

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**



NETZENTWICKLUNGSPLAN STROM 2014



ERSTER 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:
Martin Fuchs (Vorsitz),
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

16. April 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	24
1.4 Verbindung zum Offshore-Netzentwicklungsplan	24
1.5 Sensitivitäten	25
2 Szenariorahmen	26
2.1 Der Szenariorahmen enthält vier Szenarien	27
2.2 Die Spreizung des Szenariorahmens	28
2.2.1 Erzeugungskapazitäten in den genehmigten Szenarien	28
2.2.2 Nettostromverbrauch und Jahreshöchstlast in den genehmigten Szenarien	29
2.3 Änderungen im Szenariorahmen 2014	29
2.4 Regionalisierung	30
2.4.1 Verteilungsschlüssel erneuerbare Energien	30
2.4.2 Ergebnisse der Regionalisierung	31
2.5 Nachbildung des Auslands	31
3 Marktsimulation	33
3.1 Modellierung des Energiemarktes und grundsätzliche Einordnung der Ergebnisse	34
3.2 Ergebnisse der Marktsimulationen	36
3.2.1 Deutschland im europäischen Kontext – Länderbilanzen und Energieaustausch	37
3.2.2 Bundesländerbilanzen und Einspeisungen in Deutschland nach Energieträgern	40
3.2.3 KWK-Mengen	47
3.2.4 Dumped Energy in Deutschland	47
3.2.5 Volllaststunden der Erzeugungsanlagen in Deutschland	47
3.2.6 Einhaltung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung	49
3.3 Aufbereitung für Netzberechnungen	53
4 Netzanalysen und daraus abgeleitete Maßnahmen	54
4.1 Startnetz	55
4.1.1 Ergebnisse der Netzanalyse des Startnetzes bei Ausfall eines Netzelements	57
4.2 Netzverknüpfungspunkte zum Offshorenetz	59
4.3 Szenarien	60
4.3.1 Szenario A 2024	61
4.3.2 Szenario B 2024	64
4.3.3 Szenario C 2024	66
4.3.4 Szenario B 2034	68
4.4 Ergebnisse der Stabilitätsuntersuchungen	70
4.4.1 Bewertung der Stabilität	70
4.4.2 Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb	70
4.5 Erläuterung zur Bedeutung der geplanten HGÜ-Verbindungen	71
4.6 Ergebnisse der Netzanalysen	72
5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands	75
5.1 Startnetz NEP 2014	77
5.2 Zubaunetz NEP 2014, erforderliche Maßnahmen in den Szenarien A 2024, B 2024, C 2024 sowie B 2034	87
5.3 Realisierte Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2013	98
6 Konsultation	99
7 Fazit	101
Glossar	105
Literaturverzeichnis	116
Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2014 (Darstellung der Maßnahmen)	121

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Regelzonen	13
Abbildung 2: Der Gesamtprozess	15
Abbildung 3: Planungsmöglichkeiten nach dem NOVA-Prinzip	17
Abbildung 4: Jährlich vermiedene Redispatchmenge	20
Abbildung 5: Überblick über das Elektrizitätsmarktmodell.	34
Abbildungen 6 und 7: Austauschenergiemengen Szenario A 2024 und B 2024	38
Abbildungen 8 und 9: Austauschenergiemengen Szenario B 2034 und C 2024	39
Abbildung 10: Energiemengen der Einspeisung, des Verbrauchs und des Imports/Exports der Szenarien im Vergleich.	41
Abbildung 11: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario A 2024.	43
Abbildung 12: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2024.	44
Abbildung 13: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2034.	45
Abbildung 14: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario C 2024	46
Abbildung 15: Vergleich der Volllaststunden je Szenario	49
Abbildung 16: Ziele für die CO ₂ -Emissionsreduktion	50
Abbildung 17: Primärenergieträgerverbrauch	51
Abbildung 18: Anteil der Erzeugung aus erneuerbaren Energien	51
Abbildung 19: Zielsetzung für die installierte Offshore-Windkapazität	52
Abbildung 20: KWK-Erzeugung nach Primärenergietypen	52
Abbildung 21: Deutsches Höchstspannungsnetz mit Startnetz	56
Abbildung 22: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements eines gesamten Jahres.	57
Abbildung 23: Auswertung der Häufigkeit von unzulässig hohen Leitungsauslastungen bei Ausfall eines Netzelements	58
Abbildung 24: Szenario A 2024/alle errechneten Leitungsprojekte	63
Abbildung 25: Szenario B 2024/alle errechneten Leitungsprojekte	65
Abbildung 26: Szenario C 2024/alle errechneten Leitungsprojekte	67
Abbildung 27: Szenario B 2034/alle errechneten Leitungsprojekte	69
Abbildung 28: Trassenverstärkungen im Bestand	73
Abbildung 29: Neubautrassen	73
Abbildung 30: Investitionskostenschätzung	74

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Jährlich eingesparte Redispatchmenge19
Tabelle 2: Gegenüberstellung NEP/Eckpunkte der EEG-Reform22
Tabelle 3: Erzeugungskapazitäten in den genehmigten Szenarien28
Tabelle 4: Nettostromverbrauch in den genehmigten Szenarien29
Tabelle 5: Zubau Wind onshore30
Tabelle 6: Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und angrenzenden Marktgebieten32
Tabelle 7: Übersicht über die im NEP angenommene Leistung aus Offshore-Windenergie und die Netzverknüpfungspunkte .	.60
Tabelle 8: Kennzahlen Szenario A 202461
Tabelle 9: Kennzahlen Szenario B 202464
Tabelle 10: Kennzahlen Szenario C 202466
Tabelle 11: Kennzahlen Szenario B 203468
Tabelle 12: 50Hertz Startnetz NEP 201477
Tabelle 13: Amprion Startnetz NEP 201479
Tabelle 14: TenneT Startnetz NEP 201484
Tabelle 15: TransnetBW Startnetz NEP 201486
Tabelle 16: Zubaunetz NEP 2014, erforderliche Maßnahmen in den Szenarien A 2024, B 2024, C 2024 sowie B 203487
Tabelle 17: Realisierte Maßnahmen des NEP 2013.98

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	Rheinlandpfalz
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
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
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 der ENTSO-E/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 (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW stellen mit diesem Netzentwicklungsplan 2014 (NEP) bereits den dritten NEP zur öffentlichen Konsultation. Er beschreibt, wie seine Vorgänger, den Weg zu einem leistungsfähigen Übertragungsnetz in zehn bzw. 20 Jahren.

Die Übertragungsnetzbetreiber leisten in dieser Umbauphase ihren Beitrag dazu, den hohen Grad an sicherer und verlässlicher Versorgung mit elektrischer Energie in Deutschland zu bewahren. Auch dazu planen, entwickeln und bauen sie das Netz der Zukunft. Die Entwicklung einer zukunftsfähigen Strominfrastruktur wird jedoch nur im Zusammenwirken aller Akteure aus Zivilgesellschaft, 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.

Die Ergebnisnetze aus den Szenarien A 2024, B 2024 und C 2024 bestätigen die im Bundesbedarfsplan enthaltenen Netzausbaumaßnahmen. Auch die Notwendigkeit der Gleichstromkorridore für den weiträumigen Nord-Süd-Transportbedarf hat sich in allen Netzentwicklungsplänen seit 2012 immer wieder bestätigt. Dieser NEP zeigt aber auch, dass in keinem der Szenarien das Startnetz und die im Bundesbedarfsplan enthaltenen Maßnahmen für einen strukturell engpassfreien Stromtransport ausreichen. Die Übertragungsnetzbetreiber empfehlen jedoch vor dem Hintergrund der aktuell diskutierten Änderungen im EEG nicht die Bestätigung eines strukturell engpassfreien Zielnetzes. Sie empfehlen über die Maßnahmen des Bundesbedarfsplans und die im NEP 2013 bestätigten Maßnahmen hinaus lediglich die Bestätigung von drei Projekten, die in direktem Zusammenhang mit essenziellen, bereits bestätigten Maßnahmen stehen. Die in den Netzanalysen ermittelten Maßnahmen sind auf ihre ökonomische, ökologische und netzstabilisierende Wirksamkeit hin zu überprüfen und zu priorisieren. Daher arbeiten die Übertragungsnetzbetreiber 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.

Durch die regelmäßige Aktualisierung des Netzentwicklungsplans können neue Erkenntnisse bezüglich der Erzeugungsszenarien sowie der technischen und rechtlichen Entwicklungen zeitnah in die zukünftigen Netzentwicklungspläne einfließen. Dies ist für diesen Netzentwicklungsplan vor dem Hintergrund der von der Bundesregierung im Koalitionsvertrag sowie den Eckpunkten für eine EEG-Reform vorgenommenen Anpassung der energiepolitischen Ziele von besonderer Bedeutung. Den Übertragungsnetzbetreibern war es weder vom zeitlichen Ablauf noch vom Grad der Konkretisierung der politischen Vorgaben her möglich, diese neuen Erkenntnisse bereits in die Berechnungen zum NEP 2014 einfließen zu lassen. Grundlage war stattdessen der von der Bundesnetzagentur am 30.08.2013 nach öffentlicher Konsultation genehmigte Szenariorahmen.

In einem ausführlichen Exkurs werden die Ergebnisse des NEP 2014 vor dem Hintergrund der aktuellen politisch diskutierten Vorschläge interpretiert, um daraus schon Erkenntnisse für die laufende politische Diskussion rund um den Netzausbaubedarf beizusteuern. Man kann dabei feststellen, dass der aktuelle Bundesbedarfsplan wohl auch weiterhin ein solider Kern des zukünftig benötigten Netzausbaus ist.



Begleitend zum NEP 2014 veröffentlichen die Übertragungsnetzbetreiber zudem Sensitivitätsberechnungen, um den Einfluss einzelner Faktoren – hier konkret die zeitliche Streckung des Offshore-Ausbaus und eine Spitzenkappung der neuen EEG-Anlagen – auf den Netzausbau zu beleuchten. Diese Sensitivitäten werden zusätzliche Hinweise liefern, wie sich die Änderungen einzelner politischer Rahmenbedingungen auf die Netzentwicklung auswirken können. Auch damit leisten die Übertragungsnetzbetreiber einen Beitrag zur aktuellen EEG-Reformdebatte. Diese Sensitivitäten können jedoch nicht mehr als zusätzliche Indikatoren liefern, sie ermöglichen nicht die Ermittlung eines neuen, zu bestätigenden Zielnetzes. Weitere Punkte der EEG-Reform, die derzeit noch nicht hinreichend konkretisiert sind, haben nämlich auch entscheidende Auswirkungen auf den Netzausbau. Sie müssen ebenfalls noch politisch definiert und im Anschluss dann modelliert werden, um einen vollständigen Rahmen für die genaue Bewertung der Auswirkungen auf den Netzentwicklungsbedarf abzubilden.

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 mittlerweile zweite O-NEP wird gleichzeitig mit diesem NEP zur Konsultation gestellt. Er bildet die Infrastruktur für die Anbindung der Offshore-Windenergie in den nächsten zehn bzw. 20 Jahren ab.

Um den zur Konsultation gestellten Netzentwicklungsplan inhaltlich nicht zu überfrachten und im Sinne der Transparenz des Gesamtprozesses eine bessere Lesbarkeit und Verständlichkeit zu erreichen, wurden im NEP 2014 Zusatzinformationen zur inhaltlichen Vertiefung auf die NEP-Website ausgelagert. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass nicht alle per Link aufrufbaren Dokumente notwendigerweise Teil des Netzentwicklungsplans und damit einer Konsultation zugänglich sind. Alle Verlinkungen, die auf Projektmaßnahmen verweisen, sind zum Netzentwicklungsplan gehörende und damit konsultationsfähige Dokumente. Dokumente, die der weitergehenden Information und Vertiefung eines Themas dienen, sind rein informatorisch und nicht Teil der Konsultation. Wir bitten daher davon abzusehen, sich in der Konsultation zum NEP 2014 zu diesen speziellen Fachdokumenten zu äußern.

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

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

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



Boris Schucht
50Hertz Transmission GmbH



Dr. Klaus Kleinekorte
Amprion GmbH

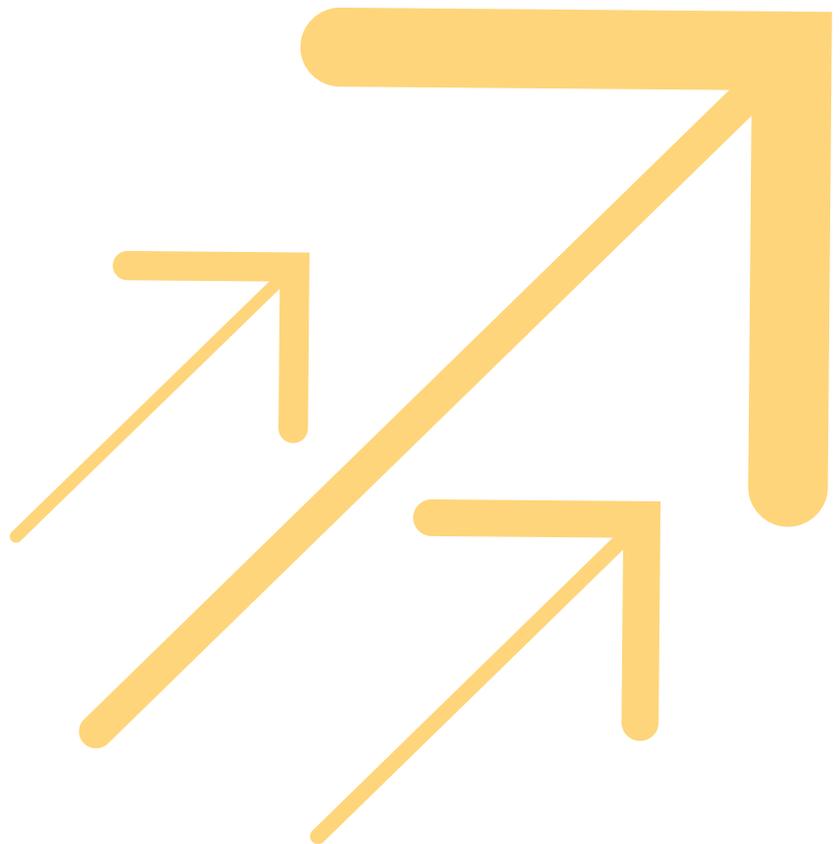


Martin Fuchs
TenneT TSO GmbH



Rainer Joswig
TransnetBW GmbH

1 EINFÜHRUNG: PROZESS UND METHODIK



1 EINFÜHRUNG: PROZESS UND METHODIK

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 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

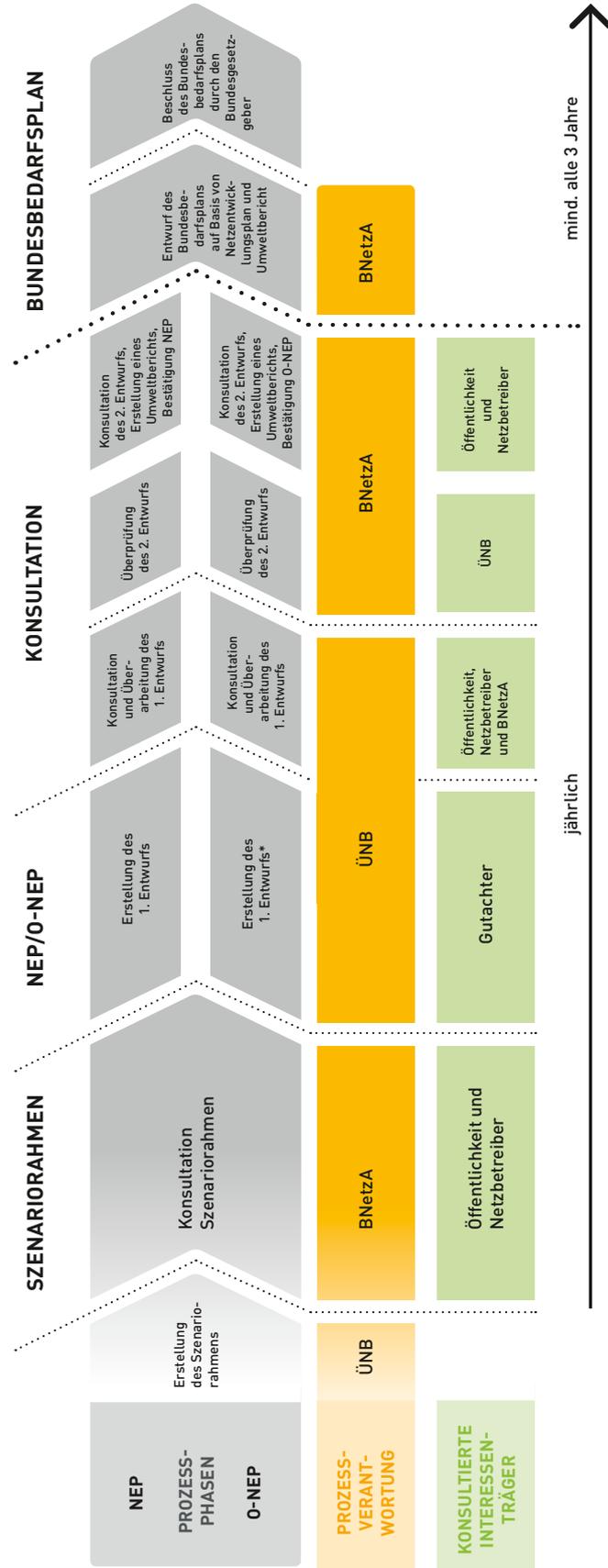
- legen in ihrem Netzentwicklungsplan den Netzausbaubedarf auf Basis von anerkannten Grundsätzen der Netzplanung fest,
- definieren im Netzentwicklungsplan ein sicheres und bedarfsgerechtes Zielnetz für Deutschland für die folgenden zehn Jahre,
- verwenden dafür Methoden und Simulationsprogramme, die 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. Nicht bewertet wird, ob die jeweils identifizierte Netzentwicklungsmaßnahme die einzig mögliche Lösung für das in der Simulation aufgetretene Übertragungsproblem wäre. Beispielsweise werden nach den Planungsgrundsätzen der Übertragungsnetzbetreiber Redispatch oder Erzeugungsmanagement als Werkzeuge der langfristigen Netzdimensionierung nicht berücksichtigt, da sie Eingriffe in den (freien) Energiemarkt darstellen. In der methodischen Weiterentwicklung, die hier erstmals von den Übertragungsnetzbetreibern zur Diskussion gestellt wird, werden Redispatchmengen und Einspeisemanagement aber sehr wohl als Kriterien für eine Priorisierung von Netzentwicklungsmaßnahmen gesehen.

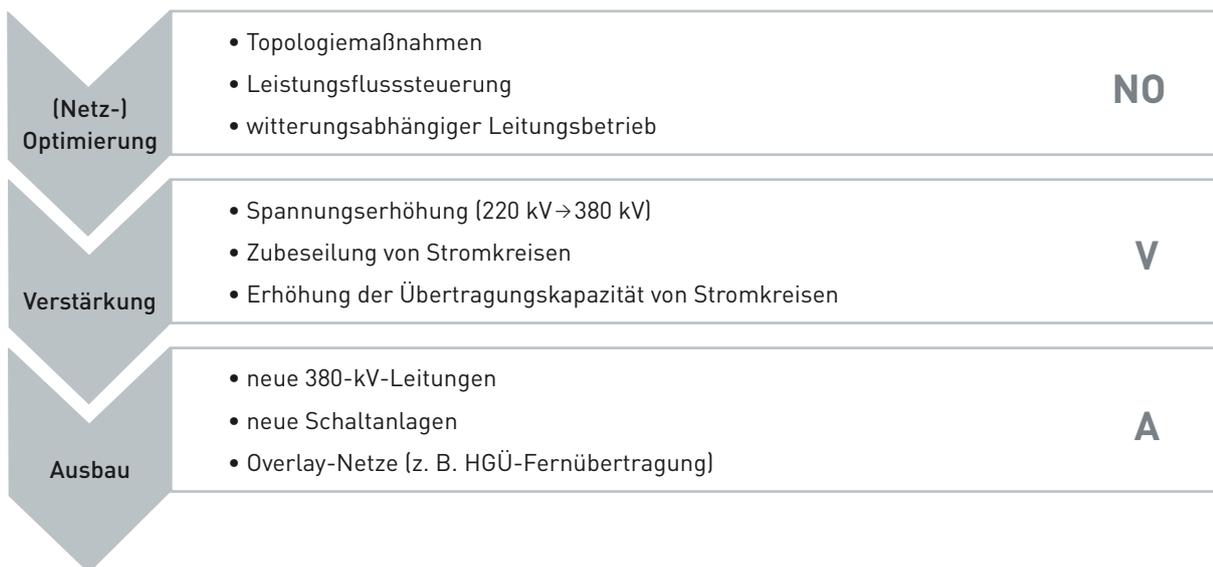


Die Übertragungsnetzbetreiber empfehlen in diesem NEP 2014 vor dem Hintergrund der aktuell diskutierten Änderungen im EEG nicht die Bestätigung eines strukturell engpassfreien Zielnetzes. Sie empfehlen, über die Maßnahmen des Bundesbedarfsplans und die im NEP 2013 bestätigten Maßnahmen hinaus lediglich die Bestätigung von drei Projekten (siehe Kapitel 4.5), die in direktem Zusammenhang mit essenziellen, bereits bestätigten Maßnahmen stehen. 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 zu priorisieren.

