



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**



Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021

Erster Entwurf der
Übertragungsnetzbetreiber

Impressum

50Hertz Transmission GmbH

Heidestraße 2
10557 Berlin

www.50hertz.com

Geschäftsführung:
Stefan Kapferer (Vorsitz),
Dr. Frank Golletz,
Dr. Dirk Biermann,
Marco Nix,
Sylvia Borcharding

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. Hendrik Neumann,
Peter Rüh

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

TenneT TSO GmbH

Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth

www.tennet.eu

Geschäftsführung:
Maarten Abbenhuis,
Otto Jäger,
Tim Meyerjürgens

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

Dr. Tim Drees (50Hertz Transmission GmbH),
Dr. Henning Medert (Amprion GmbH),
Mario Meinecke (TenneT TSO GmbH),
Claudia Halici (TransnetBW GmbH)

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

Gestaltung

CBE DIGIDEN AG
www.cbe-digiden.de

Stand

29. Januar 2021

Alle Grafiken, Tabellen und Texte aus dem ersten Entwurf des Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021 stehen unter der Creative Commons Lizenz CC BY 4.0. Der Text der Lizenz ist unter creativecommons.org/licenses/by/4.0/legalcode abrufbar.

Eine richtige Referenz lautet z.B.: Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021), erster Entwurf | Übertragungsnetzbetreiber CC-BY-4.0
Bei Bearbeitungen: Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021), erster Entwurf | Übertragungsnetzbetreiber (M) CC-BY-4.0

Ausgenommen davon sind Grafiken, Tabellen und Texte, die eine andere oder zusätzliche Quelle aufweisen.
Die Übersichtskarten und Einzelkarten können unter der dort angegebenen Quelle und Lizenz genutzt werden.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	5
Tabellenverzeichnis	7
Abkürzungsverzeichnis	8
Vorwort	10
1 Einführung: Prozess und Methodik	12
1.1 Die Rolle der Übertragungsnetzbetreiber	12
1.2 Vom Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan	13
1.2.1 Erstellung des Szenariorahmens	13
1.2.2 Erstellung des Netzentwicklungsplans	14
1.3 Der Netzentwicklungsplan als Grundlage für das Bundesbedarfsplangesetz	15
1.4 Zusammenhang zwischen nationaler und europäischer Netzplanung	17
1.5 Ausblick auf den zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021)	18
2 Szenariorahmen	20
2.1 Rahmendaten und Charakteristika der Szenarien zum NEP 2035 (2021)	21
2.1.1 Leitgedanken zur Ausgestaltung der Szenarien	21
2.1.2 Rahmendaten der Genehmigung	23
2.2 Methoden zur Aufbereitung der Rahmendaten und Ergebnisse	26
2.3 Nettostromverbrauch in den Szenarien	26
2.3.1 Regionale Verteilung und zeitlicher Verlauf des Stromverbrauchs	29
2.4 Ermittlung der regionalen Verteilung, der Einspeisezeitreihen und der Spitzenkappung erneuerbarer Energien	35
2.5 Einsatzrestriktionen und Kostenparameter von konventionellen Kraftwerken	37
2.6 Ergebnisse der aufbereiteten Rahmendaten	40
2.7 Nachbildung des Auslands	45
3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs	50
3.1 Einführung: Prozess und Methodik	51
3.1.1 Gesetzliche Grundlagen	51
3.1.2 Erstellung des Flächenentwicklungsplans	51
3.1.3 Erstellung des Netzentwicklungsplans unter Berücksichtigung des Flächenentwicklungsplans	54
3.1.4 Anderweitige Planungsmöglichkeiten	55
3.2 Offshore-Netzausbaubedarf	55
3.2.1 Technische und zeitliche Rahmenbedingungen	56
3.2.2 Start-Offshorenetz	59
3.2.3 Offshore-Netzausbaubedarf	62
3.2.4 Investitionsvolumen des Offshore-Netzausbaubedarfs	72
4 Marktsimulation	77
4.1 Modellierung des Strommarktes	78
4.2 Ergebnisse der Marktsimulationen	80
4.2.1 Deutschland im europäischen Kontext – Länderbilanzen und Energieaustausch	81
4.2.2 Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland	85
4.2.3 Bundesländerbilanzen	91
4.2.4 Einhaltung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung	97
4.3 Aufbereitung für Netzberechnungen	101



5 Netzanalysen	103
5.1 Methodik der Netzanalyse	104
5.1.1 Planungsgrundsätze	104
5.1.2 Das NOVA-Prinzip	105
5.1.3 Erläuterungen zur Bedeutung der geplanten HGÜ-Verbindungen	106
5.1.4 Innovationen in der Hochspannungs-Gleichstromtechnologie: Auf dem Weg zur DC-Schaltanlage	108
5.1.5 Geprüfte und in Betracht kommende anderweitige Planungsmöglichkeiten	109
5.1.6 Einsatz von Erdkabeln	110
5.2 Neue und innovative Technologien	111
5.2.1 Wege zu einem bedarfsgerechten Netz	112
5.3 Netzanalysen	113
5.3.1 Standard- und Projektkosten im Netzentwicklungsplan Strom	114
5.3.2 Startnetz	115
5.3.3 Ergebnisse der Netzanalysen des Startnetzes bei Ausfall eines Netzelements	117
5.3.4 Ergebnisse der Netzanalysen des BBP-Netzes bei Ausfall eines Netzelements	119
5.3.5 Netzverknüpfungspunkte zum Offshorenetz	120
5.3.6 Szenarien	122
5.3.7 Ergebnisse der Netzanalysen	129
5.4 Volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse der Interkonnektoren im NEP 2035 (2021)	132
6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands	135
6.1 Startnetz Netzentwicklungsplan 2035 (2021)	136
6.2 Zubaunetz Netzentwicklungsplan 2035 (2021)	148
6.3 Realisierte Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2030 (2019)	162
6.4 Übersichten der im Flächenentwicklungsplan und Netzentwicklungsplan identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands	164
7 Konsultation	168
8 Zusammenfassung	171
Glossar	179
Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021), erster Entwurf – Projektsteckbriefe	191

