



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**



Zweiter Entwurf

NETZENTWICKLUNGSPLAN
STROM 2030, VERSION 2017

ZWEITER ENTWURF DER
ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER

50Hertz Transmission GmbH

Heidestraße 2
10557 Berlin

www.50hertz.com

Geschäftsführung:
Boris Schucht (Vorsitz),
Dr. Frank Golletz,
Marco Nix,
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:
Dr. Urban Keussen (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:
Dr. Werner Götz (Vorsitz),
Rainer Joswig,
Dr. Rainer Pflaum

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

Redaktion

Kerstin Maria Rippel (50Hertz Transmission GmbH),
Thomas Wiede (Amprion GmbH),
Mario Meinecke (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

2. Mai 2017

INHALTSVERZEICHNIS

Abbildungsverzeichnis	5
Tabellenverzeichnis	7
Abkürzungsverzeichnis	8
Vorwort	12
1 Einführung: Prozess und Methodik	15
1.1 Die Rolle der Übertragungsnetzbetreiber	15
1.2 Vom Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan	17
1.3 Pilotprojekt Projektcharakterisierung	21
1.4 Der NEP als Grundlage für das Bundesbedarfsplangesetz	21
1.5 Verbindung zum Offshore-Netzentwicklungsplan	22
1.6 Zusammenhang zwischen NEP, TYNDP und PCI-Prozess	22
2 Szenariorahmen	24
2.1 Rahmendaten und Charakteristika der Szenarien zum NEP 2030	26
2.1.1 Leitgedanken zur Ausgestaltung der Szenarien	26
2.1.2 Rahmendaten der Genehmigung	27
2.2 Methoden zur Aufbereitung der Rahmendaten und Ergebnisse	31
2.3 Ermittlung der regionalen Verteilung, der Einspeisezeitreihen und der Spitzenkappung erneuerbarer Energien	34
2.3.1 Methodik zur Regionalisierung	34
2.3.2 Ergebnisse der Regionalisierung	35
2.3.3 Ermittlung der Einspeisezeitreihen	36
2.3.4 Spitzenkappung	37
2.4 Stromnachfrage und Jahreshöchstlast in den genehmigten Szenarien	40
2.5 Ergebnisse der aufbereiteten Rahmendaten	44
2.6 Nachbildung des Auslands	51
3 Marktsimulation	54
3.1 Modellierung des Energiemarktes und grundsätzliche Einordnung der Ergebnisse	56
3.2 Ergebnisse der Marktsimulationen	58
3.2.1 Deutschland im europäischen Kontext – Länderbilanzen und Energieaustausch	60
3.2.2 Einspeisungen und Bundesländerbilanzen in Deutschland	64
3.2.3 KWK-Mengen	72
3.2.4 Dumped Power und Dumped Energy in Deutschland	72
3.2.5 Volllaststunden der Erzeugungsanlagen in Deutschland	72
3.2.6 Einhaltung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung	74
3.3 Aufbereitung für Netzberechnungen	81



4 Netzanalysen	83
4.1 Methodik der Netzanalyse	84
4.1.1 Planungsgrundsätze	84
4.1.2 Das NOVA-Prinzip	85
4.1.3 Erläuterungen zur Bedeutung der geplanten HGÜ-Verbindungen	86
4.1.4 Geprüfte und in Betracht kommende anderweitige Planungsmöglichkeiten	88
4.2 Netzanalysen	88
4.2.1 Startnetz	89
4.2.2 Ergebnisse der Netzanalyse des Startnetzes bei Ausfall eines Netzelements	91
4.2.3 Ergebnisse der Netzanalyse des BBP-Netzes bei Ausfall eines Netzelements	93
4.2.4 Netzverknüpfungspunkte zum Offshorenetz	95
4.2.5 Wege zu einem bedarfsgerechten Netz	98
4.2.6 Szenarien	99
4.2.7 Ergebnisse der Netzanalysen	111
4.3 Pilot: Projektcharakterisierung	116
5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands	123
5.1 Startnetz NEP 2030	125
5.2 Zubaunetz NEP 2030	131
5.3 Realisierte Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2025	147
6 Konsultation	150
7 Fazit	159
Glossar	164
Literaturverzeichnis	178
<u>Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Projektsteckbriefe), zweiter Entwurf</u>	181

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Regelzonen	15
Abbildung 2: Der Gesamtprozess	18
Abbildung 3: Schematische Darstellung zur Einordnung der Szenarien	26
Abbildung 4: Übersicht über die Verteilung der installierten Leistungen je Energieträger in den Szenarien des NEP 2030	28
Abbildung 5: Ergebnisse der Spitzenkappung Wind nach Bundesländern	39
Abbildung 6: Ergebnisse der Spitzenkappung Photovoltaik nach Bundesländern	40
Abbildung 7: Veränderung der Nettostromnachfrage je Landkreis	42
Abbildung 8: Veränderung der zeitungleichen Jahreshöchstlasten je Landkreis	43
Abbildung 9: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario A 2030	45
Abbildung 10: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2030	46
Abbildung 11: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2035	47
Abbildung 12: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario C 2030	48
Abbildung 13: Entwicklung der installierten konventionellen Erzeugungskapazitäten in Deutschland von 2015 bis 2035	49
Abbildung 14: Entwicklung der installierten erneuerbaren Erzeugungskapazitäten in Deutschland von 2015 bis 2035	50
Abbildung 15: Überblick über das Elektrizitätsmarktmodell	57
Abbildung 16: Anteil der konventionellen und erneuerbaren Stromerzeugung an der Gesamterzeugung	61
Abbildung 17: Handelsaustauschemengen in den Szenarien A 2030, B 2030, B 2035 und C 2030	62
Abbildung 18: Energiemengen der Einspeisung, des Verbrauchs und des Imports/Exports der Szenarien im Vergleich	65
Abbildung 19: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario A 2030	68
Abbildung 20: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2030	69
Abbildung 21: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2035	70
Abbildung 22: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario C 2030	71
Abbildung 23: Vergleich der Volllaststunden je Szenario	74
Abbildung 24: CO ₂ -Emissionen in der Stromerzeugung in Deutschland in den Szenarien des NEP 2030	76
Abbildung 25: CO ₂ -Emissionen des deutschen Kraftwerksparks als Resultat der Strom- und Wärmeproduktion	77
Abbildung 26: Primärenergieverbrauch in der Stromerzeugung in den Szenarien des NEP 2030	78
Abbildung 27: Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch	78
Abbildung 28: Installierte Offshore-Windkapazität in den Szenarien des NEP 2030	79



Abbildung 29: KWK-Erzeugung nach Primärenergietypen	79
Abbildung 30: Reduktion des Bruttostromverbrauchs	80
Abbildung 31: Planungsmöglichkeiten nach dem NOVA-Prinzip	85
Abbildung 32: Deutsches Höchstspannungsnetz mit Startnetz	90
Abbildung 33: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements eines gesamten Jahres im Startnetz	91
Abbildung 34: Auswertung der Häufigkeit von unzulässig hohen Leitungsauslastungen bei Ausfall eines Netzelements im Startnetz	92
Abbildung 35: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements eines gesamten Jahres im BBP-Netz	93
Abbildung 36: Auswertung der Häufigkeit von unzulässig hohen Leitungsauslastungen bei Ausfall eines Netzelements im BBP-Netz	94
Abbildung 37: Szenario A 2030/alle Leitungsprojekte	101
Abbildung 38: Szenario B 2030/alle Leitungsprojekte	103
Abbildung 39: Szenario C 2030/alle Leitungsprojekte	105
Abbildung 40: Szenario B 2035/Darstellung der DC-Projekte – Variante I	109
Abbildung 41: Szenario B 2035/Darstellung der DC-Projekte – Variante II	110
Abbildung 42: Neubautrassen im NEP 2030	112
Abbildung 43: Trassenverstärkung im Bestand im NEP 2030	113
Abbildung 44: Investitionskosten im NEP 2030 bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen	113
Abbildung 45: Idealtypisches Ergebnis der Projektcharakterisierung mittels Spinnennetzgrafik	119
Abbildung 46: Übersicht über das Volumen an Redispatch und Einspeisemanagement in den Basistopologien	121
Abbildung 47: Stellungnahmen nach Übermittlungswegen	151
Abbildung 48: Stellungnahmen nach Projekten	152
Abbildung 49: Beteiligung an der Planung der Übertragungsnetze	156

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Erzeugungskapazitäten in den genehmigten Szenarien	27
Tabelle 2: Emissionsobergrenzen für die Modellierung	32
Tabelle 3: Annahmen zu Brennstoff- und CO ₂ -Zertifikatspreisen	33
Tabelle 4: Eingesenkte Einspeisemengen aus Onshore-Windenergie und Photovoltaik	38
Tabelle 5: Handelskapazitäten	52
Tabelle 6: Transite durch Deutschland	63
Tabelle 7: Gegenüberstellung Zielgrößen gemäß Genehmigungsdokument und Klimaschutzplan	75
Tabelle 8: Übersicht über die im NEP angenommene Leistung aus Offshore-Windenergie und die Netzverknüpfungspunkte	95
Tabelle 9: Kostenvergleich der alternativen Netzverknüpfungspunkte für die Offshore- Netzanbindungssysteme (Kostenansätze gemäß O-NEP und NEP)	97
Tabelle 10: Kennzahlen Szenario A 2030	100
Tabelle 11: Kennzahlen Szenario B 2030	102
Tabelle 12: Kennzahlen Szenario C 2030	104
Tabelle 13: Kennzahlen Szenario B 2035	106
Tabelle 14: Gesamtkosten für den Netzausbau in Abhängigkeit vom Verkabelungsgrad der DC-Verbindungen	114
Tabelle 15: Längenangaben Start- und Zubaunetz im NEP 2030	115
Tabelle 16: Gruppierung der Kriterien der Projektcharakterisierung auf den Achsen der Spinnennetzgrafik	120
Tabelle 17: Startnetz 50Hertz NEP 2030	125
Tabelle 18: Startnetz Amprion NEP 2030	126
Tabelle 19: Startnetz TenneT NEP 2030	129
Tabelle 20: Startnetz TransnetBW NEP 2030	130
Tabelle 21: Erläuterung zu den Übersichtskarten in Kapitel 4.2.6: Zubaunetz NEP 2030, erforderliche Projekte und Maßnahmen	131
Tabelle 22: Nicht vorschlagswürdige Maßnahmen im NEP 2030 gemäß Kapitel 4.2.5	145
Tabelle 23: Realisierte Maßnahmen des NEP 2025	147
Tabelle 24: Aufteilung der Stellungnahmen nach Absender	151

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

Abkürzungen Bundesländer

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

Abkürzungen Staaten

AT	Österreich
BE	Belgien
CH	Schweiz
CZ	Tschechische Republik
DE	Deutschland
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, Ljubljana, Slowenien
BA	Bedarfsanalyse
BBP	Bundesbedarfsplan
BBPlG	Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz)
BfN	Bundesamt für Naturschutz
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
CBA	Cost benefit analysis / Kosten-Nutzen-Analyse im TYNDP
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DC	Direct current/Gleichstrom
DSM	Demand Side Management, Nachfragesteuerung
e. V.	eingetragener Verein
EE	erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EEX	European Energy Exchange, Leipzig
EG	Europäische Gemeinschaft
EisMan	Einspeisemanagement

Abkürzungsverzeichnis

EMF	elektrische und magnetische Felder	KraftNAV	Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung)
EnLAG	Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz)		
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity/ Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, Brüssel	kV	Kilovolt
		KW	Kraftwerk
		KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)	KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
		mHz	Millihertz
EU	Europäische Union	Mio.	Millionen
EUR/€	Euro	Mrd.	Milliarden
FLM	Freileitungsmonitoring	MRL	Minutenreserveleistung
FNB Gas	Fernleitungsnetzbetreiber Gas	MS	Mittelspannung
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, Berlin	ms	Millisekunde
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	MSCDN	Mechanically Switched Capacitor with Damping Network/mechanisch geschaltete Blindleistungskompensation
GJ	Gigajoule		
GuD	Gas- und Dampfturbine	MVA	Megavoltampere
GW	Gigawatt (1 GW = 1.000 MW)	Mvar	Megavoltampere-reaktiv
GWh	Gigawattstunde (1 GWh = 1.000 MWh)	MW	Megawatt (1 MW = 1.000 kW)
h	Stunden	MW _{el}	Megawatt elektrisch
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung	MWh	Megawattstunde (1 MWh = 1.000 kWh)
HöS	Höchstspannung	NAGV	Netzausbaugebietsverordnung
HS	Hochspannung	NEP	Netzentwicklungsplan
HTL	Hochtemperaturleiter, Hochtemperaturleiterseile	NNF	Netznutzungsfall
HTLS	spezielle Form von Hochtemperaturleiterseilen (High Temperature Low Sag); siehe Glossar	NOVA	Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau
		NREAP	National Renewable Energy Action Plans/ Nationale Aktionspläne für erneuerbare Energien
Hz	Hertz	NTC	Net Transfer Capacities/bestmöglich abgeschätzte Grenze für den physikalischen Leistungsfluss zwischen zwei Regelzonen
IEA	International Energy Agency/ Internationale Energie Agentur, Paris	NVP	Netzverknüpfungspunkt
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers, New York, NY, USA	O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
IFHT	Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen	OSM	OpenStreetMap
kA	Kiloampere	P	Leistung
KapResV	Kapazitätsreserveverordnung	P2G	Power-to-Gas, auch PtG
km	Kilometer	PCI	Project of common interest/Projekt von pan-europäischer Bedeutung gemäß EU-Verordnung 347/2013



Abkürzungsverzeichnis

p. u.	Per unit	UW	Umspannwerk = Umspannanlage (UA), siehe Glossar
PJ	Petajoule		
PLZ	Postleitzahl	VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e. V., Frankfurt/Main
PQ	Konstante Scheinleistung	VNB	Verteilernetzbetreiber
PV	Photovoltaik	VSC	Voltage Source Converter, siehe Glossar
RgIP	Regional Investment Plan/ regionaler Investitionsplan	WEA	Windenergieanlage = Windkraftanlage (WKA)
s	Sekunden	WEO	World Energy Outlook der Internationalen Energie Agentur (IEA)
SA	Schaltanlage		
SDLWindV	Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung Wind)		
SF	Schaltfeld		
SKE	Steinkohleeinheiten (nicht gesetzliche Maßeinheit für den Vergleich des Energie- gehaltes von Primärenergieträgern)		
SO & AF	Scenario Outlook and System Adequacy Forecast/Leistungsbilanz-Vorschau der ENTSO-E		
STATCOM	Static Synchronous Compensator / statische Blindleistungskompensation in VSC-Umrichtertechnik (selbstgeführter Umrichter)		
SVC	Static var compensator / statische Blindleistungskompensation, über Leistungselektronik geschaltet		
SUP	Strategische Umweltprüfung		
t	Tonnen		
TAL	Hochtemperaturleiterseile (Thermal resistant Aluminum)		
TSO	Transmission System Operator / Übertragungsnetzbetreiber		
TWh	Terawattstunden		
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan / 10-Jahres-Netzentwicklungsplan der ENTSO-E		
U	Formelzeichen für die elektrische Spannung		
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber		
USP	Umspannplattform		
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeits- prüfung (UVP)		

VORWORT



VORWORT

Sehr geehrte Leserin, sehr geehrter Leser,

die deutschen Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW veröffentlichen in diesem Jahr den insgesamt fünften Netzentwicklungsplan (NEP) Strom.

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) leisten in dieser Phase des Umbaus der Energieversorgung ihren Beitrag dazu, den hohen Grad an sicherer und verlässlicher Versorgung mit elektrischer Energie in Deutschland zu wahren, den Stromtransport auch künftig effizient zu gewährleisten und das Netz der Zukunft zu planen, zu entwickeln und zu bauen. Diese Aufgabe wird jedoch nur im Zusammenwirken aller Akteure aus Gesellschaft, Politik und Wirtschaft gelingen. Der dringend notwendige Netzausbau braucht Akzeptanz, für die die ÜNB jedes Jahr in zahlreichen Dialogveranstaltungen vor Ort werben. Dabei sind sie auf die Unterstützung aller angewiesen, die Deutschlands Spitzenstellung bei der Versorgungssicherheit erhalten und die Energiewende erfolgreich umsetzen wollen.

Der vorliegende NEP berücksichtigt die energiepolitischen Rahmenbedingungen der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus dem Sommer 2016. Das gilt insbesondere für die gesetzlich vorgesehenen Ausbaupfade für Wind offshore, Wind onshore, Photovoltaik und Bioenergie. Darüber hinaus hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) den Übertragungsnetzbetreibern im Zuge der Genehmigung des Szenariorahmens vom 30.06.2016 zusätzliche Vorgaben gemacht, die im Rahmen dieses NEP berücksichtigt wurden.

Als Folge der am 01.01.2016 in Kraft getretenen Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) schaut dieser NEP nicht starr zehn bzw. 20 Jahre in die Zukunft, sondern nutzt – entsprechend der Genehmigung der BNetzA – die Flexibilität des gesetzlichen Rahmens. Drei Szenarien schauen auf das Zieljahr 2030 (A 2030, B 2030 und C 2030), während ein Szenario, das im Wesentlichen der Nachhaltigkeitsprüfung der anderen Szenarien dient, auf das Zieljahr 2035 schaut (B 2035). In allen Szenarien ist gemäß den Vorgaben des EnWG eine Spitzenkappung von maximal 3 % der Jahresenergie der Anlagen auf Basis von Onshore-Windenergie und Photovoltaik (PV) berücksichtigt. Damit wird das Strom-Übertragungsnetz in keinem der Szenarien für „die letzte erzeugte Kilowattstunde aus erneuerbaren Energien“ dimensioniert. Drei der vier Szenarien (B 2030, C 2030 und B 2035) wurden mit expliziten Vorgaben zur Einhaltung einer maximalen CO₂-Emission in der Marktmodellierung gerechnet. Darüber hinaus beschreiben die Szenarien unterschiedliche Pfade der Energiewende, die sich in der Durchdringung mit innovativen Technologien wie Wärmepumpen und Elektroautos sowie dem Einsatz von Power-to-Gas, PV-Batteriespeichern und Demand Side Management (DSM) unterscheiden. Damit bildet dieser NEP verschiedene Entwicklungen in Bezug auf Speicher und Flexibilitätsoptionen ebenso ab wie bei möglichen Treibern für die Sektorenkopplung. Mit diesen Neuerungen befindet sich der NEP auf der Höhe der politischen Diskussionen über die Weiterentwicklung der Energiewende.

Einen wesentlichen Beitrag zur Energieversorgung soll der in der Nord- und Ostsee erzeugte Strom aus Offshore-Windenergie leisten. Um ihren effizienten und nachhaltigen Ausbau zu ermöglichen, hat der Gesetzgeber die Übertragungsnetzbetreiber parallel zur Erstellung des NEP mit der Erstellung des Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP) beauftragt. Der mit dem NEP verzahnte Entwurf des O-NEP 2030 wird gleichzeitig mit diesem NEP veröffentlicht. Er bildet die Infrastruktur für die Anbindung der Offshore-Windenergie in 2030 bzw. 2035 ab. Dieser O-NEP 2030 ist nach § 17b Abs. 5 EnWG der letzte zu erstellende O-NEP. Danach werden seine Bestandteile teils im NEP und teils im Flächenentwicklungsplan aufgehen.



Beim hier vorliegenden Netzentwicklungsplan handelt es sich um den zweiten Entwurf des NEP 2030, der auf Basis der Stellungnahmen aus der Konsultation überarbeitet wurde. Er ist das Ergebnis einer konstruktiven Auseinandersetzung der Öffentlichkeit mit dem ersten Entwurf des NEP im Rahmen der öffentlichen Konsultation, die vom 31.01. bis zum 28.02.2017 stattgefunden hat. Die zentralen Ergebnisse aus der Konsultation sind im Kapitel 6 dieses Berichts zusammengefasst. Darüber hinaus wurden Anpassungen an den jeweiligen Kapiteln sowie den Steckbriefen im Anhang vorgenommen, sofern es entsprechende konkret umsetzbare Hinweise gab. Dieser transparente und auf den Dialog ausgerichtete Prozess stellt sicher, dass alle den NEP betreffenden Interessen öffentlich zur Sprache kommen und der NEP das Ergebnis eines gegenseitigen Erkenntnis- und Entwicklungsprozesses wird.

Unser Dank gilt allen Privatpersonen, Institutionen und Organisationen, die sich an der Konsultation des NEP 2030 beteiligt haben, sowie unseren Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern, die mit hohem Einsatz an der Erstellung dieses zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2030 mitgewirkt haben.



Boris Schucht
50Hertz Transmission GmbH



Dr. Klaus Kleinekorte
Amprion GmbH

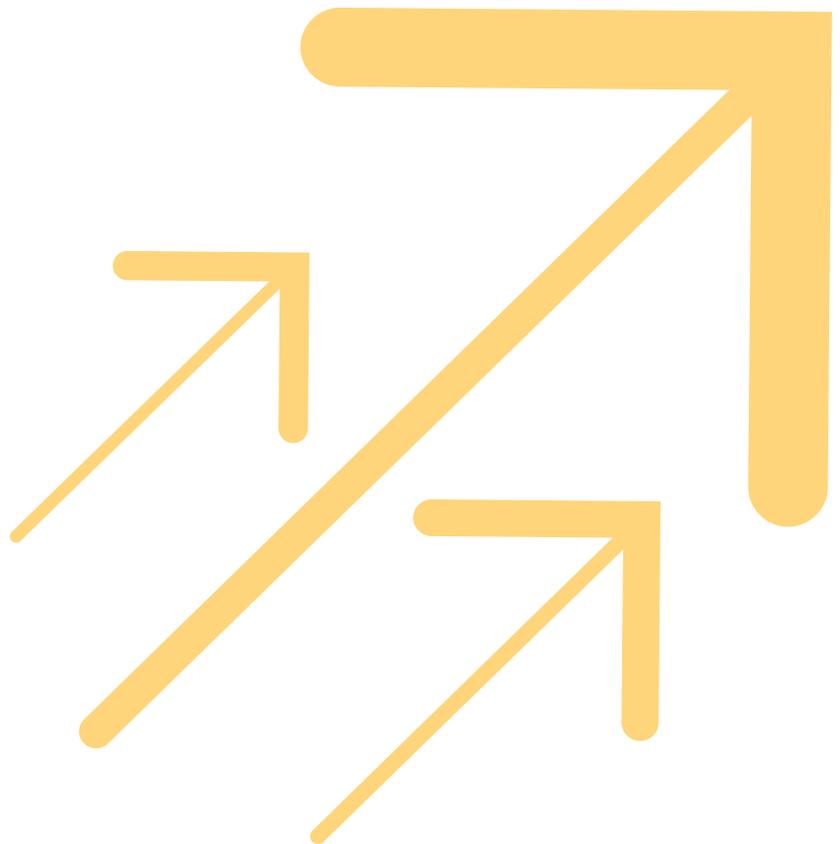


Dr. Urban Keussen
TenneT TSO GmbH



Rainer Joswig
TransnetBW GmbH

1 EINFÜHRUNG: PROZESS UND METHODIK



1 EINFÜHRUNG: PROZESS UND METHODIK

Konsultation des Netzentwicklungsplans 2030

Der erste Entwurf des Netzentwicklungsplans 2030 wurde zusammen mit dem Offshore-Netzentwicklungsplan 2030 am 31.01.2017 auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht. Beide standen in der Zeit vom 31.01. bis zum 28.02.2017 zur öffentlichen Konsultation. Für Jedermann (Privatpersonen, Organisationen wie Institutionen) bestand in dieser Zeit die Möglichkeit, eine Stellungnahme abzugeben. Alle elektronisch eingegangenen Stellungnahmen, für die eine Einverständniserklärung zur Veröffentlichung vorliegt, wurden sukzessive auf www.netzentwicklungsplan.de/de/stellungnahmen-nep-o-nep-2030-version-2017 veröffentlicht.

Die Stellungnahmen wurden von den Übertragungsnetzbetreibern inhaltlich geprüft und der Netzentwicklungsplan 2030 auf dieser Basis überarbeitet. Zu Beginn jedes Kapitels werden die zentralen Themen und die daraus resultierenden Änderungen kurz zusammengefasst. Änderungen und Ergänzungen gegenüber dem ersten Entwurf sind in den jeweiligen Kapiteln sowie in den Projektsteckbriefen im Anhang zu diesem Bericht kursiv dargestellt und somit transparent nachverfolgbar. Eine Übersicht über die eingegangenen Stellungnahmen und die Konsultationsergebnisse finden Sie darüber hinaus in Kapitel 6 dieses Berichts.

1.1 Die Rolle der Übertragungsnetzbetreiber

Die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW sind für die Sicherstellung der Systemstabilität und Systemsicherheit sowie für die Stromübertragung im Höchstspannungsnetz in Deutschland verantwortlich. Das Strom-Übertragungsnetz in Deutschland besteht aus vier Regionen, sogenannten Regelzonen.

Abbildung 1: Regelzonen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Die Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber ist die Gewährleistung von Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung in Deutschland und Europa. Dazu müssen sie jederzeit Erzeugung und Verbrauch in Einklang bringen und die Systemsicherheit und -stabilität durch aktive Steuerung des Netzes sicherstellen.

Die ÜNB sind 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 ÜNB 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 Vernetzung in einem zunehmend zusammenwachsenden europäischen Strombinnenmarkt wesentliche Treiber der Netzentwicklung. Die ÜNB betreiben ihre Netze diskriminierungsfrei und schaffen damit die Voraussetzung für einen funktionierenden, freien Strommarkt in Deutschland und Europa.

In § 12b des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) ist festgelegt, dass die ÜNB der Bundesnetzagentur (BNetzA) als zuständiger Behörde alle zwei Jahre einen gemeinsamen nationalen Netzentwicklungsplan (NEP) Strom zur Bestätigung vorzulegen haben. Dieser NEP „muss alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten, die spätestens zum Ende des Betrachtungszeitraums im Sinne des § 12a Abs. 1 S. 2 für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.“

Der gemeinsame Prozess bei der Erstellung und Fortschreibung des NEP ist Grundlage für die Entwicklung des deutschen Übertragungsnetzes der Zukunft. Entsprechend der gesetzlich festgelegten Verantwortung planen die ÜNB ihre Netze so, dass sie jederzeit zuverlässig, sicher und leistungsfähig zu betreiben sind. Aufgabe der BNetzA ist es, diese Planungen zu prüfen und zu bestätigen.

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

Die deutschen ÜNB

- ermitteln in ihrem Entwurf des NEP auf Basis des von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens den Netzausbaubedarf auf Basis von anerkannten Grundsätzen der Netzplanung,
- definieren im NEP auf Basis unterschiedlicher Szenarien Optionen für den Ausbau eines sicheren und bedarfsgerechten Übertragungsnetzes für Deutschland für 2030,
- verwenden dafür Methoden und Simulationsprogramme, die dem neuesten Stand der Technik entsprechen, und entwickeln diese kontinuierlich weiter.



1.2 Vom Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan

Die Netzentwicklungspläne onshore (NEP) und offshore (O-NEP) entstehen in einem mehrstufigen Prozess. Dieser Prozess ermöglicht eine transparente Netzentwicklungsplanung und bindet sowohl die Öffentlichkeit wie auch die BNetzA als zuständige Behörde aktiv ein. Grundlage für die Erarbeitung des NEP ist der Szenariorahmen. Auch dieser wird nach § 12a EnWG alle zwei Jahre von den Übertragungsnetzbetreibern gemeinsam erstellt.

Gesetzliche Grundlagen und Neuerungen

Am 01.01.2016 ist eine Novelle des EnWG in Kraft getreten, die wesentliche Grundlagen für die Erstellung des NEP sowie des O-NEP verändert hat. Kernpunkte sind u. a. die Umstellung des Rhythmus für die Erstellung des NEP und des O-NEP auf einen Zweijahresturnus, die Einführung eines Umsetzungsberichts und mehr Flexibilität beim Betrachtungshorizont der Szenarien.

Mit der Umstellung von NEP und O-NEP auf einen Zweijahresturnus ist der Gesetzgeber den Forderungen zahlreicher Stakeholder sowie der ÜNB nach Beseitigung zeitlicher Überschneidungen der Prozesse bei der Erstellung der verschiedenen Netzentwicklungspläne sowie der Erarbeitung des Szenariorahmens nachgekommen. Das schafft mehr Klarheit für alle Beteiligten.

Die ÜNB übermitteln – beginnend mit dem Prozess für diesen NEP 2030 – spätestens zum 10. Januar eines geraden Jahres ihren Entwurf des Szenariorahmens für den NEP und den O-NEP an die BNetzA. Nach Konsultation und Genehmigung des Szenariorahmens durch die BNetzA haben die ÜNB höchstens zehn Monate Zeit für die Erarbeitung der ersten Entwürfe der Netzentwicklungspläne, deren öffentliche Konsultation, die Überarbeitung sowie die Übergabe der zweiten Entwürfe von NEP und O-NEP an die BNetzA. Die BNetzA soll die Netzentwicklungspläne nach erneuter öffentlicher Konsultation bis zum 31. Dezember eines jeden ungeraden Kalenderjahres, beginnend mit dem Jahr 2017, bestätigen.

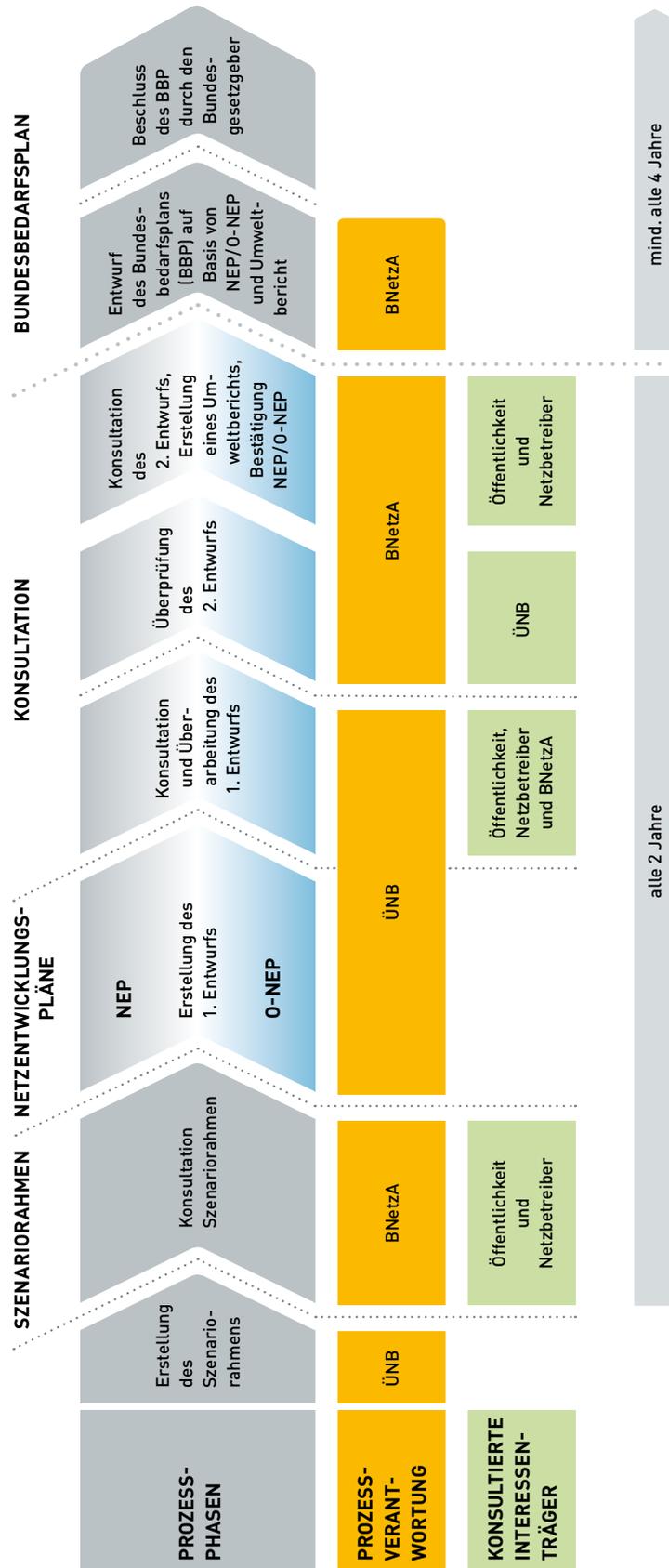
Die enge Frist für die ÜNB von zehn Monaten für die Bearbeitung von NEP und O-NEP erlaubt es leider nicht, die von vielen Stakeholdern ebenfalls erwünschte Ausweitung des Zeitraums für Konsultation und Diskussion der jeweiligen Netzentwicklungspläne vorzunehmen. Dennoch ermöglichen die ÜNB eine vierwöchige Konsultation der ersten Entwürfe von NEP und O-NEP.

Der neu eingeführte Umsetzungsbericht nach § 12d EnWG soll Angaben zum Stand der Umsetzung des zuletzt bestätigten NEP und O-NEP sowie im Falle von Verzögerungen bei der Umsetzung, die dafür maßgeblichen Gründe enthalten. Die ÜNB haben den Umsetzungsbericht der Regulierungsbehörde jeweils spätestens bis zum 30. September eines jeden geraden Kalenderjahres, beginnend mit dem Jahr 2018, vorzulegen.

Darüber hinaus wurden die Vorgaben zum Betrachtungszeitraum für den Szenariorahmen und die Netzentwicklungspläne flexibilisiert. So wird es möglich, den betrachteten Zeithorizont von NEP und O-NEP einerseits und dem Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) von ENTSO-E auf EU-Ebene andererseits besser aufeinander abzustimmen. Gemäß § 12a EnWG sollen mindestens drei Szenarien einen Zeitraum von mindestens zehn und höchstens 15 Jahren abdecken. Ein Szenario soll darüber hinaus die Entwicklung von mindestens 15 und höchstens 20 Jahren darstellen. Diese Flexibilisierung des Zeithorizonts wurde erstmals beim Szenariorahmen für diesen NEP 2030 angewandt.



Abbildung 2: Der Gesamtprozess



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Szenariorahmen

Am 30.06.2016 hat die BNetzA den Szenariorahmen für den NEP 2030 nach § 12a EnWG genehmigt und auf ihrer Internetseite veröffentlicht. Dieser Szenariorahmen 2030 enthält insgesamt vier Szenarien: Drei Szenarien mit dem Zieljahr 2030 und ein längerfristiges Szenario mit dem Zieljahr 2035. Die einzelnen Szenarien unterscheiden sich darin, wie stark und wie schnell sich die Energiewende im Hinblick auf den Stromerzeugungsmix, den Stromverbrauch sowie die Durchdringung mit innovativen Technologien vollzieht. Dabei lassen sich die Szenarien grob wie folgt charakterisieren:

- Szenario A 2030: Konservatives Szenario mit dem relativ größten Anteil an Stromerzeugung durch konventionelle Kraftwerke, einem vergleichsweise langsamen Ausbau der erneuerbaren Energien am unteren Rand des politischen Ausbaukorridors, einer eher geringen Durchdringung mit innovativen Stromanwendungen und geringer Sektorenkopplung sowie ohne Vorgaben zu maximalen CO₂-Emissionen im Kraftwerkssektor.
- Szenario B 2030/B 2035: Transformationsszenario, das mit einer zunehmend flexibilisierten Energiewende einen Mittelweg zwischen den Szenarien A 2030 und C 2030 darstellt, mit Vorgaben zum maximalen CO₂-Ausstoß im Kraftwerkssektor.
- Szenario C 2030: Innovationsszenario mit dem kleinsten konventionellen Kraftwerkspark, mit Vorgaben zum maximalen CO₂-Ausstoß im Kraftwerkssektor, einem schnelleren Ausbau der erneuerbaren Energien am oberen Rand des politischen Ausbaukorridors, einen Anstieg des Stromverbrauchs, einer starken Durchdringung mit innovativen Stromanwendungen sowie einer stärkeren Sektorenkopplung.

Die Details des von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens, der für die ÜNB verbindlich ist und von dem im NEP 2030 nicht abgewichen werden kann, werden in Kapitel 2 ausführlich dargestellt.

Erstellung des Netzentwicklungsplans

Auf Basis des Szenariorahmens erfolgt die Erstellung des ersten Entwurfs des NEP durch die ÜNB in drei Schritten:

- Im ersten Schritt wird für jedes Szenario in einer das europäische Verbundnetz umfassenden Marktsimulation ermittelt, wann die entsprechenden erneuerbaren wie konventionellen Erzeugungsanlagen wie viel Energie einspeisen. Ziel der Marktsimulation ist die Nachbildung des bereits existierenden europäischen Strommarktes. Dieser sorgt dafür, dass in allen angeschlossenen Ländern der Kraftwerkseinsatz zu jedem Zeitpunkt so gewählt wird, dass die (Verbraucher-)Lasten gerade gedeckt werden und der grenzüberschreitende Energieaustausch die Kuppelkapazitäten an den engpassbehafteten Staatsgrenzen nicht überschreitet. Hierbei werden zunächst gemäß dem gesetzlichen Vorrang die erneuerbaren Energien im In- und Ausland berücksichtigt. Anschließend werden die konventionellen Kraftwerke im In- und Ausland so eingesetzt, dass nach Abzug der erneuerbaren Energien die Last im In- und Ausland zu geringstmöglichen Kosten gedeckt wird. Dabei kommt eine sogenannte Merit-Order-Liste zum Einsatz, in die die variablen Grenzkosten der einzelnen Kraftwerke (u. a. bestehend aus Brennstoffkosten, Brennstofftransportkosten und CO₂-Preisen) eingehen. Weiterhin werden in Zeiten günstiger Marktpreise die Speicherseen der Pumpspeicherkraftwerke befüllt, um in Zeiten höherer Preise die Energie wieder vermarkten zu können. Als weiterer Eingangsparameter für die Marktsimulation wird die für alle Szenarien vorgegebene Kappung von Einspeisespitzen (nachfolgend Spitzenkappung genannt) von maximal 3 % der Jahresenergiemenge für jede Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlage berücksichtigt. In der Marktsimulation wird das Wetter ebenso simuliert wie die Einbettung Deutschlands in den europäischen Strombinnenmarkt. Daraus wird der Übertragungsbedarf im Strom-Übertragungsnetz für jedes Szenario anhand der Netznutzungsfälle im Zieljahr 2030 bzw. 2035 (8.760 stündliche Last- und Einspeisesituationen über ein Jahr) mittels eines Marktmodells ermittelt. Die Ergebnisse der Marktsimulation werden in Kapitel 3 detailliert erläutert.



- Im zweiten Schritt wird darauf aufbauend für jedes Szenario in Netzanalysen der Netzentwicklungsbedarf (Netzverstärkungen und Netzausbau) bestimmt. Dazu wird geprüft, ob das Startnetz (bestehendes Netz und bereits fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen, siehe Kapitel 4.2.1) geeignet ist, um die auf Basis der Marktsimulation berechneten Leistungsflüsse zu transportieren. Dabei sind die kritischen Stunden für die Netzdimensionierung ausschlaggebend, damit Systemstabilität und Versorgungssicherheit auch in Zukunft jederzeit aufrechterhalten werden können. Nach dem NOVA-Prinzip (**N**etzoptimierung vor **V**erstärkung vor **A**usbau) werden weitere Netzentwicklungsmaßnahmen zugeschaltet, die Überlastungen auf anderen Leitungen signifikant reduzieren oder ganz auflösen.
- In einem dritten Schritt wird die Systemstabilität des so ermittelten Ergebnisnetzes bewertet. *Die Bewertung der Systemstabilität, die auf dem in den Netzanalysen identifizierten Ergebnisnetz der Szenarien aufbaut, dauert aktuell noch an und wird daher als gesondertes Begleitdokument zum zweiten Entwurf des NEP 2030 im Sommer 2017 auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht.*

Im Rahmen des NEP 2030 wird für jedes Szenario ein Übertragungsnetz entwickelt, das durch die Ergänzung von Netzentwicklungsmaßnahmen eine bedarfsgerechte, weitgehend engpassfreie Stromübertragung und ein stabiles Netz im Zieljahr 2030 ermöglicht. Hierbei ist zu beachten, dass die Betrachtung eines durchschnittlichen Stundenwertes in der Marktsimulation im Vergleich zu den in der Realität auftretenden viertelstündlichen Werten zusammen mit der angewendeten Spitzenkappung (siehe Kapitel 2.3.4) bei Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen zu einer signifikanten Verringerung extremer Einspeisespitzen und somit zu einem verringerten Netzausbau führt als dies ansonsten der Fall wäre. Damit erfolgt mit dem NEP 2030 definitiv keine Ausweisung eines Netzausbaus im Übertragungsnetz „für die letzte erzeugte Kilowattstunde“.

Ausweisung von Maßnahmen in den Szenarien

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.

Anders als bei den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 werden die Maßnahmen des Szenarios B 2035 in diesem NEP – mit Ausnahme der zusätzlich erforderlichen Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsverbindungen – nicht maßnahmen-scharf ausgewiesen. Die Maßnahmen des Langfristszenarios werden vorrangig zur Nachhaltigkeitsprüfung der Maßnahmen aus den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 herangezogen. Dadurch kann sichergestellt werden, dass Maßnahmen, die für das Zieljahr 2030 identifiziert wurden, auch im Zieljahr 2035 erforderlich sind. Diese Nachhaltigkeitsprüfung wird in Tabelle 21 in Kapitel 5.2 sowie in den Projektsteckbriefen im Anhang zu diesem NEP in Form von Kreuzen für das Szenario B 2035 dargestellt.



1.3 Pilotprojekt Projektcharakterisierung

Die ÜNB haben die im Zuge des NEP 2025 vorgestellte und öffentlich konsultierte Methodik zur Bewertung von Maßnahmen für den NEP 2030 noch einmal weiterentwickelt. *Erstmals werden die gemäß der geltenden Planungsgrundsätze erforderlichen Projekte zusätzlich anhand verschiedener Kriterien, die unterschiedliche Perspektiven abdecken, beschrieben und charakterisiert. Darüber hinaus können lokale bzw. individuelle Gründe für die Notwendigkeit eines Projektes bestehen, die nicht durch die allgemeinen Kriterien der Projektcharakterisierung erfasst werden können.* Die Charakterisierung ermöglicht einen relativen Vergleich zwischen den *Projekten* in dem jeweiligen Kriterium.

Mit der Projektcharakterisierung lassen sich Aussagen treffen, wie gut ein Projekt in den unterschiedlichen Bewertungskriterien abschneidet und wodurch es charakterisiert ist. Alle im NEP 2030 in den jeweiligen Szenarien ausgewiesenen Projekte und Maßnahmen wurden über einen (n-1)-Nachweis identifiziert und sind zur Herstellung eines bedarfsgerechten, weitgehend engpassfreien Netzes erforderlich. Die Projektcharakterisierung dient somit nicht der Auswahl von Maßnahmen, sondern der Charakterisierung und Veranschaulichung des Nutzens eines Projektes. Aufgrund des übergeordneten Ziels, die Projekte mit ihren individuellen Eigenschaften zu charakterisieren, wurde die ehemalige Bezeichnung „Maßnahmenbewertung“ in „Projektcharakterisierung“ geändert.

Die Projektcharakterisierung ist ein Pilotprojekt und wird auf alle Zubauprojekte aus dem Ergebnisnetz des Szenarios B 2030 – mit Ausnahme von Punktmaßnahmen und grenzüberschreitenden Leitungen in das benachbarte Ausland – angewendet. Dabei wird auf Projektebene bewertet, d. h. alle Maßnahmen eines Projektes werden gebündelt betrachtet. Die Ergebnisse der Projektcharakterisierung sind in Form einer Spinnennetzgrafik sowie einer textlichen Beschreibung in den Projektsteckbriefen der im Szenario B 2030 enthaltenen Projekte im Anhang zu diesem Bericht enthalten. Darüber hinaus erfolgt im Kapitel 4.3 eine Beschreibung der einzelnen Kriterien sowie der Vorgehensweise bei der Projektcharakterisierung.

1.4 Der NEP als Grundlage für das Bundesbedarfsplangesetz

Der erste Entwurf des NEP wird jeweils nach Fertigstellung von den ÜNB öffentlich zur Konsultation gestellt (siehe Kapitel 6). Nach seiner Überarbeitung wird er dann in zweiter Fassung an die BNetzA übermittelt, die den NEP ihrerseits prüft, *einen Umweltbericht erstellt* und eine weitere Konsultation durchführt. Erst nach diesem Schritt bestätigt die BNetzA schließlich den NEP. Zukünftig übermittelt die BNetzA der Bundesregierung gemäß § 12e EnWG mindestens alle vier Jahre den jeweils aktuellen NEP als Basis für einen Bundesbedarfsplan (BBP), den die Bundesregierung ihrerseits dem Bundesgesetzgeber (Bundestag und Bundesrat) vorlegt.

Mit Verabschiedung des Bundesbedarfsplans durch den Bundesgesetzgeber wird die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf für die im BBP enthaltenen Vorhaben verbindlich festgestellt. Mitte 2013 haben Bundestag und Bundesrat den ersten BBP auf Basis des NEP 2012 verabschiedet. Im Dezember 2015 erfolgte eine umfassende Novellierung des BBP auf Basis des NEP 2014. Die nächste Übermittlung des NEP durch die BNetzA an die Bundesregierung als Grundlage für die Novellierung des BBP durch den Bundesgesetzgeber ist somit spätestens 2019/2020 auf Basis des hierauf folgenden NEP zu erwarten, bei wesentlichen Änderungen auch schon früher.



1.5 Verbindung zum Offshore-Netzentwicklungsplan

Der von der BNetzA öffentlich zur Konsultation gestellte und genehmigte Szenariorahmen 2030 ist auch die Grundlage für den O-NEP 2030. 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 stellen die Netzverknüpfungspunkte zwischen Onshore- und Offshorenetz dar (siehe Kapitel 4.2.4). Diese müssen erstens räumlich konsistent sein, zweitens in Bezug auf die angeschlossene Leistung an Offshore-Windenergie und drittens in Bezug auf die Inbetriebnahmejahre für die see- und landseitige Anbindung. Nur so kann sichergestellt werden, dass der offshore erzeugte Strom über die Offshore-Anbindungsleitungen und das Übertragungsnetz an Land zu den Verbrauchern transportiert werden kann. In den Steckbriefen der Zubaunetz-Projekte im Anhang des NEP 2030, die in einem direkten Zusammenhang mit Projekten des O-NEP stehen, werden die korrespondierenden Projekte des O-NEP 2030 in der Projektbegründung aufgeführt.

1.6 Zusammenhang zwischen NEP, TYNDP und PCI-Prozess

Im NEP werden Projekte und Maßnahmen über konkrete (n-1)-Nachweise identifiziert. Die Projekte und Maßnahmen beheben also in den jeweiligen Szenarien ansonsten auftretende (n-1)-Verletzungen im Höchstspannungsnetz. Ausnahmen bilden dabei vertikale Punktmaßnahmen, die zusammen mit den betroffenen Verteilernetzbetreibern identifiziert werden, sowie Interkonnektoren. Die geplanten Interkonnektoren und die im NEP verwendeten NTC-Werte an den Kuppelstellen zu den Nachbarstaaten werden dagegen aus dem Ten-Year Network Development Plan von ENTSO-E entnommen bzw. für das jeweilige Zieljahr abgeleitet.

Im Zuge des NEP 2030 ist erstmals eine *Projektcharakterisierung* als Pilotprojekt für das Szenario B 2030 *erfolgt*. Eine systematische Kosten-Nutzen-Analyse der Projekte und Maßnahmen (Cost Benefit Analysis – CBA), wie es sie z. B. im TYNDP gibt, existiert im NEP nicht. In der Zubaunetz-Tabelle in Kapitel 5.2 sowie in den Projektsteckbriefen im Anhang zum NEP wird explizit darauf hingewiesen, wenn Projekte ebenfalls Teil des jeweils aktuellsten TYNDP sind oder einen Status als PCI-Projekt (project of common interest gemäß EU-Verordnung 347/2013) haben.

Über eine Angleichung der zugrunde gelegten Szenarien stellen die ÜNB eine Konsistenz der Planungen zwischen NEP und TYNDP sicher und ermöglichen so eine bessere Verzahnung der Prozesse. Im TYNDP, der wie der NEP in einem zweijährigen Turnus erstellt wird, sind neben den grenzüberschreitenden Projekten die innerdeutschen Projekte aus dem NEP enthalten, die eine überregionale, pan-europäische Bedeutung haben. Im TYNDP findet kein eigenständiger (n-1)-Nachweis der enthaltenen Projekte und Maßnahmen statt. Anders als im NEP werden die Netzausbaumaßnahmen im TYNDP dagegen mittels CBA bewertet. Für Interkonnektoren und Maßnahmen mit grenzüberschreitendem Einfluss wird ein GTC-Wert (Grid transfer capability) ermittelt und ausgewiesen. Der GTC-Wert beschreibt in welchem Umfang durch eine Maßnahme die Transportkapazität insbesondere an identifizierten Grenzen bzw. Engpässen ansteigt.

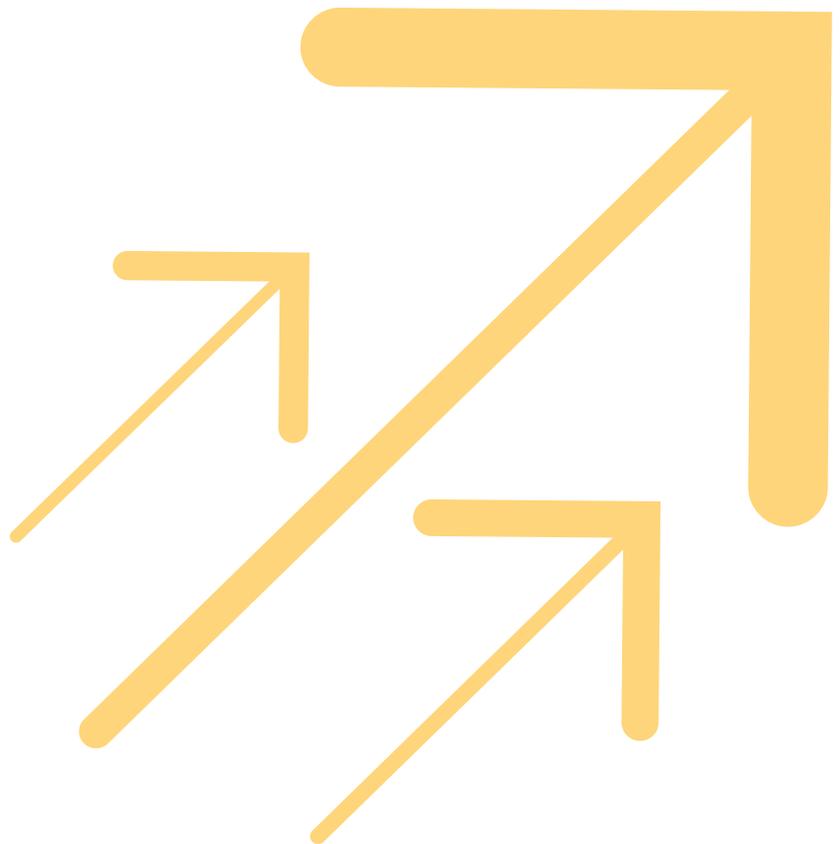
Einen Status als PCI-Projekt können nur Projekte des TYNDP mit einem GTC-Wert über 500 MW bekommen, die einen signifikanten Nutzen für mindestens zwei EU-Mitgliedstaaten haben. Darüber hinaus ist eine positive Kosten-Nutzen-Analyse Voraussetzung für die Aufnahme in die PCI-Liste der Europäischen Union.



Übersicht Links

- Stellungnahmen zu den ersten Entwürfen NEP und O-NEP 2030, Version 2017: www.netzentwicklungsplan.de/de/stellungnahmen-nep-o-nep-2030-version-2017 ↗
- Gemeinsame Informationsplattform der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan Strom: www.netzentwicklungsplan.de ↗

2 SZENARIORAHMEN



2 SZENARIORAHMEN

Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren

Grundlage des aktuellen Netzentwicklungsplans (NEP) ist der von der Bundesnetzagentur (BNetzA) genehmigte, unter Beteiligung der Öffentlichkeit entstandene, Szenariorahmen vom 30.06.2016. Anregungen, die sich auf Anpassungen der im Szenariorahmen festgelegten Werte beziehen, können demzufolge im aktuellen NEP keine Berücksichtigung mehr finden, dienen aber als Anregung für den Szenariorahmen zum nächsten NEP. Spätestens am 10.01.2018 legen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ihren Entwurf vor, der danach durch die BNetzA zur Konsultation gestellt wird.

Zu den in diesem NEP nicht mehr zu berücksichtigenden Anregungen aus den Stellungnahmen gehören beispielsweise Hinweise zur Regionalisierung der Standorte von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (siehe Kapitel 2.3.1), Annahmen zu Speichern, Pumpspeicherkraftwerken sowie die Berücksichtigung der Ziele des Klimaschutzplans 2050 (siehe Kapitel 3.2.6). Auch der Hinweis, verstärkt auf eine ausgewogene Versorgungssicherheit zu achten, ist ein Aspekt für den folgenden Szenariorahmen.

Grundsätzlich wird in den Stellungnahmen die Ausgestaltung der Szenarien begrüßt, insbesondere die Berücksichtigung weiterer Faktoren im Szenario C 2030, vereinzelt wird die zeitliche Fortschreibung des Szenarios C 2030 angeregt. Einige Stellungnahmen regen eine Ausgestaltung der Szenarien dahingehend an, dass kein Netzausbau oder eine Beschränkung der Exporte (siehe Kapitel 3) daraus folgen sollte. Ebenso wird ein Langfristszenario mit 100 % erneuerbaren Energien angeregt.

An den NEP werden vielfältige Erwartungen aus allen Feldern der Energiewirtschaft adressiert – diese kann der NEP nicht in Gänze aufgreifen. Er ist das Dokument, das den erforderlichen Netzausbau als Folge von veränderten Bedingungen rund um die Energiewirtschaft zum Thema hat – und diesen konkret beschreibt.

Kritisch angemerkt wird die Methodik zur Einhaltung der Emissionsobergrenzen und die damit einhergehende Verlagerung von Emissionen ins Ausland (siehe Kapitel 2.2).

Aufgrund von Nachfragen wird der Einsatz von Power-to-Gas (siehe Kapitel 2.3.4) und die Annahmen zur Zuordnung von Umspannwerksstandorten präzisiert (siehe Kapitel 2.5).

Die weiter detaillierte Betrachtung der Nachfrageseite wird in verschiedenen Stellungnahmen begrüßt, gleichzeitig werden aber auch noch weitergehende Detaillierungen gefordert. In diesem Zuge wird auf das ausführliche Kapitel 2 (www.netzentwicklungsplan.de/ZUe) und die Studie des Fraunhofer-Institutes für System und Innovationsforschung (ISI) zur Modellierung regionaler Stromverbräuche und Lastprofile verwiesen (www.netzentwicklungsplan.de/ZUh).

Einige Verteilernetzbetreiber (VNB) kritisieren in ihren Stellungnahmen die pauschale Berücksichtigung der Spitzenkappung. Im Zuge der Erstellung des NEP hatten die Übertragungsnetzbetreiber die größeren VNB kontaktiert und um Informationen zur Anwendung im jeweiligen Netzgebiet gebeten. Die Antworten zeigten kein geschlossenes Bild, sodass sich die Übertragungsnetzbetreiber zu einer flächendeckenden Anwendung der Spitzenkappung entschlossen haben, um das Potenzial einheitlich für ganz Deutschland berücksichtigen zu können.



Der Szenariorahmen beschreibt mögliche Entwicklungen der Energielandschaft in Deutschland und Europa und bildet damit die Grundlage für die Marktsimulation und die folgenden Netzanalysen. Er trifft Annahmen zu den installierten Kraftwerkskapazitäten – erneuerbar wie konventionell – sowie zur Stromnachfrage in den festgelegten Zieljahren. Weitere Parameter sind Entwicklungen der Brennstoff- und CO₂-Preise sowie Handelskapazitäten zwischen den Marktgebieten.

Die ÜNB hatten ihren Vorschlag der Szenarien unter einer breiten Beteiligung der Öffentlichkeit erstellt und die Erarbeitung sowohl auf einer transparenten und breiten Daten- und Informationsgrundlage gestützt als auch durch wissenschaftliche Studien und fundierte Methoden unterstützt. Wie in den Vorjahren wurden die Bundesländer u. a. hinsichtlich der längerfristigen regionalen Ausbauziele für erneuerbare Energien (EE) und die Verteilernetzbetreiber u. a. hinsichtlich der ihnen vorliegenden Anträge für den Anschluss erneuerbarer Energien sowie zum Thema Spitzenkappung befragt. Die ÜNB haben den Entwurf zum Szenariorahmen am 08.01.2016 an die BNetzA übergeben. Die parallel zur Erarbeitung entstandenen Begleitgutachten zur Stromnachfragemodellierung und zur Regionalisierung erneuerbarer Energien sind als zusätzliche Dokumente unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUd verfügbar.

Auf Basis eines öffentlichen Beteiligungsverfahrens und der eigenen Einschätzung hat die BNetzA den Szenariorahmen-Entwurf der ÜNB angepasst. Grundlage für die Erstellung des NEP 2030 ist somit der am 30.06.2016 durch die BNetzA unter dem Aktenzeichen Az.: 8573-1-1/16-06-30/Szenariorahmen 2017 – 2030 veröffentlichte, genehmigte Szenariorahmen. Der Szenariorahmen zum NEP 2030 sieht drei Szenarien mit dem Zieljahr 2030 vor, darüber hinaus wird ein Szenario bis zum Jahr 2035 fortgeschrieben.

Der durch die ÜNB veröffentlichte Entwurf zum Szenariorahmen, der genehmigte Szenariorahmen der BNetzA und die dazugehörige Kraftwerksliste sind auf der Website der ÜNB www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/316 sowie auf der Internetseite der BNetzA www.netzausbau.de verfügbar.

Eine ausführliche Fassung des Kapitels mit Informationen zu den verwendeten Methoden und Detailergebnissen ist verfügbar unter: www.netzentwicklungsplan.de/ZUe



2.1 Rahmendaten und Charakteristika der Szenarien zum NEP 2030

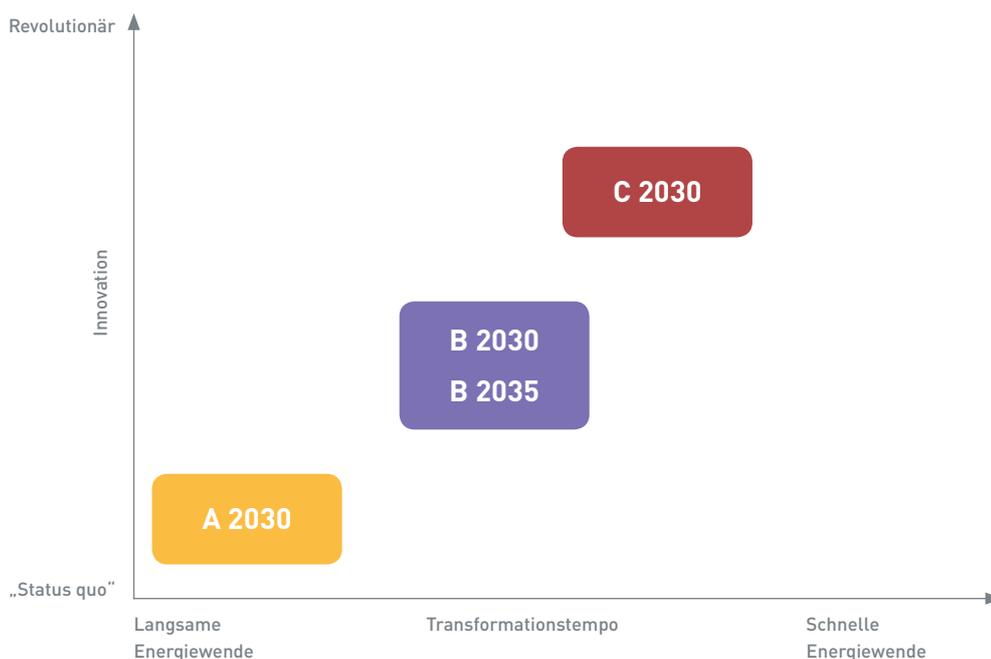
2.1.1 Leitgedanken zur Ausgestaltung der Szenarien

Die BNetzA folgt im genehmigten Szenariorahmen dem grundsätzlichen Konzept der ÜNB zur Szenariengestaltung, das erstmalig am 13.10.2015 im Rahmen einer öffentlichen Dialogveranstaltung vorgestellt wurde. Die grundsätzliche Prämisse ist, dass alle Szenarien die Transformation des Energiesektors (Energiewende) mit unterschiedlicher technologischer Ausprägung (Innovationsgrad) und Umsetzungsgeschwindigkeit (Transformationstempo) beschreiben. Innovation bezeichnet in diesem Zusammenhang den Einsatz neuer Technologien im Stromsektor zur Steigerung der Flexibilität und der Energie- sowie Emissionseffizienz. Das Transformationstempo beschreibt die Umsetzungsgeschwindigkeit der Energiewende. In den Szenarien sind erstmalig zusätzlich verschiedene Werte für Treiber der Sektorenkopplung, Flexibilitätsoptionen sowie dezentrale Speicher vorgegeben.

Die Szenarien orientieren sich grundsätzlich an aktuell geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen und/oder energiepolitischen Zielen. In den Szenarien B und C werden die im Szenariorahmen beschriebenen Klimaschutzziele der Bundesregierung vorausgesetzt, im Szenario A erfolgt dazu keine Vorgabe. Der am 14.11.2016 vom Bundeskabinett beschlossene Klimaschutzplan 2050 war noch nicht Grundlage der Vorgaben des Szenariorahmens. Die Ergebnisse des NEP 2030 zeigen einige Schritte hin zu einer weitergehenden CO₂-Minderung. Die ÜNB haben in ihrem Vorschlag zum Szenariorahmen vielfältige Elemente und Modelle rund um eine weitere Dekarbonisierung vorgelegt, die Eingang in weitere NEP-Prozesse finden können. In allen Szenarien des Szenariorahmens 2030 wird erneut eine Kappung von Einspeisespitzen bei Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen (nachfolgend Spitzenkappung genannt) berücksichtigt. Dabei werden die von den ÜNB vorgeschlagenen Methoden zur regionalen Zubauprognose erneuerbarer Energien und die Modellierung der nationalen Stromnachfrage im Grundsatz als geeignet bestätigt. Zur Berücksichtigung des europäischen Umfelds erfolgt eine Einbettung der nationalen Entwicklungspfade für Deutschland in bestehende europäische Szenarien des Ten-Year Network Development Plans 2016 (TYNDP 2016).

Der Leitgedanke zur Ausgestaltung der Szenarien ist in folgender schematischer Darstellung zusammengefasst.

Abbildung 3: Schematische Darstellung zur Einordnung der Szenarien



2.1.2 Rahmendaten der Genehmigung

Ein Überblick über die Rahmendaten der Genehmigung ist in der folgenden Tabelle 1 zusammengestellt.

Tabelle 1: Erzeugungskapazitäten in den genehmigten Szenarien

Installiert (GW)	Referenz 2015	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
Kernenergie	10,8	0	0	0	0
Braunkohle	21,1	11,5	9,5	9,3	9,3
Steinkohle	28,6	21,7	14,8	10,8	10,8
Erdgas	30,3	30,5	37,8	41,5	37,8
Öl	4,2	1,2	1,2	0,9	0,9
Pumpspeicher	9,4	11,9	11,9	13	11,9
sonstige konv. Erzeugung*1	2,3	1,8	1,8	1,8	1,8
Kapazitätsreserve	0	2	2	2	2
Summe konv. Erzeugung*2	106,9	80,6	79	79,3	74,5
Wind onshore	41,2	54,2	58,5	61,6	62,1
Wind offshore	3,4	14,3	15	19	15
Photovoltaik	39,3	58,7	66,3	75,3	76,8
Biomasse	7	5,5	6,2	6	7
Wasserkraft*3	5,6	4,8	5,6	5,6	6,2
sonstige reg. Erzeugung*4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Summe reg. Erzeugung	97,8	138,8	152,9	168,8	168,4
Summe Erzeugung	204,7	219,4	231,9	248,1	242,9
Nettostromverbrauch [TWh]					
Nettostromverbrauch*5	532,0	517,0	547,0	547,0	577,0
Treiber Sektorenkopplung [Anzahl in Mio.]					
Wärmepumpen	0,6	1,1	2,6	2,9	4,1
Elektroautos	0,0	1,0	3,0	4,5	6,0
Jahreshöchstlast [GW]					
Jahreshöchstlast*6	83,7	84,0	84,0	84,0	84,0
Flexibilitätsoptionen und Speicher [GW]					
Power-to-Gas	-	1,0	1,5	2,0	2,0
PV-Batteriespeicher	-	3,0	4,5	5,0	6,0
DSM (Industrie und GHD)	-	2,0	4,0	5,0	6,0
Marktmodellierung					
Vorgaben zur Marktmodellierung	-	-	Maximale CO ₂ -Emissionen von 165 Mio. t	Maximale CO ₂ -Emissionen von 137 Mio. t	Maximale CO ₂ -Emissionen von 165 Mio. t

*1 sonstige konv. Erzeugung zuzüglich 50 % Abfall

*2 Bei der Aufsummierung der Einzelwerte ergeben sich Rundungsabweichungen.

*3 Speicherwasser, Laufwasser

*4 sonstige reg. Erzeugung zuzüglich 50 % Abfall

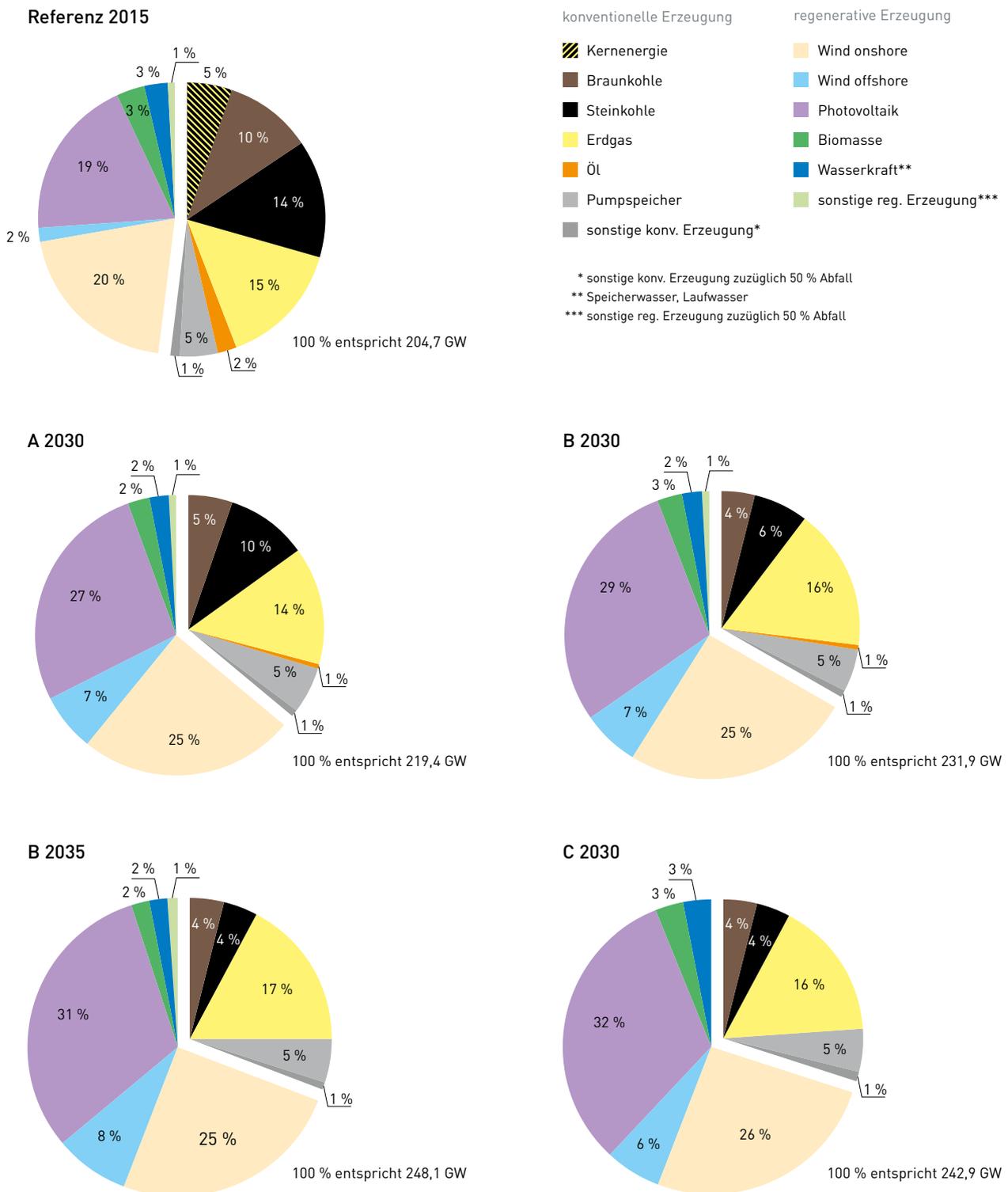
*5 inklusive der Summe der Netzverluste in TWh im Verteilnetz

*6 inklusive der Summe der Verlustleistung in GW im Verteilnetz, Höhe in Modellierung hiervon leicht abweichend



Die Anteile der installierten Leistung je Erzeugungstechnologie in den Szenarien sind in den folgenden Abbildungen dargestellt. Hiervon abzugrenzen ist die Erzeugung der Anlagen, welche Ergebnis der Marktsimulation (siehe Kapitel 3) ist. Deutlich erkennbar ist, ausgehend von der Referenz 2015, eine Verschiebung der Erzeugungsstruktur hin zu erneuerbaren Energien, welche in allen Szenarien des Netzentwicklungsplans deutlich mehr als 50 % der installierten Leistung umfassen. Der konventionelle Kraftwerkspark reduziert sich.

Abbildung 4: Übersicht über die Verteilung der installierten Leistungen je Energieträger in den Szenarien des NEP 2030



Szenario A 2030 (Konservatives Szenario)

Szenario A beschreibt im Vergleich mit den weiteren Szenarien eine Energiewende in mäßiger Geschwindigkeit mit teilweiser Einführung neuer Technologien bei einem eher geringen Innovationsgrad. Szenario A ist durch einen vergleichsweise moderaten Zubau von Wind onshore und Photovoltaik (PV) geprägt. Der Zubau erneuerbarer Energien orientiert sich für Deutschland am unteren Rand des vorgegebenen Korridors des § 1 Abs. 2 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017). Die Prognose zur konventionellen installierten Erzeugerleistung basiert nahezu auf denselben Annahmen zur technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer der Kraftwerke wie im letzten Szenario 2025. Die Nettostromnachfrage in Szenario A 2030 liegt bezogen auf das Referenzjahr 2015 auf einem niedrigeren Niveau. Der zu ermittelnde Wert der Jahreshöchstlast ist mit 84 GW in Szenario A 2030 leicht höher als der Referenzwert des Jahres 2015 von 83,7 GW. Dabei sind u. a. 1,1 Millionen Wärmepumpen und 1 Million Elektroautos, 3 GW PV-Batteriespeicher und 2 GW Demand Side Management (in den Sektoren Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)) zu berücksichtigen. In diesem Szenario ist der Anteil an dezentraler Stromerzeugung im Vergleich eher gering. Prosumer-Modelle in Kombination mit Speichern spielen kaum eine Rolle, da diese keine staatliche Förderung erhalten. Elektroautos sind wenig verbreitet. Effizienzsteigerungen von bestehenden Stromanwendungen sind in einem eher geringen Ausmaß vorhanden. Eine Verschiebung von Wärmeanwendungen in den Stromsektor ist kaum zu beobachten und für Lastmanagement (Demand Side Management) ist nur ein geringes Potenzial vorhanden. Weiterhin wird in Szenario A gegenüber heute von einem leichten Rückgang der installierten Leistung des konventionellen Kraftwerksparks ausgegangen. Die politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sind für Kohlekraftwerke vergleichsweise günstig. Die Integration neuer, flexibler Gaskraftwerke in den Strommarkt findet nur in begrenztem Umfang statt, da die wirtschaftlichen Anreize für eine Flexibilisierung des Kraftwerkseinsatzes noch zu gering sind. Der Grad der Flexibilisierung des Stromsektors entspricht dem heutigen Niveau. Für das Szenario A ist keine Emissionsobergrenze vorgesehen.

