen*

Der Netzentwicklungsplan Strom ermittelt den Transportbedarf elektrischer Energie in Deutschland. Der konkrete Trassenverlauf sowie die Möglichkeit der Zusammenführung mit vorhandener Infrastruktur (z. B. Bahnstrom-, Fernwärme- und Gasnetze) werden bei den weiteren Umsetzungsschritten und Verfahren berücksichtigt.

- *Legitimität des Startnetzes*

Das Startnetz enthält neben dem bestehenden Netz auch Maßnahmen, die als verbindlich anzusehen sind, da ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit bereits von den zuständigen Genehmigungsbehörden bzw. vom Gesetzgeber bestätigt wurde. Andere Maßnahmen befinden sich in Umsetzung (genehmigt bzw. in Bau) oder sind aufgrund sonstiger Verpflichtungen (Anschlusspflicht) notwendig.

- *AC-Ausbau trotz DC (HGÜ-Gleichstromtechnik)*

Die Drehstromtechnik (AC-Technik) ermöglicht eine 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. Eine besondere Stärke der HGÜ-Gleichstromtechnik (DC-Technik) liegt in der verlustarmen Übertragung hoher Leistung über lange Distanzen. Würde ein reines Drehstromnetz geplant werden, um solche weiträumigen Transportaufgaben zu übernehmen, wäre ein weitaus großflächigerer Netzausbau nötig.

4.1 Startnetz

Das Startnetz enthält neben dem bestehenden Netz auch Maßnahmen, die als verbindlich anzusehen sind, da ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit zum Teil bereits von den zuständigen Genehmigungsbehörden bzw. vom Gesetzgeber (EnLAG) bestätigt wurde. Andere Maßnahmen leiten sich aus gesetzlichen Verpflichtungen ab oder ergeben sich aufgrund größerer Infrastrukturprojekte (Autobahn- und Flughafenausbau o. ä.). Im Einzelnen besteht das Startnetz neben dem Ist-Netz (Stand Ende 2013) aus den EnLAG-Maßnahmen, den in der Umsetzung befindlichen Netzausbaumaßnahmen (genehmigt bzw. in Bau) sowie Maßnahmen aufgrund sonstiger Verpflichtungen (KraftNAV bzw. Anschlusspflicht der Industriekunden).

Der Leitungsneubau des Startnetzes beträgt in bestehenden Trassen rund *800 km* und in neuen Trassen rund *600 km*. Weitere *500 km* sind Stromkreisauflagen auf bestehenden Gestängen.

Die Startnetzmaßnahmen sind in den Tabellen 12 bis 15 in Kapitel 5 in ihrem derzeitigen Umsetzungsstand angegeben. Diese Tabelle enthält alle Netzmaßnahmen des Startnetzes (Stand Ende 2013). Die Investitionen für die Netzmaßnahmen des Startnetzes belaufen sich, wie in den beiden Netzentwicklungsplänen 2012 und 2013, auf rund *5 Mrd. €*.

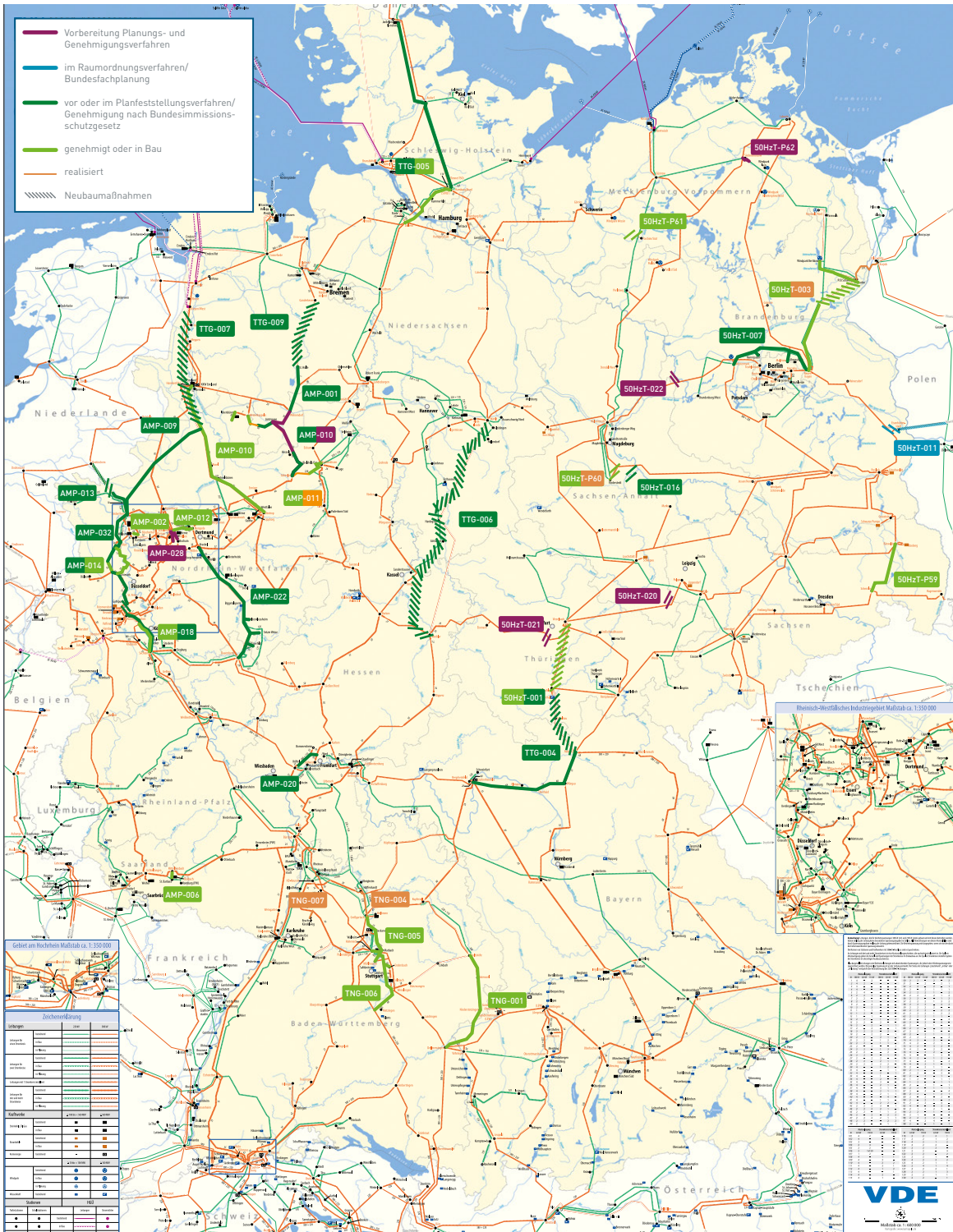
In nachfolgender Abbildung sind die Startnetzmaßnahmen in ihrem derzeitigen Umsetzungsstand grafisch dargestellt.



4 Netzanalysen und daraus abgeleitete Maßnahmen

Abbildung 21: Deutsches Höchstspannungsnetz mit Startnetz

Der Neubau der Leitung Bünzwangen – Goldshöfe (TNG-003, EnLAG Nr. 24) war im Startnetz vorgesehen. Die Verlagerung des HGÜ-Endpunktes der Verbindung Kreis Segeberg – Goldshöfe (C06) von Goldshöfe nach Raum Wendlingen führt dazu, dass die Funktion des geplanten Leitungsneubaus Bünzwangen – Goldshöfe von der HGÜ-Verbindung Kreis Segeberg – Raum Wendlingen (C06WDL) übernommen werden kann. Damit entfällt vorerst der Bedarf für diese Maßnahme.



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber⁶

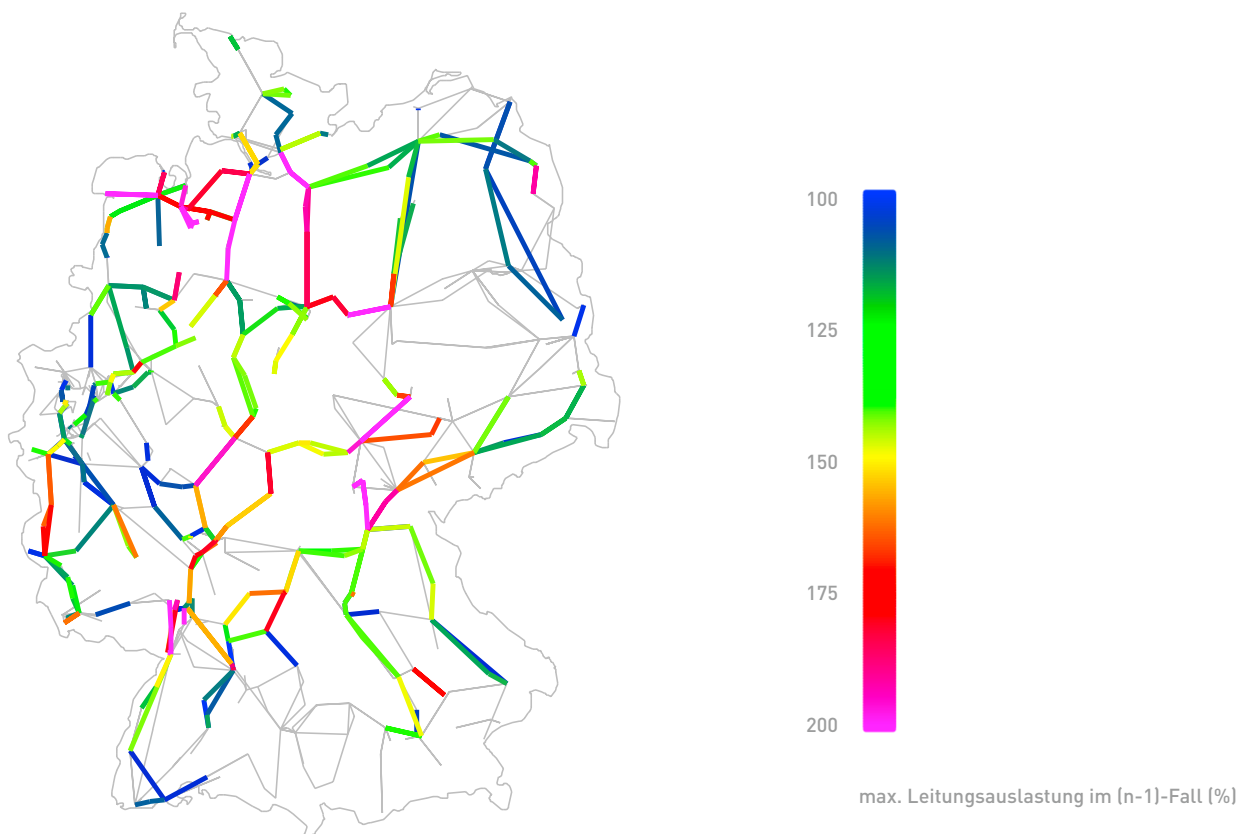
⁶ Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2014). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.



4.1.1 Ergebnisse der Netzanalyse des Startnetzes bei Ausfall eines Netzelements

In der folgenden Abbildung sind die maximalen Auslastungen des Startnetzes über 100 %, die sich bei Umsetzung des Szenariorahmens B 2024 *des ersten Entwurfs* ergeben, bei Ausfall eines Netzelements – auch (n-1)-Fall genannt – dargestellt.

Abbildung 22: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements eines gesamten Jahres



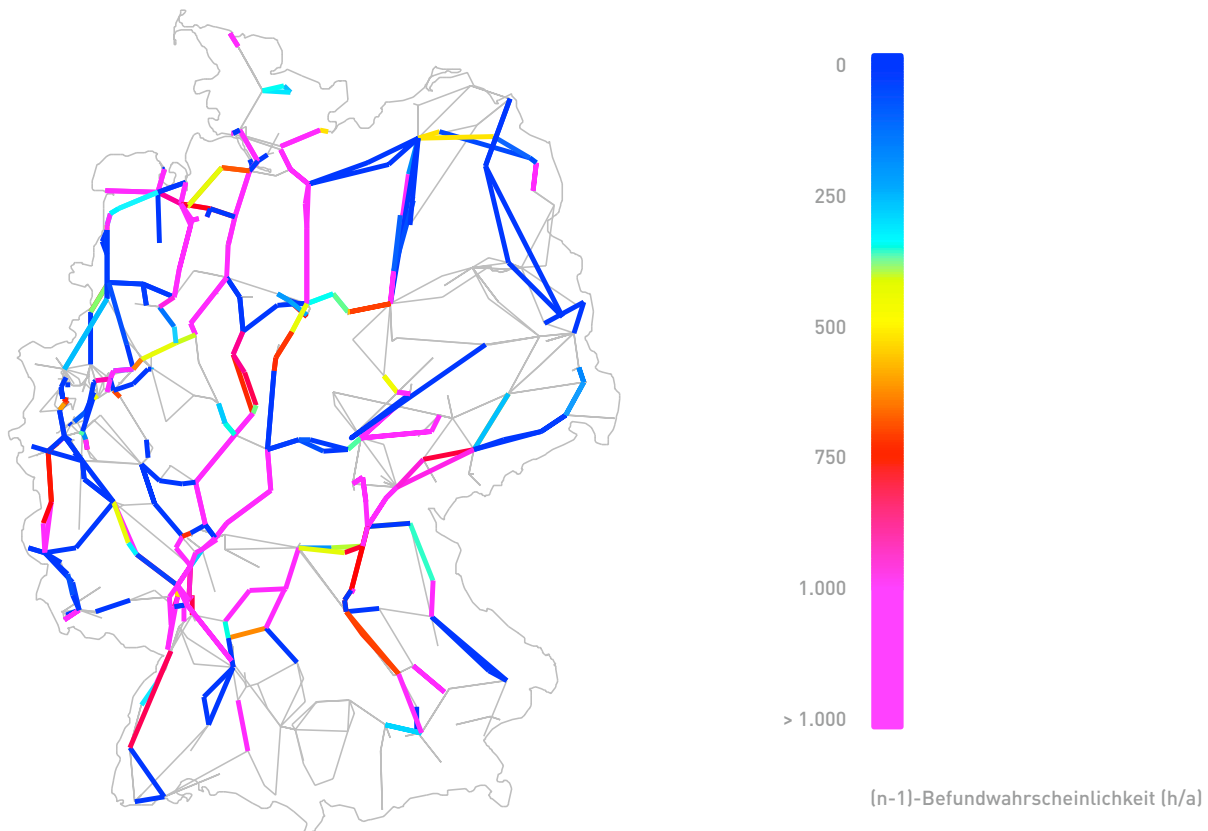
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Abbildung zeigt im Startnetz die maximalen Auslastungen der Leitungen bei Ausfall eines Netzelements über den Zeitraum eines gesamten Jahres. Beim Ausfall eines Netzelements darf die maximale Auslastung einer Leitung 100 % aus Gründen der Sicherstellung der Versorgungssicherheit nicht überschreiten. Auslastungen über 100 % können Folgeausfälle bzw. Versorgungsunterbrechungen verursachen. Die Abbildung weist mit den Netzausbaumaßnahmen des Startnetzes regionenübergreifende unzulässig hohe Leitungsauslastungen auf. Die maximale Auslastung der Leitungen beträgt bis zu 200 % (rosa markiert).



In Abbildung 23 werden die Netznutzungsfälle in Stunden pro Jahr angegeben, in denen die maximale Auslastung der Leitungen über 100 % liegt.

Abbildung 23: Auswertung der Häufigkeit von unzulässig hohen Leitungsauslastungen bei Ausfall eines Netzelements



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In der Abbildung wird die Häufigkeit der unzulässig hohen Leitungsauslastungen bei Ausfall eines Netzelements für den Netzausbauzustand Startnetz NEP 2014 *des ersten Entwurfs* abgebildet. Die Leitungsauslastungen wurden für jede Stunde des Jahres 2024 berechnet. Bei ausschließlicher Berücksichtigung der Startnetzmaßnahmen treten im deutschen Höchstspannungsnetz häufig unzulässig hohe Leitungsauslastungen auf. Anhand der farbig markierten Leitungen sind unzulässig hohe Auslastungen zu erkennen, die zum Teil in vielen hundert Stunden pro Jahr auftreten.

Die Abbildungen 22 und 23 zeigen, dass zusätzlich zum Startnetz des NEP 2014 weitere Maßnahmen notwendig sind. Durch einen weiteren bedarfsgerechten Netzausbau werden die in den Szenarien des NEP 2014 vorgegebenen Übertragungsaufgaben gelöst, um so die Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt gewährleisten zu können.

Fazit: Das Startnetz allein kann die Übertragungsaufgabe der im *ersten Entwurf des NEP 2014* untersuchten Szenarien nicht lösen.



4.2 Netzverknüpfungspunkte mit dem Offshorenetz

Die in den betrachteten Szenarien aus dem Genehmigungsdokument der Bundesnetzagentur (BNetzA) zugrunde gelegte installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie bildet eine Schnittstelle zum Offshore-Netzentwicklungsplan. Die Auswahl des jeweiligen Netzverknüpfungspunktes (NVP) und des Suchraums für neue Netzverknüpfungspunkte erfolgt im Netzentwicklungsplan. Dabei sind im Wesentlichen folgende Gesichtspunkte unter Anwendung des NOVA-Prinzips zu berücksichtigen:

- Die Aufnahmefähigkeit eines Netzverknüpfungspunktes muss hinsichtlich der Konfiguration der Schaltanlage sowie ausreichender Dimensionierung der abgehenden Leitungen ausgelegt sein.
- Die bereits vorhandene 380-kV-Netzinfrastruktur in den Bundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern muss zur Vermeidung zusätzlicher Ausbaumaßnahmen in Form von neuen 380-kV-Netzverknüpfungspunkten bestmöglich genutzt werden.
- Bei der Ermittlung eines Suchraums für einen neuen Netzverknüpfungspunkt für die Aufnahme von Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie finden neben der bestehenden 380-kV-Netzinfrastruktur auch die Berechnungen zur Systemstabilität und die möglichen Anlandepunkte für Offshore-Netzanbindungssysteme Berücksichtigung.

Für die Durchführung der Netzberechnungen ist die angenommene Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie für jedes Szenario auf die Netzverknüpfungspunkte aufzuteilen. Die Aufteilung der installierten Erzeugungsleistung auf die einzelnen NVP ist der Tabelle 7 wie auch der Tabelle 4 im O-NEP zu entnehmen.

Im zweiten Entwurf wurden die noch in den ersten Entwürfen von NEP und O-NEP bestehenden Inkonsistenzen beseitigt. Einzelnen Netzverknüpfungspunkten waren unterschiedliche Erzeugungsleistungen aus Offshore-Windenergie zugewiesen. Die Ursache hierfür ist bereits in den ersten Entwürfen des NEP und O-NEP ausführlich beschrieben worden. Besonders betroffen waren die Netzverknüpfungspunkte Raum Halbmond, Raum Cloppenburg/Ost, Raum Wilhelmshaven 2, Elsfleth/West und Raum Unterweser.

Bei der Erstellung der zweiten Entwürfe des NEP und O-NEP 2014 konnte die Zuordnung von drei Offshore-Netzanbindungssystemen zum Netzverknüpfungspunkt Raum Halbmond untersucht werden. Dabei wurde insbesondere geprüft, wie viel Anschlusskapazität in den Regionen Halbmond und Emden zugeordnet werden kann, ohne dass zusätzliche Ausbaumaßnahmen des Übertragungsnetzes an Land notwendig werden. Die Untersuchung ergab, dass maximal zwei Offshore-Netzanbindungssysteme in Emden/Ost und ein Offshore-Netzanbindungssystem im Raum Halbmond möglich sind. Zur Vermeidung von zusätzlichem Netzausbau an Land ist daher in allen Szenarien in den zweiten Entwürfen des NEP und O-NEP 2014 im Raum Halbmond die Einspeisung auf 900 MW (ein Offshore-Netzanbindungssystem) begrenzt worden. Die gesamte Einspeisebilanz in den Szenarien bleibt dabei unverändert. Die Auswirkungen auf das Übertragungsnetz an Land sind auf den küstennahen Bereich in Niedersachsen beschränkt. Dort treten durch die Verschiebung der Netzverknüpfungspunkte nur geringfügige Veränderungen der Leitungsbelastung auf, die nicht zu einer Notwendigkeit von zusätzlichen Projekten führen. Die Auswirkungen in der Mitte und im Süden Deutschlands sind äußerst gering.

In der Ostsee wurden aufgrund aktueller Entwicklungen die Netzanbindungssysteme OST-1-4 und OST-4-1 zeitlich getauscht. Dies hat zur Folge, dass im zweiten Entwurf des O-NEP im Szenario A 2024 insgesamt 250 MW vom Netzverknüpfungspunkt Lubmin auf den Netzverknüpfungspunkt Lüdershagen verschoben werden. Durch die räumliche Nähe der Netzverknüpfungspunkte zueinander werden keine maßgeblichen Auswirkungen auf die Auslastung des Onshorenetzes und damit den Netzausbau erwartet.

In der Tabelle 7 wird die neue Verteilung, die den zweiten Entwürfen des NEP und O-NEP 2014 zugrunde liegt, abgebildet.



4 Netzanalysen und daraus abgeleitete Maßnahmen

Abbildung 24: Verschiebung der Netzverknüpfungspunkte im Szenario B 2024* von Raum Halbmond und Raum Cloppenburg/Ost



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber⁷

⁷ Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2014).



4 Netzanalysen und daraus abgeleitete Maßnahmen

Abbildung 25: Verschiebung der Anschlusskapazität von Netzverknüpfungspunkt Lubmin auf Netzverknüpfungspunkt Lüdershagen



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber⁸

Insgesamt ist die Veränderung als lokal mit geringer Auswirkung einzustufen. Alle überregional notwendigen Maßnahmen sind nach wie vor nachweisbar. Vor diesem Hintergrund steht der O-NEP mit dem NEP energiewirtschaftlich trotz abweichender Lage der Netzverknüpfungspunkte im Sinne des § 17b Abs. 2 S. 6 EnWG im Einklang. Eine Angleichung erfolgt mit dem NEP 2015 und dem O-NEP 2015.

⁸ Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2014).



4 Netzanalysen und daraus abgeleitete Maßnahmen

Tabelle 7: Übersicht über die im NEP und O-NEP angenommene Leistung aus Offshore-Windenergie und die Netzverknüpfungspunkte

Bundesland	Netzverknüpfungspunkt	Spannungsebene in kV	installierte Erzeugungslleistung Offshore-Windenergie in MW				Datum der Verfügbarkeit des Netzverknüpfungspunktes
			A 2024	B 2024*	B 2034	C 2024	
Schleswig-Holstein	Büttel	380	2.130	2.400	3.030	3.030	bereits in Betrieb
Schleswig-Holstein	Kreis Segeberg	380	-	-	1.800	-	2019
Niedersachsen	Raum Cloppenburg/Ost	380	1.300	1.800	2.700	2.700	2022
Niedersachsen	Diele	380	1.200	1.200	1.200	1.200	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Dörpen/West	380	2.600	2.600	2.600	2.600	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Emden/Borßum	220	108	108	108	108	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Emden/Ost	380	1.800	1.800	1.800	1.800	2019
Niedersachsen	Raum Unterweser	380	-	-	2.200	-	2024
Niedersachsen	Raum Wilhelmshaven 2	380	-	-	2.700	700	2020
Niedersachsen	Inhausen	220	110	110	110	110	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Hagermarsch	110	60	60	60	60	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Elsfleth/West	380	-	-	900	-	2017
Niedersachsen	Raum Halbmond	380	900	900	900	900	2021
Mecklenburg-Vorpommern	Bentwisch	380	336	336	1.336	336	bereits in Betrieb
Mecklenburg-Vorpommern	Lüdershagen	220	250	350	1.700	850	bereits in Betrieb
Mecklenburg-Vorpommern	Lubmin	380	750	1.000	2.150	1.750	bereits in Betrieb

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

4.3 Szenarien

Wie in Kapitel 1 beschrieben, erzeugt 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 unter Berücksichtigung der Vorrangregelung der erneuerbaren Energien ermittelt.

Aus der Entfernung zwischen Standorten der Erzeugung (z. B. Windenergieanlagen im Norden) und des Verbrauchs ergibt sich der Übertragungsbedarf. In allen vier Szenarien hat der Ausbau der Windenergieleistung an Land und auf See einen Einfluss auf den überregionalen Übertragungsbedarf in Nord-Süd-Richtung, da die Windenergieleistung den regionalen Bedarf teilweise erheblich überschreitet.

Die Drehstromtechnik (AC-Technik) ermöglicht eine 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 (HGÜ-Verbindungen) liegt in der Übertragung hoher Leistung über lange Distanzen. Dabei sind zur Ein- und Ausspeisung ins bzw. vom Drehstromnetz technisch und wirtschaftlich aufwendige Umrichteranlagen (Konverter) erforderlich, die die Anzahl möglicher Abspannpunkte auf der Strecke begrenzen. Wesentlicher Bestandteil der Ergebnisnetze in allen Szenarien sind vier Übertragungskorridore, die 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 in Drehstromtechnik. Dies sind im Süden insbesondere Netzbereiche, in denen derzeit noch Kernkraftwerke angeschlossen sind. Die HGÜ-Verbindungen können auch genutzt werden, um bei hoher Sonneneinstrahlung und geringem



Windaufkommen Leistung von Süden nach Norden zu transportieren.

Im Netzentwicklungsplan 2014 wird der zusätzliche Bedarf an Höchstspannungstransformatoren in Abstimmung mit den Verteilungsnetzbetreibern ermittelt (Punktmaßnahmen). Zu Verkabelung bzw. Teilverkabelung werden im Netzentwicklungsplan keine Aussagen gemacht, da sie Gegenstand behördlicher Genehmigungsverfahren sind.

Die Investitionskosten für die Netzmaßnahmen werden im Netzentwicklungsplan auf Basis von spezifischen Kostensätzen ermittelt und haben einen vorläufigen Charakter. Das Gesamtvolumen der Investitionen beträgt in den nächsten zehn Jahren je nach Szenario insgesamt ca. 22 bis 26 Mrd. €. Das entspricht in etwa dem Volumen der EEG-Umlage im Jahr 2013 und beinhaltet neben Freileitungen auch die Transformatoren und zum Teil Kompensationsanlagen, jedoch keine Erdverkabelung der AC-Leitungen und keine Erdverkabelung der DC-Korridore.

Grundlegende Informationen zum Planungsprozess, zur Netzstabilität und zur Technologie finden Sie im Kapitel 5 des Netzentwicklungsplans 2012 unter www.netzentwicklungsplan.de/ZZ4.

4.3.1 Szenario A 2024

Tabelle 8: Kennzahlen Szenario A 2024

A 2024	installierte Leistung Wind	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)	Erzeugung aus Windenergie	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)
onshore	49 GW	20 GW	95 TWh	41 TWh
offshore	12 GW	12 GW	45 TWh	45 TWh
Summe	61 GW	32 GW	140 TWh	86 TWh

DC-Übertragungskorridore Neubau in Deutschland		nach Belgien, Dänemark, Norwegen (deutscher Anteil)
Länge	2.200 km	200 km
Übertragungskapazität	10 GW	

AC-Netz Neubau	DC/AC-Netz Verstärkung
Länge	1.300 km
	5.200 km

Investitionsvolumen 22 Mrd. EUR
--

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Szenario A 2024 zeigt sich im Vergleich zum Szenario B 2024* eine zeitliche Streckung der Entwicklung der erneuerbaren Energien. Die Notwendigkeit der HGÜ-Verbindung in

- Korridor A mit 2 GW Emden/Ost – Osterath – Philippsburg
- Korridor B mit 2 GW Raum Urberach – Raum Wehrendorf

bleibt unberührt.

Im Korridor C beträgt die Übertragungsleistung in Summe 4 GW.

- Korridor C mit 2 GW Brunsbüttel – Großgartach
- Korridor C mit 2 GW Wilster – Raum Grafenrheinfeld



Im Korridor D beträgt die Übertragungsleistung 2 GW.