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Regelzonen	12
Abbildung 2: Der Prozess vom Szenariorahmen zum Bundesbedarfsplan	16
Abbildung 3: Schematische Darstellung zur Einordnung der Szenarien des NEP 2035 (2021)	22
Abbildung 4: Übersicht über die Verteilung der installierten Leistungen je Energieträger in den Szenarien des NEP 2035 (2021)	24
Abbildung 5: Nettostromverbrauch nach Sektoren/Anwendungsbereichen	27
Abbildung 6: Nettostromverbrauch je Bundesland und Szenario	28
Abbildung 7: Neue Stromanwendungen nach Sektoren/Anwendungsbereichen je Bundesland und Szenario	30
Abbildung 8: Methodik der verteilnetzorientierten Lastgangerstellung	34
Abbildung 9: Mittlerer, minimaler und maximaler Flexibilitätseinsatz je Tagesstunde in Szenario B 2035	34
Abbildung 10: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario A 2035	41
Abbildung 11: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2035	42
Abbildung 12: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario C 2035	43
Abbildung 13: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2040	44
Abbildung 14: Installierte Leistung für erneuerbare und konventionelle Energieträger auf Basis des Szenarios „Distributed Energy“ des TYNDP 2020	46
Abbildung 15: Ausbau des Offshore-Netzes auf Grundlage von NEP und FEP	53
Abbildung 16: Schematische Darstellung eines DC-Netzanbindungssystems mit 155-kV-Anbindungskonzept	57
Abbildung 17: Schematische Darstellung eines DC-Netzanbindungssystems mit 66-kV-Direktanbindungskonzept	57
Abbildung 18: Schematische Darstellung eines AC-Netzanbindungssystems	58
Abbildung 19: Schematische Darstellung eines AC-Netzanbindungssystems mit 66-kV-Direktanbindungskonzept	58
Abbildung 20: Start-Offshorenetz Nordsee	61
Abbildung 21: Start-Offshorenetz Ostsee	62
Abbildung 22: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in A 2035	67
Abbildung 23: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in B 2035	68
Abbildung 24: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in C 2035	69
Abbildung 25: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in B 2040	70
Abbildung 26: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Ostsee in A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040	71
Abbildung 27: Schätzung des Investitionsvolumens in Abhängigkeit der Szenarien des NEP 2035 (2021)	73
Abbildung 28: Mögliche Risiken bei der Errichtung von Offshore-Netzanbindungen	74
Abbildung 29: Überblick über das Strommarktmodell	78
Abbildung 30: Stromerzeugung, Stromnachfrage und Handelssaldo elektrisch benachbarter Länder in den Szenarien	82
Abbildung 31: Anteil der konventionellen und erneuerbaren Stromerzeugung an Gesamterzeugung	83



Abbildungsverzeichnis

Abbildung 32: Handelsaustauschenergiemengen in den Szenarien des NEP 2035 (2021) 84

Abbildung 33: Stromerzeugung, Verbrauch und Importe/Exporte der Szenarien im Vergleich 86

Abbildung 34: Erzeugung, Verbrauch und Handel in ausgewählten Höchstlastsituationen 87

Abbildung 35: Vergleich der gemittelten Volllaststunden in Deutschland je Szenario 89

Abbildung 36: Spitzenkappung und marktseitige Einsenkung von EE-Anlagen in den Szenarien des NEP 2035 (2021) 90

Abbildung 37: Zeitreihe der EE-Einspeisung vor und nach Spitzenkappung und marktseitiger Einsenkung im Szenario B 2040 91

Abbildung 38: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario A 2035 93

Abbildung 39: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2035 94

Abbildung 40: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario C 2035 95

Abbildung 41: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2040 96

Abbildung 42: CO₂-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks in den Szenarien des NEP 2035 (2021) 98

Abbildung 43: Primärenergieverbrauch des deutschen Kraftwerksparks in den Szenarien des NEP 2035 (2021) 99

Abbildung 44: Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch 100

Abbildung 45: KWK-Stromerzeugung nach Primärenergietypen 101

Abbildung 46: NOVA-Kategorien – ergänzt um Typen gemäß § 3 NABEG 106

Abbildung 47: Schematischer Vergleich von DC-Punkt-zu-Punkt-Planung (P2P) mit DC-MT (mit/ohne DC-Hub) 108

Abbildung 48: Spitzenkappung und verbleibender Redispatch mit den Zielnetzen 2035 113

Abbildung 49: Deutsches Höchstspannungsnetz mit Startnetz 116

Abbildung 50: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) eines gesamten Jahres im Startnetz mit Interkonnektoren und Maßnahme M351 Lübeck/West–Göhl 117

Abbildung 51: Auswertung der Häufigkeit von Auslastungen über 100 % bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) im Startnetz mit Interkonnektoren und Maßnahme M351 Lübeck/West–Göhl 118

Abbildung 52: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) eines gesamten Jahres im BBP-Netz 119

Abbildung 53: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) eines gesamten Jahres im BBP-Netz 120

Abbildung 54: Szenario A 2035/alle Leitungsprojekte 124

Abbildung 55: Szenario B 2035/alle Leitungsprojekte 126

Abbildung 56: Szenario C 2035/alle Leitungsprojekte 128

Abbildung 57: Umfang an Netzverstärkung in den Szenarien des NEP 2035 (2021) 130

Abbildung 58: Umfang an Netzausbaubedarf in den Szenarien des NEP 2035 (2021) 130

Abbildung 59: Geschätzte Investitionskosten im NEP 2035 (2021) 131

Abbildung 60: Beteiligung an der Planung der Übertragungsnetze 169

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht der Kennzahlen der Szenarien	23
Tabelle 2: Anzahl und Eigenschaften der Elektrofahrzeuge	30
Tabelle 3: Anzahl bzw. elektrische Leistung der Power-to-Heat-Anlagen	31
Tabelle 4: Angenommene Potenziale zur Abschaltung- und Verschiebung von Stromnachfrage	33
Tabelle 5: Eingesenkte Einspeisemengen aus Onshore-Windenergie und Photovoltaik	37
Tabelle 6: Annahmen zu Brennstoff- und CO ₂ -Zertifikatspreisen	39
Tabelle 7: Emissionsobergrenzen für die Modellierung	39
Tabelle 8: CO ₂ -Emissionsfaktoren nach Energieträgern	40
Tabelle 9: Start-Offshorenetz Nordsee	60
Tabelle 10: Start-Offshorenetz Ostsee	60
Tabelle 11: Installierte Leistung Offshore-Wind gemäß genehmigtem Szenariorahmen	62
Tabelle 12: Überblick über die Übertragungsleistungen des Zubau-Offshorenetzes	63
Tabelle 13: Überblick über die Längen des Zubau-Offshorenetzes	64
Tabelle 14: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes in der Nordsee	65
Tabelle 15: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes in der Ostsee	66
Tabelle 16: Schätzung der Anschaffungs- und Herstellungskosten für das Zubau-Offshorenetz Nordsee	73
Tabelle 17: Schätzung der Anschaffungs- und Herstellungskosten für das Zubau-Offshorenetz Ostsee	74
Tabelle 18: Kennzahlen ausgewählter Höchstlastsituationen	88
Tabelle 19: Berechnung des Bruttostromverbrauchs	99
Tabelle 20: Übersicht über die im NEP angenommene Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie und die Netzverknüpfungspunkte	121
Tabelle 21: Szenario A 2035 Kennzahlen	123
Tabelle 22: Szenario B 2035 Kennzahlen	125
Tabelle 23: Szenario C 2035 Kennzahlen	127
Tabelle 24: Szenario B 2040 Kennzahlen	129
Tabelle 25: Längenangaben Start- und Zubaunetz im NEP 2035 (2021)	132
Tabelle 26: Startnetz 50Hertz NEP 2035 (2021)	136
Tabelle 27: Startnetz Amprion NEP 2035 (2021)	139
Tabelle 28: Startnetz TenneT NEP 2035 (2021)	143
Tabelle 29: Startnetz TransnetBW NEP 2035 (2021)	145
Tabelle 30: DC-Projekte des Startnetzes NEP 2035 (2021)	147
Tabelle 31: Erforderliche Projekte und Maßnahmen in den Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035 gemäß Kapitel 5.3.6	148
Tabelle 32: Realisierte Maßnahmen des NEP 2030 (2019)	162
Tabelle 33: Stand der Umsetzung von Offshore-Netzanbindungsmaßnahmen (Maßnahmen basierend auf bestätigtem NEP 2030 (2019))	164
Tabelle 34: Übersicht Zubau-Offshorenetz	166

