



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

Zweiter Entwurf

NETZENTWICKLUNGSPLAN
STROM 2030, VERSION 2019

ZWEITER ENTWURF DER
ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER

50Hertz Transmission GmbH

Heidestraße 2
10557 Berlin

www.50hertz.com

Geschäftsführung:
Dr. Frank Golletz (Vorsitz),
Dr. Dirk Biermann,
Marco Nix

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

Amprion GmbH

Robert-Schuman-Straße 7
44263 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

Geschäftsführung:
Otto Jäger,
Tim Meyerjürgens,
Ben Voorhorst

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

TransnetBW GmbH

Pariser Platz
Osloer Straße 15–17
70173 Stuttgart

www.transnetbw.de

Geschäftsführung:
Dr. Werner Götz (Vorsitz),
Michael Jesberger,
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

15. April 2019

INHALTSVERZEICHNIS

Abbildungsverzeichnis	5
Tabellenverzeichnis	8
Abkürzungsverzeichnis	10
Vorwort	14
1 Einführung: Prozess und Methodik	17
1.1 Die Rolle der Übertragungsnetzbetreiber	17
1.2 Vom Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan	19
1.3 Die Integration der Offshore-Maßnahmen in den Netzentwicklungsplan	23
1.4 Der NEP als Grundlage für das Bundesbedarfsplangesetz	23
1.5 Zusammenhang zwischen NEP, TYNDP und PCI-Prozess	24
2 Szenariorahmen	26
2.1 Rahmendaten und Charakteristika der Szenarien zum NEP 2030 (2019)	29
2.1.1 Leitgedanken zur Ausgestaltung der Szenarien	29
2.1.2 Rahmendaten der Genehmigung	30
2.2 Methoden zur Aufbereitung der Rahmendaten und Ergebnisse	33
2.3 Einsatzrestriktionen und Kostenparameter von konventionellen Kraftwerken	34
2.4 Ermittlung der regionalen Verteilung, der Einspeisezeitreihen und der Spitzenkappung erneuerbarer Energien	37
2.4.1 Methodik und Ergebnisse zur Regionalisierung	37
2.4.2 Spitzenkappung	38
2.5 Stromnachfrage und Jahreshöchstlast in den genehmigten Szenarien	41
2.5.1 Methodik zur Regionalisierung und dem Einsatz von Flexibilitätsoptionen	47
2.6 Ergebnisse der aufbereiteten Rahmendaten	52
2.7 Nachbildung des Auslands	58
3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs	62
3.1 Einführung: Prozess und Methodik	63
3.1.1 Gesetzliche Grundlagen	63
3.1.2 Erstmalige Erstellung des Flächenentwicklungsplans	64
3.1.3 Erstellung des Netzentwicklungsplans unter Berücksichtigung des Flächenentwicklungsplans	66
3.1.4 Anderweitige Planungsmöglichkeiten	67
3.2 Offshore-Netzausbaubedarf	67
3.2.1 Technische und zeitliche Rahmenbedingungen	68
3.2.2 Start-Offshorenetz	71
3.2.3 Offshore-Netzausbaubedarf	75
3.2.4 Investitionsvolumen des Offshore-Netzausbaubedarfs	84
4 Marktsimulation	89
4.1 Modellierung des Energiemarktes und grundsätzliche Einordnung der Ergebnisse	91
4.2 Ergebnisse der Marktsimulationen	94
4.2.1 Deutschland im europäischen Kontext – Länderbilanzen und Energieaustausch	96
4.2.2 Einspeisungen und Bundesländerbilanzen in Deutschland	103
4.2.3 Dumped Power und Dumped Energy in Deutschland	112
4.2.4 Volllaststunden der Erzeugungsanlagen in Deutschland	113
4.2.5 Einhaltung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung	115
4.3 Aufbereitung für Netzberechnungen	121



5 Netzanalysen	123
5.1 Methodik der Netzanalyse	125
5.1.1 Planungsgrundsätze	125
5.1.2 Das NOVA-Prinzip	126
5.1.3 Erläuterungen zur Bedeutung der geplanten HGÜ-Verbindungen	127
5.1.4 Geprüfte und in Betracht kommende anderweitige Planungsmöglichkeiten	129
5.2 Neue und innovative Technologien	130
5.2.1 Wege zu einem bedarfsgerechten Netz	132
5.3 Netzanalysen	133
5.3.1 Standard- und Projektkosten im Netzentwicklungsplan Strom	133
5.3.2 Startnetz	134
5.3.3 Ergebnisse der Netzanalyse des Startnetzes bei Ausfall eines Netzelements	136
5.3.4 Ergebnisse der Netzanalysen des BBP-Netzes bei Ausfall eines Netzelements	138
5.3.5 Netzverknüpfungspunkte zum Offshorennetz	140
5.3.6 Szenarien	142
5.3.7 Ergebnisse der Netzanalysen	159
5.4 Volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse der Interkonnektoren im NEP 2030	163
5.5 Bewertung der Systemstabilität – Einleitung und Zusammenfassung der Ergebnisse	166
6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands	170
6.1 Startnetz Netzentwicklungsplan 2030 (2019)	172
6.2 Ad-hoc-Maßnahmen gemäß Szenario B 2025	179
6.3 Zubaunetz Netzentwicklungsplan 2030 (2019)	181
6.4 Realisierte Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2030 (2017)	195
6.5 Übersichten der im FEP und O-NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands	199
7 Konsultation	204
8 Fazit	216
Glossar	223
Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019) (Darstellung der Maßnahmen), zweiter Entwurf	239

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Regelzonen	18
Abbildung 2: Der Gesamtprozess	20
Abbildung 3: Schematische Darstellung zur Einordnung der Szenarien des NEP 2030 (2019)	29
Abbildung 4: Übersicht über die Verteilung der installierten Leistungen je Energieträger in den Szenarien des NEP 2030 (2019)	31
Abbildung 5: Zeitreihe Must-Run-Erzeugung konventioneller Erzeugungsanlagen	34
Abbildung 6: Must-Run-Erzeugung konventioneller Erzeugungsanlagen nach Energieträger	35
Abbildung 7: Ergebnisse der Spitzenkappung Wind nach Bundesländern	40
Abbildung 8: Ergebnisse der Spitzenkappung Photovoltaik nach Bundesländern	41
Abbildung 9: Nettostromnachfrage nach Sektoren/Anwendungsbereichen	42
Abbildung 10: Veränderung der Nettostromnachfrage je Landkreis	44
Abbildung 11: Zeitlicher Verlauf der Gesamtstromnachfrage in den Szenarien des NEP 2030 (2019)	46
Abbildung 12: Bandbreite der Stromnachfrage in den Szenarien des NEP 2030 (2019)	46
Abbildung 13: Installierte Leistung Power-to-Heat in den Szenarien des NEP 2030 (2019) (nach Standortkategorie)	47
Abbildung 14: Angenommene regionale Verteilung von Power-to-Heat-Anlagen in Deutschland	48
Abbildung 15: Angenommene regionale Verteilung von Power-to-Methan-Anlagen in Deutschland	49
Abbildung 16: Angenommene regionale Verteilung von Power-to-Wasserstoff-Anlagen in Deutschland	50
Abbildung 17: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2025	53
Abbildung 18: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario A 2030	54
Abbildung 19: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2030	55
Abbildung 20: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario C 2030	56
Abbildung 21: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2035	57
Abbildung 22: Übergang vom O-NEP zum Flächenentwicklungsplan	65
Abbildung 23: Schematische Darstellung eines DC-Netzanbindungssystems mit 155-kV-Anbindungskonzept	69
Abbildung 24: Schematische Darstellung eines DC-Netzanbindungssystems mit 66-kV-Direktanbindungskonzept	69
Abbildung 25: Schematische Darstellung eines AC-Netzanbindungssystems	70
Abbildung 26: Start-Offshorenetz Nordsee	73
Abbildung 27: Start-Offshorenetz Ostsee	74
Abbildung 28: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in A 2030	78
Abbildung 29: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in B 2030 und C 2030	79
Abbildung 30: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in B 2035	80
Abbildung 31: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Ostsee in A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035	81



Abbildung 32: Schätzung des Investitionsvolumens in Abhängigkeit der Szenarien des NEP 2030 (2019)	85
Abbildung 33: Mögliche Risiken bei der Errichtung von Offshore-Netzanbindungen	87
Abbildung 34: Überblick über das Elektrizitätsmarktmodell	92
Abbildung 35: Handelsaustauschenenergiemengen in den Szenarien des NEP 2030 (2019)	97
Abbildung 36: Erzeugung, Stromnachfrage und Handelssaldo elektrisch benachbarter Länder in den Szenarien des NEP 2030 (2019)	99
Abbildung 37: Anteil der konventionellen und erneuerbaren Stromerzeugung an der Gesamterzeugung	102
Abbildung 38: Energiemengen der Einspeisung, des Verbrauchs und des Imports/Exports der Szenarien im Vergleich	104
Abbildung 39: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2025	107
Abbildung 40: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario A 2030	108
Abbildung 41: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2030	109
Abbildung 42: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario C 2030	110
Abbildung 43: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2035	111
Abbildung 44: Spitzenkappung und Dumped Energy von EE-Anlagen in den Szenarien des NEP 2030 (2019)	112
Abbildung 45: Zeitreihe der EE-Einspeisung vor und nach Spitzenkappung und marktseitigem Dumping in B 2035	113
Abbildung 46: Vergleich der Volllaststunden je Szenario des NEP 2030 (2019)	114
Abbildung 47: CO ₂ -Emissionen in der Stromerzeugung in Deutschland in den Szenarien des NEP 2030 (2019)	116
Abbildung 48: Primärenergieverbrauch des deutschen Kraftwerksparks in den Szenarien des NEP 2030 (2019)	117
Abbildung 49: Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch	118
Abbildung 50: KWK-Erzeugung nach Primärenergietypen	119
Abbildung 51: Reduktion der Stromnachfrage	120
Abbildung 52: Planungsmöglichkeiten nach dem NOVA-Prinzip	127
Abbildung 53: Deutsches Höchstspannungsnetz mit Startnetz	135
Abbildung 54: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) eines gesamten Jahres im Startnetz mit Interkonnektoren	136
Abbildung 55: Auswertung der Häufigkeit von Auslastungen über 100 % bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) im Startnetz mit Interkonnektoren	137
Abbildung 56: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) eines gesamten Jahres im BBP-Netz mit Interkonnektoren	138
Abbildung 57: Auswertung der Häufigkeit von Auslastungen über 100 % bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) eines gesamten Jahres im BBP-Netz mit Interkonnektoren	139
Abbildung 58: Redispatch-Bewertung der untersuchten Netztopologien im Szenario B 2025	146
Abbildung 59: Ad-hoc-Maßnahmen und Netzbooster Szenario B 2025 sowie Anlagen zur Leistungsflusssteuerung 2030/2035	147



Abbildung 60: Szenario A 2030/alle Leitungsprojekte	149
Abbildung 61: Szenario B 2030/alle Leitungsprojekte	152
Abbildung 62: Szenario C 2030/alle Leitungsprojekte	154
Abbildung 63: Szenario B 2035/alle Leitungsprojekte	158
Abbildung 64: Umfang an Netzverstärkung in den Szenarien des NEP 2030 (2019)	160
Abbildung 65: Umfang an Netzausbaubedarf in den Szenarien des NEP 2030 (2019)	160
Abbildung 66: Geschätzte Investitionskosten im NEP 2030 (2019)	161
Abbildung 67: Stellungnahmen nach Übermittlungswegen	205
Abbildung 68: Stellungnahmen nach Projekten	206
Abbildung 69: Beteiligung an der Planung der Übertragungsnetze	213

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1:	Erzeugungskapazitäten in den genehmigten Szenarien des NEP 2030 (2019)	30
Tabelle 2:	Emissionsobergrenzen für die Modellierung	35
Tabelle 3:	CO ₂ -Emissionsfaktoren nach Energieträgern	36
Tabelle 4:	Annahmen zu Brennstoff- und CO ₂ -Zertifikatspreisen	37
Tabelle 5:	Eingesenkte Einspeisemengen aus Onshore-Windenergie und Photovoltaik	39
Tabelle 6:	Kennzahlen der Stromnachfrage in den Szenarien des NEP 2030 (2019)	45
Tabelle 7:	Angenommene Potenziale zur Abschaltung- und Verschiebung von Stromnachfrage	51
Tabelle 8:	Start-Offshorenetz Nordsee	71
Tabelle 9:	Start-Offshorenetz Ostsee	72
Tabelle 10:	Installierte Leistung Offshore-Wind gemäß genehmigtem Szenariorahmen	75
Tabelle 11:	Überblick über die Übertragungsleistungen des Zubau-Offshorenetzes	75
Tabelle 12:	Überblick über die Längen des Zubau-Offshorenetzes	76
Tabelle 13:	Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes in der Nordsee	77
Tabelle 14:	Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes in der Ostsee	77
Tabelle 15:	Schätzung der Anschaffungs- und Herstellungskosten für das Zubau-Offshorenetz Nordsee	86
Tabelle 16:	Schätzung der Anschaffungs- und Herstellungskosten für das Zubau-Offshorenetz Ostsee	86
Tabelle 17:	Übersicht über die im NEP angenommene Leistung aus Offshore-Windenergie und die Netzverknüpfungspunkte	141
Tabelle 18:	Kennzahlen Szenario B 2025	143
Tabelle 19:	Szenario A 2030 Kennzahlen	148
Tabelle 20:	Kennzahlen Szenario B 2030	150
Tabelle 21:	Kennzahlen Szenario C 2030	153
Tabelle 22:	Kennzahlen Szenario B 2035	155
Tabelle 23:	Längenangaben Start- und Zubaunetz im NEP 2030 (2019)	162
Tabelle 24:	Übersicht über die ausgewerteten Indikatoren im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse	164
Tabelle 25:	Minimaler Zubaubedarf von Kompensationseinheiten	168
Tabelle 26:	Startnetz 50Hertz NEP 2030 (2019)	172
Tabelle 27:	Startnetz Amprion NEP 2030 (2019)	173
Tabelle 28:	Startnetz TenneT NEP 2030 (2019)	175
Tabelle 29:	Startnetz TransnetBW NEP 2030 (2019)	178
Tabelle 30:	Ad-hoc-Maßnahmen gemäß Szenario B 2025	179
Tabelle 31:	Erforderliche Projekte und Maßnahmen in den Szenarien B 2030 und B 2035 gemäß Kapitel 5.3.6	181



Tabelle 32: Realisierte Maßnahmen des NEP 2030 (2017)	195
Tabelle 33: Stand der Umsetzung von Offshore-Netzanbindungsmaßnahmen (Maßnahmen basierend auf bestätigtem O-NEP)	200
Tabelle 34: Stand der Umsetzung von Offshore-Netzanbindungsprojekten (Projekte basierend auf Rechtslage vor 28.12.2012)	201
Tabelle 35: Übersicht Zubau-Offshorenetz	202
Tabelle 36: Aufteilung der Stellungnahmen nach Absender	205

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
GB	Großbritannien
IT	Italien
LU	Luxemburg
NL	Niederlande
NO	Norwegen
PL	Polen
SE	Schweden

Weitere Abkürzungen

a	Jahre
A	Ampere
Abs.	Absatz
AC	Alternating current/Wechselstrom
AHK	Anschaffungs- und Herstellungskosten
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone (Bereich außerhalb des Küstenmeers)
BBP	Bundesbedarfsplan
BBPlG	Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz)
BfN	Bundesamt für Naturschutz
BFO	Bundesfachplan Offshore
BHKW	Blockheizkraftwerk
BlmSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BlmSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
CBA	Cost benefit analysis/ Kosten-Nutzen-Analyse im TYNDP
CEP	Clean Energy for all Europeans Package der EU-Kommission
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
EisMan	Einspeisemanagement
EMF	elektrische und magnetische Felder



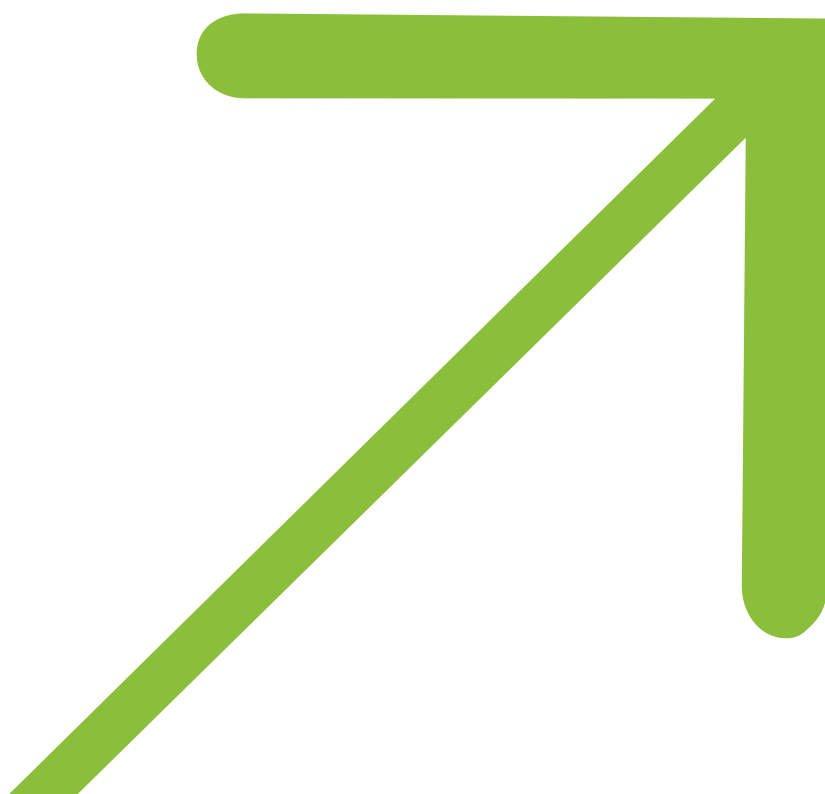
Abkürzungsverzeichnis

EnLAG	Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz)	KraftNAV	Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity/ Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, Brüssel	kV	Kilovolt
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)	KW	Kraftwerk
EU	Europäische Union	KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
EUR/€	Euro	KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
FBMC	Flow-Based Market Coupling/ Lastflussbasierte Kapazitätsberechnung	Mio.	Millionen
FEP	Flächenentwicklungsplan	Mrd.	Milliarden
FLM	Freileitungsmonitoring	MSCDN	Mechanically Switched Capacitor with Damping Network/mechanisch geschaltete Blindleistungskompensation
FNB Gas	Fernleitungsnetzbetreiber Gas	MVA	Megavoltampere
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, Berlin	Mvar	Megavoltampere-reaktiv
GSK	Generation Shift Key	MW	Megawatt (1 MW = 1.000 kW)
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	MWel	Megawatt elektrisch
GJ	Gigajoule	MWh	Megawattstunde (1 MWh = 1.000 kWh)
GuD	Gas- und Dampfturbine	NAGV	Netzausbaugebietsverordnung
Gvar	Gigavoltampere reactive /Maßeinheit für Blindleistung (1 var = 1 Watt)	NEP	Netzentwicklungsplan
GW	Gigawatt (1 GW = 1.000 MW)	NNF	Netznutzungsfall
GWh	Gigawattstunde (1 GWh = 1.000 MWh)	NOVA	Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau
h	Stunden	NTC	Net Transfer Capacities/bestmöglich abgeschätzte Grenze für den physikalischen Leistungsfluss zwischen zwei Regelzonen
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung	NVP	Netzverknüpfungspunkt
HöS	Höchstspannung	O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
HS	Hochspannung	OWP	Offshore-Windpark
HTL	Hochtemperaturleiter, Hochtemperaturleiterseile	PtG	Power-to-Gas
HTLS	spezielle Form von Hochtemperaturleiterseilen (High Temperature Low Sag);	PCI	Project of common interest/Projekt von pan-europäischer Bedeutung gemäß EU-Verordnung 347/2013
Hz	Hertz	PtCH ₄	Power-to-Methan
IEA	International Energy Agency/ Internationale Energie Agentur, Paris	PTDF	Power-Transfer-Distribution-Factors/ Angaben zur Änderung des Leistungsflusses auf einer Leitung aufgrund von Änderungen der knotenscharfen Netzeinspeisungen
IFHT	Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen	PtH	Power-to-Heat
KapResV	Kapazitätsreserveverordnung	PtH ₂	Power-to-Wasserstoff
km	Kilometer		



PtX	Sammelbegriff für Umwandlung von Strom (Power-to-Gas/Power-to-Heat/Power-to-Liquids)	WEO	World Energy Outlook der Internationalen Energie Agentur (IEA)
PJ	Petajoule	WindSeeG	Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Wind-auf-See-Gesetz)
PST	Phasenschiebertransformator		
PV	Photovoltaik		
RAM	Remaining Available Margin/ vorgegebene Kapazitätswerte für eine Leitung bei Einsatz von FBMC		
RgIP	Regional Investment Plan/ regionaler Investitionsplan		
SA	Schaltanlage		
SF	Schaltfeld		
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		
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitors/ Thyristorgesteuerte Serienkompensation		
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		
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP)		
UW	Umspannwerk = Umspannanlage (UA)		
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e. V., Frankfurt/Main		
VNB	Verteilernetzbetreiber		
VSC	Voltage Source Converter		
VZS	Verbrauchszählpfeilsystem		
WEA	Windenergieanlage = Windkraftanlage (WKA)		

VORWORT



VORWORT

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

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

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) leisten in dieser Phase des Umbaus der Energieversorgung ihren Beitrag dazu, 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, um Deutschlands Spitzenstellung bei der Netzstabilität zu erhalten und die Energiewende erfolgreich umzusetzen.

Der vorliegende NEP berücksichtigt die energiepolitischen Zielsetzungen aus dem Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD – insbesondere das ambitionierte Ziel, den Anteil der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien am Stromverbrauch bis zum Jahr 2030 auf 65 % zu erhöhen. Dies hat erhebliche Auswirkungen auf die dem NEP zugrunde liegenden Ausbaupfade für Wind offshore, Wind onshore und Photovoltaik. Darüber hinaus hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) den ÜNB im Zuge der Genehmigung des Szenariorahmens vom 15.06.2018 zusätzliche Vorgaben gemacht – beispielsweise zu Kapazitäten an den Grenzkuppelstellen für den grenzüberschreitenden Stromhandel sowie zur Berücksichtigung des Klimaschutzplans der Bundesregierung von November 2016 – die im Rahmen dieses NEP berücksichtigt wurden.

Wie bereits beim NEP 2030 (2017) steht das Jahr 2030 im Fokus der Betrachtungen – mit einem Ausblick auf 2035. Darüber hinaus werden in einem Szenario mit dem kurzfristigen Betrachtungshorizont 2025 sogenannte Ad-hoc-Maßnahmen geprüft, die eine optimale Nutzung des Bestandsnetzes ermöglichen. Deren vorrangiges Ziel ist die Reduktion von Netzeingriffen wie Redispatch und Einspeisemanagement nach Abschaltung der letzten Kernkraftwerke und bevor die im NEP identifizierten und im Bundesbedarfsplan gesetzlich verankerten Netzausbauprojekte umgesetzt sind.

In allen Szenarien dieses NEP ist gemäß der Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes 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. In allen Szenarien waren in der Marktmodellierung explizite Vorgaben zur Einhaltung einer maximalen CO₂-Emission im Kraftwerkssektor einzuhalten. 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, Power-to-Heat, PV-Batteriespeichern, Großbatteriespeicher und Demand Side Management unterscheiden. Damit bildet dieser NEP verschiedene Entwicklungen in Bezug auf Speicher und Flexibilitätsoptionen ebenso ab wie bei möglichen Treibern für die Sektorenkopplung.

Darüber hinaus haben die ÜNB – gemäß den Anforderungen der BNetzA – erstmals insgesamt acht noch nicht im Bundesbedarfsplan enthaltene Interkonnektoren einer ergänzenden Kosten-Nutzen Analyse (Cost-Benefit-Analysis, CBA) unterzogen.

Einen wesentlichen Beitrag zur Energieversorgung soll der in der Nord- und Ostsee erzeugte Strom aus Offshore-Windenergie leisten. Anders als bei den vorangegangenen Prozessen gibt es dieses Mal allerdings keinen eigenständigen Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) mehr, da der Gesetzgeber die wesentlichen Aufgaben des O-NEP auf den vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie zu erstellenden Flächenentwicklungsplan verlagert hat. Die Ableitung der erforderlichen Infrastruktur für die Anbindung der Offshore-Windenergie in 2030 und 2035 aus den Vorgaben des Szenariorahmens finden Sie nun in einem eigenständigen Kapitel sowie teilweise integriert in die bekannten Kapitel dieses NEP 2030 (2019).



Durch den angenommenen Einsatz innovativer Elemente in Markt und Netz gelingt es, das Gesamtvolumen des Netzverstärkungs- und -ausbaubedarfs gegenüber dem vorherigen NEP 2030 (2017) auf dem gleichen Niveau zu halten sowie gleichzeitig die Leistungsfähigkeit zu steigern. Dies gelingt trotz eines im Szenario B 2030 um rund 15 Prozentpunkte höheren Anteils erneuerbarer Energien. Gleiches gilt im Grundsatz auch für die Szenarien A 2030 sowie C 2030. Gleichwohl sind gegenüber dem Bundesbedarfsplan 2015 und gegenüber der Bestätigung des NEP 2030 (2017) durch die BNetzA in allen Szenarien weitere AC-Maßnahmen sowie zusätzliche leistungsfähige DC-Verbindungen für einen bedarfsgerechten Netzausbau bis zum Jahr 2030 erforderlich.

Die am 26.01.2019 vorgestellten Empfehlungen der von der Bundesregierung eingerichteten Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (WSB-Kommission) zum Ausstieg aus der Kohleverstromung konnten im vorliegenden NEP 2030 (2019) noch nicht vollständig berücksichtigt werden. Der genehmigte Szenariorahmen hat aber für die Zieljahre 2025, 2030 und 2035 bereits eine signifikante Reduktion des Kohlekraftwerksparks angenommen. Die von der WSB-Kommission vorgeschlagenen Kohlekraftwerkskapazitäten für 2030 (17 GW) passen recht gut mit den Vorgaben des Szenariorahmens für B 2030 (19,1 GW) bzw. sogar sehr gut für das Szenario C 2030 (17,1 GW) überein. Darüber hinaus haben die ÜNB im vorliegenden zweiten Entwurf des NEP 2030 (2019) eine Sensitivität für das Szenario B 2035 ohne jegliche Kohlekraftwerkskapazitäten berechnet. Im Ergebnis zeigt sich, dass der für 2030 und für 2035 ausgewiesene Netzausbaubedarf auch im Falle eines kompletten Kohleausstiegs erforderlich wäre und insofern als robust anzusehen ist.

Bei dem vorliegenden Netzentwicklungsplan handelt es sich um den zweiten Entwurf des NEP 2030 (2019). Er ist das Ergebnis einer konstruktiven Auseinandersetzung der Öffentlichkeit mit dem ersten Entwurf des NEP im Rahmen der öffentlichen Konsultation, die vom 04.02. bis zum 04.03.2019 stattgefunden hat. Soweit eine Einwilligung vorlag, wurden die Stellungnahmen auf www.netzentwicklungsplan.de/de/stellungnahmen-nep-2030-2019 veröffentlicht. Die zentralen Ergebnisse aus der Konsultation sind im Kapitel 7 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 (2019) beteiligt haben, sowie unseren Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern, die mit hohem Einsatz an der Erstellung dieses zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2030 (2019) mitgewirkt haben.

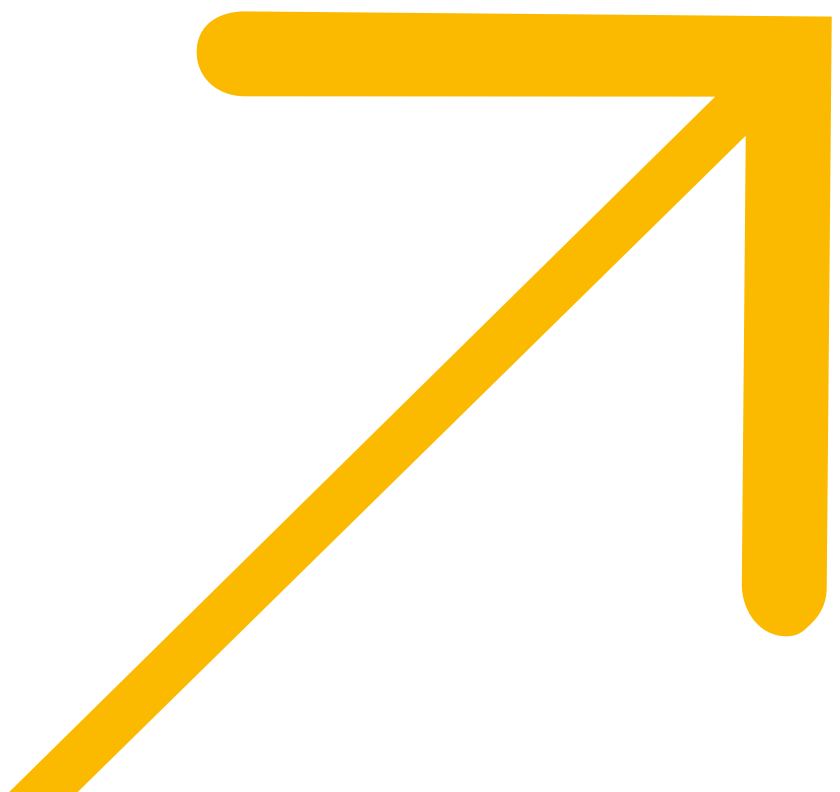
Dr. Frank Golletz
50Hertz Transmission GmbH

Dr. Klaus Kleinekorte
Amprion GmbH

Tim Meyerjürgens
TenneT TSO GmbH

Michael Jesberger
TransnetBW GmbH

1 EINFÜHRUNG: PROZESS UND METHODIK



1 EINFÜHRUNG: PROZESS UND METHODIK

Konsultation des Netzentwicklungsplans 2030

Der erste Entwurf des Netzentwicklungsplans 2030 (2019) wurde am 04.02.2019 auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht und stand in der Zeit vom 04.02. bis zum 04.03.2019 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-2030-2019 veröffentlicht.

Die Stellungnahmen wurden von den Übertragungsnetzbetreibern inhaltlich geprüft und der Netzentwicklungsplan 2030 (2019) auf dieser Basis überarbeitet. Zu Beginn jedes Kapitels werden die zentralen Themen aus der Konsultation und die daraus resultierenden Änderungen kurz zusammengefasst. Änderungen und Ergänzungen gegenüber dem ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans sind in den jeweiligen Kapiteln sowie in den Projektsteckbriefen im Anhang zu diesem Bericht kursiv dargestellt und somit transparent nachverfolgbar. Eine zusammenfassende Übersicht über die eingegangenen Stellungnahmen und die Konsultationsergebnisse finden Sie darüber hinaus in Kapitel 7 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.

Darüber hinaus sind die ÜNB für den Anschluss von Offshore-Windenergie in der Nord- und Ostsee an das landseitige Strom-Höchstspannungsnetz zuständig. Für die Nordsee sind hierfür die ÜNB Amprion und TenneT verantwortlich, für die Ostsee ist dies 50Hertz.

Die Aufgabe der ÜNB ist die Gewährleistung von Sicherheit und Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes 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 diskriminierungs- und schafften damit die Voraussetzung für einen funktionierenden, freien Strommarkt in Deutschland und Europa.



Abbildung 1: Regelzonen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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 Netzinfrasturkturprojekten.

Die deutschen ÜNB

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



1.2 Vom Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan

Der NEP entsteht in einem mehrstufigen Prozess, der eine transparente Netzentwicklungsplanung ermöglicht und sowohl die Öffentlichkeit wie auch die BNetzA als zuständige Behörde aktiv einbindet. Grundlage für die Erarbeitung des NEP ist der Szenariorahmen. Auch dieser wird nach § 12a EnWG alle zwei Jahre von den ÜNB gemeinsam erstellt und der BNetzA zur Genehmigung vorgelegt.

Gesetzliche Grundlagen und Neuerungen

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

Mit der Umstellung von 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 den NEP 2030 (2017) – spätestens zum 10. Januar eines geraden Jahres ihren Entwurf des Szenariorahmens für den NEP an die BNetzA. Nach Konsultation und Genehmigung des Szenariorahmens durch die BNetzA haben die ÜNB höchstens zehn Monate Zeit für die Erarbeitung des ersten Entwurfs des NEP, dessen öffentliche Konsultation, die Überarbeitung sowie die Übergabe des zweiten Entwurfs von NEP an die BNetzA. Die BNetzA soll den NEP nach erneuter öffentlicher Konsultation bis zum 31. Dezember eines jeden ungeraden Kalenderjahres bestätigen. Von 2013 bis 2017 war zudem ein Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) zu erstellen. Dieser beschreibt alle notwendigen Maßnahmen für einen effizienten, zuverlässigen und sicheren Anschluss von Offshore-Anlagen und enthält einen Zeitplan für die Umsetzung. Der O-NEP 2030 (2017) war der letzte zu erstellende O-NEP. Seine Bestandteile werden erstmals in diesem NEP 2030 (2019) sowie im Flächenentwicklungsplan (FEP) des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie fortgeführt.

Die enge Frist für die ÜNB von zehn Monaten für die Bearbeitung des NEP erlaubt es leider kaum, die von vielen Stakeholdern ebenfalls erwünschte Ausweitung des Zeitraums für Konsultation und Diskussion des jeweiligen Netzentwicklungspans vorzunehmen. Dennoch ermöglichen die ÜNB eine vierwöchige Konsultation zum ersten Entwurf des NEP.

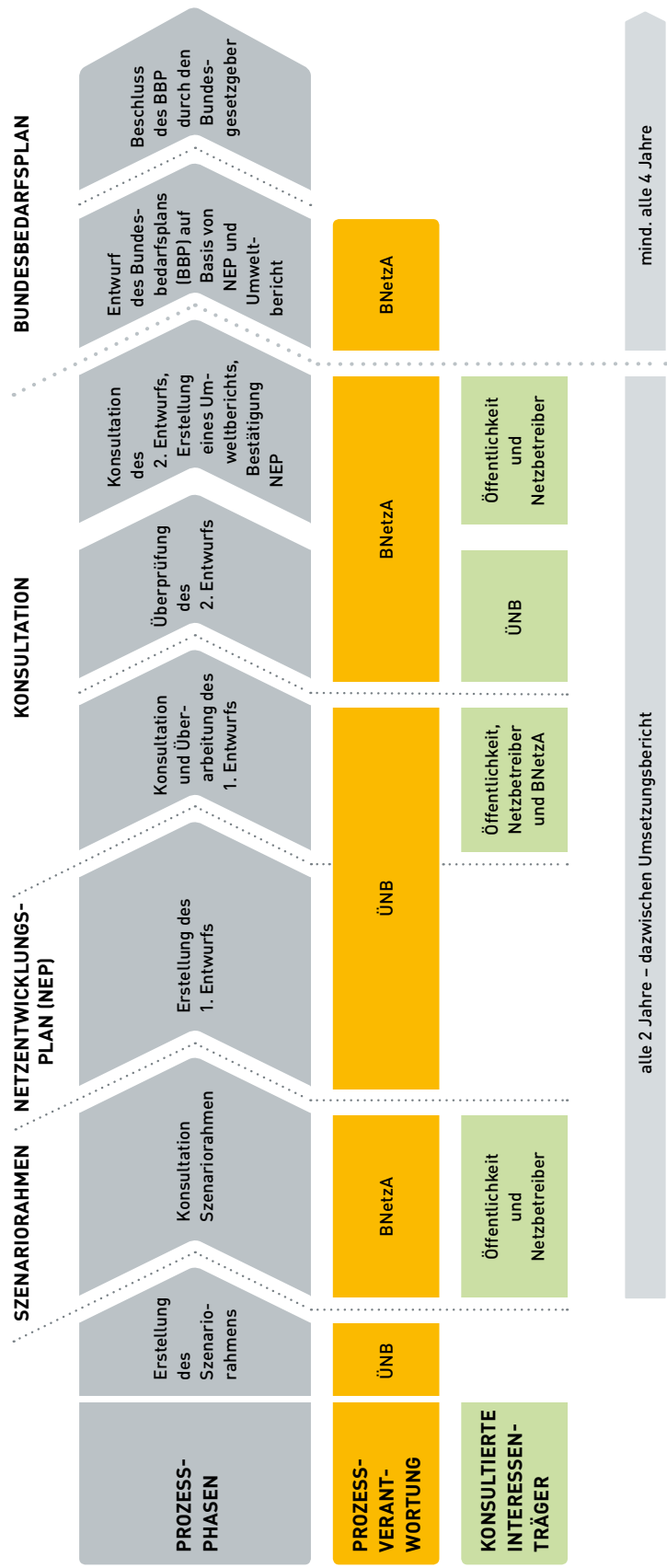
Der neu eingeführte Umsetzungsbericht nach § 12d EnWG enthält Angaben zum Stand der Umsetzung des zuletzt bestätigten NEP und zusätzlich für den zuletzt bestätigten O-NEP sowie im Falle von Verzögerungen bei der Umsetzung, die dafür maßgeblichen Gründe. Die ÜNB haben den Umsetzungsbericht der Regulierungsbehörde jeweils spätestens bis zum 30. September eines jeden geraden Kalenderjahres vorzulegen. Der erste Umsetzungsbericht¹ zum NEP 2030 (2017) sowie zum O-NEP 2030 (2017) wurde der BNetzA Ende September 2018 übermittelt.

Darüber hinaus wurden die Vorgaben zum Betrachtungszeitraum für den Szenariorahmen und die Netzentwicklungspläne flexibilisiert. So wird es möglich, den betrachteten Zeithorizont des NEP einerseits und des 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 den NEP 2030 (2017) angewandt.

¹ Veröffentlicht unter: www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Umsetzungsbericht_NEP_2030_v2017.pdf



Abbildung 2: Der Gesamtprozess



Szenariorahmen

Am 15.06.2018 hat die BNetzA den Szenariorahmen für den NEP 2030 (2019) nach § 12a EnWG genehmigt und auf ihrer Internetseite veröffentlicht. Im Vergleich zum Szenariorahmen 2030 (2017) enthält dieser Szenariorahmen 2030 (2019) anstatt vier insgesamt fünf Szenarien: Drei Szenarien mit dem Zieljahr 2030, ein Szenario mit dem Zieljahr 2025 und ein längerfristiges Szenario mit dem Zieljahr 2035. Im sogenannten Zwischenszenario B 2025 werden dabei die von den ÜNB kurzfristig durchführbaren Maßnahmen (Ad-hoc-Maßnahmen) abgebildet. Die Ausgestaltung der Szenarien erfolgt auf Basis der prognostizierten Transformation des Energiesektors mit einem differenzierten Innovationsgrad, während erstmals das Transformationstempo in allen Szenarien gleich groß ist. Alle Szenarien mit dem Zieljahr 2030 erreichen einen Anteil erneuerbarer Energien (EE) am Stromverbrauch von mindestens 65 %. Lediglich der Umfang der einzelnen EE-Technologien variiert zwischen den Szenarien. Darüber hinaus unterscheiden sich die Szenarien beim Innovationsgrad zwischen zentralen und dezentralen Erzeugungsstrukturen, beim Umfang des Einsatzes von Treibern der Sektorenkopplung (Elektromobilität und Haushaltswärmepumpen) sowie in der Durchdringung mit Flexibilitätsoptionen und Speichern.

Die Szenarien lassen sich grob wie folgt charakterisieren:

- **Szenario A 2030** mit dem relativ größten Anteil an Stromerzeugung durch konventionelle Kraftwerke, einem Fokus beim Ausbau der erneuerbaren Energien auf Wind offshore, einer eher geringen Durchdringung mit innovativen Stromanwendungen und geringer Sektorenkopplung, einem gegenüber 2017 leicht sinkenden Nettostromverbrauch sowie erstmals mit Vorgaben zu maximalen CO₂-Emissionen im Kraftwerkssektor.
- **Szenario B 2025 / B 2030 / B 2035**, 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 und einem ausgewogenen Ausbau der einzelnen EE-Technologien.
- **Szenario C 2030** mit dem kleinsten konventionellen Kraftwerkspark, mit Vorgaben zum maximalen CO₂-Ausstoß im Kraftwerkssektor, einen Anstieg des Stromverbrauchs sowie des damit verbundenen größten Zubaus an erneuerbaren Energien mit dem Fokus auf dem Ausbau der Photovoltaik, einer starken Durchdringung mit Flexibilitätsoptionen und Speichern sowie einer stärkeren Sektorenkopplung.

Die Details des von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens, der für die ÜNB verbindlich ist und von dem im NEP 2030 (2019) 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 mehreren Schritten:

- In einem 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 Kraftwerkeinsatz zu jedem Zeitpunkt so gewählt wird, dass die (Verbraucher-) Lasten gerade gedeckt werden und der grenzüberschreitende Energieaustausch die Kuppelkapazitäten an den engpassbehafteten *Marktgebiets*grenzen 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 4 detailliert erläutert.



- In einem weiteren 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 5.3.2) geeignet ist, um die auf Basis der Marktsimulation berechneten Leistungsflüsse zu transportieren. Dabei sind die kritischen Stunden für die Netzdimensionierung ausschlaggebend, damit die Systemstabilität in Zukunft jederzeit aufrechterhalten werden kann. Nach dem NOVA-Prinzip (**N**etz**o**ptimierung vor **V**erstärkung vor **A**usbau; siehe Kapitel 5.1.2) werden weitere Netzentwicklungsmaßnahmen zugeschaltet, die Überlastungen auf anderen Leitungen signifikant reduzieren oder ganz auflösen.
- *In einem letzten Schritt wird die Systemstabilität des so ermittelten Ergebnisnetzes bewertet. Im aktuellen NEP wurden die Stabilitätsanalysen anhand des Szenarios B 2035 durchgeführt. Die Ergebnisse, die einen erheblichen Bedarf an Kompensationsanlagen ausweisen, sind im Kapitel 5.5 zusammengefasst. Darüber hinaus wurden die detaillierten Analysen in einem Begleitdokument zu diesem Entwurf unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUj veröffentlicht.*

Im Rahmen des NEP 2030 (2019) wird für jedes Szenario ein Übertragungsnetz entwickelt, das durch die Ergänzung von Netzentwicklungsmaßnahmen sowie unter Berücksichtigung zukünftiger Innovationen (siehe Kapitel 5.2) eine bedarfsgerechte Stromübertragung und ein stabiles Netz im Zieljahr 2030 ermöglicht. Dabei nutzen die ÜNB flexible Elemente zur optimierten Auslastung des Bestandsnetzes, was den Bedarf an zusätzlichen Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen reduziert.

Abweichend vom Vorgehen in den vorherigen Netzentwicklungsplänen wurden in den Szenarien erstmals in einem größeren Umfang identifizierte Netzengpässe nicht durch Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen beseitigt. Durch diesen Schritt soll vermieden werden, dass im NEP 2030 (2019) ein Netzausbaubedarf in einem Umfang ausgewiesen wird, der bei Anwendung des angenommenen Potenzials der beschriebenen innovativen Technologien nicht erforderlich wäre. Der Bedarf wird in den kommenden Netzentwicklungsplänen im Einklang mit den erzielten Fortschritten und weiteren Erkenntnissen bei der Erforschung und Entwicklung innovativer Technologien zu konkretisieren sein.

Darüber hinaus ist zu beachten, dass die Betrachtung eines durchschnittlichen Stundenwertes in der Marktsimulation im Vergleich zu den in der Realität im Handel auftretenden viertelstündlichen Werten zusammen mit der angewendeten Spitzenkappung (siehe Kapitel 2.4) 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 (2019) 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 Systemstabilität auch zukünftig zu gewährleisten.

Anders als im NEP 2030 (2017) werden die Maßnahmen des Szenarios B 2035 in diesem NEP maßnahmenscharf ausgewiesen. Grundsätzlich werden die Maßnahmen des Langfristszenarios 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 31 in Kapitel 6.3 sowie in den Projektsteckbriefen im Anhang zu diesem NEP in Form von Kreuzen für das Szenario B 2035 dargestellt. Dagegen wurden für die Projekte und Maßnahmen, die ausschließlich im Szenario B 2035 identifiziert wurden, keine eigenen Steckbriefe erstellt.



1.3 Die Integration der Offshore-Maßnahmen in den Netzentwicklungsplan

Bislang wurden die Offshore-Maßnahmen im O-NEP ausgewiesen. Im vorliegenden NEP werden erstmalig die Offshore-Inhalte vollständig integriert. Die gesetzlichen Grundlagen sowie der Prozess und die Methodik werden in Kapitel 3.1 erläutert.

Die im O-NEP getroffenen Festlegungen werden nun teilweise durch die im FEP und teilweise durch die im NEP getroffenen Festlegungen abgelöst. Während der NEP insbesondere die Netzverknüpfungspunkte (NVP, elektrische Knotenpunkte für die Verbindung der Offshore-Leitungen mit dem Onshorenetz) ausweist, werden die geplanten Zeitpunkte der Fertigstellung der Offshore-Netzanbindungssysteme aus dem FEP übernommen (siehe Kapitel 3.1). Damit bilden NEP und FEP zusammen mit den raumordnerischen Planungen der Küstenländer ein zusammenhängendes und aufeinander abgestimmtes Planwerk. Die Änderung eines Plans kann damit Rückwirkungen auf den anderen Plan haben.

Die Netzanbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee erfolgt bedingt durch die Lage der geeigneten NVP bislang allein durch TenneT sowie zukünftig zusätzlich durch Amprion, die Netzanbindung von OWP in der Ostsee durch 50Hertz. Die ÜNB sind verpflichtet, den Anschluss des OWP bis zum NVP im landseitigen Übertragungsnetz zu errichten und zu betreiben. Der NEP enthält damit zusammen mit dem FEP verbindliche Vorgaben für den koordinierten und effizienten Ausbau des Offshorenetzes.

Im letzten O-NEP 2030 (2017) wurden die gesetzlichen Grundlagen sowie der durch den Erlass des Gesetzes zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (WindSeeG) eingetretene Systemwechsel ausführlich beschrieben. Die in Kapitel 3.1 enthaltenen Ausführungen bauen darauf auf und beschränken sich auf die wesentlichen, für das Verständnis notwendigen Erläuterungen zu diesen Themen.

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 7). 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 (mittels Verwaltungsakt). Gemäß § 12e EnWG übermittelt die BNetzA der Bundesregierung mindestens alle vier Jahre den jeweils aktuellen NEP als Basis für einen Bundesbedarfsplan (BBP), den die Bundesregierung ihrerseits dem Bundesgesetzgeber (Bundestag und Bundesrat) zur Beschlussfassung 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 dieses NEP 2030 (2019) zu erwarten, bei wesentlichen Änderungen auch schon früher.



1.5 Zusammenhang zwischen NEP, TYNDP und PCI-Prozess

Im NEP werden Projekte und Maßnahmen über konkrete (n-1)-Nachweise identifiziert. Die Projekte und Maßnahmen beheben weitgehend 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 horizontale Punktmaßnahmen und Interkonnektoren. Die geplanten Interkonnektoren werden dagegen aus dem TYNDP von ENTSO-E entnommen bzw. für das jeweilige Zieljahr abgeleitet.

Gemäß den Vorgaben des genehmigten Szenariorahmens wurde im Rahmen des NEP erstmals eine Kosten-Nutzen-Analyse (Cost Benefit Analysis – CBA) für insgesamt acht zusätzliche, über den Bundesbedarfsplan hinausgehende Interkonnektoren durchgeführt, wie es sie z. B. im TYNDP gibt (siehe Kapitel 5.4 und Steckbriefe der jeweiligen Projekte im Anhang).

In der Zubaunetz-Tabelle in Kapitel 6.3 sowie in den Projektsteckbriefen im Anhang zum NEP wird explizit darauf hingewiesen, wenn Projekte des NEP 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 innerdeutschen 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-Beitrag (Grid Transfer Capability Increase) ermittelt und ausgewiesen. Der GTC-Beitrag beschreibt in welchem Umfang durch eine Maßnahme die Transportkapazität insbesondere an identifizierten Grenzen bzw. Engpässen ansteigt.

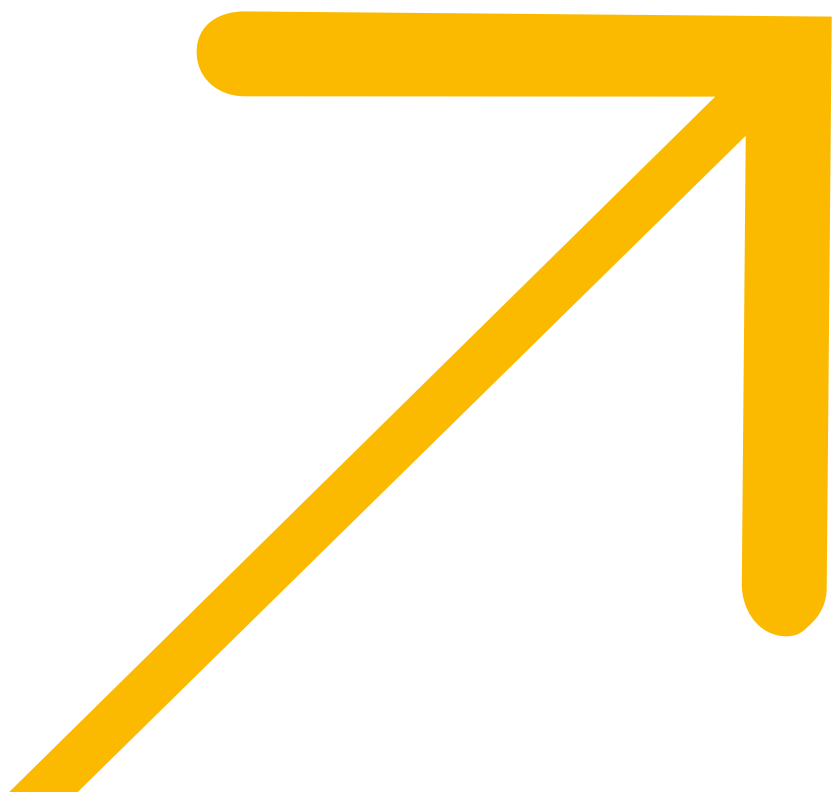
Einen Status als PCI-Projekt können nur Projekte des TYNDP bekommen, wenn sie entweder grenzüberschreitend zwischen zwei EU-Mitgliedstaaten oder zwischen einem EU-Mitgliedstaat und einem Staat des europäischen Wirtschaftsraums sind, oder, im Fall eines sich in einem EU-Mitgliedstaat befindlichen Projekts, wenn es einen GTC-Beitrag über 500 MW ausweist. Darüber hinaus ist eine positive Kosten-Nutzen-Analyse Voraussetzung für die Aufnahme in die PCI-Liste der Europäischen Union.



Weiterführende Dokumente und Links

- Stellungnahmen zum ersten Entwurf NEP 2030, Version 2019:
www.netzentwicklungsplan.de/de/stellungnahmen-nep-2030-2019 ↗
- Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017, zweiter Entwurf und Offshore-Netzentwicklungsplan 2030, Version 2017, zweiter Entwurf: www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/340 ↗
- Umsetzungsbericht der ÜNB zum NEP 2030 (2017) sowie zum O-NEP 2030 (2017):
www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Umsetzungsbericht_NEP_2030_v2017.pdf ↗
- Information zum TYNDP 2018 von ENTSO-E: tyndp.entsoe.eu ↗
- Bewertung der Systemstabilität – Begleitdokument zum zweiten Entwurf des NEP 2030 (2019):
www.netzentwicklungsplan.de/ZUj ↗

2 SZENARIORAHMEN



2 SZENARIORAHMEN

Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren

Grundlage des aktuellen Netzentwicklungsplans ist der von der Bundesnetzagentur genehmigte, unter Beteiligung der Öffentlichkeit entstandene, Szenariorahmen vom 15.06.2018. Anregungen, die sich auf Anpassungen der im Szenariorahmen festgelegten Werte beziehen, können demzufolge im aktuellen Netzentwicklungsplan keine Berücksichtigung mehr finden, dienen aber als Anregung für den Szenariorahmen zum nächsten Netzentwicklungsplan. Spätestens am 10.01.2020 legen die Übertragungsnetzbetreiber ihren Entwurf vor, der danach durch die Bundesnetzagentur zur Konsultation gestellt wird.

Zu den in diesem Netzentwicklungsplan nicht mehr zu berücksichtigenden Anregungen aus den Stellungnahmen gehören beispielsweise Anmerkungen und Hinweise zur Entwicklung von Speichern, Technologien zur Sektorenkopplung, Regionalisierung erneuerbarer Energien, Entwicklung der Stromnachfrage, Betriebsweise von Biomassekraftwerken und kleinen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie Annahmen zu CO₂-Obergrenzen und -Preisen.

Allgemein wird in den Stellungnahmen begrüßt, dass alle Szenarien mit dem Zieljahr 2030 einen Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch von mindestens 65 % erreichen und damit die neuen energiepolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung aufgreifen. Zudem wurde grundsätzlich positiv angemerkt, dass nun alle Szenarien verbindliche CO₂-Emissionsgrenzwerte für den Kraftwerkspark annehmen und die einzelnen Flexibilitätsoptionen detaillierter modelliert werden.

Auf Wunsch einiger Stakeholder wurden zusätzliche Informationen zur sektoralen Aufschlüsselung der Stromnachfrage je Bundesland bereitgestellt. Darüber hinaus wurden an mehreren Stellen klärende Ergänzungen vorgenommen.

Die im Netzentwicklungsplan untersuchten Szenarien liegen innerhalb der Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen. Dennoch können zur Realisierung einzelner Ausprägungen – etwa der erhöhten Innovationsgeschwindigkeit im Szenario C 2030 – aktuell nicht existierende gesetzliche bzw. regulatorische Grundlagen und Technologien erforderlich sein. Eine Wirtschaftlichkeits- oder Akzeptanzbewertung der Szenarien ist nicht Teil des Netzentwicklungsplans. Auch wird von den Übertragungsnetzbetreibern keine Identifikation notwendiger politischer Weichenstellungen zur Realisierung der Szenarien vorgenommen.

Aufgrund der jüngsten Entwicklungen zum Kohleausstieg haben sich die ÜNB entschlossen, für das Szenario B 2035 eine Sensitivitätsrechnung ohne Kohlekraftwerke zu rechnen. Die Ergebnisse dieser Rechnung sind in Kapitel 5.3.6 dargestellt.



Zusammenfassung

Wesentliche Annahmen bzw. Ergebnisse des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan 2030 (2019) sind:

- In allen Szenarien für das Zieljahr 2030 wird ein Anteil an erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von mindestens 65 % erreicht. Während Wind onshore und Wind offshore insbesondere in Norddeutschland ausgebaut werden, erhöht sich die Leistung aus Photovoltaikanlagen insbesondere in den süddeutschen Bundesländern.
- Die installierte Leistung aus Kohlekraftwerken reduziert sich im Betrachtungszeitraum unter Berücksichtigung der erwarteten Ergebnisse der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ von aktuell etwa 46 GW je nach Szenario auf bis zu 17 GW. Demgegenüber steigt die installierte Leistung an Gaskraftwerken signifikant an.
- Die CO₂-Emissionen für den deutschen Kraftwerkspark sinken zur Einhaltung der Klimaschutzziele gegenüber dem Referenzjahr 1990 in allen Szenarien des Zieljahrs 2030 um mindestens 60 % und im Zieljahr 2035 um über 70 %.
- Die Durchdringung von Flexibilitätsoptionen und die Differenzierung von Power-to-Heat und Power-to-Gas steigt gegenüber dem Netzentwicklungsplan 2030 (2017) deutlich an.
- Während der Nettostromverbrauch in den urbanen Regionen und angrenzenden Ballungsgebieten steigt, sinkt dieser in den östlichen Bundesländern und den überwiegend ländlichen Regionen.
- Die fortschreitende Integration des europäischen Binnenmarktes für Strom wird durch die Umsetzung eines Flow-Based Market Coupling-Ansatzes sowie der Vorgaben aus dem Szenariorahmen zum ausgeweiteten europäischen Handel detailliert abgebildet.
- Zur Berücksichtigung des europäischen Umfelds erfolgt eine Einbettung der nationalen Entwicklungspfade für Deutschland in das europäische Szenario „Sustainable Transition“ des Ten-Year Network Development Plan 2018.



Der Szenariorahmen beschreibt verschiedene 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.

Am 10.01.2018 übergaben die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ihren Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan (NEP) 2030 (2019) an die Bundesnetzagentur (BNetzA). Der Entwurf des Szenariorahmens der ÜNB stand vor der besonderen Herausforderung, eine Abschätzung der langfristigen energiepolitischen Ziele einer Bundesregierung antizipieren zu müssen, die sich zum Abgabezeitpunkt noch nicht konstituiert hatte. Um dieser Unsicherheit zu begegnen und einen robusten Szenariorahmen zu entwickeln, banden die ÜNB frühzeitig eine Vielzahl von Akteuren in den Entstehungsprozess ein. Dazu übermittelten die ÜNB im Vorfeld erstmals einen ausführlichen Fragebogen an etwa 240 Vertreter aus Wissenschaft, Politik und Wirtschaft. Wie in den Vorjahren sind darüber hinaus Bundesländer und Verteilernetzbetreiber über zusätzliche Abfragen beispielsweise zu regionalen Ausbauzielen oder Anschlussanträgen zu erneuerbaren Energien einbezogen worden. Am 10.10.2017 diskutierten die ÜNB in Berlin ihre Überlegungen zum Szenariorahmen mit der Öffentlichkeit. So war der Entwurf der ÜNB das Ergebnis eines breiten und intensiven Dialogprozesses mit verschiedensten Akteuren aus Gesellschaft, Politik und Wirtschaft, deren Rückmeldungen sorgfältig bewertet und bei der Erarbeitung des Szenariorahmen-Entwurfs berücksichtigt wurden. Darüber hinaus flossen die Ergebnisse und Erfahrungen der vorangegangenen Szenariorahmen-Entwürfe der ÜNB in das Dokument mit ein. Der Entwurf erfolgte sowohl auf einer transparenten und breiten Daten- und Informationsgrundlage als auch mit Unterstützung durch wissenschaftliche Studien. Für die Projektion von zukünftiger Stromnachfrage, Erzeugungsleistungen oder europäischen Rahmendaten wurde auf fundierte Methoden und zahlreiche öffentliche Studien und Arbeiten zurückgegriffen.

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 (2019) ist somit der durch die BNetzA unter dem Aktenzeichen Az.: 8573-1-2/18-06-15/Szenariorahmen 2019 – 2030 am 15.06.2018 veröffentlichte, genehmigte Szenariorahmen. Damit konnte die BNetzA die im Koalitionsvertrag vom 12.03.2018 skizzierten neuen energiepolitischen Rahmenbedingungen in die Genehmigung einfließen lassen. Eine Folge ist, dass gegenüber dem Entwurf der ÜNB und den bisherigen Netzentwicklungsplänen geänderte Szenariodesign. Hatten die ÜNB noch eine Spreizung des Anteils an erneuerbaren Energien (EE) in den Szenarien für 2030 vorgesehen, um eine Spannbreite einer wahrscheinlichen Entwicklung abzubilden, so ist nun entsprechend des Koalitionsvertrags in allen Szenarien für das Zieljahr 2030 ein Anteil von mindestens 65 % EE am Bruttostromverbrauch enthalten. Außerdem wurde ein Zwischenszenario für das Zieljahr 2025 hinzugefügt. Somit beinhaltet der genehmigte Szenariorahmen zum NEP 2030 (2019) einen Szenariopfad (B) für die Zieljahre 2025, 2030 und 2035 sowie darüber hinaus zwei weitere Szenarien (A und C) für das Zieljahr 2030.

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.



2.1 Rahmendaten und Charakteristika der Szenarien zum NEP 2030 (2019)

2.1.1 Leitgedanken zur Ausgestaltung der Szenarien

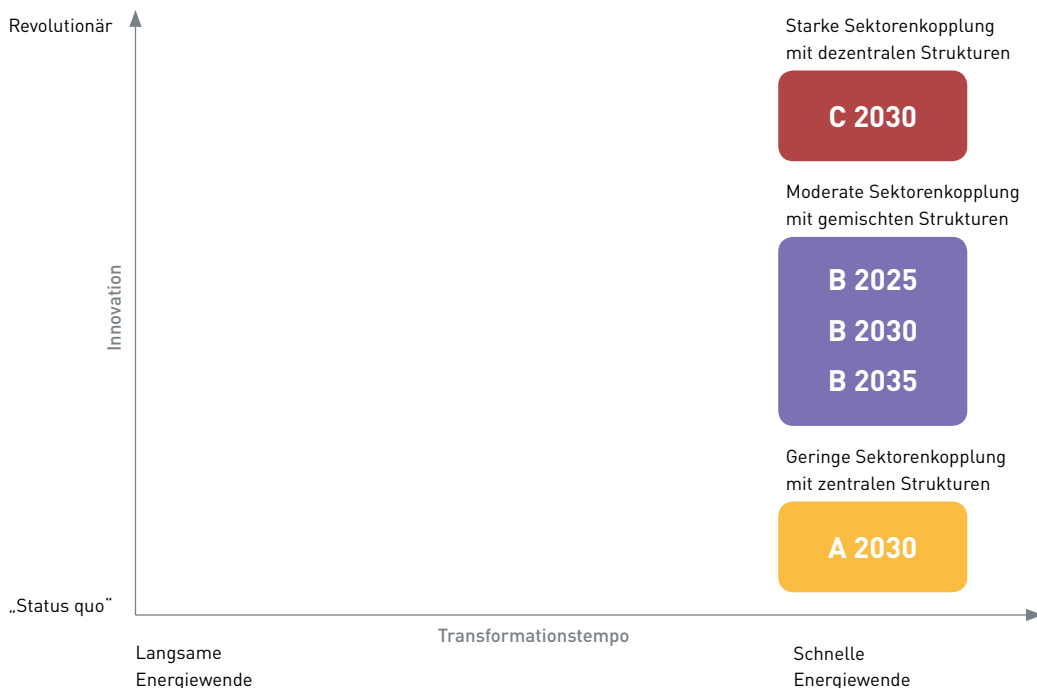
Die BNetzA formuliert in ihrer Genehmigung des Szenariorahmens einen Szenariopfad (B) vom Jahr 2025 über 2030 bis 2035. Für das Jahr 2025 werden kurzfristig durchführbare Maßnahmen zur Netzentlastung (Ad-hoc-Maßnahmen) geprüft.

Darüber hinaus enthält der Szenariorahmen für das Zieljahr 2030 zwei weitere Szenarien (A und C) mit unterschiedlicher Stromnachfrageentwicklung, Flexibilisierung und Sektorenkopplung, aber gleichbleibendem EE-Anteil am Bruttostromverbrauch. Alle Szenarien für 2030 spiegeln damit das im Koalitionsvertrag vom 12.03.2018 festgehaltene Ziel der Steigerung des EE-Anteils auf 65 % bis 2030 wider, jedoch mit unterschiedlichen Ausprägungen der drei EE-Technologien Photovoltaik (PV), Onshore- und Offshore-Wind.

Alle Szenarien orientieren sich grundsätzlich an den aktuell geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen bzw. den im Koalitionsvertrag formulierten energie- und klimapolitischen Zielen. Neben einem beschleunigten EE-Ausbau ist damit allen Szenarien ein ambitionierter CO₂-Emissionsminderungspfad gemein. In allen Szenarien des Szenariorahmens 2019 – 2030 wird erneut eine Kappung von Einspeisespitzen bei Onshore-Windenergie- und PV-Anlagen (nachfolgend Spitzenkappung genannt) berücksichtigt. Die regionale Zubauprognose erneuerbarer Energie sowie die Modellierung der nationalen Stromnachfrage erfolgt nach den von den ÜNB vorgeschlagenen und von der BNetzA als geeignet bewerteten Methoden. Zur Berücksichtigung des europäischen Umfelds erfolgt eine Einbettung der nationalen Entwicklungspfade für Deutschland in das europäische Szenario „Sustainable Transition“ des Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2018.

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

Abbildung 3: Schematische Darstellung zur Einordnung der Szenarien des NEP 2030 (2019)



Quelle: Bundesnetzagentur: Genehmigung des Szenariorahmens 2019 – 2030

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 des NEP 2030 (2019)

Installiert (GW)	Referenz 2017	B 2025	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
Kernenergie	9,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,2	9,4	9,4	9,3	9,0	9,0
Steinkohle	25,0	13,5	13,5	9,8	8,1	8,1
Erdgas	29,6	32,5	32,8	35,2	33,4	36,9
Öl	4,4	1,3	1,3	1,2	0,9	0,9
Pumpspeicher ^{*1}	9,5	11,6	11,6	11,6	11,6	11,8
sonstige konv. Erzeugung ^{*2}	4,3	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
Kapazitätsreserve	0,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Summe konv. Erzeugung ^{*3}	103,5	74,4	74,7	73,2	69,1	72,8
Wind onshore	50,5	70,5	74,3	81,5	85,5	90,8
Wind offshore	5,4	10,8	20,0	17,0	17,0	23,2
Photovoltaik	42,4	73,3	72,9	91,3	104,5	97,4
Biomasse	7,6	7,3	6,0	6,0	6,0	4,6
Wasserkraft ^{*1,4}	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
sonstige reg. Erzeugung ^{*5}	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Summe reg. Erzeugung	112,8	168,8	180,1	202,7	219,9	222,9
Summe Erzeugung	216,3	243,2	254,8	275,9	289,0	295,7
Nettostromverbrauch [TWh]						
Nettostromverbrauch ^{*6}	530,1	528,4	512,3	543,9	576,5	549,4
Treiber Sektorenkopplung [Anzahl in Mio.]						
Haushaltswärmepumpen	0,7	1,7	1,1	2,6	4,1	2,9
Elektroautos	0,1	2,0	1,0	6,0	10,0	8,0
Flexibilitätsoptionen und Speicher [GW]						
Power-to-Gas	–	0,5	1,0	2,0	3,0	3,0
PV-Batteriespeicher	0,3	3,2	6,5	8,0	10,1	12,3
Großbatteriespeicher	0,1	1,2	1,5	2,0	2,4	3,4
DSM (Industrie und GHD)	1,5	3,0	2,0	4,0	6,0	5,0
Marktmodellierung						
CO ₂ -Vorgabe zur Marktmodellierung [Mio. t CO ₂]	–	max. 240	max. 184	max. 184	max. 184	max. 127

^{*1} Aus dem in Q3/2018 eingeführten Engpassmanagement zwischen DE und AT resultiert eine leicht angepasste Leistungszuordnung von Wasserkraftwerken zum deutschen Marktgebiet.

^{*2} sonstige konv. Erzeugung zuzüglich 50 % Abfall

^{*3} Bei der Aufsummierung der Einzelwerte ergeben sich Rundungsabweichungen.

^{*4} Speicherwasser, Laufwasser

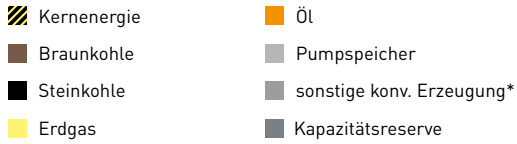
^{*5} sonstige regenerative Erzeugung zuzüglich 50 % Abfall

^{*6} inklusive der Summe der Netzverluste in TWh im Verteilernetz



Abbildung 4: Übersicht über die Verteilung der installierten Leistungen je Energieträger in den Szenarien des NEP 2030 (2019)

konventionelle Erzeugung

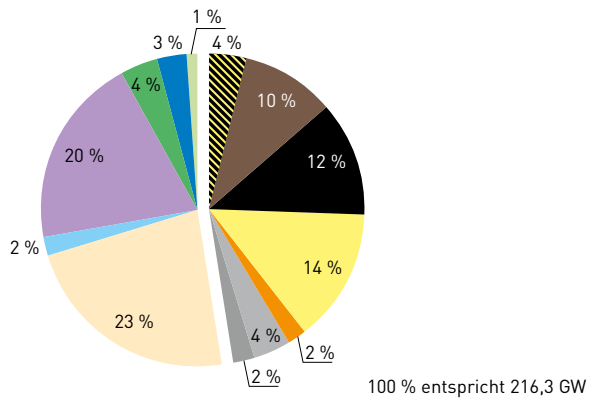


regenerative Erzeugung

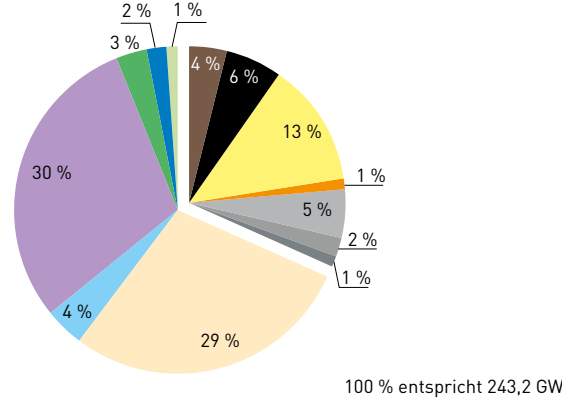


*sonstige konv. Erzeugung zuzüglich 50 % Abfall | **Speicherwasser, Laufwasser | ***sonstige reg. Erzeugung zuzüglich 50 % Abfall

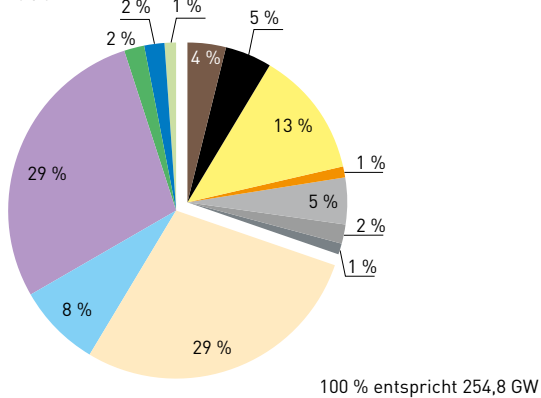
Referenz 2017



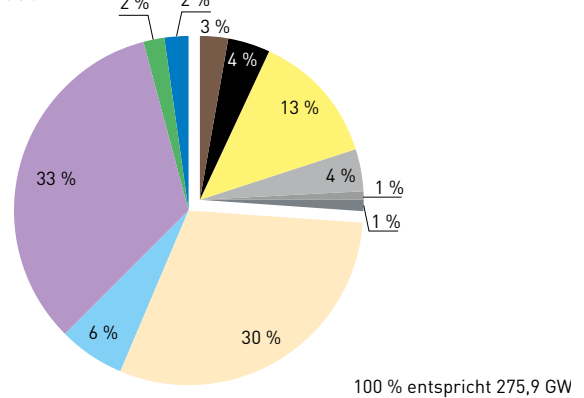
B 2025



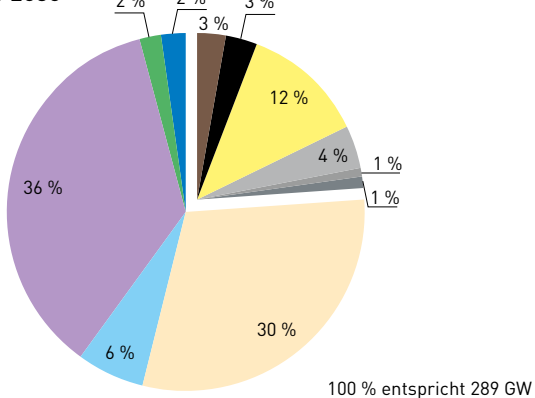
A 2030



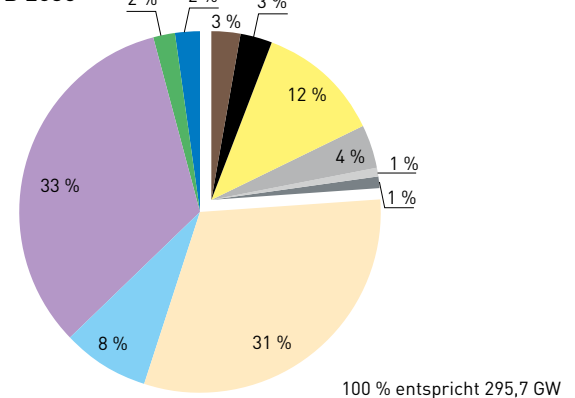
B 2030



C 2030



B 2035



Die Anteile der installierten Leistung je Erzeugungstechnologie in den Szenarien sind in der vorherigen Abbildung 4 dargestellt. Hiervon abzugrenzen ist die Erzeugung der Anlagen, welche Ergebnis der Marktsimulation (siehe Kapitel 4) ist. Deutlich erkennbar ist, ausgehend von der Referenz 2017, eine Verschiebung der installierten Leistungen von konventionellen Kraftwerken hin zu erneuerbaren Energien.

Szenarien B 2025/2030/2035 (Moderate Sektorenkopplung mit gemischten Strukturen)

Die Szenarien B 2025/2030/2035 spiegeln einen ambitionierten Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wider, sodass ihr Anteil am Bruttostromverbrauch in Deutschland laut Genehmigung des Szenariorahmens von 55 % in 2025 über 65 % in 2030 auf 74 % in 2035 steigen soll. Damit geht ein Umbau des gesamten Energiesystems einher. So sinkt die installierte Leistung von Kohlekraftwerken von heute 46,2 GW auf 19,1 GW in 2030. Die konventionelle Stromnachfrage geht aufgrund von Effizienzgewinnen zurück. Durch eine zunehmende Durchdringung sektorenübergreifender Anwendungen wie Wärmepumpen, Power-to-Gas und Elektromobilität steigt die Gesamtstromnachfrage insgesamt jedoch an. Eine im Vergleich zur heutigen Stromnachfrage höhere Flexibilität und stärkere Strompreisorientierung dieser neuen Anwendungen sowie flexiblere Prozesse in den Sektoren Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) tragen zur Integration der fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bei. Weitere Informationen zu den Szenarien sind ausführlich im Genehmigungsdokument der BNetzA dargestellt.

Szenarien A 2030 (Geringe Sektorenkopplung mit zentraleren Strukturen) und C 2030 (Starke Sektorenkopplung mit dezentraleren Strukturen)

Die Szenarien A und C sind wie das Szenario B durch eine hohe Transformationsgeschwindigkeit bei der Umsetzung der Energiewende gekennzeichnet. Auch in diesen Szenarien soll die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien einen Anteil von 65 % am Bruttostromverbrauch bis 2030 erreichen. Der Unterschied zum Szenariopfad B besteht vor allem in einem unterschiedlichen Technologiemix bei den erneuerbaren Energien (PV, Onshore-Wind und Offshore-Wind) sowie im Grad der Sektorenkopplung und der damit einhergehenden Bruttostromnachfrage, welche im Szenario A 2030 am niedrigsten und im Szenario C 2030 am höchsten ist.

Das Szenario A 2030 ist vor allem durch einen hohen Anteil an Offshore-Erzeugungskapazitäten sowie ein geringen Innovationsgrad im Bereich der Sektorenkopplung und Flexibilitätsoptionen geprägt. Demgegenüber steht Szenario C 2030 mit dem höchsten Anteil von verbrauchsnahe PV-Erzeugung im Süden Deutschlands. Darüber hinaus ist in diesem Szenario auch der Innovationsgrad am höchsten, was sich in einer intensiven Nutzung neuer Speicher- und Flexibilitätstechnologien sowie der Vernetzung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr widerspiegelt.

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 Dimensionierung des konventionellen Kraftwerksparks sinkt von Szenario A 2030 über B 2030 bis C 2030 aufgrund immer niedrigerer Annahmen zur technisch-wirtschaftlich Betriebsdauer der Kraftwerke. In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass im NEP keine Berechnungen zur System Adequacy angestellt und dementsprechend keine Aussagen dazu getroffen werden.

Die CO₂-Obergrenze beträgt in allen Szenarien für das Jahr 2030 184 Mio. t CO₂ – und steht damit im Einklang mit dem sektoralen Ziel für 2030 aus dem Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung.



2.2 Methoden zur Aufbereitung der Rahmendaten und Ergebnisse

Die Rahmendaten und Vorgaben aus dem genehmigten Szenariorahmen bedürfen einer umfassenden Aufbereitung, um sie für die Marktsimulation und die nachfolgenden Netzanalysen nutzbar zu machen, u. a.:

- Modellierung zusätzlicher Einsatzrestriktionen (Wärmebereitstellung, weitere Versorgungsaufgaben) und Annahmen zu Kostenparametern von Kraftwerken (siehe Kapitel 2.3)
- Regionale Verteilung der erneuerbaren Energien (Regionalisierung), Ermittlung der zugehörigen Einspeisezeitreihen und die nachfolgende Spitzenkappung (siehe Kapitel 2.4)
- Räumlich aufgelöste Prognosen zur regionalen Verteilung und zeitlichem Verlauf der Stromnachfrage sowie Regionalisierung *und Einsatz* nachfrageseitiger Flexibilitätsoptionen wie Demand Side Management (DSM), Power-to-Gas (PtG), Power-to-Heat (PtH) sowie Batteriespeichern (siehe Kapitel 2.5)
- Modellierung des Auslands und europäischer Handelloptionen bei einem Flow-Based Market Coupling-Ansatz (siehe Kapitel 2.7)

Darüber hinaus werden weitere Aufbereitungsschritte durchgeführt, deren Methodik sich jedoch nicht wesentlich gegenüber den ausführlichen Darstellungen im vorangegangenen NEP 2030 (2017), sowie dem Szenariorahmen-Entwurf der ÜNB geändert hat und welche daher in diesem Kapitel nicht nochmals gesondert beschrieben werden:

- Modellierung Einsatz Eigenbedarfsoptimierung für mit Kleinspeichern gekoppelte PV-Aufdachanlagen in Haushalten sowie DSM
- Modellierung von Nichtverfügbarkeiten des thermischen und hydraulischen Kraftwerksparks

Weitere Informationen zu den Szenarioannahmen und Zahlenwerten können der Genehmigung des Szenariorahmens der BNetzA² entnommen werden.

² Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2030 (2019): www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2019-2030_Genehmigung.pdf



2.3 Einsatzrestriktionen und Kostenparameter von konventionellen Kraftwerken

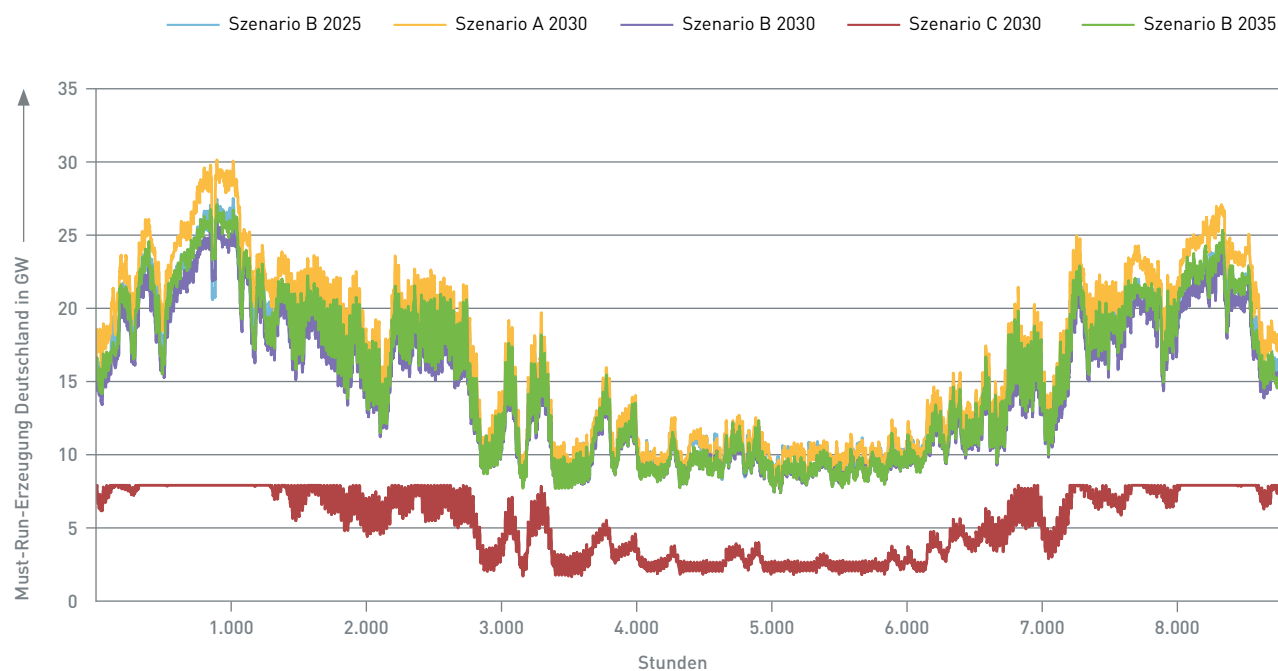
Neben der Stromerzeugung für die öffentliche Stromversorgung erfüllen viele Kraftwerke zusätzliche Versorgungsaufgaben. Diese umfassen beispielsweise die Bereitstellung von Wärme für den Fern- und Nahwärmebedarf sowie die Bereitstellung von Wärme und Strom für direkt zugeordnete Industrie-, Produktions- oder Kraftwerksprozesse. Um diese zusätzlichen Versorgungsaufgaben in der Strommarktmodellierung zu berücksichtigen, werden sogenannte Mindesteinsatzbedingungen (Must-Run) als Eingangsgrößen für die Marktsimulationen definiert. Diese haben, wie auch die blockscharf modellierten Kraftwerksnichtverfügbarkeiten, unmittelbaren Einfluss auf die Simulation des Kraftwerkeinsatzes.

Die Mindesteinsatzbedingungen von KWK-Anlagen werden im NEP über ein vom Lehrstuhl für Energiewirtschaft der Universität Duisburg-Essen entwickeltes Berechnungstool abgeschätzt. Dabei werden 28 detaillierte Fernwärmenetze mit jeweils einer spezifischen Wärmenachfrage modelliert. Kleinere Netze werden vereinfacht abgebildet. *Die maximale Wärmeauskopplung und die KWK-Technologie der abgebildeten Kraftwerke werden dabei ebenso berücksichtigt wie die für die CO₂-Bilanzierung relevanten stromseitigen Wirkungsgradverluste.*

Für die Modellierung wird, ergänzend zu den Vorgaben aus der Genehmigung des Szenariorahmens, ein Fernwärmeabsatz und eine Erzeugerstruktur entsprechend der von den ÜNB bei der Forschungsstelle für Engeiwirtschaft e. V. beauftragten Kurzstudie zur zukünftigen Flexibilisierung der KWK zugrunde gelegt. Die Kurzstudie finden Sie unter www.netzentwicklungsplan.de/ZU9. Hierbei werden B 2025 und A 2030 dem Business-As-Usual-Szenario und B 2030 sowie B 2035 dem positiven Klimaschutzszenario zugeordnet. Für das Szenario C 2030 wird analog zum NEP 2030 (2017) von einer vollständigen Entkopplung der Strom- und Wärmeerzeugung und damit einer sehr hohen Flexibilität der Erzeuger ausgegangen. Alle in diesem Szenario blockscharf modellierten Kraftwerke werden rein strommarktgetrieben eingesetzt. Lediglich die dezentralen KWK-Anlagen < 10 MW erhalten weiterhin Einspeisevorgaben.

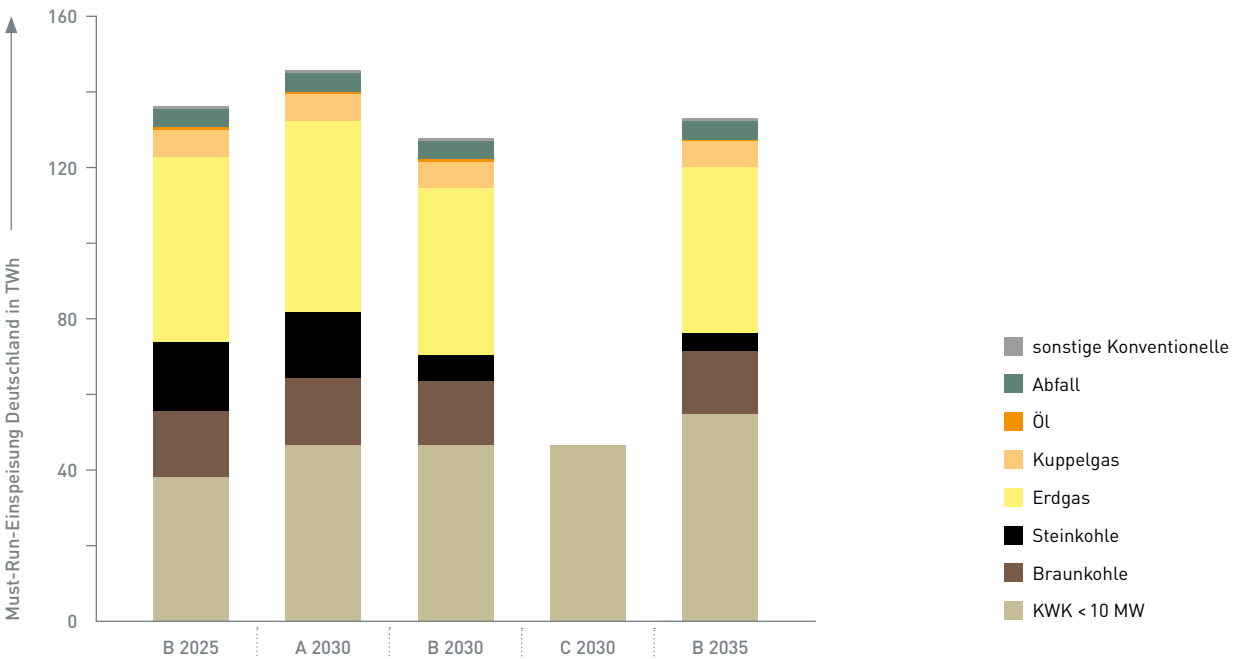
Eine Auswertung des jährlichen Verlaufs der Must-Run-Erzeugung in Deutschland über alle Energieträger ist in Abbildung 5 dargestellt. Abbildung 6 zeigt eine Aufschlüsselung der Jahres-Must-Run-Erzeugung nach Energieträger.

Abbildung 5: Zeitreihe Must-Run-Erzeugung konventioneller Erzeugungsanlagen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 6: Must-Run-Erzeugung konventioneller Erzeugungsanlagen nach Energieträger



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Implementierung der Vorgaben zur Emissionsreduktion

Im Genehmigungsdokument der BNetzA wird für sämtliche Szenarien eine Begrenzung der jährlichen CO₂-Emissionen der Strom- und Wärmeerzeugung durch Kraftwerke in Deutschland unterstellt. Die Begrenzung resultiert aus den im Klimaschutzplan 2050 verankerten sektorspezifischen CO₂-Reduktionszielen der Bundesregierung. Die in der Kraftwerkseinsatzoptimierung verwendeten und im Rahmen des Szenariorahmen-Entwurfs der ÜNB gemeinsam mit dem Umweltbundesamt abgestimmten Grenzwerte ergeben sich wie folgt:

Tabelle 2: Emissionsobergrenzen für die Modellierung

Szenario	Vorgabe des Szenariorahmens zur jährlichen Emissionsobergrenze für den deutschen Kraftwerkspark (Minderung ggü. 1990)
B 2025	240 Mio. t CO ₂ (– 47,2 %)
A 2030 / B 2030 / C 2030	184 Mio. t CO ₂ (– 59,6 %)
B 2035	127 Mio. t CO ₂ (– 72,1 %)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Bezogen auf die Szenarien mit dem Zieljahr 2030 ist der absolute Emissionsgrenzwert dabei im Vergleich zum NEP 2030 (2017) gestiegen. Dieses ist jedoch auf eine Bilanzierungsänderung und nicht auf eine Aufweichung der Zielsetzung zur CO₂-Reduktion zurückzuführen. So werden wärmemarktspezifische Kraftwerksemissionen jetzt ebenfalls erfasst und in die Vorgabe zur Emissionsobergrenze aufgenommen. Die fixierten *Grenzwerte* haben dabei keinen Einfluss auf die installierten Kapazitäten des konventionellen Kraftwerksparks, wirken sich jedoch auf den konkreten Kraftwerkeinsatz und damit auf die Volllaststunden aus (siehe Marktsimulationsergebnisse in Kapitel 4).

Für die Energieträger werden im Zuge der nachfolgenden Marktsimulationen folgende spezifische Emissionsfaktoren nach Vorgabe der Szenariorahmengen Genehmigung und der zugrundeliegenden Datenbasis³ angesetzt:

Tabelle 3: CO₂-Emissionsfaktoren nach Energieträgern

Energieträger	CO ₂ -Emissionsfaktor (t CO ₂ /MWh _{th})
Abfall*	0,144
Braunkohle	0,404
Erdgas	0,201
Kernenergie	0,000
Kuppelgas**	0,743
Mineralölprodukte	0,280
Ölschiefer	0,360
Steinkohle	0,337
Sonstige	0,214

*Annahme Abfall: 50 % biogener Anteil

**Annahme Kuppelgas: 25 % Kokereigas, 75 % Gicht- und Konvertergas

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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 2017 (WEO 2017). Die Prognosen der zukünftigen Braunkohlepreise sind abweichend aus dem Projektionsbericht 2017 des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) entnommen. Als Referenzwechselkurs für die Umrechnung der ursprünglich in US-\$ angegebenen Werte in Euro wurde, analog zum WEO 2017, der Durchschnittswert für das Jahr 2016 gewählt.

³ Umweltbundesamt: „CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe“, veröffentlicht September 2016: www.umweltbundesamt.de/publikationen/co2-emissionsfaktoren-fuer-fossile-brennstoffe



Tabelle 4: Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisen

	Referenz 2016	A 2030 WEO Szenario „Current Policies“	B 2025 WEO Szenario „Current Policies“	B 2030 und C 2030 WEO Szenario „New Policies“	B 2035 WEO Szenario „New Policies“
CO₂-Zertifikatspreise [€2016/t]	7,2	25,2	19,8	29,4	36,3
Rohöl [€2016/MWh]	21,1	56,6	49,9	48,3	53,0
Erdgas [€2016/MWh]	15,0	27,6	25,2	26,4	27,9
Steinkohle [€2016/MWh]	6,6	8,9	8,5	8,4	8,5
Braunkohle* [€2016/MWh]	3,0	5,6	5,6	5,6	5,6

* Preisprognose auf Basis vom BMU.

Quelle: Bundesnetzagentur: Genehmigung des Szenariorahmens 2019 – 2030

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

Während die Standorte der konventionellen, zentralen Kraftwerke weitestgehend bekannt sind, bedarf es bei der regionalen Verteilung (Regionalisierung) der zukünftigen dezentralen Anlagenstandorte der erneuerbaren Energien sowie der kleinen KWK-Anlagen eines detaillierten Prognosemodells.