- Korridor D mit 2 GW *Wolmirstedt – Raum Gundremmingen*

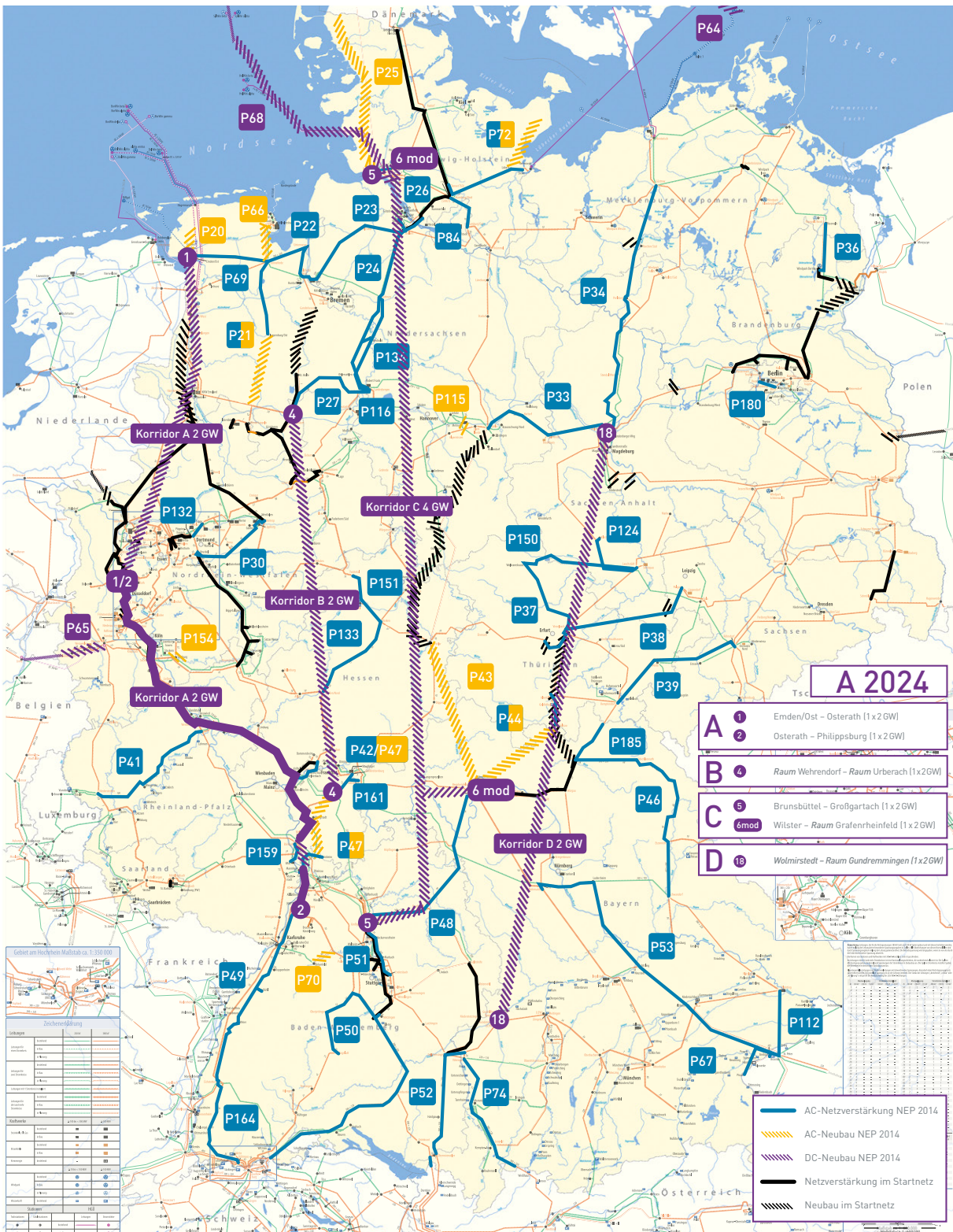
Die AC-Ausbaumaßnahmen des Szenarios A 2023 im NEP 2013 sind weitestgehend auch im Szenario A 2024 notwendig. Auf den Verbundkuppelleitungen in die Schweiz traten durch Verschiebungen der Leistungsflüsse Überlastungen auf. Hier werden derzeit gemeinsam mit dem ausländischen Partner Lösungen erarbeitet.

Im Vergleich mit den Ergebnisnetzen der anderen Szenarien zeigt sich, dass die Notwendigkeit von Ausbaumaßnahmen im Szenario A 2024 langfristig gesehen nicht abnimmt, sondern lediglich zeitlich gestreckt wird.

In der folgenden Abbildung 26 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario A 2024 dargestellt. In der Tabelle 16 in Kapitel 5 sind alle Maßnahmen des Zubaunetzes dieses Szenarios aufgelistet. Jedes Projekt ist mit einer Kennnummer versehen. Im Anhang zum Netzentwicklungsplan (Darstellung der Maßnahmen) ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt. Der Anhang ist auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2014_2_Entwurf_Teil2.pdf zu finden.



Abbildung 26: Szenario A 2024/alle errechneten Leitungsprojekte



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber⁹

⁹ Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2014). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

4.3.2 Szenario B 2024*

Tabelle 9: Kennzahlen Szenario B 2024*

B 2024*	installierte Leistung Wind	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)	Erzeugung aus Windenergie	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)
onshore	55 GW	22 GW	107 TWh	46 TWh
offshore	13 GW	13 GW	50 TWh	50 TWh
Summe	68 GW	35 GW	157 TWh	96 TWh

DC-Übertragungskorridore Neubau in Deutschland		nach Belgien, Dänemark, Norwegen (deutscher Anteil)
Länge	2.300 km	200 km
Übertragungskapazität	12 GW	

AC-Netz Neubau	DC/AC-Netz Verstärkung
Länge	1.300 km
	5.300 km

Investitionsvolumen 23 Mrd. EUR
--

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Notwendigkeit der HGÜ-Verbindung in

- Korridor A mit 2 GW Emden/Ost – Osterath – Philippsburg
- Korridor B mit 2 GW Raum Urberach – Raum Wehrendorf

bleibt unberührt.

Im Korridor C beträgt die Übertragungsleistung in Summe 6 GW.

- Korridor C mit 2 GW Brunsbüttel – Großgartach
- Korridor C mit 2 GW Wilster – Raum Grafenheinfeld
- Korridor C mit 2 GW Kreis Segeberg – Raum Wendlingen

Im Korridor D beträgt die Übertragungsleistung 2 GW.

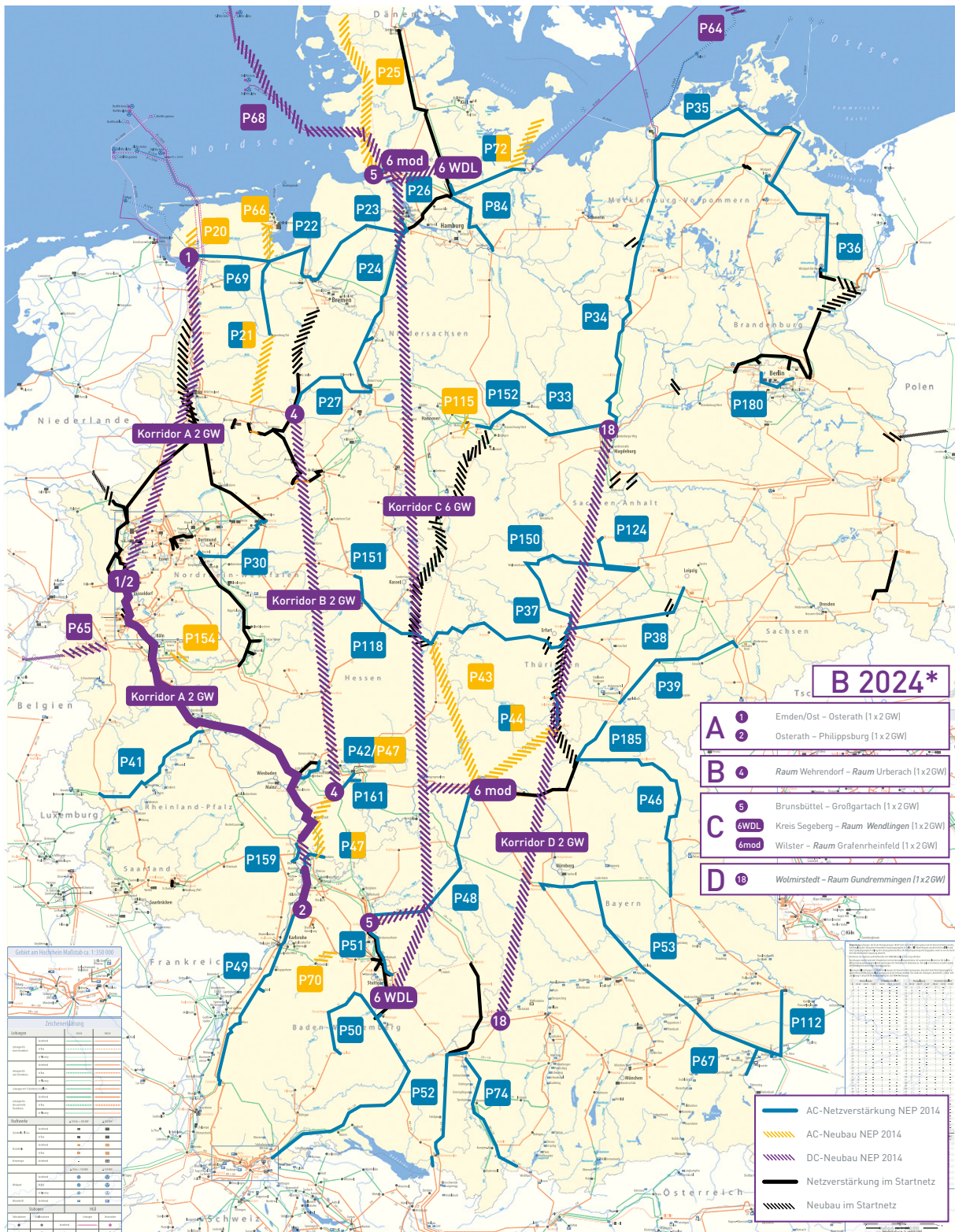
- Korridor D mit 2 GW Wolmirstedt – Raum Gundremmingen

Die AC-Ausbaumaßnahmen des Szenarios B 2023 im NEP 2013 sind weitestgehend auch im Szenario B 2024* notwendig. Auf den Verbundkuppelleitungen in die Schweiz traten durch Verschiebungen der Leistungsflüsse Überlastungen auf. Hier werden derzeit gemeinsam mit dem ausländischen Partner Lösungen erarbeitet.

In der folgenden Abbildung 27 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario B 2024* dargestellt. In der Tabelle 16 in Kapitel 5 sind alle Maßnahmen des Zubaunetzes dieses Szenarios aufgelistet. Jedes Projekt ist mit einer Kennnummer versehen. Auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2014_2_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.



Abbildung 27: Szenario B 2024*/alle errechneten Leitungsprojekte



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber¹⁰

¹⁰ Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2014). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

4.3.3 Szenario C 2024

Tabelle 10: Kennzahlen Szenario C 2024

C 2024	installierte Leistung Wind	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)	Erzeugung aus Windenergie	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)
onshore	87 GW	36 GW	174 TWh	78 TWh
offshore	16 GW	16 GW	63 TWh	63 TWh
Summe	103 GW	52 GW	237 TWh	141 TWh

DC-Übertragungskorridore Neubau in Deutschland		nach Belgien, Dänemark, Norwegen (deutscher Anteil)
Länge	3.400 km	200 km
Übertragungskapazität	18 GW	

AC-Netz Neubau	DC/AC-Netz Verstärkung
Länge	1.300 km
	5.700 km

Investitionsvolumen 26 Mrd. EUR

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Szenario C 2024 zeigt sich im Vergleich zum Szenario B 2024* eine beschleunigte Entwicklung der erneuerbaren Energien.

Die Notwendigkeit der HGÜ-Verbindung in

- Korridor A mit 2 GW Emden/Ost – Osterath – Philippsburg bleibt unberührt.

Im Korridor B beträgt die Übertragungsleistung in Summe 4 GW.

- Korridor B mit 2 GW Raum Urberach – Raum Wehrendorf
- Korridor B mit 2 GW Raum Cloppenburg/Ost – Raum Bürstadt

Im Korridor C beträgt die Übertragungsleistung in Summe 10 GW.

- Korridor C mit 4 GW Brunsbüttel – Großgartach
- Korridor C mit 2 GW Wilster – Raum Grafenrheinfeld
- Korridor C mit 2 GW Heide – Raitersaich
- Korridor C mit 2 GW Kreis Segeberg – Raum Wendlingen

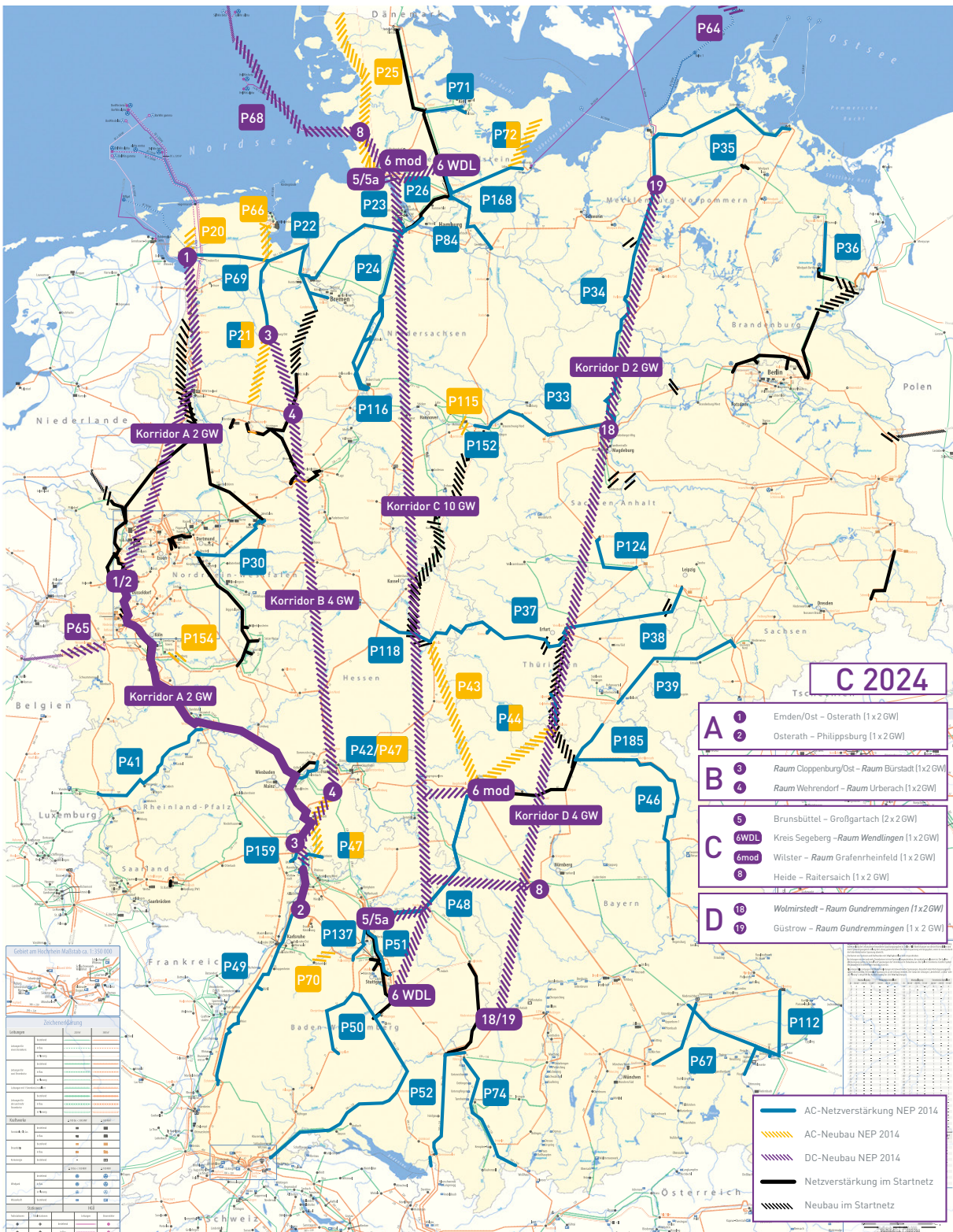
Im Korridor D beträgt die Übertragungsleistung im nördlichen Abschnitt 2 GW und im südlichem Abschnitt 4 GW.

- Korridor D mit 4 GW Wolmirstedt – Raum Gundremmingen
- Korridor D mit 2 GW Güstrow – Wolmirstedt

Die AC-Ausbaumaßnahmen des Szenarios C 2023 im NEP 2013 sind weitestgehend auch im Szenario C 2024 notwendig. Auf den Verbundkuppelleitungen in die Schweiz traten durch Verschiebungen der Leistungsflüsse Überlastungen auf. Hier werden derzeit gemeinsam mit dem ausländischen Partner Lösungen erarbeitet. Das Szenario C 2024 ist ein Zwischenschritt auf dem Weg zum Szenario B 2034. Im Vergleich mit den Ergebnisnetzen der anderen Szenarien A 2024 und B 2024* zeigt sich, dass die Notwendigkeit von Ausbaumaßnahmen langfristig gesehen deutlich zunimmt. Das Szenario C 2024 fasst die Ausbauziele der erneuerbaren Energien der Bundesländer zusammen. In der folgenden Abbildung 28 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario C 2024 dargestellt. In der Tabelle 16 in Kapitel 5 sind alle Maßnahmen des Zubaunetzes dieses Szenarios aufgelistet. Jedes Projekt ist mit einer Kennnummer versehen. Auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2014_2_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.



Abbildung 28: Szenario C 2024/alle errechneten Leitungsprojekte



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber¹¹

¹¹ Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2014). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

4.3.4 Szenario B 2034

Tabelle 11: Kennzahlen Szenario B 2034

B 2034	installierte Leistung Wind	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)	Erzeugung aus Windenergie	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)
onshore	72 GW	29 GW	147 TWh	64 TWh
offshore	25 GW	25 GW	100 TWh	100 TWh
Summe	97 GW	54 GW	247 TWh	164 TWh

DC-Übertragungskorridore Neubau in Deutschland	nach Belgien, Dänemark, Norwegen (deutscher Anteil)
Länge	3.700 km
Übertragungskapazität	20 GW

AC-Netz Neubau	DC/AC-Netz Verstärkung
Länge	1.300 km
	7.100 km

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Korridor A beträgt die Übertragungsleistung 2 GW (südlicher Abschnitt) bis in Summe 6 GW (nördlicher Abschnitt).

- Korridor A mit 2 GW Emden/Ost – Osterath – Philippsburg
- Korridor A mit 2 GW *Raum* Wilhelmshaven 2 – *Raum* Rommerskirchen
- Korridor A mit 2 GW Emden/Ost – Oberzier

Im Korridor B beträgt die Übertragungsleistung in Summe 4 GW.

- Korridor B mit 2 GW *Raum* Urberach – *Raum* Wehrendorf
- Korridor B mit 2 GW *Raum* Cloppenburg/Ost – *Raum* Bürstadt

Im Korridor C beträgt die Übertragungsleistung in Summe 10 GW.

- Korridor C mit 4 GW Brunsbüttel – Großgartach
- Korridor C mit 2 GW Wilster – *Raum* Grafenrheinfeld
- Korridor C mit 2 GW Heide – Raitersaich
- Korridor C mit 2 GW Kreis Segeberg – *Raum* Wendlingen

Im Korridor D beträgt die Übertragungsleistung in Summe 4 GW.

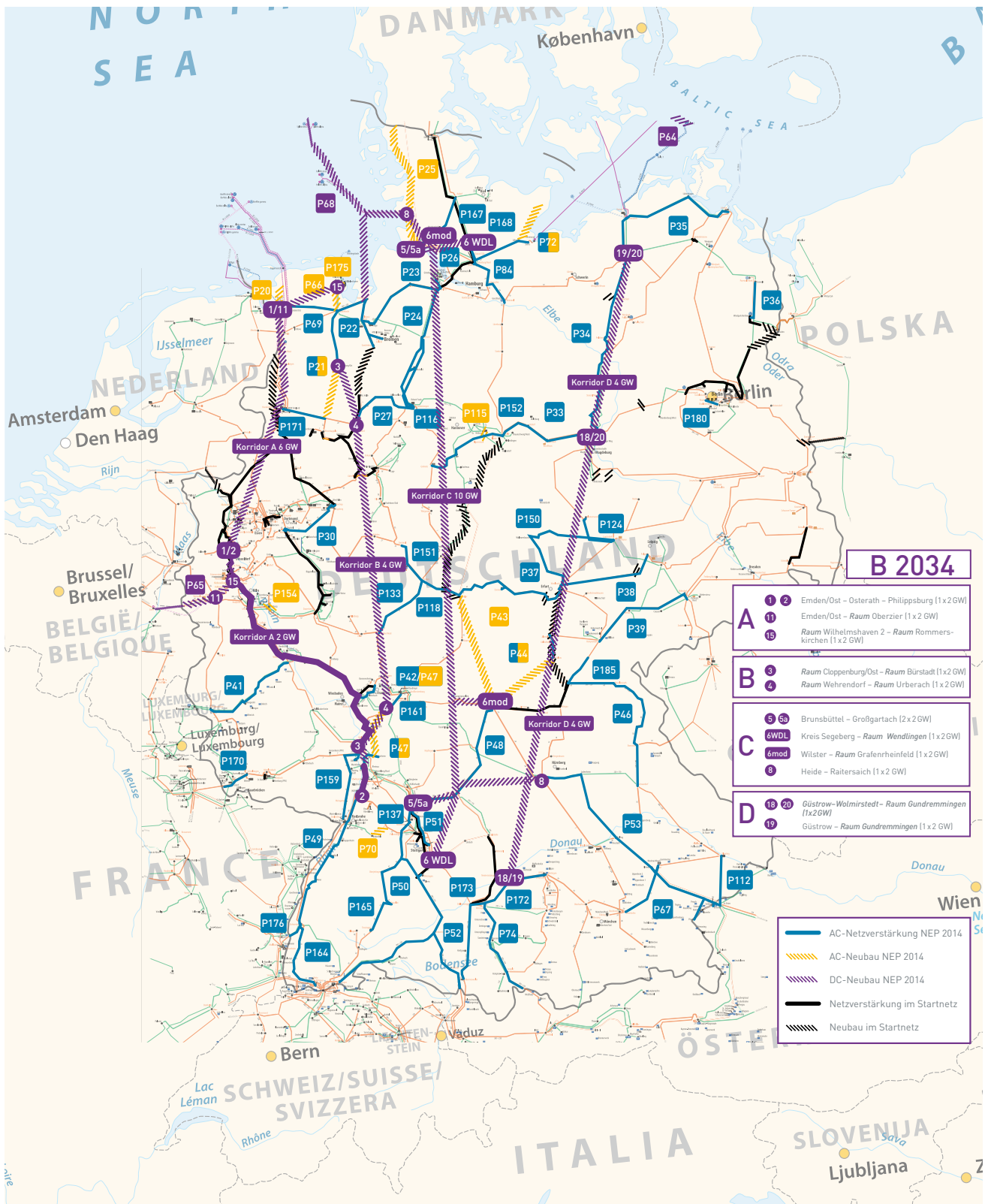
- Korridor D mit 2 GW Güstrow – *Wolmirstedt* – *Raum* Gundremmingen
- Korridor D mit 2 GW Güstrow – *Raum* Gundremmingen

Das Szenario B 2034 dient durch den zehn Jahre längeren Zeithorizont der Nachhaltigkeitsprüfung für die identifizierten Maßnahmen der Szenarien A 2024 und B 2024*. Wesentliche Treiber sind neben Wind auch länderübergreifende Transite. Bei der Planung dieses Netzes wurde der Fokus ausschließlich auf Deutschland gerichtet. Vor der Realisierung müssten die Maßnahmen dieses Szenarios mit Blick auf die Entwicklung eines europäischen Gesamtsystems im Kontext mit den europäischen Übertragungsnetzbetreibern neu bewertet und möglicherweise weitere Maßnahmen mit diesen Partnern abgestimmt werden.

In der folgenden Abbildung 29 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario B 2034 dargestellt. In der Tabelle 16 in Kapitel 5 sind alle Maßnahmen des Zubaunetzes dieses Szenarios aufgelistet. Jedes Projekt ist mit einer Kennnummer versehen. Auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2014_2_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.



Abbildung 29: Szenario B 2034/alle errechneten Leitungsprojekte



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber/Fotolia¹²

¹² Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2014) und auf einer Europakarte von Fotolia © Ilesniewski. Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

4.4 Ergebnisse der Stabilitätsuntersuchungen

4.4.1 Bewertung der Stabilität

Die Maßnahmen zur Weiterentwicklung des deutschen Übertragungsnetzes des NEP 2014 wurden hinsichtlich stabilitätsrelevanter Kenngrößen mit den Maßnahmen des NEP 2012 sowie des NEP 2013 verglichen. Hinsichtlich des Ausbaus des 380-kV-Drehstromnetzes bestehen dabei keine gravierenden topologischen Unterschiede. Die auftretenden Strombelastungen und weiträumigen Spannungswinkel liegen auf ähnlichem Niveau. Die Einspeisesituationen aus konventionellen Einheiten weisen keine ungünstigeren stabilitätsrelevanten Eigenschaften auf. Die für die transiente Stabilität und die Spannungsstabilität wesentlichen Parameter haben sich nur unwesentlich verändert. Nachfolgend werden die für die Stabilität wesentlichen Kenngrößen für ausgewählte Belastungszustände bewertet. Diese wurden anhand stationärer Berechnungen ermittelt.

Hinsichtlich der Vorbelastung des Übertragungsnetzes treten im Szenario A 2024 keine kritischeren Zustände als im Szenario B 2023 auf. Die Bewertungskriterien für die transiente Stabilität werden hier eingehalten.

Im Szenario B 2024 treten die größten Strombelastungen weiterhin auf den Transitleitungen in Norddeutschland und den Kuppelleitungen von TenneT zu Amprion, zu TransnetBW und zu 50Hertz auf. Die Belastungen der Stromkreise liegen wie im NEP 2012 und 2013 im (n-0)-Fall überwiegend unterhalb 2.000 A. Ströme über 2.200 A treten nur vereinzelt auf. Infolge des Netzausbaus und durch die dynamische Spannungsstützung der HGÜ-Kopfstation in VSC-Technologie (Voltage Source Converter) ist im Szenario B 2024 bei auslegungsrelevanten Fehlerszenarien dennoch nicht mit einem Verlust der transienten Stabilität zu rechnen.

Nach heutigem Kenntnisstand ist noch nicht abschließend geklärt, in welchem Umfang flankierende Netzmaßnahmen für den Betrieb einer Leitung oder einer Trasse für den Transport von 6 GW Gleichstrom nötig sind, um das elektrische System sicher betreiben zu können. Sollten Bedarfsplanungen für die DC-Übertragung von 6 GW in ein bestätigungsreifes Stadium kommen, sind die unterschiedlichen Realisierungsoptionen detailliert zu untersuchen.

Fazit

Die im NEP 2014 auftretenden Netzbelastungen sind vergleichbar mit denen in den Netzentwicklungsplänen 2012 und 2013. Es lassen sich grundsätzlich keine veränderten Anzeichen für Probleme hinsichtlich der transienten Stabilität und der Spannungsstabilität erkennen. Die etwas höheren Strombelastungen auf vereinzelt Stromkreisen müssen beobachtet und bei weiterer Erhöhung die Auswirkungen auf die transiente Stabilität durch dynamische Simulationen untersucht werden. Es ist davon auszugehen, dass die Bewertungskriterien für die transiente Stabilität eingehalten werden und durch geeigneten Ausbau an Blindleistungskompensationsanlagen auch die Kriterien zur Wahrung der Spannungsstabilität eingehalten werden können.

4.4.2 Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb

Zur Aufrechterhaltung eines stabilen und sicheren Netzbetriebs ist unter anderem die Frequenzstabilität ein wichtiges Kriterium, da sich ein Leistungsungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch immer direkt auf die Netzfrequenz (mit einem Sollwert von 50Hertz) auswirkt. Die Wiederherstellung des Leistungsgleichgewichts und die damit verbundenen dynamischen Ausgleichsvorgänge hängen in erster Linie von den im Netz befindlichen, synchron mit der Netzfrequenz rotierenden Schwungmassen (Momentanreserve), dem Verbraucherselbstregeleffekt und der Bereitstellung der Primärregelleistung ab. Außergewöhnliche, schwerwiegende Störungen mit hohem, spontanem Leistungsungleichgewicht können darüber hinaus nur mithilfe des frequenzabhängigen Lastabwurfs bzw. der Überfrequenzabregelung der angeschlossenen Erzeugungseinheiten beherrscht werden.