Szenario B 2030 (Transformationsszenario)

Die Transformation des Energiesektors wird im Szenario B durch eine Vielzahl unterschiedlicher Maßnahmen und Technologien vorangetrieben. Es wird sowohl ein verstärkter Ausbau von EE-Anlagen als auch eine zunehmende Nutzung der Elektromobilität angenommen. Zudem wird eine höhere Konvergenz von Wärme- und Stromerzeugung angereizt, indem eine Verschiebung von Wärmeanwendungen in Richtung Strom (z. B. Wärmepumpen) stattfindet. Gleichzeitig sind Effizienzsteigerungen bei bestehenden Stromanwendungen beobachtbar. In Bezug auf die Nachfrageflexibilisierung mittels Lastmanagement wird im Jahr 2030 ein relativ hohes Potenzial angenommen, welches bis 2035 weiterhin ansteigt. Die vermehrte Verbreitung von dezentralen Speichern im häuslichen Bereich in Kombination mit Photovoltaikanlagen führt zu zusätzlichen Flexibilisierungsoptionen.

Bei den konventionellen Kraftwerken ist u. a. in Folge des höheren Anteils erneuerbarer Energien ein weiterer Rückgang der installierten Leistung gegenüber dem Szenario A zu verzeichnen. Gleichzeitig wird europaweit dem Klimaschutz eine wichtige Rolle zugeschrieben und die Einhaltung der Ziele über das EU-Emissionshandelssystem (EU-EHS; englisch: The EU Emissions Trading Scheme (EU-ETS)) durch ergänzende Maßnahmen forciert. Auch andere politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen führen dazu, dass alte und unflexible Anlagen zunehmend durch neuere, flexiblere Anlagen ersetzt oder umgerüstet werden. Szenario B 2030 geht von einem Ausbau der erneuerbaren Energien im mittleren Bereich des in § 1 Abs. 2 EEG 2017 genannten Korridors aus. Die technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer der konventionellen Kraftwerke wird im Vergleich zum Szenario A 2030 um fünf Jahre reduziert. In der Jahreshöchstlast von 84 GW sind in Szenario B 2030 nach Vorgabe der BNetzA u. a. 2,6 Millionen Wärmepumpen und 3 Millionen Elektroautos, 4,5 GW PV-Batteriespeicher und 4 GW Demand Side Management (Industrie und GHD) zu berücksichtigen. Das Ziel der Bundesregierung, die Treibhausgasemissionen zu reduzieren, soll in Szenario B 2030 vollständig erreicht werden, es gilt ein maximaler Ausstoß von 165 Mio. t CO₂.



Szenario B 2035 (Transformationsszenario / Langfrist)

Im Szenario B 2035 werden die Annahmen für das Szenario B 2030 im Wesentlichen um fünf Jahre fortgeschrieben. Eine Ausnahme gilt für die Ausbauproggnose von Wind onshore, die ab 2030 von jährlich 2,9 GW auf 3,7 GW brutto angehoben wird, um angesichts der zunehmenden altersbedingten Stilllegungen von Onshore-Windenergieanlagen das primäre Ziel des genannten Ausbaukorridors gemäß § 1 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017 für das Jahr 2035 im mittleren Bereich zu erreichen. Auch der konventionelle Kraftwerkspark mit einer zum Szenario A 2030 fünf Jahre verkürzten Betriebsdauer des Kraftwerksparks wird um weitere fünf Jahre fortgeschrieben. Das Nachfrageniveau und die Jahreshöchstlast basieren auf den in Szenario B 2030 getroffenen Annahmen. Es sind 2,9 Millionen Wärmepumpen und 4,5 Millionen Elektroautos sowie 2 GW Power-to-Gas, 5 GW PV-Batteriespeicher und 5 GW Demand Side Management (Industrie und GHD) zu berücksichtigen. Das Ziel der Bundesregierung, die Treibhausgasemissionen zu reduzieren, soll in Szenario B 2035 vollständig erreicht werden, es gilt ein maximaler Ausstoß von 137 Mio. t CO₂.

Szenario C 2030 (Innovationsszenario)

Das Szenario C beschreibt eine beschleunigte Energiewende unter intensiver Nutzung neuer Technologien sowie Vernetzungen der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Im Szenario C wird ein Entwicklungspfad beschrieben, in dem die verbrauchsnahe Erzeugung durch PV-Anlagen einen größeren Beitrag zur Deckung des Strombedarfs leistet und dezentrale Kleinspeicher eine größere Rolle als in den anderen Szenarien spielen.

Auch in diesem Szenario ist eine deutliche Verschiebung von Mobilitätsanwendungen in Richtung Strom (E-Mobilität) zu beobachten. Jedoch wird in diesem Szenario ein noch größeres Potenzial an Lastflexibilisierung zur Verfügung stehen, sodass Verbraucher verstärkt ihre Stromnachfrage an der Erzeugung ausrichten werden. Insbesondere soll das Potenzial bestehender Flexibilitätsoptionen im Szenario C verstärkt genutzt werden, um die Synchronisation von Erzeugung und Nachfrage möglichst sicher, kosteneffizient und umweltverträglich zu gewährleisten.

Im konventionellen Kraftwerkspark ist durch die zunehmende Entkopplung von Strom- und Wärmeerzeugung im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eine deutliche Flexibilisierung der Anlagenfahrweise zu beobachten. Die Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien in den Sektoren Wärme und Mobilität unterstützt die Erreichung der sektorübergreifenden klimapolitischen Ziele.

Der Ausbaupfad der erneuerbaren Energien orientiert sich an der oberen Grenze des in § 1 Abs. 2 EEG 2017 genannten Korridors. Die technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer der konventionellen Kraftwerke wird – mit Ausnahme der Gaskraftwerke – im Vergleich zum Szenario A 2030 um zehn Jahre reduziert. Die Nettostromnachfrage in Szenario C 2030 liegt bezogen auf das Referenzjahr 2015 auf einem höheren Niveau. Der zu ermittelnde Wert der Jahreshöchstlast liegt mit 84 GW in Szenario C 2030 wie in Szenario A 2030 und B 2030, enthält aber dabei u. a. 4,1 Millionen Wärmepumpen und 6 Millionen Elektroautos, 6 GW PV-Batteriespeicher und 6 GW Demand Side Management (Industrie und GHD). Das Ziel der Bundesregierung, die Treibhausgasemissionen zu reduzieren, soll in Szenario C 2030 vollständig erreicht werden, es gilt ein maximaler Ausstoß von 165 Mio. t CO₂.



2.2 Methoden zur Aufbereitung der Rahmendaten und Ergebnisse

Die Rahmendaten und Vorgaben aus dem genehmigten Szenariorahmen bedürfen einer weiteren Aufbereitung, um sie für die Marktsimulation und die folgende Netzanalyse nutzbar zu machen.

Hierzu gehören:

- die regionale Verteilung der erneuerbaren Energien, ihre Einspeisezeitreihen und die nachfolgende Spitzenkappung (siehe Kapitel 2.3)
- die räumlich aufgelösten Prognosen zur Verteilung der Stromnachfrage (siehe Kapitel 2.4), Kapitel 2.5 fasst die Ergebnisse der nationalen Aufbereitung (siehe Kapitel 2.3 und 2.4) zusammen
- die Modellierung des Auslands (siehe Kapitel 2.6)
- die Flexibilisierung der Nachfrage durch Demand Side Management (DSM)

Da die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nicht zwangsläufig mit der jeweiligen Stromnachfrage zusammenfällt, gibt es Bestrebungen, die bisher im Zeitverlauf statische Stromnachfrage zu flexibilisieren und somit der schwankenden Erzeugung anzupassen. Die aktive Steuerung der Nachfrage wird als Demand Side Management bezeichnet.

Der volkswirtschaftlich optimale Einsatz, der in den Simulationen der ÜNB angenommen wurde (siehe Kapitel 3), unterstellt ein engpassfreies Marktgebiet. Der Einsatz von DSM als Marktinstrument findet also nicht statt, um das Übertragungsnetz zu entlasten. Im Gegenteil kann ein kostenminimaler Einsatz zu einer weiteren Belastung des Stromnetzes führen. Die Last wird durch finanzielle Anreize weiter in Stunden mit niedrigen Stromkosten verlagert. Aufgrund der geringen Erzeugungskosten von erneuerbaren Energien (Grenzkosten 0 €) sind dies Stunden mit hoher Einspeisung aus Wind und PV. Die große Distanz zwischen insbesondere der Windenergie in Norddeutschland und den Lastzentren in West- und Süddeutschland kann darum für eine höhere Auslastung der Netze sorgen.

Weitere Informationen zum Umgang mit DSM, beispielsweise bei der PV-Eigenbedarfsoptimierung sind verfügbar in der ausführlichen Fassung des Kapitels 2 unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUe.

- die Flexibilisierung von Kraftwerk-Einsatzbedingungen

Im Szenario A 2030 werden keine Änderungen der gegenwärtig bekannten technischen Konfigurationen der Erzeugungsanlagen und kein Abbau von Einsatzrestriktionen (z. B. Wärmebereitstellung, Versorgung von Industrie) angenommen. Die im Stromerzeugungssystem befindliche Must-Run-Erzeugung liegt in A 2030 im Vergleich zu den anderen Szenarien auf einem höheren Niveau. In der Winterspitze wird von dem zugrunde liegenden Modell eine Must-Run-Erzeugung von 25,8 GW berechnet. Das Sommerminimum beträgt 9,1 GW.

Eine teilweise Flexibilisierung des Kraftwerksparks und eine Reduzierung der Must-Run-Erzeugung werden in Szenario B 2030 und B 2035 angenommen. Hierzu wird in Abhängigkeit von der Größe der zu versorgenden Wärmeregionen und der Industriestandorte nur noch eine reduzierte Anzahl an Kraftwerksblöcken mit Einsatzrestriktionen belegt. Die durch die Erzeugungsanlagen zu deckende Wärmenachfrage verbleibt dabei auf dem Niveau von A 2030, weshalb die verbleibenden Blöcke mit Einsatzrestriktionen nun im Vergleich stärker ausgelastet werden bzw. vermehrt andere Wärmeerzeugungsoptionen zum Einsatz kommen. Insgesamt reduziert sich die Must-Run-Erzeugung von B 2030 gegenüber A 2030 im Durchschnitt um 2,8 GW, wobei das Wintermaximum mit 21,1 GW und das Sommerminimum mit 7,8 GW unterhalb der Must-Run-Erzeugung von A 2030 liegen.

Eine vollständige Flexibilisierung der blockscharf modellierten Erzeugungsanlagen wird in Szenario C 2030 angenommen. Die Must-Run-Erzeugung besteht lediglich noch aus dem Anteil der kleinen dezentralen KWK-Anlagen. Die zeitabhängige Must-Run-Einspeisung dieser Anlagen weist ein Wintermaximum von 8,0 GW und ein Sommerminimum von 1,7 GW auf.

Weitere Informationen zur Kraftwerkparametrierung zur Abbildung zusätzlicher Versorgungsaufgaben, den Einsatzrestriktionen (Must-Run und KWK) von Kraftwerken und den aus den getroffenen Flexibilisierungsannahmen sind verfügbar in der ausführlichen Fassung des Kapitels 2 unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUe.



- die Implementierung der Vorgaben zur Emissionsreduktion

Im Genehmigungsdokument der BNetzA wird für die Szenarien B 2030, B 2035 und C 2030 eine Begrenzung der jährlichen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland unterstellt. Die Begrenzung resultiert aus den CO₂-Reduktionszielen der Bundesregierung. Im Szenario A 2030 wird abweichend hiervon keine Emissionsgrenze unterstellt. Die Bundesnetzagentur begründet dies damit, dass eine Verfehlung der Klimaschutzziele trotz aller Bemühungen nicht ausgeschlossen werden kann.

Bei der Bestimmung der CO₂-Emissionen in den Szenarien B 2030, B 2035 und C 2030 werden die CO₂-Emissionen der im Kraftwerkspark vorhandenen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen entsprechend ihrer durch Must-Run bedingten Strom- und Wärmeproduktion auf die beiden Energiearten aufgeteilt. Lediglich die für die Must-Run-Stromproduktion zu bilanzierenden CO₂-Emissionen der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sollen bei der Bewertung der Grenzwert-überschreitung berücksichtigt werden. Die für die Wärmeproduktion anfallenden CO₂-Emissionen werden bilanziell dem Wärmesektor zugeordnet und somit nicht berücksichtigt. Für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die marktbedingt Leistung oberhalb ihrer Must-Run-Einspeisung bereitstellen, werden die dabei anfallenden CO₂-Emissionen ebenfalls berücksichtigt.

Für das Modell werden die für die Stromproduktion vorgegebenen CO₂-Emissionsgrenzen um den Anteil der aus der Wärmeproduktion resultierenden Emissionen der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erhöht.

Bei der Einsatzoptimierung der Kraftwerke werden die CO₂-Emissionen des Kraftwerksparks aus dessen gesamtem Primärenergieverbrauch abgeleitet und durch die neu errechneten Emissionsgrenzwerte für die Strom- und Wärmeproduktion beschränkt. Die in der Kraftwerkseinsatzoptimierung verwendeten Grenzwerte ergeben sich wie folgt:

Tabelle 2: Emissionsobergrenzen für die Modellierung

Szenario	Vorgabe des Szenariorahmens zur jährlichen Emissionsobergrenze für den Stromsektor	Abgeleitete jährliche Emissionsobergrenze für den Stromsektor ergänzt um CO ₂ -Emissionen aus der Wärmeproduktion der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen
A 2030	Keine Beschränkung	Keine Beschränkung
B 2030	165 Mio. t CO ₂	185 Mio. t CO ₂
B 2035	137 Mio. t CO ₂	157 Mio. t CO ₂
C 2030	165 Mio. t CO ₂	178 Mio. t CO ₂

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die fixierten Zielwerte haben dabei keinen Einfluss auf die installierten Kapazitäten des konventionellen Kraftwerksparks, wirken sich jedoch auf den Kraftwerkseinsatz aus (siehe Kapitel 3). Eine tabellarische und grafische Übersicht der Emissionsziele pro Jahr ist verfügbar in der ausführlichen Fassung des Kapitels 2 unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUe.



Deutschland geht bis 2030/2035 weiter auf dem Weg zur Dekarbonisierung des Energiesektors. Um diesem Ziel Ausdruck zu verleihen, sind in den Szenarien mit mittlerem und hohem Transformationstempo der Energiewende (Szenarien B 2030, B 2035 und C 2030) CO₂-Emissionsgrenzen definiert. Die tatsächlichen Emissionen des deutschen Kraftwerksparks sind allerdings keine externe Vorgabe, sondern ergeben sich im Rahmen des europäischen Strombinnenmarktes. Deutsche Kraftwerke stehen im Wettbewerb mit den Kraftwerken im restlichen Europa und über den Handel an den Strombörsen ergeben sich die tatsächlichen Produktionsmengen und damit auch die resultierenden Emissionen.

Analysen der ÜNB zeigen, dass der deutsche Kraftwerkspark im europäischen Marktumfeld vergleichsweise geringe Erzeugungskosten aufweist und dementsprechend hohe Erzeugungsmengen erzielt werden. Vor diesem Hintergrund können die im Szenariorahmen festgelegten Emissionsobergrenzen ohne weitere Maßnahmen nicht in allen Szenarien eingehalten werden. Um dies dennoch sicherzustellen, ist eine modelltechnische Nebenbedingung notwendig, welche die Produktionsmengen und somit die CO₂-Emissionen in Deutschland begrenzt. Diese Nebenbedingung führt in den Analysen des aktuellen NEP, wie auch im NEP 2025, bei Nicht-Erreichen der Obergrenze zu einem, im Vergleich zum Rest Europas, erhöhten CO₂-Zertifikatspreis in Deutschland. Hierdurch wird die Produktion deutscher Kraftwerke modelltechnisch verteuert und somit Produktion ins Ausland verlagert.

Die angewandte Methodik wurde im Rahmen des Szenariorahmens zum NEP 2025 wie auch zum NEP 2030 öffentlich diskutiert und alternative Ansätze wurden vorgestellt. Diese haben Defizite oder Probleme an anderen Stellen offenbart, sodass sich die ÜNB auf Basis der geführten Diskussion für die verwendete Methode entschieden haben – wissend, dass diese nicht alle Effekte im europäischen Markt abbilden kann. Verschiedene andere Mechanismen, die ein Erreichen der CO₂-Mengen ermöglichen, werden aktuell politisch diskutiert und werden bei hinreichender Konkretisierung Eingang in zukünftige Netzentwicklungspläne finden.

Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise

Zu den weiteren für die Strommarktsimulation erforderlichen energiewirtschaftlichen Rahmendaten zählen die Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisen. Diese sind in der Genehmigung der BNetzA festgelegt. Die Brennstoff- und Zertifikatspreise beruhen auf den Angaben der International Energy Agency (IEA) im World Energy Outlook 2015 (WEO 2015).

Tabelle 3: Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisen

	A 2030 WEO Szenario „Current Policies“	B 2030 und C 2030 WEO Szenario „New Policies“	B 2035 WEO Szenario „New Policies“
CO₂-Zertifikatspreise	23,00 €/t CO ₂	28,00 €/t CO ₂	33,00 €/t CO ₂
Rohöl	714,00 €/t	621,00 €/t	662,00 €/t
Erdgas	3,2 Cent/kWh _{th}	2,9 Cent/kWh _{th}	3,0 Cent/kWh _{th}
Steinkohle	86,00 €/t SKE	77,00 €/t SKE	79,00 €/t SKE
Braunkohle	3,1 €/MWh _{th}	3,1 €/MWh _{th}	3,1 €/MWh _{th}

Quelle: Bundesnetzagentur: Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2017 – 2030



2.3 Ermittlung der regionalen Verteilung, der Einspeisezeitreihen und der Spitzenkappung erneuerbarer Energien

Die Standorte der konventionellen Kraftwerke sind als Angaben in der genehmigten Kraftwerksliste der BNetzA enthalten. Die Standorte geplanter Kraftwerke werden den entsprechenden Anträgen entnommen. Weitere Detaillierungen finden Sie im Genehmigungsdokument zum Szenariorahmen zum NEP 2017 – 2030.

Die regionale Verteilung der zukünftigen dezentralen Anlagenstandorte der erneuerbaren Energien sowie der kleinen KWK und die Annahme, wo diese in das Netz einspeisen, müssen dahingegen prognostiziert werden. Dieser Schritt heißt Regionalisierung.

In allen Szenarien wird bei KWK-fähigen Kleinkraftwerken (Anlagen < 10 MW) ein Zubau angenommen. So wird in den Szenarien bis 2030 ein Zubau von 4,5 GW vorgesehen und bis 2035 ein weiterer Zubau in Höhe von 1,5 GW. Die Bedeutung der dezentralen KWK-Erzeugung erhöht sich somit zukünftig.

Auf Basis der Regionalisierung, dem definierten Wetterjahr 2012 und weiteren modelltechnischen Annahmen werden dann stündlich aufgelöste Zeitreihen der Einspeisung für die erneuerbaren Energien bestimmt (siehe 2.3.3). Das Wetterjahr 2012 ist als eines der durchschnittlichsten Wetterjahre der letzten zehn Jahre im Hinblick auf den Windertrag für die Untersuchungen im Rahmen des Netzentwicklungsplans geeignet. Die Robustheit und Notwendigkeit des erforderlichen Netzausbaus kann durch die Wahl eines durchschnittlichen Wetterjahres bekräftigt werden.

2.3.1 Methodik zur Regionalisierung

Die ÜNB haben gemeinsam mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) eine Methodik zur Regionalisierung von bundesweiten Ausbaupfaden für Onshore-Windenergieanlagen, Photovoltaikanlagen, Biomasseanlagen, Wasserkraftanlagen und Anlagen zur Nutzung sonstiger erneuerbarer Energien entwickelt und angewandt. Diese Methodik wurde im Zuge des Entwurfes des Szenariorahmens zum NEP 2030 weiterentwickelt und an die aktuellen Randbedingungen (u. a. EEG 2017) angepasst. Dabei gliedert sich die Regionalisierung der erneuerbaren Energien für alle betrachteten Technologien im Wesentlichen in folgende Schritte:

- Abbildung des Anlagenbestands,
- Potenzial- und ggf. Ertragsanalyse,
- (modellgestützte) Zubaumodellierung.

Detaillierte Annahmen zur Regionalisierung, insbesondere zur Bestimmung des PV-Potenzials und der Berücksichtigung historischer Ausbauentwicklungen, sind im Begleitdokument "Konzept und Daten zur Regionalisierung von erneuerbaren Energien – Grundlage für die Abbildung regionalisierter Szenarien im Netzentwicklungsplan Strom 2030 Version 2017" unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUn sowie im Szenariorahmenentwurf zum NEP 2030 dargelegt.

Die BNetzA hat in der Genehmigung die von den ÜNB vorgestellte Methode zur Regionalisierung des Zubaus der erneuerbaren Energien wie im vergangenen NEP als angemessen bewertet. Im Zuge der Genehmigung des Szenariorahmens sind die ÜNB darüber hinaus aufgefordert worden, folgende Aspekte in der Modellierung zu berücksichtigen:

- 10H-Regelung: Im Bundesland Bayern wird bei der Zubaumodellierung von Windenergieanlagen ein Mindestabstand vom Zehnfachen der Anlagenhöhe zur Wohnbebauung (als Ausschlussfläche) berücksichtigt.
- Drehfunkfeuer: Bei der Zubaumodellierung von Onshore-Windenergieanlagen wird ein Mindestabstand in Form eines Radius von 15 km um jede in Deutschland errichtete Drehfunkanlage (als Ausschlussfläche) berücksichtigt.
- Abfrage der Verteilernetzbetreiber: Die von der BNetzA abgefragte Antrags- und Genehmigungslage bezüglich Onshore-Windenergie wird bei der Bundeslandregionalisierung mit dem aktuellsten Stand berücksichtigt.



- Abfrage der Landesplanungsbehörden: Die von der BNetzA und den ÜNB erfragten Vorrang- und Eignungsflächen werden bei der Zubaumodellierung von Onshore-Windenergieanlagen nach Möglichkeit in Form von georeferenzierten Daten mit aktuellstem Stand berücksichtigt.
- Über die §§ 36c und 88b EEG 2017 hat der Gesetzgeber auf Vorschlag der BNetzA eine Netzausbaugebietsverordnung (NAGV) festgelegt, nach welcher der Zubau von Onshore-Windenergieanlagen in einem Netzausbaugebiet gesteuert werden soll. Diese Rechtsverordnung stellt eine temporäre Möglichkeit dar, den Netzausbau mit dem Ausbau Wind onshore besser zu verzahnen und damit die Kosten für Redispatch-Maßnahmen zu reduzieren. Der genehmigte Szenariorahmen trifft die Annahme, dass das Netzausbaugebiet nur für eine Übergangszeit eingerichtet wird und im Anschluss daran Nachholeffekte bis zum Jahr 2030/2035 für einen Ausgleich sorgen. Für die Dimensionierung des langfristigen Netzausbaus ist die temporäre Festlegung eines Netzausbaugebiets daher, insbesondere im Rahmen der Regionalisierung, außer Acht zu lassen.

Die deutschen ÜNB sind bei der Erstellung des NEP an den genehmigten Szenariorahmen gebunden. Die Mantelzahlen, die dort von der BNetzA festgelegt werden, stellen die einzuhaltenden Rahmenbedingungen für die energiewirtschaftlichen Szenarien in Deutschland dar. Im Fall der erneuerbaren Energien ist es anschließend Aufgabe der ÜNB, eine räumliche Allokation (Regionalisierung, siehe Kapitel 2.3) der installierten Gesamtleistung innerhalb Deutschlands vorzunehmen. Dabei wird auf Potenzialanalysen, bereits erteilte Genehmigungen durch die Verteilernetzbetreiber und die Zielzahlen der Bundesländer zurückgegriffen.

Im Rahmen der Konsultation des ersten Entwurfs des NEP zeigten sich teilweise unterschiedliche Sichtweisen hinsichtlich der genehmigten Mantelzahlen im Szenariorahmen, den individuellen Ausbauszenarien der Verteilernetzbetreiber und den Zielen der Bundesländer. Letztere sind aufgrund von individuellen Zielsetzungen der Länder in Summe deutlich höher als die für Deutschland insgesamt im Szenariorahmen (angelehnt an das EEG) vorgegebene installierte Leistung. Hieraus lässt sich schlussfolgern, dass es aus Sicht der Bundesländer insgesamt ein großes Potenzial für erneuerbare Energien in Deutschland gibt, welches regional auch wesentlich schneller erschlossen werden könnte als es die Vorgaben der bundesweiten Ziele (insbesondere Zubaukorridore bzw. Ausschreibungsmengen gemäß EEG) zulassen. Die ÜNB kommen im Rahmen der Regionalisierung den im Szenariorahmen gesetzten Vorgaben nach und bemühen sich in diesem Rahmen die existierenden Erkenntnisse angemessen zu berücksichtigen. Die regionale Verteilung zukünftiger Erzeugungsstandorte wird auch im nächsten Szenariorahmen und NEP ein relevantes Thema bleiben. In diesem Sinne ist eine enge Abstimmung der Ausbauziele erneuerbarer Energien zwischen Bund und Ländern unter Einbindung der Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber zu begrüßen.

2.3.2 Ergebnisse der Regionalisierung

Wind onshore

Unter den Modellannahmen ist ausgehend von einem großen Bestand der Anteil des Zubaus am Gesamtzubau in den norddeutschen Bundesländern Niedersachsen und Schleswig-Holstein weiterhin groß. Niedersachsen bleibt das Bundesland mit der höchsten installierten Windleistung. Auch an den windstarken Küstenstandorten mit hohen regionalen Leistungsdichten kann ein weiterer Zubau verzeichnet werden. In Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg ist ebenfalls ein signifikanter Zubau an Windenergie, hier insbesondere in der Fläche, sichtbar. Für Mecklenburg-Vorpommern wird in zwei Szenarien von einer Verdopplung der heutigen Anlagenleistung ausgegangen.

Daneben ist erkennbar, dass zunehmend auch neue Standorte erschlossen werden. Dies gilt insbesondere für Regionen in der Mitte Deutschlands (z. B. Nordrhein-Westfalen) sowie für Baden-Württemberg. Durch die Berücksichtigung der 10H-Regelung ist in Bayern über den heutigen Bestand hinaus nur noch ein geringer (kurzfristiger) Zubau an Windenergieanlagen zu beobachten.



Photovoltaik

Bei der absolut installierten Photovoltaikleistung auf Gebäude- und Freiflächen verzeichnet Bayern aufgrund der großen Fläche und dem bereits heute hohen Anlagenbestand weiterhin den größten Anteil. Der Zubau findet unter den Modellierungsannahmen neben den südlichen Bundesländern vor allem auch im Westen und Nordwesten Deutschlands statt. Ein Grund hierfür ist unter anderem die Vielzahl geeigneter Dachflächen und gewerblich genutzter Gebäude. Gut erkennbar ist der insbesondere auf ein hohes Dachflächenpotenzial zurückzuführende Ausbau der Photovoltaik in bevölkerungsreichen Regionen wie Hamburg, Berlin und München. Damit einher geht die zunehmende Kopplung einer Nutzung von Kleinspeichern im Haushaltssektor, wie im Kapitel zur Stromnachfrage näher ausgeführt. Im Osten Deutschlands ergeben sich durch die Erschließung von Konversionsflächen, wie zum Beispiel ehemalige Truppenübungsplätze, punktuell hohe Leistungsdichten.

Zusammenfassung

Im Vergleich mit den vorherigen Netzentwicklungsplänen zeigt sich, dass auch unter den angepassten Randbedingungen (u. a. EEG 2017) grundsätzlich die regionalen Schwerpunkte der jeweiligen erneuerbaren Erzeugungsanlagen erhalten bleiben. Die Standorte der Windenergieanlagen werden auch zukünftig vor allem im Norden Deutschlands erwartet, während der Photovoltaikzubau in der Fläche im Süden, punktuell aber auch im Norden und Osten sowie den bevölkerungsreichen Gebieten Nordrhein-Westfalens, erfolgt. Biomasse verteilt sich weiterhin vergleichsweise homogen über das Bundesgebiet, mit Schwerpunkten in überwiegend landwirtschaftlich geprägten Regionen. Die Entwicklung der Wasserkraft sowie sonstigen Erneuerbaren leitet sich größtenteils aus dem heutigen Anlagenbestand ab. Die Erzeugung ist hier jeweils stark standortgebunden und erfährt in den Jahren bis 2030 und auch 2035 eine am heutigen Bestand orientierte Leistungssteigerung.

Die detaillierten Ergebnisse der Regionalisierung inkl. grafischer Aufbereitung sind in der ausführlichen Fassung des Kapitels 2 unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUe verfügbar. Darüber hinaus sind detaillierte Annahmen zur Regionalisierung insbesondere zur Bestimmung des PV-Potenzials und der Berücksichtigung historischer Ausbauentwicklungen im Begleitdokument „Konzept und Daten zur Regionalisierung von erneuerbaren Energien – Grundlage für die Abbildung regionalisierter Szenarien im Netzentwicklungsplan Strom 2030 Version 2017“ unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUn dargelegt.

2.3.3 Ermittlung der Einspeisezeitreihen

Ein weiterer Aufbereitungsschritt besteht in der Ermittlung von regional aufgelösten Erzeugungsprofilen für die einzelnen Technologien. Insbesondere die Erzeugung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen ist wesentlich abhängig vom Wetter sowie dem regional verfügbaren Dargebot und weist eine hohe zeitliche Variabilität auf. Die jeweiligen Einspeisungen werden daher auf Basis der netzknottenscharfen installierten Leistungen, einem Wettermodell für das zugrunde gelegte Referenzjahr 2012¹ sowie Kenngrößen der Erzeugungsanlagen ermittelt.

Die Wetterdaten wurden für die Bestimmung von Einspeisezeitreihen aus Windenergie- und PV-Anlagen sowie für Wärmebedarfsmodellierung von KWK-Anlagen verwendet.

Weitere Informationen dazu sind verfügbar in der ausführlichen Fassung des Kapitels 2 unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUe.

¹ Siehe Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030 – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.



2.3.4 Spitzenkappung

Spitzenkappung beschreibt die Berücksichtigung der Abregelung von Einspeisespitzen der Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen in der Netzplanung, um Netzausbau für selten auftretende Einspeisespitzen zu vermeiden. Die gesetzliche Einführung dieses Planungsansatzes erfolgte im Rahmen des Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes. Demnach erhalten Verteilernetzbetreiber gemäß § 11 Abs. 2 EnWG die Möglichkeit, Spitzenkappung in der Netzplanung zu berücksichtigen, um damit das Netz auf ein zur Gewährleistung des energiewirtschaftlichen Zwecks nach § 1 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 1 EEG 2017 volkswirtschaftlich sinnvolles Maß zu dimensionieren. Abzugrenzen ist diese Methodik von den realen Prozessen im Netzbetrieb. Bei der Spitzenkappung handelt es sich um einen reinen theoretischen netzplanerischen Ansatz, der in etwa einem vorweggenommenen Einspeisemanagement gleichkommt. Die Methodik wurde insbesondere für unterlagerte Spannungsebenen (Verteilernetze) entwickelt.

Nach § 12a Abs. 1 S. 4 und § 12b Abs. 1 S. 3 EnWG sind die Betreiber von Übertragungsnetzen im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans ohne Abwägung der gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen verpflichtet, die Regelungen der Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG bei der Netzplanung anzuwenden.²

Power-to-Gas wird im Rahmen des Energieeinsatzes zur Spitzenkappung als tendenziell netzentlastend umgesetzt angenommen. Hintergrund dieser Annahme ist, dass die mit Power-to-Gas verbundenen Umwandlungsprozesse in den Zeiten und an den Orten hoher Windeinspeisung stattfinden.

Power-to-Gas-Anwendungen (kurz P2G) stehen im aktuellen genehmigten Szenariorahmen der BNetzA erstmals als Technologie-Option zur Verfügung. Bei P2G wird unter prozessbedingten Umwandlungsverlusten elektrische Energie durch das chemische Verfahren der Elektrolyse in Wasserstoff bzw. in einem zusätzlichen Schritt in Methan (Erdgas) umgewandelt. Dieser Prozess erlaubt es (z. B. sonst überschüssigen) Strom anderweitig nutzbar zu machen oder für spätere Nutzung zu speichern. Letzteres verlangt einen Prozess zur Rückverstromung. Im bestehenden Szenariorahmen ist für jedes Szenario ein Potenzial an P2G-Anlagen definiert, das bis 2030 (bzw. 2035) realisiert sein soll. Allerdings ist die Betriebsweise der Anlagen nicht näher spezifiziert.

Die ÜNB haben sich entschieden, P2G-Anlagen so einzusetzen, dass sie der Integration von erneuerbaren Energien in das Stromsystem dienlich sind. Es wird angenommen, dass P2G-Anlagen vorwiegend in Stunden hoher EE-Einspeisung und an Standorten eingesetzt werden, an denen im Rahmen der Spitzenkappung bereits große Mengen nicht verwertbarer Energie entstünden. Durch die P2G-Anlagen kann diese (zuvor abgeregelte) Energie indirekt nutzbar gemacht werden.

Weitere Informationen zur angewandten Methode sind verfügbar in der ausführlichen Fassung des Kapitels 2 unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUe.

Mit der Spitzenkappung wird eine Abregelung von Einspeisespitzen der Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen bereits vor den nachfolgenden Markt- und Netzberechnungen berücksichtigt. Spitzenkappung ist somit ein Instrument der Netzplanung. Hiervon abzugrenzen ist das Auftreten von Dumped Power, d. h. nicht verwertbarer Leistung, im Rahmen der Marktsimulationen. Dumped Power ist Folge eines Überangebots an Leistung im Strommarkt und hat unabhängig vom Netz und zusätzlich zur Spitzenkappung eine Reduzierung der Einspeisleistung zur Folge. Hiervon ferner abzugrenzen ist das Einspeisemanagement, welches im Netzbetrieb die situationsabhängige, gezielte Einsenkung der EE-Einspeisung zur Behebung von Netzengpässen und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit darstellt.

² Die ÜNB haben eine Abfrage bei den Verteilernetzbetreiber durchgeführt. Diese ergab jedoch kein geschlossenes Meinungsbild, weshalb die Spitzenkappung flächendeckend angenommen wurde.



Ergebnisse

Durch die Anwendung der Spitzenkappung wird in etwa 3.000 Stunden des Jahres Onshore-Windenergie- und in 750 Stunden Photovoltaik-Einspeisung eingesenkt. Überlagerungseffekte sind dabei in etwa 250 Stunden zu beobachten. Die in Summe eingesenkten Einspeisemengen sind in Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4: Eingesenkte Einspeisemengen aus Onshore-Windenergie und Photovoltaik³

Szenario	Eingesenkte Einspeisemenge Onshore-Windenergie (TWh)	Eingesenkte Einspeisemenge Photovoltaik (TWh)
A 2030	2,1	0,7
B 2030	2,2	0,8
B 2035	2,2	0,9
C 2030	2,3	0,9

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Windenergie

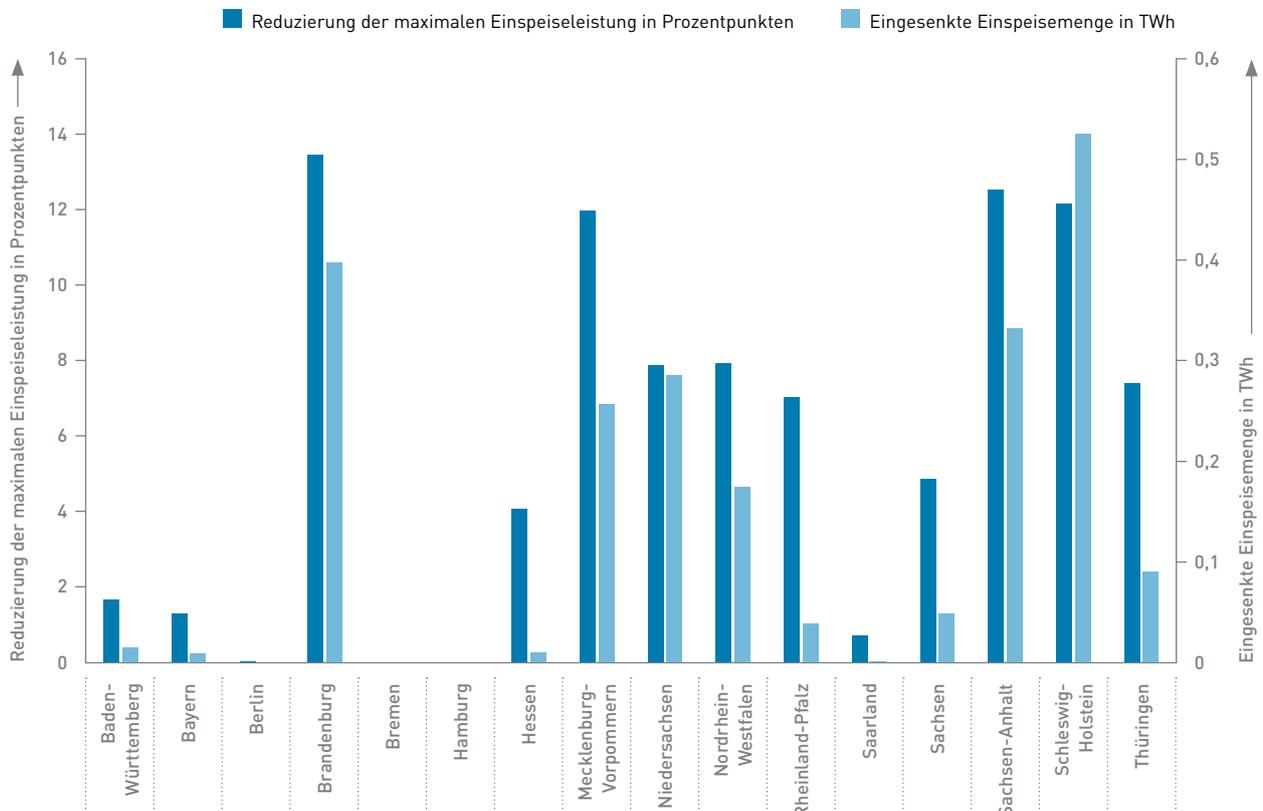
Die Jahreseinspeisemengen der Windenergieanlagen werden durch die implementierte Spitzenkappung um durchschnittlich 1,7 % reduziert. Zu windreichen Zeitpunkten treten in Deutschland maximale Einsenkungen der Onshore-Windleistung zwischen 5,0 und 5,5 GW auf. Insgesamt wird in den Szenarien in etwa 34 % der betrachteten Zeitpunkte eine Spitzenkappung an mindestens einer Windenergieanlage in Deutschland vorgenommen.

In den vier großen norddeutschen Bundesländern Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Brandenburg werden in der Spitze 3,6 GW eingesenkt. Gleichzeitig können rund zwei Drittel der in Tabelle 4 dargestellten eingesenkten Einspeisemengen diesen Bundesländern zugeordnet werden. Auf die süddeutschen Bundesländer Bayern und Baden-Württemberg entfällt dagegen nur etwa 1 % der in Deutschland eingesenkten Windenergie. Hieran wird deutlich, dass sich die Anwendung der Spitzenkappung vor allem auf die Einspeiseleistung der windreichen Regionen im Norden auswirkt. Dies ist vornehmlich bedingt durch den hohen Zubau an Windenergieanlagen in Norddeutschland, welcher bei den vorhandenen Netzstrukturen eine vermehrte Anwendung von Spitzenkappung erwarten lässt. In den norddeutschen Bundesländern werden die Einspeisespitzen auch im Vergleich zur installierten Windenergieleistung deutlich überproportional eingesenkt.

³ Im Vergleich hierzu fällt die Einsenkung durch Dumped Power deutlich geringer aus, siehe Kapitel 3.2.4.



Abbildung 5: Ergebnisse der Spitzenkappung Wind nach Bundesländern



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

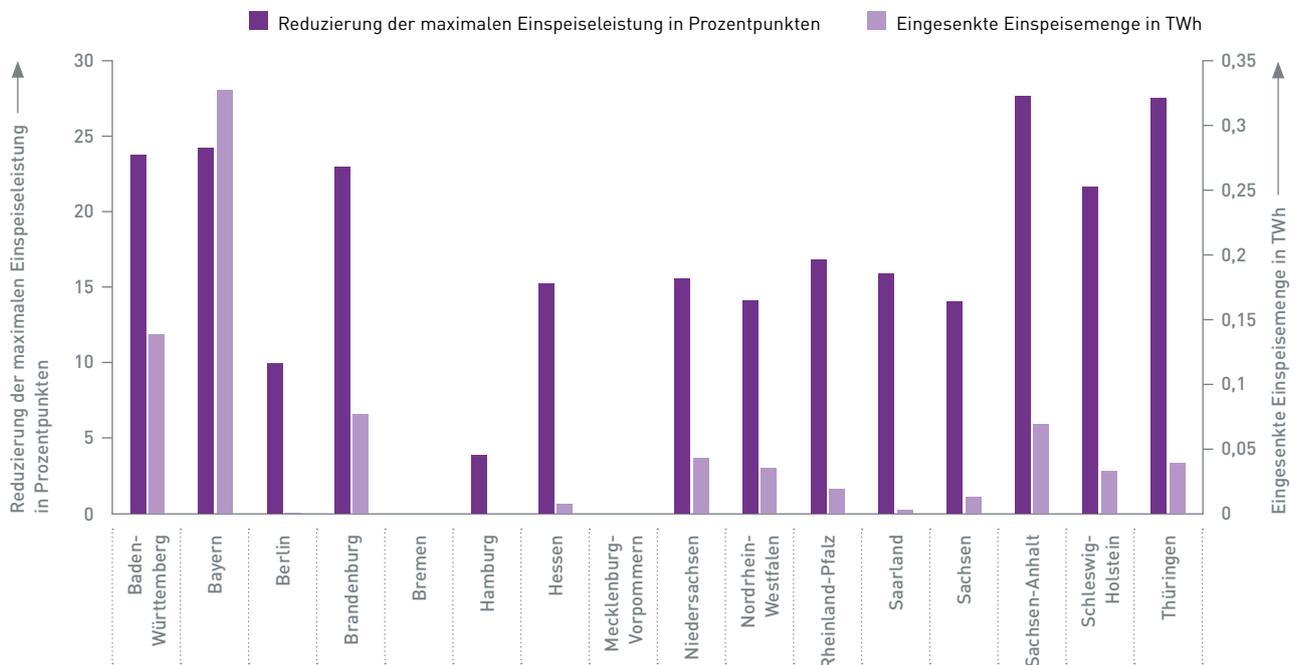
Photovoltaik

Die Einspeiseleistung von PV-Anlagen in Deutschland wird durch die Spitzenkappung in der Spitze zwischen 11 und 14,5 GW eingesenkt. Derartig starke Einsenkungen werden jedoch nur in den Mittagsspitzen ganz weniger Tage des Jahres angenommen. Gewöhnlich liegt die Einspeisereduzierung deutlich darunter. Eine Reduzierung der Einspeiseleistung mindestens einer PV-Anlage tritt in den Szenarien in etwa 8–9 % der Zeitpunkte auf. Insgesamt wird durchschnittlich 1,2 % der jährlichen Einspeisemenge aus PV-Anlagen eingesenkt.

Insbesondere aufgrund der hohen installierten und zugebauten PV-Leistungen in den süddeutschen Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg führt die Spitzenkappung dort sowohl energetisch (etwa 57 % der gesamten Einsenkung) als auch in Bezug auf die Einspeiseleistung zu den größten Einsenkungen. Auffällig sind zudem die im Vergleich zur installierten PV-Leistung hohen Einsenkungen in einigen ostdeutschen Bundesländern wie Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen. Einen Grund hierfür können die derzeitigen Netzstrukturen in diesen Bundesländern bilden, die bei hohen Zubauten von PV-Anlagen zukünftig eine verstärkte Anwendung der Spitzenkappung erwarten lassen.



Abbildung 6: Ergebnisse der Spitzenkappung Photovoltaik nach Bundesländern



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

2.4 Stromnachfrage und Jahreshöchstlast in den genehmigten Szenarien

Wie auch im Bereich der konventionellen und erneuerbaren Erzeugung sind verschiedene Entwicklungspfade für die zukünftige Stromnachfrage in Deutschland denkbar. Dabei sind sowohl nachfragesteigernde Einflussgrößen, wie der verstärkte Einsatz von Wärmepumpen oder die zunehmende Integration von Elektromobilität, als auch nachfragesenkende Faktoren wie Effizienzsteigerungen bei stromgetriebenen Anwendungen geeignet zu berücksichtigen. Neben der deutschlandweiten spielt daneben insbesondere auch die regionale Stromnachfrageentwicklung eine wichtige Rolle.

In den bisherigen Netzentwicklungsplänen wurde dabei die Annahme getroffen, dass sich diese gegenläufigen Effekte im betrachteten Zeithorizont in ihrer Höhe weitgehend kompensieren. Insbesondere im Hinblick auf die längerfristigen politischen Effizienzziele und die nun zeitlich weiter fortgeschriebenen Zielhorizonte 2030 und 2035 ist jedoch mit einem sich zukünftig stark wandelnden Energiemarkt und dem verstärkten Einsatz neuer Technologien zu rechnen. Hiervon ausgehend hatten die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des Entwurfs zum Szenariorahmen eine vertiefte Analyse der nationalen Stromnachfrage, der regionalen Entwicklung von Nachfragestrukturen sowie des Einflusses auf den zeitlichen Verlauf der Stromnachfrage vorgeschlagen. In Vorbereitung der Marktsimulation wurde eine Studie zur Modellierung regionaler Stromverbräuche und Lastprofile beim Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) in Auftrag gegeben. Diese finden Sie unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUh.



Die getroffenen Annahmen, die Methodik und detaillierten Ergebnisse sind in der ausführlichen Fassung des Kapitels 2 unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUe verfügbar. Dabei wird auch auf die durch die Genehmigung der Bundesnetzagentur vorgenommenen Festlegungen zur Nettostromnachfrage und Jahreshöchstlast etc. eingegangen. Die Vorgaben einer Jahresenergiemenge und einer Jahreshöchstlast legen wesentliche Parameter der Lastkurve fest, die sich aber mit den übrigen Vorgaben zu Flexibilität von Wärmepumpen, E-Mobilität usw. in einem Modell nur schwer abbilden lassen. Um die Vorgaben der Höchstlast im NEP 2030 annähernd einhalten zu können, wurde angenommen, dass zukünftig verstärkt Verfahren zur Lastflexibilisierung angewandt werden.⁴ Insgesamt sind die Modellergebnisse zur sektoralen Stromnachfrage stark beeinflusst von den Vorgaben in der Genehmigung des Szenariorahmens.

Ergebnisse

Die Ergebnisse der regionalen Stromnachfragemodellierung zeigen, dass urbane Regionen und angrenzende Ballungsgebiete in allen Szenarien prinzipiell einen Zuwachs und damit im Vergleich zum Jahr 2015 eine höhere Stromnachfrage und damit einhergehend einen Anstieg der jeweiligen Jahreshöchstlasten aufweisen. Dagegen weist ein Großteil der Landkreise in den neuen Bundesländern und eher ländlich gelegene Gebiete in der Tendenz eine sinkende Stromnachfrage auf.

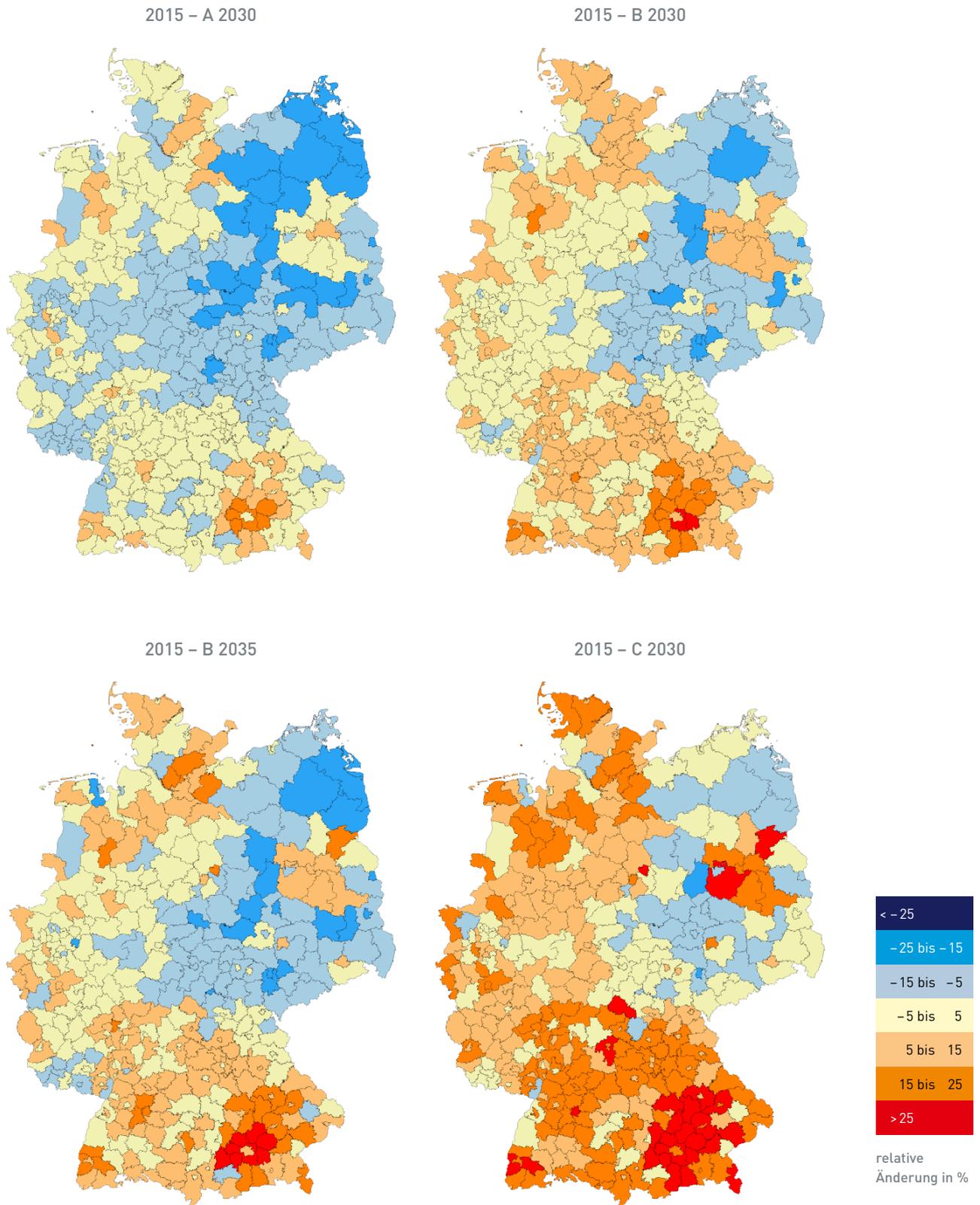
Einzig in Szenario C 2030 kommt es aufgrund der hohen Gesamtnachfrage als Resultat der starken Elektrifizierung des Verkehrs sowie der breiten Anwendung von Wärmepumpen im Vergleich zu heute insgesamt zu einem deutlichen Anstieg der Nettostromnachfrage. Die größten regionalen Veränderungen der Nachfragestruktur ergeben sich im durch Innovation geprägten Szenario C 2030 mit einer starken Durchdringung neuer Anwendungen (Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen). Sichtbar ist eine ausgeprägte Verlagerung der Nachfrageschwerpunkte in den Süden bei abnehmender Nachfrage in überwiegend ländlichen oder peripher gelegenen Gebieten.

Als Haupttreiber der regionalen Stromnachfrage lassen sich die angenommene Entwicklung der regionalen Strukturparameter wie Bevölkerungsentwicklung oder die regionale Durchdringung mit Elektromobilität und Wärmepumpen identifizieren, die unterschiedlich stark auf die beschriebenen Anwendungssektoren und hierüber auf die regionale Stromnachfrage der Landkreise wirken. Die Unterschiede zwischen den Szenarien lassen sich wiederum auf die unterschiedlich starke Ausprägung der einzelnen Strukturparameter zurückführen. Insgesamt ist zudem eine positive Korrelation zwischen der Entwicklung der jährlichen Stromnachfrage und der im Jahresverlauf auftretenden Höchstlasten erkennbar.

⁴ Jahreshöchstlast inklusive der Summe der Verlustleistung im Verteilernetz (A 2030: 82,5 GW, B 2030: 85,9 GW, B 2035: 86,7 GW, C 2030: 90,6 GW).



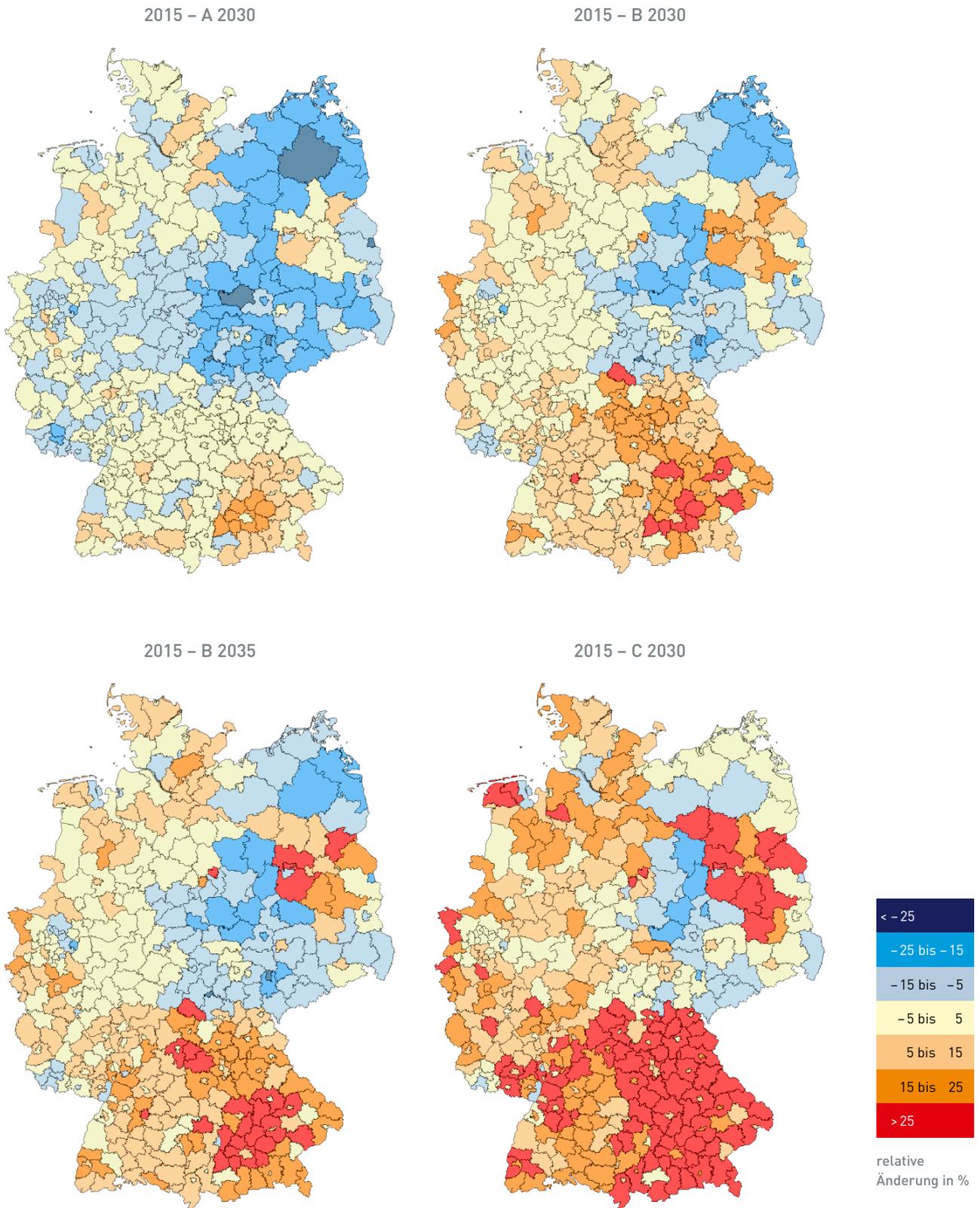
Abbildung 7: Veränderung der Nettostromnachfrage je Landkreis



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 8: Veränderung der zeitungleichen Jahreshöchstlasten je Landkreis



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



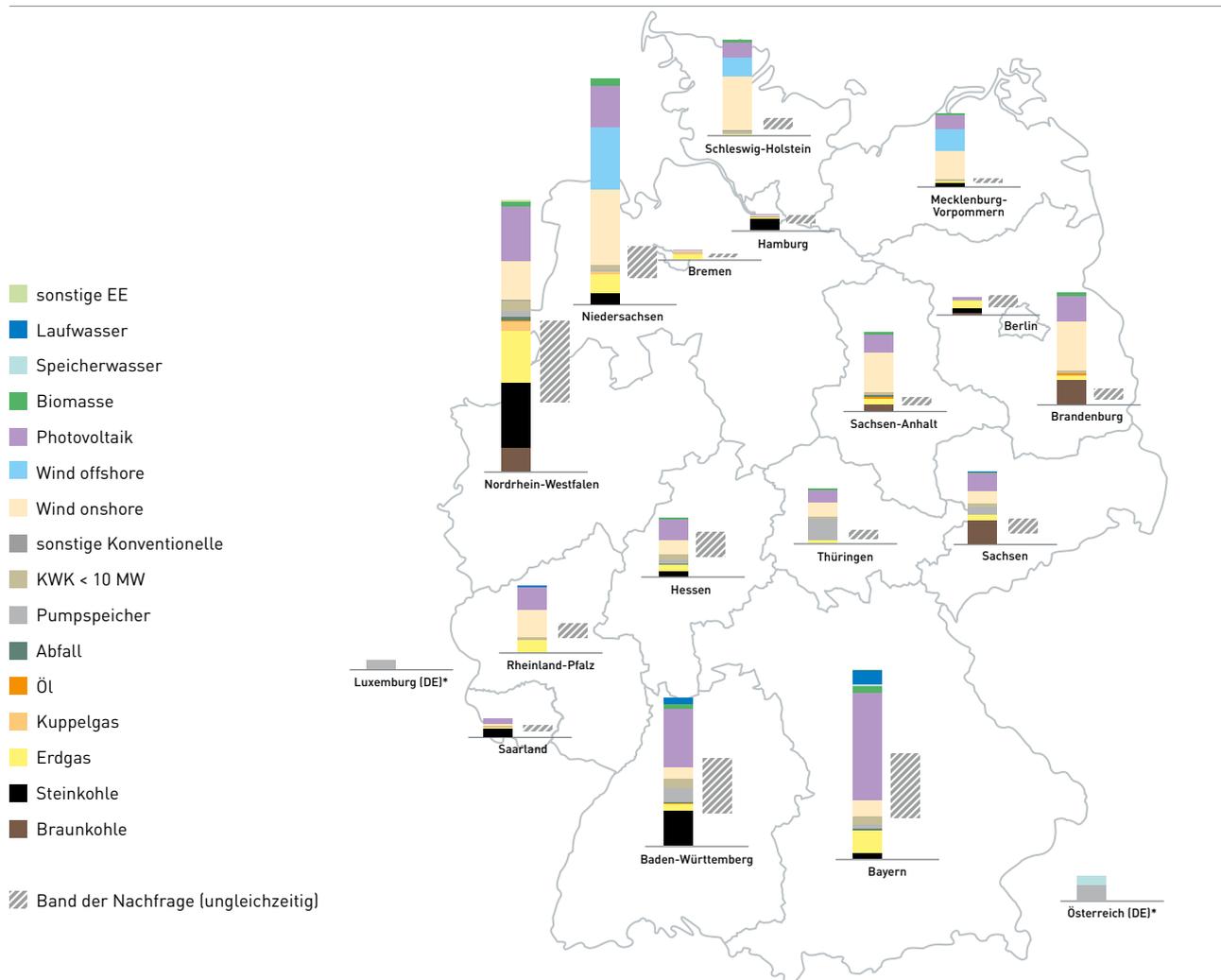
2.5 Ergebnisse der aufbereiteten Rahmendaten

Die folgenden Grafiken zeigen die Ergebnisse der aufbereiteten Rahmendaten des Szenariorahmens für alle Bundesländer pro Szenario. Die Vorgabe zur CO₂-Limitierung kommt erst im Rahmen der Marktsimulation (siehe Kapitel 3) zum Tragen. Neben den installierten Leistungen der Erzeugungsanlagen sind auch die jeweiligen Minimal- und Maximalwerte der Nachfrage dargestellt. Maxima als auch Minima treten nicht zwangsläufig zeitgleich in jedem Bundesland auf, somit kann der Maximalwert für Deutschland nicht aus der Summe der Einzelwerte ermittelt werden.

Da die installierten Leistungen der erneuerbaren Energien im Zuge der Datenaufbereitung der elektrischen Netztopologie zugeordnet werden (siehe ausführliche Fassung Kapitel 2 unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUe, Kapitel 2.5 Regionalisierung), beziehen sich die angegebenen Bundeslandwerte in den Abbildungen 9 bis 12 auf die geografischen Standorte der jeweiligen Umspannwerke. Bei Betrachtung der netztechnischen Verknüpfungen können sich leicht abweichende Werte je Bundesland ergeben.



Abbildung 9: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario A 2030



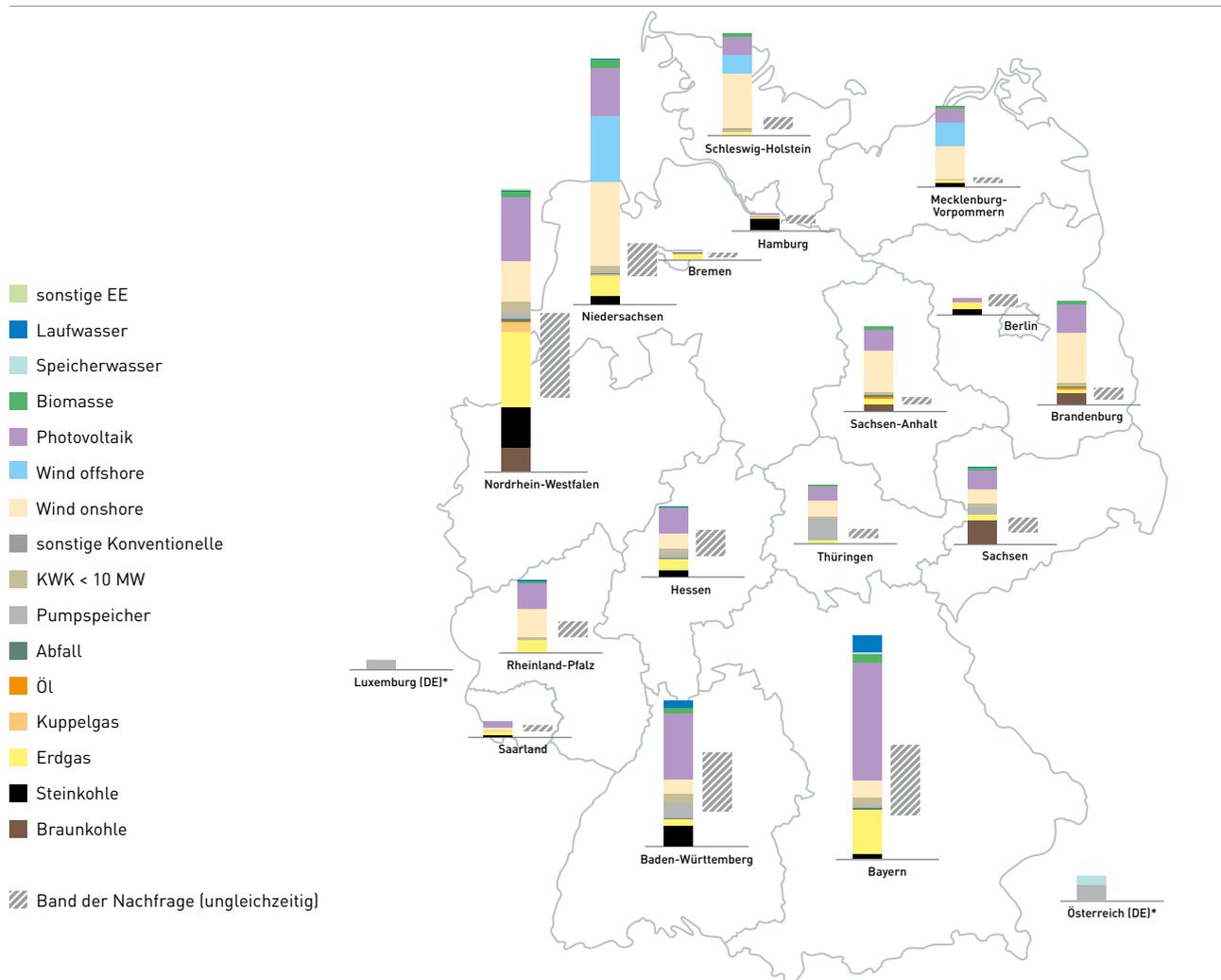
A 2030 (Angaben in GW)	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Abfall	Pump- speicher	KWK < 10 MW	sonstige Konven- tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	Speicher- wasser	Lauf- wasser	sonstige EE	Band der Nachfrage (ungleichzeitig)
Baden-Württemberg	0,0	5,0	0,9	0,0	0,1	0,1	2,1	1,2	0,0	1,6	0,0	8,3	0,6	0,0	0,9	0,0	4,5 – 12,3
Bayern	0,0	0,8	3,3	0,0	0,0	0,2	0,5	1,1	0,0	2,4	0,0	15,0	1,1	0,2	2,0	0,1	5,8 – 14,8
Berlin	0,2	0,7	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0 – 2,7
Brandenburg	3,5	0,0	0,4	0,1	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	6,9	0,0	3,6	0,4	0,0	0,0	0,0	0,7 – 2,2
Bremen	0,0	0,1	0,6	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3 – 0,8
Hamburg	0,0	1,7	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0 – 2,1
Hessen	0,0	0,8	0,9	0,0	0,0	0,1	0,6	0,7	0,0	2,0	0,0	2,9	0,2	0,0	0,0	0,0	2,7 – 6,2
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	4,0	3,1	1,9	0,2	0,0	0,0	0,0	0,5 – 1,1
Niedersachsen	0,0	1,5	2,7	0,3	0,0	0,1	0,2	0,8	0,0	10,7	8,7	5,9	1,0	0,0	0,0	0,0	3,7 – 8,1
Nordrhein-Westfalen	3,3	9,2	7,3	1,3	0,1	0,5	0,7	1,6	0,1	5,4	0,0	7,7	0,6	0,0	0,1	0,2	9,7 – 21,2
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	3,9	0,0	3,1	0,1	0,0	0,2	0,0	2,0 – 4,0
Saarland	0,0	1,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7 – 1,6
Sachsen	3,4	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	1,1	0,5	0,0	1,8	0,0	2,4	0,2	0,0	0,1	0,0	1,5 – 3,6
Sachsen-Anhalt	1,0	0,0	0,8	0,0	0,2	0,2	0,1	0,4	0,0	5,5	0,0	2,6	0,3	0,0	0,0	0,0	0,9 – 2,0
Schleswig-Holstein	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	7,5	2,6	2,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,8 – 2,3
Thüringen	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	3,0	0,3	0,0	1,9	0,0	1,8	0,2	0,0	0,0	0,0	0,6 – 1,8
Österreich (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0 – 0,0
Luxemburg (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0 – 0,0
Summe**	11,4	21,6	21,3	2,0	0,9	1,7	11,9	8,4	0,3	54,2	14,3	58,7	5,5	1,4	3,4	0,4	36,6 – 86,9

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.



Abbildung 10: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2030



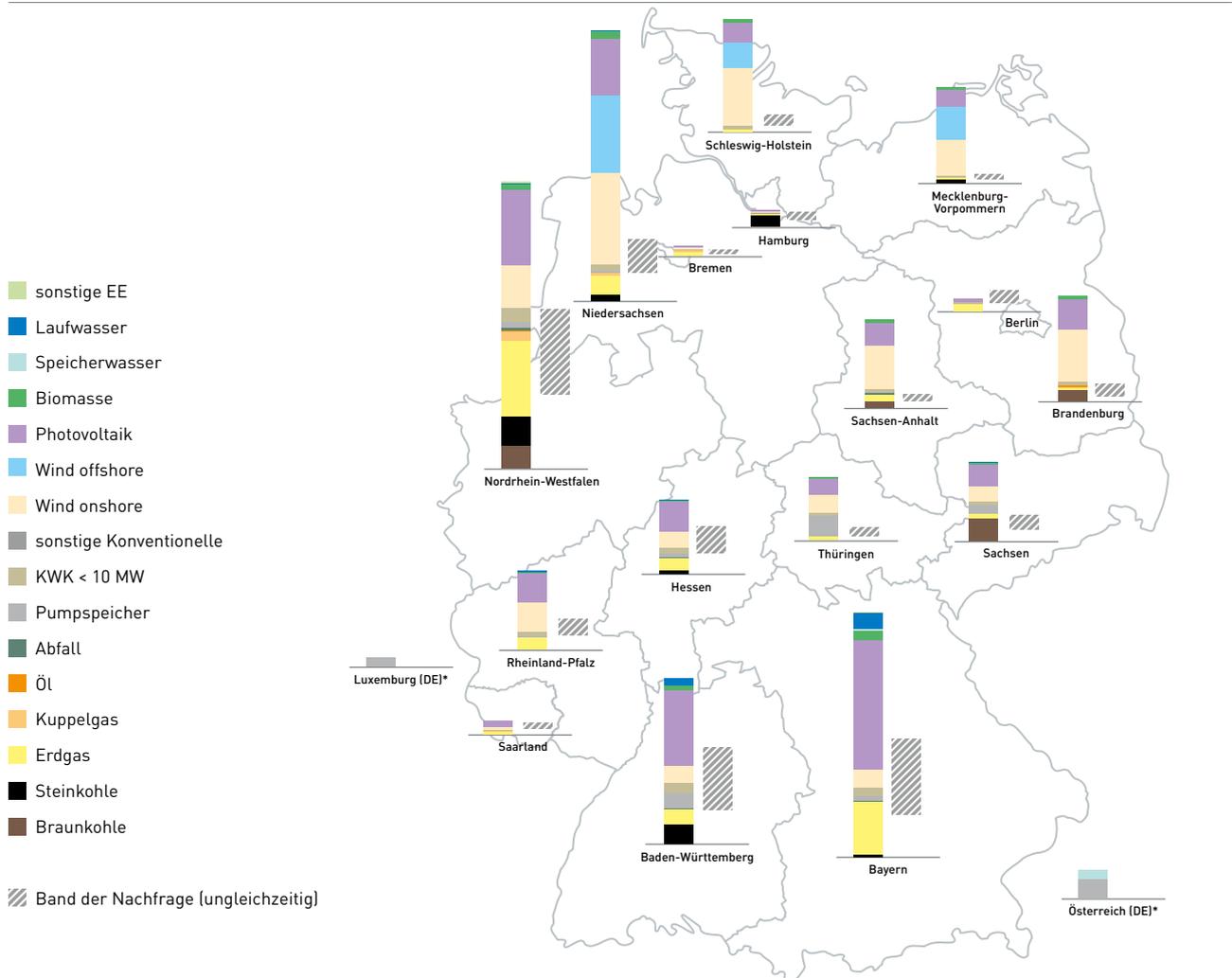
B 2030 (Angaben in GW)	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Abfall	Pump- speicher	KWK < 10 MW	sonstige Konven- tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	Speicher- wasser	Lauf- wasser	sonstige EE	Band der Nachfrage (ungleichzeitig)
Baden-Württemberg	0,0	2,8	0,9	0,0	0,1	0,1	2,1	1,2	0,0	2,0	0,0	9,4	0,7	0,0	1,1	0,0	4,8 – 13,1
Bayern	0,0	0,8	6,1	0,0	0,0	0,2	0,5	1,1	0,0	2,4	0,0	16,5	1,2	0,2	2,4	0,1	6,1 – 16,0
Berlin	0,0	0,7	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1 – 2,8
Brandenburg	1,6	0,0	0,4	0,1	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	7,2	0,0	3,9	0,4	0,0	0,0	0,0	0,7 – 2,4
Bremen	0,0	0,1	0,6	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3 – 0,9
Hamburg	0,0	1,7	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0 – 2,1
Hessen	0,0	0,8	1,7	0,0	0,0	0,1	0,6	0,7	0,0	2,1	0,0	3,5	0,2	0,0	0,1	0,0	2,8 – 6,5
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	4,6	3,3	2,1	0,3	0,0	0,0	0,0	0,5 – 1,2
Niedersachsen	0,0	1,2	2,7	0,3	0,0	0,1	0,2	0,8	0,0	11,9	9,2	6,8	1,2	0,0	0,1	0,0	3,9 – 8,5
Nordrhein-Westfalen	3,3	5,8	10,5	1,3	0,1	0,5	0,7	1,6	0,1	5,7	0,0	9,0	0,7	0,0	0,2	0,2	10,4 – 22,2
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	4,0	0,0	3,6	0,2	0,0	0,2	0,0	2,1 – 4,3
Saarland	0,0	0,3	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8 – 1,6
Sachsen	3,4	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	1,1	0,5	0,0	2,0	0,0	2,7	0,3	0,0	0,1	0,0	1,6 – 3,7
Sachsen-Anhalt	1,0	0,0	0,8	0,0	0,2	0,2	0,1	0,4	0,0	5,8	0,0	2,9	0,4	0,0	0,0	0,0	0,9 – 1,9
Schleswig-Holstein	0,0	0,1	0,3	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	7,8	2,6	2,6	0,4	0,0	0,0	0,0	0,9 – 2,5
Thüringen	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	3,0	0,3	0,0	2,2	0,0	2,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,7 – 1,9
Österreich (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0 – 0,0
Luxemburg (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0 – 0,0
Summe**	9,4	14,7	28,6	2,0	0,8	1,7	11,9	8,4	0,2	58,5	15,0	66,3	6,2	1,4	4,2	0,4	38,8 – 91,8

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.