Auf Basis der Regionalisierung, den zugrunde gelegten Wetterbedingungen des Jahres 2012 und weiteren modelltechnischen Annahmen, werden stündlich und regional aufgelöste Zeitreihen der Einspeisung der erneuerbaren Energien bestimmt. Das Jahr 2012 wird als ein für den 10-Jahres-Zeitraum im Hinblick auf den Windertrag durchschnittliches Wetterjahr für die Untersuchungen im Rahmen des NEP weiterhin als gut geeignet angesehen. Die Robustheit und Notwendigkeit des erforderlichen Netzverstärkungs- und -ausbaubedarfs kann durch die Wahl eines durchschnittlichen Wetterjahres bekräftigt werden.

2.4.1 Methodik und Ergebnisse zur Regionalisierung

Die ÜNB haben gemeinsam mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. eine Methodik zur Regionalisierung von bundesweiten Ausbaupfaden für Onshore-Windenergieanlagen, PV-Anlagen, Biomasseanlagen und Anlagen zur Nutzung sonstiger erneuerbarer Energien entwickelt und angewandt. Die grundsätzliche Methodik kam bereits im Zuge des NEP 2030 (2017) zum Einsatz, wird jedoch laufend weiterentwickelt und an die aktuellen maßgeblichen Randbedingungen angepasst. Eine ausführliche Beschreibung der im Rahmen des NEP 2030 (2019) angewandten Methodik und zu den zugrunde gelegten Annahmen und Daten kann unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUC abgerufen werden. Ebenfalls dort zu finden sind detaillierte Ergebnisse der Regionalisierung sowie zahlreiche grafische Aufbereitungen.

Eine besondere Herausforderung für den NEP 2030 (2019) bestand vor dem Hintergrund der neuen EE-Ausbaupfade in der Bestimmung der Bundeslandmantelzahlen Wind onshore. Die Bundeslandmantelzahlen bilden grundsätzlich die Basis für die kleinräumige Verteilung der Windenergieanlagen. Die vorgelagerte Berechnung von Bundeslandmantelzahlen soll die Ausbauziele von Bund und Ländern sowie den unterschiedlichen Stand der Flächenausweisung für Windenergieanlagen in Einklang bringen. Zusätzlich werden in diesem Schritt auch regionale Informationen, z. B. die Ergebnisse der Ausschreibungsrunden, berücksichtigt.



Die bestehende Methodik hierzu wurde an zwei Stellen modifiziert:

- Zur Bestimmung des Kurzfriststützpunktes je Bundesland, der den bereits heute absehbaren kurzfristigen Zubau der Windenergie repräsentiert, werden die Angaben der Verteilernetzbetreiber (VNB) zum erwarteten Anlagenzubau berücksichtigt, insofern etwa die in den Ausschreibungsrunden bezuschlagte Anlagenleistung nicht kurzfristig höhere Leistungen erwarten lässt. Die Angaben erfolgten im Rahmen einer Abfrage der BNetzA bei den VNB und wurde von den ÜNB je Bundesland ausgewertet.
- Die von den Bundesländern an die ÜNB gemeldeten Ausbauziele stellen nunmehr eine weiche Begrenzung für den Zubau von Windenergieanlagen in einem Bundesland dar. Wird ein Ausbauziel in einem Bundesland erreicht, wird das bewertete Restpotenzial, nach welchem die Verteilung der Zubauleistung erfolgt, in diesem Bundesland um 95 % abgewertet. Dadurch wird bei Erreichen eines Bundesland-Ausbauziels der Restzubau zwar vermehrt auf die übrigen Bundesländer verteilt, gleichzeitig kommt er in den betreffenden Bundesländern jedoch nicht vollständig zum Erliegen. Dieses gilt insbesondere dann nicht, wenn weiterhin ein hohes Potenzial vorhanden ist.

Für die kleinräumige Verteilung der Anlagen wird für alle Szenarien grundsätzlich die gleiche Systematik angewandt. Im Bereich Windenergie onshore werden bereits heute ausgewiesene Flächen prioritär erschlossen. Wird die Bundesland-mantelzahl nicht erreicht, werden darüber hinaus weitere Flächen erschlossen, die jeweils in verschiedene Restriktions-klassen eingeordnet werden.

Die Ergebnisse der Regionalisierung auf Bundeslandebene sind in den Abbildungen 17 bis 21 dargestellt. *Bei Wind-energie onshore ergeben sich in vielen Bundesländern hohe Zubauraten. Sachsen und Bayern bilden hier aufgrund der politischen Einschränkungen die Ausnahme. Neben den hohen Leistungsdichten in Norddeutschland resultieren aus der kleinräumigen Verteilung weitere Leistungsschwerpunkte etwa im westlichen Nordrhein-Westfalen und Hessen.*

Photovoltaikanlagen auf Gebäuden haben im Bestand einen Schwerpunkt in Süddeutschland. Die angenommene zukünftige Verteilung der Leistungen korreliert hingegen deutlich mit der regionalen Verteilung der Dachflächen in Deutschland. Freiflächenanlagen haben Schwerpunkte im Osten und Südosten Deutschlands. Das Verhältnis des Zubaus zwischen Freiflächen- und Aufdachanlagen variiert zwischen den Szenarien, mit einem höheren Anteil an (dezentralen) Aufdachanlagen im C-Szenario. Hierdurch korrelieren die regional installierten Leistungen nicht zwangsläufig mit den deutschlandweit angenommenen Leistungen. In C 2030, welches das dezentralste Erzeugungsszenario darstellt, ist der angenommene jährliche Zubau an Freiflächen-PV in Deutschland am geringsten.

2.4.2 Spitzenkappung

Spitzenkappung beschreibt die Berücksichtigung der Abregelung von Einspeisespitzen der Onshore-Windenergie- und PV-Anlagen 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 VNB gemäß § 11 Abs. 2 Energiewirtschaftsgesetz (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 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2017 volkswirtschaftlich sinnvolles Maß zu dimensionieren.

Dem NEP liegt weiterhin eine flächendeckende Spitzenkappung nach der Systematik der Verteilernetzstudie⁴ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) zugrunde. Die Methodik zur Berücksichtigung der Spitzenkappung wurde damit aus dem NEP 2030 (2017) übernommen und geht damit weiterhin über die Planungen der VNB und die Regelungen nach § 11 Abs. 2 EnWG hinaus.

⁴ Studie des BMWi: „Moderne Verteilernetze für Deutschland“, veröffentlicht September 2014: www.bmw.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.html



Mit der Spitzenkappung wird eine Abregelung von Einspeisespitzen der Onshore-Windenergie- und PV-Anlagen 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 Einspeiseleistung 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 Systemstabilität darstellt.

Ergebnisse

Die Spitzenkappung wirkt sich in ähnlicher Weise aus wie im NEP 2030 (2017). Durch die Anwendung der Spitzenkappung wird in etwa 3.000 Stunden des Jahres Onshore-Windenergie- und in 800 Stunden PV-Einspeisung eingesenkt. Überlagerungseffekte sind dabei in etwa 250 Stunden zu beobachten. Die in Summe eingesenkten Einspeisemengen steigen gegenüber dem NEP 2030 (2017) analog zur Summe der Einspeisung. Die eingesenkten Einspeisemengen sind in Tabelle 5 dargestellt.

Tabelle 5: Eingesenkte Einspeisemengen aus Onshore-Windenergie und Photovoltaik⁵

Szenario	Eingesenkte Einspeisemenge Onshore-Windenergie (TWh)	Eingesenkte Einspeisemenge Photovoltaik (TWh)
B 2025	2,6	0,8
A 2030	2,8	0,8
B 2030	3,1	1,0
C 2030	3,2	1,1
B 2035	3,4	1,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Windenergie

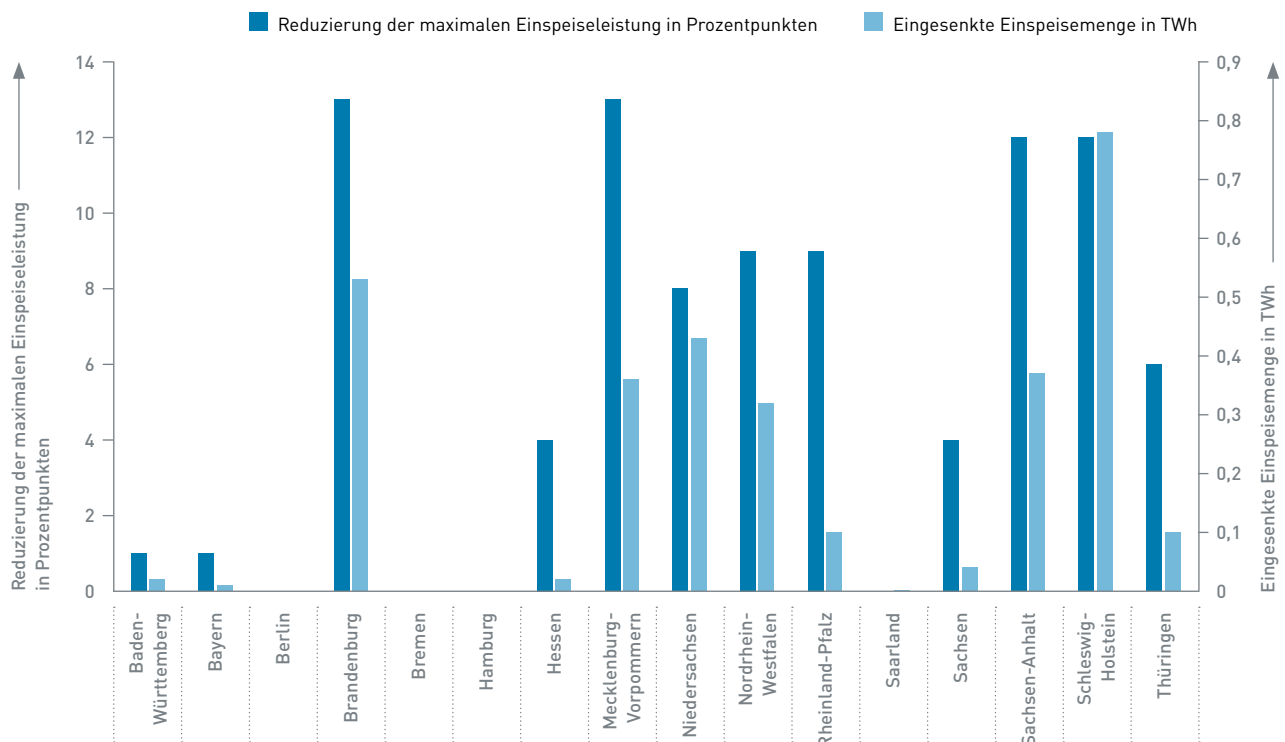
Die Jahreseinspeisemengen der Windenergieanlagen werden durch die implementierte Spitzenkappung um durchschnittlich 1,7 % reduziert. Zu windreichen Zeitpunkten treten in Deutschland maximale Einsenkungen der Onshore-Windleistung bis 8,3 GW auf. Insgesamt wird in den Szenarien in etwa 34 % der betrachteten Zeitpunkte eine Spitzenkappung an mindestens einer Windenergieanlage in Deutschland vorgenommen.

In den vier großen norddeutschen Bundesländern Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Brandenburg zusammen werden in der Spitze 5,2 GW eingesenkt. Gleichzeitig können rund zwei Drittel der in Tabelle 5 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 windbedingten 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 in der Verteilernetzstudie modellierten Verteilernetzstrukturen eine vermehrte Anwendung von Spitzenkappung erwarten lässt. In den norddeutschen Bundesländern werden die Einspeisespitzen auch im Vergleich zur installierten Windenergieleistung deutlich überproportional eingesenkt.

⁵ Im Vergleich hierzu fällt die Einsenkung durch Dumped Power deutlich geringer aus, siehe Kapitel 4.2.3.



Abbildung 7: Ergebnisse der Spitzenkappung Wind nach Bundesländern



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

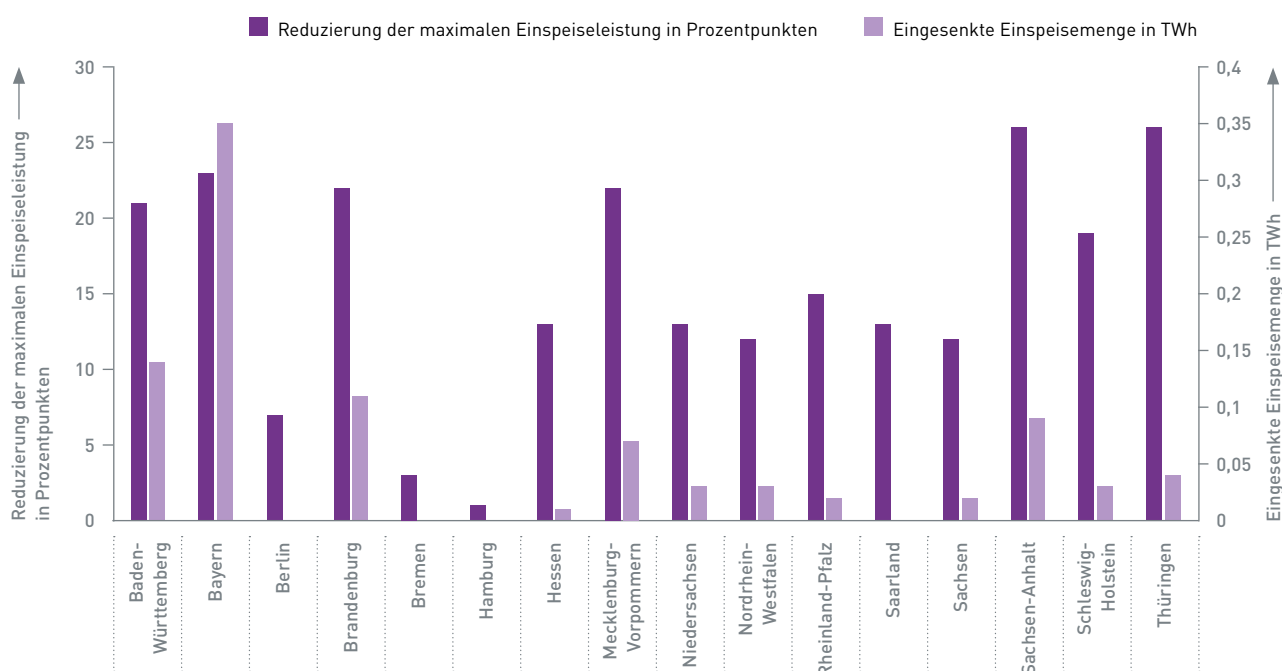
Photovoltaik

Die Einspeiseleistung von PV-Anlagen in Deutschland wird durch die Spitzenkappung in der Spitze bis 18,1 GW eingesenkt. Derartig starke Einsenkungen werden jedoch nur in den Mittagsspitzen sehr 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 9 % der Zeitpunkte auf. Insgesamt wird durchschnittlich 1,1 % 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 50 % der gesamten PV-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 in der Verteilernetzstudie angenommenen Netzstrukturen in diesen Bundesländern bilden, die bei hohen Zubauten von PV-Anlagen zukünftig eine verstärkte Anwendung der Spitzenkappung erwarten lassen.



Abbildung 8: Ergebnisse der Spitzenkappung Photovoltaik nach Bundesländern



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

2.5 Stromnachfrage und Jahreshöchstlast in den genehmigten Szenarien

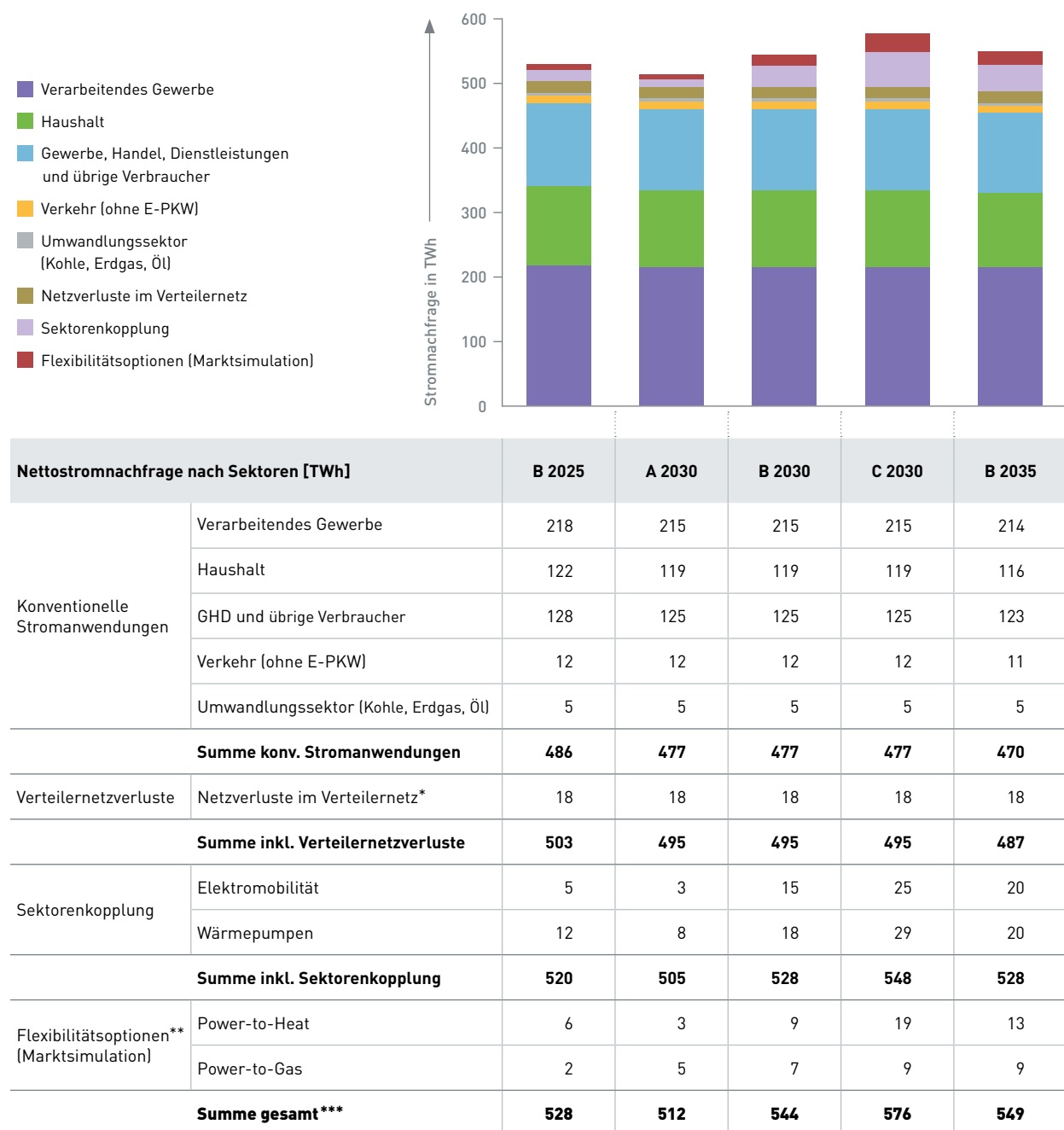
Wie auch im Bereich der konventionellen und erneuerbaren Erzeugung sind verschiedene Entwicklungspfade für die zukünftige Stromnachfrage in Deutschland denkbar. Dabei sind sowohl nachfragesteigernde Einflussgrößen, wie der verstärkte Einsatz von Wärmepumpen oder die zunehmende Integration von Elektromobilität, als auch nachfrage-senkende Faktoren wie Effizienzsteigerungen bei stromgetriebenen Anwendungen geeignet zu berücksichtigen. Neben der deutschlandweiten spielt daneben insbesondere auch die regionale Stromnachfrageentwicklung eine wichtige Rolle. Insbesondere im Hinblick auf die längerfristigen politischen Effizienzziele und die betrachteten Zielhorizonte 2025, 2030 und 2035 ist mit einem sich zukünftig stark wandelnden Energiemarkt und dem verstärkten Einsatz neuer Technologien im Bereich der Stromnachfrage zu rechnen. Vor dem Hintergrund dieser sich abzeichnenden Entwicklung haben die ÜNB im Rahmen des Entwurfs zum Szenariorahmen⁶ eine Methodik zur Analyse der nationalen Stromnachfrage, der regionalen Entwicklung von Nachfragestrukturen sowie dessen Einfluss auf den zeitlichen Verlauf der Stromnachfrage vorgeschlagen. Die BNetzA ist dem Modellierungsvorschlag der ÜNB in ihrer Genehmigung gefolgt.

Die nachfolgende Abbildung 9 zeigt die nationale Stromnachfrage der einzelnen Szenarien des NEP. Die Stromnachfrage ist dabei aufgeteilt nach verschiedenen Nachfragesektoren. Die dargestellte Stromnachfrage ermittelt sich aus der Endenergienachfrage nach Strom in den Sektoren sowie dem Umwandlungsbereich. Die Endenergienachfrage Strom gibt dabei Auskunft über die Verwendung von elektrischem Strom zur Erzeugung von Nutzenenergie in Form von Licht, Wärme, Kälte und mechanischer Arbeit in den Sektoren Industrie, GHD, Haushalte und Verkehr. Die Energienachfrage im Umwandlungsbereich beinhaltet zusätzlich den Einsatz von elektrischem Strom zur Gewinnung oder Verarbeitung anderer Energieträger wie Erdöl, Erdgas, Braunkohle und Steinkohle.

⁶ Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber: www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/%C3%9CNB-Entwurf_Szenariorahmen_2030_V2019.pdf

Neben den Netzverlusten im Verteilernetz sind die Sektorenkopplung und Flexibilitätsoptionen (PtH, PtG) als neue Elemente im Energiemarkt gesondert dargestellt. Die Stromnachfrage dieser neuen Anwendungen ist in den Szenarien unterschiedlich ausgeprägt und bewegt sich in Summe zwischen 18 und 82 TWh. Dabei ist zu beachten, dass die Stromnachfrage der Flexibilitätsoptionen in dieser Abbildung der Genehmigung des Szenariorahmens entstammt. Tatsächlich ist der Einsatz der Flexibilitätsoptionen ein Modellergebnis und daher in den Darstellungen in Kapitel 4 nochmals detailliert dargestellt und teilweise abweichend von untenstehenden Zahlen der Genehmigung.

Abbildung 9: Nettostromnachfrage nach Sektoren / Anwendungsbereichen



* Nicht berücksichtigt sind in dieser Darstellung Netzverluste im Übertragungsnetz.

** Die Angaben zu den Flexibilitätsoptionen basieren in dieser Darstellung auf der Genehmigung des Szenariorahmens. Die sich tatsächlich ergebenden Energiemengen sind ein Modellergebnis und daher in Kapitel 4 zu finden.

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

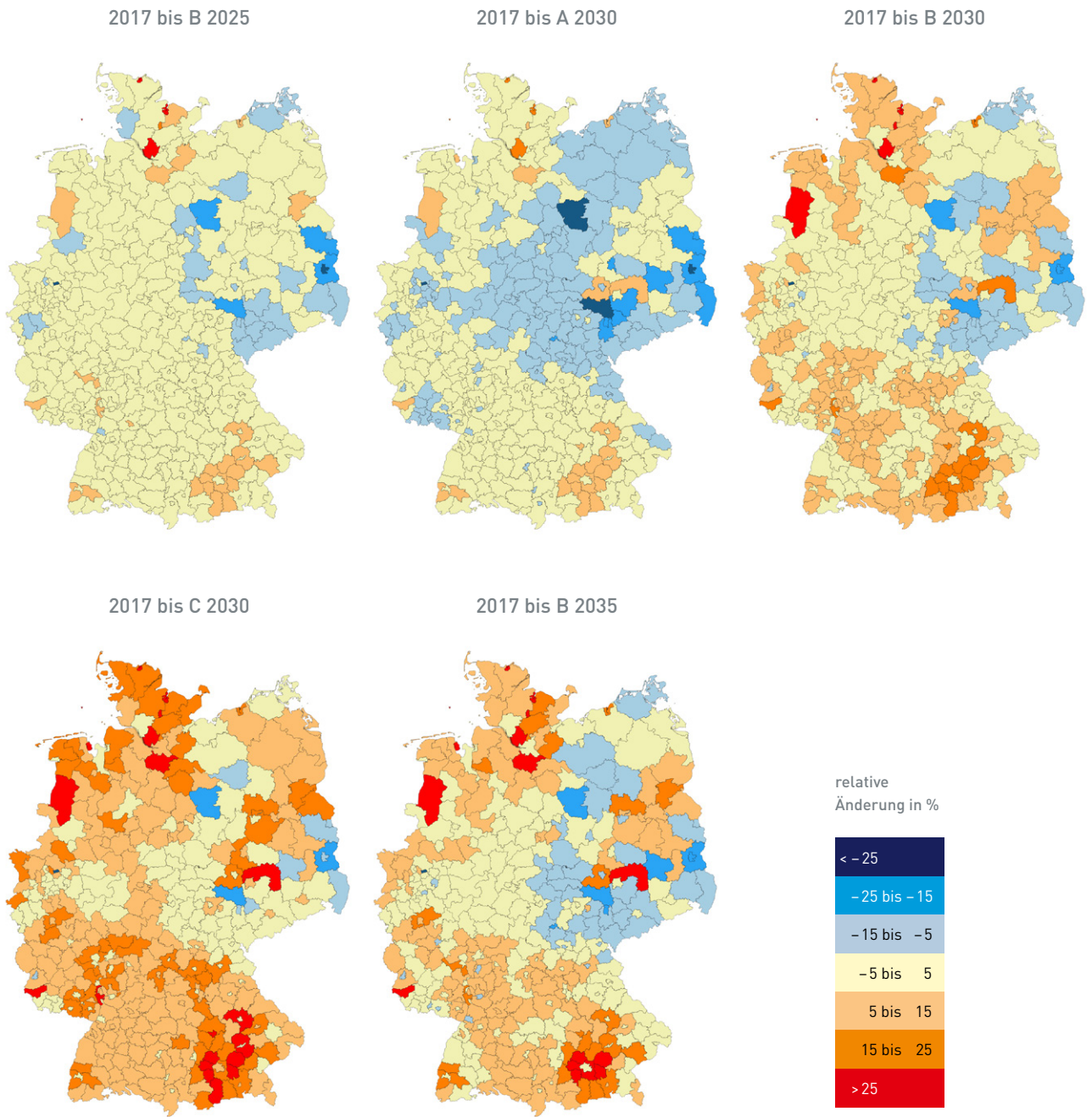
Die Ergebnisse der regionalen Stromnachfragemodellierung zeigen, dass urbane Regionen und angrenzende Ballungsgebiete einen Zuwachs und damit im Vergleich zum Jahr 2017 eine höhere Stromnachfrage aufweisen. Dagegen weist ein Großteil der Landkreise in den östlichen Bundesländern und Regionen im überwiegend ländlichen Raum tendenziell eine sinkende Stromnachfrage auf. *Haupttreiber der Veränderung der regionalen Stromnachfrage sind die angenommenen regionalen Strukturparameter wie Bevölkerungsentwicklung, Durchdringung mit Elektromobilität, Wärmepumpen, PtH- oder PtG-Anlagen sowie Energieeffizienz. Eine Darstellung der ermittelten sektoralen Nachfrageenergiemengen je Bundesland findet sich als ergänzende Information unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUy. Die dort dargestellten Energiemengen der PtH- und PtG-Anlagen entsprechen bereits den Ergebnissen der Marktsimulation.*

Regionen mit *einem starken Anstieg der Stromnachfrage* weisen eine hohe Durchdringung neuer Stromanwendungen (Elektromobilität, Wärmepumpen, PtH- oder PtG-Anlagen) auf. *Regionen mit einer besonders stark reduzierten Stromnachfrage sind geprägt durch den demografischen Wandel und dem damit einhergehenden Rückgang der Bevölkerung, welcher ein wesentlicher Indikator für den Bedarf nach elektrischer Energie darstellt. In allen Regionen ist eine steigende Energieeffizienz berücksichtigt.*

Die Abbildung 10 stellt die regionale Änderung der Nettostromnachfrage *inklusive der neuen Stromanwendungen* schematisch dar.



Abbildung 10: Veränderung der Nettostromnachfrage je Landkreis



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Zeitlicher Verlauf der Stromnachfrage

Der zeitliche Verlauf der Stromnachfrage unterliegt ebenfalls unterschiedlichsten Einflussparametern, wie z. B. der Tageszeit, dem Wochentag, der Temperatur, der Sonneneinstrahlung, Ferien- und Feiertagen, der Preissensitivität der Stromnachfrage sowie dem Grad der Sektorenkopplung. PtH, PtG und auch DSM werden in Abhängigkeit des Marktgeschehens eingesetzt und sind somit im NEP ein Ergebnis der Marktsimulation. In Zeiten hoher Strompreise verringert sich z. B. die Stromnachfrage aufgrund des Einsatzes von DSM. Bei geringen Strompreisen kann sie sich dagegen durch zusätzliche preissensitive Nachfrage wie PtH und PtG erhöhen.

Die Jahreshöchstlast und die höchste Residuallast (d. h. Last nach Abzug der Einspeisung von EE) bilden zwei Kennzahlen im Zusammenhang mit der Last. Durch die enge Verzahnung mit der Kenngröße Stromnachfrage erfolgte in der Genehmigung abweichend zum NEP 2030 (2017) keine exogene Vorgabe einer Höchstlast. Diese ist nun vielmehr Resultat der unterschiedlichen Modellierungsschritte. Die Jahreshöchstlast und die Residuallast steigen mit zunehmender Sektorenkopplung – d. h. der zunehmenden Nutzung von Strom als Ersatz anderer Energieträger – in den Szenarien (siehe Tabelle 6). *Die angenommene Flexibilisierung der Nachfrageseite kann dem Anstieg der Höchstlast entgegenwirken (siehe Kapitel 2.5.1).*

Tabelle 6: Kennzahlen der Stromnachfrage in den Szenarien des NEP 2030 (2019)

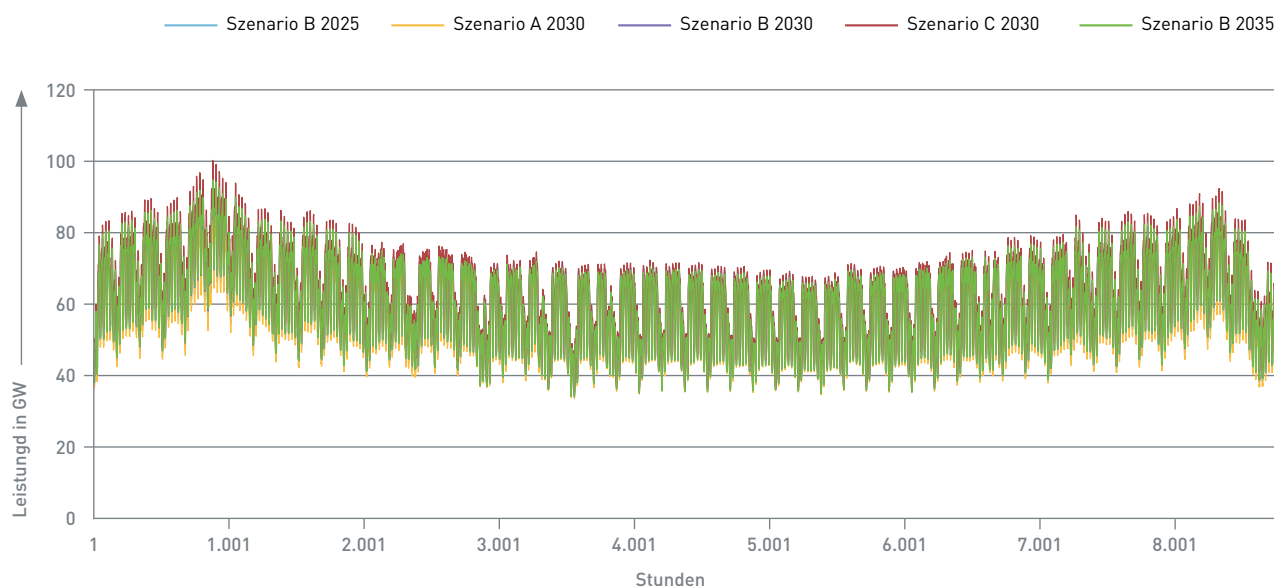
	B 2025	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
Jahreshöchstlast [GW]	88	84	93	100	96
Höchste Residuallast [GW]	71	69	76	80	77

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 11 zeigt den stündlichen Verlauf der Stromnachfrage für die betrachteten Szenarien über ein Jahr, Abbildung 12 gibt die entsprechende Bandbreite an. Beide Abbildungen verdeutlichen den Einfluss der Sektorenkopplung auf den zeitlichen Verlauf und die Maxima der Stromnachfrage. Vor allem neue Stromanwendungen zur Wärmebereitstellung wie PtH und Wärmepumpen führen zu einem Anstieg der Stromnachfrage insbesondere bei niedrigen Temperaturen. Der Anstieg der Stromnachfrage durch Elektromobilität verteilt sich hingegen entsprechend des Nutzerverhaltens weitgehend homogen über das gesamte Jahr.

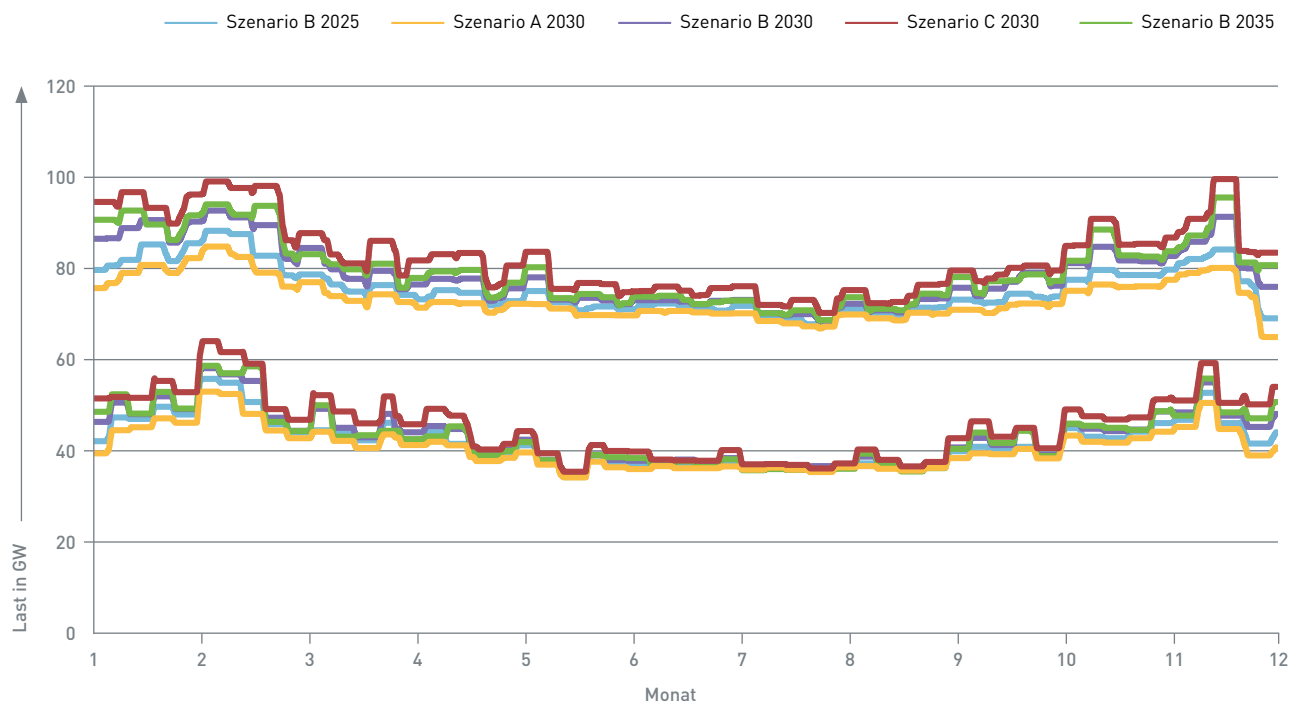


Abbildung 11: Zeitlicher Verlauf der Gesamtstromnachfrage in den Szenarien des NEP 2030 (2019)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 12: Bandbreite der Stromnachfrage in den Szenarien des NEP 2030 (2019)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



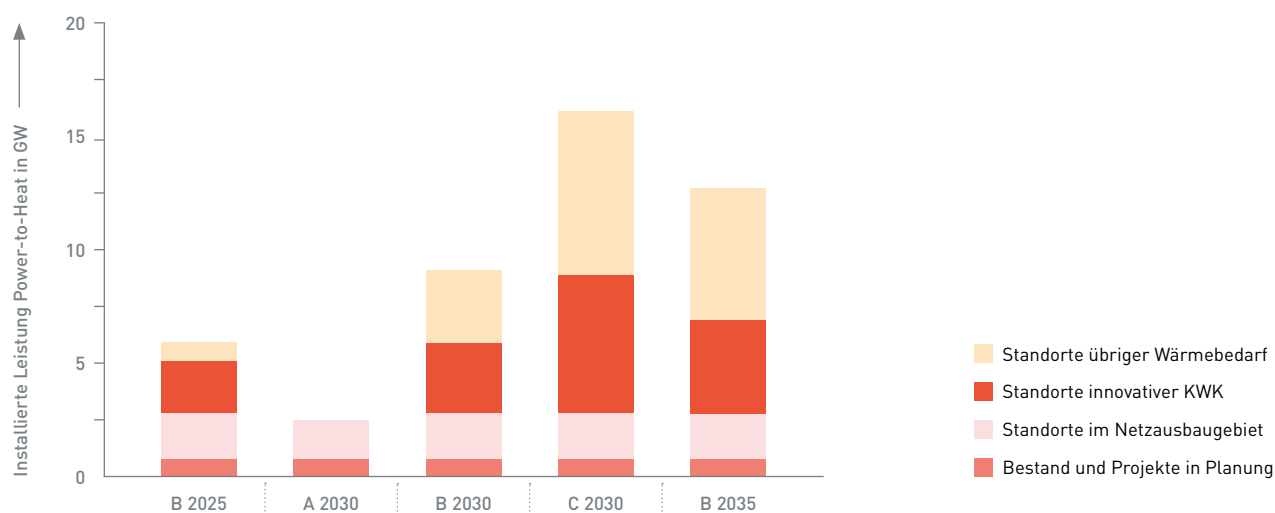
2.5.1 Methodik zur Regionalisierung und dem Einsatz von Flexibilitätsoptionen

Wesentlicher Schritt im Zuge der Datenaufbereitung für die nachfolgenden Marktsimulationen und Netzanalysen sind die Annahmen über die regionale Verteilung (Regionalisierung) der modellierten Flexibilitätsoptionen auf der Stromnachfrageseite. Die Methodik zur Regionalisierung der Power-to-X basiert auf der Kurzstudie „Power-to-X – Ermittlung des Potenzials von PtX-Anwendungen für die Netzplanung der deutschen ÜNB“, welche die ÜNB durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. haben erstellen lassen und unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUF zu finden ist. Im Folgenden sind diese für die modellierten Optionen einzeln dargestellt.

Power-to-Heat

Maßgeblich für die räumliche Verteilung von PtH-Anlagen ist der vorhandene Anlagenbestand, in Planung befindliche Projekte, der Wärmebedarf in *Fernwärme- oder Industrienetzen* sowie das Netzausbaubgebiet⁷. Nicht in der PtH-Leistung enthalten sind Wärmepumpen, deren Einsatz vorgelagert und somit nicht als Flexibilitätsoption im Rahmen der Marktsimulation ermittelt wird.

Abbildung 13: Installierte Leistung Power-to-Heat in den Szenarien des NEP 2030 (2019) (nach Standortkategorie)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

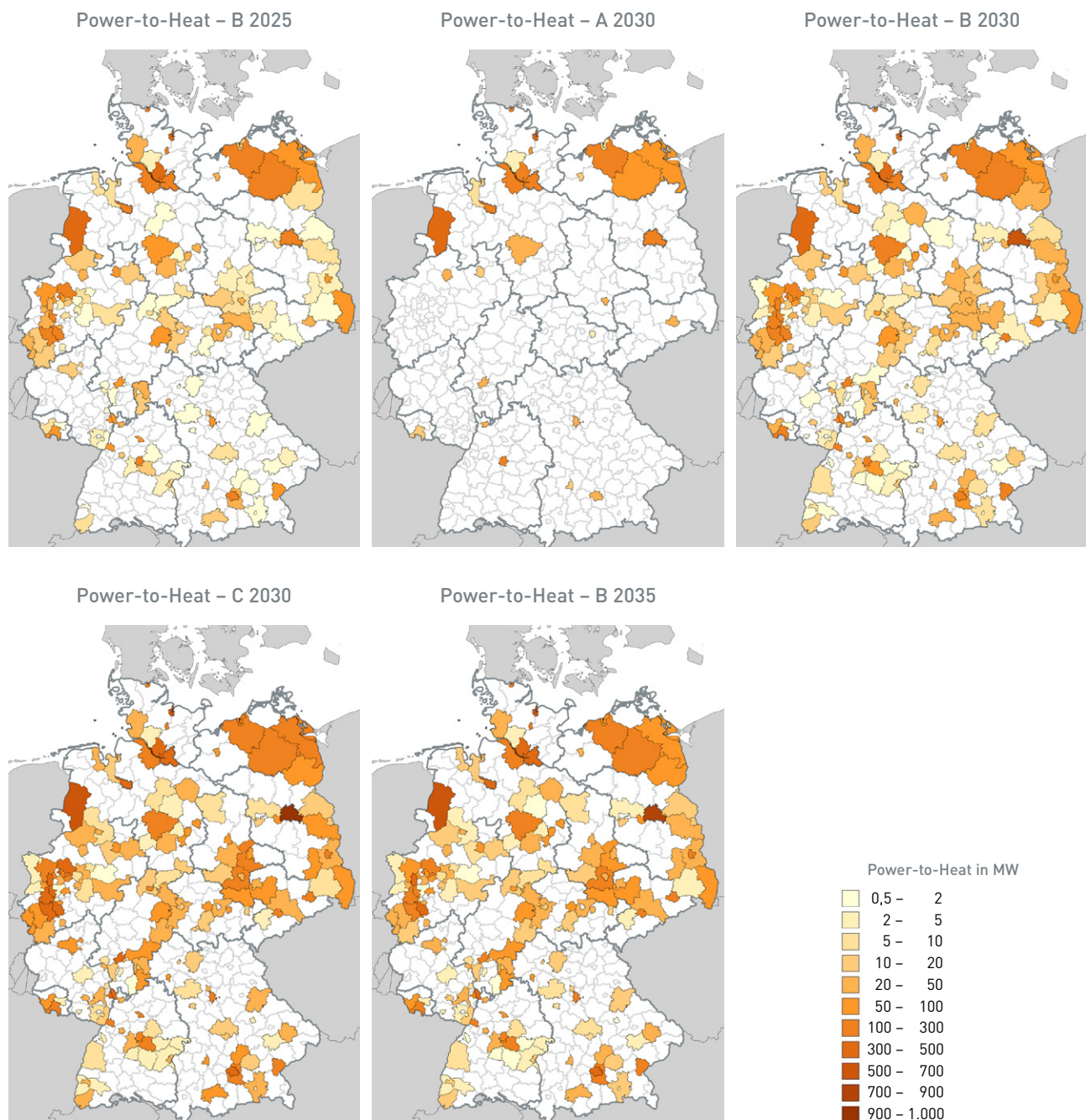
Methodischer Ausgangspunkt sind alle in Betrieb und in Planung befindlichen PtH-Anlagen. Um der Nutzung von erneuerbarem Überschussstrom im Norden in der regionalen Verteilung von PtH-Anlagen Rechnung zu tragen, werden bis zu 2 GW Power-to-Heat-Anlagen im Netzausbaubgebiet verteilt. Dies erfolgt anhand des regionalen Wärmebedarfs in Fernwärme-, oder Industrienetzen. Anschließend werden PtH-Anlagen auf Standorte sogenannter innovativer KWK-Systeme verteilt. Ein innovatives KWK-System ist eine Kombination von KWK-Anlage, Gaskessel und PtH-Anlage, um aus dem Markt scheidende KWK-fähige Kraftwerke zu ersetzen. Die verbleibende PtH-Leistung wird in Gesamtdeutschland auf Standorte mit in Betrieb befindlichen Kraftwerken und Heizwerken mit Wärmeauskopplung in Fernwärme- oder Industrienetzen verteilt. *Die Verortung von PtH-Leistung im Netzausbaubgebiet sorgt tendenziell für einen geringeren überregionalen Transportbedarf im Übertragungsnetz. Lokal kann die zusätzliche Stromnachfrage insbesondere auf Verteilernetzebene aber zu neuen Herausforderungen und entsprechendem Handlungsbedarf führen.*

⁷ Gesetzlich nach Netzausbaubereichsverordnung (NAGV) und §§ 36c und 88b EEG 2017 festgelegtes Gebiet mit Obergrenze der bezuschlagbaren Leistung von Windenergieanlagen, umfasst derzeit Schleswig-Holstein, Hamburg, Bremen sowie Teile von Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern.



Abbildung 14 zeigt die Ergebnisse der Regionalisierung der PtH-Anlagen. PtH kommt in den Stunden zur Anwendung, in denen ein niedriger Strompreis zu einer kostengünstigeren Wärmeerzeugung im Vergleich zu Gasboilern oder KWK-Anlagen führt und im Wärmenetz ein entsprechender Wärmebedarf gegeben ist.

Abbildung 14: Angenommene regionale Verteilung von Power-to-Heat-Anlagen in Deutschland



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

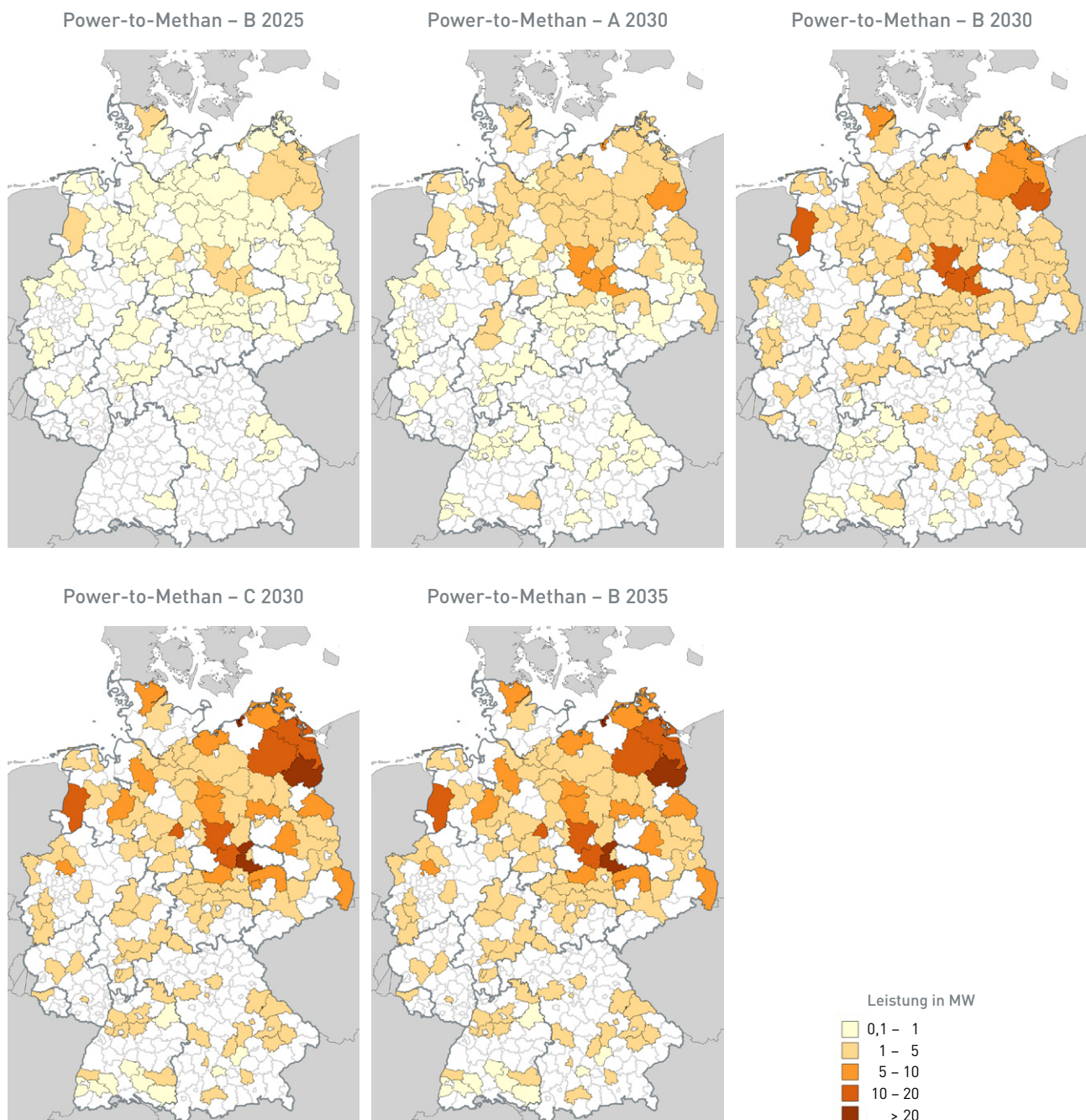
Power-to-Gas

Bei PtG erfolgt eine im Vergleich zum NEP 2030 (2017) differenzierte Betrachtung von Power-to-Methan (PtCH₄) und Power-to-Wasserstoff (PtH₂). Die räumliche Verteilung der PtG-Anlagen wird anhand der bereits im Szenariorahmen-Entwurf vorgeschlagenen und in der Studie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. beschriebenen Methodik vorgenommen. Dabei wird neben dem lokalen Potenzial auch ein Nord-Süd-Gefälle im Zubau berücksichtigt.

Power-to-Methan

Die Bestimmung des theoretischen Substitutionspotenzials von Power-to-Methan basiert auf der Quantifizierung und Regionalisierung des heutigen und zukünftigen Erdgasabsatzes sowie des CO₂-Potenzials durch Biomethananlagen in Deutschland. Hierdurch ergibt sich eine Verteilung über eine Vielzahl von Landkreisen, jedoch mit Schwerpunkt in Norddeutschland. Abbildung 15 zeigt die Ergebnisse der Regionalisierung für Power-to-Methan.

Abbildung 15: Angenommene regionale Verteilung von Power-to-Methan-Anlagen in Deutschland



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

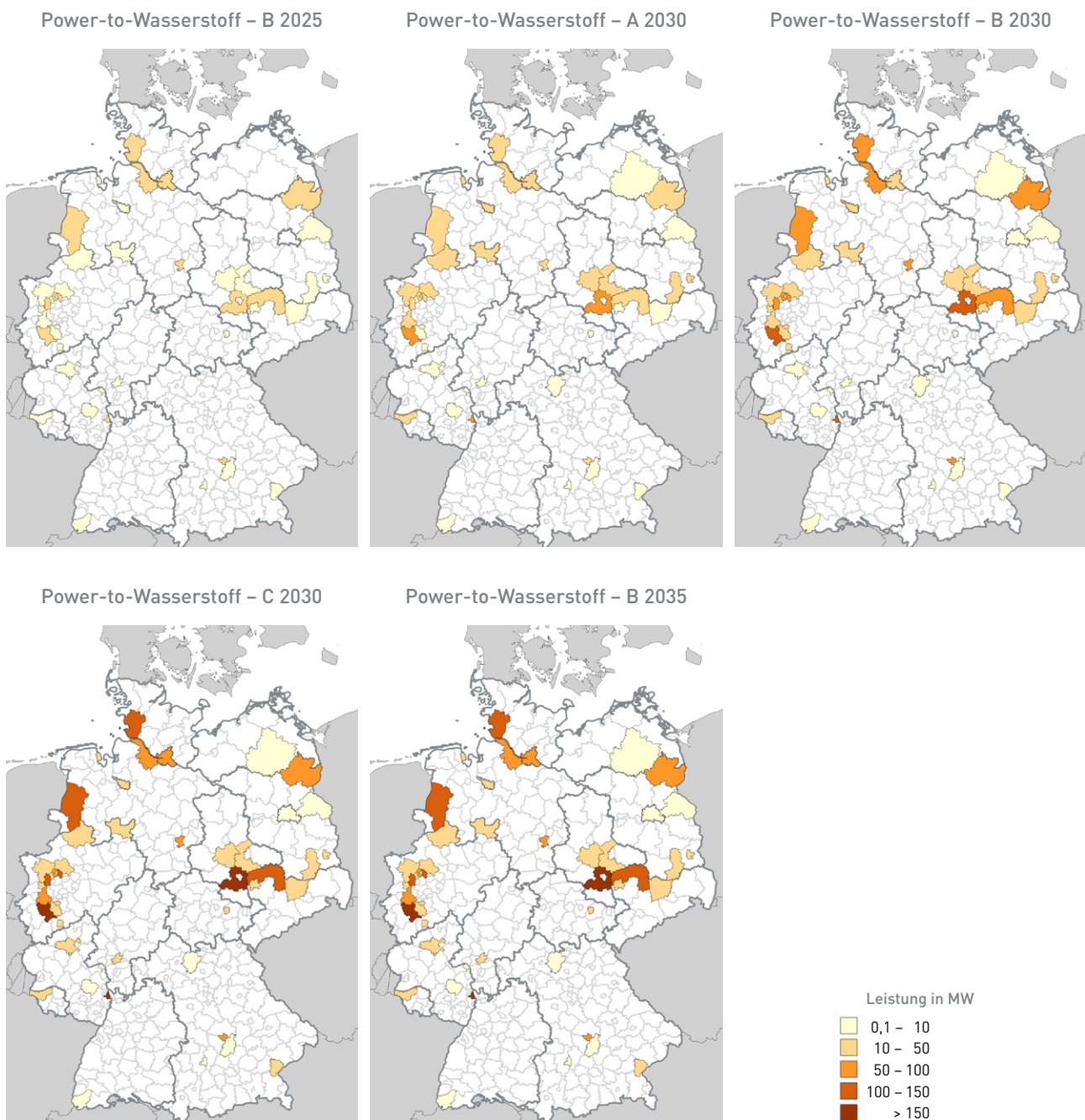
Die Power-to-Methan-Anlagen werden so betrieben, dass sie Methan erzeugen, wenn die Produktionskosten unter dem Marktpreis von konventionellem Erdgas liegen.



Power-to-Wasserstoff

Die räumliche Verteilung von Power-to-Wasserstoff-Anlagen erfolgt anhand der Standorte und des anteiligen regionalen Wasserstoffbedarfs der Hauptnachfrageindustrien zur Herstellung von Ammoniak, Methanol, Mineralöl (Raffinerien) und Stahl. Dieser Ansatz führt zu einer räumlich fokussierten Verteilung der Power-to-Wasserstoff-Anlagen auf wenige Landkreise mit Schwerpunkt im Norden und der Mitte Deutschlands, siehe Abbildung 16.

Abbildung 16: Angenommene regionale Verteilung von Power-to-Wasserstoff-Anlagen in Deutschland



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Entsprechend der Genehmigung des Szenariorahmens orientiert sich der Einsatz dieser Anlagen nicht am Strompreis, sondern unmittelbar an der aktuellen Stromproduktion aus erneuerbaren Energien und trägt durch die damit gegebene CO₂-neutrale Wasserstofferzeugung dazu bei, den CO₂-Ausstoß der Industrie zu reduzieren.

Demand Side Management – Nachfragesteuerung

Die räumliche Verteilung von DSM erfolgt anhand des Stromverbrauchs in den Sektoren Industrie sowie GHD auf Ebene der Landkreise. Im Industriesektor wird der als flexibel angenommene Teil der Stromnachfrage im Zusammenhang mit der Produktion von Aluminium (Primäralu), Chlor (Membran und Quecksilber), Papier (Holzstoff und Sekundärfaser), Stahl (Lichtbogenofen) und Zement (Mühlen) als abschaltbares Lastpotenzial berücksichtigt. Im GHD-Sektor werden die Stromnachfrage von Klimatisierungsanwendungen sowie Nachtspeicher- und Direktheizungen als verschiebbares Lastpotenzial modelliert. Die Datengrundlage für die Regionalisierung der DSM-Potenziale stammt aus dem Begleitgutachten „Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile“, das in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung im Rahmen des NEP 2030 (2017) erstellt wurde und unter www.netz-entwicklungsplan.de/ZUt abrufbar ist.

Die Höhe der angenommenen Abschalt- und Verschiebepotenziale ist in Tabelle 7 aufgeführt.

Tabelle 7: Angenommene Potenziale zur Abschaltung- und Verschiebung von Stromnachfrage

DSM installiert [GW]	B 2025	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
Industrie	1,4	0,9	1,8	2,7	2,3
GHD	1,6	1,1	2,2	3,3	2,7
Summe	3,0	2,0	4,0	6,0	5,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Detaillierte Informationen zur DSM-Modellierung finden sich im Entwurf des Szenariorahmens zum NEP 2030 (2019).

Eigenbedarfsoptimierung Haushalte

Die regionale Verteilung des gekoppelten Einsatzes von Photovoltaikanlagen und Heimspeichern zur Eigenbedarfsoptimierung der Haushaltsnachfrage ergibt sich unmittelbar aus den Standorten der PV-Aufdachanlagen sowie der daraus abgeleiteten Regionalisierung der Kleinspeicher. Die deutschlandweit installierte Menge an Kleinspeichern wurde entsprechend des genehmigten Szenariorahmens berücksichtigt und liegt aufgrund nun progressiverer Ausbauziele für die Photovoltaik und einer unterstellten Kostendegression insgesamt auf einem höheren Niveau als im NEP 2030 (2017).

E-Mobilität und Wärmepumpen

Die regionale Verortung der Stromnachfrage durch Elektromobilität sowie Wärmepumpen wurde anhand der im Szenariorahmen-Entwurf der ÜNB dargestellten Methodik und den Vorgaben der BNetzA im genehmigten Szenariorahmen umgesetzt.

Beim Einsatz dieser neuen Stromanwendungen kann aus Sicht der ÜNB davon ausgegangen werden, dass diese zukünftig ein gewisses Flexibilitätspotenzial bereitstellen können. Umfang und Art zukünftiger Steuerungsmechanismen sind dabei Gegenstand aktueller Untersuchungen. Der vorliegende NEP wurde unter Annahme eines teilweisen (verteilt-)netzentlastenden Nachfrageverhaltens erstellt. Vorgelagert zur Marktsimulation wurde eine zeitliche Glättung des Strombezugs von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen unterstellt, indem die tägliche Energienachfrage von Zeiten hohen gleichzeitigen Bezugs (z. B. den Abendstunden) in begrenztem Umfang in Zeiten geringen Bezugs (z. B. Mittagszeit) verschoben wurde. Die gleichzeitig auftretende Spitzenlast fällt hierdurch geringer aus als im Fall ohne Flexibilität.



2.6 Ergebnisse der aufbereiteten Rahmendaten

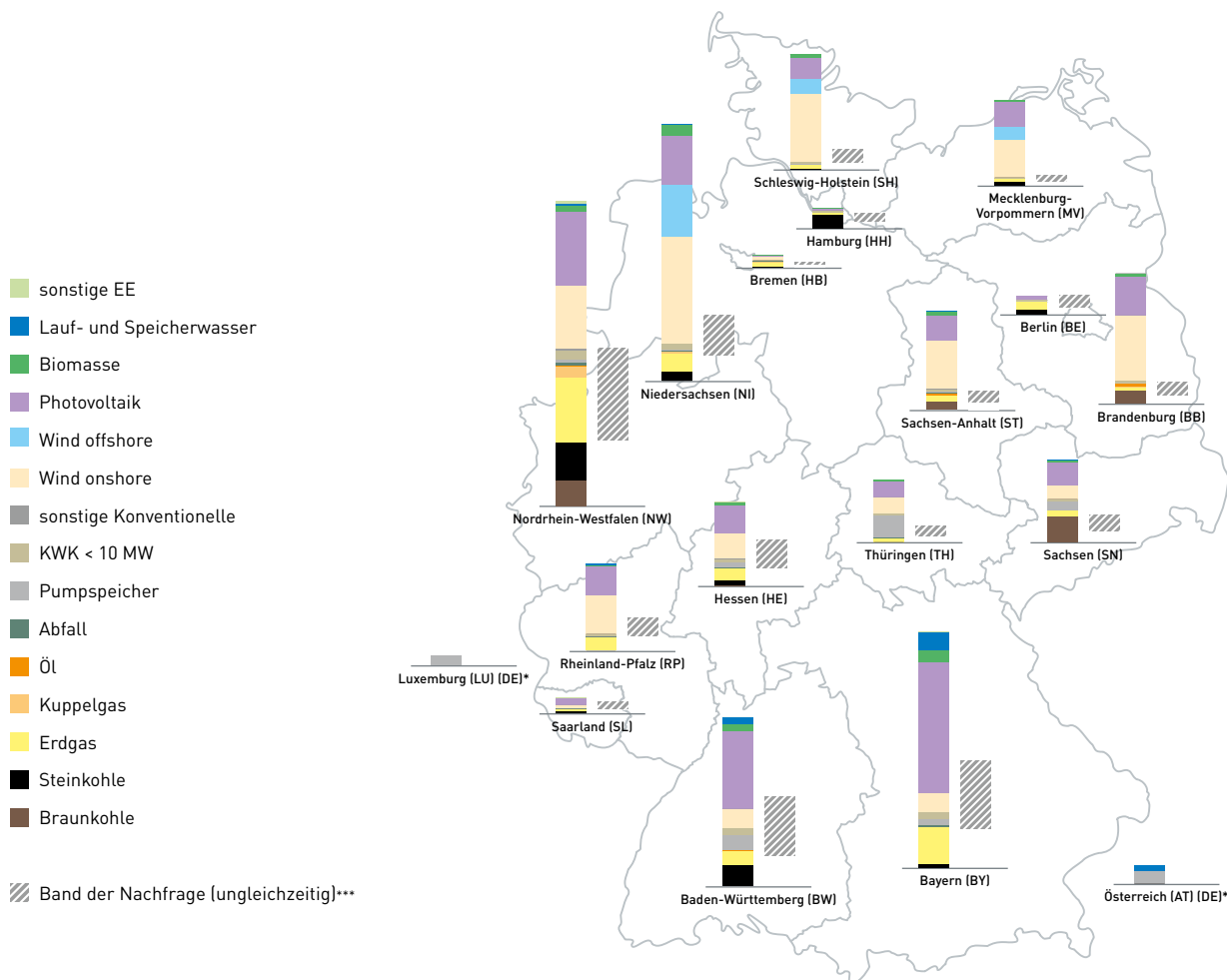
Die folgenden Kartenabbildungen und Tabellen zeigen die Ergebnisse der aufbereiteten Rahmendaten des Szenariorahmens je Bundesland und Szenario. Neben den installierten Leistungen der Erzeugungsanlagen sind auch die jeweiligen Minimal- und Maximalwerte der Stromnachfrage⁸ sowie die installierten Leistungen der nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen (PtG, PtH, DSM) angegeben.

Da die installierten Leistungen der erneuerbaren Energien im Zuge der Datenaufbereitung der elektrischen Netztopologie zugeordnet werden, beziehen sich die angegebenen Bundeslandwerte in den Abbildungen 17 bis 21 auf die elektrischen Standorte der jeweiligen Umspannwerke. Bei Betrachtung der geografischen Anlagenstandorte können sich leicht abweichende Werte je Bundesland ergeben.

⁸ Stromnachfrage vor marktgetriebenem Einsatz von DSM und Power-to-X-Anwendungen. Es ist zu beachten, dass die Minima und Maxima je Bundesland nicht zwangsläufig zeitgleich in jedem Bundesland auftreten, somit kann insbesondere der Maximalwert für Deutschland nicht aus der Summe der Einzelwerte ermittelt werden.



Abbildung 17: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2025



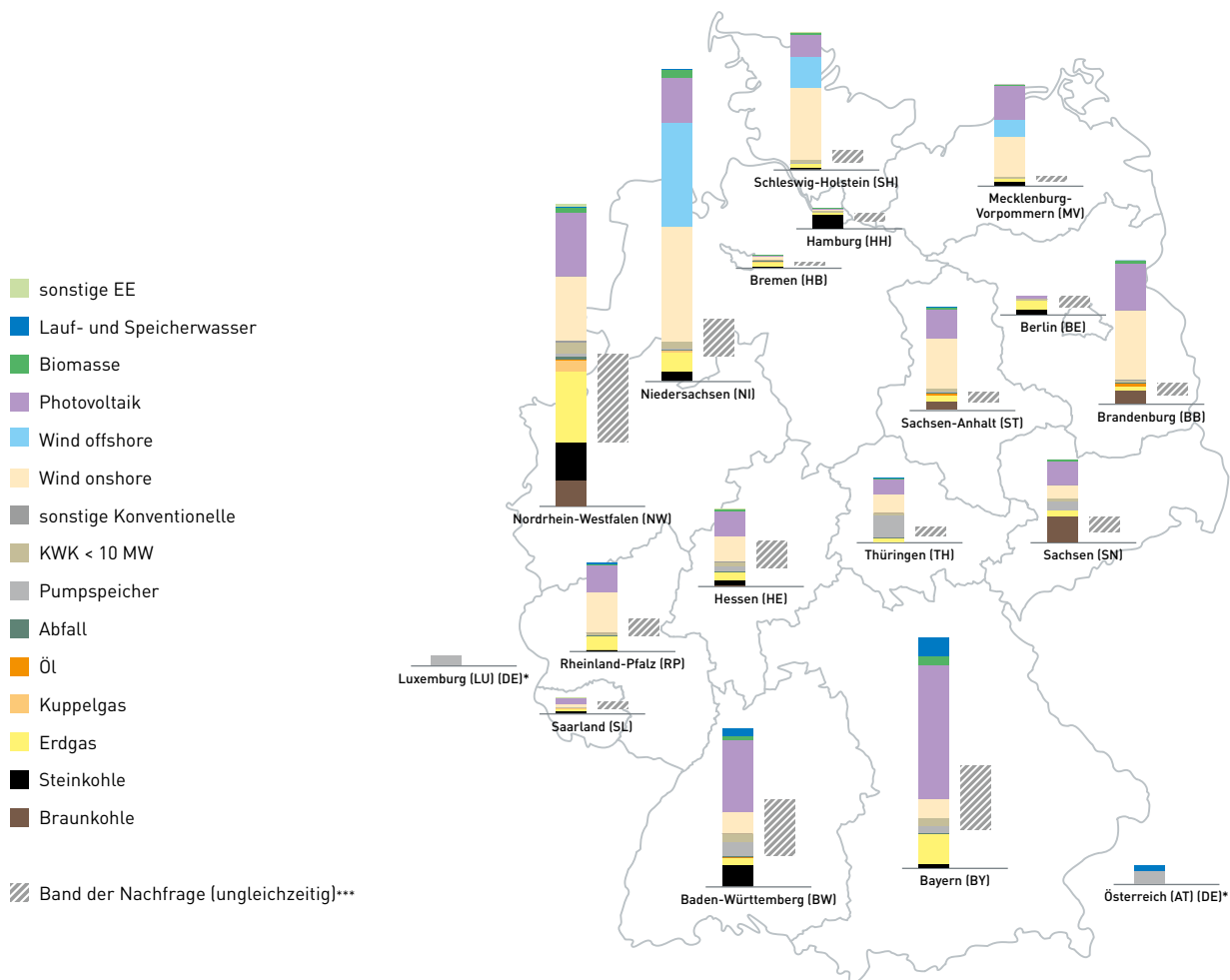
B 2025 (in GW)	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Abfall	Pump- speicher	KWK < 10 MW	sonstige Konven- tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	Lauf- und Speicher- wasser	sonstige EE	Band der Nachfrage	zusätzliche Verbraucher		
																	DSM	PG	PH
BW	0,0	2,8	1,9	0,0	0,1	0,1	1,9	1,0	0,0	2,6	0,0	10,4	0,8	1,0	0,0	4,1 – 11,9	0,3	0,0	0,5
BY	0,0	0,5	4,9	0,0	0,0	0,2	0,8	0,9	0,0	2,6	0,0	17,5	1,5	2,4	0,1	5,1 – 14,2	0,4	0,0	0,5
BE	0,0	0,7	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	0,9 – 2,5	0,1	0,0	0,2
BB	1,6	0,0	0,5	0,1	0,3	0,1	0,0	0,3	0,0	8,7	0,0	5,1	0,5	0,0	0,0	1,1 – 2,9	0,1	0,0	0,1
HB	0,0	0,1	0,5	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,5	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,3 – 0,8	0,0	0,0	0,2
HH	0,0	1,8	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	0,9 – 2,0	0,1	0,0	0,2
HE	0,0	0,7	1,6	0,0	0,0	0,1	0,6	0,5	0,0	3,3	0,0	3,8	0,3	0,1	0,0	2,4 – 6,2	0,2	0,0	0,1
MV	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	5,0	1,8	3,2	0,3	0,0	0,0	0,5 – 1,3	0,0	0,0	0,4
NI	0,0	1,2	2,4	0,3	0,0	0,1	0,2	0,7	0,0	14,3	6,9	6,6	1,4	0,1	0,0	3,4 – 8,7	0,4	0,1	0,8
NW	3,3	5,0	8,8	1,3	0,2	0,5	0,3	1,3	0,2	8,4	0,0	9,8	0,9	0,2	0,4	8,7 – 21,1	0,8	0,1	1,3
RP	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	5,2	0,0	3,8	0,2	0,2	0,0	2,0 – 4,4	0,2	0,0	0,1
SL	0,0	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,9	0,0	0,0	0,1	0,5 – 1,5	0,1	0,0	0,1
SN	3,4	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	1,1	0,4	0,0	1,8	0,0	3,1	0,3	0,1	0,0	1,4 – 3,6	0,1	0,0	0,1
ST	1,0	0,0	0,8	0,0	0,2	0,2	0,1	0,3	0,0	6,4	0,0	3,4	0,5	0,0	0,0	1,0 – 2,5	0,1	0,1	0,1
SH	0,0	0,1	0,5	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	9,0	2,1	2,8	0,5	0,0	0,0	0,9 – 2,7	0,1	0,0	1,0
TH	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	3,0	0,3	0,0	2,2	0,0	2,0	0,3	0,0	0,0	0,8 – 2,2	0,1	0,0	0,1
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0 – 0,0	0,0	0,0	0,0
LU (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	0,0	0,0
Summe**	9,4	13,5	26,5	2,0	0,9	1,7	11,0	6,8	0,4	70,5	10,8	73,3	7,6	5,1	0,6	34,4 – 88,2	3,0	0,5	5,8

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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

*** Das Band der Nachfrage umfasst den klassischen Stromverbrauch sowie Wärmepumpen, Elektromobilität und VNB-Verluste ohne Einsatz von DSM, Power-to-Gas / -Heat.

Abbildung 18: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario A 2030



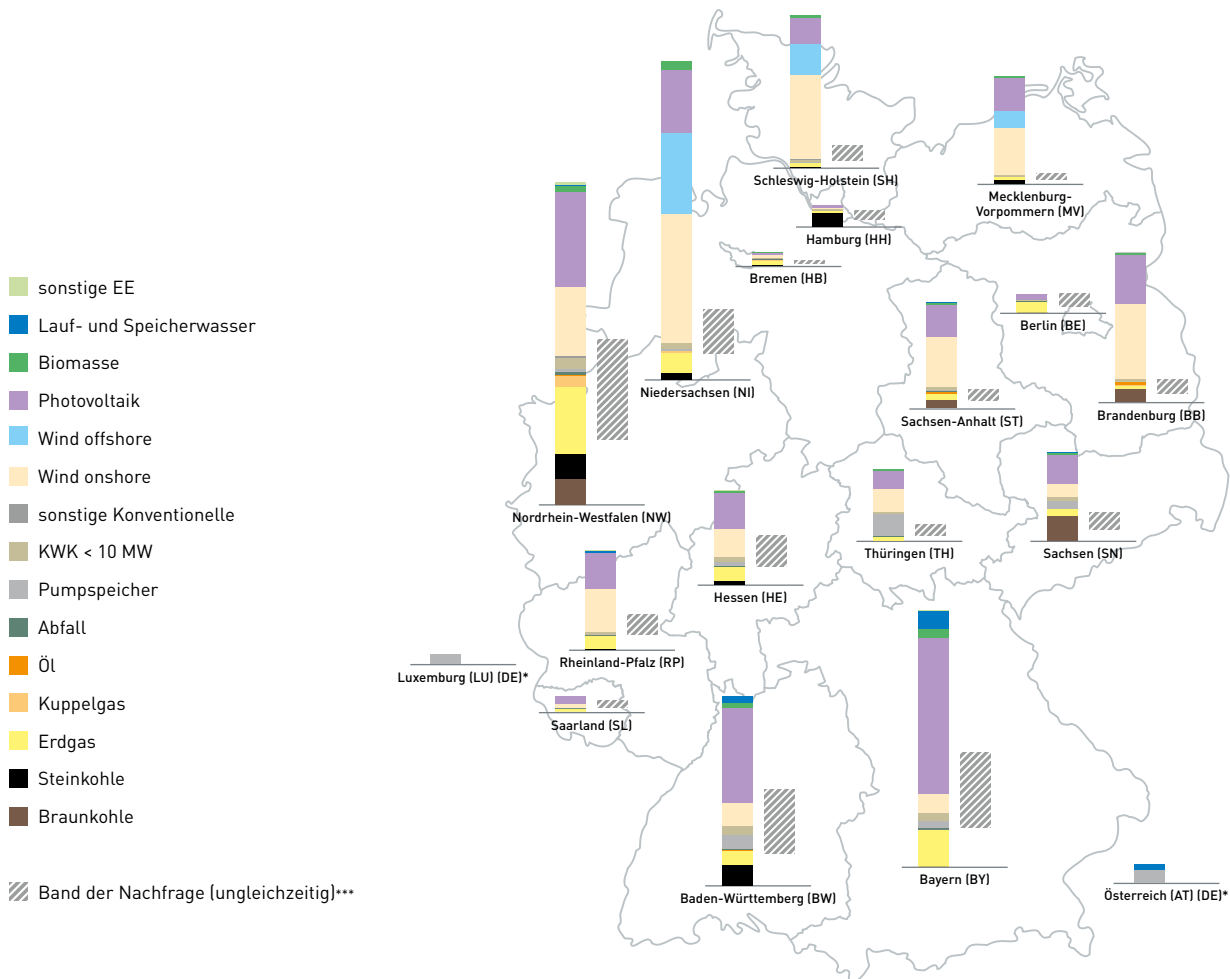
A 2030 (in GW)	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Abfall	Pump- speicher	KWK < 10 MW	sonstige Konven- tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	Lauf- und Speicher- wasser	sonstige EE	Band der Nachfrage	zusätzliche Verbraucher		
																	DSM	PTG	PTH
BW	0,0	2,8	1,0	0,0	0,1	0,1	1,9	1,1	0,0	2,8	0,0	9,6	0,7	1,0	0,0	4,0 – 11,5	0,2	0,0	0,2
BY	0,0	0,5	3,9	0,0	0,0	0,2	0,8	1,1	0,0	2,6	0,0	17,9	1,2	2,4	0,1	5,0 – 13,6	0,3	0,1	0,1
BE	0,0	0,7	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,8 – 2,4	0,0	0,0	0,1
BB	1,6	0,0	0,6	0,1	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	9,3	0,0	6,3	0,4	0,0	0,0	1,1 – 2,7	0,1	0,1	0,0
HB	0,0	0,1	0,5	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,5	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,3 – 0,8	0,0	0,0	0,2
HH	0,0	1,8	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,9 – 2,0	0,1	0,0	0,2
HE	0,0	0,7	1,0	0,0	0,0	0,1	0,6	0,6	0,0	3,4	0,0	3,3	0,2	0,1	0,0	2,3 – 5,9	0,1	0,0	0,0
MV	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	5,4	2,2	4,5	0,3	0,0	0,0	0,4 – 1,2	0,0	0,0	0,3
NI	0,0	1,2	2,6	0,3	0,0	0,1	0,2	0,8	0,0	15,4	13,8	5,9	1,1	0,1	0,0	3,3 – 8,3	0,2	0,2	0,5
NW	3,3	5,0	9,5	1,3	0,2	0,5	0,3	1,5	0,2	8,6	0,0	8,5	0,7	0,2	0,4	8,5 – 20,2	0,6	0,3	0,0
RP	0,0	0,0	1,9	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	5,3	0,0	3,7	0,1	0,2	0,0	1,9 – 4,2	0,1	0,1	0,0
SL	0,0	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,8	0,0	0,0	0,1	0,5 – 1,5	0,0	0,0	0,0
SN	3,4	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	1,1	0,5	0,0	1,8	0,0	3,1	0,3	0,1	0,0	1,4 – 3,4	0,1	0,1	0,0
ST	1,0	0,0	0,8	0,0	0,2	0,2	0,1	0,4	0,0	6,6	0,0	3,8	0,4	0,0	0,0	1,0 – 2,3	0,1	0,1	0,0
SH	0,0	0,1	0,6	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	9,6	4,0	2,9	0,4	0,0	0,0	0,8 – 2,6	0,1	0,1	0,7
TH	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	3,0	0,3	0,0	2,4	0,0	2,0	0,2	0,0	0,0	0,7 – 2,0	0,0	0,0	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0 – 0,0	0,0	0,0	0,0
LU (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	0,0	0,0
Summe**	9,4	13,5	25,5	2,0	0,9	1,7	11,0	8,3	0,4	74,3	20,0	72,9	6,0	5,1	0,6	33,5 – 84,4	2,0	1,0	2,5

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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

*** Das Band der Nachfrage umfasst den klassischen Stromverbrauch sowie Wärmepumpen, Elektromobilität und VNB-Verluste ohne Einsatz von DSM, Power-to-Gas / -Heat.

Abbildung 19: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2030



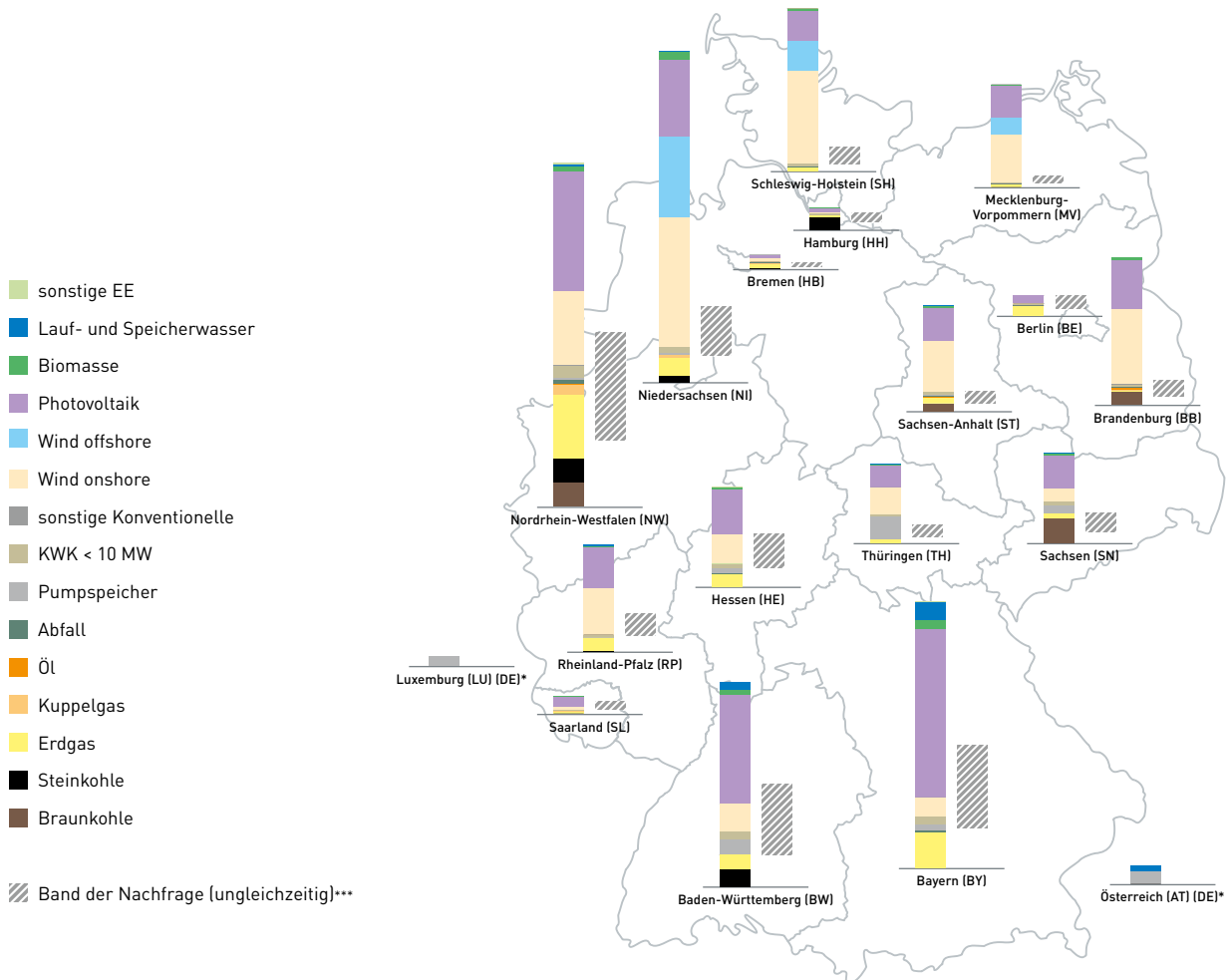
B 2030 (in GW)	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Abfall	Pump- speicher	KWK < 10 MW	sonstige Konven- tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	Lauf- und Speicher- wasser	sonstige EE	Band der Nachfrage	zusätzliche Verbraucher		
																	DSM	PTG	PTH
BW	0,0	2,7	1,9	0,0	0,1	0,1	1,9	1,1	0,0	3,2	0,0	12,5	0,7	1,0	0,0	4,1 – 12,8	0,4	0,0	0,8
BY	0,0	0,0	4,9	0,0	0,0	0,2	0,8	1,1	0,0	2,6	0,0	20,7	1,2	2,4	0,1	5,2 – 15,2	0,5	0,1	0,8
BE	0,0	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,9 – 2,6	0,1	0,0	0,6
BB	1,6	0,0	0,5	0,1	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	10,0	0,0	6,5	0,4	0,0	0,0	1,1 – 3,0	0,1	0,1	0,2
HB	0,0	0,1	0,5	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,5	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3 – 0,8	0,0	0,0	0,3
HH	0,0	1,8	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,9 – 2,1	0,1	0,0	0,3
HE	0,0	0,5	1,8	0,0	0,0	0,1	0,6	0,6	0,0	3,6	0,0	4,9	0,2	0,1	0,0	2,4 – 6,6	0,2	0,0	0,4
MV	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	6,3	2,3	4,4	0,3	0,0	0,0	0,5 – 1,4	0,0	0,1	0,5
NI	0,0	0,9	2,6	0,3	0,0	0,1	0,2	0,8	0,0	17,1	10,8	8,4	1,1	0,1	0,0	3,4 – 9,3	0,5	0,3	1,1
NW	3,3	3,3	9,0	1,3	0,2	0,5	0,3	1,5	0,2	9,2	0,0	12,7	0,7	0,2	0,4	8,6 – 22,0	1,1	0,6	2,0
RP	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	5,7	0,0	4,8	0,1	0,2	0,0	2,0 – 4,7	0,2	0,1	0,2
SL	0,0	0,0	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	1,1	0,0	0,0	0,1	0,5 – 1,6	0,1	0,0	0,2
SN	3,3	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	1,1	0,5	0,0	1,8	0,0	3,8	0,3	0,1	0,0	1,4 – 3,7	0,1	0,1	0,3
ST	1,0	0,0	0,8	0,0	0,2	0,2	0,1	0,4	0,0	6,7	0,0	4,2	0,4	0,0	0,0	1,0 – 2,6	0,1	0,2	0,2
SH	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	11,3	4,0	3,6	0,4	0,0	0,0	0,9 – 3,0	0,1	0,1	1,1
TH	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	3,0	0,3	0,0	3,0	0,0	2,5	0,2	0,0	0,0	0,7 – 2,2	0,1	0,0	0,1
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0 – 0,0	0,0	0,0	0,0
LU (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	0,0	0,0
Summe**	9,3	9,8	27,8	2,0	0,9	1,7	11,0	8,3	0,3	81,5	17,0	91,3	6,0	5,1	0,6	34,2 – 93,2	4,0	2,0	9,1

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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

*** Das Band der Nachfrage umfasst den klassischen Stromverbrauch sowie Wärmepumpen, Elektromobilität und VNB-Verluste ohne Einsatz von DSM, Power-to-Gas / -Heat.

Abbildung 20: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario C 2030



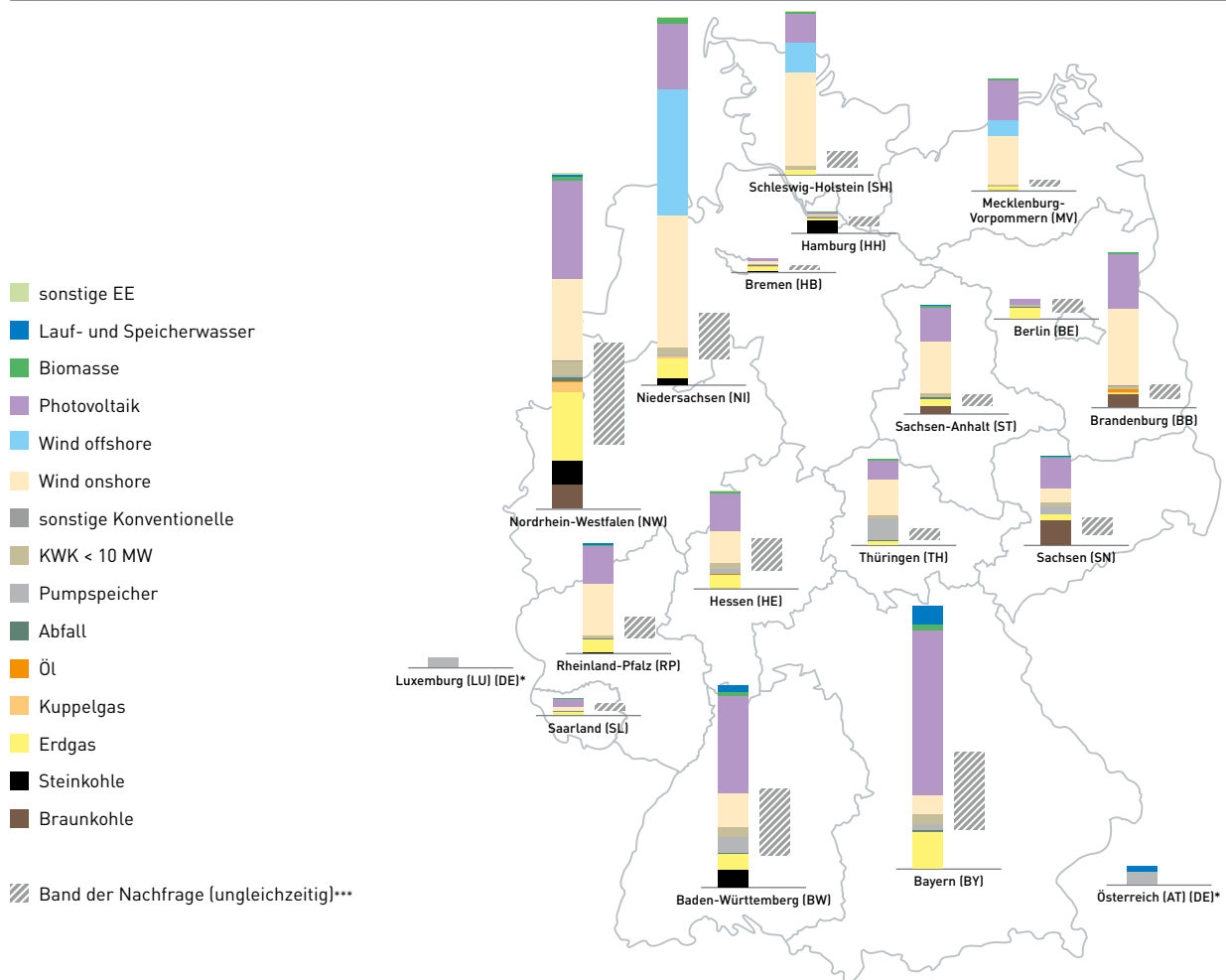
C 2030 (in GW)	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Abfall	Pump- speicher	KWK < 10 MW	sonstige Konven- tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	Lauf- und Speicher- wasser	sonstige EE	Band der Nachfrage	zusätzliche Verbraucher		
																	DSM	PIG	PIH
BW	0,0	2,3	1,9	0,0	0,0	0,1	1,9	1,1	0,0	3,7	0,0	14,6	0,7	1,0	0,0	4,2 – 13,8	0,7	0,0	1,5
BY	0,0	0,0	4,7	0,0	0,0	0,2	0,8	1,1	0,0	2,6	0,0	22,4	1,2	2,4	0,1	5,3 – 16,4	0,8	0,2	1,6
BE	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0	0,9 – 2,7	0,1	0,0	1,0
BB	1,6	0,0	0,2	0,1	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	10,1	0,0	6,5	0,4	0,0	0,0	1,1 – 3,3	0,2	0,2	0,5
HB	0,0	0,1	0,5	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,5	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,3 – 0,9	0,1	0,0	0,3
HH	0,0	1,6	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,9 – 2,2	0,2	0,1	0,5
HE	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,1	0,6	0,6	0,0	3,9	0,0	6,0	0,2	0,1	0,0	2,5 – 7,1	0,4	0,0	0,8
MV	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	6,4	2,2	4,2	0,3	0,0	0,0	0,5 – 1,5	0,0	0,1	0,7
NI	0,0	0,9	2,4	0,3	0,0	0,1	0,2	0,8	0,0	17,3	10,8	10,2	1,1	0,1	0,0	3,5 – 10,1	0,7	0,5	1,6
NW	3,2	3,3	8,4	1,3	0,1	0,5	0,3	1,5	0,2	9,8	0,0	16,0	0,7	0,2	0,4	8,9 – 23,3	1,7	0,9	3,9
RP	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	6,1	0,0	5,6	0,1	0,2	0,0	2,0 – 5,1	0,4	0,2	0,5
SL	0,0	0,0	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	1,3	0,0	0,0	0,1	0,5 – 1,6	0,1	0,0	0,3
SN	3,3	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	1,1	0,5	0,0	1,8	0,0	4,4	0,3	0,1	0,0	1,4 – 4,0	0,2	0,2	0,6
ST	1,0	0,0	0,8	0,0	0,1	0,2	0,1	0,4	0,0	6,7	0,0	4,4	0,4	0,0	0,0	1,0 – 2,7	0,2	0,4	0,6
SH	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	12,3	4,0	4,0	0,4	0,0	0,0	0,9 – 3,3	0,2	0,2	1,4
TH	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	3,0	0,3	0,0	3,7	0,0	2,8	0,2	0,0	0,0	0,7 – 2,4	0,1	0,0	0,3
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0 – 0,0	0,0	0,0	0,0
LU (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	0,0	0,0
Summe**	9,0	8,1	26,0	2,0	0,5	1,7	11,0	8,3	0,3	85,5	17,0	104,5	6,0	5,1	0,6	35,1 – 100,2	6,0	3,0	16,1

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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

*** Das Band der Nachfrage umfasst den klassischen Stromverbrauch sowie Wärmepumpen, Elektromobilität und VNB-Verluste ohne Einsatz von DSM, Power-to-Gas / -Heat.