Die Höhe des Leistungsungleichgewichts und die vorhandenen Schwungmassen (tausende Tonnen synchron mit der Netzfrequenz drehender Generatoren und Turbinen von Kraftwerken) bestimmen den spontan einsetzenden Frequenzabfall bzw. -anstieg. Erzeugungseinheiten auf Basis erneuerbarer Energien leisten heute in der Regel keinen Beitrag zu den im Netz wirksamen Schwungmassen, weil sie größtenteils über Umrichter angeschlossen sind. Zu Zeiten hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien nehmen die Schwungmassen daher zukünftig kontinuierlich ab.

In dem zusammengeschalteten kontinentaleuropäischen Verbundsystem wird dennoch auf absehbare Zeit ausreichend Schwungmasse zur Aufrechterhaltung der Frequenzstabilität zur Verfügung stehen. Allerdings kann es störungsbedingt auch zu einer Auftrennung des Verbundsystems kommen. Infolge zunehmender Transite zwischen einzelnen Regionen (aufgrund der steigenden Entfernung von Erzeugung und Verbrauch) kann dann ein hohes Leistungsungleichgewicht in einem abgetrennten Teilnetz entstehen.

Die Beherrschbarkeit solch schwerwiegender Störungen hängt maßgeblich von der Verfügbarkeit der synchron mit der Netzfrequenz rotierenden Schwungmassen ab. Eine detaillierte Untersuchung der Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb ist auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/ZZx hinterlegt.

4.5 Erläuterung zur Bedeutung der geplanten HGÜ-Verbindungen

Die Ergebnisnetze aus den Szenarien A 2024, B 2024* und C 2024 bestätigen erneut die Notwendigkeit für Gleichstromkorridore für den Nord-Süd-Transportbedarf. Wesentlicher Bestandteil der Ergebnisnetze in allen Szenarien sind vier Übertragungskorridore, die als HGÜ-Verbindungen zur Fernübertragung geplant wurden.

Der Einsatz dieser Technologie an Land ist ein Novum in Deutschland und bietet viele Vorteile:

- verlustarme Übertragung über weite Strecken,
- Erhalt der Systemsicherheit und Systemstabilität,
- Regelbarkeit und Steuerbarkeit im Netz,
- geringere Rauminanspruchnahmen als durch AC-Netzausbau,
- zusätzliche Flexibilitätsgrade bei Teilerdverkabelung.

Eine besondere Stärke der HGÜ-Technik liegt in der verlustarmen Übertragung hoher Leistung über lange Distanzen. Würde ein reines Drehstromnetz geplant werden, um solche weiträumigen Transportaufgaben zu übernehmen, wäre ein weitaus großflächigerer Netzausbau nötig.

Die HGÜ-Verbindungen haben eine hohe energiewirtschaftliche Bedeutung, da sie die neuen Erzeugungszentren im Norden und die für eine Übergangszeit nötige, gesicherte konventionelle Erzeugung in West- und Ostdeutschland mit den Verbrauchszentren im Süden verbinden. Für den Anschluss der HGÜ-Verbindungen bieten sich vorrangig netztechnisch gut erschlossene Regionen mit Erzeugungsüberschuss bzw. Erzeugungsunterdeckung an. Dies sind im Süden insbesondere Netzbereiche, in denen derzeit noch Kernkraftwerke angeschlossen sind. Die HGÜ-Verbindungen können auch genutzt werden, um bei hoher Sonneneinstrahlung und geringem Windaufkommen Leistung von Süden nach Norden zu transportieren. Sie haben einen volkswirtschaftlichen Nutzen, da sie Engpässe vermeiden, die entstehen, wenn günstige Erzeuger mit niedrigen variablen Kosten einspeisen. Damit stärken sie den deutschen Strommarkt und gewährleisten die Wahrung einer gemeinsamen, effizienten Preiszone.

Die Gleichstromleitungen haben auch eine besondere netztechnische Bedeutung für das gesamtdeutsche Netz. Zum einen stabilisieren sie das Drehstromnetz, zum anderen können sie, anders als dieses, gezielt als aktives Netzelement zur Steuerung von Leistungsflüssen eingesetzt werden und somit direkt auf Wirk- und Blindleistung einwirken. In einer Zeit mit immer größeren ungeplanten Stromflüssen und großen Variationen im Leistungsflussverhalten durch immer höhere volatile Einspeisung hat diese Steuer- und Regelbarkeit einen hohen Wert für einen nachhaltig sicheren Betrieb des elektrischen Systems. Zudem entsteht im Normalbetrieb durch die Gleichstromleitungen kein weiterer Blindleistungsbedarf für diese langen Übertragungsstrecken.



4.6 Ergebnisse der Netzanalysen

Die wesentlichen Prämissen der Netzplanung sind neben der Systemsicherheit die bedarfsgerechte Auslegung des Übertragungsnetzes, die Minimierung zusätzlicher, neuer Netztrassen, die Wirtschaftlichkeit und die Nachhaltigkeit. Auch für den Netzentwicklungsplan 2014 wurden zusätzlich zu den Maßnahmen des Startnetzes und denen des Bundesbedarfsplans jeweils als Gesamtkonzept für die Szenarien A 2024 und B 2024* Maßnahmen zur Netzoptimierung, Netzverstärkung und zum Netzausbau ermittelt.

Das Szenario B 2034 dient der Nachhaltigkeitsprüfung. Das Szenario C 2024 ist bezüglich der Übertragungsaufgabe für den Transport erneuerbarer Energien aus den nördlichen Bundesländern in Höhe von ca. 52 GW (installierte Leistung on- und offshore) ein Zwischenschritt auf dem Weg zum Szenario B 2034 mit ca. 54 GW. Im Unterschied dazu beträgt die installierte Leistung in den nördlichen Bundesländern im Szenario A 2024 ca. 32 GW und im Szenario B 2024* ca. 35 GW.

Sowohl die vorrangige Einspeisung erneuerbarer Energien und KWK-Anlagen als auch die Gewährleistung der Netzstabilität sowie der System- und Versorgungssicherheit wurden dabei berücksichtigt. Wichtige Treiber für weiträumige Leistungstransporte in den vier Szenarien sind der Ausbau der Windenergieleistung an Land im küstennahen Bereich und auf See sowie der Energieaustausch mit dem Ausland.

Die Notwendigkeit der Maßnahmen des Bundesbedarfsplans wurde mit diesem Netzentwicklungsplan erneut nachgewiesen. Mit ihnen allein ergibt sich jedoch in keinem Szenario ein engpassfreies Netz. Hierfür sind weitere Maßnahmen erforderlich, die im Netzentwicklungsplan 2014 dargestellt werden.

Alle vier HGÜ-Korridore werden in den vier Szenarien benötigt. Die konkrete Übertragungskapazität der Korridore in den Szenarien hängt von der jeweiligen Übertragungsaufgabe ab. Neben dem Einsatz der HGÜ-Technologie ist der weitere Ausbau des 380-kV-Drehstromnetzes erforderlich.

Die in den vier Szenarien ermittelten Maßnahmen sind konsistent mit den Ergebnissen der vorangegangenen Netzentwicklungspläne.

Wegen der weiterentwickelten Regionalisierung und den sich daraus ergebenden Änderungen im Übertragungsbedarf haben die Übertragungsnetzbetreiber im zweiten Entwurf des NEP 2014 sowohl das bisherige Netzkonzept des Szenarios B 2024 des ersten Entwurfs als auch die HGÜ-Endpunkte neu untersucht. Das Ergebnis der Prüfung zeigte, dass eine Veränderung der Endpunkte der HGÜ-Verbindung zwischen Sachsen-Anhalt und Bayern (Wolmirstedt – Raum Gundremmingen) wie auch der HGÜ-Verbindung zwischen Schleswig-Holstein und Baden-Württemberg (Kreis Segeberg – Raum Wendlingen) den Anforderungen in höherem Maße gerecht werden kann.

Aufgrund des zeitlichen und rechtlichen Korsetts der jährlichen NEP-Erstellung mit Bindung an den vorangehenden Szenariorahmen können die aktuellen Entwicklungen allerdings nicht vollumfänglich im zweiten Entwurf des NEP 2014 abgebildet werden. Um dennoch den Entwicklungen Rechnung zu tragen, erscheint aus Sicht der ÜNB eine Konzentration auf die Bestätigung aller vier HGÜ-Korridore einschließlich der vorgeschlagenen Änderungen, der Maßnahmen des Bundesbedarfsplans 2013 sowie der im NEP 2013 bereits bestätigten und in diesem NEP 2014 identisch gebliebenen Maßnahmen angebracht. Die weitergehenden Berechnungen der ÜNB haben darüber hinaus gezeigt, dass die Bestätigung von drei zusätzlichen Projekten angebracht ist, die in direktem Zusammenhang mit essenziellen, bereits bestätigten Maßnahmen stehen:

- Das Projekt 112 Pleinting – Pirach – St. Peter steht im Zusammenhang mit dem Projekt 67 Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich. Um das Projekt 67 umsetzen zu können und die grenzüberschreitende Übertragungskapazität in diesem Netzgebiet in 380 kV wesentlich zu erweitern, ist behördlicherseits eine Spannungsumstellung gefordert, die allerdings Bestandteil des Projekts 112 ist. Aus diesem Grund müssen P67 und P112 als Einheit betrachtet werden. Die Notwendigkeit von P112 zeigt sich in allen Szenarien.

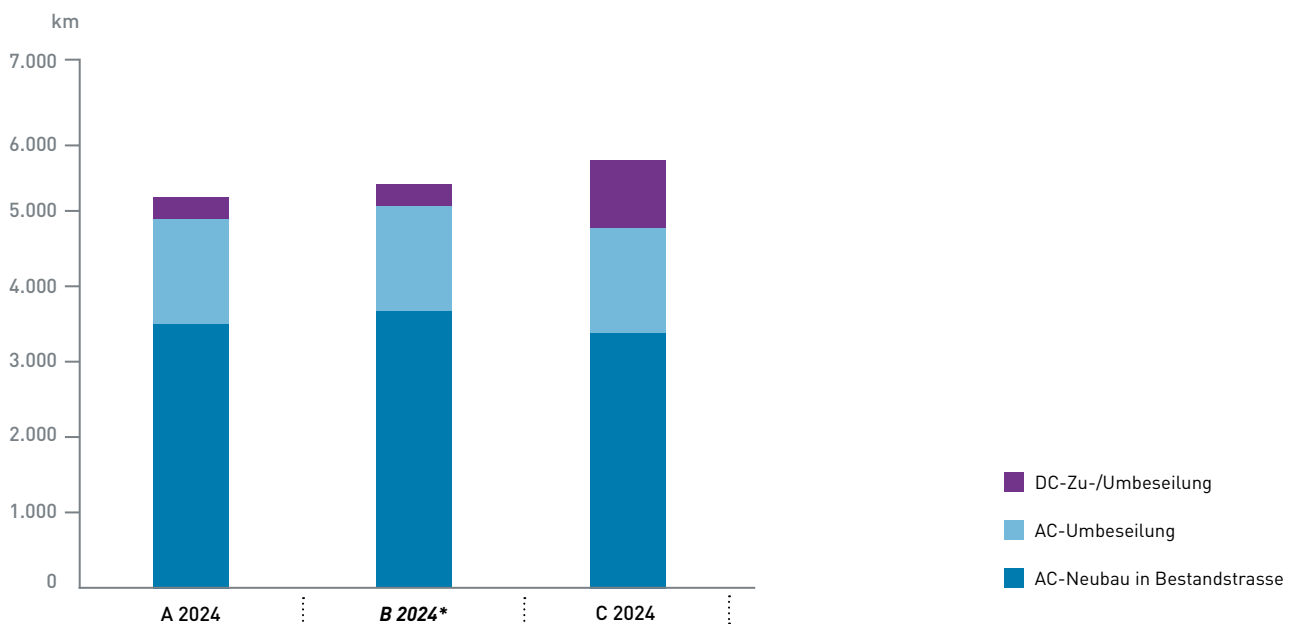


4 Netzanalysen und daraus abgeleitete Maßnahmen

- Das Projekt 154 M356 Anschluss Siegburg (Leitungsneubau inklusive 380/220-kV-Umspannung in Siegburg) ist wichtig, um das 220-kV-Netz, welches im Raum Köln/Bonn maßgeblich die Versorgungsaufgabe wahrnimmt, stärker mit dem 380-kV-Netz zu koppeln. Hintergrund ist die zurückgehende Einspeisung von konventionellen Kraftwerken in dieser Region im 220-kV- und unterlagerten 110-kV-Netz. Es wird daher die engere Anbindung an das 380-kV-Netz erforderlich, um die Spannung im 220-kV-Netz zu stützen und die Leistung aus dem 380-kV-Netz für die Versorgungsaufgabe bereitstellen zu können.
- Das Projekt 44 Altenfeld/Schalkau – Raum Grafenrheinfeld steht im Zusammenhang mit dem EnLAG-Projekt Südwestkuppelleitung. Die Analysen des NEP 2014 bestätigen für alle Szenarien des Jahres 2024 und die Vorschau 2034 die Notwendigkeit von P44. Aktuell befindet sich das Projekt Altenfeld – Redwitz als dritte und letzte Baustufe der EnLAG-Maßnahme Südwestkuppelleitung im Genehmigungsverfahren in Thüringen und Bayern. Das Teilstück Altenfeld – Schalkau in Thüringen wird dabei bereits mit vier Stromkreisen beantragt, von denen zwei für das Projekt 44 zur Weiterführung in den Raum Grafenrheinfeld vorgesehen sind.

In den Abbildungen 30 und 31 sind für alle vier Szenarien die Länge Netzverstärkungen in Bestandstrassen und der Neubautrassen dargestellt, wobei zwischen AC-Technik und DC-Technik unterschieden wird. In der Abbildung 32 sind die geschätzten Investitionskosten in Abhängigkeit der vier Szenarien abgebildet.

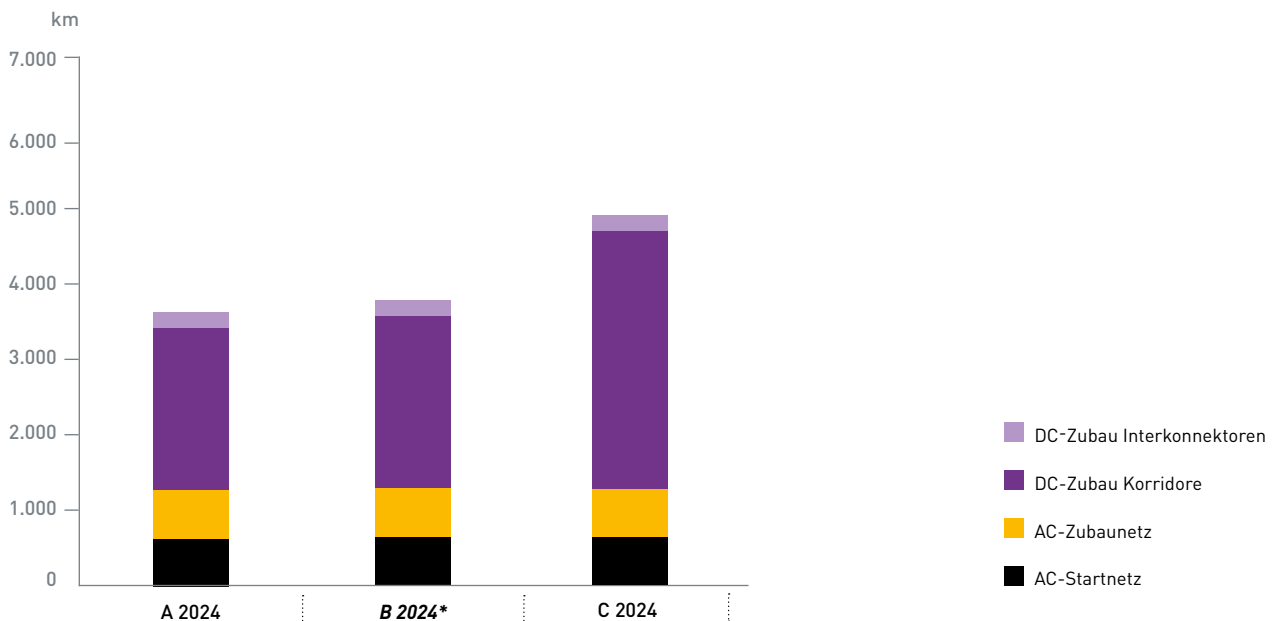
Abbildung 30: Trassenverstärkungen im Bestand



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

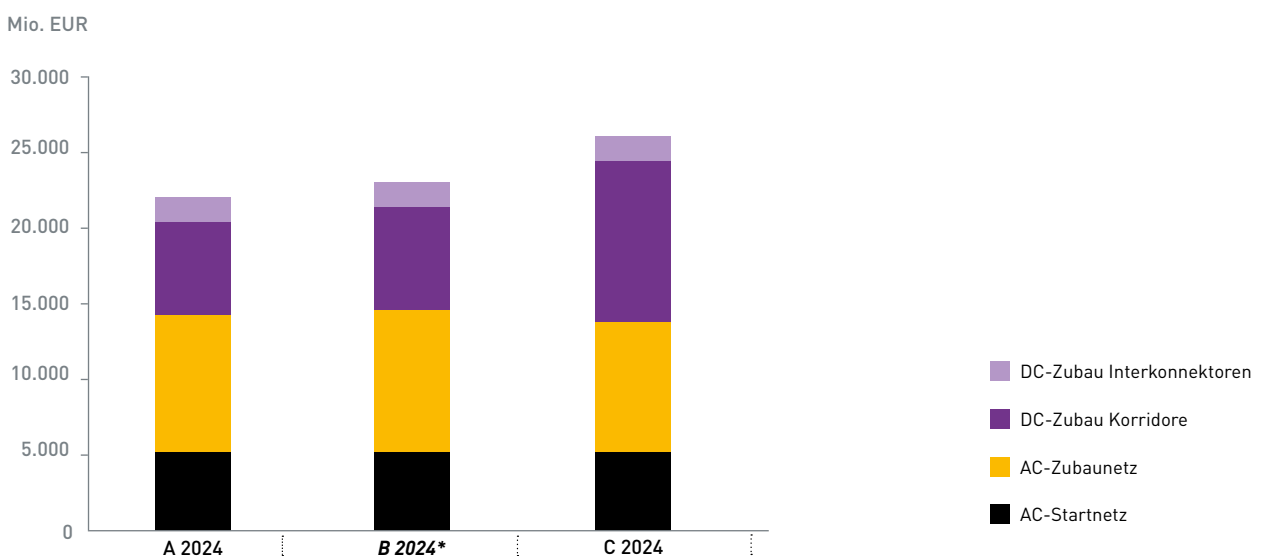


Abbildung 31: Neubautrassen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 32: Investitionskostenschätzung



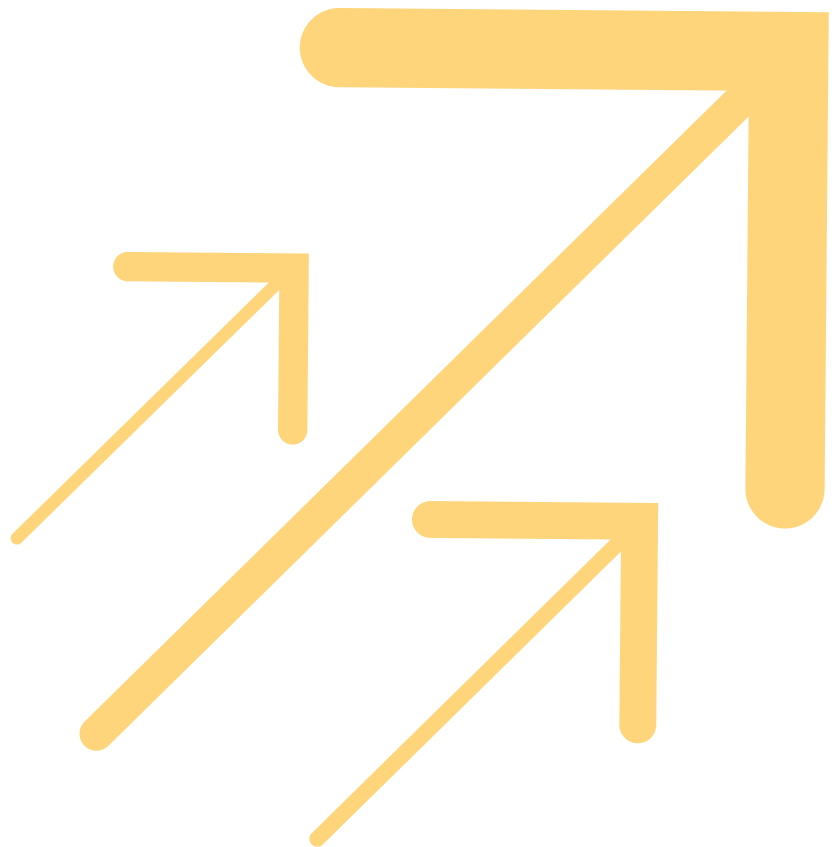
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Das Volumen der Netzverstärkungen auf Bestandstrassen (Umbeseilung oder Stromkreisauflagen, Neubau einer leistungsfähigeren Leitung in bestehenden Trassen) beträgt in A 2024 rund 5.200 km und in B 2024* ca. 5.300 km. Zum Vergleich liegt das Volumen des gesamten heutigen Höchstspannungsnetzes bei rund 35.000 km.

Der Ausbaubedarf neuer Leitungstrassen liegt zwischen 3.600 km in A 2024 und 3.800 km in B 2024*, davon sind 2.200 km im Szenario A 2024 und 2.300 km im Szenario B 2024* HGÜ-Korridore. Darin ist auch der deutsche Anteil der drei DC-Interkonnektoren nach Belgien, Dänemark und Norwegen mit einer landseitigen Länge von rund 200 km enthalten.

Die Übertragungskapazität der HGÜ-Korridore beträgt in Szenario A 2024 10 GW und in Szenario B 2024* 12 GW. Das Volumen der Investitionen beträgt in den nächsten zehn Jahren für das Szenario A 2024 insgesamt ca. 22 Mrd. € und für das Szenario B 2024* insgesamt ca. 23 Mrd. €. Das entspricht in etwa dem Volumen der EEG-Umlage allein im Jahr 2013 (20 Mrd. €).

5 ÜBERSICHT ALLER ERFORDERLICHEN MASSNAHMEN SOWIE DES UMSETZUNGSSTANDS



5 ÜBERSICHT ALLER ERFORDERLICHEN MASSNAHMEN SOWIE DES UMSETZUNGSSTANDS

Kapitel 4 gibt einen Überblick über die erforderlichen Leitungs- und Anlagenmaßnahmen in den einzelnen Szenarien. Im Folgenden werden diese Projekte tabellarisch aufgeführt. Zu jedem Projekt des Start- wie auch des Zubaunetzes gibt es unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2014_2_Entwurf_Teil2.pdf einen ausführlichen Steckbrief.

Gemäß § 12b Abs. 1 EnWG muss im Netzentwicklungsplan der Stand der Umsetzung des jeweils vorhergehenden Netzentwicklungsplans dargestellt werden. Zusätzlich ist aufgeführt, welche Projekte seit dem NEP 2013 fertiggestellt wurden, also in das Ist-Netz übergegangen sind.

In der Spalte „Stand der Umsetzung“ ist, wo möglich, vermerkt, wie weit die Realisierung der Maßnahmen aktuell vorangeschritten ist. In ihr wird unterschieden zwischen:

- keine Angabe = noch keine Aktivitäten
- 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
- 2: im Raumordnungsverfahren/Bundesfachplanung
- 3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
- 4: genehmigt oder in Bau
- 5: realisiert

Die angegebenen anvisierten Inbetriebnahmejahre sind vom jeweiligen Genehmigungsverfahren und Projektverlauf abhängig. Sie beruhen auf planerischen Überlegungen, welche Maßnahmen zur Behebung von Engpässen im Zielnetz erforderlich sind, sowie auch auf Überlegungen, bis wann eine ambitioniert realistische Umsetzung tatsächlich möglich ist. Der im sehr frühen planerischen Stadium der Netzplanung aufgestellte Zeitplan wird ggf. später noch den tatsächlichen Umständen der jeweiligen Planungs- und Genehmigungsverfahren anzupassen sein. Somit entsprechen die Angaben den aktuellen Zielsetzungen, können aber nicht als verbindlich angesehen werden.

Die Längenangaben der jeweiligen Maßnahmen beziehen sich auf die betroffenen Trassenkilometer (Leitungslängen) und nicht auf die jeweiligen Stromkreislängen. Die Trassenlängen beschreiben bei Neubautrassen die notwendige Rauminanspruchnahme. So wird zum Beispiel bei einer Auflage von zwei Stromkreisen auf einem neuen Gestänge in einer neuen Trasse die Trassenlänge als Entfernung zwischen deren gemeinsamem Anfangs- und Endpunkt angegeben. Die anzugebene Stromkreislänge beträgt in diesem Fall das Zweifache der Trassenlänge.

Die Vorgehensweise zur Bestimmung der HGÜ-Korridorlängen wurde im NEP 2012 ausgeführt und ist online unter www.netzentwicklungsplan.de/ZZY abrufbar.