Abbildung 11: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2035



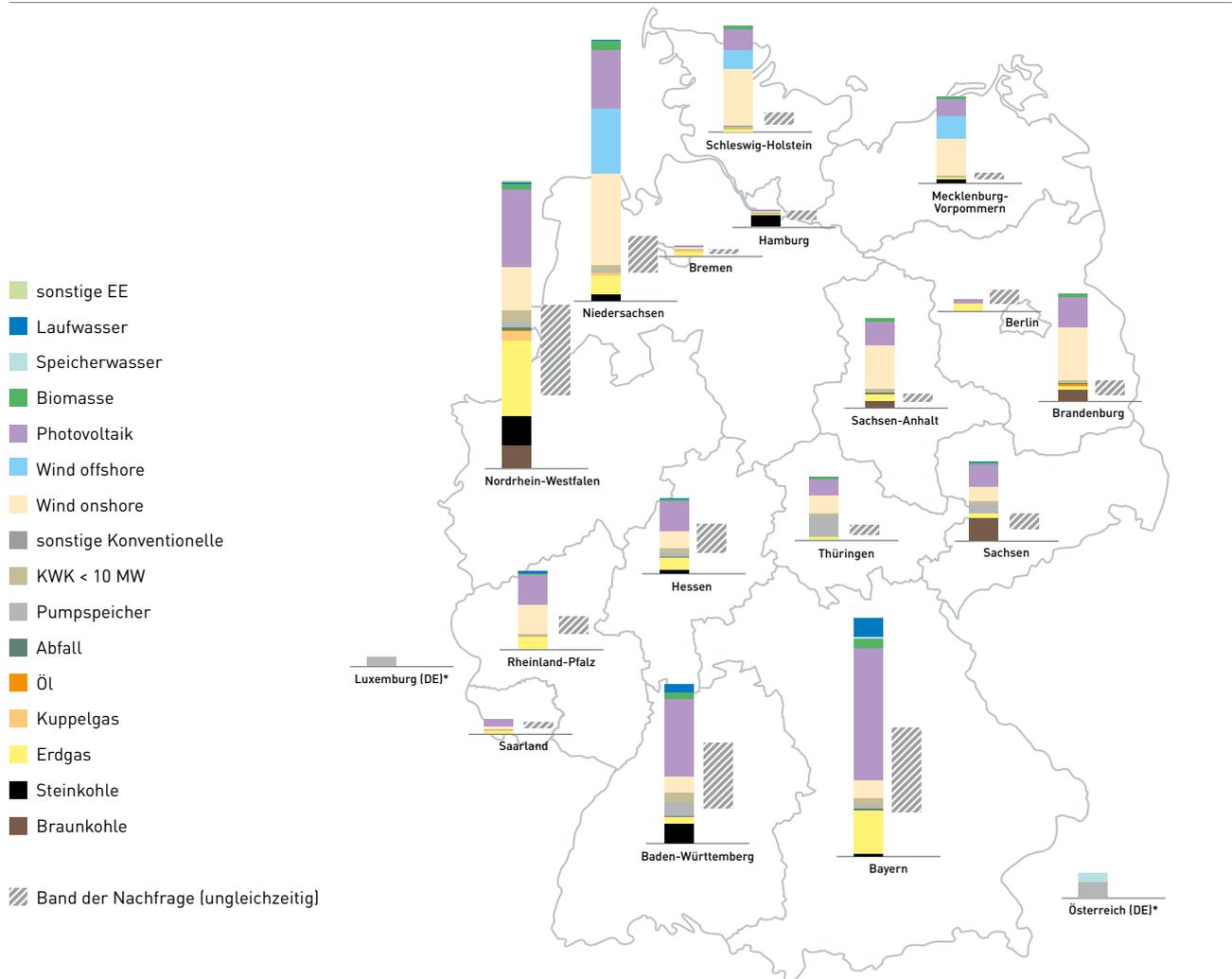
B 2035 (Angaben in GW)	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Abfall	Pump- speicher	KWK < 10 MW	sonstige Konven- tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	Speicher- wasser	Lauf- wasser	sonstige EE	Band der Nachfrage (ungleichzeitig)
Baden-Württemberg	0,0	2,7	2,1	0,0	0,0	0,1	2,2	1,4	0,0	2,3	0,0	10,7	0,6	0,0	1,1	0,0	4,7 – 13,5
Bayern	0,0	0,3	7,3	0,0	0,0	0,2	0,7	1,3	0,0	2,4	0,0	18,2	1,2	0,2	2,4	0,1	5,9 – 16,6
Berlin	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1 – 2,9
Brandenburg	1,6	0,0	0,2	0,1	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	7,4	0,0	4,2	0,4	0,0	0,0	0,0	0,7 – 2,5
Bremen	0,0	0,0	0,6	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3 – 0,9
Hamburg	0,0	1,7	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0 – 2,1
Hessen	0,0	0,5	1,7	0,0	0,0	0,1	0,6	0,8	0,0	2,3	0,0	4,1	0,2	0,0	0,1	0,0	2,8 – 6,6
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	5,1	4,6	2,4	0,3	0,0	0,0	0,0	0,5 – 1,2
Niedersachsen	0,0	0,9	2,7	0,3	0,0	0,1	0,2	1,0	0,0	12,7	10,9	7,9	1,1	0,0	0,1	0,0	3,9 – 8,6
Nordrhein-Westfalen	3,3	4,1	10,5	1,3	0,1	0,5	0,7	1,9	0,1	6,0	0,0	10,6	0,7	0,0	0,2	0,2	10,3 – 22,3
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,1	0,3	0,4	0,0	4,2	0,0	4,1	0,1	0,0	0,2	0,0	2,1 – 4,4
Saarland	0,0	0,0	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7 – 1,6
Sachsen	3,2	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	1,1	0,6	0,0	2,1	0,0	3,0	0,3	0,0	0,1	0,0	1,6 – 3,7
Sachsen-Anhalt	1,0	0,0	0,8	0,0	0,1	0,2	0,1	0,5	0,0	6,1	0,0	3,2	0,4	0,0	0,0	0,0	0,9 – 1,9
Schleswig-Holstein	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,1	0,4	0,1	8,0	3,5	2,9	0,4	0,0	0,0	0,0	0,9 – 2,4
Thüringen	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	3,0	0,4	0,0	2,5	0,0	2,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,6 – 1,9
Österreich (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0 – 0,0
Luxemburg (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0 – 0,0
Summe**	9,2	10,8	30,8	2,0	0,5	1,7	13,0	9,9	0,2	61,6	19,0	75,3	6,0	1,4	4,2	0,4	38,0 – 93,3

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.



Abbildung 12: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario C 2030



C 2030 (Angaben in GW)	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Abfall	Pump- speicher	KWK < 10 MW	sonstige Konven- tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	Speicher- wasser	Lauf- wasser	sonstige EE	Band der Nachfrage (ungleichzeitig)
Baden-Württemberg	0,0	2,7	0,9	0,0	0,0	0,1	2,1	1,2	0,0	2,3	0,0	10,9	0,8	0,0	1,2	0,0	4,8 – 14,0
Bayern	0,0	0,3	6,1	0,0	0,0	0,2	0,5	1,1	0,0	2,4	0,0	18,5	1,4	0,2	2,7	0,1	6,2 – 18,0
Berlin	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1 – 3,0
Brandenburg	1,6	0,0	0,4	0,1	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	7,4	0,0	4,3	0,4	0,0	0,0	0,0	0,8 – 2,9
Bremen	0,0	0,0	0,6	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3 – 0,9
Hamburg	0,0	1,7	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1 – 2,3
Hessen	0,0	0,5	1,7	0,0	0,0	0,1	0,6	0,7	0,0	2,3	0,0	4,2	0,3	0,0	0,1	0,0	2,9 – 6,9
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	5,1	3,3	2,4	0,3	0,0	0,0	0,0	0,5 – 1,4
Niedersachsen	0,0	0,9	2,7	0,3	0,0	0,1	0,2	0,8	0,0	12,8	9,2	8,1	1,3	0,0	0,1	0,0	3,9 – 9,0
Nordrhein-Westfalen	3,3	4,1	10,5	1,3	0,1	0,5	0,7	1,6	0,1	6,0	0,0	10,9	0,8	0,0	0,2	0,2	10,3 – 22,9
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	4,2	0,0	4,2	0,2	0,0	0,3	0,0	2,1 – 4,6
Saarland	0,0	0,0	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8 – 1,7
Sachsen	3,2	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	1,1	0,5	0,0	2,1	0,0	3,1	0,3	0,0	0,1	0,0	1,6 – 3,8
Sachsen-Anhalt	1,0	0,0	0,8	0,0	0,1	0,2	0,1	0,4	0,0	6,2	0,0	3,3	0,4	0,0	0,0	0,0	0,9 – 2,0
Schleswig-Holstein	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	8,0	2,6	3,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,9 – 2,6
Thüringen	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	3,0	0,3	0,0	2,5	0,0	2,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,7 – 2,1
Österreich (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0 – 0,0
Luxemburg (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0 – 0,0
Summe**	9,2	10,8	28,6	2,0	0,5	1,7	11,9	8,4	0,2	62,1	15,0	76,8	7,0	1,4	4,8	0,4	38,7 – 98,0

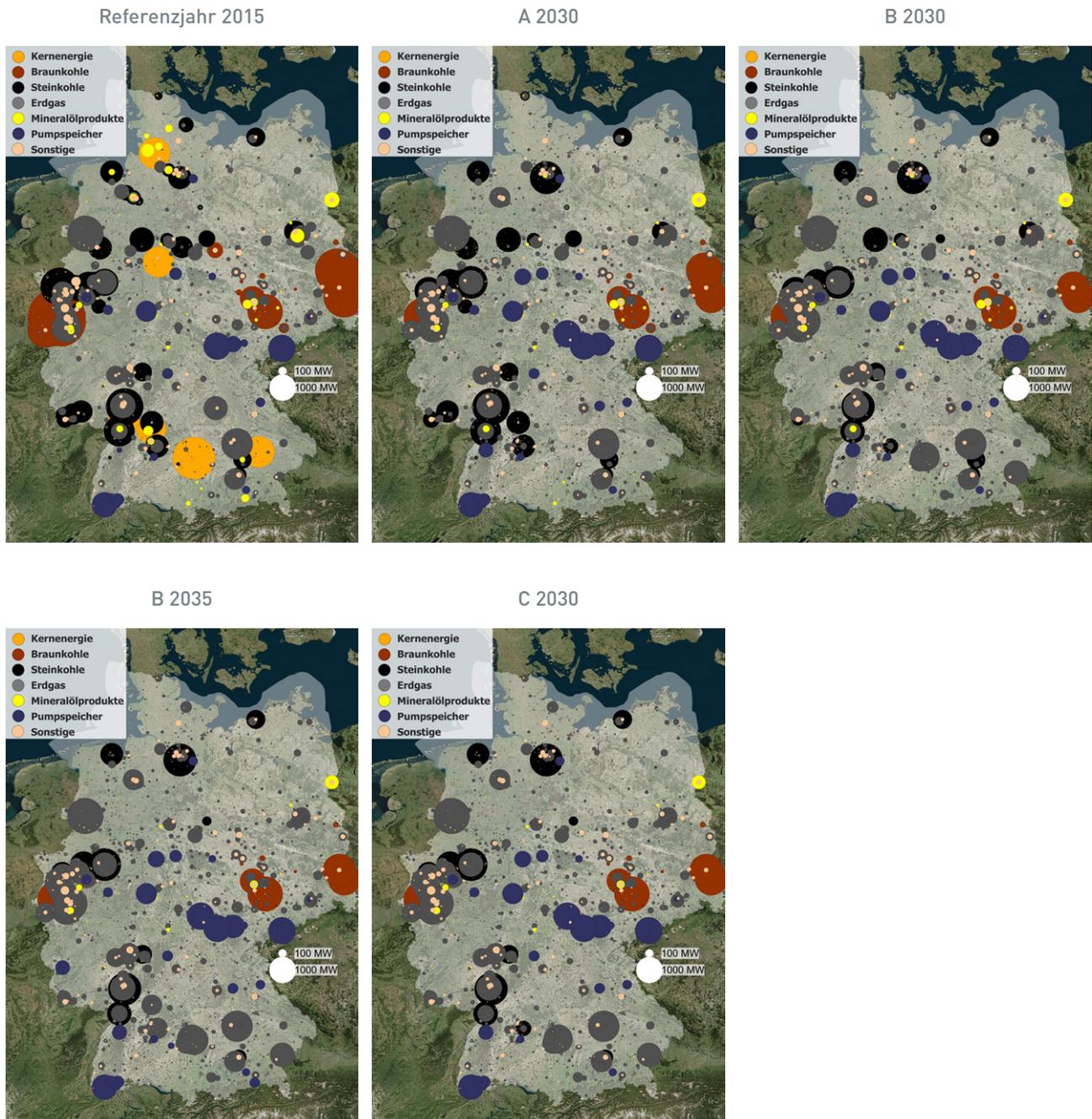
* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.



In den folgenden Abbildungen sind die Entwicklungen der installierten konventionellen und erneuerbaren Erzeugungskapazitäten in Deutschland von 2015 bis 2035 zusammengefasst.

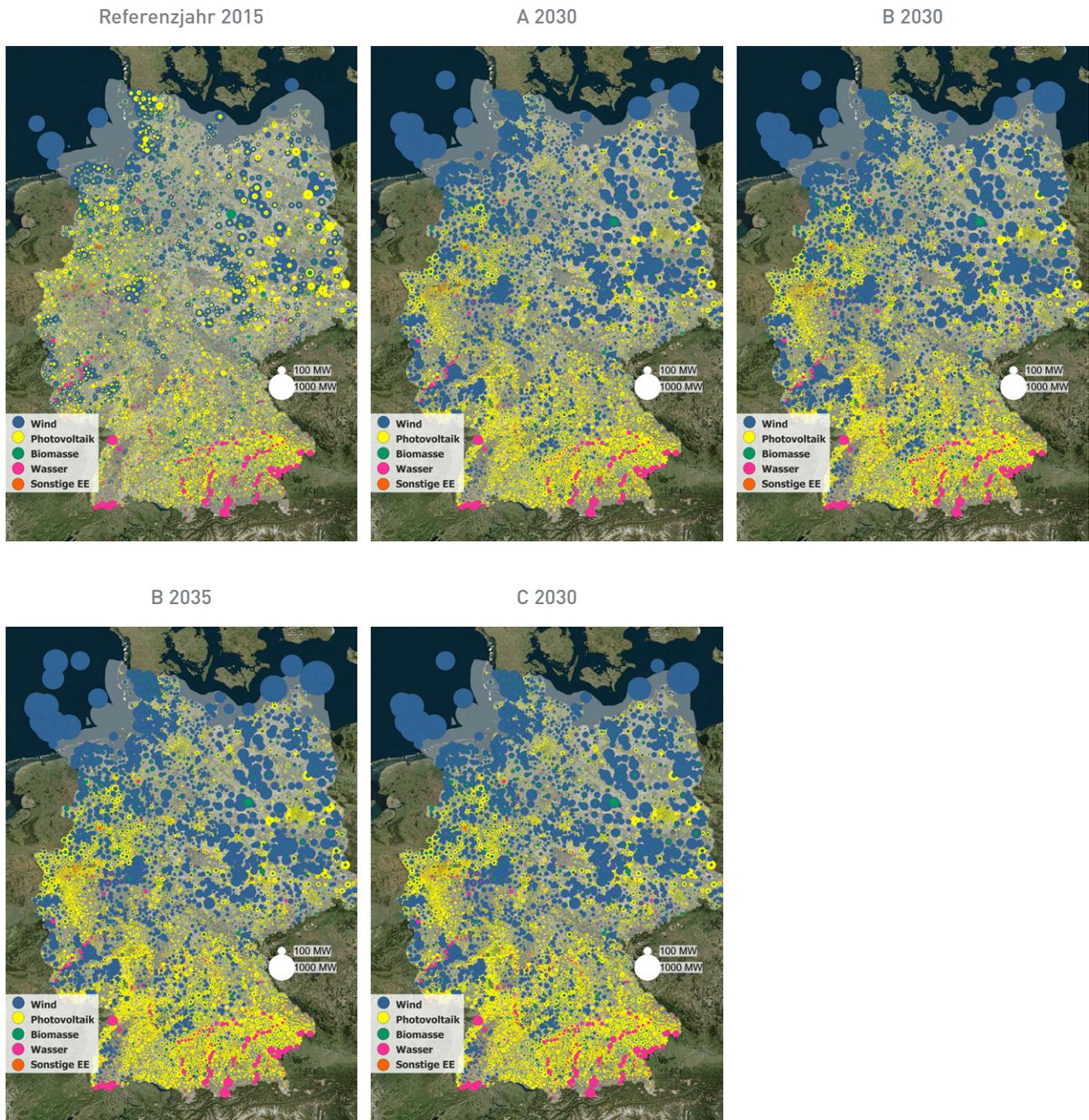
Abbildung 13: Entwicklung der installierten konventionellen Erzeugungskapazitäten in Deutschland von 2015 bis 2035



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 14: Entwicklung der installierten erneuerbaren Erzeugungskapazitäten in Deutschland von 2015 bis 2035



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



2.6 Nachbildung des Auslands

Das dritte Energiebinnenmarktpaket der Europäischen Union (EC 714/2009), das am 03.03.2011 in Kraft trat, hat die Weiterentwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes als Ziel. Dies soll insbesondere durch eine weitergehende Verstärkung der transeuropäischen Verbindungen und der Energieinfrastrukturen, sowohl innerhalb der Mitgliedstaaten als auch zwischen ihnen, erreicht werden. 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 das europäische Verbundnetz auch außerhalb Deutschlands liegende Erzeugungskapazitäten, z. B. aus regenerativen Energien oder Speichern, erschlossen werden. Die europäische Dimension ist somit eine zentrale Eingangsgröße für die Marktsimulation, da Verschiebungen im ausländischen Kraftwerkspark Veränderungen in den Ergebnissen der Marktsimulation nach sich ziehen.

Zentrale Grundlage zur Prognose des Kraftwerksparks und der Last im Ausland sind die Daten des von ENTSO-E herausgegebenem Ten-Year Network Development Plan 2016. In diesem werden insgesamt vier Szenarien – sogenannte „Visions“ – für die zukünftige Entwicklung des europäischen Stromsystems bis 2030 betrachtet. Die Visions reichen von einem stark auf fossilen Energieträgern basierten Stromsystem mit geringen CO₂-Preisen und niedrigen Anteilen erneuerbarer Energien (Vision 1) bis hin zu einer „grünen Revolution“ mit sehr hohen Anteilen von Wind- und Solar-energie und einem starken Zusammenwachsen des europäischen Binnenmarktes (Vision 4). Ein Abgleich mit dem Szenariorahmen des NEP 2030 zeigt, dass sich die im NEP 2030 betrachteten Szenarien am besten durch die mittleren Visions 2 und 3 („Constrained Progress“ bzw. „National Green Transition“) abbilden lassen. Es wird für Szenario A 2030 die Vision 2 zugrunde gelegt; für die Szenarien C 2030 und B 2035 wird die Vision 3 gewählt. Das Szenario B 2030 ergibt sich aus den Mittelwerten zwischen Vision 2 und Vision 3.

Die Erzeugungskapazitäten des konventionellen Kraftwerksparks sind im TYNDP aggregiert pro Land und Energieträger angegeben. Für die Markt- und Netzmodellierung sind jedoch blockscharfe Kraftwerksangaben notwendig. Neben den Angaben im TYNDP werden daher auch Informationen über den heutigen Kraftwerksbestand sowie Angaben über geplante In- und Außerbetriebnahmen herangezogen. Diese Daten werden von den vier Übertragungsnetzbetreibern in einer gemeinsamen Datenbank gesammelt und laufend aktualisiert sowie geeignet an die Mantelzahlen des TYNDP angepasst.

Die installierten Leistungen der erneuerbaren Energien im europäischen Ausland werden für alle Szenarien dem TYNDP 2016 entnommen. Die Einspeisezeitreihen werden wie für Deutschland mit einem Modell auf Grundlage von historischen Wetterdaten und repräsentativen Anlagenkennlinien bestimmt (siehe Kapitel 2.3.3).

Für alle betrachteten Zeithorizonte wird auf die im Rahmen des TYNDP 2016 gemeldeten Höchstlasten und Nettostromverbräuche zurückgegriffen. Die Grundlage für die europäischen Lastzeitreihen bilden die an ENTSO-E gemeldeten historischen Lastzeitreihen.

Für die Berücksichtigung eines gemeinsamen europäischen Binnenmarktes im Bereich Elektrizität ist die Festlegung von Handelskapazitäten zwischen den europäischen Ländern erforderlich. Die für die Jahre 2030/2035 im Szenariorahmen vorgegebenen Austauschkapazitäten zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern sind in Tabelle 5 dargestellt. Als Datengrundlage wurden die bestehenden Grenzkuppelkapazitäten und die Referenzliste des TYNDP 2016 (im ersten Entwurf vom 23.06.2016) verwendet. Für das Jahr 2030 erfolgte eine Berücksichtigung aller Mid-term- und Long-term-Projekte. Für das Jahr 2035 wurden zusätzlich die Future Projects der TYNDP-Projektliste 2016 einbezogen.

Entsprechend der im TYNDP 2016 aufgelisteten Future Projects wird zwischen Deutschland und Belgien bereits für das Jahr 2030 eine Handelskapazität von 2.000 MW angenommen. Zwischen Österreich und Deutschland wird eine Handelskapazität in Höhe von 7.500 MW in der Genehmigung vorgegeben.

Im Vergleich zum vorhergehenden NEP 2025 werden im NEP 2030 für das Jahr 2035 die Austauschkapazitäten mit der Schweiz, Dänemark-West, Frankreich, den Niederlanden und Schweden gesteigert. Die Kapazität nach Luxemburg wurde gesenkt.



Tabelle 5: Handelskapazitäten

in MW		AT	BE	CH	CZ	DK-O	DK-W	FR	LU	NL	NO	PL*	SE
2030	von Deutschland nach ...	7.500	2.000	4.300	2.000	1.000	3.000	4.800	2.300	5.000	1.400	2.000	1.315
	von ... nach Deutschland	7.500	2.000	5.700	2.600	1.000	3.000	4.800	2.300	5.000	1.400	3.000	1.315
in MW		AT	BE	CH	CZ	DK-O	DK-W	FR	LU	NL	NO	PL*	SE
2035	von Deutschland nach ...	7.500	2.000	5.986	2.000	1.600	3.000	4.800	2.300	6.000	1.400	2.000	2.015
	von ... nach Deutschland	7.500	2.000	6.400	2.600	1.600	3.000	4.800	2.300	6.000	1.400	3.000	2.000

AT – Österreich
BE – Belgien

CH – Schweiz
CZ – Tschechische Rep.

DK – Dänemark (Ost/West)
FR – Frankreich

LU – Luxemburg
NL – Niederlande

NO – Norwegen
PL – Polen

SE – Schweden

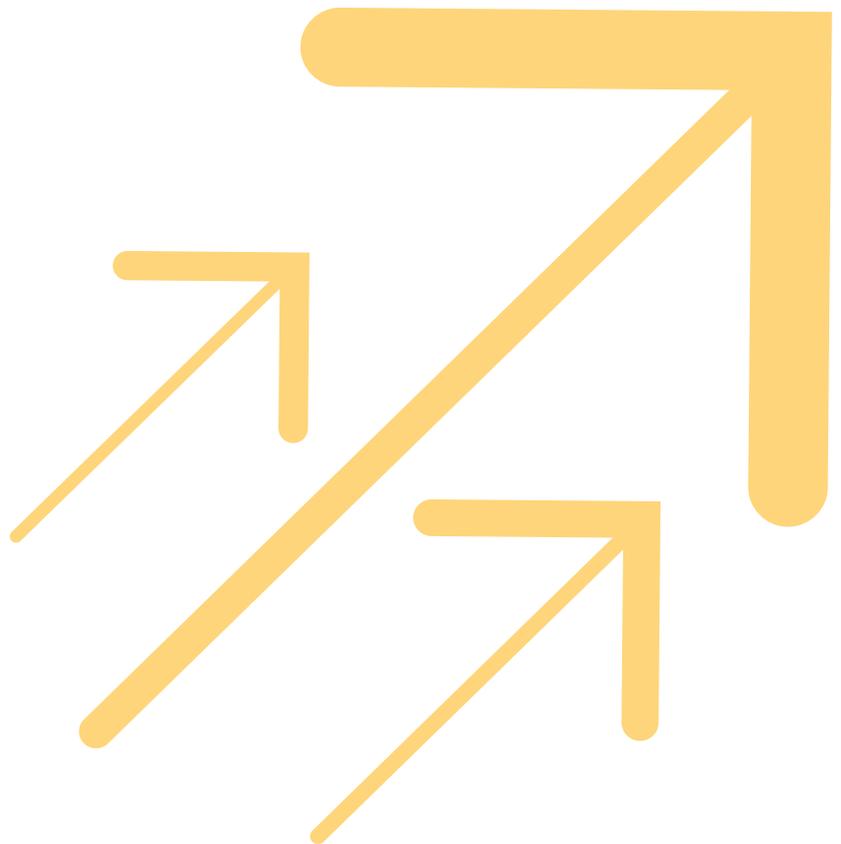
*gemeinsames Profil PL: Die Austauschkapazitäten von und nach Polen gelten jeweils für das gesamte Profil von Polen zu Deutschland, der Tschechischen Republik und der Slowakei, d. h. in der Modellierung wird die Kapazität auf diese drei Länder verteilt, sodass unter Umständen nicht die gesamte Kapazität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

Quelle: Bundesnetzagentur: Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2017 – 2030

Übersicht Links

- Weiterführende Informationen zum NEP 2030: www.netzentwicklungsplan.de/ZUd ↗
- Dokumente zum Szenariorahmen 2017 – 2030: www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/316 ↗
- Informationen der BNetzA zum Szenariorahmen 2030: www.netzausbau.de ↗
- Ausführliche Fassung Kapitel 2, NEP 2030, Version 2017, zweiter Entwurf: www.netzentwicklungsplan.de/ZUe ↗
- Konzept und Daten zur Regionalisierung von erneuerbaren Energien – Grundlage für die Abbildung regionalisierter Szenarien im Netzentwicklungsplan Strom 2030 Version 2017: www.netzentwicklungsplan.de/ZUn ↗
- Begleitgutachten – Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile: www.netzentwicklungsplan.de/ZUh ↗

3 MARKTSIMULATION



3 MARKTSIMULATION

Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren

Mehrfach wird in den Stellungnahmen die Integration der Ziele des Klimaschutzplans 2050 angeregt. Der am 14.11.2016 vom Bundeskabinett beschlossene Klimaschutzplan 2050 war noch nicht Bestandteil des genehmigten Szenariorahmens und konnte somit nicht Eingang in den NEP finden. Eine direkte Übertragung dieser Ziele auf den aktuellen NEP 2030, Version 2017 ist zudem nur eingeschränkt möglich (siehe Kapitel 3.2.6).

Aufgrund von Hinweisen wurde der Kraft-Wärme-Kopplungsanteil (KWK-Anteil) an der Braunkohle-Verstromung in der Abbildung 29 korrigiert gekennzeichnet.

Mehrere Stellungnahmen gehen, teils ablehnend, teils zur Kenntnis nehmend, davon aus, dass vielfach der Stromnetzausbau für den ausgewiesenen Stromexport erfolge und regen eine Ausgestaltung der Szenarien dahingehend an, dass kein Netzausbau oder eine Beschränkung der Exporte daraus folge. Das deutsche Stromnetz ist kein in sich abgeschlossenes System, sondern fest in das europäische Strom-Verbundnetz eingebunden. Das dritte Energiebinnenmarktpaket der Europäischen Union (EC 714/2009), das am 03.03.2011 in Kraft trat, hat die Weiterentwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes als Ziel. Dies soll insbesondere durch eine weitergehende Verstärkung der transeuropäischen Verbindungen und der Energieinfrastrukturen, sowohl innerhalb der Mitgliedstaaten als auch zwischen ihnen, erreicht werden. 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. Vielfach ermöglichen die Verbindungen über Aufnahme und Speicherung eine umfassende Integration erneuerbarer Energien in das europäische Stromnetz und tragen somit neben einer kostengünstigen zu einer zunehmend klimaneutralen Versorgung in ganz Europa bei.

Die Flexibilität im Erzeugungspark anderer europäischer Länder hilft Deutschland bei der Integration der erneuerbaren Energien. Bestes Beispiel hierfür sind die großen Wasserspeicher in den Alpen und in Skandinavien. Diese Vorteile können aber nur effektiv genutzt werden, wenn auch Übertragungskapazitäten bereit stehen, um den Strom an das jeweilige Ziel zu bringen. Dies bedeutet, dass in Zeiten hoher Windenergieerzeugung in Deutschland die Möglichkeit existiert, Strom durch das deutsche Übertragungsnetz und über die Grenzen nach beispielsweise Österreich oder in die Schweiz zu transportieren – dies verhindert die Abregelung von erneuerbaren Energien. In Zeiten geringer Stromproduktion aus Wind werden diese Leitungen dann genutzt, um den Strom zurück nach Deutschland und zum Verbraucher zu transportieren, um die Last zu decken – dies vermeidet das Anfahren von fossilen Kraftwerken. So können über den Transport von Strom eine weiterhin hohe Versorgungssicherheit und eine Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem gelingen. Zudem können Reserven, die für selten auftretende Ausfälle vorgehalten werden müssen, auf benachbarte Staaten verteilt werden. In Stunden mit sehr hohen Lasten können gegenseitig Kapazitäten bereitgestellt werden, die die Lastabdeckung sichern. Kapitel 4 ordnet den Stromaustausch mit dem Ausland und die Transite im Verhältnis zum inländischen Übertragungsbedarf ein.

Kritisch hinterfragt werden in einigen Stellungnahmen explizit die Handelsflüsse nach/von Polen. Über 16 TWh sollen von Polen nach Deutschland importiert werden wobei Deutschland nur um 1,7 TWh nach Polen exportieren soll (vgl. Abbildung 17). Bei diesen Werten handelt es sich um den Handelsfluss. Die Handelsflüsse sind ein Eingangsparameter der Netzberechnungen (siehe Kapitel 4), deren Ergebnisse wiederum physikalische Leistungsflüsse sind, die natürlich auch von weiteren Eingangsparametern, wie z. B. Leitungsimpedanzen, abhängen und dadurch andere Ergebnisse liefern können.



Im Szenario B 2030 des NEP 2030 ergeben sich unter Berücksichtigung der Handelsflüsse folgende physikalische Leistungsflüsse am Profil Deutschland – Polen:

- *7,8 TWh Export von Deutschland nach Polen,*
- *4,2 TWh Import von Polen nach Deutschland.*

Das heißt, obwohl die Handelsflüsse mehr Import aus Polen nach Deutschland zeigen, ist die Energiemenge, die im Szenario B 2030 physikalisch von Deutschland nach Polen exportiert wird (7,8 TWh), größer als die 4,2 TWh Import von Polen nach Deutschland. Die Hälfte des Imports von Polen nach Deutschland resultiert aus der Änderung der Erzeugungsstruktur in Polen. So erhöht sich die installierte Leistung aus erneuerbaren Energien, insbesondere Wind onshore von ca. 3 GW auf 11 GW in B 2030. Zusätzlich ist gemäß dem zugrunde gelegten Annahmen des TYNDP 2016 eine installierte Leistung von Kernkraftwerken in Höhe von 1,5 GW vorgesehen. Die andere Hälfte des Imports aus Polen erklärt sich durch zusätzliche Importe/Transitflüsse in Polen aus Schweden, Finnland (über Litauen) und die Slowakei (in Summe ca. 8 TWh).

Auf Basis der aufbereiteten Daten aus dem Szenariorahmen (siehe Kapitel 2) erfolgt mithilfe eines mathematischen Optimierungsverfahrens eine Simulation des zukünftigen Strommarktes, die sogenannte Marktsimulation. Die Szenarien zeigen die installierte Leistung der Erzeugungsanlagen auf, nicht aber, wann und wie viel die entsprechenden Kraftwerke und erneuerbaren Energien einspeisen. Das Ziel der Marktsimulation ist es daher, die regionalen Einspeise- und Verbrauchssituationen bei minimalen Erzeugungskosten zu prognostizieren. Hierbei ist eine Vielzahl an technologischen, rechtlichen und ökologischen Randbedingungen einzuhalten. Wesentliche Ergebnisse der Marktsimulation sind der systemweite, blockscharfe und kostenminimale Kraftwerkseinsatz, die resultierenden Gesamtkosten der Stromerzeugung zur Nachfragedeckung sowie der grenzüberschreitende Energieaustausch für jedes Marktgebiet. Diese sind neben der regional und zeitlich aufgelösten Einspeisung aus erneuerbaren Energien und Stromnachfrage die Eingangsgrößen für die anschließenden Netzanalysen und bestimmen den Übertragungsbedarf im deutschen Stromnetz (siehe Kapitel 4).

Wesentliche Ergebnisse der Marktsimulationen zum NEP 2030 sind:

- Die Marktsimulationen zum NEP 2030 verdeutlichen, wie weit die Transformation des Energiesektors in Bezug auf die Integration erneuerbarer Energien bereits fortgeschritten ist.
- Es ist ein starkes innerdeutsches Erzeugungsgefälle in allen Szenarien zu beobachten: Erzeugungsüberschuss in Norddeutschland, Erzeugungsdefizit in Süddeutschland. Zwischen etwa einem Viertel und der Hälfte des jährlichen Bedarfs werden in südlichen Bundesländern aus in- und ausländischen Importen gedeckt. Nord- und ostdeutsche Bundesländer erzielen Erzeugungsüberschüsse. Sie können mehr als das Doppelte ihrer jährlichen Nachfrage decken.
- Die Bedeutung erneuerbarer Energien nimmt weiter zu: Wind (on- und offshore) ist der Energieträger mit dem größten Anteil am Energiemix in allen Szenarien. Mit 48 % bis 59 % weist Deutschland in allen Szenarien im europäischen Vergleich einen hohen Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung auf.
- Wesentliche Treiber für die innerdeutsche Übertragungsaufgabe sind der weitere Ausbau erneuerbarer Energien sowie die starke und zentrale Einbindung Deutschlands in den europäischen Binnenmarkt.
- Die Ergebnisse der Marktsimulation legen nahe, dass sich der Handelssaldo Deutschlands im Vergleich zur heutigen Situation mit zunehmender Erzeugung aus erneuerbaren Energien und abhängig von politischen Entscheidungen und Zielsetzungen, wie beispielsweise einer CO₂-Limitierung, ändern kann und Deutschland z. B. verstärkt Strom importiert.
- Die Volllaststunden der Erzeugungstechnologien unterscheiden sich in den einzelnen Szenarien deutlich, insbesondere bei den Energieträgern Steinkohle und Erdgas. Gründe für die Unterschiede sind u. a. der teilweise bzw. vollständige Wegfall von zusätzlichen Versorgungsaufgaben der thermischen Erzeugungsanlagen.



- Eine Beschränkung des Kraftwerkseinsatzes aufgrund der im Szenariorahmen festgelegten Emissionsobergrenzen ist nur in den Szenarien B 2030 und B 2035 notwendig. Im Szenario A ist keine Emissionsobergrenze vorgegeben und im Szenario C 2030 wird die Emissionsobergrenze als Ergebnis der Marktsimulation ohne weitere Einschränkungen eingehalten. Im Szenario C 2030 werden Braun- und Steinkohlekraftwerke durch die vollständige Flexibilisierung und im Sinne eines kostenoptimalen Gesamtergebnisses verstärkt eingesetzt. Die Emissionsgrenze stellt jedoch keine Restriktion für den Einsatz der noch verbliebenen wenigen Kraftwerke dar.
- Die sicher zur Verfügung stehende Leistung ("gesicherte Leistung") nimmt bis zum Jahr 2030 bzw. 2035 aufgrund des Rückgangs der thermischen Erzeugungsleistung und der Zunahme der volatilen Einspeisung aus erneuerbaren Energien ab. Die Bedeutung von Importen für die Versorgungssicherheit in Deutschland nimmt dadurch tendenziell zu.
- Der am 14.11.2016 vom Bundeskabinett beschlossene Klimaschutzplan 2050 war noch nicht Grundlage der Vorgaben des Szenariorahmens. Die Ergebnisse des NEP 2030 zeigen einige Schritte hin zu einer weitergehenden CO₂-Minderung. Die Übertragungsnetzbetreiber haben in ihrem Vorschlag zum Szenariorahmen vielfältige Elemente und Modelle rund um eine weitere Dekarbonisierung vorgelegt, die Eingang in weitere NEP-Prozesse finden können.

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 wie auch beim NEP 2025 in ein von Pöry Management Consulting entwickeltes Elektrizitätsmarktmodell ein. Die Marktsimulation zum NEP 2030 wurde von den ÜNB selbstständig durchgeführt. Abbildung 15 gibt einen Überblick über die Komponenten des Modells.

Das Marktmodell simuliert die Erzeugung elektrischer Energie im gesamten europäischen Stromsystem. Zielvorgabe der Modellierung ist eine ökonomische Optimierung, also die Erzeugung von Energie zu möglichst geringen Kosten. Damit bildet die Modellierung das gegenwärtige Vorgehen am Strommarkt ab.

Marktsimulation

Das Marktmodell minimiert die variablen Stromerzeugungskosten des Gesamt betrachtungssystems mit einer rollierenden Voraussicht über jeweils acht Tage. Die Ermittlung des stündlich aufgelösten Einsatzes der thermischen und hydraulischen Erzeugungsanlagen in Europa erfolgt dabei unter Berücksichtigung diverser Restriktionen des Kraftwerksparks (siehe nachfolgend) und unter der Voraussetzung, dass die Stromnachfrage zu jedem Zeitpunkt gedeckt wird. Das Modell stellt in allen 8.760 Stunden des Szenario-Zieljahres ein Gleichgewicht zwischen Nachfrage und Erzeugung her.

Der Kraftwerkseinsatz von einzelnen Erzeugungsanlagen basiert auf den variablen Kosten der Stromerzeugung. Diese variablen Kosten setzen sich aus Brennstoff-, Transport-, CO₂- sowie weiteren operativen Kosten zusammen und berücksichtigen dabei den betriebszustandsabhängigen Wirkungsgrad (Teillast- oder Volllastbetrieb) jedes Kraftwerks.

Im Einzelnen berücksichtigt das Modell folgende Restriktionen bei der Modellierung einzelner Kraftwerkstypen:

- Kraftwerke mit einer Must-Run-Vorgabe werden unter Berücksichtigung des auftretenden Mindesteinspeisebedarfs betrieben, der in Abhängigkeit der zusätzlichen Versorgungsaufgabe (Nah- und Fernwärmebereitstellung oder industrielle Prozesswärme) in jeder Stunde variieren kann.
- Die Einspeisung aus Wasserkraftwerken ist von den jeweiligen Zuflussmengen und Speicherfüllständen abhängig.
- Konventionelle Kraftwerke unterliegen kraftwerkstypischen Dynamiken wie Anfahr- und Abfahrvorgängen, minimalen Mindesteinsatz- und Stillstandzeiten, Mindestleistungen oder Instandhaltungszeiten. Darüber hinaus werden die Anfahrtskosten eines Kraftwerksblocks und Wirkungsgradverluste bei Teillast in der Optimierung berücksichtigt.



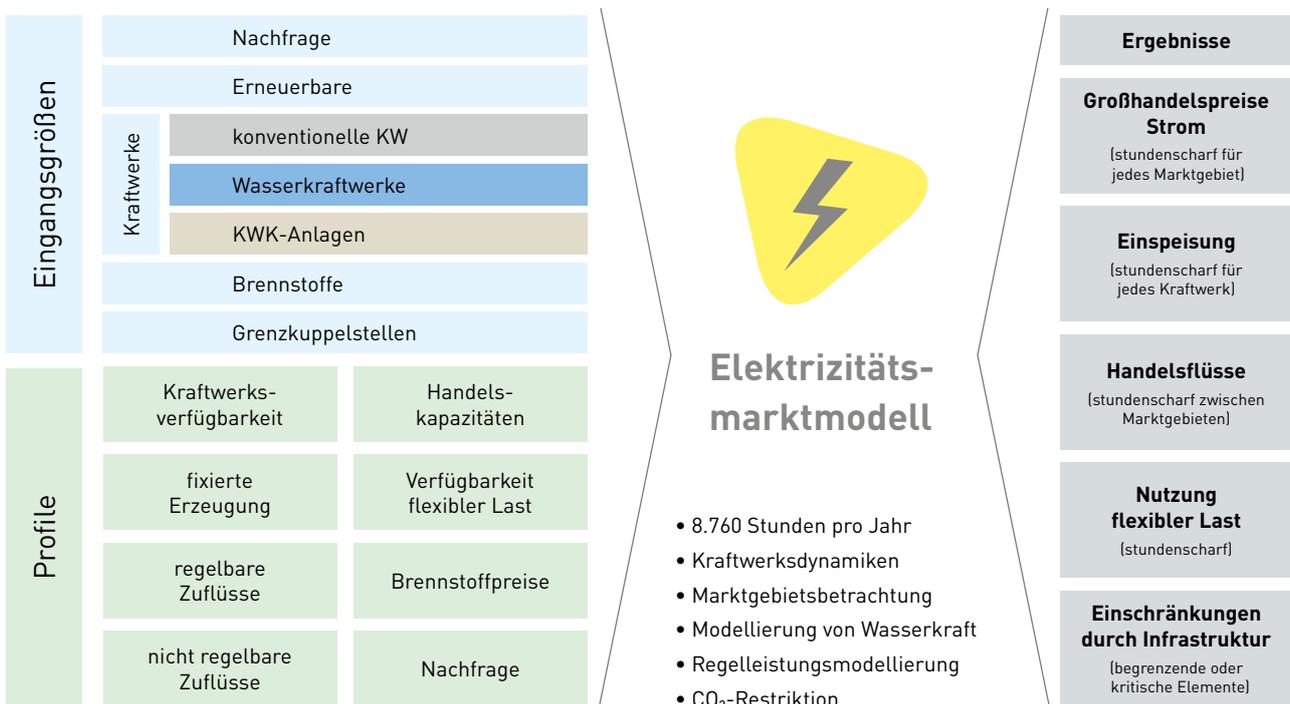
- Erneuerbare Energieerzeugungsanlagen, insbesondere Windkraft- und Photovoltaikanlagen, produzieren in erster Linie in Einklang mit den vorgegebenen Einspeiseprofilen (siehe Kapitel 2.3.3) und sind in der Modellierung mit privilegiertem Einspeisevorrang vorgesehen. Eine Einschränkung dieser dargebotsabhängigen Erzeugung ist nur erlaubt, wenn eine vollständige Integration aus marktmodelltechnischer Sicht als Resultat von Angebot, Nachfrage und Handelskapazitäten nicht möglich ist. Beispiel hierfür sind Situationen sehr hoher erneuerbarer Einspeisung bei gleichzeitig geringer inländischer Stromnachfrage und bereits vollständig ausgeschöpften Exportmöglichkeiten in das Ausland.

Der Kraftwerkseinsatz wird unter Einhaltung aller technischen Restriktionen kostenorientiert modelliert. Die Kraftwerke schalten sich somit in Reihenfolge der Merit-Order bzw. der geringsten Grenzkosten zu, bis genügend Einspeiseleistung vorhanden ist, um die Last im betrachteten Zeitpunkt zu decken. Die vorrangige Einspeisung der aus erneuerbaren Quellen gewonnenen Energien wird dadurch abgebildet, dass sie in der Merit-Order aufgrund der sehr geringen variablen Kosten an erster Stelle stehen und vorrangig zu allen anderen Kraftwerken mit höheren variablen Kosten eingesetzt werden.

Weitere Erläuterungen sowie eine Übersicht zu den grundsätzlichen Funktionen des verwendeten Marktmodells finden sich unter www.netzentwicklungsplan.de/ZU7.

Eine Übersicht über die Eingangs- und Ausgangsgrößen ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

Abbildung 15: Überblick über das Elektrizitätsmarktmodell



Quelle: Pöyry Management Consulting / Übertragungsnetzbetreiber



Methodische Neuerungen und Weiterentwicklungen gegenüber dem Netzentwicklungsplan 2025

Das auch im NEP 2025 eingesetzte Marktmodell konnte für den NEP 2030 weiter verbessert werden. Die wichtigsten Modellerweiterungen betreffen die Verbrauchs- und Nachfragemodellierung und -prognose, den Einsatz von Demand Side Management (DSM, siehe ausführliche Fassung des Kapitels 2 unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUe) sowie eine weitere Detaillierung der Modellierung einzelner Kraftwerkparameter (u. a. Nichtverfügbarkeiten, Flexibilisierung, siehe ausführliche Fassung des Kapitels 2 unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUe).

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. Aufgrund von Nichtberücksichtigung von Sonderfällen, wie z. B. systematische Nichtverfügbarkeiten von Kernkraftwerken in Frankreich oder Extremsituationen der Nachfrage im Ausland, ist der Netzausbau nicht auf außerplanmäßige Eventualitäten ausgelegt, sondern auf statistisch erwartbare Bedingungen.

Neue Erkenntnisse und Änderungen des Marktdesigns wie auch der umwelt- und ordnungspolitischen Rahmenbedingungen (z. B. nationale Klimaschutzinstrumente, Eingriffe in den Zertifikatehandel, veränderte Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien) können durch die regelmäßige Aktualisierung des Netzentwicklungsplans mit einfließen.

Diesen Grenzen der Marktsimulation wird im Szenariorahmen mit einer Bandbreite möglicher Entwicklungen begegnet. Die Marktsimulation ist damit nicht nur für die Analyse des zukünftigen Übertragungsbedarfs im Stromnetz wichtig, sondern kann daneben auch für die politische Diskussion zu zukünftigen Entwicklungen der Energieinfrastruktur eine relevante Informationsgrundlage bilden. So können für die Szenarien des Netzentwicklungsplans beispielsweise Emissionsmengen des Stromerzeugungssektors ermittelt werden, welche Auskunft über die Einhaltung energie- und klimapolitischer Ziele geben.

3.2 Ergebnisse der Marktsimulationen

Ergebnis der Marktsimulationen sind die Einspeiseleistungen eines Jahres pro Energieerzeugungsanlage und die sich in Verbindung mit der jeweiligen Nachfragesituation ergebenden Handelsflüsse.

Eine Energiemenge in Terawattstunden (TWh) als Ergebnis der Marktsimulationen wird absolut oder als Bilanz von Erzeugung und Verbrauch dargestellt. Sie ergibt sich häufig als Jahressaldo aus der Aufsummierung stündlicher Einspeisewerte über ein ganzes Jahr. Aus der Darstellung von Energiemengen kann noch kein direkter Bezug zur tatsächlichen Auslastung des Netzes hergestellt werden. Energiemengen bieten jedoch eine erste Indikation für den Transportbedarf, der zwischen unterschiedlichen Regionen des Übertragungsnetzes über einen Zeitraum auftritt. Für die Netzplanung bzw. eine Netzdimensionierung sind jedoch nicht Jahresenergiemengen, sondern kritische Situationen innerhalb eines Jahres (Stunden) ausschlaggebend.

Ein weiteres Ergebnis der Marktsimulationen ist der Handelsfluss in TWh zwischen zwei Marktgebieten. Dieser gibt die Austauschenergiemenge zwischen den Marktgebieten (z. B. zwischen Deutschland und Frankreich) über ein Jahr an. Handelsflüsse können in vielen Fällen bereits Hinweise auf die Bedeutung des internationalen Stromhandels und der europäischen Marktintegration für das deutsche Übertragungsnetz liefern. Auch die allgemeine Richtung der Ex- und Importe kann über die Handelsflüsse für die jeweiligen Marktgebiete hergeleitet werden.

Die in Kapitel 2.1.1 beschriebenen unterschiedlichen Eingangsgrößen geben den Szenarien jeweils eine eigene Charakteristik. Diese spiegelt sich in den Ergebnissen der Marktsimulationen wider.



Szenario A 2030 (Konventionelles Szenario)

Der Ausbau erneuerbarer Energien am unteren Rand des EEG-Ausbaukorridors in Verbindung mit einer hohen Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken kennzeichnen das Szenario A 2030. Durch den verlangsamt angenommenen Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland und Europa gleichermaßen muss die Deckung der Stromnachfrage europaweit verstärkt durch konventionelle Erzeugung erfolgen. Dabei kann die Erzeugung in deutschen Kraftwerken vergleichsweise kostengünstig erfolgen, sodass die europäischen Nachbarländer in diesem Szenario verstärkt elektrische Energie aus Deutschland importieren. In keinem anderen Szenario wird so viel Strom aus den konventionellen Braunkohle-, Steinkohle- und Gaskraftwerken erzeugt, die zudem keiner nationalen CO₂-Restriktion unterliegen. Die Erzeugung dient dabei nicht allein der Lastdeckung in Deutschland. Das Szenario zeigt am deutlichsten die Einbindung Deutschlands in den europäischen Binnenmarkt. Der Austausch mit dem Ausland intensiviert sich im Vergleich zu heute. Bei einer Ausfuhergiemenge von ca. 118 TWh und einem Import von ca. 72 TWh werden rund 46 TWh netto innerhalb eines Jahres ins europäische Ausland exportiert. Der Handelssaldo Deutschlands liegt damit in einer mit dem Jahr 2015 vergleichbaren Größenordnung⁵. Hauptflussrichtung der Handelsflüsse ist in diesem Szenario in Richtung Süden und Westen, u. a. in Richtung Niederlande, Belgien, Frankreich, Schweiz und Österreich. Erneuerbare Energien haben in diesem Szenario einen Anteil von ca. 48 % an der Stromerzeugung in Deutschland. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch beträgt ca. 51 % bezogen auf rund 562 TWh.

Szenario B 2030 (Transformationsszenario)

Der starke Ausbau erneuerbarer Energien in Szenario B 2030 sowohl in Deutschland als auch in Europa führt zusammen mit einer CO₂-Begrenzung auf 165 Mio. t zu einer teilweisen Verdrängung der konventionellen Erzeugung in Deutschland. Ihr Anteil an der Stromerzeugung sinkt von 52 % in A 2030 auf 46 %. Durch die zunehmende Bedeutung von Onshore-Windenergie ergibt sich ein starkes Nord-/Süd-Gefälle der Erzeugung in Deutschland: Starker Erzeugungsüberschuss im Norden und Osten Deutschlands, hohe Stromnachfrage im Süden und Westen Deutschlands. Erneuerbare Energien haben in diesem Szenario einen Anteil von rund 54 % an der Stromerzeugung. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch beträgt 52 % bezogen auf ca. 590 TWh.

Auch die Exporte gehen in Szenario B 2030 gegenüber A 2030 zurück und drehen sich – ähnlich wie beim NEP 2025 für die Szenarien mit CO₂-Begrenzung – in einen leichten Nettoimport um. Bei einer Ausfuhergiemenge von ca. 88 TWh und einem Import von ca. 90 TWh importiert Deutschland bilanziell eine Energiemenge von rund 2 TWh netto innerhalb eines Jahres.

Szenario B 2035 (Transformationsszenario/Langfrist)

In der Fortschreibung des Szenarios B 2030 für weitere fünf Jahre mit verschärfte CO₂-Begrenzung auf 137 Mio. t erhöht sich der Anteil erneuerbarer Energien an der Erzeugung nochmals. Rund 59 % der Erzeugung im Jahr 2035 stammen aus erneuerbaren Energien. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch beträgt 57 % bezogen auf 589 TWh.

Wind onshore liefert mit einem Anteil von ca. 23 % den größten Beitrag zur Stromerzeugung in Deutschland. Bei einer Ausfuhergiemenge von ca. 96 TWh und einem Import von ca. 98 TWh importiert Deutschland wie im Szenario B 2030 bilanziell eine Energiemenge von rund 2 TWh netto innerhalb eines Jahres.

Szenario C 2030 (Innovationsszenario)

Szenario C 2030 zeichnet sich gegenüber Szenario B 2030 durch eine erhöhte Stromnachfrage und eine höhere Einspeisung aus erneuerbaren Energien aus. Durch die angenommene Abnahme der installierten konventionellen Kapazitäten und eine vollständige Flexibilisierung des Einsatzverhaltens ist die Einspeisung konventioneller Kraftwerke in Deutschland reduziert. Die vorgegebene CO₂-Begrenzung auf 165 Mio. t wird ohne weitere Eingriffe als Ergebnis der Marktsimulation erreicht. Erneuerbare Energien haben in diesem Szenario einen Anteil von 57 % an der Stromerzeugung. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch beträgt 53 % bezogen auf 620 TWh.

Der Handelssaldo liegt bei einem Wert von rund –26 TWh. Damit ist Deutschland ein Nettoimporteur von Strom.

⁵ Der Exportsaldo Deutschlands lag in 2015 bei etwa 51 TWh. (Quelle: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Energiedaten)



3.2.1 Deutschland im europäischen Kontext – Länderbilanzen und Energieaustausch

Da die Austauschmöglichkeiten elektrischer Energie in Europa physikalisch begrenzt sind (siehe Kapitel 2.6), bilden sich Märkte mit unterschiedlichen Strompreisen. Für die Dimensionierung eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes in Deutschland sind Höhe, Zeitpunkt und Richtung der Austauschleistungen zwischen Deutschland und den angrenzenden Marktgebieten von großer Bedeutung. Daher ist die Erzeugung aus europäischen Kraftwerken und erneuerbaren Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen. In der Gesamtkostenbetrachtung ergeben sich daraus Situationen, in denen Deutschland günstige Energie ins Ausland exportiert, oder aber andersherum auch günstige Energie aus dem Ausland bezieht. Eine Austauschleistung wird im Marktmodell zu einem konkreten Zeitpunkt ermittelt und ist daher stets von einem Handelsfluss über einen bestimmten Zeitraum abzugrenzen. Die Austauschleistung entspricht dabei nicht notwendigerweise dem physikalischen Strom- oder Leistungsfluss, der auf den grenzüberschreitenden Kuppelleitungen zwischen den Marktgebieten tatsächlich fließt. Letzterer wird im Rahmen der Netzberechnung (siehe Kapitel 4) ermittelt und ergibt sich aus den entsprechenden Einspeise- und Nachfragesituationen sowie den elektrischen Eigenschaften des Netzes.

Austauschenergiemengen

- In allen Szenarien wird die Bedeutung Deutschlands als Bindeglied im europäischen Binnenmarkt deutlich, in dem Wettbewerb und Versorgungssicherheit weiter zunehmen.
- Die Ergebnisse der Marktsimulation legen nahe, dass sich der Handelssaldo Deutschlands im Vergleich zur heutigen Situation mit zunehmender Erzeugung aus erneuerbaren Energien und abhängig von politischen Entscheidungen und Zielsetzungen, wie beispielsweise einer CO₂-Limitierung, ändern kann und Deutschland z. B. verstärkt Strom importiert.
- Mit 48 % bis 59 % weist Deutschland in allen Szenarien im europäischen Vergleich einen hohen Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung auf.
- In bis zu 95 % aller Stunden treten Transite durch Deutschland auf. Dies unterstreicht die zentrale Lage der deutschen Übertragungsnetze im europäischen Verbund.
- Erneuerbare Energien in Deutschland führen zu einer Reduzierung konventioneller Einspeisung nicht allein in Deutschland, sondern auch im europäischen Ausland. Dies gilt besonders zu Zeitpunkten hoher erneuerbarer Einspeisung.

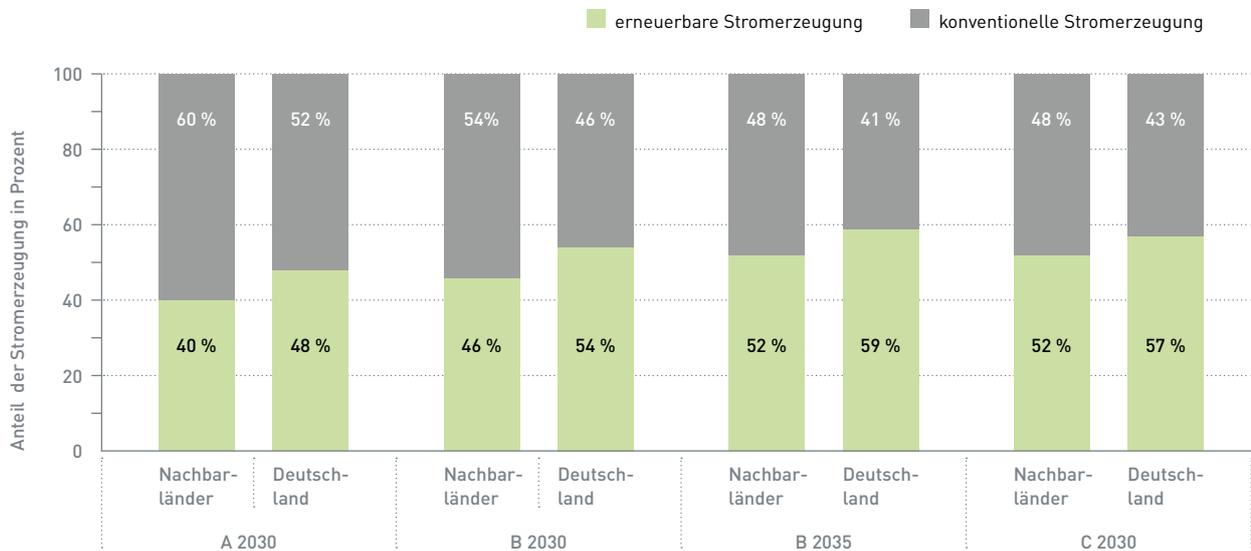
Im Szenario A 2030 ist der Anteil erneuerbarer Erzeugung an der Gesamterzeugung sowohl in den Nachbarländern (40 %) als auch in Deutschland (48 %) am geringsten. In den anderen Szenarien erhöht sich dieser Anteil auf bis zu 52 % in den Nachbarländern und 59 % in Deutschland in Folge von zunehmender installierter Leistung erneuerbarer Energien. Grundsätzlich stellt die Berücksichtigung des europäischen Auslands in der Marktmodellierung einen großen Einflussfaktor für den Handelssaldo Deutschlands dar. Die angenommenen Handelskapazitäten (siehe Kapitel 2.6) begrenzen die Im- und Exporte.

Die Abbildung 17 stellt für alle Grenzen Deutschlands sowie alle Szenarien die über ein Jahr saldierten Im- und Exporte dar. Bei den dargestellten Zahlen handelt es sich um Jahresenergiemengen, aus denen nicht zwingend abgeleitet werden kann, ob beispielsweise in einer bestimmten Stunde des Jahres zeitgleich Import von Strom im Nordosten und Export von Strom im Südwesten stattfindet. Die Szenarien bilden eine große Bandbreite von Handelssalden Deutschlands ab. Diese reichen von rund 26 TWh Import in C 2030 bis zu 46 TWh Export in A 2030. Maximal werden etwa 35 GW exportiert und 33 GW importiert. Die Werte des maximalen zeitlichen Imports variieren zwischen den Szenarien um bis zu 15 GW, die Schwankungsbreite des Exports fällt mit etwa 2 GW vergleichsweise geringer aus. In allen Szenarien zeigen die Austauschenergiemengen zwischen den Ländern die zentrale Rolle des europäischen Binnenmarktes.

Der Handelssaldo Deutschlands hängt dabei vom Zusammenspiel verschiedener Faktoren ab. Einen wesentlichen Einfluss haben die jeweils in Deutschland und den anderen europäischen Ländern installierten Leistungen erneuerbarer und konventioneller Erzeugungseinheiten und deren Verhältnis im Ländervergleich. Abbildung 16 stellt die Anteile der erneuerbaren und konventionellen Energien an der Gesamterzeugung in Deutschland den aufsummierten Werten der direkten Nachbarländer Deutschlands gegenüber.



Abbildung 16: Anteil der konventionellen und erneuerbaren Stromerzeugung an der Gesamterzeugung



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

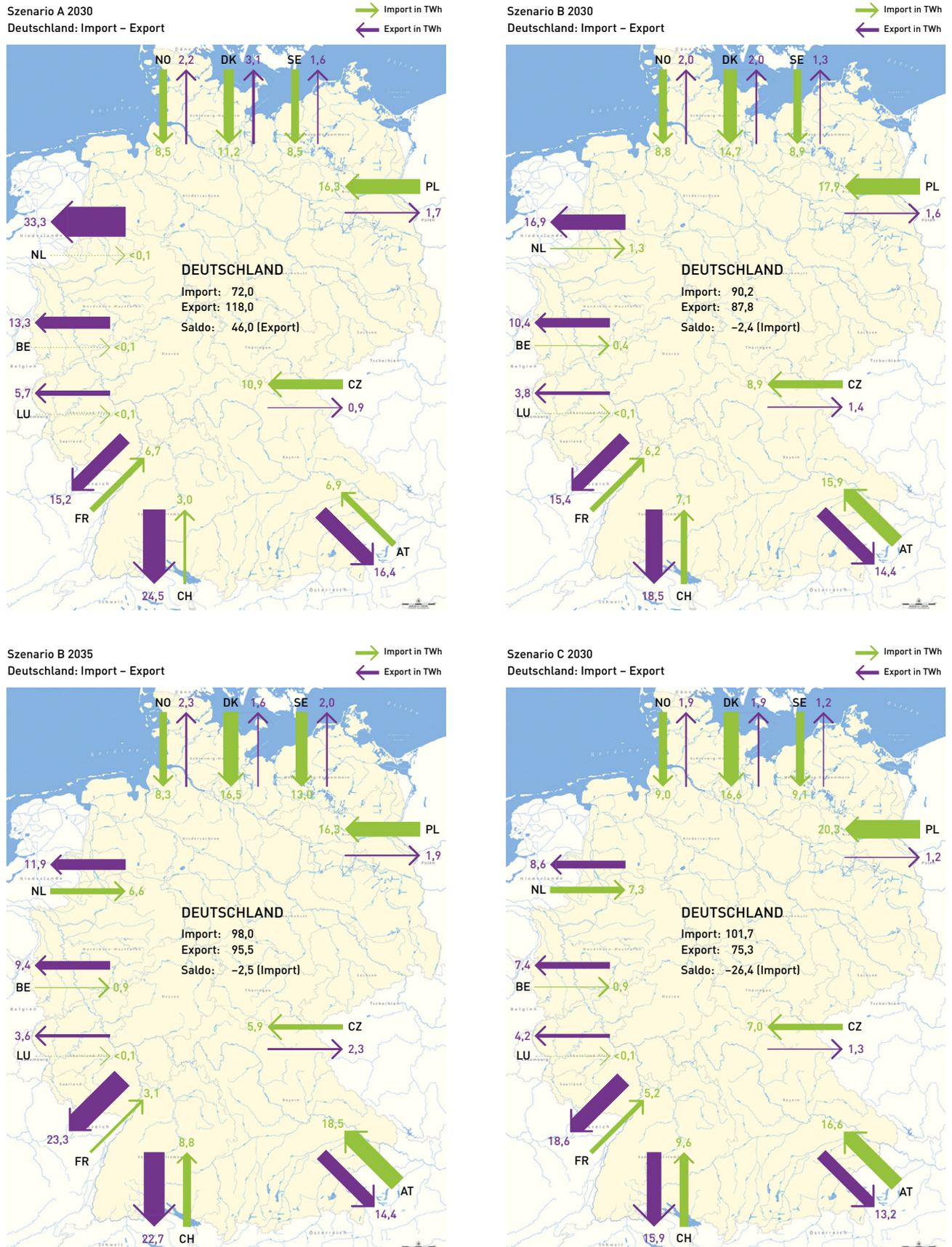
Die Handelssituation im europäischen Umfeld wird neben den Annahmen zum deutschen und europäischen Erzeugungspark sowie Verbrauch auch von einer Einhaltung der CO₂-Emissionsziele in Deutschland und in Europa beeinflusst. Unter den direkten europäischen Nachbarn Deutschlands weisen Belgien in allen Szenarien sowie Italien den größten Importsaldo auf. Die Niederlande sind insbesondere in den Szenarien A 2030 und B 2030 deutlicher Nettoimporteure. Zu den größten Exportländern zählen in allen Szenarien Frankreich und Schweden.

Bewertung der Versorgungssicherheit

Die sicher zur Verfügung stehende Leistung ("gesicherte Leistung") nimmt vom Referenzzeitpunkt 2015 bis zum Jahr 2030 bzw. 2035 aufgrund des Rückgangs der thermischen Erzeugungleistung und der Zunahme der volatilen Einspeisung aus erneuerbaren Energien (EE) ab. In allen Szenarien liegt die verbleibende Leistung (gesicherte Leistung abzüglich Jahreshöchstlast) im negativen Bereich (B 2030, B 2035, C 2030) oder im leicht positiven Bereich (A 2030). Diese Entwicklung spiegelt sich in den resultierenden Handelssalden wider, in denen Deutschland über das Jahr gesehen in den Szenarien B 2030, B 2035 und C 2030 Nettoimporteur ist. Die Bedeutung von Importen für die Versorgungssicherheit in Deutschland nimmt dadurch tendenziell zu. Einzig in Szenario A 2030 wird ein positiver Handelssaldo im Jahresverlauf erreicht. Die Versorgungssicherheit in Deutschland scheint damit zunehmend von grenzüberschreitenden Leitungen zu den Nachbarländern abhängig zu werden.



Abbildung 17: Handelsaustauschenergiemengen in den Szenarien A 2030, B 2030, B 2035 und C 2030



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Austausch und Handelsflüsse im europäischen Binnenmarkt

Aus den Im- und Exporten von Deutschland können sich Transite und damit zusätzliche Anforderungen an das Übertragungsnetz in Deutschland ergeben. Transite durch ein Land treten dann auf, wenn an den Ländergrenzen zeitgleich importiert und exportiert wird. Vom jeweiligen Jahresimport und -export an den Ländergrenzen (vgl. Abbildung 17) lässt sich dabei nur begrenzt auf die Richtung der Energieaustausche schließen. Ein Transit in einer Stunde ist stets als Minimum aus den gesamten Exporten und Importen definiert. Wenn Deutschland innerhalb einer bestimmten Stunde beispielsweise 2 GWh aus Skandinavien importiert und dabei gleichzeitig 5 GWh in die anderen Nachbarländer exportiert, beträgt der Transit durch Deutschland 2 GWh und der Export aus deutscher Erzeugung 3 GWh.

In den Marktsimulationen des NEP 2030 treten Transite durch Deutschland in nahezu allen Stunden des Jahres auf. Die Vielzahl der Energieaustausche durch Deutschland ist eine Folge des weiteren Voranschreitens des europäischen Binnenmarktes mit größeren Handelskapazitäten zwischen den Marktgebieten und der zentralen Lage des deutschen Übertragungsnetzes im europäischen Verbund. Es zeigt sich im NEP 2030, dass Transite überwiegend aus Skandinavien und Osteuropa nach Südwesten durchgeleitet werden. Dabei dominiert im NEP 2030 die Flussrichtung der Transite von Ost- nach Westeuropa. Über das Jahr summieren sich die Transite je nach Szenario auf ca. 44 bis rund 55 TWh. Die Größenordnung dieser Werte liegt dabei geringer als die innerdeutsche Übertragungsaufgabe.

Tabelle 6: Transite durch Deutschland

Szenario	Prozent der Jahresstunden mit Transiten durch DE	Summe Transite durch DE (TWh)	Maximalwert der Transite in einer Stunde (GW)
A 2030	95,0	54,9	16,9
B 2030	94,0	45,5	16,9
B 2035	91,0	50,5	18,1
C 2030	92,0	44,0	16,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



3.2.2 Einspeisungen und Bundesländerbilanzen in Deutschland

Energiemengen

- Die Ergebnisse der Marktsimulation betonen die Bedeutung erneuerbarer Energien im Energiemix Deutschlands.
- Der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an der Gesamtstromerzeugung liegt in den Szenarien für 2030 zwischen 48 % und 57 %, im Szenario B 2035 bei 59 %. Bezogen auf die jeweiligen Bruttostromverbräuche beträgt der Anteil der erneuerbaren Energien 51 % bis 53 % für 2030 und 57 % für 2035.
- Windenergie an Land nimmt in allen Szenarien eine bedeutende Rolle ein, in allen Szenarien hat sie den höchsten Anteil an der Stromerzeugung.
- Konventionelle Einspeisung, insbesondere aus Steinkohlekraftwerken, wird zunehmend durch Erzeugung aus erneuerbaren Energien substituiert.