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	Ampere
Abs.	Absatz
AC	Alternating current/Wechselstrom
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone (Bereich außerhalb des Küstenmeers)
BBP	Bundesbedarfsplan
BBPlG	Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz)
BfN	Bundesamt für Naturschutz
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BImSchV	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
EE	erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EMF	elektrische und magnetische Felder
EnLAG	Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity/ Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, Brüssel
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gas- versorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
EU	Europäische Union



Abkürzungsverzeichnis

FBMC	Flow-Based Market Coupling/ Lastflussbasierte Kapazitätsberechnung	PCI	Project of common interest/Projekt von pan-europäischer Bedeutung gemäß EU-Verordnung 347/2013
FEP	Flächenentwicklungsplan	PTDF	Power-Transfer-Distribution-Factors/ Angaben zur Änderung des Leistungsflusses auf einer Leitung aufgrund von Änderungen der knotenscharfen Netzeinspeisungen
FNB Gas	Fernleitungsnetzbetreiber Gas	PtG	Power-to-Gas
GSK	Generation Shift Key	PtH	Power-to-Heat
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	PJ	Petajoule
GJ	Gigajoule	PST	Phasenschiebertransformator
GuD	Gas- und Dampfturbine	PV	Photovoltaik
GW	Gigawatt (1 GW = 1.000 MW)	RAM	Remaining Available Margin/ vorgegebene Kapazitätswerte für eine Leitung bei Einsatz von FBMC
GWh	Gigawattstunde (1 GWh = 1.000 MWh)	RgIP	Regional Investment Plan/ regionaler Investitionsplan
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung	SA	Schaltanlage
HöS	Höchstspannung	SF	Schaltfeld
HS	Hochspannung	STATCOM	Static Synchronous Compensator/ statische Blindleistungskompensation in VSC-Umrichtertechnik (selbstgeführter Umrichter)
HTL	Hochtemperaturleiter, Hochtemperaturleiterseile	SVC	Static var compensator/ statische Blindleistungskompensation, über Leistungselektronik geschaltet
HTLS	spezielle Form von Hochtemperaturleiterseilen (High Temperature Low Sag)	SUP	Strategische Umweltprüfung
Hz	Hertz	TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitors/ Thyristorgesteuerte Serienkompensation
KraftNAV	Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung)	TSO	Transmission System Operator/ Übertragungsnetzbetreiber
kV	Kilovolt	TWh	Terawattstunde (1 TWh = 1.000 GWh)
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung	TYNDP	Ten-Year Network Development Plan/ 10-Jahres-Netzentwicklungsplan der ENTSO-E
MSCDN	Mechanically Switched Capacitor with Damping Network/mechanisch geschaltete Blindleistungskompensation	ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
MW	Megawatt (1 MW = 1.000 kW)	UVP	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP)
MWh	Megawattstunde (1 MWh = 1.000 kWh)	UW	Umspannwerk = Umspannanlage (UA)
NEP	Netzentwicklungsplan	VNB	Verteilnetzbetreiber
NNF	Netznutzungsfall	VSC	Voltage Source Converter
NOVA	Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau	WAFB	Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb
NTC	Net Transfer Capacities/bestmöglich abgeschätzte Grenze für den physikalischen Leistungsfluss zwischen zwei Regelzonen	WindSeeG	Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz)
NSWPH	North Sea Wind Power Hub		
NVP	Netzverknüpfungspunkt		
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan		
OWP	Offshore-Windpark		

Vorwort

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

vor Ihnen liegt der erste Entwurf zum siebten Netzentwicklungsplan (NEP) der deutschen Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW. Während die Vorgänger, der NEP in den Versionen von 2017 und 2019, noch das Jahr 2030 anvisierten, steht in diesem NEP das Jahr 2035 im Fokus.

Mit Blick auf den Prognosehorizont 2035 orientiert sich der vorliegende NEP entsprechend des durch die Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmens an den energie- und klimapolitischen Zielstellungen der Bundesregierung. Konkret spiegelt die Szenarienausprägung für 2035 ein Energiesystem ohne Kernenergie, weitgehend ohne Kohlestrom, mit einem fortgeschrittenen Ausbaustand erneuerbarer Energien zu Land und auf See sowie einer immer flexibler reagierenden Stromnachfrage wider.

Im genehmigten Szenariorahmen wird der Ansatz der ambitionierten Weiterentwicklung der Sektorenkopplung und deren Integration in das Stromsystem weiter fortgesetzt. Bei der gewählten Ausgestaltung der Szenarien führt die zunehmende Dekarbonisierung der deutschen Volkswirtschaft zu einem gesteigerten Stromverbrauch, der im Jahr 2035 zu über 70 % aus erneuerbaren Energien gedeckt werden würde. Gleichzeitig gehen die Annahmen davon aus, dass Sektorenkopplungstechnologien im zukünftigen System nicht nur eine relevante Größe als zusätzliche Verbraucher darstellen, sondern auch zusätzliche Flexibilität bieten, die die Integration der erneuerbaren Energien unterstützt. Die vorliegenden Szenarien bilden diese Entwicklungen durch differenzierte Pfade ab und berücksichtigen unter anderem die Entwicklung der Elektromobilität in Deutschland sowie die Ziele der nationalen Wasserstoffstrategie.

Schon die geografische Verteilung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und die der bestehenden und teilweise neu entstehenden Verbrauchszentren machen einen zusätzlichen Bedarf an Stromübertragungskapazitäten deutlich. Um diesen zusätzlichen Netzentwicklungsbedarf auf das erforderliche Minimum zu reduzieren, kombinieren die Übertragungsnetzbetreiber bei Marktsimulation und Netzanalysen bewährte Instrumente und den Einsatz innovativer Technologien.

Hervorzuheben ist: Der für eine sichere Stromversorgung im Einklang mit der Energiewende erforderliche Netzausbau ist eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Diese erfordert das Zusammenwirken vieler Beteiligten und einen breiten Konsens in der Bevölkerung. Bis Ende Februar 2021 haben Sie die Möglichkeit, sich an der Konsultation zu diesem NEP zu beteiligen. Wir hoffen auf eine rege und konstruktive Beteiligung, denn der NEP lebt von den Perspektiven, dem Wissen und den Vorschlägen aus Wirtschaft, Wissenschaft, Gesellschaft und Politik.

Unser Dank gilt unseren Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern, die mit großer Expertise und hohem Einsatz an der Erstellung dieses ersten Entwurfs des NEP 2035 (2021) mitgewirkt haben.