Abbildung 21: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2035



B 2035 (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	Lauf- und Speicher- wasser	sonstige EE	Band der Nachfrage	zusätzliche Verbraucher		
																	DSM	PTG	PTH
BW	0,0	2,3	2,1	0,0	0,0	0,1	2,1	1,3	0,0	4,6	0,0	13,0	0,5	1,0	0,0	4,1 – 13,1	0,6	0,0	1,1
BY	0,0	0,0	4,9	0,0	0,0	0,2	0,8	1,3	0,0	2,6	0,0	22,0	0,9	2,4	0,1	5,2 – 15,6	0,7	0,2	1,2
BE	0,0	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,8 – 2,6	0,1	0,0	0,8
BB	1,6	0,0	0,3	0,1	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	10,3	0,0	7,4	0,3	0,0	0,0	1,1 – 3,1	0,2	0,2	0,4
HB	0,0	0,1	0,5	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,5	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3 – 0,8	0,1	0,0	0,3
HH	0,0	1,6	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,9 – 2,1	0,2	0,1	0,4
HE	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,1	0,6	0,7	0,0	4,4	0,0	5,1	0,2	0,1	0,0	2,4 – 6,7	0,3	0,0	0,6
MV	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	6,5	2,2	5,3	0,2	0,0	0,0	0,4 – 1,3	0,0	0,1	0,6
NI	0,0	0,9	2,6	0,3	0,0	0,1	0,2	1,0	0,0	17,6	17,0	8,7	0,9	0,1	0,0	3,4 – 9,5	0,6	0,5	1,3
NW	3,2	3,3	9,1	1,3	0,1	0,5	0,3	1,8	0,2	11,0	0,0	13,1	0,5	0,2	0,4	8,6 – 22,2	1,4	0,9	2,8
RP	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	6,9	0,0	5,1	0,1	0,2	0,0	2,0 – 4,8	0,3	0,2	0,4
SL	0,0	0,0	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	1,2	0,0	0,0	0,1	0,5 – 1,6	0,1	0,0	0,2
SN	3,3	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	1,1	0,6	0,0	1,8	0,0	4,1	0,2	0,1	0,0	1,4 – 3,7	0,2	0,2	0,5
ST	1,0	0,0	0,9	0,0	0,1	0,2	0,1	0,5	0,0	6,8	0,0	4,6	0,3	0,0	0,0	0,9 – 2,5	0,2	0,4	0,5
SH	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,1	0,4	0,1	12,5	4,0	3,9	0,3	0,0	0,0	0,9 – 3,1	0,2	0,2	1,3
TH	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	3,0	0,4	0,0	4,8	0,0	2,6	0,2	0,0	0,0	0,7 – 2,2	0,1	0,0	0,2
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0 – 0,0	0,0	0,0	0,0
LU (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	0,0	0,0
Summe**	9,0	8,1	28,0	2,0	0,5	1,7	11,3	9,8	0,3	90,8	23,2	97,4	4,6	5,1	0,6	33,9 – 94,8	5,0	3,0	12,6

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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

*** Das Band der Nachfrage umfasst den klassischen Stromverbrauch sowie Wärmepumpen, Elektromobilität und VNB-Verluste ohne Einsatz von DSM, Power-to-Gas / -Heat.

Die Abbildungen 17 bis 21 verdeutlichen, dass unter den getroffenen Modellannahmen Windenergieanlagen weiterhin schwerpunktmäßig im Norden und Osten Deutschlands installiert sind, während sich der Bestand an Photovoltaikanlagen auch zukünftig auf den Süden Deutschlands konzentriert. Die regionale Verteilung der weiteren erneuerbaren Energien (Biomasse, Wasserkraft, sonstige EE) und kleinen dezentralen KWK-Anlagen orientiert sich im Wesentlichen an den Standorten der heutigen Bestandsanlagen. Kohlekraftwerke stehen aufgrund von Standortrestriktionen (u. a. Tagebaue und Transportwege) sowie der heutigen Struktur des Kraftwerksparks hauptsächlich im Westen, Osten und Süden Deutschlands, während sich Erdgaskraftwerke homogener über das Gebiet der Bundesrepublik verteilen. Pumpspeicher- und Speicherwasserkraftwerke speisen aufgrund der topologischen Voraussetzungen (u. a. ausreichender Höhenunterschied zwischen Ober- und Unterbecken) im Süden und Südosten Deutschlands ein. Das Band der jeweiligen Stromnachfrage zeigt auf, dass der Bezug elektrischer Energie im Jahresverlauf eine hohe Schwankungsbreite aufweist und hohe Lasten vor allem im Süden und Westen Deutschlands auftreten.

2.7 Nachbildung des Auslands

Die aus dem TYNDP 2018 übernommenen Annahmen zum Kraftwerkspark und zur Stromnachfrage im Ausland basieren auf dem Szenario „Sustainable Transition 2030“ und können unter folgendem Link abgerufen werden: <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/scenario-report/>.

Darüber hinaus gab es in den Stellungnahmen vereinzelte Nachfragen zum Thema Flow-Based Market Coupling (FBMC). Grundsätzlich wird an allen FBMC-Grenzen der gleiche Modellierungsansatz gewählt.

Die (n-1)-Sicherheit wird so abgebildet, dass im Marktmodell sowohl die Sensitivität einer Leitung im (n-0)-Fall als auch die Sensitivität im (n-1)-Fall berücksichtigt wird und die aus einer Handelssituation resultierende Leitungsbelastung in beiden Fällen nicht zu einer Überschreitung der maximal zulässigen Leitungsbelastung führen darf.

Da im FBMC der maximale Handel an einer Grenze vom realisierten Handel an den anderen Grenzen abhängt, lassen sich die in die Marktmodellierung einfließenden Handelsrestriktionen nicht vergleichbar zu Net Transfer Capacities (NTC) visualisieren. In Kapitel 4 wird aber nochmals näher auf den Vergleich zu einer NTC-Modellierung eingegangen.

Die gewählte Methodik zur Bestimmung des Generation Shift Keys sorgt für eine breite regionale Streuung der angenommenen Einspeisung auf Basis der Verteilung der Kraftwerkskapazitäten im jeweiligen Marktgebiet. Aufgrund der stündlichen Variation ist eine Visualisierung auch hier nur schwer möglich.

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. Darüber hinaus fanden während der Berechnungen für den vorliegenden NEP auf europäischer Ebene Verhandlungen über das von der EU-Kommission vorgeschlagene Clean Energy for all Europeans Package (CEP) statt, welche im Dezember 2018 ihren vorläufigen Abschluss fanden. 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. 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 für die Annahmen zum konventionellen Kraftwerkspark, der installierten Leistung und Einspeisung erneuerbarer Energien und der Lastgänge im Ausland sind die Daten des von ENTSO-E herausgegebenem TYNDP 2018. In diesem werden insgesamt drei Szenarien für die zukünftige Entwicklung des europäischen Stromsystems bis 2030 betrachtet. Vor dem Hintergrund einer beschleunigten Energiewende in allen Szenarien wird für die Bestimmung der Last- und Kraftwerksdaten aller Szenarien des vorliegenden NEP das TNYDP 2018-Szenario „Sustainable Transition“ genutzt, da dieses am besten den europäischen Kontext der im NEP untersuchten Szenarien widerspiegelt. Die Nutzung eines einzigen europäischen Szenarios ermöglicht darüber hinaus eine bessere Analyse der Szenariovariationen in Deutschland.



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 ÜNB in einer gemeinsamen Datenbank gesammelt und laufend aktualisiert sowie geeignet an die Mantelzahlen des TYNDP angepasst.

In den vergangenen Netzentwicklungsplänen wurden zur Bestimmung der Handelskapazitäten zwischen Marktgebieten sogenannte Net Transfer Capacities (NTC) auf Basis des europäischen TYNDP berücksichtigt. In der Marktsimulation durfte die gehandelte Strommenge zwischen zwei Marktgebieten die vorgegeben NTC zu keinem Zeitpunkt übersteigen. Die Genehmigung des Szenariorahmens sieht nun erstmals die Anwendung einer lastflussbasierten Kapazitätsberechnung (Flow-Based Market Coupling – FBMC) an allen Grenzen Deutschlands zu den Nachbarländern vor.

Diese neue Vorgehensweise basiert auf der Tatsache, dass bereits an den meisten Grenzen FBMC zum Einsatz kommt bzw. in den nächsten Jahren zum Einsatz kommen soll. Der wesentliche Unterschied zu der Verwendung von NTC besteht darin, dass verfügbare Kapazitäten nicht zwischen Marktgebieten, sondern auf sog. „kritischen Zweigen“ vorgegeben werden. Als kritische Zweige werden diejenigen Leitungen definiert, die durch den Handel besonders stark belastet werden. Die aufgrund der handelsseitig ausgetauschten Strommengen resultierenden Leistungsflüsse auf diesen Leitungen dürfen die vorgegebenen Kapazitätswerte (Remaining Available Margin – RAM) nicht übersteigen.

Zur Bestimmung des RAM einer Leitung wird wie in der Genehmigung des Szenariorahmens von der BNetzA vorgegeben davon ausgegangen, dass zukünftig mindestens 75 % der Leitungskapazität dem Handel zur Verfügung gestellt werden müssen. In der Marktsimulation wird daher die für den Handel zur Verfügung stehende Leitungskapazität für AC-Leitungen auf 75 % und für DC-Leitungen auf 100 % gesetzt, da bei letzteren keine handelsabhängigen Ringflüsse auftreten. Im Sinne eines bedarfsgerechten Netzausbaus werden als kritische Zweige im FBMC keine Engpässe innerhalb der Marktgebiete, sondern ausschließlich Leitungen zwischen den Marktgebieten (Interkonnektoren) berücksichtigt.

Neben den RAMs der kritischen Zweige muss zusätzlich ermittelt werden, wie sich der handelsseitige Austausch von Strom zwischen zwei Marktgebieten auf den Leistungsfluss auf einer Leitung auswirkt. Dazu werden zwei Eingangsgrößen benötigt: Die Power-Transfer-Distribution-Factors (PTDF), welche angeben wie sich der Leistungsfluss auf einer Leitung aufgrund von Änderungen der knotenscharfen Netzeinspeisungen ändert, sowie der Generation Shift Key (GSK), welcher angibt wie sich die knotenscharfen Netzeinspeisungen durch eine Änderung der Handelsbilanz eines Marktgebietes ändern.

Grundsätzlich sind die GSKs abhängig davon, welche Kraftwerke ins Netz einspeisen. Sie können daher in jeder Stunde, insbesondere bei einem steigenden Anteil von wetterabhängiger Stromerzeugung, unterschiedlich sein. Zur Bestimmung des GSK wird auf Basis der Eingangsdaten für jede Stunde der zu erwartende Kraftwerkseinsatz in Deutschland bestimmt. Mittellastkraftwerke (Braunkohle, Steinkohle und effiziente Erdgaskraftwerke) werden immer im GSK berücksichtigt. In Stunden mit (relativ) geringer Residuallast werden daneben auch flexible Kraftwerke mit geringen Grenzkosten (Abfallkraftwerke und marktbasierte Biomassekraftwerke), in Stunden mit (relativ) hoher Residuallast Kraftwerke mit hohen Grenzkosten (Erdgaskraftwerke mit geringen Wirkungsgraden und Mineralölkraftwerke) berücksichtigt. Im Ausland werden vereinfacht alle regelbaren Kraftwerke im GSK berücksichtigt. Außerdem werden bei der Erstellung des GSK die Verfügbarkeiten von Kraftwerken sowie deren Must-Run-Einspeisung berücksichtigt.

Die PTDFs sind im Wesentlichen von der Netztopologie abhängig. Entsprechend der Genehmigung des Szenariorahmens wird zur Ermittlung der PTDFs als Ausgangsnetz das Netz mit allen Maßnahmen nach dem Bundesbedarfsplangesetz zuzüglich der Interkonnektoren aus dem Szenariorahmen herangezogen. In den PTDFs wird das (n-1)-Kriterium berücksichtigt, indem für jede Leitung auch der Leistungsfluss beim für die jeweilige Leitung kritischsten Ausfall einer zweiten Leitung bestimmt wird. Neben der grundlegenden Netztopologie haben auch lastflussssteuernde Betriebsmittel wie Phasenschieber (PST) und HGÜ-Leitungen Einfluss auf die Belastung eines Interkonnektors. Für die Marktmodellierung wird jedoch angenommen, dass diese nicht zur Maximierung des marktgebietsübergreifenden Handels genutzt werden können. So wird der Einsatz von PST erst in den anschließenden Netzberechnungen mit dem Ziel einer Vermeidung von Netzüberlastungen optimiert.



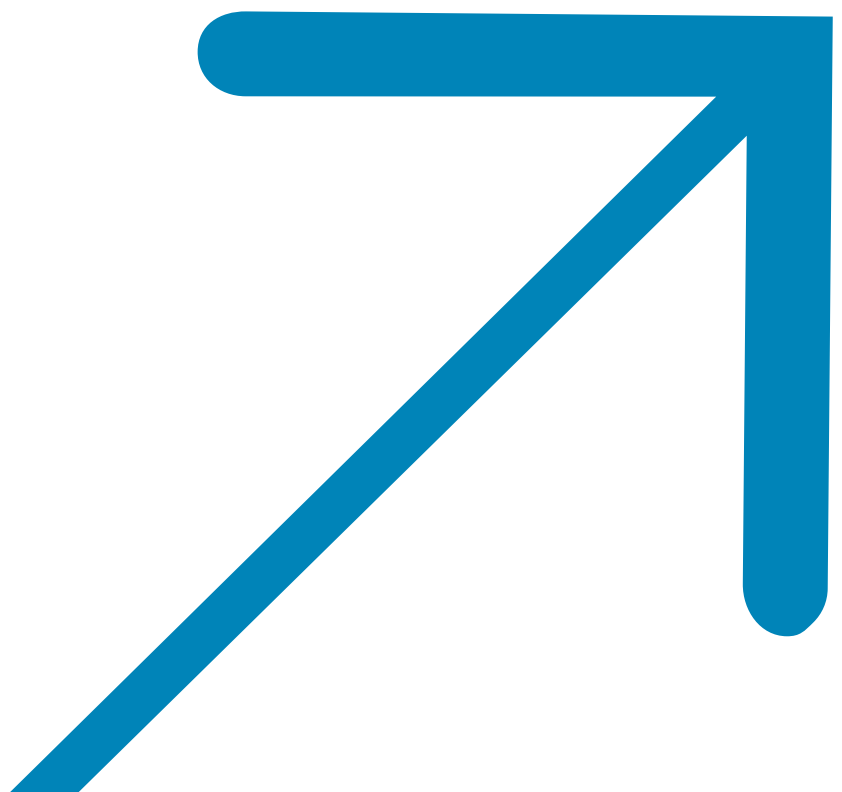
FBMC wird entsprechend der Genehmigung des Szenariorahmens der BNetzA an allen AC-Leitungen zwischen Deutschland und den Anrainerstaaten angewandt. Zusätzlich werden auch die Grenzen zwischen diesen Marktgebieten sowie die entsprechenden Grenzen von Ungarn, Slowenien und der Slowakei im FBMC berücksichtigt. Zwischen allen anderen Marktgebieten wird weiterhin das NTC-Verfahren mit bilateralen Handelskapazitäten aus dem TYNDP 2018 genutzt, da die zur Berücksichtigung des CEP bzw. einer lastflussbasierten Kapazitätsermittlung erforderlichen Daten nicht hinreichend genau verfügbar sind.



Weiterführende Dokumente und Links

- Dokumente zum Szenariorahmen 2030 (2019): www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/345 ↗
- Information der BNetzA zum Szenariorahmen 2030 (2019): www.netzausbau.de ↗
- Kurzstudie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: „Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung“: www.netzentwicklungsplan.de/ZU9 ↗
- BMU: „Klimaschutzplan 2050“: www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimaschutzplan-2050/ ↗
- Umweltbundesamt: „CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe“: www.umweltbundesamt.de/publikationen/co2-emissionsfaktoren-fuer-fossile-brennstoffe ↗
- Information zum WEO 2017 der IEA: www.iea.org/weo2017/ ↗
- Begleitstudie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: „Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien“: www.netzentwicklungsplan.de/ZUC ↗
- Studie des BMWi: „Moderne Verteilernetze für Deutschland“: www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.html ↗
- Sektorale Nachfrageenergiemengen je Bundesland: www.netzentwicklungsplan.de/ZUy ↗
- Kurzstudie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: „Power-to-X – Ermittlung des Potenzials von PtX-Anwendungen für die Netzplanung der deutschen ÜNB“: www.netzentwicklungsplan.de/ZUF ↗
- Begleitgutachten des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung: „Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile“: www.netzentwicklungsplan.de/ZUt ↗
- Information zum TYNDP 2018 von ENTSO-E: tyndp.entsoe.eu ↗
- Information zum Netzentwicklungsplan Gas der Fernleitungsnetzbetreiber: www.fnb-gas.de/ ↗

3 ERMITTLUNG DES OFFSHORE-NETZ- AUSBAUBEDARFS



3 ERMITTLUNG DES OFFSHORE-NETZAUSBAUBEDARFS

Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren

Basierend auf den Stellungnahmen aus der Konsultation zum ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2030 (2019) und der Weiterentwicklung im Prozess wurden Erläuterungen zu den Planungs-, Zulassungs- und Errichtungszeiten ergänzt sowie Suchräume von Netzverknüpfungspunkten und Umsetzungs- und Fertigstellungstermine angepasst. Des Weiteren wurde der aktuelle Planungsstand hinsichtlich der Umsetzung innovativer Netzanbindungssysteme berücksichtigt und es wurden die Längen von AC-Netzanschlüssen präzisiert, woraus sich geänderte Gesamt-Kilometer ergeben. Ergänzt wurden zudem eine schematische Darstellung eines AC-Netzanbindungssystems und Erläuterungen zur Sensitivität „Berücksichtigung Küstenmeer Ostsee“.

Nicht alle in den Stellungnahmen genannten Aspekte fallen in den Zuständigkeitsbereich des Netzentwicklungsplans oder haben konkrete Anpassungen im Kapitel 3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs nach sich gezogen. Weitere Erläuterungen zu diesen Punkten sind in Kapitel 7 Konsultation aufgeführt.

Zusammenfassung

- Die bisher im Offshore-Netzentwicklungsplan getroffenen Festlegungen werden nach Vorgabe des Gesetzgebers teilweise durch die im Netzentwicklungsplan und teilweise durch die im Flächenentwicklungsplan getroffenen Festlegungen abgelöst. Damit bilden Netzentwicklungsplan und Flächenentwicklungsplan zusammen mit den raumordnerischen Planungen der Küstenländer ein zusammenhängendes und aufeinander abgestimmtes Planwerk.

Dabei unterscheiden sich Netzentwicklungsplan und Flächenentwicklungsplan ...

- ... zeitlich: Aktuell überschneiden sich der Netzentwicklungsplan 2030 (2019) und der Flächenentwicklungsplan – letzterer wird erst Ende Juni 2019 und damit nach Vorlage sowohl des ersten als auch des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2030 (2019) vorliegen. Daher fließt in den vorliegenden *zweiten* Entwurf des Netzentwicklungsplans lediglich der aktuelle Verfahrensstand des Flächenentwicklungsplans ein.⁹
- ... inhaltlich: Im Netzentwicklungsplan werden insbesondere die Netzverknüpfungspunkte für die Offshore-Netzanbindungen identifiziert. Demgegenüber soll der *Flächenentwicklungsplan* u. a. Festlegungen über die Kalenderjahre enthalten, in denen die in den festgelegten Flächen jeweils *in der Ausschreibung* bezuschlagten Windenergieanlagen auf See und die entsprechenden Offshore-Anbindungsleitungen in Betrieb genommen werden sollen.
- ... in den zugrunde liegenden Ausbauzielen: Außerdem legen der Netzentwicklungsplan und der Flächenentwicklungsplan derzeit unterschiedliche Ausbauziele zugrunde. Der *Entwurf des Flächenentwicklungsplans* bezieht sich auf das im Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See festgeschriebene Ziel, die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf insgesamt 15 GW bis zum Jahr 2030 zu steigern. Der Netzentwicklungsplan wird auf Basis des von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenario Rahmens 2030 (2019) erstellt. Dieser sieht einen Ausbau der Windenergie auf See in Höhe von 17 GW bis 20 GW bis 2030 vor. *Diese Ausbaupfade wurden im Anhang des Entwurfs des Flächenentwicklungsplans informatorisch dargestellt.*

⁹ Siehe dazu die Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber zum Entwurf des Flächenentwicklungsplans vom 19.12.2018: www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/meeresfachplanung_node.html.



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

- Für das Zubau-Offshorenetz ergibt sich daraus eine Länge von etwa *1.906 km* in den Szenarien B 2030 und C 2030 bei einer Übertragungsleistung von rund 6,4 GW, von etwa *2.901 km* im Szenario A 2030 bei einer Übertragungsleistung von rund 9,8 GW und von *3.421 km* für den Ausblick im Szenario B 2035 bei einer Übertragungsleistung von rund 12,1 GW. Die entsprechenden Netzverknüpfungspunkte an Land wurden ermittelt.
- Die Investitionskosten für die Netzmaßnahmen werden auf Basis von spezifischen Kostensätzen ermittelt und haben einen vorläufigen Charakter. Für die Szenarien B 2030 und C 2030 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen für das deutsche Offshorenetz bis 2030 rund 18 Mrd. €. A 2030 erfordert aufgrund des Ausbaupfades von 20 GW höhere Investitionen von etwa 24 Mrd. €. Die installierten Leistungen und somit die Kosten in den Szenarien für 2030 gehen dabei über den gesetzlichen Ausbaupfad und den Entwurf des Flächenentwicklungsplans hinaus. Für das Szenario B 2035 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen rund 27 Mrd. €. Die Investitionen in die Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes (rund 8 Mrd. €) sind hierin jeweils berücksichtigt.
- Die Übertragungsnetzbetreiber weisen in Bezug auf die Realisierbarkeit des angegebenen Ausbaubedarfs darauf hin, dass die Maßnahmen ermittelt wurden, um die Ausbauziele des Szenariorahmens zu erreichen. Inwieweit die Übertragungsnetzbetreiber eine Realisierung der Netzanbindungssysteme bis zum Betrachtungsjahr des jeweiligen Szenarios für realistisch halten, kann den Steckbriefen der Maßnahmen entnommen werden. Maßgeblich sind die Maßnahmen für die Szenarien mit Betrachtungsjahr 2030 hiervon betroffen. Bereits für die Szenarien B 2030 und C 2030 ist die rechtzeitige Inbetriebnahme des benötigten Netzanbindungssystems NOR-9-2 unter den heutigen Rahmenbedingungen fraglich.

Im Szenario A 2030 sind über B 2030/C 2030 hinaus weitere Netzanbindungssysteme erforderlich. Die Übertragungsnetzbetreiber sehen derzeit ein hohes Risiko, dass die notwendige Anzahl der Netzanbindungssysteme nicht rechtzeitig zur Verfügung steht. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf die zu realisierenden langen landseitigen Kabeltrassen und den damit verbundenen langen Planungs-, Genehmigungs- sowie Errichtungszeiten.

In diesem Zusammenhang wurde eine Variante unter Berücksichtigung der Gebiete im Küstenmeer der Ostsee geprüft. Die Ergebnisse der „Sensitivität Berücksichtigung Küstenmeer“ zeigen, dass eine Steigerung der Einspeisung aus Offshore-Windenergie in der Ostsee gegenüber der Annahme im Szenariorahmen um ca. 1 GW durch die geplante Netzinfrastruktur aufgenommen werden kann. Dadurch ergibt sich eine zusätzliche Flexibilität beim politischen Ausbauziel für die Offshore-Windenergie in 2030 in einer Bandbreite von 17 bis 20 GW.

3.1 Einführung: Prozess und Methodik**3.1.1 Gesetzliche Grundlagen**

Die (erstmalige) Integration der Darstellung der Offshore-Maßnahmen ab dem vorliegenden Netzentwicklungsplan (NEP) 2030 (2019) ist in § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 7 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) geregelt.

Danach enthält der NEP nunmehr u. a. alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Offshore-Anbindungsleitungen in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) und im Küstenmeer einschließlich der Netzverknüpfungspunkte (NVP) an Land, die bis zum Ende des Betrachtungszeitraums für einen schrittweisen, bedarfsgerechten und wirtschaftlichen Ausbau sowie einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen sowie zum Weitertransport des auf See erzeugten Stromes erforderlich sind. Für diese Maßnahmen werden Angaben zum geplanten Zeitpunkt der Fertigstellung vorgesehen, hierbei müssen die Festlegungen des zuletzt bekannt gemachten Flächenentwicklungsplan (FEP) nach den §§ 4 bis 8 Wind-auf-See-Gesetz (WindSeeG) zugrunde gelegt werden.



3.1.2 Erstmalige Erstellung des Flächenentwicklungsplans

Der FEP wird durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur (BNetzA) und in Abstimmung mit dem Bundesamt für Naturschutz (BfN), der Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt sowie den Küstenländern unter Beteiligung der Behörden, deren Aufgabenbereich berührt ist, der Öffentlichkeit und der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) erstellt. Er stellt für den Zeitraum ab 2026 bis mindestens zum Jahr 2030 (sog. zentrales Modell) das steuernde Planungsinstrument für den synchronen Ausbau der Windenergie und deren Netzanbindungen auf See dar.

Der FEP soll dabei das Ziel verfolgen, die Offshore-Anbindungsleitungen effizient zu nutzen und auszulasten. Außerdem soll er die Inbetriebnahmen der Offshore-Windparkprojekte und der zugehörigen Offshore-Anbindungsleitung synchronisieren.

Für den Zeitraum von 2026 bis mindestens 2030 soll der FEP vor allem Folgendes festlegen:

- *Gebiete* in der AWZ oder im Küstenmeer für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See sowie *vorzuuntersuchende* Flächen in diesen Gebieten,
- die Reihenfolge und den Zeitpunkt der Ausschreibung für die Flächen sowie die Kalenderjahre, in denen die *in der Ausschreibung* bezuschlagte Windenergieanlage auf See und die entsprechende Offshore-Anbindungsleitung in Betrieb genommen werden sollen,
- die in den festgelegten Gebieten und Flächen jeweils voraussichtlich zu installierende Leistung,
- Standorte von Konverterplattformen, Sammelplattformen und Umspannanlagen,
- Trassen oder Trassenkorridore für Offshore-Anbindungsleitungen und standardisierte Technikgrundsätze und Planungsgrundsätze.

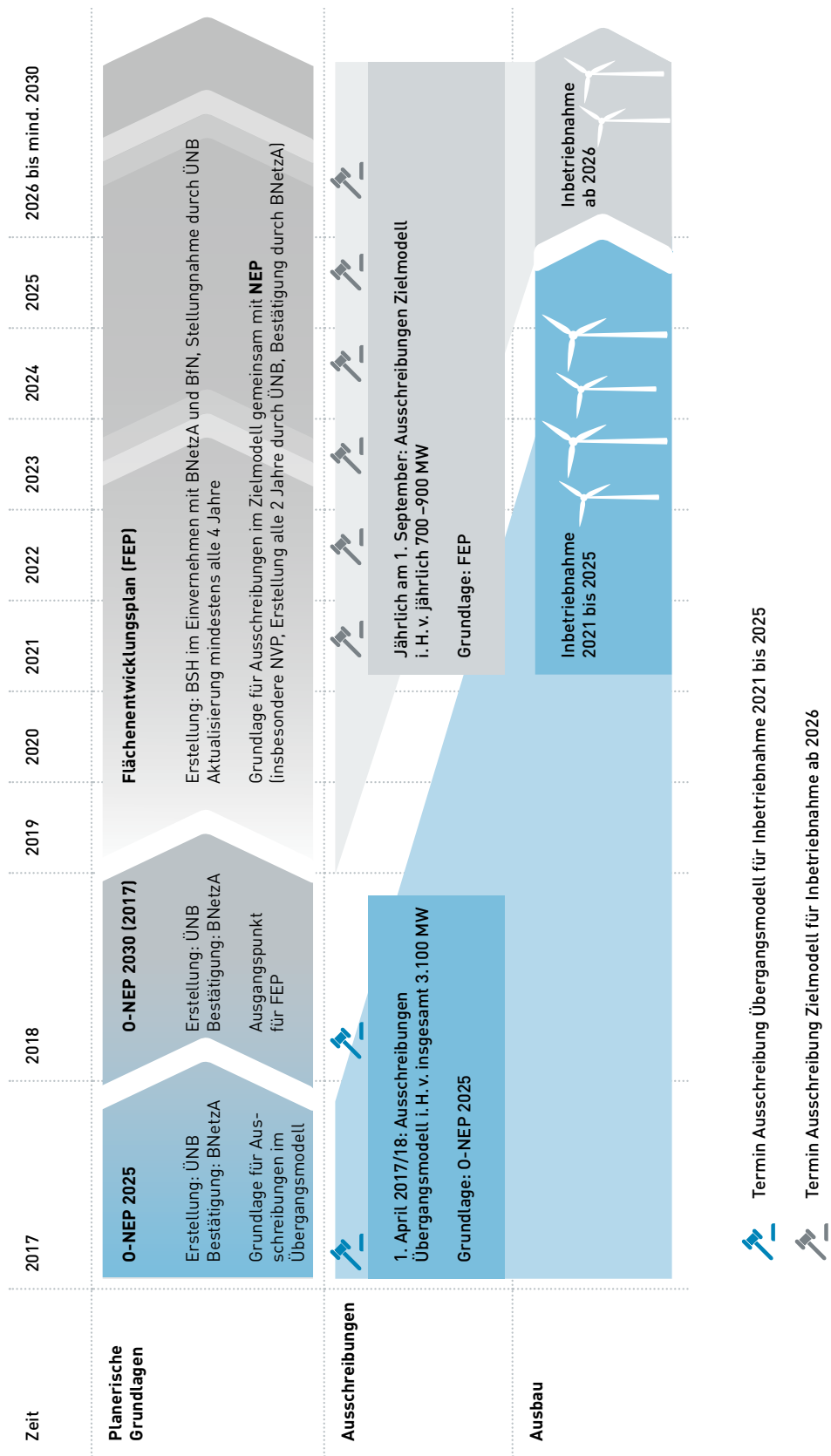
Sonderregelungen bestehen für die sog. Pilotwindenergieanlagen auf See. Hierbei handelt es sich um die jeweils ersten drei Windenergieanlagen auf See eines Typs, mit denen nachweislich eine wesentliche, weit über den Stand der Technik hinausgehende Innovation erprobt wird. Der FEP kann für derartige Anlagen bereits ab dem Jahr 2021 für Gebiete in der AWZ und im Küstenmeer verfügbare Netzanbindungskapazitäten auf vorhandenen oder in folgenden Jahren noch fertigzustellenden Offshore-Anbindungsleitungen ausweisen.

Der erste FEP muss nach § 6 Abs. 8 S. 2 WindSeeG bis zum 30.06.2019 bekannt gemacht werden. Er ist die Basis für die Ausschreibungsverfahren im Zielmodell, die ab dem 01.09.2021 jährlich mit einem Ausschreibungsvolumen von 700 bis 900 MW (durchschnittlich nicht mehr als 840 MW) stattfinden werden.

Eine Fortschreibung des FEP erfolgt auf Vorschlag des BSH oder der BNetzA, jedoch mindestens alle vier Jahre. Abbildung 22 erläutert den im WindSeeG festgelegten Systemwechsel.



Abbildung 22: Übergang vom O-NEP zum Flächenentwicklungsplan



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



3.1.3 Erstellung des Netzentwicklungsplans unter Berücksichtigung des Flächenentwicklungsplans

Die bisher im Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) getroffenen Festlegungen werden gemäß § 7 Nr. 2 WindSeeG teilweise durch die im NEP und teilweise durch die im FEP getroffenen Festlegungen abgelöst.

Damit stehen NEP und FEP in einem zeitlichen sowie inhaltlichen Stufen- bzw. Schnittstellenverhältnis zueinander. Im NEP werden insbesondere die NVP für die Offshore-Netzanbindungen identifiziert und im weiteren Verfahren von der BNetzA geprüft und bestätigt. Demgegenüber enthält der FEP gemäß § 5 Abs. 1 Nr. 4 WindSeeG u. a. Festlegungen über die Kalenderjahre, in denen die in den festgelegten Flächen jeweils *in der Ausschreibung* bezuschlagten Windenergieanlagen auf See und die entsprechenden Offshore-Anbindungsleitungen in Betrieb genommen werden sollen. Die bisher im O-NEP enthaltenen Ausführungen zur zeitlichen Staffelung entfallen daher im NEP, stattdessen sind nach § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 7 HS. 3 EnWG die im FEP festgelegten Kalenderjahre zugrunde zu legen.

Das BSH berücksichtigt bestimmte Kriterien für die Festlegung der Flächen und die zeitliche Reihenfolge ihrer Ausschreibung. Diese umfassen u. a. nach § 5 Abs. 4 S. 2 WindSeeG:

- die effiziente Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen, die zum Zeitpunkt der Erstellung des FEP bereits vorhanden sind oder im O-NEP vorbehaltlos bestätigt sind,
- die geordnete und effiziente Planung, Errichtung, Inbetriebnahme, Nutzung und Auslastung für die im Jahr 2026 und in den folgenden Jahren noch fertigzustellenden Offshore-Anbindungsleitungen und NVP an Land; hierbei werden auch die Planung und der tatsächliche Ausbau von Netzen an Land berücksichtigt,
- die räumliche Nähe zur Küste,
- Nutzungskonflikte, voraussichtliche tatsächliche Bebaubarkeit, voraussichtlich zu installierende Leistung auf einer Fläche,
- eine unter Berücksichtigung der insgesamt vorhandenen Potenziale ausgewogene Verteilung des Ausschreibungsvolumens auf Flächen in der Nordsee und Ostsee.

Bei der Umsetzung dieser gesetzlichen Vorgaben kommt es im aktuellen Prozess zur Erstellung des NEP 2030 (2019) zu zeitlichen Überschneidungen. So ist der erste FEP nach § 6 Abs. 8 Satz 2 WindSeeG vom BSH bis zum 30.06.2019 – und damit zeitlich nach Vorlage sowohl des ersten als auch des zweiten Entwurfs des NEP 2030 (2019) – bekannt zu machen. Daher können die ÜNB den vorliegenden ersten Entwurf des NEP lediglich unter Zugrundelegung des aktuellen Verfahrensstands des FEP erstellen. Die ÜNB berücksichtigen damit im vorliegenden Dokument bestmöglich den vom BSH am 26.10.2018 veröffentlichten „Entwurf Flächenentwicklungsplan 2019 für die deutsche Nord- und Ostsee“ (Entwurf des FEP).¹⁰

Zu beachten ist hierbei zudem, dass der NEP und der FEP-Entwurf derzeit unterschiedliche Ausbauziele zugrunde legen. So ist es Ziel des WindSeeG, die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See auf insgesamt 15 GW bis zum Jahr 2030 zu steigern (§ 1 Abs. 2 S. 1 WindSeeG).

Demgegenüber ist der NEP auf der Grundlage des von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens zu erstellen (§ 12b Abs. 1 S. 1 EnWG). Abweichend vom WindSeeG sieht der am 15.06.2018 genehmigte und für die Erstellung des NEP maßgebliche Szenariorahmen der BNetzA in den Szenarien B 2030 und C 2030 einen Ausbau der Windenergie auf See in Höhe von 17 GW und in Szenario A 2030 in Höhe von 20 GW jeweils bis 2030 vor. Diese Vorgaben werden im Entwurf des FEP lediglich in Form einer informatorischen Darstellung eines erhöhten Ausbaupfades im Anhang berücksichtigt.

¹⁰ BSH: „Entwurf Flächenentwicklungsplan 2019 für die deutsche Nord- und Ostsee“, veröffentlicht Oktober 2018:
www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Anlagen/Downloads/Aktuelles_FEP_Entwurf_FEP2.pdf?__blob=publicationFile&v=3



3.1.4 Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Der NEP enthält gemäß § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 6 EnWG eine Darlegung der in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten.

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten für den Ausbau der Offshore-Anbindungsleitungen wurden von den ÜNB bislang im O-NEP zunächst anderweitige Technologiekonzepte betrachtet (AC- oder DC-Technologie entsprechend der Technikgrundsätze des Bundesfachplans Offshore (BFO)). Im Entwurf des FEP ist demgegenüber vorgesehen, dass eine Abweichung von den im FEP festzulegenden standardisierten Technikgrundsätzen nicht möglich ist.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten sind ferner dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier Szenarien und demzufolge auch vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternative möglich sind. Darüber hinaus werden in den Zubau-Offshorenetz-Steckbriefen zu den einzelnen Projekten alternative Planungsmöglichkeiten in Form der Betrachtung ggf. vorhandener alternativer NVP dargestellt.

Konkrete räumliche Alternativen zu einzelnen Offshore-Anbindungsleitungen können nur sehr eingeschränkt auf der abstrakten Ebene des NEP geprüft werden. Der NEP beinhaltet die grundsätzliche Darstellung von Lösungen für die Erschließung der Nord- und Ostsee zur Abführung der Windenergie unter den gegebenen Randbedingungen. Die im Anhang für das Zubau-Offshorenetz angegebenen Trassenverläufe stellen daher – soweit es sich nicht um verbindliche Festlegungen aus dem FEP handelt – im Regelfall Suchräume für die spätere konkretisierende Planung dar. Hier kann es im Rahmen der nachgelagerten Planungsverfahren zu Abweichungen kommen. Konkrete geografische Alternativen und Umweltauswirkungen können daher erst in den nachgelagerten Planungsverfahren geprüft werden.

3.2 Offshore-Netzausbaubedarf

Die gesetzlichen Grundlagen und das Verhältnis des im NEP beschriebenen Offshore-Netzausbaubedarfs zum FEP-Entwurf des BSH wurden im vorangegangenen Kapitel 3.1 beschrieben. Das Kapitel 3.2 Offshore-Netzausbaubedarf zeigt für die von der BNetzA im Szenariorahmen 2030 (2019) genehmigten Szenarien die erforderlichen Offshore-Netzanbindungssysteme auf.

Offshore-Netzanbindungssysteme (entspricht dem Begriff Offshore-Anbindungsleitungen im EnWG sowie im WindSeeG) umfassen alle Offshore-Anlagengüter inklusive der Verbindung zwischen (Konverter-)Plattform bzw. Bündelungspunkt und dem Onshore-Netzverknüpfungspunkt sowie der windparkspezifischen Komponenten, wie insbesondere den Hochspannungs-AC-Seekabeln zwischen (Konverter-)Plattform oder Bündelungspunkt und der Umspannplattform eines Offshore-Windparks (OWP). Ferner fallen darunter unter anderem die zugehörigen Onshore-Anlagengüter vom Anlandepunkt bis einschließlich der zugehörigen Anlagengüter am jeweiligen Onshore-Netzverknüpfungspunkt, wie insbesondere Konverter, Kompensationsspulen, Transformatoren, Schaltanlagen, Verbindungsleitungen, Betriebsmittel zur Spannungshaltung, Betriebsmittel zur Kompensation von Oberschwingungen sowie weitere Anlagengüter, sofern sie für die Errichtung oder den Betrieb der Offshore-Anbindungsleitung erforderlich sind.



3.2.1 Technische und zeitliche Rahmenbedingungen

Übertragungstechnologien

In Abhängigkeit von den jeweiligen Rahmenbedingungen werden die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des Entwurfs des FEP umgesetzt. Daraus ergeben sich jeweils andere Maßnahmenumfänge und Umsetzungsschritte.

In der Nordsee werden die Netzanbindungssysteme für OWP in aller Regel mit DC-Technologie ausgeführt. Dies ist auf die in Summe größere Erzeugungsleistung der OWP und die zumeist auch größeren Entfernungen zum technisch und wirtschaftlich günstigsten NVP an Land zurückzuführen. DC-Netzanbindungssysteme werden in Übereinstimmung mit dem Entwurf des FEP und den bisherigen Festlegungen des BFO mit einer Systemspannung von 320 kV ausgeführt. Höhere Spannungen lassen sich mit dem derzeitigen Stand der Technik der VPE-Kabelsysteme (kunststoffisoliertes Kabel aus vernetztem Polyethylen) und der Offshore-Konverterplattformen nicht realisieren.

In der Ostsee wird im Vergleich zur Nordsee eine geringere Leistung über kürzere Entfernungen übertragen. Bedingt durch wechselnde Rahmenbedingungen wie z. B. umweltfachliche Restriktionen oder vorhandene Trassenräume stellt hier sowohl die AC-Technologie als auch die DC-Technologie ein technisch und wirtschaftlich effizientes Übertragungskonzept dar. Durch kleinere Einheitengrößen in der Übertragungskapazität bietet die AC-Technologie die Möglichkeit, den Offshore-Netzausbau individuell auf einzelne Flächen und die dort mögliche installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie anzupassen. Um den gesetzlichen Vorgaben (Ausschreibungsvolumen von 700 bis 900 MW) durch das WindSeeG Rechnung zu tragen, ist die Realisierung von AC-Netzanbindungssystemen mit einer Übertragungsleistung von bis zu 900 MW gegeben. Diese werden durch einzelne AC-Netzanbindungssysteme derzeit in Übereinstimmung mit dem Entwurf des FEP mit einer Übertragungsleistung von 300 MW ausgeführt. Mithilfe der DC-Technologie kann insbesondere in der naturschutzfachlich sensiblen und räumlich eingeschränkten Ostsee das große restliche Erzeugungspotenzial der Gebiete 1, 2 und 4 sowie des Gebiets 6 im Küstenmeer durch einen im Vergleich geringen räumlichen Eingriff wirtschaftlich und effizient mit einem standardisierten DC-Netzanbindungssystem erschlossen werden.

Derzeit befinden sich alternative DC-Netzanbindungskonzepte in der Forschung und Entwicklung. Die standardisierte DC-Technologie gemäß den *Technikgrundsätzen* des Entwurfs des FEP wird daher im NEP vorbehaltlich der Weiterentwicklung in Bezug auf Technologie und Leistung angewendet.

Der Umfang einer vollständigen Maßnahme zur Anbindung eines OWP erstreckt sich dabei für den ÜNB zur Erfüllung seiner Aufgabe nach § 17d EnWG auf

- den Anteil an der Umspannplattform auf See bzw. die Konverterplattform,
- das See- und Landkabel,
- die Erweiterung/den Neubau der Umspann-/Konverterstation an Land und
- ggf. die Anbindungsleitung zwischen Konverterstation an Land und Umspannstation an Land.

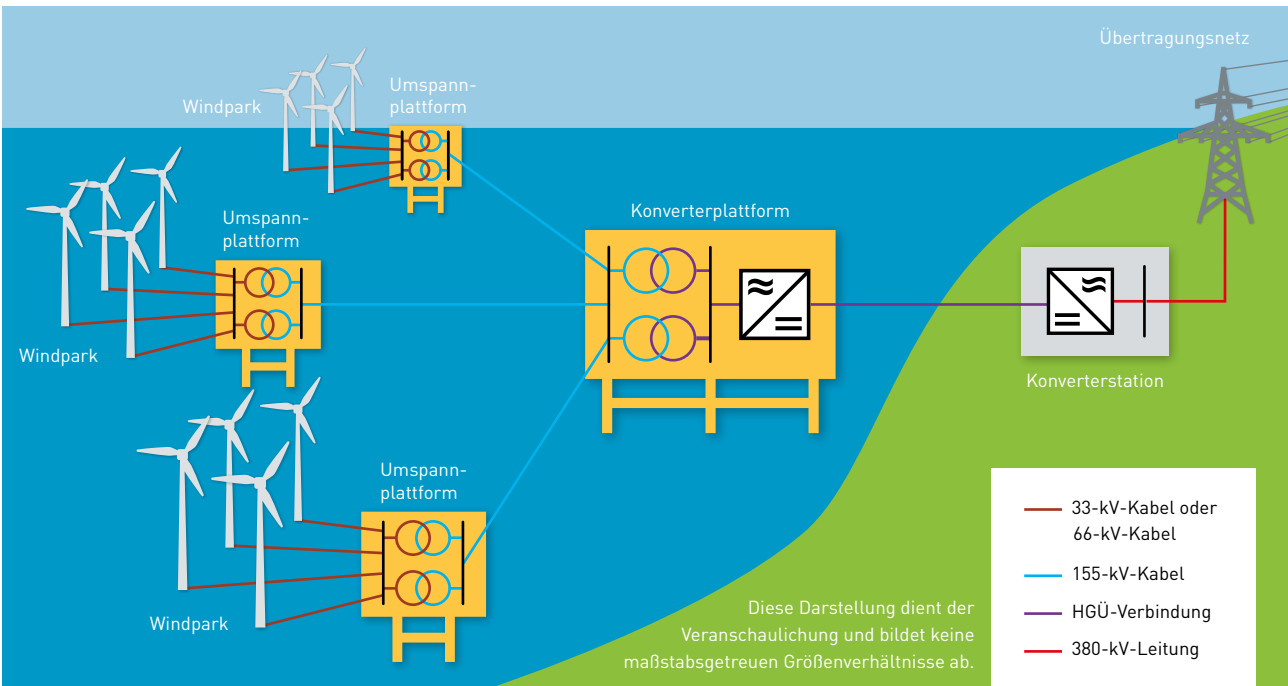
Anbindungskonzepte in Nord- und Ostsee

Der Anschluss des OWP erfolgt bisher bei den bestehenden DC-Netzanbindungssystemen über eine Offshore-Plattform des OWP und eine 155-kV-Verbindung zur Offshore-Konverterplattform des ÜNB. Für zukünftige Systeme sieht der Entwurf des FEP das sogenannte 66-kV-Direktanbindungskonzept vor. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des ÜNB verbunden. Ziel dieses Konzeptes ist es, die technische und räumliche Komplexität zu vereinfachen und volkswirtschaftliche Kostenvorteile zu erzielen. Bei einigen zukünftigen DC-Netzanbindungen ist durch größere räumliche Abstände der jeweiligen anzuschließenden Flächen im Entwurf des FEP abweichend das 155-kV-Anbindungskonzept vorgesehen. Die folgenden Abbildungen stellen schematisch die beiden Konzepte *in der Nordsee* sowie *das 220-kV-Anbindungskonzept in der Ostsee* dar.



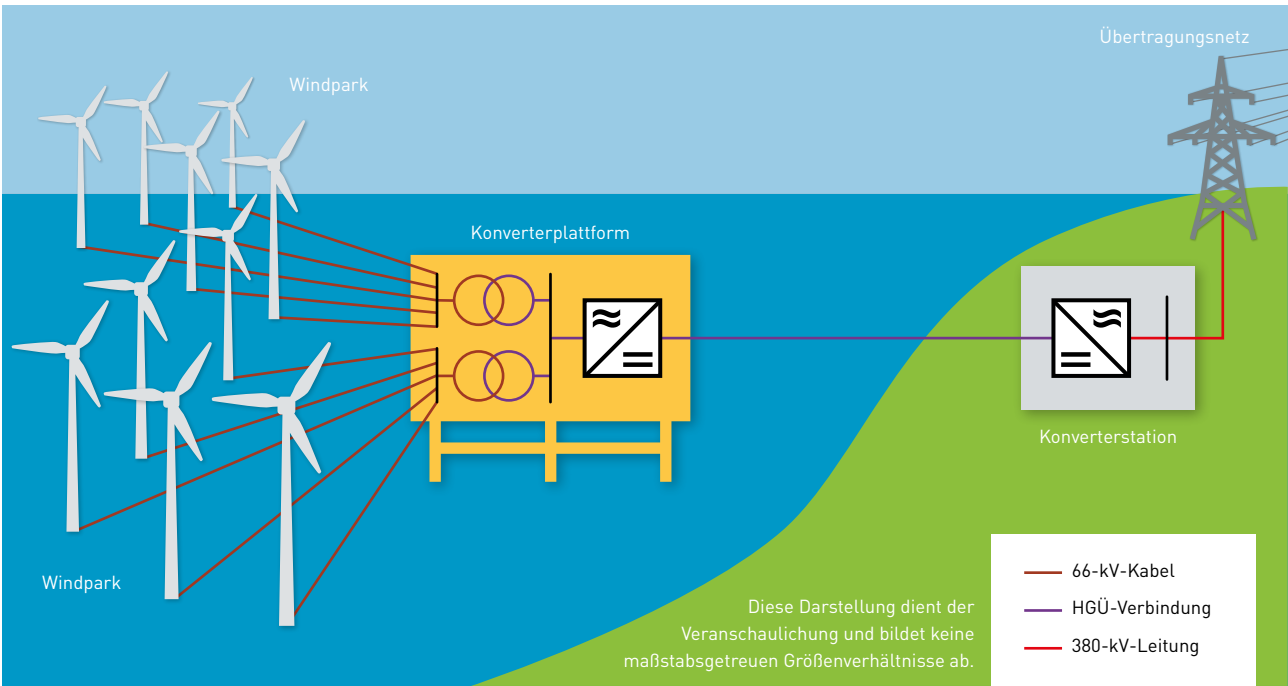
3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Abbildung 23: Schematische Darstellung eines DC-Netzanbindungssystems mit 155-kV-Anbindungskonzept



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

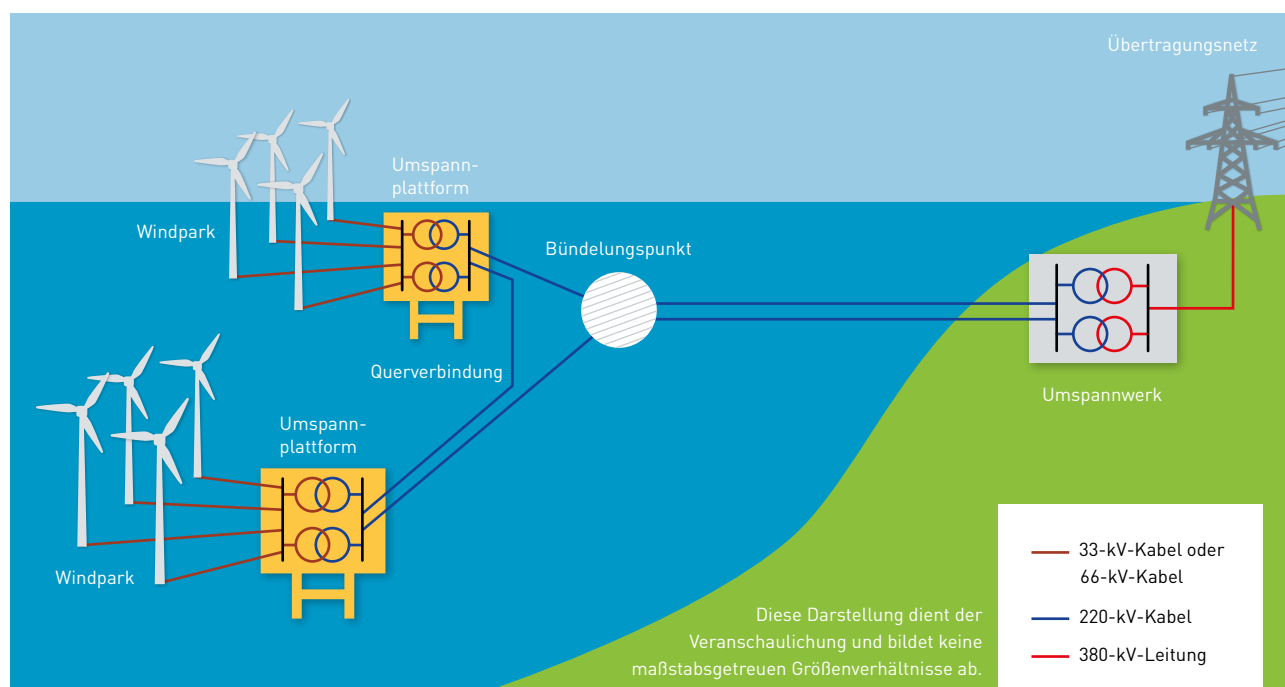
Abbildung 24: Schematische Darstellung eines DC-Netzanbindungssystems mit 66-kV-Direktanbindungskonzept



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Abbildung 25: Schematische Darstellung eines AC-Netzanbindungssystems



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Berücksichtigung von Planungs-, Zulassungs- und Errichtungszeiten sowie von am Markt verfügbaren Errichtungskapazitäten

Vom Projektstart bis zum Vorliegen des Planfeststellungsbeschlusses gehen die ÜNB, basierend auf den bisherigen Erfahrungswerten, in ihrer Zeitplanung von einer durchschnittlichen Dauer von 60 Monaten aus. Davon entfallen ca. 24 Monate auf die räumliche Planung und die Erstellung der Kabelrouten im Onshore- und im Offshore-Bereich. Für die Erstellung von Gutachten, die Erfassung der Daten und die Erstellung der Anträge zur Planfeststellung werden ca. 18 Monate eingeplant. In der Regel entfallen weitere 18 Monate auf das Planfeststellungsverfahren durch die jeweiligen Genehmigungsbehörden.

Auf Basis der Erfahrungen bei den aktuell in Realisierung befindlichen Netzanbindungssystemen und der bei den letzten Vergabeverfahren am Markt verfügbaren Errichtungskapazitäten der Hersteller setzen die ÜNB die Dauer des Vergabeverfahrens für eine Netzanbindung mit durchschnittlich zwölf Monaten an. Für die *sich daran anschließende Phase der Errichtung eines DC-Netzanbindungssystems* wird derzeit von 60 Monaten ausgegangen, für AC-Netzanbindungssysteme mit einer Übertragungsleistung von bis zu 300 MW wird von 42 Monaten ausgegangen. Für die Errichtung von Offshore-Netzanbindungssystemen werden Ressourcen wie Kabelverlegeequipment, Spezialschiffe und besonders geschultes Personal benötigt, die nur begrenzt zur Verfügung stehen. Ressourcenengpässe wirken sich unmittelbar auf die von den Herstellern angebotenen Realisierungszeiten der Netzanbindungssysteme aus.

Eine Berücksichtigung von in Zukunft mutmaßlich kürzeren Realisierungszeiträumen auf Basis von Prognosen ist aus Sicht der ÜNB zum jetzigen Zeitpunkt nicht praktikabel. Bereits vor der Vergabe sind die Vorplanung der *Netzanbindungssysteme* und teilweise die Durchführung der Genehmigungsverfahren erforderlich, die ebenfalls mehrere Jahre in Anspruch nehmen können. *Die Gesamtrealisierungsdauer eines DC-Netzanbindungssystems beträgt daher ca. 11 Jahre und die eines AC-Netzanbindungssystems ca. 9,5 Jahre. Dabei können sich die Projektlaufzeiten für Planung, Zulassung und Errichtung insbesondere bei langen landseitigen Trassen auf etwa 12 bzw. 10,5 Jahre ab Bestätigung der Projekte im NEP summieren.*

Es wird darauf hingewiesen, dass es sich um eine grobe Abschätzung der Gesamtrealisierungszeiten handelt und eine Abweichung von diesen Angaben im Einzelfall möglich ist.

3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

3.2.2 Start-Offshorenetz

Das Start-Offshorenetz bezeichnet diejenigen Offshore-Netzanbindungssysteme, welche bei der Erstellung des NEP als gegeben unterstellt werden und deren Erforderlichkeit nicht erneut untersucht wird. Das Start-Offshorenetz beinhaltet die bereits betriebsbereiten Offshore-Netzanbindungssysteme (Ist-Offshorenetz) und Offshore-Netzanbindungssysteme mit deren Realisierung (Beginn der Umsetzung) gemäß O-NEP bzw. NEP begonnen wurde. Ferner werden Offshore-Netzanbindungssysteme davon umfasst, die erforderlich sind für OWP entweder mit einer gültigen Netzanbindungszusage nach altem Recht oder mit einem Zuschlag in den Offshore-Kapazitätsauktionen für das Übergangsmodell in den Jahren 2017 und 2018.

Die folgenden Tabellen und Abbildungen zeigen das Start-Offshorenetz der Nordsee und der Ostsee. Eine detaillierte Abbildung der Startnetzmaßnahmen befindet sich in den jeweiligen Projektsteckbriefen im Anhang des NEP.

Tabelle 8: Start-Offshorenetz Nordsee

Projekt	Maßnahmennummer	Bezeichnung des Projekts*	Nr. im TYNDP 2018	Netzverknüpfungspunkt	Übertragungskapazität in MW**
NOR-0-1	1	AC-Netzanbindungssystem NOR-0-1 (Riffgat)	–	Emden/Borßum	113
NOR-0-2	2	AC-Netzanbindungssystem NOR-0-2 (Nordergründe)	–	Inhausen	111
NOR-1-1	3, 111, 112, 113, 114, 115, 245	DC-Netzanbindungssystem NOR-1-1 (DolWin5)	191.952	Emden/Ost	900
NOR-2-1	–	AC-Netzanbindungssystem (alpha ventus)	–	Hagermarsch	62
NOR-2-2	4, 5, 8, 97, 187	DC-Netzanbindungssystem NOR-2-2 (DolWin1)	42.165	Dörpen/West	800
NOR-2-3	6, 7, 9, 186, 188	DC-Netzanbindungssystem NOR-2-3 (DolWin3)	191.1513	Dörpen/West	900
NOR-3-1	10, 11, 12, 13, 189, 190, 191	DC-Netzanbindungssystem NOR-3-1 (DolWin2)	–	Dörpen/West	916
NOR-3-3	15, 123, 124	DC-Netzanbindungssystem NOR-3-3 (DolWin6)	191.953	Emden/Ost	900
NOR-4-1	16, 17, 18	DC-Netzanbindungssystem NOR-4-1 (HelWin1)	–	Büttel	576
NOR-4-2	19, 20, 192, 235, 244	DC-Netzanbindungssystem NOR-4-2 (HelWin2)	42.657	Büttel	690
NOR-5-1	22, 23, 24, 45, 193	DC-Netzanbindungssystem NOR-5-1 (SylWin1)	–	Büttel	864
NOR-6-1	–	DC-Netzanbindungssystem NOR-6-1 (BorWin1)	–	Diele	400
NOR-6-2	26, 30, 34, 195, 28, 194	DC-Netzanbindungssystem NOR-6-2 (BorWin2)	42.167	Diele	800
NOR-7-1	31, 131, 132, 133, 134, 135	DC-Netzanbindungssystem NOR-7-1 (BorWin5)	192.954	Cloppenburg	900
NOR-8-1	33, 27, 106, 107, 108, 109	DC-Netzanbindungssystem NOR-8-1 (BorWin3)	191.656	Emden/Ost	900

* AC = Wechselstrom, DC = Gleichstrom.

** Die Übertragungskapazität bezieht sich auf die Netzverknüpfungspunkte.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Tabelle 9: Start-Offshorennetz Ostsee

Projekt	Maßnahmen-nummer	Bezeichnung des Projekts*	Nr. im TYNDP 2018	Netzverknüpfungspunkt	Übertragungs-kapazität in MW**
OST-1-1	51, 52	AC-Netzanbindungssystem OST-1-1 (Westlich Adlergrund)	242.194	Lubmin	250
OST-1-2	53, 54	AC-Netzanbindungssystem OST-1-2 (Westlich Adlergrund)	242.194	Lubmin	250
OST-1-3	55, 56	AC-Netzanbindungssystem OST-1-3 (Westlich Adlergrund)	242.194	Lubmin	250
OST-2-1	67, 68	AC-Netzanbindungssystem OST-2-1	248.1248	Lubmin	250
OST-2-2	69, 70	AC-Netzanbindungssystem OST-2-2	248.1248	Lubmin	250
OST-2-3	71, 72	AC-Netzanbindungssystem OST-2-3	248.1248	Lubmin	250
OST-3-1	–	AC-Netzanbindungssystem OST-3-1 (Kriegers Flak)	–	Bentwisch	51
OST-3-2	50	AC-Netzanbindungssystem OST-3-2 (Kriegers Flak)	–	Bentwisch	339***

* AC = Wechselstrom

** Die Übertragungskapazität bezieht sich auf die Netzverknüpfungspunkte.

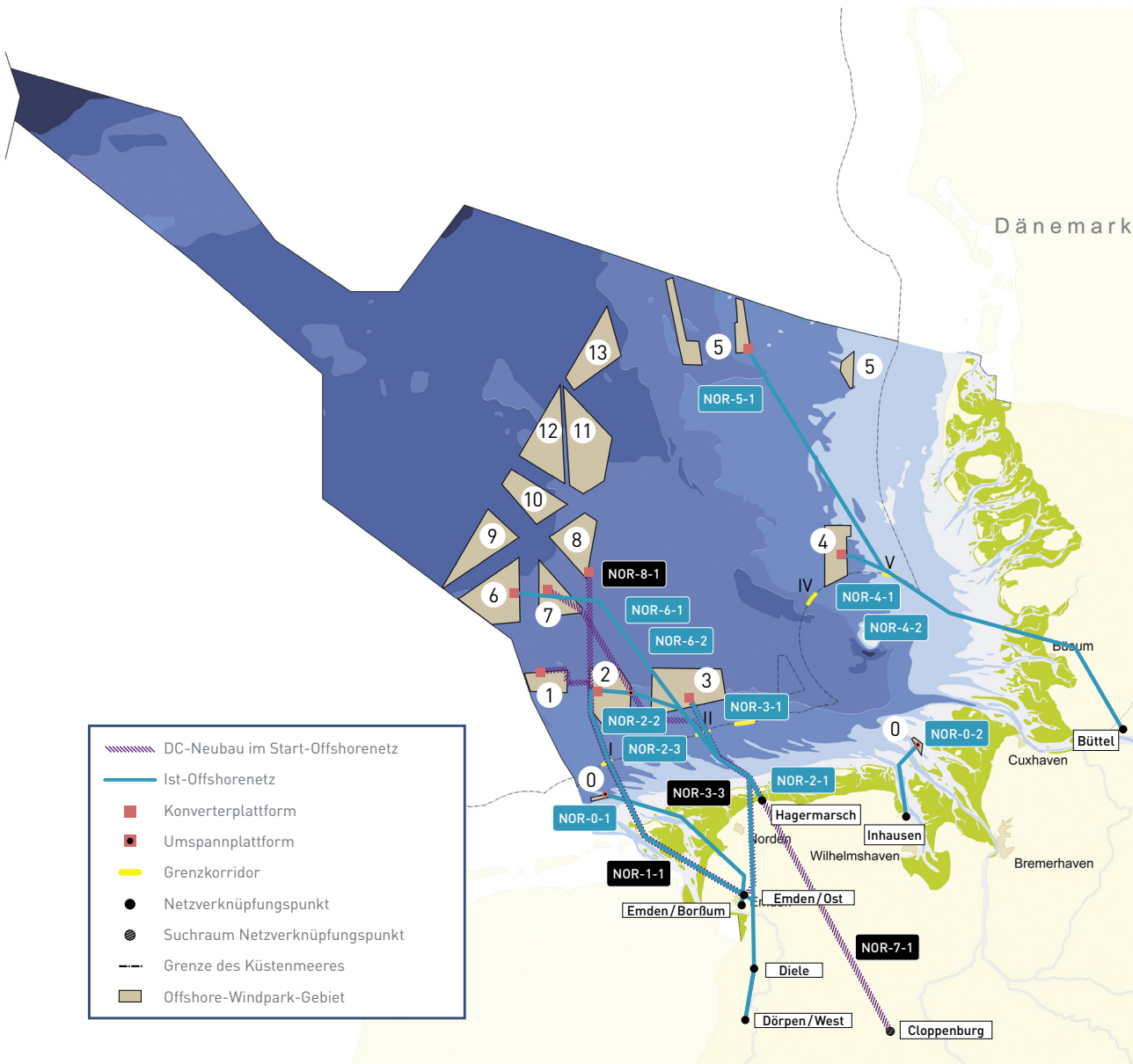
*** Projekt OST-3-2 baut auf dem Projekt OST-3-1 auf. Durch diese Projekte ergibt sich eine Übertragungskapazität von 339 MW.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



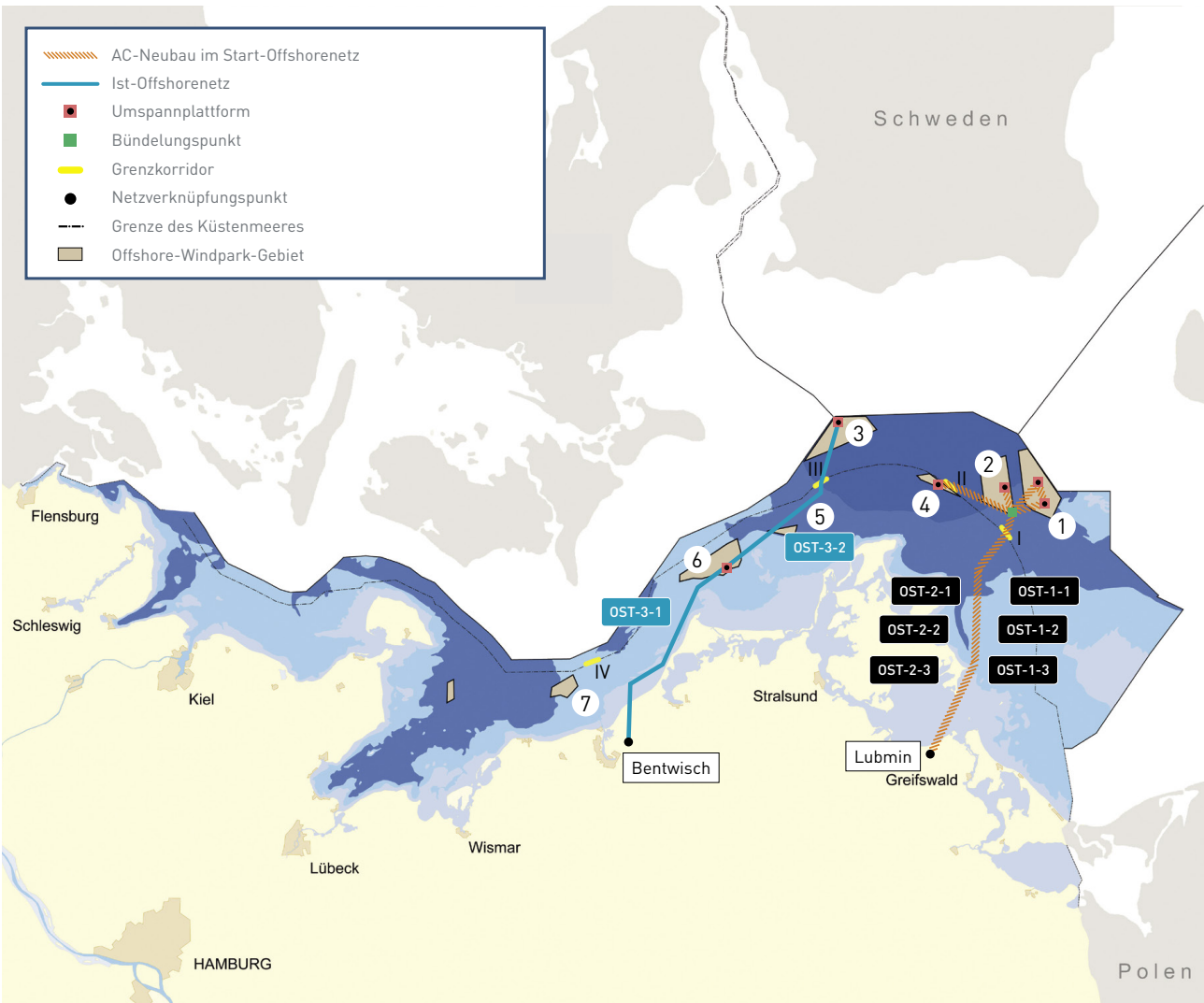
3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Abbildung 26: Start-Offshorenetz Nordsee



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 27: Start-Offshorenetz Ostsee



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber



3.2.3 Offshore-Netzausbaubedarf

Zusätzlich zu dem im Entwurf des FEP beschriebenen Anschluss von 15 GW Offshore-Leistung in 2030 haben die ÜNB den Bedarf von weiteren Offshore-Netzanbindungen im NEP untersucht. Der dargestellte erhöhte Ausbaupfad entspricht dem am 15.06.2018 genehmigten Szenariorahmen der BNetzA (siehe Kapitel 2) und sieht die in Tabelle 10 dargestellten installierten Leistungen vor.

Tabelle 10: Installierte Leistung Offshore-Wind gemäß genehmigtem Szenariorahmen

Installierte Leistung Offshore-Wind [GW]	A 2030	B 2030 und C 2030	B 2035
Nordsee	17,8	14,8	21,0
Ostsee	2,2	2,2	2,2
Summe	20,0	17,0	23,2

Quelle: Bundesnetzagentur: Genehmigung des Szenariorahmens 2019 – 2030

Die ÜNB weisen in Bezug auf die Realisierbarkeit des angegebenen Ausbaubedarfs darauf hin, dass die Maßnahmen ermittelt wurden, um die Ausbauziele des genehmigten Szenariorahmens zu erreichen. Inwieweit die ÜNB eine Realisierung der Netzanbindungssysteme bis zum Betrachtungsjahr des jeweiligen Szenarios für realistisch halten, kann den Steckbriefen der Maßnahmen entnommen werden. Maßgeblich sind die Maßnahmen für die Szenarien mit Betrachtungsjahr 2030 hiervon betroffen. Bereits für die Szenarien B 2030 und C 2030 ist die rechtzeitige Inbetriebnahme des benötigten Netzanbindungssystems NOR-9-2 unter den heutigen Rahmenbedingungen fraglich.

Im Szenario A 2030 sind über B 2030/C 2030 hinaus weitere Netzanbindungssysteme erforderlich. Die ÜNB sehen derzeit ein hohes Risiko, dass die notwendige Anzahl der Netzanbindungssysteme nicht rechtzeitig zur Verfügung steht. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf die zu realisierenden langen landseitigen Kabeltrassen der Netzanbindungssysteme und den damit verbundenen langen Planungs-, Genehmigungs- sowie Errichtungszeiten.

Zur Erreichung der Ausbauziele des bestätigten Szenariorahmens können weitere Potenziale in Gebieten der Ostsee berücksichtigt werden. Sowohl in den Gebieten des Küstenmeers (O-6 und O-7) als auch in Gebieten der AWZ (O-1, O-2 und O-4) der Ostsee sind weitere Potenziale gegeben, die relativ zeitnah erschlossen werden können.

Insgesamt ergeben sich je nach Szenario die folgenden Übertragungsleistungen des Zubau-Offshorenetzes:

Tabelle 11: Überblick über die Übertragungsleistungen des Zubau-Offshorenetzes

Übertragungsleistung [GW]	A 2030	B 2030 und C 2030	B 2035
Nordsee	9,2	5,8	11,5
Ostsee		0,6	
Summe	9,8	6,4	12,1

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Längen des Zubau-Offshorenetzes in Abhängigkeit der jeweiligen Technologie und der jeweiligen Szenarien. Die erforderlichen Netzanbindungssysteme und damit die Gesamtlänge des Zubau-Offshorenetzes sind in der Ostsee in allen Szenarien gleich.

Tabelle 12: Überblick über die Längen des Zubau-Offshorenetzes

	Längen des Zubaunetzes [km*]	A 2030	B 2030 und C 2030	B 2035
Nordsee	HGÜ-Verbindung	2.600	1.605	3.120
	155-kV-AC-Anschluss	151	151	151
Ostsee	AC-Verbindungen	120		
	AC-Anschlüsse	30		
Summe	technologieunabhängig	2.901	1.906	3.421

* Das Vorgehen zur Ermittlung der Trassenlänge wird erläutert unter: www.netzentwicklungsplan.de/ZUv.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Netzausbaubedarf im Szenario B 2025

Das Szenario B 2025 stellt ein Zwischenszenario dar und gibt daher Einblick in die Entwicklung des Offshore-Zubaus im Jahr 2025 auf dem Weg zu den Offshore-Zielzahlen der Szenarien. Die Leistung der Windenergie *Offshore* im Jahr 2025 ergibt sich aus der installierten Leistung aller bestehenden und voraussichtlich bis einschließlich des Jahres 2025 realisierten Windparkprojekte und der dazugehörigen Netzanbindungssysteme. Die bestehende und voraussichtlich installierte Leistung dieser Windparkprojekte beträgt ca. 10,8 GW in 2025. Davon entfallen ca. 9 GW auf die Nordsee und ca. 1,8 GW auf die Ostsee. Im Szenario B 2025 sind daher keine über die bereits im O-NEP 2030 (2017) genehmigten Netzanbindungssysteme hinausgehenden Projekte enthalten.

Überblick über das Zubau-Offshorenetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035

Im Rahmen der Planungs-, Zulassungs- und Errichtungszeiten wird die Phase der Errichtungszeit zeitlich beschrieben mit dem „Beginn der Umsetzung“ und der „geplanten Fertigstellung“. Die Angaben zum „Beginn der Umsetzung“ gemäß § 17b Abs. 2 S. 1 EnWG beziehen sich im Folgenden auf das Jahr der Beauftragung des Offshore-Netzanbindungssystems durch den jeweils zuständigen ÜNB. Der geplante Zeitpunkt der Fertigstellung gemäß § 17b Abs. 2 S. 1 EnWG (geplante Fertigstellung) hängt auch unmittelbar von der Beauftragung ab und bezieht sich auf die Fertigstellung des Offshore-Netzanbindungssystems. *Die Phasen der Planungs- und Zulassungszeiten sind, wie bereits beschrieben, entsprechend hierin nicht inkludiert.*

Die Tabellen 13 und 14 sowie die Abbildungen 28 bis 31 zeigen die Netzanbindungssysteme auf, die in den einzelnen Szenarien erforderlich sind. Netzanbindungssysteme für den Abtransport von Offshore-Leistung, die über die im FEP-Entwurf beschriebenen 15 GW hinausgehen, sind in der Tabelle 13 gekennzeichnet und auch in den Abbildungen 28 bis 30 kenntlich gemacht.



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Tabelle 13: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes in der Nordsee*

Projekt	M-Nr.	Bezeichnung der Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt	Trassenlänge in km	Übertragungs-kapazität	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)**		
						A 2030	B 2030 und C 2030	B 2035
NOR-3-2	M14	HGÜ-Verbindung NOR-3-2 (DotWin4)	Hanekenfähr	ca. 220	900	2023/2028	2023/2028	2023/2028
NOR-6-3	M29	HGÜ-Verbindung NOR-6-3 (BorWin4)	Hanekenfähr	ca. 300	979	2024/2029	2024/2029	2024/2029
NOR-7-2	M32	HGÜ-Verbindung NOR-7-2 (BorWin6)	Büttel	ca. 230	900	2022/2027	2022/2027	2022/2027
NOR-9-1	M234	HGÜ-Verbindung NOR-9-1 (BalWin1)	Unterweser	ca. 265	1.000	2023/2028	2024/2029	2024/2029
NOR-9-2	M236	HGÜ-Verbindung NOR-9-2 (BalWin2)	Suchraum Gemeinden Ibbenbüren/Mettingen/Westerkappeln	ca. 360	1.000	nach 2025/ nach 2030 ***	nach 2025/ nach 2030 ***	nach 2025/ nach 2030 ***
NOR-10-1	M231	HGÜ-Verbindung NOR-10-1 (BalWin4)	Suchraum Gemeinden Ibbenbüren/Mettingen/Westerkappeln	ca. 370	1.000	nach 2025/ nach 2030 ***		nach 2025/ nach 2030 ***
NOR-10-2	M232	HGÜ-Verbindung NOR-10-2 (BalWin3)	Heide/West	ca. 230	1.000	2024/2029	2025/2030	2025/2030
NOR-11-1	M39	HGÜ-Verbindung NOR-11-1 (LanWin3)	Wilhelmshaven 2	ca. 245	1.100			2029/2034
NOR-11-2	M242	HGÜ-Verbindung NOR-11-2 (LanWin4)	Unterweser	ca. 275	1.200			2030/2035
NOR-12-1	M243	HGÜ-Verbindung NOR-12-1 (LanWin1)	Wilhelmshaven 2	ca. 245	1.200	2025/2030		2027/2032
NOR-12-2	M233	HGÜ-Verbindung NOR-12-2 (LanWin2)	Wehrendorf	ca. 380	1.200	nach 2025/ nach 2030 ***		nach 2025/ nach 2030 ***

* Projekte über 15 GW sind hellblau hinterlegt.

** Die Definition von „Beginn der Umsetzung“ und „geplante Fertigstellung“ erfolgt in Kapitel 6.5.

*** Erläuterungen zu den möglichen Fertigstellungszeiten befinden sich in den jeweiligen Projektsteckbriefen.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 14: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes in der Ostsee

Projekt	M-Nr.	Bezeichnung der Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt	Trassenlänge in km	Übertragungs-kapazität	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)*		
						A 2030	B 2030 und C 2030	B 2035
OST-1-4	M73	AC-Verbindung OST-1-4	Suchraum Gemeinden Lubmin/Brünzow/Wusterhusen/Kemnitz	ca. 80	300	2023/2026	2023/2026	2023/2026
OST-7-1	M85	AC-Verbindung OST-7-1 (nördlich Warnemünde)	Suchraum Gemeinde Papendorf	ca. 40	300	2026/2029	2026/2029	2026/2029

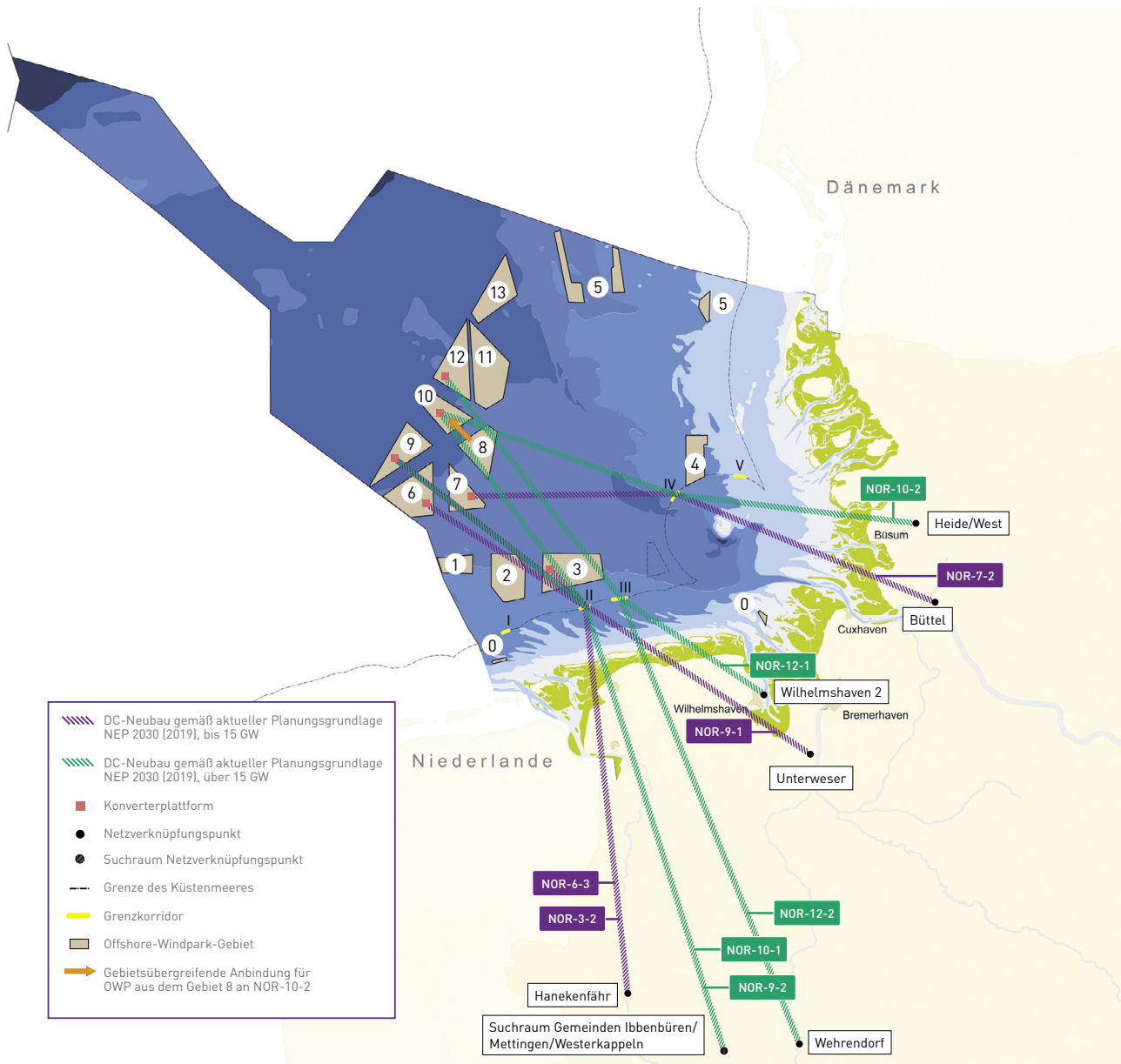
*Die Definition von „Beginn der Umsetzung“ und „geplante Fertigstellung“ erfolgt in Kapitel 6.5.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

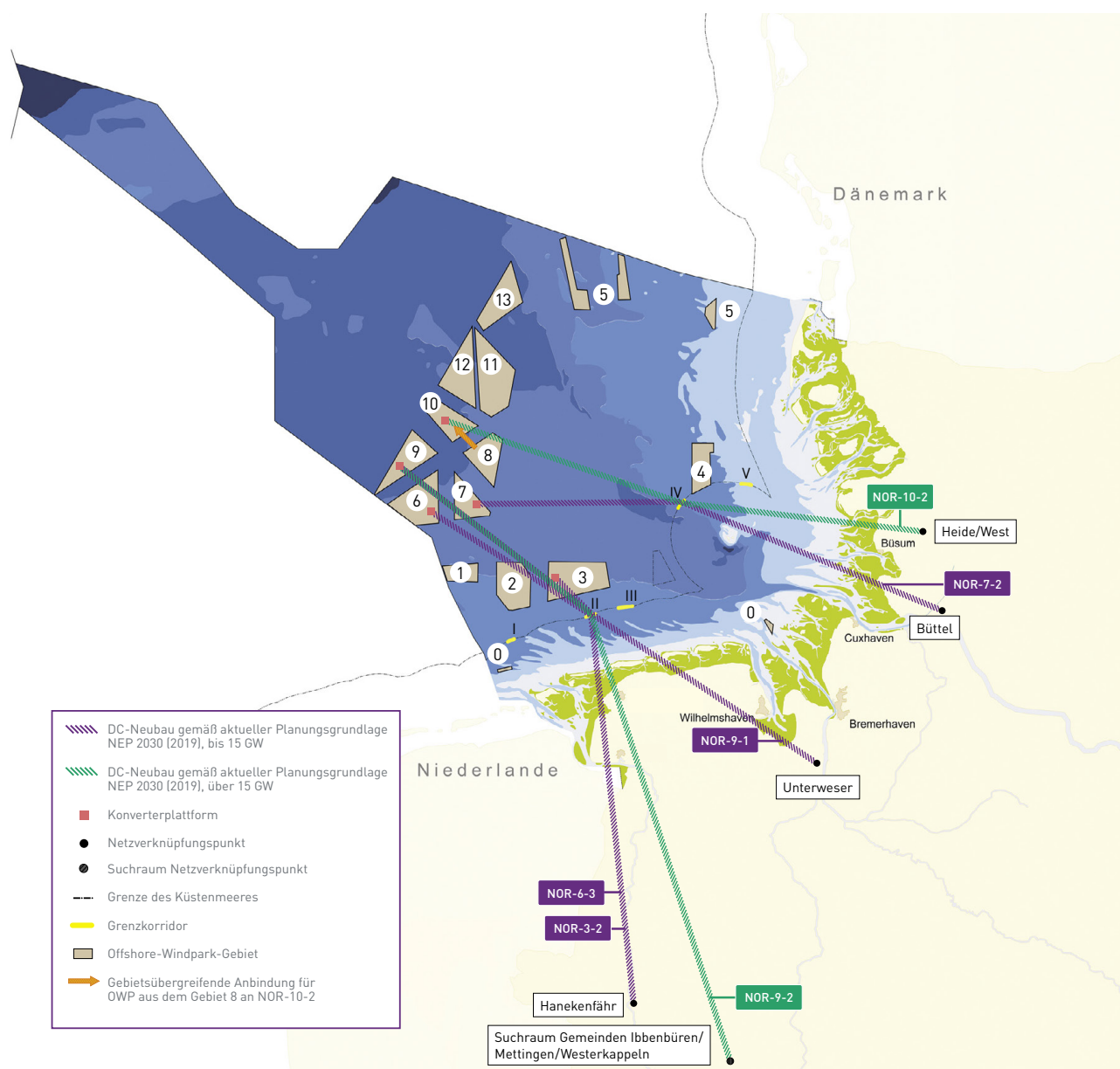
Abbildung 28: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in A 2030



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

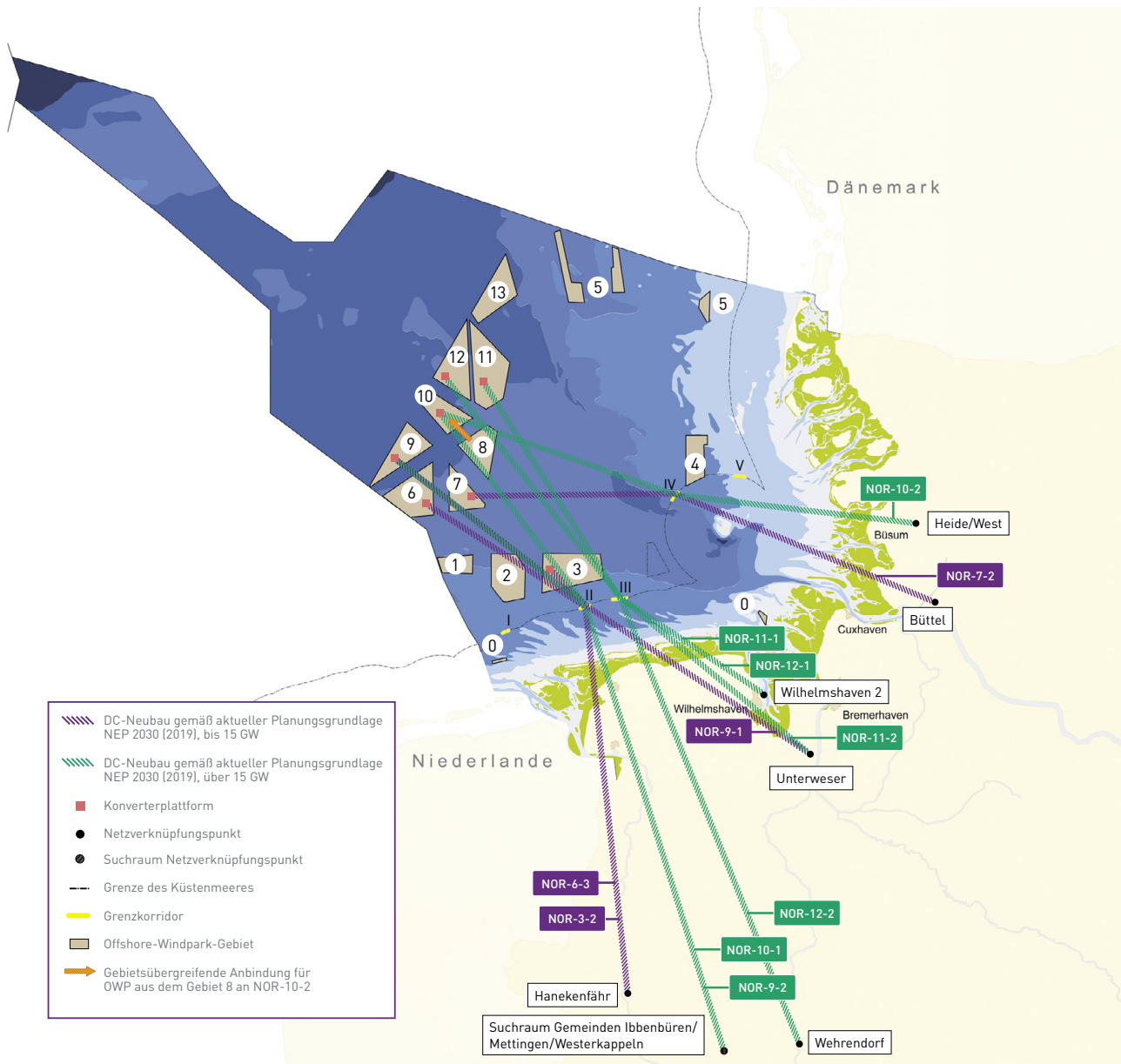
Abbildung 29: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in B 2030 und C 2030



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

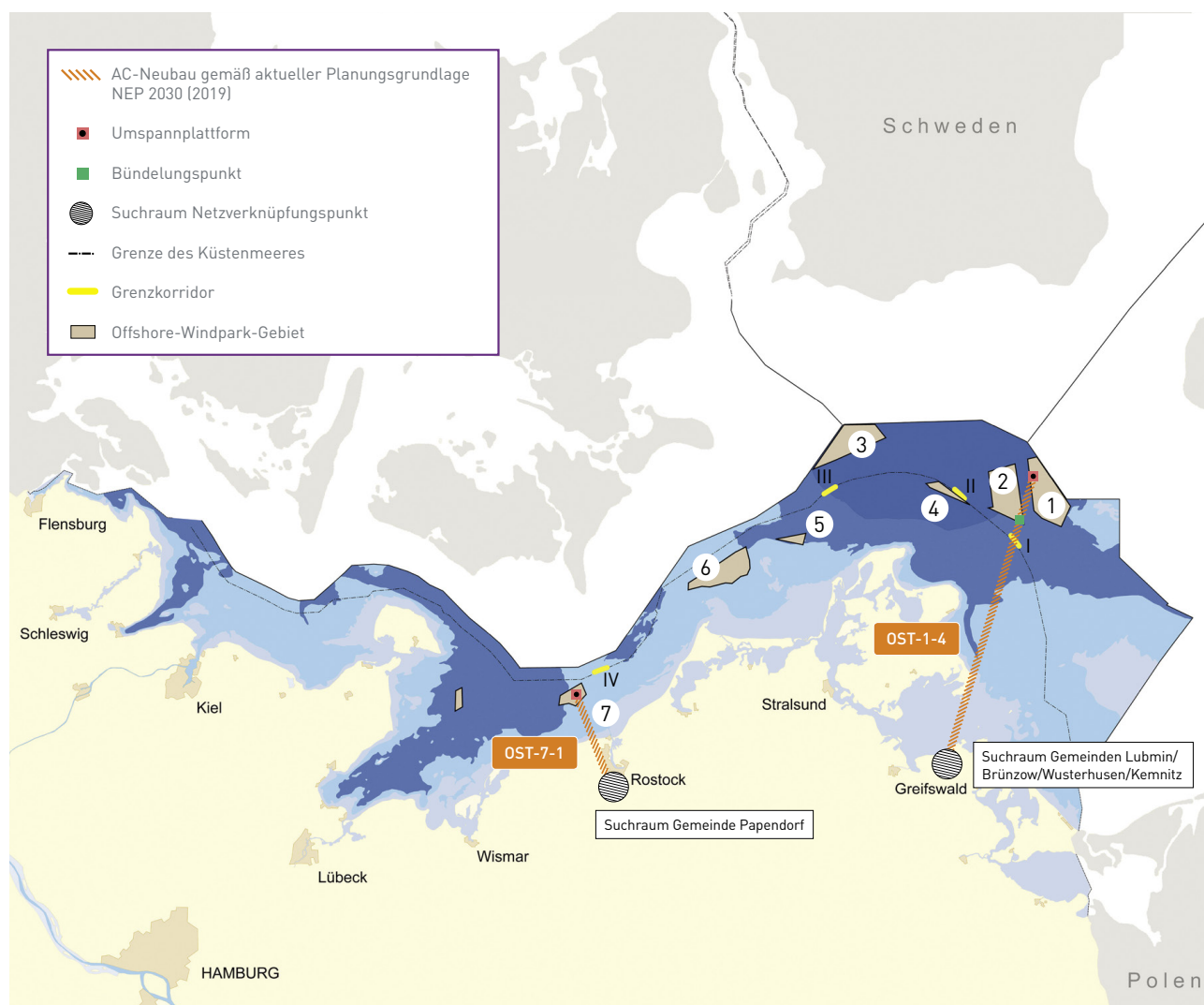
Abbildung 30: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in B 2035



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Abbildung 31: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Ostsee in A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

Exkurs: Sensitivität Berücksichtigung Küstenmeer Ostsee

Hintergrund

Der Gesetzgeber sieht bei der Wahl der anzubindenden Flächen eine „unter Berücksichtigung der insgesamt vorhandenen Potenziale“ ausgewogene Verteilung des Ausschreibungsvolumens auf Flächen in der Nordsee und in der Ostsee“ (§ 5 Abs. 4 S. 2 Nr. 7 WindSeeG) vor.