Das NOVA- Prinzip

Das NOVA-Prinzip bedeutet Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau. 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 Spannungserhöhung (220 kV auf 380 kV) statt Neubau. Ein Leitungsneubau wird nur dann vorgeschlagen, wenn vorher alle anderen Optionen geprüft wurden. Das Freileitungsmonitoring wurde beispielsweise bei der Netzbeurteilung auf sämtlichen Stromkreisen grundsätzlich berücksichtigt. Dabei wird aufgrund der Kühlung der Leiterseile durch den Wind bei Mittel- oder Starkwindszenarien 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 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 nach Erlass durch den Gesetzgeber die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vorrangliche 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 im Anschluss 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 einzelne Maßnahmen aus der von der BNetzA überprüften Netztopologie der Szenarien B 2022 bzw. B 2023 infrage gestellt. Dieses Vorgehen stellt jedoch nicht den gesamten Netzentwicklungsplan infrage, da die sich daraus ergebende Netztopologie kein engpassfreies Netz für das Zieljahr abbilden kann.

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 zur Konsultation. 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 Übertragungsengpässe und zur Systemstabilität erweitert.

Exemplarisch wurde die Methode am Szenario B 2024 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.

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 marktbasierenden 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, Cluster zu bilden: Cluster 1 mit Maßnahmen mit signifikanter eingesparter Redispatchmenge in der TWh/a-Größenordnung und dann Cluster 2 mit 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 Zubaunetzmaßnahme 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.

Die im Sinne der Redispatch-Einsparung effektivsten sechs Projekte wurden als Cluster 1 gekennzeichnet, die effektivsten Projekte der zweiten Iteration als Cluster 2 usw. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Zuordnung der Maßnahmen zu den einzelnen Stufen und die durch diese Projekte eingesparte Redispatchmenge, aufgeschlüsselt nach Redispatch konventioneller Kraftwerke und EE-Einspeisemanagement.

Tabelle 1: Jährlich eingesparte Redispatchmenge

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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Cluster enthalten folgende Maßnahmen (Zubaunetzmaßnahmen B 2024, die nicht im Bundesbedarfsplan enthalten sind):

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

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

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

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

Cluster 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“ (Cluster 1 bis 5) würde beide nochmals entsprechend reduzieren.

Abbildung 4: Jährlich vermiedene Redispatchmenge



in [GWh]	Startnetz	BBP-Netz	Cluster 1	Cluster 2	Cluster 3	Cluster 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



Exkurs: Bewertung des NEP 2014 vor dem Hintergrund der „Eckpunkte für die Reform des EEG“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 21.01.2014

Die Netzentwicklungspläne onshore wie offshore werden regelmäßig an sich verändernde Rahmenbedingungen angepasst. Grundlage der Netzausbauplanung müssen dabei immer belastbare, realistische und hinreichend konkrete Annahmen zu Erzeugung und Verbrauch sein – über das aktuelle Tagesgeschehen hinaus. Die Szenarien, die dem NEP 2014 zugrunde liegen, wurden zu einem Zeitpunkt entwickelt und zur Konsultation gestellt, als noch keine Eckpunkte für die in 2014 geplante EEG-Reform vorlagen. Der vorliegende NEP 2014 beruht auf dem – von der Bundesnetzagentur genehmigten – Szenariorahmen vom 30.08.2013. Dennoch lassen sich einige Rückschlüsse ziehen und die Ergebnisse des NEP 2014 im Lichte der Reformpläne bewerten. In den Szenariorahmen zum NEP 2015 werden neben den Prognosen der Verteilungsnetzbetreiber und Bundesländer (basierend auf konkreten Anschlussbegehren und Entwicklungsplänen) auch die bis dahin weiter konkretisierten Ausbauziele der Bundesregierung Eingang finden.

Schon der Szenariorahmen zum NEP umfasst Entwicklungspfade, die einen breiten „Trichter“ mit möglichen Entwicklungen für die nächsten zehn bzw. 20 Jahre abbilden. Dieser Trichter spiegelt sich in der Bandbreite der daraus abgeleiteten Zielnetztopologien wider. Durch die Bandbreite der Szenarien decken die ermittelten Netzmaßnahmen eine Vielzahl möglicher Entwicklungen ab. In den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen wurde jedoch vor allem die Netztopologie für das Szenario B als bestimmend für den Netzentwicklungsbedarf dargestellt. Dies reflektiert die Schwankung der Eingangsgrößen innerhalb des Szenariorahmens nur unzureichend. Die Fortführung des bislang verfolgten „Leitszenario-Ansatzes“ mit Szenario B auf Basis des genehmigten Szenariorahmens würde die entsprechend ausgewiesenen Maßnahmen nach EnWG als Zielnetz des NEP ergeben. Vor dem Hintergrund der von der Bundesregierung im Koalitionsvertrag sowie den Eckpunkten für eine EEG-Reform geplanten Anpassungen der energiepolitischen Ziele scheint es im Gegensatz zum NEP 2013 allerdings nun nicht mehr angebracht, ein Szenario (wie B 2024 oder A 2024) als „Leitszenario“ und dessen Netz als Ergebnis des Netzentwicklungsplans auszuweisen.

Ein eigenständiges EEG-Reform-Szenario lässt sich derzeit jedoch noch nicht beschreiben, da gegenwärtig weder die genaue Aufteilung nach Erzeugungsart noch die regionale Verteilung klar erkennbar sind. Der im Eckpunktepapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie sowie im Koalitionsvertrag genannte EEG-Ausbaupfad von 40 bis 45 % bis 2025 entspricht dem unteren Rand des NEP-Analysetrichters 2014. Er liegt somit wahrscheinlich zwischen den Szenarien A 2024 und B 2024. Im NEP 2014 gilt es daher insbesondere, das Ergebnis zum Szenario A 2024 genauer zu untersuchen und daraus unter Berücksichtigung der Ergebnisse für B 2024 Rückschlüsse zu ziehen. Der NEP 2014 liefert somit für die Diskussion um den zukünftigen Ausbaupfad substantielle Hinweise. Flankierend veröffentlichen die Übertragungsnetzbetreiber zudem Sensitivitäten¹, die auf dem Szenario A 2024 aufbauen. Diese sind ein weiterer Beitrag zur Debatte um die Ausgestaltung einzelner netzdimensionierender Faktoren, hier konkret die Auswirkungen der zeitlichen Streckung des Offshore-Ausbaus und der Spitzenkappung bei neuen EEG-Anlagen auf den Netzausbau.

Die Ergebnisnetze aus den Szenarien A 2024, B 2024 und C 2024 bestätigen die auch im Bundesbedarfsplan enthaltenen Netzausbaumaßnahmen. So hat sich z. B. die Notwendigkeit für Gleichstromkorridore für den Nord-Süd-Transportbedarf in allen Netzentwicklungsplänen seit 2012 bestätigt.

Auch ein Vergleich mit dem Vorjahresszenario B 2023 gibt Indikationen für die Auswirkungen veränderter Eingangsparameter. Der Vergleich zeigt, dass sich innerhalb des „Szenariotrichters“ die Eingangsgrößen unterschiedlicher Szenarien auf der Zeitachse annähern können: Die jeweils auf den Eingangsdaten der Szenarien durchgeführten Marktsimulationen weisen für die Austauschleistungen der Netzregionen in A 2024 und B 2023 ähnliche Ergebnisse aus. Die Gleichzeitigkeit der Exporte aus Nord und Ost gemeinsam ist in A 2024 sogar etwas höher als im Szenario B im Vorjahr. Dies lässt vermuten, dass der Netzentwicklungsbedarf sich bei einer Bewegung in Richtung des Szenarios A 2024 wahrscheinlich zeitlich etwas strecken, jedoch vom Umfang her nicht wesentlich geringer ausfallen würde. Die Netzbetreiber erwarten daher aufgrund der im Eckpunktepapier angekündigten Reformansätze keine grundlegenden Änderungen an den in den vergangenen Netzentwicklungsplänen dargelegten Netzausbaubedarfen, die sich aus den Szenarien A und B seit 2012 ergeben.

¹ www.netzentwicklungsplan.de/sensitivitätenbericht-2014



Dies heißt jedoch nicht, dass es bei Einzelprojekten nicht doch zu veränderten Einschätzungen oder zeitlichen Verschiebungen kommen kann. Indikatoren für diese Einschätzung sind:

- Der EEG-Ausbaupfad legt einen Anteil des EEG-Stroms am Bruttoverbrauch fest, der unweit des Szenarios A liegt.
- Bei einer Verlangsamung der Offshore-Ausbauzahlen entfallen im Erzeugungsmix 2024 erhebliche Mengen an EEG-Strom (Offshore-Anlagen haben deutlich über 4.000 Benutzungsstunden).
- Da Biomasse und Wasserkraft politisch nur noch ein geringes Wachstum verzeichnen sollen und der Photovoltaik-Deckel voraussichtlich erhalten werden soll, muss zur Erreichung des EEG-Ausbaupfads weiterhin die Windkraft an ertragreichen Standorten an Land einen wesentlichen Anteil übernehmen.
- Es müssen mehr Windkraftanlagen an Land installiert sein, um die Erzeugung von Windkraftanlagen auf See zu „kompensieren“.
- Die Referenzertragswerte von 77,5 bis 130 % für neue Onshore-Windenergieanlagen lassen vermuten, dass sich weiterhin die netzdimensionierende Windkraft im Norden auch gut entwickeln wird und somit die für den weiträumigen Transport benötigten Nord-Süd-Transportachsen im Wesentlichen nicht an Bedeutung verlieren werden.

Tabelle 2: Gegenüberstellung NEP/Eckpunkte der EEG-Reform

Einzelziel	bisheriger Ansatz NEP 2014	Information aus EEG-Eckpunktepapier	Annahme für Abschätzung Einfluss
EE-Anteil an Brutto-Stromnachfrage	51 % für B 2024 (= 53 % in 2025) 46 % für A 2024 (= 48 % in 2025)	40 ... 45 % in 2025 55 ... 60 % in 2035	40 ... 45 % in 2025
Offshore-Wind	12.700 MW in B 2024 11.500 MW in A 2024	6.500 MW bis 2020 und dann Zubau 850 MW/a 15.000 MW bis 2030	10.800 MW in 2025
Bioenergie	8.700 MW in B 2024 8.300 MW in A 2024	Zubau 100 MW/a (keine „Vermaisung“)	7.200 MW in 2025 (6.100 MW in 2014 + 11 x 100 MW/a)
Photovoltaik	56.000 MW in B 2024 54.800 MW in A 2024	Deckel bei 52.000 MW bis dahin Zubau 2.500 MW/a Bagatellgrenze für Eigenerzeugung bis 10 kW	54.200 MW in 2025 (52.000 MW Deckel + 11 x 200 MW Eigenerzeugung)
Wasserkraft und sonstige EE	4.700 MW + 1.100 MW in B 2024 4.500 MW + 500 MW in A 2024	keine Angaben	Beibehaltung Niveau 2014: 4.500 MW + 600 MW in 2025
Onshore-Wind	55.000 MW in B 2024 49.000 MW in A 2024	Zubau 2.500 MW/a	keine Annahme – sondern Zubau ergibt sich aus EE-Ziel 40–45 %
Onshore-Wind Regionalisierung	Vorgabe BNetzA: jeweils hälftig gemäß Historie (regionalisierter Ist-Bestand) und gemäß Winder- trag („Windatlas“ des Deutschen Wetterdienstes)	2-stufiges Referenzertragsmodell	beste Einschätzung: bisherige Ausbauquoten bleiben konstant
Offshore-Wind Regionalisierung	Nordsee 11.000 MW in B 2024 Ostsee 1.700 MW in B 2024 Nordsee 10.200 MW in A 2024 Ostsee 1.300 MW in A 2024	keine Angaben	10.800 MW in 2025 (8.800 MW Nordsee und 2.000 MW Ostsee)
PV-Regionalisierung	Vorgabe BNetzA: jeweils hälftig gemäß Historie (regionalisierter Ist-Bestand) und gemäß Solarertrag	keine Angaben	wie Ist-Stand 2014
Entwicklung Stromverbrauch	555 TWh in B 2024 549 TWh in A 2024	derzeit 600 TWh	Wirkung der Effizienzziele: 580 TWh in 2025



Da die Marktsimulation 2014 (siehe Kapitel 3) onshore erzeugte Windenergie als zentralen Faktor im EE-Mix ausweist und in allen vier Szenarien der Ausbau der Windenergieleistung an Land und auf See einen Einfluss auf den überregionalen Übertragungsbedarf in Nord-Süd-Richtung hat, lohnt eine detaillierte Betrachtung der Einspeiseentwicklung aus Windenergie: Geht man von gut 36 GW installierter Leistung Ende 2014 aus und addiert die im EEG-Eckpunktepapier genannten 2.500 MW pro Jahr bis 2025, ergeben sich für das Jahr 2025 bereits rund 63,5 GW. Dies würde ohne Veränderung bei den anderen EE-Technologien zu einem leichten Überschreiten des politischen Gesamt-Ausbaukorridors von 40 bis 45 % bis 2025 führen. Dass selbst dieses Szenario nicht vollständig unwahrscheinlich ist, zeigen die laufenden Diskussionen zwischen Bund und Ländern um die Ausgestaltung des EEG und mögliche Anpassungen der Korridore für Wind onshore und Bioenergie nach oben. Der Szenariorahmen setzt für A 2024 bereits 49 GW installierte Leistung aus Onshore-Windenergie an, für B 2024 55 GW und für C 2024 87 GW. Er bewegt sich damit in der Spannweite des möglichen Ausbauziels.

Onshore erzeugte Windenergie zeigt sich in der Marktsimulation als zentraler Faktor im EE-Mix: Sie hat unter den erneuerbaren Energien den größten Anteil an der Erzeugung und verdrängt konventionelle Erzeuger im In- und Ausland. In Szenario A 2024 liegt die aus Onshore-Windkraftanlagen erzeugte Energiemenge bei ca. 95,2 TWh, steigt in Szenario B 2024 auf etwa 107,4 TWh und in Szenario C 2024 auf rund 173,8 TWh. Damit liegt der Anteil der onshore erzeugten Windenergie an der Gesamterzeugung in Deutschland (inklusive Exporte) in Szenario C 2024 bei ca. 28 % und löst Steinkohle als wichtigsten Energieträger ab. Letzteres gilt auch für Szenario B 2034.

Eine zeitliche Verstetigung von offshore erzeugter Windenergie und Einsenkung der Bioenergie, wie im Eckpunktepapier dokumentiert, führt voraussichtlich zu einem überproportionalen Anstieg von onshore erzeugter Windenergie (ca. Faktor 1 zu 2,2 bei Offshore-Wind und ca. Faktor 1 zu 3,4 bei Bioenergie). Eine Deckelung von Photovoltaik wird ebenfalls zur Steigerung des Zubaubedarfs an Onshore-Wind (ca. Faktor 2 zu 1) führen. Die Minderung des Zubaus bei Offshore-Windenergie und Bioenergie wird durch Onshore-Windenergie kompensierbar sein.

Unter der Annahme, dass weiterhin effiziente Windstandorte im neu zu definierenden Referenzertragsmodell wirtschaftlich betreibbar sind, was zur Erreichung des Ausbaukorridors sehr wahrscheinlich ist, lässt sich vermuten, dass die regionalen Windkraft-Ausbauquoten sich nicht dramatisch ändern werden. Bundesweit würde dies eine leichte Verlagerung der installierten Leistungen bei onshore erzeugter Windenergie von Süd nach Nord gegenüber den NEP-Zahlen 2013 bedeuten. Im Nordwesten ist eine Verschiebung von offshore zu onshore erzeugter Windenergie wahrscheinlich, im Nordosten ist sogar mit einer stärkeren Zunahme der onshore erzeugten Windenergie zu rechnen.

In allen Szenarien hat der Ausbau der Windenergieleistung an Land und auf See den stärksten Einfluss auf den überregionalen Übertragungsbedarf in Nord-Süd-Richtung, da die Windenergieleistung den regionalen Bedarf teilweise erheblich überschreitet. Offshore und onshore erzeugte Windenergie zeigen sich somit weiterhin als bestimmend für den Netzausbau. Nach erster Einschätzung ist damit bei Einhaltung der Rahmendaten aus dem Eckpunktepapier keine signifikante Reduzierung im Netzausbaubedarf an Land gegenüber den Szenarien A und B zu erwarten. Der Ausbaubedarf in Nordostdeutschland könnte sogar leicht ansteigen. Die qualitative Analyse der Auswirkungen der aktuell diskutierten Eckpunkte für eine EEG-Reform auf den Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes ergibt also, dass der aktuelle Bundesbedarfsplan weiterhin ein solider Kern des zukünftig benötigten Netzausbaus bleibt und die Notwendigkeit von Ausbaumaßnahmen langfristig gesehen nicht stark abnimmt, sondern lediglich zeitlich gestreckt wird.



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 technische 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/Zk8. 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).



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 werden die Übertragungsnetzbetreiber auch 2014 Berechnungen zu möglichen Sensitivitäten durchführen. 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 betrachten.

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 einer dynamischen Kappung von Erzeugungsspitzen; Ausgangspunkt für diese Sensitivität ist das Szenario A des Netzentwicklungsplans 2014, ergänzt um die Sensitivität „Offshorereduktion gemäß Koalitionsvertrag“,
- Auswirkung eines alternativen 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.

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.

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 Netzanschlussbegehren oder eine Netzanschlusszusage nach der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (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. Geplante Braun- und Steinkohlekraftwerke werden berücksichtigt.

Szenario B 2034

Das Szenario B 2024 wird 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 aktuellen energiewirtschaftlichen Rahmenordnung und den energiepolitischen Zielen der Bundesregierung. 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 BNetzA	A 2024			B 2024			B 2034			C 2024		
		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



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. Im Entwurf zum Szenariorahmen hatten die Übertragungsnetzbetreiber eine verbesserte Regionalisierung vorgeschlagen, der seitens der Bundesnetzagentur nicht in voller Breite gefolgt wurde. Die Regionalisierung 2014 wurde nach der Vorgabe der Bundesnetzagentur durchgeführt. Die Anwendung dieses Regionalisierungsverfahrens hat im Detail gezeigt, dass weiteres Verbesserungspotenzial besteht. Die Übertragungsnetzbetreiber werden daher die Regionalisierungsmethodik für den Szenariorahmen zum NEP 2015 weiterentwickeln.

2.4.1 Verteilungsschlüssel erneuerbare Energien

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: 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.

Eine ausführliche Dokumentation zum Verteilungsschlüssel erneuerbarer Energien ist auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/Zke hinterlegt.

2.4.2 Ergebnisse der Regionalisierung

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 gleichbleibt. Die Verteilung der Biomasseanlagen verschiebt sich von Ost und Süd nach West und Nord.