Die Zusammensetzung des Energiemixes ist in den einzelnen Szenarien weitgehend heterogen. Dies ist auf die Annahmen zu den installierten Leistungen in Deutschland und den unterschiedlichen Entwicklungspfaden des Ten-Year Network Development Plans 2016 (TYNDP 2016) für Europa zurückzuführen. Auch die unterschiedlichen Vorgaben zur Stromnachfrage haben einen wesentlichen Einfluss auf den Energiemix.

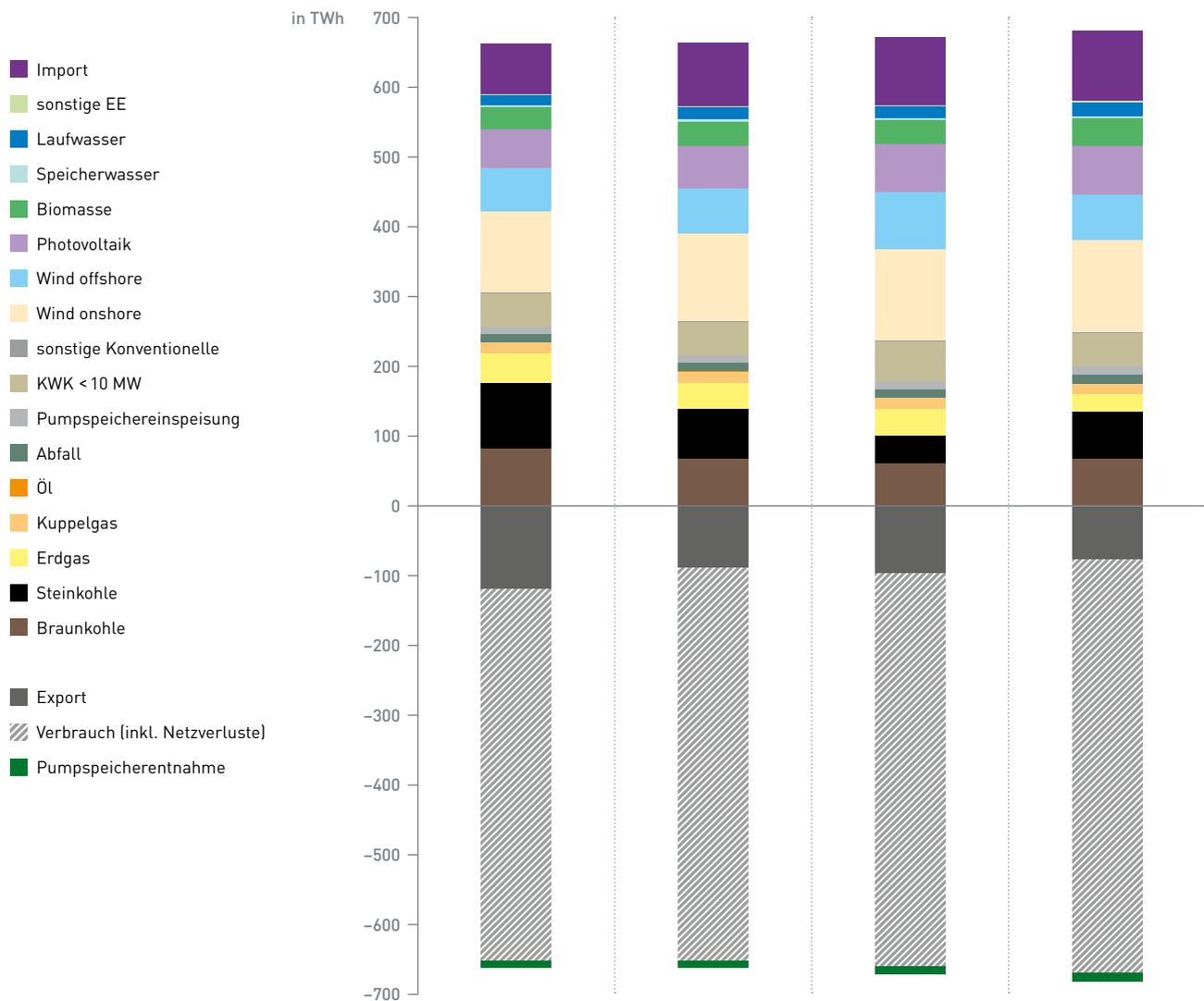
Die konventionelle Stromerzeugung hat in Szenario A 2030 die größte Bedeutung. In diesem Szenario ist ihr Anteil mit ca. 52 % an der Gesamtstromerzeugung in Deutschland am höchsten. Nur in 475 von 8.760 Stunden des Jahres kann die Last in Szenario A 2030 theoretisch allein durch die inländische Erzeugung aus regenerativen Energiequellen gedeckt werden. In Szenario B 2030 steigt dieser Wert bereits auf 560 Stunden und in Szenario C 2030 auf 580 Stunden an. Im Szenario B 2035 reicht die regenerative Energieerzeugung bereits aus, um bilanziell in etwa 900 Stunden die Stromnachfrage in Deutschland vollständig zu decken.

Der regenerative Energieträger mit dem höchsten Anteil an der Stromerzeugung in Deutschland ist in allen Szenarien Wind onshore. Er ersetzt zunehmend die konventionelle Erzeugung wie ein Vergleich zwischen A 2030 und B 2030 zeigt: Der Rückgang der konventionellen Erzeugung um 41 TWh von A 2030 auf B 2030 ist überwiegend auf den Rückgang der Stromerzeugung aus Steinkohle um 23 TWh zurückzuführen. Gleichzeitig nimmt die Erzeugung aus regenerativen Quellen um 24 TWh zu, davon alleine aus Wind onshore um etwa 9 TWh. Onshore-Windenergie trägt im Szenario B 2035 bereits mit rund 23 % zur Gesamtstromerzeugung in Deutschland bei.

Eine Verdrängung konventioneller Einspeisung durch erneuerbare Energien ist nicht auf Deutschland begrenzt. Dieser Effekt wirkt sich auch auf die europäischen Nachbarländern aus: In Deutschland günstig erzeugte Energie aus erneuerbaren Quellen ist im europäischen Markt nachgefragt und reduziert dort in vielen Stunden konventionelle Einspeisung.



Abbildung 18: Energiemengen der Einspeisung, des Verbrauchs und des Imports/Exports der Szenarien im Vergleich



	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
Import	72,0	90,2	98,0	101,7
sonstige EE	1,5	1,5	1,5	1,5
Laufwasser	13,4	16,7	16,7	19,0
Speicherwasser	3,5	3,5	3,5	3,5
Biomasse	32,3	35,7	33,5	39,8
Photovoltaik	55,6	60,9	69,1	69,9
Wind offshore	61,6	64,8	82,0	64,8
Wind onshore	116,5	125,3	131,6	132,6
sonstige Konventionelle	1,8	1,7	1,5	1,6
KWK < 10 MW	47,2	47,2	55,6	47,2
Pumpspeichereinspeisung	10,6	11,0	11,9	12,3
Abfall	11,7	11,7	11,9	12,0
Öl	0,8	0,7	0,3	0,0
Kuppelgas	15,2	15,3	15,5	15,6
Erdgas	42,1	38,2	39,3	24,2
Steinkohle	94,3	71,4	39,0	68,6
Braunkohle	81,0	66,4	60,1	66,2
Export	-118,0	-87,8	-95,5	-75,3
Verbrauch (inkl. Netzverluste)	-533,1	-563,8	-563,6	-592,9
Pumpspeicherentnahme	-9,9	-10,4	-11,6	-12,1



Bundesländerbilanzen

- Die Szenarien zeigen ein starkes Erzeugungsgefälle innerhalb Deutschlands: tendenziell weisen südliche und westliche Bundesländer ein Erzeugungsdefizit auf, nördliche und östliche Bundesländer dagegen einen deutlichen Erzeugungsüberschuss.
- Zwischen etwa einem Viertel und der Hälfte des jährlichen Bedarfs werden in südlichen Bundesländern aus in- und ausländischen Importen gedeckt.
- Der Erzeugungsüberschuss einzelner Bundesländer ist teilweise hoch. Allein Niedersachsen und Brandenburg kommen zusammen auf einen jährlichen Erzeugungsüberschuss von 64,6 TWh in B 2030. Auch Bundesländer wie Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern können mehr als das Doppelte ihres jährlichen Verbrauchs mit eigener Erzeugung decken.
- Im Szenario B 2035 erhöht sich der Erzeugungsüberschuss in Norddeutschland weiter. Konventionelle Erzeugung wird weiter reduziert und erfährt eine relative Verlagerung in Richtung Gas.

Die Abbildungen 19 bis 22 stellen für jedes Bundesland für die einzelnen Szenarien jeweils Erzeugung und Verbrauch gegenüber. Die Erzeugung umfasst hierbei Erzeugungsanlagen, welche im Nieder- bis Höchstspannungsnetz angeschlossen sind. Nicht dargestellt sind durch die Spitzenkappung weggefallene Energiemengen und ggf. anfallende Dumped Energy-Mengen, also Energie, die nicht in das System integriert werden kann, da sie weder verbraucht, noch exportiert, noch gespeichert werden kann. Diese werden im Kapitel 3.2.4 erläutert und dargestellt.

Insgesamt zeigt sich für die deutschen Bundesländer eine recht heterogene Last- und Erzeugungsstruktur. Insbesondere die südlichen und westlichen Bundesländer weisen Erzeugungsdefizite auf, welche durch Importe aus anderen Bundesländern sowie dem Ausland gedeckt werden. Im Szenario A 2030 liegt der Importbedarf für Hessen bei ca. 51 % (19,6 TWh) des jährlichen Verbrauchs, für Bayern und Baden-Württemberg bei ca. 40 % (34,9 TWh) bzw. 31 % (22,5 TWh) und für Nordrhein-Westfalen bei ca. 15 % (20,0 TWh). In den Szenarien B 2030 und C 2030 liegt der Import nochmals höher: Hessen deckt ca. 52 % (21,0 TWh) bzw. 56 % (24,2 TWh) seines Verbrauchs durch Importe, Bayern ca. 41 % (38,9 TWh) bzw. 44 % (44,6 TWh), Baden-Württemberg ca. 44 % (34,3 TWh) bzw. 42 % (34,8 TWh) und Nordrhein-Westfalen liegt hier bei rund 24 % (34,0 TWh) bzw. 23 % (34,4 TWh). Hier zeigt sich eine Wirkung der CO₂-Emissionsobergrenze. Im Szenario B 2035 liegt das Erzeugungsdefizit der südlichen Bundesländer auf einem ähnlichen Niveau wie in B 2030, für Nordrhein-Westfalen erhöht es sich auf 32 % (45 TWh) des jährlichen Verbrauchs.

Umgekehrt weisen vor allem die nördlich gelegenen Bundesländer einen großen Erzeugungsüberschuss auf. Allein Niedersachsen und Brandenburg kommen zusammen auf einen jährlichen Erzeugungsüberschuss von 64,6 TWh (entspricht etwa der Höhe des Verbrauchs in diesen Bundesländern) in B 2030. Auch Bundesländer wie Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern können mehr als das Doppelte ihres jährlichen Verbrauchs mit eigener Erzeugung decken. Dies ist vor allem auf die hohe Stromerzeugung aus Wind on- und teilweise offshore in den nördlichen Bundesländern zurückzuführen.

Ein ebenso heterogenes Bild ergibt sich bei der Betrachtung der regionalen Stromerzeugungsmengen nach Technologie. Bedingt durch die Regionalisierung der Windenergieanlagen (siehe Kapitel 2.3.2) und das hohe Winddargebot im Norden ergeben sich Erzeugungszentren von Onshore-Windenergie in Niedersachsen, Schleswig-Holstein (jeweils auch offshore) und Brandenburg. Auch Mecklenburg-Vorpommern und Nordrhein-Westfalen tragen wesentlich zur Erzeugung aus Windenergie bei. Der Hauptanteil an der Erzeugung aus Photovoltaik wird mit etwa 42 % in Bayern und Baden-Württemberg produziert. Die regionalen Unterschiede in der Erzeugung aus erneuerbaren Energien können im Jahresverlauf stark variieren. Insbesondere in den tendenziell windreicheren Wintermonaten können die Erzeugung in den nördlichen Bundesländern und damit das Erzeugungsgefälle innerhalb Deutschlands stark zunehmen.



Die regionale konventionelle Stromerzeugung ist neben den installierten Leistungen und Wirkungsgraden der Kraftwerke insbesondere von den Brennstoffpreisen und Transportkosten abhängig. Dabei stammt die Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken hauptsächlich aus Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg. Die Stromerzeugung aus Braunkohle erfolgt in den Szenarien für 2030 im Wesentlichen zu jeweils etwa einem Drittel in den Bundesländern Brandenburg und Sachsen sowie in Nordrhein-Westfalen. Die Erzeugung aus Erdgas befindet sich schwerpunktmäßig in Nordrhein-Westfalen, gefolgt von Bayern und Rheinland-Pfalz. Aufgrund des einheitlichen Marktgebietes Deutschland haben die Standorte konventioneller Erzeugung keinen signifikanten Einfluss auf die Einsatzentscheidung der konventionellen Kraftwerke in den Marktsimulationsergebnissen. Allein die Transportkosten für Steinkohle hängen insbesondere davon ab, welche Distanz über Wasserwege und Schiene zurückgelegt werden muss. Das führt dazu, dass z. B. die Einsatzkosten von Steinkohlekraftwerken im Süden unter sonst gleichen Bedingungen höher liegen als die Einsatzkosten von Kraftwerken an der Küste.

Aus den Bundesländerbilanzen und dem daraus ersichtlichen Erzeugungsgefälle innerhalb Deutschlands ergibt sich bereits eine erste Indikation für den Übertragungsbedarf, die jedoch in den Netzanalysen anhand konkreter Stunden verifiziert werden muss. Entscheidende Einflussfaktoren auf das Erzeugungsgefälle sind die Regionalisierung der erneuerbaren Energien (siehe Kapitel 2) und die Erzeugung der konventionellen Kraftwerke an den bestehenden Standorten.

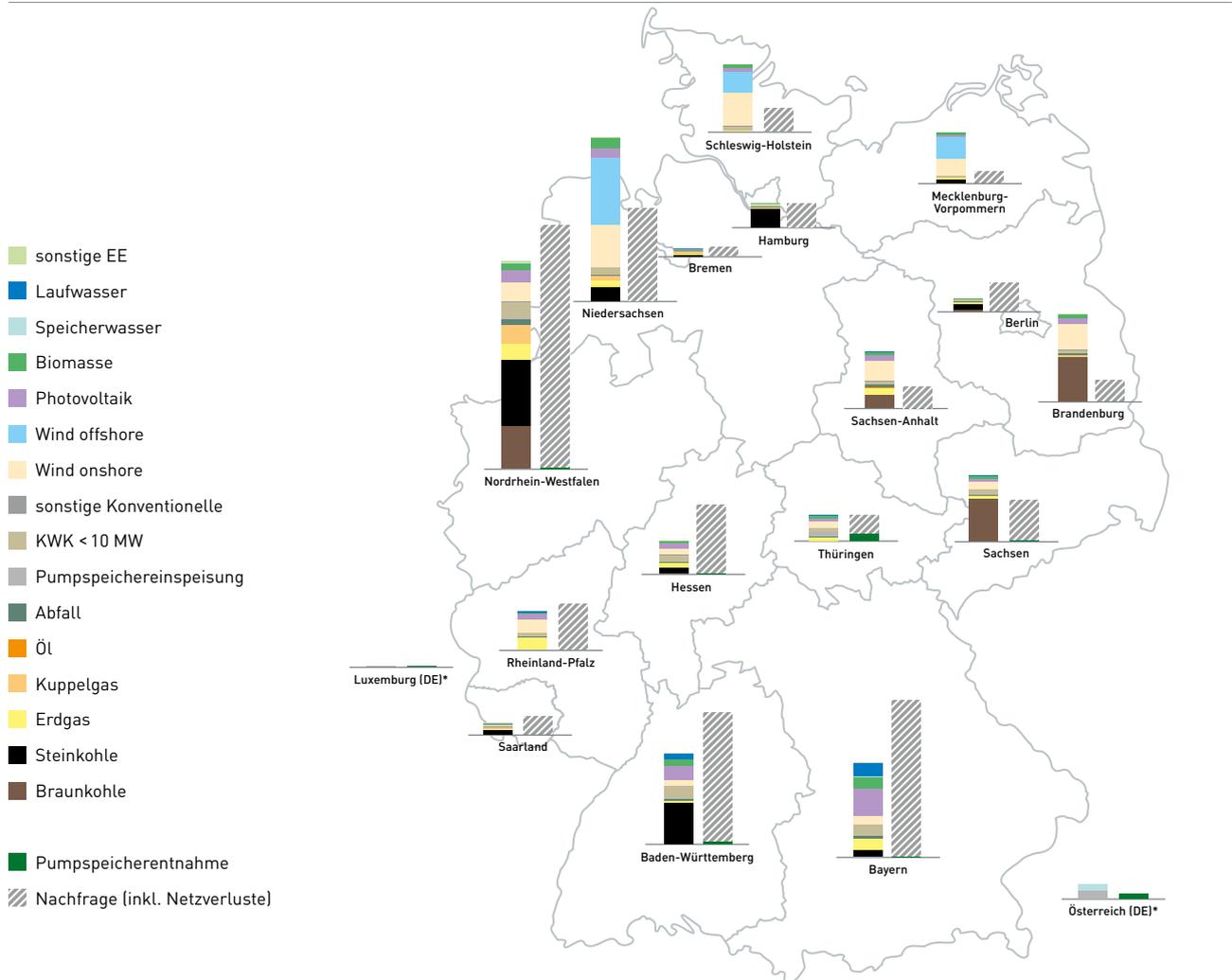
Im Szenario B 2035 erfolgt eine weitergehende Veränderung der Erzeugungsstruktur in Deutschland, hin zu mehr erneuerbarer und weniger konventioneller Stromerzeugung. Das Erzeugungsdefizit in den südlichen Bundesländern wie Bayern, Baden-Württemberg und Hessen bleibt auf einem ähnlichen Niveau wie in den Szenarien für 2030.

Die nördlich gelegenen Bundesländer erhöhen in den Szenarien für 2035 ihren Erzeugungsüberschuss gegenüber 2030. Dies ist vor allem auf die steigende Stromerzeugung aus Wind on- und offshore zurückzuführen. Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern kommen so zusammen auf einen jährlichen Erzeugungsüberschuss von 107,9 TWh in B 2035.

Die konventionelle Stromerzeugung in Deutschland reduziert sich im Szenario B 2035. Dies ist vor allem auf den starken Rückgang der Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle von 137,8 TWh in B 2030 auf 99,1 TWh in B 2035 zurückzuführen. Gleichzeitig steigt die Stromerzeugung aus Erdgas nur leicht von 38,2 TWh in B 2030 auf 39,3 TWh in B 2035.



Abbildung 19: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario A 2030



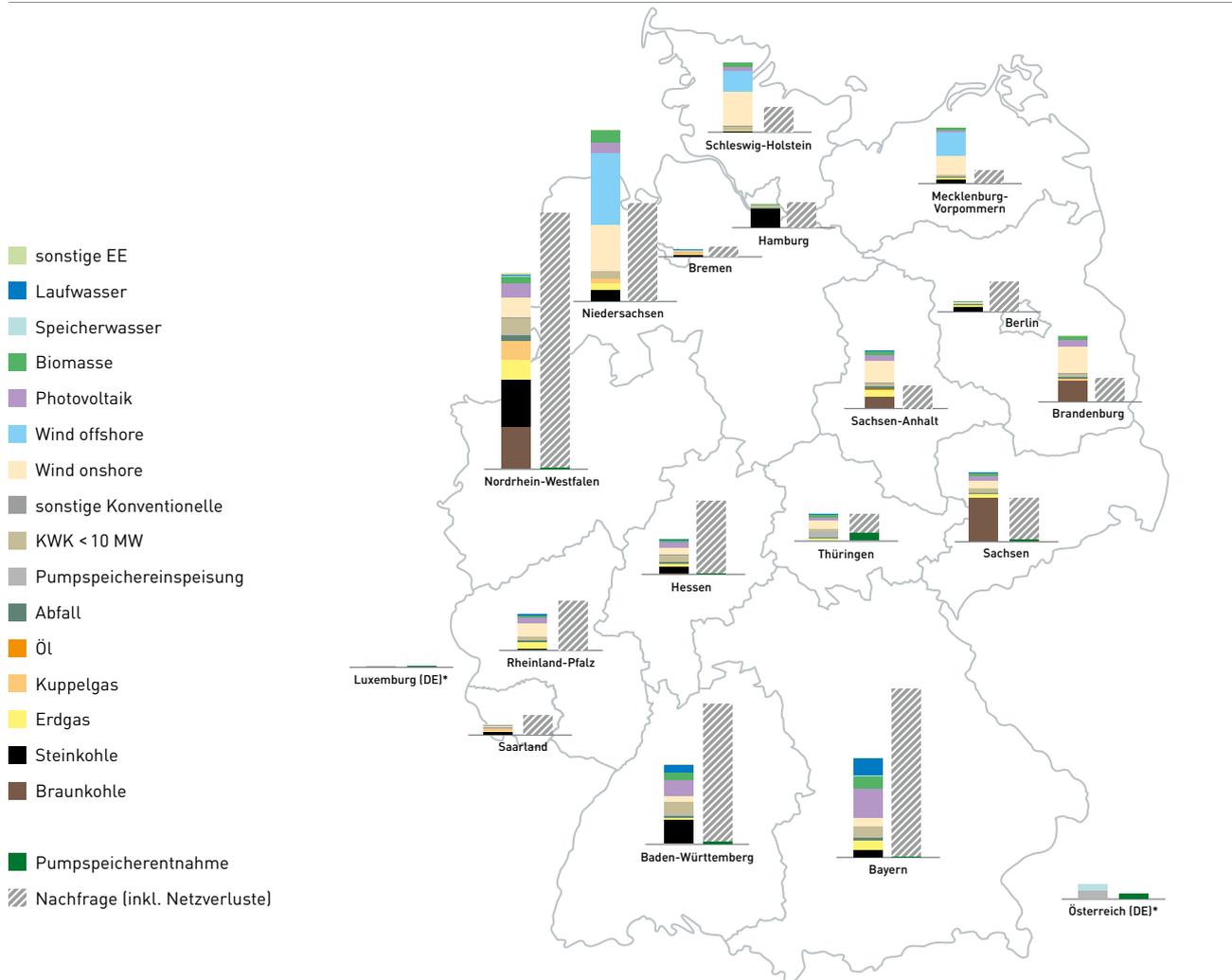
A 2030 (Angaben in TWh)	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Abfall	Pump- speicher- einspeisung	KWK < 10 MW	sonstige Konven- tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	Speicher- wasser	Lauf- wasser	sonstige EE	Nachfrage (inkl. Netz- verlusten)	Pump- speicher- entnahme
Baden-Württemberg	0,0	22,9	1,2	0,0	0,2	0,7	1,0	6,5	0,0	2,7	0,0	8,7	3,5	0,0	3,5	0,1	72,4	1,1
Bayern	0,0	4,1	6,2	0,0	0,0	1,5	0,2	6,2	0,0	4,8	0,0	15,3	6,4	0,1	7,9	0,2	87,5	0,2
Berlin	0,7	3,2	1,3	0,0	0,0	0,3	0,0	1,2	0,0	0,1	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	16,1	0,0
Brandenburg	24,6	0,0	0,5	0,8	0,2	0,8	0,0	2,0	0,2	14,2	0,0	3,4	2,1	0,0	0,0	0,1	12,1	0,0
Bremen	0,0	0,7	0,7	1,3	0,0	0,6	0,0	0,4	0,0	0,4	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	5,2	0,0
Hamburg	0,0	10,3	0,5	0,0	0,1	0,2	0,0	1,7	0,0	0,1	0,0	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	13,5	0,0
Hessen	0,3	3,0	2,7	0,0	0,0	0,7	0,2	3,6	0,2	3,7	0,0	2,8	1,2	0,1	0,1	0,1	38,2	0,3
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	1,9	1,2	0,0	0,0	0,1	0,0	1,0	0,0	9,4	12,3	0,9	1,4	0,0	0,0	0,0	6,6	0,0
Niedersachsen	0,0	7,7	4,0	2,3	0,0	0,5	0,0	4,6	0,0	23,3	38,0	5,1	6,1	0,0	0,1	0,1	52,0	0,0
Nordrhein-Westfalen	24,0	37,0	8,8	10,3	0,2	3,5	0,5	8,9	0,5	10,8	0,0	6,8	3,6	0,1	0,4	0,7	135,5	0,6
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	7,1	0,0	0,0	0,7	0,0	1,9	0,0	7,5	0,0	2,9	0,8	0,0	0,9	0,0	25,7	0,0
Saarland	0,0	2,9	0,1	0,6	0,0	0,2	0,0	0,4	0,3	0,9	0,0	0,7	0,1	0,0	0,0	0,1	10,1	0,0
Sachsen	24,1	0,0	1,7	0,0	0,0	0,1	0,4	2,9	0,0	3,9	0,0	2,1	1,5	0,0	0,2	0,0	22,3	0,5
Sachsen-Anhalt	7,5	0,0	4,1	0,0	0,1	1,3	0,0	2,1	0,2	11,6	0,0	2,7	2,0	0,0	0,1	0,0	12,0	0,0
Schleswig-Holstein	0,0	0,5	0,2	0,0	0,0	0,2	0,0	1,8	0,4	19,1	11,3	2,0	1,9	0,0	0,0	0,0	13,2	0,0
Thüringen	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,1	3,2	1,8	0,0	4,0	0,0	1,8	1,2	0,0	0,1	0,0	10,5	3,8
Österreich (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	0,0	2,9
Luxemburg (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4
Summe**	81,0	94,3	42,1	15,2	0,8	11,7	10,6	47,2	1,8	116,5	61,6	55,6	32,3	3,5	13,4	1,5	533,1	9,9

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.



Abbildung 20: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2030



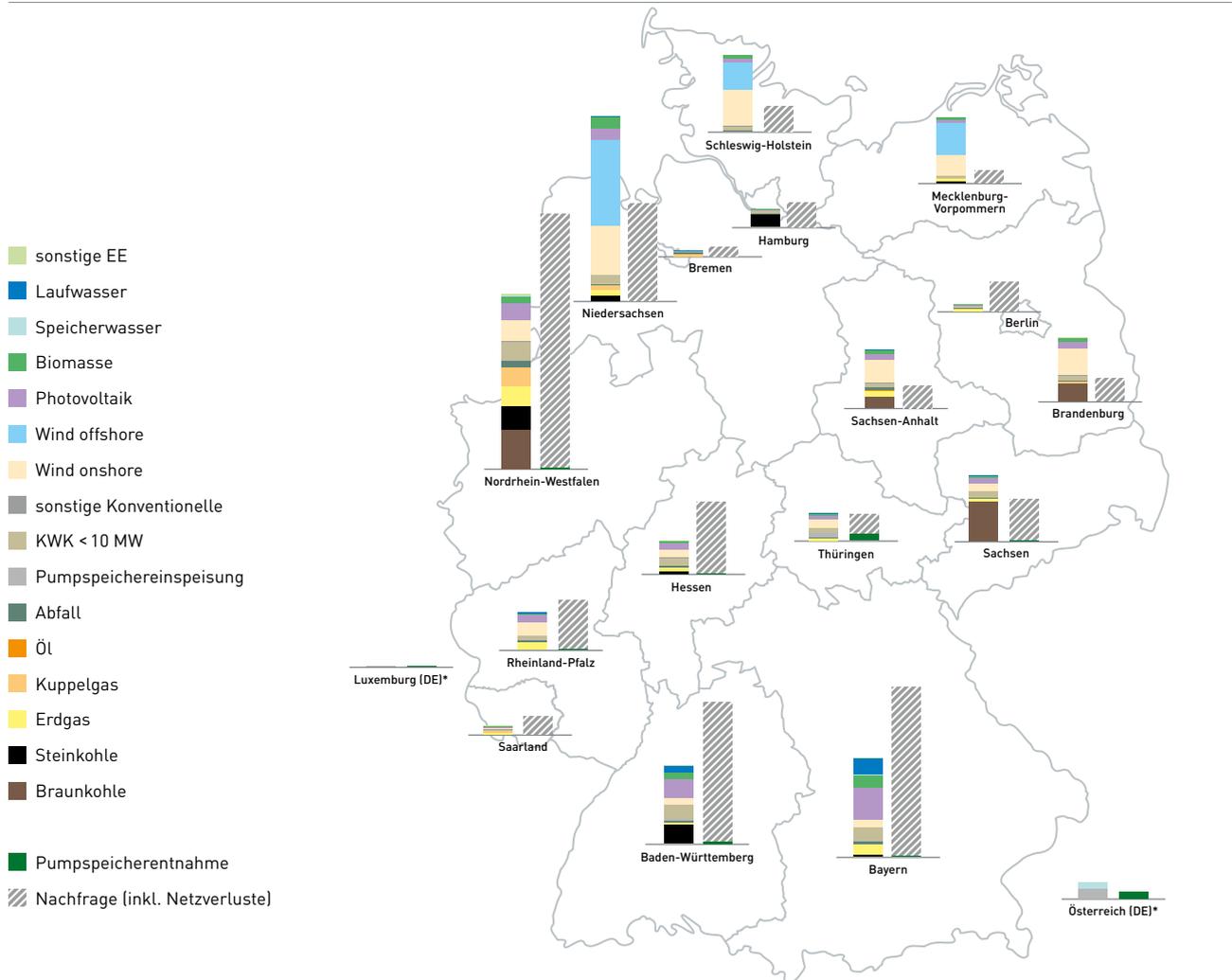
B 2030 (Angaben in TWh)	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Abfall	Pump- speicher- einspeisung	KWK < 10 MW	sonstige Konven- tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	Speicher- wasser	Lauf- wasser	sonstige EE	Nachfrage (inkl. Netz- verlusten)	Pump- speicher- entnahme
Baden-Württemberg	0,0	13,6	1,2	0,0	0,0	0,7	1,1	6,5	0,0	3,4	0,0	9,5	3,9	0,0	4,2	0,1	77,3	1,1
Bayern	0,0	3,8	5,5	0,0	0,0	1,5	0,2	6,2	0,0	4,8	0,0	16,3	7,1	0,1	9,6	0,2	93,8	0,2
Berlin	0,0	2,7	0,9	0,0	0,0	0,2	0,0	1,2	0,0	0,1	0,0	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0	16,5	0,0
Brandenburg	11,5	0,0	0,4	0,8	0,1	0,8	0,0	2,0	0,2	14,9	0,0	3,6	2,3	0,0	0,0	0,1	12,9	0,0
Bremen	0,0	0,6	0,0	1,3	0,0	0,6	0,0	0,4	0,0	0,5	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	5,5	0,0
Hamburg	0,0	10,3	0,1	0,0	0,1	0,2	0,0	1,7	0,0	0,1	0,0	0,1	0,3	0,0	0,0	0,0	13,9	0,0
Hessen	0,2	3,4	2,1	0,0	0,0	0,8	0,2	3,6	0,2	4,0	0,0	3,1	1,4	0,1	0,3	0,1	40,2	0,3
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	2,2	1,1	0,0	0,0	0,1	0,0	1,0	0,0	10,8	13,3	1,0	1,5	0,0	0,0	0,0	7,0	0,0
Niedersachsen	0,0	6,5	3,3	2,2	0,0	0,5	0,0	4,6	0,0	25,6	40,2	5,7	6,8	0,0	0,3	0,1	54,9	0,0
Nordrhein-Westfalen	23,2	26,9	10,7	10,3	0,3	3,5	0,5	8,9	0,4	11,4	0,0	7,7	4,0	0,1	0,7	0,7	142,7	0,7
Rheinland-Pfalz	0,0	0,1	4,5	0,0	0,0	0,7	0,0	1,9	0,0	7,8	0,0	3,3	0,9	0,0	1,0	0,0	27,4	0,0
Saarland	0,0	1,3	0,9	0,7	0,0	0,2	0,0	0,4	0,3	0,9	0,0	0,7	0,1	0,0	0,0	0,1	10,7	0,0
Sachsen	24,8	0,0	1,7	0,0	0,0	0,1	0,4	2,9	0,0	4,3	0,0	2,4	1,6	0,0	0,4	0,0	23,3	0,6
Sachsen-Anhalt	6,6	0,0	3,7	0,0	0,2	1,3	0,0	2,1	0,3	12,5	0,0	2,9	2,3	0,0	0,1	0,0	12,6	0,0
Schleswig-Holstein	0,0	0,2	0,4	0,0	0,0	0,2	0,0	1,8	0,4	19,7	11,3	2,2	2,2	0,0	0,0	0,0	13,9	0,0
Thüringen	0,0	0,0	1,5	0,0	0,0	0,1	3,3	1,8	0,0	4,6	0,0	1,9	1,3	0,0	0,1	0,0	11,1	4,1
Österreich (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	0,0	3,0
Luxemburg (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4
Summe**	66,4	71,4	38,2	15,3	0,7	11,7	11,0	47,2	1,7	125,3	64,8	60,9	35,7	3,5	16,7	1,5	563,8	10,4

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.



Abbildung 21: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2035



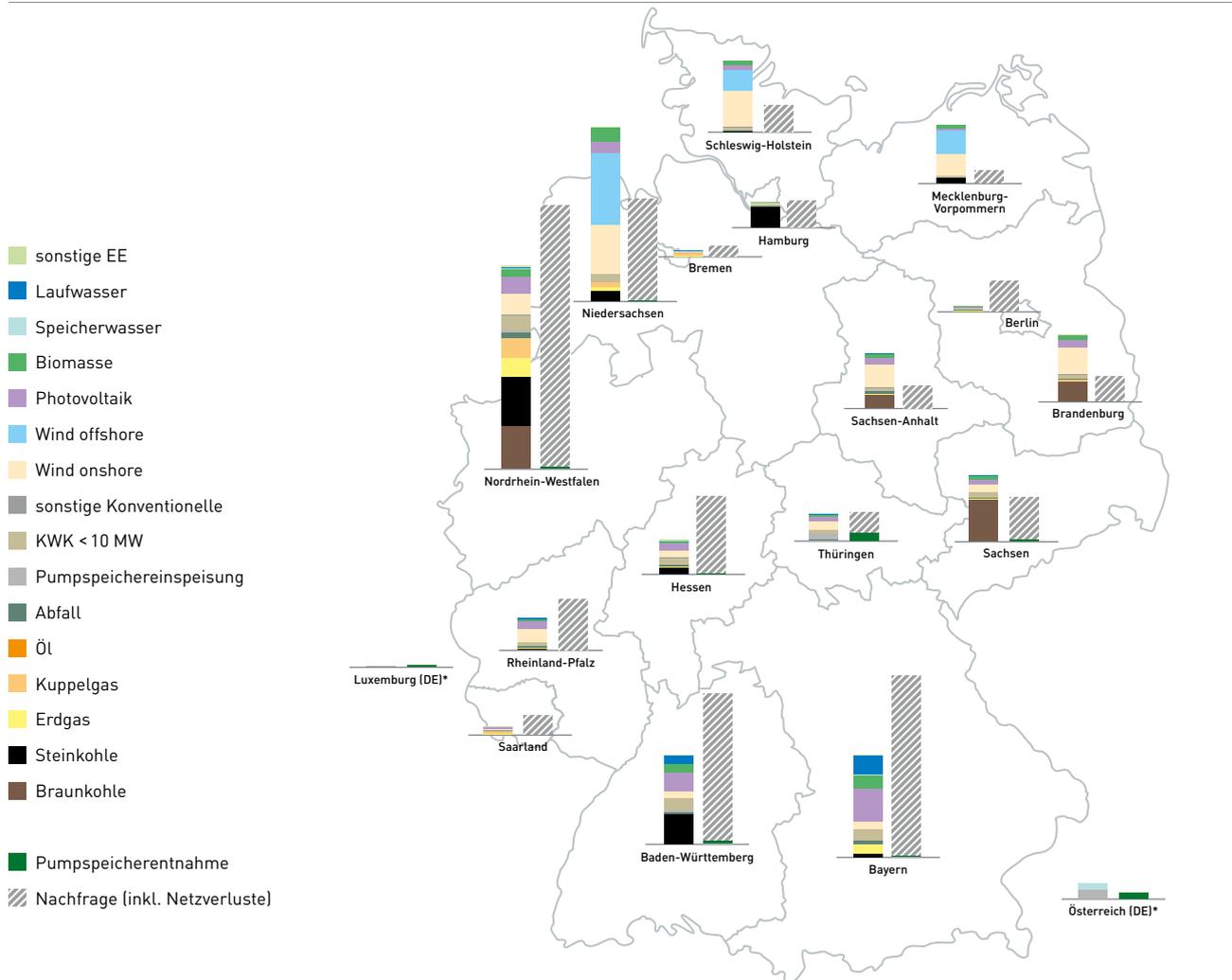
B 2035 (Angaben in TWh)	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Abfall	Pump- speicher- einspeisung	KWK < 10 MW	sonstige Konven- tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	Speicher- wasser	Lauf- wasser	sonstige EE	Nachfrage (inkl. Netz- verlusten)	Pump- speicher- entnahme
Baden-Württemberg	0,0	11,1	1,1	0,0	0,0	0,7	1,1	7,6	0,0	3,8	0,0	10,8	3,6	0,0	4,2	0,1	78,2	1,2
Bayern	0,0	1,4	5,7	0,0	0,0	1,5	0,4	7,3	0,0	4,8	0,0	18,0	6,6	0,1	9,6	0,2	94,7	0,5
Berlin	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,3	0,0	1,5	0,0	0,1	0,0	0,4	0,2	0,0	0,0	0,0	16,6	0,0
Brandenburg	9,8	0,0	0,4	0,8	0,0	0,9	0,0	2,3	0,2	15,3	0,0	3,9	2,2	0,0	0,0	0,1	13,0	0,0
Bremen	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,7	0,0	0,5	0,0	0,5	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	5,4	0,0
Hamburg	0,0	7,3	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	1,9	0,0	0,1	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	13,8	0,0
Hessen	0,0	1,4	2,1	0,0	0,0	0,8	0,2	4,3	0,2	4,3	0,0	3,7	1,3	0,1	0,3	0,1	40,1	0,3
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	1,3	1,1	0,0	0,0	0,1	0,0	1,2	0,0	11,8	18,5	1,1	1,4	0,0	0,0	0,0	6,9	0,0
Niedersachsen	0,0	3,3	3,2	2,3	0,0	0,5	0,0	5,5	0,0	27,2	48,1	6,6	6,4	0,0	0,3	0,1	54,6	0,0
Nordrhein-Westfalen	21,8	13,2	11,0	10,5	0,2	3,6	0,5	10,5	0,4	11,9	0,0	9,1	3,7	0,1	0,7	0,7	142,2	0,6
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	4,6	0,0	0,0	0,7	0,3	2,2	0,0	8,0	0,0	3,8	0,8	0,0	1,0	0,0	27,4	0,4
Saarland	0,0	0,0	1,0	0,7	0,0	0,2	0,0	0,5	0,3	0,9	0,0	0,9	0,1	0,0	0,0	0,1	10,5	0,0
Sachsen	22,3	0,0	1,9	0,0	0,0	0,1	0,4	3,4	0,0	4,5	0,0	2,7	1,5	0,0	0,4	0,0	23,2	0,5
Sachsen-Anhalt	6,3	0,0	3,6	0,0	0,1	1,4	0,0	2,5	0,2	13,1	0,0	3,2	2,1	0,0	0,1	0,0	12,3	0,0
Schleswig-Holstein	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,2	0,0	2,1	0,3	20,2	15,3	2,5	2,0	0,0	0,0	0,0	14,0	0,0
Thüringen	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0	0,1	3,0	2,2	0,0	5,1	0,0	2,2	1,2	0,0	0,1	0,0	10,9	3,7
Österreich (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	0,0	3,9
Luxemburg (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4
Summe**	60,1	39,0	39,3	15,5	0,3	11,9	11,9	55,6	1,5	131,6	82,0	69,1	33,5	3,5	16,7	1,5	563,6	12,0

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.



Abbildung 22: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario C 2030



C 2030 (Angaben in TWh)	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Abfall	Pump- speicher- einspeisung	KWK < 10 MW	sonstige Konven- tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	Speicher- wasser	Lauf- wasser	sonstige EE	Nachfrage (inkl. Netz- verlusten)	Pump- speicher- entnahme
Baden-Württemberg	0,0	16,4	0,5	0,0	0,0	0,7	1,3	6,5	0,0	3,9	0,0	11,0	4,3	0,0	4,8	0,1	82,8	1,5
Bayern	0,0	1,7	5,4	0,0	0,0	1,6	0,3	6,2	0,0	4,8	0,0	18,1	7,9	0,1	10,7	0,2	101,2	0,3
Berlin	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,3	0,0	1,2	0,0	0,1	0,0	0,4	0,2	0,0	0,0	0,0	17,4	0,0
Brandenburg	11,0	0,0	0,1	0,8	0,0	0,9	0,0	2,0	0,2	15,4	0,0	4,0	2,6	0,0	0,0	0,1	14,0	0,0
Bremen	0,0	0,0	0,2	1,1	0,0	0,7	0,0	0,4	0,0	0,5	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	5,6	0,0
Hamburg	0,0	11,2	0,2	0,0	0,0	0,2	0,0	1,7	0,0	0,1	0,0	0,2	0,3	0,0	0,0	0,0	14,8	0,0
Hessen	0,0	3,2	0,9	0,0	0,0	0,8	0,3	3,6	0,2	4,3	0,0	3,8	1,5	0,1	0,4	0,1	42,9	0,4
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	2,9	0,2	0,0	0,0	0,1	0,0	1,0	0,0	12,0	13,3	1,2	1,7	0,0	0,0	0,0	7,4	0,0
Niedersachsen	0,0	5,5	2,4	2,2	0,0	0,5	0,0	4,6	0,0	27,5	40,2	6,7	7,5	0,0	0,3	0,1	57,2	0,1
Nordrhein-Westfalen	24,1	27,5	10,3	10,8	0,0	3,6	0,6	8,9	0,4	12,0	0,0	9,2	4,4	0,1	0,8	0,7	147,0	0,8
Rheinland-Pfalz	0,0	0,1	1,4	0,0	0,0	0,7	0,0	1,9	0,0	8,0	0,0	3,8	1,0	0,0	1,0	0,0	28,5	0,0
Saarland	0,0	0,0	0,6	0,7	0,0	0,2	0,0	0,4	0,3	0,9	0,0	0,9	0,1	0,0	0,1	0,1	11,0	0,0
Sachsen	23,7	0,0	0,2	0,0	0,0	0,1	0,6	2,9	0,0	4,6	0,0	2,7	1,8	0,0	0,5	0,0	24,0	0,7
Sachsen-Anhalt	7,4	0,0	0,6	0,0	0,0	1,3	0,0	2,1	0,2	13,2	0,0	3,2	2,5	0,0	0,1	0,0	12,7	0,0
Schleswig-Holstein	0,0	0,1	0,4	0,0	0,0	0,2	0,0	1,8	0,4	20,3	11,3	2,5	2,4	0,0	0,0	0,0	14,7	0,0
Thüringen	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,1	3,6	1,8	0,0	5,2	0,0	2,2	1,4	0,0	0,2	0,0	11,6	4,4
Österreich (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	0,0	3,3
Luxemburg (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6
Summe**	66,2	68,6	24,2	15,6	0,0	12,0	12,3	47,2	1,6	132,6	64,8	69,9	39,8	3,5	19,0	1,5	592,9	12,1

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.



3.2.3 KWK-Mengen

Neben der Nachfrage nach elektrischer Energie besteht auch eine Wärmenachfrage, die bei der Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes berücksichtigt werden muss. Bei einer gleichzeitigen Wärme- und Stromerzeugung in einer Erzeugungseinheit wird von einer Erzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gesprochen.

Die für die Szenarien prognostizierte erzeugte Strommenge aus KWK wird in Kapitel 3.2.6 unter dem Gesichtspunkt der Erreichung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung ausgeführt.

3.2.4 Dumped Power und Dumped Energy in Deutschland

Dumped Power, d. h. nicht verwertbare Leistung, ergibt sich aus einem Überschuss an Leistung ohne Berücksichtigung der Netzrestriktionen 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. konventionelle KWK- oder EE-Einspeisung) abzüglich der aktuellen Last (inkl. Netzverluste) im jeweiligen Gebiet. Kann dieser Überschuss nicht gespeichert oder exportiert werden, muss im System Einspeiseleistung reduziert werden. Die Einspeisung aus erneuerbaren Energien wird dann – über die Spitzenkappung von EEG-Anlagen hinaus – im Modell zurückgefahren. Weitere Möglichkeiten, die Menge an Dumped Energy zu reduzieren, sind entweder eine Reduzierung der konventionellen Einspeisung, eine Erhöhung der Last oder eine Erweiterung der Speicher- oder Exportkapazität.

Insgesamt tritt in den Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 mit 0,1 TWh nur eine geringe Menge von Dumped Energy auf. Im Szenario B 2035 erreicht die jährliche Dumped Energy aufgrund der hohen erneuerbaren Einspeisung einen leicht erhöhten Wert von 0,3 TWh oder rund 0,1 % der gesamten im Jahr regenerativ erzeugten Energiemenge.

3.2.5 Volllaststunden der Erzeugungsanlagen in Deutschland

- Die Volllaststunden der Erzeugungstechnologien im NEP 2030 unterscheiden sich in den einzelnen Szenarien deutlich, insbesondere bei den Energieträgern Steinkohle und Erdgas.

Die Volllaststunden oder auch Vollbenutzungsstunden sind ein Maßstab für die Ausnutzung der installierten Leistung von Kraftwerken pro Energieträger. Sie geben an, wie lange Kraftwerke pro Jahr theoretisch mit Nennleistung betrieben werden müssten, um die für dieses Kraftwerk 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. Theoretisch hätte das Kraftwerk bei voller Last seine Jahresenergiemenge schon nach gut einem halben Jahr erbracht. Da alle Kraftwerke zu bestimmten Zeiten im Jahr in Revision gehen oder teilweise durch ungeplante Ausfälle zeitweilig außer Betrieb gehen, erreichen selbst so genannte Grundlastkraftwerke selten Werte über 8.000 Volllaststunden. Die Analyse von Volllaststunden über mehrere Jahre oder im Szenarienvergleich zeigt, wie sich der Einsatz von Kraftwerkstypen ändert. Volllaststunden erlauben zudem eine Aussage, durch wie viel Nennleistung eines Kraftwerkstyps die Nennleistung eines anderen ersetzbar wäre, und leisten einen Beitrag zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Kraftwerkstypen.

Für die genaue Höhe der Volllaststunden ist die Position der einzelnen Kraftwerke in der Merit-Order der Marktsimulation oder auch zusätzliche Versorgungsaufgaben entscheidend. Konventionelle Kraftwerke mit hohen Investitionskosten können nur dann am Markt bestehen, wenn ihre variablen Brennstoffkosten geringer sind als bei anderen Kraftwerken und ihre Erzeugung entsprechend der Merit-Order häufig und über lange Zeiträume nachgefragt wird.



Dabei konkurrieren die Kraftwerke nicht nur innerhalb Deutschlands, sondern innerhalb der grenzüberschreitenden Austauschmöglichkeiten auch mit Kraftwerken der europäischen Nachbarländer. Für die dargebotsabhängigen regenerativen Energien ergeben sich die Volllaststunden – unter Berücksichtigung von Dumped Energy – aus den jeweiligen regionalen Gegebenheiten und Wetterverhältnissen. Gleichwertige Anlagen an unterschiedlichen Standorten führen somit zu unterschiedlichen Einspeisungen.

Die in Abbildung 23 dargestellten Volllaststunden ergeben sich jeweils aus der gesamten Energieerzeugung einer Kraftwerksklasse und der in dieser Klasse insgesamt installierten Nettoleistung.

Die Volllaststunden der Technologien unterscheiden sich in den einzelnen Szenarien deutlich, insbesondere bei den Energieträgern Steinkohle und Erdgas. In den Szenarien für 2030 liegt die Volllaststundenzahl für Steinkohle zwischen rund 4.400 (A 2030) und 6.300 (C 2030). In den fünf Jahren zwischen den Szenarien B 2030 und B 2035 sinken die Volllaststunden um ca. 26 % von 4.800 auf dann 3.600 Stunden. Auch bei Erdgas zeigt sich eine stark szenarienabhängige Spannweite der Volllaststundenzahl von etwa 900 (C 2030) bis 2.000 (A 2030). In den Szenarien B 2030 und B 2035 liegt der Wert bei jeweils 1.300 Vollbenutzungsstunden.

Gründe für die Unterschiede sind u. a. der teilweise (B 2030, B 2035) bzw. vollständige (C 2030) Wegfall von zusätzlichen Versorgungsaufgaben der thermischen Erzeugungsanlagen und die dadurch erreichbare vollständige Flexibilität gemäß Kapitel 2.2 und damit einhergehend der Einsatz rein nach Merit-Order sowie die variierende inländische Stromnachfrage zwischen den Szenarien.

Während die Volllaststundenzahl von Ölkraftwerken in A 2030 bei etwa 900 liegt, findet im Szenario C 2030 kein Einsatz dieses Energieträgers mehr statt. Da Kuppelgaskraftwerke zur lokalen Verstromung von industriellen Gasen eingesetzt werden, weisen diese Anlagen über das Jahr eine hohe Auslastung auf.

Die Volllaststunden der erneuerbaren Energien unterscheiden sich zwischen den Szenarien nur geringfügig. Die geringen Unterschiede zwischen den Szenarien resultieren insbesondere aus der Regionalisierung des jeweiligen unterschiedlichen Zubaus.



Abbildung 23: Vergleich der Volllaststunden je Szenario



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.2.6 Einhaltung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung

Die Szenarien des Netzentwicklungsplans 2030 stellen mögliche Entwicklungen der Stromerzeugungs- und Verbrauchsstrukturen in Deutschland dar. Sie müssen nach § 12a Abs. 1 S. 1 EnWG die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Diese Ziele sind für den NEP 2030 im Wesentlichen durch das Energiekonzept der Bundesregierung vom 28.09.2010⁶ definiert, ergänzt durch weitere Festlegungen im Energiepaket der Bundesregierung vom 06.06.2011, das Aktionsprogramm Klimaschutz vom 03.12.2014, das Erneuerbare-Energien-Gesetz⁷ sowie das am 01.01.2016 in Kraft getretenen Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz. Der am 14.11.2016 vom Bundeskabinett beschlossene Klimaschutzplan 2050 war noch nicht Grundlage der Vorgaben des Szenariorahmens.

⁶ www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?blob=publicationFile&v=5

⁷ Der Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne 2030 berücksichtigt bereits die zum 01.01.2017 in Kraft getretene Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.



Die durch die Übertragungsnetzbetreiber den Szenarien zugrunde zu legenden Ziele sind in der Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2030 der Bundesnetzagentur aufgeführt:

1. Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber dem Jahr 1990 um 40 % bis zum Jahr 2020, um 55 % bis zum Jahr 2030, um 70 % bis zum Jahr 2040 und um 80 % bis 95 % bis zum Jahr 2050.
2. Erhöhung des Anteils des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch auf 40 % bis 45 % bis zum Jahr 2025, auf 55 % bis 60 % bis zum Jahr 2035 und auf mindestens 80 % bis zum Jahr 2050.
3. Senkung des Primärenergieverbrauchs gegenüber dem Jahr 2008 um 20 % bis zum Jahr 2020 und um 50 % bis zum Jahr 2050.
4. Steigerung der installierten Offshore-Windleistung auf 15 GW im Jahr 2030.
5. Erhöhung der Strommenge aus Kraft-Wärme-Kopplung auf 120 TWh bis zum Jahr 2025.
6. Minderung des Bruttostromverbrauchs gegenüber dem Jahr 2008 um 10 % bis zum Jahr 2020 und um 25 % bis zum Jahr 2050.
7. Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie bis zum Jahr 2022.

Die Auswertung zeigt, dass der Stromsektor in den Szenarien des Netzentwicklungsplans in nahezu allen Bereichen erfolgreich seinen Beitrag zur Zielerreichung leistet.

Innerhalb des Klimaschutzplans 2050 werden für den Zeithorizont 2030 für verschiedene Sektoren Zwischenziele für den Ausstoß klimaschädlicher Treibhausgase formuliert. Für den Energiesektor wird eine Minderung der Emissionen auf 175 bis 183 Mio. t CO₂-Äquivalente bis 2030 angegeben. Eine direkte Übertragung dieser Ziele auf den aktuellen NEP 2030, Version 2017 ist jedoch nur eingeschränkt möglich, da:

- *dort konform zum Genehmigungsdokument der Bundesnetzagentur lediglich die CO₂-Emissionen, nicht aber CO₂-Äquivalente und damit insbesondere nicht der Effekt weiterer klimaschädlicher Emissionen (z. B. Schwefeldioxid) betrachtet werden,*
- *dort dediziert die anfallenden CO₂-Emissionen der Stromerzeugung betrachtet werden, welche jedoch nur eine Untermenge des gesamten Energiesektors darstellt.*

Für einen Vergleich der Werte nach Definition des Genehmigungsdokuments müssten folglich die Minderungsziele des Klimaschutzplans um die sonstigen Nicht-CO₂-Treibhausgase bereinigt und ausschließlich die stromerzeugungsbedingten Emissionen betrachtet werden. Beides würde in der Tendenz eine Absenkung der entsprechenden Zielvorgaben im Klimaschutzplan – nach Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber u. U. auf ein Niveau unterhalb der CO₂-Zielvorgaben im Genehmigungsdokument – bedeuten. Dies vorausgesetzt, wäre aufgrund der insgesamt restriktiveren Vorgaben u. U. ein veränderter Kraftwerkseinsatz im Rahmen der Marktsimulationen zu erwarten. Mangels Kenntnis der zugrunde liegenden Berechnungsannahmen im Klimaschutzplan kann dies jedoch lediglich eine grobe Einordnung darstellen.

Tabelle 7: Gegenüberstellung Zielgrößen gemäß Genehmigungsdokument und Klimaschutzplan

Zielvorgaben für 2030	Genehmigungsdokument NEP 2030 (Version 2017)	Klimaschutzplan 2050
Sektorale Abgrenzung	Stromerzeugung	Gesamte Energiewirtschaft (Stromerzeugung, Wärmeerzeugung, ...)
Zielgröße	165 Mio. t CO ₂	175 – 183 Mio. t CO ₂ -Äquivalente

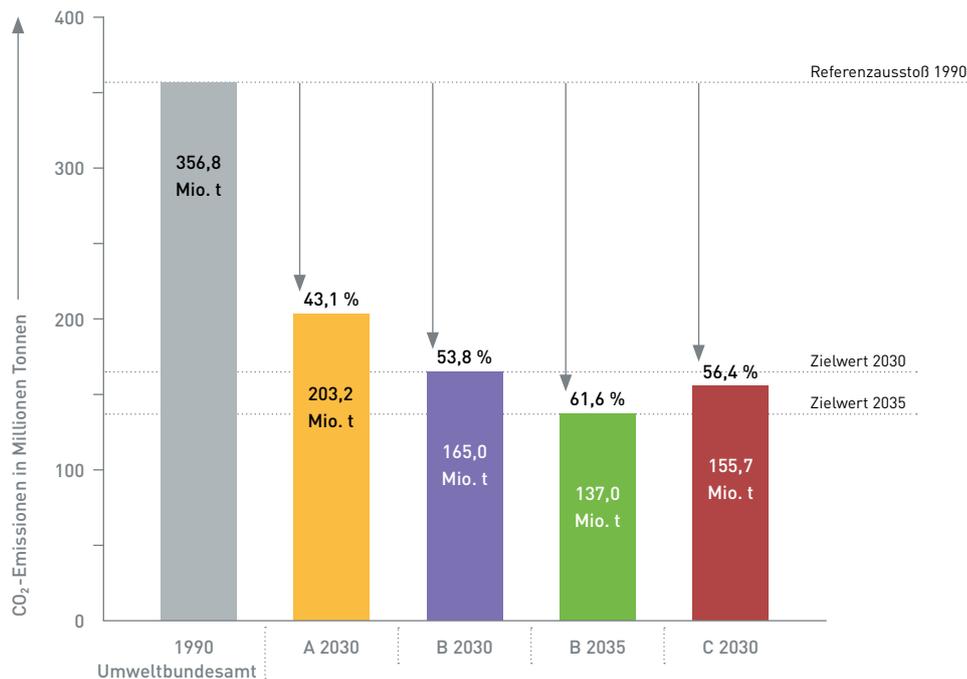
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



1. Reduktion der Treibhausgasemissionen

Ziel der Bundesregierung ist die Reduktion des Ausstoßes von klimaschädlichen Treibhausgasen in Deutschland, mit besonderem Fokus auf Kohlenstoffdioxid (CO₂). In Abbildung 24 sind die CO₂-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks in den vier NEP-Szenarien in Relation zu den Zielwerten der Bundesregierung für die Jahre 2030 und 2035 sowie in Relation zum Bezugswert aus dem Jahr 1990 veranschaulicht.

Abbildung 24: CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung in Deutschland in den Szenarien des NEP 2030



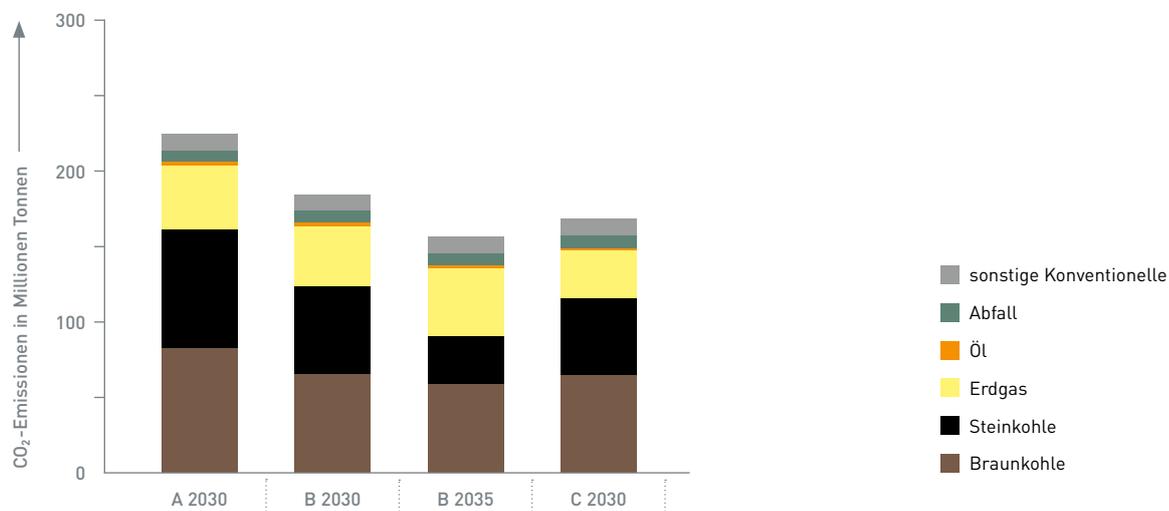
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Werte in Abbildung 24 sind um die wärmebedingten Emissionen bereinigt und stellen allein die für Stromproduktion zu bilanzierenden Werte dar. Nur auf diese Weise ist ein Vergleich mit der Referenzgröße aus dem Jahr 1990 sowie den im Szenariorahmen festgelegten Zielwerten für die Jahre 2030 und 2035 möglich. Die im Rahmen der Kraftwerkseinsatzoptimierung angesetzten CO₂-Emissions-Grenzwerte aus dem Szenariorahmen beinhalten neben den für die Stromproduktion anfallenden Emissionen auch die in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen aus der Wärmeproduktion resultierenden Emissionen (siehe Kapitel 2.2).

Die wesentlichen Treiber der Emissionsreduktion in Deutschland bis 2030 bzw. 2035 sind wie in den vergangenen Netzentwicklungsplänen der Ausbau erneuerbarer Energien kombiniert mit geringeren Stein- und Braunkohlekapazitäten im Vergleich zur Referenz 2015. Eine Beschränkung des Kraftwerkseinsatzes aufgrund der Emissionsobergrenzen ist nur in den Szenarien B 2030 und B 2035 notwendig. Im Szenario A 2030 ist keine Emissionsobergrenze vorgegeben und im Szenario C 2030 wird die Emissionsobergrenze ohne weitere Einschränkungen eingehalten.

In Abbildung 25 sind die gesamten CO₂-Emissionen der konventionellen Kraftwerke in den vier NEP-Szenarien nach Brennstoffen aufgeteilt abgebildet. Die Absolutwerte unterscheiden sich von den in Abbildung 24 angegebenen Emissionen, da in Abbildung 25 auch die wärmebedingten Emissionen inbegriffen sind. Ebenfalls dargestellt sind die im Rahmen der Kraftwerkseinsatzoptimierung vorgegebenen Grenzwerte für die Szenarien B 2030, B 2035 und C 2030, die sich aus der Addition der aus der Stromproduktion und der Wärmeproduktion resultierenden Emissionen ergeben (näheres dazu siehe Kapitel 2.2 und Tabelle 2).



Abbildung 25: CO₂-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks als Resultat der Strom- und Wärmeproduktion

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Aus Abbildung 25 wird deutlich, dass die Zielerreichung in den Szenarien B 2030 und B 2035 im Vergleich mit Szenario A 2030 durch eine Reduktion der Energiebereitstellung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken erreicht wird. Im Szenario C 2030 werden Braun- und Steinkohlekraftwerke durch die vollständige Flexibilisierung und im Sinne eines kostenoptimalen Gesamtergebnisses hingegen verstärkt eingesetzt. Die Emissionsgrenze stellt jedoch keine Restriktion für den Einsatz der noch verbliebenen wenigen Kraftwerke dar. Im Vergleich mit den anderen Szenarien stellen die vergleichsweise teuren aber emissionsärmeren Gaskraftwerke daher seltener Energie bereit.

Unter den vereinfachten Annahmen des Modells ergeben sich für die Szenarien B 2030 und B 2035 folgende Aussagen und Ergebnisse aus der Umsetzung der CO₂-Vorgabe in der Marktmodellierung:

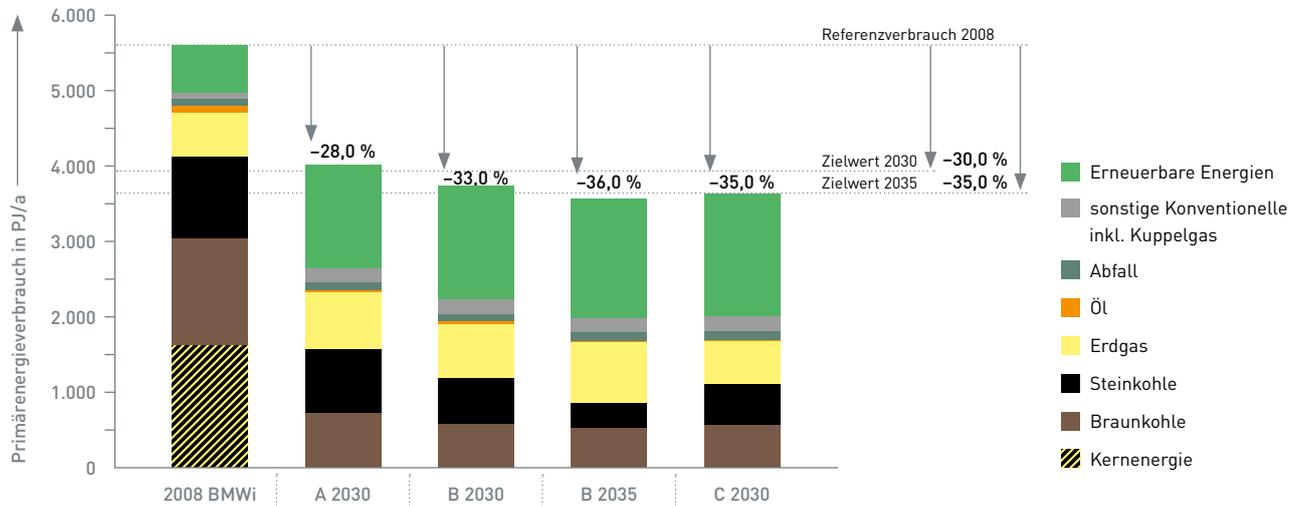
- Die variablen Stromerzeugungskosten der deutschen Kraftwerke steigen in Folge der Emissionsobergrenze, während die Erzeugungskosten ausländischer Kraftwerke gleich bleiben.
- Vergleichbare konventionelle Stromerzeuger im europäischen Ausland sind in der Folge kostengünstiger als ihre deutschen Pendanten. Es kommt zu Verschiebungen in der europäischen Merit-Order-Liste.
- Dies führt aufgrund des Gesamtkosten minimierenden Ansatzes des Modells dazu, dass mehr Strom im europäischen Ausland erzeugt wird. Deutschland erzeugt weniger Strom und importiert vermehrt.
- Dies führt zu geringeren Emissionen in Deutschland, gleichzeitig aber zu höheren Emissionen in den anderen europäischen Ländern.

2. Reduktion des Primärenergieverbrauchs

Das definierte Ziel der Bundesregierung sieht eine Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 20 % bis zum Jahr 2020 und um 50 % bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 2008 vor. In Abbildung 26 werden die Primärenergieverbräuche zur Stromerzeugung in den Szenarien des NEP und der Referenzwert im Jahr 2008 in Höhe von 5.606 PJ im Vergleich dargestellt. Ebenfalls abgebildet sind die linear interpolierten Zwischenzielwerte für das Jahr 2030 in Höhe von 3.924,2 PJ und für das Jahr 2035 in Höhe von 3.643,9 PJ. Im Szenario A 2030 werden die Zielwerte der Bundesregierung mit einem Wert von 4.021 PJ leicht verfehlt. In den Szenarien B 2030, B 2035 und C 2030 werden die Zielwerte der Bundesregierung hingegen erreicht (B 2030: 3.731 PJ, B 2035: 3.566 PJ, C 2030: 3.628 PJ).



Abbildung 26: Primärenergieverbrauch in der Stromerzeugung in den Szenarien des NEP 2030



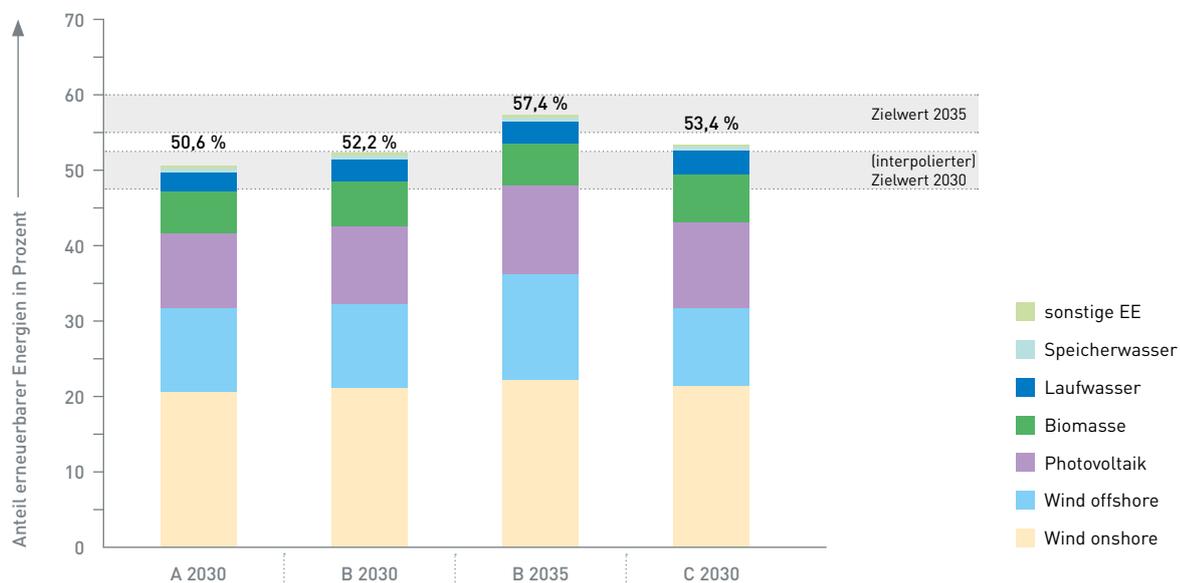
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017) sieht einen Mindestanteil der Erzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch vor. Dieser Anteil soll nach § 1 Abs. 2 S. 1 Nr. 1-3 EEG 2017 bis zum Jahr 2025 40 % bis 45 % und bis zum Jahr 2035 55 % bis 60 % und bis zum Jahr 2050 mindestens 80 % betragen. Bei linearer Interpolation – wie im Genehmigungsdokument der BNetzA vorgegeben – kann für das Jahr 2030 ein Zielwert in Höhe von 47,5 % bis 52,5 % für den EE-Anteil abgeleitet werden.

In Abbildung 27 werden die Anteile der EE-Erzeugung am Bruttostromverbrauch für die vier Szenarien des NEP dargestellt. In den Szenarien A 2030, B 2030 und B 2035 liegt der EE-Anteil innerhalb des Zielkorridors, im Szenario C 2030 wird die Obergrenze des Zielkorridors leicht übertroffen. Dabei wurden die Annahmen, z. B. zu installierten Leistungen und Vollbenutzungsstunden, aus der Genehmigung in der Modellierung umgesetzt.

Abbildung 27: Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch



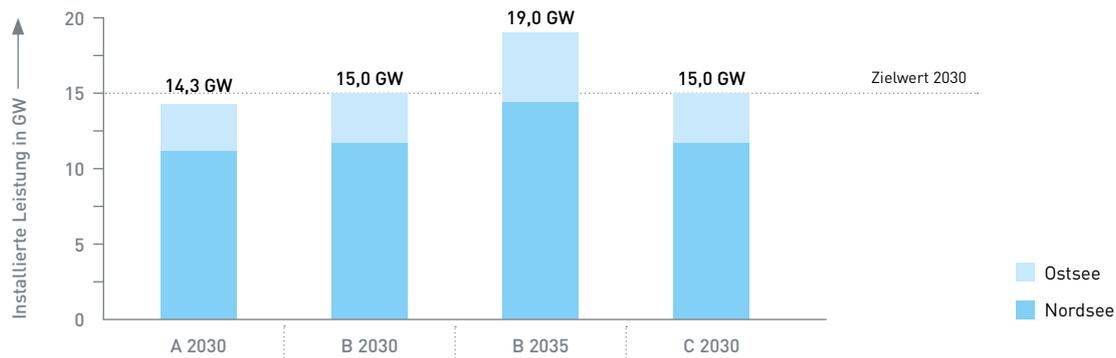
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



4. Erhöhung der Offshore-Windleistung

Ziel der Bundesregierung ist die Steigerung der Offshore-Windleistung auf 15 GW im Jahr 2030. Die installierte Leistung in den NEP-Szenarien ist im genehmigten Szenariorahmen fixiert und in Abbildung 28 für alle Szenarien dargestellt. Im Szenario A 2030 wird der Zielwert unter Annahme eines leicht verzögerten Ausbaus um 700 MW unterschritten, während in den Szenarien B 2030 und C 2030 von einer Zielerreichung ausgegangen wird. Im Szenario B 2035 wird durch Fortschreibung des Zubaus ein um 4 GW höherer Wert angenommen.