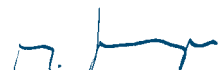
Dr. Dirk Biermann
50Hertz Transmission GmbH



Dr. Hendrik Neumann
Amprion GmbH



Tim Meyerjürgens
TenneT TSO GmbH



Michael Jesberger
TransnetBW GmbH

1 Einführung

2 Szenariorahmen

3 Offshore-
Netzausbaubedarf

4 Marktsimulation

5 Netzanalysen

6 Übersicht Maßnahmen

7 Konsultation

8 Zusammenfassung



1 Einführung: Prozess und Methodik

1.1 Die Rolle der Übertragungsnetzbetreiber

Das Strom-Übertragungsnetz in Deutschland besteht aus vier Regionen, sogenannten Regelzonen. In jeder Regelzone ist einer der vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zuständig: 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW.

Zentrale Aufgabe der ÜNB ist es, Systemsicherheit und -stabilität zu gewährleisten. Dazu müssen sie jederzeit Erzeugung und Verbrauch in Einklang bringen. Dies erreichen sie durch eine aktive Steuerung des Höchstspannungsnetzes. Die ÜNB betreiben ihre Netze diskriminierungsfrei und schaffen damit die Voraussetzung für einen funktionierenden, freien Strommarkt in Deutschland und Europa.

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

Abbildung 1: Regelzonen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die ÜNB sind zentrale Akteure bei der Integration von Strom aus erneuerbaren Energien in die deutsche Netzinfrastruktur. Gerade beim Stromtransport wachsen die Anforderungen an die ÜNB, da erneuerbare Energien häufig verbrauchsfern erzeugt werden.

Die ÜNB bringen die politischen Vorgaben zur Energiewende in Einklang mit aktuellen und zukünftigen Anforderungen an das Übertragungsnetz. Dies tun sie, indem sie das Netz der Zukunft innerhalb der politischen Rahmenbedingungen planen. Dazu zählen neben dem Ausstieg aus Kohle und Kernkraft unter anderem auch die nationale Wasserstoffstrategie sowie ein stärker zusammenwachsender europäischer Strombinnenmarkt.

Die Planung für die Netzentwicklung in den nächsten 20 Jahren ist gesetzlich klar geregelt. In § 12b des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) ist festgelegt, dass die ÜNB mit Regelzonenverantwortung 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.“



Grundlage für die Entwicklung des deutschen Übertragungsnetzes der Zukunft ist der gemeinsame Prozess der vier ÜNB bei der Erstellung und Fortschreibung des NEP. Hierbei besteht ein enger Austausch und Informationsfluss zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern. 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 unter Beteiligung der Öffentlichkeit 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 kompetenter Partner im Austausch mit der Öffentlichkeit. Im Dialog sorgen sie für ein besseres Verständnis und damit für mehr Akzeptanz von Netzinfrastrukturprojekten.

Die deutschen ÜNB

- ermitteln in ihrem Entwurf des NEP den Netzausbaubedarf und legen die Netzverknüpfungspunkte für Offshore-Netzanbindungssysteme fest. Dies tun sie auf Basis des von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens und der anerkannten Grundsätze der Netzplanung;
- definieren im NEP Optionen für den Ausbau eines sicheren und bedarfsgerechten Übertragungsnetzes für das Jahr 2035 auf Basis unterschiedlicher Szenarien;
- verwenden dafür Methoden und Simulationsprogramme, die dem neuesten Stand der Technik entsprechen, und entwickeln diese kontinuierlich weiter.

1.2 Vom Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan

1.2.1 Erstellung des Szenariorahmens

Der Szenariorahmen enthält mehrere Szenarien, in denen eingeschätzt wird, wie sich Stromerzeugung und -verbrauch in Zukunft entwickeln könnten. Dabei werden unterschiedliche Transformationspfade des Energiesystems und unterschiedliche Zeiträume betrachtet. Im Bereich der Erzeugung werden Stromspeicherkapazitäten ebenso einkalkuliert wie der Stromhandel mit unseren Nachbarländern. Beim Verbrauch werden künftige Entwicklungen berücksichtigt, beispielsweise eine steigende Elektrifizierung im Verkehrssektor. Die Zeiträume für die einzelnen Szenarien sind in § 12a EnWG geregelt: Mindestens drei Szenarien sollen einen Zeitraum von mindestens zehn und höchstens 15 Jahren abdecken. Ein Szenario soll die Entwicklung von mindestens 15 und höchstens 20 Jahren darstellen.

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) entwerfen alle zwei Jahre einen Szenariorahmen. Diesen Entwurf übermitteln sie gemäß § 12a EnWG bis zum 10. Januar eines geraden Jahres an die Bundesnetzagentur (BNetzA). Zu diesem Szenariorahmenentwurf findet dann eine Konsultation statt, in der sich die interessierte Öffentlichkeit zu Wort melden kann. Erst wenn der Szenariorahmen durch die BNetzA genehmigt wurde, wird er zur Grundlage für den Netzentwicklungsplan (NEP).

Am 26.06.2020 hat die BNetzA den Szenariorahmen für den NEP 2035 (2021) genehmigt und veröffentlicht. In diesem Szenariorahmen werden Annahmen zum Energiesystem in den Jahren 2035 und 2040 getroffen: Drei Szenarien blicken auf das Jahr 2035, und ein Szenario bildet die Entwicklung bis in das Jahr 2040 ab. Alle Szenarien gehen von dem Ziel aus, dass die Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2050 nahezu klimaneutral ist.

In allen Szenarien wird ein im Vergleich zu heute steigender Stromverbrauch angenommen. Dieser ergibt sich unter anderem aus der zunehmenden Elektrifizierung im Wärme- und Verkehrssektor sowie aus der zunehmenden Nutzung von Elektrolyseuren zur Wasserstoffherzeugung (Power-to-Gas). Auch Dekarbonisierungsmaßnahmen im Industriesektor und der durch die Digitalisierung bedingte Mehrbedarf an IT-Rechenleistung tragen dazu bei.

Bei der Stromerzeugung werden in allen Szenarien sowohl der Kernenergieausstieg bis Ende 2022 als auch der Kohleausstieg bis spätestens 2038 berücksichtigt. Zwei Szenarien sehen bereits für das Jahr 2035 einen abgeschlossenen Kohleausstieg vor. Der Ausbau der erneuerbaren Energien schreitet weiter voran, und die installierte Leistung steigt von rund 124 GW in 2019 auf zwischen 233 und 270 GW je nach Szenario und Zeithorizont. Wie auch die BNetzA betont, müsste sich der Ausbau der erneuerbaren Energien im Vergleich zu heute erheblich beschleunigen, um diese Werte zu erreichen.

Die Szenarien unterscheiden sich in zwei Dimensionen: Unter **Netzorientierung** werden im Rahmen des NEP 2035 (2021) allgemein Entwicklungen bzgl. der Verortung und der Betriebsweise von Anlagen verstanden, die dazu beitragen können, Netzengpässe im Verteil- oder Übertragungsnetz zu reduzieren oder zu vermeiden, ohne ausschließlich diesem Zweck zu dienen. Die **Sektorenkopplung** verbindet u. a. die Bereiche Strom, Mobilität, Wärme und Gas sowie industrielle Anwendungen (z. B. in der Chemie- oder Stahlindustrie). Ein wichtiger Baustein zur Erreichung der Klimaschutzziele ist dabei der zunehmende Einsatz von Strom als Endenergieträger, um die Integration von erneuerbaren Energien in allen Sektoren zu ermöglichen. Die anhand dieser Dimensionen von den ÜNB vorgenommene Szenarienausgestaltung wurde von der BNetzA genehmigt.