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

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

3 MARKTSIMULATION



3 MARKTSIMULATION

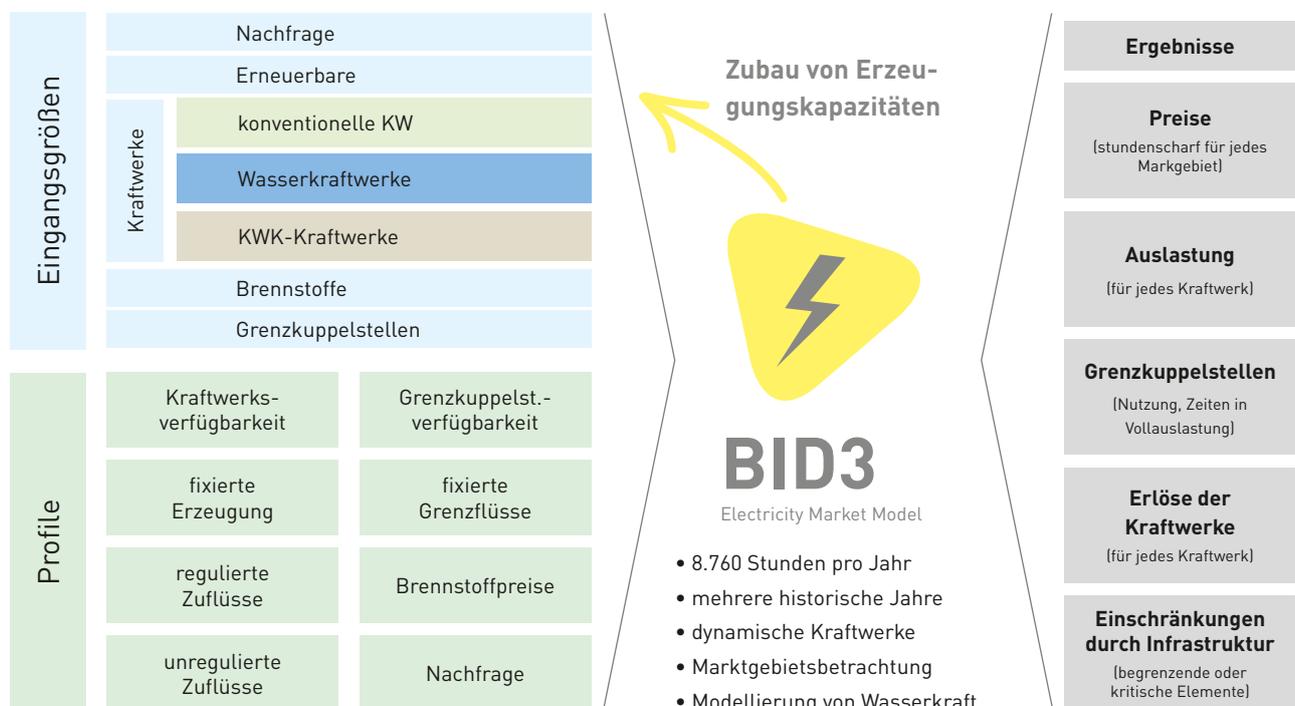
Auf Basis der aufbereiteten Daten aus dem Szenariorahmen (siehe Kapitel 2) erfolgt mithilfe eines mathematischen Optimierungsverfahrens die Simulation des Strommarktes der Zukunft, die sogenannte Marktsimulation. Die Szenarien zeigen die installierte Leistung auf, nicht aber, wann die entsprechenden 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).

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/Zkf 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.
- 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.
- 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).



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 Jahr².

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.

² 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/ZkC 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 68 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 2013³ 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 8 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.

³ <https://www.entsoe.eu/about-entso-e/system-development/system-adequacy-and-market-modeling/soaf-2013-2030/>



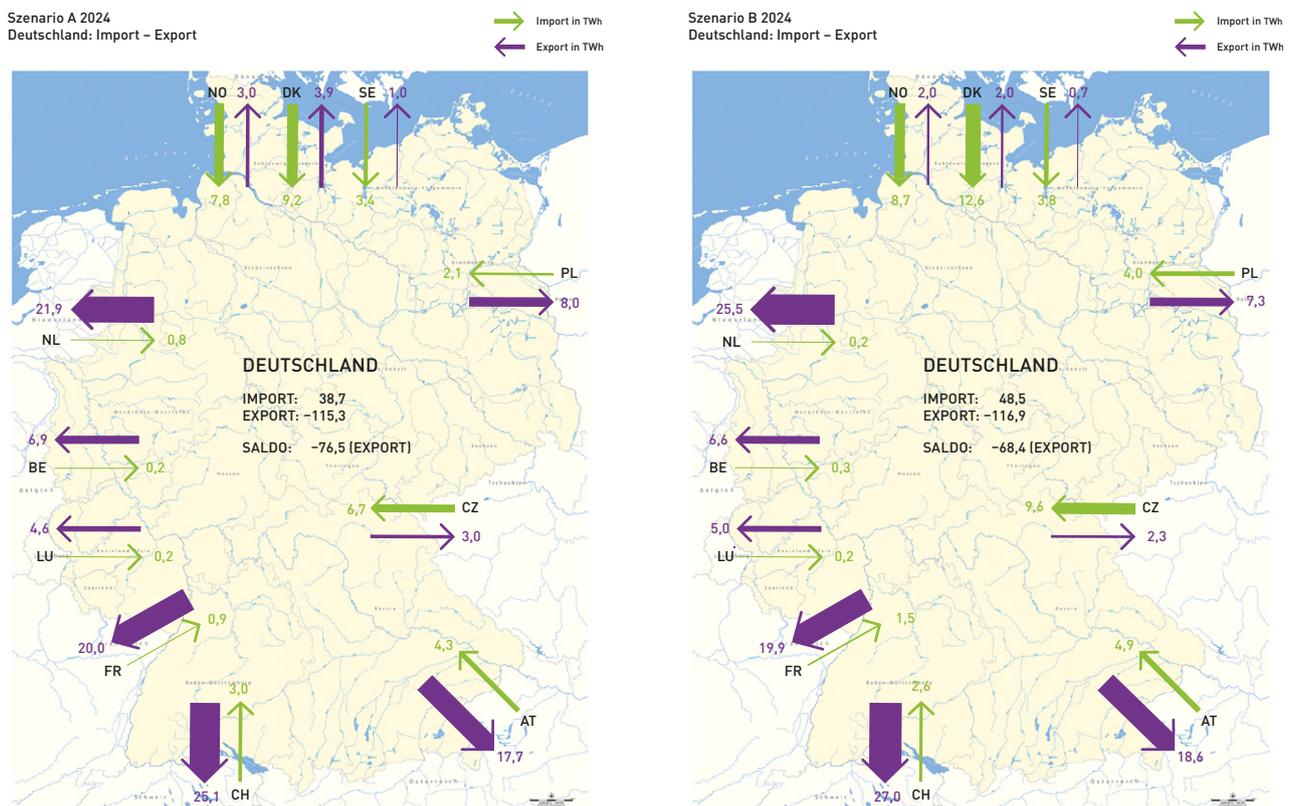
Insgesamt zeichnet sich das Szenario A 2024 durch den stärksten Fokus auf konventionelle Energieerzeugung in Europa aus. Der Anteil der Stromerzeugung aus Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken der in der Marktmodellierung abgebildeten europäischen Länder liegt in Szenario A 2024 bei rund 21 %, während dieser Anteil in Szenario B 2034 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 2034 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 116,9 TWh, die Importe hingegen sind mit absolut 48,5 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 29,1 bis 49,9 TWh der zweitgrößte Exporteur in allen Szenarien. Eine Ausnahme bildet lediglich das Szenario B 2034, in welchem die Nettoexporte Frankreichs auf rund 6,6 TWh zurückgehen. In diesem Szenario nehmen insbesondere die Importe aus Deutschland um gut 6,6 TWh gegenüber B 2024 zu. Unter den skandinavischen Ländern zeigt Norwegen den kontinuierlichsten Export. In rund 66 % der Stunden weist Norwegen eine positive Handelsbilanz mit einem durchschnittlichen Export von durchschnittlich rund 1.600 MW auf. Dänemark exportiert in rund 50 % der Stunden.

Der größte Nettoimporteure 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.

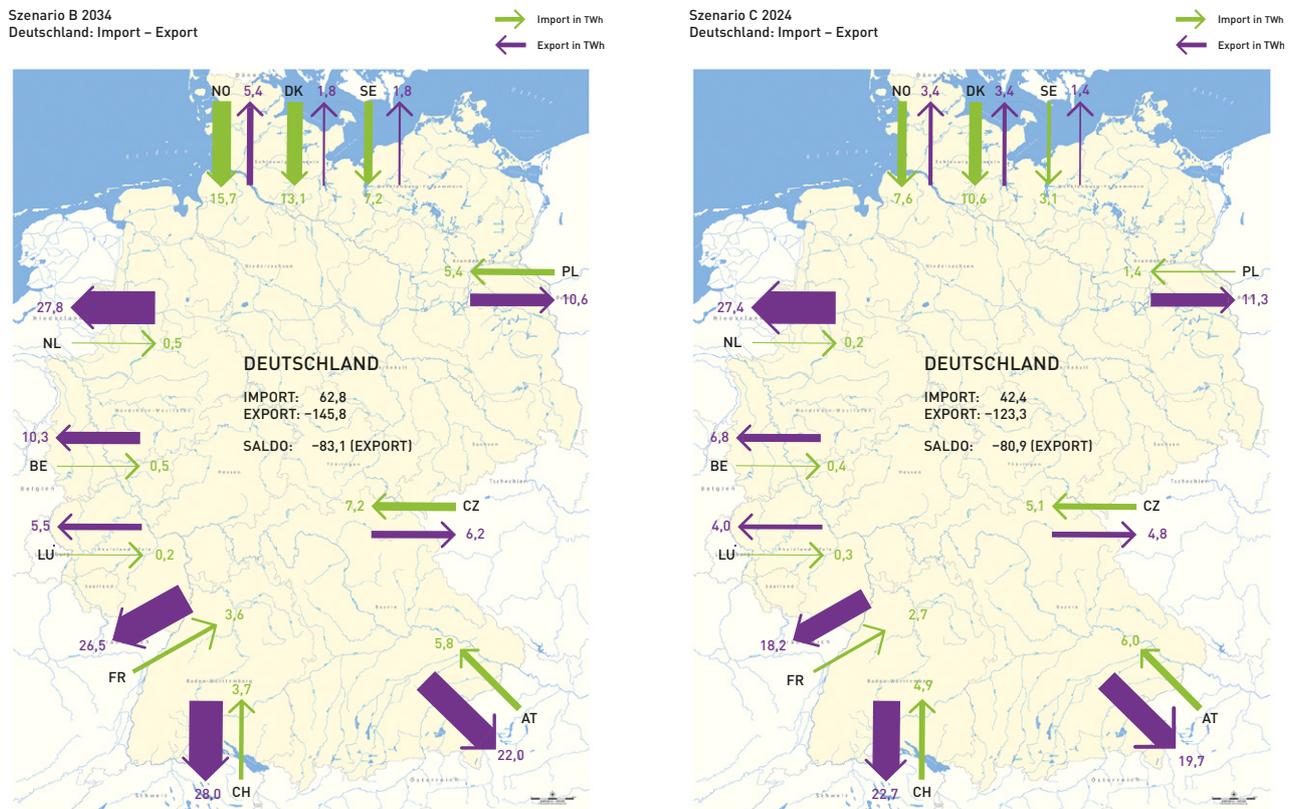
Abbildungen 6 und 7: Austauschenergiemengen Szenario A 2024 und B 2024



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



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



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 10 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 40 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. Weniger umfangreich sind die Transite in Szenario A 2024. Zwar betragen die Transite hier insgesamt rund 10 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.



3.2.2 Bundesländerbilanzen und Einspeisungen in Deutschland nach Energieträgern

Energiemengen

- Der Anteil konventionell erzeugter Energie liegt in den Szenarien zwischen 59 und 41 %.
- 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 europäischen Entwicklungspfade entsprechend des SO & AF zurückführen.

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.

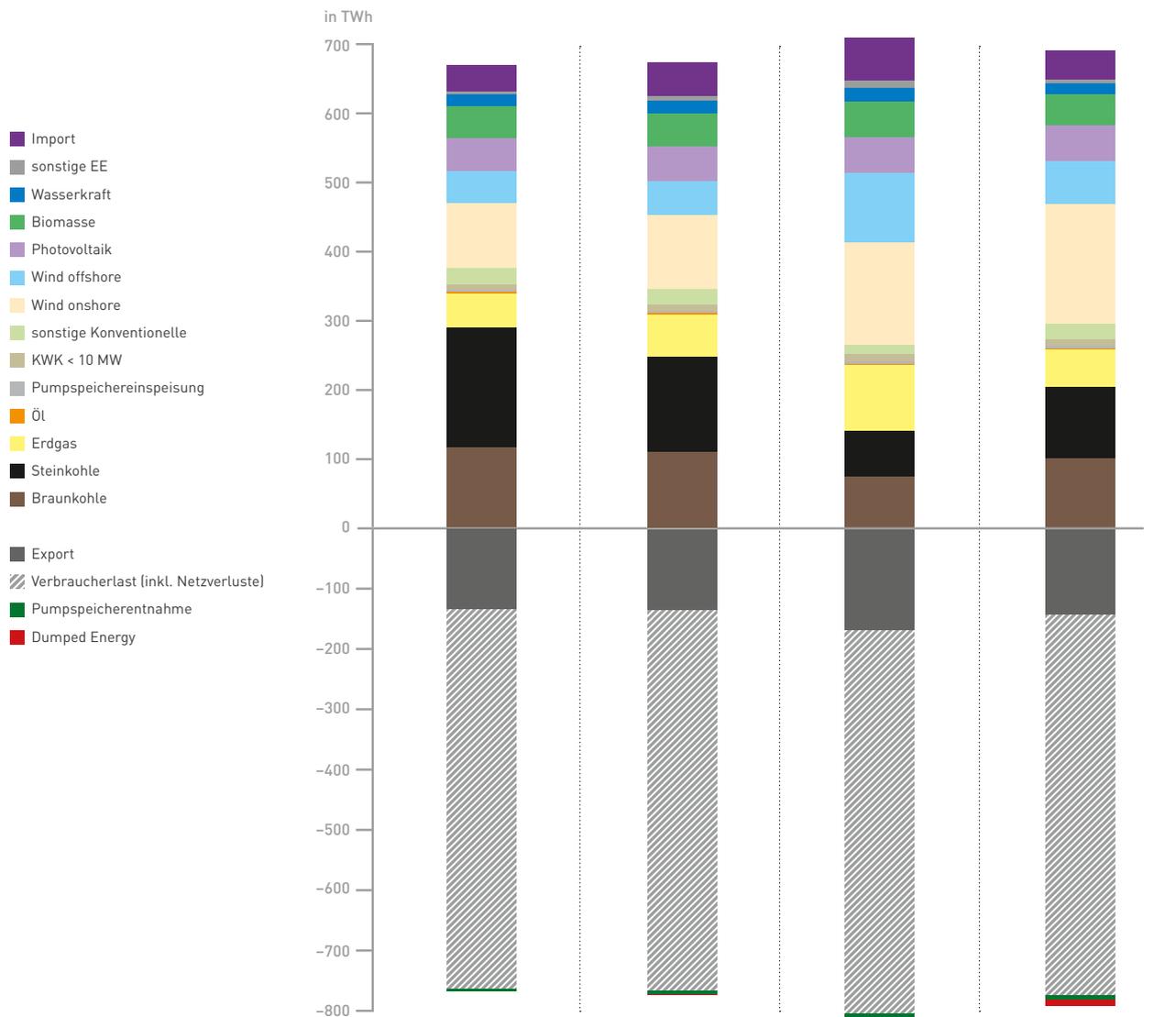
Die erneuerbaren Energien verdrängen dabei nicht nur in Deutschland, sondern auch in den europäischen Nachbarländern fossile Energieerzeugung. Besonders Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken wird durch die onshore erzeugte Windenergie zunehmend, aber nicht vollständig, verdrängt. Eine Verdrängung auch 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 107,4 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 15 TWh. Während insbesondere Braunkohle (ca. -20 TWh) und Steinkohle (ca. -12 TWh) niedriger liegen als noch im NEP 2013, zeigt die aktuelle Marktsimulation einen Zuwachs der Energieerzeugung aus Gas und sonstigen Konventionellen (in Summe ca. +24 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	48,5	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	107,4	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	61,4	96,0	53,2
Steinkohle	172,7	137,2	64,8	103,7
Braunkohle	115,8	109,0	73,8	99,4
Export	-115,3	-116,9	-145,8	-123,3
Verbrauchertlast (inkl. Netzverluste)	-549,4	-550,8	-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 59 %, für Bayern bei rund 33 % und für Baden-Württemberg bei rund 29 % 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.

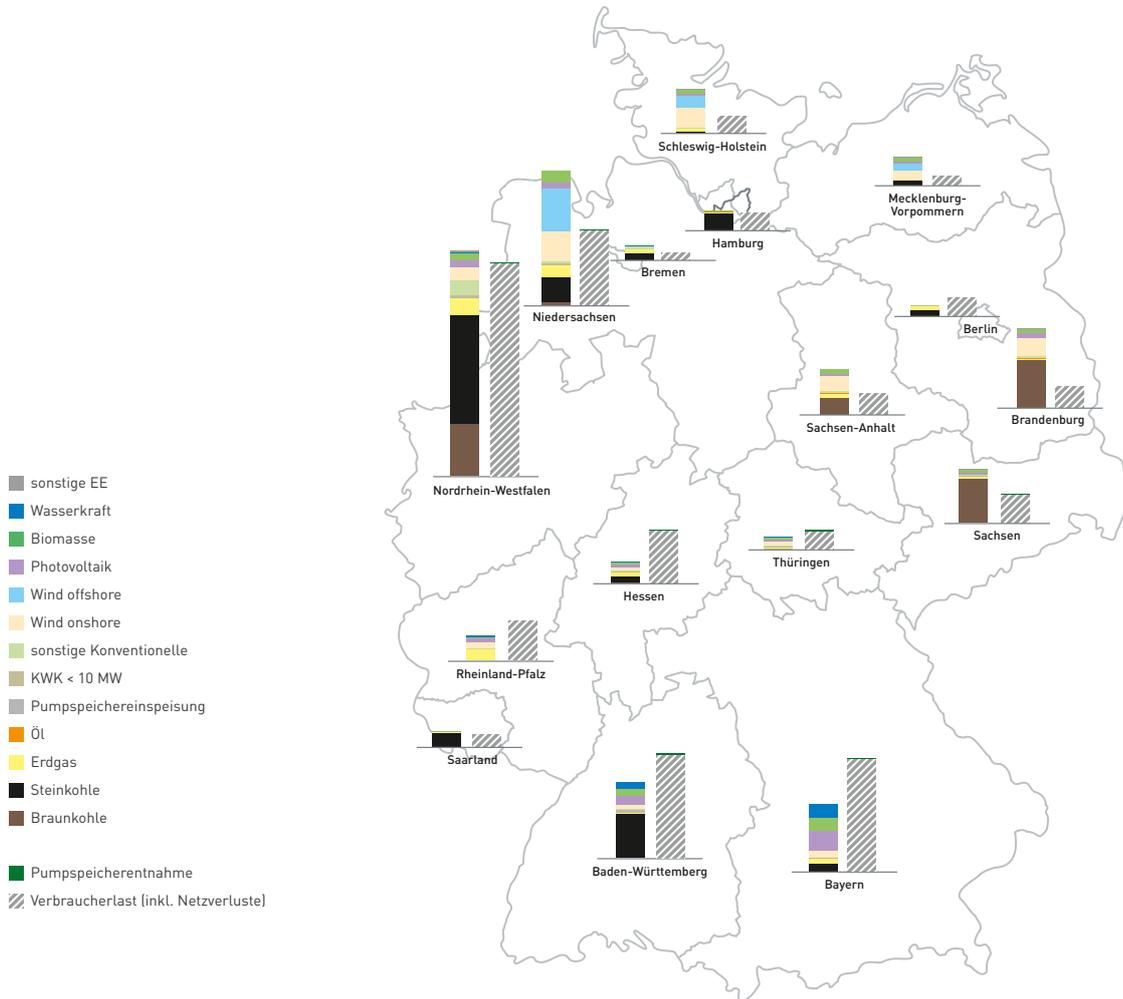
Insgesamt zeigt sich für die deutschen Bundesländer eine recht heterogene Last- und Erzeugungsstruktur. Insbesondere die südlichen Bundesländer weisen Erzeugungsdefizite auf, welche durch Importe aus anderen Bundesländern sowie dem Ausland gedeckt werden. Der Importbedarf liegt in Szenario B 2024 für Hessen bei rund 59 %, für Bayern bei rund 33 % und für Baden-Württemberg bei rund 29 % der jeweiligen Last bzw. in Summe bei rund 74,5 TWh. Umgekehrt weisen vor allem die Bundesländer Niedersachsen, Brandenburg, Schleswig-Holstein und Sachsen einen deutlichen Erzeugungsüberschuss auf. Dieser liegt in Summe bei ca. 131,1 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. Es 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. 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.