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

5.1 Startnetz NEP 2014

Tabelle 12: 50Hertz Startnetz NEP 2014

Startnetznummer	Maßnahme	Art	NOVA	Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
50HzT-001	Vieselbach – Altenfeld	Leitung	Netzausbau	Neubau in neuer Trasse	57		2014	4: genehmigt oder in Bau
	Altenfeld – Redwitz (bis Landesgrenze TH/BY)	Leitung	Netzausbau	Neubau in neuer Trasse	26		2015	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz
50HzT-003	Neuenhagen – Vierraden – Bertikow	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau	Neubau in bestehender und neuer Trasse	55	65	2017	4: genehmigt oder in Bau
	2. Einschleifung Vierraden	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau	Neubau in bestehender und neuer Trasse	5		2017	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Bertikow	Anlage	Netzausbau				2017	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz
	Vierraden	Anlage	Netzausbau				2017	4: genehmigt oder in Bau
50HzT-005	Umspannwerk Wolmirstedt	Anlage	Netzverstärkung	horizontal			2015–2016	4: genehmigt oder in Bau
50HzT-007	Neuenhagen – Hennigsdorf – Wustermark	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau	Neubau in bestehender und neuer Trasse	10	70	2016–2018	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz und 4: genehmigt oder in Bau
	Wustermark	Anlage	Netzverstärkung und -ausbau				2015	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz
50HzT-011	3. Interkonnektor DE – PL	Leitung	Netzausbau	Neubau in neuer Trasse	8		2022	2: im Raumordnungsverfahren/ Bundesfachplanung
	2. Einschleifung Eisenhüttenstadt	Leitung	Netzausbau	Neubau in neuer Trasse	7		2022	2: im Raumordnungsverfahren/ Bundesfachplanung
	Eisenhüttenstadt	Anlage	Netzverstärkung				2022	



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetznummer	Maßnahme	Art	NOVA	Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
50HzT-016	Netzanschluss KW Calbe (Schaltanlage)	Leitung und Anlage	Netzausbau	Neubau in neuer Trasse	2		2020–2021	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz
50HzT-020	Netzanschluss KW Profen (Schaltanlage)	Leitung und Anlage	Netzausbau	Neubau in neuer Trasse	4		2021	
50HzT-021	Netzanschluss PSW Talsperre Schmalwasser (Schaltanlage)	Leitung und Anlage	Netzausbau	Neubau in neuer Trasse	2		2024	
50HzT-022	Netzanschluss KW Premnitz (Schaltanlage)	Leitung und Anlage	Netzausbau	Neubau in neuer Trasse	2		2018	
50HzT-023	Perleberg	Anlage	Netzausbau	vertikal			2014	4: genehmigt oder in Bau bzw. 5: realisiert
50HzT-030	Schmölln	Anlage	Netzausbau	vertikal			2015	4: genehmigt oder in Bau
50HzT-031	Hamburg/Nord	Anlage	Netzausbau	horizontal			2016	4: genehmigt oder in Bau
	Hamburg/Nord	Anlage	Netzverstärkung	vertikal			2016	4: genehmigt oder in Bau
50HzT-034	Netzanschluss KW Lubmin (Schaltanlage)	Anlage	Netzverstärkung	für Dritte			2018	
50HzT-P59	Bärwalde – Schmölln	Leitung	Netzverstärkung	Neubau in bestehender Trasse		46	2014	4: genehmigt oder in Bau
50HzT-P60	Abzweig Förderstedt	Leitung	Netzausbau	Neubau in neuer Trasse	10		2015	4: genehmigt oder in Bau bzw. 5: realisiert
	Förderstedt	Anlage	Netzverstärkung				2015	4: genehmigt oder in Bau bzw. 5: realisiert
50HzT-P61	Netzanschluss UW Parchim/Süd	Leitung und Anlage	Netzausbau	Neubau in neuer Trasse	1		2014	4: genehmigt oder in Bau
50HzT-P62	Siedenbrünzow	Anlage	Netzausbau	vertikal			2014–2015	4: genehmigt oder in Bau
	2. Einschleifung Siedenbrünzow	Leitung	Netzverstärkung	Neubau in bestehender Trasse		1	2015	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
50HzT-P63	Pulgar	Anlage	Netzausbau	vertikal			2014	5: realisiert
50HzT-P127-17	Altenfeld und Vieselbach	Anlage	Netzausbau	horizontal			2015–2016	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetznummer	Maßnahme	Art	NOVA	Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
50HzT-P128	Vierraden	Anlage	Netzausbau	horizontal			2017	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz
	Röhrsdorf	Anlage	Netzausbau	horizontal			2016	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 13: Amprion Startnetz NEP 2014

Startnetznummer	Maßnahme	Art	NOVA	Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
AMP-001	St. Hülfe	Anlage	Netzausbau				2014	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz
	Wehrendorf – St. Hülfe	Leitung	Netzverstärkung	Neubau in bestehender Trasse		35	2016	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz
AMP-002	Punkt Ackerstraße – Punkt Mattlerbusch	Leitung	Netzverstärkung	Stromkreisauflage/Umbeseilung		3	2014	4: genehmigt oder in Bau
AMP-006	St. Barbara	Anlage	Netzausbau				2014	4: genehmigt oder in Bau
	Otterbach	Anlage	Netzausbau				2014	4: genehmigt oder in Bau
	Mittelbexbach – St. Barbara	Leitung	Netzverstärkung	Neubau in bestehender Trasse		1	2014	4: genehmigt oder in Bau
AMP-009	Niederrhein – Punkt Wettringen	Leitung	Netzverstärkung	Neubau in bestehender Trasse		60	2018	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz
	Punkt Meppen – Punkt Wettringen	Leitung	Netzausbau	Neubau in neuer Trasse		70	2018	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz
AMP-010	Hanekenfähr – Uentrop	Leitung	Netzverstärkung	Stromkreisauflage/Umbeseilung		125	2014	4: genehmigt oder in Bau



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetznummer	Maßnahme	Art	NOVA	Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
AMP-010	Ibbenbüren – Punkt Hagedorn – Westerkappeln	Leitung	Netzverstärkung	Neubau in bestehender Trasse und Stromkreisauflage/Umbeseilung		3	2014	4: genehmigt oder in Bau
	Westerkappeln – Punkt Hambüren	Leitung	Netzverstärkung	Neubau in bestehender Trasse		1,5	2014	4: genehmigt oder in Bau
	Punkt Gaste – Lüstringen	Leitung	Netzverstärkung	Stromkreisauflage/Umbeseilung		15	2015	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz
	Lüstringen – Hesseln	Leitung	Netzverstärkung	Neubau in bestehender Trasse		28	2019	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Hesseln – Gütersloh	Leitung	Netzverstärkung	Neubau in bestehender Trasse		22	2017	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz
	Lüstringen – Wehrendorf	Leitung	Netzverstärkung	Neubau in bestehender Trasse		20	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Ibbenbüren	Anlage	Netzausbau				2014	4: genehmigt oder in Bau
	Westerkappeln	Anlage	Netzausbau				2016	4: genehmigt oder in Bau
	Hesseln	Anlage	Netzausbau				2017	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz
	Lüstringen	Anlage	Netzausbau				2015	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz
AMP-011	Punkt Friedrichsdorf – Bielefeld	Leitung	Netzverstärkung	Neubau in bestehender Trasse		19	2014	4: genehmigt oder in Bau
	Bielefeld – Bechterdissen	Leitung	Netzverstärkung	Stromkreisauflage/Umbeseilung		2	2014	4: genehmigt oder in Bau
AMP-012	Mengede – Punkt Herne	Leitung	Netzverstärkung	Stromkreisauflage/Umbeseilung		17	2014	4: genehmigt oder in Bau
	Punkt Herne – Punkt Wanne	Leitung	Netzverstärkung	Neubau in bestehender Trasse		3	2014	4: genehmigt oder in Bau
AMP-013	Niederrhein – Punkt Lackhausen	Leitung	Netzverstärkung	Neubau in bestehender Trasse		3,5	2016	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetznummer	Maßnahme	Art	NOVA	Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
AMP-013	Punkt Lackhausen – Punkt Wittenhorst	Leitung	Netzverstärkung	Stromkreisauflage/Umbeseilung		24,5	2016	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz
	Punkt Wittenhorst – Millingen-Isselburg	Leitung	Netzverstärkung	Neubau in bestehender Trasse		10	2016	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz
	Isselburg – Bundesgrenze (NL)	Leitung	Netzverstärkung	Neubau in neuer Trasse	2		2016	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz
AMP-014	Uftort – Punkt Hüls West	Leitung	Netzverstärkung	Neubau in bestehender Trasse		15	2018	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz
	Punkt Fellerhöfe – Punkt St. Tönis	Leitung	Netzausbau	Neubau in neuer Trasse	7,5		2015	4: genehmigt oder in Bau
	Punkt St. Tönis – Punkt Hüls-West	Leitung	Netzverstärkung	Stromkreisauflage/Umbeseilung		6,5	2018	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz
	Osterath – Gohrpunkt	Leitung	Netzverstärkung	Neubau in bestehender Trasse		20	2016	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz
	Gohrpunkt – Rommerskirchen	Leitung	Netzausbau	Neubau in neuer Trasse	10		2016	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz
	Uftort – Osterath	Leitung	Netzverstärkung	Stromkreisauflage/Umbeseilung		50	2015	4: genehmigt oder in Bau
	Punkt Stratum-Süd – Gellep	Leitung	Netzverstärkung	Neubau in bestehender Trasse		2	2017	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz
	Dülken	Anlage	Netzausbau				2015	4: genehmigt oder in Bau
	Selbeck	Anlage	Netzausbau				2014	4: genehmigt oder in Bau



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetznummer	Maßnahme	Art	NOVA	Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
AMP-014	Gellep	Anlage	Netzausbau				2017	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Ufport	Anlage	Netzausbau				2017	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Osterath	Anlage	Netzausbau				2014	4: genehmigt oder in Bau
	Mündelheim	Anlage	Netzausbau				2015	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
AMP-018	Rommerskirchen – Sechtem	Leitung	Netzverstärkung	Neubau in bestehender Trasse		35	2017	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz
	Brauweiler – Sechtem	Leitung	Netzverstärkung	Stromkreisauflage/Umbeseilung		23	2016	4: genehmigt oder in Bau
AMP-019	Lippe	Anlage	Netzverstärkung	für Dritte			2015	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
AMP-020	Abzweig Kriftel – Punkt Obererlenbach	Leitung	Netzverstärkung	Stromkreisauflage/Umbeseilung		10	2014	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz
	Kriftel – Abzweig Kriftel	Leitung	Netzausbau	Neubau in neuer Trasse	1		2014	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz
AMP-022	Kruckel – Punkt Ochsenkopf	Leitung	Netzverstärkung	Neubau in bestehender Trasse		18	2018	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz
	Punkt Ochsenkopf – Dauersberg	Leitung	Netzverstärkung	Neubau in bestehender Trasse		92	2020	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz
	Garenfeld	Anlage	Netzausbau				2018	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetznummer	Maßnahme	Art	NOVA	Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
AMP-022	Altenkleusheim	Anlage	Netzausbau				2015	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Setzer Wiese	Anlage	Netzausbau				2015	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Eiserfeld	Anlage	Netzausbau				2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
AMP-028	Emscherbruch	Anlage	Netzausbau				2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Eiberg	Anlage	Netzausbau				2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Punkt Wanne – Punkt Günnigfeld	Leitung	Netzverstärkung	Stromkreisauflage/Umbeseilung		5	2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
AMP-029	Uerdingen	Anlage	Netzausbau	für Dritte			2016	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
AMP-032	Niederrhein – Ufort	Leitung	Netzverstärkung	Neubau in bestehender Trasse		25	2018	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz
AMP-033	Lamsheim	Anlage	Netzausbau	vertikal			2017	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
AMP-034	Kusenhorst	Anlage	Netzausbau	horizontal			2016	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Büscherhof	Anlage	Netzausbau	horizontal			2016	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Weißenthurm	Anlage	Netzausbau	horizontal			2016	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Kriffel	Anlage	Netzausbau	horizontal			2016	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Kriffel	Anlage	Netzausbau	horizontal			2016	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Tabelle 14: TenneT Startnetz NEP 2014

Startnetz- nummer	Maßnahme	Art	NOVA	Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	Umsetzungs- stand
					Ausbau	Bestand		
TTG-001	Dollern	Anlage	Netzausbau	vertikal			2014–2016	4: genehmigt oder in Bau
	Farge	Anlage	Netzausbau	vertikal			2014–2015	4: genehmigt oder in Bau
TTG-004	Altenfeld – Redwitz	Leitung	Netzausbau	Neubau in neuer Trasse	31		2015	3: vor oder im Planfeststel- lungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes- Immissions- schutzgesetz
	Eltmann	Anlage	Netzausbau				2014	4: genehmigt oder in Bau
	Redwitz – Raum ¹³ Grafenheinfeld	Leitung	Netzver- stärkung	Stromkreis auf- lage/Umbeseilung		94	2014	3: vor oder im Planfeststel- lungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes- Immissions- schutzgesetz
TTG-005	Hamburg/Nord – Dollern	Leitung	Netzver- stärkung	Neubau in beste- hender Trasse		45	2015	4: genehmigt oder in Bau
	Audorf – Hamburg/Nord	Leitung	Netzver- stärkung	Neubau in bestehender Trasse		70	2017	3: vor oder im Planfeststel- lungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes- Immissions- schutzgesetz
	Audorf – Flensburg – Kassø	Leitung	Netzver- stärkung	Neubau in bestehender Trasse		90	2019	3: vor oder im Planfeststel- lungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes- Immissions- schutzgesetz
	Audorf	Anlage	Netzausbau				2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs- verfahren
	Kummerfeld	Anlage	Netzausbau				2016	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs- verfahren
	Raum Schuby	Anlage	Netzausbau				2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs- verfahren
	Flensburg (Handewitt)	Anlage	Netzausbau				2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs- verfahren
TTG-006	Wahle – Mecklar	Leitung	Netzausbau	Neubau in neuer Trasse	230		2018	3: vor oder im Planfeststel- lungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes- Immissions- schutzgesetz

¹³ Der Begriff „Raum“ weist darauf hin, dass hier der genaue Standort noch nicht feststeht. Es wird versucht, einen bestehenden Standort zu nutzen. Sollte dies aus genehmigungstechnischen Gründen, Platzgründen oder ähnlichem nicht möglich sein, müsste unter Umständen auf einen neuen Standort im Umkreis ausgewichen werden.



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetznummer	Maßnahme	Art	NOVA	Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
TTG-006	Hardeggen	Anlage	Netzausbau				2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Lamspringe	Anlage	Netzausbau				2017	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
TTG-007	Dörpen/West – Punkt Meppen	Leitung	Netzausbau	Neubau in neuer Trasse	32		2017	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz
	Dörpen/West	Anlage	Netzausbau				2016	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz
TTG-009	Ganderkesee – St. Hülfe	Leitung	Netzausbau	Neubau in neuer Trasse	60		2017	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz
	Ganderkesee	Anlage	Netzverstärkung				2017	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz
TTG-013	Brunsbüttel	Anlage	Netzverstärkung	horizontal			2018	4: genehmigt oder in Bau
TTG-018	Redwitz	Anlage	Netzausbau	horizontal			2015	
	Würgau	Anlage	Netzausbau	horizontal			2015	
	Karben	Anlage	Netzausbau	horizontal			2018	
	Sottrum	Anlage	Netzausbau	horizontal			2015	
	Großkrotzenburg	Anlage	Netzausbau	horizontal			2017	
	Lamspringe	Anlage	Netzausbau	horizontal			2017	
	Grohnde	Anlage	Netzausbau	horizontal			2016	
	Bechterdissen	Anlage	Netzausbau	horizontal			2016	
	Stadorf	Anlage	Netzausbau	horizontal			2016	
	Pleinting	Anlage	Netzausbau	horizontal			2015	



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetznummer	Maßnahme	Art	NOVA	Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
TTG-018	Schwandorf	Anlage	Netzausbau	horizontal			2015	
	Ganderkesee	Anlage	Netzausbau	horizontal			2015	
	Hardeggen	Anlage	Netzausbau	horizontal			2018	
	Hardeggen	Anlage	Netzausbau	horizontal			2018	
	Audorf	Anlage	Netzausbau	horizontal			2018	
	Eltmann	Anlage	Netzausbau	horizontal			2015	
	Redwitz	Anlage	Netzausbau	horizontal			2015	
	Pleinting	Anlage	Netzausbau	horizontal			2015	
	Schwandorf	Anlage	Netzausbau	horizontal			2015	
	Raum Grafenrheinfeld – rotierender Phasenschieber	Anlage	Netzausbau	horizontal			2015	
TTG-P129	Jardelund	Anlage	Netzausbau	vertikal			2015	4: genehmigt oder in Bau

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 15: TransnetBW Startnetz NEP 2014

Startnetznummer	Maßnahme	Art	NOVA	Typ	Trassenlänge in km		anvisiertes Inbetriebnahmejahr	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
TNG-001	Goldshöfe – Niederstotzingen	Leitung	Netzverstärkung	Stromkreisauflage/Umbeseilung		47	2015	4: genehmigt oder in Bau
	Niederstotzingen – Dellmensingen	Leitung	Netzverstärkung	Stromkreisauflage/Umbeseilung		26	2015	4: genehmigt oder in Bau
	Niederstotzingen – Dellmensingen	Leitung	Netzverstärkung	Neubau in bestehender Trasse		15	2015	4: genehmigt oder in Bau
TNG-002	Kondensator und Schaltfeld Goldshöfe	Anlage	Netzverstärkung	horizontal			2014	4: genehmigt oder in Bau
TNG-005	Großgartach – Neckarwestheim	Leitung	Netzverstärkung	Stromkreisauflage/Umbeseilung		12	2014	4: genehmigt oder in Bau
	Neckarwestheim – Mühlhausen	Leitung	Netzverstärkung	Stromkreisauflage/Umbeseilung		25	2014	4: genehmigt oder in Bau
	Neckarwestheim – Endersbach	Leitung	Netzverstärkung	Stromkreisauflage/Umbeseilung		32	2014	4: genehmigt oder in Bau
TNG-006	Hoheneck – Punkt Rommelsbach	Leitung	Netzverstärkung	Neubau in bestehender Trasse und Stromkreisauflage/Umbeseilung		6	2014	4: genehmigt oder in Bau
TNG-012	Neubau Schaltanlage Stalldorf	Anlage	Netzausbau	vertikal			2016	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

5.2 Zubaunetz NEP 2014, erforderliche Maßnahmen in den Szenarien A 2024, B 2024*, C 2024 sowie B 2034

Tabelle 16: Zubaunetz NEP 2014, erforderliche Maßnahmen in den Szenarien A 2024, B 2024*, C 2024 sowie B 2034

Projekt	M-Nr.	Trasse	Art	Nr. BBPIG	erforderliches Szenario				NOVA: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					A 2024	B 2024*	C 2024	B 2034		Ausbau	Bestand		
A	01	Emden/Ost – Osterath	Leitung	1	X	X	X	X	DC-Netzausbau: DC-Neubau in neuer Trasse	320		2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	02	Osterath – Phillipsburg	Leitung	2	X	X	X	X	DC-Netzausbau/ DC-Netzverstärkung: DC-Neubau in neuer Trasse/ Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung	40	300	2019	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	11	Emden/Ost – Raum ¹⁴ Oberzier	Leitung					X	DC-Netzausbau:DC- Neubau in neuer Trasse	50	310		
	15	Raum Wilhelms- haven 2 – Raum Rom- merskirchen	Leitung					X	DC-Netzausbau: DC-Neubau in neuer Trasse	90	340		
B	03	Raum Cloppenburg/Ost – Raum Bürstadt	Leitung				X	X	DC-Netzausbau: DC-Neubau in neuer Trasse	170	340		
	04	Raum Wehrendorf – Raum Urberach	Leitung		X	X	X	X	DC-Netzausbau:DC- Neubau in neuer Trasse	380		2024	
C	05	Brunsbüttel – Großgartach	Leitung	3	X	X	X	X	DC-Netzausbau: DC-Neubau in neuer Trasse	190	580	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	05a	Brunsbüttel – Großgartach	Leitung				X	X	DC-Netzausbau: DC-Neubau in neuer Trasse	590	190	2023	
	06 mod	Wilster – Raum Grafenrheinfeld	Leitung	4	X	X	X	X	DC-Netzausbau: DC-Neubau in neuer Trasse	620		2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	06 WDL	Kreis ¹⁴ Segeberg – Raum Wendlingen	Leitung			X	X	X	DC-Netzausbau: DC-Neubau in neuer Trasse	140	700	2023	
	08	Heide – Raitersaich	Leitung				X	X	DC-Netzausbau: DC-Neubau in neuer Trasse	140	670	2024	
D	18	Wolmirstedt – Raum Gundremmingen	Leitung		X	X	X	X	DC-Netzausbau: DC-Neubau in neuer Trasse	600		2022	
	19a	Wolmirstedt – Raum Gundremmingen	Leitung				X	X	DC-Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		600	2024	
	19b	Güstrow – Wolmirstedt	Leitung				X	X	DC-Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	240		2024	
	20	Güstrow – Wolmirstedt	Leitung					X	DC-Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		240	2034	

¹⁴ Der Begriff „Raum“ bzw. „Kreis“ weist darauf hin, dass hier der genaue Standort noch nicht feststeht. Es wird versucht, einen bestehenden Standort zu nutzen. Sollte dies aus genehmigungstechnischen Gründen, Platzgründen oder ähnlichem nicht möglich sein, müsste unter Umständen auf einen neuen Standort im Umkreis ausgewichen werden.

5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Trasse	Art	Nr. BBPIG	erforderliches Szenario				NOVA: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					A 2024	B 2024*	C 2024	B 2034		Ausbau	Bestand		
P20	69	Emden/Ost – Raum Halbe-mond	Leitung		X	X	X	X	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	25		2021	
P21	51a	Conneforde – Cloppenburg/ Ost	Leitung	6	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		60	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	51b	Cloppenburg/ Ost – Merzen	Leitung	6	X	X	X	X	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	55		2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P22	80	Elsfleth/West – Ganderkesee – Niedervieland	Leitung				X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		35	2021	
	82	Conneforde – Raum Unterweser	Leitung		X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		33	2024	
	87	Raum Unterweser – Elsfleth/West	Leitung		X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		30	2024	
	362	Conneforde – Raum Unterweser (dritter SK)	Leitung					X	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		33	2025	
	363	Raum Unterweser – Elsfleth/ West (dritter SK)	Leitung					X	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		30	2025	
P23	20	Dollern – Elsfleth/West	Leitung		X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		100	2024	
	83	Dritter SK Dollern – Alfstedt	Leitung				X		Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		30	2024	
P24	71	Schnee (früher Stadel) – Sottrum	Leitung	7	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		65	2021	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	72	Sottrum – Wechold	Leitung	7	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		35	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	73	Wechold – Landesbergen	Leitung	7	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		45	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P25	42	Süderdonn – Heide	Leitung	8	X	X	X	X	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	30		2017	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	42a	Brunsbüttel – Süderdonn	Leitung	8	X	X	X	X	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	20		2016	2: im Raumordnungsverfahren/ Bundesfachplanung
	43	Heide – Husum	Leitung	8	X	X	X	X	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	40		2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	44	Husum – Niebüll	Leitung	8	X	X	X	X	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	45		2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Trasse	Art	Nr. BBPIG	erforderliches Szenario				NOVA: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					A 2024	B 2024*	C 2024	B 2034		Ausbau	Bestand		
P25	45	Niebüll – Grenze Dänemark	Leitung	8	X	X	X	X	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	12		2021	
P26	76	Büttel – Wilster	Leitung		X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		8	2021	
	79	Elbekreuzung	Leitung		X		X		Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		10	2021	
P27	52	Landesbergen – Wehrendorf	Leitung		X	X		X	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		80	2023	
P30	61	Hamm/ Uentrop – Kruckel	Leitung	9	X	X	X	X	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		60	2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P33	24a	Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle	Leitung	10	X	X	X	X	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		111	2022	
	24b	Wolmirstedt – Wahle	Leitung		X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		102	2024	
P34	22a	Perleberg – Stendal/West-Wolmirstedt	Leitung		X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		112	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	22b	Parchim/Süd – Perleberg	Leitung		X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		38	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	22c	Güstrow – Parchim/Süd	Leitung		X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		49	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	100	Parchim/Süd	Anlage		X	X	X	X	Netzverstärkung			2020	
P35	78	Lubmin – Lüdershagen – Bentwisch – Güstrow	Leitung			X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		157	2024	
	84	Lubmin – Iven – Pasewalk/Nord – Pasewalk	Leitung			X			Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		105	2024	
P36	21	Bertikow – Pasewalk	Leitung	11	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		30	2018	2: im Raumordnungsverfahren/ Bundesfachplanung
P37	25a	Vieselbach – PSW Talsperre Schmalwasser	Leitung	12	X	X	X	X	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		27	2022	
	25b	PSW Talsperre Schmalwasser – Mecklar	Leitung	12		X	X	X	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		108	2023	
P38	27	Pulgar – Vieselbach	Leitung	13	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		103	2024	



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Trasse	Art	Nr. BBPIG	erforderliches Szenario				NOVA: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					A 2024	B 2024*	C 2024	B 2034		Ausbau	Bestand		
P39	29	Röhrsdorf – Remptendorf	Leitung	14	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		107	2021	
P41	57	Punkt Metternich – Niederstedem	Leitung	15	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		108	2018–2021	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz
P42	53	Punkt Okriftel – Punkt Obererlenbach	Leitung	16	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		12		
P43	74	Mecklar – Raum Grafenrheinfeld	Leitung	17	X	X	X	X	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	130		2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P44	28a	Altenfeld – Schalkau	Leitung		X	X	X	X	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		22	2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	28b	Schalkau – Raum Grafenrheinfeld	Leitung		X	X	X	X	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	89		2024	
P46	56	Redwitz – Schwandorf	Leitung	18	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		185	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P47	31	Weinheim – Daxlanden	Leitung	19	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		68	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	32	Weinheim – G380	Leitung	19	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		16	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	33	G380 – Altlußheim	Leitung	19	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		22	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	34	Altlußheim – Daxlanden	Leitung	19	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		38	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	60	Urberach – Pfungstadt – Weinheim	Leitung	19	X	X	X	X	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	75		2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	64	Punkt Okriftel – Farbwerke Höchst-Süd	Leitung	19	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		5	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P48	38a	Raum Grafenrheinfeld – Kupferzell	Leitung	20	X	X	X	X	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		110	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	39	Kupferzell – Großgartach	Leitung	20	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		48	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Trasse	Art	Nr. BBPIG	erforderliches Szenario				NOVA: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					A 2024	B 2024*	C 2024	B 2034		Ausbau	Bestand		
P49	41a	Daxlanden – Büh/Kuppenheim – Eichstetten	Leitung	21	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		121	2021	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	90	Daxlanden – Eichstetten	Leitung		X	X		X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		1	2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P50	40	Metzingen – Oberjettingen	Leitung		X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		32	2020	
	41	Oberjettingen – Engstlatt	Leitung		X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		34	2020	
	366	Pulverdingen – Oberjettingen	Leitung					X	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		45	2034	
P51	37	Großgartach – Endersbach	Leitung	22	X	X	X	X	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		32	2018	2: im Raumordnungsverfahren/ Bundesfachplanung
P52	59	Herbertingen – Tiengen	Leitung	23	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		115	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	93	Punkt Rommelsbach – Herbertingen	Leitung	24	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		62	2018	2: im Raumordnungsverfahren/ Bundesfachplanung
	94a	Herbertingen – Punkt Neuravensburg	Leitung					X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		56		
	94b	Punkt Neuravensburg – Punkt Bundesgrenze (AT)	Leitung		X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		7	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	95	Punkt Wullenstetten – Punkt Niederrangen	Leitung	25	X	X	X	X	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		88	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P53	54	Raitersaich – Ludersheim	Leitung		X	X		X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		40	2024	
	350	Ludersheim – Altheim	Leitung		X	X		X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		119	2024	
P64	107	Combined Grid Solution (CGS)	Leitung	29	X	X	X	X	DC-/AC-Netzausbau: Neubau in neuer Trasse (in DE)	15		2018	
P65	98	Oberzier – Bundesgrenze (BE)	Leitung	30	X	X	X	X	DC-Netzausbau: DC-Neubau in neuer Trasse	45		2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P66	101	Wilhelms- haven (Fedderwarden) – Conneforde	Leitung	31	X	X	X	X	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	35		2018	2: im Raumordnungsverfahren/ Bundesfachplanung



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Trasse	Art	Nr. BBPIG	erforderliches Szenario				NOVA: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					A 2024	B 2024*	C 2024	B 2034		Ausbau	Bestand		
P67	102	Abzweig Simbach	Leitung	32	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		4	2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	103	Altheim – Bundesgrenze (AT)	Leitung	32	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		78	2018	2: im Raumordnungsverfahren/ Bundesfachplanung
	104	Isar – Ottenhofen	Leitung	32			X	X	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		60	2019	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P68	108	Deutschland – Norwegen (Nordlink): on- und offshore	Leitung	33	X	X	X	X	DC-Netzausbau: DC-Neubau in neuer Trasse	300		2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	390	Deutschland – Norwegen (Norger)	Leitung					X	DC-Netzausbau: DC-Neubau in neuer Trasse	55		2034	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P69	105	Emden/Ost – Connforde	Leitung	34	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		60	2019	2: im Raumordnungsverfahren/ Bundesfachplanung
P70	106	Birkenfeld – Mast 115A	Leitung	35	X	X	X	X	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	15		2019	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
P71	46	Audorf – Kiel	Leitung				X		Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		35	2021	
P72	351	Raum Göhl – Raum Lübeck	Leitung		X	X	X	X	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	58		2021	
	49	Raum Lübeck – Siems	Leitung		X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		10	2021	
	50	Raum Lübeck – Kreis Segeberg	Leitung		X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		50	2019	
P74	96	Vöhringen – Punkt Bundesgrenze (AT)	Leitung	36	X	X	X	X	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		110	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	97	Woringen/ Lachen	Anlage + Leitung	36	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		1	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P84	367	HH/Nord – HH/Ost	Leitung		X	X	X	X	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		31	2024	
	368	Krümmel – HH/Ost	Leitung			X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		28	2024	
P100	216	Walsum	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: horizontal			2017	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Trasse	Art	Nr. BBPIG	erforderliches Szenario				NOVA: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					A 2024	B 2024*	C 2024	B 2034		Ausbau	Bestand		
P101	217	Raum Düren	Anlage		X	X	X	X	Netzverstärkung: horizontal				
P102	218	Erbach	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal				
P103	219	Gusenburg	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal				
P104	220	Kottigerhook	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2015	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P105	221	Niederstedem	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2016	
P106	222	Öchtel	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2017	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P107	200	Lüstringen – Gütersloh	Anlage					X	Netzverstärkung: horizontal				
P108	223	Uerdingen	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: horizontal				
P109	224	Prüm	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal				
P110	225	Sechtem	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: horizontal			2016	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P111	226	Wadern	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2016	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P112	201	Pleinting – St. Peter	Leitung		X	X	X	X	Netzverstärkung: <i>Neubau in bestehender Trasse</i>		60	2022	
	212	Abzweig Pirach	Leitung		X	X	X	X	Netzverstärkung: <i>Neubau in bestehender Trasse</i>		11	2022	
P114	227	Krümmel	Anlage		X				Netzverstärkung: horizontal			2018	
P115	205	Verbindung Mehrum	Anlage + Leitung		X	X	X	X	Netzausbau: <i>Neubau in neuer Trasse</i>	1		2019	
P116	206	Sottrum – Landesbergen	Leitung		X		X	X	Netzverstärkung: <i>Neubau in bestehender Trasse</i>		79	2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P118	207	Borken – Mecklar	Leitung			X	X	X	Netzverstärkung: <i>Neubau in bestehender Trasse</i>		40	2021	
P119	405	Conneforde – Sottrum	Anlage		X		X	X	Netzverstärkung und -ausbau: horizontal				
P121	229	Würgau	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2015	2: im Raumordnungsverfahren/ Bundesfachplanung
P124	209b	Klostermansfeld – Querfurt/ Nord – Lauchstädt	Leitung		X	X	X	X	Netzverstärkung: <i>Neubau in bestehender Trasse</i>		45	2024	