Abbildung 28: Installierte Offshore-Windkapazität in den Szenarien des NEP 2030

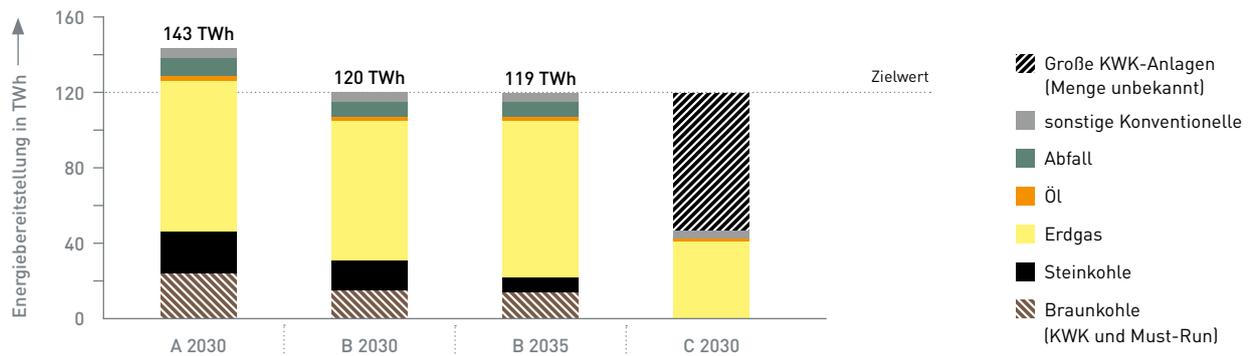


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

5. Erhöhung des Anteils von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung

Laut § 1 Abs. 1 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) soll die Nettostromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf 110 TWh bis zum Jahr 2020 und auf 120 TWh bis zum Jahr 2025 erhöht werden. Der im Gesetz fixierte Zielwert für das Jahr 2025 stellt im genehmigten Szenariorahmen auch für die Jahre 2030 und 2035 die Referenz dar⁸. In Abbildung 29 ist die KWK-Erzeugung der deutschen KWK-Kraftwerke nach Primärenergieträger sortiert für die vier Szenarien dargestellt.

Abbildung 29: KWK-Erzeugung nach Primärenergietypen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

⁸ Siehe Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2017–2030, Seite III.



Die KWK-Erzeugung der Kraftwerke wird basierend auf den angenommenen zeitabhängigen Mindesteinsatzrestriktionen der Kraftwerksblöcke ermittelt (siehe ausführliche Fassung des Kapitels 2 unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUe). Dabei wird der prozessbedingte Zwangseinsatz von Kraftwerken, welche zudem über die Möglichkeit der Wärmeauskopplung verfügen, berücksichtigt. Biomasseanlagen, die häufig auch als KWK-Anlagen betrieben werden, sind zudem im Rahmen der Auswertung nicht berücksichtigt. Die KWK-Stromerzeugung aus Biomasse würde den KWK-Anteil noch weiter erhöhen. Alle KWK-Anlagen mit einer Kapazität größer als 10 MW werden im Modell individuell berücksichtigt, während kleinere Anlagen als Gegendruckanlagen modelliert und aggregiert betrachtet werden.

Bei Braunkohlekraftwerken kann nicht eindeutig bilanziert werden, welcher Anteil des im Zwangseinsatz produzierten Stroms gleichzeitig KWK-Strom ist. Daher wird für die Bilanzierung angenommen, dass der vom Kraftwerken mit KWK-Auskopplung im Zwangseinsatz produzierte Strom vollständig als KWK-Strom bilanziert werden kann (braun schraffierte Darstellung in Abbildung 29).

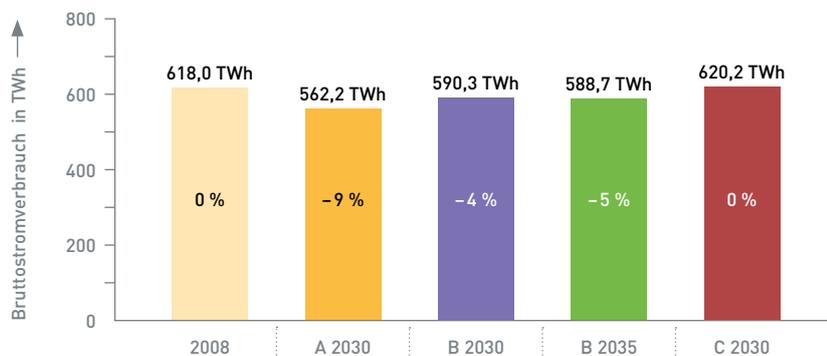
Im Szenario A 2030 wird der Zielwert der Bundesregierung um 23 TWh übertroffen. In den Szenarien B 2030 und B 2035 wird der Zielwert der Bundesregierung mit rund 120 bzw. 119 TWh näherungsweise erreicht. Für das Szenario C 2030 kann keine genaue Aussage zur Zielerreichung getroffen werden, da für Kraftwerke mit einer Kapazität größer 10 MW keine Mindesteinsatzrestriktionen angenommen werden. Im Szenario C 2030 wird von einer flexiblen Einsatzweise der Kraftwerke ausgegangen, sodass die Wärmeauskopplung und -bereitstellung unabhängig von den Einsatzprofilen der Kraftwerke erfolgt. Diese Besonderheit wird durch den *schwarz schraffierten* Balken angedeutet. Die ausgewiesenen Energiemengen im Szenario C 2030 beschreiben die Energiebereitstellung der KWK-Anlagen mit einer Kapazität kleiner als 10 MW, welche vorwiegend mit Erdgas befeuerte Blockheizkraftwerke umfassen.

6. Reduktion des Stromverbrauchs

Das von der Bundesregierung definierte Reduktionsziel für den Bruttostromverbrauch beträgt 10 % bis zum Jahr 2020 sowie 25 % bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Basisjahr 2008. Der Bruttostromverbrauch setzt sich aus dem Nettostromverbrauch, den Netzverlusten auf Übertragungs- und Verteilernetzebene, der Pumparbeit der Pumpspeicherkraftwerke sowie dem Kraftwerkseigenverbrauch zusammen. Der Bruttostromverbrauch wird im Genehmigungsdokument der Bundesnetzagentur mit 569,9 TWh im Szenario A 2030, mit 599,9 TWh in den Szenarien B 2030 und B 2035 und mit 629,9 TWh im Szenario C 2035 angegeben.

In Abbildung 30 ist die Reduktion des Bruttostromverbrauchs als Ergebnis der Markt- und Netzsimulationen der vier Szenarien dargestellt. Die Werte unterscheiden sich leicht von den Vorgaben der BNetzA, unter anderem, da die Netzverluste und der Einsatz der Pumpspeicher als Ergebnis der Markt- und Netzsimulationen vorliegen und nicht mehr geschätzt werden.

Abbildung 30: Reduktion des Bruttostromverbrauchs



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Der Bruttostromverbrauch wurde im Genehmigungsdokument der BNetzA vorgegeben, dazu ist im Genehmigungsdokument ausgeführt: „Das Ziel einer Senkung des Stromverbrauchs um 10 % bis 2020 gegenüber dem Jahr 2008 (618 TWh), wird in allen Szenarien vollständig erreicht. Werden vom Bruttostromverbrauch des Jahres 2015 die spezifischen Effizienz einsparungen der Szenarien des Szenariorahmens 2017–2030 abgezogen, ergeben sich für die Szenarien Strom einsparungen gegenüber dem Referenzjahr 2008 zwischen 10 % und 14 %. Diese Effizienzeinsparungen werden durch den zusätzlichen Verbrauch auf Grund von Sektorenkopplung in Szenario A 2030 teilweise, in den Szenarien B 2030 und B 2035 leicht und in Szenario C 2030 deutlich überkompensiert. Für das Ziel einer Senkung des Stromverbrauchs um 25 % bis 2050 sind allerdings weitere Bemühungen erforderlich, die über die bisherigen Anstrengungen hinausgehen.“⁹

Aus den genannten Vorgaben ergibt sich, dass das Ziel der Bundesregierung, die Reduktion des Bruttostromverbrauchs um 10 % bis zum Jahr 2020, in allen vier Szenarien für die Jahre 2030 und 2035 nicht erreicht wird. Der Bruttostromverbrauch sinkt um maximal 9 % im Szenario A 2030.

7. Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022

Das politische Ziel des Kernenergieausstiegs bis zum Jahr 2022 wird durch den von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmen implizit eingehalten.

3.3 Aufbereitung für Netzberechnungen

Das Ergebnis der Marktsimulationen für die jeweiligen Szenarien ist Eingangsgröße für die nachfolgenden Netzberechnungen (siehe Kapitel 4). Weitere wichtige Eingangsdaten sind regional aufbereitete Zeitreihen des Verbrauchs und der Einspeisung aus erneuerbaren Energien je Netzknoten in Deutschland und Europa, die sogenannte Regionalisierung. Sämtliche Marktdaten werden über eine normierte Schnittstelle als Mittelwert über jede Stunde und für jeden Knoten automatisiert an das Netzberechnungsprogramm übergeben. Unter www.netzentwicklungsplan.de/ZU8 sind weitere Informationen zur Übergabe und Weiterverarbeitung der Eingangsdaten dargelegt.

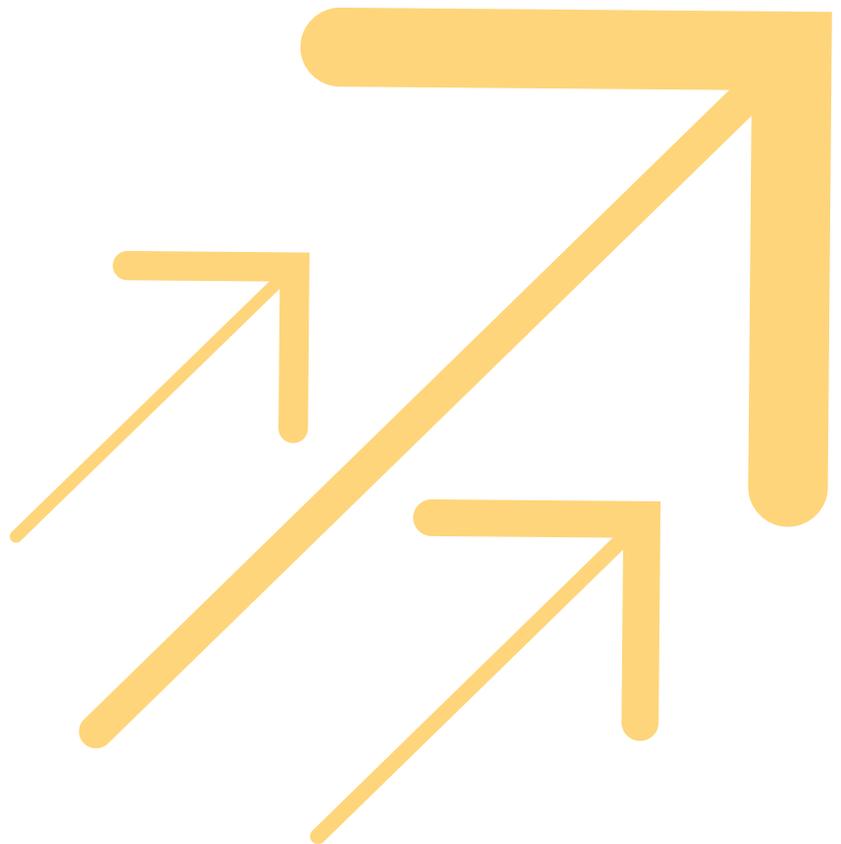


Übersicht Links

- Marktmodell BID3: www.netzentwicklungsplan.de/ZU7 ↗
- Ausführliche Fassung Kapitel 2, NEP 2030, Version 2017, zweiter Entwurf: www.netzentwicklungsplan.de/ZUe ↗
- Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung: www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?blob=publicationFile&v=5 ↗
- Aufbereitung für Netzberechnungen: www.netzentwicklungsplan.de/ZU8 ↗

⁹ Siehe Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2017–2030, Seite 149.

4 NETZANALYSEN



4 NETZANALYSEN

Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren

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

- **Ermittlung des Netzausbaubedarfs unter Berücksichtigung des benachbarten Auslands**

Bei der Ermittlung des Netzausbaubedarfs im deutschen Übertragungsnetz muss grundsätzlich das benachbarte Ausland berücksichtigt werden. Durch die zentrale Lage Deutschlands in Europa sowie die Einbindung des deutschen Übertragungsnetzes in das europäische Verbundnetz kann eine Netzausbauplanung nicht losgelöst von den europäischen Annahmen und Bedingungen erfolgen. So sind z. B. die Austauschkapazitäten mit dem europäischen Ausland Bestandteil des Szenariorahmens (www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/316). Gleichwohl ist darauf hinzuweisen, dass der Stromaustausch mit dem Ausland und die Transite durch Deutschland nur einen Bruchteil des gesamten Transportbedarfs ausmachen, der in den Szenarien im Wesentlichen durch die inländische Stromnachfrage in einem Umfang von bis zu 593 TWh mit einer Jahreshöchstlast von bis zu 90,6 GW, z. B. im Szenario C 2030, getrieben ist.

- **Neue AC-Maßnahmen**

Der Netzentwicklungsplan 2030 beinhaltet mit Blick auf das Zieljahr 2030 neue AC-Maßnahmen, die in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen noch nicht enthalten waren. Diese resultieren im Wesentlichen aus der höheren Einspeisung von Wind offshore und Photovoltaik, den Vorgaben zur Sektorenkopplung sowie im Szenario C 2030 auch aus einem höheren Stromverbrauch im Vergleich zu den Annahmen für die Jahre 2022 bis 2025 in vorherigen Netzentwicklungsplänen.

- **Vergleich Kosten NEP 2030 und NEP 2025**

Die höheren Kosten im NEP 2030 gegenüber dem NEP 2025 korrespondieren im Wesentlichen mit dem deutlichen Anstieg der AC-Maßnahmen. Durch den Verzicht auf den Zubau zusätzlicher DC-Verbindungen über den Bundesbedarfsplan (BBP) hinaus konnte z. B. im Szenario B 2030 der Kostenanstieg im Vergleich zu den Szenarien B1 2025 bzw. B2 2025 auf 1 bis 2 Mrd. € begrenzt werden, obwohl der Umfang an Netzmaßnahmen um rund 20 % bzw. 2.000 km ansteigt.

Folgende weitere Änderungen zum ersten Entwurf wurden im Bereich der Netzanalysen u. a. aufgrund von Beiträgen aus der Konsultation vorgenommen:

- Mit Kapitel 4.2.3 wurde ein zusätzliches Kapitel aufgenommen, das neben der in Kapitel 4.2.2 dargestellten Überlastung des Startnetzes auch die Überlastung des Bundesbedarfsplan-Netzes darstellt.
- Für die Projekte P43mod und P44mod als Alternativen zu den Projekten P43 und P44 wurden anhand des Szenarios B 2030 eigene Netzanalysen durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Kapitel 4.2.7 dargestellt. In der Szenarien-Übersichtskarte des Szenarios B 2030 (vgl. Abbildung 38) sind sowohl die Projekte P43 und P44 also auch die Alternativen P43mod und P44mod dargestellt. Für die Projekte P43mod und P44mod gibt es eigene Steckbriefe im Anhang zu diesem Bericht. Sämtliche Kosten und Längenangaben zu den Szenarien beziehen sich auf die Netztopologie mit den Ursprungsvarianten P43 und P44.
- Es wurden Berechnungen für eine Verlagerung von zwei Offshore-Netzanbindungssystemen vom Netzverknüpfungspunkt Cloppenburg nach Hanekenfähr, Meppen und Unterweser/West durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Kapitel 4.2.4 dargestellt.



4.1 Methodik der Netzanalyse

4.1.1 Planungsgrundsätze

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben für ihre Netzausbauplanung gemeinsame Grundsätze festgelegt („Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes“). Sie sind auf den Websites von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW sowie auf der Seite www.netzentwicklungsplan.de/ZUX veröffentlicht. Diese Grundsätze gelten auch für die Planungen im Rahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) 2030. Sie legen die Untersuchungsmethodik der Netzplanung fest, definieren Beurteilungskriterien für ein bedarfsgerechtes Übertragungsnetz mit erforderlichen Freiheitsgraden für einen sicheren Netzbetrieb und leiten Maßnahmen zur Einhaltung dieser Beurteilungskriterien ab.

Kern der netztechnischen Untersuchungen im Rahmen der Netzplanung sind Netzanalysen zur rechnerischen Simulation der Leistungsflüsse im Übertragungsnetz (Leistungsflussberechnungen). Diese Berechnungen haben die Überprüfung der Einhaltung der Beurteilungskriterien zur Gewährleistung der Netzsicherheit für jede Stunde des Jahres als Ziel. Sie umfassen im Rahmen des Netzentwicklungsplans ausgehend vom Normalschaltzustand des Übertragungsnetzes auch Netzschwächungen in Folge des Ausfalls von Betriebsmitteln. Die Anwendung des (n-1)-Kriteriums, d. h. der Ausfall eines Elementes im Übertragungsnetz, ist unabhängig von der eingesetzten Übertragungstechnologie.

Dabei ist als notwendige Voraussetzung für ein bedarfsgerechtes Netz durch die Leistungsflussberechnungen der Nachweis zu erbringen, dass die Netzsicherheit gewährleistet bleibt, dauerhafte Grenzwertverletzungen in Hinblick auf Netzbetriebsgrößen (Betriebsspannungen, Spannungsbänder) und Betriebsmittelbeanspruchungen (Strombelastung) nicht auftreten sowie Versorgungs- und Einspeiseunterbrechungen und Störungsausweitungen ausgeschlossen sind. Darüber hinaus muss in weiteren Berechnungen zum dynamischen Verhalten des Übertragungsnetzes geprüft werden, ob die Stabilitätskriterien erfüllt sind. *Die Bewertung der Systemstabilität, die auf dem in den Netzanalysen identifizierten Ergebnisnetz der Szenarien aufbaut, dauert aktuell noch an und wird daher als gesondertes Begleitdokument zum zweiten Entwurf des NEP 2030 im Sommer 2017 auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht.*

Damit den Anforderungen an einen sicheren und effizienten Netzbetrieb bei unterschiedlichen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben Rechnung getragen wird, werden im NEP 2030 in jedem Szenario für alle 8.760 Netznutzungsfälle des Jahres 2030 sowie 2035 Leistungsflussberechnungen durchgeführt. Die hierfür zu betrachtenden Last- und Erzeugungssituationen basieren auf den vorangegangenen Marktsimulationen (siehe Kapitel 3) und der Analyse von relevanten horizontalen und vertikalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben.

Marktbezogene Eingriffe in den Netzbetrieb, wie Redispatch von Kraftwerken, Einspeisemanagement von EE-Anlagen oder Lastabschaltungen, sind kurzfristig wirkende präventive bzw. kurative Maßnahmen des Netzbetriebs zur Einhaltung und Wiederherstellung der Netzsicherheit. Sie tragen nicht zu einer bedarfsgerechten perspektivischen Netzbemessung bei, welche die Grundlage für ein weitestgehend freizügiges künftiges Marktgeschehen auf Basis eines diskriminierungsfreien Netzzugangs ist. Diese werden daher in der Netzausbauplanung des Übertragungsnetzes im Allgemeinen, wie auch hier im Kontext des NEP 2030 und damit aufgabengemäß grundsätzlich nicht berücksichtigt. Anders verhält sich dies mit der von der Bundesnetzagentur (BNetzA) im Szenariorahmen 2030 vorgegebenen Spitzenkappung für EE-Anlagen. Diese wird von den ÜNB gemäß den zwischenzeitlich im Energiewirtschaftsgesetz (§ 12b Abs. 1 S. 3 i.V.m. § 11 Abs. 2 EnWG) verankerten Vorgaben bereits vor der Marktsimulation umgesetzt (siehe Kapitel 2.3.4). Demand Side Management (DSM) und weitere Flexibilitätsoptionen werden in der Marktsimulation gemäß den Vorgaben des Szenariorahmens bereits berücksichtigt (siehe für die Berücksichtigung des Szenariorahmens Kapitel 2 und für die Ergebnisse der Marktsimulation Kapitel 3).



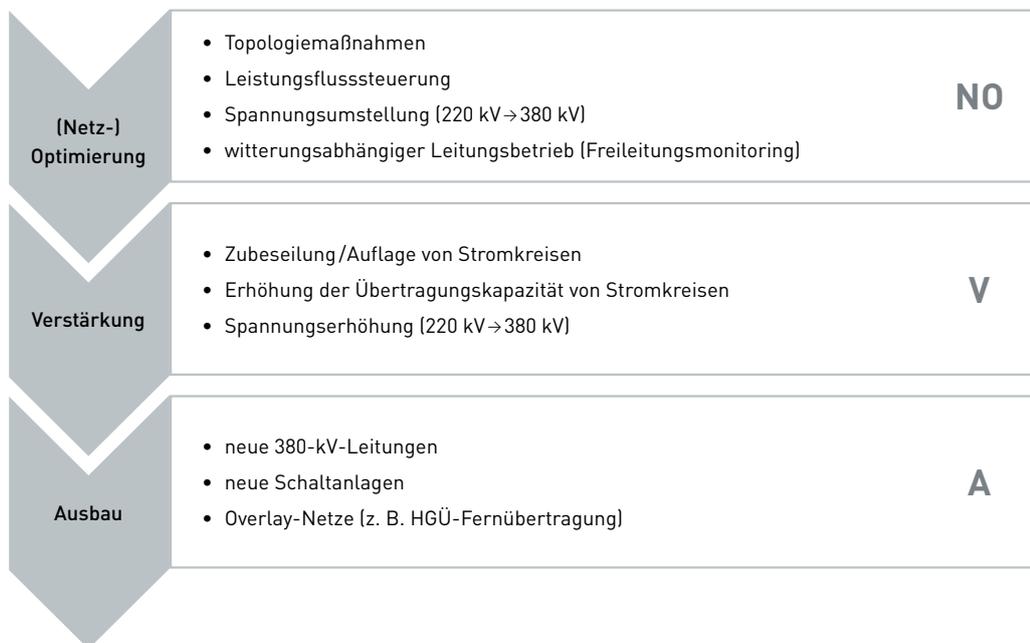
4.1.2 Das NOVA-Prinzip

Das NOVA-Prinzip bedeutet **Netzo**ptimierung vor Netz**ver**stärkung vor Netz**aus**bau. Es enthält für jede der Stufen verschiedene Optionen, die als anderweitige Planungsmöglichkeiten geprüft werden. Im Rahmen der Netzo**ptimierung** wird grundsätzlich der witterungsabhängige Leitungsbetrieb, häufig auch als Freileitungsmonitoring (FLM) bezeichnet, sowie die Nutzung von Hochtemperaturleiterseilen (HTL) *und – bei dafür bereits ausgerüsteten Freileitungen – die Spannungsumstellung von 220 kV auf 380 kV* untersucht. Auch die aktiven Elemente im Übertragungsnetz zur Leistungsflusssteuerung, wie z. B. Querregeltransformatoren in Deutschland und zu den Nachbarländern und zukünftig die steuerbaren Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsverbindungen (HGÜ-Verbindung), stellen weitere Optimierungsmöglichkeiten dar.

Das Freileitungsmonitoring wurde bei der Netzberechnung auf 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. Nähere Erläuterungen dazu finden Sie unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUB sowie in den gemeinsamen Planungsgrundsätzen der ÜNB unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUX.

Auf den Leitungsabschnitten, bei denen ein Einsatz aufgrund der Statik der Masten möglich ist, kann die Nutzung von HTL berücksichtigt werden. Sollten diese Maßnahmen aufgrund der Maststatik oder wegen Verletzung gesetzlicher Vorgaben (Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm (TA Lärm), Verordnung über elektromagnetische Felder (26. BImSchV)) nicht möglich sein oder nicht ausreichend sein, um die erforderliche Übertragungsaufgabe zu erfüllen, dann werden in einem zweiten Schritt im Rahmen der Netz**ver**stärkung weitere Optionen geprüft. Dazu gehören die Auflage von zusätzlichen Stromkreisen *auf einem bestehenden Gestänge* oder eine Spannungserhöhung von 220 kV auf 380 kV in Form eines Neubaus in bestehender Trasse. Ein Leitungsneubau in neuer Trasse wird nur dann vorgeschlagen, wenn vorher alle anderen Optionen geprüft wurden.

Abbildung 31: Planungsmöglichkeiten nach dem NOVA-Prinzip



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



4.1.3 Erläuterungen zur Bedeutung der geplanten HGÜ-Verbindungen

Die etablierte Drehstromtechnik (AC-Technologie) 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. Auf langen Strecken stößt die AC-Technologie allerdings an ihre Grenzen.

Im Gegenzug dazu ist der Einsatz der Hochspannungs-Gleichstromübertragungs-Technologie (HGÜ-Technologie oder DC-Technologie) an Land in Deutschland neu. Sie bietet allerdings insbesondere bei langen Strecken viele Vorteile:

- verlustarme Übertragung,
- Erhalt der Systemsicherheit und Systemstabilität,
- Regelbarkeit und Steuerbarkeit im Netz sowie
- geringere Rauminanspruchnahmen als durch AC-Netzausbau.

Eine besondere Stärke der HGÜ-Technologie 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 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.

In der Zielnetzplanung im Rahmen der Szenarien des NEP wird mit den HGÜ-Verbindungen ein wichtiger Teil eines Übertragungssystems realisiert, das die Standorte der Windkraftanlagen in Nord- und Ostdeutschland, die Lastschwerpunkte im Süden und Westen Deutschlands sowie die heutigen und zukünftigen Pumpspeicher in der Alpenregion zusammenführt. Die HGÜ-Verbindungen ermöglichen Einspeise- und Abgabepunkte sowohl in Norddeutschland als auch in Süddeutschland.



Vorteile der DC-Technologie bei weiträumigen Übertragungsaufgaben:

Wirtschaftliche Übertragung großer Leistungen über weite Entfernungen

- Bei Wechsel- bzw. Drehstrom sind die Effektivwerte von Strom und Spannung maßgebend für die übertragene Leistung, während die Isolation und damit die Baugröße von Freileitungsmasten für den (um den Faktor Wurzel 2) größeren Spannungsscheitelwert vorzusehen sind. Bei Gleichstromtechnik besteht dieser Unterschied hingegen nicht, sodass bei nahezu identischem Aufwand für Isolation und Konstruktion der Freileitungsmasten bzw. der Erdkabelstrecken höhere Übertragungsleistungen realisiert werden können.
- Für die Übertragungsstrecke entsteht kein Blindleistungsbedarf, der bei AC-Technologie einen erhöhten Leiterstrom und damit zusätzliche Stromwärmeverluste verursacht. Blindleistung muss von den Übertragungsnetzbetreibern als Grundlage für den Netzbetrieb beschafft werden. Die Kosten hierfür werden von den Netznutzern über die Netzentgelte getragen.
- Bei Gleichstrom entstehen keine dielektrischen Verluste (Umwandlung elektromagnetischer Energie in Wärme im Dielektrikum) und die Verluste im Leiter sind aufgrund des fehlenden Skin-Effekts (Stromverdrängung; ein Effekt in von Wechselstrom durchflossenen elektrischen Leitern, durch den die Stromdichte im Inneren eines Leiters niedriger ist als an der Oberfläche) etwas geringer als bei der AC-Technologie.

Günstiges Betriebsverhalten

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

Einsatz von Erdkabeln

- Unter anderem aufgrund des hohen Blindleitwertes und der damit hohen Ladeleistung von Kabeln unterliegt der Einsatz von Erdkabeln bei AC-Systemen im Höchstspannungsbereich systemtechnischen Einschränkungen. Diese bestehen bei Einsatz der DC-Technologie so nicht.
- Der Erdkabelvorrang für die DC-Verbindungen DC1, DC3, DC4 und DC5 nach § 2 Abs. 5 Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) i.V.m. § 3 Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) hat große Auswirkungen auf die Kosten der jeweiligen Vorhaben. Die Gesamtkosten werden abhängig vom Verkabelungsgrad der DC-Verbindungen ermittelt. Neben der Vollverkabelung (100 %) wird ein Verkabelungsgrad von 75 % angenommen, um mögliche abweichende Ergebnisse der Genehmigungsverfahren abzubilden. Diese sind in Kapitel 4.2.7 in Tabelle 14 dargestellt. Für AC-Verbindungen wurde in der Regel eine Realisierung als Freileitung angenommen.
- Grundsätzlich ist darauf hinzuweisen, dass die Mehrkosten einer Ausführung als Erdkabel im Vergleich zur Freileitung bei DC-Verbindungen sehr stark von den örtlichen Gegebenheiten (z. B. Bodenbeschaffenheit) abhängen. Für die in diesem Bericht vorgenommene Abschätzung der Kosten für DC-Erdkabel wurden bei durchschnittlichen Gegebenheiten Schätzkosten in Höhe von 4 Mio. €/km für 1 x 2 GW DC und von 8 Mio. €/km für 2 x 2 GW DC unterstellt. Diese Kostenansätze basieren auf Erfahrungen der ÜNB mit ersten AC-Teilerdverkabelungsprojekten sowie mit DC-Erdkabeln auf niedrigeren Spannungsebenen, wie z. B. bei landseitigen Offshore-Anschlüssen und Seekabeln.
- Im Gegensatz zu DC ist bei AC lediglich in einer beschränkten Anzahl von Pilotprojekten bei Vorliegen bestimmter Voraussetzungen auf technisch-wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten eine Erdverkabelung möglich. Die konkrete Entscheidung, ob und auf welchen Abschnitten dieser Pilotprojekte Erdkabel verlegt werden, ist Bestandteil nachgelagerter Genehmigungsverfahren. Aus diesen Gründen wird, wie auch in vorherigen NEP, auf eine Abschätzung und Berücksichtigung möglicher Mehrkosten von Erdkabeln in den AC-Pilotprojekten verzichtet.



4.1.4 Geprüfte und in Betracht kommende anderweitige Planungsmöglichkeiten

Der NEP muss gemäß § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 6 und Abs. 4 EnWG eine Darlegung der in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten von Netzausbaumaßnahmen sowie eine zusammenfassende Erklärung enthalten, aus welchen Gründen die im NEP ausgewiesenen Maßnahmen nach Abwägung mit den geprüften, in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten gewählt wurden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten sind die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie anderweitige Technologiekonzepte. Die ÜNB haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (DC) entschieden. Die Darstellung der hier angestellten Überlegungen und Abwägungen findet sich in Kapitel 5 des NEP 2012 unter www.netzentwicklungsplan.de/ZU2.

Die im NEP enthaltenen Maßnahmen sind Ergebnis eines netzplanerisch ermittelten Gesamtbedarfs. Es geht um die grundsätzliche Ermittlung von Lösungen für Übertragungsbedarfe nach netztechnischen Aspekten. Die konkrete Führung der neuen Trasse zwischen einem Anfangs- und einem Endpunkt steht zu diesem Zeitpunkt noch nicht fest und kann auch nicht feststehen, da sie nicht Gegenstand der angestellten Netzberechnungen ist. Der NEP 2030 stellt neben einer verbal-argumentativen Alternativenprüfung in den Projektsteckbriefen im Anhang für diejenigen Projekte und Maßnahmen, für die von den ÜNB mögliche alternative Netzverknüpfungspunkte ermittelt werden konnten, diese in Verbindung mit einer entsprechenden Abwägung beschreibend dar.

Darüber hinaus sind anderweitige Planungsmöglichkeiten im NEP 2030 auch dadurch dargestellt, dass ausgehend von drei verschiedenen genehmigten Szenarien für das Jahr 2030 nach § 12a EnWG drei unterschiedliche Ergebnisnetze berechnet und einander gegenübergestellt werden, sogenannte Gesamtplanalternativen. Die Netzanalysen des Szenarios für das Jahr 2035 dienen dem Nachweis der Nachhaltigkeit von Maßnahmen.

4.2 Netzanalysen

Im Folgenden werden die Netzmaßnahmen dargestellt, die in den Netzanalysen über die Startnetztopologie hinaus für jedes Szenario ermittelt wurden, um den zukünftigen Übertragungsbedarf bewältigen zu können. Dabei wurden Leistungsflussberechnungen durchgeführt, der Übertragungsbedarf zwischen Netzknoten identifiziert und bei einer Verletzung der netztechnischen Beurteilungskriterien Abhilfemaßnahmen abgeleitet. Die identifizierten Maßnahmen und die gewählte Kombination je Szenario bilden nicht das einzig mögliche Netz ab, sondern vielmehr eine Lösung, die in ihrer Gesamtheit allen Anforderungen effizient gerecht wird.

Bei der Ermittlung der Längen neuer AC- und DC-Verbindungen auf neuen Trassen gehen die ÜNB folgendermaßen vor: Nach der netzplanerischen Festlegung der notwendigen Anfangs- und Endpunkte der ermittelten Verbindungen werden diese mittels virtueller Geraden verbunden und die Längen ermittelt. Da die Verbindung der verschiedenen Standorte in der Realität aufgrund örtlicher Gegebenheiten nicht auf der Luftlinie erfolgen kann, werden die sich so ergebenden Entfernungen mit einem sogenannten Umwegfaktor multipliziert, der im NEP 1,3 beträgt.

Bei Netzverstärkungen wird im NEP die Länge der Bestandstrasse angegeben. In den späteren Planungen können sich hiervon noch Abweichungen ergeben, z. B. um Abstände zur Wohnbebauung zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern.



4.2.1 Startnetz

Das Startnetz enthält neben dem bestehenden Netz (Ist-Netz) auch in der Umsetzung befindliche Maßnahmen, die als verbindlich anzusehen sind, da ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit zum Teil bereits von den zuständigen Genehmigungsbehörden bzw. vom Gesetzgeber (Energieleitungsausbaugesetz (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 **31.03.2017**) aus 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).

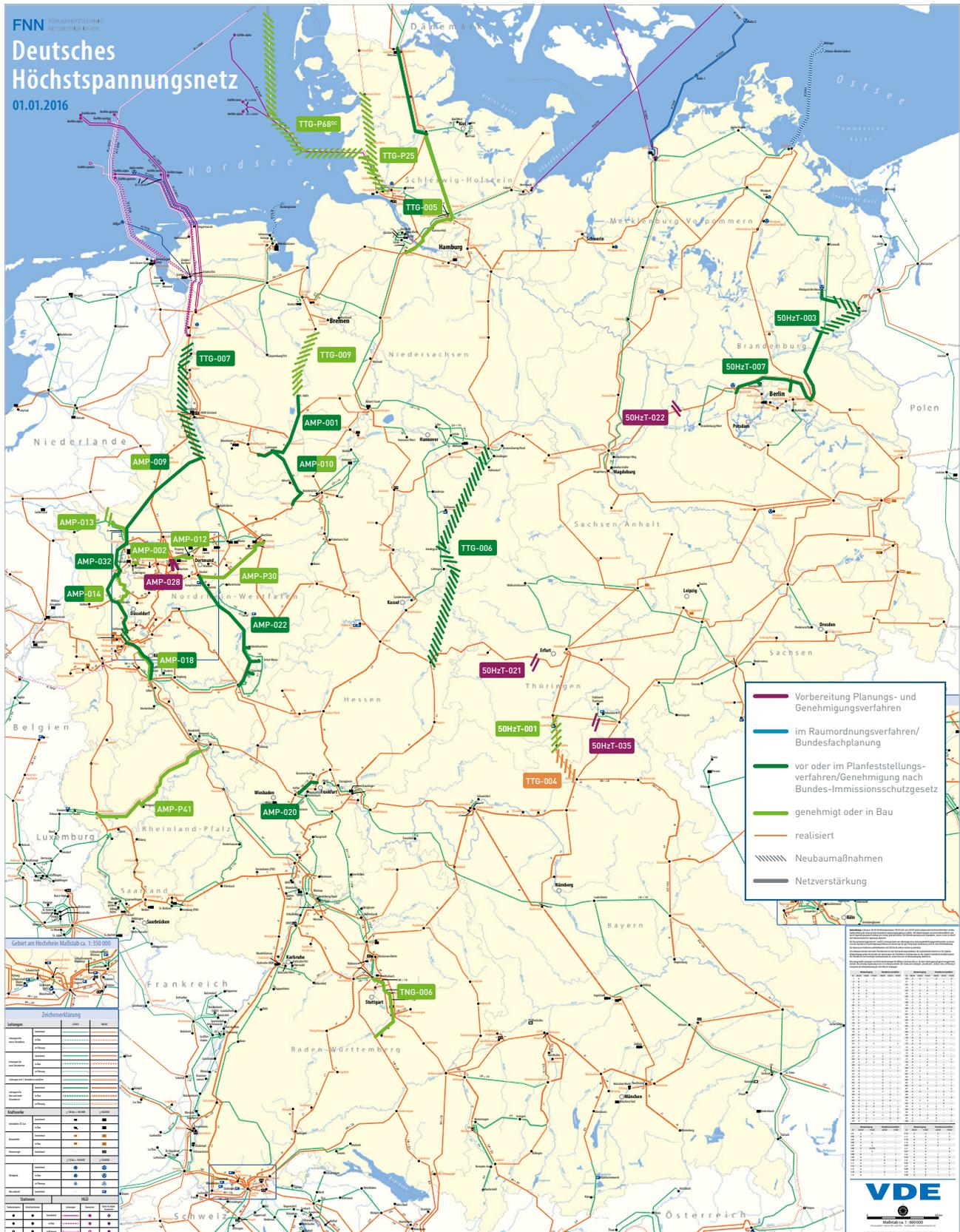
Der Umfang an AC-Netzverstärkungen im Startnetz beträgt *rund 1.100 km*, davon *rund 200 km* Stromkreisauflagen und *knapp 900 km* Neubau in bestehenden Trassen. Hinzu kommen rund 600 km an AC-Netzausbaumaßnahmen in neuer Trasse sowie rund 200 km für den Neubau eines DC-Seekabels und dessen landseitige Anbindung als DC-Erdkabel. *Der Gesamtumfang an Netzmaßnahmen im Startnetz ist rund 200 km geringer als im ersten Entwurf. Dies ist im Wesentlichen auf die Rücküberführung der Projekte TNG-P47I, TNG-P48I und TNG-P49 vom Start- in das Zubaunetz zurückzuführen. Weitere Details finden sich in den Projektsteckbriefen der Projekte P47, P48 und P49 im Anhang zum NEP-Bericht.*

Die Startnetzmaßnahmen sind in den Tabellen 17 bis 20 in Kapitel 5 in ihrem derzeitigen Umsetzungsstand angegeben. Diese Tabellen enthalten alle Netzmaßnahmen des Startnetzes (Stand **31.03.2017**). Die Investitionen für die Netzmaßnahmen des Startnetzes belaufen sich auf *knapp 6 Mrd. €*.

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



Abbildung 32: Deutsches Höchstspannungsnetz mit Startnetz



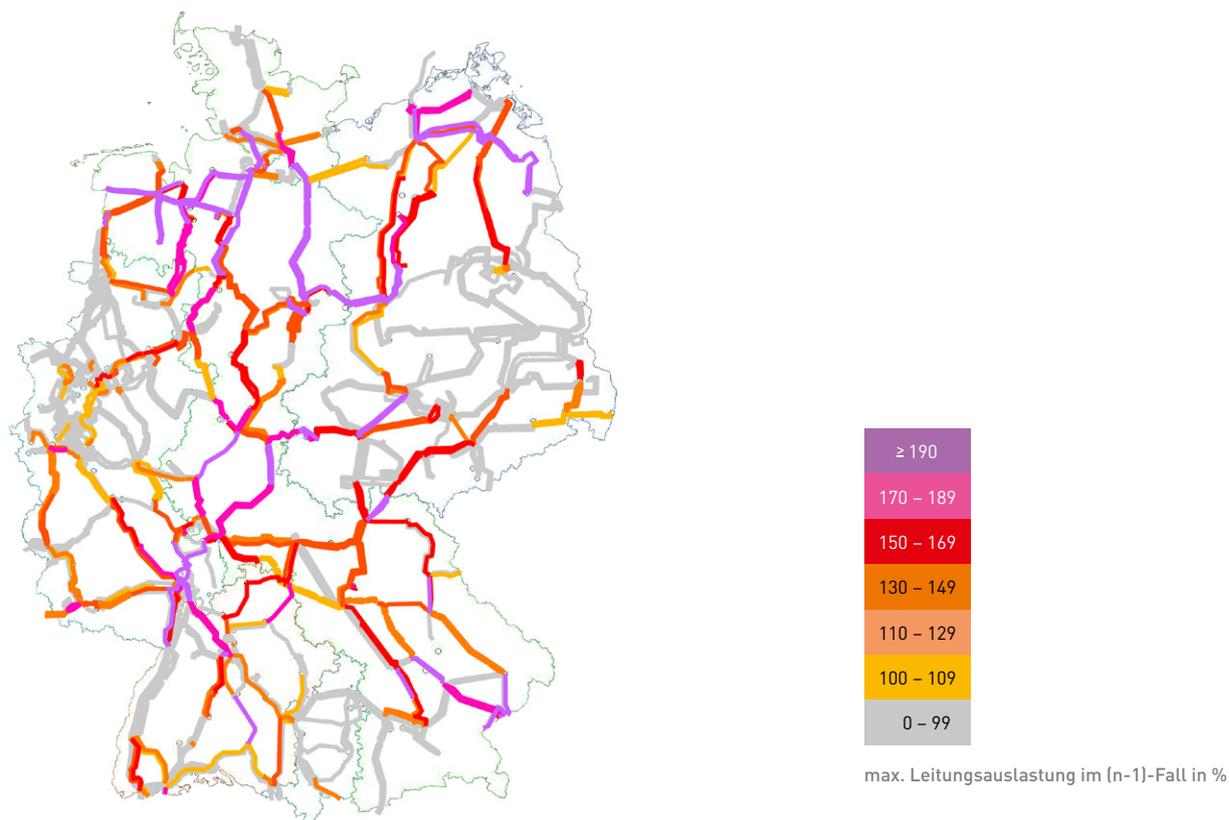
Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber¹⁰

10 Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2016). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

4.2.2 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 Szenarios B 2030 ergeben, beispielhaft bei Ausfall eines Netzelements – auch (n-1)-Fall genannt – dargestellt.

Abbildung 33: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements eines gesamten Jahres im Startnetz



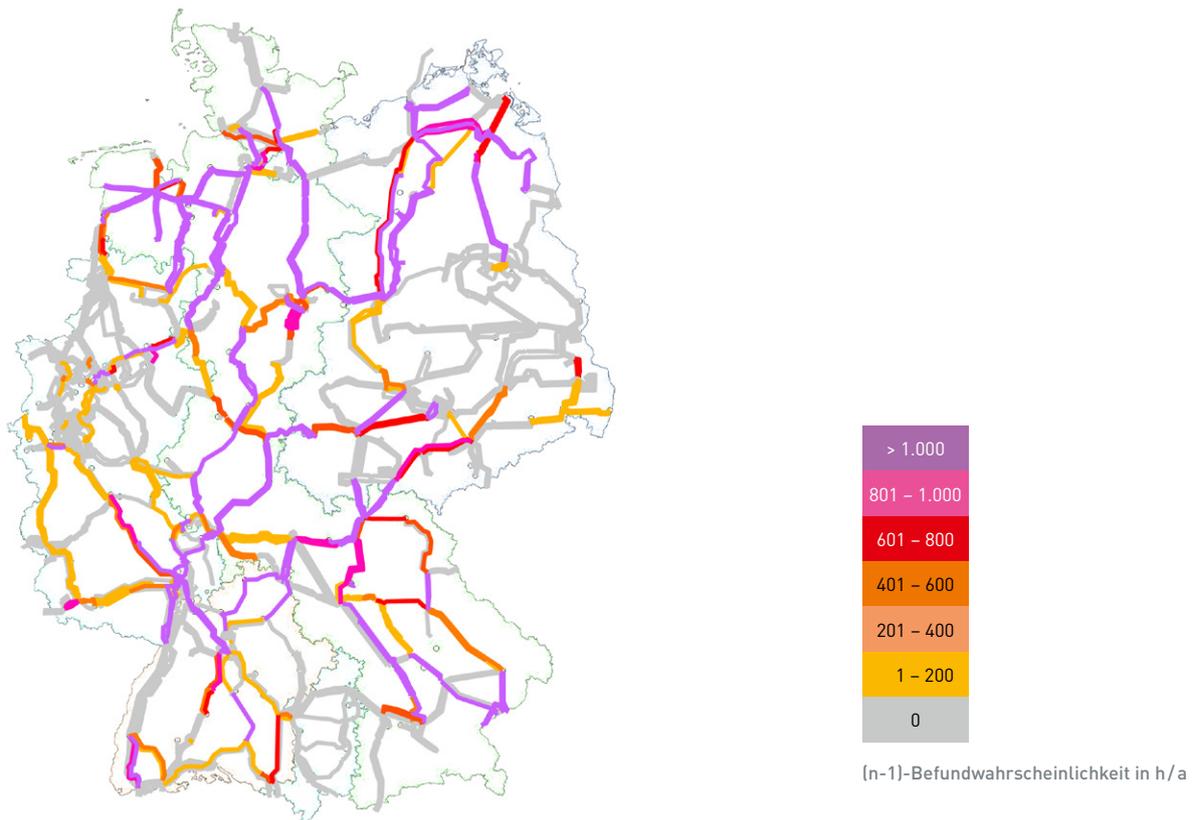
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Abbildung zeigt im Startnetz die maximalen Auslastungen der Leitungen bei einem 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 in der Regel 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 über 200 %.



In Abbildung 34 werden die Netznutzungsfälle in Stunden pro Jahr angegeben, in denen die maximale Auslastung der Leitungen über 100 % liegt.

Abbildung 34: Auswertung der Häufigkeit von unzulässig hohen Leitungsauslastungen bei Ausfall eines Netzelements im Startnetz



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In der Abbildung wird die Häufigkeit der unzulässig hohen Leitungsauslastungen bei Ausfall eines Netzelements für den Netzausbauzustand Startnetz NEP 2030 abgebildet. Die Leitungsauslastungen wurden für jede Stunde des Jahres 2030 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 häufig über 1.000 Stunden liegen und zum Teil sogar mehr als 3.000 Stunden – und damit mehr als ein Drittel des Jahres – betragen.

Die Abbildungen 33 und 34 zeigen eindrücklich, dass zusätzlich zum Startnetz des NEP 2030 weitere Maßnahmen notwendig sind. Durch einen weiteren bedarfsgerechten Netzausbau werden die in den Szenarien des NEP 2030 vorgegebenen Übertragungsaufgaben gelöst, um so die Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt gewährleisten zu können.

Fazit: Das Startnetz allein kann die Übertragungsaufgabe der im NEP 2030 untersuchten Szenarien nicht lösen.

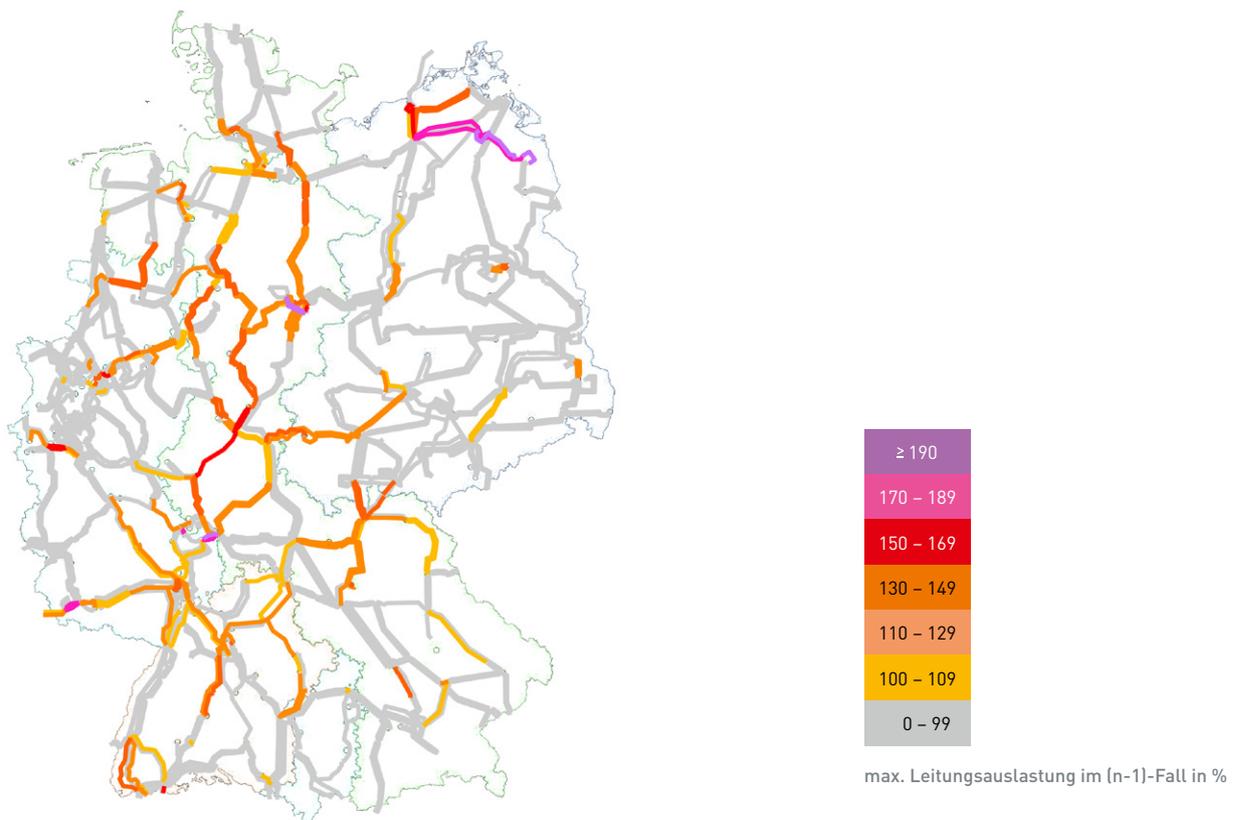


4.2.3 Ergebnisse der Netzanalyse des BBP-Netzes bei Ausfall eines Netzelements

In der folgenden Abbildung sind die maximalen Auslastungen des BBP-Netzes über 100 %, die sich bei Umsetzung des Szenarios B 2030 ergeben, beispielhaft bei Ausfall eines Netzelements – auch (n-1)-Fall genannt – dargestellt.

Das BBP-Netz setzt sich zusammen aus dem Startnetz sowie den im BBP 2015 enthaltenen Projekten und Maßnahmen.

Abbildung 35: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements eines gesamten Jahres im BBP-Netz

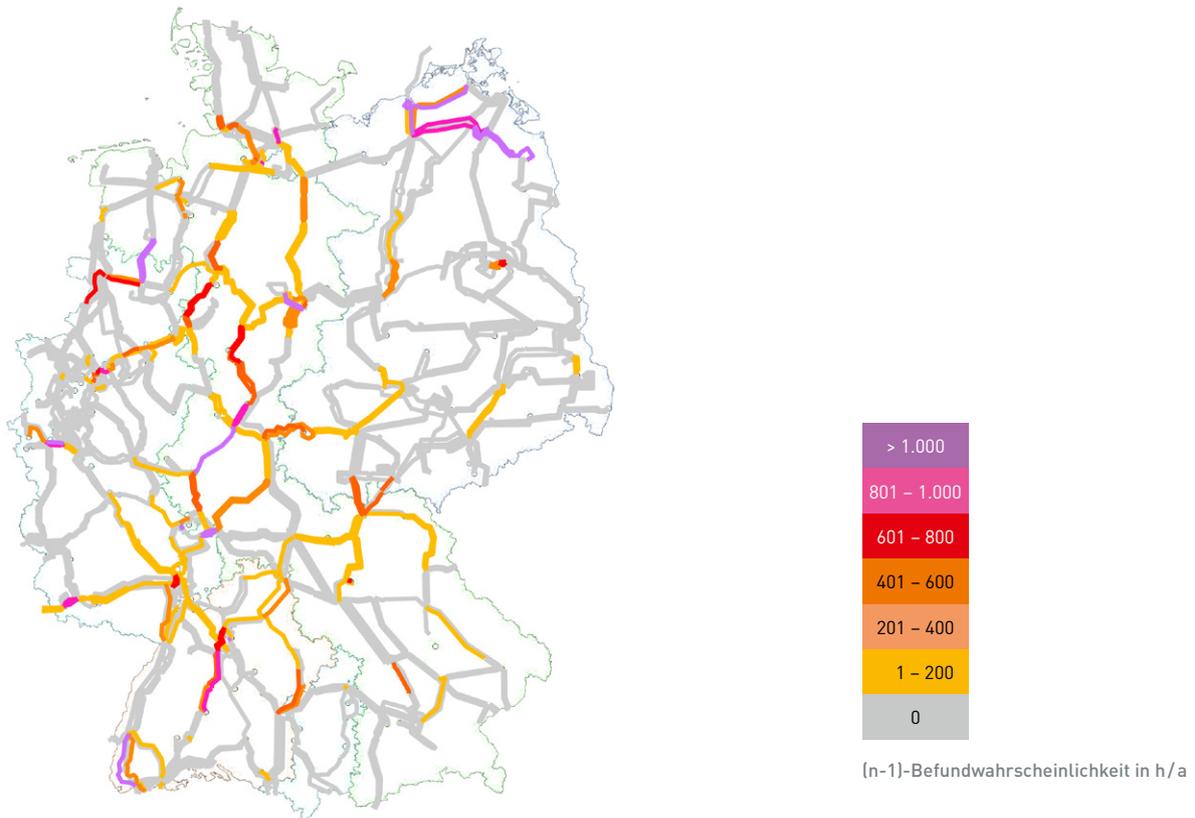


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Abbildung zeigt im BBP-Netz die maximalen Auslastungen der Leitungen bei einem 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 in der Regel nicht überschreiten. Auslastungen über 100 % können Folgeausfälle bzw. Versorgungsunterbrechungen verursachen. Die Abbildung weist mit den Netzausbaumaßnahmen des Start- sowie des BBP-Netzes regionenübergreifende unzulässig hohe Leitungsauslastungen auf. Die maximale Auslastung der Leitungen beträgt – wie beim Startnetz – über 200 %.



Abbildung 36: Auswertung der Häufigkeit von unzulässig hohen Leitungsauslastungen bei Ausfall eines Netzelements im BBP-Netz



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In der Abbildung wird die Häufigkeit der unzulässig hohen Leitungsauslastungen bei Ausfall eines Netzelements für den Netzausbauzustand BBP-Netz NEP 2030 abgebildet. Die Leitungsauslastungen wurden für jede Stunde des Jahres 2030 berechnet. Bei ausschließlicher Berücksichtigung der Startnetz- sowie der BBP-Maßnahmen treten im deutschen Höchstspannungsnetz häufig unzulässig hohe Leitungsauslastungen auf. Anhand der farbig markierten Leitungen sind unzulässig hohe Auslastungen zu erkennen, die teilweise über 1.000 Stunden liegen und auf einigen Leitungen sogar mehr als 2.000 Stunden betragen.

Fazit: Die Abbildungen 35 und 36 zeigen eindrücklich, dass zusätzlich zum Startnetz sowie zum BBP-Netz weitere Maßnahmen notwendig sind. Der Zubau des BBP-Netzes zum Startnetz ist ein Schritt in die richtige Richtung, der die Überlastungen des Höchstspannungsnetzes zwar reduziert, aber noch nicht beseitigt. Die Projekte des BBP-Netzes sind insofern unabdingbar, reichen alleine aber noch nicht aus. Für einen bedarfsgerechten Netzausbau im Zieljahr 2030 sind weitere Projekte und Maßnahmen erforderlich.



4.2.4 Netzverknüpfungspunkte zum Offshorenetz

Die in den betrachteten Szenarien aus dem Genehmigungsdokument der Bundesnetzagentur zugrunde gelegte installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie bildet eine Schnittstelle zum Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP). Die Auswahl des jeweiligen Netzverknüpfungspunktes (NVP) und des Suchraums für neue Netzverknüpfungspunkte erfolgt im NEP. Die Zuordnung von Offshore-Netzanbindungssystemen zu diesen Punkten unter räumlichen und zeitlichen Gesichtspunkten erfolgt im O-NEP. Bei der Auswahl der NVP sind im Wesentlichen folgende Gesichtspunkte unter Anwendung des NOVA-Prinzips zu berücksichtigen:

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

Für die Durchführung der Netzberechnungen ist die angenommene Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie für jedes Szenario auf die Netzverknüpfungspunkte aufzuteilen. Die Aufteilung der installierten Erzeugungsleistung auf die einzelnen NVP ist der folgenden Tabelle 8 wie auch der Tabelle 4 im O-NEP zu entnehmen.

Tabelle 8: Übersicht über die im NEP angenommene Leistung aus Offshore-Windenergie und die Netzverknüpfungspunkte

Bundesland	Netzverknüpfungspunkt	Spannungsebene in kV	installierte Erzeugungsleistung Offshore-Windenergie in MW			Jahr der Verfügbarkeit des Netzverknüpfungspunktes
			A 2030	B 2030 = C 2030	B 2035	
Schleswig-Holstein	Büttel	380	2.550	2.550	2.550	bereits in Betrieb
Schleswig-Holstein	Kreis Segeberg	380	-	-	900	2021
Niedersachsen	Cloppenburg	380	2.000	2.500	2.700	2024
Niedersachsen	Diele	380	1.200	1.200	1.200	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Dörpen/West	380	2.478	2.478	2.478	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Emden/Borßum	220	113	113	113	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Emden/Ost	380	2.700	2.700	2.700	2019
Niedersachsen	Wilhelmshaven 2	380	-	-	1.600	zeitgerechte Inbetriebnahme möglich
Niedersachsen	Inhausen	220	111	111	111	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Hagermarsch	110	62	62	62	bereits in Betrieb
Mecklenburg-Vorpommern	Bentwisch	380	339	339	339	bereits in Betrieb
Mecklenburg-Vorpommern	Lubmin	380	1.485	1.485	1.485	bereits in Betrieb
Mecklenburg-Vorpommern	Suchraum Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf	380	750	750	1.434	2027
Mecklenburg-Vorpommern	Suchraum Gemeinden Siedenbrünzow/Alt Tellin/Bartow	380	500	750	900	2029
Mecklenburg-Vorpommern	Suchraum Gemeinde Papendorf	380	-	-	400	2033



Um den Zusammenhang zwischen dem Netzausbau an Land und der Netzanbindung der Offshore-Windenergie aufzuzeigen, wird in den betreffenden Projektsteckbriefen im Anhang zum NEP auf die korrespondierenden Projekte des O-NEP hingewiesen.

Durch den erweiterten Zeithorizont des NEP 2030 gegenüber dem NEP 2025 zeigen sich bei den Netzanalysen Überlastungen auf der Nord-Süd-Achse zwischen Cloppenburg und Merzen. Der grundsätzliche Ausbaubedarf zwischen Conneforde und Merzen wurde bereits in vorangegangenen Netzentwicklungsplänen identifiziert und durch das Projekt P21 gedeckt. Durch den Anschluss weiterer Offshore-Netzanbindungssysteme des Zubaunetzes in Cloppenburg bis zum Jahr 2030 (NOR-3-2: DolWin4, NOR-6-3: BorWin4) wird weiterer Ausbaubedarf neben dem Projekt P21 identifiziert. Zur Steuerung des Leistungsflusses wurde im ersten Entwurf des NEP 2030 das Projekt P235 „Leistungsflusssteuernde Maßnahme in Cloppenburg“ eingebracht. Das Projekt hat ein Investitionsvolumen von 1,2 Mrd. €.

Für den zweiten Entwurf des NEP 2030 wurden für die o. g. zwei der drei für den NVP Cloppenburg vorgesehenen Offshore-Netzanbindungen die folgenden drei alternativen Netzverknüpfungspunkte untersucht: Hanekenfähr (Amprion), Meppen (Amprion) und Unterweser/West (TenneT). Bei allen drei Alternativen könnte das Projekt P235 in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 entfallen.

Alternative Hanekenfähr

Im Folgenden wird die Notwendigkeit der Projekte und Maßnahmen im Einflussbereich der Verschiebung der o. g. Offshore-Netzanbindungssysteme von Cloppenburg nach Hanekenfähr dargestellt:

- *Die Steuerung des Leistungsflusses auf der Achse Conneforde – Merzen ist in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 nicht mehr erforderlich, sodass das Projekt P235 in diesen Szenarien entfallen kann.*
- *Der Leistungsfluss von Merzen nach Hanekenfähr wird reduziert. Für das Szenario C 2030 ist dadurch das Projekt P171 (Netzverstärkung Hanekenfähr – Merzen) nicht mehr erforderlich.*
- *Ebenfalls im Szenario C 2030 wird die Achse von Elsfleth/West nach Dollern etwas stärker über die Auslastungsgrenze hinaus belastet. Das auf der Achse geplante Projekt P23 müsste im Szenario C 2030 gegebenenfalls über den bisher geplanten Umfang hinaus erweitert werden.*

Alle weiteren Projekte und Maßnahmen sind weiterhin erforderlich.

Alternative Meppen

Im Folgenden wird die Notwendigkeit der Projekte und Maßnahmen im Einflussbereich der Verschiebung der Offshore-Netzanbindungssysteme von Cloppenburg nach Meppen dargestellt:

- *Die Steuerung des Leistungsflusses auf der Achse Conneforde – Merzen ist in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 nicht mehr erforderlich, sodass das Projekt P235 in diesen Szenarien entfallen kann.*
- *Der Leistungsfluss von Merzen nach Hanekenfähr wird reduziert. Für das Szenario C 2030 ist dadurch das Projekt P171 nicht mehr erforderlich.*
- *Ebenfalls im Szenario C 2030 wird die Achse von Elsfleth/West nach Dollern etwas stärker über die Auslastungsgrenze hinaus belastet. Das auf der Achse geplante Projekt P23 müsste im Szenario C 2030 gegebenenfalls über den bisher geplanten Umfang hinaus erweitert werden.*
- *Auf der Leitung Meppen – Hanekenfähr ist die Schaffung weiterer Kapazität notwendig. Dies ist durch eine AC-Zubeseilung auf dem vorhandenen Gestänge möglich.*

Alle weiteren Projekte und Maßnahmen sind weiterhin erforderlich.



Alternative Unterweser/West

Im Folgenden wird die Notwendigkeit der Projekte und Maßnahmen im Einflussbereich der Verschiebung der Offshore-Netzanbindungssysteme von Cloppenburg nach Unterweser/West dargestellt:

- Entlastung der Achse Cloppenburg – Merzen, sodass die leistungsflusssteuernde Maßnahme P235 in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 entfallen kann.
- Um die AC-Netzstruktur angemessen betreiben zu können, wird in Unterweser/West eine intelligente, leistungsflusssteuernde Maßnahme notwendig. Hierzu könnten die ohnehin zu errichtenden Offshore-Konverter von NOR-3-2 und NOR-6-3 verwendet werden. In Abhängigkeit des Spektrums der Leistungsflussregelung muss die Konverterkonfiguration erweitert werden. Werden die Konverter auf ihrer Gleichstrom-Seite verbunden, können sie neben ihrer Funktion als Offshore-Konverter auch als DC-Kurzkupplung genutzt werden.

In kritischen Netzsituationen besteht damit die Möglichkeit die Leistung so auf die umliegenden Leitungen zu verteilen, dass deren Übertragungsfähigkeit optimal genutzt und weiterer Netzausbau vermieden werden kann. Dies trifft insbesondere auf die Leitungen Conneforde – Merzen (P21), Dollern – Elsfleth/West (P23) und Ganderkesee – Wehrendorf (AMP-001, TTG-009) zu, die trotz des bereits geplanten Ausbaus im Zeithorizont nach 2030 ohne weitere Eingriffe an ihre Belastungsgrenzen kommen werden.

Tabelle 9: Kostenvergleich der alternativen Netzverknüpfungspunkte für die Offshore-Netzanbindungssysteme (Kostenansätze gemäß O-NEP und NEP)

Netzverknüpfungspunkt	Trassenlängen	Gesamtkosten
3 x Cloppenburg	710 km	5.620 Mio. €
1 x Cloppenburg, 2 x Hanekenfähr	765 km	4.520 Mio. €
1 x Cloppenburg, 2 x Meppen	685 km	4.370 Mio. €
1 x Cloppenburg, 2 x Unterweser/West	640 km	4.430 Mio. €

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



4.2.5 Wege zu einem bedarfsgerechten Netz

Als Folge der Flexibilisierung des Betrachtungszeitraums weist der NEP 2030 einen deutlich weiter in die Zukunft gerichteten Zeithorizont für die betrachteten Szenarien auf als die vorherigen Netzentwicklungspläne. Insbesondere wegen des in diesem Zeitraum weiter voranschreitenden Zubaus erneuerbarer Energien infolge der Energiewende ergibt sich in den Szenarien des NEP 2030 ein erhöhter Übertragungsbedarf im Vergleich zum NEP 2014 oder zum NEP 2025.

Die ÜNB haben sich mit dem NEP für ein integriertes Gesamtkonzept entschieden, das die weitere Verstärkung des AC-Netzes mit dem Zubau leistungsflusssteuernder HGÜ-Verbindungen kombiniert. In Kapitel 4.1.3 werden die entsprechenden Vorteile erläutert. Kapitel 5 des NEP 2012 führt unter www.netzentwicklungsplan.de/ZU2 weitere Überlegungen und Abwägungen dazu aus.

Ausgehend vom Startnetz sowie den Maßnahmen des Bundesbedarfsplans 2015 wurde in den Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 analysiert, inwieweit der darüber hinausgehende Übertragungsbedarf durch zusätzliche AC-Netzverstärkungen in Kombination mit leistungsflusssteuernden Punktmaßnahmen wie Serienkompensationsanlagen, Phasenschiebertransformatoren sowie HGÜ-Kurzkupplungen abgebildet werden kann. Die Netzanalysen zeigen, dass dies möglich ist und somit mit Blick auf das Zieljahr 2030 auf zusätzliche DC-Verbindungen über die im BBP 2015 enthaltenen Vorhaben hinaus verzichtet werden kann. Im Zuge der Netzanalysen des Langfristszenarios B 2035 zeigt sich allerdings, dass der für das Zieljahr 2030 eingeschlagene Weg einer Fokussierung auf AC-Netzverstärkungen fünf Jahre später an seine Grenzen stößt und für ein bedarfsgerechtes, effizientes Netz ergänzend der Zubau weiterer HGÜ-Verbindungen erforderlich ist.

In einer alternativen Betrachtung des Szenarios B 2030 haben die ÜNB über die im BBP 2015 enthaltenen Vorhaben hinaus DC-Verbindungen in Nord-Süd-Richtung in einem Umfang von mindestens 4 GW, jeweils hälftig im Osten und im Westen Deutschlands, in Kombination mit einem zusätzlichen AC-Ausbau als erforderlich identifiziert. Diese alternative Betrachtung wurde im NEP 2030 nicht weiterverfolgt.

Darüber hinaus haben die ÜNB in den NEP 2030 insgesamt fünf Ad-hoc-Maßnahmen integriert. Diese sind notwendig, um bis zur vollständigen Umsetzung der Maßnahmen aus dem NEP Engpässe im Netz zu reduzieren und damit Redispatch-Aufwand zu verringern. Die Wirksamkeit von Ad-hoc-Maßnahmen bezieht sich insbesondere auf das Zeitfenster zwischen der Fertigstellung der betrachteten Ad-hoc-Maßnahme und der vollständigen Umsetzung der entsprechenden, für das Zieljahr als erforderlich und wirksam nachgewiesenen Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan. Eine Beschreibung der Ad-hoc-Maßnahmen erfolgt in den Projektsteckbriefen im Anhang zum NEP, *wobei vier dieser fünf Maßnahmen nicht gesondert als Ad-hoc-Maßnahmen gekennzeichnet sind, da sie als Leitungsmaßnahmen auch im Zieljahr 2030 wirksam sind.*

Vor dem Hintergrund des von den ÜNB im NEP 2030 eingeschlagenen Wegs steht die Nachhaltigkeit eines Teils der in den Szenarien ermittelten AC-Netzverstärkungen in Frage, wenn sich im Rahmen zukünftiger Netzentwicklungspläne nachhaltigere Lösungen für die Überbrückung von Transportbedarfen und für eine bessere überregionale Steuerbarkeit ergeben sollten. Darunter fällt grundsätzlich auch eine stärkere DC-Ausrichtung im deutschen Übertragungsnetz, deren Erfordernis sich mit Blick auf 2035 bereits zeigt. Aus diesem Grund wurden bestimmte AC-Netzverstärkungen, die im NEP 2030 erstmals bzw. zusätzlich zu bereits im BBP 2015 enthaltenen Maßnahmen identifiziert wurden und deren Nachhaltigkeit besonders fraglich ist, als sogenannte nicht vorschlagswürdige Maßnahmen gekennzeichnet.

Diese nicht vorschlagswürdigen Maßnahmen sind in den Szenarien-Übersichtskarten in Kapitel 4.2.6 gesondert farblich gekennzeichnet. Die Kosten- und Mengenangaben in den Kapiteln 4.2.6 und 4.2.7 werden jeweils mit und ohne diese Maßnahmen ausgewiesen. Im Gegensatz zu den sonstigen Projekten und Maßnahmen wurde bei diesen Maßnahmen auf Projektsteckbriefe im Anhang zum NEP 2030 verzichtet. Da diese Maßnahmen für ein bedarfsgerechtes, weitgehend engpassfreies Netz gleichwohl erforderlich wären, werden sie in Tabelle 22 in Kapitel 5.2 gesondert ausgewiesen.



4.2.6 Szenarien

Wie in Kapitel 3 beschrieben, erzeugt die Marktsimulation für jede der 8.760 Stunden eines Jahres einen individuellen Netznutzungsfall (NNF). So wird für jede Stunde eines Szenarios die kostengünstigste Möglichkeit zur Deckung des Energiebedarfs unter Berücksichtigung der Vorrangregelung der erneuerbaren Energien ermittelt. Im NEP 2030 wurden vier Szenarien analysiert, die in Kapitel 2 näher beschrieben werden.

In allen Szenarien hat der Ausbau der Windenergieleistung an Land und auf See einen wesentlichen Einfluss auf den überregionalen Übertragungsbedarf in Nord-Süd-Richtung, da die Windenergieleistung in Nord- und Ostdeutschland den regionalen Bedarf teilweise erheblich überschreitet, während in Süddeutschland der Verbrauch durch lokale Erzeugung nicht gedeckt werden kann (siehe Kapitel 3). Insofern ergibt sich der Übertragungsbedarf ganz wesentlich aus der Entfernung zwischen Standorten der – zunehmend erneuerbaren – Erzeugung im Norden und Osten sowie dem Verbrauch im Süden Deutschlands.

Im NEP 2030 wird in den Szenarien der zusätzliche Bedarf an Transformatoren zwischen dem Höchst- und dem Hochspannungsnetz (380/110 kV) in Abstimmung mit den Verteilernetzbetreibern ermittelt. Da die Bundesnetzagentur derartige vertikale Punktmaßnahmen nicht nach § 12c EnWG bestätigt, werden diese im NEP 2030 nicht mehr als eigenständige Maßnahmen aufgeführt, sondern zur Information in einem gesonderten Begleitdokument unter www.netzentwicklungsplan.de/Begleitdokument_NEP_2030_2_Entwurf_Punktmaßnahmen.pdf zum NEP zusammengefasst.

Für die Verknüpfung von Verteiler- und Übertragungsnetz sind vor dem Hintergrund zunehmender Einspeisung aus erneuerbaren Energien vertikale Punktmaßnahmen ein wichtiger Aspekt der Netzentwicklung. Sofern vertikale Punktmaßnahmen Leitungsbaumaßnahmen zugeordnet werden können, werden diese im entsprechenden Projektsteckbrief im Anhang erwähnt.

Die Investitionskosten für die Zubaunetz-Maßnahmen werden im Netzentwicklungsplan auf Basis von Standardkosten ermittelt und haben einen überschlägigen Charakter. Für die Startnetz-Maßnahmen werden in der Regel Projektkosten angenommen. Die Gesamtkosten wurden abhängig vom Verkabelungsgrad der DC-Verbindungen¹¹ ermittelt.

Das Gesamtvolumen der Investitionen beträgt einschließlich der Kosten für das Startnetz in den Szenarien mit Blick auf 2030 bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen je nach Szenario insgesamt *rund 32 bis 34 Mrd. €*. Bei Annahme eines Verkabelungsanteils der DC-Verbindungen von 75 % (siehe Kapitel 4.1.3) liegt dieser Wert je nach Szenario *rund 1,5 Mrd. €* niedriger. Die Gesamtkosten beinhalten neben den Kosten für Freileitungen auch die Kosten für Transformatoren, für Schaltfelder, für HGÜ-Konverter und zum Teil für Kompensationsanlagen, jedoch keine Mehrkosten einer Teil-Erdverkabelung der AC-Leitungen (siehe Kapitel 4.1.3).