Abbildung 11: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario A 2024

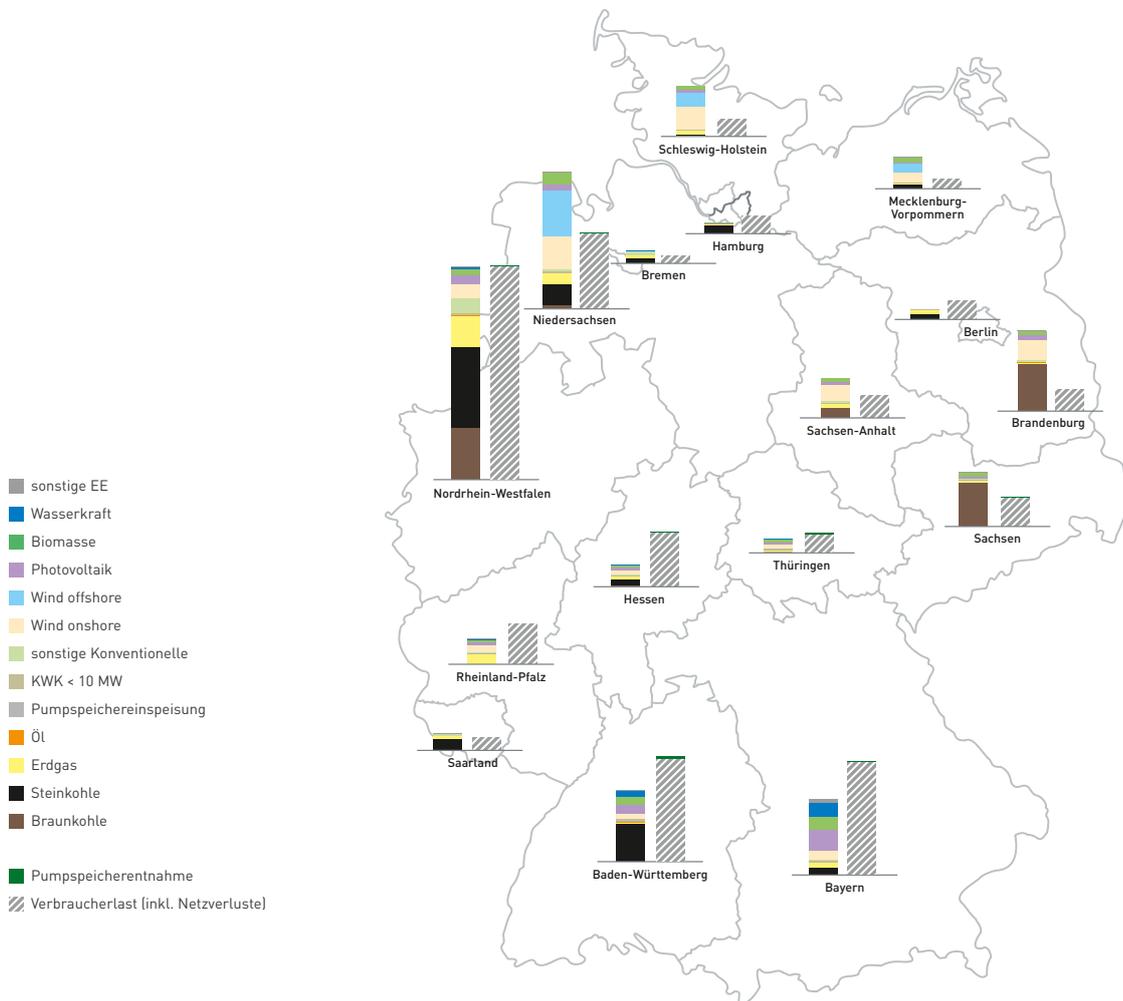


A 2024 (Angaben in TWh)	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Pumpspeichereinspeisung	KWK < 10 MW	sonstige Konventionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Wasserkraft	sonstige EE	Verbraucherlast (inkl. Netzverluste)	Pumpspeicharentnahme
Baden-Württemberg	0,0	31,4	0,8	0,1	1,2	1,0	0,5	2,6	0,0	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

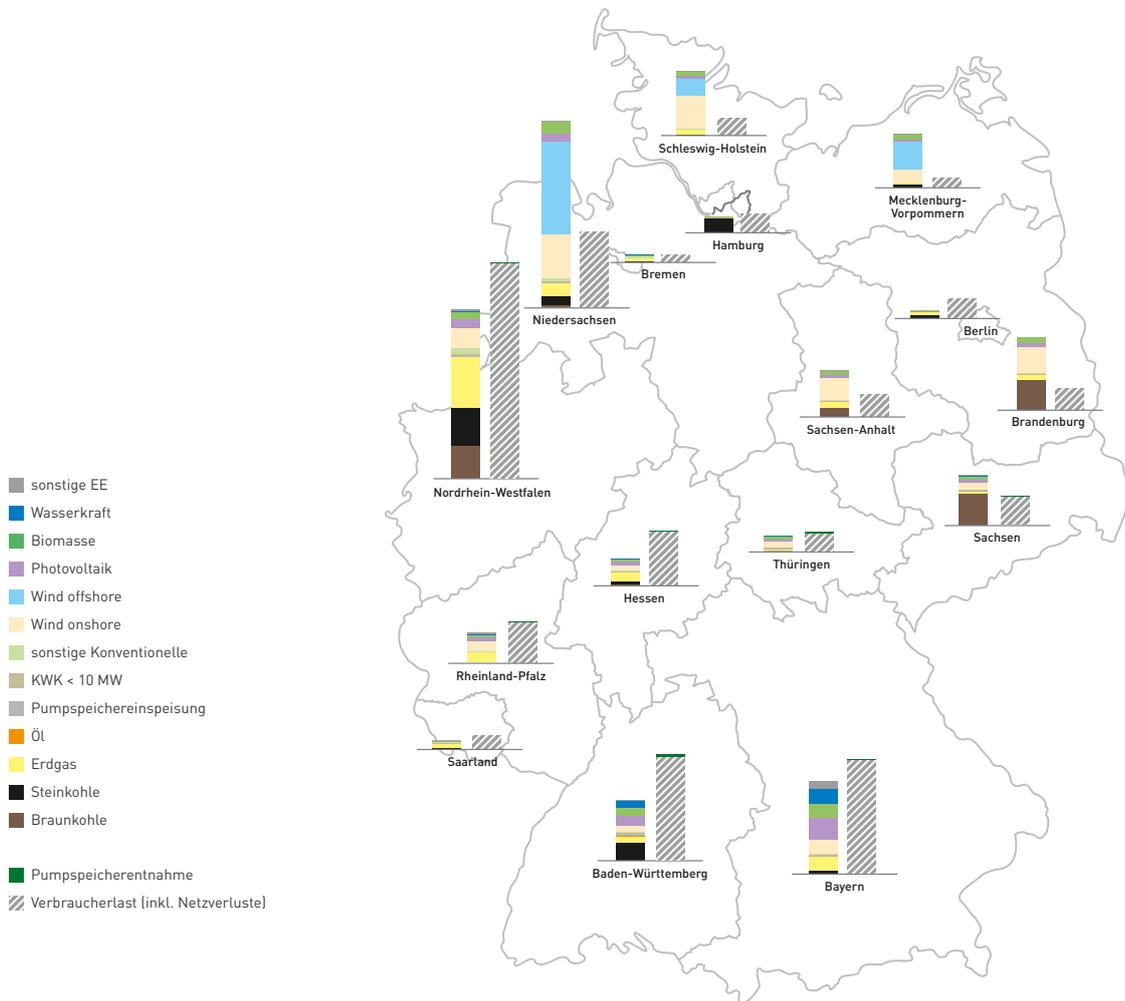


B 2024 (Angaben in TWh)	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Öl	Pumpspei- cherein- speisung	KWK < 10 mW	sonstige Konventi- onelle	Wind onshore	Wind offshore	Photovol- taik	Bio- masse	Wasser- kraft	sonstige EE	Verbrau- cherlast (inkl. Netz- verluste)	Pumpspei- cherent- nahme
Baden-Württemberg	0,0	26,5	0,8	0,1	1,4	1,0	0,5	3,1	0,0	6,7	5,4	4,6	0,6	73,7	1,5
Bayern	0,0	4,3	3,7	0,0	0,2	1,2	1,2	6,1	0,0	15,0	9,3	10,1	2,7	80,8	0,3
Berlin	0,0	3,5	2,6	0,2	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	13,5	0,0
Brandenburg	33,3	0,0	0,7	0,3	0,0	0,5	1,2	14,3	0,0	3,2	3,5	0,0	0,2	15,1	0,0
Bremen	0,0	3,3	2,1	0,0	0,0	0,1	2,6	0,4	0,0	0,1	0,1	0,1	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	0,2	0,2	0,0	0,0	12,8	0,0
Hessen	0,2	4,2	2,3	0,0	0,2	0,7	0,7	2,4	0,0	2,3	1,8	0,3	0,2	38,3	0,3
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	3,0	0,8	0,0	0,0	0,2	0,1	6,7	6,6	1,2	3,4	0,0	0,1	6,5	0,0
Niedersachsen	1,6	15,1	8,5	0,0	0,0	1,0	1,8	23,1	33,1	4,7	8,4	0,2	0,3	53,7	0,1
Nordrhein-Westfalen	36,6	57,6	22,3	0,5	0,2	1,6	10,4	10,5	0,0	5,8	4,8	0,8	1,4	152,7	0,3
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	6,8	0,0	0,1	0,5	0,3	5,1	0,0	2,2	1,5	0,9	0,6	28,6	0,2
Saarland	0,0	7,5	2,2	0,0	0,0	0,1	1,0	0,4	0,0	0,5	0,2	0,0	0,1	9,2	0,0
Sachsen	30,7	0,0	1,8	0,0	0,2	0,6	0,1	3,8	0,0	1,9	2,2	0,4	0,3	20,3	0,2
Sachsen-Anhalt	6,6	0,0	2,7	0,3	0,0	0,4	1,4	11,5	0,0	1,9	3,0	0,1	0,1	15,8	0,0
Schleswig-Holstein	0,0	0,7	3,0	0,0	0,0	0,3	0,6	16,2	9,8	2,1	2,7	0,0	0,1	12,2	0,0
Thüringen	0,0	0,0	0,8	0,0	1,0	0,4	0,1	3,5	0,0	1,2	2,1	0,1	0,0	12,6	1,1
Deutschland	109,0	137,2	61,4	1,4	3,4	9,0	22,4	107,4	49,5	49,0	48,8	17,9	6,8	550,8	4,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 13: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2034

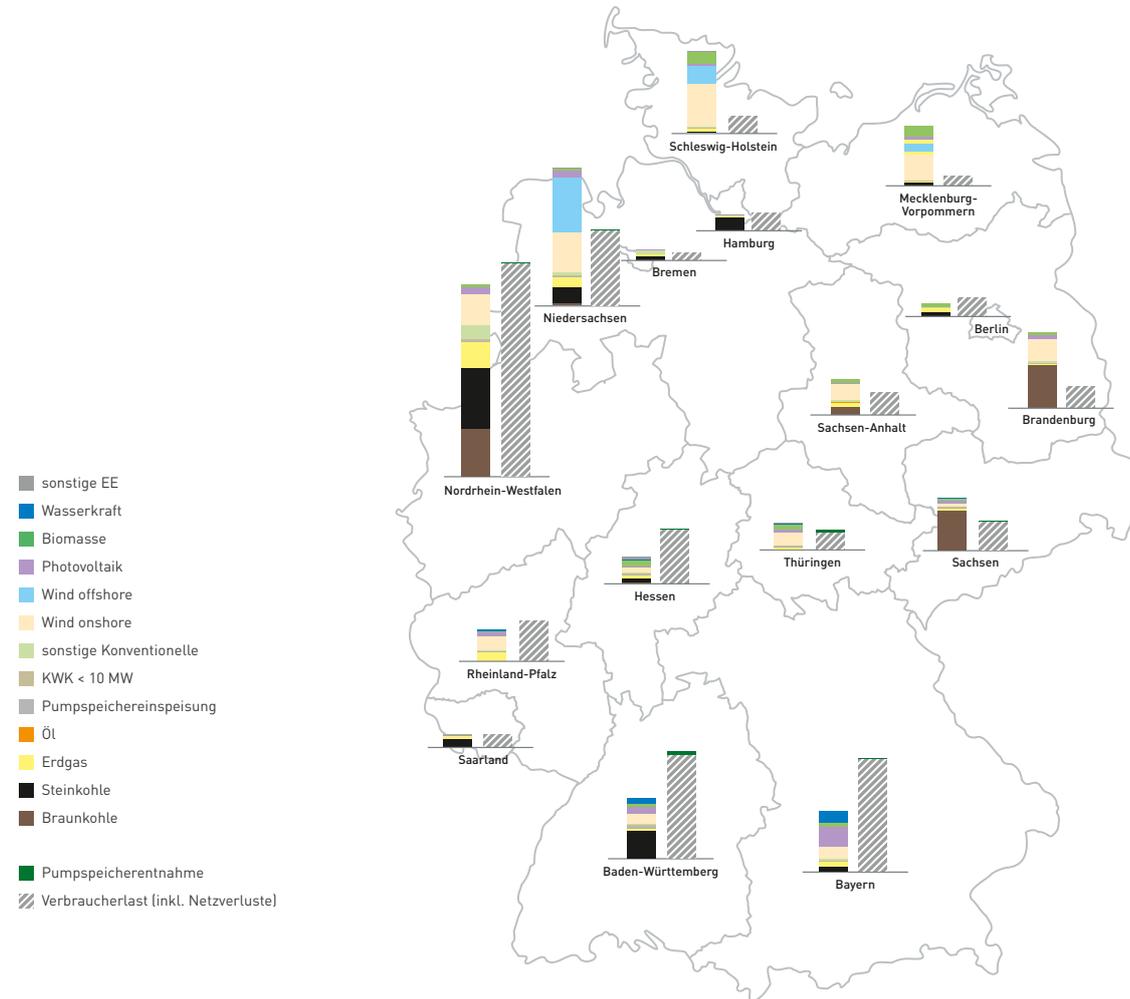


B 2034 (Angaben in TWh)	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Pumpenspeichereinspeisung	KWK < 10 MW	sonstige Konventionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Wasserkraft	sonstige EE	Verbraucherlast (inkl. Netzverluste)	Pumpenspeicherentnahme
Baden-Württemberg	0,0	12,6	4,1	0,1	1,7	1,1	0,5	4,6	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- cheren- 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/Zkg 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 0,03 %.

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.

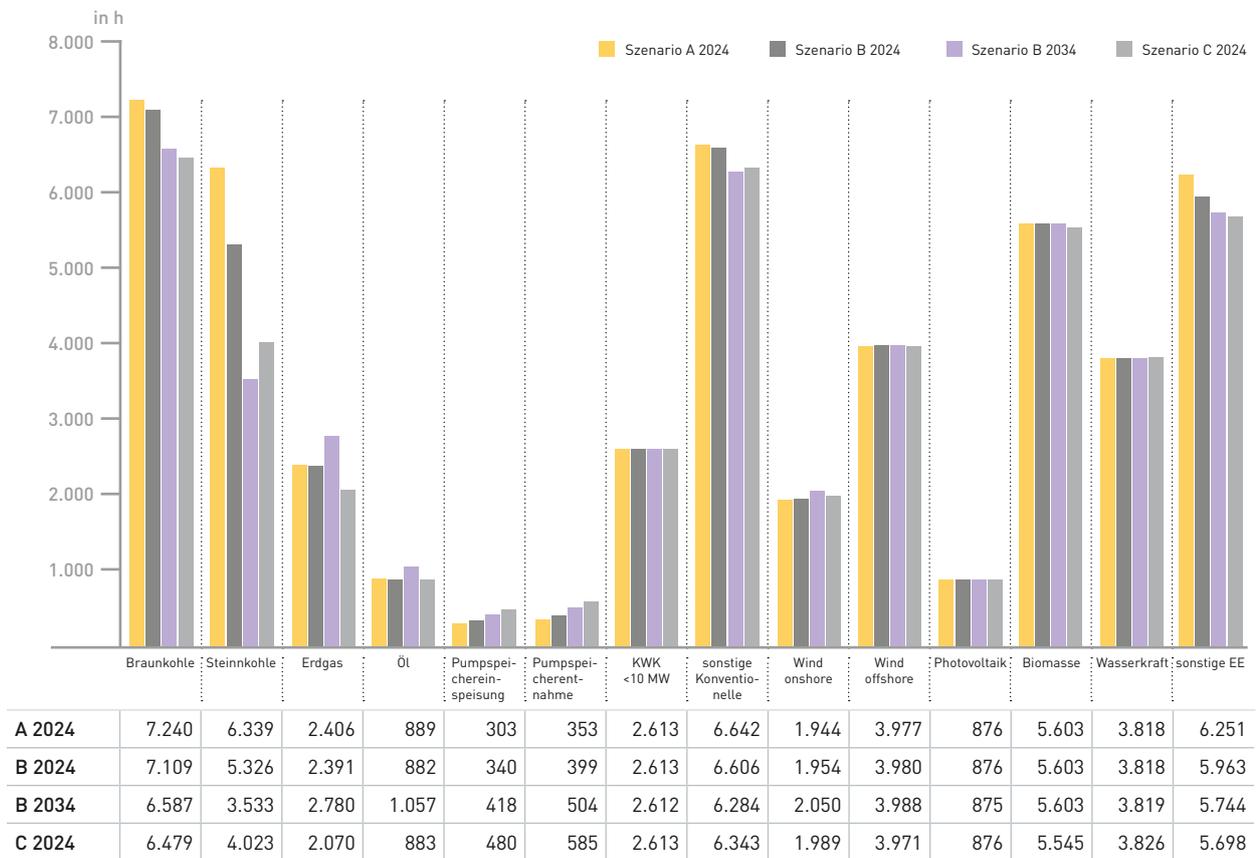
Die Volllaststunden im NEP 2014 unterscheiden sich in den einzelnen Szenarien deutlich, insbesondere beim Energieträger Steinkohle: Im Szenario A 2024 ergeben sich bei der geringsten installierten Leistung erneuerbarer Energien die höchsten Volllaststunden für Steinkohle. Zudem ist der Kraftwerkszubau 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 580 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 2011⁴.

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

⁴ 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.