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Trasse	Art	Nr. BBPIG	erforderliches Szenario				NOVA: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					A	B	C	B		Ausbau	Bestand		
					2024	2024*	2024	2034					
P127	314	Bentwisch	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2019	
	314	Freiberg/Nord	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2020-2022	
	314	Görries	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2022	
	314	Ragow	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2017	
	314	Schönewalde	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2015-2017	
	314	Vieselbach	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: horizontal			2015	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	301	Altentreptow/Süd	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2016-2018	
	311	Beetzsee/Nord	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2019	
	302	Ebeleben	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2024	
	303	Ebenheim	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2024	
	307	Gransee	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2016-2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	306	Heinersdorf	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2016	
	305	Jessen/Nord	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2015-2017	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	309	Pasewalk/Nord	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2017-2018	
	304	Putlitz/Süd	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2016	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	304a	Freyenstein	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2015	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
	310	Querfurt/Nord	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2018	
	312	Schalkau	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2024	
	313	Wustermark	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2015	
	320	Jördenstorf	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2021	
	321	Grüntal	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2023	
	322	Ossendorf	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2024	
	323	Seddin	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2023	
	314	Eisenach	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2019	
	314	Großschwabhausen	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2024	
	314	Klostermansfeld	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2017	



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Trasse	Art	Nr. BBPIG	erforderliches Szenario				NOVA: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					A 2024	B 2024*	C 2024	B 2034		Ausbau	Bestand		
P127	314	Marke	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2016	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	314	Großbräschen	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2018	
	390	Thyrow	Anlage			X	X	X	Netzausbau: vertikal			2024	
	391	Güstrow	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2017-2018	
	393	Lubmin	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: horizontal			2018	
	394	Marzahn	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2018	
	396	Preilack	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2022	
	397	Röhrsdorf	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: horizontal			2022-2024	
	398	Schwanebeck	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2024	
	399	Stendal/West	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2017-2018	
	400	Wessin	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2018	
	401	Wolmirstedt	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2018-2020	
	402	Zeit	Anlage				X	X	Netzausbau: vertikal			2020	
	403	Zerbst	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2020	
	412	Lüdershagen	Anlage			X	X	X	Netzausbau: vertikal			2024	
P132	252	Lippe – Mengede	Leitung		X				Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		10		
P133	253	Borken – Gießen	Leitung		X			X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		73	2022	
P134	254	Dollern – Punkt Sottrum	Leitung		X				Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		52	2024	
P137	257	Großgartach – Pulverdingen 821 RT	Leitung				X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		30	2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	369	Großgartach – Pulverdingen 812 WS	Leitung				X	X	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		30	2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P150	352	Lauchstädt – Wolkranshausen – Vieselbach	Leitung		X	X		X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		155	2024	
	352	Wolkranshausen	Anlage		X	X		X	Netzverstärkung: vertikal			2024	
P151	353	Borken – Twistetel	Leitung		X	X		X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		42	2021	
P152	354	Wahle – Klein-Ilsede	Leitung			X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		10	2018	
	370	Klein-Ilsede – Grohnde	Leitung					X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		26	2025	



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Trasse	Art	Nr. BBPIG	erforderliches Szenario				NOVA: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					A 2024	B 2024*	C 2024	B 2034		Ausbau	Bestand		
P153	355	Alfstedt	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2024	
P154	356	Anschluss Siegburg	Leitung + Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	1			
P155	357	Elsfleth/West	Anlage		X	X		X	Netzausbau: horizontal			2017	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P156	358	Ohlensehlen	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2014-2016	4: genehmigt oder in Bau
P157	359	Conneforde	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P158	360	Eiberg/ St. Peter	Anlage		X		X	X	Netzverstärkung: horizontal				
	360	Mettmann	Anlage		X		X	X	Netzausbau: horizontal				
P159	62	Bürstadt – BASF	Leitung		X	X	X		Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		13		
	62 mod	Bürstadt – BASF	Leitung					X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		13		
	63	Lamsheim – Daxlanden	Leitung					X	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		65	2034	
	65	Bürstadt – BASF – Lamsheim	Leitung					X	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		21		
	66	Bürstadt – Lamsheim	Leitung					X	Netzverstärkung: <i>Neubau in bestehender Trasse</i>		20		
P160	361	Brauweiler	Anlage		X		X		Netzausbau: horizontal				
P161	91	Großkrotzenburg – Urberach	Leitung		X	X		X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		24		
P164	374	Eichstetten – Kühmoos	Leitung		X			X	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		85	2024	
P165	375	Engstlatt – Trossingen	Leitung					X	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		102	2034	
P167	377	Brunsbüttel – Audorf	Leitung					X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		60	2025	
P168	378	Kreis Segeberg – Hamburg/Nord	Leitung				X	X	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		10	2024	
P169	379	Wehrendorf – Lüstringen	Anlage					X	Netzverstärkung horizontal				
P170	380	Uchtelfangen – Punkt St. Oranna (Bundesgrenze)	Leitung					X	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		33		
P171	381	Hanekenfähr – Merzen	Leitung					X	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		36		



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Trasse	Art	Nr. BBPIG	erforderliches Szenario				NOVA: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					A 2024	B 2024*	C 2024	B 2034		Ausbau	Bestand		
P172	382	Meitingen – Gundelfingen – Vöhringen	Leitung					X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		85		
P173	383	Punkt Wullenstetten – Dellmensingen	Leitung					X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		12		
P175	385	Raum Wilhelms- haven 2 – Fedderwarden	Leitung					X	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	15			
P176	387	Eichstetten – Muhlbach (Grenze)	Leitung					X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		18	2034	
P177	388	Höpfigen	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2019	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	389	Kupferzell	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2019	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P178	404	Gütersloh – Bechterdissen	Anlage					X	Netzverstärkung: horizontal		26		
P179	405	Heidelberg – Nord	Anlage		X	X	X	X	Netzverstärkung: vertikal			2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P180	406	Marzahn – Friedrichshain (Kabel)	Leitung					X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		6	2024	
	408	Friedrichshain – Mitte (Kabel)	Leitung					X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		7	2024	
	410	Mitte – Charlottenburg (Kabel)	Leitung		X	X		X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		6	2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	411	Charlottenburg – Reuter (Kabel)	Leitung		X	X		X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		6	2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	414	Reuter – Teufelsbruch (Kabel)	Leitung					X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		8	2024	
P185	420	Redwitz – Punkt Landesgrenze (BY/TH)	Leitung		X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		37,5		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

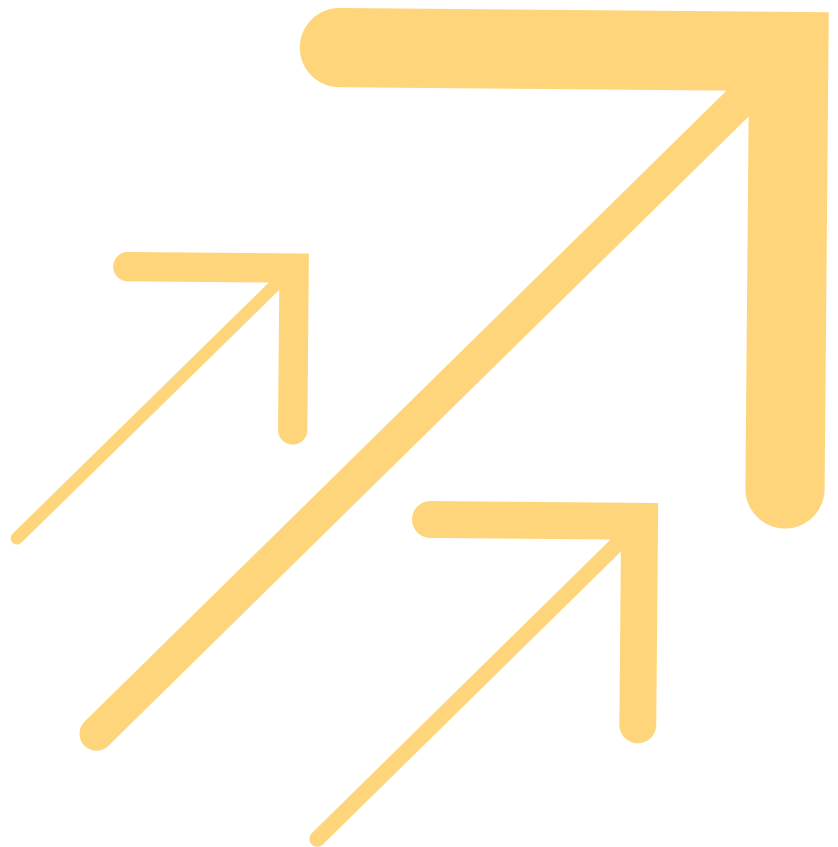
5.3 Realisierte Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2013

Tabelle 17: Realisierte Maßnahmen des NEP 2013

Startnetznummer im NEP 2013	Maßnahme	Trasse	Art	NOVA	Typ	Trassenlänge in km	
						Ausbau	Bestand
50HzT-003	Netzverstärkung und -ausbau: 380-kV-Netzumstellung Uckermark Süd (Uckermarkleitung)	Vierraden – Krajník	Leitung	Netzverstärkung	Neubau in bestehender Trasse		3
50HzT-024	Neubau Umspannwerk Altentrepow/Nord		Anlage	Netzausbau			
AMP-011	Netzverstärkung und -ausbau Uentrop – Bechterdissen	Gütersloh – Punkt Friedrichsdorf	Leitung	Netzverstärkung	Stromkreisauflage und Neubau in bestehender Trasse		11
AMP-018	Netzverstärkung zwischen Rommerskirchen und Punkt Neuenahr	Sechtem – Punkt Neuenahr	Leitung	Netzverstärkung	Neubau in bestehender Trasse		25
AMP-021	Netzausbau in Wehrendorf zur Blindleistungskompensation		Anlage	Netzausbau			
TTG-002	Erweiterung des Umspannwerks Aschaffenburg		Anlage	Netzausbau			
TTG-012	Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen zur Spannungshaltung	Kompensationsspule Dipperz	Anlage	Netzausbau			
		Kompensationsspule Grafenrheinfeld	Anlage	Netzausbau			
		MSCDN Borken	Anlage	Netzausbau			
TTG-014	Erhöhung der Übertragungskapazität im Großraum Frankfurt/Main	Schaltanlage Kriftel – Eschborn	Anlage + Leitung	Netzausbau	Neubau in neuer Trasse	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	Stromkreisauflage		20
		Schaltanlage Hüffenhardt – Feld Großgartach	Anlage + Leitung	Netzverstärkung			
TNG-007	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau des 380/110-kV-Umspannwerkes Bruchsal – Kändelweg und dessen 380-kV-Anbindung	Bruchsal – Punkt Forst	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau	Neubau in neuer Trasse und Stromkreisauflage	2	4
		Anlage Bruchsal	Anlage	Netzausbau			

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

6 KONSULTATION



6 KONSULTATION

Der Um- und Ausbau der Übertragungsnetze ist die Grundlage für eine erfolgreiche Energiewende. Ein solches gesamtgesellschaftliches Projekt kann nur mit der Unterstützung und Akzeptanz der breiten Öffentlichkeit gelingen. Um die Perspektiven, das Wissen und die Vorschläge von allen interessierten Personen, Unternehmen und Institutionen bei der Erstellung der Netzentwicklungspläne mit einzubeziehen, haben die Übertragungsnetzbetreiber die ersten Entwürfe des Netzentwicklungsplans Strom 2014 (NEP) und des Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP) am 16.04.2014 auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht und beide Pläne in der Zeit vom 16.04. bis zum 28.05.2014 zur Konsultation gestellt. Alle Interessierten hatten währenddessen die Gelegenheit, eine Stellungnahme zu den Dokumenten abzugeben. Alle Stellungnahmen, für die eine Einverständniserklärung zur Veröffentlichung vorliegt, wurden auf www.netzentwicklungsplan.de/stellungnahmen-2014 veröffentlicht.

Die Stellungnahmen zu den ersten Entwürfen wurden von den ÜNB kategorisiert und eingehend geprüft. Anschließend wurden die Netzentwicklungspläne entsprechend überarbeitet und ergänzt. So wurden weitergehende Erläuterungen zu den angesprochenen Themen eingefügt und zusätzliche Daten zur Verfügung gestellt. Ergänzungen gegenüber dem ersten Entwurf sind kursiv dargestellt und somit deutlich sichtbar. Zusätzlich wurden die betreffenden Eingaben aus der Konsultation und die dadurch veranlassten Änderungen zu Beginn jedes Kapitels zusammengefasst.

Eine individuelle Bestätigung und Beantwortung der Stellungnahmen ist aufgrund der zeitlichen Enge des Verfahrens leider nicht möglich.

Themen und Teilnehmer

Insgesamt sind 26.064 Stellungnahmen eingegangen, davon 26.041 zum NEP und 23 zum O-NEP. Eine Stellungnahme zu beiden Netzentwicklungsplänen war nicht vorgesehen. Stellungnahmen, die sich auf beide Pläne bezogen, wurden daher doppelt gezählt und einmal dem NEP sowie einmal dem O-NEP zugeordnet. Serienbriefe wurden einzeln pro Absender gezählt. Doppelte Einsendungen derselben Beiträge über verschiedene Kanäle wurden herausgefiltert.

Nachfolgend wird eine Übersicht über Themen und Teilnehmer der Beiträge zum NEP gegeben. Eine detaillierte Auswertung der Stellungnahmen zum O-NEP ist im zweiten Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplans in Kapitel 5 zu finden.

Von den 26.041 Stellungnahmen zum NEP wurden 25.569 von Privatpersonen und 472 von Institutionen eingereicht. Insgesamt 2.087 Absender haben die Konsultationsmaske auf www.netzentwicklungsplan.de genutzt, 3.932 sind per E-Mail eingegangen und 20.022 Beiträge wurden per Post eingereicht.

Tabelle 18: Aufteilung der Stellungnahmen nach Absender

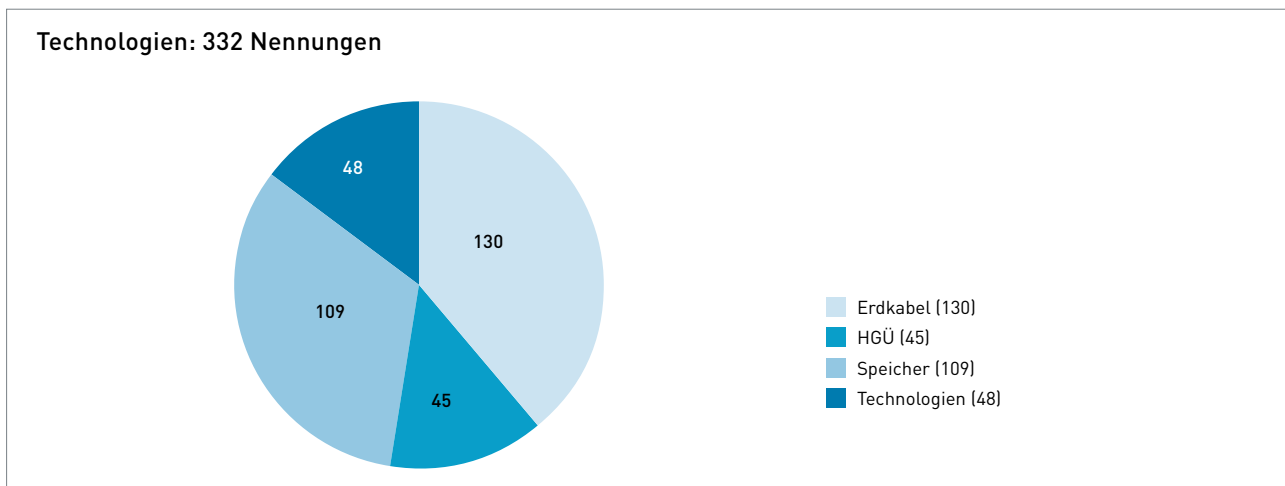
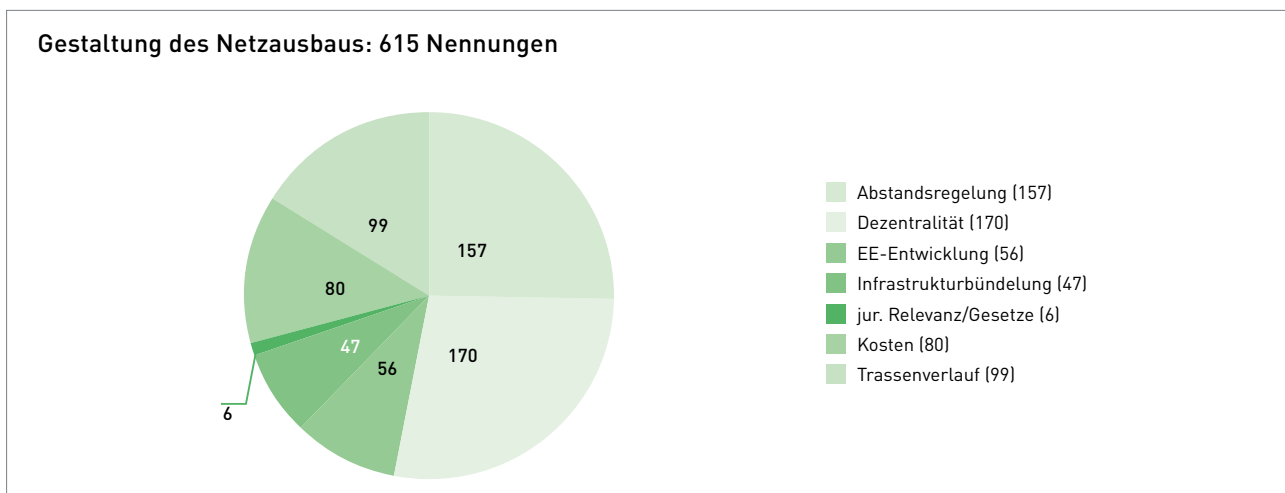
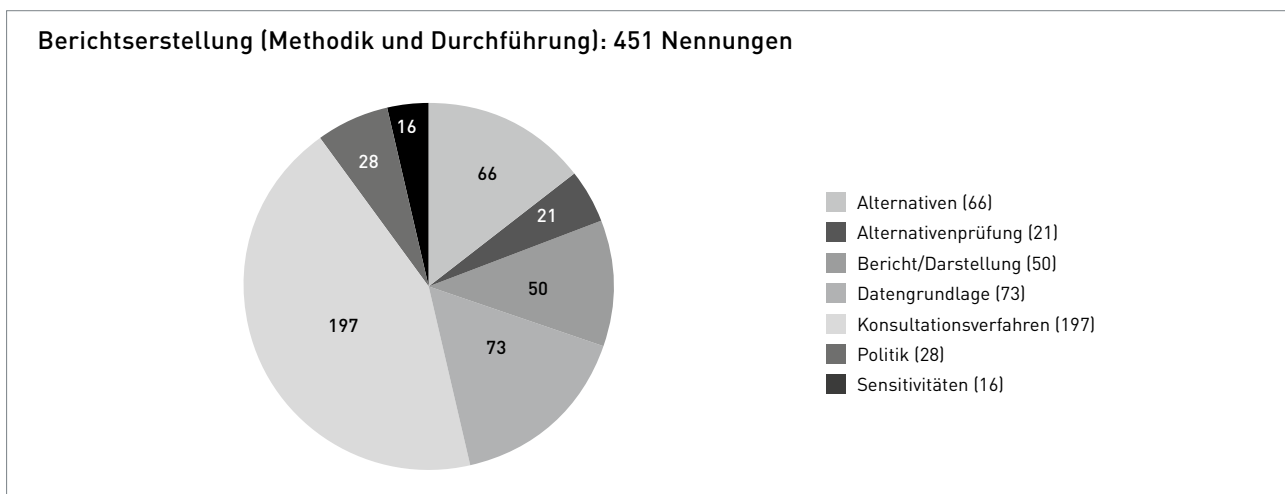
Absender	Anzahl der Stellungnahmen
Privatpersonen	25.569
Bürgerinitiativen	66
Unternehmen	47
Umwelt-/Naturschutzverbände	13
Branchenverbände Energie	2
Verbände sonstige	72
Behörden Bund/Länder	26
Kommunen	212
Parteien	17
Wissenschaft/Forschung	1
sonstige	16

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

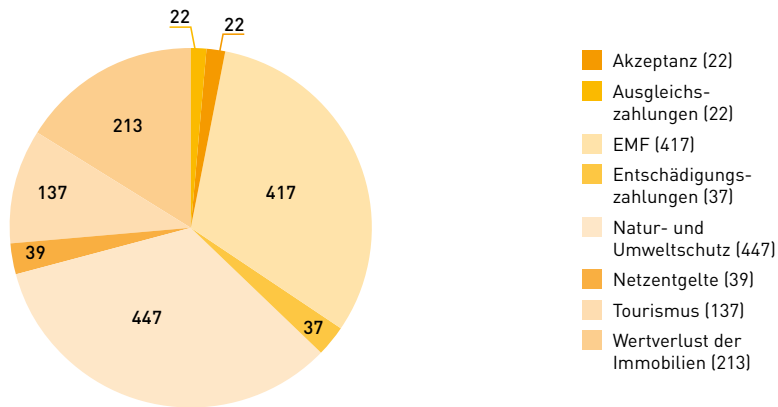


Die in den Stellungnahmen angesprochenen Themen wurden den fünf Kategorien „Berichterstellung (Methodik und Durchführung)“, „Gestaltung des Netzausbaus“, „Technologien“, „Auswirkungen des Netzausbaus“ und „Projektkommunikation“ zugeordnet. Letztere Kategorie wurde zusätzlich zu den vier übrigen Kategorien, nach denen bereits die Stellungnahmen zum NEP 2013 geordnet wurden, eingeführt, um die große Anzahl von Stellungnahmen zu Einzelprojekten zu würdigen.

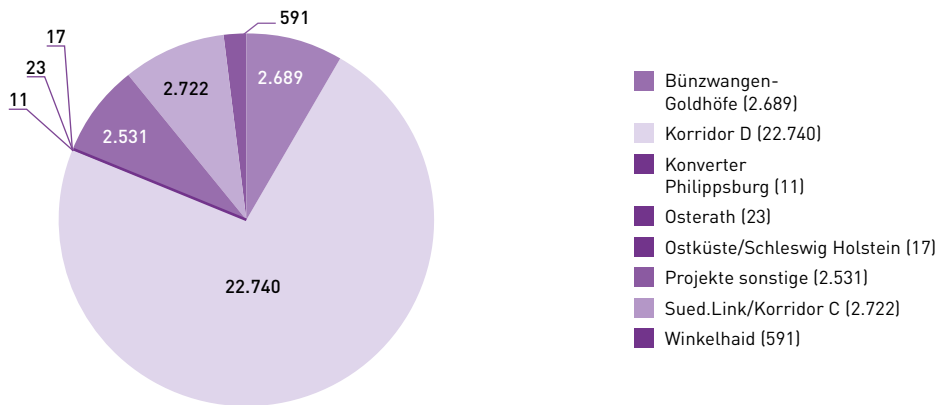
Abbildung 33: Anzahl der Nennungen eines Themas (Mehrfachnennungen waren möglich)



Auswirkungen des Netzausbaus: 1.334 Nennungen



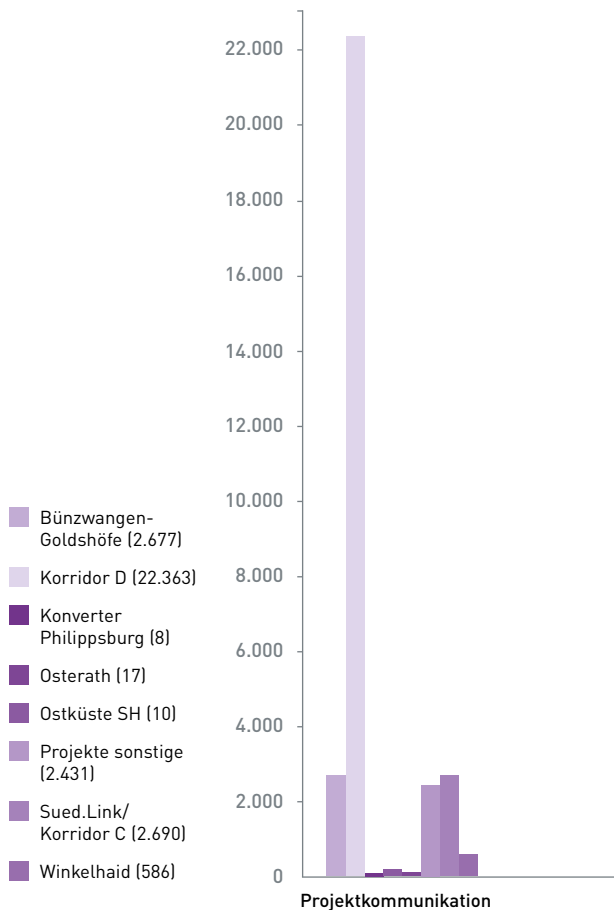
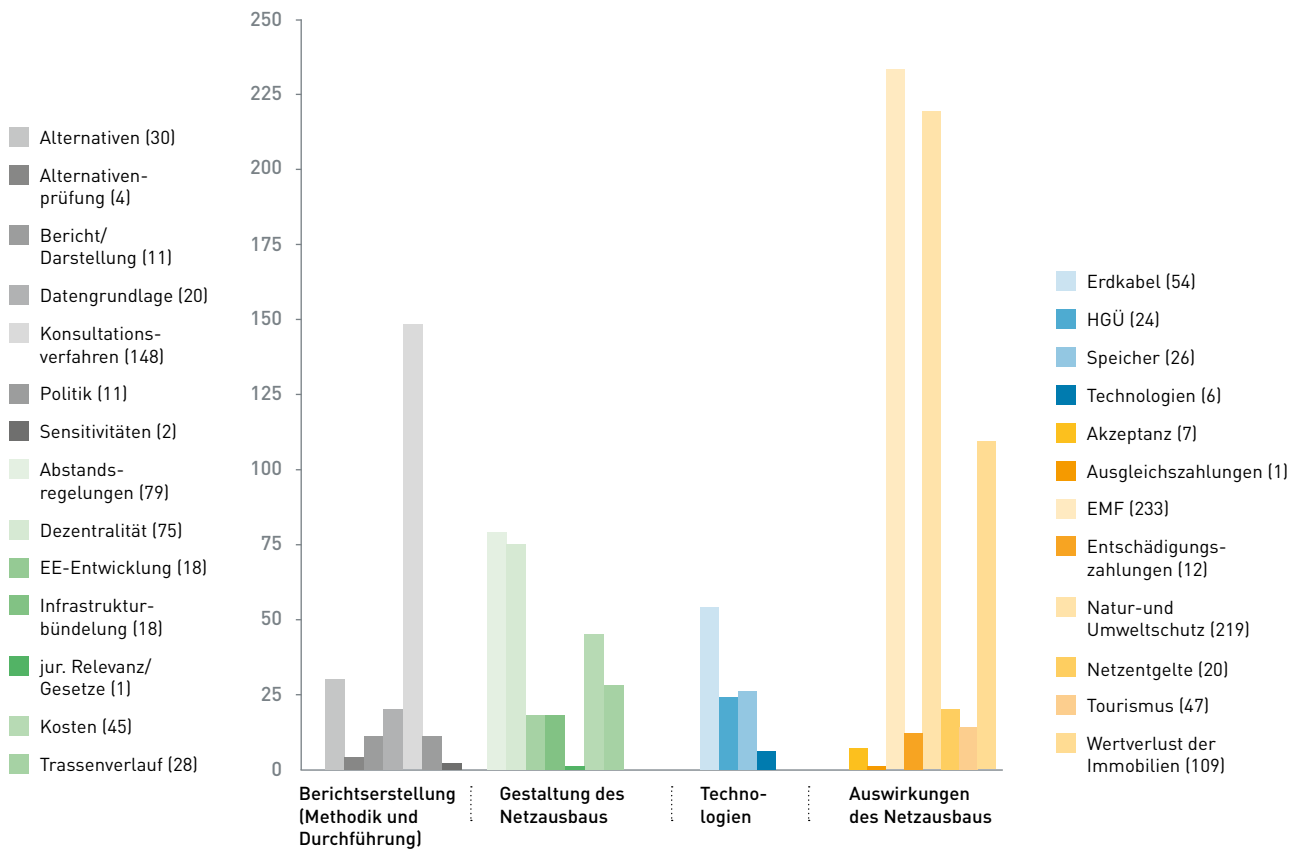
Projektkommunikation: 31.324 Nennungen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