Die Szenarien lassen sich grob wie folgt charakterisieren:

- **Szenario A 2035** beschreibt eine Transformation des Stromsektors, in der die Sektorenkopplung und das stromnetzorientierte Einsatzverhalten von Erzeugern und Verbrauchern niedrig ausgeprägt sind. Der Ausbaupfad der erneuerbaren Energien ist im Vergleich zu den anderen Szenarien am geringsten. Der Kohleausstieg wird im Jahr 2035 als noch nicht vollständig abgeschlossen angenommen, sodass dieses Szenario noch rund 8 GW installierte Leistung aus Braunkohle aufweist.
- **Szenarien B 2035** und **B 2040** beschreiben eine Transformation des Stromsektors, in der die Sektorenkopplung und das stromnetzorientierte Einsatzverhalten von Erzeugern und Verbrauchern eine größere Rolle spielen. Der Ausbaupfad der erneuerbaren Energien liegt zwischen den Szenarien A und C. So wird ein mittlerer Bruttostromverbrauch in Kombination mit einem mittleren Anteil der erneuerbaren Energien angenommen. Der Kohleausstieg wird im Szenario B als bis 2035 vollzogen angenommen.
- **Szenario C 2035** beschreibt eine stetig voranschreitende Transformation des Stromsektors, in der die Sektorenkopplung und das stromnetzorientierte Einsatzverhalten von Erzeugern und Verbrauchern eine entscheidende Rolle spielen. Der Ausbaupfad der erneuerbaren Energien bewegt sich im Vergleich zu den anderen Szenarien am oberen Ende der zu erwartenden Entwicklung. So wird ein hoher Bruttostromverbrauch in Kombination mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien angenommen. Wie in Szenario B wird auch im Szenario C davon ausgegangen, dass der Kohleausstieg bereits im Jahr 2035 abgeschlossen ist.

Details des von der BNetzA genehmigten Szenariorahmen für den NEP 2035 (2021) werden in Kapitel 2 ausführlich dargestellt.

1.2.2 Erstellung des Netzentwicklungsplans

Der Szenariorahmen ist die verbindliche Grundlage für die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) bei ihrer schrittweisen Erstellung des Netzentwicklungsplans (NEP): Nach der Marktsimulation, die die vier ÜNB gemeinsam durchführen, erfolgen die Netzanalysen, bei denen die vier ÜNB ebenfalls eng zusammenarbeiten.

➤ **Marktsimulation**

Ziel der Marktsimulation ist die Nachbildung des bestehenden europäischen Strommarktes. Dieser sorgt dafür, dass in allen angeschlossenen Ländern der Kraftwerkseinsatz zu jedem Zeitpunkt so gewählt wird, dass der Strombedarf europaweit gerade gedeckt und die Kapazität des grenzüberschreitenden Energieaustauschs nicht überschritten wird. Ergebnis der Marktsimulation sind die Einspeise- und Nachfrageprofile der Stromerzeugungsanlagen und Lasten in allen betrachteten Marktgebieten als Grundlage für die folgenden Netzanalysen.

Die Marktsimulation bildet alle konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsanlagen im europäischen Verbundnetz ab. Aufgrund ihrer sehr geringen variablen Kosten erfolgt die Einspeisung aus erneuerbaren Energien vorrangig zu allen anderen Kraftwerken im In- und Ausland. Eingespeist wird – unter Berücksichtigung technischer Restriktionen – nach der sogenannten Merit-Order-Liste. Das ist die Reihenfolge der Erzeugungsanlagen nach ihren variablen Grenzkosten¹, beginnend mit den niedrigsten.

¹ Bestehend u. a. aus Brennstoffkosten, Brennstofftransportkosten und CO₂-Preisen.



Eine weitere gesetzliche Vorgabe ist die Spitzenkappung (§ 11 Abs. 2 EnWG). Sie sorgt dafür, dass das Netz nicht für Extremsituationen ausgebaut wird, nämlich für die wenigen Stunden im Jahr, in denen die Sonne besonders intensiv scheint und der Wind besonders stark weht. Die Spitzenkappung findet Eingang in die Marktsimulation, indem Einspeisespitzen von bis zu 3 % der Jahresenergiemenge für jede Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlage gekappt werden.

Die Marktsimulation betrachtet bei der Stromerzeugung auch mögliche Speicherkapazitäten. In Zeiten, in denen mehr Strom erzeugt als nachgefragt wird, werden mit der überschüssigen Energie zum Beispiel Speicherseen von Pumpspeicherkraftwerken befüllt. Diese Kraftwerke können die gespeicherte Kapazität dann zu einem späteren Zeitpunkt bei höherem Strombedarf zur Stromerzeugung nutzen.

In der Marktsimulation wird das Wetter ebenso berücksichtigt wie die Einbettung Deutschlands in den europäischen Strombinnenmarkt. Die Ergebnisse der Marktsimulation werden in Kapitel 4 detailliert erläutert.

> Netzanalysen

Auf Grundlage der Marktsimulation wird in den Netzanalysen für jedes Szenario der Netzentwicklungsbedarf untersucht. Dabei wird geprüft, ob das Startnetz in der Lage ist, die in der Marktsimulation berechneten Leistungsflüsse zu transportieren. Das Startnetz umfasst das bestehende Netz und bereits fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Ausschlaggebend für die Netzdimensionierung sind die kritischen Stunden, damit die Systemstabilität in Zukunft jederzeit aufrechterhalten werden kann. Zeigt die Analyse Überlastungen auf, werden Netzentwicklungsmaßnahmen nach dem **NOVA-Prinzip** eingeplant: **Netz-Optimierung** vor **-Verstärkung** vor **-Ausbau**. Das so ermittelte Ergebnisnetz wird abschließend auf Systemstabilität untersucht. Die Ergebnisse der Netzanalysen werden in Kapitel 5 detailliert erläutert.

So entwickeln die ÜNB im NEP für jedes Szenario ein Übertragungsnetz, das durch Netzentwicklungsmaßnahmen und unter Berücksichtigung zukünftiger Innovationen (siehe Kapitel 5.2) eine bedarfsgerechte Stromübertragung und ein stabiles Netz im Zieljahr 2035 sicherstellt.

1.3 Der Netzentwicklungsplan als Grundlage für das Bundesbedarfsplangesetz

Der erste Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) wird nach Fertigstellung von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) öffentlich zur Konsultation gestellt (siehe Kapitel 7). Nach seiner Überarbeitung wird er in zweiter Fassung an die Bundesnetzagentur (BNetzA) übermittelt. Die BNetzA prüft den NEP, erstellt einen Umweltbericht zum NEP und führt anschließend eine weitere Konsultation durch. Die Bestätigung des NEP erfolgt durch die BNetzA mittels Verwaltungsakt.