In der Genehmigung des Szenariorahmens für den NEP 2030 (2019)¹¹ beruhen die Annahmen zur Verteilung der Mantelzahlen für Deutschland auf die Nord- und Ostsee darauf, dass im Vorentwurf des FEP vom 25.5.2018 für die Ostsee ein AC-Netzanbindungssystem mit einer zu installierenden Leistung von 300 MW für das Zielmodell bis einschließlich 2030 vorgesehen war. Diese Begrenzung wird in der Genehmigung des Szenariorahmens auch für 2035 angenommen. Sie findet sich zudem im für den ersten Entwurf des NEP 2030 (2019) maßgeblichen aktuellen Entwurf des FEP vom 26.10.2018, der lediglich weitere 160 MW für die Fläche O-7.1 vorsieht.

Die hierdurch eintretende unausgewogene Verteilung des Ausschreibungsvolumens zwischen Ostsee und Nordsee resultiert im Wesentlichen daraus, dass das Küstenmeer der Ostsee im Entwurf des FEP überwiegend keine Berücksichtigung findet. Erhebliche Potenziale in der Ostsee bleiben so ungenutzt und gehen damit auch nicht in die Dimensionierung des landseitigen Netzausbaus ein. Ein „Fadenriss“ in der Ostsee – bei dem über mehrere Jahre kein Ausbau erfolgt bzw. der Ausbau nach der Anbindung einer einzigen Fläche im Zielmodell auf unabsehbare Zeit sogar vollständig abbricht – ist zu vermeiden. Durch zusätzliche Ausschreibungen von Flächen in der Ostsee könnte der weitere Ausbau der Offshore-Windenergie bis 2030 stetig sowie gleichmäßig und damit auch unter Berücksichtigung der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten erfolgen.

Ergänzend zur Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs entsprechend des Entwurfs des FEP und des Szenariorahmens wurden nun diese fehlenden Potenziale zusammengestellt und eine Variante unter Berücksichtigung der Gebiete im Ostsee-Küstenmeer entwickelt und geprüft.

Einbeziehung Küstenmeer Ostsee

Es gibt bereits jetzt absehbar zu erschließende Potenziale in den Gebieten O-6 und O-7 im Küstenmeer der Ostsee, die im Near-Shore-Bereich relativ zeitnah angeschlossen werden können. Zudem können sich in der weiteren Erstellung und Aktualisierung des FEP in den folgenden Jahren noch zusätzliche Potenziale in den Gebieten O-1, O-2 und O-4 ergeben, die auch schon bereits in den Szenarien früherer NEP bestätigt wurden.

Ergänzend zum Szenario B 2030 wurde untersucht, wie sich eine Erhöhung der Erzeugungsleistung in der Ostsee um ca. 1 GW¹² gegenüber dem genehmigten Szenariorahmen auswirken würde. Damit würden im Küstenmeer die Potenziale um den bestehenden Offshore-Windpark Baltic 1 (Gebiet O-6) sowie im Bereich vor Warnemünde (Gebiet O-7) berücksichtigt. Aufgrund der kurzen Entfernung zur Küste könnten die Flächen mit entsprechendem Offshore-Potenzial zeitnah und *effizient* erschlossen werden.

Auch für die langfristige Onshore-Netzauslegung ist es sinnvoll, leicht erschließbare und realistische Potenziale in die Analysen aufzunehmen.

11 Genehmigungsdokument Szenariorahmen (Az. 8573-1-2/18-06-15/Szenariorahmen 2019-2030), S. 164.

12 Berücksichtigung einer Erzeugungsleistung im Gebiet O-6 in Höhe von 900 MW und zusätzlichen 110 MW im Gebiet O-7.



Auswirkungen

Das AC-Netzanbindungssystem OST-7-1 ist gemäß Kapitel 3.2.3 im Zubau-Offshorenetz mit einer Übertragungsleistung von 300 MW und einer geplanten Fertigstellung im Jahr 2029 vorgesehen. Eine Erhöhung der Erzeugungsleistung auf 250 MW im Gebiet O-7¹³ ist somit ohne Einfluss auf die Übertragungsleistung von OST-7-1 sowie auf die zeitliche Reihung des Offshore-Netzanbindungssystems leistbar.

Das Netzanbindungssystem OST-6-1 ist gemäß Kapitel 3.2.3 nicht Bestandteil des Zubau-Offshorenetzes. Hintergrund dafür ist das im Entwurf des FEP enthaltene ergänzende Kriterium „Tatsächliche Verfügbarkeit der Fläche“, sodass das Gebiet O-6 aufgrund einer bestehenden oder beantragten Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz im Entwurf des FEP und im genehmigten Szenariorahmen des NEP keine Berücksichtigung findet. Das Offshore-Netzanbindungssystem OST-6-1 dient der Erschließung des Gebiets O-6 im Küstenmeer der deutschen Ostsee. Es war bereits Bestandteil des O-NEP 2030 (2017) und wurde durch die BNetzA am 22.12.2017 unter Vorbehalt¹⁴ technologie-neutral bestätigt.

Die zu erschließende Erzeugungsleistung von 900 MW durch das Offshore-Netzanbindungssystem OST-6-1 am NVP Suchraum Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf sowie eine Erzeugungsleistung von 250 MW *(aus dem Gebiet O-7 mit den Flächen O-7.1 und O-7.2)* auf dem Offshore-Netzanbindungssystem OST-7-1 am NVP Suchraum Gemeinde Papendorf kann landseitig abgeführt werden, wenn das bereits im NEP 2030 (2017) bestätigte Projekt P215: Netzverstärkung Güstrow – Bentwisch – Sanitz/Dettmannsdorf realisiert wird. *Durch die Realisierung des Projekts P215 kommt es zu einer signifikanten Erhöhung der Übertragungskapazität. Dadurch sind die Aufnahme und der Transport von Einspeisungen aus Offshore-Windenergie in Höhe von ca. 1 GW aus den o. g. Gebieten ohne weitere landseitige Netzverstärkungen möglich.* Zusätzliche Informationen zum Projekt P215 können dem entsprechenden Steckbrief entnommen werden.

Im Sinne einer volkswirtschaftlich sinnvollen Gesamtlösung sowie der ausgewogenen Verteilung des Ausschreibungsvolumens auf Flächen in der Nord- und Ostsee sollte nicht das Netzanbindungssystem OST-1-4 mit lediglich 300 MW im Jahr 2026 realisiert werden, sondern das Netzanbindungssystem OST-6-1 auf das Jahr 2026 vorgezogen werden:

Das Netzanbindungssystem OST-6-1 kann im Jahr 2026 mit 900 MW errichtet werden (statt, wie bisher im O-NEP 2030 (2017) geplant, im Jahre 2029 mit 750 MW (3 x 250 MW)).

Dieses Vorgehen bietet folgende Vorteile gegenüber einer Realisierung des Netzanbindungssystems OST-1-4 mit 300 MW im Jahr 2026:

- Erstens kann 2026 eine Übertragungsleistung von 900 MW auf OST-6-1 verfügbar gemacht werden (statt nur 300 MW auf OST-1-4),
- zweitens könnten 2029 unter Umständen die Gebiete O-1, O-2 und O-4 über ein DC-Netzanbindungssystem OST-1-4 erschlossen werden, dadurch wird die künftige Entwicklung in den Gebieten O-1, O-2 und O-4 der Ostsee nicht abgeschnitten.

Die Steigerung der Einspeisung aus Offshore-Windenergie um ca. 1 GW aus *gut* erschließbaren *küstennahen* Flächen im Küstenmeer der Ostsee kann also ohne weitere neue Netzprojekte durch die bereits geplante Netzinfrastruktur an Land aufgenommen werden.

¹³ Die derzeit geplante gesamte Erzeugungsleistung des Gebietes O-7 beträgt ca. 250 MW. Neben der im FEP und NEP behandelten Fläche O-7.1 ist perspektivisch auf der Fläche O-7.2 die Errichtung eines Offshore-Testfeldes mit entsprechender Erzeugungsleistung vorgesehen.

¹⁴ Der Vorbehalt bezieht sich auf die erforderliche Bestätigung im NEP 2030 (2019) auf Grundlage der FEP-Festlegungen.

3.2.4 Investitionsvolumen des Offshore-Netzausbaubedarfs

Bei allen im Folgenden dokumentierten Investitionsplanungen handelt es sich für das Zubau-Offshorenetz um Hochrechnungen auf Basis gegenwärtiger Personal-, Material- und Logistikkosten. Die in Tabelle 15 und 16 ausgewiesenen Schätzungen für Anschaffungs- und Herstellungskosten für einzelne Komponenten sind Durchschnittswerte für unterschiedliche Projekte und sollen Anwendung finden für einen Zeitraum von fast 20 Jahren. Im Einzelfall kann es zu erheblichen Abweichungen kommen.

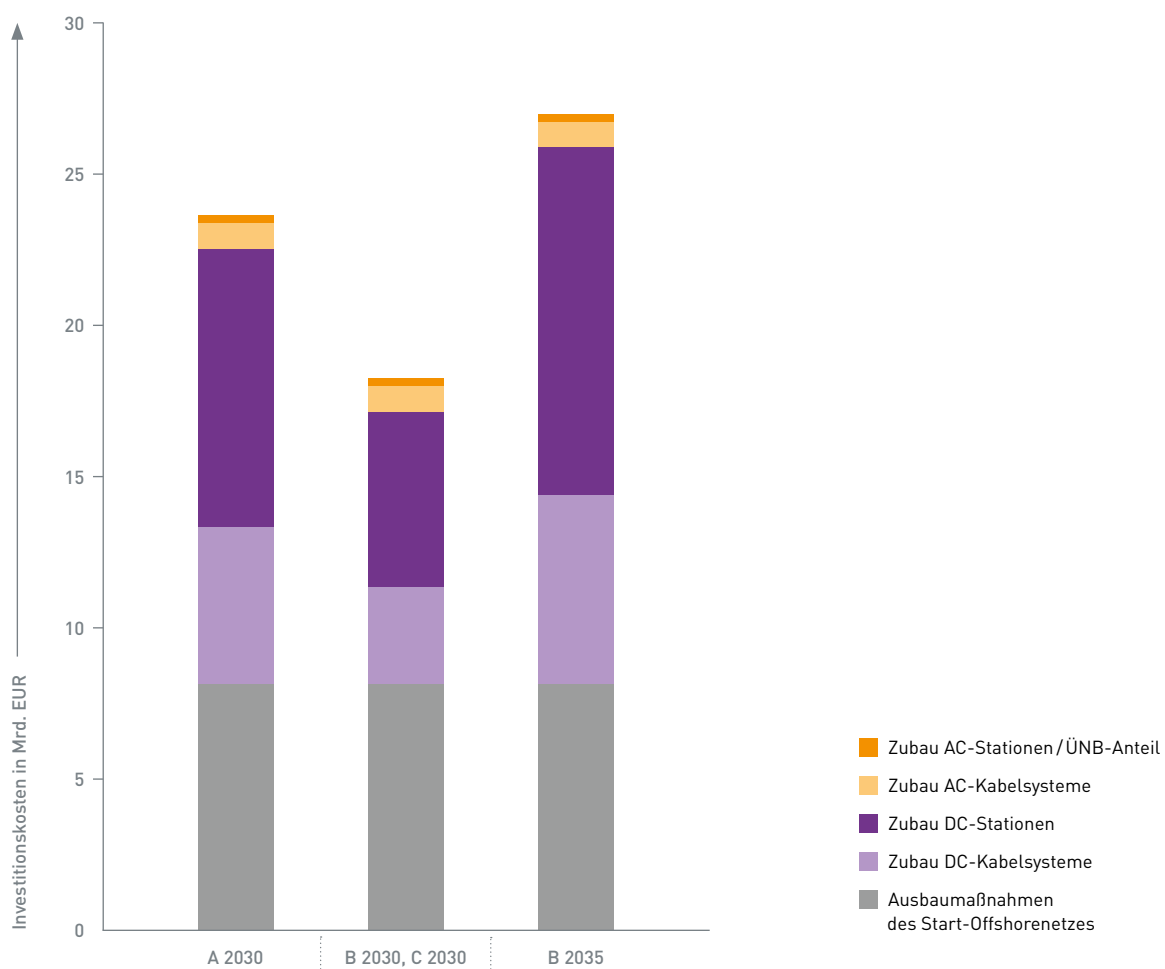
Die geschätzten Ausgaben für Investitionsmaßnahmen werden stark durch die in Abbildung 33 dargestellten Risiken beeinflusst. Derzeit liegen keine hinreichend belastbaren Erkenntnisse vor, die eine dauerhafte Reduzierung der angegebenen Kosten rechtfertigen.

Für die Szenarien B 2030 und C 2030 mit jeweils einem Ausbaupfad von 17 GW beträgt das geschätzte Investitionsvolumen für das deutsche Offshorenetz bis 2030 rund 18 Mrd. €. Das Szenario A 2030 erfordert aufgrund des Ausbaupfades von 20 GW höhere Investitionen von etwa 24 Mrd. €. Die installierten Leistungen und somit die Kosten in den Szenarien für 2030 gehen dabei über den gesetzlichen Ausbaupfad und den Entwurf des FEP hinaus. Für das Szenario B 2035 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen rund 27 Mrd. €. Die Investitionen in die Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes (rund 8 Mrd. €) sind hierin jeweils berücksichtigt.

An einzelnen Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsverbindungen (HGÜ-Verbindungen) des Start-Offshorenetzes wurde die verfügbare Übertragungsleistung noch nicht vollständig an OWP zugewiesen. Durch zukünftige Zuweisungen auf diesen HGÜ-Verbindungen werden zusätzliche AC-Anschlüsse erforderlich. Diese sind zum jetzigen Zeitpunkt Bestandteil des Zubau-Offshorenetzes und werden dort entsprechend kalkulatorisch berücksichtigt. Ein AC-Netzanschlusssystem beinhaltet mindestens einen AC-Anschluss. Um die Kosten des Offshore-Netzausbaus möglichst transparent darstellen zu können, werden diese technisch notwendigen AC-Anschlüsse bereits mit der jeweils zugehörigen Verbindung im Start- oder Zubau-Offshorenetz kalkuliert. Bei HGÜ-Verbindungen mit 66-kV-Direktanbindungssystem sind keine weiteren Kosten für AC-Kabel enthalten, da der Anschluss der OWP an die Konverterplattform des ÜNB mittels 66-kV-AC-Kabel in den Verantwortungsbereich des jeweiligen OWP-Betreibers fällt.



Abbildung 32: Schätzung des Investitionsvolumens in Abhängigkeit der Szenarien des NEP 2030 (2019)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Tabelle 15: Schätzung der Anschaffungs- und Herstellungskosten für das Zubau-Offshorenetz Nordsee

Anlage / Anlagenteil	AHK *	Einheit	Bemerkung
DC-Kabelsysteme**	2,0	Mio. €/km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens
AC-Kabelsysteme 155 kV	1,5	Mio. €/km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung und Verlegung
DC-Stationen	1,0	Mio. €/MW	pauschal für See- und Landstation gemeinsam, inkl. Kosten für die Nebenanlagen

* Anschaffungs- und Herstellungskosten

** 2,0 Mio. €/km bezieht sich auf Kosten des DC-Kabels für beide Pole.

Hinweis: Alle Offshore-Netzausbaumaßnahmen wurden in Kabeltechnik kalkuliert.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 16: Schätzung der Anschaffungs- und Herstellungskosten für das Zubau-Offshorenetz Ostsee

Anlage / Anlagenteil	AHK *	Einheit	Bemerkung
AC-Kabelsysteme 220 kV	4,35	Mio. €/km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens
AC-Stationen / Übertragungsnetzbetreiber-Anteil	0,4	Mio. €/MW	pauschal für See- und Landstation gemeinsam, inkl. Kosten für die Nebenanlagen

* Anschaffungs- und Herstellungskosten

Hinweis: Alle Offshore-Netzausbaumaßnahmen wurden in Kabeltechnik kalkuliert.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Eine stabile und verlässliche Planung der Netzanbindungssysteme bleibt eine wichtige Voraussetzung für die Hebung von Kostensenkungspotenzialen. Zudem sind die derzeit von den ÜNB angenommenen Kosten durch rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen beeinflusst. Durch Änderungen der Vorgaben, wie z. B. einer Flexibilisierung der Verlegetiefe der Kabel abhängig von den Bodenbeschaffenheiten und des Verlegebereiches, oder die Modifizierung der Schnittstellen (technisch, räumlich, Verantwortungsbereich) zwischen OWP und ÜNB können die Kosten beeinflusst werden.

Die Errichtung von Offshore-Netzanbindungssystemen stellt an alle Beteiligten hohe Anforderungen. Daher können sich erhebliche Risiken in Bezug auf die Einhaltung der abgeschätzten Anschaffungs- und Herstellungskosten ergeben. Unter anderem sind folgende Risiken (siehe Abbildung 33) zu berücksichtigen, die sich aufgrund der örtlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen unterschiedlich stark in den Projekten ausprägen.



Abbildung 33: Mögliche Risiken bei der Errichtung von Offshore-Netzanbindungen

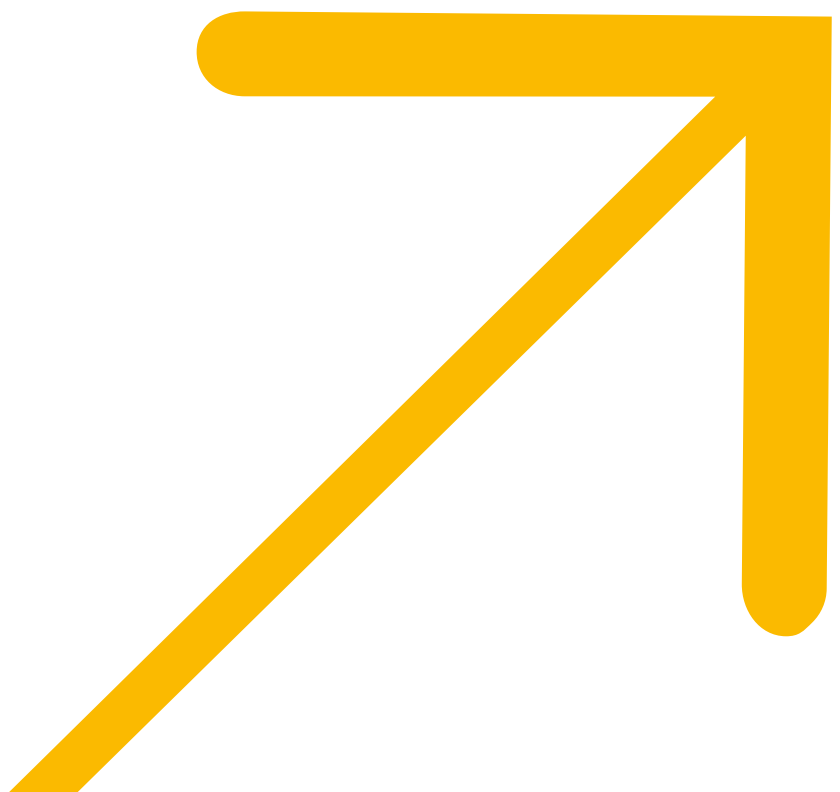
Schlechtwetter	• Transport und Installation der Plattform • Verkürzungen von Arbeitszeiten • Standby-Zeiten • Bauzeitenfenster • Wellen, Wind, Eis, Salz etc.
Trassenverlauf	• unvorhergesehene Bodenverhältnisse (Verdichtung) • Einspülhindernisse (Morphologie) • Altlasten/ archäologische Funde (Munition, Wracks) • schwierige Bodenverhältnisse (Weichsedimente/ Schlick, Mergel) • Rockdumping • Steinfeldberäumung • zusätzliches Trenchen
rechtliche Risiken/Genehmigungen	• Einsprüche aus privatrechtlichen und öffentlichen Belangen • enge Bauzeitenfenster im Wattenmeer • Anzahl umsetzbarer Bohrungen z. B. auf Norderney • Auflagen für zu verwendende technische Geräte • Genehmigungszeiträume/-umfang
Marktrisiken	• Rohstoffe (Metallpreisschwankungen; Preisschwankungen von Treib- und Schmierstoffen) • Preisentwicklung (Wechselkursschwankungen) • Anbietermarkt (geringe Anzahl von Lieferanten; Entwicklung von Lieferanten aufgrund Technologie schwierig)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Weiterführende Dokumente und Links

- Stellungnahme der ÜNB zum Entwurf des FEP vom 19.12.2018:
www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/meeresfachplanung_node.html ➔
- BSH: „Entwurf Flächenentwicklungsplan 2019 für die deutsche Nord- und Ostsee“:
www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Anlagen/Downloads/Aktuelles_FEP_Entwurf_FEP2.pdf?blob=publicationFile&v=3 ➔
- BNetzA: Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2030 (2019):
www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2030_2019/szenariorahmen2019-2030/de.html ➔
- Vorgehen zur Ermittlung der Trassenlänge (offshore): www.netzentwicklungsplan.de/ZUv ➔
- Zweite Entwürfe NEP und O-NEP 2030 (2017) und Bestätigung:
www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplaene-2030-2017 ➔
- BSH: „Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nord- und Ostsee 2016/ 2017 und Umweltbericht“: www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Bundesfachplaene_Offshore/bundesfachplaene-offshore_node.html ➔
- Information zum TYNDP 2018 von ENTSO-E: tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/ ➔

4 MARKTSIMULATION



4 MARKTSIMULATION

Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren

Zunächst möchten die Übertragungsnetzbetreiber darauf hinweisen, dass zwischen dem ersten und zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans Nachberechnungen in der Marktsimulation durchgeführt wurden, die in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 teilweise zu minimalen Änderungen in den Ergebnissen geführt haben. Im Vergleich zum ersten Entwurf ergeben sich jedoch keine grundsätzlich abweichenden Marktergebnisse bzw. daraus resultierenden überregionalen Transportbedarfe.

Wie bereits im ersten Entwurf angekündigt und auch mehrfach in den Stellungnahmen gefordert, haben die Übertragungsnetzbetreiber eine Sensitivität „B 2035 – Kohleausstieg“ durchgeführt und damit die Ergebnisse des Abschlussberichtes der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ in Bezug auf die mögliche Bandbreite der zukünftigen Kohlekraftwerksleistung aufgegriffen (siehe Kapitel 5.3.6).

Auf Wunsch einiger Stakeholder wurde die Beschreibung der Modellierung der berücksichtigten Flexibilitätsoptionen konkretisiert (siehe Kapitel 4.1).

In mehreren Stellungnahmen wurde um eine detailliertere Einordnung der Flow-Based Market Coupling (FBMC)-Handelsergebnisse im Vergleich zu einer Net Transfer Capacities (NTC)-basierten Marktmodellierung gebeten. Tatsächlich ergeben sich sowohl in Jahressumme als auch im Maximum nur geringfügige Änderungen durch die neue Methodik. Wie unten beschrieben, ist bei sonst gleichen Rahmenbedingungen im FBMC zwar ein höherer bilateraler Handel möglich, der Gesamthandel in eine Richtung – etwa nach Südeuropa – bleibt aber in etwa auf dem gleichen Niveau. Eine Vergleichsrechnung für B 2035 mit Ten-Year Network Development Plan-NTCs ergab 38,7 TWh Nettoexport (gegenüber 35,9 TWh in der FBMC-Rechnung). Der maximale Export nach Südeuropa (Frankreich, Schweiz und Österreich) lag mit 18,3 GW nur unwesentlich unter den 19,8 GW im FBMC.

Zum Thema Counter-Intuitive Flows folgen die Übertragungsnetzbetreiber gerne dem Hinweis eines Konsultationsteilnehmers und merken an, dass die Ermöglichung solcher Handelsgeschäfte Gegenstand laufender Diskussionen auf europäischer Ebene ist.

Auf der NEP-Dialogveranstaltung vom 12.02.2019 wurde zudem die Bitte geäußert, die beiden Marktgebiete Dänemarks bei der Ausweisung des Handelsaustauschs einzeln auszuweisen. Dieser Bitte kommen die Übertragungsnetzbetreiber im zweiten Entwurf nach. Des Weiteren wurden, wie in einigen Stellungnahmen angeregt, die bilateralen Handelsaustausche Deutschlands, mit einer Übersicht über die Erzeugung, Nachfrage und den Stromhandelssalden der benachbarten Marktgebiete ergänzt (siehe Kapitel 4.2.1).

In einigen Stellungnahmen wurde angemerkt, dass der Begriff „Dumped Energy“ negativ besetzt ist und besser durch einen anderen Begriff ersetzt werden sollte. Die Übertragungsnetzbetreiber stellen fest, dass sich der Begriff in der Fachwelt etabliert hat, erkennen jedoch an, dass es auch dort Diskussionen darüber gibt. Die Übertragungsnetzbetreiber wollen mit der Nutzung des Begriffs keine Wertung vornehmen, sondern lediglich auf inhaltlicher Ebene aufzeigen, dass für die vollständige Integration der theoretisch möglichen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mehr Flexibilität im System benötigt würde. Dies wird insbesondere bei einem Vergleich der drei Szenarien für das Jahr 2030 deutlich: In C 2030 ist der konventionelle Kraftwerkspark am flexibelsten (da hier kein Must-Run vorgegeben ist). Dementsprechend ist die Höhe der nicht „steuerbaren“ Erzeugung geringer als in den Szenarien A und B und somit die Menge an Dumped Energy am geringsten.



Zusammenfassung

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 der Stromnachfrage die Eingangsgrößen für die anschließenden Netzanalysen und bestimmen den Übertragungsbedarf im deutschen Stromnetz (siehe Kapitel 5).

Wesentliche Ergebnisse der Marktsimulationen zum Netzentwicklungsplan 2030 (2019) sind:

- Die Marktsimulationen zum Netzentwicklungsplan 2030 (2019) 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 Zeithorizonten und Szenarien zu beobachten: Erzeugungsüberschuss in Norddeutschland, Erzeugungsdefizit in Süddeutschland. Zwischen etwa einem Viertel und der Hälfte des jährlichen Bedarfs werden in Süd- und Westdeutschland aus in- und ausländischen Importen gedeckt. Nord- und ostdeutsche Bundesländer erzielen dagegen 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 55 % in 2025 bis 70 % in 2035 weist Deutschland in allen Szenarien im europäischen Vergleich einen hohen Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung auf. Das im Koalitionsvertrag formulierte Ziel eines Anteils erneuerbare Energien von 65 % am Bruttostromverbrauch wird in allen Szenarien für 2030 erreicht – und mit rund 67–68 % sogar leicht übertroffen.
- Die steigende Flexibilisierung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Anwendungen auf der Nachfrageseite fördern die Integration der fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Dennoch kommt es vermehrt zur marktseitigen Einsenkung von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, welche *im angenommenen Szenario- und Marktrahmen* nicht integriert werden kann.
- In allen Szenarien wird die Bedeutung Deutschlands als Bindeglied im europäischen Binnenmarkt deutlich. Die zahlreichen Stunden mit einem Überschuss an erneuerbaren Stromerzeugung führen zu einem deutlichen Nettoexport Deutschlands in allen Szenarien. In den Szenarien für 2030 beträgt dieser zwischen 44 und 76 TWh. Im Vergleich zur innerdeutschen Übertragungsmenge sind die Transite durch Deutschland sehr viel kleiner und bleiben insgesamt in der gleichen Größenordnung wie im Netzentwicklungsplan 2030 (2017).
- Die Volllaststunden der thermischen Erzeugungstechnologien unterscheiden sich in den einzelnen Szenarien deutlich, insbesondere bei den Energieträgern Braunkohle, Steinkohle und Erdgas. Gründe für die Unterschiede sind u. a. die vollständige Flexibilisierung der thermischen Erzeugungsanlagen in Szenario C 2030 sowie die höheren CO₂-Preise in A 2030 und B 2035.
- Eine zusätzliche Erhöhung des CO₂-Preises in Deutschland zur Erreichung der im Szenariorahmen festgelegten Emissionsobergrenzen ist nur in den Szenarien A 2030 und B 2035 notwendig. In den übrigen Szenarien wird die Emissionsobergrenze in der Marktsimulation ohne weitere Aufschläge auf den europäischen CO₂-Preis eingehalten.
- Aufgrund der Nichtberücksichtigung von Sonderfällen in den Marktsimulationen, wie z. B. systematische Nichtverfügbarkeiten von Kernkraftwerken in Frankreich, kritische Wittersituationen oder Gasknappheit, ist der Netzausbau nicht auf extreme, außerplanmäßige Eventualitäten ausgelegt, sondern auf statistisch erwartbare Bedingungen.



4.1 Modellierung des Energiemarktes und grundsätzliche Einordnung der Ergebnisse

Das Optimierungsverfahren

Die Eingangsdaten zur Modellierung der Erzeugung, des Handels und der Nachfrage elektrischer Energie im gesamten europäischen Stromsystem fließen wie auch beim Netzentwicklungsplan (NEP) 2030 (2017) in ein von Pöyry Management Consulting entwickeltes Elektrizitätsmarktmodell ein. Die Marktsimulation zum NEP 2030 (2019) wurde von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) selbstständig durchgeführt. Abbildung 34 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 Strom zu möglichst geringen Kosten. Damit bildet die Modellierung die gegenwärtige Ausgestaltung des Strommarktes („Energy-only-Markt“) ab.

Marktsimulation

Das Marktmodell minimiert die variablen Stromerzeugungskosten des Gesamtbetrachtungssystems mit einer rollierenden Voraussicht. 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 konventionellen Erzeugungsanlagen ergänzt die vorrangige Einspeisung von erneuerbaren Energien (EE) und 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:

- Erneuerbare Energieerzeugungsanlagen, insbesondere Windkraft- und Photovoltaikanlagen, produzieren in erster Linie in Einklang mit den vorgegebenen Einspeiseprofilen 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 Handelsaustausch mit dem Ausland nicht möglich ist. Beispiel hierfür sind Situationen sehr hoher erneuerbarer Einspeisung bei gleichzeitig geringer inländischer Stromnachfrage und bereits vollständig ausgeschöpften Exportmöglichkeiten in das Ausland.
- Konventionelle Kraftwerke unterliegen kraftwerkstypischen Dynamiken wie Anfahr- und Abfahrvorgängen, minimalen Mindesteinsatz- und Stillstandzeiten, Mindestleistungen oder Instandhaltungszeiten. Darüber hinaus werden die Anfahrkosten eines Kraftwerksblocks und Wirkungsgradverluste bei Teillast in der Optimierung berücksichtigt.
- Kraftwerke mit einer Must-Run-Vorgabe werden unter Berücksichtigung eines vorgegebenen Mindesteinspeisebedarfs betrieben, der in Abhängigkeit der zusätzlichen Versorgungsaufgabe (Nah- und Fernwärmebereitstellung oder industrielle Prozesswärme) in jeder Stunde variieren kann. (siehe Kapitel 2)
- Die Einspeisung aus Pump- bzw. Speicherwasserkraftwerken ist von den jeweiligen Zuflussmengen und Speicherfüllständen abhängig.

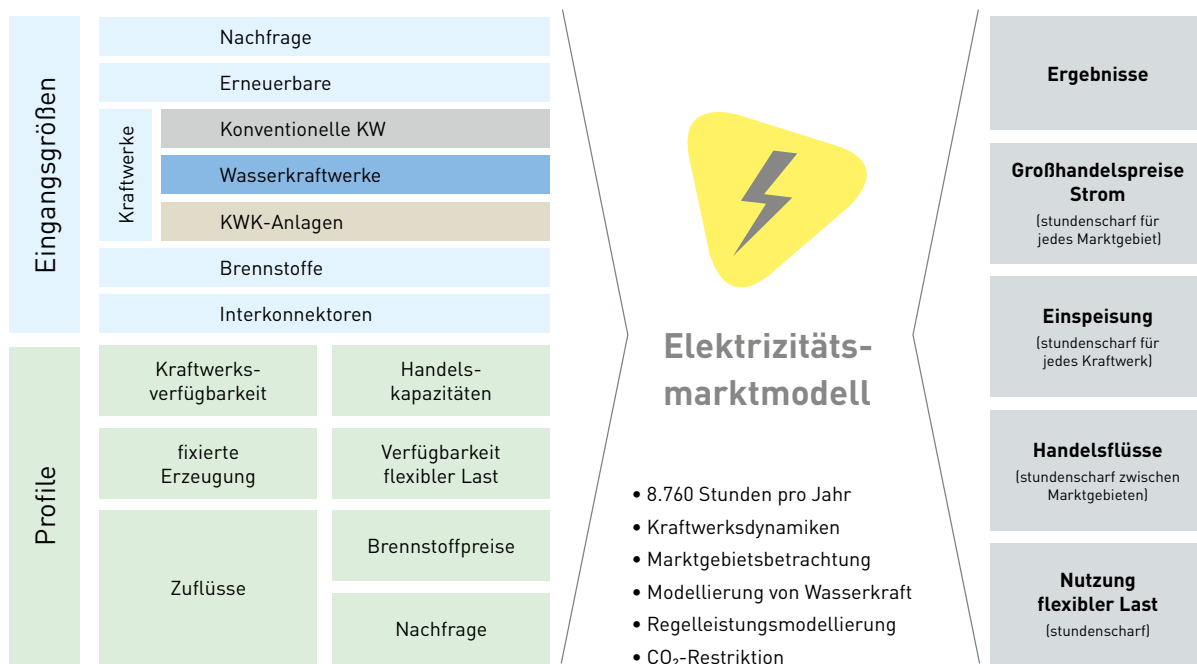
Die vorrangige Einspeisung der aus erneuerbaren Quellen gewonnenen Energien wird dadurch abgebildet, dass sie in der Merit-Order aufgrund der sehr geringen variablen Kosten an erster Stelle stehen und somit vorrangig zu allen anderen Kraftwerken mit höheren variablen Kosten eingesetzt werden. Der Kraftwerkseinsatz 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. Gleichzeitig bestehen flexible Nachfrageelemente, die in Abhängigkeit der Marktpreise zu- oder abgeschaltet werden können.



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

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

Abbildung 34: Überblick über das Elektrizitätsmarktmodell



Quelle: Pöry Management Consulting / Übertragungsnetzbetreiber

Berücksichtigung von Flexibilitäten

Im Marktmodell werden sowohl abschalt- und verschiebbare Lasten modelliert, als auch Flexibilitäten zuschaltbarer Lasten aus der voranschreitenden Sektorenkopplung. Zur letzten Kategorie zählen insbesondere die Prozesse aus Power-to-Heat und Power-to-Methan, die sich dynamisch der Marktsituation anpassen können. Die Optimierung von Lastflexibilitäten erfolgt, wie auch der Kraftwerkseinsatz kostenminimierend, wobei jede Flexibilitätsoption mit Abrufkosten und Einsatzrestriktionen (z. B. maximaler Verschiebe- und/oder Abrufdauer) verbunden ist. Dem Einsatz von Power-to-Heat und Power-to-Methan sind Opportunitätskosten hinterlegt, die einem etwaigen Betreiber dieser Anlagen entstünden. Prinzipiell besteht bei beiden Prozessen die Möglichkeit auf einen anderen Energieträger auszuweichen. So lässt sich Wärmearbeit auch aus thermischen Energieträgern bereitstellen. Statt Methan aus Power-to-Methan-Anlagen kann konventionelles Erdgas genutzt werden. Für den Betreiber stellt sich also die Wahl, abhängig vom Strompreis, den „Energiebedarf“ über den Strommarkt oder „klassisch“ zu decken. Diese Entscheidung ist über einen Preisindikator im Marktmodell abgebildet.



Einhaltung von nationalen CO₂-Emissionsvorgaben

Wie in Kapitel 2.3 dargestellt sind durch die Genehmigung zum Szenariorahmen 2030 (2019) verbindliche Grenzen für die nationalen CO₂-Emissionen von Kraftwerken vorgegeben. Bei der Bestimmung in den jeweiligen Szenarien werden dabei die CO₂-Emissionen des gesamten Kraftwerksparks in Deutschland betrachtet. Dies erfolgt unabhängig davon, ob diese Emissionen für die Strom- oder Wärmeerzeugung anfallen. Für den Fall, dass die mithilfe des Marktmodells ermittelten Gesamtemissionen der Kraftwerke oberhalb des *vorgegebenen Grenzwertes* liegen, wird *der deutsche CO₂-Preis so lange iterativ erhöht, bis die Emissionsgrenze eingehalten wird. Dies kann – soweit zur Einhaltung der Emissionsgrenze notwendig – wie auch im vorangegangenen NEP 2030 (2017) zu einem gegenüber dem Rest Europas erhöhten CO₂-Zertifikatspreis in Deutschland führen. Durch den Preisaufschlag wird die Stromerzeugung CO₂-intensiver Kraftwerke in Deutschland gesenkt und durch CO₂-ärmere Stromerzeugung in Deutschland oder ausländische Stromerzeugung ersetzt.* Im NEP 2030 (2019) sind davon die Szenarien A 2030 sowie B 2035 betroffen. In den Szenarien B 2025, B 2030 und C 2030 liegen die Gesamtemissionen des Kraftwerksparks bereits ohne *nationalen CO₂-Preisaufschlag* unterhalb der jeweiligen Grenzwerte.

Methodische Neuerungen und Weiterentwicklungen gegenüber dem Netzentwicklungsplan 2030 (2017)

Das auch im NEP 2030 (2017) eingesetzte Marktmodell konnte für den aktuellen NEP 2030 (2019) weiterentwickelt werden. Hierunter fällt u. a. eine detaillierte Abbildung von nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen (Power-to-Gas – PtG, Power-to-Heat – PtH) sowie die Berücksichtigung einer lastflussbasierten Allokation von Handelskapazitäten (Flow-Based Market Coupling – FBMC) für Deutschland und die benachbarten Marktgebiete (siehe ausführliche methodische Beschreibung in Kapitel 2.7), welche durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) in der Genehmigung des Szenariorahmens vorgegeben wurde.

Auswirkungen des Einsatzes von Flow-Based Market Coupling

Bei einer NTC-Modellierung (Net Transfer Capacities) sind bilaterale Handelsaustauschmöglichkeiten zwischen Marktgebieten voneinander entkoppelt. So wird beispielsweise die maximale Handelskapazität von Deutschland nach Frankreich als stets verfügbar und unabhängig von anderen Handelsaustauschen – beispielsweise zwischen Deutschland und der Schweiz – modelliert. Das den ÜNB in der Szenariorahmengen Genehmigung vorgegebene FBMC ermöglicht nun aber die (in Realität auftretenden) Ringflüsse auf den Kuppelleitungen zu berücksichtigen. Um im zuvor genannten Beispiel zu bleiben, bedingt ein Handelsaustausch von Deutschland in die Schweiz auch einen Fluss über die Grenzen von Deutschland nach Frankreich und weiter von Frankreich in die Schweiz. Da also bereits ein Teilfluss des Handels von Deutschland in die Schweiz über die deutsch-französische Grenze fließt, steht zeitgleich nicht die maximale Handelskapazität zwischen Deutschland und Frankreich für weiteren Handel zur Verfügung. Gleiches gilt auch im umgekehrten Fall eines Handels von der Schweiz nach Deutschland. Dieses Prinzip betrifft alle Grenzen der Marktgebiete, deren Austausch über FBMC-Methodik miteinander modelliert werden – allerdings sind die Auswirkungen mit zunehmenden („elektrischem“) Abstand der Marktgebiete voneinander geringer. Dies hat folgende Auswirkungen:

- **Gesteigerter bilateraler Handel:** Der oben beschriebene Zusammenhang kann nun in der Strommarktsimulation genutzt werden, um den bilateralen Handel zu erhöhen. So ist beispielsweise ein höherer Export von Deutschland in die Schweiz möglich, wenn gleichzeitig in der Gegenrichtung von Frankreich nach Deutschland exportiert wird. Die unterschiedlichen Handelsrichtungen (nach Süden in die Schweiz und nach Norden aus Frankreich) sorgen tendenziell für geringere Belastungen auf den Kuppelleitungen als wenn Frankreich und die Schweiz gleichzeitig aus Deutschland importieren würden. Ein zielgerichteter Handel an der einen Grenze kann somit beim FBMC die Handelsmöglichkeiten an einer anderen Grenze erhöhen, wodurch bei sonst gleichen Randbedingungen gegenüber dem bisherigen NTC-Ansatz höhere bilaterale Handelsaustausche möglich sind.
- **Zeitgleiche Handelskapazität:** Aus den gesteigerten bilateralen Handelsmöglichkeiten folgt kein Anstieg der gesamten Import- bzw. Exportkapazität eines Marktgebiets. Aus obigem Beispiel wird klar, dass Deutschland nicht zeitgleich maximal mit Frankreich und der Schweiz handeln kann, da ein Handelsaustausch die jeweils andere Handelsmöglichkeit reduziert. So ist der maximale Import bzw. Export aus einem Marktgebiet nicht notwendigerweise größer als im bisherigen NTC-Ansatz. Für Deutschland zeigt sich im aktuellen NEP gegenüber einer NTC-Modellierung sogar eine leichte Verringerung der maximalen, zeitgleichen Ex- und Importe durch den FBMC-Ansatz.



- **Counter-Intuitive Flows:** Ein weiterer Effekt dieser Abhängigkeiten zwischen Handelsaustauschen sind sogenannte „nicht-intuitive“ Handelsflüsse (engl. „counter-intuitive flows“). Hierbei handelt es sich um Handel, der den Anschein hat gegen ökonomische Grundsätze zu verstoßen und dessen Hintergrund sich erst bei genauerer Betrachtung erschließt. Ein solches Verhalten kann stattfinden, um gezielt einzelne bilaterale Handelskapazitäten zu erhöhen und dadurch weiteren, aus gesamtökonomischer Sicht noch vorteilhafteren Handel zu ermöglichen. Um das zu verdeutlichen kann das obige Beispiel gedanklich um Marktpreise ergänzt werden. So kann es sein, dass in einer Stunde Deutschland den geringsten Marktpreis hat, gefolgt von Frankreich sowie der Schweiz mit dem höchsten Marktpreis. In einer NTC-basierten Marktsimulation fände in dieser Situation ein Handel von Deutschland in die Schweiz und nach Frankreich statt – jeweils vom Marktgebiet mit dem günstigeren Preis in das mit dem höheren Preis. Im Fall von FBMC kann es aber vorteilhaft sein, gezielt von Frankreich nach Deutschland, d. h. im Beispiel von Marktgebieten mit hohem Preis in das mit niedrigen Kosten zu handeln, um hierüber zielgerichtet die Handelsmöglichkeit von Deutschland in die Schweiz zu erhöhen. Letzteres bedeutet dann einen entsprechend höheren volkswirtschaftlichen Nutzen. Bei den Analysen der Marktsimulationsergebnisse zeigt sich, dass Counter-Intuitive Flows in mindestens 25 % der Stunden und damit verhältnismäßig häufig vorkommen. Die ÜNB haben sich aufgrund des gesamtökonomischen Nutzens für das Zulassen dieser Handelsflüsse entschieden. Ob diese zukünftig im europäischen Handel ermöglicht werden, ist offen.

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 in den Marktsimulationen, wie z. B. systematische Nichtverfügbarkeiten von Kernkraftwerken in Frankreich, kritische Wittersituationen oder Gasknappheit, ist der Netzausbau nicht auf extreme, 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 NEP 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 NEP beispielsweise Emissionsmengen des Stromerzeugungssektors ermittelt werden, welche Auskunft über die Einhaltung energie- und klimapolitischer Ziele geben.

4.2 Ergebnisse der Marktsimulationen

Ergebnis der Marktsimulationen sind die stündlichen Einspeiseleistungen 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 *ausschlaggebend*. *Hierfür werden einzelne Situationen innerhalb der simulierten Jahreszeitreihe (Stunden) identifiziert, die in Kombination mit der unterstellten Netztopologie im Übertragungsnetz auslegungsrelevant sind. Diesen Situationen liegen allesamt statistisch erwartbare Bedingungen zugrunde.*



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

Szenario A 2030 (Geringe Sektorenkopplung mit zentraleren Strukturen)

Der Ausbau erneuerbarer Energien in Verbindung mit einer relativ hohen Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie und konventionellen Kraftwerken kennzeichnen das Szenario A 2030. Insgesamt kann die Erzeugung in deutschen Kraftwerken vergleichsweise kostengünstig erfolgen, sodass die europäischen Nachbarländer in diesem Szenario verstärkt elektrische Energie aus Deutschland importieren. Der Austausch mit dem Ausland intensiviert sich im Vergleich zu heute. Bei einer *Exportenergiemenge* von etwa 138 TWh und einem Import von etwa 62 TWh werden etwa 76 TWh netto innerhalb eines Jahres ins europäische Ausland exportiert. Hauptflussrichtung der Handelsflüsse ist in diesem Szenario von Norden und Osten in Richtung Süden und Westen. Erneuerbare Energien haben in diesem Szenario einen Anteil von ca. 60 % an der Stromerzeugung in Deutschland. Der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch beträgt ca. 67 % bezogen auf etwa 556 TWh.

B-Szenariopfad (Moderate Sektorenkopplung mit gemischten Strukturen)

Szenario B 2025

Der nahe Zeithorizont des Szenarios führt im Vergleich zu den anderen Szenarien zu dem geringsten EE-Anteil von rund 59 % an der Bruttostromnachfrage (in Höhe von 575 TWh). 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. Dieser Trend ist in allen Szenarien des B-Pfades sichtbar, jedoch in B 2025 am geringsten ausgeprägt. Der Handelssaldo in diesem Szenario liegt bei etwa 58 TWh, resultierend aus einem jährlichen Export von 118 TWh und Import von etwa 61 TWh.

Szenario B 2030

In B 2030 liegt der Anteil erneuerbarer Stromerzeugung am Bruttostromverbrauch (590 TWh) bei etwa 67 %, womit auch hier wie in den anderen Szenarien für 2030 der Zielwert von 65 % erreicht wird. Die Zielerreichung basiert auf einem starken Anstieg der installierten Leistung erneuerbarer Energien, insbesondere Wind onshore, Wind offshore und Photovoltaik (PV). So steigt die Leistung dieser Technologien gegenüber B 2030 des NEP 2030 (2017) um insgesamt 50 GW an. Außerdem gelingt es, durch den hohen Erzeugungsanteil erneuerbarer Energien, die CO₂-Emissions~~obergrenze~~ ohne eine Erhöhung des nationalen CO₂-Preises *einzuhalten*. Ein CO₂-Kostenaufschlag, wie es ihn im letzten NEP 2030 (2017) im Szenario B 2030 gab, ist somit nicht notwendig. Der bereits in 2025 beobachtete Erzeugungsüberschuss im Norden und Osten Deutschlands nimmt weiter zu. Auch die Exporte steigen in Szenario B 2030 gegenüber B 2025 weiter an. Deutschland erzielt in Summe einen Erzeugungsüberschuss von nahezu 73 TWh, der im Wesentlichen nach Westeuropa und Südeuropa exportiert wird.

Szenario B 2035

Im Langfristszenario B 2035 setzt sich die Entwicklung aus B 2025 und B 2030 weiter fort. Die installierte Leistung aus Wind onshore, Wind offshore und PV erhöht sich im Vergleich zum Szenario B 2035 aus dem NEP 2030 (2017) um 55,5 GW. Dies führt zu einem EE-Anteil am Bruttostromverbrauch (589 TWh) von etwa 74 %. Dass die Bruttostromnachfrage in B 2035 geringer als in B 2030 ist, obwohl der Nettostrombedarf steigt, ist auf den stark gesunkenen Eigenbedarf thermischer Kraftwerke zurückzuführen. Deren installierte Leistung beträgt nur noch ca. 55 GW und ist damit rund 35 GW geringer als im Referenzjahr 2017. Trotz des Wandels in der Erzeugungsstruktur ist eine nationale CO₂-Preiserhöhung von 28 € pro Tonne CO₂ notwendig, um *das vorgegebene Emissionsreduktionsziel* zu erreichen. Die Auswirkung des hohen CO₂-Preisauflags und der verringerten konventionellen Erzeugungsleistung findet sich auch im deutschen Exportverhalten wieder. So sinkt der Handelsüberschuss auf ca. 36 TWh, was rund der Hälfte des Werts von B 2030 entspricht. Der Energiefluss von Nord-Ost- nach Süd-Westdeutschland wird noch einmal ausgeprägter als in 2030.



Szenario C 2030 (Starke Sektorenkopplung mit dezentraleren Strukturen)

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 Anlagenbetriebs von Kraftwerken ist die Einspeisung konventioneller Kraftwerke in Deutschland gegenüber B 2030 und A 2030 reduziert. Die vorgegebene CO₂-Begrenzung auf 184 Mio. t wird ohne weitere nationale Eingriffe erreicht. Erneuerbare Energien haben in diesem Szenario einen Anteil von 65 % an der Stromerzeugung. Der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch beträgt 68 % bezogen auf etwa 615 TWh. Der Handelssaldo liegt bei einem Wert von rund 44 TWh, womit Deutschland auch in diesem Szenario ein Nettoexporteur von Strom ist.

4.2.1 Deutschland im europäischen Kontext – Länderbilanzen und Energieaustausch

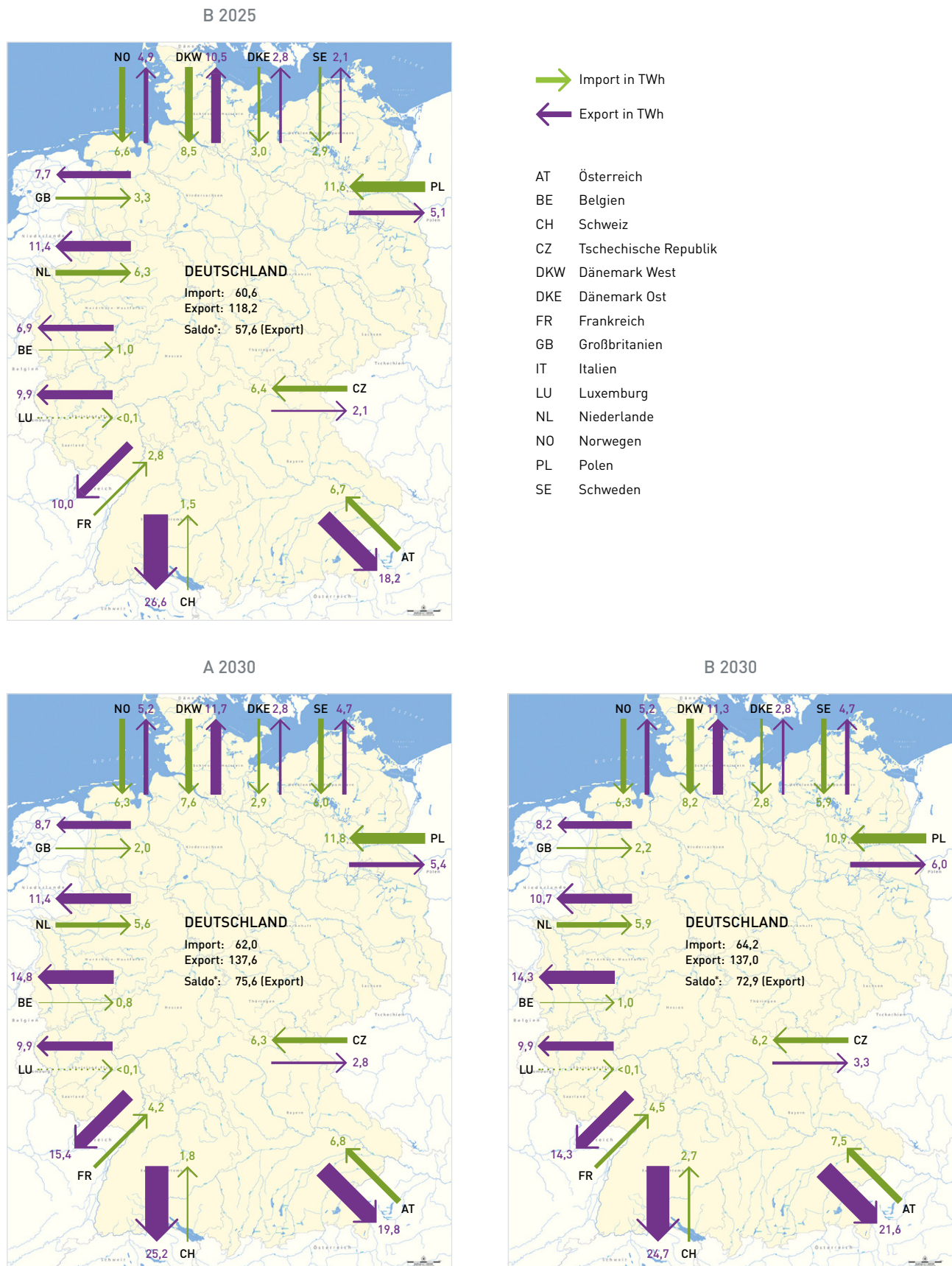
Da die Austauschmöglichkeiten elektrischer Energie in Europa physikalisch begrenzt sind, bilden sich Märkte mit unterschiedlichen Strompreisen. Für die Dimensionierung eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes in Deutschland sind Höhe, Zeitpunkt und Richtung der Austauschleistungen zwischen Deutschland 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. Mit dem im NEP 2030 (2019) gewählten FBMC-Ansatz wird aber tendenziell eine höhere Konvergenz zwischen Handelsaustauschen und physikalischen Flüssen erreicht. Letztere werden im Rahmen der Netzberechnung (siehe Kapitel 5) ermittelt und ergeben 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 über 99 % aller Stunden treten Transite durch Deutschland auf. Dies unterstreicht die zentrale Lage der deutschen Übertragungsnetze im europäischen Verbund.
- 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. Aufgrund des sehr hohen Anteils erneuerbarer Energien ist aber insgesamt ein Nettoexport Deutschlands zu erwarten.
- 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.
- Mehr erneuerbare Energien in der gesamten EU mit zeitlich unterschiedlichen Einspeiseprofilen, bedingt durch Differenzen in der Wetterlage, führen zu einem steigenden und dynamischen EU-weiten EE-Austausch. Der EU-weite, grenzüberschreitende Austausch der EE-Einspeisung führt EU-weit zur Reduktion der CO₂-Emissionen.



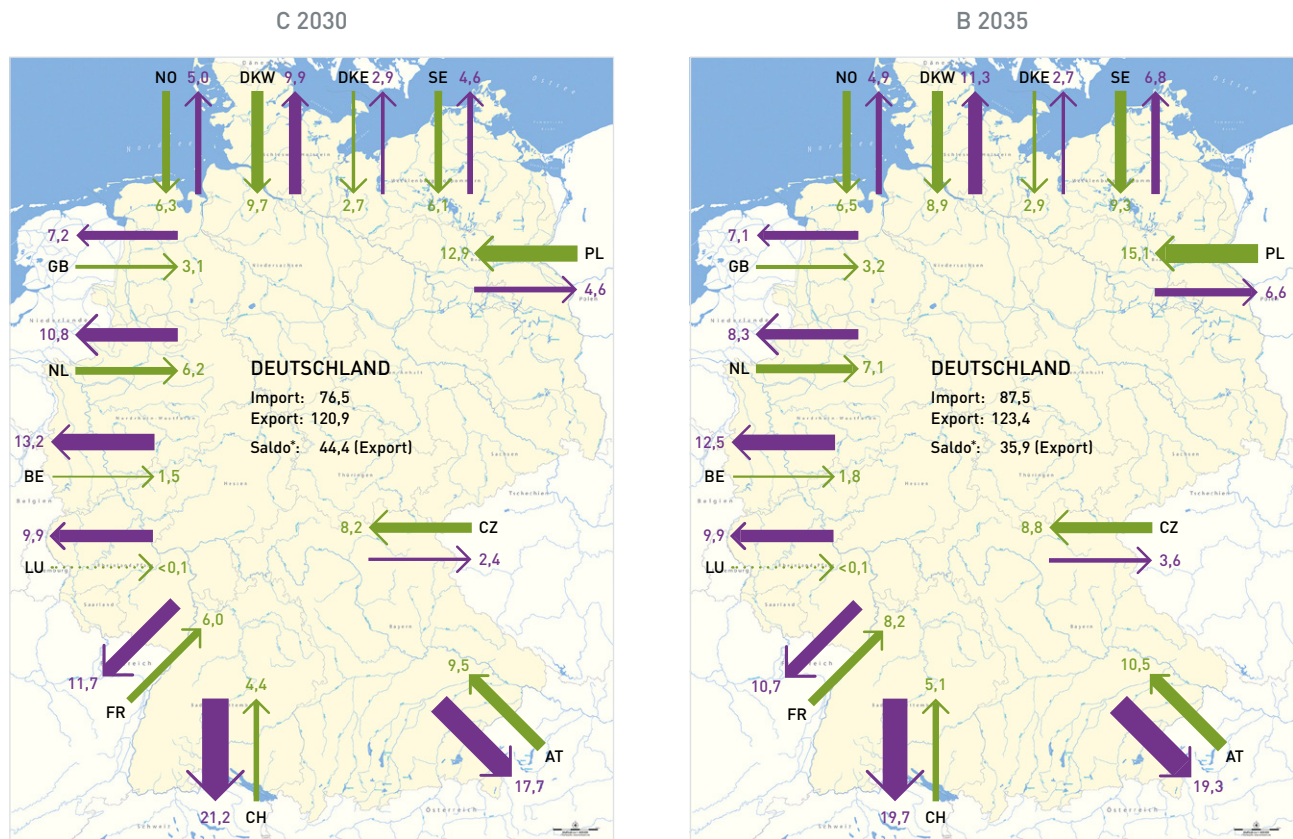
Abbildung 35: Handelsaustauschenergiemengen in den Szenarien des NEP 2030 (2019)



* Bei der Berechnung des Saldos können sich Rundungsabweichungen ergeben.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 35: Handelsaustauschenergiemengen in den Szenarien des NEP 2030 (2019)



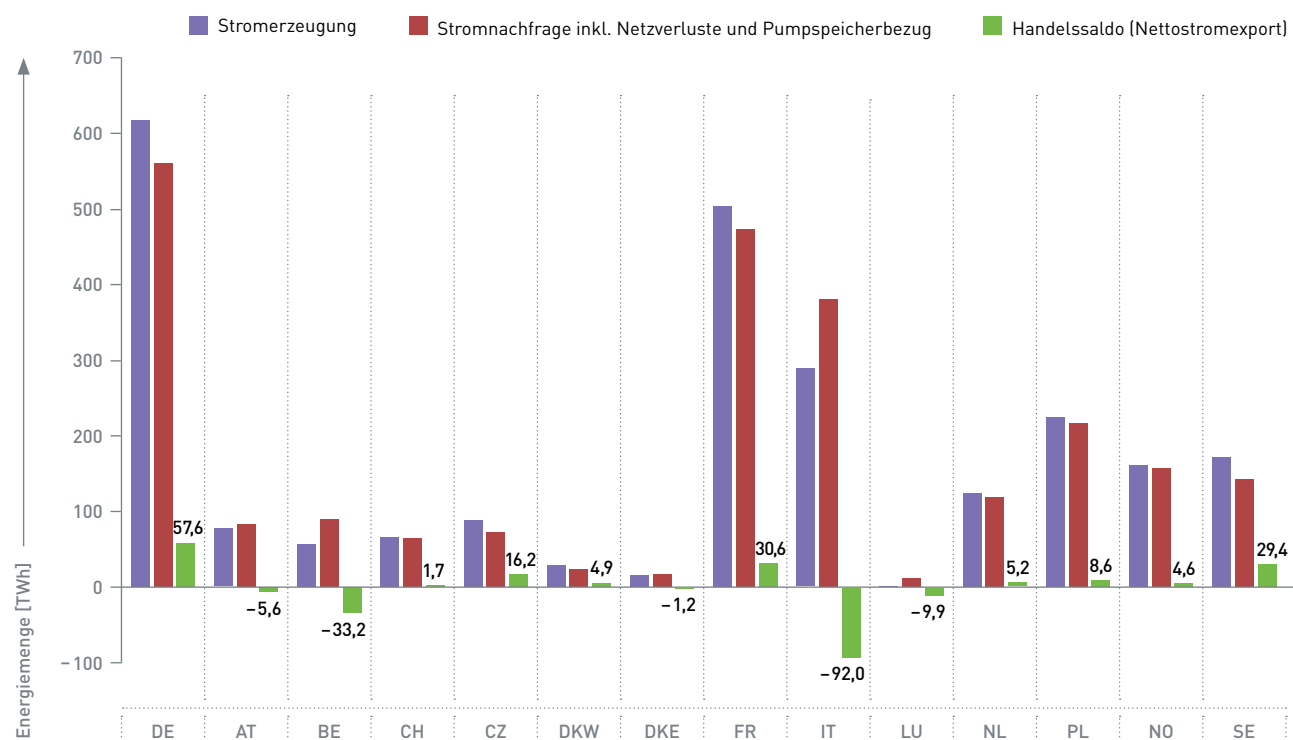
* Bei der Berechnung des Saldos können sich Rundungsabweichungen ergeben.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Handelssituation im europäischen Umfeld wird neben den Annahmen zum deutschen und europäischen Erzeugungspark sowie der Nachfrage nach elektrischer Energie auch von einer Einhaltung der CO₂-Emissionsreduktionsziele in Deutschland und in Europa beeinflusst. In Abbildung 35 werden die bilateralen Stromhandelsmengen zwischen Deutschland und seinen Nachbarstaaten abgebildet. Es wird deutlich, dass das positive Handelssaldo Deutschlands vor allem mit hohen Nettoexporten Richtung Süden und Westen zusammenhängt. Abbildung 36 zeigt darüber hinaus eine Übersicht über die Erzeugung, Nachfrage und Handelssalden von Deutschland und weiteren europäischen Marktgebieten. Wie zu erkennen ist, weisen Italien und Belgien in allen Szenarien den größten Importsaldo (Importbedarf) auf. Zu den größten Exportländern zählen dagegen Frankreich, Tschechien und Schweden.

Abbildung 36: Erzeugung, Stromnachfrage und Handelssaldo elektrisch benachbarter Länder in den Szenarien des NEP 2030 (2019)

B 2025



A 2030

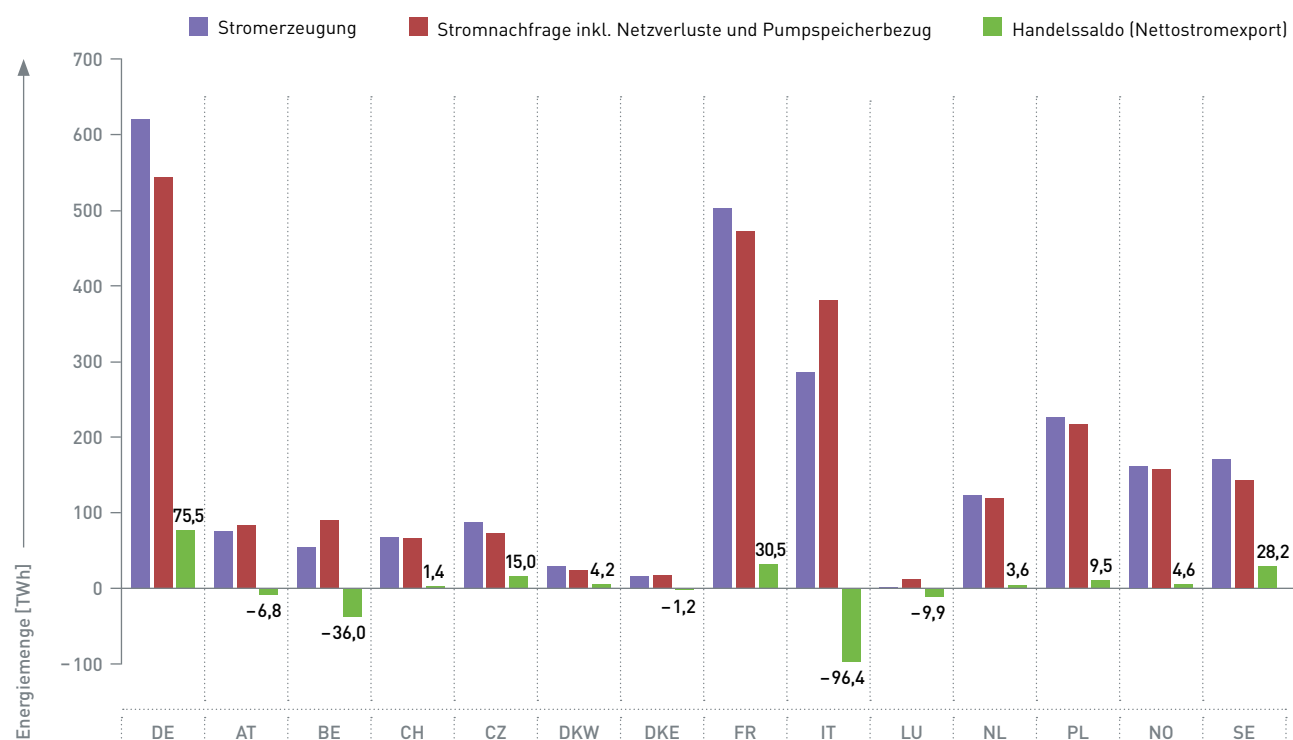
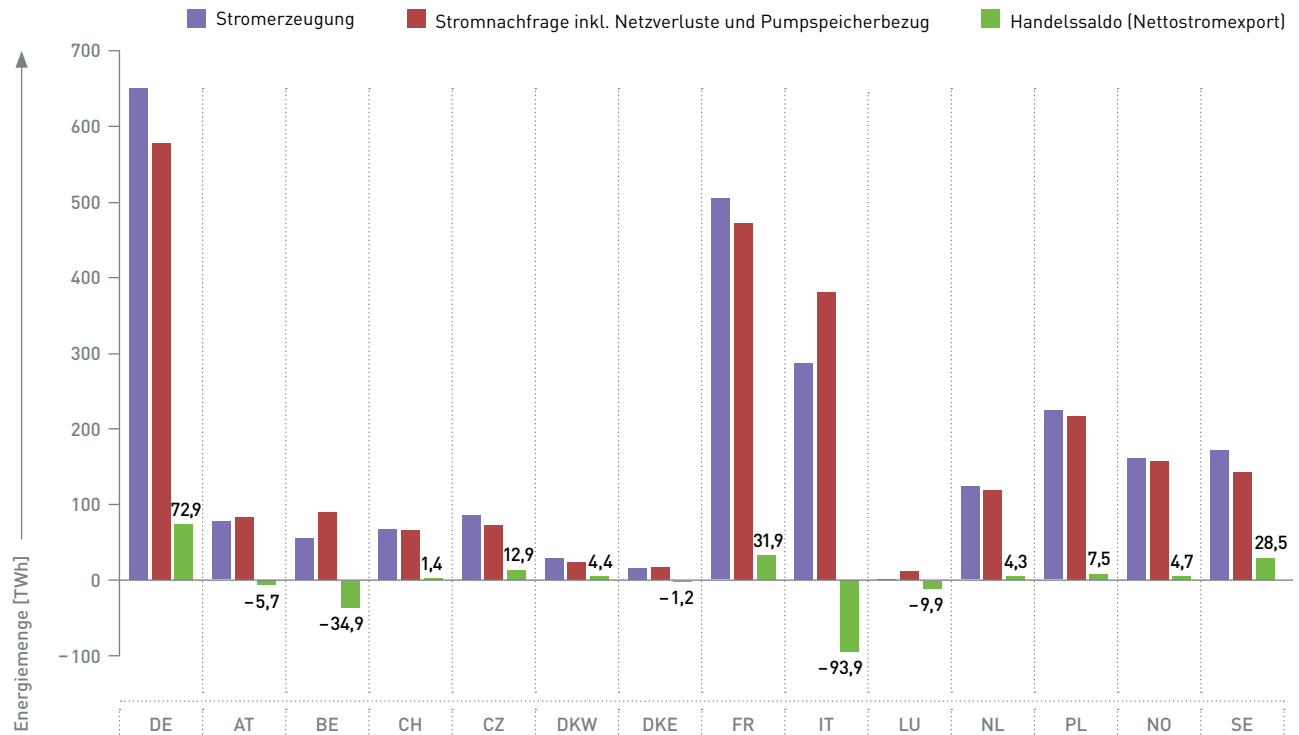


Abbildung 36: Erzeugung, Stromnachfrage und Handelssaldo elektrisch benachbarter Länder in den Szenarien des NEP 2030 (2019)

B 2030



C 2030

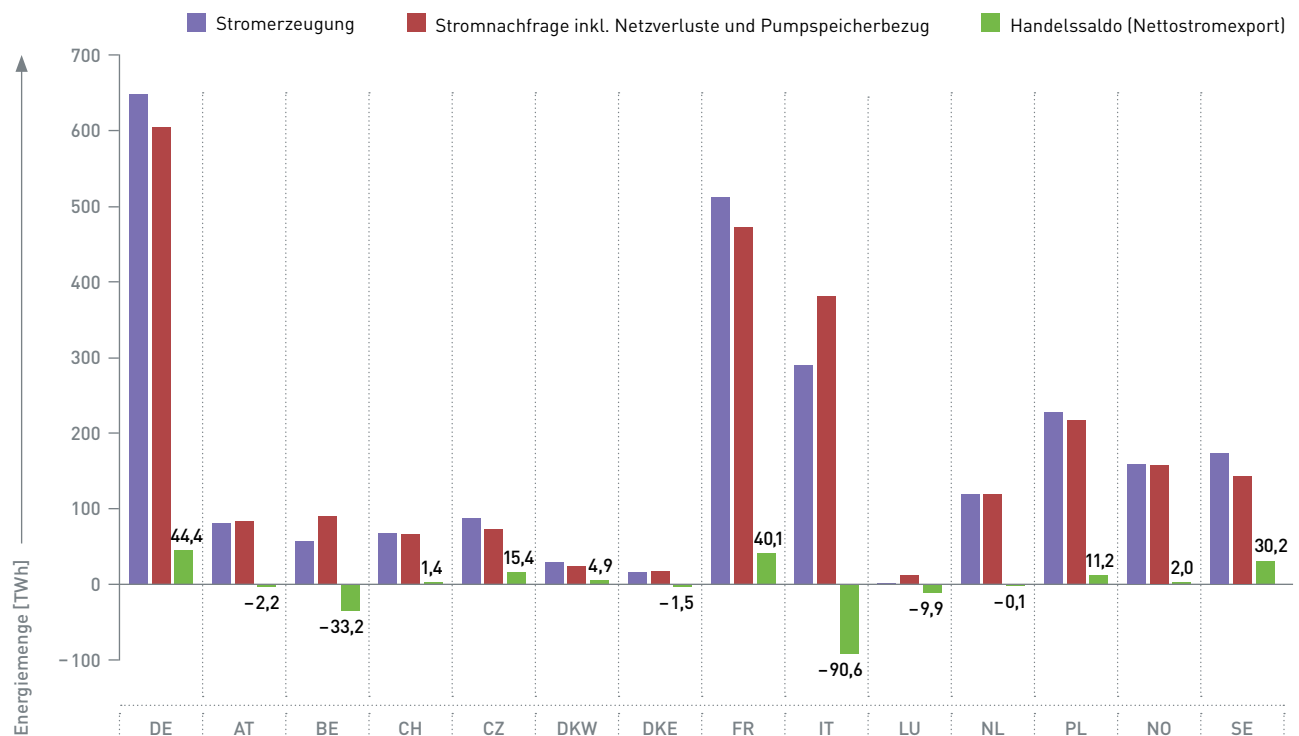
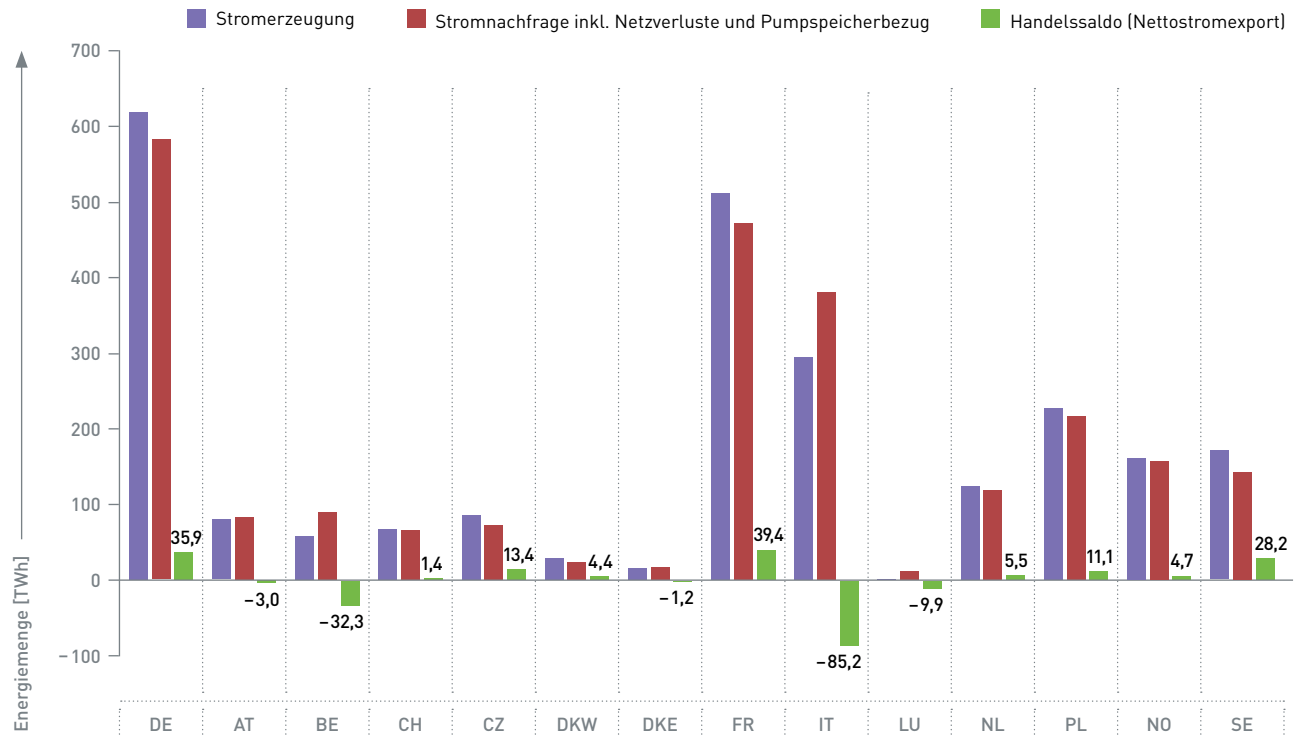


Abbildung 36: Erzeugung, Stromnachfrage und Handelssaldo elektrisch benachbarter Länder in den Szenarien des NEP 2030 (2019)

B 2035



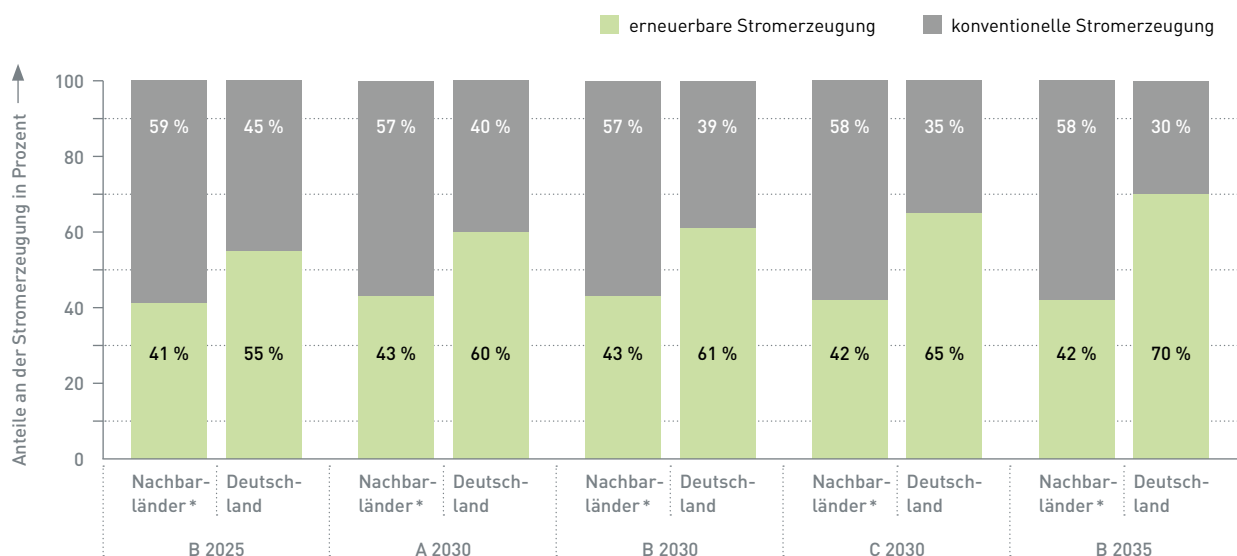
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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. Bei einem ausreichend großen konventionellem Kraftwerkspark führen höhere EE-Anteile in einem Marktgebiet im Allgemeinen zu einem größeren Nettoexport. In Stunden mit hoher grenzkostenfreier EE-Stromerzeugung liegen die Strompreise tendenziell niedriger als in benachbarten Marktgebieten mit geringeren EE-Anteilen – entsprechend wird Strom exportiert.¹⁵ Abbildung 37 stellt die Anteile der erneuerbaren und konventionellen Energien an der Gesamterzeugung in Deutschland den direkten Nachbarländern dar.

¹⁵ In Abbildung 36 dargestellt ist der kumulierte Ex- und Import von DE mit den jeweils benachbarten Marktgebieten.



Abbildung 37: Anteil der konventionellen und erneuerbaren Stromerzeugung an der Gesamterzeugung



*Länder mit gemeinsamer Grenze zu Deutschland

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Transitflüsse 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 (siehe Abbildung 35) 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 (2019) 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 (2019), dass Transite überwiegend aus Skandinavien und Osteuropa nach Südwesten durchgeleitet werden. Dabei dominiert im NEP 2030 (2019) die Flussrichtung der Transite von Ost- nach Süd-Westeuropa. Über das Jahr summieren sich die Transite je nach Szenario auf ca. 28 bis 56 TWh. Dennoch liegen diese Werte im Vergleich zur innerdeutschen Stromübertragungsmenge sehr viel niedriger.

4.2.2 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 zwischen 55 % in B 2025 und 70 % in B 2035. Bezogen auf die jeweiligen Bruttostromverbräuche beträgt der Anteil der erneuerbaren Energien 59 % bis 74 %.
- Windenergie an Land nimmt in allen Szenarien eine bedeutende Rolle ein, sie hat jeweils den höchsten Anteil an der Stromerzeugung.
- Konventionelle Einspeisung, insbesondere aus Kohlekraftwerken, 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 zurückzuführen. Auch die unterschiedlichen Vorgaben zur Stromnachfrage haben einen wesentlichen Einfluss auf den Energiemix.

Die konventionelle Stromerzeugung hat in Szenario B 2025 die größte Bedeutung. In diesem Szenario ist ihr Anteil mit ca. 45 % an der Gesamtstromerzeugung in Deutschland am höchsten. In etwa 13 % der 8.760 Stunden des Jahres kann die Last in Szenario B 2025 theoretisch allein durch die inländische Erzeugung aus regenerativen Energiequellen gedeckt werden. In Szenario B 2030 steigt dieser Wert bereits auf rund 23 % und in Szenario B 2035 auf mehr als 30 % an. In Szenario A 2030 liegt dieser Wert bei 22 %, in Szenario C 2030 bei bereits 25 %.

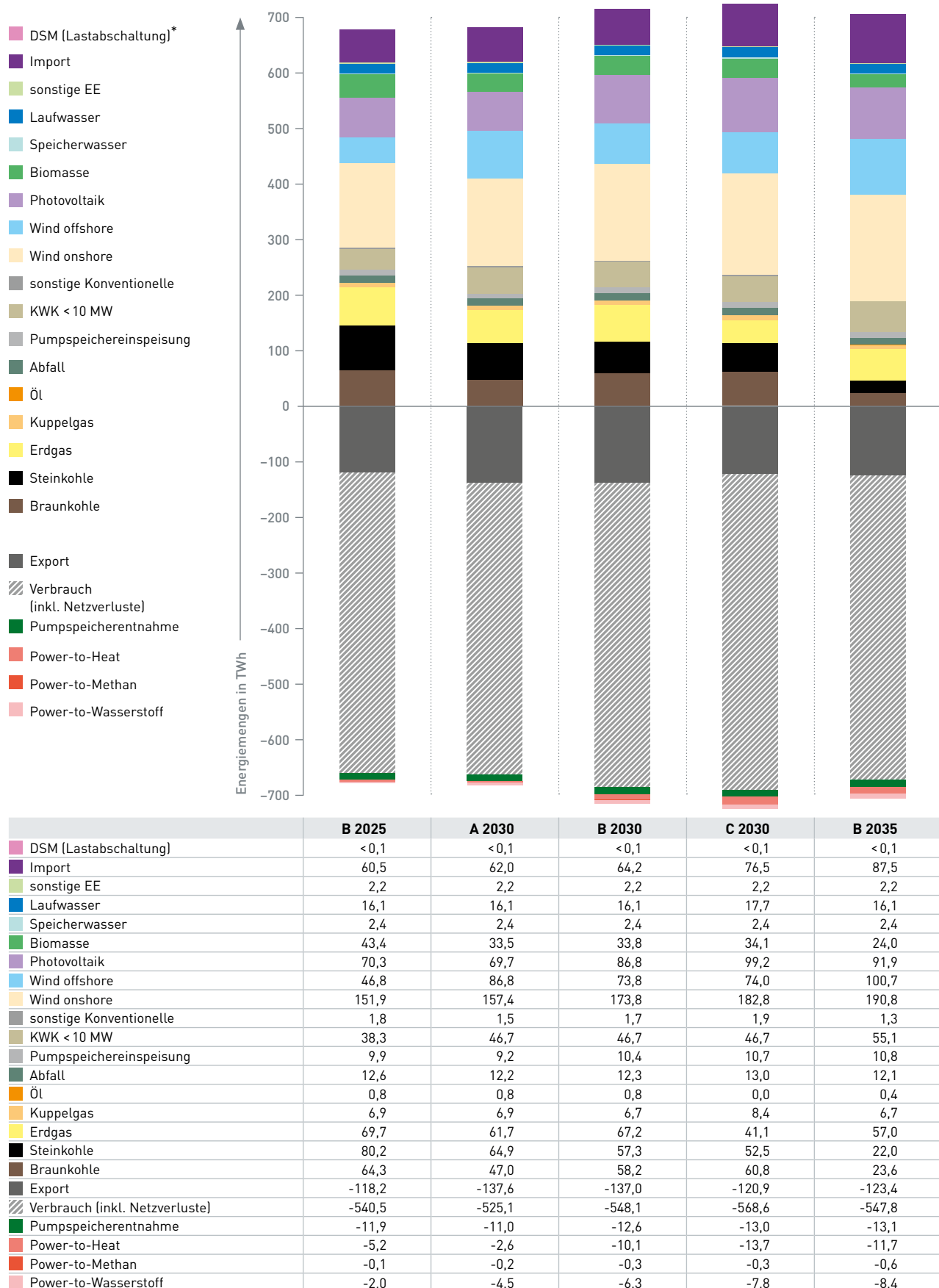
Die regenerative Erzeugungstechnologie mit dem höchsten Anteil an der Stromerzeugung in Deutschland ist in allen Szenarien Wind onshore. Sie ersetzt zunehmend die konventionelle Erzeugung wie ein Vergleich zwischen B 2025 und B 2030 zeigt: Der Rückgang der konventionellen Erzeugung um 23 TWh von B 2025 auf B 2030 ist überwiegend auf den Rückgang der Stromerzeugung aus Steinkohle um 23 TWh zurückzuführen. Gleichzeitig nimmt die Erzeugung aus regenerativen Quellen um 56 TWh zu, davon alleine aus Wind onshore um etwa 22 TWh und Wind offshore um 27 TWh. Wie in B 2030 liegt auch in A 2030 und C 2030 der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern an der Gesamterzeugung bei jeweils über 60 %.

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

Abbildung 38 zeigt die Stromerzeugung, den Verbrauch und die Im- und Exporte der Szenarien aufgeschlüsselt nach Kategorien im Vergleich. Positive Werte stellen ein Angebot, negative Werte eine Nachfrage nach elektrischer Energie dar. Erkennbar ist hier unter anderem der wesentliche Beitrag erneuerbarer Energien zur Deckung der inländischen und ausländischen Stromnachfrage.



Abbildung 38: Energiemengen der Einspeisung, des Verbrauchs und des Imports/Exports der Szenarien im Vergleich



*Ebenfalls berücksichtigt sind DSM-Prozesse, die eine Lastverschiebung ermöglichen. Die Jahresenergiemenge summiert sich hierbei zu Null.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Nachfrageseitige Flexibilitäten

Der Einsatz der flexibel zuschaltbaren Lasten von PtH- und PtG-Anlagen steigt etwa proportional zur installierten Kapazität dieser Technologien. Ihre Bedeutung für die Integration fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien steigt von B 2025 (7,3 TWh) nach B 2035 (20,7 TWh) deutlich an. In den Szenarien für 2030 sind die nachgefragten Strommengen im Szenario C 2030 am höchsten (21,8 TWh gegenüber 16,7 TWh in B 2030 und 7,3 TWh in A 2030).

Verschiebbare und abschaltbare Lasten werden in allen Szenarien dagegen kaum eingesetzt. So wird die Nachfrage an Strom in den betrachteten Szenarien lediglich in Höhe von etwa 0,1 TWh (B 2025 und A 2030) bis 0,3 TWh (B 2035 und C 2030) verschoben. In B 2030 beträgt die zeitlich verschobene Strommenge etwa 0,2 TWh. Abschaltbare Lasten werden noch deutlich weniger abgerufen. Ihr Einsatz beträgt in allen Szenarien unter 0,1 TWh. *Der geringe Einsatz ist vor allem durch die relativ hohen Abrufkosten von 100 bis 300 €/MWh begründet.*

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 Süd- und Westdeutschland aus in- und ausländischen Importen gedeckt.
- Der Erzeugungsüberschuss einzelner Bundesländer ist teilweise hoch. Allein Niedersachsen und Schleswig-Holstein kommen zusammen auf einen jährlichen Erzeugungsüberschuss von knapp 100 TWh in B 2030. Auch Bundesländer wie Brandenburg 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 39 bis 43 stellen für jedes Bundesland für die einzelnen Szenarien jeweils Erzeugung und Nachfrage gegenüber. Power-to-X-Anwendungen als gesteuerte Flexibilitätsoptionen sind hierbei separat ausgewiesen. Die Erzeugung umfasst hierbei Erzeugungsanlagen, welche im Nieder- bis Höchstspannungsnetz angeschlossen sind. Nicht dargestellt sind durch die Spitzenkappung weggefallene Energiemengen und gegebenenfalls 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 4.2.3 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. Umgekehrt weisen vor allem die nördlich gelegenen Bundesländer einen großen Erzeugungsüberschuss auf. Allein Niedersachsen und Schleswig-Holstein kommen zusammen auf einen jährlichen Erzeugungsüberschuss von *über* 100 TWh in den Szenarien für 2030. Mecklenburg-Vorpommern kann sogar mehr als das Dreifache seines 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 2.4.1) und das hohe Winddargebot im Norden ergeben sich Erzeugungszentren von Onshore-Windenergie in Niedersachsen, Schleswig-Holstein (jeweils auch Offshore-Windenergie) und Brandenburg. Auch Mecklenburg-Vorpommern und Nordrhein-Westfalen tragen wesentlich zur Erzeugung aus Windenergie bei. Der Hauptanteil an der Erzeugung aus PV wird in allen Szenarien 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 kann die Erzeugung in den nördlichen Bundesländern und damit das Erzeugungsgefälle innerhalb Deutschlands stark zunehmen.