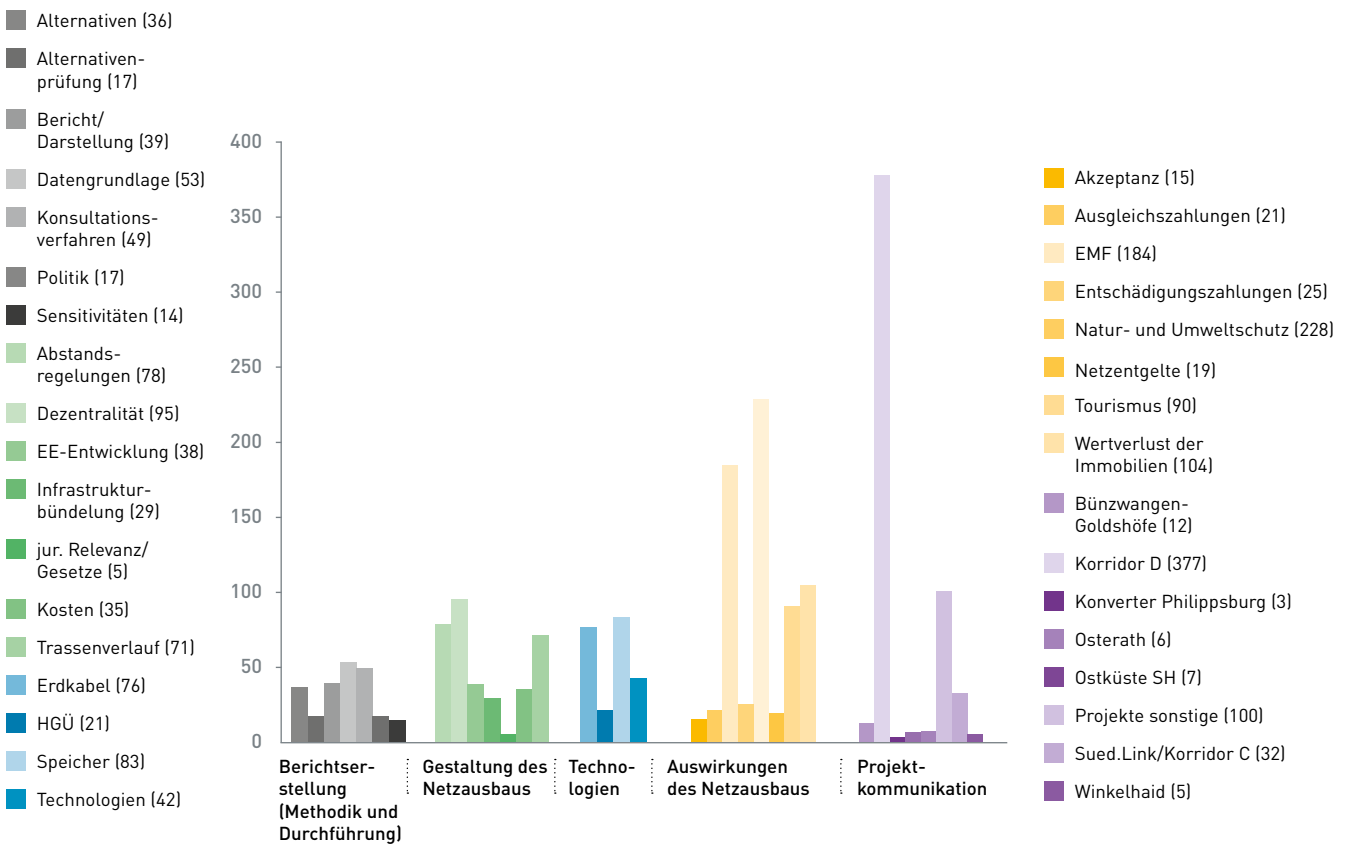
Abbildung 34: Themenverteilung bei Privatpersonen (Mehrfachnennungen waren möglich)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 35: Themenverteilung bei Institutionen (Mehrfachnennungen waren möglich)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Der überwiegende Großteil der Stellungnahmen stammt von **Privatpersonen** und bezieht sich auf konkrete Vorhaben, insbesondere auf ein Vorhaben, den Korridor D. Bei diesen Beiträgen handelt es sich zu 98 % um Serienbriefe.

Die Befürchtungen im Zusammenhang mit den geplanten HGÜ-Korridoren sind groß: Themen wie gesundheitliche Auswirkungen (elektrische und magnetische Felder/EMF), Auswirkungen auf Natur/Umwelt, Abstandsregelungen zu Wohnhäusern sowie der Wertverlust von Immobilien und Grundstücken wurden in vielen Stellungnahmen angesprochen. Damit einher geht der Wunsch nach Erdverkabelung.

Auch bei den Stellungnahmen der **Institutionen** (Kommunen, Verbände, Bürgerinitiativen, Behörden, Parteien etc.) wird der Korridor D am häufigsten genannt, da sich viele Gemeinden und Bürgerinitiativen aus den betroffenen Gebieten beteiligt haben. Neben den oben erwähnten Themen sind für die Institutionen auch Punkte wie „Datengrundlage“ und Themen der Kategorie „Berichtserstellung (Methodik und Durchführung)“ relevant.

Die Übertragungsnetzbetreiber nehmen die hohe Beteiligung am diesjährigen Konsultationsverfahren und die in den Beiträgen geäußerten Bedenken sehr ernst. Immer dann, wenn Stellungnahmen konkrete Projekte betreffen, ist jedoch darauf hinzuweisen, dass zu vielen Themen erst Aussagen getroffen werden können, wenn der genaue Trassenverlauf feststeht. Der Netzentwicklungsplan beschreibt aber noch keine konkreten Trassenverläufe, sondern er zeigt lediglich den Übertragungsbedarf zwischen Anfangs- und Endpunkten auf, der anhand von netzplanerischen Kriterien ermittelt wurde. Eine standortscharfe Festlegung oder konkrete Trassenführung erfolgt – unter Einbezug von Umwelt- und Alternativenprüfung – erst in den nachgelagerten Genehmigungsschritten (Raumordnungsverfahren bzw. Bundesfachplanung sowie Planfeststellungsverfahren). Erst dann werden der konkrete Verlauf der Leitung, die Standorte für die Masten, die zu verwendende Übertragungstechnik, eventuelle Entschädigungs- bzw. Ausgleichsflächen sowie – wenn vom Gesetzgeber vorgesehen – mögliche Erdkabelabschnitte festgelegt und genehmigt. Auch alle weiteren Planungsschritte erfolgen unter Beteiligung der Öffentlichkeit.

Konsultationsbeiträge, die sich auf ein konkretes Projekt oder auf den Verlauf einer Trasse beziehen, sind daher in den nachgelagerten Verfahren besser adressiert, denn die spezifischen Interessen der Konsultationsteilnehmer werden erst dort entscheidungserheblich. Das Konsultationsverfahren zum Netzentwicklungsplan ist weder ein quantitatives Einspruchsverfahren, noch können an dieser Stelle Ansprüche jedweder Art geltend gemacht werden.

Beteiligungsmöglichkeiten

Beim ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom handelt es sich um den ersten Schritt im Genehmigungsverfahren, nämlich um die Feststellung des Bedarfs. Bis zum Bau einer Netzentwicklungsmaßnahme folgen noch weitere Schritte: Die Bundesnetzagentur (BNetzA) prüft den überarbeiteten Netzentwicklungsplan und die in ihm enthaltenen Projekte und stellt auch diesen zusammen mit dem Bericht zu ihrer Strategischen Umweltprüfung zur Konsultation. Dazu werden die Dokumente sowohl online als auch in Bonn bei der Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellt. Anschließend werden die Planungen für die bestätigten Projekte und Maßnahmen aufgenommen und ein Investitionsmaßnahmenantrag bei der BNetzA eingereicht. Wenn diese den Antrag genehmigt, beginnen die Vorbereitungen für die Planungs- und Genehmigungsverfahren, zu denen erneut öffentliche Anhörungen und Auslegungen der jeweiligen Planungsunterlagen über die zuständigen Behörden gehören. An diesen Verfahrensschritten kann unabhängig davon teilgenommen werden, ob zuvor eine Stellungnahme zum ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans abgegeben wurde. Nähere Informationen dazu bietet die Seite der BNetzA www.netzausbau.de.



Stellungnahmen zur Berichtserstellung (Methodik und Durchführung)

In einigen Stellungnahmen wird die Zuständigkeit der Übertragungsnetzbetreiber für die Erstellung des Netzentwicklungsplans kritisch angesprochen.

Die ÜNB sind gesetzlich zur jährlichen Erstellung des Netzentwicklungsplans verpflichtet (§ 12b EnWG). Ihre Ergebnisse werden öffentlich zur Konsultation gestellt, wodurch dieser Prozess transparent wird. Sie werden anschließend von der Bundesnetzagentur geprüft.

Einige Stellungnahmen beziehen sich auf Themen, die den Szenariorahmen 2014 und nicht den Netzentwicklungsplan 2014 betreffen. Der Szenariorahmen ist die Grundlage für die Netzentwicklungspläne und wird jährlich separat von der BNetzA zur Konsultation gestellt. Die Konsultation des Szenariorahmens 2014 fand vom 04.04. bis zum 17.05.2013 statt. Am 30.08.2013 wurde er durch die BNetzA genehmigt. Der Szenariorahmen 2014 ist als Verwaltungsakt mittlerweile bestandskräftig geworden. Das bedeutet, dass er mit seinen verbindlichen Vorgaben dem NEP 2014 sowohl für den ersten als auch für den zweiten Entwurf rechtlich zwingend zugrunde zu legen ist. Es ist von der BNetzA nicht vorgesehen, dass der Szenariorahmen zum zweiten Entwurf des NEP angepasst wird. Auch die Konsultation für den Szenariorahmen 2015 ist bereits abgeschlossen, sie fand vom 12.05. bis zum 23.06.2014 statt. Rechtlich ist es nicht möglich, die im ÜNB-Entwurf des Szenariorahmens 2015 verwendeten Mantelzahlen zu Erzeugung und Verbrauch, welche aufgrund der EEG-Novelle von denen des Szenariorahmens 2014 abweichen, auch für den NEP 2014 zu verwenden.

Bezüglich der Datengrundlage des NEP wurden im Rahmen der Konsultation die folgenden Themen angesprochen:

- Diskussion zu den Annahmen bei installierten Leistungen aus Kohlekraftwerken und CO₂-Emissionszertifikaten,
- Berücksichtigung von Speichern in Österreich, die noch nicht gebaut sind,
- zu wenig dezentrale Erzeugung,
- keine Berücksichtigung eines Ausschreibungsmodells für erneuerbare Energien,
- keine Variation der Last,
- Mängel im Regionalisierungsverfahren/Berücksichtigung Referenzertragsmodell Wind.

Die Rahmensetzung für CO₂-Emissionszertifikatspreise und die installierten Leistungen konventioneller Kraftwerke (unter anderem Kohlekraftwerke) resultieren aus dem Szenariorahmen 2014, der die Basis für die Analysen der Übertragungsnetzbetreiber darstellt. Auch der Szenariorahmen 2014 zum NEP 2014 wurde nach dem Energiewirtschaftsgesetz von der Bundesnetzagentur zur Konsultation gestellt und genehmigt. In ihm sind die neueren Entwicklungen im Zusammenhang mit der Diskussion und Novellierung des EEG in Deutschland noch nicht enthalten. Diese sind Gegenstand des Szenariorahmens zum NEP 2015, der bis zum 23.06.2014 zur Konsultation stand. Auch die Einbindung in Europa und die europäischen Kraftwerkskapazitäten, die in der Modellierung des NEP 2015 zum Einsatz kommen, sind Gegenstand des Szenariorahmens 2015. Allerdings wird im zweiten Entwurf des NEP 2014 der EEG-Novelle sowie den Anregungen aus verschiedenen Konsultationsbeiträgen insofern Rechnung getragen, als eine gegenüber dem ersten Entwurf des NEP 2014 veränderte Regionalisierung angewandt wurde. Das so erreichte Ergebnis kommt den durch die EEG-Novelle vorgegebenen veränderten Rahmendaten deutlich näher (siehe Kapitel 2).

Zur Berücksichtigung dezentraler Erzeugung ist nochmals eindrücklich zu konstatieren, dass in der Modellierung der Übertragungsnetzbetreiber alle dezentralen Anlagen, die in den Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber enthalten sind, in den Szenariorahmen eingeflossen sind.¹⁵

¹⁵ Diese Daten sind auf den Internetseiten der ÜNB frei zugänglich. Enthalten sind darin mehrere Millionen Photovoltaik-Anlagen, mehrere 1.000 Windkraftanlagen, Biomasseanlagen sowie dezentrale Wasserkraftanlagen aller Spannungsebenen. Auch die dezentralen kleineren KWK-Anlagen, in Summe über 30.000, sind nach der Liste des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) im Modell enthalten und werden mit regionalen Temperaturkennlinien modelliert.



Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Vorgaben der Bundesnetzagentur zur Regionalisierung, wie sie in der Genehmigung zum Szenariorahmen 2014 enthalten waren, umgesetzt. Mit dem Entwurf des Szenariorahmens der Übertragungsnetzbetreiber zum NEP 2015 wurde die Methodik der Regionalisierung weiterentwickelt und nochmals verfeinert.

Begleitend zum NEP 2014 veröffentlichten die Übertragungsnetzbetreiber zudem Sensitivitätsberechnungen, um den Einfluss einzelner Faktoren – hier konkret die zeitliche Streckung des Offshore-Ausbaus, ein Einspeisemanagement bei neu installierten Windenergieanlagen onshore und die Auswirkungen eines deutlich erhöhten Preises für CO₂-Emissionszertifikate auf die Maßnahmen des Szenarios A 2024 – auf den Netzausbau zu beleuchten. Diese Sensitivitäten liefern zusätzliche Hinweise, wie sich die Änderungen einzelner Rahmenbedingungen auf die Netzentwicklung auswirken können. Diese Betrachtungen finden jedoch außerhalb des gesetzlichen Umfangs des Netzentwicklungsplans statt. Die separaten Berichte sind unter www.netzentwicklungsplan.de zu finden.

Weitere in den Konsultationsbeiträgen angesprochene und im NEP ergänzend erläuterte Themen sind:

- Wahl des Referenzjahres 2011,
- Verwendung aktueller Daten des SO&AF 2013
- Transite durch Deutschland,
- Zusammensetzung des Bruttostromverbrauchs und Verwendung als Eingangsgröße für Marktsimulationen und Netzberechnungen.

Es ist zu betonen, dass die Übertragungsnetzbetreiber mit der Erstellung von Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan keinen Einfluss auf die zukünftige Erzeugungsstruktur nehmen. Viele Stellungnahmen kritisieren die rechtlichen (z. B. vorrangige Einspeisung erneuerbarer Energien), die politischen (z. B. Atomausstieg) und die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (z. B. Strommarktdesign, CO₂-Preise, Bau von Kraftwerken, Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung). Diese Fragen müssen politisch außerhalb des NEP-Prozesses adressiert und entschieden werden. Die ÜNB sind gesetzlich verpflichtet, als Ausgangsbasis für Szenariorahmen und NEP vom aktuellen rechtlichen Ordnungsrahmen auszugehen und können darüber hinaus gemäß § 12a Abs. 1 S. 2 EnWG lediglich mittel- und langfristige energiepolitische Ziele der Bundesregierung berücksichtigen, soweit diese hinreichend konkret sind.

Stellungnahmen zum Konsultationsverfahren

Zur Kategorie „Methodik und Durchführung der Berichtserstellung“ wurden auch Anmerkungen zum Konsultationsverfahren gezählt. Der Netzentwicklungsplan und seine Basis, der Szenariorahmen, werden jährlich erarbeitet, um den jeweils aktuellen technologischen und politischen Entwicklungen wie auch den gesellschaftlichen Ansprüchen Rechnung zu tragen. Allerdings kommt es dabei zu zeitlichen Überschneidungen im Prozess – so hat sich das Konsultationsverfahren der ersten Entwürfe von NEP und O-NEP 2014 mit dem Konsultationsverfahren zum Szenariorahmen 2015 der Bundesnetzagentur zeitlich überlagert. Zudem fand zeitgleich das Beteiligungsverfahren für Behörden zum Entwurf eines Untersuchungsrahmens für die Strategische Umweltprüfung durch die BNetzA statt. Die Überlagerung und zeitliche Überschneidung von Prozessen und Beteiligungsverfahren führte teilweise zu fehlerhaft adressierten Stellungnahmen, sowohl inhaltlich als auch formal.

Hervorzuheben ist die von vielen Verbänden und NGOs erneut geäußerte Anmerkung, der Netzentwicklungsplan solle künftig in einem zweijährigen Turnus erstellt werden. Diese Forderung wird von den ÜNB unterstützt, da das Ziel der zeitnahen Anpassung des Netzentwicklungsplans an die aktuellen Entwicklungen der Rahmenbedingungen durch einen zweijährigen Erstellungsrhythmus mit höherer Qualität und intensiverer Beteiligung der Öffentlichkeit erreicht werden könnte als im derzeitigen engen Zeitraster mit sich zeitlich überschneidenden Prozessen.



Stellungnahmen zur Gestaltung des Netzausbaus und zu Technologien

Ergänzungen, die aufgrund der Stellungnahmen zur Kategorie „Gestaltung des Netzausbaus“ vorgenommen wurden, betreffen die Themen

- Minimierung des Netzausbaus/NOVA-Prinzip,
- Ausfallbetrachtung in der Planung/(n-1)-Kriterium,
- Verknüpfung von DC-Netzanbindungssystemen offshore mit HGÜ-Systemen an Land,
- Nutzung von Hochtemperaturleiterseilen,
- Nutzung von Synergien/Bündelung vorhandener Trassen,
- Legitimität des Startnetzes,
- AC-Ausbau trotz DC (Einsatz der HGÜ-Gleichstromtechnik im Drehstromnetz).

Stellungnahmen zu den Auswirkungen des Netzausbaus

Wie oben erwähnt, wurden in der Kategorie „Auswirkungen des Netzausbaus“ insbesondere gesundheitliche Aspekte (elektrische und magnetische Felder/EMF) sowie Natur- und Umweltschutzthemen diskutiert.

Wie bereits im zweiten Entwurf des NEP 2013 ausgeführt, ist zum Thema EMF anzumerken, dass das Auftreten elektrischer und magnetischer Felder physikalisch bedingt ist und kein Beurteilungskriterium für den Netzausbaubedarf darstellt. Das Ergebnis des Netzentwicklungsplans beinhaltet nur Leitungen, die innerhalb der gesetzlich festgelegten Grenzwerte für elektrische und magnetische Felder betrieben werden können und bei denen es daher nach dem Stand der Wissenschaft zu keiner gesundheitlichen Beeinträchtigung kommt.

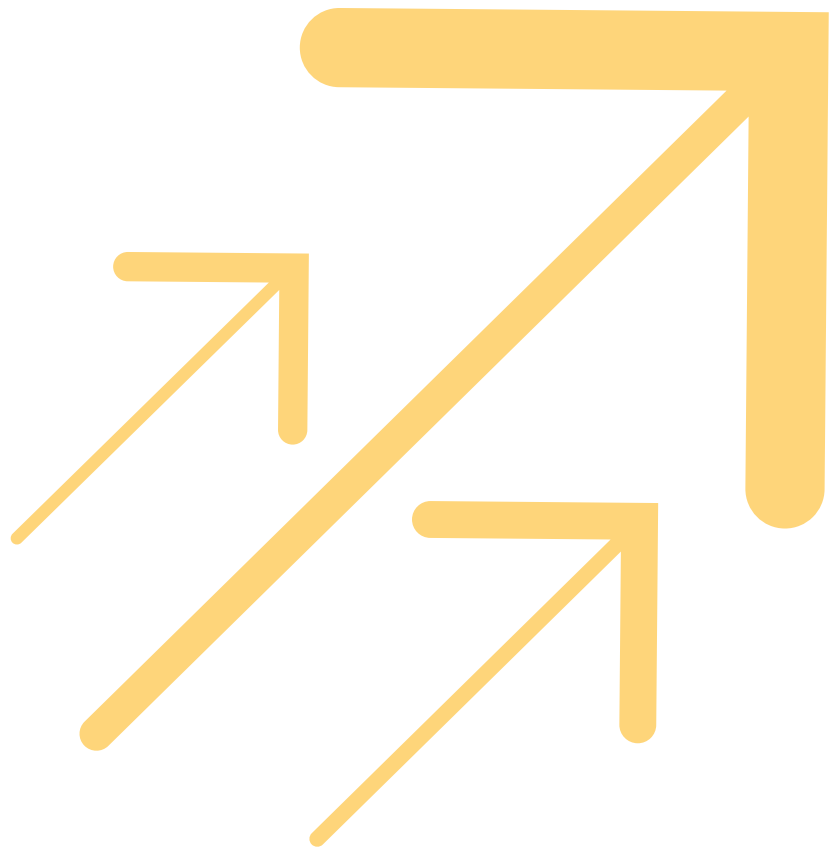
Naturschutz, Tourismus und Umweltfaktoren sind wichtige Aspekte, die im weiteren Verlauf der Planungen untersucht werden. In der Strategischen Umweltprüfung (SUP) zum Bundesbedarfsplan werden zunächst zu sämtlichen Umweltfaktoren generelle und grundsätzliche Aussagen getroffen, ob und in welcher Intensität eine Beeinträchtigung durch das Vorhaben entstehen könnte. Auf der Bundesfachplanebene findet eine weitere SUP statt, die im folgenden Planfeststellungsverfahren in den Umweltverträglichkeitsprüfungen der jeweiligen Leitungsbauprojekte weiter vertieft und spezifiziert wird. Im Rahmen der Planung wird von den Netzbetreibern die umwelt- und raumverträglichste Trasse zur Umsetzung angestrebt.

Die Auswirkungen der im NEP dargestellten Leitungsverbindungen auf Natur und Landschaft, aber auch auf sonstige Raumsprüche wie z. B. Tourismus, können erst in den anschließenden Planungs- und Genehmigungsverfahren für die einzelnen Leitungen untersucht und bewertet werden. Soweit es gesetzlich festgelegte Grenzwerte, z. B. für möglicherweise auftretende Schallimmissionen, gibt, müssen diese in jedem Fall eingehalten werden. Die Einhaltung dieser gesetzlich geforderten Richtwerte wird in den späteren Planungs- und Genehmigungsschritten überprüft und ist Voraussetzung für die Erlangung einer Genehmigung.

Auf diesen Planungs- und Genehmigungsstufen werden auch Möglichkeiten zu Minderung bzw. Vermeidung von Auswirkungen geprüft, indem alternative Varianten betrachtet werden. Parallel dazu läuft die Klärung privatrechtlicher Ansprüche auf Entschädigung für die Inanspruchnahme von Eigentum zwischen den Leitungsbetreibern und den Betroffenen.

Auch konkrete Fragestellungen des Naturschutzes, wie z. B. Eingriffsbewertung, Kompensationsplanung und arten- oder biotopschutzrechtliche Fragestellungen, bleiben den nachfolgenden Genehmigungsverfahren der konkreten Bauvorhaben vorbehalten.

7 FAZIT



7 FAZIT

Der Netzentwicklungsplan bezieht sich auf den Ausbaubedarf im deutschen Onshore-Stromtransportnetz und basiert auf den gesetzlichen Vorgaben im Energiewirtschaftsgesetz (§ 12a-d EnWG). Die Übertragungsnetzbetreiber planen, entwickeln und bauen das Netz der Zukunft. Sie zeigen mit dem NEP, wie der Umbau der Erzeugungslandschaft in Deutschland und die Integration erneuerbarer Energien in zehn bzw. 20 Jahren gelingen kann.

Prozess und Methodik

Indem die Annahmen zur Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur, die verwendete Berechnungsmethode und der daraus resultierende Netzausbaubedarf offen dargestellt werden, wird der Prozess der Netzentwicklungsplanung transparent. Der NEP 2014 folgt der in den Netzentwicklungsplänen 2012 und 2013 angewandten und durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) bestätigten Methodik. Der am 30.08.2013 von der BNetzA bestätigte Szenariorahmen ist der Ausgangspunkt für die Erstellung des Netzentwicklungsplans sowie des Offshore-Netzentwicklungsplans 2014 (nach § 12b EnWG und § 17b EnWG) hinsichtlich zukünftig angenommener Erzeugungskapazitäten und der Verbrauchssituation.

Der vorliegende NEP wurde erstellt, während im Zuge der EEG-Novellierung zeitgleich grundlegende energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen durch den Gesetzgeber neu bestimmt wurden.

Der für den NEP 2014 bestätigte Szenariorahmen kann die nach der mittlerweile erfolgten Novellierung des EEG wahrscheinliche Entwicklung der Erzeugungslandschaft in Deutschland natürlich noch nicht vollumfänglich abbilden. Die Übertragungsnetzbetreiber haben daher innerhalb des genehmigten Szenariorahmens einige zu erwartende Neuerungen bereits in diesem zweiten Entwurf abgebildet, beispielsweise eine neue Regionalisierung am Szenario B 2024, die die zukünftige Entwicklung der Erneuerbaren besser abbildet.

Das Szenario B 2024 mit geänderter Regionalisierung, die das neue EEG besser abbildet, und aktualisierten Netzverknüpfungspunkten wird in diesem zweiten Entwurf als Szenario B 2024* bezeichnet. Auf dieser Basis wurde für das Szenario B 2024* für diesen zweiten Entwurf eine komplette Marktsimulation mit darauf aufbauender Neuberechnung des Netzentwicklungsbedarfs durchgeführt.

Der NEP 2014 zeigt wie seine Vorgänger 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. Der vorliegende Netzentwicklungsplan 2014 beschreibt ebenso wie seine beiden Vorgänger keine konkreten Trassenverläufe von neuen Übertragungsleitungen, sondern er dokumentiert den notwendigen Übertragungsbedarf zwischen Netzknoten. Berechnet werden zukünftige Leitungsverbindungen von einem Netzverknüpfungspunkt zu einem anderen Netzverknüpfungspunkt. Genannte Ortsnamen zur Bezeichnung von Anfangs- und Endpunkten sind rein technische Aussagen, die der Identifikation bestehender Netzverknüpfungspunkte dienen. Konkrete Trassenkorridore bzw. Trassen werden erst in den nachgelagerten Zulassungsschritten (z. B. Bundesfachplanung, Planfeststellung) 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 sind Hochspannungs-Gleichstrom-Verbindungen (HGÜ) für den weiträumigen Übertragungsbedarf von Norden nach Süden sowie teilweise als Interkonnektoren zum benachbarten Ausland vorgesehen. Sie ermöglichen auf langen Strecken eine verlustarme Übertragung und stabilisieren bei Einsatz moderner Technologie das Drehstromnetz. Ein sonst notwendiger, weitaus großflächiger Ausbau des Drehstromnetzes wird so vermieden. Zur Ein- und Ausspeisung sind Umrichteranlagen (Konverter) erforderlich, die die Anzahl möglicher Abspannpunkte auf der Strecke erheblich begrenzen.

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.



Die Übertragungsnetzbetreiber entwickeln die für die Netzplanung eingesetzten Methoden und Simulationstools kontinuierlich weiter: So konnte die Methodik der Marktsimulation für den Netzentwicklungsplan 2014 gegenüber dem Netzentwicklungsplan 2013 verbessert werden (siehe Kapitel 3).

Darüber hinaus haben die Übertragungsnetzbetreiber mit dem ersten Entwurf des NEP 2014 auch ein Konzept für einen weiterentwickelten methodischen Ansatz zur Bewertung von Netzausbaumaßnahmen (sogenannte Priorisierung) vorgestellt, der exemplarisch an einigen Zubaumaßnahmen des Szenarios B 2024 die Notwendigkeit und die Wirksamkeit von Maßnahmen umfassender aufzeigt (siehe Kapitel 1).