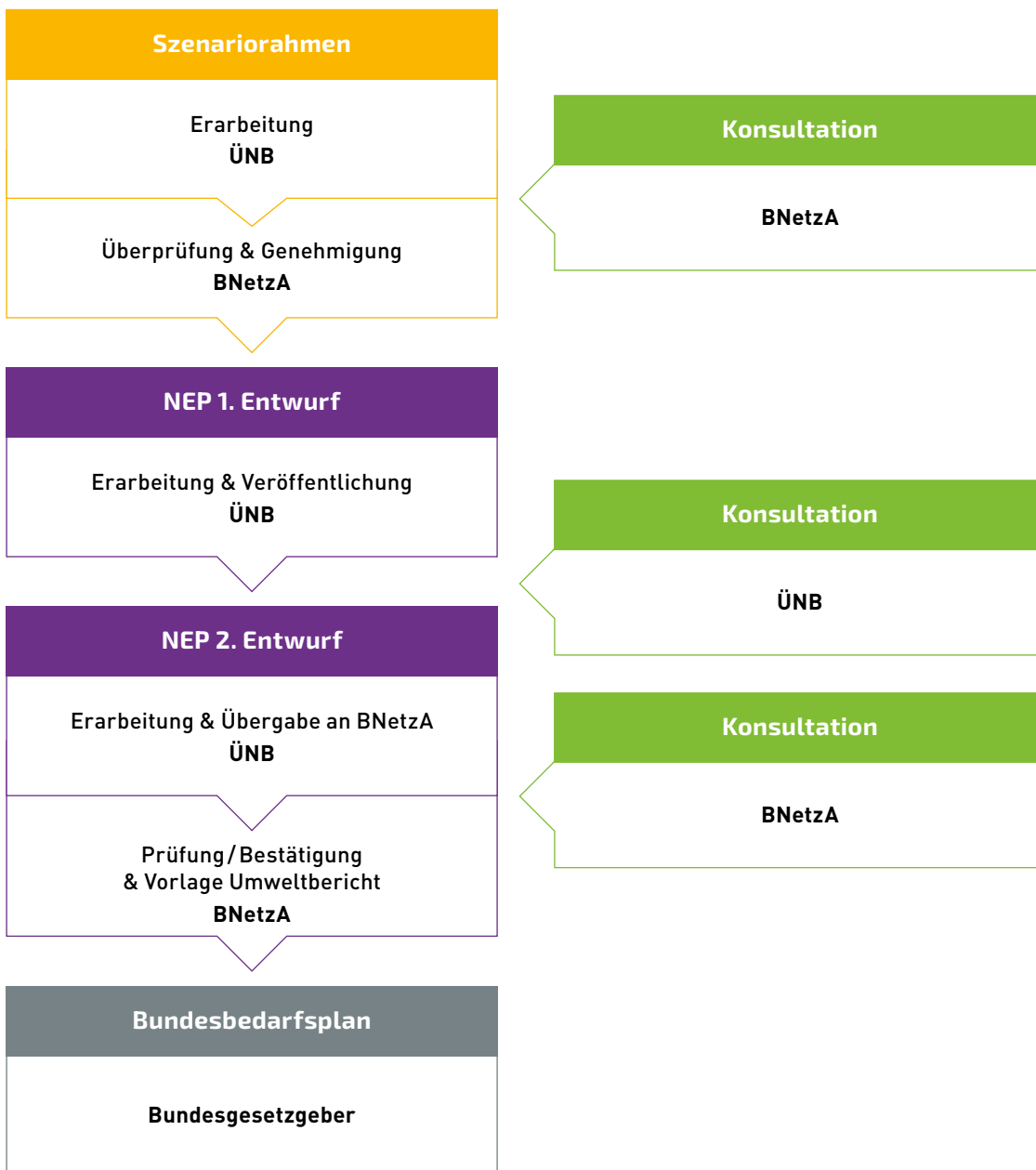
Die Konsultation zu diesem ersten Entwurf des NEP 2035 (2021) findet vom 29.01. bis zum 28.02.2021 statt. Für den 12.02.2021 ist eine Dialogveranstaltung geplant. Die ÜNB legen den zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021) spätestens am 26.04.2021 der BNetzA vor. Anschließend findet die Konsultation des Prüfberichts der BNetzA statt.

Alle vier Jahre wird der jeweils aktuelle NEP gemäß § 12e EnWG von der BNetzA an die Bundesregierung übermittelt. Diese von der BNetzA bestätigten Maßnahmen des NEP bilden die Basis für den Bundesbedarfsplan (BBP). Der Entwurf des BBP wird dem Bundesgesetzgeber (Bundestag und Bundesrat) zur Beschlussfassung vorgelegt. Mit Verabschiedung des BBP werden die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf für die in ihm enthaltenen Vorhaben im Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) verbindlich festgestellt.



Die nächste Anpassung des BBPLG erfolgt Anfang 2021 auf Basis des NEP 2030 (2019). Dabei wurden sowohl das Erreichen eines Anteils von mindestens 65 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien als auch ein Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2038 als Basis für den ermittelten Netzausbaubedarf berücksichtigt. Im vorliegenden Dokument wird angenommen, dass die Maßnahmen zur Verstärkung und zum Ausbau des Höchstspannungsnetzes, die im Regierungsentwurf des BBPLG vom 23.09.2020 enthalten sind, unverändert beschlossen werden. Dementsprechend wurde die Nummerierung der BBP-Vorhaben aus dem Regierungsentwurf in den Tabellen in Kapitel 6 sowie in den Projektsteckbriefen im Anhang übernommen. Sollten sich nach Verabschiedung noch Veränderungen ergeben, so werden diese im zweiten Entwurf umgesetzt.

Abbildung 2: Der Prozess vom Szenariorahmen zum Bundesbedarfsplan



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



1.4 Zusammenhang zwischen nationaler und europäischer Netzplanung

Auf europäischer Ebene sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in einem Verband organisiert, dem European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). ENTSO-E erstellt alle zwei Jahre einen Netzentwicklungsplan für das europäische Netz, den Ten-Year Network Development Plan (TYNDP). Ein Szenario aus dem TYNDP, das die BNetzA im Rahmen des genehmigten Szenariorahmens bestimmt, fließt zur Abbildung des europäischen Auslands in die Analysen des deutschen Netzentwicklungsplans (NEP) ein. So wird eine Verzahnung der Prozesse ermöglicht. Im TYNDP sind neben den grenzüberschreitenden Projekten (Interkonnektoren) auch innerdeutsche Projekte aus dem NEP enthalten, wenn sie eine überregionale, pan-europäische Bedeutung haben.

Im NEP werden Leitungsmaßnahmen in der Regel über konkrete (n-1)-Nachweise identifiziert. Das (n-1)-Kriterium bezeichnet den Grundsatz, dass beim Ausfall einer Komponente durch Redundanzen der Ausfall des Gesamtsystems verhindert wird. Die Maßnahmen beheben weitgehend in den jeweiligen Szenarien ansonsten auftretende (n-1)-Verletzungen im Höchstspannungsnetz. Ausnahmen bilden z. B. vertikale Punktmaßnahmen, die zusammen mit den betroffenen Verteilnetzbetreibern identifiziert werden, sowie horizontale Punktmaßnahmen und Interkonnektoren. Die im NEP berücksichtigten Interkonnektoren werden entsprechend des genehmigten Szenariorahmens aus dem TYNDP entnommen bzw. für das jeweilige Zieljahr abgeleitet.