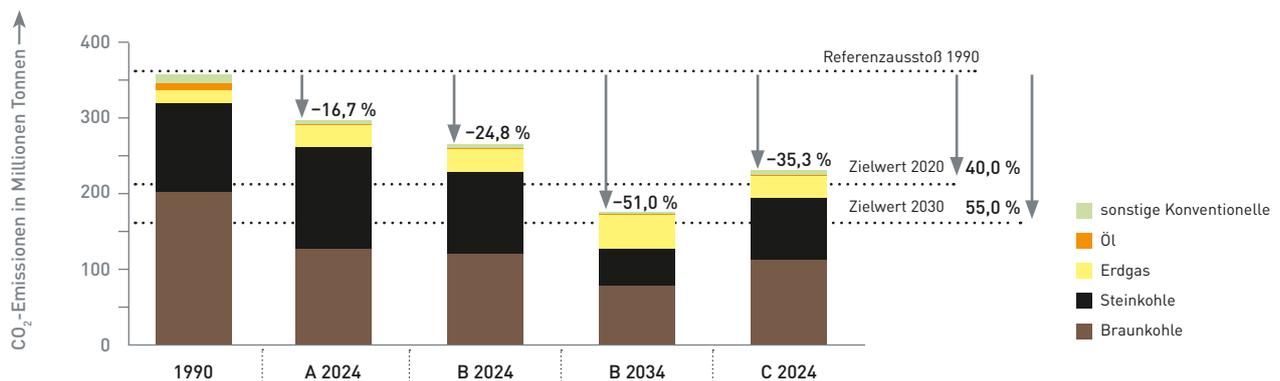
Im NEP 2013 wurde in dieser Darstellung auch die Reduktion von CO₂ in anderen Sektoren wie Industrie, Transport oder Handel berücksichtigt. Da im Rahmen des Netzentwicklungsplans nur der Stromsektor modelliert wird, und die bisherigen Reduktionsannahmen für andere Sektoren nicht Teil der vorliegenden 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 60 % und somit die geringsten Emissionen von 232 Mio. t CO₂. Szenario B 2024 erreicht mit dem mittleren Ausbau der erneuerbaren Energien (49 % der Stromerzeugung) eine Emissionsreduktion auf 269 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



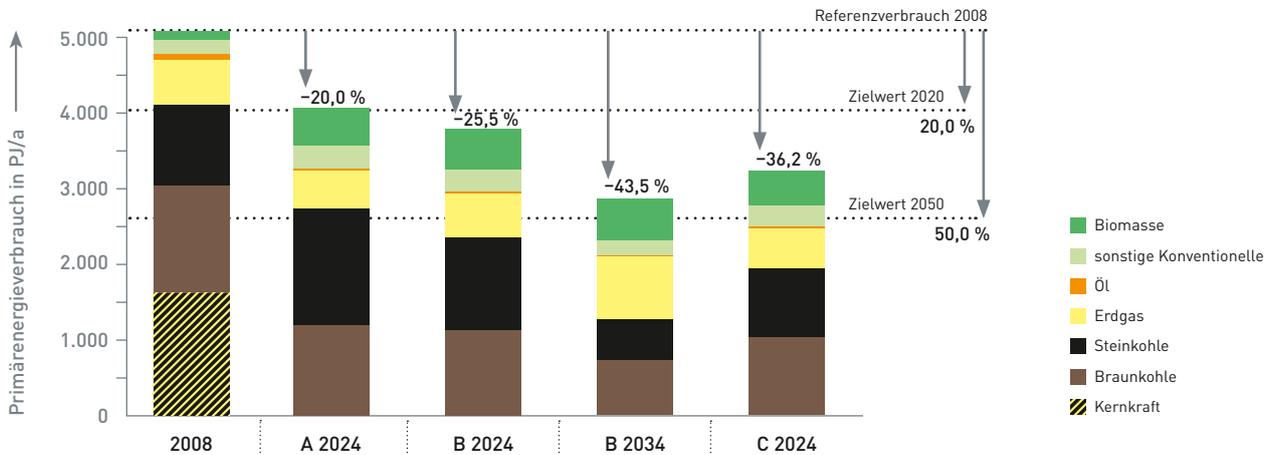
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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

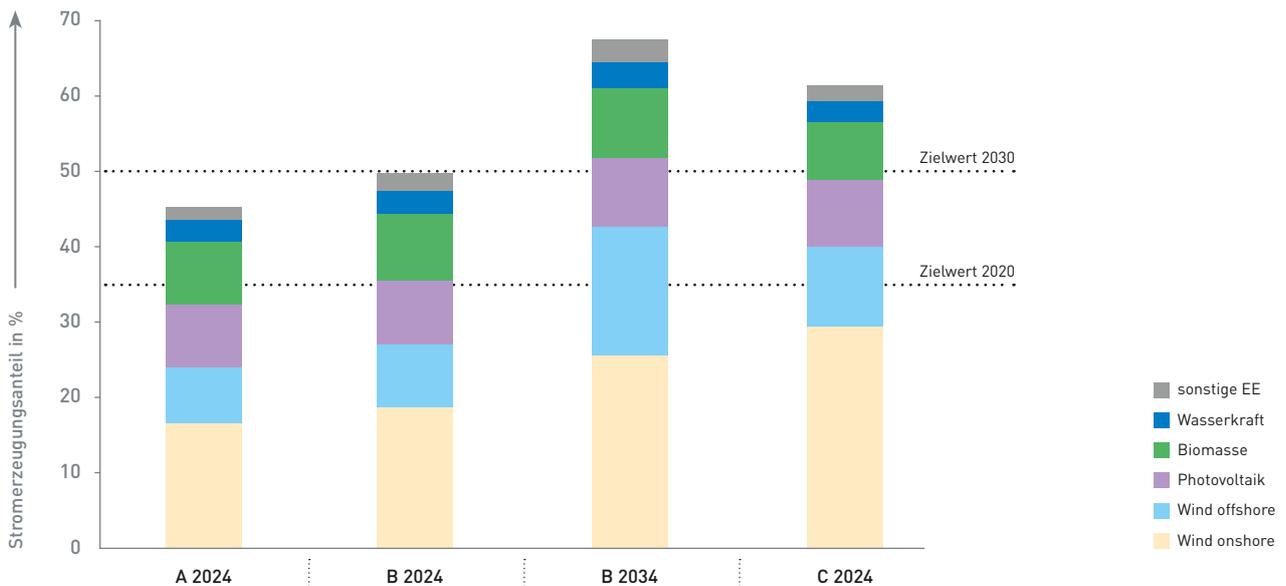


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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

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 2050. 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



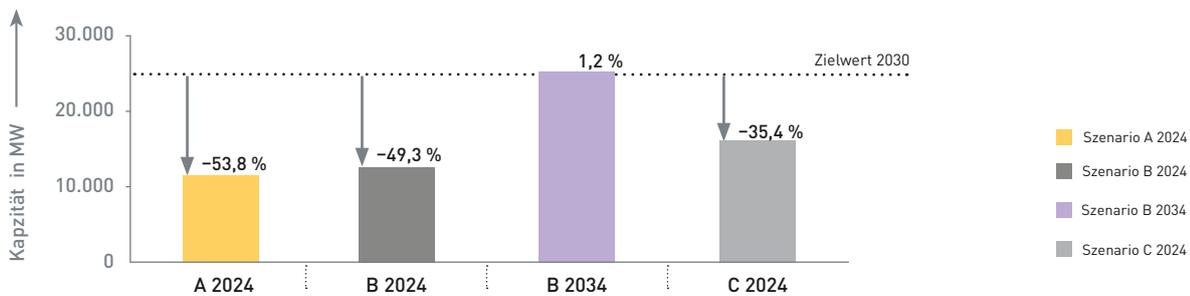
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



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

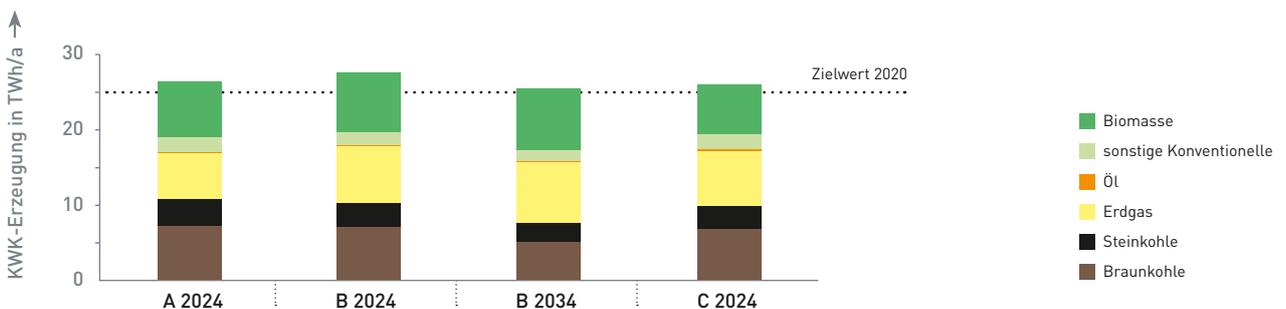
5. Erhöhung des KWK-Anteils

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/ZkQ 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 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_1_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/Zky abrufbar.

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).

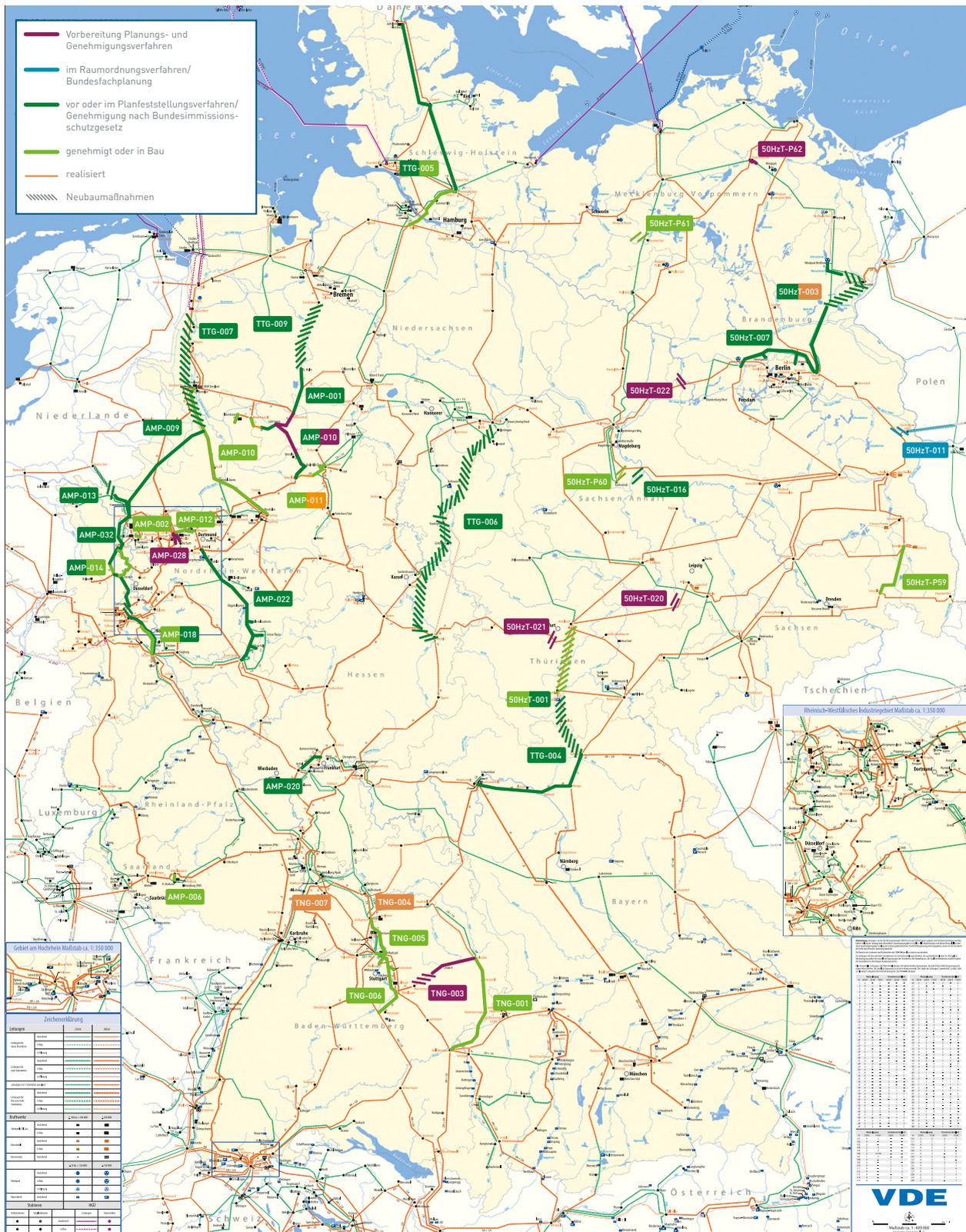
Der Leitungsneubau des Startnetzes beträgt in bestehenden Trassen rund 900 km und in neuen Trassen rund 600 km. Weitere 500 km sind Stromkreisaufgaben auf bestehenden Gestängen.

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.



Abbildung 21: Deutsches Höchstspannungsnetz mit Startnetz



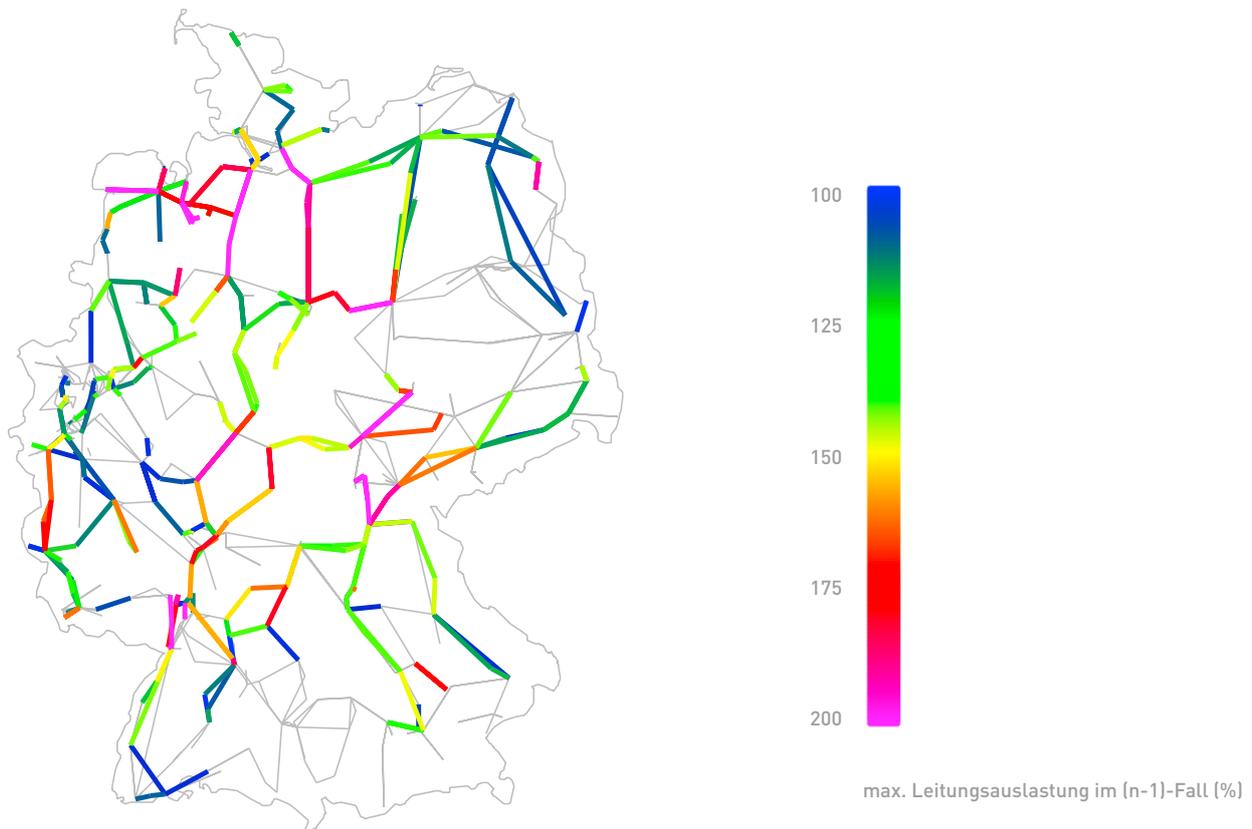
Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber⁵

⁵ Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2014).

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 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



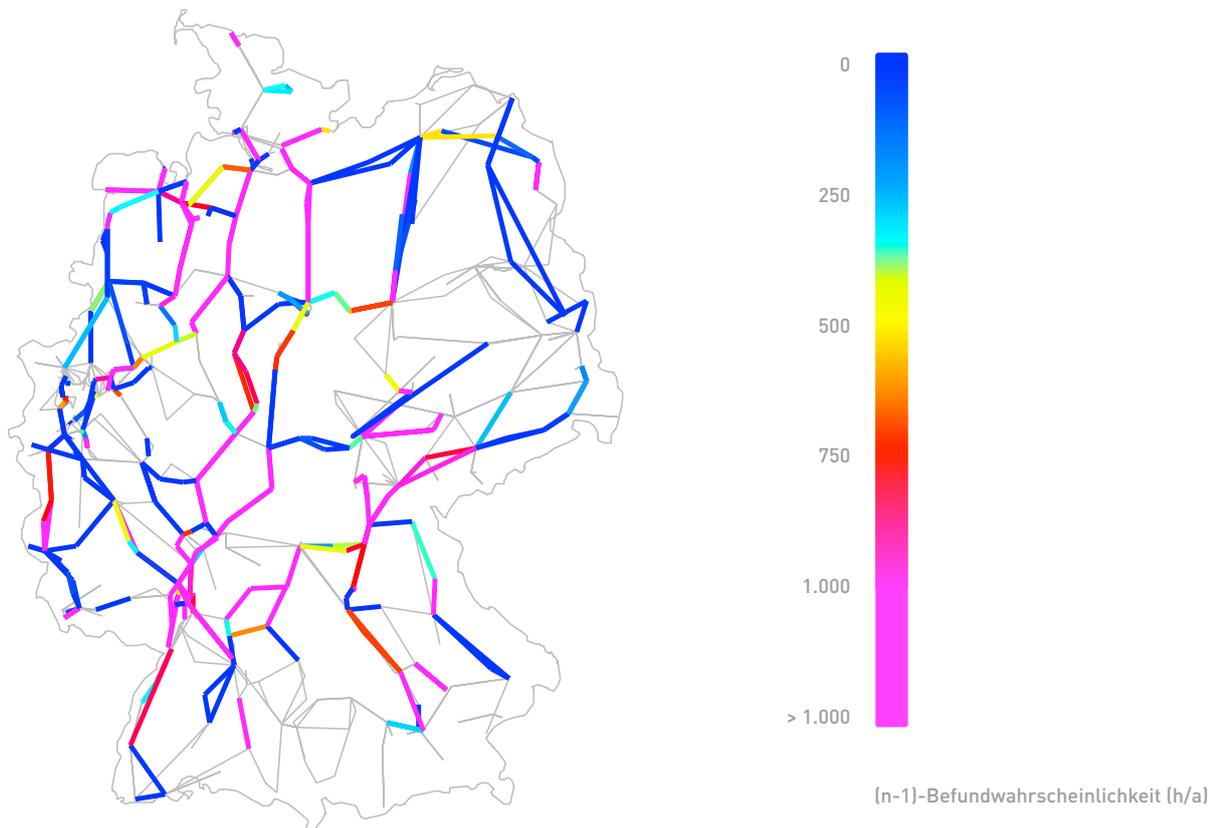
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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 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 NEP 2014 untersuchten Szenarien nicht lösen.



4.2 Netzverknüpfungspunkte zum 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.
- Neue Netzverknüpfungspunkte werden erst dann errichtet, wenn vorhandene Schaltanlagen im gleichen Raum hinsichtlich der Aufnahmeleistung ausgeschöpft sind. Dies schließt nicht nur die Betrachtung der Kapazität der abführenden Leitungen, sondern auch systemdynamische Belange an den jeweiligen Knoten mit ein. Zudem gilt, dass der gleichzeitige Ausfall von gekoppelten Sammelschienen oder Stromkreisen laut Operation Handbook (ENTSO-E) auf Mehrfachgestängen nicht zu einem Erzeugungsausfall von mehr als 3.000 MW führen darf.
- 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 folgenden Tabelle 7 wie auch der Tabelle 4 im O-NEP zu entnehmen.