Wie bereits in den letzten beiden Netzentwicklungsplänen wurden Netzoptimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen gegenüber reinen Ausbaumaßnahmen priorisiert. Dies bedeutet, dass grundsätzlich immer das vorhandene Netz optimiert wird. Erst wenn alle vorhandenen technischen Optionen überprüft wurden, wird ein Leitungsneubau vorgeschlagen. Das dem Netzentwicklungsplan zugrunde liegende NOVA-Prinzip orientiert sich bereits an der optimalen Nutzung vorhandener Trassen. Der Ausbau des 380-kV-Drehstromnetzes erfolgt in den nachgelagerten Planungs- und Genehmigungsverfahren zur Minimierung des Bedarfs an neuen Trassen – soweit möglich – in den Trassen des heutigen 220-kV-Netzes.

Ergebnisse der Netzanalysen

Durch die Bandbreite von drei Szenarien decken die ermittelten Netzmaßnahmen eine Vielzahl möglicher zukünftiger Entwicklungen ab. Der vorliegende Netzentwicklungsplan enthält alle aus Sicht der ÜNB wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes im Sinne des § 12b Abs. 1 S. 2 EnWG.

Die Ergebnisse der Berechnungen auf Basis des modifizierten Szenarios B 2024* zeigen, dass sich der Umfang des Netzentwicklungsbedarfs gegenüber dem Szenario B 2024 des ersten NEP-Entwurfs nicht grundlegend verändert, die veränderte Regionalisierung jedoch sehr wohl Auswirkungen auf einzelne Maßnahmen hat. Die übrigen Szenarien A 2024, C 2024 und B 2034 wurden für den zweiten Entwurf des NEP 2014 nicht komplett neu berechnet. Jedoch wurden die Auswirkungen der im Szenario B 2024* bei einzelnen Maßnahmen identifizierten Veränderungen bei einzelnen Maßnahmen auch für diese Szenarien überprüft. Eine Analyse anhand ausgewiesener Referenzfälle hat gezeigt, dass die durch das Szenario B 2024* ausgelösten Veränderungen auch in den übrigen Szenarien netztechnisch belegt werden können.

Die in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen ausgewiesenen Maßnahmen erweisen sich auch bei veränderten Parametern in den jeweiligen Szenariorahmen als konsistent. So sind alle vier Gleichstromkorridore für den weiträumigen Nord-Süd-Übertragungsbedarf in allen Szenarien (einschließlich des modifizierten Szenarios B 2024*) weiterhin nötig. Es zeigt sich auch, dass in allen Szenarien ein lediglich um die im Bundesbedarfsplan enthaltenen Maßnahmen erweitertes Startnetz nicht ausreichen würde, um den Übertragungsbedarf zu decken. Damit bestätigt sich die Notwendigkeit aller im Bundesbedarfsplan enthaltenen Maßnahmen. Der bislang bestätigte Teil des Netzentwicklungsplans erweist sich auch mit den Annahmen aus dem neuen EEG weitgehend als robuster Kern des zukünftig benötigten Netzes. Die Bewertung der Stabilität hat gezeigt, dass die im NEP 2014 auftretenden Netzbelastungen vergleichbar mit denen im NEP 2012 und 2013 sind. Es lassen sich grundsätzlich keine veränderten Anzeichen für Probleme hinsichtlich der transienten Stabilität und der Spannungsstabilität erkennen.

Das Volumen der Netzverstärkungen auf Bestandstrassen (Umbeseilung oder Stromkreisauflagen, Neubau einer leistungsfähigeren Leitung in bestehenden Trassen) beträgt im Szenario B 2024* rund 5.300 km. Zum Vergleich: Die Länge des gesamten heutigen Höchstspannungsnetzes liegt bei rund 35.000 km. Der Ausbaubedarf neuer Leitungstrassen liegt im Szenario B 2024* bei 3.800 km, davon sind ca. 2.300 km HGÜ-Korridore. Auch der deutsche Anteil der drei Gleichstrom-Interkonnectoren nach Belgien, Dänemark und Norwegen mit einer landseitigen Länge von rund 200 km ist darin enthalten. Die Übertragungskapazität der HGÜ-Korridore beträgt in Summe 12 GW.



Die Investitionskosten für die Netzmaßnahmen werden im Netzentwicklungsplan auf Basis von spezifischen Kostenansätzen ermittelt und haben einen vorläufigen Charakter. Das Gesamtvolumen der Investitionen beträgt in den nächsten zehn Jahren je nach Szenario insgesamt ca. 22 bis 26 Mrd. €. Zu Verkabelung bzw. Teilverkabelung können im Netzentwicklungsplan keine Aussagen getroffen werden, da sie Gegenstand nachgelagerter Genehmigungsverfahren sind.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben flankierend zum NEP Sensitivitätsberechnungen angestellt, die erste Hinweise auf die Auswirkungen einzelner Parameter der geplanten politischen EEG-Reformen auf den Netzausbau geben. Hier werden konkret die Auswirkungen einer zeitlichen Streckung des Offshore-Ausbaus, des Einspeisemanagements bei neu installierten Windenergieanlagen onshore sowie eines deutlich erhöhten Preises für CO₂-Emissionszertifikate auf den Netzausbau beleuchtet. Diese Sensitivitäten können jedoch nicht mehr als ein weiterer Indikator sein und ermöglichen nicht die Ermittlung eines neuen, zu bestätigenden Zielnetzes.

Prüfung und Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2014

Vor dem Hintergrund der durch die EEG-Reform erfolgten Änderungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erscheint aus Sicht der ÜNB eine Konzentration auf die Bestätigung aller vier HGÜ-Korridore einschließlich der vorgeschlagenen Änderungen, der Maßnahmen des Bundesbedarfsplans 2013 sowie der im NEP 2013 bereits bestätigten und in diesem NEP 2014 identisch gebliebenen Maßnahmen angebracht. Die weitergehenden Berechnungen der ÜNB haben darüber hinaus gezeigt, dass die Bestätigung von drei zusätzlichen Projekten angebracht ist, die in direktem Zusammenhang mit essenziellen, bereits bestätigten Maßnahmen stehen. Hierbei handelt es sich um die Projekte 112 Pleinting – Pirach – St. Peter, 154 Anschluss Siegburg und 44 Altenfeld/Schalkau – Raum Grafenrheinfeld. Weitere Maßnahmen, die in den Netzanalysen ermittelt wurden, sind in einem späteren NEP 2015, der auf neuen Szenarien aufbaut, dann auf ihre ökonomische, ökologische und netzstabilisierende Wirksamkeit hin zu überprüfen und ggf. zu priorisieren.

Sofern der eingeschlagene Weg der Energiewende prinzipiell weiter beschritten wird, also der Ausstieg aus der Kernenergie und der dynamische Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromversorgung als grundsätzliche Ausrichtung der deutschen Energiepolitik beibehalten werden, sind die 2012 und 2013 bestätigten NEP-Maßnahmen nach wie vor mit einigen wenigen, regional begrenzten Änderungen dringend nötig. Die Auswirkungen des neuen EEG bedeuten keine grundsätzliche Umkehr, sondern vielmehr eine leichte zeitliche Streckung sowie eine leichte regionale Umverteilung der Entwicklung einzelner Erzeugungsarten wie beispielsweise der Windkraft. Dadurch verschieben sich einige Netzentwicklungsmaßnahmen ebenfalls zeitlich nach hinten, ohne deswegen langfristig obsolet zu werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber bauen nur ein Netz, das nötig ist, um die Energiewende bezüglich dieser Infrastruktur effizient und sicher zu ermöglichen. Der Bundesbedarfsplan erweist sich dazu als solide Grundlage für die Netzentwicklung der kommenden Jahre. Dieser ist in den Szenarien A 2024, B 2024 und B 2024* auch im Lichte der aktuellen EEG-Reform der Grundstock der ausgewiesenen Zielnetze.

Der Netzausbau ist elementare Voraussetzung für das Gelingen 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.

Beim hier vorliegenden Netzentwicklungsplan handelt es sich um den zweiten Entwurf, der aufgrund der zahlreichen Stellungnahmen aus der Konsultation umfassend überarbeitet wurde. Er ist das Ergebnis einer konstruktiven Auseinandersetzung der Öffentlichkeit mit dem ersten Entwurf des NEP im Rahmen der öffentlichen Konsultation, bei der speziell die Frage nach der Validität der Maßnahmen angesichts des neuen EEG mehrfach aufgeworfen wurde. In diesem Jahr wurde daher u. a. eine komplette Neuberechnung eines nach aktuellen Erkenntnissen neu regionalisierten Szenarios B 2024 durchgeführt. Der transparente und auf den Dialog ausgerichtete Prozess stellt sicher, dass alle den NEP betreffenden Interessen öffentlich zur Sprache kommen und dass der NEP das Ergebnis eines gegenseitigen Erkenntnis- und Entwicklungsprozesses wird.

GLOSSAR

A

ACER

„Agency for the Cooperation of Energy Regulators“, ist die europäische Regulierungsagentur. Sie hat vor allem eine koordinierende und beratende Funktion. Eine ihrer Hauptaufgaben besteht in der Ausarbeitung von nicht bindenden Rahmenleitlinien, auf deren Basis -> ENTSO-E die Netzkodizes entwickelt. Die Koordination von Investitionen und Infrastrukturmaßnahmen sowie die Überwachung der Funktionsfähigkeit des europäischen Elektrizitäts- und Gassektors gehören ebenfalls zu ihren Aufgaben.

Anschluss in HGÜ-Technik

Von jedem Windpark führt ein Seekabel zu einer Plattform mit einem Umspannwerk. Von hier aus wird der in den Windkraftanlagen produzierte Strom in Gleichstrom umgewandelt und per Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitung (-> HGÜ) durchs Meer und über Land zum nächstgelegenen Einspeisepunkt an Land – einem Umspannwerk – transportiert.

Ausgleichsvorgänge

Ausgleichsvorgänge sind eine Eigenschaft des Systems. Sie treten beim Übergang von einem Systemzustand in einen neuen Systemzustand auf, etwa aufgrund von Änderungen von Lasten, Einspeisungen oder der Netztopologie. Solange hierbei keine Grenzwertverletzungen auftreten und der Ausgleichsvorgang hinreichend schnell abklingt, ist der Systembetrieb als Ganzes nicht beeinträchtigt.

B

Betriebsführung

Zur Betriebsführung als Systemdienstleistung zählen alle Aufgaben des Netzbetreibers im Rahmen des koordinierten Einsatzes der Kraftwerke (z. B. für die Frequenzhaltung) und der Netzführung sowie des nationalen/internationalen Verbundbetriebes durch zentrale, jeweils eigenverantwortliche Leitstellen. Weiterhin werden ihr alle Maßnahmen zur Schaffung und zum Unterhalt der notwendigen Voraussetzungen für Zählung und Verrechnung aller erbrachten Leistungen zugerechnet.

Bilanzkreise

Elektrische Energie ist im Allgemeinen nicht speicherbar. Deshalb muss zwischen Einspeisung und Verbrauch in jedem Augenblick eine ausgeglichene Bilanz bestehen. Ein Bilanzkreis besteht aus einer beliebigen Anzahl von Einspeise- (Kraftwerke) und Entnahmestellen (Kunden) in einer Regelzone. Der jeweilige Bilanzkreis ist für eine jederzeit ausgeglichene Leistungsbilanz verantwortlich – saldiert über all seine Einspeise- und Entnahmestellen, gegebenenfalls auch unter Berücksichtigung von Fahrplanlieferungen aus anderen Bilanzkreisen. Auftretende Differenzen zwischen Einspeisung und Entnahme werden vom Übertragungsnetzbetreiber ausgeglichen und dem Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung gestellt.

Blindleistung

Blindleistung ist die elektrische Leistung, die zum Aufbau von magnetischen (z. B. in Motoren, Transformatoren) oder elektrischen Feldern (z. B. in Kondensatoren) benötigt wird, die aber nicht wie Wirkleistung nutzbar ist.

Blindleistungskompensation

Eine Anlage zur Kompensation von Blindleistung in elektrischen Energieübertragungsnetzen; die Bezeichnung „statisch“ drückt aus, dass die Kompensation ohne Einsatz von rotierenden Maschinen wie den Synchronmaschinen erfolgt. Darüber hinaus gibt es noch verschiedene Arten der Ansteuerung dieser einzusetzenden Blindleistung (schaltbare, variable und feste Blindleistungskompensation).



Brutto-Leistung

Die Brutto-Leistung einer Erzeugungseinheit ist die abgegebene Leistung an den Anschlussklemmen des Generators.

C

Common Mode-Fehler

Der Common Mode-Fehler ist der zeitgleiche Ausfall mehrerer Komponenten (Netzbetriebsmittel und Erzeugungseinheiten) aufgrund derselben Ursache.

D

Dauerleistung

Die Dauerleistung einer Erzeugungseinheit ist die höchste Leistung, die bei einem bestimmungsgemäßen Betrieb ohne zeitliche Einschränkung erbracht wird und ihre Lebensdauer (Betriebszeit) und Sicherheit nicht beeinträchtigt. Die Dauerleistung kann beispielsweise mit den Jahreszeiten (z. B. aufgrund der Kühlwasserbedingungen) schwanken.

Drehstrom

Als Dreiphasenwechselstrom – je nach Bezug auch als Dreiphasenwechselform, Kraftstrom, Starkstrom oder umgangssprachlich auch als Drehstrom bezeichnet – wird in der Elektrotechnik eine Form von Mehrphasenwechselstrom benannt, die aus drei einzelnen Wechselströmen oder Wechselspannungen gleicher Frequenz besteht, welche zueinander eine feste Phasenverschiebung von 120° aufweisen.

E

Einspeise- bzw. Entnahmepunkt

Einspeise- bzw. Entnahmepunkte sind die Netzanschlusspunkte im Netz, an denen elektrische Energie eingespeist bzw. entnommen wird.

Elektrische Energie, elektrische Arbeit

Als elektrische Energie bezeichnet man Energie, die mittels der Elektrizität übertragen oder in elektrischen Feldern gespeichert wird. Bei der Übertragung von Energie mithilfe der Elektrizität spricht man auch von elektrischer Arbeit.

Elektrische Leistung

Elektrische Leistung im physikalischen Sinne als Produkt von Strom und Spannung ist ein Momentanwert. Bei Angabe von Momentanwerten ist der Zeitpunkt (Datum und Uhrzeit) anzugeben. In der Elektrizitätswirtschaft werden neben Momentanwerten auch mittlere Leistungen für definierte Zeitspannen (Messzeiten, z. B. $\frac{1}{4}$ h bzw. 1 h) verwendet. Leistung ist dann der Quotient aus der in einer Zeitspanne geleisteten Arbeit W und derselben Zeitspanne T ; $P = W/T$.

Elektrizitätsversorgungsnetz

Das Netz der Elektrizitätsversorgung ist die Gesamtheit der miteinander verbundenen Anlagenteile zur Übertragung oder Verteilung elektrischer Energie. Es kann zur Abgrenzung u. a. nach Regelzonen, Aufgaben, Betriebsweise, Spannungen oder nach Besitzverhältnissen benannt werden. Häufig werden einheitliche Nennspannung und Stromart (Gleichstrom oder Wechsel-/Drehstrom) als zusätzliche Kriterien für die Abgrenzung eines Netzes verwendet.

Elektrizitätsversorgungssystem

Ein Elektrizitätsversorgungssystem ist eine nach technischen, wirtschaftlichen oder sonstigen Kriterien abgrenzbare funktionale Einheit innerhalb der Elektrizitätswirtschaft.



Elektrizitäts-Versorgungsunternehmen (EVU)

Elektrizitäts-Versorgungsunternehmen (EVU) im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes sind ohne Rücksicht auf Rechtsform und Eigentumsverhältnisse alle Unternehmen und Betriebe, die andere mit elektrischer Energie versorgen. Unternehmen und Betriebe, welche nur teilweise oder im Nebenbetrieb allgemeine (öffentliche) Elektrizitätsversorgung betreiben, gelten insoweit als EVU.

ENTSO-E

„European Transmission System Operators for Electricity“, ist der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber für Elektrizität. Der Verband umfasst 41 Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) aus 34 Ländern und existiert seit Dezember 2008. Die Hauptaufgaben sind die Festlegung gemeinsamer Sicherheitsstandards und die Veröffentlichung eines Jahresplanes zur Netzentwicklung. Des Weiteren entwickelt ENTSO-E kommerzielle und technische Netzkodizes, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes zu gewährleisten und die Energieeffizienz sicherzustellen. Mitte 2009 haben die früheren Verbände ATSOI, BALTSO, ETSO, NORDEL, UCTE und UKTSOA ihre Aktivitäten an ENTSO-E übergeben.

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Das „Gesetz über den Vorrang Erneuerbarer Energien“ (EEG) wurde erstmals zum 1. April 2000 eingeführt. Das EEG schreibt die Aufnahme und Vergütung von regenerativ erzeugtem Strom aus Wasserkraft, Windkraft, Biomasse, Deponiegas, Klärgas, Grubengas und Photovoltaik durch den örtlichen Netzbetreiber vor. Das EEG verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zu einem Belastungsausgleich der eingespeisten Strommengen und der Vergütungen untereinander. Im Ergebnis vermarkten die ÜNB den EEG-Strom an einer Strombörse. Die daraus erzielten Einnahmen sowie die Einnahmen aus der EEG-Umlage dienen zur Deckung der Ausgaben (im Wesentlichen die Vergütungszahlungen). Die EEG-Umlage wird durch die Stromlieferanten vom Letztverbraucher erhoben und an die ÜNB weitergeleitet.

Erzeugungseinheit

Eine Erzeugungseinheit für elektrische Energie ist eine nach bestimmten Kriterien abgrenzbare Anlage eines Kraftwerkes. Es kann sich dabei beispielsweise um einen Kraftwerksblock, ein Sammelschienenkraftwerk, eine GuD-Anlage, den Maschinensatz eines Wasserkraftwerkes, einen Brennstoffzellenstapel oder um ein Solarmodul handeln.

F

Fahrplan

Ein Fahrplan (bei Verwendung als Austauschfahrplan zwischen Bilanzkreisen) gibt für jede Viertelstunde innerhalb der Dauer einer entsprechenden Übertragung an, wie viel Leistung zwischen Bilanzkreisen ausgetauscht bzw. am Einspeise- bzw. Entnahmepunkt eingespeist/entnommen wird.

Frequenzhaltung

Die Frequenzhaltung bezeichnet die Ausregelung von Frequenzabweichungen infolge von Ungleichgewichten zwischen Einspeisung und Entnahme (Wirkleistungsregelung) und erfolgt durch die Primär- und Sekundärregelung sowie unter Nutzung von Minutenreserve in den Kraftwerken.

G

Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD)

Ein Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD) ist eine Elektrizitätserzeugungseinheit (-> Erzeugungseinheit), bestehend aus einer Gasturbinen-Generator-Einheit, deren Abgase in einem Abhitzeessel (mit oder ohne Zusatzbrenner) Dampf erzeugen, mit dem in einer Dampfturbinen-Generatoreinheit zusätzlich Strom erzeugt wird.



Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-G)

Am 18. Mai 2000 wurde das Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-G) erstmals eingeführt. Netzbetreiber sind nach dem KWK-G verpflichtet, Strom aus bestehenden KWK-Anlagen zu vergüten und unter bestimmten Bedingungen abzunehmen. Zusätzlich regelt das KWK-G die Förderung des Neu- und Ausbaus von Wärmenetzen, indem es die Netzbetreiber zur Zuschlagszahlung für realisierte Wärmenetzprojekte verpflichtet.

Die Übertragungsnetzbetreiber führen einen finanziellen Belastungsausgleich über die vergüteten KWK-Zuschläge untereinander durch, der zu einer bundesweiten Vergleichmäßigung der Zahlungen aus dem KWK-G führt. Die Netzbetreiber können die Belastungen aus dem KWK-G auf die Netznutzungsentgelte umlegen.

GIS-Bauweise

Eine spezielle, für Schaltanlagen entwickelte gasisolierte Bauweise. Diese Bauweise reduziert das Volumen der Schaltanlage und erreicht so eine wesentlich kleinere Aufstellfläche. Dadurch ist die Schaltanlage für Installationen bei begrenztem Platz geeignet.

Gleichstrom

Als Gleichstrom wird ein elektrischer Strom bezeichnet, dessen Stärke und Richtung sich nicht ändert.

Grundlast

Grundlast ist der während einer Zeitspanne (z. B. Tag, Monat, Jahr) gleichbleibende Teil der Belastung einer Verbrauchseinrichtung oder der Gesamtbelastung eines Netzes.

H

HGÜ

Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) ist ein Verfahren zur Übertragung von großen elektrischen Leistungen bei sehr hohen Spannungen (100 – 1.000 kV) über sehr große Distanzen. Oft zu finden ist das Kürzel DC („direct current“). Für die Einspeisung ins herkömmliche Stromnetz sind Hochspannungswechselrichter erforderlich, die Umwandlung geschieht in Umspann- und Schaltanlagen.

Hochtemperaturleiterseile (HTLS)

HTLS (engl. High Temperature Low Sag Conductors – Hochtemperaturleiterseile mit geringem Durchhang) – kommen, die technische Eignung und Genehmigungsfähigkeit vorausgesetzt, aus technisch-wirtschaftlichen Gründen bei Umbeseilungen von Bestandsleitungen als Netzverstärkungsmaßnahme zum Einsatz. Sie ersetzen die bisherigen „klassischen“ Aluminium-/Stahl-Leiterseile, die im Regelfall für eine zulässige Leiterseilendtemperatur von 80° C und einen Dauerstrom von beispielsweise rund 2.500 oder 2.700 A/Stromkreis (380-kV-Freileitung) bemessen sind. Die speziellen HTLS-Materialien erlauben eine thermische Belastbarkeit (zulässige Leiterseilendtemperatur) von bis zu 210° C, sodass bei vergleichbaren Querschnitten im Vergleich zur „klassischen“ Beseilung eine höhere Leistung transportiert werden kann. Im Grundsatz wird dabei aus Gründen der Netz- und Spannungsstabilität der Dauerstrom auf Freileitungen mit HTLS auf max. 3.600 bzw. 4.000 A/Stromkreis begrenzt.

Dagegen wird beim Neubau in bestehender oder neuer Trasse aus technisch-wirtschaftlichen Gründen der Einsatz der sogenannten Hochstrombeseilung mit deutlich größeren Querschnitten im Vergleich zur o. g. „klassischen“ Beseilung bevorzugt. Die Hochstrombeseilung verfügt im Regelfall über eine Dauerstrombelastbarkeit von 3.600 bzw. 4.000 A/Stromkreis bei einer zulässigen Leiterseilendtemperatur von 80° C. Im Vergleich zur o. g. „klassischen“, aber leistungsschwächeren Aluminium-/Stahl-Beseilung und der o. g. HTLS-Beseilung verursacht die Hochstrombeseilung aufgrund ihres größeren Querschnittes erstens bei einem identisch hohen Stromtransport geringere Netzverluste und zweitens eine geringere Geräusentwicklung. Da sie zudem im Gegensatz zur HTLS-Beseilung auch über Investitionsvorteile verfügt und mit ihr langjährige Betriebserfahrungen vorliegen, wird bei einem Leitungsneubau in bestehender oder neuer Trasse aus technisch-wirtschaftlichen Gründen grundsätzlich die Hochstrombeseilung präferiert.



I

Impedanz

Die Impedanz, auch Wechselstromwiderstand, gibt das Verhältnis von elektrischer Spannung an einem Verbraucher (Bauelement, Leitung usw.) zu aufgenommenem Strom an. Diese physikalische Größe wird im Allgemeinen vorteilhaft als komplexwertige Funktion der Frequenz angegeben.

Interkonnektor

Eine Höchstspannungs-Übertragungsleitung zwischen zwei Staaten wird als Interkonnektor bezeichnet.

IPP (Independent Power Producer)

Ein IPP (Independent Power Producer = unabhängiger Stromerzeuger) ist ein Kraftwerksbetreiber ohne eigenes Netz und Arbeitsgebiet.

Ist-Netz

Das Ist-Netz ist das heute bestehende Netz.

J

Jahreshöchstlast

Die Jahreshöchstlast ist der innerhalb eines Jahres in einem Netz auftretende maximale Bedarf an elektrischer Leistung.

K

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Bei der Kraft-Wärme-Kopplung spricht man von einem speziellen Wärmekraftwerk, in welchem die Dampferzeugung der Kessel mittels Turbogeneratoren zur Elektrizitätserzeugung herangezogen wird, wobei jedoch auch eine Dampferentnahme an vorgesehenen Stufen und/oder an den Turbinenenden in Form von sogenanntem Gegendruckdampf zur Wärmeversorgung für industrielle Prozesse, Fernheizungen usw. möglich ist. Die Bereitstellung von Wärme und Kraft ist komplementär, die Produktion kann nach Bedarf so reguliert werden, dass der Schwerpunkt bei der Elektrizitätserzeugung oder bei der Wärmebereitstellung liegt. Gleichzeitige Kraft- und Wärmeerzeugung kann auch mittels einer Gasturbine oder einer Verbrennungsmaschine mit Generator bewerkstelligt werden, wenn die Abgase dieser Anlagen wärmetechnisch genutzt werden.

Kraftwerk

Ein Kraftwerk ist eine Anlage, die dazu bestimmt ist, durch Energieumwandlung elektrische Energie zu erzeugen.

Kraftwerksbetreiber

Ein Kraftwerksbetreiber verfügt aufgrund von Eigentum oder Vertrag über Kraftwerksleistung und bestimmt deren Einsatz.

Kraftwerksblock

Der Kraftwerksblock ist eine Erzeugungseinheit, die über eine direkte schaltungstechnische Zuordnung zwischen den Hauptanlagenteilen (z. B. in thermischen Kraftwerken zwischen Dampferzeuger, Turbine und Generator) verfügt.

Kuppelleitung

Eine Kuppelleitung ist ein Stromkreis (ggf. ein Transformator), der die Übertragungsnetze von Übertragungsnetzbetreibern verbindet.



L

Last

Die in Anspruch genommene Leistung wird im Elektrizitätswirtschaftlichen Sprachgebrauch „Last“ genannt. Sie kann die Summe der momentanen Leistungsentnahme aus einem, mehreren oder allen Netzen einer Regelzone zum Zwecke des Verbrauchs sein.

Leistungs-Frequenz-Regelung

Die Leistungs-Frequenz-Regelung bezeichnet ein Regelverfahren, womit ÜNB die zwischen ihnen vereinbarten elektrischen Größen an den Grenzen ihrer Regelzonen im Normalbetrieb und insbesondere im Störfall einhalten. Hierbei strebt jeder ÜNB an, durch einen entsprechenden Eigenbeitrag seiner Regelzone sowohl die Austauschleistung gegenüber den übrigen Regelzonen im vereinbarten Rahmen als auch die Netzfrequenz in der Nähe des Sollwertes zu halten.

M

Merit-Order

Als Merit-Order (englisch Reihenfolge der Leistung) wird die Einsatzreihenfolge von Erzeugungseinheiten bezeichnet. Diese wird durch die variablen Kosten der Stromerzeugung bestimmt. Beginnend mit Erzeugungseinheiten mit den niedrigsten Grenzkosten werden solange Kraftwerke mit höheren Grenzkosten zugeschaltet, bis die Nachfrage gedeckt ist.

Mindestleistung

Die Mindestleistung einer Erzeugungseinheit ist die Leistung, die aus anlagespezifischen oder betriebsmittelbedingten Gründen im Dauerbetrieb nicht unterschritten werden kann. Soll die Mindestleistung nicht auf den Dauerbetrieb, sondern auf eine kürzere Zeitspanne bezogen werden, so ist das besonders zu kennzeichnen.

Minutenreserve

Die Minutenreserve wird durch den Übertragungsnetzbetreiber zur Unterstützung der Sekundärregelung manuell aktiviert. Die Minutenreserve muss innerhalb von 15 Minuten nach Abruf vom Anbieter erbracht werden, indem die Leistungseinspeisung von Kraftwerken oder die Leistungsentnahme von regelbaren Verbrauchslasten durch den Anbieter angepasst wird.

Mittellast

Die Mittellast ist der Teil der Leistungsaufnahme der Verbraucher, der während des Großteils eines Tages, vorwiegend von morgens bis abends, in Anspruch genommen wird.