Grundlegende Informationen zum Planungsprozess, zur Netzstabilität und zur Technologie finden Sie im Kapitel 5 des Netzentwicklungsplans 2012 unter www.netzentwicklungsplan.de/ZU2.

¹¹ In den Szenarien unterstellt ist ein Erdkabelvorrang für die DC-Verbindungen DC1 sowie DC3-5. Wegen seines Sonderstatus als Pilotprojekt für eine gemeinsame Führung von AC und DC auf einem Mastgestänge ist DC2 hiervon ausgenommen. Das korrespondiert mit den Ende 2015 vorgenommenen Anpassungen des BBP.



Szenario A 2030

Tabelle 10: Kennzahlen Szenario A 2030

A 2030	installierte Leistung Wind	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)	Erzeugung aus Windenergie	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)
onshore	54,2 GW	22,2 GW	116,5 TWh	52,6 TWh
offshore	14,3 GW	14,4 GW	61,6 TWh	61,6 TWh
Summe	68,5 GW	36,6 GW	178,1 TWh	114,2 TWh

DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)		davon Interkonnektoren nach Belgien, Dänemark, Norwegen, Schweden (deutscher Anteil)
Länge	2.400 km	330 km
Übertragungskapazität	8 GW	

AC-Netz Neubau (inkl. Startnetz)		DC/AC-Netz Verstärkung (inkl. Startnetz)
Länge	1.200 km	7.600 km (davon <i>rund 2.900 km Stromkreisauflagen/Umbesetzungen sowie 500 km nicht vorschlagswürdige Maßnahmen</i>)

Investitionsvolumen inkl. Startnetz bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen: 32 Mrd. € (davon rund 600 Mio. € für nicht vorschlagswürdige Maßnahmen)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Szenario A 2030 zeigt sich die Notwendigkeit für folgende HGÜ-Verbindungen, die allesamt im **BBP 2015** enthalten sind:

- HGÜ-Verbindung **DC1** Emden/Ost – Osterath in Fortsetzung
- HGÜ-Verbindung **DC2** Osterath – Philippsburg mit **2 GW**
- HGÜ-Verbindung **DC3** **2 GW** Brunsbüttel – Großgartach
- HGÜ-Verbindung **DC4** **2 GW** Wilster/West – Bergheinfeld/West
- HGÜ-Verbindung **DC5** **2 GW** Wolmirstedt – Isar

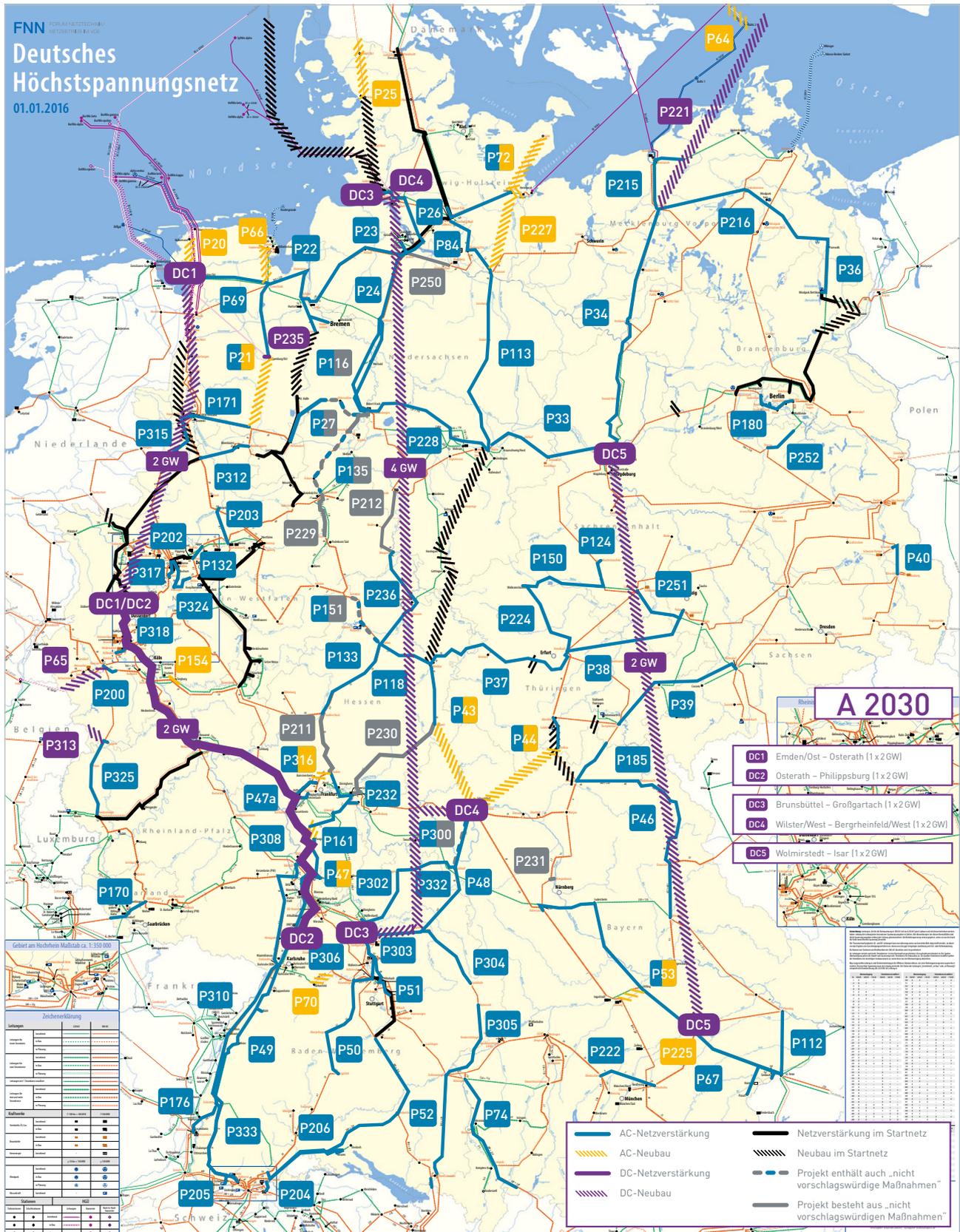
Darüber hinaus sind sämtliche **AC-Ausbaumaßnahmen** des **BBP 2015** sowie die von der BNetzA bestätigten Maßnahmen aus dem **NEP 2014** im Szenario A 2030 notwendig.

Die Ergebnisse aus den abgeschlossenen Leistungsflussberechnungen des Szenarios A 2030 zeigen einen Netzausbaubedarf, der signifikant über die im BBP 2015 enthaltenen Maßnahmen sowie den Netzausbaubedarf des Szenarios A 2025 des NEP 2025 hinausgeht. Dies ist insbesondere auf die Veränderungen in der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur durch die Änderung des Zieljahres von 2025 auf 2030 zurückzuführen.

In der folgenden Abbildung 37 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario A 2030 dargestellt. In den Tabellen 21 und 22 in Kapitel 5 sind alle für einen bedarfsgerechten, weitgehend engpassfreien Netzausbau erforderlichen Maßnahmen des Zubaunetzes dieses Szenarios sowie der weiteren Szenarien mit den Zieljahr 2030 aufgelistet. Jedes Projekt ist mit einer Projektnummer versehen. Im Anhang zu diesem Bericht und auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2030_2_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.



Abbildung 37: Szenario A 2030/alle Leitungsprojekte



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber¹²

12 Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2016). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Szenario B 2030

Tabelle 11: Kennzahlen Szenario B 2030

B 2030	installierte Leistung Wind	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)	Erzeugung aus Windenergie	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)
onshore	58,5 GW	24,3 GW	125,3 TWh	56,1 TWh
offshore	15,0 GW	15,0 GW	64,8 TWh	64,8 TWh
Summe	73,5 GW	39,3 GW	190,1 TWh	120,9 TWh

DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)	davon Interkonnektoren nach Belgien, Dänemark, Norwegen, Schweden (deutscher Anteil)
Länge 2.400 km	330 km
Übertragungskapazität 8 GW	

AC-Netz Neubau (inkl. Startnetz)	DC/AC-Netz Verstärkung (inkl. Startnetz)
Länge 1.200 km	8.200 km (davon rund 3.300 km Stromkreisauflagen/Umbeseitigungen sowie 650 km nicht vorschlagswürdige Maßnahmen)

Investitionsvolumen inkl. Startnetz bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen: 33 Mrd. € (davon rund 900 Mio. € für nicht vorschlagswürdige Maßnahmen)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Szenario B 2030 zeigt sich die Notwendigkeit für folgende HGÜ-Verbindungen, die allesamt im **BBP 2015** enthalten sind:

- HGÜ-Verbindung **DC1** Emden/Ost – Osterath in Fortsetzung
- HGÜ-Verbindung **DC2** Osterath – Philippsburg mit **2 GW**
- HGÜ-Verbindung **DC3** **2 GW** Brunsbüttel – Großgartach
- HGÜ-Verbindung **DC4** **2 GW** Wilster/West – Bergheinfeld/West
- HGÜ-Verbindung **DC5** **2 GW** Wolmirstedt – Isar

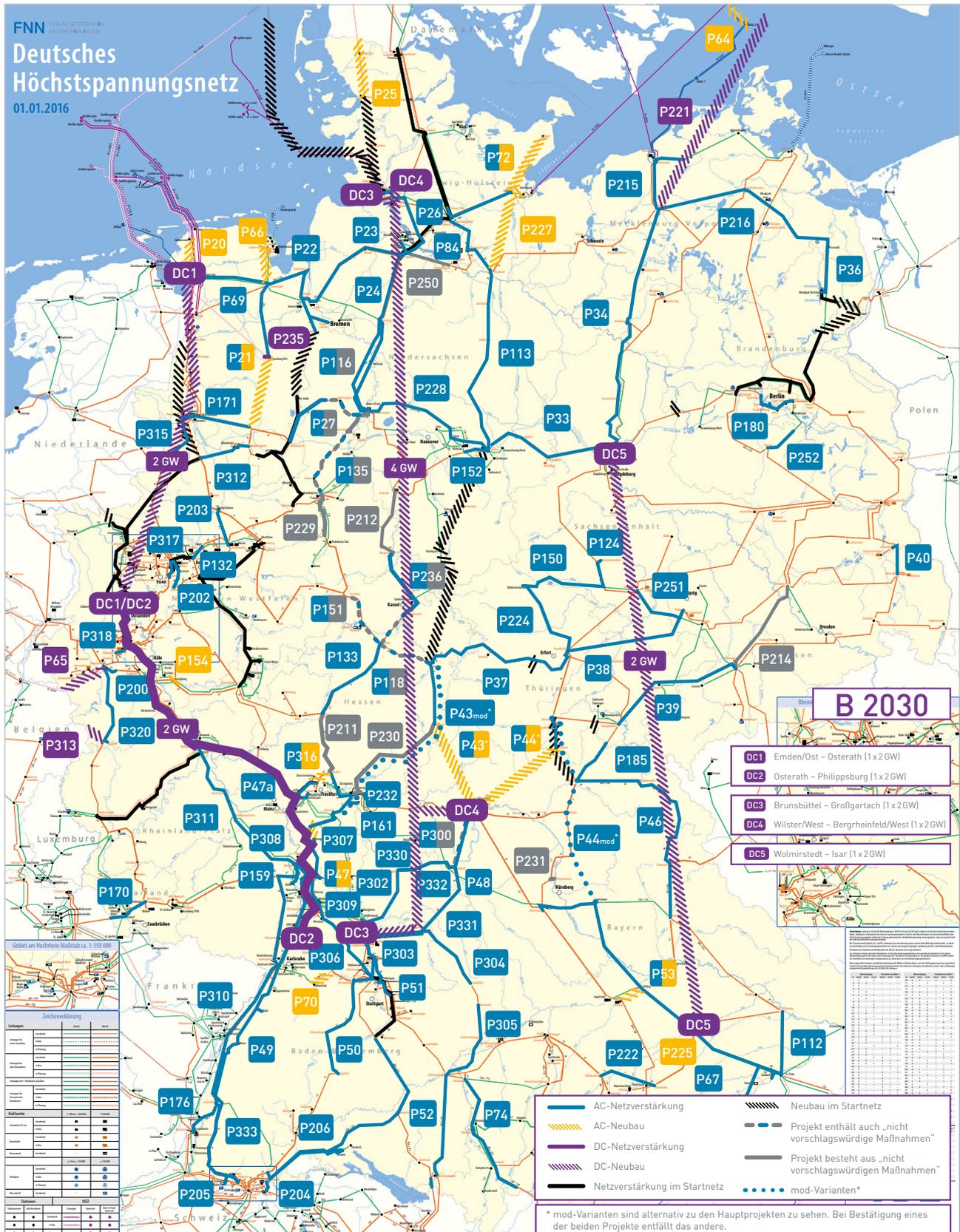
Darüber hinaus sind sämtliche **AC-Ausbaumaßnahmen** des **BBP 2015** sowie die von der BNetzA bestätigten Maßnahmen aus dem **NEP 2014** auch im Szenario B 2030 notwendig.

Die Ergebnisse aus den abgeschlossenen Leistungsflussberechnungen des Szenarios B 2030 zeigen noch einmal einen gegenüber dem Szenario A 2030 anwachsenden Netzausbaubedarf. Dies ist auf den im weiter ansteigenden Zubau erneuerbarer Energien bei gleichzeitiger Erhöhung des Verbrauchs, der Sektorenkopplung sowie weiterer Flexibilitäten zurückzuführen.

In der folgenden Abbildung 38 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario B 2030 dargestellt. In den Tabellen 21 und 22 in Kapitel 5 sind alle für einen bedarfsgerechten, weitgehend engpassfreien Netzausbau erforderlichen Maßnahmen des Zubaunetzes dieses Szenarios sowie der weiteren Szenarien mit den Zieljahr 2030 aufgelistet. Jedes Projekt ist mit einer Projektnummer versehen. Im Anhang zu diesem Bericht und auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2030_2_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.



Abbildung 38: Szenario B 2030/alle Leitungsprojekte



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber¹³

13 Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2016). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Szenario C 2030

Tabelle 12: Kennzahlen Szenario C 2030

C 2030	installierte Leistung Wind	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)	Erzeugung aus Windenergie	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)
onshore	62,1 GW	25,9 GW	132,6 TWh	59,8 TWh
offshore	15,0 GW	15,0 GW	64,8 TWh	64,8 TWh
Summe	77,1 GW	40,9 GW	197,4 TWh	124,6 TWh

DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)	davon Interkonnektoren nach Belgien, Dänemark, Norwegen, Schweden (deutscher Anteil)
Länge 2.400 km	330 km
Übertragungskapazität 8 GW	

AC-Netz Neubau (inkl. Startnetz)	DC/AC-Netz Verstärkung (inkl. Startnetz)
Länge 1.200 km	8.500 km (davon rund 3.400 km Stromkreisauflagen/Umbeseitigungen sowie 800 km nicht vorschlagswürdige Maßnahmen)

Investitionsvolumen inkl. Startnetz bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen: 34 Mrd. € (davon ca. 1,2 Mrd. € für nicht vorschlagswürdige Maßnahmen)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Szenario C 2030 zeigt sich die Notwendigkeit für folgende HGÜ-Verbindungen, die allesamt im **BBP 2015** enthalten sind:

- HGÜ-Verbindung **DC1** Emden/Ost – Osterath in Fortsetzung
- HGÜ-Verbindung **DC2** Osterath – Philippsburg mit **2 GW**
- HGÜ-Verbindung **DC3** **2 GW** Brunsbüttel – Großgartach
- HGÜ-Verbindung **DC4** **2 GW** Wilster/West – Bergrheinfeld/West
- HGÜ-Verbindung **DC5** **2 GW** Wolmirstedt – Isar

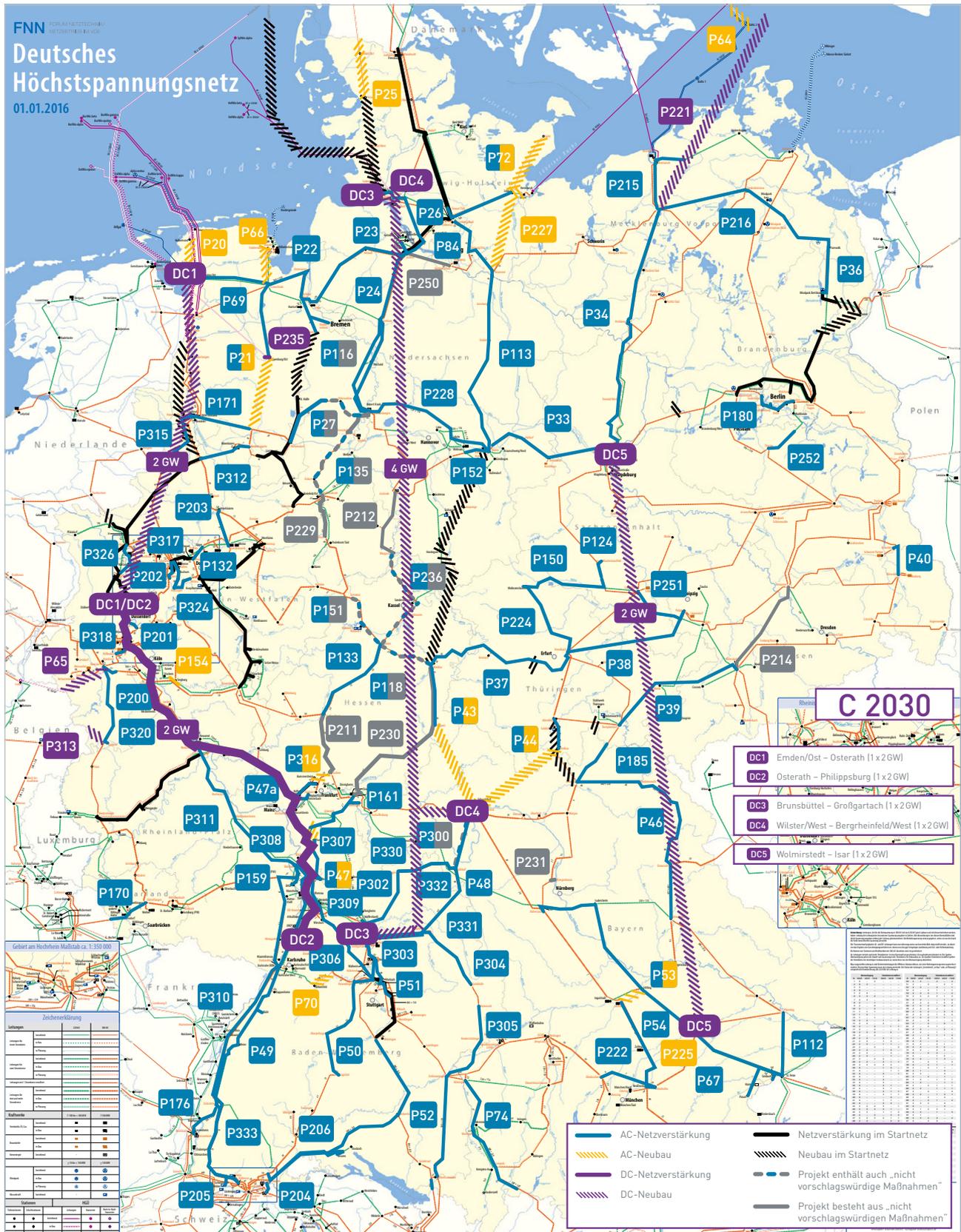
Darüber hinaus sind sämtliche **AC-Ausbaumaßnahmen** des **BBP 2015** sowie die von der BNetzA bestätigten Maßnahmen aus dem **NEP 2014** auch im Szenario C 2025 notwendig.

Im Szenario C 2030 wurden im Vergleich zum Szenario B 2030 weitere AC-Maßnahmen identifiziert. Damit weist das Szenario C 2030 als Szenario mit dem höchsten Anteil von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien den größten Netzausbaubedarf aus. Gleichzeitig ist in diesem Szenario sowohl der Stromverbrauch als auch der Umfang an Sektorenkopplung und weiteren Flexibilitäten am höchsten. Darüber hinaus reduziert sich in diesem Szenario die installierte konventionelle Kraftwerksleistung im Vergleich zum Szenario B 2030 um weitere 4,5 GW.

In der folgenden Abbildung 39 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario C 2030 dargestellt. In den Tabellen 21 und 22 in Kapitel 5 sind alle für einen bedarfsgerechten, weitgehend engpassfreien Netzausbau erforderlichen Maßnahmen des Zubaunetzes dieses Szenarios sowie der weiteren Szenarien mit den Zieljahr 2030 aufgelistet. Jedes Projekt ist mit einer Projektnummer versehen. Im Anhang zu diesem Bericht und auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2030_2_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.



Abbildung 39: Szenario C 2030/alle Leitungsprojekte



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber¹⁴

14 Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2016). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Szenario B 2035

Tabelle 13: Kennzahlen Szenario B 2035

B 2035	installierte Leistung Wind	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)	Erzeugung aus Windenergie	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)
onshore	61,6 GW	25,8 GW	131,6 TWh	59,2 TWh
offshore	19,0 GW	19,0 GW	82,0 TWh	82,0 TWh
Summe	80,6 GW	53,0 GW	213,6 TWh	141,2 TWh

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Das Szenario B 2035 dient mit seinem um fünf Jahre verlängerten Zeithorizont in erster Linie der Nachhaltigkeitsprüfung. Dadurch kann sichergestellt werden, dass Maßnahmen, die im Szenario B 2030 identifiziert wurden, auch im Szenario B 2035 erforderlich sind. Dies konnte für alle im BBP 2015 enthaltenen Maßnahmen sowie für einen Großteil der weiteren Maßnahmen des Szenarios B 2030 nachgewiesen werden.

Der großräumige Nord-Süd-Übertragungsbedarf steigt im Szenario B 2035 gegenüber dem Szenario B 2030 durch den voranschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien weiter an. Der Szenariorahmen sieht für das Szenario B 2035 im Vergleich zu B 2030 z. B. einen weiteren Zubau von 4 GW Wind offshore 3,1 GW Wind onshore und eine Erhöhung der Handelskapazitäten mit den Nachbarstaaten vor (siehe Tabelle 5).

Dieser im Vergleich zu B 2030 steigende Übertragungsbedarf führt dazu, dass die in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 vorgenommene Fokussierung auf die Verstärkung des AC-Netzes sowie auf die leistungsflusssteuernden Punktmaßnahmen zusätzlich zu den im BBP 2015 enthaltenen AC- und DC-Maßnahmen an ihre Grenzen stößt. Daher sind im Szenario B 2035 im Vergleich zu B 2030 vor dem Hintergrund eines integrierten und effizienten Gesamtkonzepts neben weiteren AC-Maßnahmen zusätzliche DC-Verbindungen in einem Umfang von insgesamt 6 GW erforderlich. *Für die Aufteilung dieser zusätzlichen DC-Verbindungen von Nord- nach Süddeutschland im Szenario B 2035 haben die ÜNB zwei alternative Varianten entwickelt, die beide nachfolgend beschrieben werden sowie in den Abbildungen 40 und 41 dargestellt sind. Die Nachhaltigkeit beider Varianten wird von den ÜNB im Zuge des kommenden Netzentwicklungsplans geprüft werden.*

Variante I:

- DC8/DC12: Alfstedt – Uentrop – Bürstadt mit 2 GW Übertragungskapazität und einer Länge von zusammen 585 km,
- DC10: Kreis Segeberg – Dellmensingen mit 2 GW Übertragungskapazität und einer Länge von 815 km,
- DC19: Güstrow – Wolmirstedt – Isar mit 2 GW Übertragungskapazität und einer Länge von 820 km.

Variante II:

- DC8/DC12: Alfstedt – Uentrop – Bürstadt mit 2 GW Übertragungskapazität und einer Länge von zusammen 585 km,
- DC16/DC9: Kreis Segeberg – Uentrop – Dellmensingen mit 2 GW Übertragungskapazität und einer Länge von zusammen 895 km,
- DC19: Güstrow – Wolmirstedt – Isar mit 2 GW Übertragungskapazität und einer Länge von 820 km.



Auf eine *detaillierte* Darstellung der *Verbindungen* in Tabelle 21 in Kapitel 5.2 sowie in den Projektsteckbriefen im Anhang wird in diesem NEP verzichtet. *Stattdessen erfolgt nachfolgend eine Kurzcharakterisierung der in den obigen Varianten dargestellten HGÜ-Verbindungen. Die Wahl der Standorte für die DC-Konverter ist eine erste Planung auf Basis der zurzeit vorliegenden Analyseergebnisse aus dem Netzentwicklungsplanungsprozess. Der Prozess wird im kommenden NEP weiterverfolgt und auf seine Nachhaltigkeit hin überprüft.*

Die Netzberechnungen zeigen darüber hinaus, dass sich der großräumige Nord-Süd-Übertragungsbedarf im Szenario B 2035 dieses NEP gegenüber den Langfristszenarien vorheriger Netzentwicklungspläne – aufgrund veränderter Annahmen insbesondere zum Zubau der erneuerbaren Energien – verringert.

In den Tabellen 21 und 22 in Kapitel 5.2 sind alle Maßnahmen des Szenarios B 2035 aufgelistet, die sich auch in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 nachweisen lassen. Jedes Projekt ist mit einer Projektnummer versehen. Im Anhang zu diesem Bericht und auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2030_2_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt. Die darüber hinausgehenden Maßnahmen des Szenarios B 2035 werden nicht ausgewiesen.

DC8/DC12: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen über Nordrhein-Westfalen nach Hessen **(TenneT/Amprion und Amprion/TransnetBW)**

Ein Teil des im Szenario B 2035 zusätzlich identifizierten Nord-Süd-Übertragungsbedarfs kann durch die HGÜ-Verbindung DC8/DC12 von Alfstedt über Uentrop nach Bürstadt mit einer Nennleistung von 2 GW gedeckt werden. Sie verbindet die Standorte mit hoher Einspeisung aus Windenergie in Norddeutschland mit den Lastschwerpunkten in Nordrhein-Westfalen sowie in Hessen. Zusätzlich wird auch bei Überschüssen der Einspeisung aus Photovoltaik in Süddeutschland ein Teil der Versorgung des Lastschwerpunktes NRW aus diesen Energiequellen übernommen.

Der Bedarf für DC8/DC12 wird zusätzlich dadurch begründet, dass konventionelle Erzeugungsleistung in NRW, die bis 2030 teilweise noch verfügbar ist, zum Zieljahr 2035 entfällt. Aufgrund dieses Wegfalls der gesicherten Erzeugungskapazitäten wird Nordrhein-Westfalen in den Analysen des Netzentwicklungsplans zum Nettoenergieimporteur mit hohen Leistungsspitzen.

Nach aktuellem Planungsstand ist für den Standort in Nordrhein-Westfalen eine Multiterminallösung mit Ein- und Auspeisefähigkeit in der Region Hamm/Uentrop vorgesehen.

Ohne die Errichtung dieser HGÜ-Verbindung bestünden zunehmend Netzengpässe zwischen Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Hessen, was zu Einspeisemanagement erneuerbarer Energien und einer Erhöhung des Redispatchbedarfs führen würde.

DC16/DC9: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein über Nordrhein-Westfalen nach Baden-Württemberg **(TenneT/Amprion und Amprion/TransnetBW)**

Ein Teil des im Szenario B 2035 zusätzlich identifizierten Nord-Süd-Übertragungsbedarfs kann durch die HGÜ-Verbindung DC16/DC9 von Kreis Segeberg über Uentrop nach Dellmensingen mit einer Nennleistung von 2 GW gedeckt werden. Sie verbindet die Standorte mit hoher Einspeisung aus Windenergie in Norddeutschland mit den Lastschwerpunkten in Nordrhein-Westfalen sowie in Baden-Württemberg. Zusätzlich wird auch bei Überschüssen der Einspeisung aus Photovoltaik in Süddeutschland ein Teil der Versorgung des Lastschwerpunktes NRW aus diesen Energiequellen übernommen.



Der Bedarf für DC16/DC9 wird zusätzlich dadurch begründet, dass konventionelle Erzeugungsleistung in NRW, die bis 2030 teilweise noch verfügbar ist, zum Zieljahr 2035 entfällt. Aufgrund dieses Wegfalls der gesicherten Erzeugungskapazitäten wird Nordrhein-Westfalen in den Analysen des Netzentwicklungsplans zum Nettoenergieimporteurer mit hohen Leistungsspitzen. Des Weiteren können durch das Projekt Pumpspeicher-Kapazitäten aus Österreich- und der Schweiz besser in das deutsche Übertragungsnetz integriert werden und in windschwachen Zeiten einen wesentlichen Beitrag zur sicheren Energieversorgung in NRW leisten.

Nach aktuellem Planungsstand wird für den Standort in Nordrhein-Westfalen eine Multiterminallösung mit Ein- und Auspeisefähigkeit in der Region Hamm/Uentrop unterstellt.

Ohne die Errichtung dieser HGÜ-Verbindung bzw. alternativ der HGÜ-Verbindung DC10 bestünden zunehmend Netzengpässe zwischen Schleswig-Holstein, Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg, was zu Einspeisemanagement erneuerbarer Energien und einer Erhöhung des Redispatchbedarfs führen würde.

DC10: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg **(TenneT/TransnetBW)**

Die HGÜ-Verbindung von Kreis Segeberg in Schleswig-Holstein nach Dellmensingen in Baden-Württemberg soll Standorte mit hohen Einspeisungen aus On- und Offshore-Windenergie in Norddeutschland mit den Lastschwerpunkten in Süddeutschland verbinden.

Seit dem NEP 2012 zeigt sich insbesondere in den Langfristszenarien immer wieder der Bedarf für zusätzliche Transportkapazität zwischen Schleswig-Holstein und Baden-Württemberg, der im Zieljahr 2035 durch die HGÜ-Verbindung DC10 mit einer Nennleistung von 2 GW gedeckt werden könnte. Die HGÜ-Verbindung ist ein direkt steuerbares Element und stützt somit sowohl die Systemstabilität als auch die Versorgungssicherheit in Süddeutschland.

Ohne die Errichtung dieser HGÜ-Verbindung bzw. alternativ der Verbindung DC16/DC9 bestünden unter der Maßgabe, dass bis 2035 keine anderweitigen Optionen zur Verfügung stehen, zunehmend Netzengpässe zwischen Schleswig-Holstein und Baden-Württemberg, was zu Einspeisemanagement erneuerbarer Energien sowie einer Erhöhung des Redispatchbedarfs führen würde.

DC19: HGÜ-Verbindung von Mecklenburg-Vorpommern nach Bayern **(50Hertz/TenneT)**

Die HGÜ-Verbindung von Güstrow in Mecklenburg-Vorpommern über Wolmirstedt nach Isar in Bayern soll Standorte mit hohen Einspeisungen aus On- und Offshore-Windenergie in Nordostdeutschland mit den Lastschwerpunkten im Süden Deutschlands verbinden.

Seit dem NEP 2012 zeigt sich in den Langfristszenarien immer wieder der Bedarf für zusätzliche Transportkapazität zwischen Mecklenburg-Vorpommern und Bayern, der im Zieljahr 2035 durch die HGÜ-Verbindung DC19 mit einer Nennleistung von 2 GW möglichst in bestehender Trasse gedeckt werden könnte. Die HGÜ-Verbindung könnte weitestgehend in den Schutzstreifen bestehender AC-Freileitungen und DC-Kabeltrassen umgesetzt werden. Sie ermöglicht so auch einen Zugang zu möglichst kostengünstiger Energie durch einen vernetzten Energiebinnenmarkt. Als ein direkt steuerbares Element stützt sie dahingehend die Systemstabilität und die Versorgungssicherheit im Süden Deutschlands. Insbesondere bei mittlerer und starker Windeinspeisung im Nordosten wird das süddeutsche Netz durch den zielgerichteten Leistungstransport entscheidend gestützt.

Ohne die Errichtung dieser HGÜ-Verbindung bestünden zunehmend Netzengpässe zwischen Mecklenburg-Vorpommern, Mitteldeutschland und Bayern, was zu Einspeisemanagement erneuerbarer Energien und einer Erhöhung des Redispatchbedarfs führen würde.



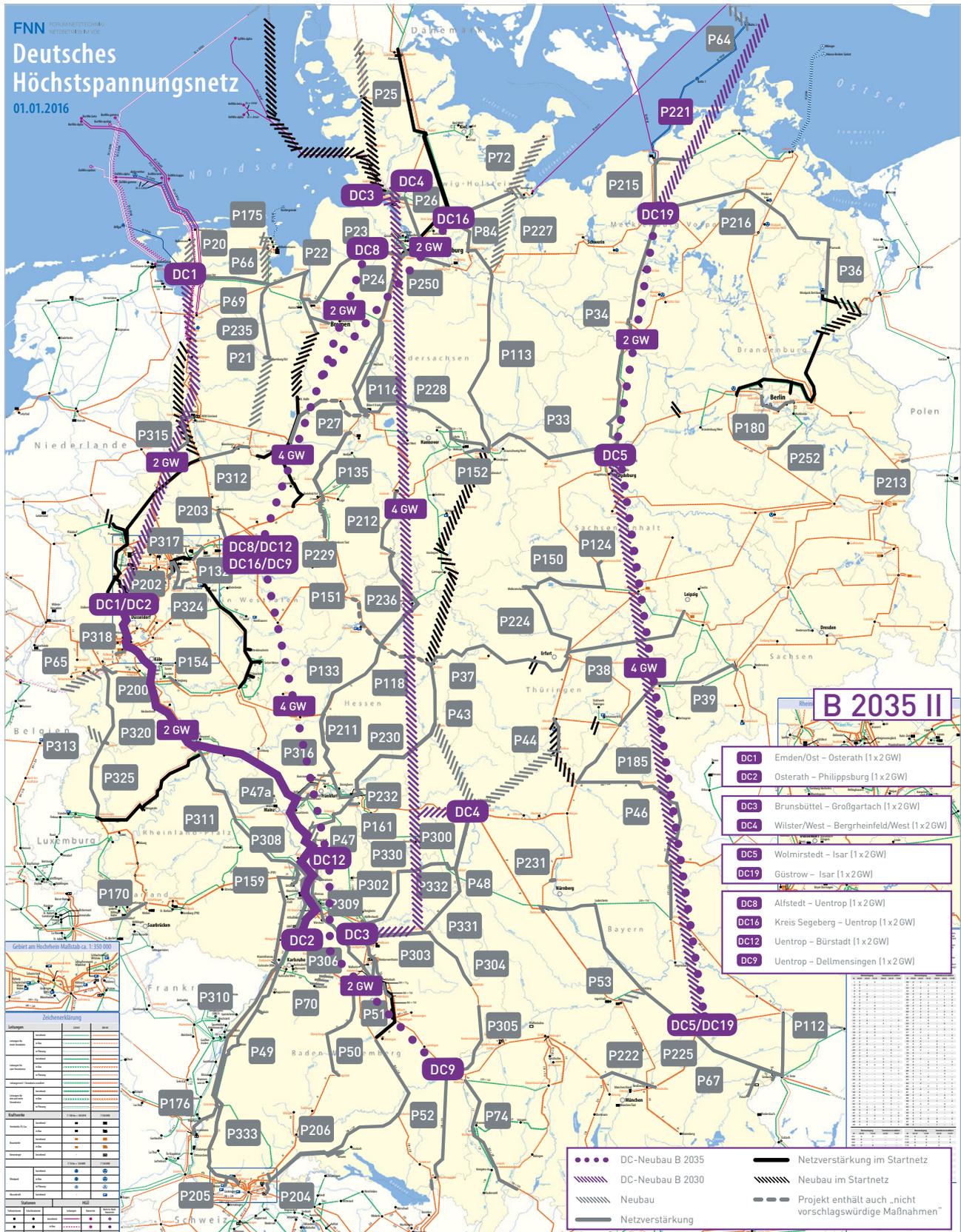
Abbildung 40: Szenario B 2035/Darstellung der DC-Projekte – Variante I



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber¹⁵

15 Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2016). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Abbildung 41: Szenario B 2035/Darstellung der DC-Projekte – Variante II



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber¹⁶

16 Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2016). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

4.2.7 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 2030 wurden in einem integrierten Gesamtkonzept zusätzlich zu den Maßnahmen des Startnetzes und den AC- sowie den DC-Maßnahmen des BBP 2015 jeweils für die Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 sowie für das vorrangig der Nachhaltigkeitsprüfung dienende Szenario B 2035 Maßnahmen zur Netzoptimierung, zur Netzverstärkung und zum Netzausbau ermittelt.

Wichtige Treiber für weiträumige Leistungstransporte in den Szenarien sind der Ausbau der Onshore-Windenergie insbesondere in Nord- und Ostdeutschland, die Offshore-Windenergie sowie der Energieaustausch mit dem Ausland.

Mit diesem Netzentwicklungsplan wurde in allen Szenarien einschließlich des Langfristszenarios B 2035 die Notwendigkeit aller Maßnahmen des BBP 2015 nachgewiesen. Mit ihnen allein ergibt sich jedoch in keinem Szenario ein engpassfreies Netz. Im folgenden Kapitel 5 werden alle für einen bedarfsgerechten, weitgehend engpassfreien Netzausbau in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 erforderlichen Maßnahmen tabellarisch dargestellt.

In allen Szenarien wurde die Übertragungskapazität der im BBP 2015 enthaltenen HGÜ-Verbindungen zugrunde gelegt. Diese hat sich überall gleichermaßen als erforderlich erwiesen. Neben dem Einsatz der HGÜ-Technologie ist der weitere Ausbau bzw. die Verstärkung des 380-kV-Drehstromnetzes in erheblichem Umfang erforderlich. Die in den Szenarien ermittelten Maßnahmen sind konsistent mit den Ergebnissen der vorangegangenen Netzentwicklungspläne, ihr Umfang steigt jedoch wegen des um fünf Jahre auf 2030 fortgeschrittenen Zielhorizonts weiter an. Dies gilt grundsätzlich auch für die alternative Betrachtung des Szenarios B 2030 mit Zuschaltung zusätzlicher DC-Verbindungen über die im BBP 2015 enthaltenen Vorhaben hinaus. Auch in dieser Variante, die von den ÜNB nicht vollständig betrachtet wurde, zeichnete sich trotz Berücksichtigung zusätzlicher HGÜ-Verbindungen ein erheblicher AC-Netzverstärkungsbedarf über die im BBP 2015 enthaltenen Maßnahmen hinaus ab.

Die von den ÜNB im NEP 2030 gewählte Kombination aus den DC-Vorhaben des BBP 2015 mit einer AC-Netzverstärkung unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Netzbetriebsmittel erweist sich im Hinblick auf das Zieljahr 2030 als eine grundsätzlich praktikable Alternative zum Zubau zusätzlicher DC-Verbindungen. Die gewählte Kombination stellt sowohl in ökonomischer Hinsicht als auch in Bezug auf das NOVA-Prinzip eine sinnvolle Option dar. Mit Blick auf 2035 zeigt sich, dass eine Fokussierung auf die Verstärkung des AC-Netzes zusätzlich zu den im BBP 2015 enthaltenen AC- und DC-Maßnahmen an ihre Grenzen stößt und im Sinne eines nachhaltigen und effizienten Gesamtkonzepts zusätzliche DC-Verbindungen erforderlich werden. Vor diesem Hintergrund werden die ÜNB insbesondere die nicht vorschlagswürdigen Maßnahmen im kommenden Netzentwicklungsplan, der voraussichtlich ebenfalls die Zieljahre 2030 und 2035 betrachten wird, einer Überprüfung unterziehen.

Im Zusammenhang mit der von der BNetzA im Zuge der Bestätigung des NEP 2014 geforderten Prüfung von Alternativen für die Projekte P43 (Mecklar – Bergheinfeld/West) und P44 (Altenfeld – Grafenheinfeld) *haben die ÜNB zwischen dem ersten und dem zweiten Entwurf des NEP 2030 eigenständige Netzanalysen mit diesen Alternativen anstelle von P43 und P44 anhand des Szenarios B 2030 durchgeführt. An der bereits im NEP 2025 formulierten Aussage, dass die Projekte P43 und P44 aufgrund der netztechnischen Effizienz vorzuziehen sind, hat sich nichts geändert. Die Netzanalysen im NEP 2030 zeigen sogar eine deutlichere Nachteilhaftigkeit der Alternativen P43mod und P44mod, als dies im NEP 2025 der Fall war.*

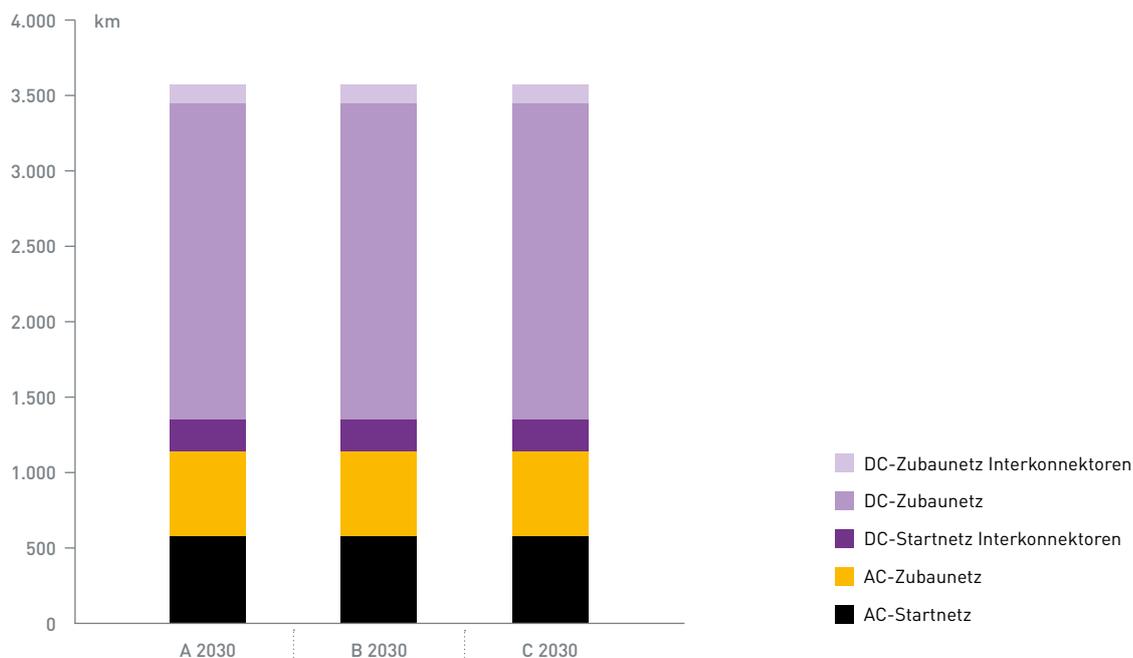


Beim Einsatz von P43mod (Mecklar – Dipperz – Urberach) und/oder P44mod (Altenfeld – Würgau – Ludersheim) treten im Gegensatz zu P43 und P44 regional erhebliche Überlastungen auf, beispielsweise auf der Leitung Vieselbach – Mecklar (135 km). Zur Beseitigung dieses Engpasses wäre eine Netzverstärkung, z. B. in Form eines 3. Stromkreises, erforderlich, die über den bisher in P37 skizzierten Umfang hinausgeht.

P43mod verursacht darüber hinaus südlich von Urberach weitere Überlastungen, die bis nach Daxlanden in Baden-Württemberg reichen. In diesem Bereich wären mit P43mod anstelle von P43 zusätzliche Netzverstärkungen auf einer Strecke von 140 km erforderlich. Im Gegenzug könnten mit Realisierung von P43mod anstelle von P43 die Projekte P300/P330/P332 (Zu- und Umbeseilung zwischen Grafenheinfeld und Höpfingen), P316 (Netzausbau und -verstärkung zwischen Karben und Kriftel) sowie P161 (Netzverstärkung zwischen Großkrotzenburg und Urberach) entfallen.

Zusätzlich zu P44mod wurden weitere Alternativen untersucht, die sowohl im Vergleich zu P44 als auch im Vergleich zu P44mod einerseits länger sind und andererseits wegen der Verursachung weiterer Engpässe netztechnisch deutlich schlechter einzustufen sind. Weitere Details finden sich im Projektsteckbrief zu P44mod im Anhang.

Abbildung 42: Neubautrassen im NEP 2030



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

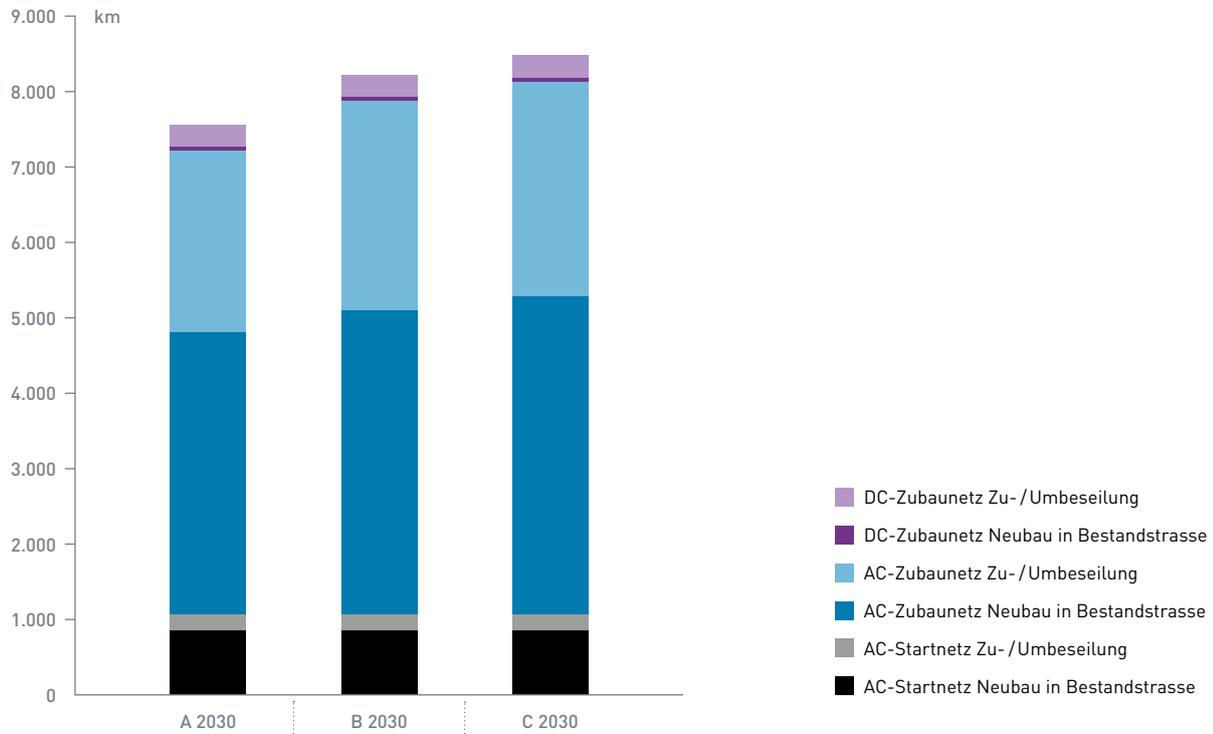
In den Abbildungen 42 und 43 ist für alle drei Szenarien mit dem Zieljahr 2030 der Umfang an Netzverstärkungen in Bestandstrassen und an Neubautrassen dargestellt, wobei zwischen AC-Technik und DC-Technik unterschieden wird. Der Umfang an AC- und DC-Neubauvorhaben ist in allen Szenarien gleich.

Ohne Berücksichtigung der nicht vorschlagswürdigen Maßnahmen (siehe Kapitel 4.2.5) reduziert sich die erforderliche AC-Netzverstärkung (Zu- / Umbeseilung sowie Neubau in Bestandstrasse) im Szenario A 2030 um rund 500 km, im Szenario B 2030 um rund 650 km und im Szenario C 2030 um ca. 800 km.

Die spezifischen Kosten sind auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/ZU6 hinterlegt.



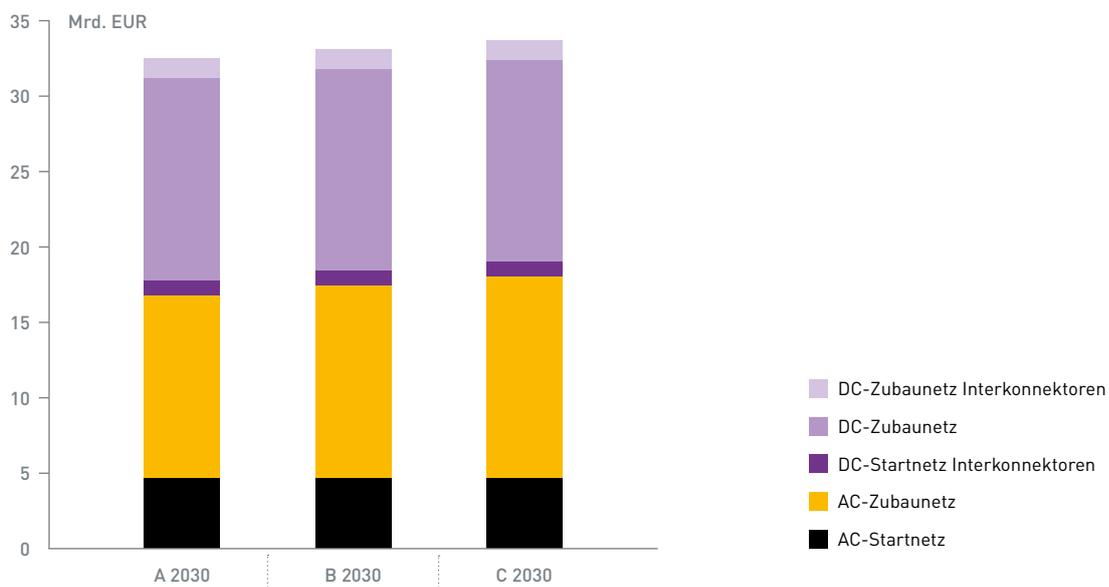
Abbildung 43: Trassenverstärkung im Bestand im NEP 2030



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In Abbildung 44 sind für alle Szenarien mit Blick auf 2030 die geschätzten Investitionskosten bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen abgebildet.

Abbildung 44: Investitionskosten im NEP 2030 bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Ohne Berücksichtigung der nicht vorschlagswürdigen Maßnahmen (siehe Kapitel 4.2.5) reduzieren sich die Investitionskosten für das AC-Zubaunetz im Szenario A 2030 um rund 600 Mio. €, im Szenario B 2030 um rund 900 Mio. € und im Szenario C 2030 um ca. 1,2 Mrd. €.

Für das Szenario B 2030 werden die Mengen und Kosten aus den dargestellten Grafiken beispielhaft erläutert.

Das Volumen der Netzverstärkungen auf Bestandstrassen einschließlich der Startnetz-Maßnahmen beträgt in B 2030 rund *8.200 km* (davon *3.300 km* Umbeseilung oder Stromkreisaufgaben und *4.900 km* Neubau einer leistungsfähigeren Leitung in bestehenden Trassen) bzw. 7.550 km ohne Berücksichtigung der nicht vorschlagswürdigen Maßnahmen. Zum Vergleich: Das Volumen des gesamten heutigen Höchstspannungsnetzes liegt bei rund 35.000 km. Der Ausbaubedarf neuer Leitungstrassen beträgt einschließlich Startnetz im Szenario B 2030 *3.600 km*. Davon sind *gut 2.400 km* HGÜ-Verbindungen und knapp 1.200 km AC-Verbindungen. In den Kilometerangaben zu den HGÜ-Verbindungen ist der deutsche Anteil der fünf DC-Interkonnektoren nach Belgien, Dänemark, Norwegen und Schweden mit einer Länge von rund 330 km enthalten.

Die Übertragungskapazität der HGÜ-Verbindungen beträgt in Szenario B 2030 – wie auch in den Szenarien A 2030 und C 2030 – 8 GW. Das Volumen der Investitionen beträgt in den nächsten zehn Jahren für das Szenario B 2030 insgesamt ca. *33 Mrd. €* bei Vollverkabelung der HGÜ-Verbindungen DC1 sowie DC3-5. Darin sind rund 6 Mrd. € für das Startnetz enthalten. Ohne Berücksichtigung der nicht vorschlagswürdigen Maßnahmen sinkt das Investitionsvolumen um rund 900 Mio. €.

Die Tabelle 14 enthält je Szenario die Gesamtkosten für den Netzausbau in Mrd. € abhängig vom Verkabelungsgrad der Verbindungen DC1 sowie DC3-5. *Die ausgewiesenen Gesamtkosten der Szenarien sowie die Längenangaben (vgl. Tabelle 15) haben sich im Vergleich zum ersten Entwurf des NEP 2030 verringert. Dies liegt im Wesentlichen an der Anpassung der Längenangaben von DC3, DC4 und DC5 an das BBPIG-Monitoring Q1/2017. Der zugrunde gelegte Vorschlagskorridor aus den Anträgen nach § 6 NABEG führt gegenüber den bisherigen Annahmen im NEP zu rund 200 km Einsparung an DC-Neubau – mit entsprechend geringeren Kosten.*

Tabelle 14: Gesamtkosten für den Netzausbau in Abhängigkeit vom Verkabelungsgrad der DC-Verbindungen

Angaben in Mrd. EUR (gerundet)	A 2030	B 2030	C 2030
Kabel 100 %	32	33	34
Kabel 75 %	31	32	32

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Die nachfolgende Tabelle 15 gibt eine Übersicht über die Längenangaben der erforderlichen Netzverstärkungen und des Neubaubedarfs aus den Kapiteln 4.2.1 und 4.2.6 sowie aus den Abbildungen 42 und 43 – differenziert nach Start- und Zubaunetz.

Tabelle 15: Längenangaben Start- und Zubaunetz im NEP 2030

Angaben in km	AC-Verstärkung		DC-Verstärkung		AC-Neubau	DC-Neubau	Summe
	Zu- / Umbeseilung	Neubau in Bestandstrasse	Zu- / Umbeseilung	Neubau in Bestandstrasse			
Startnetz	200	900	0	0	600	200	1.900
Zubaunetz							
A 2030	2.400	3.700	300	40	600	2.200	9.300
B 2030	2.800	4.000	300	40	600	2.200	9.900
C 2030	2.900	4.200	300	40	600	2.200	10.200
Start- und Zubaunetz							
A 2030	2.600	4.600	300	40	1.200	2.400	11.100
B 2030	3.000	4.900	300	40	1.200	2.400	11.800
C 2030	3.100	5.100	300	40	1.200	2.400	12.100

Hinweis: Abweichungen in den Summen in der Tabelle sind rundungsbedingt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



4.3 Pilot: Projektcharakterisierung¹⁷

Die ÜNB haben die im Zuge des NEP 2025 vorgestellte und öffentlich konsultierte Bewertung von Maßnahmen für den NEP 2030 noch einmal weiterentwickelt. Erstmals werden die gemäß der geltenden Planungsgrundsätze erforderlichen Projekte zusätzlich anhand verschiedener Kriterien, die unterschiedliche Perspektiven abdecken, beschrieben und charakterisiert. Darüber hinaus können lokale bzw. individuelle Gründe für die Notwendigkeit eines Projektes bestehen, die nicht durch die allgemeinen Kriterien der Projektcharakterisierung erfasst werden können. Die Charakterisierung ermöglicht einen relativen Vergleich zwischen den Projekten in dem jeweiligen Kriterium.

Mit der Projektcharakterisierung lassen sich Aussagen treffen, wie gut ein Projekt in den unterschiedlichen Bewertungskriterien abschneidet und wodurch es charakterisiert ist. Alle im NEP 2030 in den jeweiligen Szenarien ausgewiesenen Projekte und Maßnahmen sind zur Herstellung eines engpassfreien Netzes erforderlich. Die Projektcharakterisierung dient somit nicht der Auswahl von Maßnahmen, sondern der Charakterisierung und Veranschaulichung des Nutzens eines Projektes. Aufgrund des übergeordneten Ziels, die Projekte mit ihren individuellen Eigenschaften zu charakterisieren, wurde die ehemalige Bezeichnung „Maßnahmenbewertung“ in „Projektcharakterisierung“ geändert.

Die Projektcharakterisierung ist ein Pilotprojekt und wird auf alle Zubauprojekte aus dem Ergebnisnetz des Szenarios B 2030 – mit Ausnahme von Punktmaßnahmen und grenzüberschreitender Leitungen in das benachbarte Ausland – angewendet. Dabei wird auf Projektebene bewertet, d. h. alle Maßnahmen eines Projektes werden gebündelt betrachtet. Die Ergebnisse der Projektcharakterisierung werden in den Projektsteckbriefen im Anhang zu diesem Bericht veröffentlicht. Für die einzelnen Kriterien wurden unterschiedliche Methoden entwickelt, die nachfolgend skizziert werden.

Exkurs: Einordnung der Bewertungskriterien aus dem NEP 2030 in den ENTSO-E Bewertungskontext

Multikriterielle Ansätze zur Bewertung von Maßnahmen und Projekten finden sich auch in anderen Untersuchungen wie beispielsweise im Rahmen der Erstellung des TYNDP. Die Bewertungsmethodik der Kriterien sowie ausgewiesene Merkmalsausprägungen unterscheiden sich im NEP insofern von der dort angewandten ENTSO-E Methodik, als dass im NEP ausschließlich Maßnahmen innerhalb eines zusammenhängenden Marktgebietes (Deutschland) zur Bewertung herangezogen werden. Der Einfluss von Projekten auf grenzüberschreitende Handelsaustauschkapazitäten und dadurch entstehende energiewirtschaftliche Auswirkungen sind somit kein Gegenstand der Projektcharakterisierung im NEP 2030.

In der „ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects“ (ENTSO-E, 05.02.2015) wurden folgende Hauptkategorien („Main categories of the project assessment methodology“) formuliert, die von der EU-Kommission bestätigt wurden: Technische Aspekte, Umweltbeeinflussung, Transportaufgabe, Wohlfahrtseffekte/vermiedene Markteingriffe, Nachhaltigkeit. Diese sind mit den im NEP untersuchten Bewertungskriterien inhaltlich vergleichbar.

¹⁷ Das Kapitel 4.3. „Pilot: Projektcharakterisierung“ wurde neu in den zweiten Entwurf des NEP 2030 aufgenommen. Um die Lesbarkeit zu erleichtern, wurde auf eine kursive Schrift verzichtet.



Vermiedener Redispatch

Das Bewertungskriterium „vermiedener Redispatch“ zeigt die Wirksamkeit eines Projektes hinsichtlich der durch das jeweilige Projekt vermiedenen Redispatchmenge.

Falls für eine konkrete Stromübertragungsaufgabe die Netzkapazitäten nicht ausreichen und Überlastungen drohen, sind die Übertragungsnetzbetreiber ermächtigt, in die Stromerzeugung einzugreifen, um die Systemsicherheit zu gewährleisten. Bei einem Nord-Süd-Engpass würde beispielsweise Erzeugungsleistung im Norden heruntergefahren und zum Ausgleich Erzeugungsleistung im Süden hochgefahren werden, sodass sich der Nord-Süd-Leistungsfluss reduziert. Falls dabei EE-Anlagen in ihrer Leistung gedrosselt werden müssen, wird dies als EE-Einspeisemanagement bezeichnet. Löst eine Maßnahme Engpässe im Netz auf, reduziert sie folglich auch den Redispatchbedarf. Ein hoher Redispatchbedarf ist operativ schwerer zu beherrschen und führt dazu, dass das System häufiger an seinen Sicherheitsgrenzen betrieben wird.

Für die Bestimmung der notwendigen Redispatch-Eingriffe wird ein Modell des Instituts für Hochspannungstechnik (IFHT) an der RWTH Aachen genutzt. Dieses Modell berechnet, ausgehend vom Ergebnis der Strommarktsimulation und einem vorgegebenen Netzausbauzustand, die zur Herstellung der für die (n-1)-Sicherheit notwendigen Anpassungen der markt-basierten Kraftwerksfahrpläne in Form der notwendigen Redispatch-Eingriffe. Dabei wird ein kostenoptimaler Redispatch unter Beachtung der Nebenbedingungen aus der Marktsimulation (z. B. Mindesteinsatzzeiten, Rampen- und Must-Run-Bedingungen von Kraftwerken) ermittelt. Des Weiteren wird der gesetzlich vorgeschriebene Einspeisevorrang von erneuerbaren Energien berücksichtigt. Dies bedeutet, dass EE-Anlagen gemäß der derzeitigen Praxis nur dann abgesenkt werden, wenn die Systemsicherheit nicht durch Redispatch aus konventionellen Anlagen sichergestellt werden kann.

Die Methodik erlaubt die Bestimmung der kostenoptimalen Redispatchmenge (konventionell und EE) für eine bestimmte Netztopologie. Um den durch ein Projekt vermiedenen Redispatch zu bestimmen, muss die notwendige Redispatchmenge in einer Netztopologie mit und ohne dem betrachteten Projekt verglichen werden.

Die Wirksamkeit einer Netzausbaumaßnahme, sprich die vermiedene Redispatchmenge, hängt grundsätzlich von zwei Faktoren ab: dem gewählten energiewirtschaftlichen Szenario (hier B 2030) und dem Umsetzungsgrad der übrigen geplanten Netzausbaumaßnahmen. Zwischen den Maßnahmen können dabei Wechselwirkungen entstehen, z. B. kann eine Maßnahme erst Wirkung entfalten, wenn vor- oder nachgelagerte Engpässe behoben sind. Um alle zu untersuchen- den Projekte unter den gleichen Randbedingungen zu bewerten und gleichzeitig die Wechselwirkungen zwischen den Maßnahmen zumindest vereinfacht zu berücksichtigen, werden alle Projekte in drei verschiedenen Basisnetzen untersucht: im Startnetz, im sogenannten BBP-Netz, das alle Maßnahmen aus dem EnLAG und dem Bundesbedarfsplan enthält, und im Zielnetz. Für die Darstellung wird der Mittelwert der in den Basisnetzen vermiedenen Redispatch-mengen herangezogen.

Vermiedenes EE-Einspeisemanagement

Neben dem insgesamt vermiedenen Redispatch wird das durch eine Maßnahme vermiedene Einspeisemanagement als zusätzliches Kriterium herangezogen. Das Kriterium bewertet folglich, welche Energiemengen aus erneuerbaren Quellen – unter Berücksichtigung des Einspeisevorrangs erneuerbarer Energien – aufgrund von Netzengpässen abgeregelt werden müssen.

Welche EE-Energiemengen in der jeweiligen Netztopologie zur Kompensation der Engpässe abgeregelt werden müssen, wird aus den Berechnungen zum vermiedenen Redispatch (wie oben beschrieben unter Beachtung des gegenwärtigen Ordnungsrahmens) ermittelt. Dabei ist die Energiemenge aus der notwendigen EE-Abregelung eine Teilmenge der ermittelten gesamten Redispatchmenge, da sich beide Kriterien aus einer gemeinsamen Berechnung ergeben. Erneut wird das durch ein Projekt vermiedene Einspeisemanagement in den drei Basistopologien Startnetz, BBP-Netz und Zielnetz ermittelt und anschließend gemittelt.



Systemdienlichkeit: Ausfälle und Überlastungen

Die Erforderlichkeit einer Maßnahme leitet sich in den netzplanerischen Berechnungen daraus ab, dass die Maßnahme Überlastungen im Netz behebt und somit zur (n-1)-Sicherheit beiträgt. Zusätzlich zu den Einzelnachweisen einer Maßnahme wird im Kriterium „Systemdienlichkeit“ bewertet, wie viele Verletzungen des (n-1)-Kriteriums die Maßnahmen eines Projektes im Jahr beheben. Im Zuge der Berechnungen zu diesem Bewertungskriterium werden für alle 8.760 Netznutzungsfälle (n-1)-Berechnungen für das Szenario B 2030 durchgeführt. Die Anzahl und das Ausmaß der aufgehobenen (n-1)-Verletzungen sind abhängig von dem im Netzmodell angesetzten Ausbauzustand. Die Bewertung der Projekte wird erneut im Startnetz, im BBP-Netz und im Zielnetz vorgenommen, um die Abhängigkeit vom Ausbauzustand zu reduzieren. Ergebnis der Untersuchung ist die Anzahl der im Simulationsjahr aufgehobenen (n-1)-Verletzungen je Projekt, gemittelt für die drei Basisnetze.

Planungsrobustheit

Im Kriterium „Planungsrobustheit“ werden die Projekte auf Basis der Anzahl der Szenarien, in denen eine Maßnahme des Projektes in dem aktuellen und den bisherigen Netzentwicklungsplänen notwendig war, bewertet. Jede Investition erfordert eine Analyse der erwarteten Entwicklung der Rahmenbedingungen. Da Prognosen mit Unsicherheiten behaftet sind, werden im Netzentwicklungsplan für die zukünftige Entwicklung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen unterschiedliche Szenarien entwickelt. Welches der Szenarien mit welcher Wahrscheinlichkeit eintreten wird, ist kaum zutreffend zu beziffern. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die zukünftigen Rahmenbedingungen sich in den angespannten Szenariotrichtern der Netzentwicklungspläne befinden. Ist eine Netzausbaumaßnahme in vielen historischen und aktuellen Szenarien notwendig, besteht damit eine sehr hohe Wahrscheinlichkeit, dass diese Maßnahme für die Erfüllung der Transportaufgabe in Zukunft erforderlich ist. Die Wahrscheinlichkeit sinkt, wenn die Maßnahme nur in einzelnen Szenarien identifiziert worden ist. Damit ist aus der Sicht der Planungsrobustheit eine Investition zu bevorzugen, die sich in vielen Szenarien als erforderlich erwiesen hat. Das Kriterium „Planungsrobustheit“ bewertet somit die Netzausbaumaßnahmen in Hinblick auf ihre künftige Notwendigkeit bei unterschiedlichen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, die in den Netzentwicklungsplänen 2012 bis 2030 unterstellt wurden.

Für das Kriterium werden ausschließlich die energiewirtschaftlichen Szenarien (inkl. der Langfristszenarien) berücksichtigt, jedoch keine netztopologischen Varianten und keine Sensitivitäten. Für die Netzentwicklungspläne 2012 bis 2014 sowie für den aktuellen Netzentwicklungsplan 2030 ergeben sich somit jeweils vier betrachtete Szenarien. Im Netzentwicklungsplan 2025 werden sechs Szenarien (A 2025, B1 2025, B2 2025, C 2025, B1 2035, B2 2035) betrachtet. Insgesamt ergeben sich somit 22 ausgewertete Szenarien.

NOVA-Typ und Länge

Zur vereinfachten Bewertung der Rauminanspruchnahme einer Maßnahme werden die Leitungslänge und der NOVA-Typ herangezogen. Es ist zu beachten, dass dabei keine gesonderte Betrachtung und Bewertung von Kabellösungen erfolgt. Beim NOVA-Typ wird zwischen den folgenden Kategorien unterschieden:

- Stromkreisauflage/Umbeseilung,
- Neubau in bestehender Trasse,
- Neubau in neuer Trasse.

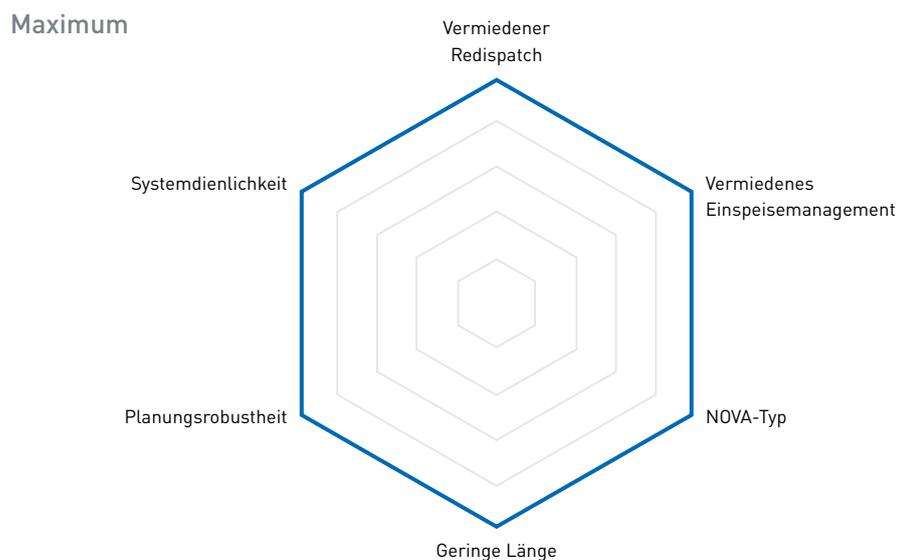
Bei Projekten, die sich aus mehreren Abschnitten mit unterschiedlichem NOVA-Typ zusammensetzen, wird ein längengewichteter Mittelwert herangezogen. Die Festlegung des Typs bzw. der Längen in den einzelnen Kategorien wird dabei entsprechend des aktuellen Planungs- und Kenntnisstandes vorgenommen und ist von der Genehmigungsbehörde in der Regel noch nicht bestätigt. Bei weiterem Fortschritt der Realisierungsphasen kann sich diese Einordnung noch ändern. Diese Betrachtung der Rauminanspruchnahme ist bewusst einfach gewählt, da lediglich ein relativer Vergleich der Maßnahmen angestrebt wird und detailliertere Betrachtungen zum gegebenen Planungsstand und im Zeitrahmen nicht verhältnismäßig wären.



Darstellung der Ergebnisse

Die Ergebnisse werden in Form einer sogenannten Spinnennetzgrafik dargestellt. Die Achsen des Spinnennetzes sind so definiert, dass positive Ergebnisse von großen Werten im Spinnennetz repräsentiert werden. Ein optimales Projekt, dass z. B. hohe Mengen Redispatch und Einspeisemanagement vermeidet sowie eine hohe Planungsrobustheit und Systemdienlichkeit, eine geringe Länge und einen geringen NOVA-Typ besitzt, läge dementsprechend auf allen Achsen am äußeren Rand des Spinnennetzes (vgl. Abbildung 45).

Abbildung 45: Idealtypisches Ergebnis der Projektcharakterisierung mittels Spinnennetzgrafik



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Da bei den Kriterien Systemdienlichkeit, vermiedener Redispatch, vermiedenes Einspeisemanagement und Länge eine sehr große Bandbreite der Ergebniswerte vorliegt, können die Ergebnisse nicht ohne weiteres linear auf die Achsen abgebildet werden. Stattdessen werden die Projekte auf Grundlage der jeweils erzielten Werte je Kriterium in fünf etwa gleich große Gruppen eingeteilt, die mathematisch dem 0 %/20 %/40 %/60 %/80 %-Quantil entsprechen. Die exakten Grenzen der Gruppeneinteilung sind der folgenden Tabelle zu entnehmen. Beim Kriterium NOVA-Typ kann der Achsenwert bei Projekten mit unterschiedlichen NOVA-Kategorien beliebige Werte zwischen 1 und 5 annehmen. Beim Kriterium Planungsrobustheit erfolgt ebenfalls keine Gruppierung, stattdessen werden die Werte linear skaliert auf die Achse im Spinnennetz aufgetragen. Hierbei entspricht die innerste Linie im Spinnennetz dem minimal auftretenden Wert von drei Szenarien und die äußerste Linie dem maximal möglichen Wert von 22 Szenarien. Durch die lineare Aufteilung liegen die Ergebnisse nicht immer auf den Linien des Spinnennetzes.