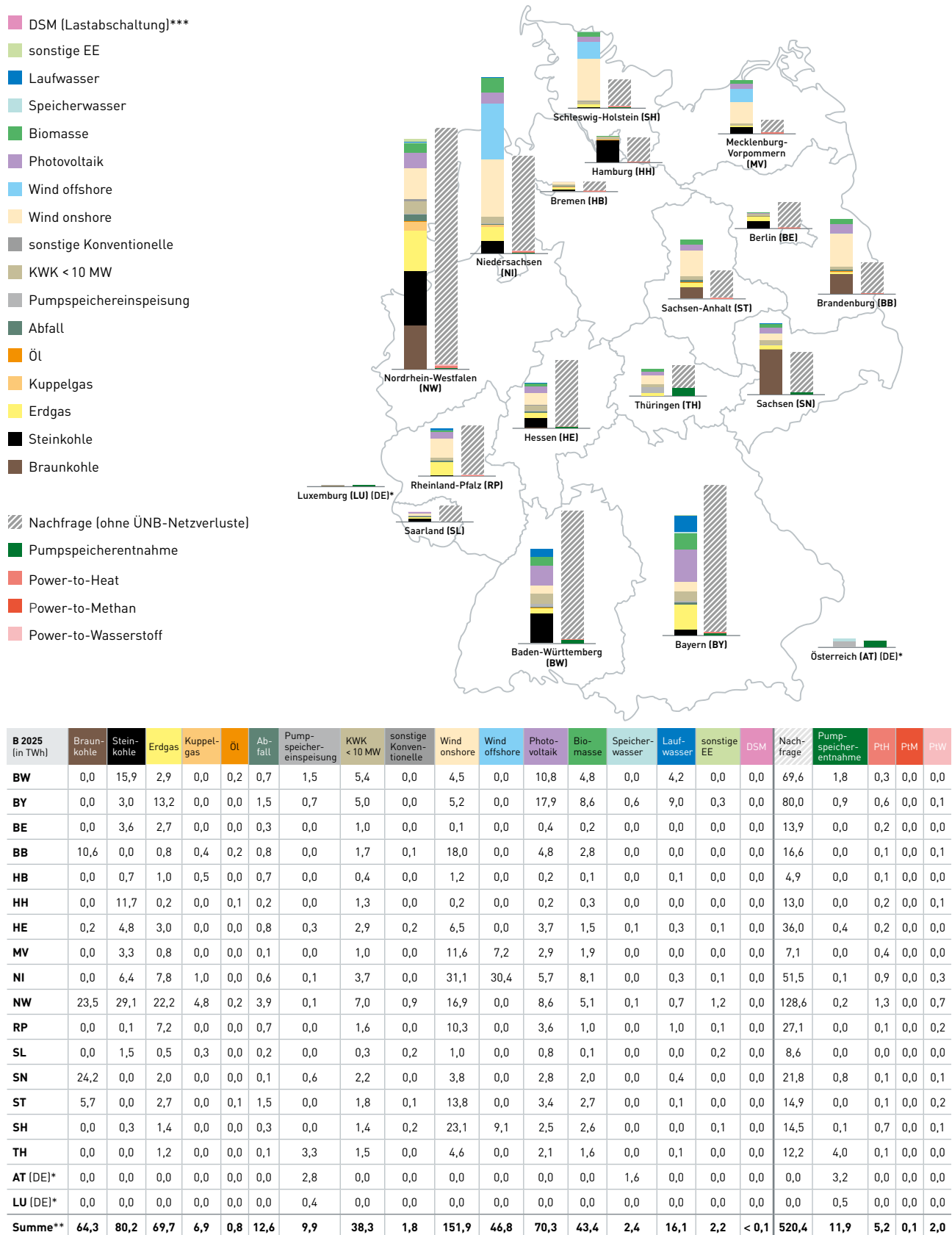
Die Regionalisierung der konventionellen Stromerzeugung ist neben den installierten Leistungen und Wirkungsgraden der Kraftwerke insbesondere von den Brennstoffpreisen und Transportkosten abhängig. Dabei stammt die Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken hauptsächlich aus Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg. Die Stromerzeugung aus Braunkohle erfolgt in 2030 im Wesentlichen in den Bundesländern Sachsen sowie Nordrhein-Westfalen. Die Erzeugung aus Erdgas befindet sich wiederum schwerpunktmäßig in Nordrhein-Westfalen, gefolgt von Bayern und Niedersachsen. Aufgrund des einheitlichen Marktpreisgebiets in Deutschland haben die Standorte konventioneller Erzeugung in den Marktsimulationsergebnissen keinen signifikanten Einfluss auf die Einsatzentscheidung der konventionellen Kraftwerke. 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 in Küstennähe.

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 nimmt verglichen mit den Szenarien für 2030 weiter zu. 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 *ca. 150 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 144,6 TWh in B 2025 auf *115,5 TWh* in B 2030 bzw. nur noch *45,7 TWh* in B 2035 zurückzuführen. Gleichzeitig sinkt auch die Stromerzeugung aus Erdgas von 70 TWh in 2025 auf 57 TWh in 2035.



Abbildung 39: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2025

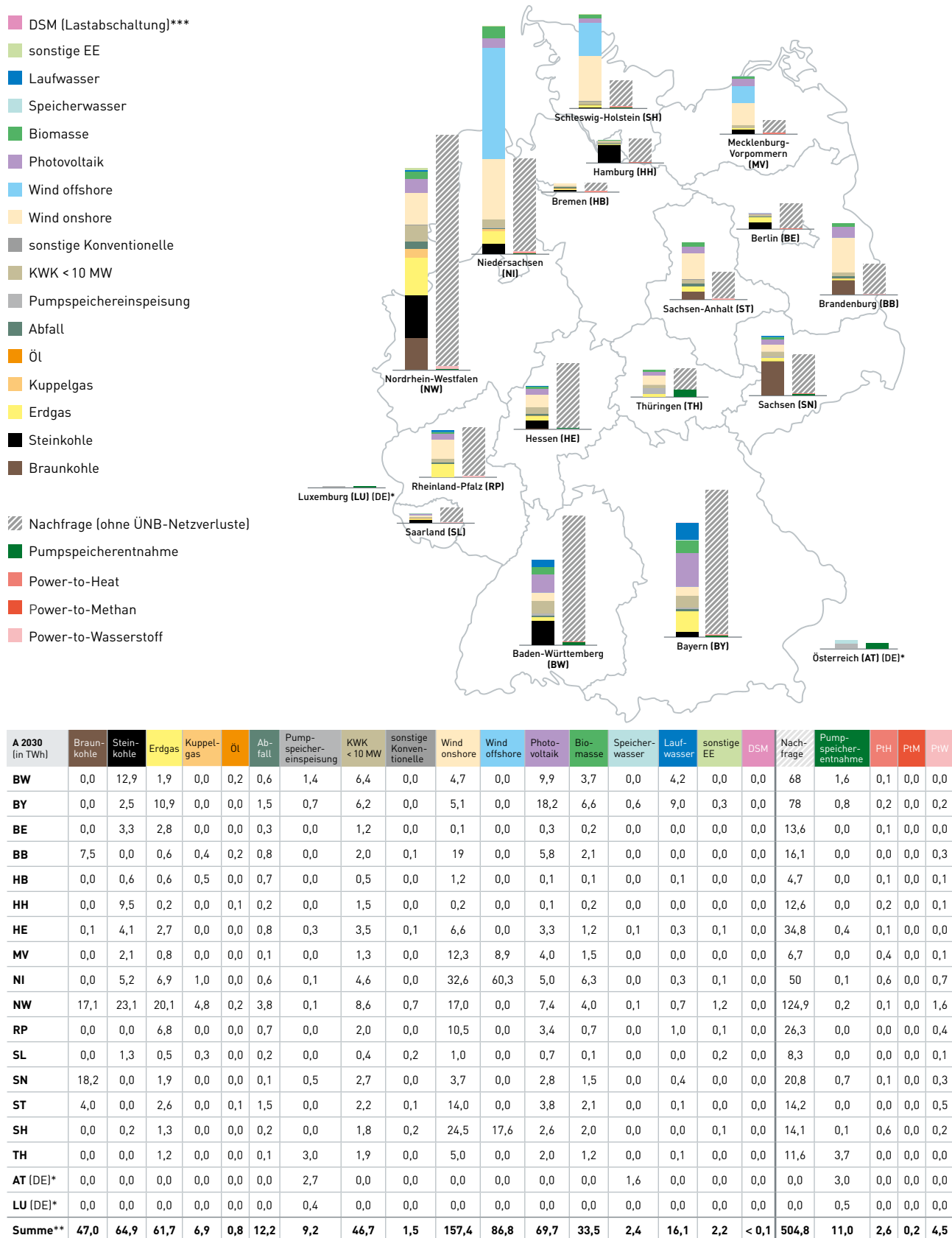


* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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

*** Ebenfalls berücksichtigt sind DSM-Prozesse, die eine Lastverschiebung ermöglichen. DSM (Lastverschiebung) saldiert sich zu Null.

Abbildung 40: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario A 2030

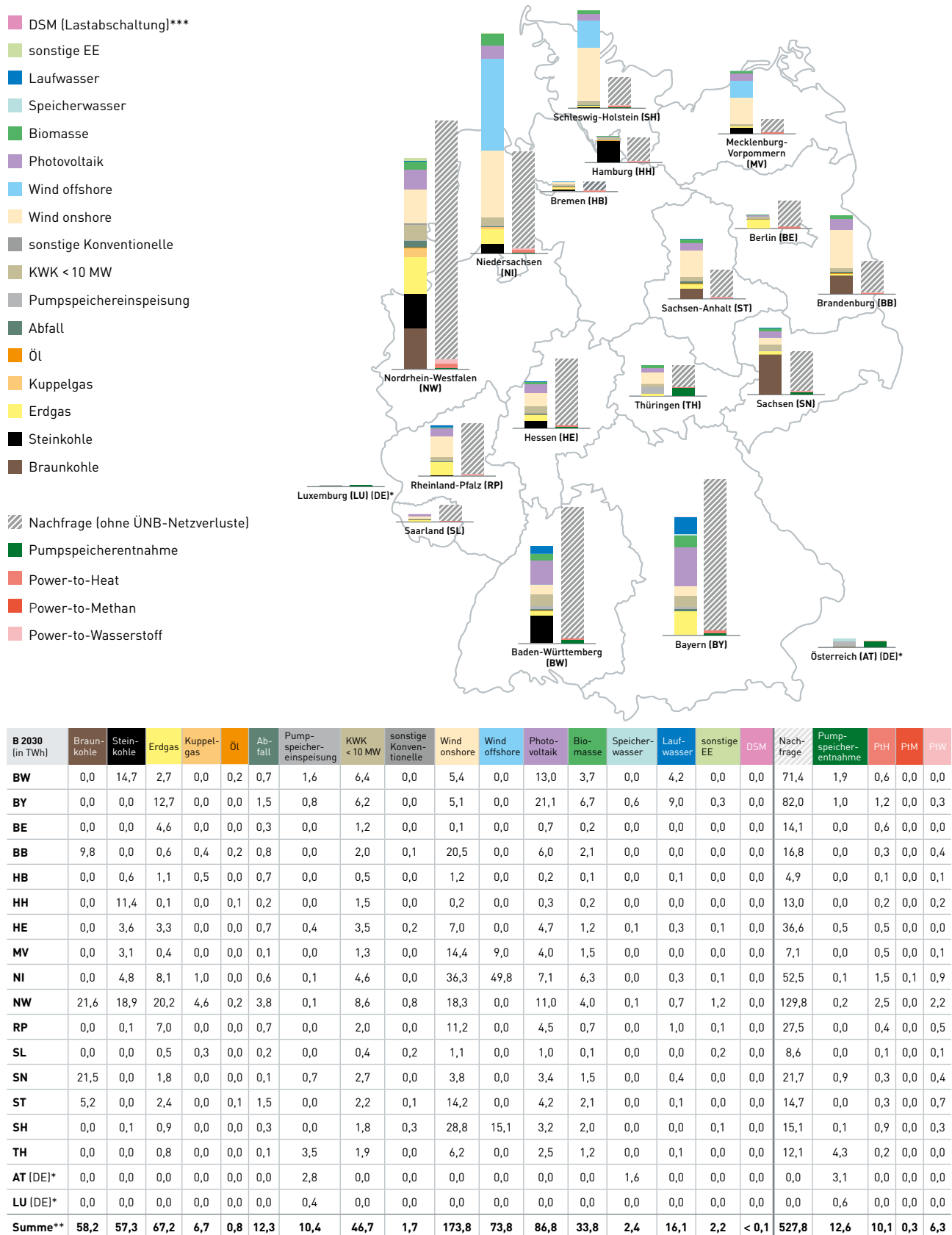


* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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

*** Ebenfalls berücksichtigt sind DSM-Prozesse, die eine Lastverschiebung ermöglichen. DSM (Lastverschiebung) saldiert sich zu Null.

Abbildung 41: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2030

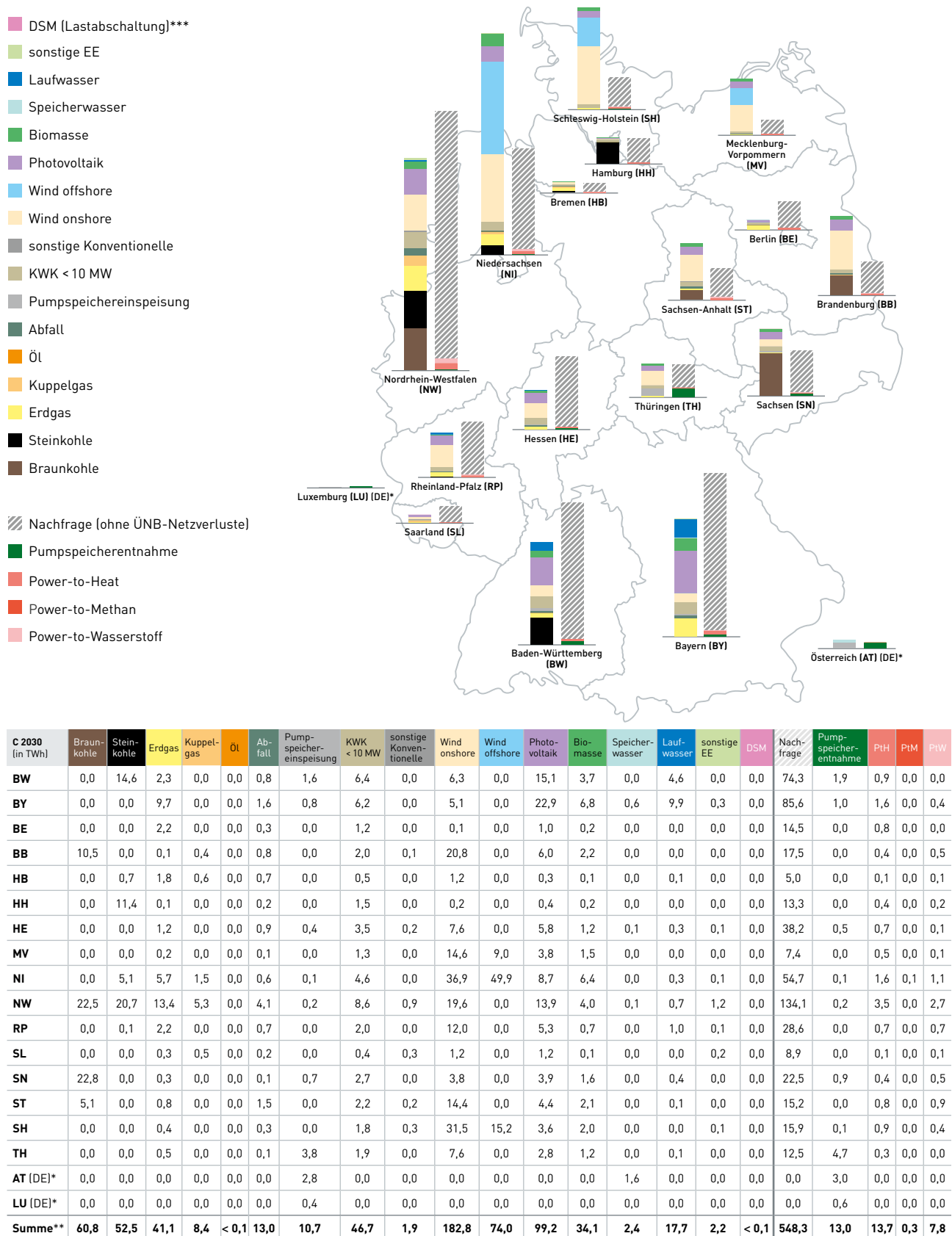


* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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

*** Ebenfalls berücksichtigt sind DSM-Prozesse, die eine Lastverschiebung ermöglichen. DSM (Lastverschiebung) saldiert sich zu Null.

Abbildung 42: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario C 2030



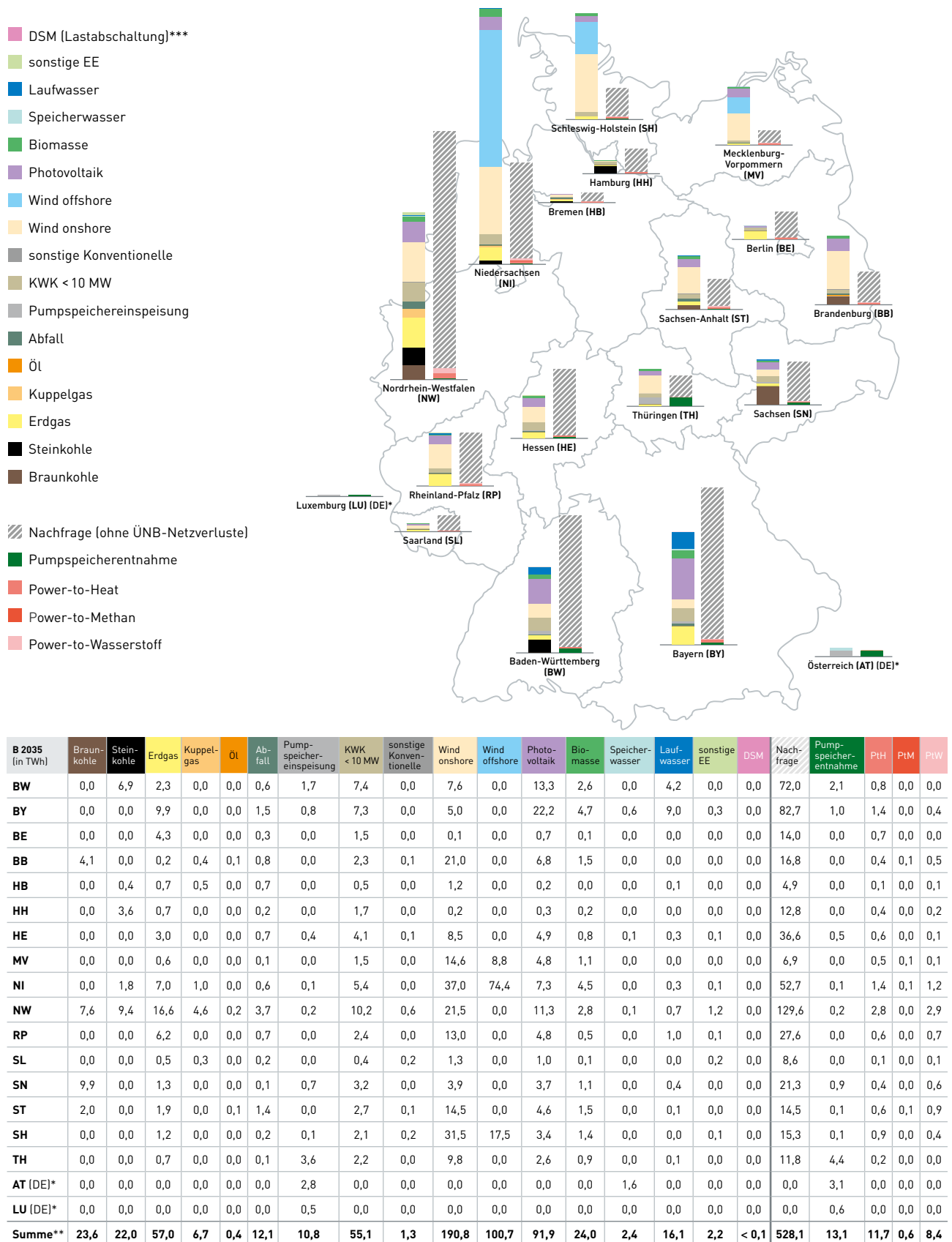
* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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

*** Ebenfalls berücksichtigt sind DSM-Prozesse, die eine Lastverschiebung ermöglichen. DSM (Lastverschiebung) saldiert sich zu Null.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 43: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2035



* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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

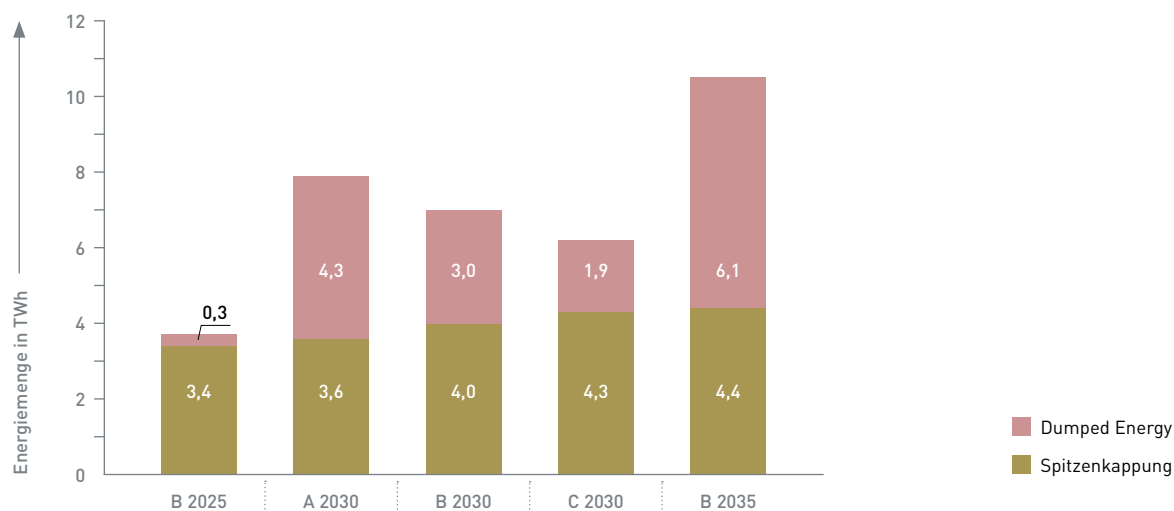
*** Ebenfalls berücksichtigt sind DSM-Prozesse, die eine Lastverschiebung ermöglichen. DSM (Lastverschiebung) saldiert sich zu Null.

4.2.3 Dumped Power und Dumped Energy in Deutschland

Dumped Power bezeichnet nicht verwertbare Leistung und ergibt sich aus einem Überschuss an Leistung im Strommarkt (d. h. ohne Berücksichtigung der Netzrestriktionen innerhalb eines Marktgebiets), welcher weder gespeichert noch exportiert werden kann. Ein solcher Überschuss ergibt sich insbesondere durch hohe EE-Einspeisungen und wird durch eine unflexible Must-Run-Einspeisung des thermischen Kraftwerksparks weiter erhöht. Im Marktmodell wird dann die Einspeisung aus erneuerbaren Energien – über die Spitzenkappung von EE-Anlagen hinaus – zurückgefahren. Die Aufsummierung der Dumped Power über das gesamte Jahr ergibt die sogenannte Dumped Energy. 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 Exportkapazitäten. Grundsätzlich ist die Existenz von Dumped Energy nicht zwangsläufig als negativ zu bewerten. Vielmehr ist, analog zur Spitzenkappung in der Netzplanung, aus Gesamtkostensicht zu betrachten, ob eine Auslegung der marktwirtschaftlichen Flexibilität auf jede Höhe an EE-Einspeisung ökonomisch sinnvoll ist.

In der im Szenariopfad B beschriebenen Entwicklung des Energiesystems lässt sich erkennen, dass die Menge an Dumped Energy mit steigendem EE-Anteil stetig zunimmt. Während Dumped Energy in B 2025 noch keine Rolle spielt, können ab 2030 signifikante Mengen von EE-Erzeugung strommarktseitig nicht mehr integriert werden. In B 2035 übersteigt die Menge an Dumped Energy die bereits zuvor durch Spitzenkappung abgeregelte EE-Erzeugung. Insgesamt werden damit in B 2035 10,5 TWh EE-Erzeugung entweder durch Spitzenkappung oder durch Dumped Power nicht in das Stromsystem integriert. Das entspricht etwa 2,4 % der potenziellen EE-Einspeisung in diesem Szenario. In den Szenarien für 2030 schwankt dieser Wert zwischen 1,5 % in Szenario C 2030 und 2,1 % in Szenario A 2030.

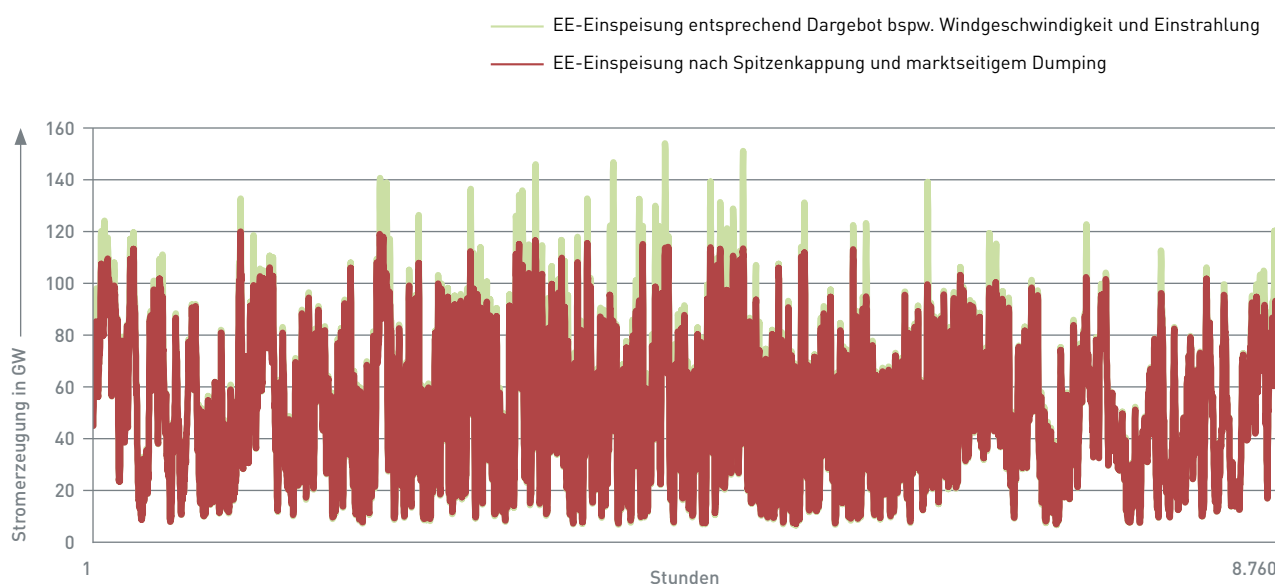
Abbildung 44: Spitzenkappung und Dumped Energy von EE-Anlagen in den Szenarien des NEP 2030 (2019)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In Abbildung 45 ist dazu passend der stündliche Vergleich zwischen dem theoretisch erzeugbaren EE-Strom und der tatsächlich ins System integrierbaren Menge exemplarisch für das Szenario B 2035 aufgeführt. Dort könnten theoretisch bis zu 150 GW in Spitze durch erneuerbare Energie produziert werden. Aufgrund von Spitzenkappung und Dumped Energy werden davon aber maximal 120 GW für die Netzentwicklungsplanung relevant.

Abbildung 45: Zeitreihe der EE-Einspeisung vor und nach Spitzenkappung und marktseitigem Dumping in B 2035



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

4.2.4 Volllaststunden der Erzeugungsanlagen in Deutschland

- Die Volllaststunden der Erzeugungstechnologien im NEP 2030 (2019) unterscheiden sich in den einzelnen Szenarien deutlich, insbesondere bei den Energieträgern Braun-, 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 sogenannte 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 sind 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 und Spitzenkappung – aus den jeweiligen regionalen Gegebenheiten und Wetterverhältnissen. Gleichwertige Anlagen an unterschiedlichen Standorten führen somit zu unterschiedlichen Einspeisungen.

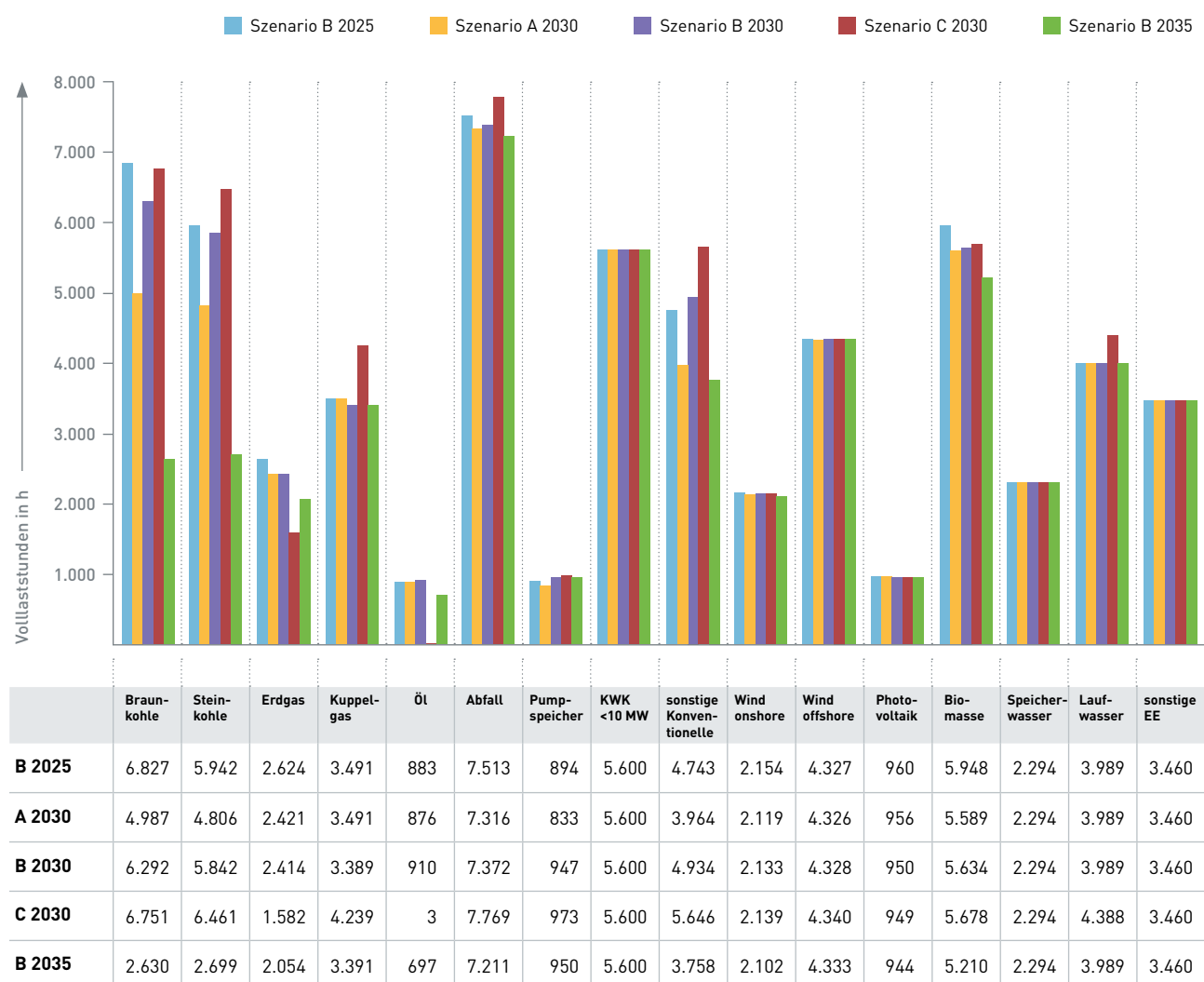


Die in Abbildung 46 dargestellten Volllaststunden ergeben sich jeweils aus der gesamten Energieerzeugung einer Kraftwerksklasse und der in dieser Klasse insgesamt installierten Nettoleistung.

Die Volllaststunden der Technologien unterscheiden sich in den einzelnen Szenarien deutlich, insbesondere bei den Energieträgern Braun-, Steinkohle und Erdgas. In den Szenarien B 2025 und B 2030 liegt die Volllaststundenzahl für Braun- und Steinkohle bei über 5.800 Stunden. In den fünf Jahren zwischen den Szenarien B 2030 und B 2035 sinken die Volllaststunden dann um mehr als 50 %. Hauptgrund für den deutlichen Rückgang ist der in B 2035 ermittelte nationale CO₂-Preisauflage, mit dem das Erreichen der Emissionsobergrenze sichergestellt wird. Auch bei Erdgas zeigt sich ein Rückgang von 2025 über 2030 bis 2035, der aber weit weniger stark ausfällt. Zudem fällt vor allem der deutliche Rückgang der Erdgasverstromung im Szenario C 2030 auf. Dieser Umstand ist dem szenariospezifischen rein strommarktgetriebenen Einsatz von Kraftwerken ohne Mindesterzeugungsrestriktionen in Kombination mit relativ hohen variablen Erzeugungskosten von Erdgaskraftwerken geschuldet.

Verglichen mit den Angaben im Genehmigungsdokument zum Szenariorahmen zur Abschätzung des Anteils am Bruttostromverbrauch, schwanken die tatsächlich modellierten Volllaststunden der erneuerbaren Energien leicht zwischen den Szenarien. Dies betrifft PV, Wind onshore, Wind offshore und Biomasse. Die geringen Unterschiede zwischen den Szenarien resultieren insbesondere aus der Regionalisierung des jeweiligen unterschiedlichen Zubaus sowie der unterschiedlichen Menge an auftretender Dumped Energy.

Abbildung 46: Vergleich der Volllaststunden je Szenario des NEP 2030 (2019)



Es ist auffällig, dass die Volllaststunden von Steinkohle- und Erdgaskraftwerken in den aktuellen Szenarien für 2030 im Vergleich zum NEP 2030 (2017) ansteigen. Dies ist u. a. eine direkte Folge aus der stark gesunkenen installierten Leistung an Kohlekraftwerken, was bedingt durch die Staffelung der Erzeugungsgrenzkosten gemäß Merit-Order in einer höheren Ausnutzung der verbleibenden Steinkohle- sowie Erdgaskraftwerke resultiert. Insgesamt sinkt *beispielsweise* die Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken *in B 2030* von 71 TWh im NEP 2030 (2017) auf 57 TWh im aktuellen NEP 2030 (2019). Diese Energiemenge wird aber aus entsprechend weniger Erzeugungsanlagen bereit gestellt, was zu den höheren Volllaststunden führt.

4.2.5 Einhaltung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung

Die Szenarien des NEP 2030 (2019) stellen mögliche Entwicklungen der Stromerzeugungs- und Verbrauchsstrukturen Deutschlands dar. Sie müssen nach § 12a Abs. 1 S. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Diese Ziele sind für den NEP 2030 (2019) im Wesentlichen durch das Energiekonzept der Bundesregierung vom 28.09.2010¹⁶ definiert, ergänzt durch weitere Festlegungen im Energiepaket der Bundesregierung vom 06.06.2011, das Aktionsprogramm Klimaschutz vom 03.12.2014, das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sowie das am 01.01.2016 in Kraft getretenen Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz. Außerdem sind aktuelle Ziele der Bundesregierung, wie sie im Koalitionsvertrag von CDU/CSU und SPD genannt werden, in die Erstellung des NEP 2030 (2019) eingeflossen. Hierzu gehört insbesondere der gesteigerte Anteil von 65 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch.

Die durch die ÜNB den Szenarien zugrunde zu legenden Ziele sind in der Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2030 (2019) der BNetzA aufgeführt. Für die Entwicklung in den Szenarien gilt:

1. Reduktion der Treibhausgasemissionen auf 184 Mio. t CO₂ in 2030 bzw. 240 Mio. t CO₂ in 2025 und 127 Mio. t CO₂ in 2035.
2. Erhöhung des Anteils des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch auf 65 % bis zum Jahr 2030.
3. Senkung des Primärenergieverbrauchs gegenüber dem Jahr 2008 um 30 % bis zum Jahr 2030 und um 35 % bis zum Jahr 2035.
4. Steigerung der installierten Leistung aus Offshore-Windenergie auf 15 GW im Jahr 2030.
5. Erhöhung der Strommenge aus KWK auf 120 TWh bis zum Jahr 2025.
6. Minderung des Stromverbrauchs 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 NEP 2030 (2019) in nahezu allen Bereichen erfolgreich seinen Beitrag zur Zielerreichung leistet.

1. Reduktion der Treibhausgasemissionen

Ziel der Bundesregierung ist die Reduktion des Ausstoßes von klimaschädlichen Treibhausgasen in Deutschland, mit besonderem Fokus auf Kohlenstoffdioxid. In Abbildung 47 sind die CO₂-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks in den Szenarien in Relation zu den Zielwerten der Bundesregierung für die Jahre 2025, 2030 und 2035 sowie in Relation zum Bezugswert aus dem Jahr 1990 veranschaulicht. Die im Rahmen der Kraftwerkseinsatzoptimierung angesetzten CO₂-Emissionsgrenzwerte aus dem genehmigten Szenariorahmen beinhalten neben den für die Stromproduktion anfallenden Emissionen auch die in KWK-Anlagen aus der gekoppelten Wärmeproduktion resultierenden Emissionen (siehe Kapitel 2.3).

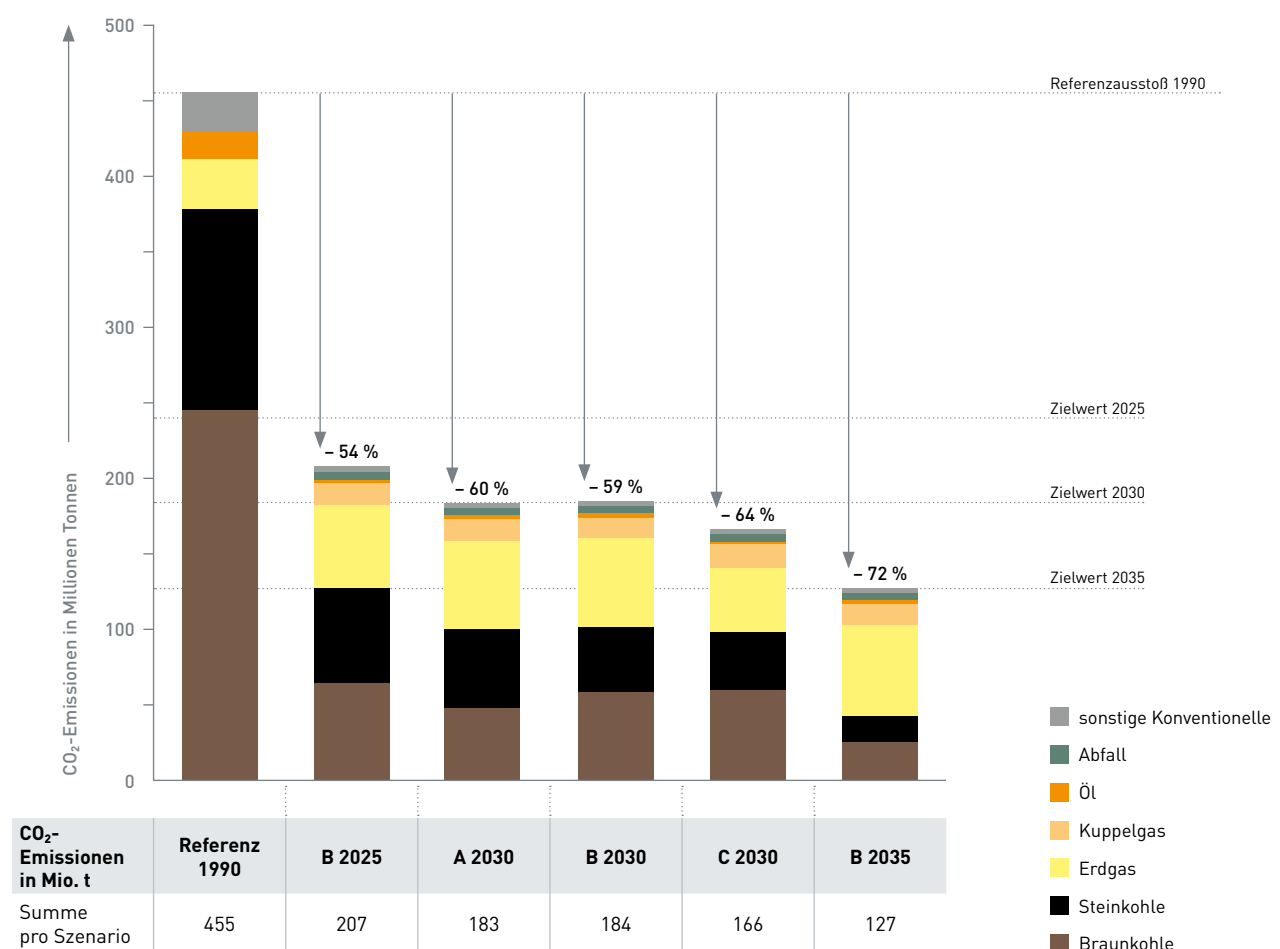
¹⁶ Bundesregierung: „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“, veröffentlicht September 2010: www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?



Die wesentlichen Treiber der Emissionsreduktion in Deutschland sind in den betrachteten Zieljahren, wie in den vergangenen Netzentwicklungsplänen, der Ausbau erneuerbarer Energien kombiniert mit geringeren Stein- und Braunkohlekapazitäten. Außerdem wird in allen Szenarien von einem gegenüber heute deutlich gestiegenem europäischen Basispreis für CO₂-Emissionen ausgegangen. Ein nationaler Preisaufschlag auf den europäischen CO₂-Preis aufgrund der Emissionsobergrenzen ist nur in den Szenarien B 2035 (+ 28 € pro Tonne CO₂) und A 2030 (+ 10 € pro Tonne CO₂) erforderlich. Ohne diese Erhöhung ergäbe sich für B 2035 eine um 46,6 Mio. t CO₂ bzw. für A 2030 um 18,1 Mio. t CO₂ höhere Emissionsmenge. In den weiteren Szenarien wird die vorgegebene Emissionsmenge auch ohne einen nationalen Preisaufschlag eingehalten.

In Abbildung 47 sind die gesamten CO₂-Emissionen der konventionellen Kraftwerke in den Szenarien nach Brennstoffen aufgeteilt abgebildet. Ebenfalls dargestellt sind die im Rahmen der Kraftwerkseinsatzoptimierung vorgegebenen Grenzwerte. Aus der Abbildung wird deutlich, dass die Zielerreichung in den Szenarien im Wesentlichen durch eine Reduktion der Energiebereitstellung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken erreicht wird. Die Emissionsgrenze stellt hierbei nur in B 2035 und A 2030 eine Restriktion für den Einsatz der Kraftwerke dar.

Abbildung 47: CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung in Deutschland in den Szenarien des NEP 2030 (2019)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

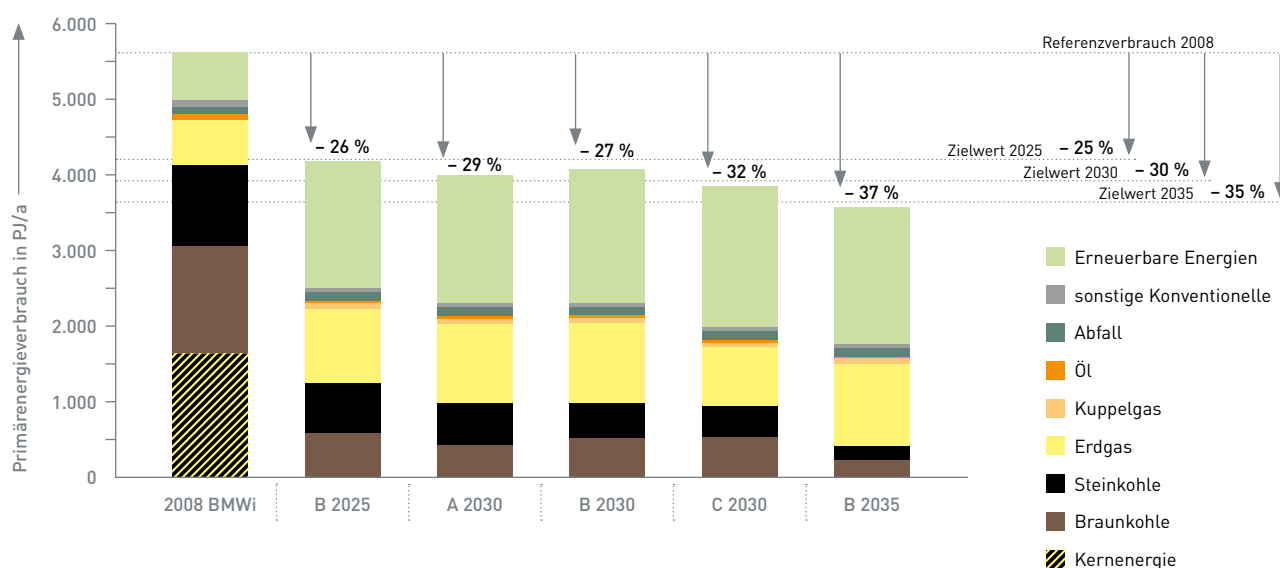
Aufgrund des nationalen Preisaufschlags ergeben sich für die Szenarien B 2035 und A 2030 folgende Aussagen und Ergebnisse in der Marktmodellierung:

- 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 48 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 die Jahre 2025, 2030 und 2035. In den Szenarien B 2025, C 2030 und B 2035 werden die Zielwerte der Bundesregierung erreicht. In den Szenarien A 2030 und B 2030 wird das Ziel von 3.924 PJ dagegen knapp verfehlt (Überschreitung um 58 bzw. 144 PJ).

Abbildung 48: Primärenergieverbrauch des deutschen Kraftwerksparks in den Szenarien des NEP 2030 (2019)



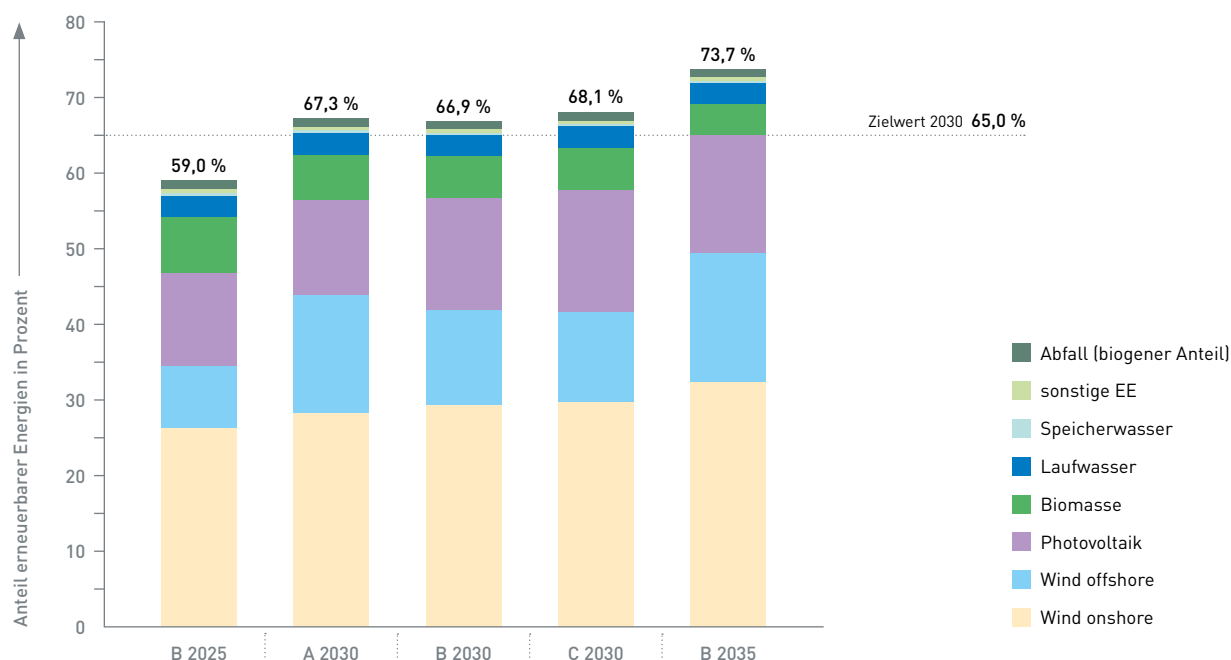
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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

Das EEG 2017 sieht einen Mindestanteil der EE-Erzeugung 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. Die Ziele aus dem Koalitionsvertrag von CDU/CSU und SPD sehen hingegen einen höheren Zielwert von bereits 65 % in 2030 vor, welcher in diesem Zeithorizont auch in allen Szenarien erreicht wird. Durch lineare Interpolation ergibt sich daraus ein Zielwert von 53,9 % in 2025 bzw. 68,8 % für 2035, der in den Szenarien B 2025 und B 2035 ebenfalls erreicht bzw. übertroffen wird.

In Abbildung 49 werden die Anteile der EE-Erzeugung am Bruttostromverbrauch für die Szenarien des NEP 2030 (2019) dargestellt.

Abbildung 49: Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

4. Erhöhung der Offshore-Windleistung

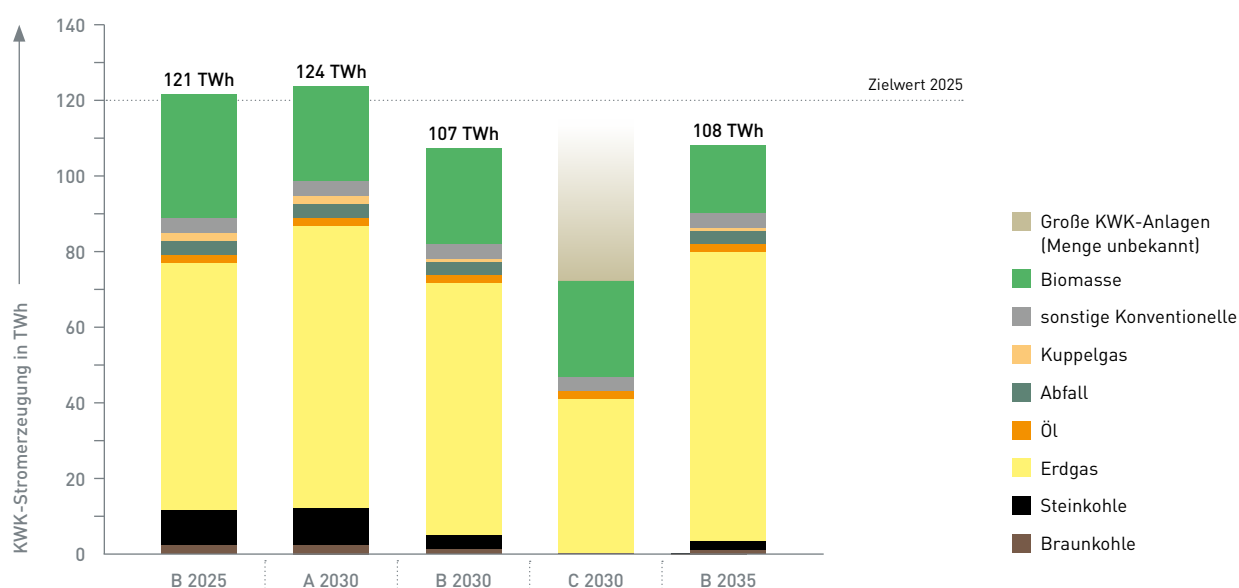
Das aktuelle gesetzliche Ziel zur Steigerung der Offshore-Windleistung auf 15 GW im Jahr 2030 wird in allen Szenarien mit Zieljahr 2030 erreicht. Die installierte Leistung in den Szenarien des NEP ist im genehmigten Szenariorahmen festgelegt und in Kapitel 3 näher beschrieben. Für das Szenario A 2030 sieht der genehmigte Szenariorahmen 20 GW Offshore-Windenergie und für die Szenarien B 2030 und C 2030 jeweils 17 GW vor.



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

Laut § 1 Abs. 1 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) soll die Nettostromerzeugung aus KWK-Anlagen auf 110 TWh bis zum Jahr 2020 und auf 120 TWh bis zum Jahr 2025 erhöht werden. Dieses Ziel wird in den Szenarien B 2025 (121 TWh) und A 2030 (124 TWh) erreicht. In den Szenarien B 2030 und B 2035 wird der Zielwert der Bundesregierung mit rund 107 bzw. 108 TWh jedoch verpasst. Für das Szenario C 2030 kann keine Aussage zur Zielerreichung getroffen werden, da hier nur die Einspeisung der KWK-Anlagen < 10MW explizit zugewiesen werden kann. Für Großkraftwerke wird eine vollständige Flexibilisierung des Einsatzes angenommen, sodass der KWK-Anteil nicht eindeutig abgegrenzt werden kann. In Abbildung 50 ist die KWK-Erzeugung der deutschen KWK-Kraftwerke nach Primärenergieträger sortiert für die einzelnen Szenarien dargestellt.

Abbildung 50: KWK-Erzeugung nach Primärenergietypen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Ein über die KWK-Stromerzeugung hinausgehender Must-Run von Kraftwerken (siehe Kapitel 2.3) ergibt sich vor allem durch den Zwangseinsatz von Müllverbrennungsanlagen, die Stromerzeugung zur industriellen Eigenversorgung und (bei Braunkohle) zum Betrieb von Tagebauten sowie bei KWK-Anlagen mit geringen Wärme-Strom-Verhältnis. Die Bilanzierung der KWK-Stromerzeugung wurde gegenüber dem NEP 2030 (2017) überarbeitet, sodass nun eine klarere Trennung zwischen tatsächlicher KWK-Stromerzeugung, weiterer durch KWK bedingter Stromproduktion und sonstigen prozessbedingten Zwangseinsätzen von Kraftwerken möglich ist. Die Bilanzierung orientiert sich am AGFW-Arbeitsblatt FW 308¹⁷. Für Biomasse-Kraftwerke wird ein KWK-Anteil von 75 % angenommen. Dieser Anteil wurde bestimmt aus dem Verhältnis der KWK-Nettostromerzeugung aus Biomasse¹⁸ und der Bruttostromerzeugung aus Biomasse¹⁹ im Jahr 2016.

¹⁷ Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.: „AGFW-Arbeitsblatt FW 308: Zertifizierung von KWK-Anlagen – Ermittlung des KWK-Stromes“, veröffentlicht September 2015: <https://www.agfw.de/energiewirtschaft-recht-politik/energiewende-politik/system-kwk-fernwaerme/fw-308-abgrenzung-des-kwk-prozesses/>

¹⁸ Umweltbundesamt: Daten zur Kraft-Wärme-Kopplung: www.umweltbundesamt.de/daten/energie/kraft-waerme-kopplung-kwk

¹⁹ BMWi: „Erneuerbare Energien in Zahlen“, veröffentlicht September 2018: www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2017.pdf?__blob=publicationFile&v=27

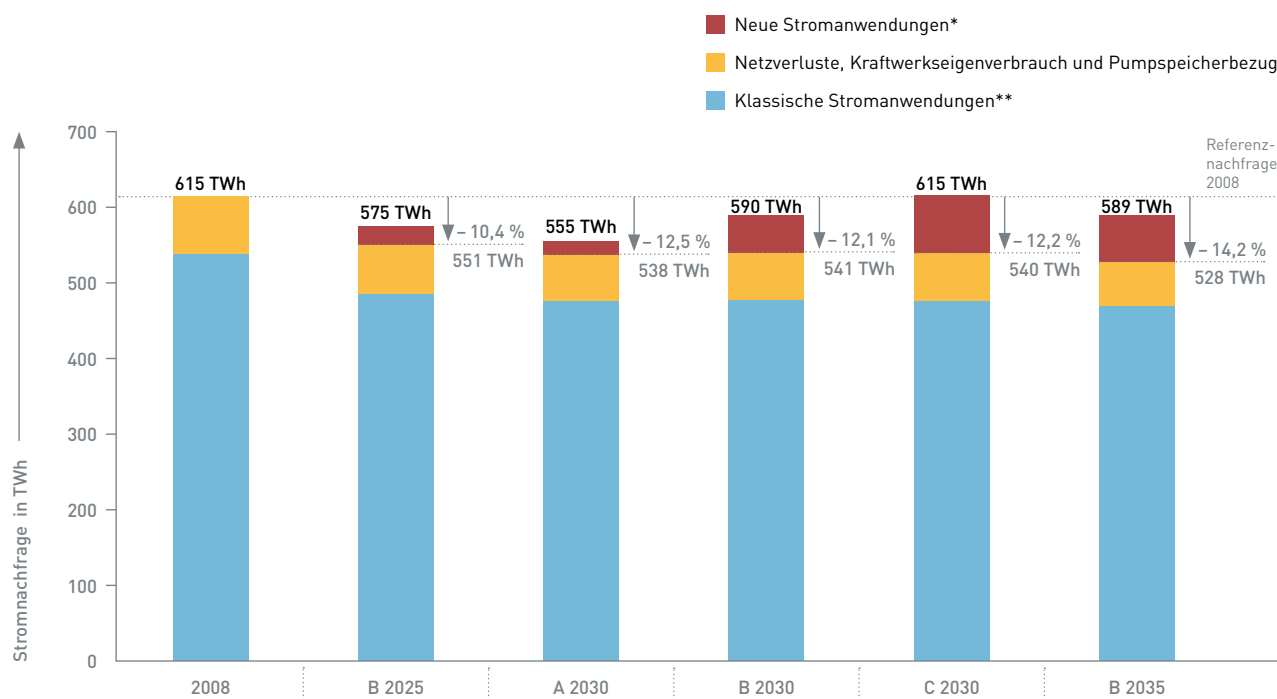
6. Reduktion des Stromverbrauchs

Das von der Bundesregierung definierte Reduktionsziel für den Stromverbrauch beträgt 10 % bis zum Jahr 2020 sowie 25 % bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Basisjahr 2008. Als Bezugsgröße für das Reduktionsziel kann dabei der Bruttostromverbrauch, der Nettostromverbrauch oder der reine Stromverbrauch der klassischen Stromanwendungen herangezogen werden. Je nach gewählter Bezugsgröße ergeben sich unterschiedliche Ergebnisse, so beträgt die Reduktion des Stromverbrauchs der klassischen Stromanwendungen²⁰ in allen Szenarien über 10 %, womit bei dieser Abgrenzung die Reduktionsziele eingehalten werden. Auch bei zusätzlicher Berücksichtigung der Entwicklung von Netzverlusten, Kraftwerkseigenverbrauch und Pumpspeicherbezug – welche den Unterschied zwischen Brutto- und Nettostromnachfrage darstellen – beträgt die Minderung der Stromnachfrage über 10 %.

Brutto- und Nettostromverbrauch umfassen neben den klassischen Stromanwendungen auch neue Stromanwendungen im Zusammenhang mit PtG, PtH, Wärmepumpen und Elektromobilität. Der Anstieg des Stromverbrauchs dieser neuen Stromanwendungen kompensiert den Rückgang des Stromverbrauchs der klassischen Stromanwendungen in den Szenarien unterschiedlich stark. *Während der Bruttostromverbrauch in A 2030 um 10 % und B 2030 um 4 % reduziert wird, liegt der Wert in C 2030 auf dem gleichen Niveau wie im Referenzjahr 2008.*

In Abbildung 51 ist die Reduktion *der Stromnachfrage* als Ergebnis der Markt- und Netzsimulationen der Szenarien dargestellt.

Abbildung 51: Reduktion der Stromnachfrage



*PtG, PtH, Wärmepumpen, Elektromobilität

**Industrie, Haushalt, GHD, Verkehr, Umwandlungssektor

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

²⁰ Die klassischen Stromanwendungen beinhalten nicht PtG, PtH, Wärmepumpen und Elektromobilität.

7. Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022

Das politische Ziel des Kernenergieausstiegs bis zum Jahr 2022 wird durch den von der BNetzA genehmigten Szenario-rahmen implizit eingehalten.

4.3 Aufbereitung für Netzberechnungen

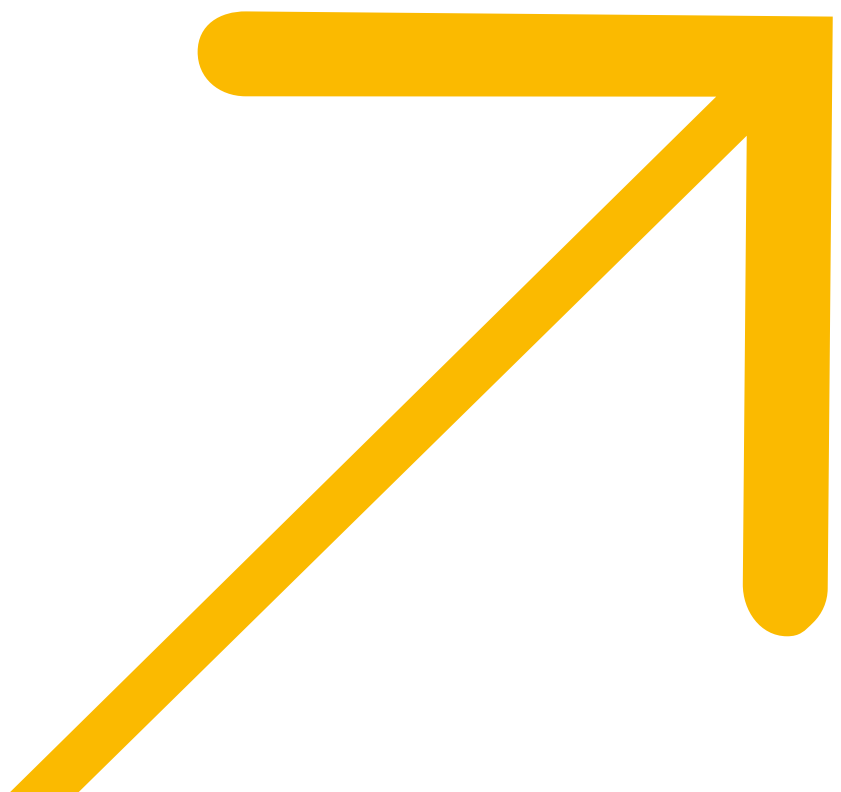
Das Ergebnis der Marktsimulationen für die jeweiligen Szenarien ist Eingangsgröße für die nachfolgenden Netzberechnungen (siehe Kapitel 5 Netzanalysen). Weitere wichtige Eingangsdaten sind die regional aufbereiteten Zeitreihen des Verbrauchs und der Einspeisung aus erneuerbaren Energien je Netzknoten 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.



Weiterführende Dokumente und Links

- Marktmodell BID3: www.netzentwicklungsplan.de/Zwk ➤
- Bundesregierung: „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“: www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5 ➤
- Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.: „AGFW-Arbeitsblatt FW 308: Zertifizierung von KWK-Anlagen – Ermittlung des KWK-Stromes“: <https://www.agfw.de/energiewirtschaft-recht-politik/energiewende-politik/system-kwk-fernwaerme/fw-308-abgrenzung-des-kwk-prozesses/> ➤
- Umweltbundesamt: Daten zur Kraft-Wärme-Kopplung: www.umweltbundesamt.de/daten/energie/kraft-waerme-kopplung-kwk ➤
- BMWi: „Erneuerbare Energien in Zahlen“: www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2017.pdf?__blob=publicationFile&v=27 ➤

5 NETZANALYSEN



5 NETZANALYSEN

Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren

- *Zahlreiche Stakeholder haben bedauert, dass die Ergebnisse der Netzanalysen für die Szenarien A 2030 und C 2030 im ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2030 (2019) noch nicht enthalten waren und haben entsprechende Ergebnisse für den zweiten Entwurf erbeten. Die Ergebnisse der Netzanalysen für diese Szenarien liegen nunmehr vor und wurden im Kapitel 5.3.6 Szenarien sowie in der Zubaunetz-Tabelle in Kapitel 6.3 ergänzt. Die Ergebnisse der Netzanalysen für die Szenarien A 2030 und C 2030 weichen nicht wesentlich von denen des Szenarios B 2030 ab.*
- *In der Konsultation wurde vielfach eine Sensitivitätsbetrachtung für das Szenario B 2035 gefordert, die den Vorschlag der von der Bundesregierung eingesetzten Kommission „Wachstum, Strukturwandel, Beschäftigung“ zum Kohleausstieg abbildet. Die Übertragungsnetzbetreiber haben daher – wie bereits in der Dialogveranstaltung am 12.02.2019 in Berlin angekündigt – eine Sensitivität „B 2035 – Kohleausstieg“ ohne jegliche Kohlekraftwerke in 2035 berechnet. Die Ergebnisse finden sich in kompakter Form im Kapitel 5.3.6 Szenarien hinter dem Szenario B 2035.*
- *Darüber hinaus wurde in verschiedenen Stellungnahmen um zusätzliche Erläuterung der implizit angenommenen Innovationen gebeten bzw. es wurde um Erläuterung gebeten, welche Projekte und Maßnahmen zusätzlich erforderlich wären, wenn die angenommenen Innovationen bis 2030 und 2035 nicht eintreten würden. Die Potenziale der angenommenen Innovationen müssen im dargestellten Forschungsprojekt InnoSys 2030 erst noch analysiert oder in Form von Netzbooster-Pilotprojekten erprobt werden. Daher sind belastbare Konkretisierungen des netzentlastenden Potenzials noch nicht möglich. Ein möglicher zwischenzeitlicher Erkenntnisgewinn aus den Forschungs- und Pilotprojekten wird in den kommenden Netzentwicklungsplan einfließen. Zusätzliche Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen, die über die im zweiten Entwurf ausgewiesenen Maßnahmen hinausgehen, halten die Übertragungsnetzbetreiber zum jetzigen Zeitpunkt nicht für erforderlich.*
- *Die Übersichtstabellen in Kapitel 6 wurden auf Wunsch verschiedener Stakeholder um eine zusätzliche Spalte mit der Bundesländer-Zugehörigkeit der jeweiligen Maßnahmen erweitert. Eine entsprechende Ergänzung der Projektsteckbriefe im Anhang um die Bundesländer-Zugehörigkeit der Maßnahmen war aus Zeitgründen für den aktuellen zweiten Entwurf nicht mehr umsetzbar. Dies wird im nächsten Netzentwicklungsplan erfolgen.*
- *Hinweise aus der Konsultation, die konkrete Projekte und Maßnahmen betreffen, wurden – soweit möglich – in Form von Anpassungen und Ergänzungen der Projektsteckbriefe im Anhang zum zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans verarbeitet.*



Zusammenfassung

- Durch die neue Startnetz-Definition (Aufnahme in das Startnetz bereits mit Beginn statt Abschluss des Planfeststellungsverfahrens) vergrößert sich der Umfang des Startnetzes gegenüber dem NEP 2030 (2017) um rund ein Drittel (siehe Kapitel 5.3.2).
- Neben den von der Bundesnetzagentur im Zuge des Netzentwicklungsplans 2030 (2017) bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen konnten anhand des Szenarios B 2025 weitere Maßnahmen mit redispatchsenkender Wirkung identifiziert werden. Darüber hinaus wurde die Wirkung von Netzbooster-Pilotanlagen analysiert (siehe Kapitel 5.3.6).
- In die Zielnetze für 2030 und 2035 wurden darüber hinaus weitere Phasenschiebertransformatoren eingebaut, die den Leistungsfluss im AC-Netz optimieren und so den zusätzlichen Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf reduzieren (siehe Kapitel 5.3.6).
- Erstmals haben die Übertragungsnetzbetreiber die möglichen Potenziale zukünftiger innovativer Technologien (u. a. moderne Systemführungskonzepte, Netzbooster), die in Pilotprojekten erprobt werden müssen, im Netzentwicklungsplan implizit berücksichtigt. Dafür wurden in 2030 und in noch größerem Umfang in 2035 identifizierte Engpässe nicht vollständig durch Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen beseitigt (siehe Kapitel 5.2).
- Vor dem Hintergrund eines Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in den Szenarien für 2030 von über 65 % führen die Übertragungsnetzbetreiber das Konzept des optimierten Ausbaus von Verstärkungen im AC-Netz einschließlich leistungsflusssteuernder Elemente in Kombination mit dem Zubau neuer DC-Verbindungen zur Deckung des großräumigen Nord-Süd-Stromtransportbedarfs fort (siehe Kapitel 5.3.6 und 5.3.7).
- Durch den angenommenen Einsatz innovativer Elemente in Markt und Netz gelingt es, im NEP 2030 (2019) den gesamten Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf gegenüber dem Netzentwicklungsplan 2030 (2017) trotz der durch den höheren Zuwachs an erneuerbaren Energien deutlich steigenden Übertragungsaufgabe *in etwa konstant zu halten*. Die gesamte Trassenlänge der ermittelten Maßnahmen im Szenario B 2030 (2019) liegt einschließlich zusätzlich erforderlicher leistungsfähiger DC-Verbindungen sogar leicht unterhalb der im Szenario B 2030 (2017) ermittelten Trassenlänge, bei dem der Fokus ausschließlich auf der Verstärkung und dem Ausbau des AC-Netzes lag (siehe Kapitel 5.3.6 und 5.3.7).
- Sämtliche Vorhaben des Bundesbedarfsplans sowie die von der Bundesnetzagentur im Zuge des Netzentwicklungsplans 2030 (2017) darüber hinaus bestätigten Maßnahmen sind sowohl *in allen Szenarien mit dem Zieljahr 2030* als auch im Langfristszenario B 2035 erforderlich. Die Erforderlichkeit dieser Maßnahmen, die für ein bedarfsgerechtes Netz angesichts der steigenden Transportaufgabe alleine noch nicht ausreichend sind, wird damit im Netzentwicklungsplan 2030 (2019) erneut bestätigt.
- *Im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2030 (2019) wurden sowohl ein Kapitel zur Überlastung des Bundesbedarfsplan-Netzes – in Ergänzung zum Startnetz – ergänzt (siehe Kapitel 5.3.4) als auch jeweils ein Kapitel zur Kosten-Nutzen-Analyse zusätzlicher Interkonnektoren (siehe Kapitel 5.4) sowie zur Bewertung der Systemstabilität (siehe Kapitel 5.5).*
- *Durch die Nachberechnungen mit entsprechenden Anpassungen der Ergebnisse der Marksimulation im Nachgang zum ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2030 (2019) (siehe Kapitel 4) haben sich in den Netzanalysen der Szenarien B 2030 und B 2035 keine Veränderungen ergeben. Es haben sich lediglich für die Zieljahre 2030 und 2035 die Redispatch-Volumina leicht verändert.*



5.1 Methodik der Netzanalyse

5.1.1 Planungsgrundsätze

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben für ihre Netzausbauplanung gemeinsame Grundsätze festgelegt („Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes“), die im Oktober 2018 in einer überarbeiteten Fassung veröffentlicht worden sind. Sie finden diese auf den Websites von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW sowie als Link auf der Seite www.netzentwicklungsplan.de/ZwZ. Diese Grundsätze gelten auch für die Planungen im Rahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) 2030 (2019). 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). Dabei wird die Einhaltung der Kriterien zur Gewährleistung der Netzsicherheit für jede Stunde des Jahres überprüft. Die Netzanalysen 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.

Damit den Anforderungen an einen sicheren und effizienten Netzbetrieb bei unterschiedlichen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben Rechnung getragen wird, werden im NEP 2030 (2019) in jedem Szenario für alle 8.760 Netznutzungsfälle der Jahre 2025, 2030 sowie 2035 Leistungsflussberechnungen durchgeführt. Die hierfür zu betrachtenden Last- und Erzeugungssituationen basieren auf den vorangegangenen Marktsimulationen (siehe Kapitel 4) 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 (2019) und damit aufgabengemäß grundsätzlich nicht berücksichtigt. Dennoch wurde im aktuellen NEP 2030 (2019) eine von den Planungsgrundsätzen abweichende Vorgehensweise eines bedarfsgerechten Netzausbaus gewählt, um das erwartete Potenzial zukünftiger Innovationen zu berücksichtigen (siehe Kapitel 5.2).

Die von der Bundesnetzagentur (BNetzA) im genehmigten Szenariorahmen zum NEP 2030 (2019) vorgegebene Spitzenkappung für EE-Anlagen wird von den ÜNB gemäß den im Energiewirtschaftsgesetz (§ 12b Abs. 1 S. 3 i.V.m. § 11 Abs. 2 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)) verankerten Vorgaben bereits vor der Marktsimulation umgesetzt (siehe Kapitel 2.4.2). 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 4).



5.1.2 Das NOVA-Prinzip

Das NOVA-Prinzip bedeutet **Netzo**ptimierung vor Netz**v**erstärkung vor Netz**a**usbau. Es enthält für jede der Stufen verschiedene Optionen, die als anderweitige Planungsmöglichkeiten geprüft werden. Im Rahmen der Netzoptimierung wird grundsätzlich der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb, häufig auch als Freileitungsmonitoring (FLM) bezeichnet, sowie die Nutzung von Hochtemperaturleiterseilen (HTL bzw. HTLS) und – bei dafür bereits ausgerüsteten Freileitungen – die Spannungsumstellung von 220 kV auf 380 kV untersucht. Auch Topologiemassnahmen sowie der Einsatz von Blindleistungskompensationsanlagen und von aktiven Elementen zur Leistungsflusssteuerung im Übertragungsnetz, wie z. B. Querregeltransformatoren in Deutschland und zu den Nachbarländern, die in diesem NEP erstmals angewandte Höherauslastung einzelner Leitungen im (n-1)-Fall mit bis zu 4.000 A sowie die steuerbaren Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsverbindungen (HGÜ-Verbindungen bzw. DC-Verbindungen), stellen weitere Optimierungsmöglichkeiten dar.

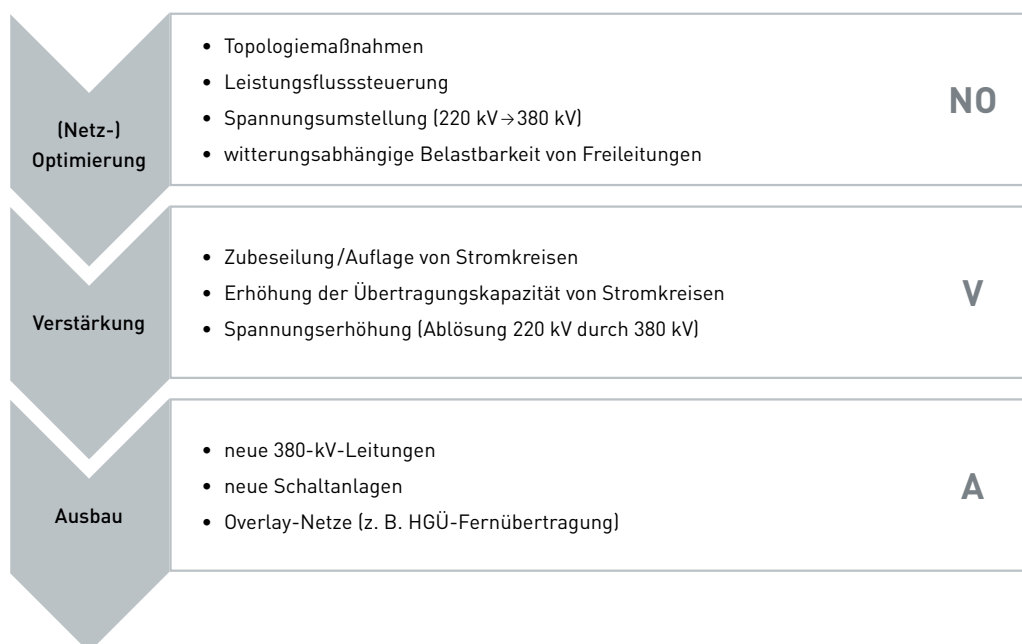
Der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb (FLM) wurde bei der Netzberechnung auf Freileitungsstromkreisen grundsätzlich berücksichtigt. Dabei wird in Abhängigkeit der Umgebungsbedingungen für jede Stunde eine erhöhte Übertragungsfähigkeit auf allen Freileitungsstromkreisen zugelassen. Dies gilt sowohl bei höheren Windgeschwindigkeiten als auch bei niedrigeren Umgebungstemperaturen gegenüber den Normbedingungen. Nähere Erläuterungen dazu finden Sie in den gemeinsamen Planungsgrundsätzen der ÜNB unter www.netzentwicklungsplan.de/ZwZ.

Auf den Leitungsabschnitten, bei denen ein Einsatz aufgrund der Statik der Masten möglich ist, kann die Nutzung von HTL bzw. HTLS 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. Bundes-Immissionsschutzverordnung)) nicht möglich oder nicht ausreichend sein, um die erforderliche Übertragungsaufgabe zu erfüllen, werden in einem zweiten Schritt im Rahmen der Netzverstärkung weitere Optionen geprüft. Dazu gehört die Auflage von zusätzlichen Stromkreisen auf ein bestehendes Gestänge oder die Ablösung einer 220-kV-Leitung durch einen 380-kV-Neubau in bestehender Trasse. Ein Leitungsneubau in neuer Trasse wird nur dann vorgeschlagen, wenn vorher alle anderen Optionen geprüft wurden.

Bei der Errichtung neuer AC-Stromkreise besteht immer die technische Notwendigkeit zur Installation von Anlagen zur Blindleistungskompensation. Diese umfassen neben der spannungssenkenden auch die spannungshebende Kompensation von Blindleistung, um die stark wechselnde und ansteigende Netzbelastung aufgrund der volatilen Netzeinspeisung sicher beherrschen zu können. In diesem Zusammenhang muss nicht nur stationäre, sondern auch dynamische Kompensation Berücksichtigung finden. Sofern der konkrete Bedarf für entsprechende Anlagen, die in den Umspannwerken zu installieren sind, bereits bekannt ist, sind diese in den Kosten der Projekte mit berücksichtigt.



Abbildung 52: Planungsmöglichkeiten nach dem NOVA-Prinzip



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

5.1.3 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 physikalisch an ihre Grenzen.

Im Gegensatz dazu ist der Einsatz der Hochspannungs-Gleichstromübertragungstechnologie (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 zur Deckung weiträumiger Transportaufgaben ein reines Drehstromnetz geplant werden, dann wäre ein weitaus großflächigerer Netzausbau nötig. Der Vergleich des NEP 2030 (2019) mit dem NEP 2030 (2017), *bei dem auf den Zubau zusätzlicher HGÜ-Verbindungen verzichtet wurde*, zeigt dies deutlich.

Die HGÜ-Verbindungen haben eine hohe energiewirtschaftliche Bedeutung, da sie die neuen erneuerbaren Erzeugungszentren im Norden und die für eine Übergangszeit nötige, gesicherte konventionelle Erzeugung in West- und Ostdeutschland mit den Verbrauchszentren im Westen und 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 Kern- bzw. Kohlekraftwerke 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 ökologischen und ökonomischen Nutzen, da sie Engpässe vermeiden, die entstehen, wenn günstige Erzeuger mit niedrigen variablen Kosten einspeisen.



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 aktive Netzelemente 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 – anders als bei AC-Stromleitungen – 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 sowie in der Nord- und Ostsee, die Lastschwerpunkte im Süden und Westen Deutschlands sowie die heutigen und zukünftigen Pumpspeicher in der Alpenregion zusammenführt.

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 ÜNB als Grundlage für den Netzbetrieb in eigenen Anlagen bereitgestellt oder beschafft werden.
- 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. Nachteilig sind allerdings die Verluste in den Konvertern, was auch ein Grund ist, weshalb insbesondere lange Gleichstromverbindungen Vorteile aufweisen.

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 Blindleistwertes 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 § 3 Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) hat große Auswirkungen auf die Kosten der jeweiligen Vorhaben. Bei den genannten Projekten wird in Bezug auf die im NEP angesetzten Kosten grundsätzlich von einer Vollverkabelung (100 % Erdkabel) ausgegangen. Lediglich bei DC5 ist von einem gewissen Anteil Freileitung auszugehen, da in der laufenden Bundesfachplanung im Netzgebiet von 50 Hertz mehrere Prüfbegehren für Freileitungsabschnitte eingegangen sind. Für AC-Verbindungen wurde in der Regel eine Realisierung als Freileitung angenommen. Lediglich bei den Projekten, die als Pilotprojekt zur Teil-Erdverkabelung gemäß § 2 Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) sowie § 4 BBPlG definiert sind, ist eine anteilige Erdverkabelung bei der Kostenkalkulation der Projekte berücksichtigt worden. Nähere Details finden sich bei fortgeschrittenen Projekten im jeweiligen Steckbrief im Anhang.
- Grundsätzlich ist darauf hinzuweisen, dass die Mehrkosten einer Ausführung als Erdkabel im Vergleich zur Freileitung sehr stark von den örtlichen Gegebenheiten (z. B. Bodenbeschaffenheit) abhängen. Für die in diesem Bericht vorgenommene Abschätzung der Kosten für an Land eingesetzte DC-Erdkabel wurden bei durchschnittlichen Gegebenheiten Schätzkosten in Höhe von 6 Mio. €/km für 1 x 2 GW DC und von 12 Mio. €/km für 2 x 2 GW DC unterstellt.²¹ Diese Kostenansätze basieren auf Erfahrungen der ÜNB mit ersten AC-Teil-Erdverkabelungsprojekten sowie mit DC-Erdkabeln, wie z. B. bei landseitigen Offshore-Anschlüssen und Seekabeln. Für die Teil-Erdverkabelungsabschnitte bei AC-Projekten werden durchschnittliche Schätzkosten in Höhe von 11,5 Mio. €/km 380-kV-Höchstspannungserdkabel angenommen. Die Kosten für die erforderlichen Kabelübergangsanlagen sind dabei bereits berücksichtigt. Im Gegenzug wird eine höhere Akzeptanz der Vorhaben unterstellt.

5.1.4 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, die zeigt, 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 neuen HGÜ-Verbindungen entschieden. Die Darstellung der hier angestellten Überlegungen und Abwägungen findet sich auszugsweise in Kapitel 5.1.3 sowie ausführlich in Kapitel 5 des NEP 2012 unter www.netzentwicklungsplan.de/Zw4.

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 (2019) 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 (2019) auch dadurch dargestellt, dass ausgehend von drei verschiedenen genehmigten Szenarien für das Jahr 2030 nach § 12a EnWG bis zum zweiten Entwurf drei unterschiedliche Ergebnisnetze berechnet und einander gegenübergestellt werden, sogenannte Gesamtplanalternativen. Die Netzanalysen des Szenarios für das Jahr 2035 dienen dem Nachweis der Nachhaltigkeit der für das Zieljahr 2030 ermittelten Maßnahmen.

²¹ Die angenommenen spezifischen Kostensätze der Offshore-Erdkabel finden sich in Kapitel 3.2.4.



5.2 Neue und innovative Technologien

Durch Optimierungen und Verstärkungen im Bestandsnetz sowie die Integration innovativer Technologien begrenzen die ÜNB den zusätzlichen Netzentwicklungsbedarf auf das geringstmögliche erforderliche Maß (NOVA-Prinzip). Bei den Maßnahmen zur Optimierung bzw. Höherauslastung des Bestandsnetzes steht neben der Vermeidung von umfangreicheren Netzausbaumaßnahmen die kurz- und mittelfristige Vermeidung von Redispatch und Einspeisemanagement im Fokus.

In Kapitel 5.1.2 wird dargestellt, dass der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb (**Freileitungsmonitoring oder FLM**) im NEP grundsätzlich berücksichtigt bzw. als realisiert unterstellt wird. Dieser wurde im aktuellen NEP gemäß den überarbeiteten Planungsgrundsätzen in einer weiterentwickelten Variante angewandt. Die Potenziale, die aktuell mit Blick auf 2023 – 2025 zur Optimierung des Bestandsnetzes gehoben werden sollen, stehen für den NEP zur Vermeidung zusätzlicher Netzentwicklungsmaßnahmen demnach nicht mehr zur Verfügung.

Eine weitere innovative Technologie ist der **Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen** (HTL bzw. HTLS). Auch hier beschreibt Kapitel 5.1.2, dass die Möglichkeit zum Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen im NEP im Rahmen des NOVA-Prinzips bereits seit mehreren Netzentwicklungsplänen konsequent geprüft und von den ÜNB entsprechend in den Übersichtstabellen sowie in den Projektsteckbriefen im Anhang ausgewiesen wird.

In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass sich die Projekte und Maßnahmen im NEP in der Regel noch in einem sehr frühen Stadium befinden und die Prüfung zunächst auf einem relativ groben Level anhand der technischen Spezifikationen der Bestandsleitung sowie der bekannten Situation vor Ort erfolgt. Eine abschließende Prüfung, ob der **Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen** bei konkreten Projekten tatsächlich möglich ist oder ob ggf. doch ein Neubau in bestehender Trasse erforderlich ist, erfolgt erst später im Zuge der Vorbereitung des konkreten Genehmigungsverfahrens. Bei der Prüfung einer Umbeseilung bestehender Höchstspannungsleitungen mit Hochtemperaturleiterseilen sind neben technischen Kriterien auch genehmigungsrechtliche Aspekte – insbesondere hinsichtlich des Anwohner-schutzes – zu berücksichtigen.

Darüber hinaus nehmen die ÜNB eine HTL-Umbeseilung nur dann vor, wenn dadurch die Stromtragfähigkeit deutlich erhöht werden kann. Aus Gründen der Nachhaltigkeit scheidet so beispielsweise eine Umrüstung bestehender 220-kV-Leitungen mit Hochtemperaturleiterseilen in der Regel aus. Darauf wird in den entsprechenden Projektsteckbriefen im Anhang zum NEP-Bericht im Rahmen der Alternativenprüfung hingewiesen.

Weitere innovative Technologien sind **Elemente zur aktiven Steuerung des Leistungsflusses**, die im Rahmen der Identifikation von Ad-hoc-Maßnahmen mit dem Zielhorizont 2023 – 2025 ausgewiesen werden. Zielhorizont ist hier meistens nicht das Jahr 2030, sondern der Zeitraum zwischen der Außerbetriebnahme der letzten Kernkraftwerke und der Inbetriebnahme der langfristig notwendigen Netzmaßnahmen. Die BNetzA hat bereits im Zuge des NEP 2030 (2017) mehrere Ad-hoc-Maßnahmen bestätigt. Diese wurden im NEP 2030 (2019) anhand des Szenarios B 2025 zusammen mit weiteren Maßnahmen erneut überprüft (siehe Kapitel 5.3.6). Maßnahmen zur aktiven Leistungsflusssteuerung umfassen sowohl Querrregeltransformatoren als auch die Längskompensation mittels TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitors/Thyristorgesteuerte Serienkompensation). Sie dienen der Optimierung der Auslastung des Bestandsnetzes, indem freie Kapazitäten auf AC-Bestandsleitungen genutzt werden.

Im Bereich **Innovationen in der Systemführung** haben die ÜNB zusammen mit fünf Verteilernetzbetreiber (VNB), sechs Institutionen aus der Wissenschaft und zwei Leitwartenherstellern das Verbundforschungsprojekt **InnoSys 2030** aufgelegt, das zum 01.10.2018 gestartet und auf drei Jahre bis Herbst 2021 angelegt ist. Das Verbundforschungsprojekt wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert. Ziel dieses Forschungsvorhabens ist die Identifikation von Optionen und Rahmenbedingungen für eine höhere Auslastung des bestehenden AC-Netzes durch innovative Systemführungskonzepte bei weiterhin höchster Systemsicherheit.



Wesentliche Bestandteile dieses Konzeptes sind einerseits Elemente zur aktiven Leistungsflusssteuerung (siehe Ad-hoc-Maßnahmen) und andererseits die Prüfung einer (teil-)automatisierten Systemführung, die den Einsatz eines kurativen Redispatch anstelle des derzeit eingesetzten präventiven Redispatch erlauben und so Kapazitätserhöhungen im Höchstspannungsnetz realisieren würden. Dies erfordert allerdings nicht nur eine Automatisierung der Prozesse bei den ÜNB, sondern auch eine Automatisierung und Digitalisierung der Prozesse bei einer großen Anzahl an Erzeugern und Verbrauchern, um deren Flexibilität im Fehlerfall ((n-1)-Fall) nutzen zu können. Da die konkreten Grundlagen hierfür im Rahmen des Verbundforschungsprojekts erst noch analysiert werden müssen, wird die großflächige Einsatzreife derzeit frühestens für das Jahr 2030 gesehen.

Ein ähnliches Konzept wird mit dem Einsatz sogenannter **Netzbooster** verfolgt. Auch hier ist das Ziel die Höherauslastung von Bestandsleitungen, wobei im (n-1)-Fall der sofortige Einsatz von strategisch günstig positionierten Lasten oder steuerbarer Erzeugung vorgelagert eines Engpasses sowie von großen Batteriespeichern nachgelagert an strategisch günstigen Netzknoten erfolgen soll – bis andere Konzepte wie z. B. Redispatch oder Einspeisemanagement greifen (zur weiteren Definition siehe Szenario B 2025 in Kapitel 5.3.6).

Die Netzbooster-Technologie ist aktuell noch nicht verfügbar und bei Nutzung von Batterien im Gigawatt-Bereich mit erheblichen Kosten verbunden. Der großflächige Einsatz von Netzboostern erfordert ebenfalls Netzautomatiken, die in ihrer Komplexität deutlich über das bisherige Maß hinausgehen. Insofern ist die Einsatzreife dieses Konzepts aktuell ebenfalls noch nicht gegeben. Netzbooster werden daher im aktuellen NEP 2030 (2019) ebenfalls nicht explizit, sondern nur implizit berücksichtigt (siehe nachfolgend Kapitel 5.2.1). Perspektivisch stellt die Technologie jedoch insbesondere eine Möglichkeit dar, den zukünftigen erforderlichen Netzausbau zu reduzieren. Im Rahmen des Szenarios B 2025 haben die ÜNB daher erste Pilotprojekte konzipiert und deren Nutzen im Rahmen von Redispatch-Berechnungen untersucht (siehe Kapitel 5.3.6).

Über die Analysen zur Systemstabilität im Kapitel 5.5 bzw. im Begleitdokument hinaus, die einen erheblichen Bedarf an zusätzlichen Anlagen zur Blindleistungskompensation ausweisen, sind weitere Detailuntersuchungen zur Sicherstellung der Systemstabilität erforderlich. Insbesondere sind in Ergänzung zum NEP weitere stationäre und dynamische Analysen erforderlich, um den Umfang, die Technologie sowie die konkreten Standorte zur Blindleistungskompensation festzulegen und die innovativen Technologien zur automatischen Netzentlastung zu spezifizieren. Diese Analysen sollten insbesondere in Bezug auf den Bedarf und mögliche Wechselwirkungen im europäischen Kontext gemeinsam mit den europäischen Nachbarn durchgeführt werden. In diesem Zusammenhang sollte auch eine Anhebung der Spannungsebene bei zukünftigen Netzmaßnahmen als Option zur Reduktion des Blindleistungsbedarfs geprüft werden.



5.2.1 Wege zu einem bedarfsgerechten Netz

Bei der Ermittlung des Netzoptimierungs-, -verstärkungs- und -ausbaubedarfs in den Szenarien *A 2030*, *B 2030*, *C 2030* und *B 2035* (siehe Kapitel 5.3.6) wurden die in Kapitel 5.2 beschriebenen zukünftigen innovativen Technologien berücksichtigt.