Die an den NVP für die einzelnen Szenarien festgelegten installierten Erzeugungsleistungen aus Offshore-Windenergie fließen in die Netzberechnungen im NEP 2014 ein und waren daher zu einem frühen Zeitpunkt im Erstellungsprozess des NEP 2014 festzulegen. Die Zuordnung erfolgte auf Basis der für die Szenarien im Szenariorahmen vom 30.08.2013 vorgegebenen Leistungen und der Staffelung der Netzanbindungssysteme gemäß des am 13.09.2013 zur Konsultation gestellten Entwurfs der Bestätigung des Offshore-Netzentwicklungsplans 2013 der BNetzA. Mit der Bestätigung des O-NEP 2013 durch die BNetzA im Januar 2014 und darauf aufbauenden Bemühungen des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers, die Nutzung der dort bestätigten NVP zu optimieren, sind Änderungen gegenüber der frühen Zuweisung installierter Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie an Netzverknüpfungspunkte eingetreten, die nicht mehr bei den Netzanalysen des NEP 2014 berücksichtigt werden konnten. Diese haben dazu geführt, dass die in dieser Tabelle abgebildete und in den NEP 2014 eingeflossene Prognose der installierten Erzeugungsleistungen an den NVP Halbmond, Cloppenburg, Elsflth/West und Unterweser nicht mit der sich aus dem O-NEP 2014 (unter Berücksichtigung der Bestätigung des O-NEP 2013 und darauf aufbauenden Optimierungsbemühungen) ergebenden Verteilung der Erzeugungsleistungen übereinstimmt. Die im genehmigten Szenariorahmen für die jeweiligen Szenarien vorgegebene Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie ändert sich dadurch nicht.

Das Verschwenken bei den Netzverknüpfungspunkten bedeutet in Folge eine Änderung insbesondere der lokalen Lastflüsse im Netzbereich des nordwestlichen Niedersachsen. Dadurch ist zu erwarten, dass sich die im NEP 2014 ausgewiesene Maßnahmenliste in den betroffenen Szenarien in dieser Region zukünftig ändert.



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

Bundesland	Netzverknüpfungspunkt	Spannungs- ebene in kV	installierte Erzeugungleistung 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	Cloppenburg	380	900	900	2.700	900	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	Unterweser	380	1.300	1.800	1.800	1.800	2024
Niedersachsen	Wilhelmshaven 2	380	-	-	2.200	-	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	700	2017
Niedersachsen	Halbmond	380	-	-	1.800	900	2021
Mecklenburg-Vorpommern	Bentwisch	380	336	336	1.336	336	bereits in Betrieb
Mecklenburg-Vorpommern	Lüdershagen	220	-	350	1.700	850	bereits in Betrieb
Mecklenburg-Vorpommern	Lubmin	380	1.000	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. 21 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/Zk8.

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	2.000 km	200 km
Übertragungskapazität	10 GW	

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

Investitionsvolumen 21 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 – Osterrath – Philippsburg
- Korridor B mit 2 GW Urberach – 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 – Grafenrheinfeld

Im Korridor D beträgt die Übertragungsleistung 2 GW.

- Korridor D mit 2 GW Lauchstädt – Meitingen



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.

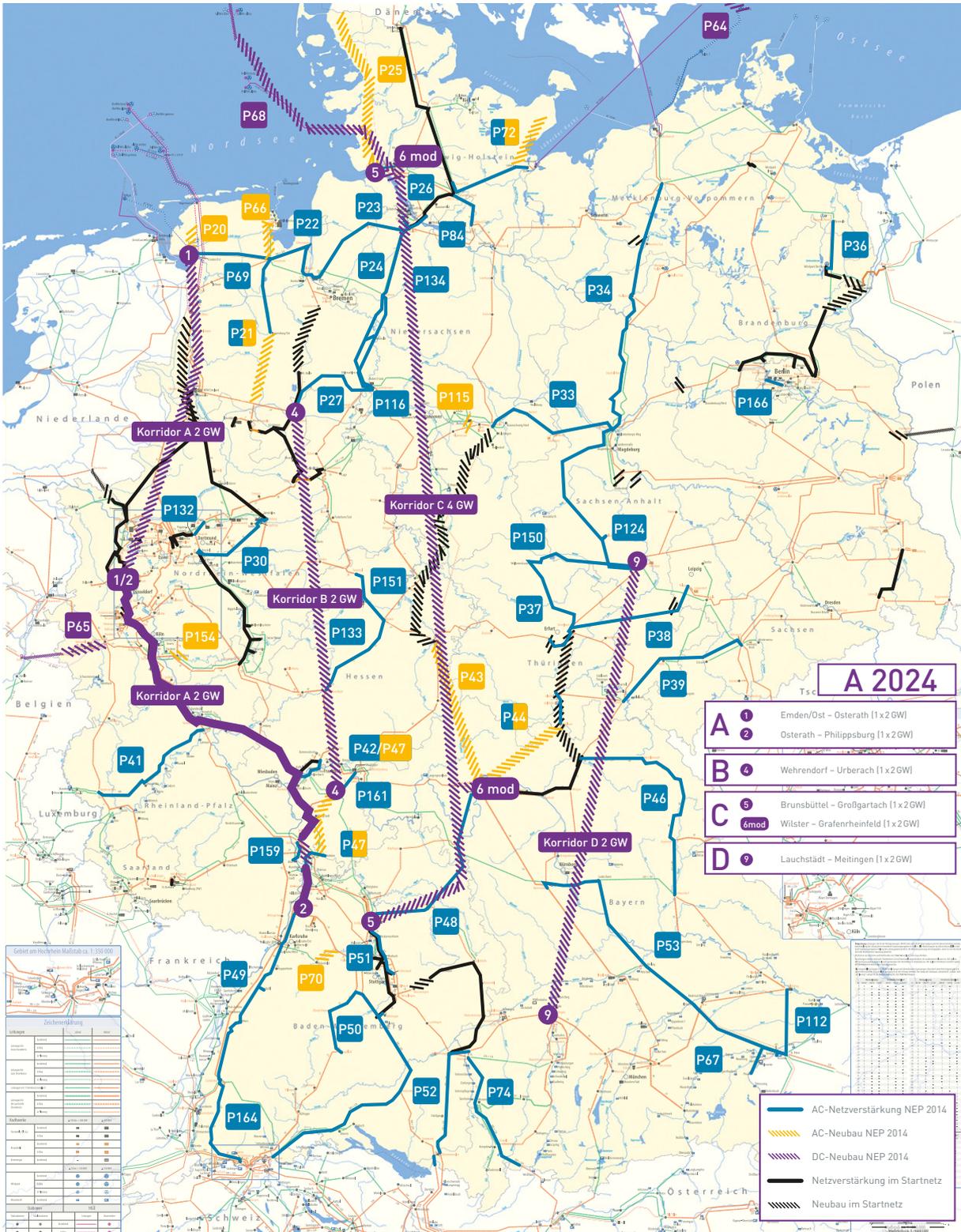
Das Szenario A 2024 kommt den neuen, aggregierten EEG-Erzeugungsziele der Bundesregierung recht nahe. In Fortführung des Leitszenariogedankens könnte daher aus dem Szenario A 2024 ein sicheres und bedarfsgerechtes Zielnetz für das Jahr 2024 abgeleitet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber empfehlen in diesem NEP 2014 vor dem Hintergrund der aktuell diskutierten Änderungen im EEG jedoch nicht die Bestätigung eines strukturell engpassfreien Zielnetzes. Sie empfehlen, über die Maßnahmen des Bundesbedarfsplans und die im NEP 2013 bestätigten Maßnahmen hinaus, lediglich die Bestätigung von drei Projekten, die in direktem Zusammenhang mit essenziellen, bereits bestätigten Maßnahmen stehen.

In der folgenden Abbildung 24 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_1_Entwurf_Teil2.pdf zu finden.



Abbildung 24: Szenario A 2024/alle errechneten Leitungsprojekte



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).



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	2.100 km	200 km
Übertragungskapazität	12 GW	

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

Investitionsvolumen 22 Mrd. EUR

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Notwendigkeit der HGÜ-Verbindung in

- Korridor A mit 2 GW Emden/Ost – Osterrath – Philippsburg
- Korridor B mit 2 GW Urberach – 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 – Grafenrheinfeld
- Korridor C mit 2 GW Kreis Segeberg – Goldshöfe

Im Korridor D beträgt die Übertragungsleistung 2 GW.

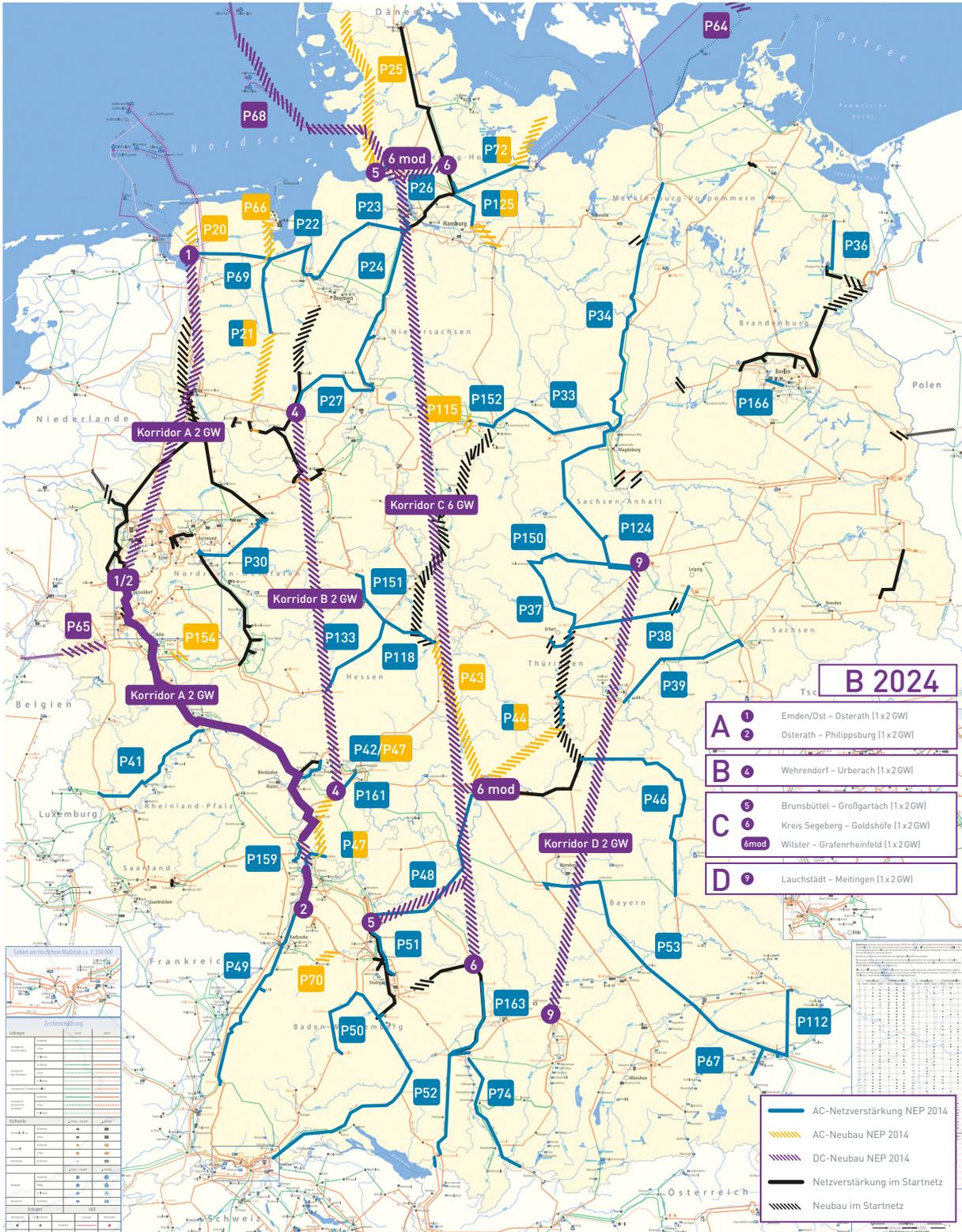
- Korridor D mit 2 GW Lauchstädt – Meitingen

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 25 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_1_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.



Abbildung 25: Szenario B 2024/alle errechneten Leitungsprojekte



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).

4.3.3 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	3.500 km	200 km
Übertragungskapazität	18 GW	

AC-Netz Neubau	DC/AC-Netz Verstärkung
Länge	1.300 km
	5.200 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 – Osterrath – Philippsburg bleibt unberührt.

Im Korridor B beträgt die Übertragungsleistung in Summe 4 GW.

- Korridor B mit 2 GW Urberach – Wehrendorf
- Korridor B mit 2 GW Cloppenburg – Bürstadt

Im Korridor C beträgt die Übertragungsleistung in Summe 10 GW.

- Korridor C mit 4 GW Brunsbüttel – Großgartach
- Korridor C mit 2 GW Wilster – Grafenheinfeld
- Korridor C mit 2 GW Heide – Raitersaich
- Korridor C mit 2 GW Kreis Segeberg – Goldshöfe

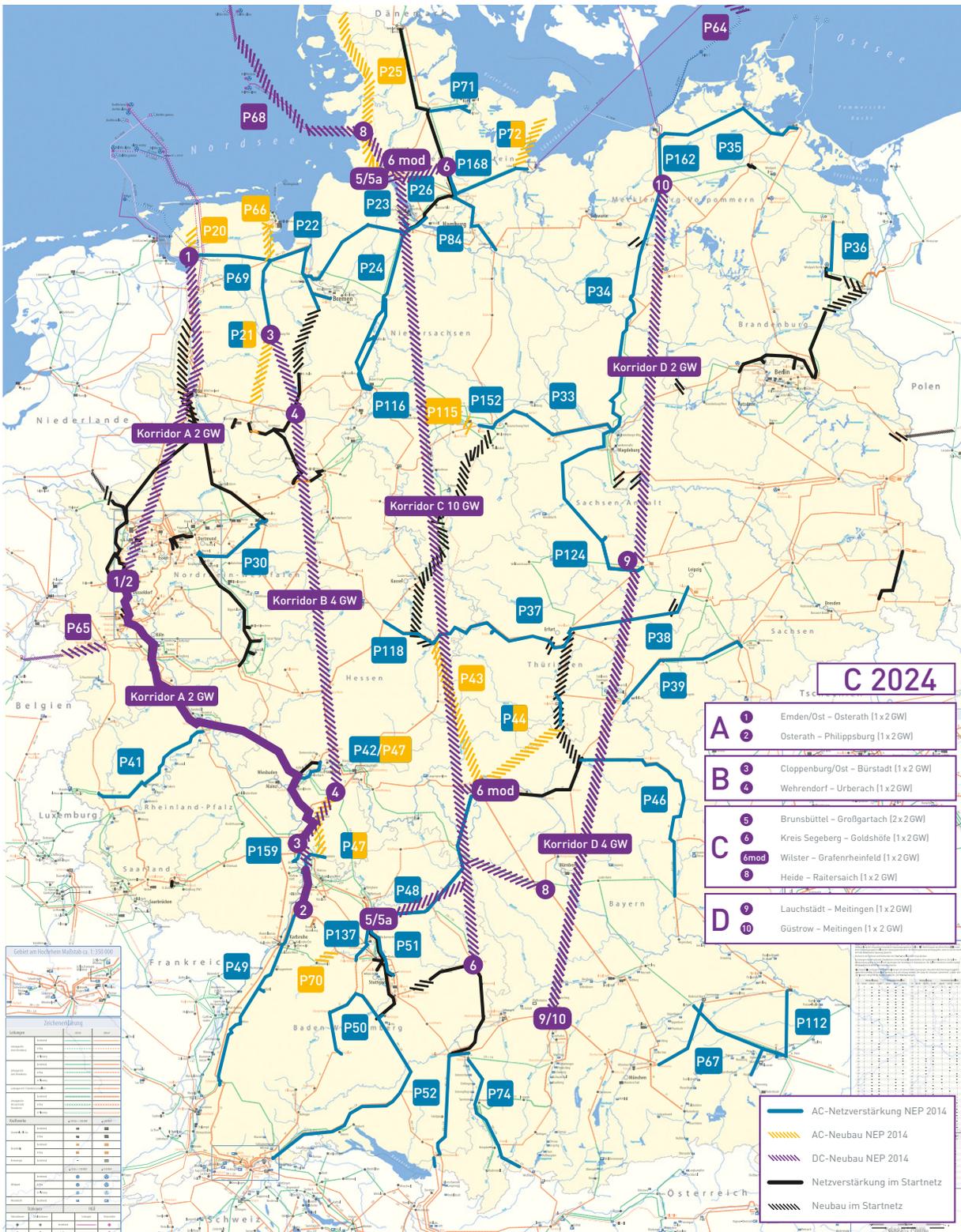
Im Korridor D beträgt die Übertragungsleistung zwischen 2 GW (nördlicher Abschnitt) und in Summe 4 GW (südlicher Abschnitt).

- Korridor D mit 2 GW Lauchstädt – Meitingen
- Korridor D mit 2 GW Güstrow – Meitingen

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 26 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_1_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.



Abbildung 26: Szenario C 2024/alle errechneten Leitungsprojekte



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber⁸

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



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	3.600 km
Übertragungskapazität	20 GW

AC-Netz Neubau	DC/AC-Netz Verstärkung
Länge	1.400 km
	7.000 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 Wilhelmshaven – Rommerskirchen
- Korridor A mit 2 GW Emden/Ost – Oberzier

Im Korridor B beträgt die Übertragungsleistung in Summe 4 GW.

- Korridor B mit 2 GW Urberach – Wehrendorf
- Korridor B mit 2 GW Cloppenburg – Bürstadt

Im Korridor C beträgt die Übertragungsleistung in Summe 10 GW.

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

Im Korridor D beträgt die Übertragungsleistung in Summe 4 GW.

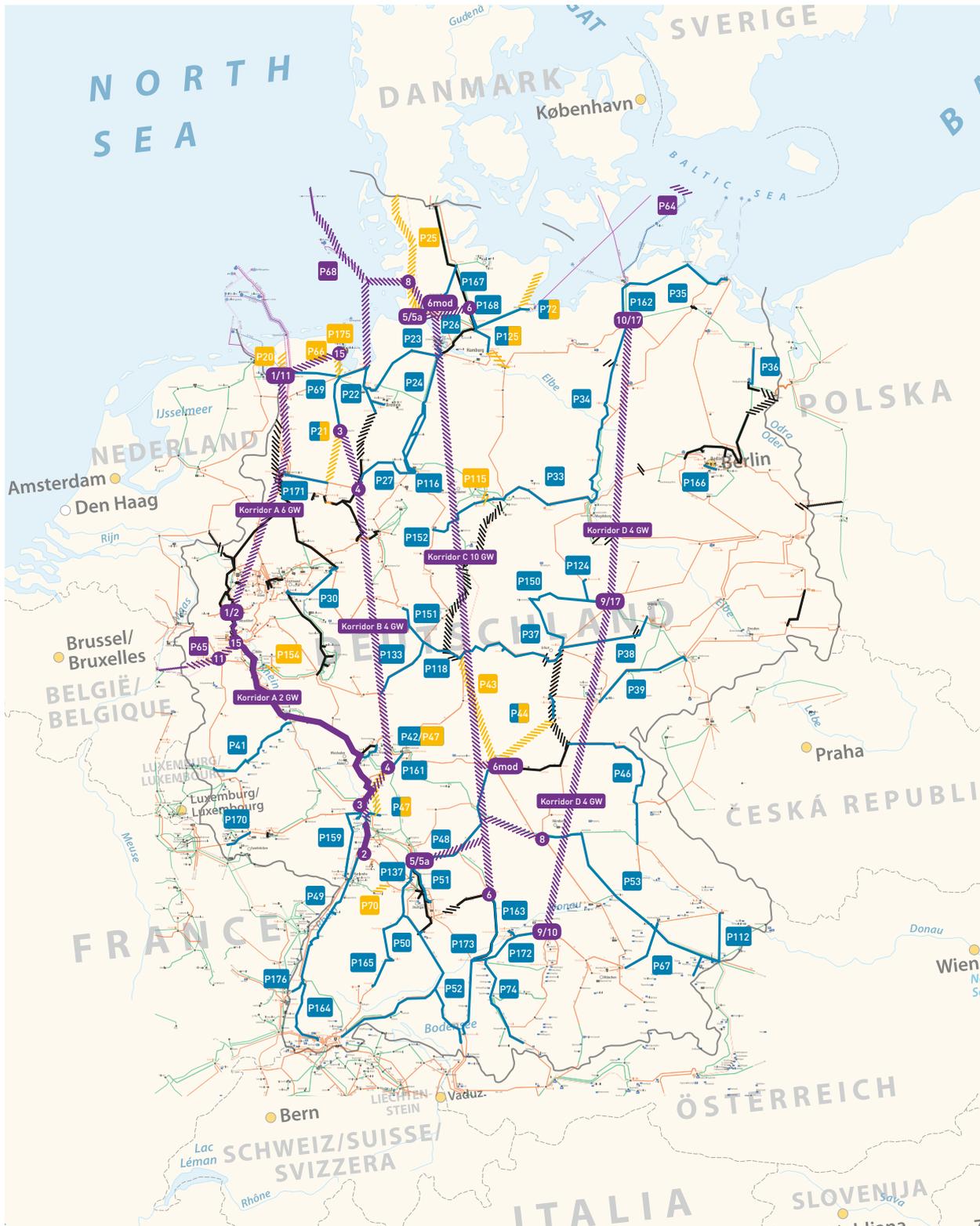
- Korridor D mit 2 GW Güstrow – Lauchstädt – Meitingen
- Korridor D mit 2 GW Güstrow – Meitingen

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 27 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_1_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.