Anders als im NEP findet im TYNDP kein eigenständiger (n-1)-Nachweis der Projekte und Maßnahmen statt. Die Netzausbaumaßnahmen werden im TYNDP mittels einer Kosten-Nutzen-Analyse (Cost Benefit Analysis – CBA) bewertet. Für Interkonnektoren und Maßnahmen mit grenzüberschreitendem Einfluss wird ein NTC-Beitrag (Net Transfer Capability Increase) ermittelt und ausgewiesen. Der NTC-Beitrag beschreibt, in welchem Umfang durch eine Maßnahme die Transportkapazität insbesondere an identifizierten Grenzen bzw. Engpässen ansteigt.

Gemäß den Vorgaben des genehmigten Szenariorahmens wird im Rahmen des NEP für insgesamt sechs zusätzliche, über den Bundesbedarfsplan hinausgehende Interkonnektoren aus dem TYNDP eine CBA für die Szenarien B 2035 und B 2040 durchgeführt, wie es sie z. B. im TYNDP gibt (siehe Kapitel 5.4). Die konkreten projektspezifischen Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse werden mit dem zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021) als Teil der jeweiligen Projektsteckbriefe veröffentlicht. Da die genannten Interkonnektoren gemäß Genehmigung des Szenariorahmens nicht im Ausgangsnetz enthalten sind, ist aktuell keine Zuordnung zu den Szenarien des NEP 2035 (2021) möglich. Im ersten Entwurf des NEP 2035 (2021) wird daher auf eigene Projektsteckbriefe für diese Interkonnektoren verzichtet.

In der Zubaunetz-Tabelle in Kapitel 6.2 und in den Projektsteckbriefen im Anhang zu diesem 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. Einen Status als PCI-Projekt können nur Projekte des TYNDP bekommen, wenn sie entweder grenzüberschreitend sind oder einen NTC-Beitrag über 500 MW ausweisen. Darüber hinaus ist eine positive Kosten-Nutzen-Analyse Voraussetzung für die Aufnahme in die PCI-Liste der Europäischen Union.



1.5 Ausblick auf den zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021)

Wegen des Umfangs der Analysen im NEP und des vorgegebenen engen Zeitplans von zehn Monaten für die Bearbeitung durch die Übertragungsnetzbetreiber sind zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses ersten Entwurfs des NEP 2035 (2021) noch nicht alle Arbeiten abgeschlossen. Aufgrund von neuen Berechnungswerkzeugen und methodisch verfeinerten Datenmodellen hat die Erstellung dieses ersten Entwurfs mehr Zeit beansprucht als erwartet. Die Ergebnisse der noch ausstehenden Analysen werden mit dem zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021) veröffentlicht:

- Ergebnisse der Netzanalysen des Langfristszenarios B 2040 (siehe Kapitel 5.3.6),
- Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse (CBA) der noch nicht im Bundesbedarfsplan 2021 enthaltenen zusätzlichen Interkonnektoren (siehe Kapitel 5.4),
- Ergebnisse der Stabilitätsberechnungen sowie der Berechnungen des Bedarfs an Anlagen zur Blindleistungskompensation auf Basis des Szenarios B 2035,
- Ergebnisse der Sensitivität zum Szenario C 2035 unter Berücksichtigung eines alternativen Anschlusses von 6 GW Offshore-Windenergie am North Sea Wind Power Hub (siehe Kapitel 3.2.3).

Weiterführende Dokumente und Links

- Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, zweiter Entwurf:
www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2030-2019
- Information zum TYNDP 2020 von ENTSO-E: tyndp.entsoe.eu
- Regierungsentwurf eines Gesetzes zur Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes vom 23.09.2020:
www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gesetzentwurf-aenderung-des-bundesbedarfsplangesetzes-und-anderer-vorschriften.pdf?__blob=publicationFile&v=4

- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen
- 3 Offshore-
Netzausbaubedarf
- 4 Marktsimulation
- 5 Netzanalysen
- 6 Übersicht Maßnahmen
- 7 Konsultation
- 8 Zusammenfassung



2 Szenariorahmen

Zusammenfassung

Wesentliche Annahmen bzw. Ergebnisse des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan 2035 (2021) sind:

- Der Stromsektor spielt eine zentrale Rolle für die Energiewende und zur Erreichung der Klimaschutzziele. Durch eine zunehmende Elektrifizierung des Wärme-, Verkehrs- und Industriesektors steigt die Stromnachfrage bis 2035 bzw. 2040 deutlich über das heutige Niveau.
- Der Ausbau erneuerbarer Energien schreitet bis 2035 bzw. 2040 stetig voran, sodass der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in allen Szenarien über 70 % liegt. Besonders stark ist der Zubau bei der Photovoltaik und der Offshore-Windenergie. Genau wie heute bleibt Onshore-Windenergie aber auch in den abgebildeten Szenarien die bedeutendste erneuerbare Stromerzeugungsquelle.
- Der konventionelle Kraftwerkspark ist gegenüber heute deutlich reduziert. Lediglich im Szenario A 2035 werden noch Kohlekraftwerke im Strommarkt berücksichtigt. Gleichzeitig wird von einer Flexibilisierung des Betriebs konventioneller Kraftwerke ausgegangen, um die Integration der großen Mengen erneuerbarer Stromerzeugung voranzutreiben.
- Die einzelnen Szenarien haben als übergeordnetes Ziel die Erreichung der Klimaschutzziele. Hierzu müssen die CO₂-Emissionen des konventionellen Kraftwerksparks in allen Szenarien zurückgehen: Es erfolgt eine Reduktion der Emissionen in Deutschland auf maximal 120 Mio. t CO₂ in den Szenarien mit Zieljahr 2035 und auf maximal 60 Mio. t CO₂ im Langfristszenario mit Zieljahr 2040.
- Die fortschreitende Integration des europäischen Binnenmarktes für Strom wird durch die Umsetzung eines Flow-Based Market Coupling-Ansatzes sowie durch die Berücksichtigung der Vorgaben des CEP² zum ausgeweiteten europäischen Handel detailliert abgebildet.
- Um eine Einordnung im europäischen Kontext zu ermöglichen, erfolgt eine Einbettung der nationalen Entwicklungspfade für Deutschland in das europäische Szenario „Distributed Energy“ des Ten-Year Network Development Plan 2020.