Zum Teil ist die Berücksichtigung von Innovationen bereits sehr konkret erfolgt. Erstmals wurde eine Höherauslastung einzelner Leitungen im (n-1)-Fall bis zu 4.000 A angewandt. Darüber hinaus wurden über die von der BNetzA im NEP 2030 (2017) bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen hinaus weitere Querregeltransformatoren in das AC-Netz eingebaut, um die Leistungsflüsse auf den vorhandenen bzw. in der Netzplanung bereits berücksichtigten AC-Leitungen zu optimieren. Durch die Integration dieser leistungsflusssteuernden Elemente in die Netzplanung lässt sich der ansonsten erforderliche Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf reduzieren.

Außerdem sind *in den Szenarien A 2030, B 2030, C 2030* und darüber hinaus im Szenario *B 2035* in einem größeren Umfang – abweichend von den in Kapitel 5.1.1 beschriebenen Planungsgrundsätzen – identifizierte Netzenspässe nicht durch Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen beseitigt worden. *Im Szenario A 2030 verbleibt mit den vorgeschlagenen Maßnahmen ein Redispatch-Volumen von 1,1 TWh, im Szenario B 2030 von 1,9 TWh, im Szenario C 2030 von 2,6 TWh und im Szenario B 2035 von ebenfalls 2,6 TWh.* Bei diesen Zahlen ist allerdings zu beachten, dass allen Analysen im NEP 2030 (2019) bereits eine um die Spitzenkappung reduzierte Versorgungsaufgabe zugrunde lag (siehe Kapitel 2.4.2). Diese Modellierung fußt auf der Annahme, dass die gesamte Netzauslegung auch im Verteilernetz Spitzenkappung bereits berücksichtigt. Ob die Spitzenkappung tatsächlich von vertikalen Netzenspässen getriggert wird, ist allerdings fraglich. Sollte dies nicht der Fall sein, ist zu erwarten, dass die EE-Leistungsspitzen zu nennenswerten Teilen durch Engpässe im Übertragungsnetz abgeregelt werden müssen. Das Volumen der Spitzenkappung lag *im Szenario A 2030 bei 3,6 TWh, im Szenario B 2030 bei 4,0 TWh, im Szenario C 2030 bei 4,3 TWh und im Szenario B 2035 bei 4,4 TWh.*

Des Weiteren wurden bei allen Analysen im NEP 2030 (2019) ein durchschnittliches Wetterjahr, durchschnittliche Kraftwerksnichtverfügbarkeiten sowie keine planmäßige Nichtverfügbarkeit von Netzelementen unterstellt. Aufgrund der erheblichen Abhängigkeit der Redispatch-Volumina von außergewöhnlichen stochastischen Ereignissen wie extremen Wettersituationen oder Kraftwerksnichtverfügbarkeiten können diese in einzelnen Jahren erheblich insbesondere nach oben abweichen und sind damit nicht als Prognosewerte für das jeweilige Jahr zu verstehen.

Durch die gewählte Vorgehensweise soll vermieden werden, dass im NEP 2030 (2019) ein Netzausbaubedarf in einem Umfang ausgewiesen wird, der bei Anwendung des angenommenen Potenzials der beschriebenen innovativen Technologien nicht erforderlich wäre. Der Bedarf wird in den kommenden Netzentwicklungsplänen im Einklang mit den erzielten Fortschritten und weiteren Erkenntnissen bei der Erforschung und Entwicklung innovativer Technologien weiter zu konkretisieren sein.

Sollte sich in den kommenden Jahren herausstellen, dass die den Netzausbaubedarf dämpfenden Potenziale der innovativen Technologien niedriger sind als heute angenommen, so wäre der Netzausbaubedarf in den kommenden Netzentwicklungsplänen unter den dann jeweils zugrunde liegenden energiepolitischen Rahmenbedingungen entsprechend anzupassen. Anderenfalls würden wegen des fehlenden Netzausbaus entsprechend höhere Volumina an Netzeingriffen wie Redispatch und Einspeisemanagement anfallen – mit den damit verbundenen Kosten.



5.3 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.

Der NEP 2030 (2019) 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 stillgelegten Kern- bzw. Kohlekraftwerken. Der NEP 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.

5.3.1 Standard- und Projektkosten im Netzentwicklungsplan Strom

Die ÜNB haben die Kalkulation der Standardkosten im NEP 2030 (2019) angepasst. Die neuen Standardkosten, die bei der Kalkulation der Projekte und Maßnahmen im NEP 2030 (2019) Anwendung gefunden haben, finden Sie unter www.netzentwicklungsplan.de/Zwo.

Folgende Anpassungen gegenüber dem NEP 2030 (2017) wurden vorgenommen:

- Die Kostenbasis wurde von Mitte 2015 auf Mitte 2018 aktualisiert. Damit wurde die Inflation der vergangenen drei Jahre ebenso berücksichtigt wie darüber hinausgehende Anpassungen der Marktpreise.
- Bei der Anpassung der Standardkosten haben die ÜNB Erfahrungen aus bisher realisierten Projekten einschließlich des Rückbaus bestehender Leitungen einfließen lassen.
- Darüber hinaus wurden erstmals zusätzlich zu den reinen Assetkosten (= Kosten für den Einkauf von Komponenten sowie Baukosten) Kosten für die Planungs- und Genehmigungsverfahren anteilig in den Standardkosten, z. B. für einen Kilometer Freileitung oder Erdkabel, berücksichtigt.

Wie im Kapitel 5.1.3 unter der Überschrift „Einsatz von Erdkabeln“ beschrieben, wird im NEP 2030 (2019) bei den DC-Vorhaben im Wesentlichen eine Vollverkabelung unterstellt. Bei den AC-Pilotprojekten mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung gemäß EnLAG bzw. BBPlG werden im NEP 2030 (2019) erstmalig die Mehrkosten für Erdkabel anteilig in den Gesamtkosten berücksichtigt. Dabei wurden – soweit möglich – die Längen der Teil-Erdverkabelungsabschnitte aus den laufenden Genehmigungsverfahren berücksichtigt. Wo dies wegen des frühen Projektstadiums noch nicht möglich war, wurde bei den Pilotprojekten zur Ermittlung realistischer Gesamtkosten pauschal eine Teil-Erdverkabelung von 10 % der Länge einer Maßnahme unterstellt.



Weiter fortgeschrittene Projekte, die sich bereits im Startnetz befinden (siehe Kapitel 5.3.2), werden in der Regel nicht mehr mit den o. g. Standardkosten kalkuliert, sondern mit unternehmensindividuell kalkulierten Projektkosten. Dies erlaubt in Abhängigkeit vom Projektfortschritt eine genauere und realistischere Kostenkalkulation.

In Summe führen die o. g. Anpassungen im NEP 2030 (2019) zu einer realistischeren Abbildung der tatsächlich zu erwartenden Kosten. Unabhängig von einem insgesamt veränderten Umfang an Projekten und Maßnahmen ist dies mit einem Anstieg der Gesamtkosten in den Szenarien des NEP 2030 (2019) im Vergleich zum NEP 2030 (2017) verbunden.

5.3.2 Startnetz

Das Startnetz enthält neben dem bestehenden Netz (Ist-Netz) auch fortgeschrittene Maßnahmen, bei denen das Planfeststellungsverfahren bereits begonnen hat, sowie planfestgestellte und in der Umsetzung befindliche Maßnahmen. Diese sind als verbindlich anzusehen, da ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit zum Teil bereits von den zuständigen Genehmigungsbehörden bzw. vom Gesetzgeber im EnLAG sowie im BBPlG 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 31.12.2018) aus den EnLAG-Maßnahmen, den in der Planfeststellung befindlichen Maßnahmen, den in der Umsetzung befindlichen Netzausbaumaßnahmen (planfestgestellt bzw. in Bau) sowie den Maßnahmen aufgrund sonstiger Verpflichtungen (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) bzw. Anschlusspflicht der Industriekunden).

Gegenüber dem NEP 2030 (2017) wurde die Startnetz-Definition angepasst. Entsprechend der von der BNetzA im Zuge des NEP 2030 (2017) konsultierten Neudefinition haben die ÜNB im NEP 2030 (2019) bereits Maßnahmen in das Startnetz aufgenommen, bei denen das Planfeststellungsverfahren formal eröffnet wurde. Hinzu kommen Maßnahmen aus dem Zubaunetz des NEP 2030 (2017), bei denen das Planfeststellungsverfahren abgeschlossen wurde und die Bauarbeiten begonnen haben. Dadurch steigt der **Gesamtumfang der Startnetz-Maßnahmen** gegenüber dem NEP 2030 (2017) um rund 700 km auf insgesamt **rund 2.630 km** an.

Der Umfang an AC-Netzverstärkungen im Startnetz beträgt rund 1.780 km, davon rund 130 km Stromkreisaufgaben und rund 1.650 km Neubau in bestehenden Trassen. Hinzukommen gut 600 km an AC-Netzausbaumaßnahmen in neuer Trasse sowie rund 250 km für den Neubau von DC-Interkonnektoren.

Die Startnetzmaßnahmen sind in den Tabellen 26 bis 29 in Kapitel 6.1 mit ihrem derzeitigen Umsetzungsstand angegeben. Diese Tabellen enthalten alle Netzmaßnahmen des Startnetzes (Stand 31.03.2019). Die **Investitionen für die Netzmaßnahmen des Startnetzes** belaufen sich *unter Berücksichtigung zusätzlicher Anlagen zur Blindleistungskompensation* auf **rund 12,5 Mrd. €**.

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



Abbildung 53: Deutsches Höchstspannungsnetz mit Startnetz



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber²²

22 Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2018). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

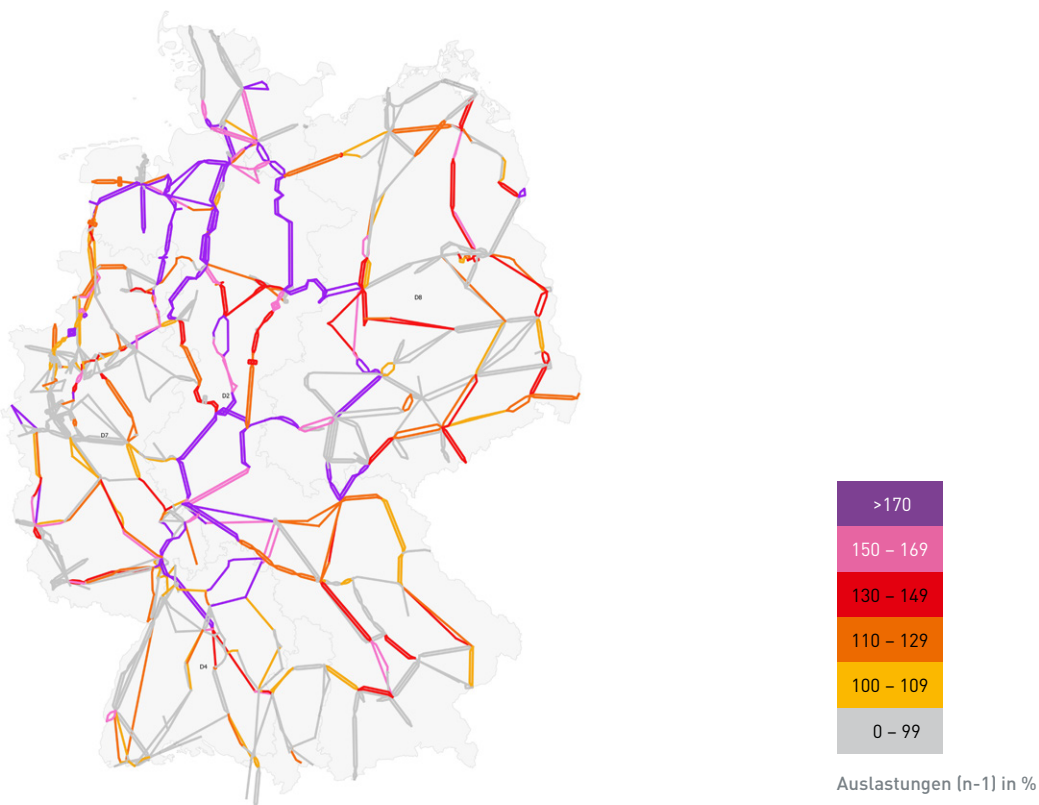
5.3.3 Ergebnisse der Netzanalyse des Startnetzes bei Ausfall eines Netzelements

Bei den hier zugrunde liegenden Netzberechnungen wurden neben den Startnetzmaßnahmen noch folgende Interkonnektorprojekte berücksichtigt, um den Vorgaben aus dem Marktmodell und dem Flow-Based Market Coupling-Ansatz gerecht zu werden:

- P25-M45: Klixbüll/Süd – Bundesgrenze DK
- P112: Pleinting – Abzweig Pirach – Bundesgrenze AT
- P170: Vigy – Uchtelfangen
- P176: Eichstetten – Bundesgrenze (FR)
- P204: Tiengen – Beznau
- P221: Hansa Power Bridge
- P313: Zweiter Interkonnektor BE – DE
- P328: NeuConnect (DE – GB)
- P406: Aach – Bofferdange

In der folgenden Abbildung 54 sind die maximalen Auslastungen je Stromkreis des Startnetzes bei beispielhaftem Ausfall eines Netzelements – auch (n-1)-Fall genannt – bei Umsetzung des Szenarios B 2030 dargestellt.

Abbildung 54: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) eines gesamten Jahres im Startnetz mit Interkonnektoren



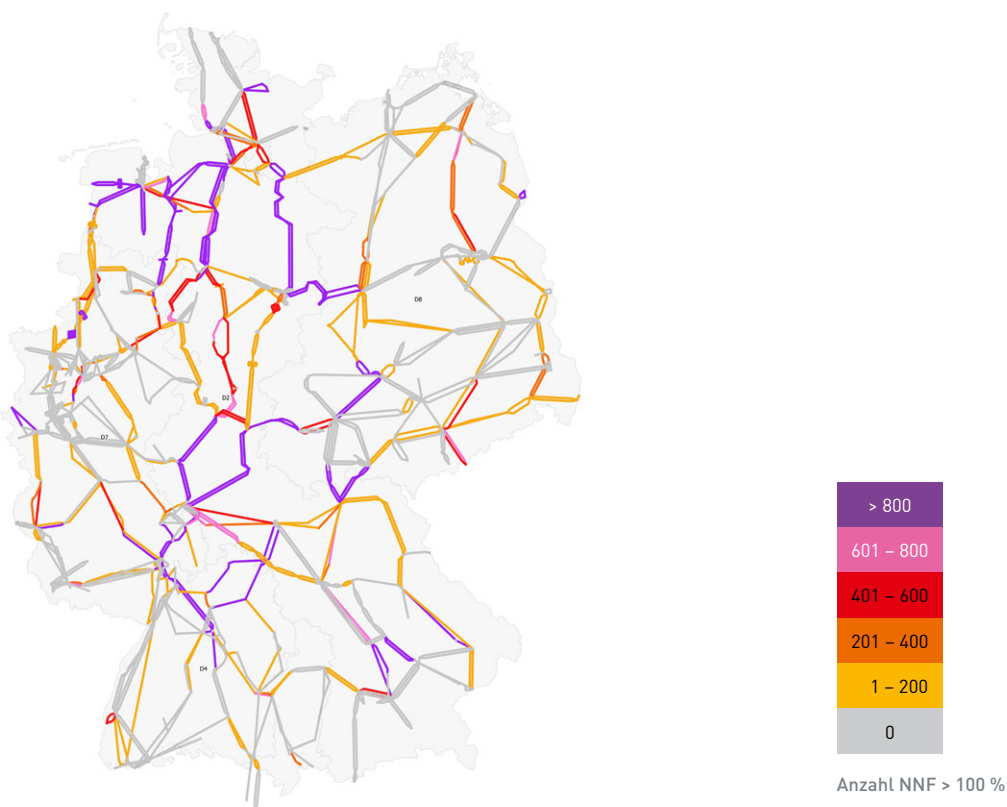
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Beim Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) darf die maximale Auslastung einer Leitung 100 % aus Gründen der Sicherstellung der Systemstabilität in der Regel nicht überschreiten. Auslastungen über 100 % können Folgeausfälle bzw. Versorgungsunterbrechungen verursachen. Abbildung 55 weist mit den Netzausbaumaßnahmen des Startnetzes und den oben genannten Interkonnektoren regionenübergreifend unzulässig hohe Leitungsauslastungen im (n-1)-Fall auf.

Die maximale Auslastung der Leitungen im (n-1)-Fall beträgt über 300 %.

Abbildung 55: Auswertung der Häufigkeit von Auslastungen über 100 % bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) im Startnetz mit Interkonnektoren



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In Abbildung 55 wird die Häufigkeit der unzulässig hohen Leitungsauslastungen bei Ausfall eines Netzelements für den Netzausbauzustand des Startnetzes des NEP 2030 (2019) abgebildet, die sich bei Umsetzung des Szenarios B 2030 ergeben.

Die Leitungsauslastungen wurden für jede Stunde des Jahres 2030 berechnet. Bei ausschließlicher Berücksichtigung der Startnetzmaßnahmen und der o. g. Interkonnektoren 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 54 und 55 zeigen, dass zusätzlich zum Startnetz des NEP 2030 (2019) weitere Maßnahmen notwendig sind. Durch einen weiteren bedarfsgerechten Netzausbau werden die in den Szenarien des NEP 2030 (2019) vorgegebenen Übertragungsaufgaben gelöst.

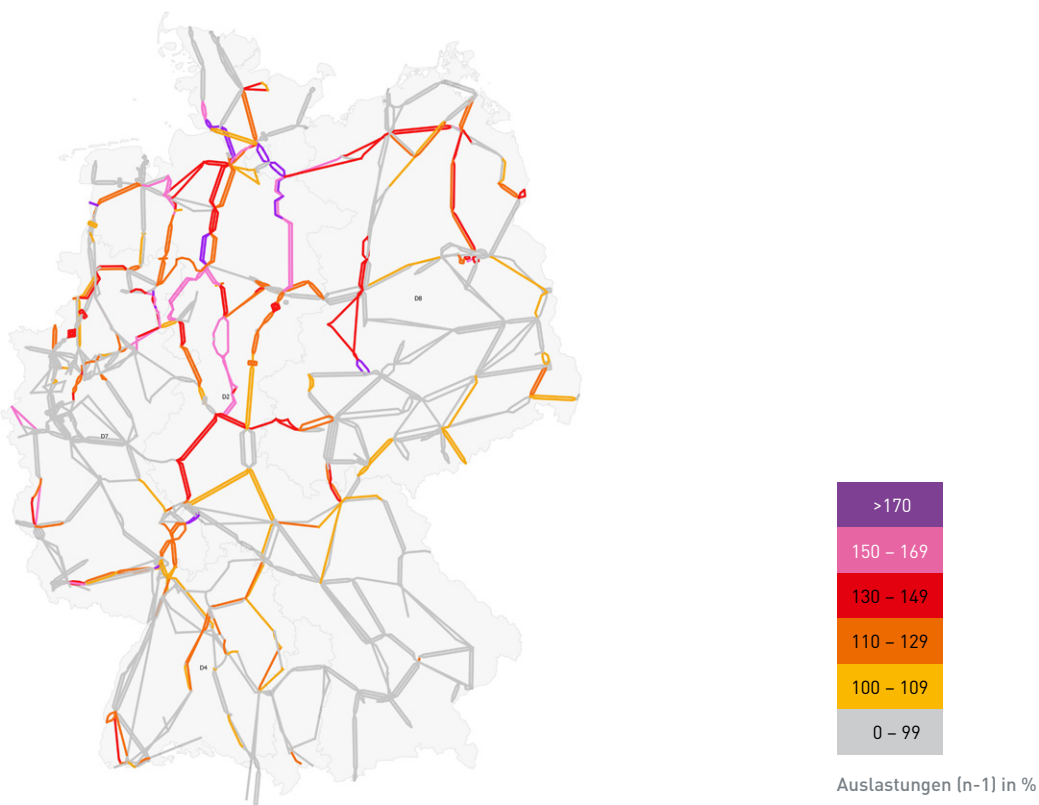
Fazit: Das Startnetz allein kann die Übertragungsaufgabe der im NEP 2030 (2019) untersuchten Szenarien nicht lösen.



5.3.4 Ergebnisse der Netzanalysen des BBP-Netzes bei Ausfall eines Netzelements

In der folgenden Abbildung sind die maximalen Auslastungen des Bundesbedarfsplan-Netzes (BBP-Netz), 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 56: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) eines gesamten Jahres im BBP-Netz mit Interkonnektoren

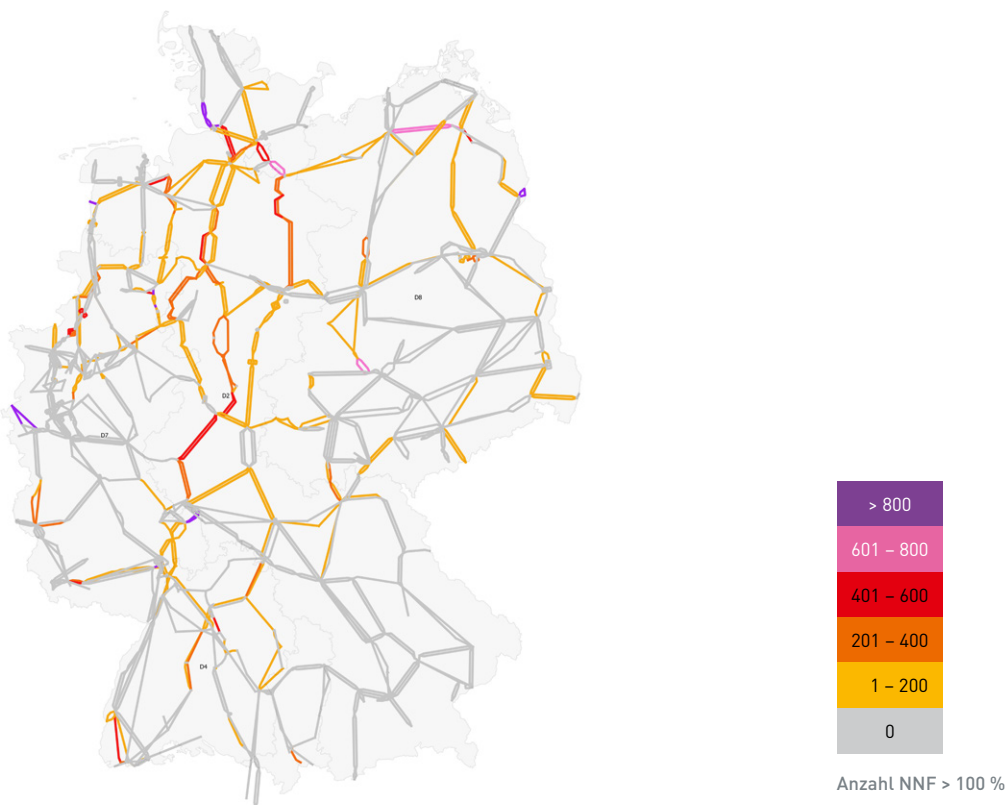


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Abbildung 56 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 über 200 %.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Häufigkeit von Auslastungen über 100 % im (n-1)-Fall für den Netzausbauzustand BBP-Netz. Die Leitungsauslastungen wurden für jede Stunde des Jahres B 2030 berechnet. Bei ausschließlicher Berücksichtigung der Startnetz- sowie BBP-Maßnahmen und Interkonnektoren 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.

Abbildung 57: Auswertung der Häufigkeit von Auslastungen über 100 % bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) eines gesamten Jahres im BBP-Netz mit Interkonnektoren



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Fazit: Die Abbildungen 56 und 57 zeigen eindrücklich, dass zusätzlich zum Start- und 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 Szenario B 2030 sind weitere Projekte und Maßnahmen notwendig.



5.3.5 Netzverknüpfungspunkte zum Offshorenetz

Die in den betrachteten Szenarien aus dem Genehmigungsdokument der BNetzA zugrunde gelegte installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie bildet eine Schnittstelle zum Flächenentwicklungsplan (FEP). 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 FEP. Bei der Auswahl der NVP sind im Wesentlichen folgende Gesichtspunkte unter Anwendung des NOVA-Prinzips zu berücksichtigen:

- Die Aufnahmefähigkeit eines NVP muss hinsichtlich der ausreichenden Dimensionierung der abgehenden Leitungen im Onshorenetz ausgelegt sein.
- Die bereits vorhandene 380-kV-Netzinfrastuktur in den Bundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen 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 NVP für die Aufnahme von Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie finden neben der bestehenden 380-kV-Netzinfrastuktur 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 NVP aufzuteilen. Die Aufteilung der installierten Erzeugungsleistung auf die einzelnen NVP ist der folgenden Tabelle 17 zu entnehmen.



Tabelle 17: Übersicht über die im NEP angenommene Leistung aus Offshore-Windenergie und die Netzverknüpfungspunkte

Bundesland	Netzverknüpfungspunkt	Spannungs- ebene 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	3.000	3.000	3.000	bereits in Betrieb
Schleswig-Holstein	Heide/West	380	1.000	1.000	1.000	2019
Nordrhein-Westfalen	Suchraum Gemeinden Ibb- büren/Mettingen/ Westerkappeln**	380	2.000	430	2.000	vs. 2030
Niedersachsen	Cloppenburg	380	900	900	900	2024
Niedersachsen	Diele	380	1.169	1.169	1.169	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Dörpen/West	380	2.477	2.477	2.477	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Emden/Borßum	220	113	113	113	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Emden/Ost	380	2.687	2.687	2.687	2019
Niedersachsen	Hagermarsch	110	62	62	62	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Hanekenfähr***	380	1.857	1.857	1.857	2028/2029
Niedersachsen	Inhausen	220	111	111	111	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Unterweser	380	1.000	1.000	2.200	2028
Niedersachsen	Wehrendorf**	380	230	0	1.130	vs. 2030
Niedersachsen	Wilhelmshaven 2	380	1.200	0	2.300	zeitgerechte Inbetriebnahme möglich
Mecklenburg-Vorpommern	Bentwisch	380	339	339	339	bereits in Betrieb
Mecklenburg-Vorpommern	Lubmin	380	1.468	1.468	1.468	bereits in Betrieb
Mecklenburg-Vorpommern	Papendorf	380	140****	140****	140****	2029
Mecklenburg-Vorpommern	Suchraum Gemeinden Lubmin/Brünzow/ Wusterhusen/Kemnitz	380	300	300	300	2026

* Die Angabe des Jahres bezieht sich auf die Verfügbarkeit des Anschlusses in der vorgesehenen Schaltanlage.
Die landseitige Transportkapazität kann nur für die im NEP betrachtenden Zeithorizonte erfolgen.

** Die Realisierungsmöglichkeiten der Netzanbindungssysteme nach Wehrendorf und Westerkappeln werden in den Steckbriefen erläutert.

*** Im Entwurf des FEP vom 26.10.2018 sind in Hanekenfähr abweichend 1.879 MW vorgesehen. Diese Angaben des Entwurfs des FEP konnten im Rahmen der NEP-Analysen nicht mehr berücksichtigt werden, werden aber in den weiteren Planungen der ÜNB zugrunde gelegt.

**** Im Rahmen des Erstellungsprozesses des FEP ist die Erzeugungsleistung der Fläche O-7.1 auf 160 MW erhöht worden. Bedingt durch den Einsatz eines standardisierten Netzanbindungssystems von 300 MW ist die Aufnahme der erhöhten Erzeugungsleistung möglich. Darüber hinaus umfasst das Gebiet O-7.2 noch die Teilfläche O-7.2, die ausschließlich für Testzwecke vorgesehen ist.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Um den Zusammenhang zwischen dem Netzausbau an Land und der Netzanbindung der Offshore-Windenergie aufzuzeigen, wird in den Projektsteckbriefen der Offshore-Netzanbindungssysteme im Anhang auf die korrespondierenden landseitigen Projekte des NEP hingewiesen. In den Projektsteckbriefen der landseitigen Projekte wird darüber hinaus ebenfalls auf die korrespondierenden Offshore-Netzanbindungssysteme verwiesen.



5.3.6 Szenarien

Wie in Kapitel 4 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 Rahmen des NEP 2030 (2019) werden insgesamt fünf Szenarien analysiert, die in Kapitel 2 näher beschrieben werden. Dabei dient das Szenario B 2025 dem Nachweis von Ad-hoc-Maßnahmen sowie das Szenario B 2035 dem Ausblick und der Nachhaltigkeitsprüfung der *in den Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030* ermittelten Projekte und Maßnahmen.

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 erheblich überschreitet, während in Süddeutschland der Verbrauch durch lokale Erzeugung bei Weitem nicht mehr gedeckt werden kann (siehe Kapitel 4). Insofern ergibt sich der Übertragungsbedarf ganz wesentlich aus der Entfernung zwischen Standorten der – überwiegend erneuerbaren – Erzeugung von Elektrizität im Norden und Osten sowie dem Verbrauch im Süden Deutschlands.

Im NEP 2030 (2019) 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 BNetzA derartige vertikale Punktmaßnahmen nicht nach § 12c EnWG bestätigt, werden diese im NEP 2030 (2019) nicht mehr als eigenständige Maßnahmen aufgeführt, sondern *zusammen mit weiteren horizontalen Punktmaßnahmen (u. a. Schaltanlagen, Anlagen zur Blindleistungskompensation)* zur Information in einem gesonderten Begleitdokument unter www.netzentwicklungsplan.de/Punktmassnahmen_NEP_2030_V2019_2_Entwurf.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 NEP auf Basis von Standardkosten ermittelt und haben einen überschlägigen Charakter. Die Gesamtkosten beinhalten neben den Kosten für AC-Freileitungen auch die Kosten für Transformatoren, Schaltfelder, DC-Erdkabel, DC-Konverter, zum Teil für Kompensationsanlagen sowie bei den AC-Pilotprojekten mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung gemäß § 2 EnLAG oder § 4 BBPlG die Mehrkosten einer Teil-Erdverkabelung (siehe Kapitel 5.3.1). Für die Startnetz-Maßnahmen werden in der Regel Projektkosten angenommen. Details sind im Kapitel 5.3.1 dargestellt.

Grundlegende Informationen zum Planungsprozess, zur Netzstabilität und zur Technologie finden Sie im Kapitel 5 des Netzentwicklungsplans 2012 unter www.netzentwicklungsplan.de/Zw4.



Szenario B 2025

Tabelle 18: Kennzahlen Szenario B 2025

B 2025	installierte Leistung Wind	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)	Erzeugung aus Windenergie	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)
onshore	70,5 GW	28,3 GW	151,9 TWh	66,0 TWh
offshore	10,8 GW	10,8 GW	46,8 TWh	46,8 TWh
Summe	81,3 GW	39,1 GW	198,7 TWh	112,8 TWh

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Das Szenario B 2025 dient zur Ermittlung und Bewertung volkswirtschaftlich effizienter Maßnahmen zur Redispatch-Reduzierung sowie von Pilotanlagen sogenannter Netzbooster (siehe Kapitel 5.2). Ein Teil der redispatchsenkende Maßnahmen sind sogenannte Ad-hoc-Maßnahmen. Ad-hoc-Maßnahmen sind kurzfristig durchführbare Maßnahmen, die Netzregionen bis zur Umsetzung der langfristig notwendigen Ausbaumaßnahmen entlasten können. Kriterium für die Ad-hoc-Maßnahmen ist daher, dass sie sich in dem Zeitraum bis zur Umsetzung des langfristig notwendigen Netzausbaus durch den vermiedenen Redispatch volkswirtschaftlich amortisieren.

Erklärung Redispatch

Der fahrplanmäßige Einsatz von Erzeugern und Speichern wird als Dispatch bezeichnet. Redispatch ist ein Eingriff in die Stromerzeugung durch die ÜNB aufgrund von Engpässen im Stromübertragungsnetz. Folglich kann Redispatch vereinfacht als eine Änderung des vorgesehenen Fahrplans betrachtet werden. Falls zum Beispiel für eine konkrete Stromübertragungsaufgabe die Netzkapazitäten nicht ausreichen und Verletzungen der (n-1)-Sicherheit drohen, sind die ÜNB ermächtigt, in die Stromerzeugungs- und Speicherbewirtschaftung präventiv einzugreifen, um die Systemsicherheit zu gewährleisten. Bei einem Nord-Süd-Engpass würde konkret Erzeugungsleistung im Norden heruntergefahren und zum Ausgleich Erzeugungsleistung im Süden hochgefahren werden, sodass sich der Nord-Süd-Leistungsfluss reduziert. Dabei muss das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt bestehen. Falls dabei EE-Anlagen in ihrer Leistung gedrosselt werden müssen, wird dies als EE-Einspeisemanagement bezeichnet. Daraus resultierend ist die Einspeisereduktion beim Redispatch in konventionellen Redispatch (Kraftwerke basierend auf fossilen Brennstoffen im In- und Ausland, sowie Pumpspeicherkraftwerke) und EE-Einspeisemanagement unterteilbar. Zur Einspeiserhöhung steht nur konventioneller Redispatch zur Verfügung. 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 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. Zunächst werden die steuerbaren Netzelemente optimiert. Steuerbar sind im Modell Phasenschiebertransformatoren (PST), Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsstrecken (HGÜ) und Netzbooster (siehe Erklärung im nächsten Abschnitt). Anschließend werden die marktbasierten Kraftwerksfahrpläne in Form der notwendigen Redispatch-Eingriffe angepasst. 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 konventionellen Redispatch sichergestellt werden kann.

Die Methodik erlaubt die Bestimmung des unter Berücksichtigung des EE-Einspeisevorrangs kostenoptimalen Redispatch (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. Löst eine Maßnahme Engpässe im Netz auf, reduziert sie folglich auch den Redispatchbedarf.



Die Wirksamkeit einer Maßnahme, sprich die vermiedene Redispatchmenge, hängt grundsätzlich von zwei Faktoren ab: dem gewählten energiewirtschaftlichen Szenario (hier B 2025) 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.

Die genannten Redispatchmengen, die in den Basistopologien entstehen oder die durch Maßnahmen vermieden werden, sind nicht als Prognosen zu verstehen. Zum einen sind den Annahmen zur Stromerzeugung, Nachfrage und zum Netz sowie den Simulationsmodellen Unsicherheiten unterworfen. Zum anderen liegen im realen Netzbetrieb im Vergleich zur Simulation weitere Einschränkungen, z. B. aus Gründen der Systemstabilität, der Nichtverfügbarkeit von Netzelementen aufgrund von Wartung oder Baumaßnahmen, Kraftwerksnichtverfügbarkeiten im größeren Umfang oder durch unerwartete Wettersituationen, vor.

Erklärung Netzbooster

Mit dem Netzbooster-Konzept sollen weitere Optimierungspotenziale für die Höherauslastung des Übertragungsnetzes geschaffen werden. Die Idee ist, mithilfe einer reaktiven Netzbetriebsführung Netzausbaumaßnahmen und Kosten für Redispatchmaßnahmen einzusparen. Das Konzept sieht vor, bei Ausfällen gezielt Energie aus steuerbaren Einspeisern wie z. B. Speichern einzusetzen, um Überlastungen zu vermeiden bzw. in sehr kurzer Zeit auf zulässige Werte zu reduzieren. Da keine Primärreserveleistung in Anspruch genommen werden soll, muss der Einspeiseerhöhung durch den Booster eine zeitgleiche Einspeisungsreduzierung gegenüberstehen. Diese kann z. B. in Form von zuschaltbaren Lasten umgesetzt werden. Durch die schnelle Reaktionszeit der Netzbooster-Anlagen kann die Zeitdauer zwischen einer tatsächlich auftretenden Überlastung und dem Wirksamwerden von konventionellen Maßnahmen wie Schaltmaßnahmen oder das An- und Abfahren von Kraftwerken überbrückt werden. So ist es möglich, das Übertragungsnetz höher auszulasten und präventive Redispatchmaßnahmen einzusparen.

Langfristig besteht die Kernidee darin, die Netzbooster-Anlagen so zu platzieren, dass sie nicht dediziert einem Engpass zugeordnet sind, sondern für eine Vielzahl von möglichen Engpässen als energetische Kompensation dienen. Dies erfordert neue netzbetreiberübergreifende Betriebs- und Automatisierungskonzepte, deren Entwicklung noch mehrere Jahre in Anspruch nehmen wird. Die mögliche Umsetzung des Netzbooster-Konzepts setzt voraus, dass praktische Erfahrungen mit den avisierten Netzbooster-Anlagen gesammelt werden können. Im Rahmen sogenannter Netzbooster-Pilotanlagen sollen Teilaspekte der automatisierten Systemführung auch mittelfristig schon erprobt werden.

Der Einsatz dieser Pilotanlagen zur Vermeidung von Redispatch wurde im Rahmen des Szenarios B 2025 untersucht.

Ergebnisse der bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen

In einem ersten Bewertungsschritt wird der Nutzen der Ad-hoc-Maßnahmen untersucht, die bereits im NEP 2030 (2017) von der BNetzA bestätigt wurden. Bei diesen Maßnahmen handelt es sich um P113-M519 (Serienkompensation Stadorf – Wahle), P310-M485 (Netzverstärkung Bürstadt – Kühmoos) sowie Phasenschiebertransformatoren an den Standorten:

- P345-M556: Hamburg/Ost
- P346-M557: Hanekenfähr
- P327-M522: Kruckel
- P347-M558: Oberzier
- P350-M561: Pulverdingen
- P348-M559: Wilster/West
- P349-M560: Würgau



Die Basistopologie der Untersuchung enthält alle im vorherigen Netzentwicklungsplan bestätigten Maßnahmen, die laut offiziellem Inbetriebnahmedatum vor dem 01.01.2025 in Betrieb sind. Die HGÜ-Verbindungen A-Nord, SuedLink und SuedOstLink sind somit nicht Bestandteil der Basistopologie. In dieser Basistopologie ergibt sich ohne die Ad-hoc-Maßnahmen ein Redispatchbedarf mit Einspeisereduktion in Höhe von 16,8 TWh, davon 6,5 TWh EE-Einspeisemanagement. Diesen Einspeisereduktionen stehen Einspeiseerhöhungen in gleicher Gesamthöhe gegenüber. *Im Falle möglicher Verzögerungen der bei diesen Berechnungen bereits als in Betrieb angenommenen Maßnahmen würden die Zahlen zum Redispatch und Einspeisemanagement höher ausfallen.*

Die im NEP 2030 (2017) bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen reduzieren den Redispatchbedarf um 33,5 % auf 11,2 TWh Einspeisereduktion (davon 4,8 TWh EE-Einspeisemanagement).

Ergebnisse der weiteren redispatchsenkenden Maßnahmen

Zusätzlich zu den bereits bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen wurden im aktuellen NEP weitere Maßnahmen mit redispatchsenkender Wirkung identifiziert. Bei diesen Maßnahmen handelt es sich um Phasenschiebertransformatoren an den Standorten:

- P410-M624: Enniger (Ad-hoc-Maßnahme, voraussichtliche Amortisationsdauer < 3 Jahre)
- P357-M566: Güstrow (voraussichtliche Amortisationsdauer < 10 Jahre)
- P426-M645: Philippsburg (Ad-hoc-Maßnahme, voraussichtliche Amortisationsdauer < 3 Jahre)
- P353-M532: Twistetal (Ad-hoc-Maßnahme, voraussichtliche Amortisationsdauer < 3 Jahre)

Ausgehend von den Redispatchergebnissen der Topologie mit den bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen (11,2 TWh, davon 4,8 TWh EE-Einspeisemanagement) reduzieren die obigen Maßnahmen den Redispatchbedarf um ca. 17 % bzw. um weitere 2 TWh auf 9,2 TWh Einspeisereduktion, davon 4,4 TWh EE-Einspeisemanagement.

Ergebnisse der Netzbooster

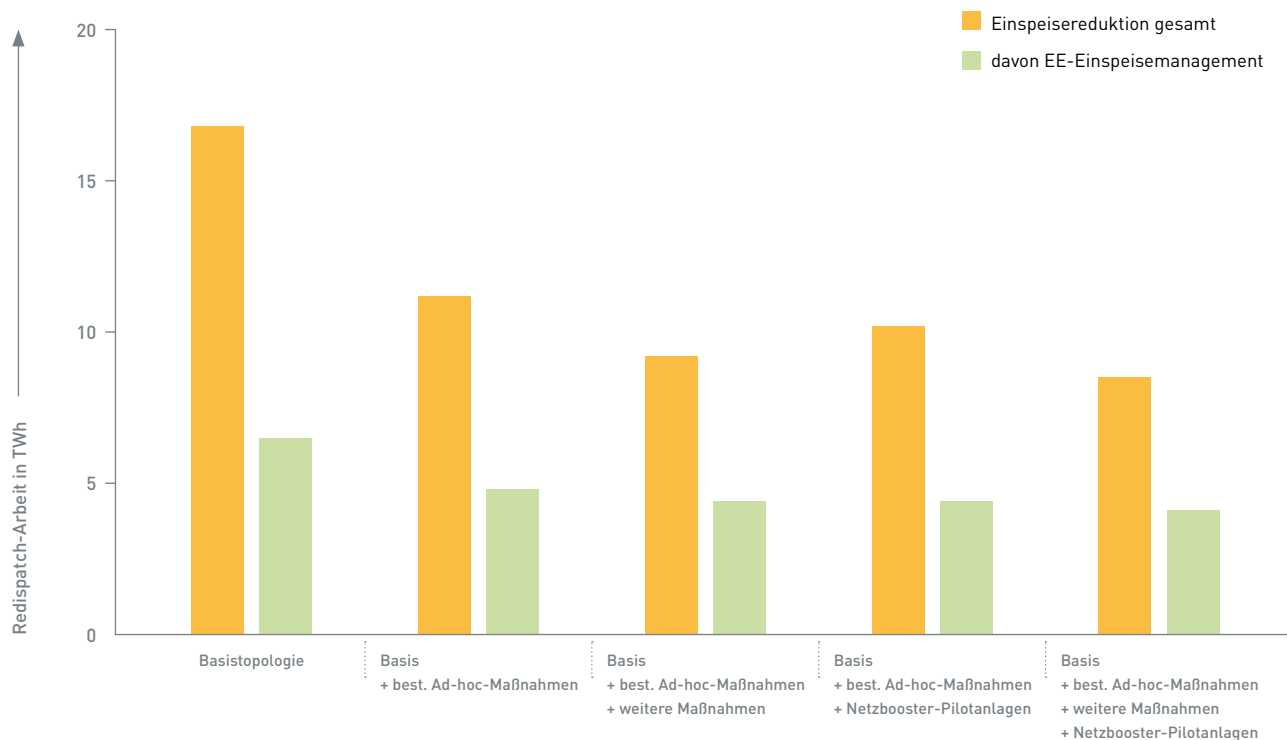
Im Rahmen des Szenarios B 2025 wurden darüber hinaus drei Netzbooster-Pilotanlagen *hinsichtlich* des vermiedenen Redispatch-Volumens *untersucht*:

- P365-M583: 100 MW Netzbooster an den Standorten Audorf/Süd und Ottenhofen
- P411-M625: 300 MW Netzbooster an den Standorten Wehrendorf und Hoheneck
- P427-M646: 500 MW Netzbooster am Standort Kupferzell

Nach erster Abschätzung reduzieren die Netzbooster-Pilotanlagen den Redispatchbedarf ausgehend von der Topologie mit den bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen (11,2 TWh, davon 4,8 TWh EE-Einspeisemanagement) um 9,3 % auf 10,2 TWh Einspeisereduktion, davon 4,4 TWh EE-Einspeisemanagement.



Abbildung 58: Redispatch-Bewertung der untersuchten Netztopologien im Szenario B 2025



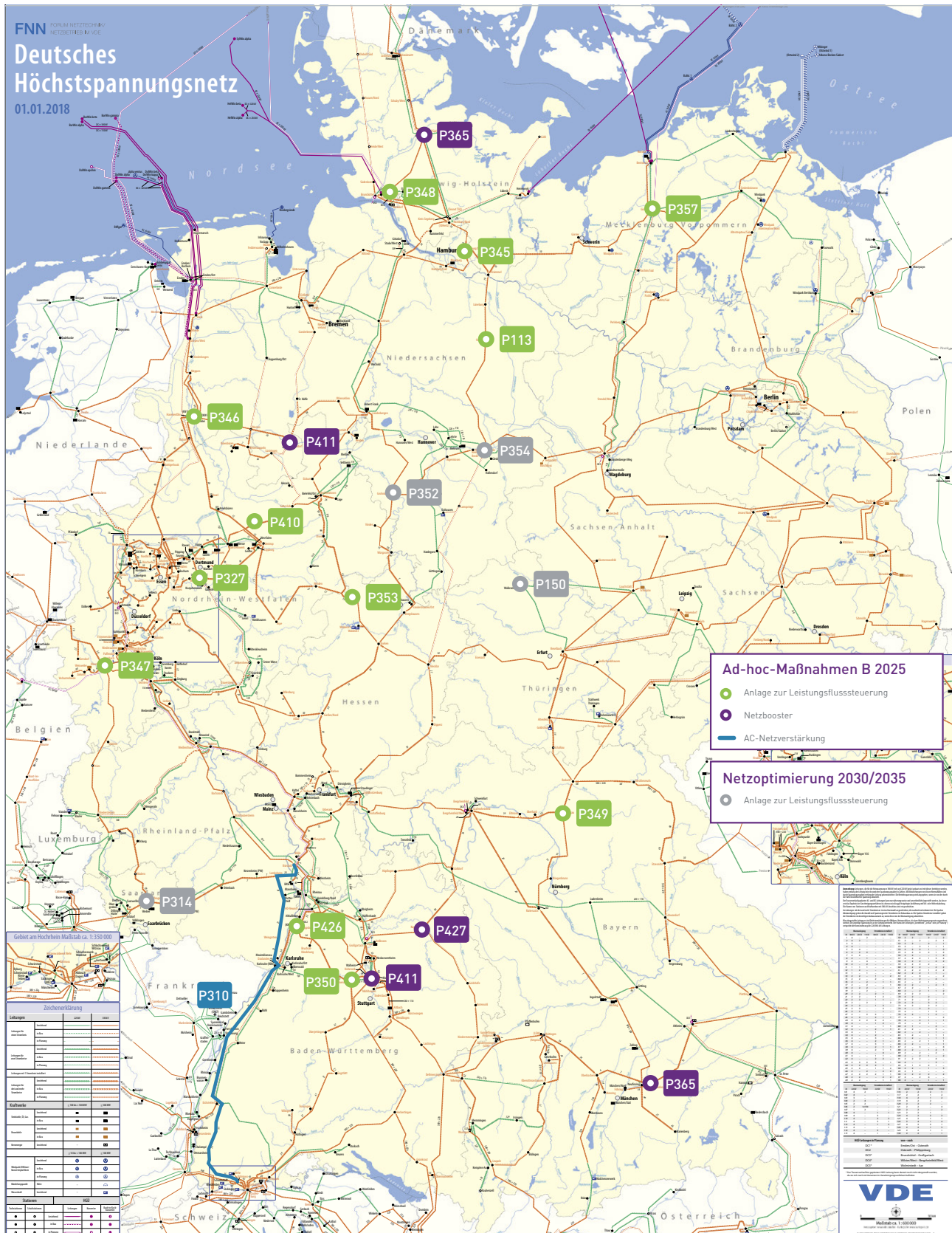
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In der nachfolgenden Abbildung 59 sowie in Tabelle 30 in Kapitel 6.2 sind alle o. g. Maßnahmen abgebildet, für die Berechnungen auf Basis des Szenarios B 2025 durchgeführt wurden.

Darüber hinaus sind in der Abbildung 59 in Grau weitere Maßnahmen zur Leistungsflusssteuerung abgebildet, die als reguläre Netzentwicklungsmaßnahmen in den Szenarien B 2030 und B 2035 vorgesehen sind. Diese Maßnahmen sind der besseren Übersichtlichkeit wegen in den Übersichtskarten der Szenarien *mit dem Zieljahr 2030* (siehe Abbildungen 60 bis 62) und B 2035 (siehe Abbildung 63) nicht erneut enthalten.



Abbildung 59: Ad-hoc-Maßnahmen und Netzbooster Szenario B 2025 sowie Anlagen zur Leistungsflusssteuerung 2030/2035

Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber²³

²³ Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2018). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Szenario A 2030

Tabelle 19: Szenario A 2030 Kennzahlen

A 2030	installierte Leistung Wind	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)	Erzeugung aus Windenergie	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)
onshore	74,3 GW	30,4 GW	157,4 TWh	69,4 TWh
offshore	20,0 GW	20,0 GW	86,8 TWh	86,8 TWh
Summe	94,3 GW	50,4 GW	244,2 TWh	156,2 TWh

DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)		davon Interkonnektoren nach Belgien, Dänemark, Großbritannien, Norwegen, Schweden (deutscher Anteil)
Länge	3.780 km	520 km
Übertragungskapazität	12 GW	

AC-Netz Neubau (inkl. Startnetz)	DC/AC-Netzverstärkung (inkl. Startnetz)
Länge	1.030 km
	6.670 km (davon rund 2.280 km Stromkreisaufgaben/Umbeseilungen)

Investitionsvolumen inkl. Startnetz: 61 Mrd. €

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 – Bergtheimfeld/West
- HGÜ-Verbindung DC5 2 GW Wolmirstedt – Isar²⁴

Darüber hinaus zeigt sich die Notwendigkeit für die folgenden HGÜ-Verbindungen:

- HGÜ-Verbindung DC21/DC23 2 GW Heide/West – Wilhelmshaven 2 – Uentrop – Altbach
- HGÜ-Verbindung DC25 2 GW Wilhelmshaven 2 – Polsum

Außerdem sind im Szenario A 2030 neben den AC-Ausbaumaßnahmen des BBP 2015 sowie den von der BNetzA bestätigten Maßnahmen aus dem NEP 2030 (2017) weitere AC-Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen notwendig.

Im Szenario A 2030 liegt der Umfang AC-Netzausbaumaßnahmen rund 40 km unter dem des Szenarios B 2030, während der Netzausbaubedarf (AC und DC) gleich ist. Damit liegt der Umfang der erforderlichen Netzmaßnahmen in den Szenarien A 2030 und B 2030 nahezu auf dem gleichen Niveau.

In der folgenden Abbildung 60 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario A 2030 dargestellt. In Tabelle 31 in Kapitel 6.3 sind alle für einen bedarfsgerechten Netzausbau erforderlichen Maßnahmen des Zubaunetzes dieses Szenarios aufgelistet. Jedes Projekt ist mit einer Projektnummer versehen. Im Anhang zu diesem Bericht und auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.

²⁴ Im Sinne der vorausschauenden Planung für das im Szenario B 2035 erforderliche Projekt DC20 sind bereits im Zuge des Projekts DC5 Leerrohre für die zukünftige Erweiterung der HGÜ-Verbindung entsprechend der inzwischen geschaffenen gesetzlichen Möglichkeit vorzusehen.





25 Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2018). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Szenario B 2030

Tabelle 20: 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	81,5 GW	34,7 GW	173,8 TWh	79,5 TWh
offshore	17,0 GW	17,0 GW	73,8 TWh	73,8 TWh
Summe	98,5 GW	51,7 GW	247,6 TWh	153,3 TWh

DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)		davon Interkonnektoren nach Belgien, Dänemark, Großbritannien, Norwegen, Schweden (deutscher Anteil)
Länge	3.780 km	520 km
Übertragungskapazität	12 GW	

AC-Netz Neubau (inkl. Startnetz)	DC/AC-Netzverstärkung (inkl. Startnetz)
Länge	1.030 km
	6.710 km (davon rund 2.190 km Stromkreisauflagen / Umbeseilungen)

Investitionsvolumen inkl. Startnetz: 61 Mrd. €

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 – Isar²⁶

Darüber hinaus zeigt sich die Notwendigkeit für die folgenden HGÜ-Verbindungen:

- HGÜ-Verbindung **DC21/DC23** **2 GW** Heide/West – Wilhelmshaven 2 – Uentrop – Altbach
- HGÜ-Verbindung **DC25** **2 GW** Wilhelmshaven 2 – Polsum

Außerdem sind im Szenario B 2030 neben den **AC-Ausbaumaßnahmen** des **BBP 2015** sowie den von der BNetzA bestätigten Maßnahmen aus dem **NEP 2030 (2017)** weitere AC-Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen notwendig.

Eine detaillierte Darstellung der oben genannten HGÜ-Verbindungen sowie sämtlicher AC-Maßnahmen ist in den Projektsteckbriefen im Anhang zu finden.

²⁶ Im Sinne der vorausschauenden Planung für das im Szenario B 2035 erforderliche Projekt DC20 sind bereits im Zuge des Projekts DC5 Leerrohre für die zukünftige Erweiterung der HGÜ-Verbindung *entsprechend der inzwischen geschaffenen gesetzlichen Möglichkeit* vorzusehen.

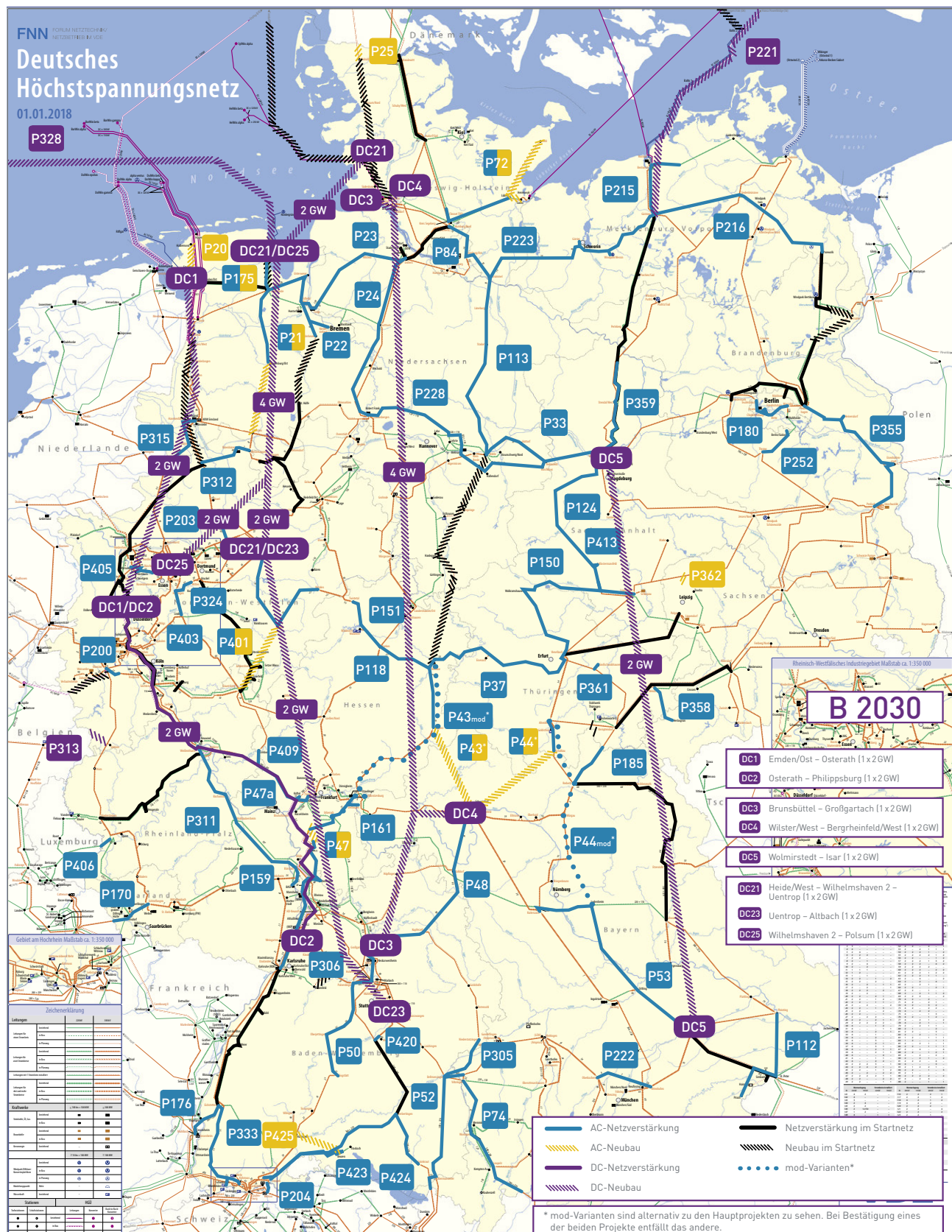


Der gegenüber der Bestätigung der BNetzA im Zuge des NEP 2030 (2017) weiter anwachsende Bedarf an Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen ist im Wesentlichen auf den deutlich höheren Zubau erneuerbarer Energien zurückzuführen. Waren im Szenario B 2030 des NEP 2030 (2017) noch rund 52,2 % Strom aus EE zu integrieren, so sind es im Szenario B 2030 des NEP 2030 (2019) bei einem EE-Anteil von rund 67 % rund 50 GW mehr an EE-Kapazität. Allein in den drei norddeutschen Küstenländern (siehe Tabelle 20) steigt die installierte Leistung an Wind on- und offshore gegenüber dem Szenario B 2030 des NEP 2030 (2017) von 39,3 GW um über 12 GW auf jetzt 51,7 GW an.

In der folgenden Abbildung 61 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario B 2030 dargestellt. In Tabelle 31 in Kapitel 6.3 sind alle für einen bedarfsgerechten Netzausbau erforderlichen Maßnahmen des Zubaunetzes dieses Szenarios aufgelistet. Jedes Projekt ist mit einer Projektnummer versehen. Im Anhang zu diesem Bericht und auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.



Abbildung 61: Szenario B 2030/alle Leitungsprojekte

Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber²⁷

²⁷ Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2018). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Szenario C 2030

Tabelle 21: Kennzahlen Szenario C 2030

A 2030	installierte Leistung Wind	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)	Erzeugung aus Windenergie	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)
onshore	85,5 GW	36,0 GW	182,8 TWh	83,0 TWh
offshore	17,0 GW	17,0 GW	74,0 TWh	74,0 TWh
Summe	102,5 GW	53,0 GW	256,8 TWh	157,0 TWh

DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)		davon Interkonnektoren nach Belgien, Dänemark, Großbritannien, Norwegen, Schweden (deutscher Anteil)
Länge	3.780 km	520 km
Übertragungskapazität	12 GW	

AC-Netz Neubau (inkl. Startnetz)	DC/AC-Netzverstärkung (inkl. Startnetz)
Länge	1.130 km
	7.180 km (davon rund 2.420 km Stromkreisaufgaben/Umbeseilungen)

Investitionsvolumen inkl. Startnetz: 62,5 Mrd. €

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 – Bergheimfeld/West
- HGÜ-Verbindung DC5 2 GW Wolmirstedt – Isar²⁸

Darüber hinaus zeigt sich die Notwendigkeit für die folgenden HGÜ-Verbindungen:

- HGÜ-Verbindung DC21/DC23 2 GW Heide/West – Wilhelmshaven 2 – Uentrop – Altbach
- HGÜ-Verbindung DC25 2 GW Wilhelmshaven 2 – Polsum

Außerdem sind im Szenario C 2030 neben den AC-Ausbaumaßnahmen des BBP 2015 sowie den von der BNetzA bestätigten Maßnahmen aus dem NEP 2030 (2017) weitere AC-Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen notwendig.

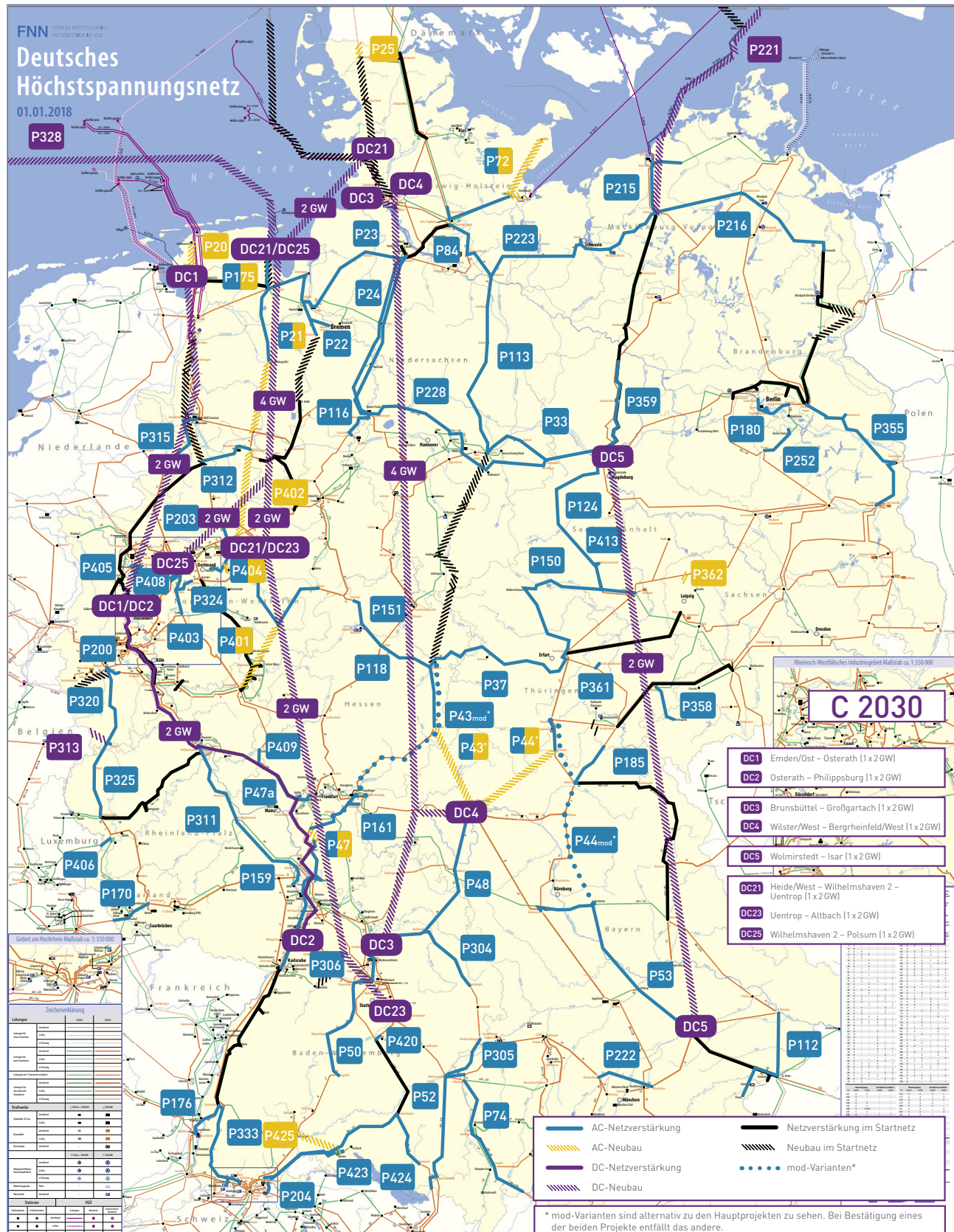
Im Szenario C 2030 liegt der Umfang an AC-Netzmaßnahmen rund 570 km über dem des Szenarios B 2030, während der Bedarf an DC-Maßnahmen gleich ist. Der leicht höhere Bedarf an Netzausbaumaßnahmen im Szenario C 2030 ist im Wesentlichen auf die höhere Stromnachfrage, die höheren EE-Kapazitäten und die wegfallenden Must-Run-Bedingungen konventioneller Kraftwerke zurückzuführen. Dadurch steigt bei hoher EE-Einspeisung im Norden der Transportbedarf nach Süddeutschland.

In der folgenden Abbildung 62 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario C 2030 dargestellt. In Tabelle 31 in Kapitel 6.3 sind alle für einen bedarfsgerechten Netzausbau erforderlichen Maßnahmen des Zubaunetzes dieses Szenarios aufgelistet. Jedes Projekt ist mit einer Projektnummer versehen. Im Anhang zu diesem Bericht und auf der NEP-Website unter www.netz-entwicklungsplan.de/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.

²⁸ Im Sinne der vorausschauenden Planung für das im Szenario B 2035 erforderliche Projekt DC20 sind bereits im Zuge des Projekts DC5 Leerrohre für die zukünftige Erweiterung der HGÜ-Verbindung entsprechend der inzwischen geschaffenen gesetzlichen Möglichkeit vorzusehen.



Abbildung 62: Szenario C 2030/alle Leitungsprojekte



29 Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2018). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Szenario B 2035

Tabelle 22: 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	90,8 GW	36,6 GW	190,8 TWh	83,1 TWh
offshore	23,2 GW	23,2 GW	100,7 TWh	100,7 TWh
Summe	114,0 GW	59,8 GW	291,5 TWh	183,8 TWh

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Das Szenario B 2035 dient mit seinem um fünf Jahre verlängerten Zeithorizont in erster Linie der Nachhaltigkeitsprüfung. *Dadurch kann gezeigt werden, dass Maßnahmen, die in den Szenarien mit dem Zeithorizont 2030 identifiziert wurden, in der Regel auch im Szenario B 2035 erforderlich sind. Dies konnte sowohl für alle im BBP 2015 enthaltenen Maßnahmen als auch für die zwischenzeitlich darüber hinaus von der BNetzA bestätigten Maßnahmen sowie für die meisten weiteren Maßnahmen der Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 nachgewiesen werden.*

Der großräumige Nord-Süd-Übertragungsbedarf steigt im Szenario B 2035 gegenüber dem Szenario B 2030 durch den voranschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien am Stromverbrauch auf knapp 74 % weiter an. Der Szenariorahmen sieht für das Szenario B 2035 im Vergleich zu B 2030 z. B. einen weiteren Zubau von 6,2 GW Wind offshore und 9,3 GW Wind onshore vor – ein Großteil davon in den nördlichen Bundesländern (siehe Tabelle 22). Dies führt im Vergleich zu B 2030 zu einem weiter ansteigenden Nord-Süd-Übertragungsbedarf mit der Konsequenz, dass die im Szenario B 2030 als erforderlich identifizierten AC- und DC-Maßnahmen sowie die leistungsflusststeuernden Punktmaßnahmen im Szenario B 2035 nicht ausreichen, um die Übertragungsaufgabe zu lösen. Daher sind im Szenario B 2035 im Vergleich zu B 2030 vor dem Hintergrund eines integrierten und effizienten Gesamtkonzepts zusätzlich zur umfangreichen Berücksichtigung innovativer Technologien (siehe Kapitel 5.2) weitere AC-Maßnahmen sowie 2 GW an zusätzlichen DC-Verbindungen zur großräumigen Stromübertragung erforderlich.

Auf eine detaillierte Darstellung der ausschließlich im Szenario B 2035 erforderlichen Verbindungen in den Projektsteckbriefen im Anhang wird in diesem NEP verzichtet. *Vor dem Hintergrund eines zukünftig zu erwartenden Anstiegs des Transportbedarfs über die aktuellen Szenarien 2030/2035 hinaus, könnte die inzwischen als gesetzliche Möglichkeit geschaffene Beantragung von Leerrohren in Zukunft einen Beitrag leisten, diesen zusätzlichen Bedarf zu decken.*

Sämtliche im Szenario B 2035 erforderlichen Projekte und Maßnahmen sind allerdings in Tabelle 31 in Kapitel 6.3 aufgeführt. Ergänzend erfolgt nachfolgend eine Kurzcharakterisierung der im Szenario B 2035 zusätzlich erforderlichen DC-Verbindung, die über den Bedarf im Szenario B 2030 hinausgeht.

DC20: HGÜ-Verbindung von Mecklenburg-Vorpommern nach Bayern (50Hertz/TenneT)

Die HGÜ-Verbindung von der neu zu errichtenden Anlage im Suchraum *der Gemeinde Klein Rogahn* (Arbeitstitel Görries/ West) 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.

Die HGÜ-Verbindung von Görries/ West nach Isar ermöglicht einen Zugang zu möglichst kostengünstiger Energie durch einen vernetzten Energiebinnenmarkt. Als ein direkt steuerbares Element stützt sie dahingehend die Systemstabilität im Süden Deutschlands. Insbesondere bei mittlerer und starker Windeinspeisung im Nordosten wird das süddeutsche Netz durch den zielgerichteten Leistungstransport entscheidend gestützt.



Am Standort Görries/West kann der aus erneuerbaren Energien erzeugte Strom effizient in das Netz integriert werden. Im Vergleich zum bis zum NEP 2030 (2017) vorgeschlagenen Standort Güstrow, trägt die weiter westliche Ansiedlung des Standortes noch stärker zu einer Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse bundesweit bei. Das AC-Netz wird wirkungsvoll entlastet und Überlastungen der benachbarten Netze in Polen und Tschechien können reduziert werden. Die zusätzlich geplanten Phasenschiebertransformatoren (PST) in Güstrow (P357) können gezielt zur Entlastung der Doppelleitung Güstrow – Wessin – Görries – Krümmel eingesetzt werden. HGÜ und PST ermöglichen gemeinsam als leistungsflusssteuernde Elemente im koordinierten Einsatz eine bessere Ausnutzung der vorhandenen Netzkapazitäten sowohl in Mecklenburg-Vorpommern als auch in Schleswig-Holstein.

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.

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 DC20 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. Im Sinne der vorausschauenden Planung sind bereits im Zuge des Projekts DC5 Wolmirstedt – Isar Leerrohre für die zukünftige Erweiterung der HGÜ-Verbindung *entsprechend der inzwischen geschaffenen gesetzlichen Möglichkeit* vorzusehen. Für den Abschnitt zwischen Görries/West und Wolmirstedt wird weitestgehend eine Trassierung im Schutzstreifen der vorhandenen AC-Freileitungen angestrebt.

Exkurs: Sensitivität „B 2035 – Kohleausstieg“

Hintergrund

Die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (WSB-Kommission) hat in ihrem Abschlussbericht vom 26.01.2019 keine Zielzahlen für das Jahr 2035 vorgelegt. Die mögliche Bandbreite an Kohlekraftwerksleistung erstreckt sich damit zwischen den für 2030 empfohlenen 17 GW und den für 2038 empfohlenen 0 GW. Das auf Basis des genehmigten Szenariorahmens analysierte Szenario B 2035 spiegelt somit die obere Grenze der Bandbreite wieder. Aufgrund der sogenannten Öffnungsklausel der WSB-Kommission, nach der ein vorgezogener Kohleausstieg zum Jahr 2035 geprüft werden soll, ist auch ein Wert nahe oder auf der unteren Grenze der Bandbreite – also ein kompletter Ausstieg aus der Kohleverstromung – für 2035 grundsätzlich möglich. Um die Nachhaltigkeit der im NEP 2030 (2019) identifizierten Maßnahmen zu überprüfen, analysieren die ÜNB im vorliegenden zweiten Entwurf daher ein Sensitivitätsszenario „B 2035 – Kohleausstieg“ mit 0 GW Kohlekraftwerksleistung. Mit dieser Sensitivität stellen die ÜNB sicher, dass die für 2030 sowie für das Szenario B 2035 identifizierten Netzentwicklungsmaßnahmen auch im Fall eines kompletten Kohleausstiegs erforderlich sind.

Anpassungen am Szenariorahmen

Das Szenario „B 2035 – Kohleausstieg“ basiert in weiten Teilen auf dem Szenario B 2035. Analog zur Methodik der BNetzA in der Genehmigung des Szenariorahmens wurde die wegfallende Leistung von KWK-fähigen Stein- und Braunkohlekraftwerken durch entsprechende erdgasbasierte innovative KWK-Systeme ersetzt. Die maximale Wärmeauskopplung der wegfallenden kohlebefeuerten KWK-Anlagen beträgt ca. 3,2 GW_{th}. Davon werden 70 % durch BHKW mit einer Stromkennzahl³⁰ von 2 ersetzt, woraus sich für die innovativen KWK-Systeme eine elektrische Leistung von 1,1 GW ergibt. Der Wegfall von 17,1 GW Kohlekraftwerksleistung, zusätzliche 1,1 GW innovative KWK-Systeme und eine daraus resultierende leicht veränderte Regionalisierung der Power-to-Heat-Leistung (deren Gesamtleistung jedoch weiterhin bei 12,6 GW liegt) sind die einzigen Änderungen gegenüber dem Szenario B 2035. Für die darauf aufbauende Marktmodellierung wurden die Vorgaben zur KWK-Stromerzeugung sowie die den Handel einschränkenden Flow-Based Parameter entsprechend neu bestimmt.

³⁰ Die Stromkennzahl beschreibt das Verhältnis von erzeugtem Strom zur nutzbaren Wärme und symbolisiert damit die Stromausbeute von Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung.



Ergebnis der Marktsimulation

Auch in diesem Szenario weist Deutschland trotz der verminderten konventionellen Stromerzeugungsleistungen weiterhin einen Nettoexport auf, welcher mit 19 TWh gegenüber dem genehmigten Szenario B 2035 jedoch deutlich geringer ausfällt. Während der Nettoexport nach Süd- und Westeuropa sinkt, steigt der Nettoimport aus Nord- und Osteuropa. Die wegfallende Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken wird neben der Änderung in der Exportbilanz vor allem durch eine zusätzliche Stromerzeugung von Erdgaskraftwerken (+ ca. 24 TWh) ausgeglichen. Die nicht-verwertbare Erzeugung aus EE-Anlagen im Strommarkt sinkt von rund 6,1 TWh in B 2035 auf 4,4 TWh in der Sensitivität. Die CO₂-Emissionsobergrenze wird – anders als im genehmigten Szenario B 2035 – mit 96,1 Mio. t CO₂ ohne zusätzlichen nationalen Preisaufschlag eingehalten.

Für Aussagen zur Versorgungssicherheit wären andere Analysen unter Berücksichtigung besonderer Wetterereignisse und Kraftwerksausfallkombinationen notwendig.

Ergebnis der Netzanalysen

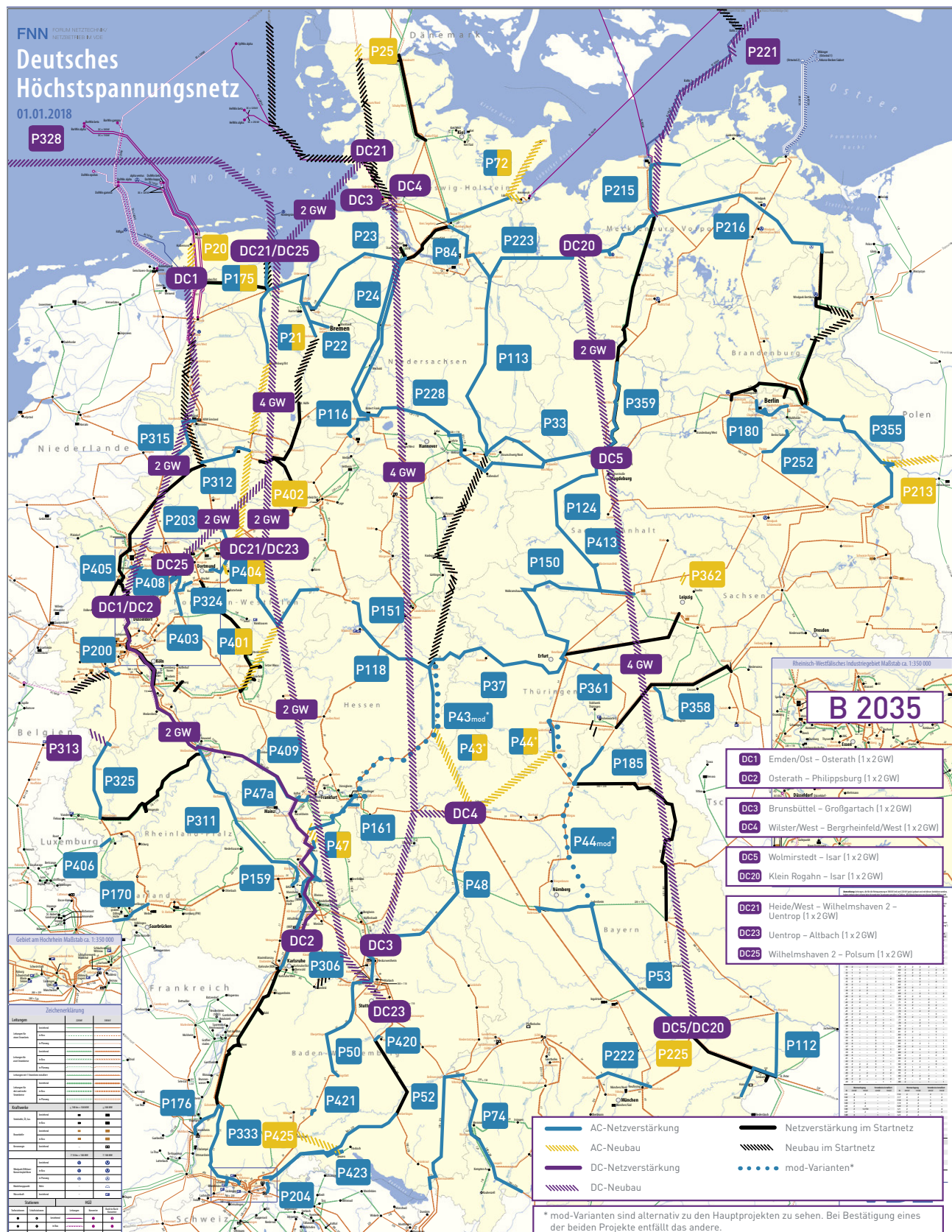
Das Langfristszenario B 2035 dient dem Nachhaltigkeitscheck der Maßnahmen aus den Szenarien mit dem Zeithorizont 2030. Das Ergebnis der Netzanalysen ist, dass der für das Szenario B 2035 identifizierte überregionale Netzausbaubedarf sich auch in einem Sensitivitätsszenario „B 2035 – Kohleausstieg“ weiterhin als notwendig erweist – und insofern im Sinne von „no regret-Maßnahmen“ als robust anzusehen ist. Diese Tendenz wird auch durch den Vergleich der Redispatch-Volumina bestätigt. Während im Szenario B 2035 das mit den vorgeschlagenen Maßnahmen verbleibende Redispatch-Volumen bei 2,6 TWh liegt, steigt es in der Sensitivität „B 2035 – Kohleausstieg“ unter Berücksichtigung der gleichen Netzmaßnahmen auf 3,2 TWh an. Im Teil 2 (Anhang) des NEP wird bei einigen Projekten mit regionalem Bezug zu Kohlekraftwerksstandorten in den entsprechenden Steckbriefen Bezug zum Kohleausstieg genommen.

Systemstabilität

Im NEP wurde die Sensitivität „B 2035 – Kohleausstieg“ nicht bezüglich Systemstabilität geprüft. In den Analysen zum Szenario B 2035 zeigen sich jedoch Situationen mit hoher Netzauslastung und sehr geringer Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken. Diese Situationen bilden die Aspekte des Kohleausstiegs gut ab. Die Zwischenergebnisse ergeben zum einen erhebliche Bedarfe an stationärer und geregelter Blindleistung, die durch die ÜNB bereitzustellen ist. Zum anderen existieren Herausforderungen hinsichtlich der Stabilität, die im Rahmen des NEP nicht abschließend quantifiziert werden können, aber erhebliche Bedarfe an systemstützenden Anlagen wie rotierenden Phasenschiebern, leistungselektronischen Kompensationsanlagen mit speziellen Regelungseigenschaften und Stellreserven sowie der Weiterentwicklung technischer Anschlussregeln für dezentrale Erzeugungsanlagen nach sich ziehen sollten.



Abbildung 63: Szenario B 2035/alle Leitungsprojekte

Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber³¹

31 Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2018). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

5.3.7 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 diesen ersten Entwurf des NEP 2030 (2019) 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 grenzüberschreitende Energieaustausch mit dem Ausland. Die Ergebnisse des in diesem NEP ermittelten Offshore-Netzausbaus finden sich in den Kapiteln 3.2.3 und 3.2.4.

In den Szenarien *A 2030*, *B 2030*, *C 2030* und *B 2035* wurde erneut die Notwendigkeit aller Maßnahmen des BBP 2015 sowie darüber hinaus aller von der BNetzA im Zuge des NEP 2030 (2017) bestätigten Maßnahmen nachgewiesen. Mit ihnen allein ergibt sich jedoch noch kein bedarfsgerechtes Netz. Im folgenden Kapitel 6 werden neben den in den Szenarien ermittelten Maßnahmen für die Offshore-Netzanbindung alle für einen bedarfsgerechten Netzausbau in den Szenarien *A 2030*, *B 2030*, *C 2030* und *B 2035* erforderlichen Maßnahmen tabellarisch dargestellt. Dabei werden erstmals im NEP in einem gewissen Umfang identifizierte Engpässe nicht durch neue Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen beseitigt, sondern zur angemessenen Berücksichtigung möglicher zukünftiger innovativer Technologien (siehe Kapitel 5.2) stehen gelassen.

Anders als im NEP 2030 (2017) reicht für das Zieljahr 2030 eine Kombination aus den DC-Vorhaben des BBP 2015 mit einer AC-Netzverstärkung unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Netzbetriebsmittel alleine nicht mehr aus. Zur Integration von 65 % erneuerbare Energien am Bruttostromverbrauch sind für das Zieljahr 2030 weitere leistungsfähige DC-Verbindungen erforderlich, deren Bedarf im Szenario *B 2035* mit einem Anteil erneuerbarer Energien von knapp 74 % weiter ansteigt. Trotz der deutlich höheren Übertragungsaufgabe liegt das Gesamtvolumen an Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen (AC und DC) *in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 auf einem vergleichbaren Niveau wie im NEP 2030 (2017)*.

In *allen* Szenarien wurden die im BBP 2015 enthaltenen DC-Verbindungen mit einer Nord-Süd-Übertragungskapazität von in Summe 8 GW zugrunde gelegt. Diese haben sich überall gleichermaßen als erforderlich erwiesen. Darüber hinaus zeigte sich *bereits in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030* die Erforderlichkeit von weiteren 4 GW an DC-Verbindungen zwischen Schleswig-Holstein / Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen einschließlich einer Weiterführung von 2 GW in Richtung Baden-Württemberg. In *B 2035* ist darüber hinaus eine weitere DC-Verbindung mit 2 GW von Mecklenburg-Vorpommern nach Bayern erforderlich.

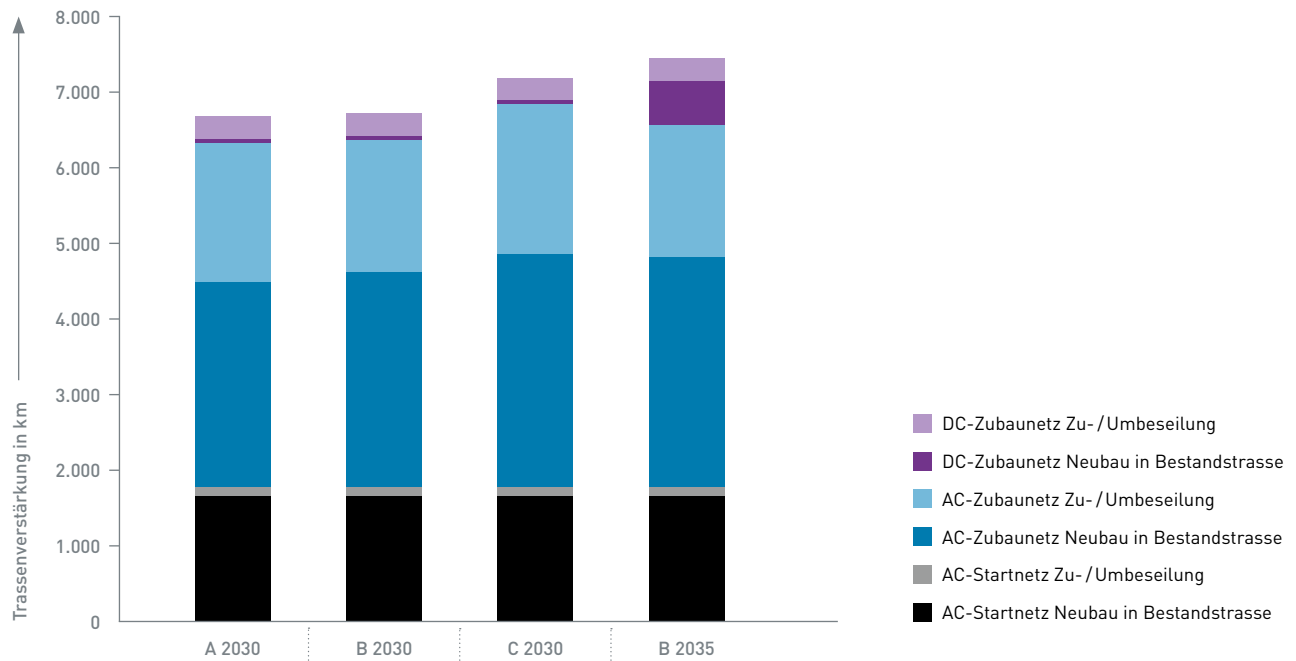
Neben dem Einsatz der DC-Technologie für die großräumige Stromübertragung ist die weitere Verstärkung bzw. der Ausbau des 380-kV-Drehstromnetzes über den BBP 2015 hinaus erforderlich. Die in den Szenarien ermittelten Maßnahmen sind konsistent mit den Ergebnissen des vorangegangenen Netzentwicklungsplans. Ihr Umfang steigt jedoch gegenüber den von der BNetzA im NEP 2030 (2017) bestätigten Maßnahmen wegen des deutlichen Zuwachses an erneuerbarer Erzeugungsleistung weiter an. Dämpfend auf den AC-Netzausbaubedarf wirkt die Berücksichtigung weiterer Querregeltransformatoren, da diese die Leistungsflüsse auf den vorhandenen Leitungen optimieren.

Im Zusammenhang mit der von der BNetzA im Zuge der Bestätigung des NEP 2014 geforderten Prüfung von Alternativen für die Projekte P43 (Mecklar – Berg Rheinfeld / West) und P44 (Altenfeld – Grafen Rheinfeld) haben die ÜNB im NEP 2030 (2019) keine eigenständigen Netzanalysen mit den Alternativen P43mod und P44mod durchgeführt. Dennoch befinden sich für die Alternativen P43mod und P44mod eigenständige Projektsteckbriefe im Anhang zu diesem Bericht. Die ÜNB halten grundsätzlich an ihrer in den vorherigen Netzentwicklungsplänen formulierten Aussage fest, dass die Projekte P43 und P44 wegen ihrer netztechnischen Effizienz vorzuziehen sind.



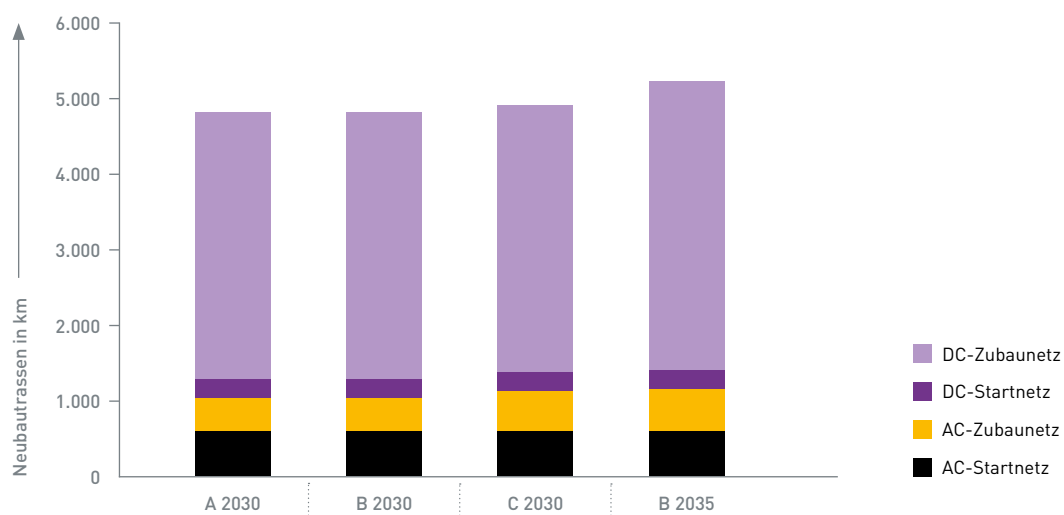
In den Abbildungen 64 und 65 sind für die Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 der Umfang an Netzverstärkungen in Bestandstrassen und an Neubautrassen dargestellt, wobei zwischen AC-Technik und DC-Technik unterschieden wird.

Abbildung 64: Umfang an Netzverstärkung in den Szenarien des NEP 2030 (2019)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 65: Umfang an Netzausbaubedarf in den Szenarien des NEP 2030 (2019)

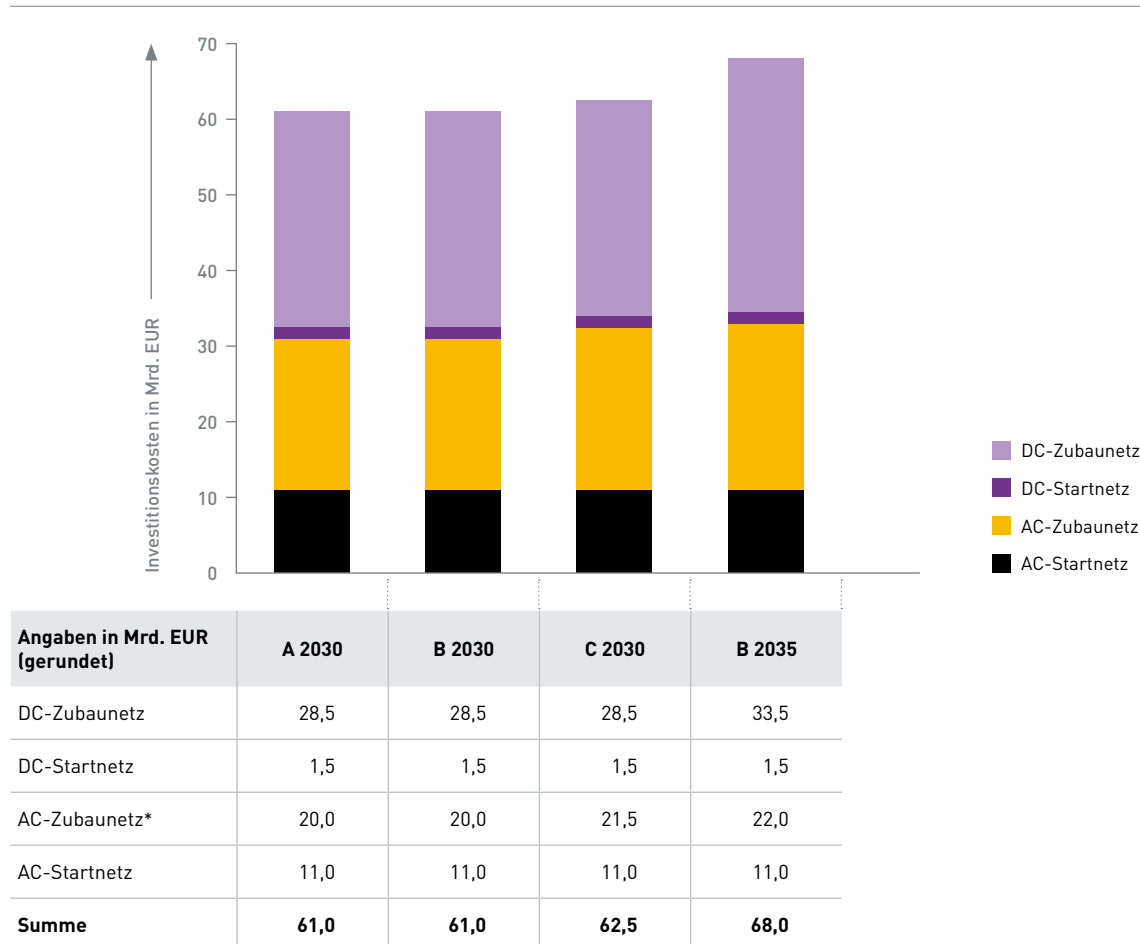


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



In Abbildung 66 sind für die Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 die geschätzten Investitionskosten abgebildet. Details zur Ermittlung der Investitionskosten im NEP 2030 (2019) finden sich in Kapitel 5.3.1. Die Investitionskosten für die Anbindung der Offshore-Windenergie werden in Abbildung 32 in Kapitel 3.2.4 dargestellt. Die spezifischen Kosten sind auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/Zwo hinterlegt.