Abbildung 27: Szenario B 2034/alle errechneten Leitungsprojekte



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber/Fotolia⁹

⁹ 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 © lesniwski.



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 2.000 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/Zkt 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-Gleichstromtechnik 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. 79 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.

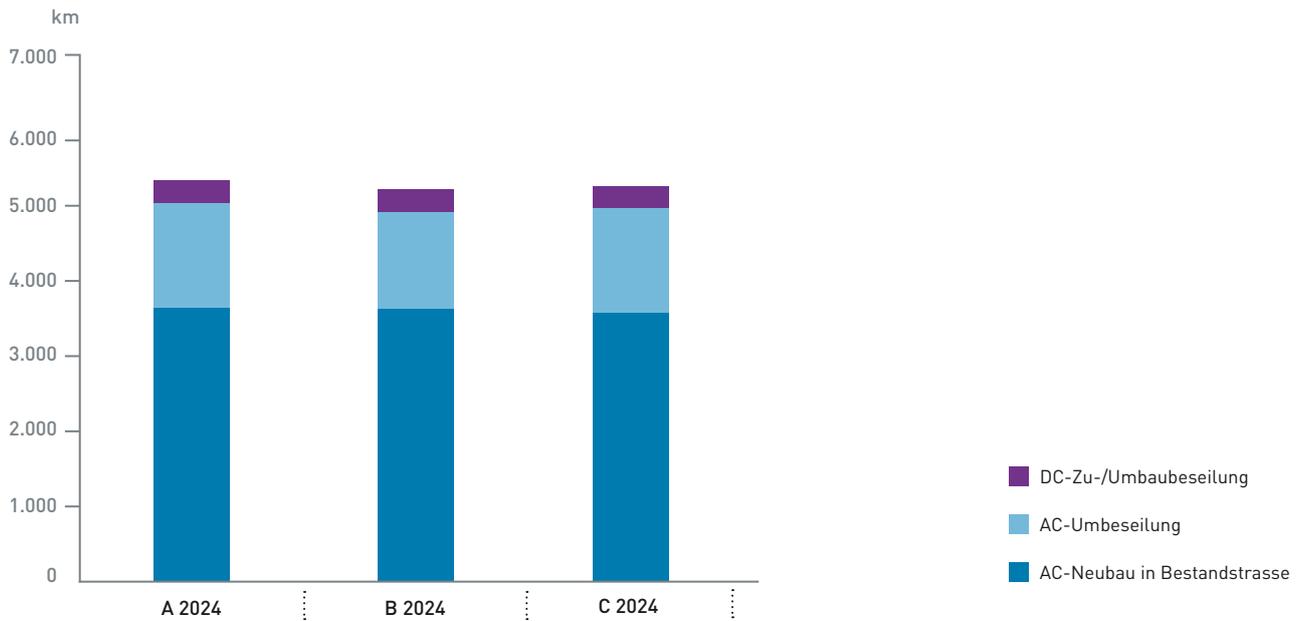
Die Übertragungsnetzbetreiber empfehlen jedoch vor dem Hintergrund der aktuell diskutierten Änderungen im EEG nicht die Bestätigung eines strukturell engpassfreien Zielnetzes. Sie empfehlen über die Maßnahmen des Bundesbedarfsplans und die im NEP 2013 bestätigten Maßnahmen hinaus, lediglich die Bestätigung folgender drei Projekte, 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.
- 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.



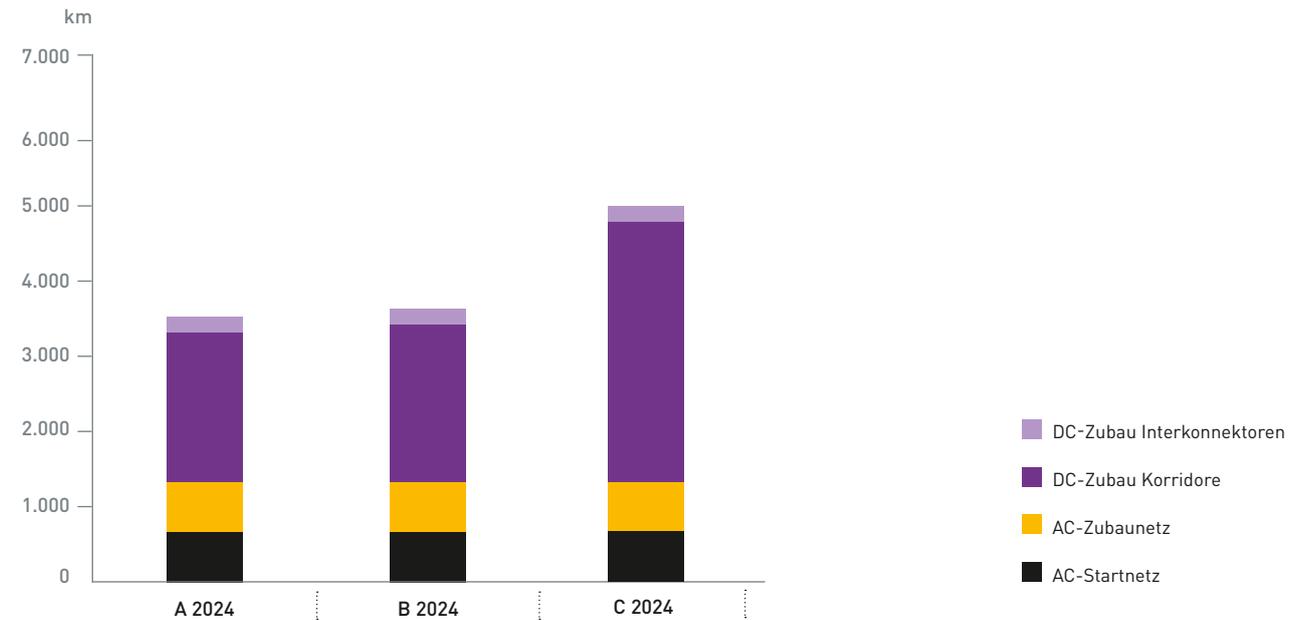
In den Abbildungen 28 und 29 sind für alle vier Szenarien die Länge Netzverstärkungen in Bestandstrassen und der Neubautrassen dargestellt, wobei zwischen AC-Technik und DC-Technik unterschieden wird. In der Abbildung 30 sind die geschätzten Investitionskosten in Abhängigkeit der vier Szenarien abgebildet.

Abbildung 28: Trassenverstärkungen im Bestand



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

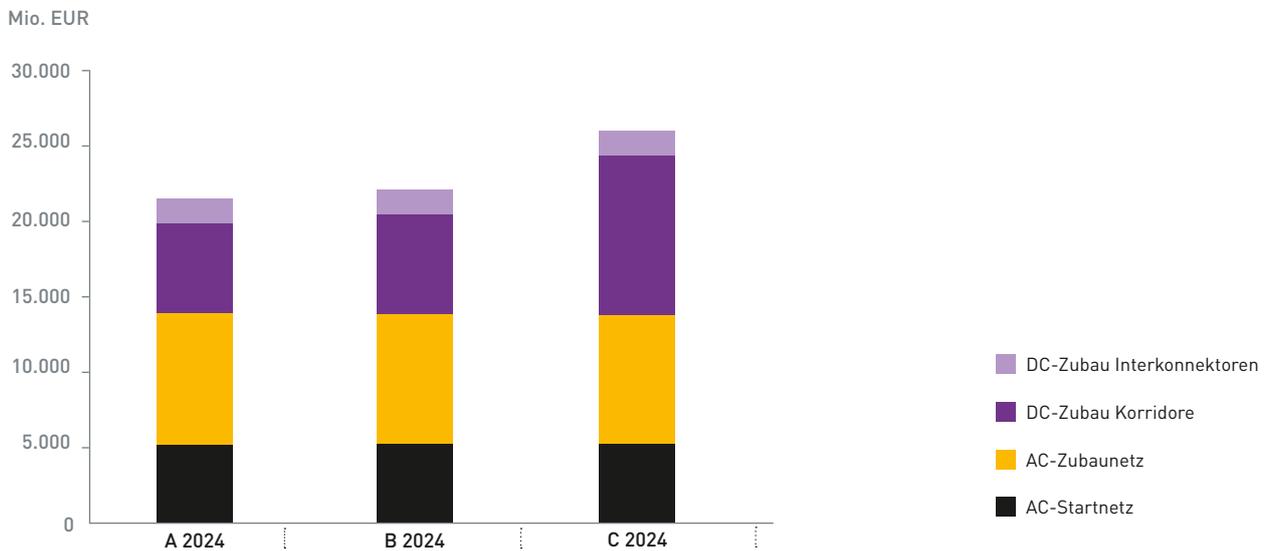
Abbildung 29: Neubautrassen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 30: Investitionskostenschätzung



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

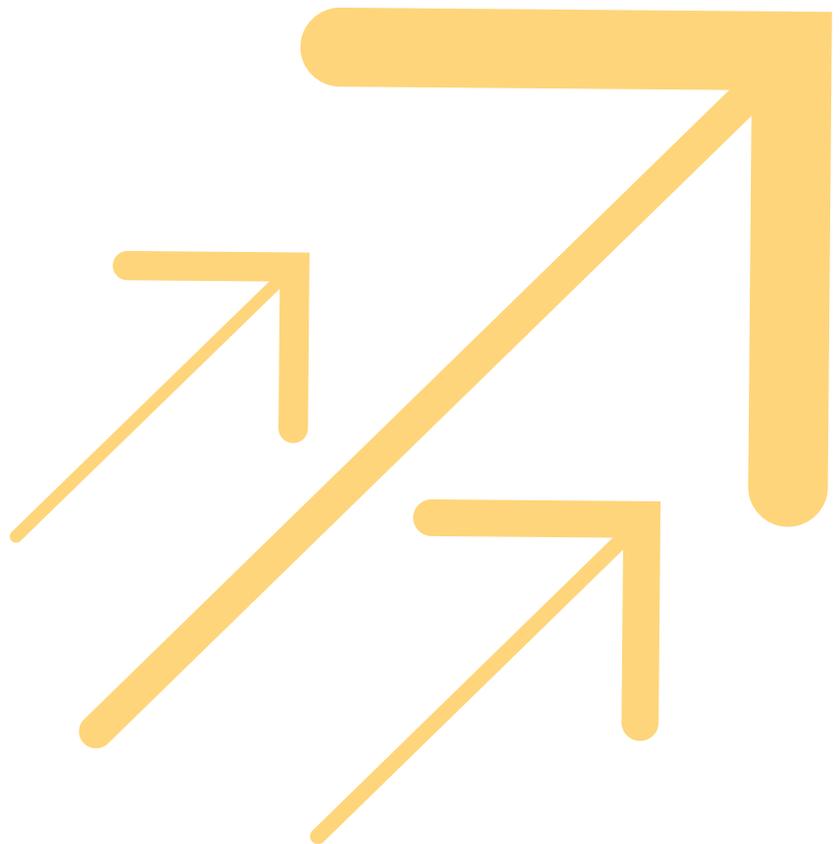
Das Volumen der Netzverstärkungen auf Bestandstrassen (Umbeseilung oder Stromkreisauflagen, Neubau einer leistungsfähigeren Leitung in bestehenden Trassen) beträgt in A 2024 rund 5.300 km und in B 2024 ca. 5.200 km. Zum Vergleich liegt das Volumen des gesamten heutigen Höchstspannungsnetzes bei rund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

Der Ausbaubedarf neuer Leitungstrassen liegt zwischen 3.500 km in A 2024 und 3.600 km in B 2024, davon sind ca. 2.000 km 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. 21 Mrd. € und für das Szenario B 2024 insgesamt ca. 22 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_1_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/Zky 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	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz
	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		2022	
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
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
	Förderstedt	Anlage	Netzverstärkung				2015	4: genehmigt oder in Bau
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	4: genehmigt oder in Bau
50HzT-P127-17	Altenfeld und Vieselbach	Anlage	Netzausbau	horizontal			2015	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz
50HzT-P128	Vierraden	Anlage	Netzausbau	horizontal			2017	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	Röhrsdorf	Anlage	Netzausbau	horizontal			2016	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz

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
	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



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetznummer	Maßnahme	Art	NOVA	Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
AMP-010	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
	Punkt Lackhausen – Punkt Wittenhorst	Leitung	Netzverstärkung	Stromkreisauflage/Umbeseilung		24,5	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 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	Utfort – 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
	Utfort – 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
	Gellep	Anlage	Netzausbau				2017	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Utfort	Anlage	Netzausbau				2017	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetznummer	Maßnahme	Art	NOVA	Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
AMP-014	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
	Altenkleusheim	Anlage	Netzausbau				2015	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Setzer Wiese	Anlage	Netzausbau				2015	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetznummer	Maßnahme	Art	NOVA	Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
AMP-022	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-Immissionsschutzgesetz
AMP-033	Lambsheim	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
	Kriftel	Anlage	Netzausbau	horizontal			2016	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Kriftel	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 – Grafenrheinfeld	Leitung	Netzver- stärkung	Stromkreisauflage/ 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



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	
	Grafenheinfeld – rotierender Phasenschieber	Anlage	Netzausbau	horizontal			2015	
TTG-P129	Jardelund	Anlage	Netzausbau	vertikal			2015	4: genehmigt oder in Bau

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	Stromkreisauf- lage/Umbeseilung		47	2015	4: genehmigt oder in Bau
	Niederstotzingen – Dellmensingen	Leitung	Netzverstärkung	Stromkreisauf- lage/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-003	Bünzwangen – Goldshöfe	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau	Neubau in neuer Trasse und Neubau in bestehender Trasse	20	40	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
TNG-005	Großgartach – Neckarwestheim	Leitung	Netzverstärkung	Stromkreisauf- lage/Umbeseilung		12	2014	4: genehmigt oder in Bau
	Neckarwestheim – Mülhausen	Leitung	Netzverstärkung	Stromkreisauf- lage/Umbeseilung		25	2014	4: genehmigt oder in Bau
	Neckarwestheim – Endersbach	Leitung	Netzverstärkung	Stromkreisauf- lage/Umbeseilung		32	2014	4: genehmigt oder in Bau
TNG-006	Hoheneck – Punkt Rommelsbach	Leitung	Netzverstärkung	Neubau in bestehender Trasse und Stromkreisauf- lage/Umbeseilung		6	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		
TNG-012	Neubau Schaltanlage Stalldorf	Anlage	Netzausbau	vertikal			2016	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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 – Oberzier	Leitung					X	DC-Netzausbau:DC- Neubau in neuer Trasse	50	310		
	15	Wilhelmshaven 2 – Rommerskirchen	Leitung					X	DC-Netzausbau: DC-Neubau in neuer Trasse	90	340		
B	03	Cloppenburg/Ost – Bürstadt	Leitung				X	X	DC-Netzausbau: DC-Neubau in neuer Trasse	170	340		
	04	Wehrendorf – Urberach	Leitung		X	X	X	X	DC-Netzausbau:DC- Neubau in neuer Trasse	380		2022	
C	05	Brunsbüttel – Großgartach	Leitung	3	X	X	X	X	DC-Netzausbau: DC-Neubau in neuer Trasse	770		2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	05a	Brunsbüttel – Großgartach	Leitung				X	X	DC-Netzausbau: DC-Neubau in neuer Trasse	690	80	2023	
	06 mod	Wilster – Raum Grafenrheinfeld	Leitung	4	X	X	X	X	DC-Netzausbau: DC-Neubau in neuer Trasse	40	580	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	06	Kreis Segeberg – Goldshöfe	Leitung			X	X	X	DC-Netzausbau: DC-Neubau in neuer Trasse	120	690	2023	
	08	Heide – Raitersaich	Leitung				X	X	DC-Netzausbau: DC-Neubau in neuer Trasse	140	670	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		
D	09	Lauchstädt – Meitingen	Leitung	5	X	X	X	X	DC-Netzausbau: DC-Neubau in neuer Trasse	450		2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	10a	Abzweig Lauchstädt – Meitingen	Leitung				X	X	DC-Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		420	2024	
	10b	Güstrow – Abzweig Lauchstädt	Leitung				X	X	DC-Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	350		2024	
	17	Güstrow – Lauchstädt	Leitung					X	DC-Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		380	2034	
P20	69	Emden/Ost – Halbmond	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	82	Conneforde – Unterweser	Leitung		X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		33	2024	
	87	Unterweser – Elsfleth/West	Leitung		X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		30	2024	
	80	Elsfleth/West – Ganderkese – Niedervieland	Leitung				X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		35	2021	
	362	Conneforde – Unterweser (dritter SK)	Leitung					X	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		33	2025	
	363	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	Stade – 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



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		
	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
	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	22	Güstrow – Parchim/Süd – Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt	Leitung		X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		195	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	100	Parchim/Süd	Anlage		X	X	X	X	Netzverstärkung			2020	
P35	364	Lubmin – Lüdershagen – Bentwisch	Leitung				X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		157	2024	
P36	21	Bertikow – Pasewalk	Leitung	11	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		30	2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
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	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		108	2023	
P38	27	Pulgar – Vieselbach	Leitung	13	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		103	2024	
P39	29	Röhrsdorf – Remptendorf	Leitung	14	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		107	2021	



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		
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			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
	365	Raum Grafenrheinfeld – Kupferzell	Leitung		X	X	X		Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		56	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 – Bühl/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 Sigmarzell/Bundesgrenze (AT)	Leitung		X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		6	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	95	Punkt Wullensstetten – 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	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	1		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: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		60	2019	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P68	108	Deutschland – Norwegen (Nordlink)	Leitung	33	X	X	X	X	DC-Netzausbau: DC-Neubau in neuer Trasse	100		2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	390	Deutschland – Norwegen (Norgor)	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	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
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 Füssen/ Bundesgrenze (AT)	Leitung	36	X	X	X	X	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ 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		Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		31	2024	
	368	Krümmel – HH/Ost	Leitung				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	Köttigerhook	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2015	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P105	221	Niederstedem	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal				
P106	222	Öchtel	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2017	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P107	200	Lüstringen – Gütersloh	Anlage			X		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: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		60	2022	
	212	Abzweig Pirach	Leitung		X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		11	2022	
P114	227	Krümmel	Anlage		X				Netzverstärkung: horizontal			2018	
P115	205	Verbindung Mehrum	Anlage + Leitung		X	X	X	X	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	1		2019	
P116	206	Sottrum – Landesbergen	Leitung		X		X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		79	2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P118	207	Borken – Mecklar	Leitung			X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		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	209a	Wolmirstedt – Klostermansfeld	Leitung		X	X	X		Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		157	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		
	209b	Klostermansfeld – Querfurt/ Nord – Lauchstädt	Leitung		X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		45	2024	
P127	314	Bentwisch	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2019	
	314	Freiberg/Nord	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2018	
	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			2015–2016	
	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			2018–2019	
	311	Beetzsee/Nord	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2017	
	302	Ebeleben	Anlage		X	X	X		Netzausbau: vertikal			2024	
	303	Ebenheim	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2021	
	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			2018	
	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			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			2017	
	312	Schalkau	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2024	
	313	Wustermark	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2018	
	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			2024		
314	Großschwabhausen	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			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		
	314	Klostermansfeld	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2017	
	314	Marke	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2016	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	314	Großräschen	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2018	
	390	Thyrow	Anlage			X	X		Netzausbau: vertikal			2024	
	391	Güstrow	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2017–2018	
	392	Lauchstädt	Anlage				X		Netzausbau: vertikal			2034	
	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			2024	
	398	Schwanebeck	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2024	
	399	Stendal/West	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2022	
	400	Wessin	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2018	
	401	Wolmirstedt	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2022	
	402	Zeitz	Anlage				X		Netzausbau: vertikal			2034	
	403	Zerbst	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2024	
P132	252	Lippe – Mengede	Leitung		X				Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		10		
P133	253	Borken – Gießen	Leitung		X	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: Stromkreisauflage/ 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 – Twistetal	Leitung		X	X		X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		42	2021	
P152	354	Wahle – Klein-Ilse	Leitung			X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		10	2018	