Tabelle 16: Gruppierung der Kriterien der Projektcharakterisierung auf den Achsen der Spinnennetzgrafik

Systemdienlichkeit Anzahl behobener (n-1)-Verletzungen			Vermiedener Redispatch (GWh)			Vermiedenes EisMan (GWh)		
Gruppe	von	bis	Gruppe	von	bis	Gruppe	von	bis
1	0	580	1	0	30	1	0	10
2	580	1.620	2	30	150	2	10	70
3	1.620	3.060	3	150	410	3	70	210
4	3.060	6.340	4	410	1.400	4	210	570
5	6.340	∞	5	1.400	∞	5	570	∞

Planungsrobustheit Anzahl Szenarien		Länge (km)			NOVA-Typ Anzahl Szenarien	
Wert	bei ca. (linear interpoliert)	Gruppe	von	bis	Wert	bei
1	3	1	∞	160	1	Neubau in neuer Trasse
2	8	2	160	100		
3	13	3	100	50	3	Neubau in bestehender Trasse
4	17	4	50	30		
5	22	5	30	0	5	Zu-/Umbeseilung

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Redispatch-Ergebnisse der Basis-Topologien

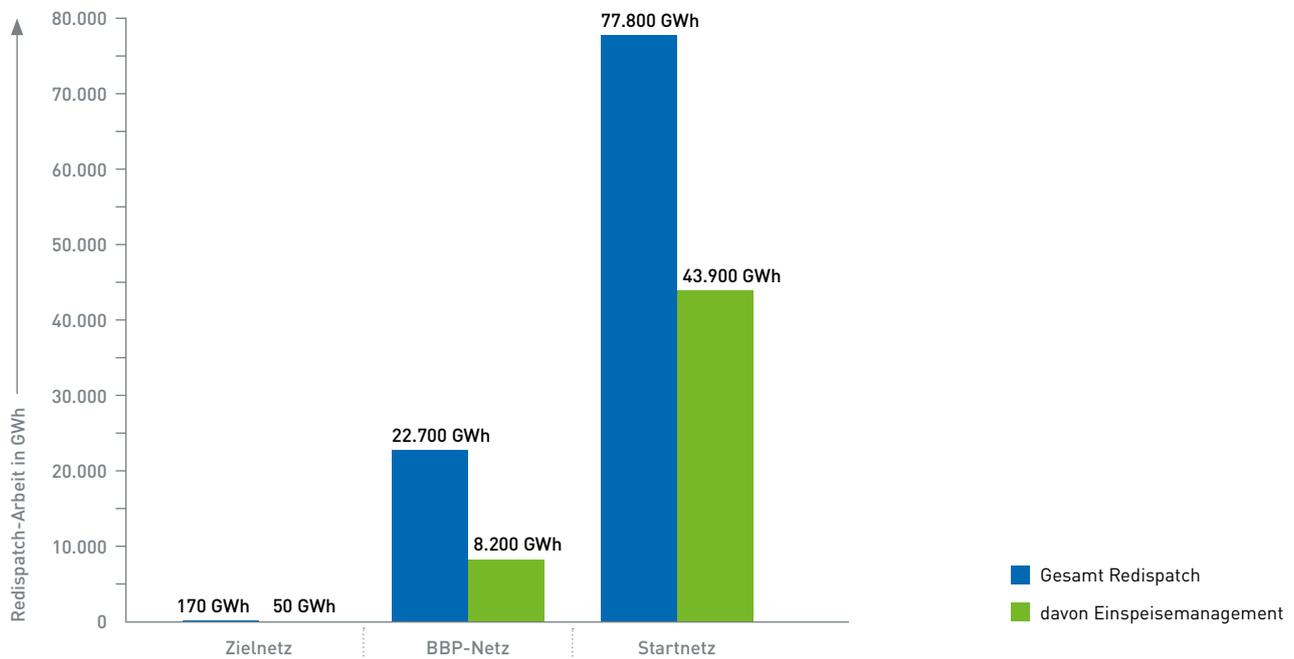
Nachfolgend werden das Redispatch-Volumen und das Einspeisemanagement für die drei Basistopologien vergleichend gegenübergestellt. Die Basistopologie „Startnetz“ stellt dabei den heutigen Zustand des deutschen Übertragungsnetzes zzgl. EnLAG-Maßnahmen, planfestgestellter und in Bau befindlicher Maßnahmen sowie Maßnahmen aus sonstigen Verpflichtungen (z. B. Kraftwerksanschlüsse) gemäß dem Startnetz des ersten Entwurfs des NEP 2030 dar. In dieser Basistopologie sind im Szenario B 2030 aufgrund des geringen Netzausbauzustands mit rund 77.800 GWh Redispatch und davon ca. 43.900 GWh Einspeisemanagement die größten Eingriffe in die Erzeugung erforderlich, um die Systemsicherheit zu gewährleisten. Zum Vergleich: Im Jahr 2015, dem Jahr mit dem bisher höchsten Volumen, betrug das Redispatch-Volumen rund 16.100 GWh, davon rund 4.800 GWh Einspeisemanagement, wodurch insgesamt Kosten in Höhe von rund 1 Mrd. € für die deutschen Netzkunden anfielen.

Werden alle im Bundesbedarfsplan enthaltenen Projekte zeitgerecht realisiert, erhält man das so genannte „BBP-Netz“, wodurch das Redispatch-Volumen im Szenario B 2030 um den Faktor 3 und das erforderliche Einspeisemanagement um den Faktor 5 reduziert werden können.

Bei Umsetzung aller im Szenario B 2030 enthaltenen Projekte ist das resultierende Zielnetz nahezu engpassfrei, sodass nur noch sehr geringe Eingriffe in die Erzeugung und damit einhergehend geringe Mengen Redispatch und Einspeisemanagement erforderlich sind.



Abbildung 46: Übersicht über das Volumen an Redispatch und Einspeisemanagement in den Basistopologien

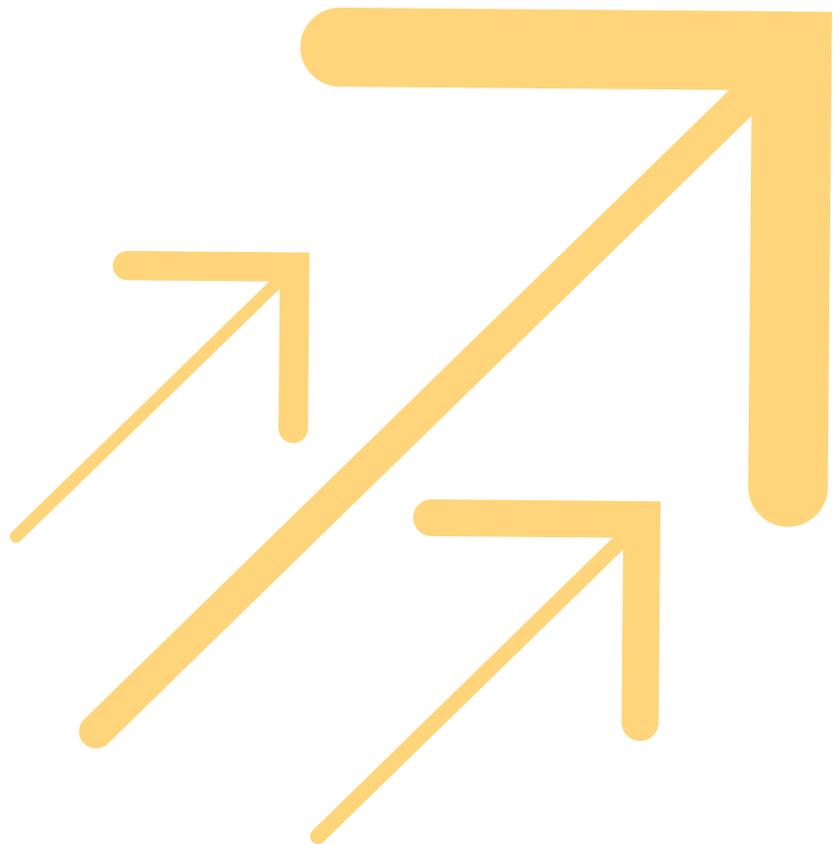


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Übersicht Links

- Dokumente zum Szenariorahmen 2017 – 2030: www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/316 ↗
- Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes: www.netzentwicklungsplan.de/ZUX ↗
- Gemeinsame Informationsplattform der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan Strom: www.netzentwicklungsplan.de ↗
- Erläuterungen zum Freileitungsmonitoring: www.netzentwicklungsplan.de/ZUB ↗
- Erläuterungen zu den Netzanalysen im NEP 2012: www.netzentwicklungsplan.de/ZU2 ↗
- Begleitdokument Punktmaßnahmen zum NEP 2030: www.netzentwicklungsplan.de/Begleitdokument_NEP_2030_2_Entwurf_Punktmassnahmen.pdf ↗
- Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Projektsteckbriefe), zweiter Entwurf: www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2030_2_Entwurf_Teil2.pdf ↗
- Im NEP berücksichtigte Standardkosten: www.netzentwicklungsplan.de/ZU6 ↗

5 ÜBERSICHT DER IM NEP IDENTIFIZIERTEN MASSNAHMEN SOWIE DES UMSETZUNGSSTANDS



5 ÜBERSICHT DER IM NEP IDENTIFIZIERTEN MASSNAHMEN SOWIE DES UMSETZUNGSSTANDS

Kapitel 5 gibt einen Überblick über die im Rahmen der Netzanalysen identifizierten Leitungs- und Anlagenmaßnahmen in den einzelnen Szenarien. Da die Bundesnetzagentur (BNetzA) vertikale Punktmaßnahmen nicht nach § 12c Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) bestätigt, werden diese im Netzentwicklungsplan (NEP) 2030 nicht als eigenständige Maßnahmen aufgeführt, sondern zur Information in einem gesonderten Begleitdokument zum NEP unter www.netzentwicklungsplan.de/Begleitdokument_NEP_2030_2_Entwurf_Punktmassnahmen.pdf zusammengefasst.

Im Folgenden werden die in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 identifizierten Projekte und Maßnahmen tabellarisch dargestellt. In Bezug auf das Szenario B 2035, das vorrangig der Nachhaltigkeitsprüfung dient, sind die Projekte und Maßnahmen aufgelistet, die sich sowohl in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 als auch im Szenario B 2035 nachweisen lassen. Die im Szenario B 2035 zusätzlich erforderlichen DC-Verbindungen sind ausschließlich in Kapitel 4.2.6 sowie in den Abbildungen 40 und 41 dargestellt.

Zu jedem Projekt des Start- wie auch des Zubaunetzes mit Ausnahme der nicht vorschlagswürdigen Maßnahmen (siehe nachfolgend Tabelle 22 sowie Kapitel 4.2.5) gibt es im Anhang zu diesem Bericht unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2030_2_Entwurf_Teil2.pdf einen ausführlichen Steckbrief. Bei den Projekten und Maßnahmen des Zubaunetzes ist sowohl in Tabelle 21 als auch in den Steckbriefen im Anhang zusätzlich vermerkt, wenn diese im jeweils aktuellsten Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) von ENTSO-E enthalten sind oder einen Status als project of common interest (PCI) der Europäischen Union haben.

Gemäß § 12b Abs. 1 EnWG muss im Netzentwicklungsplan der Stand der Umsetzung des jeweils vorhergehenden Netzentwicklungsplans dargestellt werden. Zusätzlich ist nachfolgend in Tabelle 23 aufgeführt, welche Projekte *und Maßnahmen* seit dem NEP 2025 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. Grundlage hierfür war der Umsetzungsstand *Ende März 2017*.

In dieser Spalte wird unterschieden zwischen:

- keine Angabe = noch keine Aktivitäten,
- 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren,
- 2: im Raumordnungsverfahren (ROV)/Bundesfachplanung (BFP),
- 3: vor oder im Planfeststellungsverfahren (PFV)/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG),
- 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 auf Überlegungen, bis wann eine ambitioniert realistische Umsetzung tatsächlich möglich ist.



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

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. Bei Maßnahmen des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) und des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) entsprechen die anvisierten Inbetriebnahmejahre den Zieljahren des Monitoringberichts der BNetzA **Quartal 1/2017**.

Die Längenangaben der jeweiligen Maßnahmen beziehen sich auf die betroffenen Trassenkilometer 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 gemeinsamen Anfangs- und Endpunkt angegeben. Die anzugebende Stromkreislänge würde in diesem Fall das Zweifache der Trassenlänge betragen.

*Die Vorgehensweise bei der Ermittlung der Längenangaben der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsverbindungen (HGÜ-Verbindungen) wird in Kapitel 4.2 beschrieben. Für die Projekte DC2, DC3, DC4 und DC5 sind die Längenangaben abweichend davon dem BBPlG-Monitoring **Stand Quartal 1/2017** entnommen.*



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

5.1 Startnetz NEP 2030

Tabelle 17: Startnetz 50Hertz NEP 2030

Startnetznummer	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
50HzT-001	Altenfeld – Redwitz (Landesgrenze TH/BY)	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	EnLAG Nr. 4	26		2017	4: genehmigt oder im Bau
50HzT-003	Neuenhagen – Vierraden – Bertikow	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse und Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 3	55	65	2020	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG, 4: genehmigt oder im Bau
	2. Einschleifung Vierraden	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse und Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 3	5		2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Bertikow	Anlage	Netzausbau: horizontal	EnLAG Nr. 3			2017	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG
50HzT-005	Wolmirstedt	Anlage	Netzverstärkung: horizontal				2017	4: genehmigt oder im Bau
50HzT-007	Neuenhagen – Hennigsdorf – Wustermark	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse und Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 11	10	70	2021	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG 5: realisiert
50HzT-021	Netzanschluss PSW Talsperre Schmalwasser	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse		2		2024	
	Netzanschluss PSW Talsperre Schmalwasser	Anlage	Netzausbau: für Dritte				2024	
50HzT-022	Netzanschluss KW Premnitz	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse		2		2020/21	
	Netzanschluss KW Premnitz	Anlage	Netzausbau: horizontal				2020/21	
50HzT-031	Hamburg/Nord	Anlage	Netzverstärkung: horizontal				2017	4: genehmigt oder im Bau
50HzT-035	Netzanschluss PSW Leutenberg	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse		2		2024	
	Netzanschluss PSW Leutenberg	Anlage	Netzausbau: für Dritte, horizontal				2024	
50HzT-P127-17	Vieselbach	Anlage	Netzausbau: horizontal				2018/19	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG
50HzT-P128	Vierraden	Anlage	Netzausbau: horizontal				2018	4: genehmigt oder im Bau
	Röhrsdorf	Anlage	Netzausbau: horizontal				2017	4: genehmigt oder im Bau



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Tabelle 18: Startnetz Amprion NEP 2030

Startnetznummer	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
AMP-001	Wehrendorf – St. Hülfe	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 2		35	2019	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG
AMP-002	Pkt. Ackerstraße – Pkt. Mattlerbusch	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung			3	2017	4: genehmigt oder im Bau
AMP-009	Niederrhein – Punkt Wettringen	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 5		73	2020	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG
	Niederrhein – Punkt Wettringen (Kabel)	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 5		12	2020	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG
	Punkt Wettringen – Punkt Meppen	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	EnLAG Nr. 5	65		2020	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG
	Asbeck	Anlage	Netzausbau: horizontal	EnLAG Nr. 5			2019	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG
AMP-010	Punkt Gaste – Lüstringen	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung	EnLAG Nr. 16, 18		15	2017	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG
	Lüstringen – Wehrendorf	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 16, 18		20	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsver- fahren
	Lüstringen – Hesseln	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 16, 18		28	2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsver- fahren
	Hesseln – Gütersloh	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 16, 18		22	2024	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG
AMP-012	Mengede – Punkt Herne	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung			17	2017	4: genehmigt oder im Bau
	Punkt Herne – Punkt Wanne	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse			3	2017	4: genehmigt oder im Bau
AMP-013	Niederrhein – Punkt Lackhausen	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 13		3,5	2018	4: genehmigt oder im Bau
	Isselburg – Bundes- grenze (NL)	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	EnLAG Nr. 13	2,0		2018	4: genehmigt oder im Bau
	Punkt Lackhausen – Punkt Wittenhorst	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung	EnLAG Nr. 13		24,5	2018	4: genehmigt oder im Bau
	Punkt Wittenhorst – Millingen-Isselburg	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 13		10	2018	4: genehmigt oder im Bau
AMP-014	Punkt Fellerhöfe – Punkt St. Tönis	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	EnLAG Nr. 14, 15	7,5		2018	4: genehmigt oder im Bau
	Punkt St. Tönis – Punkt Hüls-West	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung	EnLAG Nr. 14, 15		6,5	2019	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetznummer	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
AMP-014	Utfort – Pkt. Hüls-West	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 14, 15		15	2022	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG
	Osterath – Gohrpunkt	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 14, 15		20	2019	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG
	Gohrpunkt – Rommerskirchen	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	EnLAG Nr. 14, 15	10		2019	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG
	Utfort – Osterath	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung	EnLAG Nr. 14, 15		50	2019	4: genehmigt oder im Bau
	Punkt Stratum-Süd – Gellep	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 14, 15		2	2019	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG
AMP-018	Rommerskirchen – Sechtem	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 15		35	2019	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG
	Brauweiler – Sechtem	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung	EnLAG Nr. 15		23	2018	4: genehmigt oder im Bau
	Sechtem	Anlage	Netzverstärkung: für Dritte	EnLAG Nr. 15			2018	4: genehmigt oder im Bau
AMP-019	Lippe	Anlage	Netzverstärkung: für Dritte				Abhängig vom Zeitplan des Kraftwerksprojekts	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
AMP-020	Abzweig Kriftel – Punkt Obererlenbach	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung	EnLAG Nr. 8		10	2017	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG
	Kriftel – Abzweig Kriftel	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	EnLAG Nr. 8	1		2017	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG
AMP-022	Kruckel – Punkt Ochsenkopf	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 19		18	2023	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG
	Punkt Ochsenkopf – Dauersberg	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 19		92	2023	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG
	MSCDN Garenfeld	Anlage	Netzausbau: horizontal	EnLAG Nr. 19			2021	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Garenfeld	Anlage	Netzausbau: horizontal	EnLAG Nr. 19			2021	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
AMP-028	Punkt Wanne – Punkt Günnigfeld	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung			5	2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Emscherbruch	Anlage	Netzausbau: für Dritte				Abhängig vom Zeitplan des Kraftwerksprojekts	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetznummer	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
AMP-028	Eiberg	Anlage	Netzausbau: für Dritte				Abhängig vom Zeitplan des Kraftwerksprojekts	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
AMP-029	Uerdingen	Anlage	Netzausbau: für Dritte				Abhängig vom Zeitplan des Kraftwerksprojekts	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
AMP-032	Niederrhein – Ufort	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 14		25	2022	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG
AMP-034	Kriftel	Anlage	Netzausbau: horizontal				2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Kriftel	Anlage	Netzausbau: horizontal				2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Weißenthurm	Anlage	Netzausbau: horizontal				2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Büscherhof	Anlage	Netzausbau: horizontal				2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Kusenhorst	Anlage	Netzausbau: horizontal				2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
AMP-P30	Hamm/Uentrop – Kruckel	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung	BBP Nr. 9		60	2017	4: genehmigt oder im Bau
AMP-P41	Punkt Metternich – Niederstedem	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	BBP Nr. 15		108	2021	4: genehmigt oder im Bau
AMP-P100	380/220-kV-Transformator Walsum	Anlage	Netzausbau: horizontal				2017	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
AMP-P110	380/220-kV-Transformator Sechtem	Anlage	Netzausbau: horizontal				2017	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
AMP-P160	380/220-kV-Transformator Brauweiler	Anlage	Netzausbau: horizontal				2019	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
AMP-P178	Schaltanlage Gütersloh	Anlage	Netzverstärkung: horizontal				2025	4: genehmigt oder im Bau

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Tabelle 19: Startnetz TenneT NEP 2030

Startnetznummer	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
TTG-004	Altenfeld (Landesgrenze TH/BY) – Redwitz	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	EnLAG Nr. 4	31		2017	5: realisiert
TTG-005	Hamburg/Nord – Dollern	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 1		45	2018	4: genehmigt oder im Bau
	Audorf/Süd – Hamburg/Nord	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 1		70	2017	4: genehmigt oder im Bau
	Audorf/Süd – Handewitt	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 1		70	2019	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG
	Handewitt – Kassø	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 1		10	2020	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG
TTG-006	Wahle – Mecklar	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	EnLAG Nr. 6	230		2021	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG
TTG-007	Dörpen/West – Niederrhein (Punkt Meppen)	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	EnLAG Nr. 5	32		2018	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG
TTG-009	Ganderkesee – St. Hülfe	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	EnLAG Nr. 2	61		2021	4: genehmigt oder im Bau
TTG-013	Kupplung Brunsbüttel	Anlage	Netzverstärkung: horizontal				2017	4: genehmigt oder im Bau
TTG-018	Lamspringe MSCDN	Anlage	Netzausbau: horizontal				2020	4: genehmigt oder im Bau
	Stadorf MSCDN	Anlage	Netzausbau: horizontal				2017	4: genehmigt oder im Bau
	Schwandorf MSCDN	Anlage	Netzausbau: horizontal				2022	4: genehmigt oder im Bau
	Etzenricht MSCDN	Anlage	Netzausbau: horizontal				2023	4: genehmigt oder im Bau
	Begrheinfield/West MSCDN	Anlage	Netzausbau: horizontal				2017	4: genehmigt oder im Bau
	Begrheinfield/West Spulen	Anlage	Netzausbau: horizontal				2017	4: genehmigt oder im Bau
	Hardeggen Spulen	Anlage	Netzausbau: horizontal				2021	4: genehmigt oder im Bau
	Audorf/Süd Spulen	Anlage	Netzausbau: horizontal				2017/2018	4: genehmigt oder im Bau
	Etzenricht Spule	Anlage	Netzausbau: horizontal				2020	4: genehmigt oder im Bau



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetznummer	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
TTG-018	Fedderwarden Spule	Anlage	Netzausbau: horizontal				2020	4: genehmigt oder im Bau
	Isar Spule	Anlage	Netzausbau: horizontal				2018	4: genehmigt oder im Bau
	Lamspringe Spule	Anlage	Netzausbau: horizontal				2020	4: genehmigt oder im Bau
	Klixbüll/Süd Spule	Anlage	Netzausbau: horizontal				2019	4: genehmigt oder im Bau
	Ottenhofen Spule	Anlage	Netzausbau: horizontal				2018	4: genehmigt oder im Bau
	Unterweser Spulen	Anlage	Netzausbau: horizontal				2023	4: genehmigt oder im Bau
	Wahle Spule	Anlage	Netzausbau: horizontal				2018	4: genehmigt oder im Bau
	Borken STATCOM	Anlage	Netzausbau: horizontal				2019	4: genehmigt oder im Bau
TTG-P25	Süderdonn – Heide/West	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	BBP Nr. 8	23		2018	4: genehmigt oder im Bau
	Heide/West – Husum/Nord	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	BBP Nr. 8	46		2018	4: genehmigt oder im Bau
TTG-P68	Deutschland – Norwegen (NordLink): onshore	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	BBP Nr. 33	54		2019/2020	4: genehmigt oder im Bau
	Deutschland – Norwegen (NordLink): offshore bis zur AWZ-Grenze	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	BBP Nr. 33	154		2019/2020	4: genehmigt oder im Bau
TTG-P114	Krümmel	Anlage	Netzverstärkung: horizontal				2017	4: genehmigt oder im Bau
TTG-P157	Umspannwerk Conneforde	Anlage	Netzverstärkung: horizontal				2019	4: genehmigt oder im Bau
TTG-P178	Schaltanlage Bechterdissen	Anlage	Netzverstärkung: horizontal				2025	

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 20: Startnetz TransnetBW NEP 2030

Startnetznummer	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
TNG-006	Hoheneck – Punkt Rommelsbach	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse			1	2017	4: genehmigt oder im Bau
	Hoheneck – Punkt Rommelsbach	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung			5	2017	4: genehmigt oder im Bau

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

5.2 Zubaunetz NEP 2030

Tabelle 21: Erläuterung zu den Übersichtskarten in Kapitel 4.2.6: Zubaunetz NEP 2030, erforderliche Projekte und Maßnahmen

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
								A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		Ausbau	Bestand		
DC1	DC1	Emden/Ost – Osterath	Leitung	AMP	1	✓		x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	300		2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
DC2	DC2	Osterath – Philippsburg (Ultranet)	Leitung	AMP, TNG	2	✓	✓	x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse und Stromkreisauf- lage/Umbesei- lung		340	2021	2: im ROV/BFP
DC3	DC3	Brunsbüttel – Großgar- tach (SuedLink)	Leitung	TTG, TNG	3	✓	✓	x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	702		2025	2: im ROV/BFP
DC4	DC4	Wilster/ West – Berg- rhein- feld/West (SuedLink)	Leitung	TTG, TNG	4	✓	✓	x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	556		2025	2: im ROV/BFP
DC5	DC5	Wolmirstedt – Isar	Leitung	50HzT, TTG	5	✓	✓	x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	540		2025	2: im ROV/BFP
P20	M69	Emden/ Ost – Halbmond	Leitung	TTG	37	✓		x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	30			
P21	M51a	Conneforde – Cloppen- burg	Leitung	AMP, TTG	6	✓		x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse		60	2023	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren
	M51b	Cloppen- burg – Merzen	Leitung	AMP, TTG	6	✓		x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	55		2024	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren
P22	M80	Elsfleth/ West – Gan- derkese- e (über Nie- dervieland)	Leitung	TTG		✓		x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse		35	2029	
	M82	Conneforde – Unterwe- ser/West	Leitung	TTG		✓		x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse		33	2029	
	M87	Unterweser/ West – Elsfleth/ West	Leitung	TTG				x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse		30	2029	



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Pro- jekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA- Kategorie: Typ	Trassen- länge in km		anvi- sierte Inbetrieb- nahme	Umsetzungs- stand
								A	B	B	C		Aus- bau	Be- stand		
								2030	2030	2035	2030					
P23	M20	Dollern – Elsfleth/ West	Leitung	TTG	38	✓		x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse	100	2026		
P24	M71a	Stade/West – Dollern	Leitung	TTG	7	✓		x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse	10	2021	3: vor oder im PFV/Geneh- migung nach BImSchG	
	M71b	Dollern – Sottrum	Leitung	TTG	7	✓		x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse	59	2022	2: im ROV/BFP	
	M72	Sottrum – Grafschaft Hoya (früher Wechold)	Leitung	TTG	7	✓		x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse	41	2023	2: im ROV/BFP	
	M73	Grafschaft Hoya (früher Wechold) – Landesber- gen	Leitung	TTG	7	✓		x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse	50	2023	2: im ROV/BFP	
P25	M44	Husum/ Nord – Klix- büll/Süd	Leitung	TTG	8	✓	✓	x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	38	2019	3: vor oder im PFV/Geneh- migung nach BImSchG	
	M45	Klixbüll/Süd – Bundes- grenze DK	Leitung	TTG	8	✓	✓	x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	17	2021	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren	
P26	M432	Brunsbüttel – Büttel	Leitung	TTG				x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse	3	2025		
	M76	Büttel – Wilster/ West	Leitung	TTG				x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse	8	2025		
	M79	Elbe- kreuzung	Leitung	TTG				x	x	x	x	Netzverstär- kung: Strom- kreisauflage/ Umbeseilung	10	2018	4: genehmigt oder im Bau	
	M89	Wilster/ West – Dollern	Leitung	TTG				x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse	55	2018/ 2025	4: genehmigt oder im Bau	
P27	M52	Landes- bergen – Wehrendorf	Leitung	AMP, TTG				x	x	x	x	Netzverstär- kung: Strom- kreisauflage/ Umbeseilung	80	2023	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren	
	M506b	Übergabe- punkt TTG/ AMP – Weh- rendorf HTL	Leitung	AMP				x	x	x	x	Netzverstär- kung: Strom- kreisauflage/ Umbeseilung	40	bis 2030		



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
								A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		Ausbau	Bestand		
P33	M24a	Wolmirstedt – Helmstedt – Hattorf – Wahle	Leitung	50HzT, TTG	10	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisauf- und Umbeseilung		111	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M24b	Wolmirstedt – Helmstedt – Hattorf – Wahle	Leitung	50HzT, TTG	10			x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		111	2027-2029	
P34	M22a	Perleberg – Stendal/ West – Wolmirstedt	Leitung	50HzT	39	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		100	2020	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG
	M22b	Parchim/ Süd – Perleberg	Leitung	50HzT	39	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		39	2021	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG
	M22c	Güstrow – Parchim/ Süd	Leitung	50HzT	39	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		50	2021	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG
P36	M21	Bertikow – Pasewalk	Leitung	50HzT	11	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		30	2021	2: im ROV/BFP
	M21 TR1	Pasewalk	Anlage	50HzT	11	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: horizontal			2021	
P37	M25a	Vieselbach – PSW Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn)	Leitung	50HzT	12	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		64	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M25b	PSW Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn) – Mecklar	Leitung	50HzT, TTG	12	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse und Stromkreisauf- und Umbeseilung		71	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P38	M27	Pulgar – Vieselbach	Leitung	50HzT	13	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		104	2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P39	M29	Röhrsdorf – Weida – Remptendorf	Leitung	50HzT	14	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		103	2025	2: im ROV/BFP
P40	M26	Graustein – Bärwalde	Leitung	50HzT				x	x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		22	2025	



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
								A	B	B	C		Ausbau	Bestand		
								2030	2030	2035	2030					
P43	M74a	Mecklar – Dipperz	Leitung	TTG	17	✓							51	2027		
	M74b	Dipperz – Bergheinfeld/West	Leitung	TTG	17	✓	x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	80		2027		
	oder P43 mod M74 mod	Mecklar – Dipperz – Urberach	Leitung	AMP, TTG							Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		164	2027		
P44	M28a	Altenfeld – Schalkau – Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77)	Leitung	50HzT		✓	x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse und Stromkreisauflage/Umbeileitung		27	2027	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	
	oder M28b	Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) – Grafenheinfeld	Leitung	TTG		✓					Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	81		2027		
	oder P44 mod M28b mod	Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) – Würgau – Ludersheim	Leitung	TTG			x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		123	2027		
P46	M56	Redwitz – Schwandorf (Ostbayernring)	Leitung	TTG	18	✓	x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		185	2023	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG	
P47	M60	Urberach – Pfungstadt – Weinheim	Leitung	AMP	19	✓	x	x	x	x	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse, Neubau in bestehender Trasse und Stromkreisauflage/Umbeileitung	7	60	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	
	M31	Weinheim – Daxlanden	Leitung	TNG	19	✓	x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		74	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	
	M32	Weinheim – G380	Leitung	TNG	19	✓	x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		17	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	
	M33	G380 – Altlußheim	Leitung	TNG	19	✓	x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		22,5	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
								A	B	B	C		Ausbau	Bestand		
								2030	2030	2035	2030					
P47	M34	Altlußheim – Daxlanden	Leitung	TNG	19	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	42	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	
P47a	M64	Punkt Kriftel – Farbwerke Höchst-Süd	Leitung	AMP				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	5	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	
P48	M38a	Grafenheinfeld – Kupferzell	Leitung	TTG, TNG	20	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung	110	2022	2: im ROV/BFP	
	M38b	Punkt Rittershausen – Stalldorf – Kupferzell	Leitung	TNG				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung	56	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	
	M39	Kupferzell – Großgartach	Leitung	TNG	20	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	48	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	
P49	M41a	Daxlanden – Bühl/ Kuppenheim – Weier – Eichstetten	Leitung	TNG	21	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	121	2021	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	
P50	M366	Pulverdingen – Oberjettigen	Leitung	TNG		✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung	45	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	
	M41	Oberjettigen – Engstlatt	Leitung	TNG		✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	34	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	
P51	M37	Großgartach – Endersbach	Leitung	TNG		✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung	32	2025		
P52	M93	Punkt Rommelsbach – Herberlingen	Leitung	AMP, TNG	24	✓	✓	x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	62	2020	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG	
	M94b	Punkt Neuravensburg – Punkt Bundesgrenze (AT)	Leitung	AMP, TNG	40	✓	✓	x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	7	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	
	M95	Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen	Leitung	AMP, TNG	25	✓	✓	x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung	88	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Pro- jekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA- Kategorie: Typ	Trassen- länge in km		anvi- sierte Inbetrieb- nahme	Umsetzungs- stand
								A	B	B	C		Aus- bau	Be- stand		
								2030	2030	2035	2030					
P53	M54	Raitersaich – Luders- heim	Leitung	TTG	41	✓		x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse	40	2026	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren	
	M350	Ludersheim – Sittling – Altheim	Leitung	TTG	41	✓		x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse	119	2026	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren	
	M431	Irsching – Sittling	Leitung	TTG				x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	25	2026	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren	
P54	M81	Irsching – Zolling – Ottenhofen	Leitung	TTG							x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse	75	2030		
P56	M503a	2. Dreibein Brunsbüttel	Anlage + Leitung	50HzT, TTG				x	x	x	x	Netzverstär- kung: horizontal	0,1	2018- 2020	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren	
P64	M107 offshore	Combined Grid Solu- tion (CSG)	Leitung	50HzT	29	✓	✓	x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	8	2018	3: vor oder im PFV/Geneh- migung nach BlmSchG	
P65	M98	Oberzier – Bundes- grenze (BE)	Leitung	AMP	30	✓	✓	x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	41	2020	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren	
P66	M101	Wilhelms- haven (Fed- derwarden) – Conne- forde	Leitung	TTG	31	✓		x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	30	2020	3: vor oder im PFV/Geneh- migung nach BlmSchG	
P67	M102	Simbach – Matzenhof – Bundes- grenze AT	Leitung	TTG	32	✓	✓	x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse	13	2020	3: vor oder im PFV/Geneh- migung nach BlmSchG	
	M103a	Altheim – Adlkofen	Leitung	TTG	32	✓	✓	x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse	7	2021	3: vor oder im PFV/Geneh- migung nach BlmSchG	
	M103b	Adlkofen – Matzenhof (Abzweig Simbach)	Leitung	TTG	32	✓	✓	x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse	66	2021	3: vor oder im PFV/Geneh- migung nach BlmSchG	
P69	M105	Emden/Ost – Conne- forde	Leitung	TTG	34	✓		x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse	60	2021	3: vor oder im PFV/Geneh- migung nach BlmSchG	



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Pro- jekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA- Kategorie: Typ	Trassen- länge in km		anvi- sierte Inbetrieb- nahme	Umsetzungs- stand
								A	B	B	C		Aus- bau	Be- stand		
								2030	2030	2035	2030					
P70	M106	Birkenfeld – Mast 115A	Leitung	TNG	35	✓		x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	15		2019	3: vor oder im PFV/Geneh- migung nach BImSchG
P72	M50	Kreis Segeberg – Lübeck	Leitung	TTG	42	✓		x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse		55	2021	3: vor oder im PFV/Geneh- migung nach BImSchG
	M351	Lübeck – Göhl	Leitung	TTG	42	✓		x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	65		2022	3: vor oder im PFV/Geneh- migung nach BImSchG
	M49	Lübeck – Siems	Leitung	TTG	42	✓		x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse		12	2022	3: vor oder im PFV/Geneh- migung nach BImSchG
P74	M96	Vöhringen – Punkt Bun- desgrenze (AT)	Leitung	AMP		✓		x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehen- der Trasse und Stromkreisauflage/ Umbeseilung		110	2023	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren
	M97	Woringen/ Lachen	Leitung	AMP		✓		x	x	x	x	Netzverstär- kung: Strom- kreisauflage/ Umbeseilung		1	2020	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren
P84	M367	Hamburg/ Nord – Hamburg/ Ost	Leitung	50HzT		✓		x	x	x	x	Netzverstär- kung: Strom- kreisauflage/ Umbeseilung		31	2024	
	M368	Krümmel – Hamburg/ Ost	Leitung	50HzT		✓		x	x		x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse		28	2030	
P112	M201	Pleinting – Bundes- grenze DE/ AT	Leitung	TTG	32	✓		x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse		47	2024	
	M212	Abzweig Pirach	Leitung	TTG	32	✓		x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse		25	2024	
P113	M202a	Krümmel – Lüneburg – Stadorf	Leitung	TTG				x	x	x	x	Netzverstär- kung: Strom- kreisauflage/ Umbeseilung		53	2025	
	M202b	Krümmel – Lüneburg – Stadorf 3. SK	Leitung	TTG				x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse		53	2030	
	M203	Stadorf – Wahle	Leitung	TTG				x	x	x	x	Netzverstär- kung: Strom- kreisauflage/ Umbeseilung		86	2025	



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Pro- jekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA- Kategorie: Typ	Trassen- länge in km		anvi- sierte Inbetrieb- nahme	Umsetzungs- stand
								A	B	B	C		Aus- bau	Be- stand		
								2030	2030	2035	2030					
P113	M204	Stadorf – Wahle 3. Stromkreis	Leitung	TTG				x	x	x	x		86	2030		
	M519	Ad hoc- Maßnahme Serienkom- pensation Stadorf – Wahle	Anlage	TTG				x	x	x	x			2022	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren	
P115	M205	Bereich Mehrums	Anlage	TTG				x	x	x	x			2021		
P116	M206	Sottrum – Landesber- gen	Leitung	TTG				x	x	x	x		79	2030		
P118	M207	Borken – Mecklar	Leitung	TTG	43			x	x	x	x		40	2022		
P124	M209b	Klosterm- ansfeld – Querfurt	Leitung	50HzT				x	x	x	x		22	2025		
P127	M393	Lubmin	Anlage	50HzT				x	x	x	x			2018	4: genehmigt oder im Bau	
	M397	Röhrsdorf	Anlage	50HzT				x	x	x	x			2020- 2025		
P132	M252	Lippe – Mengede	Leitung	AMP				x	x	x	x		10	bis 2030		
P133	M253	Borken – Gießen/ Nord	Leitung	TTG				x	x	x	x		73	2025		
	M253 PST	Lastfluss- steuernde Maßnahme Borken	Anlage	TTG				x	x	x	x			2030		
P135	M255	Bechterdis- sen – Oven- städt	Leitung	TTG				x	x	x	x		60	2030		
P150	M352 TR1	Wolkrams- hausen	Anlage	50HzT				x	x	x	x			2024		
	M352 TR2	Netzkuppler in Querfurt und Wol- kramshau- sen	Anlage	50HzT				x	x	x	x			2024		



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Pro- jekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA- Kategorie: Typ	Trassen- länge in km		anvi- sierte Inbetrieb- nahme	Umsetzungs- stand	
								A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		Aus- bau	Be- stand			
P150	M352a	Querfurt – Wolkramshausen	Leitung	50HzT	44			x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		71	2024		
P151	M353	Borken – Twistetal	Leitung	TTG	45			x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		42	2024		
P152	M354	Wahle – Klein Ilsede	Leitung	TTG						x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		10	2030		
	M370a	Klein Ilsede – Mehrum	Leitung	TTG						x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		11	2030		
P153	M355	Umspannwerk Alfstedt	Anlage	TTG				x	x	x	x	Netzausbau: vertikal und horizontal				2022	
P154	M356 TR1	380/220-kV- Transformator Siegburg	Anlage	AMP				x	x	x	x	Netzausbau: horizontal				2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M356a	380/220-kV- Transformator Siegburg	Leitung	AMP				x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	1			2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P155	M357	Schaltanlage Elsfleth/West	Anlage	TTG				x	x	x	x	Netzausbau: horizontal				2019	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG
P159	M62	Bürstadt – BASF	Leitung	AMP						x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		13	2021		1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P161	M91	Großkrotzenburg – Urberach	Leitung	AMP, TTG				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		24	2027		
P170	M380	Uchtelfangen – Ensdorf – Bundesgrenze	Leitung	AMP				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		34	bis 2030		1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P171	M381	Hanekenfähr – Merzen	Leitung	AMP				x	x		x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		36	2021		1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Pro- jekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA- Kategorie: Typ	Trassen- länge in km		anvi- sierte Inbetrieb- nahme	Umsetzungs- stand
								A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		Aus- bau	Be- stand		
P176	M387	Eichstetten – Bundes- grenze [FR]	Leitung	TNG		✓		x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse	18	2025	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren	
P180	M406	Marzahn – Friedrichs- hain – Mitte – Charlot- tenburg – Reuter – Teu- felsbruch (Kabel)	Leitung	50HzT				x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse	28	2030	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren	
P185	M420	Redwitz – Landes- grenze Bay- ern/Thürin- gen (Punkt Tschirn)	Leitung	TTG	46			x	x	x	x	Netzverstär- kung: Strom- kreisauflage/ Umbeseilung	37,5	2022	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren	
P200	M425	Hambach	Leitung	AMP				x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse	16	2025		
P201	M426	380-kV-Um- stellung Eller	Anlage	AMP						x	x	Netzverstär- kung: horizontal		2025		
P202	M428	Zubeseilung Hattingen – Pkt. Wanne	Leitung	AMP				x	x	x	x	Netzverstär- kung: Strom- kreisauflage/ Umbeseilung	24	2025	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren	
P203	M429	380-kV- Umstellung Amelsbü- ren und Umstruk- turierung Waldstedde	Leitung	AMP				x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse	18	2025	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren	
P204	M430	Tiengen – Beznau	Leitung	AMP		✓		x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse	4	2025		
P205	M416	Einschlei- fung Eich- stetten – Kühmoos	Leitung	TNG				x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse	4	2025	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren	
P206	M417	Herbertin- gen – Kreis Konstanz – Beuren – Gurtweil/ Tiengen	Leitung	AMP, TNG				x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse	138	2025	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren	
P215	M454	Bentwisch – Güstrow	Leitung	50HzT				x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse	36	2025		



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Pro- jekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA- Kategorie: Typ	Trassen- länge in km		anvi- sierte Inbetrieb- nahme	Umsetzungs- stand
								A	B	B	C		Aus- bau	Be- stand		
								2030	2030	2035	2030					
P215	M521	Bentwisch – Suchraum Gemeinden Sanitz / Dettmannsdorf	Leitung	50HzT				x	x	x	x		20	2025		
P216	M455	Güstrow – Siedenbrün- zow – Gemein- de Alt Tellin – Iven	Leitung	50HzT				x	x	x	x		90	2028		
	M523	Iven - Pase- walk/Nord - Pasewalk	Leitung	50HzT				x	x	x	x		55	2025		
P221	M460	Hansa Po- werBridge (HPB)	Leitung	50HzT				x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	60		2025 – 2026	
P222	M461	Oberba- chern – Ottenhofen	Leitung	TTG	47			x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse		44	2025	
P224	M463	Wolkrams- hausen – Ebeleben – Vieselbach	Leitung	50HzT	44			x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse		66	2024	
P225	M464a	Altheim – Isar	Leitung	TTG				x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	8		2030	
P227	M468	Lübeck – Krümmel	Leitung	TTG				x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	80		2030	
P228	M469	Landesber- gen – Wahle	Leitung	TTG				x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse		108	2030	
P232	M477	Karben – Großkrot- zenburg	Leitung	TTG				x	x	x		Netzverstär- kung: Strom- kreisaufgabe/ Umbeseilung		20	2030	
P235	M493	Lastfluss- steuernde Maßnahme Cloppen- burg	Anlage	TTG				x	x	x	x	Netzoptimie- rung: horizontal			2030	
P236	M472	Würgassen – Bergs- hausen	Leitung	TTG				x	x	x	x	Netzverstär- kung: Strom- kreisaufgabe/ Umbeseilung		47	2030	
	M473	Bergs- hausen – Borken	Leitung	TTG				x	x	x	x	Netzverstär- kung: Strom- kreisaufgabe/ Umbeseilung		30	2030	



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Pro- jekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA- Kategorie: Typ	Trassen- länge in km		anvi- sierte Inbetrieb- nahme	Umsetzungs- stand
								A	B	B	C		Aus- bau	Be- stand		
								2030	2030	2035	2030					
P251	M501	Pulgar – Lauchstädt	Leitung	50HzT				x	x		x	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse und Neu- bau in bestehen- der Trasse	7	43	2030	
P252	M504	Netzverstär- kung Thyrow – Großziethen	Leitung	50HzT				x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse		25	2030	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren
P300	M492	Grafen- heinfeld – Punkt Ritters- hausen	Leitung	TTG				x	x	x	x	Netzverstär- kung: Strom- kreisaufgabe/ Umbeseilung		50	2030	
P302	M511	Höpfingen – Hüffenhardt	Leitung	TNG				x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse		46	2030	
	M551	Höpfingen – Hüffenhardt	Leitung	TNG				x	x	x	x	Netzverstär- kung: Strom- kreisaufgabe/ Umbeseilung		46	2030	
P303	M513	Großgartach – Hüffen- hardt	Leitung	TNG				x	x	x	x	Netzverstär- kung: Strom- kreisaufgabe/ Umbeseilung		19	2030	
P304	M514	Kupferzell – Goldshöfe	Leitung	TNG				x	x	x	x	Netzverstär- kung: Strom- kreisaufgabe/ Umbeseilung		55	2030	
P305	M515	Nieder- stotzingen – Dellmen- singen	Leitung	TNG				x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse		41	2030	
	M517	Rotensohl – Niederstot- zingen	Leitung	TNG				x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse		26	2030	
P306	M518	Großgartach – Pulverdin- gen	Leitung	TNG				x	x	x	x	Netzverstär- kung: Neubau in bestehender Trasse		40	2030	
P307	M482	Bürstadt - Pfungstadt – Bischofs- heim – Urberach	Leitung	AMP							x	Netzverstär- kung: Strom- kreisaufgabe/ Umbeseilung		86	bis 2030	
P308	M483	Kriftel – Bürstadt	Leitung	AMP				x	x	x	x	Netzverstär- kung: Strom- kreisaufgabe/ Umbeseilung		75	bis 2030	
P309	M484	Bürstadt – Rheinau – Hoheneck	Leitung	AMP							x	Netzverstär- kung: Strom- kreisaufgabe/ Umbeseilung		112	2023	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Pro- jekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA- Kategorie: Typ	Trassen- länge in km		anvi- sierte Inbetrieb- nahme	Umsetzungs- stand
								A	B	B	C		Aus- bau	Be- stand		
								2030	2030	2035	2030					
P310	M485	Bürstadt – Kühmoos	Leitung	AMP				x	x	x	x		285	2023	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren	
P311	M486	Weißenthurm – Bürstadt	Leitung	AMP					x	x	x		124	bis 2030		
P312	M487	Westerkapeln – Wettlingen	Leitung	AMP				x	x	x	x		42	bis 2030	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren	
P313	M488	2. Inter- konnektor Deutschland – Belgien	Leitung	AMP		✓		x	x	x	x		15	2025	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren	
P314	M489	Phasen- schieber- transfor- matoren im Saarland	Anlage	AMP				x	x	x	x			bis 2030		
P315	M491	Hanen- kenfähr – Gronau	Leitung	AMP				x	x	x	x		47	bis 2030		
P316	M474	Karben – Kriftel	Leitung	AMP, TTG				x	x	x	x		22	10	bis 2030	
P317	M494a	Eiberg – Bochum	Leitung	AMP				x	x	x	x		13	bis 2030	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren	
	M494b	Bochum – Hattingen	Leitung	AMP				x	x	x	x		15	bis 2030	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren	
P318	M495	Paffendorf – Rom- merskirchen	Leitung	AMP				x	x	x	x		13	bis 2030		
P320	M497	Oberzier – Dahlem	Leitung	AMP					x	x	x		61	bis 2030		
P323	M509	Phasen- schieber- transfor- matoren in Hessen	Anlage	AMP				x	x	x	x			bis 2030		



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Pro- jekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA- Kategorie: Typ	Trassen- länge in km		anvi- sierte Inbetrieb- nahme	Umsetzungs- stand
								A	B	B	C		Aus- bau	Be- stand		
								2030	2030	2035	2030					
P324	M512	Witten – Hattingen	Leitung	AMP				x		x	x		18	2023	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren	
P325	M520	Dahlem – Niederstedem	Leitung	AMP				x		x			59	bis 2030		
P326	M530	Niederrhein – Uftorf	Leitung	AMP							x		29	bis 2030		
P327	M522	Phasen- schieber- transfor- matoren im Ruhrgebiet	Anlage	AMP							x	Netzoptimierung		bis 2030		
P330	M550	Punkt Rit- tershausen – Höpfingen	Leitung	TNG					x	x	x	Netzverstär- kung: Strom- kreisauflage/ Umbeseilung	42	2030		
P331	M552	Großgartach – Kupferzell	Leitung	TNG					x	x	x	Netzverstär- kung: Strom- kreisauflage/ Umbeseilung	48	2030		
P332	M510	Punkt Rit- tershausen – Höpfingen	Leitung	TNG				x	x	x	x	Netzverstär- kung: Strom- kreisauflage/ Umbeseilung	42	2030		
P333	M553	Verstärkung Eichstetten – Kühmoos	Leitung	TNG					x	x	x	Netzverstär- kung: Strom- kreisauflage/ Umbeseilung	84	2030		
	M554	Eichstetten – Schwör- stadt	Leitung	TNG				x	x	x	x	Netzverstär- kung: Strom- kreisauflage/ Umbeseilung	80	2030		
	M555	Schwörstadt – Kühmoos	Leitung	TNG				x	x	x	x	Netzverstär- kung: Strom- kreisauflage/ Umbeseilung	10	2030		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Tabelle 22: Nicht vorschlagswürdige Maßnahmen im NEP 2030 gemäß Kapitel 4.2.5

Projekt	Maßnahme	Art	ÜNB	NOVA-Kategorie	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario B 2035	Szenario C 2030
P27	HTL-Umbeseilung 1. Stromkreis Landesbergen – Übergabepunkt TTG/AMP	Leitung	TTG	Netzverstärkung	x	x	x	x
P27	3. Stromkreis Landesbergen – Ohlensehlen	Leitung	TTG	Netzverstärkung	x	x	x	x
P116	Verstärkung Landesbergen – Ovenstädt	Leitung	TTG	Netzverstärkung	x	x		x
P118	3. Stromkreis Borken – Mecklar	Leitung	TTG	Netzverstärkung		x	x	x
P135	3. Stromkreis Ovenstädt – Eickum – Bechterdissen	Leitung	TTG	Netzverstärkung	x	x		x
P151	3. Stromkreis Twistetal – Borken	Leitung	TTG	Netzverstärkung	x	x	x	x
P211	HTL-Umbeseilung Gießen/Nord – Karben	Leitung	TTG	Netzverstärkung	x	x	x	x
P212	Verstärkung Grohnde – Würgassen	Leitung	TTG	Netzverstärkung	x	x	x	x
P212	3. Stromkreis Grohnde – Würgassen	Leitung	TTG	Netzverstärkung				x
P214	Verstärkung Streumen – Röhrsdorf	Leitung	50HzT	Netzverstärkung		x		x
P229	HTL-Umbeseilung Bechterdissen – Elsen	Leitung	TTG	Netzverstärkung	x	x	x	x
P230	HTL-Umbeseilung Mecklar – Dipperz	Leitung	TTG	Netzverstärkung				x
P230	HTL-Umbeseilung Dipperz – Großkrotzenburg	Leitung	TTG	Netzverstärkung	x	x	x	x
P231	Umspannwerk Kriegenbrunn	Anlage und Leitung	TTG	Netzverstärkung	x	x	x	x
P233	Umspannwerk Redwitz	Anlage	TTG	Netzverstärkung			x	x
P236	3. Stromkreis Würgassen – Bergshausen	Leitung	TTG	Netzverstärkung				x
P236	3. Stromkreis Bergshausen – Borken	Leitung	TTG	Netzverstärkung		x		x
P250	Verstärkung Hamburg/Süd – Dollern	Leitung	50HzT	Netzverstärkung	x	x	x	x
P300	HTL-Umbeseilung Grafenrheinfeld – Punkt Rittershausen	Leitung	TTG	Netzverstärkung	x	x	x	x



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands**Generell gilt für alle in Tabelle 22 aufgeführten Maßnahmen:**

Vor dem Hintergrund des von den ÜNB im NEP 2030 eingeschlagenen Wegs steht die Nachhaltigkeit eines Teils der in den Szenarien ermittelten AC-Netzverstärkungen in Frage, wenn sich im Rahmen zukünftiger Netzentwicklungspläne nachhaltigere Lösungen für die Überbrückung von Transportbedarfen und für eine bessere überregionale Steuerbarkeit ergeben sollten. Darunter fällt grundsätzlich auch eine stärkere DC-Ausrichtung im deutschen Übertragungsnetz, deren Erfordernis sich mit Blick auf 2035 bereits zeigt (siehe Kapitel 4.2.6). Aus diesem Grund wurden bestimmte AC-Netzverstärkungen, die im NEP 2030 erstmals bzw. zusätzlich zu bereits im BBP 2015 enthaltenen Maßnahmen identifiziert wurden und deren Nachhaltigkeit besonders fraglich ist, als sogenannte nicht vorschlagswürdige Maßnahmen gekennzeichnet. Diese Maßnahmen sind in den Szenarien-Übersichtskarten in Kapitel 4.2.6 gesondert farblich gekennzeichnet und in der obigen Tabelle gesondert aufgeführt. Im Gegensatz zu den sonstigen Projekten und Maßnahmen wurde bei diesen Maßnahmen auf Projektsteckbriefe im Anhang zum NEP 2030 verzichtet.

Nachfolgend finden Sie zwei Kurz-Steckbriefe für die nicht vorschlagswürdigen Maßnahmen von 50Hertz:

P214 (M453) Netzverstärkung Streumen – Röhrsdorf

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen. Das netztechnische Ziel des Projekts ist es, durch die Erhöhung der Transportkapazität auf der 380-kV-Verbindung Streumen – Röhrsdorf einen Beitrag zur netztechnisch notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im Raum Sachsen zu leisten. Von Streumen nach Röhrsdorf wird die bestehende 380-kV-Freileitung durch einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung verstärkt. Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung wird möglichst die bestehende Trasse genutzt. Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern. Zudem sind die 380-kV-Anlagen Streumen und Röhrsdorf entsprechend zu ertüchtigen.

Die Maßnahme wurde im NEP 2025 zum ersten Mal identifiziert und wurde in den Netzberechnungen des NEP 2030 nicht für die Szenarien A 2030 und B 2035 als erforderlich identifiziert. In den Szenarien B 2030 und C 2030 treten (n-1)-Überlastungen in geringem Umfang auf. Insofern ist die langfristige Nachhaltigkeit der Maßnahme noch weiter zu beobachten.

P250 (M500): Netzverstärkung Hamburg /Süd – Dollern

Von Hamburg/Süd nach Dollern wird die bestehende 380-kV-Freileitung durch einen 380-kV-Freileitungsneubau mit Hochstrombeseilung ersetzt. Hierzu ist die Anlage in Hamburg/Süd zu ertüchtigen. Beim Neubau der Leitung wird die bestehende Trasse möglichst genutzt. Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern.

Die Notwendigkeit der Netzverstärkung ist abhängig von der zukünftigen Entwicklung der Einspeisung konventioneller Kraftwerke. Die hohe Leitungsbelastung ist insbesondere vom Steinkohlekraftwerk Moorburg beeinflusst. Zudem ist die Notwendigkeit des Projektes vom Einsatz der lastflusssteuernden Querregeltransformatoren in Diele abhängig. Die langfristige Nachhaltigkeit der Maßnahme ist in diesem Sinne noch weiter zu beobachten.



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

5.3 Realisierte Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2025

Tabelle 23: Realisierte Maßnahmen des NEP 2025

Bezeichnung im NEP 2025	Projekt	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km	
					Ausbau	Bestand
TTG-001	Erweiterung des Umspannwerks Dollern	Dollern	Anlage	Netzverstärkung: vertikal		
TTG-P25a	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Brunsbüttel und Süderdonn	Brunsbüttel – Süderdonn (früher Bartl)	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	17,5	
TTG-P25a	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Brunsbüttel und Süderdonn	Brunsbüttel	Anlage	Netzverstärkung: horizontal		
TTG-P25a	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Brunsbüttel und Süderdonn	Süderdonn	Anlage	Netzausbau: horizontal und vertikal		
TTG-018	Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen	Redwitz Spule	Anlage	Netzausbau: horizontal		
TTG-018	Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen	Würgau Spule	Anlage	Netzausbau: horizontal		
TTG-018	Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen	Sottrum SVC	Anlage	Netzausbau: horizontal		
TTG-018	Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen	Grohnde MSCDN	Anlage	Netzausbau: horizontal		
TTG-018	Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen	Pleinting Spulen	Anlage	Netzausbau: horizontal		
TTG-018	Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen	Bergrheinfeld rotierender Phasenschieber	Anlage	Netzausbau: horizontal		
TTG-018	Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen	Grafenrheinfeld MSCDN	Anlage	Netzausbau: horizontal		
TTG-018	Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen	Bechterdissen MSCDN	Anlage	Netzausbau: horizontal		
TNG-001	Netzverstärkung: Erweiterung der 380-kV-Leitungen Goldshöfe – Niederstotzingen und Dellmensingen – Niederstotzingen um einen weiteren 380-kV-Stromkreis	Goldshöfe – Niederstotzingen	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		47
TNG-001	Netzverstärkung: Erweiterung der 380-kV-Leitungen Goldshöfe – Niederstotzingen und Dellmensingen – Niederstotzingen um einen weiteren 380-kV-Stromkreis	Niederstotzingen – Dellmensingen	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		26
TNG-001	Netzverstärkung: Erweiterung der 380-kV-Leitungen Goldshöfe – Niederstotzingen und Dellmensingen – Niederstotzingen um einen weiteren 380-kV-Stromkreis	Niederstotzingen – Dellmensingen	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		15



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Bezeichnung im NEP 2025	Projekt	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km	
					Ausbau	Bestand
TNG-002	Netzausbau: Zubau der 380-kV-Anlage Goldshöfe um einen 250-Mvar-Kondensator zur Blindleistungskompensation	Kondensator MSCDN Goldshöfe	Anlage	Netzverstärkung: horizontal		
TNG-002	Netzausbau: Zubau der 380-kV-Anlage Goldshöfe um einen 250-Mvar-Kondensator zur Blindleistungskompensation	Schaltfeld Goldshöfe	Anlage	Netzverstärkung: horizontal		
TNG-005	Netzverstärkung: Zubau der 380-kV-Verbindung Großgartach – Mühlhausen mit Umspannwerkserweiterungen in Großgartach und Mühlhausen	Großgartach – Neckarwestheim	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		12
TNG-005	Netzverstärkung: Zubau der 380-kV-Verbindung Großgartach – Mühlhausen mit Umspannwerkserweiterungen in Großgartach und Mühlhausen	Neckarwestheim – Mühlhausen	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		25
TNG-005	Netzverstärkung: Zubau der 380-kV-Verbindung Großgartach – Mühlhausen mit Umspannwerkserweiterungen in Großgartach und Mühlhausen	Neckarwestheim – Endersbach	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		32
TNG-005	Netzverstärkung: Zubau der 380-kV-Verbindung Großgartach – Mühlhausen mit Umspannwerkserweiterungen in Großgartach und Mühlhausen	Großgartach	Anlage	Netzverstärkung: horizontal		
TNG-005	Netzverstärkung: Zubau der 380-kV-Verbindung Großgartach – Mühlhausen mit Umspannwerkserweiterungen in Großgartach und Mühlhausen	Mühlhausen	Anlage	Netzverstärkung: horizontal		
TNG-012	Netzausbau: Neubau einer 380/110-kV-Schaltanlage Stalldorf	Stalldorf	Anlage	Netzausbau: vertikal		
P27	Netzverstärkung zwischen Landesbergen und Wehrendorf	Ohlensehlen	Anlage	Netzausbau: horizontal und vertikal		
P127	Horizontale Netzverstärkung: Regionale Maßnahmen in der Regelzone 50Hertz	Putlitz/Süd	Anlage	Netzausbau: vertikal		
P127	Horizontale Netzverstärkung: Regionale Maßnahmen in der Regelzone 50Hertz	Jessen/Nord	Anlage	Netzausbau: vertikal		
P127	Horizontale Netzverstärkung: Regionale Maßnahmen in der Regelzone 50Hertz	Gransee	Anlage	Netzausbau: vertikal		
P127	Horizontale Netzverstärkung: Regionale Maßnahmen in der Regelzone 50Hertz	Wustermark	Anlage	Netzausbau: vertikal		
P127	Horizontale Netzverstärkung: Regionale Maßnahmen in der Regelzone 50Hertz	Vieselbach	Anlage	Netzausbau: horizontal		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

6 KONSULTATION



6 KONSULTATION

Für eine erfolgreiche Energiewende müssen die Stromübertragungsnetze in Deutschland um- und ausgebaut werden. Dieses gesamtgesellschaftliche Projekt kann nur gelingen, wenn eine breite Öffentlichkeit es akzeptiert und unterstützt. Um die Perspektiven, das Wissen und die Vorschläge aller gesellschaftlichen Gruppen bei der Erstellung der Netzentwicklungspläne mit einzubeziehen, haben die ÜNB die ersten Entwürfe des Netzentwicklungsplans Strom 2030 (NEP) und des Offshore-Netzentwicklungsplans 2030 (O-NEP) am 31.01.2017 auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht. Anschließend wurden beide Pläne vom 31.01. bis zum 28.02.2017 zur öffentlichen Konsultation gestellt.

Jedermann (Privatpersonen, Unternehmen, Organisationen oder Institutionen) konnte in dieser Zeit Stellung nehmen zu beiden Netzentwicklungsplänen. Alle elektronisch eingegangenen Stellungnahmen, für die eine Einverständniserklärung seitens der Verfasser vorlag, wurden auf www.netzentwicklungsplan.de/de/stellungnahmen-nep-o-nep-2030-version-2017 veröffentlicht.

Die Stellungnahmen zu den ersten Entwürfen haben die ÜNB kategorisiert und eingehend geprüft. Anschließend haben sie die Netzentwicklungspläne entsprechend überarbeitet und ergänzt. So wurden in den jeweiligen Kapiteln weitergehende Erläuterungen zu den angesprochenen Themen eingefügt sowie die Projektsteckbriefe im Anhang ergänzt. Ergänzungen gegenüber dem ersten Entwurf sind kursiv dargestellt und somit deutlich sichtbar. Zusätzlich wurden die betreffenden Eingaben aus der Konsultation und die dadurch veranlassten Änderungen zu Beginn jedes Kapitels zusammengefasst. Darüber hinaus dient dieses Kapitel der zusammenfassenden Erläuterung.

Aufgrund der zeitlichen Enge des NEP-Verfahrens sowie der Anzahl und des Umfangs der Konsultationsbeiträge ist es leider nicht möglich, die einzelnen Stellungnahmen individuell zu bestätigen und zu beantworten.

Teilnehmer und Stellungnahmen

Insgesamt sind 2.133 Stellungnahmen während der Konsultationsphase bei den ÜNB eingegangen, davon 2.116 zum NEP und 17 zum O-NEP. Eine gemeinsame Stellungnahme zu beiden Netzentwicklungsplänen war nicht vorgesehen. Stellungnahmen, die sich auf beide Pläne bezogen, wurden daher doppelt gezählt und einmal dem NEP sowie einmal dem O-NEP zugeordnet. Serienbriefe wurden einzeln je Absender gezählt. Doppelte Einsendungen derselben Beiträge, auch über verschiedene Kanäle, wurden herausgefiltert. Nachfolgend wird eine Übersicht über die Teilnehmer an der Konsultation des NEP sowie deren Themen gegeben. Eine detaillierte Auswertung der Stellungnahmen zum O-NEP ist im zweiten Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplans in Kapitel 5 zu finden.

Von den 2.116 Stellungnahmen zum NEP wurden 1.916 von **Privatpersonen** eingereicht, die damit wie in den vergangenen Konsultationen den überwiegenden Teil der Einwender stellen. 200 Stellungnahmen wurden von **Institutionen** eingereicht. Zum Vergleich: Zum vorhergehenden NEP 2025 nahmen 287 Institutionen Stellung.

Im Vergleich zum NEP 2025 (15.636 Stellungnahmen) ist die Gesamtzahl an Konsultationsbeiträgen zum NEP 2030 um rund 85 % zurückgegangen. Dabei ist zu beobachten, dass der Umfang an Stellungnahmen von Privatpersonen zu den Projekten DC5 und P44/P44mod, zu denen in der Konsultation zum NEP 2025 der weitaus größte Anteil an Stellungnahmen eingegangen war, dieses Mal deutlich kleiner ausfiel. Das zeigt auch die erheblich niedrigere Zahl an Serienbriefen (elf mit insgesamt über 1.600 Stellungnahmen). Ein weiterer Faktor für den deutlichen Rückgang der Konsultationsbeiträge stellt wahrscheinlich auch der Anfang 2016 in Kraft getretene Erdkabelvorrang für die im Bundesbedarfsplan enthaltenen HGÜ-Vorhaben dar. Auch die ebenfalls Anfang 2016 in Kraft getretene Ausweitung der Pilotprojekte zur Teil-Erdverkabelung im Wechselstromnetz hat einen dämpfenden Effekt gehabt. Trotzdem waren die Projekte P44/P44mod und DC5 (SuedOstLink) neben P53 (Raitesaich – Ludersheim – Sittling – Altheim) erneut Schwerpunkte der Konsultation.



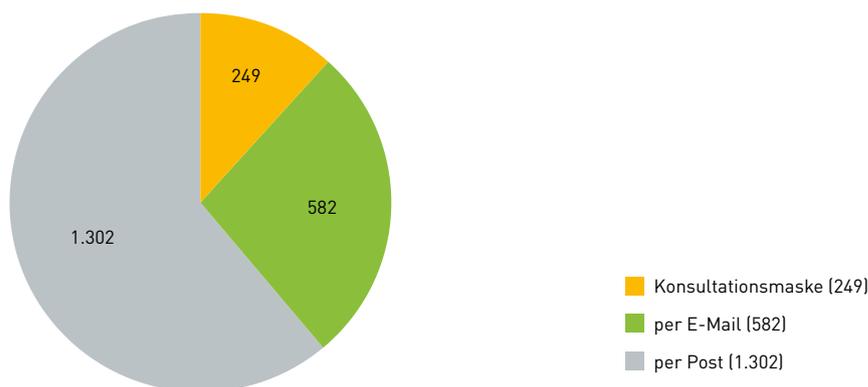
Tabelle 24: Aufteilung der Stellungnahmen nach Absender

Absender	Anzahl der Stellungnahmen
Privatpersonen	1.918
Kommunen	101
Bürgerinitiativen	40
Bund/Länder	21
Verbände	17
Umwelt-/Naturschutzverbände	11
Energieunternehmen	10
Unternehmen	7
Sonstige	5
Wissenschaft und Forschung	3

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Insgesamt knapp 12 % (249 Absender) haben die Konsultationsmaske auf www.netzentwicklungsplan.de genutzt, gut 27 % (582 Beiträge) sind per E-Mail eingegangen. Mit 1.302 Beiträgen wurden 61 % der Stellungnahmen per Post eingereicht. Dies ist rund ein Fünftel weniger als beim NEP 2025. Einer Veröffentlichung ihrer Stellungnahme auf der Internetseite der ÜNB zum Netzentwicklungsplan stimmten 506 Teilnehmer der Konsultation zu.

Abbildung 47: Stellungnahmen nach Übermittlungswegen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



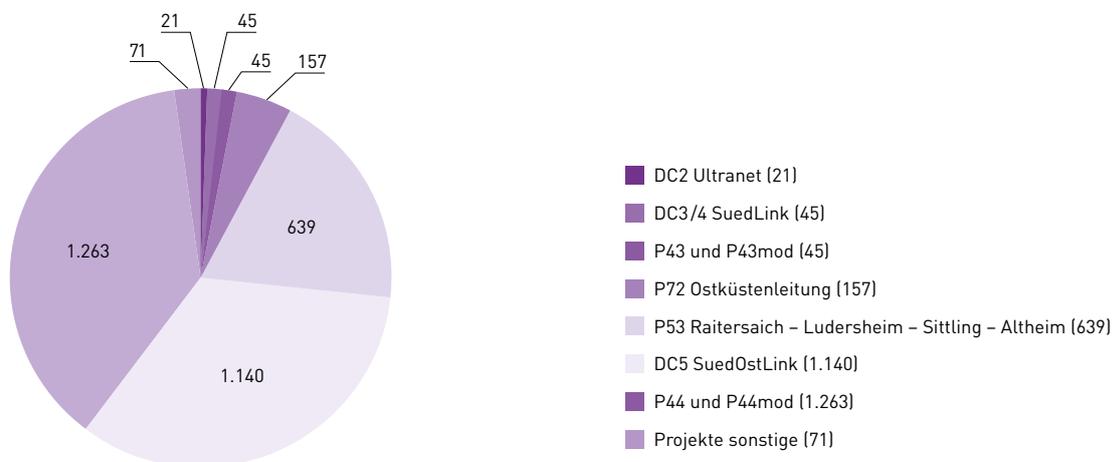
Thematische Schwerpunkte der Konsultation

Die weit überwiegende Zahl der Stellungnahmen von Privatpersonen bezieht sich auf **konkrete Projekte**. Hierbei wurden mit 1.206 Stellungnahmen besonders häufig die drei großen HGÜ-Verbindungen von Nordrhein-Westfalen nach Baden-Württemberg (DC2: 21 Stellungnahmen), von Schleswig-Holstein nach Bayern (DC3/DC4: 45 Stellungnahmen) und von Sachsen-Anhalt nach Bayern (DC5: 1.140 Stellungnahmen) angesprochen. Wie beim NEP 2025 wurden mit P43/P43mod (45 Stellungnahmen) und P44/P44mod (1.263 Stellungnahmen) die Alternativen zur Entlastung des Netzknotens Grafenrheinfeld häufig thematisiert. Insbesondere das Projekt P44mod (Altenfeld – Schalkau – Würzgau – Ludersheim) ist dabei fast durchgängig – besonders aus dem Raum Coburg – mit Hinweisen auf eine hohe regionale Infrastrukturbelastung sehr kritisch oder ablehnend kommentiert worden. In dieser Aufzählung sind auch Doppelzählungen enthalten, da sich zahlreiche Stellungnahmen auf mehrere Projekte bezogen haben.

Die Häufung der Stellungnahmen auf einige wenige, sehr konkrete Projekte führt dazu, dass mit rund 2.000 Beiträgen fast 95 % aller eingereichten Stellungnahmen aus der Regelzone von TenneT – und hiervon wiederum der weitaus größte Anteil aus Bayern – kommen.

Eine Übersicht über die Projekte, zu denen die meisten Konsultationsbeiträge eingegangen sind, gibt die nachfolgende Abbildung. Zahlreiche Konsultationsteilnehmer haben sich in ihrer Stellungnahme zu mehreren Projekten geäußert. Daher übersteigt die Zahl der Nennungen in Abbildung 48 die insgesamt eingegangene Zahl an Stellungnahmen.

Abbildung 48: Stellungnahmen nach Projekten



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Zahlreiche Stellungnahmen von Privatpersonen zeigen, dass der Prozess der Konsultation des NEP dazu genutzt wird, die Zweifel an der Notwendigkeit des Netzausbaus im Allgemeinen oder die Ablehnung einzelner Vorhaben, häufig bei einer möglichen regionalen Betroffenheit, zum Ausdruck zu bringen. Konkrete Antworten auf verschiedene in diesen Stellungnahmen aufgeworfene Aspekte werden – soweit eine inhaltliche Auseinandersetzung im NEP möglich ist – zusätzlich zur Erläuterung in diesem Kapitel in den Kapiteln 2, 3 und 4 sowie in den Projektsteckbriefen gegeben. Hinweise aus den Stellungnahmen zu konkreten Projekten, die innerhalb des NEP nicht bearbeitet werden können, werden von den jeweils für die Projekte zuständigen ÜNB aufgenommen und individuell berücksichtigt.