Abbildung 66: Geschätzte Investitionskosten im NEP 2030 (2019)



* inkl. Anlagen zur Blindleistungskompensation

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Für das **Szenario B 2030** werden die Mengen und Kosten aus den Abbildungen und Tabellen dieses Kapitels nachfolgend beispielhaft erläutert.

Das Volumen der **Netzverstärkungen auf Bestandstrassen** einschließlich der Startnetz-Maßnahmen beträgt in B 2030 **rund 6.710 km** (davon **rund 2.190 km** Umbeseilung oder Stromkreisauflagen und **rund 4.520 km** Neubau einer leistungsfähigeren Leitung in bestehenden Trassen). 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 **rund 4.810 km**, davon 3.780 km DC-Verbindungen und 1.030 km AC-Verbindungen. In den Kilometerangaben zu den DC-Verbindungen ist der deutsche Anteil der sechs DC-Interkonnektoren nach Belgien, Dänemark, Großbritannien, Norwegen und Schweden mit einer Länge von **rund 520 km** enthalten.

Damit liegt der Gesamtumfang der Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen des Szenarios B 2030 (einschließlich Startnetz) unter Berücksichtigung des möglichen Potenzials innovativer Technologien (siehe Kapitel 5.2) mit **rund 11.520 km** **rund 280 km** unter dem Gesamtumfang des Szenarios B 2030 des NEP 2030 (2017).

Die nachfolgende Tabelle 23 gibt eine Übersicht über die Längenangaben der erforderlichen Netzverstärkungen und des Neubaubedarfs aus den Kapiteln 5.3.2 und 5.3.6 sowie aus den Abbildungen 64 und 65 – differenziert nach Start- und Zubaunetz.

Tabelle 23: Längenangaben Start- und Zubaunetz im NEP 2030 (2019)

Angaben in km	AC-Verstärkung		DC-Verstärkung		AC-Neubau	DC-Neubau	Summe
	Zu- / Umbeseilung	Neubau in Bestandstrasse	Zu- / Umbeseilung	Neubau in Bestandstrasse			
Startnetz	130	1.650	0	0	600	250	2.630
Zubaunetz							
A 2030	1.850	2.700	300	40	430	3.530	8.740
B 2030	1.760	2.830	300	40	430	3.530	8.890
C 2030	1.990	3.070	300	40	530	3.530	9.460
B 2035	1.750	3.030	300	580	550	3.830	10.040
Start- und Zubaunetz							
A 2030	1.980	4.350	300	40	1.030	3.780	11.480
B 2030	1.890	4.480	300	40	1.030	3.780	11.520
C 2030	2.120	4.720	300	40	1.130	3.780	12.090
B 2035	1.880	4.680	300	580	1.150	4.080	12.670

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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Das geschätzte Investitionsvolumen beträgt für das **Szenario B 2030** *rund 61 Mrd. €*. Darin sind *rund 12,5 Mrd. €* für das Startnetz sowie die Kosten für die Ad-hoc-Maßnahmen enthalten, allerdings noch nicht die Kosten für die Anbindung der Offshore-Windenergie. In den Gesamtkosten nicht enthalten sind darüber hinaus die Netzbooster-Pilotanlagen (siehe B 2025) sowie die Kosten für das Projekt P328 (DC-Interkonnektor DE – GB), deren Kosten sich noch nicht quantifizieren lassen bzw. den ÜNB nicht bekannt sind.

Die gegenüber dem NEP 2030 (2017) deutlich angestiegenen Investitionskosten sind einerseits auf die Anpassung der Standard- und Projektkosten (siehe Kapitel 5.3.1) sowie andererseits auf den geänderten Umfang an Projekten und Maßnahmen – insbesondere der zusätzlichen DC-Verbindungen – zurückzuführen.

Die darüber hinaus gegenüber dem ersten Entwurf des NEP 2030 (2019) von 52 Mrd. € auf jetzt 61 Mrd. € angestiegenen Kosten sind zurückzuführen auf

- *eine umfangreichere Berücksichtigung von horizontalen Punktmaßnahmen (Schaltanlagen, Schaltfelder) im zweiten Entwurf,*
- *die Berücksichtigung der Kosten für den zukünftig in erheblichem Umfang zu erwartenden Bedarfs an Kompensationsanlagen (stationär spannungssenkend, stationär spannungssteigernd sowie regelbar; siehe Tabelle 25 in Kapitel 5.5) sowie*
- *die Korrektur eines falschen Datenbankeintrags bei den Kosten eines DC-Projekts.*



5.4 Volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse der Interkonnektoren im NEP 2030³²

Analog zum Vorgehen im TYNDP 2018, basierend auf der von der Europäischen Kommission genehmigten 2. CBA Richtlinie („2nd ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects“³³), werden im diesjährigen NEP Interkonnektoren, die nicht Teil des EnLAG oder BBPLG sind, einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen.

Die konkreten projektspezifischen Ergebnisse der Bewertung finden sich in den Steckbriefen der folgenden Interkonnektoren im Anhang zu diesem Bericht:

- P170 Uchtelfangen – Ens Dorf – Bundesgrenze (Deutschland – Frankreich)
- P176 Eichstetten – Bundesgrenze (Deutschland – Frankreich)
- P204 Tiengen – Bundesgrenze (Deutschland – Schweiz)
- P221 HansaPowerBridge (Deutschland – Schweden)
- P313 Zweiter Interkonnektor Deutschland – Belgien
- P328 NeuConnect (Deutschland – Großbritannien)
- P406 Aach – Bofferdange (Deutschland – Luxemburg)
- P221 HansaPowerBridge II (Deutschland – Schweden)

Im Gegensatz zu einer reinen Kosten-Nutzen-Analyse, bei der für jedes Projekt jeweils ein Kostenterm mit einem einzigen monetisierten Nutzenterm verglichen wird, der sich aus der Summe aller einzelnen Nutzen zusammensetzt, folgt die von der ENTSO-E verwendete CBA (siehe auch Kapitel 1.5) einem multikriteriellen Ansatz, bei dem sowohl monetisierte als auch rein quantitative Nutzen-Indikatoren den jeweiligen Kosten gegenübergestellt werden.

Auch wenn es auf diese Weise nicht sofort ersichtlich wird, ob die Nutzen eines Projekts die entsprechenden Kosten überwiegen, ist ein solcher Ansatz als sinnvoll anzusehen, da im Allgemeinen nicht davon ausgegangen werden kann, dass alle Nutzen auf sinnvolle Weise monetisiert werden können. Eine reine Konzentration auf die monetisierbaren Nutzen vernachlässigt demnach einen erheblichen Teil des tatsächlichen Projektnutzens, z. B. den zusätzlichen Beitrag eines neuen Interkonnektors zur Versorgungssicherheit.

Basis für die volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse im NEP 2030 (2019) ist das Szenario B 2035. Ergänzend wurden Analysen anhand des Szenarios C 2030 durchgeführt, die jedoch keine grundlegend anderen Erkenntnisse ergeben haben. Aufbauend auf den entsprechenden Marktsimulationen wurden Lastflussberechnungen durchgeführt, die wiederum die Eingangsdaten für die Redispatchberechnungen liefern. Die Simulationen werden jeweils mit und ohne das zu bewertende Projekt durchgeführt und der jeweilige Nutzen anschließend aus einer Deltabetrachtung beider Simulationen bestimmt.

Eine Übersicht über die ausgewerteten Indikatoren ist Tabelle 24 zu entnehmen.

³² Das Kapitel 5.4 wurde neu in den zweiten Entwurf des NEP 2030 (2019) aufgenommen. Um die Lesbarkeit zu erleichtern, wurde auf eine kursive Schrift verzichtet.

³³ ENTSO-E: „2nd ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Project“, veröffentlicht September 2018: <https://tyndp.entsoe.eu/cba/>



Tabelle 24: Übersicht über die ausgewerteten Indikatoren im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse

Indikator (gemäß ENTSO-E Bezeichnung)	Berechnungsmethode bzw. Ursprung	Einheit
B1. Socio-economic welfare	Marksimulation und Redispatch	€/Jahr
B2. Variation in CO ₂ emissions	Marksimulation und Redispatch	Tonnen/Jahr
B3. RES integration	Marksimulation und Redispatch	MW bzw. MWh/Jahr
B4. Societal well-being as result of RES integration and change in CO ₂ emissions	Marksimulation und Redispatch	€/Jahr
B5. Variation in grid losses	Lastflussberechnung	MWh/Jahr
C1. Capital Expenditure (CAPEX)	ÜNB Info	€
C2. Operational Expenditure (OPEX)	ÜNB Info	€/Jahr

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

B1. Socio-economic welfare – Volkswirtschaftlicher Nutzen (kurz: SEW):

In einem System ohne Begrenzung der Kuppelkapazitäten zwischen den Marktgebieten würde die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke streng der Merit-Order des Gesamtsystems folgen und somit das absolute Minimum der Kostenoptimierung treffen. Eine Begrenzung der Kuppelkapazitäten führt in der Regel zu einer Abweichung von diesem Optimum, was zu höheren Systemkosten führt. So müssen beispielsweise in vielen Situationen in einem Marktgebiet Kraftwerke mit hohen Erzeugungskosten eingesetzt werden, während in anderen Marktgebieten deutlich günstigere Erzeugungsleistung zur Verfügung stehen. Durch den Ausbau der Interkonnektoren zwischen den Marktgebieten und der damit verbundenen Reduzierung der einschränkenden Nebenbedingungen können kostengünstigere Kraftwerke anstelle teurerer Kraftwerke eingesetzt werden, was sich durch eine Reduzierung der Systemkosten bemerkbar macht. Der SEW entspricht dem Delta zwischen Systemkosten mit und ohne den jeweiligen Interkonnektor.

In Marktgebieten mit internen Engpässen wie beispielsweise Deutschland muss Redispatch eingesetzt werden, um die Systemsicherheit zu gewährleisten. Durch den geänderten Einsatz des Kraftwerksparks infolge eines zusätzlichen Interkonnektors ändert sich der Lastfluss, was direkten Einfluss auf die Engpässe und damit auf den allgemeinen Redispatchbedarf hat. Der Bau eines Interkonnektors kann den Redispatchbedarf sowohl senken (in diesem Fall entsteht ein zusätzlicher SEW) als auch erhöhen (in diesem Fall reduziert sich der SEW).

B2. CO₂emissions – Änderung des CO₂-Ausstoßes:

Wie unter B1. beschrieben ändert sich durch neue Interkonnektoren der Kraftwerkeinsatz im Allgemeinen, was sich dementsprechend auch auf die damit verbundenen CO₂-Emissionen niederschlägt. Diese Änderung kann sowohl positiv als auch negativ ausfallen: In Situationen, in denen beispielsweise günstige Braunkohlekraftwerke teure Gaskraftwerke verdrängen, steigt der CO₂-Ausstoß. Auf der anderen Seite kann es auch zu Situationen kommen, in denen z. B. CO₂-freie erneuerbare Energien, die ohne den neuen Interkonnektor abgeregelt werden müssten, konventionelle Kraftwerke verdrängen und somit den CO₂-Ausstoß reduzieren.

Es ist zu beachten, dass hier die Änderung und nicht der Nutzen angegeben ist. Ein positives Vorzeichen bedeutet eine Steigerung, ein negatives Vorzeichen eine Reduktion der CO₂-Emissionen.



B3. RES integration – Integration erneuerbarer Energien:

Übersteigt in einer Situation die Produktion aus erneuerbaren Energien und sonstigen Must-Run-Erzeugungseinheiten die Summe aus Verbrauch, Speicher- und Exportmöglichkeiten, muss die überschüssige Leistung abgeregelt werden. Durch einen neuen Interkonnektor kann ggf. mehr exportiert werden und somit muss weniger erneuerbare Energie abgeregelt werden.

B4. Societal well-being as result of RES integration and change in CO₂emissions benefits – Gesellschaftliches Wohl als Resultat der Integration erneuerbarer Energien und der Änderung des CO₂-Ausstoßes:

- Monetisierung EE:
In der Bestätigung des Netzentwicklungsplan 2017–2030³⁴ hat die Bundesnetzagentur auf Seite 49 vermiedenes Einspeisemanagement mit 100 €/MWh monetisiert. Die ÜNB haben diesen Wert zur Monetisierung von erneuerbaren Energie übernommen.
- CO₂-Klimafolgekosten:
Im Rahmen der Bewertung der Interkonnectoren weisen die ÜNB erstmals auch den gesellschaftlichen Nutzen des vermiedenen CO₂-Ausstoßes aus. Ziel ist es den monetären Nutzen/Schaden abzuschätzen, der der Gesellschaft aufgrund der verringerten/erhöhten CO₂-Emissionen entsteht. Hierzu wird sich an den Kostensätzen für Kohlendioxid- und anderen Treibhausgasemissionen orientiert³⁵. Aus Vereinfachungsgründen wurde für das Untersuchungsjahr der Wert 205 €/t CO₂ entsprechend des Werts für 2030 herangezogen.

34 BNetzA: „Bedarfsermittlung 2017–2030 – Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom“: data.netzausbau.de/2030/NEP/NEP_2017-2030_Bestaetigung.pdf

35 Umweltbundesamt: „Methodenkonvention 3.0 zur Ermittlung von Umweltkosten Kostensätze“: www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-02-11_methodenkonvention-3-0_kostensaetze_korr.pdf



5.5 Bewertung der Systemstabilität – Einleitung und Zusammenfassung der Ergebnisse ³⁶

Im Rahmen der stationären Untersuchungen (siehe Kapitel 5.3 Netzanalysen) werden für alle Belastungszustände (n-1)-Ausfälle von Netzelementen betrachtet. Für stationär zulässige Belastungszustände sind die Grenzen für Ströme und Spannungen einzuhalten. Um die Systemstabilität gewährleisten zu können, müssen auch die Ausgleichsvorgänge zwischen den stationären Netzzuständen untersucht werden. Während dynamischer Vorgänge in Folge eines Fehlers dürfen keine dynamischen Grenzwerte verletzt werden.

Zur Bewertung der Systemstabilität ist es gängige Praxis die Stabilitätsphänomene entsprechend des dominierenden physikalischen Effektes und des Zeitbereiches in die drei Kategorien Frequenzstabilität, Spannungsstabilität und Winkelstabilität zu unterteilen. Die Methodik zur Bewertung der Systemstabilität wird im Kapitel 5.4 des Netzentwicklungsplans Strom 2012 (siehe www.netzentwicklungsplan.de/Zw4) erläutert.

Im Szenario B 2035 wurden für ausgewählte Stromkreise bei Ausfall benachbarter Elemente Überschreitungen der zulässigen Strombelastungen toleriert und abweichend zu den in Kapitel 5.1.1 beschriebenen Planungsgrundsätzen nicht durch Netzausbau beseitigt. Diese Überlastungen müssen im Ereignisfall durch innovative Techniken automatisch beseitigt werden (siehe Kapitel 5.2). Die zulässige Dauer der Überlastung und die entsprechenden Gegenmaßnahmen sind im Einzelfall festzulegen. Die detaillierte Festlegung geeigneter Gegenmaßnahmen erfordert weitere Stabilitätsuntersuchungen, die über diesen Bericht hinausgehen. In den Simulationen zur Bewertung der Systemstabilität werden Überlastungen daher nicht reduziert, weil die hierfür erforderlichen innovativen Techniken zu einem späteren Zeitpunkt festzulegen sind. Es wird vorausgesetzt, dass die betreffenden Stromkreise infolge der Grenzwertüberschreitung nicht beschädigt werden und auch nicht ausfallen.

Diese neuen innovativen Technologien haben das Ziel, das Übertragungsnetz höher auszulasten und damit den Leitungsausbau zu verringern. Die bestehenden Kapazitäten werden besser ausgenutzt, indem kurzzeitige thermische Überlastungen zugelassen werden. Allgemein hat eine höhere Auslastung des Übertragungsnetzes einen deutlichen Einfluss auf die Winkel-, Spannungs- und Frequenzstabilität.

Die Stabilitätsgrenzen werden durch Maßnahmen zur Höherauslastung nicht verändert, da diese u. a. von der Übertragungsentfernung sowie von den Netzreaktanzen bestimmt sind und auch durch die meisten innovativen Technologien nicht verändert werden. Ein Hochstrombetrieb wirkt sich somit (u. a. wegen hoher Winkeldifferenzen) tendenziell ungünstig sowohl auf die Winkelstabilität als auch (infolge des übernatürlichen Betriebs) auf die Spannungsstabilität aus. Aufgrund der höheren Auslastung des Übertragungsnetzes steigt infolge von Mehrfachfehlern zudem das Risiko kaskadierender Schutzauslösungen, welche zu Netzauftrennungen führen. In einem abgetrennten Teilnetz kann die Frequenzstabilität gefährdet sein.

Durch die Höherauslastung steigt insbesondere auch der Blindleistungsbedarf im AC-Übertragungsnetz überproportional an. Ein hoher Anteil des zusätzlichen Blindleistungsmehrbedarfs wird bereits für die quasistationäre Spannungshaltung benötigt. Hierfür eignen sich i. d. R. mechanisch geschaltete Kondensatorbänke. Insbesondere für die Spannungsstützung bei Kurzschlüssen und nach dem Ausfall von Betriebsmitteln sind Kondensatoren allerdings ungeeignet. Einen Beitrag zur Spannungsstabilität (und Spannungsregelung) im Übertragungsnetz wird derzeit im Wesentlichen durch die Synchronmaschinen konventioneller Kraftwerke sichergestellt. Deshalb ist es in Zukunft erforderlich, die wegfallende Blindleistungsbereitstellung durch konventionelle Kraftwerke nicht ausschließlich durch stationäre (automatisch) schaltbare Kompensationsanlagen, sondern vor allem durch regelbare Kompensationsanlagen mit ausreichender Stellreserve zu ersetzen. HGÜ-Konverter liefern hierzu punktuell einen hohen Beitrag. Darüber hinaus sind jedoch weitere Betriebsmittel zur Spannungsstützung erforderlich. Insbesondere sind auch auf dem Transformationspfad zur Zielnetztopologie Bedarfe zur Blindleistungskompensation in gleicher Größenordnung notwendig.

³⁶ Das Kapitel 5.5 wurde neu in den zweiten Entwurf des NEP 2030 (2019) aufgenommen. Um die Lesbarkeit zu erleichtern, wurde auf eine kursive Schrift verzichtet.



Zu den oben beschriebenen drei Stabilitätsaspekten wurden im Rahmen des NEP Analysen anhand des Szenarios B 2035 durchgeführt, deren Ergebnisse in den folgenden Absätzen zusammengefasst sind. Eine Langfassung der Analysen zur Bewertung der Systemstabilität ist als Begleitdokument zum NEP unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUj verfügbar. Über diese Analysen hinaus werden durch die deutschen ÜNB weitere Detailuntersuchungen zur Sicherstellung der Systemstabilität durchgeführt. Insbesondere sind in Ergänzung zum NEP weitere stationäre und dynamische Analysen erforderlich, um die Technologie sowie die konkreten Standorte zur Blindleistungskompensation festzulegen und die innovativen Technologien zur automatischen Netzentlastung zu spezifizieren.

Bei den Untersuchungen zur **Frequenzstabilität** des kontinentaleuropäischen Verbundsystems für den Zeithorizont 2035 stehen nichtauslegungsrelevante Fehlerfälle im Fokus. Ereignisse, die zu einer Netzauftrennung des Verbundsystems führen (System Split) wie z. B. die Störung am 04.11.2006 können je nach Netzsituation heute nicht mehr sicher beherrscht werden.³⁷ Eine Netzauftrennung ist insbesondere dann kritisch, wenn zwischen den aufgetrennten Netzbereichen zuvor ein hoher Leistungsaustausch stattfand, da dieser im Falle einer Netzauftrennung zu einem spontanen Leistungsungleichgewicht in den getrennten Netzbereichen führt. Die Größe dieser Störung und die Schwungmassen in den abgetrennten Netzbereichen bestimmen wesentlich den unmittelbar auftretenden Frequenzverlauf. Im Kapitel 4 **Frequenzstabilität** des Begleitdokuments werden die zugehörigen Untersuchungsergebnisse dargelegt sowie erforderliche Maßnahmen für den mittel- und langfristigen Horizont aufgezeigt.

Die transiente Stabilität, als wesentlicher Teilaspekt der **Winkelstabilität** wird auf Basis eines detaillierten Netzdynamikmodells des kontinentaleuropäischen Verbundsystems anhand von auslegungsrelevanten Netzfehlern bewertet. Die Ergebnisse der Untersuchungen zur transienten Stabilität zeigen, dass bereits für Fehlerereignisse mit konzeptgemäßer Fehlerklärung eine Vielzahl regelbarer Anlagen zur Blindleistungsbereitstellung notwendig sind, um ein robustes und stabiles Systemverhalten zu gewährleisten. Für die Bewertung der transienten Stabilität im NEP 2030 (2019) wurde die Topologie aus dem Szenario B 2035 und der Belastungsfall in der Stunde 1271 zu Grunde gelegt. Die Untersuchungsergebnisse werden im Begleitdokument im Kapitel 2 **Transiente Stabilität** erläutert.

Die **Spannungsstabilität** wird im Rahmen einer Abschätzung des Blindleistungskompensationsbedarfs zur Spannungshaltung und Spannungsstabilität für das Szenario und den Netzausbau B 2035 geprüft. Es zeigen sich – wie bereits im NEP 2012 ausgewiesen – signifikant steigende Blindleistungsbedarfe, die bei Weitem nicht mehr allein durch die vorhandenen, direkt angeschlossenen Erzeugungsanlagen gedeckt werden können. Es ist jedoch davon auszugehen, dass mit einem geeigneten Ausbau von Kompensationsanlagen die Spannungsstabilität aufrechterhalten werden kann. Im Kapitel 3 **Bestimmung des Blindleistungskompensationsbedarfs zur Spannungshaltung und Spannungsstabilität** des Begleitdokuments wird ein minimaler stationärer wie regelbarer Bedarf hergeleitet. Mittels des Ist- und Plan-Bestands wird der nach unten abgeschätzte Zubaubedarf von Kompensationsanlagen pro Regelzone quantifiziert.

Auf Basis der Abschätzungen sind Kompensationsanlagen zur Deckung der stationären und regelbaren Bedarfe mit einer installierten Leistung von mindestens 38,1 – 74,3 Gvar notwendig. Bei einer heute typischen Anlagengröße von 300 MVA bedeutet dies einen minimalen Zubau von 127 bis 248 Anlagen. Da der hier ermittelte Blindleistungsbedarf stark nach unten abgeschätzt wurde ist davon auszugehen, dass der am Ende notwendige Bedarf höher ausfällt. Zudem müssen für die Bedarfsermittlung zusätzlich auch kurzfristigere Zeithorizonte mit einbezogen werden.

Im Vergleich dazu werden bei den transienten Untersuchungen 150 – 230 Anlagen je 300 MVA bestehend aus statischen Kondensatoren, STATCOMs und rotierenden Phasenschiebern benötigt.

37 ENTSO-E (2006). Final Report – System Disturbance on 4 November 2006.



Tabelle 25: Minimaler Zubaubedarf von Kompensationseinheiten

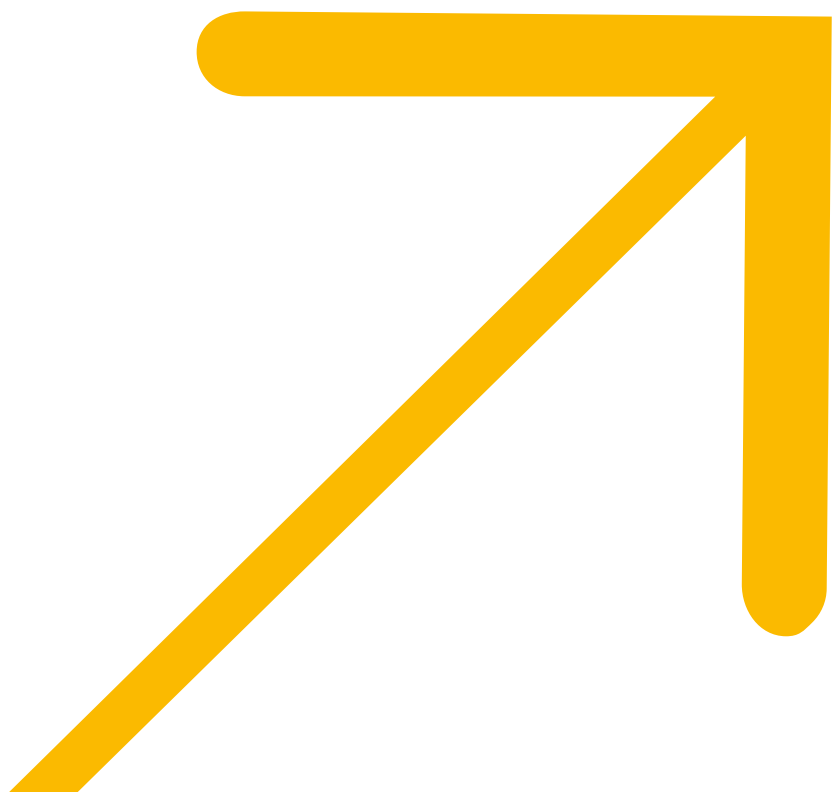
Zubaubedarf [Gvar]	TenneT	Transnet BW	Amprion	50Hertz	Deutschland
Stationär spannungshebend	3 – 10,4	1,5 – 2,3	1,6 – 8,9	5,1 – 9,4	11,2 – 31,1
Stationär spannungssenkend	0 – 2,6	0,3 – 1,4	1,2 – 5,2	2,2 – 6,5	4,3 – 14,8
Regelbar	6,2 – 7,7	1,1 – 1,8	4,2 – 5,8	11,1 – 13,1	22,6 – 28,4
Summe	9,2 – 20,7	2,9 – 5,5	7 – 19,9	18,4 – 29,1	38,1 – 74,3

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Weiterführende Dokumente und Links

- Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes: www.netzentwicklungsplan.de/ZwZ ➤
- Kapitel 5 des Netzentwicklungsplans Strom 2012 zu Netzanalysen: www.netzentwicklungsplan.de/Zw4 ➤
- Spezifische Kostenschätzungen (onshore): www.netzentwicklungsplan.de/Zwo ➤
- Zweiter Entwurf NEP 2030 (2017) und Bestätigung:
www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplaene-2030-2017 ➤
- Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e. V.: www.vde.com/de ➤
- Punktmaßnahmen im NEP 2030 (2019) – Begleitdokument zum zweiten Entwurf des NEP 2030 (2019):
www.netzentwicklungsplan.de/Punktmassnahmen_NEP_2030_V2019_2_Entwurf.pdf ➤
- Abschlussbericht der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ vom 26.01.2019:
www.bmu.de/download/kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung/ ➤
- ENTSO-E: „2nd ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Project“, veröffentlicht September 2018: tndp.entsoe.eu/cba/ ➤
- BNetzA: „Bedarfsermittlung 2017 - 2030 – Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom“:
data.netzausbau.de/2030/NEP/NEP_2017-2030_Bestaetigung.pdf ➤
- Umweltbundesamt: „Methodenkonvention 3.0 zur Ermittlung von Umweltkosten Kostensätze“:
www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-02-11_methodenkonvention-3-0_kostensaetze_korr.pdf ➤
- Bewertung der Systemstabilität – Begleitdokument zum zweiten Entwurf des NEP 2030 (2019):
www.netzentwicklungsplan.de/ZUj ➤
- ENTSO-E (2006). Final Report – System Disturbance on 4 November 2006 ➤

6 ÜBERSICHT DER IM NEP IDENTIFIZIERTEN MASSNAHMEN SOWIE DES UMSETZUNGSSTANDS



6 ÜBERSICHT DER IM NEP IDENTIFIZIERTEN MASSNAHMEN SOWIE DES UMSETZUNGSSTANDS

Kapitel 6 gibt einen Überblick über die im Rahmen der Netzanalysen identifizierten Leitungs- und Anlagenmaßnahmen in den einzelnen Szenarien. Die nachfolgende Einleitung bezieht sich auf die Onshore-Maßnahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) Strom 2030 (2019). Auf die Offshore-Netzanbindungssysteme wird im Kapitel 6.5 gesondert eingegangen.

Da die Bundesnetzagentur (BNetzA) vertikale Punktmaßnahmen nicht nach § 12c Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) bestätigt, werden diese im NEP 2030 (2019) nicht als eigenständige Maßnahmen aufgeführt, sondern zur Information *zusammen mit verschiedenen horizontalen Punktmaßnahmen* in einem gesonderten Begleitdokument zum NEP unter www.netzentwicklungsplan.de/Punktmassnahmen_NEP_2030_V2019_2_Entwurf.pdf zusammengefasst.

Im Folgenden werden die in den Szenarien B 2025, A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 identifizierten Projekte und Maßnahmen tabellarisch dargestellt. Da das Szenario B 2025 nur der Identifikation von Ad-hoc-Maßnahmen dient (siehe Kapitel 5.3.6), sind die im Szenario B 2025 identifizierten Ad-hoc-Maßnahmen in einer gesonderten Tabelle in Kapitel 6.2 dargestellt. In Bezug auf das Szenario B 2035, das vorrangig der Nachhaltigkeitsprüfung dient, sind in der Tabelle 31 in Kapitel 6.3 zwar alle identifizierten Projekte und Maßnahmen aufgelistet, Steckbriefe im Anhang zu diesem Bericht gibt es aber nur für die Projekte und Maßnahmen, die sich sowohl *in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030* als auch im Szenario B 2035 nachweisen lassen. Für die im Szenario B 2035 zusätzlich erforderliche DC-Verbindung DC20 findet sich im Kapitel 5.3.6 im Zusammenhang mit der Beschreibung von B 2035 eine Kurzbeschreibung.

Zu den Projekten des Startnetzes, zu den Ad-hoc-Maßnahmen sowie zu den Zubaunetz-Projekten *der Szenarien mit dem Zieljahr 2030* gibt es im Anhang zu diesem Bericht unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Teil2.pdf jeweils einen ausführlichen Steckbrief. Bei den Projekten und Maßnahmen des Zubaunetzes ist sowohl in Tabelle 31 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 NEP der Stand der Umsetzung des jeweils vorhergehenden NEP dargestellt werden. Zusätzlich ist nachfolgend in Tabelle 32 aufgeführt, welche Projekte und Maßnahmen seit dem NEP 2030 (2017) 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 2019**.

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: Maßnahme wurde 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.



6 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 avisierten Inbetriebnahmejahre den Zieljahren des Monitoringberichts der BNetzA **Quartal 4/2018**. *Parallel zur Veröffentlichung des zweiten Entwurfs des NEP 2030 (2019) werden Diskussionen über das sogenannte „BMW-Controling“ geführt, im Zuge dessen sich möglicherweise Anpassungen der anvisierten Inbetriebnahmejahre ergeben können. Da diese Diskussionen mit Bund, Ländern und Genehmigungsbehörden noch nicht abgeschlossen sind, haben die ÜNB die Inbetriebnahmejahre gegenüber dem ersten Entwurf des NEP 2030 (2019) unverändert gelassen.*

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 5.3 beschrieben. Für die Projekte DC2, DC3, DC4 und DC5 sind die Längenangaben abweichend davon dem BBPlG-Monitoring Stand **Quartal 4/2018** entnommen.



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

6.1 Startnetz Netzentwicklungsplan 2030 (2019)

Tabelle 26: Startnetz 50Hertz NEP 2030 (2019)

Startnetz-nummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie: Typ	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
50HzT-003	Neuenhagen – Vierraden – Bertikow	Leitung	BB	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse, Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 3	56	67	2022	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG, 4: genehmigt oder im Bau
	2. Einschleifung Vierraden	Leitung	BB	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse, Neubau in bestehender Trasse		5		2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Bertikow	Anlage	BB	Netzausbau: horizontal				2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
50HzT-007	Neuenhagen – Hennigsdorf – Wustermark	Leitung	BB, BE	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse, Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 11	10	70	2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG 5: realisiert
50HzT-035	Netzanschluss PSW Leutenberg	Leitung	TH	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse		2		2024	
	Netzanschluss PSW Leutenberg	Anlage	TH	Netzausbau: horizontal, für Dritte				2024	
50HzT-P34	Perleberg – Stendal/ West – Wolmirstedt	Leitung	BB, ST	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	BBP Nr. 39		100	2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG, 4: genehmigt oder im Bau
	Parchim/Süd – Perleberg	Leitung	BB, MV	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	BBP Nr. 39		39	2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Güstrow – Parchim/ Süd	Leitung	MV	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	BBP Nr. 39		50	2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
50HzT-P36	Bertikow – Pasewalk	Leitung	BB, MV	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	BBP Nr. 11		32	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Pasewalk	Anlage	MV	Netzverstärkung: horizontal	BBP Nr. 11			2023	
50HzT-P38	Pulgar – Geußnitz (Abschnitt Ost)	Leitung	SN	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung	BBP Nr. 13		27	2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Geußnitz – Bad Sulza (Abschnitt Mitte)	Leitung	SN, TH	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	BBP Nr. 13		42	2024	2: im ROV/BFP
	Bad Sulza – Vieselbach (Abschnitt West)	Leitung	TH	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	BBP Nr. 13		37	2024	2: im ROV/BFP



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetznummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie: Typ	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
50HzT-P39	Röhrsdorf – Weida (Abschnitt Ost)	Leitung	SN, TH	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	BBP Nr. 14		60	2025	2: im ROV/BFP
	Weida – Remptendorf (Abschnitt West)	Leitung	TH	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	BBP Nr. 14		43	2025	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-P64	Combined Grid Solution (CGS)	Leitung	MV	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	BBP Nr. 29	8		2019	4: genehmigt oder im Bau
50HzT-P127	Röhrsdorf Kuppeltransformatoren	Anlage	SN	Netzausbau: horizontal				2020–2025	
	Vieselbach 2. MSCDN	Anlage	TH	Netzausbau: horizontal				2020/2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-P127-17	Vieselbach 1. MSCDN	Anlage	TH	Netzausbau: horizontal				2020/2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-P128	Vierraden 3. und 4. PST	Anlage	BB	Netzausbau: horizontal				2021/2022	4: genehmigt oder im Bau

Tabelle 27: Startnetz Amprion NEP 2030 (2019)

Startnetznummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie: Typ	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
AMP-001	Wehrendorf – St. Hülfe	Leitung	NI	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 2		33	2019	4: genehmigt oder im Bau
AMP-009	Niederrhein – Punkt Wettringen	Leitung	NW	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 5		73	2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG, 4: genehmigt oder im Bau
	Niederrhein – Punkt Wettringen (Kabel)	Leitung	NW	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 5		12	2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Punkt Wettringen – Punkt Meppen	Leitung	NI, NW	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	EnLAG Nr. 5	65		2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Asbeck	Anlage	NW	Netzausbau: horizontal	EnLAG Nr. 5			2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
AMP-010	Punkt Gaste – Lüstringen	Leitung	NI	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung	EnLAG Nr. 16, 18		14	2024	4: genehmigt oder im Bau
	Lüstringen – Wehrendorf	Leitung	NI	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 16, 18		21	2024	2: im ROV/BFP
	Lüstringen – Hesseln	Leitung	NI, NW	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 16, 18		29	2024	2: im ROV/BFP
	Hesseln – Gütersloh	Leitung	NW	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 16, 18		20	2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetz- nummer	Maßnahme	Art	Bundes- länder	NOVA-Kategorie: Typ	EnLAG/ BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
AMP-014	Punkt Fellerhöfe – Punkt St. Tönis	Leitung	NW	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 14, 15		7	2019	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Punkt St. Tönis – Punkt Hüls-West	Leitung	NW	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung	EnLAG Nr. 14, 15		6,5	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Uftort – Pkt. Hüls- West	Leitung	NW	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 14, 15		14	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Osterath – Gohrpunkt	Leitung	NW	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 14, 15		20	2020	4: genehmigt oder im Bau
	Gohrpunkt – Rommerskirchen	Leitung	NW	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 14, 15		10	2020	4: genehmigt oder im Bau
	Uftort – Osterath	Leitung	NW	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung	EnLAG Nr. 14, 15		50	2022	4: genehmigt oder im Bau
	Punkt Stratum-Süd – Gellep	Leitung	NW	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 14, 15		2	2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
AMP-018	Rommerskirchen – Sechtem	Leitung	NW	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 15		38	2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Brauweiler – Sechtem	Leitung	NW	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung	EnLAG Nr. 15		23	2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
AMP-022	Kruckel – Punkt Ochsenkopf	Leitung	NW	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 19		21	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG, 4: genehmigt oder im Bau
	Punkt Ochsenkopf – Dauersberg	Leitung	NW, RP	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 19		105	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG, 4: genehmigt oder im Bau
	MSCDN Garenfeld	Anlage	NW	Netzausbau: horizontal	EnLAG Nr. 19			2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
AMP-028	Punkt Wanne – Punkt Günnigfeld	Leitung	NW	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung			5	2024	4: genehmigt oder im Bau
	Emscherbruch	Anlage	NW	Netzausbau: für Dritte				Abhän- gig vom Zeitplan des Kraft- werks- projekts	4: genehmigt oder im Bau
AMP-032	Niederrhein – Uftort	Leitung	NW	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 14		21	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
AMP-034	Büscherhof	Anlage	NW	Netzausbau: horizontal				2019	4: genehmigt oder im Bau



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetznummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie: Typ	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
AMP-P41	Punkt Metternich – Niederstedem	Leitung	RP	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	BBP Nr. 15		105	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG 4: genehmigt oder im Bau
AMP-P52	Punkt Rommelsbach – Herbertingen	Leitung	BW	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	BBP Nr. 24		61	2020	4: genehmigt oder im Bau
AMP-P65	Oberzier – Bundesgrenze (BE)	Leitung	NW	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	BBP Nr. 30	40		2020	4: genehmigt oder im Bau
	Oberzier	Anlage	NW	Netzausbau: horizontal	BBP Nr. 30			2020	4: genehmigt oder im Bau
AMP-P74	Woringen/Lachen	Leitung	BY	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbesei- lung,			1	2020	4: genehmigt oder im Bau
AMP-P154	380/220-kV-Transfor- mator Siegburg	Leitung	NW	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse		1		2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	380/220-kV-Transfor- mator Siegburg	Anlage	NW	Netzausbau: horizontal				2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
AMP-P178	Schaltanlage Gütersloh	Anlage	NW	Netzverstärkung: horizontal				2025	4: genehmigt oder im Bau

Tabelle 28: Startnetz TenneT NEP 2030 (2019)

Startnetznummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie: Typ	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
TTG-005	Hamburg/Nord – Dollern	Leitung	SH, NI	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 1		45	2019	4: genehmigt oder im Bau
	Audorf/Süd – Handewitt	Leitung	SH	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 1		70	2020	4: genehmigt oder im Bau
	Handewitt – Kassø	Leitung	SH	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 1		10	2020	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Elbekreuzung	Leitung	SH, NI	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbesei- lung			3	2019	4: genehmigt oder im Bau
TTG-006	Wahle – Mecklar	Leitung	NI, HE	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	EnLAG Nr. 6	221		2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG, 4: genehmigt oder im Bau
TTG-007	Dörpen/West – Nieder- rhein (Punkt Meppen)	Leitung	NI	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	EnLAG Nr. 5	31		2021	4: genehmigt oder im Bau



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetznummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie: Typ	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
TTG-009	Ganderkesee – St. Hülfe	Leitung	NI	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	EnLAG Nr. 2	61		2021	4: genehmigt oder im Bau
TTG-018	Grohnde MSCDN	Anlage	NI	Netzausbau: horizontal				2024	4: genehmigt oder im Bau
	Klixbüll/Süd MSCDN	Anlage	SH	Netzausbau: horizontal				2022	4: genehmigt oder im Bau
	Conneforde Spule	Anlage	NI	Netzausbau: horizontal				2024	4: genehmigt oder im Bau
	Fedderwarden Spulen	Anlage	NI	Netzausbau: horizontal				2023, 2024	4: genehmigt oder im Bau
	Ganderkesee Spule	Anlage	NI	Netzausbau: horizontal				2024	4: genehmigt oder im Bau
	Gießen/Nord Spule	Anlage	HE	Netzausbau: horizontal				2022	4: genehmigt oder im Bau
	Hattorf Spule	Anlage	NI	Netzausbau: horizontal				2022	4: genehmigt oder im Bau
	Irsching Spule	Anlage	BY	Netzausbau: horizontal				2022	4: genehmigt oder im Bau
	Isar Spule	Anlage	BY	Netzausbau: horizontal				2023	4: genehmigt oder im Bau
	Klixbüll/Süd Spule	Anlage	SH	Netzausbau: horizontal				2022	4: genehmigt oder im Bau
	Ottenhofen Spule	Anlage	BY	Netzausbau: horizontal				2023	4: genehmigt oder im Bau
	Twistetal Spule	Anlage	HE	Netzausbau: horizontal				2022	4: genehmigt oder im Bau
	Würgassen Spule	Anlage	NW	Netzausbau: horizontal				2022	4: genehmigt oder im Bau
	Borken STATCOM	Anlage	HE	Netzausbau: horizontal				2023	4: genehmigt oder im Bau
TTG-019	Umspannwerk Unterweser	Anlage	NI	Netzausbau: horizontal und vertikal				2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TTG-P24	Stade/West – Dollern	Leitung	NI	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	BBP Nr. 7		10	2020	4: genehmigt oder im Bau
TTG-P25	Süderdonn – Heide/West	Leitung	SH	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	BBP Nr. 8	23		2019	4: genehmigt oder im Bau



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetznummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie: Typ	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
TTG-P25	Heide/West – Husum/Nord	Leitung	SH	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	BBP Nr. 8	46		2021	4: genehmigt oder im Bau
	Husum/Nord – Klixbüll/Süd	Leitung	SH	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	BBP Nr. 8	38		2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TTG-P46	Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf (Ostbayernring)	Leitung	BY	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	BBP Nr. 18		185	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TTG-P66	Wilhelmshaven (Fedderwarden) – Conneforde	Leitung	NI	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	BBP Nr. 31	30		2020	4: genehmigt oder im Bau
TTG-P67	Simbach – Matzenhof – Bundesgrenze AT	Leitung	BY	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	BBP Nr. 32		13	2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Altheim – Adlkofen	Leitung	BY	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	BBP Nr. 32		7	2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Adlkofen – Matzenhof (Abzweig Simbach)	Leitung	BY	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	BBP Nr. 32		66	2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TTG-P68	Deutschland – Norwegen (NordLink): onshore	Leitung	SH	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	BBP Nr. 33	54		2020	4: genehmigt oder im Bau
	Deutschland – Norwegen (NordLink): offshore bis zur AWZ-Grenze	Leitung	SH	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	BBP Nr. 33	154		2020	4: genehmigt oder im Bau
TTG-P69	Emden/Ost – Conneforde	Leitung	NI	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	BBP Nr. 34		61	2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TTG-P114	Krümmel	Anlage	SH	Netzverstärkung: horizontal				2020	4: genehmigt oder im Bau
TTG-P115	Schaltanlage Mehrum/Nord	Anlage	NI	Netzausbau: horizontal				2021	4: genehmigt oder im Bau
TTG-P155	Schaltanlage Elsfléth/West	Anlage	NI	Netzausbau: horizontal				2019	4: genehmigt oder im Bau
TTG-P157	Umspannwerk Conneforde	Anlage	NI	Netzverstärkung: horizontal, vertikal				2020	4: genehmigt oder im Bau
TTG-P178	Schaltanlage Bechterdissen	Anlage	NW	Netzverstärkung: horizontal				2025	



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Tabelle 29: Startnetz TransnetBW NEP 2030 (2019)

Startnetz- nummer	Maßnahme	Art	Bundes- länder	NOVA-Kategorie: Typ	EnLAG/ BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
TNG-P49	Daxlanden – Bühl/Kuppenheim – Weier – Eichstetten	Leitung	BW	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	BBP Nr. 21		119	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
TNG-P70	Birkenfeld – Mast 115A	Leitung	BW	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	BBP Nr. 35	12,5		2020	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
TNG-P90	Daxlanden Spule	Anlage	BW	Netzverstärkung: horizontal				2019-2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Dellmensingen Spule	Anlage	BW	Netzverstärkung: horizontal				2019-2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Eichstetten Spule	Anlage	BW	Netzverstärkung: horizontal				2019-2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Goldshöfe Spule	Anlage	BW	Netzverstärkung: horizontal				2019-2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Herbertingen Spule	Anlage	BW	Netzverstärkung: horizontal				2019-2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Mühlhausen Spule	Anlage	BW	Netzverstärkung: horizontal				2019-2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Obermooweiler Spule	Anlage	BW	Netzverstärkung: horizontal				2019-2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Pulverdingen Spule	Anlage	BW	Netzverstärkung: horizontal				2019-2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Trossingen Spule	Anlage	BW	Netzverstärkung: horizontal				2019-2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Weier Spule	Anlage	BW	Netzverstärkung: horizontal				2019-2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Weinheim Spule	Anlage	BW	Netzverstärkung: horizontal				2019-2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Hüffenhardt MSCDN	Anlage	BW	Netzverstärkung: horizontal				2019-2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Kupferzell MSCDN	Anlage	BW	Netzverstärkung: horizontal				2019-2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Eichstetten rotierender Phasenschieber	Anlage	BW	Netzverstärkung: horizontal				2019-2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Dellmensingen rotie- render Phasenschieber	Anlage	BW	Netzverstärkung: horizontal				2019-2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Wendlingen STATCOM	Anlage	BW	Netzverstärkung: horizontal				2019-2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetz- nummer	Maßnahme	Art	Bundes- länder	NOVA-Kategorie: Typ	EnLAG/ BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	Umsetzungsstand
						Ausbau	Bestand		
TNG-P90	Bühl MSCDN	Anlage	BW	Netzverstärkung: horizontal				bis 2035	1: Vorbereitung Pla- nungs- und Geneh- mungsverfahren
	Dellmensingen MSCDN	Anlage	BW	Netzverstärkung: horizontal				bis 2035	1: Vorbereitung Pla- nungs- und Geneh- mungsverfahren
	Eichstetten MSCDN	Anlage	BW	Netzverstärkung: horizontal				bis 2035	1: Vorbereitung Pla- nungs- und Geneh- mungsverfahren
	Herbertingen MSCDN	Anlage	BW	Netzverstärkung: horizontal				bis 2035	1: Vorbereitung Pla- nungs- und Geneh- mungsverfahren
	Kühmoos MSCDN	Anlage	BW	Netzverstärkung: horizontal				bis 2035	1: Vorbereitung Pla- nungs- und Geneh- mungsverfahren
	Pulverdingen MSCDN	Anlage	BW	Netzverstärkung: horizontal				bis 2035	1: Vorbereitung Pla- nungs- und Geneh- mungsverfahren
	Weinheim MSCDN	Anlage	BW	Netzverstärkung: horizontal				bis 2035	1: Vorbereitung Pla- nungs- und Geneh- mungsverfahren
	Engstlatt STATCOM	Anlage	BW	Netzverstärkung: horizontal				bis 2035	1: Vorbereitung Pla- nungs- und Geneh- mungsverfahren
	Goldshöfe STATCOM	Anlage	BW	Netzverstärkung: horizontal				bis 2035	1: Vorbereitung Pla- nungs- und Geneh- mungsverfahren
	Herbertingen STATCOM	Anlage	BW	Netzverstärkung: horizontal				bis 2035	1: Vorbereitung Pla- nungs- und Geneh- mungsverfahren
	Höpfingen STATCOM	Anlage	BW	Netzverstärkung: horizontal				bis 2035	1: Vorbereitung Pla- nungs- und Geneh- mungsverfahren
	Kühmoos STATCOM	Anlage	BW	Netzverstärkung: horizontal				bis 2035	1: Vorbereitung Pla- nungs- und Geneh- mungsverfahren

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

6.2 Ad-hoc-Maßnahmen gemäß Szenario B 2025

Tabelle 30: Ad-hoc-Maßnahmen gemäß Szenario B 2025

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundes- länder	NOVA- Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	Umsetzungsstand
							Aus- bau	Be- stand		
P113	M519	Ad-hoc-Maßnahme Serienkompensation Stadorf – Wale	Anlage	TTG	NI	Netzoptimierung			2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsver- fahren



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
							Ausbau	Bestand		
P310	M485	Bürstadt – Kühmoos	Leitung	AMP	HE, RP, BW	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse, Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		285	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P327	M522	Phasenschiebertransformatoren im Ruhrgebiet	Anlage	AMP	NW	Netzoptimierung			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P345	M556	Querregeltransformatoren (PST) inkl. Anlagenumstrukturierung UW Hamburg/Ost	Anlage	50HzT	HH	Netzoptimierung			2022	3: Vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG
P346	M557	PST Hanekenfähr	Anlage	AMP	NI	Netzoptimierung			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P347	M558	PST Oberzier	Anlage	AMP	NW	Netzoptimierung			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P348	M559	PST Wilster/West	Anlage	TTG	SH	Netzoptimierung			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P349	M560	PST Würgau	Anlage	TTG	BY	Netzoptimierung			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P350	M561	PST Pulverdingen	Anlage	TNG	BW	Netzoptimierung			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P353	M532	PST Twistetal	Anlage	TTG	HE	Netzoptimierung			2025	
P357	M566	Querregeltransformatoren (PST) inkl. Anlagenumstrukturierung UW Güstrow	Anlage	50HzT	MV	Netzerstärkung: horizontal			2025	
P365	M583	Netzbooster Pilotanlage Audorf/Süd – Ottenhofen	Anlage	TTG	SH, BY	Netzoptimierung			2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P410	M624	Phasenschiebertransformatoren in Enniger	Anlage	AMP	NW	Netzoptimierung			2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P411	M625	Netzbooster an den Standorten Wehrendorf und Hoheneck	Anlage	AMP	NI, BW	Netzoptimierung			2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P426	M645	PST Philippsburg	Anlage	TNG	BW	Netzoptimierung			2025	
P427	M646	Netzbooster Pilotanlage Kupferzell	Anlage	TNG	BW	Netzoptimierung			2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

6.3 Zubaunetz Netzentwicklungsplan 2030 (2019)

Tabelle 31: Erforderliche Projekte und Maßnahmen in den Szenarien B 2030 und B 2035 gemäß Kapitel 5.3.6

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		Ausbau	Bestand		
DC1	DC1	Emden/Ost – Osterath	Leitung	AMP	NI, NW	1	✓		x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	300		2025	2: im ROV/BFP
DC2	DC2	Osterath – Philippsburg (Ultranet)	Leitung	AMP, TNG	NW, HE, RP, BW	2	✓	✓	x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse, Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		340	2023	2: im ROV/BFP
DC3	DC3	Brunsbüttel – Großgartach (SuedLink)	Leitung	TTG, TNG	SH, NI, HE/TH, BY, BW	3	✓	✓	x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	702			2: im ROV/BFP
DC4	DC4	Wilster/ West – Bergrhein- feld/ West (SuedLink)	Leitung	TTG, TNG	SH, NI, HE/TH, BY	4	✓	✓	x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	558			2: im ROV/BFP
DC5	DC5	Wolmirstedt – Isar	Leitung	50HzT, TTG	ST, SN, TH, BY	5	✓	✓	x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	537		2025	2: im ROV/BFP
DC20	DC20	Klein Rogahn – Isar	Leitung	50HzT, TTG	MV, ST, SN, TH, BY							x	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse, Neubau in bestehender Trasse	240	537	2035	
DC21	DC21a	Heide/ West – Wilhelms- haven 2	Leitung	TTG	SH, NI				x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	127		2030	
	DC21b	Wilhelms- haven 2 – Uentrop	Leitung	AMP, TTG	NI, NW				x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	267		2030	
DC23	DC23	Uentrop – Altbach	Leitung	AMP, TNG	NW, HE, BW				x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	447		2030	
DC25	DC25	Wilhelms- haven 2 – Polsum	Leitung	AMP, TTG	NI, NW				x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	314		2030	
P20	M69	Emden/Ost – Halbmond	Leitung	TTG	NI	37	✓		x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	30		2029	
P21	M51a	Conneforde – LK Cloppenburg 1 – LK Cloppenburg 2	Leitung	AMP, TTG	NI	6	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		77	2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		Ausbau	Bestand		
P21	M51b	LK Cloppenburg 2 – Merzen/Neuenkirchen	Leitung	AMP, TTG	NI, NW	6	✓		x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	51		2024	2: im ROV/BFP
P22	M80	Elsfleth/ West – Ganderkesee (über Nieder- vieland)	Leitung	TTG	NI				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		36	2030	
	M82	Conneforde – Unterweser	Leitung	TTG	NI				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		32	2030	
	M87	Unterweser – Elsfleth/ West	Leitung	TTG	NI				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		27	2030	
P23	M20	Dollern – Elsfleth/ West	Leitung	TTG	NI	38	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		100	2029	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P24	M71b	Dollern – Sottrum	Leitung	TTG	NI	7	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		60	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	M72	Sottrum – Mehringen	Leitung	TTG	NI	7	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		42	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	M73	Mehringen – Landesbergen	Leitung	TTG	NI	7	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		45	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
P25	M45	Klixbüll/Süd – Bundesgrenze DK	Leitung	TTG	SH	8	✓	✓	x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	16		2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
P33	M24a	Wolmirstedt – Helmstedt – Hattorf – Walle	Leitung	TTG, 50HzT	ST, NI	10	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		111	2023/ 2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M24b	Wolmirstedt – Helmstedt – Gleidingen/ Hallendorf – Mehrum/ Nord	Leitung	TTG, 50HzT	ST, NI	10			x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		146	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P37	M25a	Vieselbach – Landesgrenze TH/HE	Leitung	50HzT	TH	12	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		87	2027	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M25b	Landesgrenze TH/ HE – Mecklar	Leitung	TTG	HE	12	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		43	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		Ausbau	Bestand		
P43 oder P43-mod	M74a	Mecklar – Dipperz	Leitung	TTG	HE	17	✓						Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		51	nicht vor 2029	
	M74b	Dipperz – Bergrheinfeld/West	Leitung	TTG	HE, BY	17	✓		x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	80		nicht vor 2029	
	M74 mod	Mecklar – Dipperz – Urberach	Leitung	AMP, TTG	HE								Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		164	nicht vor 2029	
P44 oder P44-mod	M28a	Altenfeld – Landesgrenze TH/ BY (Mast 77)	Leitung	50HzT	TH		✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		27	2027	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M28b	Landesgrenze TH/ BY (Mast 77) – Grafenrheinfeld	Leitung	TTG	BY		✓						Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	81		nicht vor 2029	
	M28b mod	Landesgrenze TH/ BY (Mast 77) – Würgau – Ludersheim	Leitung	TTG	BY				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		123	nicht vor 2029	
P47	M31	Weinheim – Daxlanden	Leitung	TNG	BW	19	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		76	2023	2: im ROV/BFP
	M32	Weinheim – Mannheim (G380)	Leitung	TNG	BW	19	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		17	2023	2: im ROV/BFP
	M33	Mannheim (G380) – Altlußheim	Leitung	TNG	BW	19	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		22,5	2023	2: im ROV/BFP
	M34	Altlußheim – Daxlanden	Leitung	TNG	BW	19	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		42	2023	2: im ROV/BFP
	M60	Urberach – Pfungstadt – Weinheim	Leitung	AMP	HE, BW	19	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse, Neubau in bestehender Trasse, Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung	6	60	2024	2: im ROV/BFP
P47a	M64	Kriftel – Farbwerke Höchst-Süd	Leitung	AMP	HE				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse, Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		11	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		Ausbau	Bestand		
P48	M38a	Grafenrheinfeld – Kupferzell	Leitung	TTG, TNG	BY, BW	20	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		110	2022/2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M38b	Punkt Rittershausen – Stalldorf – Kupferzell	Leitung	TTG, TNG	BY, BW				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		56	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M39	Kupferzell – Großgartach	Leitung	TNG	BW	20	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		48	2022	2: im ROV/BFP
P50	M366	Pulverdingen – Oberjettigen	Leitung	TNG	BW				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		45	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M41	Oberjettigen – Engstlatt	Leitung	TNG	BW				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		34	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P52	M59	Herbertingen – Tiengen	Leitung	AMP	BW					x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		113	bis 2030	
	M94b	Punkt Neuravensburg – Punkt Bundesgrenze (AT)	Leitung	AMP, TNG	BW, BY	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	BY, BW	25	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		88	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
P53	M350	Ludersheim – Sittling – Altheim	Leitung	TTG	BY	41	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		99	2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M54	Raitersaich – Ludersheim	Leitung	TTG	BY	41	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		40	2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P72	M351	Lübeck – Göhl	Leitung	TTG	SH	42	✓		x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	65		2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	M49	Lübeck – Siems	Leitung	TTG	SH	42	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		12	2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	M50	Kreis Segeberg – Lübeck	Leitung	TTG	SH	42	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		55	2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
P74	M96	Vöhringen – Punkt Bundesgrenze (AT)	Leitung	AMP	BY		✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		110	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		Ausbau	Bestand		
P84	M367	Hamburg/Nord – Hamburg/Ost	Leitung	50HzT	SH, HH		✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		31	2030	
	M368	Krömmel – Hamburg/Ost	Leitung	50HzT	HH, SH		✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		28	2030	
P112	M201	Pleinting – Bundesgrenze DE/AT	Leitung	TTG	BY	32	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		43	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M212	Abzweig Pirach	Leitung	TTG	BY	32	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		27	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P113	M202a	Krömmel – Lüneburg – Stadorf	Leitung	TTG	NI				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		53	2030	
	M203	Stadorf – Wähle	Leitung	TTG	NI				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		86	2030	
	M519	Ad-hoc-Maßnahme Serienkompensation Stadorf – Wähle	Anlage	TTG	NI				x	x	x	x	Netzoptimierung			2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P116	M206	Dollern – Landesbergen	Leitung	TTG	NI						x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		132	2030	
	M494	Landesbergen – Ovenstädt	Leitung	TTG	NI, NW						x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		26	2030	
P118	M207	Borken – Mecklar	Leitung	TTG	HE	43			x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		41	2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
P124	M209a	Wolmirstedt – Klostermansfeld	Leitung	50HzT	ST		✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		117	2030	
	M209b	Klostermansfeld – Schraplau/ Obhausen – Lauchstädt	Leitung	50HzT	ST		✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		39	2030	
P150	M352a	Schraplau/ Obhausen – Wolkranshausen	Leitung	50HzT	ST, TH	44			x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		71	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		Ausbau	Bestand		
P150	M352b	Serienkompensation Wolkrampshausen	Anlage	50HzT	TH				x	x	x	x	Netzverstärkung: horizontal			2030	
	M352 TR2	Netzkuppler Querfurt und Wolkrampshausen	Anlage	50HzT	ST, TH				x	x	x	x	Netzverstärkung: horizontal			2030	
	M463	Wolkrampshausen – Vieselbach	Leitung	50HzT	TH	44			x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		66	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P151	M353	Borken – Twistetal	Leitung	TTG	HE	45			x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		43	2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
P153	M355	Umspannwerk Alfstedt	Anlage	TTG	NI				x	x	x	x	Netzausbau: vertikal und horizontal			2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P159	M62	Bürstadt – BASF	Leitung	AMP	HE, RP				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		13	2021	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P161	M91	Großkrotzenburg – Urberach	Leitung	AMP, TTG	HE				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		24	2027	
P170	M380	Uchtelfangen – Enschorf – Bundesgrenze	Leitung	AMP	SL		✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		34	2027	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P175	M385	Wilhelms- haven 2 – Fedderwarden	Leitung	TTG	NI				x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	15		2030	
	M466	Wilhelms- haven 2 – Conneforde	Leitung	TTG	NI				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		36	2030	
P176	M387	Eichstetten – Bundesgrenze [FR]	Leitung	TNG	BW		✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		18	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P180	M406	Marzahn – Friedrichshain – Mitte – Charlottenburg – Reuter – Teufelsbruch (Kabel)	Leitung	50HzT	BE				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		28	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P185	M420	Redwitz – Landesgrenze BY/ TH (Punkt Tschirn)	Leitung	TTG	BY	46			x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		37,5	2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		Ausbau	Bestand		
P200	M425	Hambach	Leitung	AMP	NW				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		16	2025	
P203	M429	380-kV-Umstellung Amelsbüren und Umstrukturierung Waldstedde	Leitung	AMP	NW					x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		18	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P204	M430	380-kV-Umstellung zwischen Tiengen und Beznau	Leitung	AMP	BW		✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		4	bis 2030	
P213	M450	3. Interkonnektor DE – PL	Leitung	50HzT	BB		✓	✓				x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	8		2035	2: im ROV/BFP
	M451	2. Einschleifung Eisenhüttenstadt	Leitung	50HzT	BB		✓	✓				x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	7		2035	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	M451 SA1	Eisenhüttenstadt	Anlage	50HzT	BB		✓	✓				x	Netzverstärkung: horizontal			2035	
P215	M454	Güstrow – Bentwisch – Suchraum Gemeinden Sanitz / Dettmannsdorf	Leitung	50HzT	MV				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		56	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M521 TR1	Netzkupfertransformatoren im Suchraum Gemeinden Sanitz / Dettmannsdorf	Anlage	50HzT	MV				x	x	x	x	Netzausbau: horizontal			2025	
P216	M455	Güstrow – Siedenbrünzow – Iven	Leitung	50HzT	MV				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		90	2030	
	M523	Iven – Pasewalk/Nord – Pasewalk	Leitung	50HzT	MV				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		55	2030	
	M584	Netzkupfertransformator Iven	Anlage	50HzT	MV				x	x	x	x	Netzausbau: horizontal			2030	
P221	M460	Hansa Power Bridge (HPB)	Leitung	50HzT	MV		✓		x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	60		2025 - 2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		Ausbau	Bestand		
P221	M461a	Hansa Power Bridge 2	Leitung	50HzT	MV							x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	60		2035	
P222	M461	Oberbachern – Ottenhofen	Leitung	TTG	BY	47			x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		50	2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P223	M462a	Güstrow – Wessin – Görries – Klein Rogahn – Krümmel	Leitung	50HzT	MV, SH				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		147	2030	
	M462b	Doppeleinschleifung Görries	Leitung	50HzT	MV				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		0,6	2030	
P225	M464a	Altheim – Isar	Leitung	TTG	BY							x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	8		2035	
P228	M469a	Landesbergen – Mehrum/ Nord	Leitung	TTG	NI				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		98	2030	
P252	M504	Netzverstärkung Thyrow – Berlin/ Südost	Leitung	50HzT	BB				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		25	2030	
	M585	Berlin/ Südost	Anlage	50HzT	BB				x	x	x	x	Netzausbau: horizontal			2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P304	M514	Kupferzell – Goldshöfe	Leitung	TNG	BW						x		Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		55	2030	
P305	M515	Niedersotzingen – Dellmensingen	Leitung	TNG	BW				x	x	x		Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		41	2030	
P306	M518	Großgartach – Pulverdingen	Leitung	TNG	BW				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		40	2030	
P310	M485	Bürstadt – Kühmoos	Leitung	AMP	HE, RP, BW				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		285	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P311	M486	Weißenthurm – Bürstadt	Leitung	AMP	HE, RP				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		124	bis 2030	



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		Ausbau	Bestand		
P312	M487	Westerkappeln – Wettringen	Leitung	AMP	NW				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		42	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P313	M488	2. Interkonnektor Deutschland – Belgien	Leitung	AMP	NW		✓		x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	15		2028	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P314	M489	Phasenschiebertransformatoren im Saarland	Anlage	AMP	SL				x	x	x	x	Netzoptimierung			2027	
P315	M491	Hanekenfähr – Gronau	Leitung	AMP	NI, NW				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		47	bis 2030	
P320	M497	Oberzier – Dahlem	Leitung	AMP	NW						x		Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbesei- lung		61	bis 2030	
P324	M512	Witten – Hattingen	Leitung	AMP	NW				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbesei- lung		18	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P325	M520	Dahlem – Niederstedem	Leitung	AMP	NW, RP						x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		59	bis 2030	
P327	M522	Phasenschiebertransformatoren im Ruhrgebiet	Anlage	AMP	NW				x	x	x	x	Netzoptimierung			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P328	M534	Fedderwarden – Großbritannien	Leitung	TTG	NI		✓		x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	200		2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
P333	M553	Verstärkung Eichstetten – Kühmoos	Leitung	TNG	BW				x		x		Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbesei- lung		84	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M554	Eichstetten – Schwörstadt	Leitung	TNG	BW				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbesei- lung		80	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M555	Schwörstadt – Kühmoos	Leitung	TNG	BW				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbesei- lung		10	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P345	M556	Querregeltransformatoren (PST) inkl. Anlagenumstrukturierung UW Hamburg/ Ost	Anlage	50HzT	HH				x	x	x	x	Netzoptimierung			2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		Ausbau	Bestand		
P346	M557	PST Haneckenfähr	Anlage	AMP	NI				x	x	x	x	Netzoptimierung			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P347	M558	PST Oberzier	Anlage	AMP	NW				x	x	x	x	Netzoptimierung			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P348	M559	PST Wilster/West	Anlage	TTG	SH				x	x	x	x	Netzoptimierung			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P349	M560	PST Würgau	Anlage	TTG	BY				x	x	x	x	Netzoptimierung			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P350	M561	PST Pulverdingen	Anlage	TNG	BW				x	x	x	x	Netzoptimierung			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P352	M531	PST Grohnde	Anlage	TTG	NI				x	x	x	x	Netzoptimierung			2030	
P353	M532	PST Twistetal	Anlage	TTG	HE				x	x	x	x	Netzoptimierung			2025	
P354	M533	PST Wahle	Anlage	TTG	NI				x	x	x	x	Netzoptimierung			2030	
P355	M599	Netzverstärkung Neuenhagen – Eisenhüttenstadt – Preilack	Leitung	50HzT	BB				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisauf- und Umbeseilung		125	2030	
P357	M566	Querreglertransformatoren (PST) inkl. Anlagenumstrukturierung UW Güstrow	Anlage	50HzT	MV				x	x	x	x	Netzverstärkung: horizontal			2025	
P358	M567	Schrägregler Lauchstädt, Eula und Weida	Anlage	50HzT	SN, TH, ST				x	x	x	x	Netzverstärkung: horizontal			2030	
	M570	Netzverstärkung Weida – Herlasgrün	Leitung	50HzT	SN, TH				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		32	2030	
P359	M571	Netzverstärkung Osterburg – Stendal/West – Wolmirstedt	Leitung	50HzT	ST				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisauf- und Umbeseilung		67	2030	



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		Ausbau	Bestand		
P359	M582a	Anlage Osterburg	Anlage	50HzT	ST				x	x	x	x	Netzausbau: horizontal, vertikal			2030	
	M582b	Leitungsanbindung Osterburg	Leitung	50HzT	ST				x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	2		2030	
P360	M464	Blindleistungskompensationsanlage UW Lauchstädt	Anlage	50HzT	ST				x	x	x	x	Netzverstärkung: horizontal			2025-2030	
	M595a	Blindleistungskompensationsanlage UW Altenfeld	Anlage	50HzT	TH				x	x	x	x	Netzverstärkung: horizontal			2025-2030	
	M595b	Blindleistungskompensationsanlage UW Röhrsdorf	Anlage	50HzT	SN				x	x	x	x	Netzverstärkung: horizontal			2025-2030	
	M595c	Blindleistungskompensationsanlage UW Ragow	Anlage	50HzT	BB				x	x	x	x	Netzverstärkung: horizontal			2025-2030	
	M595d	Blindleistungskompensationsanlage UW Siedenbrünzow	Anlage	50HzT	MV				x	x	x	x	Netzverstärkung: horizontal			2025-2030	
	M595e	Blindleistungskompensationsanlage Netzregion Hamburg	Anlage	50HzT	HH				x	x	x	x	Netzverstärkung: horizontal			2025-2030	
	M595f	Blindleistungskompensationsanlage UW Neuenhagen	Anlage	50HzT	BB				x	x	x	x	Netzverstärkung: horizontal			2025-2030	
	M595g	Dynamische Blindleistungskompensationsanlagen	Anlage	50HzT					x	x	x	x	Netzverstärkung und -ausbau: horizontal			2030	
	M595h	Dynamische Blindleistungskompensationsanlagen	Anlage	50HzT								x	Netzverstärkung und -ausbau: horizontal			2035	
P361	M470a	Einschleifung Großschwabhäusern	Leitung	50HzT	TH				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse	4		2030	
	M470c	Anlage Großschwabhäusern	Anlage	50HzT	TH				x	x	x	x	Netzverstärkung: horizontal			2030	



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		Ausbau	Bestand		
P362	M452b	380-kV-Anlage Delitzsch	Anlage	50HzT	SN				x	x	x	x	Netzausbau: horizontal			2030	
	M452c	Leitungsanschluss Delitzsch	Leitung	50HzT	SN				x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	1		2030	
P363	M449	Grabowhöfe	Anlage	50HzT	MV				x	x	x	x	Netzausbau: horizontal			2030	
	M581	Suchraum Stadt Landsberg	Anlage	50HzT	ST				x	x	x	x	Netzausbau: horizontal			2030	
P365	M583	Netzbooster Pilotanlage Audorf/Süd – Ottenhofen	Anlage	TTG	SH, BY				x	x	x	x	Netzoptimierung			2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P401	M601	Arpe – Dauersberg	Leitung	AMP	NW, RP				x	x	x	x	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse, Neubau in bestehender Trasse	52	118	bis 2030	
P402	M602	Westerkappeln – Gersteinwerk	Leitung	AMP	NW						x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	88,5		bis 2030	
P403	M603	Hattingen – Linde	Leitung	AMP	NW				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		25	bis 2030	
P404	M604	Gersteinwerk – Unna – Wambel	Leitung	AMP	NW						x	x	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse, Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung	6,5	25	bis 2030	
P405	M605	Büscherhof – Walsum – Uerdingen	Leitung	AMP	NW				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		17	bis 2030	
P406	M606	Aach – Bofferdange	Leitung	AMP	SL		✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		10	2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P408	M620	Zubeseilung Pkt. Günnigfeld – Pkt. Wanne	Leitung	AMP	NW						x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		6	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M621	Eiberg – Bochum	Leitung	AMP	NW						x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		13	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		Ausbau	Bestand		
P408	M622	Bochum – Hattingen	Leitung	AMP	NW							x	x		12	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P409	M623	Limburg – Kriftel	Leitung	AMP	HE				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		57	bis 2030	
P410	M624	Phasenschiebertrafo-Transformatoren in Enniger	Anlage	AMP	NW				x	x	x	x	Netzoptimierung			2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P412	M412a	Q-Kompensationsanlagen Phasenschieber	Anlage	AMP	BY, BW, SL				x	x	x	x	Netzausbau: horizontal			2019-2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M412b	Q-Kompensationsanlagen STATCOM	Anlage	AMP	NW, NS, RP				x	x	x	x	Netzausbau: horizontal			2019-2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M412c	Q-Kompensationsanlagen Spulen	Anlage	AMP	NW, HE				x	x	x	x	Netzausbau: horizontal			2019-2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M412d	Q-Kompensationsanlagen MSCDN	Anlage	AMP	NW, BY				x	x	x	x	Netzausbau: horizontal			2019-2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M412e	Stationär spannungshebende Q-Kompensationsanlagen aus den Stabilitätsuntersuchungen bis 2030	Anlage	AMP	NI, NW, HE, RP, SL, BW, BY				x	x	x		Netzausbau: horizontal			2030	
	M412f	Stationär spannungsenkende Q-Kompensationsanlagen aus den Stabilitätsuntersuchungen bis 2030	Anlage	AMP	NI, NW, HE, RP, SL, BW, BY				x	x	x		Netzausbau: horizontal			2030	
	M412g	Regelbare Q-Kompensationsanlagen aus den Stabilitätsuntersuchungen bis 2030	Anlage	AMP	NI, NW, HE, RP, SL, BW, BY				x	x	x		Netzausbau: horizontal			2030	



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		Ausbau	Bestand		
P412	M412h	Stationär spannungshebende Q-Kompensationsanlagen aus den Stabilitätsuntersuchungen nach 2030	Anlage	AMP	NI, NW, HE, RP, SL, BW, BY							x	Netzausbau: horizontal			2035	
	M412i	Stationär spannungs-senkende Q-Kompensationsanlagen aus den Stabilitätsuntersuchungen nach 2030	Anlage	AMP	NI, NW, HE, RP, SL, BW, BY							x	Netzausbau: horizontal			2035	
	M412j	Regelbare Q-Kompensationsanlagen aus den Stabilitätsuntersuchungen nach 2030	Anlage	AMP	NI, NW, HE, RP, SL, BW, BY							x	Netzausbau: horizontal			2035	
P413	M596	Doppeleinschleifung Klostermansfeld	Leitung	50HzT	ST				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		1	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P420	M630	Punkt Reichen-eck – Punkt Rommelsbach	Leitung	TNG	BW				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		2,3	2030	
P421	M631	Einführung UW Trossingen	Leitung	TNG	BW							x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		1,2	2035	
P423	M641	Gurtweil – Beuren	Leitung	TNG	BW				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		77,4	2030	
	M642	Einschleifung Engstlatt – Kühmoos – Villingen in Gurtweil	Leitung	TNG	BW				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		2	2030	
P424	M644	Netzverstärkung Grünkraut – Herbertingen	Leitung	TNG	BW				x	x	x		Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		41,1	2030	
P425	M640	Pkt. Hüfingen Trossingen – Beuren	Leitung	TNG	BW				x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	30		2030	



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

6.4 Realisierte Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2030 (2017)

Tabelle 32: Realisierte Maßnahmen des NEP 2030 (2017)

Projekt-nummer im NEP 2030 (2017)	Projekt	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km	
					Ausbau	Bestand
50HzT-001	Netzausbau: Neubau Höchstspannungsleitung Vieselbach – Redwitz, Teilabschnitt Thüringen	Altenfeld – Redwitz (Landesgrenze TH/BY)	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	26	
50HzT-003	Netzverstärkung und ausbau: Neubau Höchstspannungsleitung Neuenhagen – Bertikow/Vierraden – Krajnik (PL)	Vierraden	Anlage	Netzausbau: vertikal		
50HzT-005	Netzverstärkung: Erhöhung der Übertragungskapazität im Umspannwerk Wolmirstedt	Wolmirstedt	Anlage	Netzverstärkung: horizontal		
50HzT-007	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau Höchstspannungsleitung Neuenhagen – Wustermark (als 1. Teil des Berliner Rings) in bestehender Trasse im Raum Berlin und Erweiterung von Umspannwerken	Wustermark	Anlage	Netzausbau: horizontal		
50HzT-031	Netzverstärkung und -ausbau: Erhöhung und Ausbau der Übertragungskapazität im Umspannwerk Hamburg/Nord	Hamburg/Nord	Anlage	Netzverstärkung: horizontal		
50HzT-P128	Netzausbau: 380/380-kV-Querregeletransformatoren in Vierraden und Röhrsdorf	Vierraden 1. und 2. PST	Anlage	Netzausbau: horizontal		
50HzT-P128	Netzausbau: 380/380-kV-Querregeletransformatoren in Vierraden und Röhrsdorf	Röhrsdorf	Anlage	Netzausbau: horizontal		
AMP-002	Netzverstärkung im westlichen Ruhrgebiet	Pkt. Ackerstraße – Pkt. Mattlerbusch	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		3
AMP-012	Netzverstärkung östliches Ruhrgebiet	Mengede – Punkt Herne	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		17
AMP-012	Netzverstärkung östliches Ruhrgebiet	Punkt Herne – Punkt Wanne	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		3
AMP-013	Netzverstärkung Niederrhein – Doetichem (NL) zur Erhöhung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität	Niederrhein – Punkt Lackhausen	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		3,5
AMP-013	Netzverstärkung Niederrhein – Doetichem (NL) zur Erhöhung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität	Isselburg – Bundesgrenze (NL)	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	2	
AMP-013	Netzverstärkung Niederrhein – Doetichem (NL) zur Erhöhung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität	Punkt Lackhausen – Punkt Wittenhorst	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		14,5



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt- nummer im NEP 2030 (2017)	Projekt	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km	
					Ausbau	Bestand
AMP-013	Netzverstärkung Niederrhein - Doetichem (NL) zur Erhöhung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität	Punkt Wittenhorst – Millingen-Isselburg	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		10
AMP-014	Netzverstärkung und -ausbau in der Region Westliches Rheinland	Selbeck 380/110-kV-Transformator	Anlage	Netzausbau: vertikal		
AMP-014	Netzverstärkung und -ausbau in der Region Westliches Rheinland	Utfort 380/110-kV-Transformator	Anlage	Netzausbau: vertikal		
AMP-018	Netzverstärkung zwischen Rommerskirchen und Sechtem	Sechtem Schaltanlage	Anlage	Netzverstärkung: für Dritte		
AMP-019	Netzverstärkung zum Anschluss eines Kraftwerks am Standort Lünen	Lippe Schaltanlage	Anlage	Netzverstärkung: für Dritte		
AMP-020	Netzverstärkung zwischen Kriftel (Amprion) und Punkt Obererlenbach (TenneT)	Abzweig Kriftel – Punkt Obererlenbach	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		10
AMP-020	Netzverstärkung zwischen Kriftel (Amprion) und Punkt Obererlenbach (TenneT)	Kriftel – Abzweig Kriftel	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	1	
AMP-028	Netzverstärkung und -ausbau zum Netzananschluss des Kraftwerks am Standort Herne	Eiberg 380/110-kV-Transformator	Anlage	Netzausbau: für Dritte		
AMP-029	Netzausbau zum Anschluss eines Kraftwerkes am Standort Krefeld-Uerdingen	Uerdingen Schaltanlage	Anlage	Netzausbau: für Dritte		
AMP-033	Netzausbau zur Versorgung der Pfalzwerke Netz GmbH	Schaltanlage Lamsheim	Anlage	Netzverstärkung: vertikal		
AMP-033	Netzausbau zur Versorgung der Pfalzwerke Netz GmbH	Lamsheim 380/110-kV-Transformator	Anlage	Netzausbau: vertikal		
AMP-034	Netzausbau in Kusenhurst, Büscherhof, Weißenthurm und Kriftel zur Blindleistungskompensation	Kriftel SVC	Anlage	Netzausbau: horizontal		
AMP-034	Netzausbau in Kusenhurst, Büscherhof, Weißenthurm und Kriftel zur Blindleistungskompensation	Kriftel MSCDN	Anlage	Netzausbau: horizontal		
AMP-034	Netzausbau in Kusenhurst, Büscherhof, Weißenthurm und Kriftel zur Blindleistungskompensation	Weißenthurm MSCDN	Anlage	Netzausbau: horizontal		
AMP-034	Netzausbau in Kusenhurst, Büscherhof, Weißenthurm und Kriftel zur Blindleistungskompensation	Kusenhurst MSCDN	Anlage	Netzausbau: horizontal		
AMP-P30	Netzverstärkung in Westfalen	Hamm/Uentrop – Kruckel	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		60



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt- nummer im NEP 2030 (2017)	Projekt	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km	
					Ausbau	Bestand
AMP-P100	Netzausbau Duisburg – Walsum	380/220-kV-Transformator Walsum (Ausbau einer bestehenden Anlage)	Anlage	Netzausbau: horizontal		
AMP-P110	Netzausbau Vorgebirge – Sechtem	380/220-kV-Transformator Sechtem	Anlage	Netzausbau: horizontal		
AMP-P160	Netzausbau Pulheim	380/220-kV-Transformator Brauweiler	Anlage	Netzausbau: horizontal		
TNG-006	Netzoptimierung und -verstärkung: Schaffung einer 380-kV-Verbindung Hoheneck – Punkt Rommelsbach (Amprion-Leitung Hoheneck – Herbertingen, Mast 224A)	Hoheneck – Punkt Rommelsbach	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		1
TNG-006	Netzoptimierung und -verstärkung: Schaffung einer 380-kV-Verbindung Hoheneck – Punkt Rommelsbach (Amprion-Leitung Hoheneck – Herbertingen, Mast 224A)	Hoheneck – Punkt Rommelsbach	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		5
TTG-004	Netzausbau: Erhöhung der Transitzapazitäten zwischen Thüringen und Bayern/Teilabschnitt Bayern (Frankenleitung)	Altenfeld (Landesgrenze TH/ BY) – Redwitz	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	31	
TTG-005	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung Kassø – Audorf/Süd – Hamburg/Nord – Dollern	Audorf/Süd – Hamburg/Nord	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		70
TTG-005	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung Kassø – Audorf/Süd – Hamburg/Nord – Dollern	Audorf/Süd 380/220-kV-Transformator	Anlage	Netzausbau: horizontal		
TTG-005	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung Kassø – Audorf/Süd – Hamburg/Nord – Dollern	Audorf/Süd 380/110-kV-Transformator	Anlage	Netzverstärkung: vertikal		
TTG-005	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung Kassø – Audorf/Süd – Hamburg/Nord – Dollern	380/110-kV-UW Kummerfeld	Anlage	Netzausbau: vertikal		
TTG-007	Netzausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Dörpen/ West und Niederrhein (Punkt Mep-pen)	Dörpen/West Schaltanlage	Anlage	Netzausbau: horizontal		
TTG-013	Netzverstärkung: Erhöhung der Übertragungskapazität einer 380-kV-Kupplung zwischen zwei Schaltanlagen in Brunsbüttel	Kupplung Brunsbüttel	Anlage	Netzverstärkung: horizontal		
TTG-018	Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen	Audorf/Süd Spulen	Anlage	Netzausbau: horizontal		
TTG-018	Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen	Bergrheinfeld West Spulen	Anlage	Netzausbau: horizontal		
TTG-018	Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen	Bergrheinfeld West MSCDN	Anlage	Netzausbau: horizontal		



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt- nummer im NEP 2030 (2017)	Projekt	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km	
					Ausbau	Bestand
TTG-018	Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen	Stadorf MSCDN	Anlage	Netzausbau: horizontal		
TTG-018	Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen	Wahle Spule	Anlage	Netzausbau: horizontal		
DC2	HGÜ-Verbindung von Nordrhein-Westfalen nach Baden-Württemberg (Ultranet)	Transformator Meckenheim	Anlage	Netzausbau: vertikal		
P46	Netzverstärkung zwischen Redwitz und Schwandorf (Ostbayernring)	Redwitz 380/110-kV-Transformator	Anlage	Netzverstärkung: vertikal		
P46	Netzverstärkung zwischen Redwitz und Schwandorf (Ostbayernring)	Etzenricht 380/220-kV-Transformator	Anlage	Netzverstärkung: horizontal		
P53	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Raitersaich, Ludersheim, Sittling und Altheim	Irsching 380/110-kV-Transformator	Anlage	Netzverstärkung: vertikal		
P56	Erhöhung der Übertragungsfähigkeit im Raum Hamburg	2. Dreibein Brunsbüttel	Anlage	Netzverstärkung: horizontal		
P67	Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich	Altheim 380/110-kV-Transformator	Anlage	Netzverstärkung: vertikal		
P67	Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich	Altheim 380/220-kV-Transformator	Anlage	Netzausbau: horizontal		
P67	Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich	Simbach 380/110-kV-Transformatoren	Anlage	Netzausbau: vertikal		
P74	Netzverstärkung und -ausbau in Bayerisch Schwaben	Woringen 380/110-kV-Transformator	Anlage	Netzausbau: vertikal		
P104	Netzausbau zur Aufnahme von EE-Einspeisung in das Übertragungsnetz in Kottigerhook	Kottigerhook 380/110-kV-Transformator	Anlage	Netzausbau: vertikal		
P105	Netzausbau zur Aufnahme von EE-Einspeisung in das Übertragungsnetz in Niederstedem	Niederstedem 380/110-kV-Transformator	Anlage	Netzausbau: vertikal		
P127	Horizontale Netzverstärkung: Regionale Maßnahmen in der Regelzone 50Hertz	Heinersdorf 380/110-kV-Transformator	Anlage	Netzausbau: vertikal		
P127	Horizontale Netzverstärkung: Regionale Maßnahmen in der Regelzone 50Hertz	Lubmin 380/220-kV-Transformator	Anlage	Netzausbau: horizontal		
P208	Umspannwerk Metzingen	Metzingen Aufstellen eines Transformators	Anlage	Netzausbau: vertikal		
P209	Umspannwerk Großgartach	Großgartach Aufstellen eines Transformators	Anlage	Netzausbau: vertikal		



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands**6.5 Übersichten der im FEP und O-NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands**

Die ÜNB informieren im NEP über den Stand der Umsetzung der Offshore-Netzanbindungsmaßnahmen. Gemäß den Vorgaben in § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 4 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sind die Angaben zum Stand der Umsetzung des vorhergehenden NEP verpflichtender Bestandteil des NEP (siehe Tabelle 33). Da der vorliegende NEP erstmalig die Offshore-Anbindungsleitungen integriert, ergeben sich die hierfür zu betrachtenden Maßnahmen nicht aus dem vorhergehenden NEP, sondern aus dem (letztmalig erstellten) Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) 2030 (2017), unter Berücksichtigung des aktuellen Verfahrensstandes des Flächenentwicklungsplans (FEP).

Darüber hinaus informieren die ÜNB zum Stand der Umsetzung von Offshore-Netzanbindungssystemen, die aufgrund einer älteren Rechtslage (§ 118 Abs. 12 EnWG i. V. m. § 17 Abs. 2a EnWG a. F.) realisiert wurden oder noch realisiert werden (siehe Tabelle 34). Diese Angaben sind nicht verpflichtender Bestandteil des NEP und haben rein informatorischen Charakter. Des Weiteren werden alle Offshore-Netzanbindungen des Zubaunetzes und deren Bedarf in den jeweiligen Szenarien dargestellt (siehe Tabelle 35).

Die für die einzelnen Maßnahmen angegebenen Termine für den „Beginn der Umsetzung“ und den „geplanten Zeitpunkt der Fertigstellung“ beziehen sich *ausschließlich auf die Phase der Errichtungszeit eines AC- bzw. DC-Netzanbindungssystems. Die Phasen der Planungs- und Zulassungszeiten sind hierin nicht inkludiert (siehe auch Kapitel 3).*

Der Stand der Umsetzung einer Offshore-Netzanbindungsmaßnahme wird mithilfe der folgenden Kategorien berichtet:

- keine Angabe = noch keine Aktivitäten,
- 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren,
- 2: Genehmigungsverfahren begonnen,
- 3: Projekt befindet sich im Vergabeprozess,
- 4: Maßnahme befindet sich in Bauvorbereitung oder im Bau (Beginn der Umsetzung gemäß § 17b Abs. 2 EnWG erfolgt),
- 5: Maßnahme wurde realisiert.

Die Abweichungen zur Kategorisierung der Onshore-Maßnahmen (siehe Einleitung von Kapitel 6) erfolgt aufgrund von Besonderheiten bei der Umsetzung von Offshore-Vorhaben insbesondere gemäß § 17d Abs. 2 EnWG.



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Tabelle 33: Stand der Umsetzung von Offshore-Netzanbindungsmaßnahmen (Maßnahmen basierend auf bestätigtem O-NEP)

Projekt	Bezeichnung des Projekts	gültige Bestätigung			Stand erster Entwurf NEP 2030 (2019) Szenario B 2030		Stand der Umsetzung
		maßgebliche Bestätigung	Netzverknüpfungspunkt	Beginn der Umsetzung / geplante Fertigstellung	Netzverknüpfungspunkt	Beginn der Umsetzung / geplante Fertigstellung	
NOR-1-1	HGÜ-Verbindung NOR-1-1 (DoWin5)	O-NEP 2025	Halbmond oder Emden / Ost	2019 / 2024	Emden / Ost	2019 / 2024	3
NOR-3-2	HGÜ-Verbindung NOR-3-2 (DoWin4)	O-NEP 2030 (2017)	Hanekenfähr	2023 / 2028	Hanekenfähr	2023 / 2028	1
NOR-3-3	HGÜ-Verbindung NOR-3-3 (DoWin6)	O-NEP 2025	Emden / Ost	2018 / 2023	Emden / Ost	2017 / 2023	4
NOR-5-2*	HGÜ-Verbindung NOR-5-2 (SylWin2)	O-NEP 2030 (2017)	Büttel				
NOR-7-1	HGÜ-Verbindung NOR-7-1 (BorWin5)	O-NEP 2025	Cloppenburg	2020 / 2025	Cloppenburg	2020 / 2025	2
NOR-7-2	HGÜ-Verbindung NOR-7-2 (BorWin6)	O-NEP 2030 (2017)	Hanekenfähr	2025 / 2030	Büttel	2022 / 2027	1
OST-1-1	AC-Verbindung OST-1-1 („Westlich Adlergrund“)	O-NEP 2013	Lubmin	2014 / 2017	Lubmin	2014 / 2018	5
OST-1-2	AC-Verbindung OST-1-2 („Westlich Adlergrund“)	O-NEP 2013	Lubmin	2014 / 2017	Lubmin	2014 / 2019	4
OST-1-3	AC-Verbindung OST-1-3 („Westlich Adlergrund“)	O-NEP 2013	Lubmin	2015 / 2018	Lubmin	2014 / 2019	4
OST-2-1	AC-Verbindung OST-2-1	O-NEP 2030 (2017)	Lubmin	2018 / 2021	Lubmin	2018 / 2021	3
OST-2-2	AC-Verbindung OST-2-2	O-NEP 2030 (2017)	Lubmin	2018 / 2021	Lubmin	2018 / 2021	3
OST-2-3	AC-Verbindung OST-2-3	O-NEP 2030 (2017)	Lubmin	2018 / 2022	Lubmin	2018 / 2022	3
OST-2-4**	HGÜ-Verbindung OST-2-4	O-NEP 2030 (2017)	Suchraum Gemeinden Siedenbrünzow / Alt Tellin / Bartow	2022 / 2027			
OST-6-1***	AC/DC-Verbindung OST-6-1	O-NEP 2030 (2017)	Suchraum Gemeinden Sanitz / Dettmannsdorf	2024 / 2029			

* Bestätigung unter Vorbehalt einer in der Ausschreibung bezuschlagten Gebotsmenge gem. § 34 Abs. 1 Nr. 2 lit. b WindSeeG. Keine bezuschlagte Gebotsmenge in den beiden Offshore-Auktionen in den Jahren 2017 und 2018 nach § 26 Abs. 1 WindSeeG. Nach aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans wird zudem die Genehmigungsfähigkeit eines Offshore-Windparks auf der Fläche im Gebiet 5, die durch das Projekt NOR-5-2 hätte angeschlossen werden müssen, aufgrund naturschutzfachlicher Bedenken durch das BSH geprüft. Das Projekt NOR-5-2 ist daher nicht Bestandteil des NEP 2030 (2019).