Must-Run

Die Leistungserzeugung bestimmter Anlagen wird von anderen Determinanten als der Strom-Verbrauchslast bestimmt, sodass die Einspeisung ins Netz unabhängig vom tatsächlichen Bedarf erfolgt. Dazu gehören Anlagen, die aufgrund technischer Restriktionen zu bestimmten Zeitpunkten einspeisen müssen – insbesondere KWK-Anlagen, die wärmegeführt betrieben werden und deren Stromerzeugung in Abhängigkeit vom Wärmebedarf erfolgt. Eine Abschaltung dieser Anlagen ist nicht möglich, ohne gleichzeitig die Wärmeversorgung einzuschränken – die Anlagen „müssen laufen“. Wärmegeführte Anlagen mit einer installierten Leistung kleiner 300 MWel gelten als ausschließlich wärmegeführt und werden in der Marktsimulation für den Netzentwicklungsplan vollständig als „Must-Run“-Einspeisung modelliert. Auch die im Rahmen der Wärmeerzeugung generierte elektrische Energie aus größeren Kraftwerken gilt als „Must-Run“-Erzeugung.



N

(n-1)-Kriterium

Der Grundsatz der (n-1)-Sicherheit in der Netzplanung besagt, dass in einem Netz bei prognostizierten maximalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben die Netzsicherheit auch dann gewährleistet bleibt, wenn eine Komponente, etwa ein Transformator oder ein Stromkreis, ausfällt oder abgeschaltet wird. Das heißt, es darf in diesem Fall nicht zu unzulässigen Versorgungsunterbrechungen oder einer Ausweitung der Störung kommen. Außerdem muss die Spannung innerhalb der zulässigen Grenzen bleiben und die verbleibenden Betriebsmittel dürfen nicht überlastet werden. Diese allgemein anerkannte Regel der Technik gilt grundsätzlich auf allen Netzebenen. Im Verteilungsnetz werden allerdings je nach Kundenstruktur Versorgungsunterbrechungen in Grenzen toleriert, wenn sie innerhalb eines definierten Zeitraums behoben werden können. Andererseits wird in empfindlichen Bereichen des Übertragungsnetzes sogar ein über das (n-1)-Kriterium hinausgehender Maßstab angelegt, etwa, wenn besonders sensible Kunden wie Werke der Chemie- oder Stahlindustrie versorgt werden oder wenn ein Ausfall eine großflächigere Störung oder eine Gefahrensituation nach sich ziehen würde. Hier wird das Netz so ausgelegt, dass auch bei betriebsbedingter Abschaltung eines Elements und zeitgleichem Ausfall eines weiteren ((n-2)-Fall) die Netzsicherheit gewährleistet bleibt.

Nennleistung

Die Nennleistung einer Erzeugungseinheit ist die Dauerleistung, für die sie gemäß Liefervereinbarungen bestellt ist. Ist die Nennleistung nicht eindeutig nach Bestellunterlagen bestimmbar, so ist für die Neuanlage einmalig ein – bei Normalbedingungen erreichbarer – Leistungswert zu bestimmen. Bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ist die Nennleistung die elektrische Nennleistung.

Netzanschluss

Der Netzanschluss bezeichnet die technische Anbindung von Kundenanlagen an ein Netz.

Netzausbau

Netzausbaumaßnahmen beschreiben den Neubau von Umspannwerken und Schaltanlagen oder von Leitungen in neuen Trassen. Diese Maßnahmen werden in den Abbildungen durch schraffierte gelbe Flächen dargestellt. Der Zubau von Transformatoren, Blindleistungskompensationsanlagen oder wirkleistungssteuernden Betriebsmitteln in bestehenden Umspannwerken und Schaltanlagen wird durch schraffierte gelbe Flächen mit blauer Umrandung in den Karten eingetragen und als „Ausbau bestehender Anlagen“ bezeichnet.

Netzbetreiber

Ein Netzbetreiber (Betreiber eines Übertragungs- oder Verteilungsnetzes) ist für den sicheren und zuverlässigen Betrieb des jeweiligen Netzes in einem bestimmten Gebiet und für die Verbindungen mit anderen Netzen verantwortlich. Der Betreiber eines Übertragungsnetzes regelt darüber hinaus die Übertragung über das Netz unter Berücksichtigung des Austausches mit anderen Übertragungsnetzen. Er sorgt für die Bereitstellung unentbehrlicher Systemdienstleistungen und stellt so die Versorgungszuverlässigkeit sicher.

Netzcodes

Netzbetreiber legen technische Mindestanforderungen für den Anschluss an ihr Netz, für die Einspeisung aus Erzeugungsanlagen in ihr Netz sowie für die Benutzung von Kuppelleitungen zwischen Übertragungsnetzen fest und veröffentlichen sie. Diese Anforderungen sind transparent und diskriminierungsfrei in Hinblick auf alle Interessentengruppen.

Netznutzer

Ein Netznutzer (Nutzer des Übertragungs- bzw. Verteilungsnetzes) ist jede natürliche oder juristische Person, die in einem Nutzungsverhältnis zum Netz steht und demgemäß auf vertraglicher Basis Leistungen des Netzbetreibers in Anspruch nimmt.



Netzoptimierung

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

Netzsicherheit

Die Netzsicherheit im Sinne von „Versorgungssicherheit“ und „sicherer Systembetrieb“ bezeichnet die Fähigkeit eines elektrischen Versorgungssystems, zu einem bestimmten Zeitpunkt seine Übertragungs- und Versorgungsaufgabe zu erfüllen.

Netzverstärkung

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

Normalbetrieb

Der Normalbetrieb ist wie folgt gekennzeichnet:

- alle Kunden sind versorgt,
- alle Grenzwerte werden eingehalten (z. B. keine Überlastungen),
- das (n-1)-Kriterium wird überall erfüllt und
- ausreichende Kraftwerks- und Übertragungsreserven sind vorhanden.

NOVA-Prinzip

NOVA steht für Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau. Laut diesem Prinzip haben Netzoptimierung und Netzverstärkung Vorrang vor dem Ausbau der Stromnetze.

O

offshore

Außerhalb von Küstengewässern liegend.

onshore

An Land.

P

Primärenergie

Energie, die mit natürlich vorkommenden Energieformen oder -quellen zur Verfügung steht, beispielsweise Kohle, Gas oder Wind. Zu unterscheiden von der Sekundärenergie, die erst durch die Umwandlung der Primärenergie zur Verfügung steht.

Primärregelung

Die Primärregelung begrenzt Frequenzschwankungen im Sekundenbereich, die durch den Ausfall von Erzeugungseinheiten oder durch plötzliche Schwankungen der Verbrauchslast entstehen. Sie wird bei einer großen Frequenzabweichung automatisch innerhalb von 30 Sekunden aktiviert. Unabhängig vom Störungsort unterstützen alle Kraftwerke im europäischen Synchronverbundnetz diese Frequenzstabilisierung.



R

Redispatch-Management

Durch das Redispatch-Management werden beim Auftreten von Engpässen in Versorgungsnetzen bestimmte Leitungen durch die Verlagerung von Einspeisungen als Erzeugungseinheiten entlastet. Redispatch-Management wird in der Betriebsplanung präventiv genutzt, um zum Beispiel Netzüberlastungen innerhalb der nächsten Stunden zu verhindern. Kuratives Redispatch wird im laufenden Netzbetrieb eingesetzt, um vorhandene oder unmittelbar bevorstehende Überlastungen zu beheben. Das Redispatch-Management ist kein marktbasierendes Verfahren, weil es die durch den Engpass hervorgerufenen Preissignale nicht an die verantwortlichen Marktteilnehmer weitergibt. Das Verfahren hilft temporär, ist aber kein Ersatz für die grundsätzliche Behebung von dauerhaften Engpässen durch Netzausbau.

Regelzone

Der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ist gesetzlich verpflichtet, in seiner Regelzone ständig das Leistungsgleichgewicht zwischen elektrischer Erzeugung und Verbrauch aufrechtzuhalten. Dafür setzt er eine automatische -> Leistungs-Frequenz-Regelung ein, die aus der -> Primärregelung und der -> Sekundärregelung besteht. Die Sekundärregelung kann durch den manuellen Einsatz von Minutenreserve unterstützt werden.

Repowering

Windenergieanlagen der neueren Generation bringen eine Leistung von bis zu 8 MW auf. Zudem sind die Anlagen störungsärmer, leiser und wirkungsvoller. Der Vor-Ort-Austausch von älteren gegen neue Windenergieanlagen heißt deshalb auch Repowering.

Reserveleistung

Reserveleistung ist die Leistung, die Abweichungen in der Leistungsbilanz zwischen den erwarteten und den tatsächlich eintretenden Verhältnissen ausgleichen soll oder die für konkret planbare Sachverhalte vorgehalten wird.

S

Scheinleistung

Die Scheinleistung ist die geometrische Summe aus Wirk- und Blindleistung. Sie ist u. a. für die Auslegung elektrischer Anlagen maßgebend.

Schwarzstartfähigkeit

Kommt es im Verlauf einer Störung zu einem weiträumigen Zusammenbruch des Netzes, ist es notwendig, als ersten Schritt für den Versorgungswiederaufbau über Erzeugungseinheiten zu verfügen, die ohne Eigenbedarfsversorgung „von außen“ den Betrieb selbstständig wieder aufnehmen können (Schwarzstart). Der ÜNB hat für seine Regelzone dafür Sorge zu tragen, dass eine ausreichende Anzahl von schwarzstartfähigen Erzeugungseinheiten zur Verfügung steht.

Sekundärregelung

Die Sekundärregelung regelt Leistungsungleichgewichte, die durch die Bilanzkreise in der Regelzone verursacht werden, automatisch innerhalb von fünf Minuten aus. Die verfügbare Sekundärregelleistung wird bereits nach 30 Sekunden automatisch aktiviert. Dazu wird die Leistungseinspeisung der unter der Sekundärregelung laufenden thermischen Kraftwerke und (Pump)-Speicherkraftwerke automatisch angeglichen.

Spannungshaltung

Die Spannungshaltung gehört zu den Systemdienstleistungen eines Netzbetreibers und dient der Aufrechterhaltung eines akzeptablen Spannungsprofils im gesamten Netz. Dies wird durch eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz in Abhängigkeit vom jeweiligen Blindleistungsbedarf des Netzes und der Netzkunden erreicht.



Spitzenlast

Die Spitzenlast ist die maximale Leistung, die während einer Zeitspanne (z. B. Tag, Monat, Jahr) von einer Verbrauchseinrichtung bezogen wird oder über ein Versorgungsnetz aufzubringen ist.

Startnetz

Das Startnetz 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).

Strombörse

Eine Strombörse ist ein neutraler Handelsplatz mit transparenter Preisbildung und gleichen Konditionen für alle dort zugelassenen Handelsteilnehmer. Sie verfolgt keine eigene Handelsstrategie. Eine Strombörse unterliegt als Warenbörse dem deutschen Börsengesetz. Für im europäischen Ausland niedergelassene Börsen gelten ggf. andere gesetzliche Bestimmungen/Zulassungsvoraussetzungen.

Systemdienstleistungen

Als Systemdienstleistungen werden in der Elektrizitätsversorgung diejenigen für die Funktionstüchtigkeit des Systems unvermeidlichen Dienstleistungen bezeichnet, die Netzbetreiber für ihre Netzkunden zusätzlich zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie erbringen und damit die Qualität der Stromversorgung bestimmen.

T

Transite

Transite sind die Übertragung von Leistungen durch ein Netz. Transite sind das Saldo von Importen und Exporten eines Netzes.

TSO Security Cooperation

Die „TSO Security Cooperation“ (TSC) ist eine Kooperation von elf europäischen Übertragungsnetzbetreibern (englisch: Transmission System Operator, TSO). Sie haben sich zum Ziel gesetzt, die Sicherheit in den Höchstspannungsnetzen in Zentraleuropa weiter zu erhöhen. Die Partner der TSC sind für die Energieversorgung von 170 Millionen Europäern verantwortlich. Die Initiative umfasst ein ständiges Sicherheitsgremium, sie nutzt ein Echtzeitinformationssystem (Real-time Awareness and Alarm System, RAAS) und verwendet eine gemeinsame IT-Plattform. Auf dieser werden allen Teilnehmern Daten und Sicherheitsberechnungen gleichberechtigt zur Verfügung gestellt. TSC ermöglicht den Netzbetreibern, ihre Arbeit besser abzustimmen. Das hilft vor allem bei der Integration der erneuerbaren Energien, dem verstärkten länderübergreifenden Stromhandel und -transport.

TYNDP

Alle zwei Jahre erarbeitet ENTSO-E einen Zehnjahresplan zur Netzentwicklung (Ten-Year Network Development Plan, TYNDP). Er gilt gemeinschaftsweit, ist nicht bindend und soll eine größere Transparenz zum notwendigen Ausbau des gesamten EU-Übertragungsnetzes gewährleisten. Der TYNDP 2012 identifiziert die Notwendigkeit zur Investition von ca. 100 Mrd. Euro für Optimierung bzw. Ausbau von rund 50.000 km Höchstspannungsleitungen in 100 Investitionsprojekte in ganz Europa. Circa 80 % der identifizierten Projekte unterstützen direkt oder indirekt die Integration erneuerbarer Energiequellen.



U

Übertragung

Die Übertragung im Elektrizitätswirtschaftlichen Sinn ist der technisch-physikalische Vorgang der zeitgleichen Einspeisung von elektrischer Leistung an einer oder mehreren Übergabestellen und einer korrespondierenden Entnahme elektrischer Leistung an einer oder mehreren Übergabestellen eines Netzes.

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)

Betreiber von Übertragungsnetzen sind natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbstständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die die Aufgabe der Übertragung von Elektrizität wahrnehmen und für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen verantwortlich sind.

Umspannanlage

Eine Umspannanlage ist eine elektrische Anlage zur Übertragung von elektrischer Energie zwischen Netzen mit unterschiedlichen Spannungsebenen.

V

Verbraucher

Als Verbraucher bezeichnet man Geräte und Anlagen, die elektrische Energie aufnehmen.

Vermaschung, Vermaschungsgrad

Der Vermaschungsgrad gibt an, mit wie vielen anderen Knoten einzelne Netzknoten im Übertragungsnetz verbunden sind. In einem hoch vermaschten Netz haben die Netzknoten eine große Anzahl direkter Verbindungen zu anderen Knotenpunkten. Ein hoher Vermaschungsgrad ist Grundlage für eine hohe Versorgungszuverlässigkeit im Übertragungsnetz.

Versorgungszuverlässigkeit

Die Versorgungszuverlässigkeit ist die Fähigkeit eines Elektrizitätsversorgungssystems, seine Versorgungsaufgabe unter vorgegebenen Bedingungen während einer bestimmten Zeitspanne zu erfüllen.

Verteilungsnetz

Das Verteilungsnetz dient innerhalb einer begrenzten Region der Verteilung elektrischer Energie zur Speisung von Stationen und Kundenanlagen. In Verteilungsnetzen ist der Leistungsfluss im Wesentlichen durch die Kundenbelastung bestimmt. In Deutschland werden Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetze (>110 kV) als Verteilungsnetze genutzt; in besonderen Fällen kann auch ein 380- und 220-kV-Netzteil als Verteilungsnetz betrachtet werden.

Verteilungsnetzbetreiber (VNB)

Betreiber von Elektrizitätsverteilungsnetzen sind natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbstständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die die Aufgabe der Verteilung von Elektrizität wahrnehmen und für den sicheren und zuverlässigen Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Verteilungsnetzes auf der Nieder-, Mittel- bzw. Hochspannungsebene in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen verantwortlich sind.

Vertikale Last

Die vertikale Last an den Entnahmepunkten zwischen dem Übertragungsnetz und den unterlagerten Verteilungsnetzen ergibt sich aus dem Saldo der Letztverbraucherlasten und der zeitgleichen dezentralen Erzeugungen in den Verteilungsnetzen. Wenn die zeitgleichen dezentralen Einspeisungen größer als die Letztverbraucherlasten in den Verteilungsnetzen sind, führt das zu Rückspeisungen in das Übertragungsnetz.



VSC

Die VSC-Technik (Voltage Source Converter) ist eine Übertragungstechnik für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ). Es handelt sich dabei um eine selbstgeführte HGÜ auf Basis von ein- und abschaltbaren Leistungshalbleiterelementen (IGBT – Insulated-Gate Bipolar Transistor) mit Spannungszwischenkreis. Diese zeichnet sich im Gegensatz zur netzgeführten HGÜ durch deutlich erweiterte Steuerungs- und Regelungsmöglichkeiten aus. Beispielsweise lassen sich bei der VSC-Technik Wirk- und Blindleistung unabhängig voneinander einstellen. Die derzeit installierten Leistungen liegen zwar deutlich unterhalb der bereits in Betrieb befindlichen Leistungsklassen der netzgeführten HGÜ, eine Weiterentwicklung der VSC-Technologie zu höheren Systemleistungen ist jedoch absehbar.

Eine ausführliche Darstellung zu diesem Thema findet sich in Kapitel 5 des NEP 2012 unter www.netzentwicklungsplan.de/ZZ4 auf S. 94.

W

Wechselstrom

Wechselstrom bezeichnet elektrischen Strom, der seine Richtung (Polung) in regelmäßiger Wiederholung ändert und bei dem sich positive und negative Augenblickswerte so ergänzen, dass der Strom im zeitlichen Mittel null ist.

Wirkleistung

Wirkleistung ist die elektrische Leistung, die für die Umsetzung in eine andere Leistung, z. B. in mechanische, thermische, chemische, optische oder akustische Leistung verfügbar ist.

LITERATURVERZEICHNIS

- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2012). Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes [Online]. Verfügbar unter:
http://www.50hertz.com/de/file/2012.03.30_Planungsgrundsaeetze.pdf
http://www.amprion.net/sites/default/files/pdf/2012.03.30_U%CC%88NB-Planungsgrundsaeetze.pdf
<http://www.transnetbw.de/downloads/uebertragungsnetz/netzentwicklung/planungsgrundsaeetze.pdf>
http://www.tennetso.de/site/binaries/content/assets/transparency/publications/reporting-service/2012-03-30_unb_planungsgrundsaeetze.pdf
[08.10.2014].
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2013). Einflussgrößen auf die Netzentwicklung [Online]. Verfügbar unter:
<http://www.netzentwicklungsplan.de/content/materialien>
[08.10.2014].
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2014). Einflussgrößen auf die Netzentwicklung [Online]. Verfügbar unter:
<http://www.netzentwicklungsplan.de/sensitivitaetenbericht-2014>
[08.10.2014].
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2012). Netzentwicklungsplan Strom 2012, zweiter Entwurf vom 15. August 2012 [Online]. Verfügbar unter:
<http://www.netzentwicklungsplan.de/content/materialien>
[08.10.2014].
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2013). Netzentwicklungsplan Strom 2013, zweiter Entwurf vom 17. Juli 2013 [Online]. Verfügbar unter:
<http://www.netzentwicklungsplan.de/content/materialien>
[08.10.2014].
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2014). Netzentwicklungsplan Strom 2014, erster Entwurf vom 16. April 2014 [Online]. Verfügbar unter:
<http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplan-2014-erster-entwurf>
[08.10.2014].
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2013). Offshore-Netzentwicklungsplan 2013, zweiter Entwurf vom 24. Juni 2013 [Online]. Verfügbar unter:
<http://www.netzentwicklungsplan.de/content/materialien>
[08.10.2014].
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2014). Offshore-Netzentwicklungsplan 2014, zweiter Entwurf vom 4. November 2014 [Online]. Verfügbar unter:
www.netzentwicklungsplan.de
[04.11.2014].
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2014). Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015 – Entwurf [Online]. Verfügbar unter:
<http://www.netzentwicklungsplan.de/content/materialien>
[08.10.2014].



50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2013). Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2014 – Entwurf [Online]. Verfügbar unter: <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/materialien> [08.10.2014].

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2012). EEG Mittelfristprognose [Online]. Verfügbar unter: http://www.netztransparenz.de/de/Jahres-Mittelfristprognose_2012.htm [08.10.2014].

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2012). EEG-Umlage 2013 [Online]. Verfügbar unter: <http://www.netztransparenz.de/de/EEG-Umlage-2013.htm> [08.10.2014].

AG Energiebilanzen e. V. (2012). Energiebilanzen für die Bundesrepublik Deutschland [Online]. Verfügbar unter: <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=1> [28.02.2013].

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2012). Energiepolitische Informationen 01_2012. In: Newsletter Energiewende! BMWi [Online]. Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=475820.html> [28.02.2013].

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2010). Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energiengemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen [Online]. Verfügbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/nationaler_aktionsplan_ee.pdf [28.02.2014].

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2010). Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung [Online]. Verfügbar unter: <http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?blob=publicationFile&v=5> [08.10.2014].

Bundesnetzagentur (2011). Auswirkungen des Kernkraftausstiegs auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit. Bericht zur Notwendigkeit eines Reservekraftwerks im Sinne der Neuregelung des Atomgesetzes. Zusammenfassung [Online]. Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2011/BerichtNotwResKKW_ZusFassungpdf.pdf?blob=publicationFile&v=2 [28.02.2014].

Bundesnetzagentur (2013). Genehmigung in dem Verwaltungsverfahren wegen der Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung gem. § 12a Abs. 3 EnWG (Az.:6.00.03.05/13-08-30/Szenariorahmen 2013) [Online]. Verfügbar unter: http://www.netzausbau.de/cln_1431/DE/Bedarfsermittlung/Charlie/SzenariorahmenCharlie/SzenariorahmenCharlie-node.html [08.10.2014].

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2012). Stromzahlen 2011. Der deutsche Strommarkt auf einen Blick. Frankfurt am Main: EW Medien und Kongresse GmbH.



Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2010). Energiemarkt Deutschland. Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom und Fernwärmeversorgung. Frankfurt am Main: EW Medien und Kongresse GmbH.

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

Deutscher Bundestag (2013). Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz – BBPlG) [Online]. Verfügbar unter: <http://www.gesetze-im-internet.de/bbplg/> [08.10.2014]

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2010). dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2010–2020 mit Ausblick 2025 [Online]. Verfügbar unter: http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/pressematerial/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF [08.10.2014].

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2005). dena-Netzstudie I. Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie an Land und Offshore bis zum Jahr 2020 [Online]. Verfügbar unter: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Erneuerbare/Dokumente/dena-Netzstudie_I.pdf [08.10.2014].

Deutscher Wetterdienst, Abteilung Klima- und Umweltberatung (2004). Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in 80 Meter über Grund [Online]. Verfügbar unter: http://www.dwd.de/bvbw/appmanager/bvbw/dwdwwwDesktop?nfpb=true&pageLabel=dwdwww_result_page&portlet-MasterPortlet_i1gsbDocumentPath=Navigation%2FOeffentlichkeit%2FKlima_Umwelt%2FKlimagutachten%2FWindenergie%2FDownloadsWinKa_80m_node.html%3Fnnn%3Dtrue [08.10.2014]

Die Bundesregierung (2011). Der Weg zur Energie der Zukunft – sicher, bezahlbar und umweltfreundlich. Eckpunktepapier der Bundesregierung zur Energiewende [Online]. Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/energiepolitik,did=405004.html> [28.02.2014].

DLR, IWES, IFNE (2010). Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Leitstudie 2010 [Online]. Verfügbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2010_bf.pdf [28.02.2014].

ENTSO-E (2012). Network Code for Requirements for Grid Connection applicable to all Generators [Online]. Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/requirements-for-generators/Pages/default.aspx> [08.10.2014].

ENTSO-E (2012). System Outlook & Adequacy Forecast 2011–2025 [Online]. Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/soaf-2011-2025/Pages/default.aspx> [08.10.2014].

ENTSO-E (2012). The Ten-Year Network Development Plan and Regional Investment Plans [Online]. Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/Pages/default.aspx> [08.10.2014].



ENTSO-E (2010). Ten-Year Network Development Plan 2010-2020. Non-Binding Community-Wide Ten-Year Network Development Plan-Pilot Project Final [Online]. Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/Pages/default.aspx> [08.10.2014].

ENTSO-E (2004). UCTE Operation Handbook [Online]. Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/> [08.10.2014].

Europäische Kommission (2011). National Renewable Energy Action Plan (NREAP) [Online]. Verfügbar unter: <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/national-renewable-energy-action-plan> [08.10.2014].

European Wind Integration Study [Online]. Verfügbar unter: <http://www.wind-integration.eu> [28.02.2014].

Fernleitungsnetzbetreiber (2013). Konsultationsdokument der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber Netzentwicklungsplan Gas 2013 [Online]. Verfügbar unter: http://www.fnb-gas.de/files/20130218_netzentwicklungsplan_gas_2013_konsultationsdokument.pdf [08.10.2014].

Hall, Marc et al. (Hg.) (2011). Jahrbuch der europäischen Energie- und Rohstoffwirtschaft, 118. Jahrgang. Essen: VGE Verlag.

Hüttenrauch, Jens; Müller-Seyring, Gert (2010). Zumischung von Wasserstoff zum Erdgas. In: DVGW energie|wasserpraxis 10/2010 [Online]. Verfügbar unter: http://www.gat-dvgw.de/fileadmin/gat/newsletter/pdf/pdf_2010/03_2010/internet_68-71_Huettenrauch.pdf [08.10.2014].

IE, Cigré (2003). Definition and Classification of Power System Stability; IEEE/CIGRE Joint Task Force; Technical Brochure 231; June 2003.

IER, RWI, ZEW (2010). Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030. Energieprognose 2009 – Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin [Online]. Verfügbar unter: ftp://ftp.zew.de/pub/zew-docs/gutachten/Energieprognose_2009_Hauptbericht.pdf [08.10.2014].

Konstantin, Panos (2009). Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. 2. Auflage. Berlin: Springer Verlag.

Landesanstalt für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft: Windatlas Baden-Württemberg [Online]. Verfügbar unter: http://brsweb.lubw.baden-wuerttemberg.de/brs-web/index.xhtml?AUTO_ANONYMOUS_LOGIN&REPOSITORY_ITEM_KEYWORD=Windatlas&pid=.Klima+und+regenerative+Energien.Windpotenzial [28.02.2014].

Mirbach, Tobias (2009). Marktsimulationsverfahren zur Untersuchung der Preisentwicklung im europäischen Strommarkt, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 128. Aachen: Klinkenberg Verlag.

Prognos AG (2011). Letztverbrauch bis 2016. Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage [Online]. Verfügbar unter: http://www.netztransparenz.de/de/file/111115_Prognos_Letztverbrauch_bis_2016.pdf [08.10.2014].



Prognos AG, EWI, GWS (2010). Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie [Online]. Verfügbar unter: http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/pressematerial/energieszzenarien_2010.pdf [08.10.2014].

Smolinka, Tom; Günter, Martin; Garche, Jürgen (2010). Now Studie: Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien [Online]. Verfügbar unter: http://www.now-gmbh.de/fileadmin/user_upload/RE_Publikationen_NEU_2013/Publikationen_NIP/NOW-Studie-Wasserelektrolyse-2011.pdf [08.10.2014].

Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2011). Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung – Stichtag 31.12. – regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte [Online]. Verfügbar unter: <https://www.regionalstatistik.de/genesis/online/data;jsessionid=4451FB0E4986CD399A70C6367B7956C9?operation=abruftabelleBearbeiten&levelindex=1&levelid=1393589464916&auswahloperation=abruftabelleAuspraegungAuswahlen&auswahlverzeichnis=ordnungsstruktur&auswahlziel=werteabruf&selectionname=449-01-4&auswahltext=%23Z-31.12.2011&werteabruf=Werteabruf> [08.10.2014]

Sterner, Michael (2009). Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Kassel: Kassel University Press.

Umweltbundesamt (2011). CO₂-Emissionsfaktoren für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen [Online]. Verfügbar unter: http://www.umweltbundesamt.de/emissionen/archiv/CO2_Faktoren_Brennstoffe_out.xls [28.02.2013].

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

Verband der Netzbetreiber e. V. (2007). TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber [Online]. Verfügbar unter: http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/documents/Transmissioncode%20_2007_UeNB.pdf [08.10.2014].

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V./Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) (2014). Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“.

Wagner, Hermann-Josef et al. (2007). CO₂-Emissionen der Stromerzeugung. Ein ganzheitlicher Vergleich verschiedener Techniken [Online]. Verfügbar unter: http://www.vdi.de/fileadmin/vdi_de/redakteur_dateien/geu_dateien/FB4-Internetseiten/CO2-Emissionen%20der%20Stromerzeugung_01.pdf [08.10.2014].