In der Konsultation zum NEP 2025 nahm das Thema Erdverkabelung breiten Raum ein. Nachdem zwischenzeitlich bei insgesamt vier HGÜ-Projekten der Erdkabelvorrang gesetzlich verankert wurde, war dies in der aktuellen Konsultation kein zentrales Thema mehr.

Die ÜNB haben die neuen gesetzlichen Grundlagen zur Erdverkabelung (Erdkabelvorrang bei bestimmten DC-Projekten, Ausweitung der Pilotprojekte zur AC-Verkabelung) im NEP 2030 berücksichtigt und in den Steckbriefen der jeweiligen Projekte im Anhang entsprechende Hinweise aufgenommen. So ist anhand der Steckbriefe erkennbar, welche Projekte und Maßnahmen prioritär (DC) oder teilweise (AC) erdverkabelt werden dürfen.

In vielen Stellungnahmen wird grundsätzlich die energiewirtschaftliche Notwendigkeit für den Netzausbau als Ganzes oder für einzelne konkrete Projekte angezweifelt. Es wird darauf verwiesen, dass die ÜNB die technische Entwicklung nicht genügend berücksichtigen, insbesondere die Möglichkeit Energie zu speichern oder auch einzusparen werde nicht genügend gewürdigt. Dies wird jedoch durch den Szenariorahmen (s. u.) vorgegeben.

Teils werden in Stellungnahmen – auch mit Verweis auf die Aarhus-Konvention – fehlende Rechtsschutzmöglichkeiten gegen den NEP sowie gegen die Strategische Umweltprüfung zum Bundesbedarfsplan bemängelt. Der Bundesgesetzgeber hat den Rechtsschutz am Ende des gesamten Planungsprozesses mit einer Klagemöglichkeit gegen den Planfeststellungsbeschluss konzentriert. Dies ist nach der Rechtsprechung auch mit Blick auf Art. 19 Abs. 4 GG grundsätzlich zulässig. Die ÜNB haben auf die Frage der Rechtsschutzmöglichkeiten keinen Einfluss, da es sich hierbei um eine gesetzgeberische Entscheidung handelt. Unabhängig von der Frage des Rechtsschutzes werden sich die ÜNB vor und während des formellen Planungs- und Genehmigungsverfahrens aktiv darum bemühen, dass gerichtliche Auseinandersetzungen am Ende des Prozesses möglichst vermieden werden.

Auch die Eingangsgrößen sowie die Ergebnisse der Marktsimulation wurden in diversen Stellungnahmen – sowohl von Privatpersonen als auch von Organisationen – kritisch hinterfragt. Im Mittelpunkt der Kritik standen hierbei insbesondere die in den Szenarien angenommene installierte Kapazität sowie die in der Marktsimulation ermittelte Stromproduktion aus Braunkohle, die vielfach als zu hoch, in einigen Stellungnahmen aber auch als zu niedrig bewertet wurden. Auch die Kapazität an Onshore-Windenergie wurde in zahlreichen Stellungnahmen als zu gering angesehen. Vielfach gefordert wurde eine stärkere Berücksichtigung dezentraler Stromerzeugung und innovativer Speichertechnologien.

Grundsätzlich ist darauf hinzuweisen, dass die ÜNB keine Möglichkeit haben, den von der BNetzA genehmigten Szenariorahmen nachträglich anzupassen. Der Szenariorahmen 2030 ist als Verwaltungsakt mittlerweile bestandskräftig geworden. Das bedeutet, dass er mit seinen verbindlichen Vorgaben dem NEP 2030 sowohl für den ersten als auch für den zweiten Entwurf rechtlich zwingend zugrunde zu legen ist. Es ist nicht vorgesehen, dass der Szenariorahmen zum zweiten Entwurf des NEP angepasst wird. Insofern haben die ÜNB zwischen dem ersten und dem zweiten Entwurf des NEP 2030 auch keine Veränderungen an den Eingangsdaten vorgenommen und keine neuen Marktsimulationen durchgeführt.

Konsultationsbeiträge, die sich auf die Eingangsgrößen des NEP beziehen, sind bei der Konsultation des Entwurfs des Szenariorahmens durch die BNetzA besser adressiert. Dieser Prozess ist der Erstellung des ersten Entwurfs des NEP vorgeschaltet. Die Konsultation zum Szenariorahmen für den NEP und den O-NEP 2030 fand vom 11.1. bis zum 22.2.2016 statt. Der Szenariorahmen für den nächsten NEP wird voraussichtlich im ersten Quartal 2018 zur Konsultation stehen.

Die ÜNB nehmen mit der Erstellung des Entwurfs des Szenariorahmens und des NEP weder Einfluss auf die zukünftige Erzeugungsstruktur, noch auf das Marktmodell. Viele Stellungnahmen kritisieren die rechtlichen, die politischen und die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Themen wie Speicherkapazität, Zubau erneuerbarer Energien oder Laufzeiten von konventionellen Kraftwerken, wie z. B. die vielfach geäußerte Herstellung geeigneter Rahmenbedingungen für die Wettbewerbsfähigkeit von Gaskraftwerken in Süddeutschland, müssen politisch außerhalb des NEP-Prozesses adressiert und entschieden werden.

Die ÜNB sind gesetzlich verpflichtet, als Ausgangsbasis für Szenariorahmen und NEP vom rechtlichen Ordnungsrahmen auszugehen. Das gilt auch und insbesondere für die nationale und europäische Festlegung auf einen europäischen Strombinnenmarkt unter Berücksichtigung eines kostenoptimalen Kraftwerkeinsatzes. Die ÜNB können darüber hinaus gemäß § 12a Abs. 1 S. 2 EnWG lediglich mittel- und langfristige energiepolitische Ziele der Bundesregierung berücksichtigen, soweit diese hinreichend konkret sind.

In einigen Stellungnahmen wird die Zuständigkeit der ÜNB für die Erstellung des NEP kritisch angesprochen. Die ÜNB sind gemäß § 12b EnWG gesetzlich zur Erstellung des NEP verpflichtet. Die Ergebnisse werden von den ÜNB öffentlich zur Konsultation gestellt. Sie werden anschließend von der BNetzA geprüft, erneut öffentlich zur Konsultation gestellt und abschließend bestätigt. Dadurch wird der Prozess transparent und ermöglicht eine aktive Beteiligung.



Auswirkungen des Netzausbaus

In vielen Stellungnahmen wurden die Auswirkungen des Netzausbaus angesprochen; so vor allem gesundheitliche Aspekte, Natur- und Umweltschutzthemen sowie Einschränkungen bei der lokalen und regionalen Entwicklung sowie in den Bereichen Naherholung und Tourismus.

Zum Thema elektrische und magnetische Felder ist anzumerken, dass das Auftreten elektrischer und magnetischer Felder physikalisch bedingt ist und kein Beurteilungskriterium für den Netzausbaubedarf darstellt. Das Ergebnis des NEP beinhaltet nur Leitungen, die innerhalb der gesetzlich festgelegten Grenzwerte für elektrische und magnetische Felder betrieben werden können und bei denen es daher nach dem Stand der Wissenschaft zu keiner gesundheitlichen Beeinträchtigung kommt. Gerade dieser Grundsatz führt bei einigen Projekten und Maßnahmen allerdings dazu, dass statt einer Umbeseilung ein Neubau in bestehender Trasse erforderlich ist – mit höheren Masten, allerdings oftmals auch mit der Möglichkeit einer optimierten Leitungsführung zur Entlastung der Wohnbevölkerung.

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

In zahlreichen Stellungnahmen wird das Thema Bündelung mit vorhandenen Infrastrukturen (bestehende Höchstspannungsfreileitungen, Bahnstrecken, Bundesautobahnen) im Sinne einer wahrgenommenen Überbündelung angesprochen. Die ÜNB können dieses Gefühl, dass sich regional einstellt, nachvollziehen. Dennoch sind sie durch gesetzliche Vorgaben angehalten, die Inanspruchnahme bisher von Infrastruktur unzerschnittener Räume durch Bündelung mit vorhandenen Infrastrukturen in bereits „vorbelasteten Räumen“ zu nutzen. Dass es dabei in den betroffenen Regionen zu einer Konzentration von Infrastrukturen kommen kann, ist eine Folge des gesetzlichen Bündelungsgebots – und ist insofern ein Abwägungsprozess, bei dem in den Projekten immer alle Schutzgüter betrachtet werden.

Andererseits wird in vielen Stellungnahmen gerade die Bündelung neuer Leitungen mit an anderer Stelle bereits vorhandener Infrastruktur gefordert. Dies gilt insbesondere für die HGÜ-Projekte und Leitungsneubauten im Wechselstrombereich, für die im NEP noch keine konkreten Trassenverläufe genannt werden können.

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

Auf diesen Planungs- und Genehmigungsstufen werden auch Möglichkeiten zu Minderung oder Vermeidung von Auswirkungen auf Mensch und Umwelt geprüft, indem alternative Varianten für die konkreten Leitungsbauprojekte betrachtet werden. Parallel dazu läuft die Klärung privatrechtlicher Ansprüche auf Entschädigung für die Inanspruchnahme von Eigentum zwischen den ÜNB als Vorhabenträgern und den Betroffenen.

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



Überarbeitung des Netzentwicklungsplans und nachgelagerte Verfahren

Die ÜNB nehmen die erneut gute Beteiligung am Konsultationsverfahren und die in den Beiträgen geäußerten Bedenken sehr ernst. Aus diesem Grund wurde auch in diesem zweiten Entwurf in den einzelnen Kapiteln zu vielen der genannten Themen in den Stellungnahmen Bezug genommen.

Immer dann, wenn Stellungnahmen konkrete Projekte betreffen, ist jedoch darauf hinzuweisen, dass zu vielen Themen erst Aussagen getroffen werden können, wenn der genaue Trassenverlauf feststeht. Der NEP beschreibt weder Trassenkorridore, noch konkrete Trassenverläufe, sondern zeigt lediglich den Übertragungsbedarf zwischen Anfangs- und Endpunkten auf, der anhand von netzplanerischen Kriterien ermittelt wurde.

Eine standortscharfe Festlegung oder konkrete Trassenführung erfolgt – unter Einbezug von Umwelt- und Alternativenprüfung – erst in den nachgelagerten Genehmigungsschritten (Raumordnungsverfahren oder Bundesfachplanung und Planfeststellungsverfahren). Erst dort werden ein Trassenkorridor und anschließend der konkrete Verlauf der Leitung, die Standorte für die Masten, die zu verwendende Übertragungstechnik, eventuelle Entschädigungs- oder Ausgleichsflächen sowie – soweit vom Gesetzgeber zugelassen – mögliche Erdkabelabschnitte festgelegt und genehmigt. Auch diese Planungsschritte erfolgen unter Beteiligung der Öffentlichkeit.

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

Weitere Beteiligungsmöglichkeiten

Beim Entwurf des NEP handelt es sich um den ersten Schritt im Genehmigungsverfahren, nämlich um die Feststellung des Bedarfs. Bis zum Bau einer Netzentwicklungsmaßnahme, eines konkreten Projektes, folgen noch weitere Schritte: Die BNetzA prüft den zweiten, überarbeiteten Entwurf des NEP und die in ihm enthaltenen Projekte und stellt auch diesen zusammen mit dem Bericht zu ihrer Strategischen Umweltprüfung zur Konsultation. Dazu werden die Dokumente sowohl online als auch in Bonn bei der BNetzA zur Verfügung gestellt. Anschließend werden die Planungen für die bestätigten Projekte und Maßnahmen aufgenommen und ein Investitionsmaßnahmenantrag bei der BNetzA eingereicht. Wenn diese den Antrag genehmigt, beginnen die Vorbereitungen für die Planungs- und Genehmigungsverfahren, zu denen erneut öffentliche Anhörungen und Auslegungen der jeweiligen Planungsunterlagen über die zuständigen Behörden gehören.

An diesen Verfahrensschritten kann unabhängig davon teilgenommen werden, ob zuvor eine Stellungnahme zum ersten Entwurf des NEP abgegeben wurde. Nähere Information dazu bietet die Seite der BNetzA unter www.netzausbau.de.

Die nachfolgende Übersicht gibt einen Überblick über diesen Gesamtprozess. Neben dem Ablauf der Konsultation wird dort insbesondere erklärt, welche inhaltlichen Anmerkungen in welcher Phase der Planungen vom Szenariorahmen über den NEP bis hin zum konkreten Projekt richtig angebracht werden können. Sie finden diese Übersicht auch unter www.netzentwicklungsplan.de.

Weitere Information zu konkreten Projekten finden Sie auf den Internetseiten Ihres zuständigen Übertragungsnetzbetreibers sowie der Bundesnetzagentur:

50Hertz Transmission GmbH: www.50hertz.com

Amprion GmbH: www.amprion.net

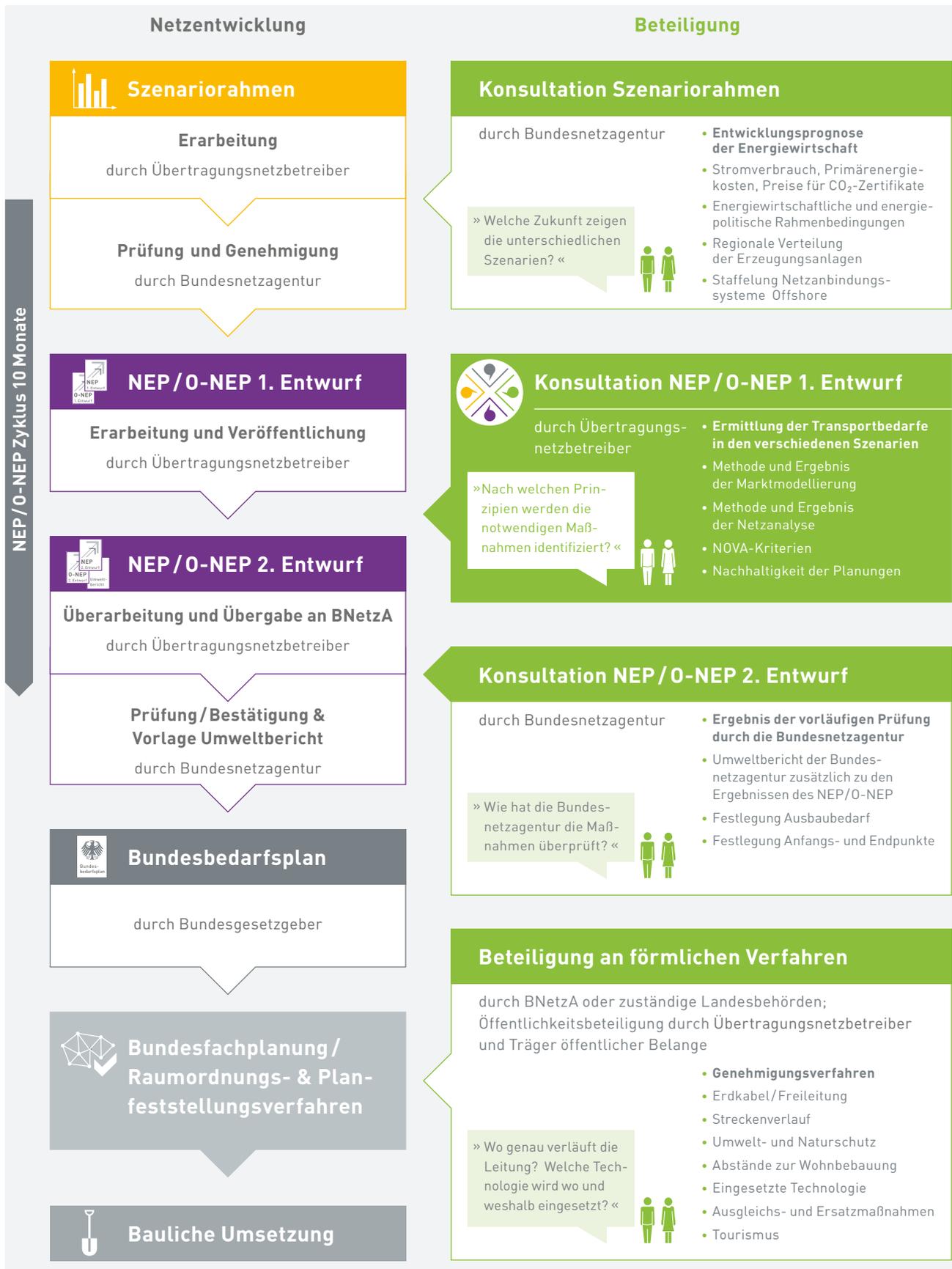
TenneT TSO GmbH: www.tennet.eu

TransnetBW GmbH: www.transnetbw.de

Bundesnetzagentur: www.netzausbau.de



Abbildung 49: Beteiligung an der Planung der Übertragungsnetze

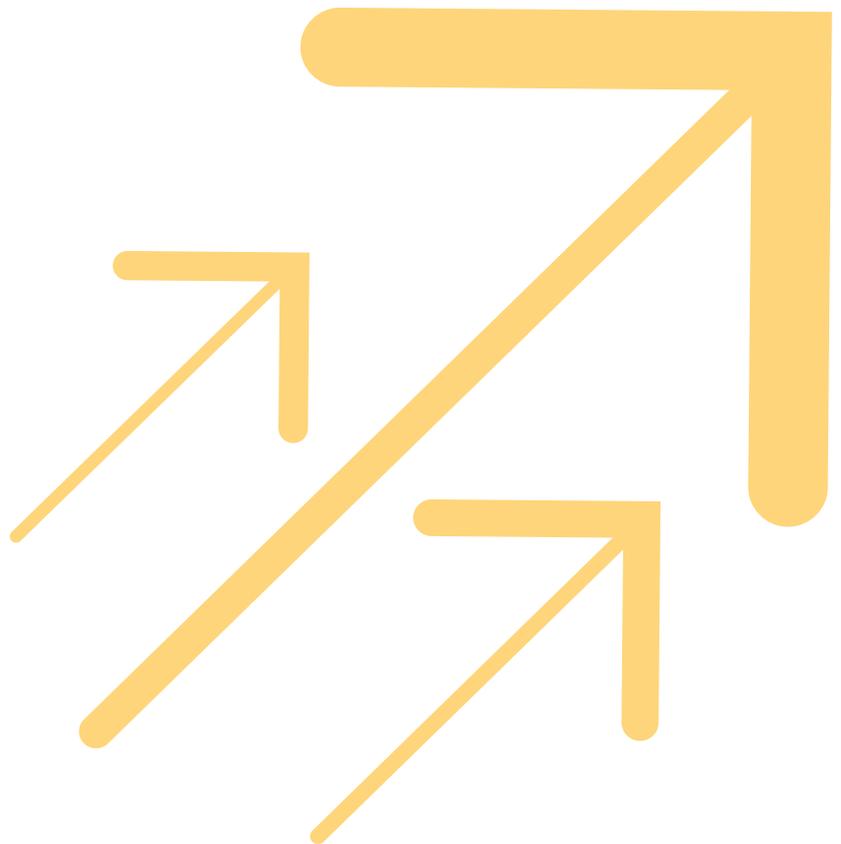




Übersicht Links

- Gemeinsame Informationsplattform der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan Strom: www.netzentwicklungsplan.de ↗
- Stellungnahmen zu den ersten Entwürfen NEP und O-NEP 2030, Version 2017: www.netzentwicklungsplan.de/de/stellungnahmen-nep-o-nep-2030-version-2017 ↗
- Bundesnetzagentur: www.netzausbau.de ↗
- 50Hertz Transmission GmbH: www.50hertz.com ↗
- Amprion GmbH: www.amprion.net ↗
- TenneT TSO GmbH: www.tennet.eu ↗
- TransnetBW GmbH: www.transnetbw.de ↗

7 FAZIT



7 FAZIT

Der Netzentwicklungsplan 2030, Version 2017 (NEP 2030) stellt den Um- und Ausbaubedarf im deutschen Onshore-Stromtransportnetz vor dem Hintergrund der gesetzlichen Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes (§ 12a–d EnWG) dar. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 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 bis 2030 bzw. 2035 gelingen kann.

Szenariorahmen

Indem die Annahmen zur Erzeugungs- und Nachfragestruktur, die verwendete Berechnungsmethode und der daraus resultierende Netzausbaubedarf offen dargestellt werden, wird der Prozess der Netzentwicklungsplanung transparent. Der NEP 2030 folgt der in den vorherigen Netzentwicklungsplänen angewandten und weiterentwickelten sowie durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) bestätigten Methodik. Der am 30.06.2016 von der BNetzA genehmigte Szenariorahmen ist der Ausgangspunkt für die Erstellung des NEP sowie des Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP) 2030 gemäß den Vorgaben von § 12b EnWG (NEP) bzw. § 17b EnWG (O-NEP) – insbesondere hinsichtlich zukünftig angenommener Erzeugungskapazitäten und der Verbrauchssituation. Die ÜNB haben keine Möglichkeit, den von der BNetzA genehmigten Szenariorahmen nachträglich anzupassen. *Insofern sind zwischen dem ersten und diesem zweiten Entwurf des NEP 2030 keine Veränderungen an den Eingangsdaten und keine neuen Marktsimulationen vorgenommen worden.*

Der Szenariorahmen 2030 enthält insgesamt vier Szenarien: drei Szenarien mit dem Zieljahr 2030 und ein längerfristiges Szenario mit dem Zieljahr 2035. Die einzelnen Szenarien unterscheiden sich darin, wie stark und wie schnell sich die Energiewende im Hinblick auf den Stromerzeugungsmix, den Stromverbrauch sowie die Durchdringung mit innovativen Technologien, Speichertechnologien und Flexibilitätsoptionen vollzieht.

Ergebnisse der Marktsimulation

Die Marktsimulationen zum NEP 2030 verdeutlichen, wie weit die Transformation des Energiesektors in Bezug auf die Integration erneuerbarer Energien bereits fortgeschritten ist.

Es ist ein starkes innerdeutsches Erzeugungsgefälle in allen Szenarien mit einem Erzeugungsüberschuss in Norddeutschland und einem Erzeugungsdefizit in Süddeutschland zu beobachten. Zwischen rund einem Viertel und der Hälfte des jährlichen Bedarfs werden in den südlichen Bundesländern aus in- und ausländischen Importen gedeckt. Die Erzeugung in nord- und ostdeutschen Bundesländern übersteigt dagegen die lokale Nachfrage um mehr als das Doppelte. Die Bedeutung erneuerbarer Energien nimmt weiter zu, Wind (on- und offshore) ist der Energieträger mit dem größten Anteil am Energiemix in allen Szenarien. Wesentliche Treiber für die innerdeutsche Übertragungsaufgabe sind der weitere Ausbau erneuerbarer Energien sowie die starke und zentrale Einbindung Deutschlands in den europäischen Binnenmarkt.

Die Nebenbedingung in der Marktmodellierung zur Begrenzung der CO₂-Emissionen kann zu einer Veränderung des Handelssaldos führen, sodass Deutschland von einem Nettoexporteur zu einem Nettoimporteur werden kann. Eine Beschränkung des Kraftwerkseinsatzes aufgrund der im Szenariorahmen festgelegten Emissionsobergrenzen ist nur in den Szenarien B 2030 und B 2035 notwendig. Im Szenario C 2030 reicht die Größe und Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks aus, um bei einer kostenoptimierten Einsatzweise die CO₂-Vorgaben des Szenariorahmens einzuhalten.

Die sicher zur Verfügung stehende Leistung ("gesicherte Leistung") nimmt bis zum Jahr 2030 bzw. 2035 aufgrund des Rückgangs der thermischen Erzeugungsleistung und der Zunahme der volatilen Einspeisung aus erneuerbaren Energien ab. Die Bedeutung von Importen für die Versorgungssicherheit in Deutschland nimmt dadurch tendenziell zu.



Der im November vom Bundeskabinett beschlossene Klimaschutzplan 2050 war noch nicht Grundlage der Vorgaben des Szenariorahmens *und konnte insofern im aktuellen NEP noch nicht berücksichtigt werden. Ein Vergleich der Vorgaben aus dem Szenariorahmen mit den sektoralen Zwischenzielen des Klimaschutzplans für 2030 ist wegen unterschiedlicher Abgrenzungen (u. a. Wärmeerzeugung, zusätzlich einbezogene Treibhausgase) schwierig. Insofern ist nicht auszuschließen, dass die Ziele des Klimaschutzplans bei entsprechender Abgrenzung unterhalb der Vorgaben des Szenariorahmens liegen könnten.*

Verbindung von Netzverknüpfungspunkten

Der NEP 2030 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. nahe Standorten von Kernkraftwerken, die bis Ende 2022 stillgelegt sein werden. Der NEP 2030 beschreibt keine konkreten Trassenverläufe von neuen Übertragungsleitungen, sondern er dokumentiert den notwendigen Übertragungsbedarf zwischen Netzknoten.

Genannte Ortsnamen zur Bezeichnung von Anfangs- und Endpunkten sind rein technische Aussagen, die der Identifikation bestehender Netzverknüpfungspunkte dienen. Konkrete Trassenkorridore bzw. Trassen werden erst in den nachgelagerten Verfahrensschritten (z. B. Bundesfachplanung, Planfeststellung) festgelegt. Der NEP legt weder Standorte für zukünftige Kraftwerke oder EE-Anlagen fest, noch definiert er das zukünftige Marktdesign oder gibt dafür Empfehlungen oder Optimierungsvorschläge.

Optimierte Kombination von Gleich- und Wechselstrom

Neben dem weiteren Ausbau des 380-kV-Drehstromnetzes sind als Teil eines integrierten Gesamtkonzeptes Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsverbindungen (HGÜ- bzw. DC-Verbindungen) für den weiträumigen Übertragungsbedarf vom Norden in den Süden Deutschlands sowie teilweise als Interkonnektoren zum benachbarten Ausland vorgesehen. Sie ermöglichen auf langen Strecken eine verlustarme Stromübertragung und stabilisieren bei Einsatz moderner Technologie das Drehstromnetz. Zur Ein- und Ausspeisung des DC-Stroms in das 380-kV-Drehstromnetz sind Umrichteranlagen (Konverter) erforderlich, die die Anzahl möglicher Abspannpunkte zur Versorgung von Regionen und Städten bzw. zur Aufnahme von regional erzeugtem Strom auf der Strecke erheblich begrenzen.

Der im NEP 2030 vorgeschlagene kombinierte Einsatz von Gleichstrom- und Wechselstrom-Technologie ermöglicht eine gesamthafte Optimierung des Übertragungsnetzes für die historisch gewachsenen Versorgungsaufgaben und den künftigen, sich ändernden Übertragungsbedarf im Hinblick auf Netzstabilität, Wirtschaftlichkeit und Rauminanspruchnahme.

Ausgehend vom Startnetz sowie den Maßnahmen des Bundesbedarfsplans (BBP) 2015 wurde in den Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 analysiert, inwieweit der darüber hinausgehende Übertragungsbedarf durch zusätzliche AC-Netzverstärkungen in Kombination mit leistungsflusssteuernden Punktmaßnahmen wie Serienkompensationsanlagen, Phasenschiebertransformatoren sowie HGÜ-Kurzkupplungen abgebildet werden kann. Die Netzanalysen zeigen, dass sich diese von den ÜNB im NEP 2030 gewählte Kombination aus den DC-Vorhaben des BBP 2015 mit einer AC-Netzverstärkung unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Netzbetriebsmittel im Hinblick auf das Zieljahr 2030 als eine grundsätzlich praktikable Alternative zum Zubau zusätzlicher DC-Verbindungen erweist. Die gewählte Kombination stellt sowohl in ökonomischer Hinsicht als auch in Bezug auf das NOVA-Prinzip eine sinnvolle Option dar.

Mit Blick auf 2035 zeigen die Netzanalysen im NEP 2030 allerdings, dass der für das Zieljahr 2030 eingeschlagene Weg einer Verstärkung des AC-Netzes in Kombination mit leistungsflusssteuernden Punktmaßnahmen zusätzlich zu den im BBP 2015 enthaltenen AC- und DC-Maßnahmen an seine Grenzen stößt. Im Sinne eines nachhaltigen und effizienten Gesamtkonzeptes werden im Szenario B 2035 wegen des weiter zunehmenden großräumigen Nord-Süd-Übertragungsbedarfs über die im Szenario B 2030 identifizierte Verstärkung des AC-Netzes hinaus zusätzliche DC-Verbindungen in einem Umfang von 6 GW in Kombination mit zusätzlichen AC-Maßnahmen erforderlich. *Für die zusätzlichen DC-Verbindungen werden im Kapitel 4.2.6 zwei unterschiedliche Varianten dargestellt.*



Die Nachhaltigkeit der von den ÜNB im NEP 2030 gewählten Lösung wird im kommenden Netzentwicklungsplan, der voraussichtlich ebenfalls die Zieljahre 2030 und 2035 betrachten wird, einer erneuten Überprüfung unterzogen. Aus diesem Grund haben die ÜNB einige der im NEP 2030 erstmals bzw. zusätzlich zum BBP 2015 identifizierten Maßnahmen, deren Nachhaltigkeit noch nicht hinreichend erkennbar ist, als sogenannte nicht vorschlagswürdige Maßnahmen gesondert gekennzeichnet. Abweichend von den anderen Projekten und Maßnahmen werden diese Maßnahmen nicht in ausführlichen Steckbriefen im Anhang zum NEP 2030 beschrieben.

Anwendung des NOVA-Prinzips

Wie bereits in den vorherigen Netzentwicklungsplänen wurden **Netzo**ptimierungs- und **-**verstärkungsmaßnahmen gegenüber reinen **A**usbaumaßnahmen priorisiert. Dies bedeutet, dass grundsätzlich immer das vorhandene Netz optimiert oder verstärkt wird. Erst wenn alle technischen Optionen zur Optimierung oder Verstärkung überprüft wurden und sich als nicht ausreichend oder genehmigungsrechtlich nicht erlaubt erwiesen haben, wird ein Leitungsneubau in neuer Trasse vorgeschlagen. Das dem NEP zugrunde liegende NOVA-Prinzip (siehe Kapitel 4.1.2) orientiert sich an der Nutzung vorhandener Trassen. *In diesem zweiten Entwurf des NEP 2030 werden die Stromkreisauflagen und Umbeseilungen auf bestehenden Masten als mildestes Mittel der Netzverstärkung gesondert ausgewiesen (vgl. Tabelle 15 in Kapitel 4.2.7).* Auch in den zeitlich nachgelagerten Planungs- und Genehmigungsverfahren werden – soweit möglich – Trassen des heutigen Netzes berücksichtigt. Im NEP können jedoch keine Vorfestlegungen für das formelle Genehmigungsverfahren gemacht werden. So kann es im späteren Genehmigungsverfahren auch bei einem Neubau in bestehender Trasse zu Abweichungen von der Bestandstrasse, z. B. aus Gründen des Anwohnerschutzes oder des Naturschutzes, kommen.

Punktmaßnahmen

Durch die Bandbreite von drei Szenarien für 2030 plus eines Ausblicks auf 2035 decken die ermittelten Netzmaßnahmen eine Vielzahl möglicher zukünftiger Entwicklungen ab. Die sogenannten vertikalen Punktmaßnahmen (Bedarf an zusätzlichen 380/110-kV-Transformatoren) sind dabei in den Datensätzen enthalten, aber nur noch teilweise im Zusammenhang mit einzelnen Leitungsbaumaßnahmen im NEP-Bericht selbst dargestellt. Sie werden ergänzend in einem gesonderten Begleitdokument unter www.netzentwicklungsplan.de/Begleitdokument_NEP_2030_2_Entwurf_Punktmassnahmen.pdf zusammengefasst.

Ergebnisse der Netzanalysen

Die Ergebnisse der Netzanalysen zeigen, dass der Umfang des Netzentwicklungsbedarfs (Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen) im NEP 2030 gegenüber dem NEP 2025 ansteigt. Dies ist insbesondere auf den fünf Jahre weiter in die Zukunft reichenden Zielhorizont zurückzuführen. Bis zum Jahr 2030 wird mit einem deutlichen Zuwachs an Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie sowie Photovoltaik gerechnet, während die Entwicklung bei Onshore-Windenergie durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2017 gedämpft wird und 2030 in etwa auf dem Niveau des NEP 2025 liegt. Auf dieser Grundlage entsteht ein anwachsender, großräumiger Übertragungsbedarf zwischen den Regionen mit Erzeugungsüberschüssen in Nord- und Ostdeutschland sowie den Regionen mit Erzeugungsdefiziten in Süddeutschland.

Wie bereits im NEP 2025 erweisen sich die Maßnahmen des BBP 2015 als robust gegenüber den veränderten Rahmenbedingungen. Das gilt sowohl in Bezug auf die Veränderungen zwischen dem NEP 2025 und dem NEP 2030 (Kraftwerkspark, Zubau erneuerbarer Energien als Folge des EEG 2017, Berücksichtigung von Speichern und weiteren Flexibilitäten) als auch innerhalb der Bandbreite der Szenarien des NEP 2030. In allen Szenarien einschließlich dem Szenario B 2035 zeigt sich die Notwendigkeit aller Maßnahmen des BBP 2015. Gleichzeitig wird der kombinierte Einsatz von Gleich- und Wechselstromtechnologie zur sicheren Gewährleistung der Stromübertragung erneut als notwendig nachgewiesen.



Volumen des Um- und Ausbaubedarfs des Strom-Höchstspannungsnetzes

Das Volumen der Netzverstärkungen auf Bestandstrassen (Stromkreisauflagen oder Umbeseilung, Neubau einer leistungsfähigeren Leitung in bestehenden Trassen) beträgt einschließlich Startnetz

- im Szenario A 2030 rund 7.600 Trassenkilometer (davon *gut 2.900 km Stromkreisauflagen/Umbeseilung* und rund 500 km nicht vorschlagswürdige Maßnahmen),
- im Szenario B 2030 gut 8.200 km (davon *3.300 km Stromkreisauflagen/Umbeseilung* und rund 650 km nicht vorschlagswürdige Maßnahmen) und
- im Szenario C 2030 rund 8.500 km (davon *knapp 3.400 km Stromkreisauflagen/Umbeseilung* und rund 800 km nicht vorschlagswürdige Maßnahmen).

Der Ausbaubedarf neuer Leitungstrassen liegt in den Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 jeweils gleichermaßen bei rund *3.600 km*, davon sind *gut 2.400 km* HGÜ-Verbindungen und knapp 1.200 km AC-Verbindungen. Auch der deutsche Anteil der Gleichstrom-Interkonnektoren nach Belgien, Dänemark, Norwegen und Schweden mit einer Länge von rund 330 km ist darin enthalten. Die Übertragungskapazität der DC-Verbindungen beträgt in den Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 jeweils in Summe 8 GW. *Veränderungen in den Längenangaben im Vergleich zum ersten Entwurf des NEP 2030 resultieren im Wesentlichen aus der Anpassung der Längen der DC-Verbindungen an die Angaben im BBPIG-Monitoring Q1/2017. Dies führt bei Berücksichtigung der Standardkosten ebenfalls zu verringerten Kosten (s. u.).*

Investitionskosten

Die Investitionskosten für die Zubaunetz-Maßnahmen werden im NEP 2030 überwiegend auf Basis von Standardkosten ermittelt und haben einen vorläufigen Charakter. Für die Startnetz-Maßnahmen werden in der Regel Projektkosten angenommen. Das Gesamtvolumen der Investitionen liegt in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 in einer Bandbreite von *32 bis 34 Mrd. €* unter der Annahme, dass die HGÜ-Verbindungen DC1 sowie DC3-5 vollständig als Erdkabel ausgeführt werden. Darin sind rund 6 Mrd. € für das Startnetz bereits enthalten. Werden die genannten HGÜ-Verbindungen z. B. als Folge von Vorgaben im Genehmigungsverfahren lediglich zu 75 % als Erdkabel ausgeführt, liegen die Schätzkosten rund *1,5 Mrd. €* niedriger. Ohne Berücksichtigung der nicht vorschlagswürdigen Maßnahmen liegen die Kosten in den Szenarien um rund 600 Mio. € (A 2030), 900 Mio. € (B 2030) bzw. 1,2 Mrd. € (C 2030) niedriger.

Alternativen zur Entflechtung von Grafenrheinfeld

Im Zusammenhang mit der von der BNetzA im Zuge der Bestätigung des NEP 2014 geforderten Prüfung von Alternativen für die Projekte P43 (Mecklar – Bergheinfeld/West) und P44 (Altenfeld – Grafenrheinfeld) *haben die ÜNB zwischen dem ersten und dem zweiten Entwurf des NEP 2030 eigenständige Netzanalysen mit diesen Alternativen anstelle von P43 und P44 anhand des Szenarios B 2030 durchgeführt. An der bereits im NEP 2025 formulierten Aussage, dass die Projekte P43 und P44 aufgrund der netztechnischen Effizienz vorzuziehen sind, hat sich nichts geändert. Die Netzanalysen im NEP 2030 zeigen sogar eine deutlichere Nachteilehaftigkeit der Alternativen P43mod und P44mod, als dies im NEP 2025 der Fall war.*

Beim Einsatz von P43mod (Mecklar – Dipperz – Urberach) und/oder P44mod (Altenfeld – Würgau – Ludersheim) treten im Gegensatz zu P43 und P44 regional erhebliche Überlastungen auf, beispielsweise auf der Leitung Vieselbach – Mecklar (135 km). Zur Beseitigung dieses Engpasses wäre eine Netzverstärkung, z. B. in Form eines 3. Stromkreises, erforderlich, die über den bisher in P37 skizzierten Umfang hinausgeht.

Während P44mod sowie zwei weitere untersuchte Alternativen zu P44 ausschließlich zusätzliche Engpässe auf anderen Leitungen verursachen, können bei P43mod neben weiteren Überlastungen zwischen Urberach und Daxlanden (140 km) auch einige Projekte an anderer Stelle entfallen (P161, P300/P330/P332, P316). Diese wiegen jedoch aus Sicht der ÜNB den Nachteil von P43mod gegenüber P43 nicht auf.



Öffentliche Konsultation des NEP 2030

Im Rahmen der öffentlichen Konsultation des ersten Entwurfs des NEP 2030 vom 30.01. bis zum 28.02.2017 wurden zahlreiche Stellungnahmen an die ÜNB gerichtet. Schwerpunkte der Beiträge waren grundsätzliche Fragen zu in den Szenarien getroffenen Eingangsgrößen, die Ergebnisse der Marktsimulation und die Erfordernisse der Netzentwicklung sowie regionale Betroffenheit rund um die Entflechtung des Netzknotens Grafenrheinfeld (insbesondere P44/P44mod) sowie entlang der HGÜ-Verbindung von Sachsen-Anhalt nach Bayern (DC5). Weitere Details werden in den einzelnen Kapiteln sowie zusammenfassend im Konsultationskapitel 6 dargestellt.

Die eingegangenen Stellungnahmen wurden von den ÜNB geprüft und in den vorliegenden zweiten Entwurf des NEP 2030 eingearbeitet. Der transparente und auf den Dialog ausgerichtete Prozess stellt sicher, dass alle den NEP betreffenden Interessen öffentlich zur Sprache kommen und der NEP das Ergebnis eines gegenseitigen Erkenntnis- und Entwicklungsprozesses wird.

Pilotprojekt Projektcharakterisierung

Im NEP 2030 wenden die ÜNB die im Zuge des NEP 2025 vorgestellte und öffentlich zur Konsultation gestellte Methodik zur *Charakterisierung von Projekten* in einer weiterentwickelten Version an. Die *Projektcharakterisierung* ist ein Pilotprojekt und wird auf alle Maßnahmen des Zubaunetzes des Szenarios B 2030 mit Ausnahme von Punktmaßnahmen und Grenzkuppelleitungen angewendet. Die *Projektcharakterisierung* baut auf den Netzanalysen auf und wurde parallel zur Veröffentlichung und Konsultation des ersten Entwurfs des NEP 2030 durchgeführt. *Die Ergebnisse wurden in Form von Spinnengrafiken sowie beschreibenden Texten in die Projektsteckbriefe im Anhang eingefügt. Das Vorgehen wird in Kapitel 4.3 erläutert.*

Anhand von verschiedenen Kriterien, die unterschiedliche Perspektiven abdecken, wird eine *Charakterisierung* von (n-1)-nachgewiesenen Maßnahmen vorgenommen. Diese ermöglicht einen relativen Vergleich zwischen den Maßnahmen in dem jeweiligen Kriterium. So lassen sich Aussagen treffen, wie eine Maßnahme in den unterschiedlichen Kriterien abschneidet und wodurch sie charakterisiert ist. Alle im NEP 2030 ausgewiesenen Maßnahmen wurden über einen (n-1)-Nachweis identifiziert und sind für ein bedarfsgerechtes, weitgehend engpassfreies Netz erforderlich. Insofern dient die *Projektcharakterisierung* des NEP 2030 der Charakterisierung und Veranschaulichung des Nutzens einer Maßnahme – und ausdrücklich nicht dem Nachweis ihrer Erforderlichkeit.



Übersicht Links

- Begleitdokument Punktmaßnahmen zum NEP 2030:
www.netzentwicklungsplan.de/Begleitdokument_NEP_2030_2_Entwurf_Punktmassnahmen.pdf ↗

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 Offshore-Windpark führt ein Seekabel zu einer Plattform mit einer Gleichrichterstation (meistens als Konverterstation bezeichnet). Von dort aus wird der in den Windkraftanlagen produzierte Drehstrom in Gleichstrom umgewandelt und per Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung durch das Meer und über Land zum nächstgelegenen Einspeisepunkt – einer Umrichterstation (meistens ebenfalls als Konverterstation bezeichnet) – transportiert. Diese Technik wird derzeit nur beim Anschluss von Offshore-Windparks in der Nordsee angewandt.

Ausgleichsvorgänge

Ausgleichsvorgänge sind eine Eigenschaft eines 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. Frequenzhaltung), der Netzführung sowie des nationalen/internationalen Verbundbetriebs durch zentrale, jeweils eigenverantwortliche Leitstellen. Weiterhin zählen dazu alle Maßnahmen zur Schaffung und zum Unterhalt der notwendigen Voraussetzungen der Zählung und Verrechnung aller erbrachten Leistungen.

Bilanzkreise

Elektrische Energie ist im Allgemeinen in großen Mengen 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 Betreiber des Bilanzkreises ist für eine jederzeit ausgeglichene Leistungsbilanz verantwortlich und 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

Um die Blindleistung innerhalb eines Energieversorgungsnetzes zu reduzieren ist es notwendig, diese durch geeignete Blindleistungskompensationsanlagen auszugleichen.



Brutto-Leistung

Die Brutto-Leistung einer Erzeugungseinheit ist die abgegebene Leistung an den Anschlussklemmen des Generators. Der Eigenbedarf der Energieerzeugungsanlage (z. B. durch Pumpen oder Kühltürme) ist dabei noch nicht berücksichtigt. Unter Berücksichtigung dieses Eigenbedarfs ergibt sich die Netto-Leistung.

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 Betriebssicherheit nicht beeinträchtigt. Die Dauerleistung kann beispielsweise mit den Jahreszeiten (z. B. aufgrund der Kühlwasserbedingungen) schwanken.

DC-Kurzkupplung

Eine DC-Kurzkupplung (auch HGÜ-Kurzkupplung oder Gleichstrom-Kurzkupplung) ist eine steuerbare leistungselektronische Anlage zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, bei der sich beide Umrichter (Konverter) auf dem gleichen Areal, ggf. sogar innerhalb des gleichen Gebäudes befinden und die Länge der DC-Leitung daher nur wenige Meter beträgt. Eine in einem Synchrongebiet eingesetzte DC-Kurzkupplung dient der gezielten Leistungsflusssteuerung und ermöglicht damit eine gezielte Beeinflussung anderer elektrischer Betriebsmittel wie z. B. AC-Freileitungen, die dadurch effektiver genutzt werden können.

Drehstrom

Als Dreiphasenwechselstrom, auch „Drehstrom“ genannt, bezeichnet man drei einzelne Wechselströme bei gleicher Frequenz, die zu einander um 120° phasenverschoben sind. Das deutsche Höchstspannungsnetz wird in der Wechsel-/ Drehstrom-Technik betrieben. Eine Ausnahme stellen die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen dar.

Dumped Power

Dumped Power, nicht verwertbare Leistung, tritt in Folge eines Überangebots an Leistung im Strommarkt auf. Die Aufsummierung der Dumped Power über das Jahr ergibt die Dumped Energy. Der Überschuss in einem Marktgebiet ergibt sich aus der Summe an Einspeisungen, die trotz geringster Strompreise am Markt nicht zurückgefahren werden können (Must-Run-Einspeisung, z. B. konventionelle KWK- oder EE-Einspeisung) abzüglich der aktuellen Last (inkl. Netzverluste) im jeweiligen Gebiet. Kann dieser Überschuss nicht gespeichert oder exportiert werden, muss im System Einspeiseleistung reduziert werden. Die Einspeisung aus erneuerbaren Energien wird dann – über die Spitzenkappung von EE-Anlagen hinaus – im Modell zurückgefahren. Weitere Möglichkeiten, die Menge an Dumped Energy zu reduzieren, sind entweder eine Reduzierung der konventionellen Einspeisung, einer Erhöhung der Last oder eine Erweiterung der Speicher- oder Exportkapazität.



E

Einspeisemanagement

Einspeisemanagement (EisMan) bezeichnet die im Netzbetrieb situationsabhängige, gezielte Einsenkung der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien zur Behebung von Netzengpässen und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

Einspeise- bzw. Entnahmepunkt

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

Elektrische Energie, elektrische Arbeit

Als elektrische Energie wird die Fähigkeit des elektrischen Stroms bezeichnet um unter anderem mechanische Arbeit zu verrichten, Wärme abzugeben oder Licht auszusenden. Als elektrische Arbeit wird das Produkt aus elektrischer Leistung und der Zeit, über welche diese erbracht wird, bezeichnet. In diesem Bericht wird elektrische Arbeit üblicherweise in Gigawattstunden (GWh) oder Terawattstunden (1 TWh = 1.000 GWh = 1 Mio. MWh) angegeben.

Elektrische Leistung

Elektrische Leistung im physikalischen Sinne ist das Produkt aus Strom und Spannung und definiert einen 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. ¼ h bzw. 1 h) verwendet. Elektrische Leistung ist der Quotient aus der in einer Zeitspanne geleisteten Arbeit. In diesem Bericht wird elektrische Leistung üblicherweise in Megawatt (MW) oder Gigawatt (1GW = 1.000 MW) angegeben.

Elektrizitätsversorgungsnetz

Das Netz der Elektrizitätsversorgung ist die Gesamtheit aller zusammen verbundenen Anlagenteile zur Übertragung oder Verteilung elektrischer Energie. Es wird u. a. nach Regelzonen, Aufgaben, Betriebsweise, Spannungen oder nach Besitzverhältnissen unterschieden.

Elektrizitätsversorgungssystem

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

Energieversorgungsunternehmen (EVU)

Ein Energieversorgungsunternehmen (EVU) im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes sind natürliche oder juristische Personen, die Energie an andere liefern, ein Energieversorgungsnetz betreiben oder an einem Energieversorgungsnetz als Eigentümer Verfügungsbefugnis besitzen.

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 Zehnjahresplanes zur Netzentwicklung (→ TYNDP). 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 EEG schreibt die vorrangige Aufnahme und Vergütung von regenerativ erzeugtem Strom aus Wasserkraft, Windkraft, Biomasse, Deponiegas, Klärgas, Grubengas und Photovoltaik durch den zuständigen Netzbetreiber vor. Dabei wird die Vergütungshöhe seit dem 1. Januar 2017 nicht wie bisher staatlich festgelegt, sondern durch Ausschreibungen ermittelt. Das EEG verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber zu einem Belastungsausgleich der eingespeisten Strommengen und der Vergütungen untereinander. Im Ergebnis vermarkten die Übertragungsnetzbetreiber 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 Übertragungsnetzbetreiber weitergeleitet.

Erzeugungseinheit

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

F

Frequenzhaltung

Die Frequenzhaltung bezeichnet die Ausregelung von Frequenzabweichungen infolge von Ungleichgewichten zwischen Einspeisung und Entnahme (Wirkleistungsregelung). Diese erfolgt durch Primär- und Sekundärregelung sowie unter Nutzung von Minutenreserve in den Kraftwerken. In den Strom-Übertragungsnetzen in Deutschland und Europa herrscht eine Frequenz von 50 Hertz, die von den Übertragungsnetzbetreibern mit einer geringen Abweitungstoleranz jederzeit gemeinsam möglichst konstant gehalten werden muss.

G

Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD)

Ein Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD) ist eine Elektrizitätserzeugungseinheit (→ Erzeugungseinheit), bestehend aus einer Gasturbine, mit deren Abgasen in einem Abhitzeessel (mit oder ohne Zusatzbrenner) Dampf erzeugt wird. Mit diesem Wasserdampf wird eine Dampfturbine angetrieben, an der ein Generator zur Stromerzeugung angeschlossen ist.

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) 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

GIS bezeichnet 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 Größe und Richtung sich nicht ändert. Abgekürzt wird dieses in der Literatur durch das Kürzel DC (direct current), das auch in diesem Bericht verwendet wird.

Grundlast

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

H

Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)

HGÜ ist ein Verfahren zur Übertragung von großen elektrischen Leistungen über sehr große Distanzen. Dabei wird eine Betriebsspannung bis zu 1.000 kV erreicht. Die Anbindung der HGÜ in das Wechselstromnetz erfolgt über Wechselrichter (Konverterstationen/Konverterplattformen bzw. Gleichrichter und Umrichterstationen).

Hochtemperaturleiter

Als Hochtemperaturleiter (HT-Leiter bzw. HTL) werden Leiterseile bezeichnet, welche aufgrund der verwendeten Materialien eine höhere Betriebstemperatur als der Standard Aluminium/Stahl-Leiter ermöglichen. Standardleiter besitzen eine maximal zulässige Leitertemperatur von 80 °C, wohingegen Hochtemperaturleiter Betriebstemperaturen von 150 bis zu 210 °C erreichen können. Durch diese Temperaturbeständigkeit bieten HT-Leiter bei vergleichbarem Querschnitt eine höhere Strombelastbarkeit als Standardleiter.

Unterschieden werden HT-Leiter nach dem bereits im Einsatz befindlichen TAL-Leiter (Thermal resistant Aluminum) und den Leiterseilen der neuesten Generation, den HTLS-Leitern (High Temperature Low Sag). TAL-Leiter besitzen eine maximale Betriebstemperatur von 150 °C, HTLS-Leiter bis maximal 210 °C. Aufgrund der speziellen Kernwerkstoffe der HTLS-Leiter besitzen diese bei höheren Strombelastungen einen geringeren Durchhang im Vergleich zu anderen Leiterseiltypen. Die technische und genehmigungsrechtliche Umsetzbarkeit vorausgesetzt, stellt eine Umbeseilung von Standard- auf HT-Leiter eine Möglichkeit zur Netzverstärkung nach dem NOVA-Prinzip dar.

Hochstrombeseilung

Im Gegensatz zum Einsatz von Hochtemperaturleitern wird beim Neubau in bestehender oder neuer Trasse aus technisch-wirtschaftlichen Gründen der Einsatz der sogenannten Hochstrombeseilung mit deutlich größeren Querschnitten im Vergleich zum Standardleiter (siehe Hochtemperaturleiter) bevorzugt. Die Hochstrombeseilung verfügt im Regelfall über eine Dauerstrombelastbarkeit von 3.600 bzw. 4.000 A je Stromkreis bei einer zulässigen Leiterseiltemperatur von 80 °C. Im Vergleich zum Standardleiter und der o. g. HTL-Beseilung verursacht die Hochstrombeseilung aufgrund ihres größeren Querschnittes erstens bei einem identisch hohen Stromtransport geringere Netzverluste und zweitens eine geringere Geräuschentwicklung. Da sie zudem im Gegensatz zur HTL-Beseilung auch über Investitionsvorteile verfügt und mit ihr langjährige Betriebserfahrungen vorliegen, wird bei einem Leitungsneubau in bestehender oder neuer Trasse aus technisch-wirtschaftlichen Gründen grundsätzlich die Hochstrombeseilung präferiert.

I

Impedanz

Die Impedanz, auch als Wechselstrom- oder Scheinwiderstand bezeichnet, wird als Quotient aus Wechselspannung und Wechselstrom eines Verbrauchers beschrieben. Ebenso entspricht dieser der geometrischen Summe aus Wirk- und Blindwiderstand.

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 Energienetz.

Ist-Netz

Das Ist-Netz ist das heute bestehende Stromnetz.

J

Jahreshöchstlast

Als Jahreshöchstlast wird der innerhalb eines Jahres in einem Energienetz auftretende maximale Bedarf an elektrischer Leistung bezeichnet.

K

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Im KWK-Prozess wird mechanische Energie und Wärmeenergie erzeugt. Die mechanische Energie wird in der Regel in elektrischen Strom umgewandelt und in das Stromnetz eingespeist. Die entstehende Wärmeenergie wird für Heizzwecke (Fernwärme oder Prozesswärme) verwendet. Dieses Verfahren ist z. B. in Heizkraftwerken oder Blockheizkraftwerken zu finden.

Kraftwerk

Ein Kraftwerk ist eine Anlage, die dazu bestimmt ist, durch Energieumwandlung aus einem Primär- oder Sekundärenergieträger elektrische Energie zu erzeugen.

Kraftwerksbetreiber

Ein Kraftwerksbetreiber verfügt aufgrund von Eigentum oder Vertragsverhältnissen über Kraftwerksleistung und kann im Allgemeinen über deren Einsatz bestimmen.

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 Sammelschienen verschiedener Übertragungsnetze verbindet.

L

Last

Die in Anspruch genommene Leistung wird im Elektrizitätswirtschaftlichen Sprachgebrauch als „Last“ bezeichnet.

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 Sollwerts zu halten.



M

Merit-Order

Als Merit-Order (englisch für 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 von den Übertragungsnetzbetreibern als Regelenergieprodukt regelmäßig ausgeschrieben und 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 Leistungsbereitstellung von Erzeugungsanlagen kann neben der Deckung der elektrischen Stromnachfrage zusätzlich durch andere Einflussparameter bestimmt sein, sodass in diesen Fällen die Einspeisung ins Stromnetz unabhängig vom tatsächlichen Bedarf erfolgt. Dazu zählen Anlagen, die aufgrund technischer Restriktionen zu bestimmten Zeitpunkten einspeisen müssen – insbesondere KWK-Anlagen, die wärmegeführt betrieben werden und deren Stromerzeugung in Abhängigkeit vom jeweiligen Wärmebedarf erfolgt. Eine Abschaltung dieser Anlagen ist ohne Einsatz von Flexibilisierungsoptionen wie Wärmekesseln nicht möglich ohne gleichzeitig die Wärmeversorgung einzuschränken – die Anlagen „müssen laufen“. Weitere Restriktionen können sich z. B. durch die Versorgung industrieller Prozesse oder auch die Eigenversorgung von Kraftwerksstandorten (z. B. Braunkohlereviere) ergeben.

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 Verteilernetz 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 zeitlichem 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 Leitungen in neuen Trassen. Diese Maßnahmen werden in den Abbildungen dieses Berichts 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. Im Rahmen des im NEP Strom angewandten NOVA-Prinzips ist der Netzausbau die letzte Option, wenn alle technisch und wirtschaftlich sinnvollen Möglichkeiten für Netzoptimierung und Netzverstärkung ergriffen wurden.

Netzbetreiber

Ein Netzbetreiber (Betreiber eines Übertragungs- oder Verteilernetzes) 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 von Systemdienstleistungen und sorgt so für die Versorgungssicherheit, -zuverlässigkeit und Netzstabilität.

Netzcodes

Die 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 diese. Die Anforderungen sind transparent und diskriminierungsfrei in Hinblick auf alle Interessentengruppen darzulegen.

Netzentwicklungsplan

Bis zum Netzentwicklungsplan (NEP) 2014 haben die Übertragungsnetzbetreiber das Jahr der Erstellung in den Titel übernommen. Mit dem NEP 2025 wurde das Zieljahr in den Titel übernommen. Damit erfolgt eine Angleichung an die Nomenklatur der Bundesnetzagentur, die in ihrer Kommunikation zum NEP schon länger ausschließlich das zentrale Zieljahr nutzt.

Netznutzer

Ein Netznutzer (Nutzer des Übertragungs- bzw. Verteilernetzes) 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

Unter Netzoptimierung werden Maßnahmen verstanden, welche Auswirkung auf die Netztopologie, den Leistungsfluss oder dem witterungsabhängigen Leitungsbetrieb haben, mit dem Ziel das bestehende Netz engpassfrei zu betreiben. Im Rahmen des im NEP Strom angewandten NOVA-Prinzips wird zunächst geprüft, ob eine Netzoptimierung möglich ist, bevor eine Netzverstärkung oder ein Netzausbau geprüft werden.

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 Netzverstärkung werden Maßnahmen wie 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 verstanden. Diese Maßnahmen werden in den Abbildungen dieses Berichts durch deckende blaue Flächen bzw. Linien dargestellt. Dies beinhaltet z. B. eine Spannungserhöhung von 220 kV auf 380 kV oder die Zu- und Umbeseilung von Stromkreisen. Im Rahmen des im NEP Strom angewandten NOVA-Prinzips wird eine Netzverstärkung erst dann geprüft, wenn alle technisch und wirtschaftlich sinnvollen Möglichkeiten für eine Netzoptimierung ausgeschöpft wurden.

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 von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der Netzplanung anzuwendenden Prinzip haben Netzoptimierung und Netzverstärkung Vorrang vor dem Ausbau der Stromnetze.

O

offshore

Bauwerke wie beispielsweise Windenergieanlagen auf offener See, außerhalb von Küstengewässern (nearshore) liegend, befinden sich offshore.

onshore

Bauwerke wie Windenergieanlagen, welche an Land errichtet werden, sind onshore.

P

PCI

Im Jahr 2013 hat die Europäische Kommission unter dem Namen „Projects of Common Interest (PCI)“ eine Liste mit Projekten von pan-europäischer Bedeutung veröffentlicht. Im Bereich der Stromübertragung sind dies rund 100 Projekte in ganz Europa. Die Projects of Common Interest sollen vorrangig umgesetzt werden. Kriterien für die Auswahl eines Projekts waren:

- erheblicher Nutzen für mindestens zwei Mitgliedstaaten,
- trägt zur Stärkung des europäischen Binnenmarktes bei,
- erhöht die Versorgungssicherheit und
- reduziert die CO₂-Emissionen.

Nähere Informationen zu den PCI-Projekten finden Sie auf der Website der Europäischen Kommission unter <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest>.



Primärenergie

Primärenergie ist Energie, die mit natürlich vorkommenden Energieformen oder -quellen zur Verfügung steht, beispielsweise Kohle, Gas oder Wind. Sie ist zu unterscheiden von der Sekundärenergie (z. B. Elektrizität), 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. Primärregelleistung wird von den Übertragungsnetzbetreibern als Regelenergieprodukt regelmäßig ausgeschrieben und bei einer großen Frequenzabweichung automatisch innerhalb von 30 Sekunden aktiviert. Unabhängig vom Störungsort unterstützen alle Kraftwerke im europäischen Synchronverbundnetz diese Frequenzstabilisierung.

Punktmaßnahmen

Neben Leitungsbaumaßnahmen sind im Netzentwicklungsplan Strom auch so genannte Punktmaßnahmen (Transformatoren, Blindleistungskompensationsanlagen, Schaltanlagen) erforderlich. Unterschieden wird dabei zwischen vertikalen Punktmaßnahmen (zusätzlicher Bedarf an 380/110-kV-Transformatoren zwischen dem Höchst- und dem Hochspannungsnetz, Schaltanlagen), die im NEP in Abstimmung mit den Verteilernetzbetreibern ermittelt werden, sowie horizontalen Punktmaßnahmen (z. B. 380/220-kV-Transformatoren, Anlagen zur Blindleistungskompensation, Phasenschiebertransformatoren, Schaltanlagen), die ausschließlich die Höchstspannungsebene betreffen.

R

Redispatch-Management

Redispatch beschreibt eine Anforderung zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken durch den Netzbetreiber mit dem Ziel, auftretende (n-1)-Verletzungen zu vermeiden oder zu beseitigen. Diese Maßnahme kann regelzonenintern und -übergreifend angewendet werden. Erzeugungseinheiten vor dem Engpass werden dabei herunter- und Erzeugungsanlagen hinter dem Engpass im gleichen Umfang hochgefahren. Der präventive Redispatch wird in der Betriebsplanung genutzt, um zum Beispiel (n-1)-Verletzungen innerhalb der nächsten Stunden zu verhindern. Kuratives Redispatch wird im laufenden Netzbetrieb eingesetzt, um vorhandene oder unmittelbar bevorstehende Überlastungen zu beheben. Redispatch ist dabei 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 aufrechtzuerhalten, um die Netzstabilität (Frequenzhaltung von 50 Hertz und Spannungshaltung) sicherstellen zu können. Dafür kommt eine automatische Leistungs-Frequenz-Regelung zum Einsatz, 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 für Abweichungen in der Leistungsbilanz zwischen den erwarteten und den tatsächlich eintretenden Verhältnissen oder für konkret planbare Sachverhalte vorgehalten wird.



S

Scheinleistung

Die Scheinleistung ist die geometrische Summe aus Wirk- und Blindleistung.

Schwarzstartfähigkeit

Die Schwarzstartfähigkeit beschreibt die Fähigkeit eines Kraftwerksblocks unabhängig vom Zustand des Stromnetzes vom ausgeschalteten Zustand selbst wieder anfahren zu können. Kommt es zu einem weiträumigen Zusammenbruch des Stromnetzes, stellen diese Kraftwerke den ersten Schritt für den Versorgungswiederaufbau dar. Jeder 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. Sekundärregelleistung wird von den Übertragungsnetzbetreibern als Regelenergieprodukt regelmäßig ausgeschrieben.

Spannungshaltung

Die Spannungshaltung 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.

Spitzenkappung

Spitzenkappung beschreibt die Kürzung von Einspeisespitzen der Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen im Rahmen der Netzplanung. Sie ist ein Planungs-Instrument bei der Netzdimensionierung und bezeichnet keinen realen Eingriff in die Einspeisungen (siehe Einspeisemanagement). So wird Netzausbau für selten auftretende Einspeisespitzen vermieden.

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 für den Netzentwicklungsplan Strom besteht aus den folgenden Netzprojekten:

- dem heutigen Netz (Ist-Netz),
- den EnLAG-Maßnahmen,
- den in der Umsetzung befindlichen Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen (planfestgestellt bzw. in Bau),
- sowie Maßnahmen aufgrund sonstiger Verpflichtungen (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 der Saldo von Importen und Exporten eines Netzes.

TSO Security Cooperation

Die „TSO Security Cooperation“ (TSC) ist eine Kooperation von aktuell 13 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, 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 ÜNB, ihre Arbeit besser abzustimmen. Das hilft vor allem bei der Integration der erneuerbaren Energien sowie dem verstärkten länderübergreifenden Stromhandel und -transport. Siehe auch: <http://www.tscnet.eu/>

TYNDP

Alle zwei Jahre erarbeitet die 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 2016 identifiziert die Notwendigkeit zur Investition von ca. 150 Mrd. Euro für Optimierung bzw. Ausbau von Höchstspannungsleitungen und Speichern in 200 Investitionsprojekten in ganz Europa. Der TYNDP 2016 untersucht ein Stromsystem mit 50–80 % geringeren Treibhausgasemissionen in 2030. Siehe auch: <http://tyndp.entsoe.eu/>

U

Übertragung

Die Übertragung im Elektrizitätswirtschaftlichen Sinn ist der technisch-physikalische Vorgang zwischen 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, auch Umspannwerk genannt, ist ein Teil des elektrischen Versorgungsnetzes, um Netze mit verschiedenen Spannungsebenen (z. B. 380 kV und 110 kV) durch Transformatoren zu verbinden. Ebenso können in diesen Anlagen verschiedene Teile des Netzes gleicher Spannung miteinander verbunden oder abgeschaltet werden.



V

Verbraucher

Als elektrische Verbraucher bezeichnet man Geräte und Anlagen, die elektrische Energie aufnehmen und umwandeln (z. B. in Wärme, Licht oder Arbeit).

Vermaschung, Vermaschungsgrad und Entmaschung

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. Im Regelfall werden zur Reduzierung der Netzverluste, sofern nicht andere netztechnische Gründe wie die Höhe der Kurzschlussleistung oder die Stabilitätsbedingungen dagegen stehen, alle Stromkreise in Schaltanlagen und Umspannwerken zusammenschaltet („gekuppelt“). Sollen jedoch bestimmte hoch belastete Stromkreise gezielt entlastet werden, so kann man das durch eine sogenannte „Entmaschung“ erreichen, indem man sie aus der vorgenannten Zusammenschaltung herauslöst. Das kann z. B. durch das Öffnen von Kupplungen oder die direkte Zusammenschaltung ausgewählter Stromkreise über separate Sammelschienen-Abschnitte in einer Anlage erfolgen.

Versorgungszuverlässigkeit

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

Verteilernetz

Das Verteilernetz dient innerhalb einer begrenzten Region der Verteilung elektrischer Energie zur Speisung von Stationen und Kundenanlagen. In Verteilernetzen ist der Leistungsfluss im Wesentlichen durch die Kundenbelastung bestimmt. In Deutschland werden Nieder-, Mittel- und Teile des Hochspannungsnetzes als Verteilernetze genutzt; in besonderen Fällen kann auch ein 380- und 220-kV-Netzteil als Verteilernetz betrachtet werden.

Verteilernetzbetreiber (VNB)

Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen 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 Verteilernetzes 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 Verteilernetzen ergibt sich aus dem Saldo der Letztverbraucherlasten und der zeitgleichen dezentralen Erzeugungen in den Verteilernetzen. Wenn die zeitgleichen dezentralen Einspeisungen, z. B. aus erneuerbaren Energien, größer als die Letztverbraucherlasten in den Verteilernetzen sind, führt das zu Rückspeisungen in das Übertragungsnetz.

VSC

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

Eine ausführliche Darstellung zu diesem Thema findet sich in Kapitel 5 des NEP Strom 2012 unter www.netzentwicklungsplan.de/ZU2 auf S. 94.



W

Wechselstrom

Wechselstrom bezeichnet elektrischen Strom, der seine Richtung (Polung) in regelmäßiger Wiederholung ändert und bei dem sich positive und negative Augenblickswerte so ergänzen, dass der Strom im zeitlichen Mittel null ist. Abgekürzt wird Wechselstrom als AC („alternating current“) bezeichnet. Dreiphasenwechselstrom wird auch als Drehstrom bezeichnet.

Wirkleistung

Die Wirkleistung beschreibt den Anteil der Scheinleistung, welcher tatsächlich genutzt werden kann.

LITERATURVERZEICHNIS

- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2015). Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes [Online]. Verfügbar unter: www.50hertz.com/Portals/3/Content/Dokumente/Netzausbau/2015.03.13_%C3%9CNB-PIGrS_Weiterentw.%202014-15_final.pdf
netzausbau.amprion.net/planung/planungs-trassierungsgrundsaeetze
www.transnetbw.de/downloads/uebertragungsnetz/netzentwicklung/planungsgrundsaeetze_2015.pdf
www.tennetso.de/site/binaries/content/assets/transparency/publications/reporting-service/pdf/2015.03.13_unb-plgrs_weiterentw.-2014-15_final.pdf
[28.04.2017].
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2013). Einflussgrößen auf die Netzentwicklung – Sensitivitätenbericht 2013 [Online]. Verfügbar unter: www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/294
[28.04.2017].
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2014). Einflussgrößen auf die Netzentwicklung – Sensitivitätenbericht 2014 – Teil I und II [Online]. Verfügbar unter: www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/295
[28.04.2017].
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2012). Netzentwicklungsplan Strom 2012, zweiter Entwurf vom 15. August 2012 [Online]. Verfügbar unter: www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/290
[28.04.2017].
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2013). Netzentwicklungsplan Strom 2013, zweiter Entwurf vom 17. Juli 2013 [Online]. Verfügbar unter: www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/291
[28.04.2017].
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2014). Netzentwicklungsplan Strom 2014, zweiter Entwurf vom 4. November 2014 [Online]. Verfügbar unter: www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/292
[28.04.2017].
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2015). Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015, zweiter Entwurf vom 29. Februar 2016 [Online]. Verfügbar unter: www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/319
[28.04.2017].
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2017). Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017, erster Entwurf vom 31. Januar 2017 [Online]. Verfügbar unter: www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/340
[28.04.2017].
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2013). Offshore-Netzentwicklungsplan 2013, zweiter Entwurf vom 24. Juni 2013 [Online]. Verfügbar unter: www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/291
[28.04.2017].



- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2014). Offshore-Netzentwicklungsplan 2014, zweiter Entwurf vom 4. November 2014 [Online]. Verfügbar unter: www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/292 [28.04.2017].
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2016). Offshore-Netzentwicklungsplan 2025, Version 2015, zweiter Entwurf vom 29. Februar 2016 [Online]. Verfügbar unter: www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/319 [28.04.2017].
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2016). Offshore-Netzentwicklungsplan 2030, Version 2017, erster Entwurf vom 31. Januar 2017 [Online]. Verfügbar unter: www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/340 [28.04.2017].
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2016). Offshore-Netzentwicklungsplan 2030, Version 2017, zweiter Entwurf vom 2. Mai 2017 [Online]. Verfügbar unter: www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/340 [28.04.2017].
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2016). Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030 – Entwurf [Online]. Verfügbar unter: www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/316 [28.04.2017].
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2014). Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb [Online]. Verfügbar unter: www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/media/documents/Minimale%20Schwungmasse.pdf [28.04.2017].
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014). Forschungsprojekt Nr. 44/12. Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie) [Online]. Verfügbar unter: www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.html [28.04.2017].
- Bundesnetzagentur (2016). Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017–2030 gem. § 12a Abs. 3 EnWG (Az.: 8573-1-1/16-06-30/Szenariorahmen 2017-2030) [Online]. Verfügbar unter: data.netzausbau.de/2030/Szenariorahmen_2030_Genehmigung.pdf [28.04.2017].
- Bundesnetzagentur (2016). Kraftwerksliste zu der Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017–2030 [Online]. Verfügbar unter: www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2030/SR/Kraftwerksliste_2030.pdf?__blob=publicationFile [28.04.2017].
- ENTSO-E (2010). Technical Background and Recommendations for Defence Plans in the Continental Europe Synchronous Area [Online]. Verfügbar unter: www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/RG_SOC_CE/RG_CE_ENTSO-E_Defence_Plan_final_2011_public.pdf [28.04.2017].



COMMISSION REGULATION (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators (NC RfG) [Online]. Verfügbar unter:
eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=OJ:JOL_2016_112_R_0001
[28.04.2017].

ENTSO-E (2014). The Impact of Dispersed Generation on Continental Europe's Security of Supply [Online]. Verfügbar unter:
www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/continental-europe/the-impact-of-dispersed-generation-impact-on-continental-europe-region-security/Pages/default.aspx
[28.04.2017].

ENTSO-E (2014). Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2014–2030 [Online]. Verfügbar unter:
www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/soaf-2014-2030/Pages/default.aspx
[28.04.2017].

ENTSO-E (2016). Ten-Year Network Development Plan 2016. [Online]. Verfügbar unter:
www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/ten%20year%20network%20development%20plan%202016/Pages/default.aspx
[28.04.2017].

Fernleitungsnetzbetreiber (2015). Netzentwicklungsplan Gas 2015 [Online]. Verfügbar unter:
www.fnb-gas.de/files/2015_12_04_nep-gas-2015.pdf
[28.04.2017].

Fernleitungsnetzbetreiber (2015). Entwurf Netzentwicklungsplan Gas 2016 [Online]. Verfügbar unter:
www.fnb-gas.de/files/2016_04_01-entwurf_nep-gas-2016.pdf
[28.04.2017].

Internationale Energie Agentur (2015). World Energy Outlook 2015 [Online]. Verfügbar unter:
www.worldenergyoutlook.org/weo2015/
[28.04.2017].

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V./Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) (2016). Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“.