** Wird im Entwurf des FEP und im NEP 2030 (2019) als OST-1-4 in AC-Technologie mit einer geplanten Fertigstellung in 2026 ausgewiesen. In der weiteren Erstellung und Aktualisierung des FEP können sich zusätzliche Potenziale in den Gebieten O-1, O-2 und O-4 ergeben, zu deren Erschließung wäre dann die bereits im O-NEP 2030 (2017) enthaltene Anschlusslösung in DC-Technologie geeignet.

*** Dieses Projekt wurde im O-NEP 2030 (2017) als OST-3-3 ausgewiesen. Das Netzanbindungssystem OST-6-1 wird derzeit im Entwurf des FEP nicht ausgewiesen und wird daher im ersten Entwurf des NEP 2030 (2019) nicht betrachtet.



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Tabelle 34: Stand der Umsetzung von Offshore-Netzanbindungsprojekten (Projekte basierend auf Rechtslage vor 28.12.2012)

Projekt	Bezeichnung des Projekts	Netzverknüpfungspunkt	geplante Fertigstellung	Stand der Umsetzung
NOR-0-1	AC-Netzanbindungssystem NOR-0-1 (Riffgat)	Emden / Borßum	in Betrieb	5
NOR-0-2	AC-Netzanbindungssystem NOR-0-2 (Nordergründe)	Inhausen	in Betrieb	5
NOR-2-1	AC-Netzanbindungssystem NOR-2-1 (alpha ventus)	Hagermarsch	in Betrieb	5
NOR-2-2	DC-Netzanbindungssystem NOR-2-2 (DoWin1)	Dörpen / West	in Betrieb	5
NOR-2-3	DC-Netzanbindungssystem NOR-2-3 (DoWin3)	Dörpen / West	in Betrieb	5
NOR-3-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-3-1 (DoWin2)	Dörpen / West	in Betrieb	5
NOR-4-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-4-1 (HelWin1)	Büttel	in Betrieb	5
NOR-4-2	DC-Netzanbindungssystem NOR-4-2 (HelWin2)	Büttel	in Betrieb	5
NOR-5-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-5-1 (SylWin1)	Büttel	in Betrieb	5
NOR-6-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-6-1 (BorWin1)	Diele	in Betrieb	5
NOR-6-2	DC-Netzanbindungssystem NOR-6-2 (BorWin2)	Diele	in Betrieb	5
NOR-8-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-8-1 (BorWin3)	Emden / Ost	2019	4
OST-3-1	AC-Netzanbindungssystem OST-3-1 (Kriegers Flak)	Bentwisch	in Betrieb	5
OST-3-2	AC-Netzanbindungssystem OST-3-2 (Kriegers Flak)	Bentwisch	in Betrieb	5

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Tabelle 35: Übersicht Zubau-Offshorenetz *

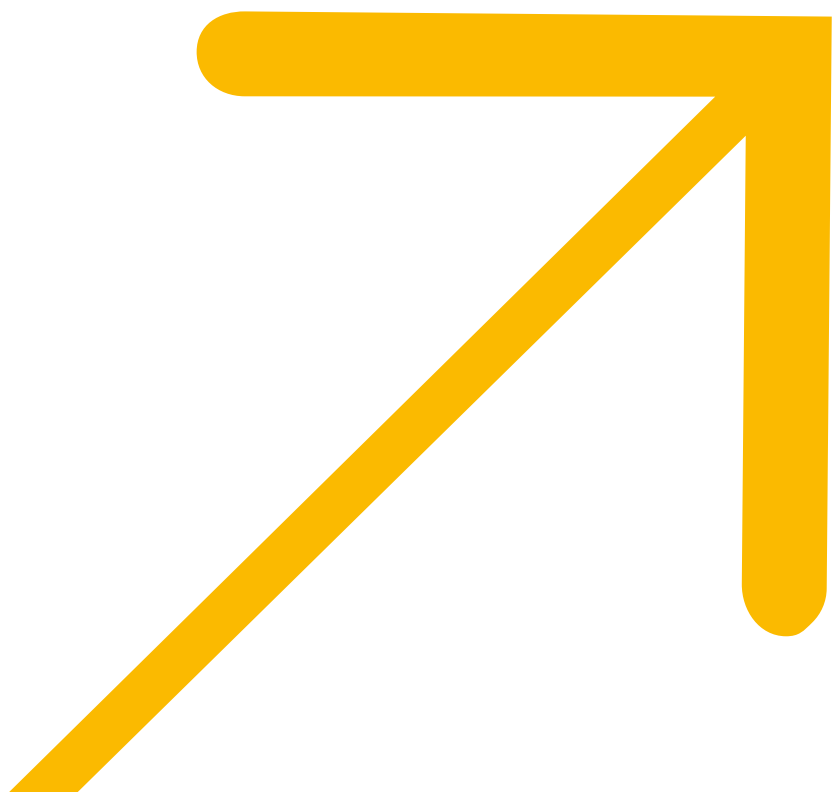
Projekt	M-Nr.	Bezeichnung der Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt	Trassenlänge in km	Übertragungs-kapazität	Szenario (Beginn der Umsetzung / geplante Fertigstellung)		
						A 2030	B 2030 und C 2030	B 2035
NOR-3-2	M14	HGÜ-Verbindung NOR-3-2 (DolWin4)	Hanekenfähr	ca. 220	900	2023/2028	2023/2028	2023/2028
NOR-6-3	M29	HGÜ-Verbindung NOR-6-3 (BorWin4)	Hanekenfähr	ca. 300	979	2024/2029	2024/2029	2024/2029
NOR-7-2	M32	HGÜ-Verbindung NOR-7-2 (BorWin6)	Büttel	ca. 230	900	2022/2027	2022/2027	2022/2027
NOR-9-1	M234	HGÜ-Verbindung NOR-9-1 (BalWin1)	Unterweser	ca. 265	1.000	2023/2028	2024/2029	2024/2029
NOR-9-2	M236	HGÜ-Verbindung NOR-9-2 (BalWin2)	Suchraum Gemeinden Ibbenbüren / Mettingen / Westerkappeln	ca. 360	1.000	nach 2025 / nach 2030 **	nach 2025 / nach 2030 **	nach 2025 / nach 2030 **
NOR-10-1	M231	HGÜ-Verbindung NOR-10-1 (BalWin4)	Suchraum Gemeinden Ibbenbüren / Mettingen / Westerkappeln	ca. 370	1.000	nach 2025 / nach 2030 **		nach 2025 / nach 2030 **
NOR-10-2	M232	HGÜ-Verbindung NOR-10-2 (BalWin3)	Heide / West	ca. 230	1.000	2024/2029	2025/2030	2025/2030
NOR-11-1	M39	HGÜ-Verbindung NOR-11-1 (LanWin3)	Wilhelmshaven 2	ca. 245	1.100			2029/2034
NOR-11-2	M242	HGÜ-Verbindung NOR-11-2 (LanWin4)	Unterweser	ca. 275	1.200			2030/2035
NOR-12-1	M243	HGÜ-Verbindung NOR-12-1 (LanWin1)	Wilhelmshaven 2	ca. 245	1.200	2025/2030		2027/2032
NOR-12-2	M233	HGÜ-Verbindung NOR-12-2 (LanWin2)	Wehrendorf	ca. 380	1.200	nach 2025 / nach 2030 **		nach 2025 / nach 2030 **
OST-1-4	M73	AC-Verbindung OST-1-4	Suchraum Gemeinden Lubmin / Brünzow / Wusterhusen / Kemnitz	ca. 80	300	2023/2026	2023/2026	2023/2026
OST-7-1	M85	AC-Verbindung OST-7-1 (nördlich Warnemünde)	Suchraum Gemeinde Papendorf	ca. 40	300	2026/2029	2026/2029	2026/2029

* Projekte über 15 GW sind hellblau hinterlegt.

** Erläuterungen zu den möglichen Fertigstellungszeiten befinden sich in den jeweiligen Projektsteckbriefen.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

7 KONSULTATION



7 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 des Netzentwicklungsplans mit einzubeziehen, haben die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) den ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) Strom 2030 (2019) am 04.02.2019 auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht. Anschließend wurde der NEP vom 04.02. bis zum 04.03.2019 zur öffentlichen Konsultation gestellt.³⁸

Jedermann (Privatpersonen, Unternehmen, Organisationen oder Institutionen) konnte in dieser Zeit Stellung nehmen. Alle elektronisch eingegangenen Stellungnahmen, für die eine Einverständniserklärung seitens der Verfasser vorlag, wurden auf www.netzentwicklungsplan.de/de/stellungnahmen-nep-2030-2019 veröffentlicht.

Die Stellungnahmen zum ersten Entwurf haben die ÜNB kategorisiert und eingehend geprüft. Anschließend haben sie den Netzentwicklungsplan 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. 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 906 Stellungnahmen während der Konsultationsphase bei den ÜNB eingegangen. 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.

Von den 906 Stellungnahmen zum ersten Entwurf des NEP 2030 (2019) wurden 763 von Privatpersonen eingereicht, die damit wie in den vergangenen Konsultationen den überwiegenden Teil der Einwender stellen. 143 Stellungnahmen wurden von Institutionen eingereicht. Zum Vergleich: Zum ersten Entwurf des vorhergehenden NEP 2030 (2017) nahmen 1.916 Privatpersonen und 200 Institutionen Stellung. Zusätzlich wurden 17 Stellungnahmen zum Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) 2030 (2017) abgegeben.

Im Vergleich zur Konsultation der ersten Entwürfe des NEP und des O-NEP 2030 (2017), zu denen insgesamt 2.133 Stellungnahmen abgegeben wurden, ist die Gesamtzahl an Beiträgen in der jetzigen Konsultation um rund 57 % zurückgegangen – und das nahezu durchgängig bei allen Absendergruppen. Dabei fällt auf, dass der Rückgang der Stellungnahmen von Privatpersonen in absoluten Zahlen vor allem diejenigen Projekte betrifft, zu denen in den vergangenen Konsultationen der größte Anteil an Stellungnahmen eingegangen war (DC3/4, DC5, P44/P44mod, P53). Das zeigt auch die erheblich niedrigere Zahl an Serienbriefen.

Die Projekte P44/P44mod sowie P53 (Raitersaich – Ludersheim – Sittling – Altheim) bilden anteilmäßig erneut Schwerpunkte der projektbezogenen Einsendungen im Rahmen dieser Konsultation – wenn auch in einem gegenüber dem vorherigen NEP in einem deutlich reduzierten Umfang.

³⁸ Das Kapitel 7 wurde ausführlich überarbeitet. Um die Lesbarkeit zu erleichtern, wurde auf eine kursive Schrift verzichtet.



Tabelle 36: Aufteilung der Stellungnahmen nach Absender

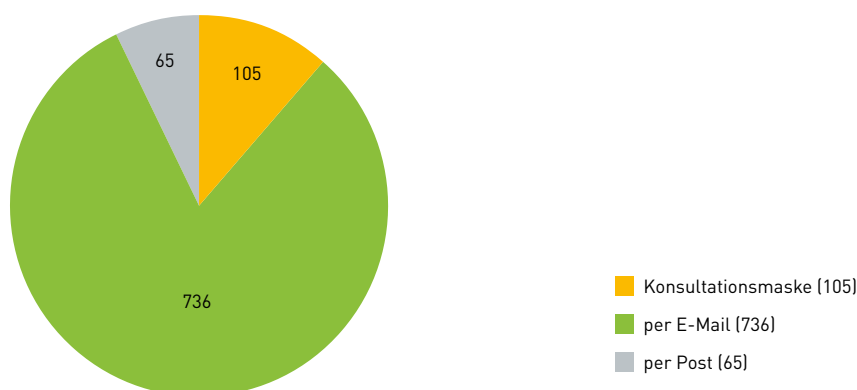
Absender	Anzahl der Stellungnahmen
Privatpersonen	763
Kommunen	69
Bürgerinitiativen	22
Bund/Länder	15
Energieunternehmen	12
Verbände	11
Umwelt- / Naturschutzverbände	7
Sonstige	4
Unternehmen	2
Wissenschaft und Forschung	1

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die mit 82 % absolute Mehrheit der Stellungnahmen (736 Absender) ist via E-Mail eingegangen. Etwa 12 % (105 Absender) haben die Konsultationsmaske auf www.netzentwicklungsplan.de genutzt. Mit 65 Beiträgen wurden nur noch ca. 7 % der Stellungnahmen per Post eingereicht. Dies ist umso bemerkenswerter als dass beim NEP 2030 (2017) noch 61 % der Konsultationsbeiträge postalisch eingereicht wurden.

Insgesamt 763 Teilnehmer haben einer Veröffentlichung ihrer Stellungnahme auf der Internetseite der ÜNB zum Netzentwicklungsplan zugestimmt. Damit ist, trotz der deutlich reduzierten Anzahl an Stellungnahmen gegenüber dem vorherigen NEP, der Anteil der veröffentlichten Stellungnahmen um über 50 % gestiegen, wodurch sich die Transparenz deutlich erhöht.

Abbildung 67: Stellungnahmen nach Übermittlungswegen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



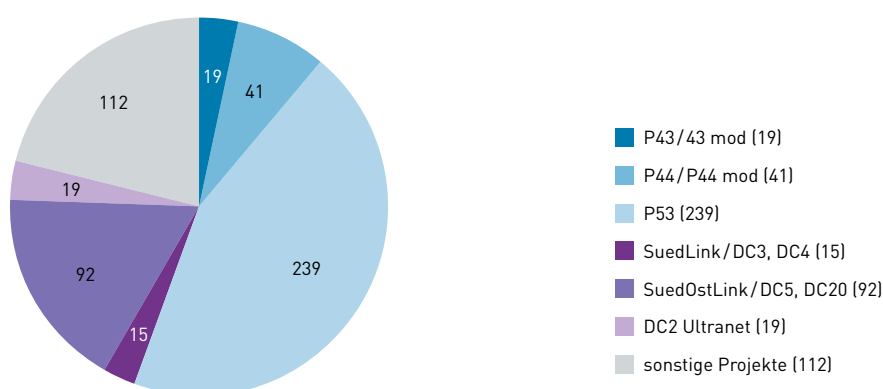
Thematische Schwerpunkte der Konsultation

Auch im Rahmen der jüngsten Konsultation bezog sich erneut eine Vielzahl der Stellungnahmen von Privatpersonen auf konkrete Projekte. Einen Schwerpunkt bildeten dabei erneut die Projekte P53 (239 Einsendungen) sowie P44/P44mod (41 Einsendungen). Darüber hinaus waren das Gleichstrom-Projekt SuedOstLink DC5 mit der Erweiterung DC20 (92 Einsendungen) sowie der für die HGÜ-Verbindung DC2 notwendige Konverter in Meerbusch-Osterath Gegenstand zahlreicher kritischer Konsultationsbeiträge. Die Konzentration der Beiträge auf einige sehr konkrete Projekte hat zur Folge, dass mit rund 680 Stellungnahmen etwa 75 % aller Einsendungen aus der Regelzone von TenneT kamen, die meisten davon wiederum erneut aus Bayern.

Mit 455 Einsendungen konnte etwa die Hälfte der Beiträge dieser Konsultation auf einen durch eine Bürgerinitiative online zur Verfügung gestellten Textkonfigurator zurückgeführt werden. Dieser bot Internetnutzern die Möglichkeit, einen Konsultationsbeitrag auf Basis vorformulierter Textelemente (bspw. zu ökologischen oder volkswirtschaftlichen Aspekten der Netzentwicklung) zusammenzustellen.

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.

Abbildung 68: Stellungnahmen nach Projekten



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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 Bundesnetzagentur (BNetzA) geprüft, erneut öffentlich zur Konsultation gestellt und abschließend bestätigt. Zahlreiche Beiträge von Privatpersonen zeigen, dass die Konsultation zum 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 jeweiligen Kapiteln 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 in der Projektkommunikation berücksichtigt.



Genereller begrüßt wurde die Berücksichtigung von 65 % erneuerbare Energien am Stromverbrauch in allen Szenarien mit Zieljahr 2030 – allerdings wurden die Eingangsgrößen sowie die Ergebnisse der Marktsimulation in diversen Stellungnahmen – sowohl von Privatpersonen als auch von Organisationen – kritisch hinterfragt. Insbesondere geht es dabei auch um die Frage einer Anpassung eines oder mehrere Szenarien an die Ergebnisse der „Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (WSB-Kommission) im zweiten Entwurf. Kritisiert wurde in dem Zusammenhang auch, dass sowohl die Ergebnisse der WSB-Kommission als auch die Vorgaben des Clean Energy Package auf EU-Ebene sowie die Ziele des Pariser Klimaschutzabkommens nicht ausreichend in den Szenarien berücksichtigt wurden.

In diesem Zusammenhang ist grundsätzlich darauf hinzuweisen, dass die ÜNB keine Möglichkeit haben, den von der BNetzA genehmigten Szenariorahmen nachträglich anzupassen. Der am 15.06.2018 von der BNetzA genehmigte Szenariorahmen 2030 (2019) ist als Verwaltungsakt mittlerweile bestandskräftig geworden. Das bedeutet, dass er mit seinen verbindlichen Vorgaben dem NEP 2030 (2019) 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 (2019) auch keine Veränderungen an den Eingangsdaten vorgenommen. Wie bei der Dialogveranstaltung am 12.02.2019 in Berlin angekündigt haben die ÜNB jedoch eine zusätzliche Sensitivität „B 2035 – Kohleausstieg“ berechnet, die einen vollständigen Kohleausstieg gemäß der Prüfempfehlung der WSB-Kommission bereits im Jahr 2035 unterstellt. Die Ergebnisse finden sich in einem kompakten Exkurs im Kapitel 5.3.6.

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 2030 (2019) fand vom 17.01. bis zum 21.02.2018 statt. Der Szenariorahmen für den nächsten NEP wird voraussichtlich im ersten Quartal 2020 zur Konsultation stehen. Die ÜNB werden die zu den Eingangsdaten sowie zum Szenariorahmen eingegangenen Hinweise – beispielsweise zum Klimaschutz, zum konventionellen Kraftwerkspark, zur Differenzierung der Regionalisierung der erneuerbaren Energien (EE), zur stärkeren Berücksichtigung der Sektorenkopplung oder von Power-to-X (PtX) – bei der Erarbeitung des Szenariorahmens für den kommenden NEP berücksichtigen, die im Sommer 2019 startet (siehe hierzu auch Kapitel 2).

Die ÜNB nehmen mit der Erstellung des Entwurfs des Szenariorahmens und des NEP weder Einfluss auf die zukünftige Erzeugungsstruktur, noch auf das Marktdesign. Viele Stellungnahmen kritisieren die rechtlichen, die politischen und die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Themen wie Speicherkapazität, Zubau erneuerbarer Energien oder Laufzeiten von konventionellen Kraftwerken 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 Kraftwerkseinsatzes. 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.

Innovationen

In vielen Stellungnahmen wird die Berücksichtigung innovativer Technologien begrüßt. Weitere Konsultationsteilnehmer fordern aber auch die Konkretisierung des Einsatzes oder sie kritisieren die aus ihrer Sicht noch unzureichende Berücksichtigung innovativer Technologien. Insbesondere die Berücksichtigung von Speichertechnologien wie PtX oder Netzbooster im NEP 2030 (2019) werden positiv hervorgehoben, bedürfen aber nach der Auffassung verschiedener Teilnehmer einer konkreteren Ausgestaltung des Betriebskonzepts. Die ÜNB verweisen bezüglich des Netzbooster-Konzepts auf die Beschreibung im Kapitel 5.2, auf die Erläuterungen zum Szenario B 2025 im Kapitel 5.2.6 sowie auf den gemeinsamen Steckbrief der Netzbooster-Pilotprojekte P360, P411 und P427 im Anhang.



Offshore

Einleitender Hinweis: Da zu den Offshore-spezifischen Themen deutlich weniger Stellungnahmen eingegangen sind als zu den Onshore-seitigen Themen, kann nachfolgend – in Ergänzung zu den Anpassungen im Kapitel 3 – auf diese Stellungnahmen ausführlicher eingegangen werden als dies bei den sonstigen Stellungnahmen zum NEP möglich ist.

Die Basis für den NEP 2030 (2019) bildet der von der BNetzA genehmigte Szenariorahmen zum NEP 2030 (2019) vom 15.06.2018. Dieser sieht einen Gesamtausbau der Offshore-Windenergie für das Zieljahr 2030 in den Szenarien B 2030 und C 2030 von 17 GW sowie für das Szenario A 2030 von 20 GW und für das Szenario B 2035 von 23,2 GW vor.

Einige der Konsultationsteilnehmer merken an, dass die Regionalisierung der Erzeugungsleistung auf Offshore-Windenergie zwischen Nord- und Ostsee nicht sachgerecht sei. Insbesondere wird die Reduktion der Erzeugungsleistung in der Ostsee im Vergleich zu den Planungen im NEP bzw. Offshore-Netzentwicklungsplan 2030 (2017) in Frage gestellt. Aus Sicht dieser Konsultationsteilnehmer sollte in Abhängigkeit des jeweiligen Potenzials für Offshore-Windenergie ein gleichmäßiger Ausbau in Nord- und Ostsee angestrebt werden. Eine einseitige Offshore-Ausbauplanung sollte vermieden werden. Von einem Konsultationsteilnehmer wird die ergebnisoffene Erhöhung des Offshore-Ausbauziels auf 20 GW in allen Szenarien mit dem Zieljahr 2030 gefordert, um den aktuellen Trend der Offshore-Branche hinsichtlich der verbesserten Wettbewerbsfähigkeit widerzuspiegeln. Andere Konsultationsteilnehmer fordern dagegen die Begrenzung des Ausbaus der Offshore-Windenergie auf 10 GW in allen Szenarien bis hin zur Einstellung der Ausbauplanung für die Ostsee. Weitere Konsultationsteilnehmer fordern die Entkopplung vom Szenariorahmen, um eine generelle Flexibilisierung des zeitlichen Rahmens und/oder der Ausbauziele zu erreichen.

Hierzu ist anzumerken, dass die ÜNB dazu verpflichtet sind, den NEP 2030 (2019) auf Grundlage des genehmigten Szenariorahmens zu erarbeiten. Der Szenariorahmen wird auf Basis des Entwurfs des Szenariorahmens durch die ÜNB von der BNetzA öffentlich konsultiert und anschließend durch die BNetzA überarbeitet und genehmigt. Eine Beteiligung der Öffentlichkeit findet im Rahmen der Konsultation zum Szenariorahmen statt.

Kritisch geäußert wurde sich auch zur Systematik von Flächenentwicklungsplan (FEP) des Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) und NEP. Diese wird als zu starr und unflexibel wahrgenommen, da auf aktuelle energiepolitische Entscheidungen zum Offshore-Ausbau oder anderweitigen besonderen Situationen aufgrund der langen Prozessdauern in beiden Plänen nur stark verzögert reagiert werden könne. Die „Überholung“ der Planungen von der Praxis und neuen Entwicklungen wird als kritisch angesehen. Weitere Konsultationsteilnehmer regen an, die Festlegungen zu den Netzanbindungssystemen im FEP kritisch zu hinterfragen und nicht einseitig für NEP zu übernehmen bzw. im NEP unabhängig vom FEP eigene Festlegungen zu treffen. Andere Konsultationsteilnehmer sehen aufgrund des parallelen Erstellungsprozesses eine Notwendigkeit zur zeitlichen und inhaltlichen Synchronisation zwischen NEP und FEP. In Kapitel 3.1.3 werden die gesetzlichen Vorgaben zur Berücksichtigung bestimmter Festlegungen des FEP im NEP sowie die aktuellen zeitlichen Überschneidungen aufgrund der jeweiligen Erstellprozesse dargestellt. Die ÜNB begleiten den Prozess zur Erstellung des FEP kontinuierlich und versuchen, die Synchronisation beider Planwerke zu unterstützen sowie abweichende Darstellungen in beiden Plänen zu vermeiden.

Mehrere Konsultationsteilnehmer merken unter anderem auch an, dass eine Trassenführung der beiden Netzanbindungssysteme NOR-7-2 und NOR-10-2 durch den schleswig-holsteinischen Nationalpark Wattenmeer nicht umsetzbar sei und dem bisherigen Prinzip der „Nord-Süd-Abführung“ von Offshore-Windenergie in der Nordsee widerspreche. Die ÜNB haben sich bei der räumlichen Zuordnung der Netzverknüpfungspunkte zu den Netzanbindungssystemen an den Festlegungen zum Trassenverlauf der Netzanbindungssysteme im aktuellen Stand des FEP orientiert. Die ermittelten Netzverknüpfungspunkte stellen zum Zeitpunkt der im FEP festgelegten Inbetriebnahme der Netzanbindungssysteme die beste Option dar, die eingespeiste Offshore-Windenergie in das landseitige Übertragungsnetz zu integrieren. Maßgabe für die Erstellung des NEP ist daher einzig das EnWG und die darin enthaltenen Kriterien. Die Kriterien gemäß § 5 Abs. 4 WindSeeG (Wind-auf-See-Gesetz) gelten für den FEP. Andere Kriterien wie beispielsweise „Nutzungskonflikte auf einer Fläche“ oder „voraussichtliche tatsächliche Bebaubarkeit“ sind für den NEP daher nicht sachgerecht und können keine Anwendung finden.



Angemerkt wird auch, dass die Entwicklung von Trassen im niedersächsischen Küstenmeer durch den Grenzkorridor III zügig vorangetrieben werden sollte, um die Zielzahlen des Offshore-Ausbaus im NEP 2030 (2019) erreichen zu können. Die ÜNB sind sich der Dringlichkeit der Entwicklung neuer Trassen im Küstenmeer bewusst und arbeiten gemeinsam mit den zuständigen Behörden und Landesministerien an der Entwicklung dieser Trassen.

Einige Konsultationsteilnehmer thematisieren die Auswirkungen des Ausbaus der Offshore-Windenergie und gehen auf einzelne Sachverhalte ein, wie die Erstellung einer Gesamtstrategie mit Berücksichtigung des Naturschutzes, Überprüfung der kumulativen Auswirkungen bzw. Tragfähigkeit und Belastbarkeit von Nord- und Ostsee, Würdigung und Berücksichtigung des Naturschutzes bei Genehmigungsverfahren und Landesraumplanungen. Auch wird darauf aufmerksam gemacht, dass öffentliche und privatrechtliche Belange in die Netzausbauplanung in Nord- und Ostsee stärker berücksichtigt werden sollten.

Viele der thematisierten Beiträge zum Umwelt- und Naturschutz obliegen nicht der Zuständigkeit der ÜNB. Diese können folglich im Rahmen der an der Ermittlung des Ausbaubedarfs orientierten Planung im NEP nur sehr eingeschränkt oder keine Berücksichtigung finden bzw. sind Gegenstand nachgelagerter Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie der strategischen Umweltprüfung im Rahmen des Verfahrens zur Erstellung des FEP. Die ÜNB sind im Rahmen ihres eigenen Wirkens grundsätzlich bestrebt, die Netzanbindungssysteme zum Abtransport der Offshore-Windenergie unter Berücksichtigung des kleinstmöglichen Eingriffs in die Meeres- und Küstenumwelt zu realisieren. Hinsichtlich der Berücksichtigung öffentlicher und privater Belange weisen die ÜNB darauf hin, dass diese bereits Bestandteil des Verfahrens zum FEP ist bzw. in den konkreten Genehmigungsverfahren der Vorhaben berücksichtigt wird.

Auch wird darauf hingewiesen, dass die derzeit in der Branche diskutierten und im Rahmen einer Studie ausgewiesenen Kostensenkungspotenziale, insbesondere in der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungstechnik (HGÜ-Technik), im NEP 2030 (2019) erneut nicht berücksichtigt worden seien. Die Konsultationsbeiträge verweisen zudem auf die mangelnde Transparenz bei der Ermittlung der Kosten des Offshore-Netzausbaus und fordern zudem im Rahmen einer Gesamtkostenbetrachtung eine Ausweisung der Kosten, die durch einen verzögerten oder unterlassenen Offshore-Netzausbau zu erwarten wären.

Die ÜNB haben die genannte Studie bereits im Rahmen der Konsultation des O-NEP 2030 (2017) zur Kenntnis genommen und bemühen sich ihrerseits intensiv um eine Reduzierung der Kosten für die Herstellung und den Betrieb von Offshore-Netzanbindungssystemen. Die in Kapitel 3 ausgewiesenen Kostenpauschalen sind erfahrungsbasierte Durchschnittswerte und sollen für einen Zeitraum von mehr als 20 Jahren Anwendung finden. Derzeit liegen keine hinreichend belastbaren Erkenntnisse vor, die eine dauerhafte Reduzierung der angegebenen Kosten rechtfertigen. Die Herleitung der Kostenpauschalen basiert auf einer Auswertung der historischen Kosten für bereits realisierte und in Betrieb befindliche Netzanbindungssysteme. Eine Offenlegung dieser Kosten ist mit der Wahrung der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der Auftragnehmer der ÜNB nicht vereinbar. Hinsichtlich der Kosten, die durch eine Verzögerung oder gar Unterlassung der Realisierung eines Netzanbindungssystems entstehen würden, weisen die ÜNB auf die Regelungen in § 17e Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) hin. Die ÜNB sind gemäß § 17d EnWG gesetzlich dazu verpflichtet, die Netzanbindungssysteme gemäß den zeitlichen Vorgaben des FEP und des NEP zu realisieren und in Betrieb zu nehmen.

Seitens eines Konsultationsteilnehmers besteht Unklarheit hinsichtlich des weiteren Prozederes bei Offshore-Netzanbindungssystemen und einer möglichen Aufnahme dieser im Bundesbedarfsplan.

Welche Vorhaben aus dem von der BNetzA bestätigten NEP 2030 (2019) in den Bundesbedarfsplan als Anlage zu § 1 Abs. 1 Bundesbedarfsplangesetz aufgenommen werden, entscheidet der Bundesgesetzgeber. Die ÜNB weisen in diesem Zusammenhang auf § 12e EnWG hin.

Die Initiative der ÜNB zur Flexibilisierung der Erreichung der politischen Ausbauziele für die Offshore-Windenergie in 2030 durch die Aufnahme einer Offshore-Sensitivität zur Berücksichtigung der Potenziale im Küstenmeer der Ostsee wird durch mehrere Konsultationsteilnehmer begrüßt. Ein Konsultationsteilnehmer bewertet diese Ausbauoption kritisch, da die im genehmigten Szenariorahmen festgelegten Offshore-Ausbauziele keine Ausbauoption zulassen. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer hingegen würde die Vertiefung der Sensitivität, insbesondere in Bezug auf eine vorzeitige Umsetzung dieser Ausbauoption, begrüßen.



Die ÜNB begrüßen die mehrheitliche Zustimmung zur Offshore-Sensitivität in der Ostsee, weisen aber gleichzeitig darauf hin, dass die Prüfung und Bewertung weiterer Sensitivitäten zum Szenariorahmen (bspw. zur zeitlichen Flexibilisierung der Netzanbindungssysteme) nicht vorgesehen bzw. aufgrund des engen zeitlichen Rahmens zur Erstellung des NEP 2030 (2019) nicht möglich sind.

Weitere Konsultationsteilnehmer fordern die aktuellen Planungen zur Errichtung einer sogenannte „Energie-Insel“ (auch Offshore-Knoten oder North Sea Wind Power Hub) in der Nordsee in den NEP aufzunehmen und stellen u. a. die Sinnhaftigkeit einzelner Netzanbindungssysteme für zukünftige Offshore-Windparks in Frage.

Die ÜNB nehmen diesen Vorschlag zur Kenntnis und werden die Aktivitäten zur Weiterentwicklung des „Energie-Insel“-Konzeptes als Verteilerkreuz in der Nordsee verfolgen. Die ÜNB weisen jedoch gleichzeitig darauf hin, dass der von den verantwortlichen Unternehmen genannte Realisierungszeitraum für die „Energie-Insel“ ab dem Jahr 2030 nicht mit den Zeitrahmen des aktuellen NEP 2030 (2019) kompatibel ist. Sollten die genehmigten Szenarien des nachfolgenden NEP Zeiträume abdecken, die mit dem Realisierungszeitraum der „Energie-Insel“ übereinstimmen, werden die ÜNB, auch im Hinblick auf die Synchronisation mit dem Ten-Year Network Development Plan, eine erneute Prüfung zur Berücksichtigung des „Energie-Insel“-Konzeptes im NEP vornehmen.

Außerdem wird eine Prüfung anderweitiger Technologiekonzepte zur Erhöhung der Übertragungsleistung eines Netzanbindungssystems gefordert, insbesondere durch eine Erhöhung der Spannungsebene auf 525 kV bei den DC-Netzanbindungssystemen der Nordsee.

Die ÜNB stehen einer technologischen Weiterentwicklung der Netzanbindungssysteme in Nord- und Ostsee offen gegenüber und setzen sich bereits aktiv mit der Thematik auseinander, um frühestmöglich innovative Technologiekonzepte in die Umsetzung von Netzanbindungssystemen zu überführen. In diesem Zusammenhang weisen die ÜNB z. B. darauf hin, dass im Rahmen der technologischen Weiterentwicklung seit dem NEP 2030 (2017) nach derzeitigem Planungsstand bereits vor dem Jahr 2026 zwei DC-Netzanbindungssysteme in der Nordsee mit dem sog. 66-kV-Direktanbindungskonzept zum Anschluss der Offshore-Windpark an die Konverterplattform des ÜNB umgesetzt werden sollen.

Eine aktuelle Umfrage der ÜNB bei Kabel- und HGÜ-Herstellern zur Möglichkeit eines 525-kV-DC-Netzanbindungssystems kommt zu dem Ergebnis, dass eine Realisierung ab dem Jahr 2030 prinzipiell möglich erscheint. Dies hänge jedoch von der technologischen Weiterentwicklung auf Seiten der Hersteller ab. Neben den elektrotechnischen Komponenten sind bei einer Erhöhung der Spannungsebene auf 525 kV aus Sicht der ÜNB zudem weitere wichtige Aspekte (Investitions- und Betriebskosten, Transport-Schiffe, Kabelverlege-Werkzeuge, Plattform-Komponenten, wie J-Tubes, etc.) zu berücksichtigen, die Auswirkungen auf die Realisierungsdauer eines Netzanbindungssystems haben können. Die ÜNB weisen zudem darauf hin, dass bei einer Erhöhung der Spannungsebene auf 525 kV die maximale Übertragungsleistung des DC-Kabelsystems vom sog. 2K-Kriterium abhängt, welches bei der Übertragung des seeseitig erzeugten Stromes weiterhin seitens der ÜNB einzuhalten ist. In diesem Zusammenhang führen die ÜNB, auch in Zusammenarbeit mit dem BSH und weiteren Stakeholdern, bereits verschiedene Untersuchungen durch.

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 verschiedenen Stellungnahmen wird das Thema Bündelung mit vorhandenen Infrastrukturen (bestehende Hoch- und Höchstspannungsfreileitungen, Bahnstrecken, Bundesautobahnen) im Sinne einer wahrgenommenen Überbündelung angesprochen. Die ÜNB können dieses Gefühl, das 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 Raumansprüche 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.

Von einigen Bürgerinitiativen wie auch in den Serienbriefen wurde unter anderem der Einwand erhoben, dass der Netzausbau vorwiegend der Einspeisung von Braunkohlestrom diene und dass an der Erzeugung von fossilen Energien und deren Transport festgehalten werden würde. Der vorliegende NEP geht in seinen Szenarien von einem fortgeschrittenen Ausstieg aus der Kohleverstromung aus. Dies gilt insbesondere für die im zweiten Entwurf zusätzlich betrachtete Sensitivität „B 2035 – Kohleausstieg“. Die Ergebnisse dieser Betrachtungen sind in einem Exkurs in Kapitel 5.3.6 dargestellt. Sie zeigen die Notwendigkeit des Netzausbaus auch vor dem Hintergrund eines kompletten Kohleausstiegs.

Wie auch in der vergangenen Konsultation zum NEP 2030 (2017) wurden – 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.



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 bzw. des Erdkabels, die Standorte für die Masten, die zu verwendende Übertragungstechnik, eventuelle Entschädigungs- oder Ausgleichsflächen sowie – soweit vom Gesetzgeber zugelassen – mögliche Erdkabelabschnitte bei AC-Projekten 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 ÜNB sowie der BNetzA:

50Hertz Transmission GmbH: www.50hertz.com

Amprion GmbH: www.amprion.net

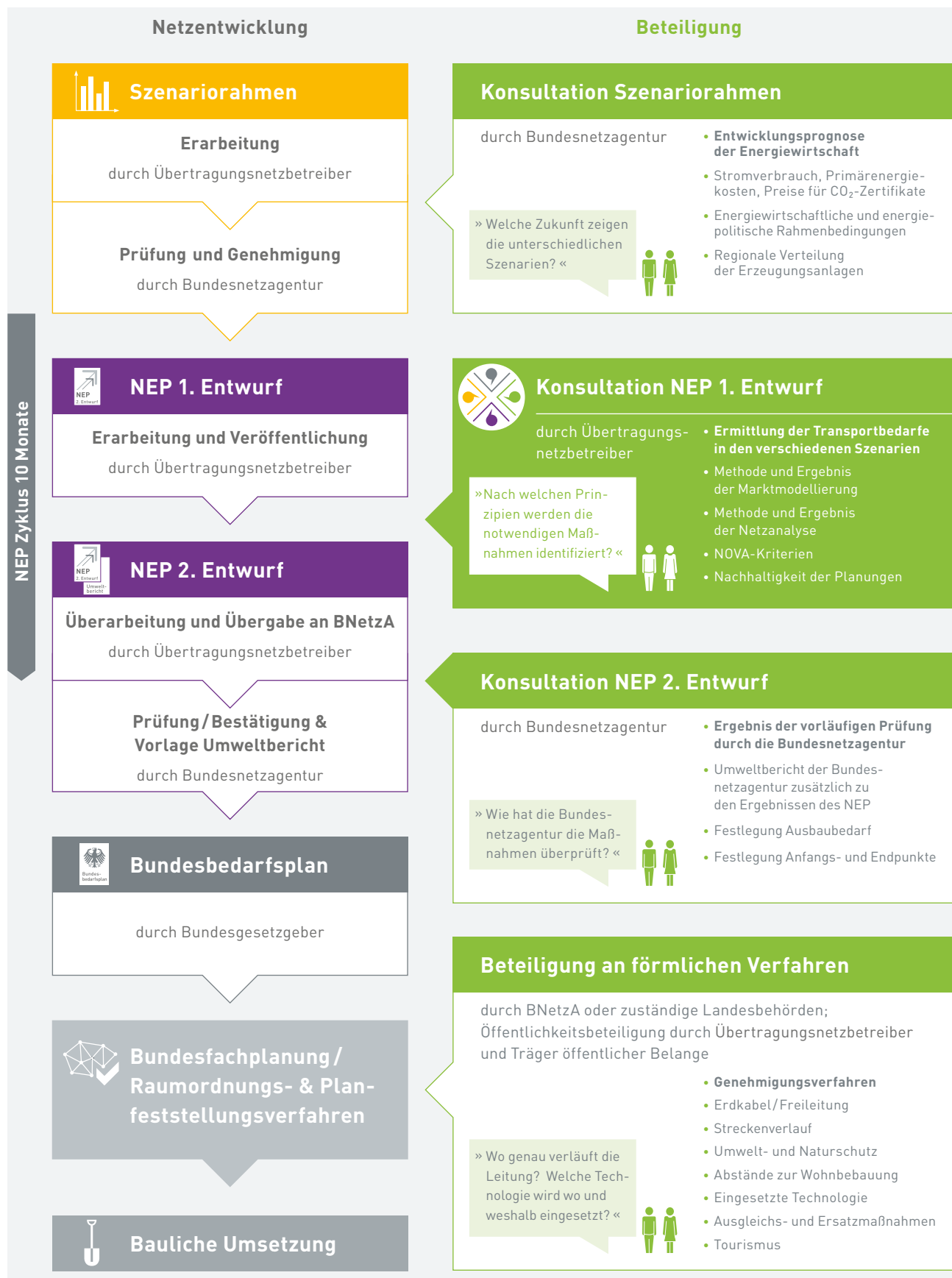
TenneT TSO GmbH: www.tennet.eu

TransnetBW GmbH: www.transnetbw.de

Bundesnetzagentur: www.netzausbau.de



Abbildung 69: Beteiligung an der Planung der Übertragungsnetze

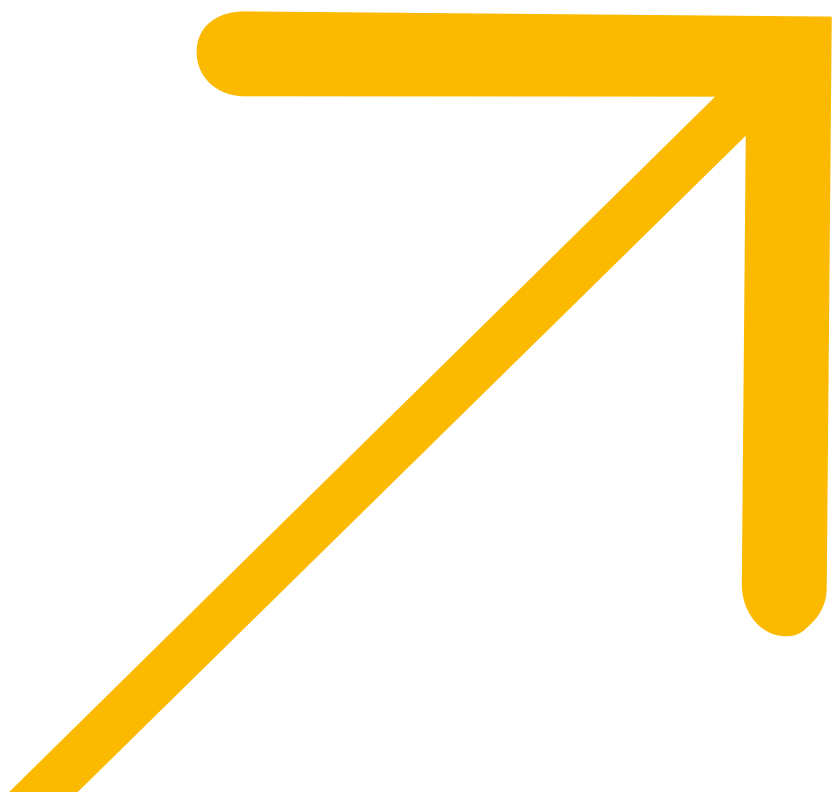




Weiterführende Dokumente und Links

- Gemeinsame Informationsplattform der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan Strom: www.netzentwicklungsplan.de ↗
- Stellungnahmen zum ersten Entwurf NEP 2030, Version 2019: www.netzentwicklungsplan.de/de/stellungnahmen-nep-2030-2019 ↗
- 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 ↗

8 FAZIT



8 FAZIT

Der Netzentwicklungsplan (NEP) 2030 (2019) stellt die Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau im deutschen Strom-Übertragungsnetz sowie der Offshore-Anbindungsleitungen in der ausschließlichen Wirtschaftszone und im Küstenmeer einschließlich der Netzverknüpfungspunkte an Land 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 die Transformation des Energiesektors in Deutschland mit besonderem Fokus auf der Integration erneuerbarer Energien (EE) bis 2030 bzw. 2035 gelingen kann.

Die energiepolitische Zielstellung eines EE-Anteils am Stromverbrauch von 65 % sowie die im genehmigten Szenario-rahmen mit Verweis auf den europäischen Binnenmarkt enthaltenen Vorgaben definieren in Summe eine noch größere Übertragungsaufgabe als im NEP 2030 (2017) mit dem gleichen Zieljahr 2030. Der Szenario-rahmen enthält vor diesem Hintergrund weitreichende Vorgaben, sodass im NEP-Prozess für diese konkreten, sehr ambitionierten Umsetzungspfade der Energiewende Lösungen für das Übertragungsnetz zu erarbeiten sind.

Mit dem NEP 2030 (2019) legen die ÜNB einen Entwurf für die weitere Netzentwicklung vor, bei dem sie ambitioniert an die Entwicklung der eigenen Handlungsbereiche herangehen und gleichzeitig Entwicklungen bei weiteren Akteuren bzw. in anderen Aktionsfeldern der Energiewende voraussetzen.

Der Szenario-rahmen als Ausgangspunkt für den NEP 2030 (2019)

Der von der Bundesnetzagentur (BNetzA) genehmigte Szenario-rahmen für den NEP 2030 (2019) enthält insgesamt fünf Szenarien: Ein Kurzfristszenario B 2025, drei Szenarien mit dem Zieljahr 2030: A 2030, B 2030, C 2030 sowie das Langfristszenario B 2035.

In allen Szenarien für das Zieljahr 2030 wird ein EE-Anteil am Bruttostromverbrauch von 65 % erreicht – und sogar übertroffen. Damit steigt der EE-Anteil gegenüber dem NEP 2030 (2017) deutlich an. Im Szenario B 2030 steigen die EE-Kapazitäten gegenüber dem Szenario B 2030 des NEP 2030 (2017) beispielsweise um rund 50 GW. In den Szenarien wird zwischen den einzelnen EE-Technologien differenziert. Während im Szenario A 2030 der Fokus auf Offshore-Windenergie und in C 2030 auf Photovoltaik gelegt wird, zeigt das Szenario B 2030 im Vergleich einen ausgeglichenen EE-Mix. Die regionale Verteilung der EE-Technologien verändert sich gegenüber dem NEP 2030 (2017) im Wesentlichen nicht. Während Wind on- und offshore insbesondere in Norddeutschland weiter ausgebaut wird, erhöht sich die Leistung aus Photovoltaikanlagen insbesondere in Süddeutschland.

Die installierte Leistung aus Kohlekraftwerken reduziert sich im Betrachtungszeitraum von aktuell etwa 46 GW je nach Szenario auf bis zu 17 GW. Die CO₂-Emissionen für den deutschen Kraftwerkspark sinken zur Einhaltung der sektoralen Klimaschutzziele aus dem Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung gegenüber dem Referenzjahr 1990 in allen Szenarien des Zieljahrs 2030 um mindestens 60 % und im Zieljahr 2035 um über 70 %.

Die am 26.01.2019 vorgestellten Ergebnisse der von der Bundesregierung eingerichteten Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (*WSB-Kommission*) zum Ausstieg aus der Kohleverstromung *konnten im vorliegenden NEP 2030 (2019) noch nicht vollständig* berücksichtigt werden. Der genehmigte Szenario-rahmen hat aber für die Zieljahre 2025, 2030 und 2035 bereits eine signifikante Reduktion des Kohlekraftwerksparks angenommen (s. o.), da die Einsetzung der Kommission zum Zeitpunkt der Genehmigung bereits erfolgt war. *Die von der WSB-Kommission vorgeschlagenen Kohlekraftwerkskapazitäten für 2030 (17 GW) passen recht gut mit den Vorgaben des Szenario-rahmens für B 2030 (19,1 GW) bzw. sogar sehr gut für das Szenario C 2030 (17,1 GW) überein. Darüber hinaus haben die ÜNB im vorliegenden zweiten Entwurf des NEP 2030 (2019) eine Sensitivität für das Szenario B 2035 ohne jegliche Kohlekraftwerkskapazitäten berechnet, um sicherzugehen, dass die für 2030 sowie für das Szenario B 2035 identifizierten Netzentwicklungsmaßnahmen auch im Fall eines kompletten Kohleausstiegs erforderlich sind.*



Gegenüber dem NEP 2030 (2017) steigt die Flexibilisierung der Nachfrageseite (insbesondere durch Power-to-Heat und Power-to-Gas) deutlich an. Die Szenarien unterscheiden sich im Innovationsgrad, welcher von A 2030 (relativ größter konventioneller Kraftwerkspark, relativ kleinster Umfang an Treibern für Sektorenkopplung, Power-to-X-Technologien, Flexibilität und Speicher) über B 2030 (ausgewogener Mix) bis C 2030 (hoher Anteil an Treibern für Sektorenkopplung, Flexibilität, Power-to-X-Technologien und dezentralen sowie zentralen Speichern mit steigendem Stromverbrauch) ansteigt.

Während der Nettostromverbrauch in den urbanen Regionen und angrenzenden Ballungsgebieten steigt, sinkt dieser in den östlichen Bundesländern und den überwiegend ländlichen Regionen. Dies erhöht in manchen Regionen den Übertragungsbedarf zusätzlich.

Die fortschreitende Integration des europäischen Binnenmarktes für Strom wird durch die Umsetzung eines FBMC-Ansatzes sowie der Berücksichtigung der Vorgaben aus dem Szenariorahmen zum ausgeweiteten europäischen Handel detailliert abgebildet.

Ergebnisse der Marktsimulationen

Die Marktsimulationen zum NEP 2030 (2019) verdeutlichen die weiter fortschreitende Transformation des Energiesektors in Bezug auf die Integration erneuerbarer Energien: Wind (on- und offshore) ist der Energieträger mit dem größten Anteil am Energiemix in allen Szenarien. Mit 55 % in 2025 bis 70 % in 2035 weist Deutschland in allen Szenarien im europäischen Vergleich einen hohen Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung auf. Das im Koalitionsvertrag formulierte Ziel eines EE-Anteils von 65 % am Bruttostromverbrauch wird in allen Szenarien für 2030 erreicht – und mit rund 67 – 68 % sogar leicht übertroffen. Im Szenario B 2035 steigt der EE-Anteil auf 73,7 % an.

Die steigende Flexibilisierung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Anwendungen auf der Nachfrageseite fördern die Integration der fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Dennoch kommt es vermehrt zur marktseitigen Einsenkung von EE-Stromerzeugung, welche nicht mehr integriert werden kann. In den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 steigt diese sogenannte Dumped Energy gegenüber dem NEP 2030 (2017) signifikant an, ist im Verhältnis zur gesamten EE-Erzeugung mit 1,9 – 4,3 TWh aber immer noch gering.

Die Volllaststunden der thermischen Erzeugungstechnologien unterscheiden sich in den einzelnen Szenarien bei allen Energieträgern deutlich. Gründe für die Unterschiede sind u. a. die vollständige Flexibilisierung der thermischen Erzeugungsanlagen in Szenario C 2030 sowie die Aufschläge auf die CO₂-Preise in A 2030 (+ 10 €/t CO₂) und B 2035 (+ 28 €/t CO₂). Die Volllaststunden der Braunkohlekraftwerke liegen in allen Szenarien deutlich unter denen im NEP 2030 (2017).

Eine zusätzliche Erhöhung des CO₂-Preises in Deutschland zur Erreichung der im Szenariorahmen festgelegten Emissionsobergrenzen ist nur in den Szenarien A 2030 und B 2035 notwendig. In den übrigen Szenarien wird die Emissionsobergrenze in der Marktsimulation ohne weitere Aufschläge auf den europaweiten CO₂-Preis eingehalten.

In allen Szenarien ist ein starkes innerdeutsches Erzeugungsgefälle zu beobachten. Während in Nord- und Ostdeutschland die überwiegend erneuerbare Erzeugung die lokale Nachfrage um mehr als das Doppelte übertrifft, herrscht in Süd- und Westdeutschland ein Erzeugungsdefizit. Zwischen etwa einem Viertel und der Hälfte der jährlichen Stromnachfrage müssen in diesen Bundesländern aus in- und ausländischen Importen gedeckt werden.

In allen Szenarien wird die Bedeutung Deutschlands als Bindeglied im europäischen Binnenmarkt deutlich. Die zahlreichen Stunden mit einem Überschuss an erneuerbarer Stromerzeugung führen jeweils zu einem deutlichen Nettoexport Deutschlands. In den Szenarien für 2030 beträgt dieser zwischen 44,4 und 75,6 TWh. Im Vergleich zur innerdeutschen Übertragungsmenge sind die Transite durch Deutschland sehr viel kleiner und bleiben insgesamt in der gleichen Größenordnung wie im NEP 2030 (2017).



Vergleich der Ergebnisse der Marktsimulationen

Der Vergleich der Ergebnisse der Marktsimulationen der Szenarien zeigt, dass der maximale innerdeutsche Nord-Süd-Transportbedarf³⁹ von 2025 über 2030 nach 2035 deutlich ansteigt. In den drei Szenarien mit dem Zieljahr 2030 liegt er in etwa auf einem ähnlichen Niveau, im Szenario C 2030 sogar leicht höher als in den Szenarien A 2030 und B 2030. Der höhere maximale Transportbedarf im Szenario C 2030 ist maßgeblich auf die in diesem Szenario höhere Stromnachfrage und die wegfallenden Must-Run-Bedingungen für konventionelle Kraftwerke zurückzuführen. In Zeitpunkten höherer Stromnachfrage und geringerem Must-Run im Süden kann bei gleichzeitig hoher EE-Einspeisung im Norden noch mehr preiswerter Strom aus Norddeutschland in Süddeutschland genutzt werden.

Netzanalysen: Netzausbauminimierender Einsatz von bewährten Instrumenten und technologischen Innovationen

Im NEP erfolgt eine Netzdimensionierung auf Grundlage einer rein volkswirtschaftlichen, kostenminimierenden Marktmodellierung. Dabei werden u. a. folgende idealisierte Rahmenbedingungen berücksichtigt, deren Eintreffen in der Realität nicht zwangsweise gegeben ist: Ein idealer Markt, Annahme von Stundenmittelwerten, Dumped Power, eine durchgängig für ganz Deutschland angesetzte Spitzenkappung bei Wind onshore und Photovoltaik, Annahmen zum Zubau konventioneller Kraftwerke sowie von Power-to-Heat- und Power-to-Gas-Anlagen unabhängig von deren Wirtschaftlichkeit. Diese führen in Summe zu einer deutlichen Reduktion der Übertragungsaufgabe gegenüber möglichen real zu erwartenden Situationen. Damit erfolgt mit dem NEP 2030 (2019) definitiv keine Ausweisung eines Netzausbaus im Übertragungsnetz „für die letzte erzeugte Kilowattstunde“.

Das marktseitig angenommene Reduktionspotenzial wird durch Annahmen auf der Netzseite ergänzt: Mit dem Ziel den zusätzlichen Netzentwicklungsbedarf auf das geringstmöglich erforderliche Maß zu reduzieren, kombinieren die ÜNB im NEP 2030 (2019) bewährte Instrumente gemäß der Planungsgrundsätze (u. a. NOVA-Prinzip) mit dem Einsatz innovativer Technologien in der Netzplanung und auch Netzbetriebsführung.

Neben Innovationen auf der Marktseite haben die nachfolgenden Innovationen auf der Netzseite im NEP 2030 (2019) Berücksichtigung gefunden:

- a) Der im NEP schon seit jeher als realisiert berücksichtigte **witterungsabhängige Freileitungsbetrieb (Freileitungsmonitoring)** wurde im Rahmen der Überarbeitung der ÜNB-Planungsgrundsätze noch einmal weiterentwickelt und in dieser Form im NEP angewandt.
- b) Darüber hinaus wird der **Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen** (HTL bzw. HTLS) im NEP im Rahmen des NOVA-Prinzips bereits seit mehreren Netzentwicklungsplänen konsequent geprüft und dort, wo der Einsatz möglich erscheint, entsprechend ausgewiesen.
- c) Weitere innovative Technologien sind **Elemente zur aktiven Steuerung des Leistungsflusses**, die im Rahmen der Identifikation von Ad-hoc-Maßnahmen mit dem Zielhorizont 2023–2025 ausgewiesen werden. Zielhorizont ist hier meistens nicht das Jahr 2030, sondern der Zeitraum zwischen den Außerbetriebnahmen der letzten Kernkraftwerke und der Realisierung der langfristig erforderlichen Netzmaßnahmen. Maßnahmen zur aktiven Leistungsflusssteuerung umfassen sowohl Querregeltransformatoren als auch die Längskompensation mittels TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitors / Thyristorgesteuerte Serienkompensation). Sie dienen der optimierten Auslastung des Bestandsnetzes, indem freie Kapazitäten auf weiteren AC-Bestandleitungen genutzt werden. Gegenüber den im NEP 2030 (2017) von der BNetzA genehmigten Ad-hoc-Maßnahmen wurde der Einsatz von Querregeltransformatoren im NEP 2030 (2019) noch einmal ausgeweitet.
- d) Vor dem Hintergrund eines EE-Anteils am Bruttostromverbrauch in den Szenarien für 2030 von über 65 % führen die ÜNB das Konzept des optimierten Ausbaus von Verstärkungen im AC-Netz einschließlich leistungsflusssteuernder Elemente in Kombination mit dem Zubau neuer DC-Verbindungen zur Deckung des großräumigen Nord-Süd-Stromtransportbedarfs fort.

³⁹ Unterscheidung Nord (Regelzone 50Hertz, TenneT > Breitengrad 50,4°) und Süd (Amprion, TransnetBW, TenneT < Breitengrad 50,4°).



- e) Erstmals haben die ÜNB die möglichen Potenziale zukünftiger innovativer Technologien (u. a. moderne Systemführungskonzepte, Netzbooster), die in Pilotprojekten erprobt werden müssen, im NEP implizit berücksichtigt. Dafür wurden im Ergebnisnetz in 2030 und in noch größerem Umfang in 2035 identifizierte Engpässe nicht vollständig durch Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen beseitigt. Im Szenario *A 2030* verbleibt mit den vorgeschlagenen Maßnahmen *zusätzlich zur vorgenommenen Spitzenkappung von rund 4 TWh (siehe Abbildung 44)* ein Redispatch-Volumen von *1,1 TWh, im Szenario B 2030 von 1,9 TWh, im Szenario C 2030 von 2,6 TWh sowie im Szenario B 2035 von ebenfalls 2,6 TWh*. Durch diesen Schritt soll vermieden werden, dass im NEP 2030 (2019) ein Netzausbaubedarf in einem Umfang ausgewiesen wird, der bei Anwendung des angenommenen Potenzials der beschriebenen innovativen Technologien nicht erforderlich wäre. Der Bedarf wird in den kommenden Netzentwicklungsplänen im Einklang mit den erzielten Fortschritten und weiteren Erkenntnissen bei der Erforschung und Entwicklung innovativer Technologien zu konkretisieren sein.

Sollte sich in den kommenden Jahren herausstellen, dass die den Netzausbaubedarf dämpfenden Potenziale der innovativen Technologien niedriger sind als heute angenommen, so wäre der Netzausbaubedarf in den kommenden Netzentwicklungsplänen unter den dann jeweils zugrunde liegenden energiepolitischen Rahmenbedingungen entsprechend anzupassen. Anderenfalls würden wegen des fehlenden Netzausbaus entsprechend höhere Volumina an Netzeingriffen wie Redispatch und Einspeisemanagement anfallen – mit den damit verbundenen Kosten.

Szenario B 2025: Ad-hoc-Maßnahmen und Netzbooster

Das Szenario B 2025 wurde zur Ermittlung und Bewertung von Ad-hoc-Maßnahmen sowie von Netzbooster-Pilotanlagen herangezogen. Ad-hoc-Maßnahmen sind kurzfristig durchführbare Maßnahmen, die Netzregionen bis zur Umsetzung der langfristig notwendigen Ausbaumaßnahmen entlasten können. Das wesentliche Kriterium für die Ad-hoc-Maßnahmen ist daher, dass sie sich im Zeitraum bis zur Umsetzung des langfristig notwendigen Netzausbaus durch den vermiedenen Redispatch volkswirtschaftlich amortisieren. Die redispatchsenkende Wirkung der von der BNetzA im Zuge des NEP 2030 (2017) bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen konnte anhand des Szenarios B 2025 auch für den NEP 2030 (2019) nachgewiesen werden. Darüber hinaus wurden insgesamt vier weitere leistungsflusssteuernde Maßnahmen mit signifikantem redispatchsenkenden Potenzial identifiziert sowie die Wirkungen von drei Netzbooster-Pilotanlagen untersucht (siehe Kapitel 5.3.6).

Szenario B 2030: Volumen des Um- und Ausbaubedarfs sowie Kosten

Sämtliche Vorhaben des Bundesbedarfsplans (BBP) sowie die von der BNetzA im Zuge des NEP 2030 (2017) darüber hinaus bestätigten Maßnahmen sind im Szenario B 2030 erforderlich. Diese Maßnahmen reichen angesichts der steigenden Transportaufgabe alleine allerdings noch nicht aus, um ein bedarfsgerechtes Netz zu bilden. Durch den angenommenen Einsatz innovativer Elemente in Markt und Netz gelingt es, im Szenario B 2030 den gesamten Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf gegenüber dem NEP 2030 (2017) trotz der durch den höheren EE-Zuwachs deutlich steigenden Übertragungsaufgabe zu reduzieren – bei gleichzeitiger Stärkung der Leistungsfähigkeit. Gleichwohl sind gegenüber dem Bundesbedarfsplan 2015 und gegenüber der Bestätigung des NEP 2030 (2017) durch die BNetzA weitere AC-Maßnahmen sowie zusätzliche leistungsfähige DC-Verbindungen für einen bedarfsgerechten Netzausbau bis zum Jahr 2030 erforderlich.

Die gesamte Trassenlänge der ermittelten Maßnahmen im Szenario B 2030 (2019) liegt einschließlich zusätzlich erforderlicher leistungsfähiger DC-Verbindungen leicht unterhalb der im Szenario B 2030 (2017) ermittelten Trassenlänge, bei dem der Fokus ausschließlich auf der Verstärkung und dem Ausbau des AC-Netzes lag. Hatten die ÜNB im NEP 2030 (2017) im Szenario B 2030 – vor dem Hintergrund des Verzichts auf zusätzliche DC-Vorhaben – einen Bedarf an AC- und DC-Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen in einem Umfang von rund 11.800 km ausgewiesen, so sind dies unter den o. g. Randbedingungen im NEP 2030 (2019) im Szenario B 2030 *rund 11.520 km*, darunter zwei über den BBP hinausgehende DC-Verbindungen mit zusammen 4 GW (DC21/DC23 und DC25).

Insgesamt sind im Szenario B 2030 rund 4.400 km an Maßnahmen erforderlich, die noch nicht Bestandteil des Bundesbedarfsplans sind: rund 2.800 km an Netzverstärkungen im Bestand und rund 1.600 km Neubaumaßnahmen (Drehstrom und Gleichstrom).



In Summe führen die o. g. angenommenen Weiterentwicklungen im Markt- und Netzbereich dazu, dass ein deutlich größerer EE-Anteil mit einem geringeren Bedarf an Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen in das System integriert werden kann als dies noch im NEP 2030 (2017) der Fall war. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass für viele der oben aufgeführten Rahmenbedingungen erst noch der gesetzliche bzw. marktliche Rahmen geschaffen werden muss, damit die in diesem NEP getroffenen Annahmen sich auch in der Realität einstellen. Das gilt z. B. für den angenommenen Zubau an konventionellen Gas-Kraftwerken, die u. a. für den angenommenen Redispatch zur Verfügung stehen müssen, genauso wie für die Annahmen zu Flexibilitäten, Speichern und Sektorenkopplung.

Im Gegensatz zu den Trassenlängen steigen gegenüber dem NEP 2030 (2017) die Kosten für das erforderliche Onshore-netz. Das geschätzte Investitionsvolumen beträgt für das Szenario B 2030 **rund 61 Mrd. €**. Darin sind **rund 12,5 Mrd. €** für das Startnetz sowie die Kosten für die Ad-hoc-Maßnahmen enthalten. Die gegenüber dem NEP 2030 (2017) deutlich angestiegenen Investitionskosten sind einerseits auf die Anpassung der Standard- und Projektkosten (siehe Kapitel 5.3.1) sowie andererseits auf den geänderten Umfang an Projekten und Maßnahmen – insbesondere der zusätzlichen DC-Verbindungen – zurückzuführen. Insbesondere der im Szenario B 2030 (2019) gegenüber B 2030 (2017) um rund 1.400 km ansteigende DC-Netzausbau wirkt hier kostensteigernd. Dabei wurde allerdings eine Vollverkabelung der zusätzlichen DC-Verbindungen angenommen, was die Akzeptanz des erforderlichen Netzausbaus steigern sollte.

Die darüber hinaus gegenüber dem ersten Entwurf des NEP 2030 (2019) von 52 Mrd. € auf jetzt 61 Mrd. € angestiegenen Kosten sind zurückzuführen auf

- *eine umfangreichere Berücksichtigung von horizontalen Punktmaßnahmen (Schaltanlagen, Schaltfelder) im zweiten Entwurf,*
- *die Berücksichtigung der Kosten für den zukünftig in erheblichem Umfang zu erwartenden Bedarf an Kompensationsanlagen (stationär spannungssenkend, stationär spannungssteigernd sowie regelbar; siehe Tabelle 25 in Kapitel 5.5) sowie*
- *die Korrektur eines falschen Datenbankeintrags bei den Kosten eines DC-Projekts.*

Szenarien A 2030 und C 2030: Volumen des Um- und Ausbaubedarfs sowie Kosten

Der Netzausbaubedarf in den Szenarien A 2030 und C 2030 unterscheidet sich nicht wesentlich vom mittleren Szenario B 2030. Die im Rahmen des Vergleichs der Marktsimulationsergebnisse im ersten Entwurf geäußerte Erwartung hat sich im Zuge der Netzanalysen bestätigt. Im Szenario A 2030 tritt insgesamt ein minimal geringerer Bedarf an AC-Netzverstärkungen auf als im Szenario B 2030 und im Szenario C 2030 ein insgesamt etwas höherer Bedarf an AC-Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen. Der Bedarf an DC-Maßnahmen ist in allen Szenarien mit dem Zieljahr 2030 gleich.

Sämtliche Vorhaben des BBP sowie die von der BNetzA im Zuge des NEP 2030 (2017) darüber hinaus bestätigten Maßnahmen sind auch in den Szenarien A 2030 und C 2030 erforderlich. Wie im Szenario B 2030 reichen diese Maßnahmen allerdings auch in den Szenarien A 2030 und C 2030 trotz des auch hier angenommenen Einsatzes innovativer Elemente alleine noch nicht aus, um ein bedarfsgerechtes Netz zu bilden.

Die gesamte Trassenlänge der ermittelten AC- und DC-Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen beträgt im Szenario A 2030 einschließlich Startnetz 11.480 km (40 km weniger als in B 2030) und im Szenario C 2030 12.090 km (570 km mehr als in B 2030). Darunter sind wie im Szenario B 2030 zwei über den BBP hinausgehende DC-Verbindungen mit zusammen 4 GW (DC21/DC23 und DC25).

Insgesamt sind im Szenario A 2030 rund 4.350 km an Maßnahmen erforderlich, die noch nicht Bestandteil des Bundesbedarfsplans sind: rund 2.750 km an Netzverstärkungen im Bestand und rund 1.600 km Neubaumaßnahmen (Drehstrom und Gleichstrom). Im Szenario C 2030 sind rund 3.250 km an Netzverstärkungen und 1.700 km an Netzausbaumaßnahmen über den Bundesbedarfsplan hinaus erforderlich.

Die geschätzten Investitionskosten liegen im Szenario A 2030 bei rund 61 Mrd. € und im Szenario C 2030 bei rund 62,5 Mrd. €. Die Kosten für das Startnetz in Höhe von rund 12,5 Mrd. € und die Ad-hoc-Maßnahmen sind darin bereits enthalten.



Szenario B 2035: Volumen des Um- und Ausbaubedarfs sowie Kosten

Das Langfristszenario 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 sowohl für alle im BBP 2015 enthaltenen Maßnahmen als auch für die zwischenzeitlich darüber hinaus von der BNetzA bestätigten sowie für die weiteren Maßnahmen des Szenarios B 2030 nachgewiesen werden.

Der Ausblick auf B 2035 mit einem EE-Anteil am Bruttostromverbrauch von 73,7 % zeigt, dass auch hier der ermittelte Umfang an Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen nicht wesentlich über dem im NEP 2030 (2017) für das Szenario B 2030 ermittelten Netzausbaubedarf liegt, sofern die angenommenen Innovationen erprobt bereitstehen. Insgesamt haben die ÜNB im Szenario B 2035 des NEP 2030 (2019) unter Berücksichtigung des möglichen Potenzials zukünftiger Innovationen einen Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf von *rund 12.670 km* ermittelt – darunter über B 2030 hinaus eine zusätzliche DC-Verbindung mit 2 GW. Gegenüber dem Szenario B 2030 sind das lediglich *rund 1.150 km* mehr an Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen, wovon die zusätzliche HGÜ-Verbindung DC20 den größten Teil ausmacht und über weite Strecken in bestehender Trasse verläuft.

Die Investitionskosten steigen im Szenario B 2035 gegenüber dem Szenario B 2030 *um 7 Mrd. € auf rund 68 Mrd. €* an. Die Kosten für das Startnetz in Höhe von *rund 12,5 Mrd. €* und die Ad-hoc-Maßnahmen sind darin bereits enthalten.

Sensitivität „B 2035 – Kohleausstieg“

Mit der im Zuge des zweiten Entwurfs des NEP 2030 (2019) berechneten Sensitivität „B 2035 – Kohleausstieg“ (siehe Exkurs in Kapitel 5.3.6) stellen die ÜNB sicher, dass die für 2030 sowie für das Szenario B 2035 identifizierten Netzentwicklungsmaßnahmen auch im Fall eines kompletten Kohleausstiegs gemäß der Prüfempfehlung der WSB-Kommission erforderlich sind.

Das Ergebnis der Netzanalysen zur Sensitivität „B 2035 – Kohleausstieg“ ist, dass der für das Szenario B 2035 identifizierte überregionale Netzausbaubedarf sich auch in dieser Sensitivität weiterhin als notwendig erweist – und insofern im Sinne von „no regret-Maßnahmen“ als robust anzusehen ist. Diese Tendenz wird auch durch den Vergleich der Redispatch-Volumina bestätigt. Während im Szenario B 2035 das mit den vorgeschlagenen Maßnahmen verbleibende Redispatch-Volumen bei 2,6 TWh liegt, steigt es in der Sensitivität „B 2035 – Kohleausstieg“ unter Berücksichtigung der gleichen Netzmaßnahmen auf 3,2 TWh an.

Netzausbaubedarf und Kosten zur Anbindung der Offshore-Windenergie

Die bisher im Offshore-Netzentwicklungsplan getroffenen Festlegungen werden nach Vorgabe des Gesetzgebers teilweise durch die im NEP und teilweise durch die im Flächenentwicklungsplan (FEP) getroffenen Festlegungen abgelöst. Damit bilden NEP und FEP zusammen mit den raumordnerischen Planungen der Küstenländer ein zusammenhängendes und aufeinander abgestimmtes Planwerk.

Der NEP wird auf Basis des von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens erstellt und berücksichtigt die Annahmen des derzeit vorliegenden Entwurfs zum FEP. Der Szenariorahmen sieht abweichend zum Entwurf des FEP einen Ausbau der Windenergie auf See in Höhe von 17 GW in den Szenarien B 2030 und C 2030, von 20 GW im Szenario A 2030 sowie von 23,2 GW im Szenario B 2035 vor.

Für das Zubau-Offshorenetz ergibt sich daraus – aufbauend auf dem Start-Offshorenetz – eine Länge von *1.906 km* in den Szenarien B 2030 und C 2030 bei einer Übertragungsleistung von rund 6,4 GW, von etwa *2.901 km* im Szenario A 2030 bei einer Übertragungsleistung von rund 9,8 GW und von *3.421 km* für den Ausblick im Szenario B 2035 bei einer Übertragungsleistung von rund 12,1 GW. Die entsprechenden Netzverknüpfungspunkte an Land wurden ermittelt.



Für die Szenarien B 2030 und C 2030 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen für das deutsche Offshorenetz bis 2030 rund 18 Mrd. €. A 2030 erfordert aufgrund des Ausbaupfades von 20 GW höhere Investitionen von etwa 24 Mrd. €. Die installierten Leistungen und somit die Kosten in den Szenarien für 2030 gehen dabei über den gesetzlichen Ausbaupfad und den Entwurf des FEP hinaus. Für das Szenario B 2035 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen rund 27 Mrd. €. Die Investitionen in die Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes in Höhe von rund 8 Mrd. € sind hierin jeweils berücksichtigt.

Offshore-Sensitivität

Die Ergebnisse der „Sensitivität Berücksichtigung Küstenmeer Ostsee“ zeigen, dass eine Steigerung der Einspeisung aus Offshore-Windenergie um ca. 1 GW aus gut erschließbaren küstennahen Flächen im Küstenmeer der Ostsee gegenüber der Annahme im Szenariorahmen ohne weitere neue Netzprojekte durch die bereits geplante Netzinfrastruktur aufgenommen werden kann. Dadurch ergibt sich eine zusätzliche Flexibilität beim politischen Ausbauziel für die Offshore-Windenergie in 2030 in einer Bandbreite von 17 bis 20 GW.

Kosten-Nutzen-Analyse für Interkonnektoren

Gemäß den Anforderungen der BNetzA aus dem genehmigten Szenariorahmen haben die ÜNB insgesamt acht über den Bundesbedarfsplan hinausgehende Interkonnektoren einer Kosten-Nutzen Analyse (Cost-Benefit-Analysis, CBA) unterzogen. Das Vorgehen sowie die analysierten Interkonnektoren werden in Kapitel 5.4 dargestellt. Die Ergebnisse der CBA sind in den jeweiligen Steckbriefen der Projekte im Anhang zum NEP abgebildet.

Bewertung der Systemstabilität

Basierend auf dem Szenario B 2035 haben die ÜNB eine Bewertung der Systemstabilität des Netzes einschließlich der vorgeschlagenen Netzmaßnahmen vorgenommen. Eine Kurzfassung dieser Analysen, in der die ÜNB Berechnungen zur transienten Stabilität, zur Frequenzstabilität sowie zur Spannungshaltung und Spannungsstabilität vorgenommen haben, ist in Kapitel 5.5 abgebildet. Die Langfassung des Berichts zur Bewertung der Systemstabilität ist wegen seines Umfangs als gesondertes Begleitdokument zu diesem Bericht unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUj verfügbar.

Das Ergebnis der Analysen ist ein erheblicher Bedarf an Blindleistungskompensationsanlagen zur Deckung der stationären und regelbaren Bedarfe mit einer installierten Leistung von mindestens 38,1 – 74,3 Gvar. Da der ermittelte Blindleistungsbedarf stark nach unten abgeschätzt wurde, ist davon auszugehen, dass der tatsächlich notwendige Bedarf höher ausfällt.

Über diese Analysen hinaus werden durch die ÜNB weitere Detailuntersuchungen zur Sicherstellung der Systemstabilität durchgeführt. Insbesondere sind in Ergänzung zum NEP weitere stationäre und dynamische Analysen erforderlich, um die Technologie sowie die konkreten Standorte zur Blindleistungskompensation festzulegen und die innovativen Technologien zur automatischen Netzentlastung zu spezifizieren.

Öffentliche Konsultation des NEP 2030 (2019)

Im Rahmen der öffentlichen Konsultation des ersten Entwurfs des NEP 2030 (2019) vom 04.02. bis zum 04.03.2019 wurden insgesamt 906 Stellungnahmen zum Onshore- und Offshore-Teil des NEP an die ÜNB gerichtet. Damit ist der Umfang an Stellungnahmen gegenüber der Konsultation des NEP 2030 (2017) um rund 57 % zurückgegangen. Nahezu aus allen Stakeholdergruppen sind weniger Stellungnahmen eingegangen. Schwerpunkte der Beiträge waren grundsätzliche Anmerkungen zu in den Szenarien getroffenen Eingangsgrößen – insbesondere zur Berücksichtigung des Paris-Abkommens zum Klimaschutz sowie zu den Ergebnissen der WSB-Kommission, die Ergebnisse der Marktsimulation und die Erfordernisse der Netzentwicklung sowie regionale Betroffenheit rund um die Netzverstärkungs- und -ausbauprojekte insbesondere in Bayern. Am häufigsten kommentiert wurden die AC-Projekte P53 und P44/P44mod sowie die DC-Projekte DC5 mit der Erweiterung DC20 sowie DC2. Weitere Details werden in den einzelnen Kapiteln sowie zusammenfassend im Konsultationskapitel 7 dargestellt.

Die eingegangenen Stellungnahmen wurden von den ÜNB geprüft, soweit das Einverständnis vorlag auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht und in den vorliegenden zweiten Entwurf des NEP 2030 (2019) 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.

GLOSSAR

A

AC-Anschluss

Von der Umspannplattform eines Offshore-Windparks wird die erzeugte elektrische Energie über einen AC-Anschluss zu einer Konverterplattform (bei DC-Netzanbindungssystemen) oder einem Punkt im jeweiligen Offshore-Windpark-Gebiet oder in der Nähe dessen (bei AC-Netzanbindungssystemen) geführt. Von dort wird die elektrische Energie über eine HGÜ-Verbindung oder eine AC-Verbindung zum landseitigen Netzverknüpfungspunkt geleitet. AC-Anschluss und AC-Verbindung bilden zusammen ein AC-Netzanbindungssystem.

AC-Kabelsystem

Siehe Kabelsystem.

AC-Netzanbindungssystem

Siehe Netzanbindungssystem.

AC-Verbindung

Die von Offshore-Windparks erzeugte elektrische Energie wird an einen Punkt im jeweiligen Offshore-Windpark Gebiet oder in die Nähe dessen geführt. Handelt es sich um ein AC-Netzanbindungssystem, wird von dort die elektrische Energie über eine AC-Verbindung zum landseitigen Netzverknüpfungspunkt geleitet. AC-Anschluss und AC-Verbindung bilden zusammen ein AC-Netzanbindungssystem.

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.

Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ)

Die deutschen Gewässer in Nord- und Ostsee werden in das Küstenmeer (12 Seemeilen-Zone) und die ausschließliche Wirtschaftszone unterteilt. Das Küstenmeer ist deutsches Hoheitsgebiet und unterliegt der Zuständigkeit des jeweiligen Bundeslandes. Jenseits des Küstenmeers, bis maximal 200 Seemeilen Entfernung zur Küste, befindet sich die ausschließliche Wirtschaftszone, die der Zuständigkeit des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) unterliegt.



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 erbrachter 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.

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH)

Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) ist die zentrale maritime Behörde in Deutschland. Seit 1997 ist das BSH beauftragt mit der Prüfung, Zulassung und Überwachung von Windenergieanlagen und Bauwerken in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ).

Bundesfachplan Offshore

Der Bundesfachplan Offshore wurde letztmalig 2016/17 durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur sowie in Abstimmung mit dem Bundesamt für Naturschutz und den Küstenländern erstellt. Der Plan legt die raumordnerischen Belange innerhalb der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone für die Nord- und Ostsee für eine systematische Netzanbindung von Offshore-Windparks fest. Er beinhaltet standardisierte Technikvorgaben und Planungsgrundsätze für eine umwelt- und raumverträgliche Realisierung. Der Bundesfachplan Offshore wird zukünftig durch den Flächenentwicklungsplan abgelöst.

Bündelungspunkt

Netzanbindungssysteme, bei denen die finale Zuordnung zu einem Gebiet noch nicht festgelegt ist, beginnen für die Planung an einem Netzverknüpfungspunkt an Land und enden zunächst am sogenannten Bündelungspunkt auf See. Der Bündelungspunkt als Endpunkt dient der vorläufigen planerischen Bestimmung der Länge des Netzanbindungssystems.



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-Kabelsystem

Siehe Kabelsystem.

DC-Netzanbindungssystem

Siehe Kabelsystem.

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.

Drehstromsystem / Drehstromtechnik

Drei zusammengehörige, voneinander und der Umgebung isolierte elektrische Leiter zur Übertragung von dreiphasigem Wechselstrom (Drehstrom).

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 Systemstabilität.



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)

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.

Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)

Das „Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung“ (EnWG) vom 7.07.2005 enthält grundlegende Regelungen zum Recht der leitungsgebundenen Energie. Ziele des Gesetzes sind eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Strom und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht, ferner die Sicherstellung von Wettbewerb bei der Strom- und Gasversorgung und die Sicherung zuverlässiger Energieversorgungsnetze sowie die Umsetzung des Europäischen Gemeinschaftsrechts auf dem Gebiet der Energieversorgung.

Entfernungszone

Aufteilung der Nord- und Ostsee in Zonen mit einer räumlichen Tiefe von 50 bis 100 km zur Beurteilung der Lage eines Gebietes in Abhängigkeit der Entfernung zur Küste.

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 „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien“ (Erneuerbare-Energien-Gesetz - 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.

Erzeugungspotenzial

Beschreibt die maximale elektrische Leistung, die innerhalb eines oder mehrerer Gebiete durch Offshore-Windparks erzeugt werden kann.

F

Flächenentwicklungsplan (FEP)

Der Flächenentwicklungsplan wird durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur sowie in Abstimmung mit dem Bundesamt für Naturschutz und den Küstenländern erstellt. Der Plan legt ab dem Jahr 2026 bis mindestens zum Jahr 2030 die raumordnerischen Belange innerhalb der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone für die Nord- und Ostsee für eine systematische Netzanbindung von Offshore-Windparks fest. Er kann fachplanerische Festlegungen für das Küstenmeer treffen.

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 Abweichungstoleranz 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.

Gebiet

Bezeichnet einen räumlich zusammenhängenden Bereich von Offshore-Windparks.



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

Am 18. Mai 2000 wurde das Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG) eingeführt. Netzbetreiber sind nach dem KWKG verpflichtet, Strom aus bestehenden KWKG-Anlagen zu vergüten und unter bestimmten Bedingungen abzunehmen. Zusätzlich regelt das KWKG 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 KWKG-Zuschläge untereinander durch, der zu einer bundesweiten Vergleichmäßigung der Zahlungen aus dem KWKG führt. Die Netzbetreiber können die Belastungen aus dem KWKG 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.

Grenzkorridor

Im Bundesfachplan Offshore definierte Abschnitte an der Grenze zwischen AWZ und Küstenmeer, durch welche die Kabeltrassen geführt werden.

Grundlast

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

HGÜ-Verbindung

Die von Offshore-Windparks erzeugte Energie wird an einen Punkt im oder in der Nähe des jeweiligen Offshore-Windparkgebiets geführt. Handelt es sich um ein DC-Netzanbindungssystem, wird von dort die Energie über eine HGÜ-Verbindung zum landseitigen Netzverknüpfungspunkt geleitet. Ein oder mehrere AC-Anschlüsse und eine HGÜ-Verbindung bilden zusammen ein DC-Netzanbindungssystem.

Hochtemperaturleiter (HTL, HTLS)

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 Leiterseilendtemperatur 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 Investitionskosten Vorteile 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.

Ist-Offshorenetz

Siehe Start-Offshorenetz.

J**Jahreshöchstlast**

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

K**Kabelsystem**

Ein System zum Transport von elektrischer Energie, bei dem die elektrischen Leiter voneinander und gegen Erde durch einen Stoff isoliert und durch einen gemeinsamen oder einzelne Schutzmäntel gegen mechanische Beschädigung geschützt sind.

Ist das System in der Erde verlegt, handelt es sich um ein Kabelsystem. Dient das Kabelsystem zum Transport von Drehstrom, handelt es sich um ein AC-Kabelsystem. Dient das System zum Transport von Gleichstrom, handelt es sich um ein DC-Kabelsystem.



Kabelübergangsanlagen

Zwischen einem Erdkabel- und einem Freileitungsabschnitt einer Stromleitung werden Übergangsbauwerke, sogenannte „Kabelübergangsanlagen“ benötigt. Diese enthalten alle technischen Komponenten, um den Übergang von Freileitungen auf Erdkabel und umgekehrt zu ermöglichen. Darum werden für jeden Erdkabelabschnitt prinzipiell zwei Kabelübergangsanlagen benötigt. Der Platzbedarf einer Kabelübergangsanlage im 380-kV-AC-Netz beträgt zwischen 0,4 und 1 Hektar – je nachdem, ob Anlagen zur Blindleistungskompensation erforderlich sind oder nicht.

Konverterplattform

Seeseitiges Bauwerk zur Aufnahme des Umrichters und anderer seeseitiger Komponenten einer HGÜ-Verbindung einschließlich aller Nebeneinrichtungen. Die Konverterplattform selbst ist Bestandteil der HGÜ-Verbindung.

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 Regelenenergieprodukt 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 zeitgleichem Ausfall eines weiteren ((n-2)-Fall) die Netzsicherheit gewährleistet bleibt.



Nennleistung

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

Netzanschluss

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

Netzausbau

Netzausbaumaßnahmen beschreiben den Neubau von Umspannwerken und Schaltanlagen oder 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 für die Sicherstellung der 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 wie Änderungen der Netztopologie und des Leistungsflusses, die Spannungsumstellung von 220 auf 380 kV oder der witterungsabhängige Leitungsbetrieb verstanden, 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 eines sicheren Systembetriebs bezeichnet die Fähigkeit eines elektrischen Versorgungssystems, zu einem bestimmten Zeitpunkt seine Übertragungs- und Versorgungsaufgabe zu erfüllen.



Netzverknüpfungspunkt (NVP)

Technisch und wirtschaftlich günstigster Verknüpfungspunkt des Netzanbindungssystems mit dem nächsten Übertragungs- oder Verteilernetz (landseitige Schaltanlage). Bei der Netzanbindung von Offshore-Windparks bezeichnet er die Schnittstelle zwischen Offshore-Windpark und Netzanbindungssystem.

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, die Zu- und Umbeseilung von Stromkreisen sowie ein Neubau von Leitungen in bestehenden Trassen verstanden. Diese Maßnahmen werden in den Abbildungen durch deckende blaue Flächen bzw. Linien dargestellt. 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

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

onshore

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

Offshore-Netzanbindungssystem

Offshore-Netzanbindungssysteme (entspricht dem Begriff Offshore-Anbindungsleitungen im EnWG sowie im WindSeeG) umfassen alle Offshore-Anlagengüter inklusive der Verbindung zwischen (Konverter-)Plattform bzw. Bündelungspunkt und dem Onshore-Netzverknüpfungspunkt sowie der windparkspezifischen Komponenten, wie insbesondere den AC-Seekabeln zwischen (Konverter-)Plattform oder Bündelungspunkt und der Umspannplattform eines Offshore-Windparks. Ferner fallen darunter unter anderem die zugehörigen Onshore-Anlagengüter vom Anlandepunkt bis einschließlich der zugehörigen Anlagengüter am jeweiligen Onshore-Netzverknüpfungspunkt, wie insbesondere Konverter, Kompensationspulen, Transformatoren, Schaltanlagen, Verbindungsleitungen, Betriebsmittel zur Spannungshaltung, Betriebsmittel zur Kompensation von Oberschwingungen sowie weitere Anlagengüter, sofern sie für die Errichtung oder den Betrieb der Offshore-Anbindungsleitung erforderlich sind.



Offshore-Netzentwicklungsplan

Bis zum Jahr 2017 haben die Übertragungsnetzbetreiber einen gemeinsamen Offshore-Netzentwicklungsplan für die ausschließliche Wirtschaftszone der Bundesrepublik Deutschland und das Küstenmeer bis einschließlich der Netzverknüpfungspunkte an Land erstellt. Ab dem 1. Januar 2018 legen die Betreiber von Übertragungsnetzen keinen Offshore-Netzentwicklungsplan mehr vor. Er wird zukünftig durch die Vorgaben des Flächenentwicklungsplans abgelöst.

Offshore-Windpark

Die Bezeichnung Offshore-Windpark wird für Windparks verwendet, deren Fundamente in der See stehen.

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>.

Phasenschiebertransformator (PST)

Ein Phasenschiebertransformator ist ein Element zur aktiven Steuerung des Leistungsflusses im AC-Netz – und stellt somit eine Maßnahme zur Netzoptimierung im Sinne des NOVA-Prinzips dar. Phasenschiebertransformatoren dienen der optimierten Auslastung des Bestandsnetzes, indem mittels Querkompensation freie Kapazitäten auf AC-Bestandsleitungen genutzt werden.

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 marktbasiertes Verfahren, weil es die durch den Engpass hervorgerufenen Preissignale nicht an die verantwortlichen Marktteilnehmer weitergibt. Das Verfahren hilft temporär, ist aber kein Ersatz für die grundsätzliche Behebung von dauerhaften Engpässen durch Netzausbau.

Regelzone

Der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ist gesetzlich verpflichtet, in seiner Regelzone ständig das Leistungsgleichgewicht zwischen elektrischer Erzeugung und Verbrauch aufrechtzuhalten, 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 Regelenenergieprodukt 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 Projekten bzw. Maßnahmen, bei denen das Planfeststellungsverfahren bereits eröffnet wurde,
- den in der Umsetzung befindlichen Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen (planfestgestellt bzw. in Bau),
- sowie Maßnahmen aufgrund sonstiger Verpflichtungen (KraftNAV bzw. Anschlusspflicht der Industriekunden).

Start-Offshorennetz

Das Start-Offshorennetz bezeichnet diejenigen Offshore-Netzanbindungssysteme, welche bei der Erstellung des NEP als gegeben unterstellt werden und deren Erforderlichkeit nicht erneut untersucht wird. Das Start-Offshorennetz beinhaltet die bereits betriebsbereiten Offshore-Netzanbindungssysteme (Ist-Offshorennetz) und Offshore-Netzanbindungssysteme mit deren Realisierung gemäß O-NEP bzw. NEP begonnen wurde. Ferner werden Offshore-Netzanbindungssysteme davon umfasst, die erforderlich sind für OWP entweder mit einer gültigen Netzanbindungszusage nach altem Recht oder mit einem Zuschlag in den Offshore-Kapazitätsauktionen für das Übergangsmodell in den Jahren 2017 und 2018.

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. 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. In diesen Fällen spricht man von einer Schaltanlage.

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 zusammengeschaltet („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/Zw4 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.

Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG)

Das zum 1.01.2017 in Kraft getretene „Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See“ (Windenergie-auf-See-Gesetz – WindSeeG) regelt die zukünftige Fachplanung in der AWZ sowie unter bestimmten Voraussetzungen im Küstenmeer, die Ausschreibungen für Windenergieanlagen auf See im Übergangs- und Zielmodell sowie das Zulassungsrecht für Windenergieanlagen auf See und Offshore-Anbindungsleitungen.

Wirkleistung

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