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		
	370	Klein-Ilsede – Grohnde	Leitung					X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		26	2025	
P153	355	Alfstedt	Anlage		X	X	X	X	Netzausbau: vertikal			2024	
P154	356	Anschluss Siegburg	Leitung + Anlage		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	Lambsheim – Daxlanden	Leitung					X	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		65	2034	
	65	Bürstadt – BASF – Lambsheim	Leitung					X	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		28		
	66	Bürstadt – Lambsheim	Leitung					X	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		17		
P160	361	Brauweiler	Anlage		X		X		Netzausbau: horizontal				
P161	91	Großkrotzenburg – Urberach	Leitung		X	X		X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		24		
P162	371	Bentwisch – Güstrow	Leitung				X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		36	2024	
P163	372	Goldshöfe – Rotensohl	Leitung					X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		20	2034	
	373	Dellmensingen – Rotensohl	Leitung			X		X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		67	2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	386	Dellmensingen – Niederstotzingen	Leitung			X			Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		41	2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P164	374	Eichstetten – Kühmoos	Leitung		X			X	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		85	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		
P165	375	Engstlatt – Trossingen	Leitung					X	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		102	2034	
P166	376	Reuter – Mitte	Leitung		X	X		X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		8	2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
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		
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	Wilhelms- haven 2 – Fedderwarden	Leitung					X	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	15		2020	
P176	387	Eichstetten – Muhlbach (Grenze)	Leitung					X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		18	2034	
P177	388	Höpfingen	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				

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

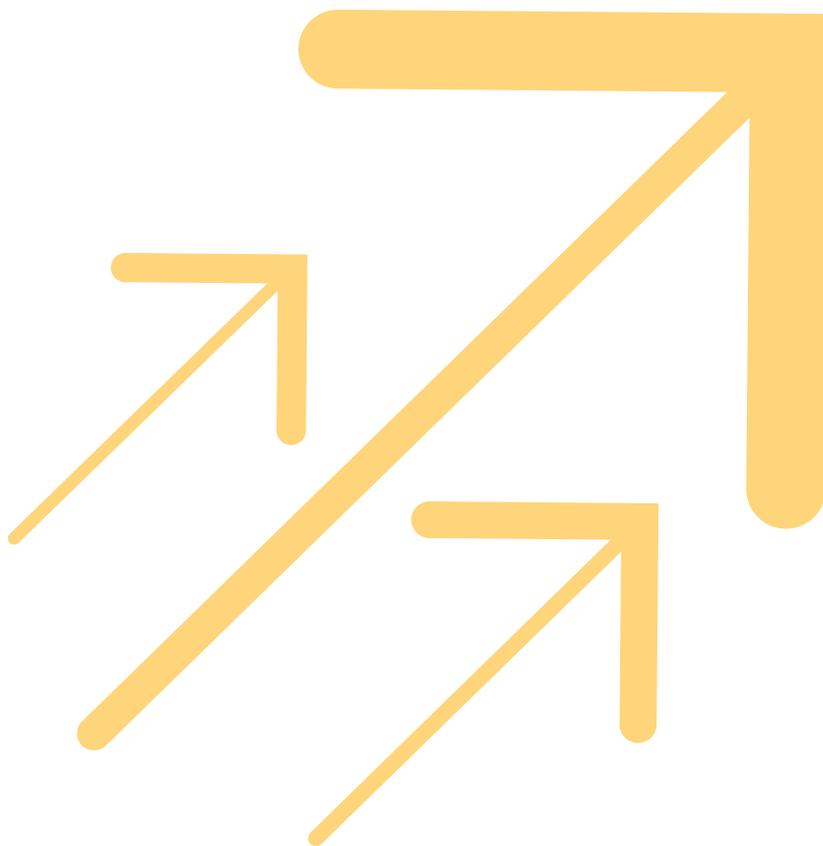
5.3 Realisierte Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2013

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 Altentreprow/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	Kondensator SVC Redwitz	Anlage	Netzausbau			
		Kondensator SVC Raitersaich	Anlage	Netzausbau			
		Kompensationsspule Dipperz	Anlage	Netzausbau			
		Kompensationsspule Grafenheinfeld	Anlage	Netzausbau			
		Kondensator MSCDN Raitersaich	Anlage	Netzausbau			
		Kondensator MSCDN Borken	Anlage	Netzausbau			
TTG-014	Erhöhung der Übertragungskapazität im Großraum Frankfurt/Main	Schaltanlage Krißtel – 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

Die Übertragungsnetzbetreiber stellen mit dem vorliegenden Entwurf zum Netzentwicklungsplan (NEP) die gewählten Verfahren und die genutzten Daten sowie die daraus abgeleiteten Maßnahmen zum bedarfsgerechten Ausbau des Übertragungsnetzes der Öffentlichkeit zur Verfügung. Der vorliegende Plan bildet dabei nicht das einzig mögliche Modell ab, sondern stellt eine Lösung dar, die den Anforderungen des Szenariorahmens unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen effizient gerecht wird.

Die Konsultation ist ein wichtiges Instrument, um eine aktive gesellschaftliche Beteiligung zu ermöglichen. Um den zur Konsultation stehenden Netzentwicklungsplan inhaltlich nicht zu überfrachten und im Sinne der Transparenz des Gesamtprozesses eine bessere Lesbarkeit und Verständlichkeit zu erreichen, wurden im NEP 2014 Zusatzinformationen zur inhaltlichen Vertiefung auf die NEP-Website www.netzentwicklungsplan.de ausgelagert. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass nicht alle per Link aufrufbaren Dokumente notwendigerweise Teil des Netzentwicklungsplans und damit einer Konsultation zugänglich sind. Alle Verlinkungen, die auf Projektmaßnahmen verweisen, sind zum Netzentwicklungsplan gehörende und damit konsultationsfähige Dokumente. Dokumente, die der weitergehenden Information und Vertiefung eines Themas dienen, sind rein informatorisch und nicht Teil der Konsultation. Die Übertragungsnetzbetreiber bitten daher davon abzusehen, sich in der Konsultation zum NEP 2014 zu diesen speziellen Fachdokumenten zu äußern.

Die Konsultation des NEP durch die Übertragungsnetzbetreiber findet parallel zur Konsultation des Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP) in der Zeit vom 16.04. bis zum 28.05.2014 statt. In diesem Zeitraum haben alle Interessierten die Gelegenheit, sich schriftlich zu den beiden Netzentwicklungsplänen zu äußern. Die Übertragungsnetzbetreiber laden zur Teilnahme an der Konsultation ein und freuen sich über eine rege Beteiligung.

Wie funktioniert die Teilnahme an der Konsultation?

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

In der Stellungnahme ist kenntlich zu machen, auf welchen Plan (NEP oder O-NEP) sich Ihre Stellungnahme bezieht. Es sollte keine gemeinsame Stellungnahme zu beiden Plänen erfolgen. Falls Sie mit der Veröffentlichung Ihrer Stellungnahme auf www.netzentwicklungsplan.de einverstanden sind, teilen Sie uns dies bitte ausdrücklich mit. Alle eingehenden Stellungnahmen werden durch die Übertragungsnetzbetreiber ausgewertet und dokumentiert. Sie werden nicht durch alle ÜNB individuell beantwortet, sondern angemessen in den zweiten überarbeiteten Entwurf des NEP und des O-NEP eingearbeitet. Dazu werden die Übertragungsnetzbetreiber am Anfang eines jeden Kapitels sowie generell in einer zusammenfassenden Erklärung an dieser Stelle darlegen, in welcher Form die Stellungnahmen in den NEP bzw. in den O-NEP eingeflossen sind.

Nach Abschluss der Konsultation werden alle sachlichen Stellungnahmen, für die eine Einverständniserklärung zur Veröffentlichung vorliegt, sukzessive online auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht.

Zusammen mit den Ergebnissen aus der vorgelagerten Konsultation zum Szenariorahmen sowie der nachgelagerten Konsultation durch die Bundesnetzagentur wird so kontinuierlich die Expertise aus Gesellschaft, Politik, Wissenschaft und Wirtschaft Eingang in den NEP finden und die Perspektive der Übertragungsnetzbetreiber ergänzen. Diese Form der Berücksichtigung verschiedener Sichtweisen erhöht die Qualität der Netzentwicklungspläne und ist nach Ansicht der Übertragungsnetzbetreiber ein gutes Mittel, um ein besseres Verständnis und eine breite Akzeptanz für die notwendigen Ausbaumaßnahmen zu erreichen. Auf www.netzentwicklungsplan.de finden Sie aktuelle Informationen zu den Veranstaltungen der Übertragungsnetzbetreiber.

7 FAZIT



7 FAZIT

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW stellen mit diesem Netzentwicklungsplan 2014 (NEP) bereits den dritten NEP zur öffentlichen Konsultation. 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 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 NEP 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.

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

Die ÜNB stellen mit diesem NEP auch einen weiterentwickelten methodischen Ansatz zur Bewertung von Netzausbaumaßnahmen zur Konsultation, der exemplarisch an einigen Zubaumaßnahmen des Szenarios B 2024 die Notwendigkeit und die Wirksamkeit von Maßnahmen umfassender aufzeigt.

Wie bereits in den letzten beiden Netzentwicklungsplänen wurden Netzoptimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen gegenüber reinen Ausbaumaßnahmen priorisiert. Das dem Netzentwicklungsplan zugrunde liegende NOVA-Prinzip orientiert sich bereits an der optimalen Nutzung vorhandener Trassen.

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 Umspannwerk zu einem anderen Umspannwerk. Genannte Ortsnamen zur Bezeichnung von Anfangs- und Endpunkten sind rein technische Aussagen, die der Identifikation bestehender Netzanknüpfungspunkte dienen. Konkrete Trassenkorridore 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 vorgesehen. Sie ermöglichen auf langen Strecken eine verlustarme Übertragung und stabilisieren bei Einsatz moderner Technologie das Drehstromnetz. Ein sonst notwendiger, weitaus großflächigerer AC-Ausbau wird so vermieden. Zur Ein- und Ausspeisung sind Umrichteranlagen (Konverter) erforderlich, die die Anzahl möglicher Abspannpunkte auf der Strecke erheblich begrenzen.

Neben dem Einsatz der Gleichstromtechnologie ist aber auch die zusätzliche Optimierung und Erweiterung des 380-kV-Drehstromnetzes notwendig. Zur Minimierung des Bedarfs an neuen Trassen wird dieser Ausbau – soweit möglich – in den Trassen des heutigen 220-kV-Netzes angestrebt. Der im NEP vorgeschlagene kombinierte Einsatz von Gleichstrom- und Wechselstrom-Technologie ermöglicht eine gesamthafte Optimierung des Übertragungsnetzes für die historisch gewachsenen Versorgungsaufgaben und den künftigen Übertragungsbedarf im Hinblick auf Netzstabilität, Wirtschaftlichkeit und Rauminanspruchnahme.



Ergebnisse der Netzanalysen

Durch die Bandbreite von drei Szenarien decken die ermittelten Netzmaßnahmen eine Vielzahl möglicher zukünftiger Entwicklungen ab. Das Szenario A 2024 kommt beispielsweise den neuen, aggregierten EEG-Erzeugungszielen der Bundesregierung recht nahe. Vor dem Hintergrund der von der Bundesregierung im Koalitionsvertrag sowie den Eckpunkten für eine EEG-Reform geplanten Anpassungen der energiepolitischen Ziele scheint es im Gegensatz zum NEP 2013 allerdings nun nicht mehr angebracht, ein Szenario (wie B 2024 oder A 2024) als „Leitszenario“ und dessen Netz als Ergebnis des Netzentwicklungsplans auszuweisen.

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 drei Szenarien 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. 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 Stromkreisaufgaben, Neubau einer leistungsfähigeren Leitung in bestehenden Trassen) beträgt in A 2024 rund 5.300 km. Zum Vergleich: Das Volumen des gesamten heutigen Höchstspannungsnetzes liegt bei rund 35.000 km. Der Ausbaubedarf neuer Leitungstrassen liegt in A 2024 bei 3.500 km, davon sind ca. 2.000 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 10 GW.

Im Szenario A 2024 zeigt sich im Vergleich zum Szenario B 2024 eine zeitliche Streckung der Entwicklung der erneuerbaren Energien. Die AC-Ausbaumaßnahmen des Szenarios A 2023 im NEP 2013 sind weitestgehend auch im Szenario A 2024 notwendig. Im Vergleich mit den Ergebnisnetzen der anderen Szenarien zeigt sich, dass die Notwendigkeit von Ausbaumaßnahmen hier langfristig gesehen nicht abnimmt, sondern lediglich zeitlich gestreckt wird.

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. 21 bis 26 Mrd. €. Zu Verkabelung bzw. Teilverkabelung können im Netzentwicklungsplan keine Aussagen getroffen werden, da sie Gegenstand nachgelagerter Genehmigungsverfahren sind.

Zusätzliche Erkenntnisse vor dem Hintergrund der aktuellen politischen Diskussion

In einem Exkurs in Kapitel 1 interpretieren die Übertragungsnetzbetreiber die Ergebnisse dieses NEP 2014 vor dem Hintergrund der neuen Eckpunkte der deutschen Bundesregierung für eine EEG-Reform:

In allen Szenarien hat der Ausbau der Windkraft den stärksten Einfluss auf den überregionalen Übertragungsbedarf in Nord-Süd-Richtung, da die Windenergieleistung den regionalen Bedarf teilweise erheblich überschreitet. Windenergie ist somit weiterhin bestimmend für den Netzausbau. Nach erster Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber ist damit bei Einhaltung der Rahmendaten aus dem aktuellen EEG-Eckpunktepapier keine signifikante Reduzierung im Netzausbaubedarf an Land gegenüber den Szenarien A bzw. B zu erwarten. Die im Exkurs erfolgte qualitative Analyse der Auswirkungen der aktuell diskutierten Eckpunkte für eine EEG-Reform auf den Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes ergibt, dass der aktuelle Bundesbedarfsplan weiterhin ein solider Kern des zukünftig benötigten Netzausbaus bleibt und die Notwendigkeit von Ausbaumaßnahmen langfristig gesehen gegenüber den Szenarien A bzw. B nicht stark abnimmt, sondern wohl lediglich zeitlich gestreckt wird.



Die Übertragungsnetzbetreiber werden die neuen Rahmenbedingungen zusätzlich zum NEP 2014 dadurch politisch würdigen, dass sie flankierend zu diesem NEP Sensitivitätsberechnungen anstellen, die erste maßnahmenscharfe Hinweise auf die Auswirkungen einzelner Parameter der geplanten politischen EEG-Reformen auf den Netzausbau geben werden. Hier werden konkret die Auswirkungen der zeitlichen Streckung des Offshore-Ausbaus und der Spitzenkappung bei neuen EEG-Anlagen auf den Netzausbau beleuchtet. Auch damit leisten die Übertragungsnetzbetreiber einen Beitrag zur aktuellen politischen Debatte. Diese Sensitivitäten können jedoch nicht mehr als ein weiterer Indikator sein und ermöglichen nicht die Ermittlung eines neuen, zu bestätigenden Zielnetzes. Weitere Punkte der EEG-Reform, die derzeit noch nicht hinreichend konkretisiert sind, haben nämlich ebenfalls ganz entscheidende Auswirkungen auf den Netzausbau. Diese müssen jedoch politisch noch definiert und im Anschluss dann modelliert werden, um einen vollständigen Rahmen für die genaue, maßnahmenscharfe Bewertung der Auswirkungen auf den Netzentwicklungsbedarf abzubilden.

Empfehlung für den Netzentwicklungsplan 2014

Die Übertragungsnetzbetreiber empfehlen in diesem NEP 2014 vor dem Hintergrund der aktuell diskutierten Änderungen im EEG nicht die Bestätigung eines strukturell engpassfreien Zielnetzes. Sie empfehlen, über die Maßnahmen des Bundesbedarfsplans und die im NEP 2013 bestätigten Maßnahmen hinaus lediglich die Bestätigung von drei Projekten, die in direktem Zusammenhang mit essenziellen, bereits bestätigten Maßnahmen stehen. 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 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 dringend nötig. Die aktuell diskutierte Neujustierung des EEG bedeutet keine grundsätzliche Umkehr, sondern vielmehr eine leichte zeitliche Streckung der Entwicklung einzelner Erzeugungsarten wie beispielsweise der Windkraft. Dadurch verschieben sich einige Netzentwicklungsmaßnahmen ebenfalls zeitlich nach hinten, ohne deswegen obsolet zu werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber bauen nur ein Netz, das nötig ist, um die Energiewende auf Seiten des Übertragungsnetzes 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 und B 2024 der Grundstock der ausgewiesenen Zielnetze, auch im Lichte der aktuellen EEG-Reformvorschläge.

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.

Der vorliegende Entwurf des Netzentwicklungsplans 2014 wird von den Übertragungsnetzbetreibern bis zum 28.05.2014 öffentlich zur Konsultation gestellt. Rückmeldungen aus der Konsultation fließen in den zweiten Entwurf des NEP 2014 ein. Die Übertragungsnetzbetreiber hoffen wie im Vorjahr auf eine engagierte Teilnahme an der Konsultation dieses Entwurfs.

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 Dreiphasenwechselspannung, 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, Depo-niegas, 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.

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 Dampfenahme 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.

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
[28.02.2014].
- 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>
[28.02.2014].
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2014). Einflussgrößen auf die Netzentwicklung [Online]. Verfügbar unter:
www.netzentwicklungsplan.de/sensitivitätenbericht-2014
[16.04.2014].
- 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>
[28.02.2014].
- 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>
[28.02.2014].
- 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>
[28.02.2014].
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2014). Offshore-Netzentwicklungsplan 2014 vom 16. April 2014 [Online]. Verfügbar unter:
www.netzentwicklungsplan.de
[16.04.2014].
- 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>
[28.02.2014].
- 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
[28.02.2014].



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>

[28.02.2014].

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
Energien gemäß 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>

[28.02.2014].

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_ZusFassung.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/BundesweitePlaene/Charlie/SzenariorahmenCharlie/SzenariorahmenCharlie-node.html

[28.02.2014].

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/>

[28.02.2014]



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 [28.02.2014].

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 [28.02.2014].

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%3F_nnn%3Dtrue [28.02.2014]

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/resources/network-codes/requirements-for-generators/> [28.02.2014].

ENTSO-E (2012). System Outlook & Adequacy Forecast 2011-2025 [Online]. Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/about-entso-e/system-development/system-adequacy-and-market-modeling/soaf-2011-2025/> [28.02.2014].

ENTSO-E (2012). The Ten-Year Network Development Plan and Regional Investment Plans [Online]. Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/system-development/tyndp/> [28.02.2014].

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/fileadmin/user_upload/library/SDC/TYNDP/TYNDP-final_document.pdf [28.02.2014].

ENTSO-E (2004). UCTE Operation Handbook [Online]. Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/> [28.02.2014].

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> [28.02.2014].



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

[28.02.2014].

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

[28.02.2014].

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

[28.02.2014].

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

[28.02.2014].

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

[28.02.2014].

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

[28.02.2014].



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=abrufabelleBearbeiten&levelindex=1&levelid=1393589464916&auswahloperation=abrufabelleAuspraegungAuswaehlen&auswahlverzeichnis=ordnungsstruktur&auswahlziel=werteabruf&selectionname=449-01-4&auswahltext=%23Z-31.12.2011&werteabruf=Werteabruf>
[28.02.2014]

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%202007_UeNB.pdf
[28.02.2014].

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
[28.02.2013].