Der Szenariorahmen beschreibt verschiedene mögliche Entwicklungen des Energiesystems in Deutschland und Europa und bildet damit die Grundlage für die Strommarktsimulation 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 10.01.2020 übergaben die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ihren Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom (NEP) 2035 (2021) an die Bundesnetzagentur (BNetzA). Gemäß § 12a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) müssen die ÜNB in ihrem Entwurf „die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken“. Entwicklungen müssen also hinreichend wahrscheinlich sowie durch entsprechende Ziele oder mindestens Willenserklärungen der Bundesregierung abgedeckt sein, um in den Szenariorahmenentwurf der ÜNB aufgenommen werden zu können. Dabei standen die ÜNB vor der Herausforderung, Szenarien für die Jahre 2035 und 2040 zu entwickeln, mit denen die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung für 2050 erreicht werden können. Das aktuelle Klimaschutzprogramm arbeitet mit dem Zielhorizont 2030, sodass Konkretisierungen für die Folgejahre derzeit noch ausstehen.

2 EU-Legislativpaket „Clean energy for all Europeans package“: ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en



Bei der Erstellung des Szenariorahmenentwurfs setzten die ÜNB auf eine transparente und breite Daten- und Informationsgrundlage sowie den Austausch mit vielfältigen Akteuren, um ihre Szenarioabschätzung zu validieren. Am 23.10.2019 diskutierten die Übertragungsnetzbetreiber in Berlin bei einem Experten-Forum zum Szenariorahmen gemeinsam mit etwa 60 Expertinnen und Experten die bisherigen Annahmen zum Szenariorahmenentwurf. Der Austausch mit Experten aus Politik, Wissenschaft, Wirtschaft, von Umwelt- und Wirtschaftsverbänden sowie Energieversorgern und Verteilnetzbetreibern (VNB) brachte wertvolle Hinweise zur Festlegung der Rahmendaten und zur Plausibilisierung der getroffenen Annahmen. Viele der vorgestellten Überlegungen stießen auf Zustimmung. Dazu gehörte unter anderem die Idee, Netzorientierung als eine Dimension der Szenariogestaltung zu berücksichtigen und die Auswirkungen der zunehmenden Sektorenkopplung auf die Stromnachfrage – beispielsweise durch Elektromobilität und veränderte Industrieprozesse – mit zu betrachten.

Auf Basis eines öffentlichen Beteiligungsverfahrens und nach eingängiger, fachlicher Prüfung hat die BNetzA den Szenariorahmenentwurf der ÜNB angepasst. Grundlage für die Erstellung des NEP 2035 (2021) ist somit der durch die BNetzA unter dem Aktenzeichen Az.: 8573-2-1/20-06-26/Szenariorahmen 2021–2035 am 26.06.2020 veröffentlichte, genehmigte Szenariorahmen. Die Genehmigung der BNetzA spiegelt den Entwurf der ÜNB in weiten Teilen wider. So wurde unter anderem der Vorschlag, die Szenarien an den Dimensionen Netzorientierung und Sektorenkopplung/Elektrifizierung auszugestalten, übernommen. In Analogie zum Entwurf der ÜNB wird auch in der Genehmigung nur noch in einem Szenario davon ausgegangen, dass der Kohleausstieg in 2035 noch nicht vollständig abgeschlossen sein wird. Änderungen am Entwurf wurden unter anderem hinsichtlich der räumlichen Verteilung von Power-to-Gas-Anlagen vorgenommen, die in der genehmigten Fassung zwischen den Szenarien nicht netzorientiert variiert. Daneben geht die BNetzA in der genehmigten Fassung gegenüber dem Entwurf von einer geringeren Stromnachfrage aus. Zur Abbildung des Auslands ist die BNetzA den Stellungnahmen vieler Stakeholder gefolgt und hat das Szenario „Distributed Energy“ des Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2020 zur Berücksichtigung im NEP 2035 (2021) festgelegt.

Der durch die ÜNB veröffentlichte Szenariorahmenentwurf, der genehmigte Szenariorahmen der BNetzA und die dazugehörige Kraftwerksliste sind auf der Website der ÜNB www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2035-2021 sowie auf der Internetseite der BNetzA www.netzausbau.de verfügbar.

2.1 Rahmendaten und Charakteristika der Szenarien zum NEP 2035 (2021)

2.1.1 Leitgedanken zur Ausgestaltung der Szenarien

Der Szenariorahmen enthält drei Szenarien für das Jahr 2035 und ein Langfristszenario für das Jahr 2040. Alle Szenarien orientieren sich grundsätzlich an den aktuell geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen sowie an darüber hinausgehenden, entlang des gültigen politischen Konsenses formulierten, energie- und klimapolitischen Zielstellungen. Die im Klimaschutzprogramm 2030 und im Klimaschutzplan 2050 formulierten CO₂-Minderungsziele sollen in allen Szenarien erreicht werden. Ebenso wird in allen Szenarien von einem fortschreitenden Anstieg des Anteils erneuerbarer Energien ausgegangen, sodass dieser in allen Szenarien bei über 70 % des Bruttostromverbrauchs liegt.

Dem Vorschlag der ÜNB und dem positiven Feedback vieler Stakeholder folgend, unterscheiden sich die von der BNetzA genehmigten Szenarien insbesondere entlang der Dimensionen Netzorientierung sowie Sektorenkopplung/Elektrifizierung. Die Sektorenkopplung verbindet u. a. die Bereiche Strom, Mobilität, Wärme und Gas sowie industrielle Anwendungen (z. B. in der Chemie- oder Stahlindustrie). Ein wichtiger Baustein zur Erreichung der Klimaschutzziele ist dabei der zunehmende Einsatz von Strom als Endenergieträger, um die Integration von erneuerbaren Energien in allen Sektoren zu ermöglichen. Unter Netzorientierung werden im Rahmen des NEP 2035 (2021) allgemein Entwicklungen bzgl. der Vernetzung und der Betriebsweise von Anlagen verstanden, die dazu beitragen können, Netzengpässe im Verteil- oder Übertragungsnetz zu reduzieren oder zu vermeiden ohne ausschließlich diesem Zweck zu dienen. Diese Entwicklungen sind derzeit jedoch nicht über einen regulatorischen Rahmen abgebildet. Es wird vielmehr angenommen, dass der Gesetzgeber einen solchen Rahmen zukünftig auf den Weg bringen wird, um entsprechende Anreize – z. B. zur netzorientierten Regionalisierung von Onshore-Wind oder Elektrolyseuren – zu schaffen.



Neben den beiden vorstehend skizzierten Szenariodimensionen gibt es weitere Unterschiede in der Szenarienausprägung, die sich nicht eindeutig einer dieser beiden Dimensionen zuordnen lassen, die aber ebenfalls in den Szenariotrichter aufgenommen worden sind. Dazu gehören die Berücksichtigung des Kohleausstiegs und Unterschiede in den Anteilen der erneuerbaren Energien am zukünftigen Erzeugungsmix. All diese Szenariovariationen sind notwendig, um zum einen die Unsicherheiten bei der weiteren Entwicklung des Energiesystems zu adressieren. Zum anderen sollen die für die Übertragungsnetze fundamentalen Auswirkungen der möglichen Veränderungen auf Stromnachfrage- und -angebotsseite untersucht werden, um eine nachhaltige Netzentwicklung gewährleisten zu können.

Die regionale Zubauproggnose erneuerbarer Energien sowie die Modellierung der nationalen Stromnachfrage erfolgen nach den von den ÜNB vorgeschlagenen und von der BNetzA als geeignet bewerteten Methoden. Wie in den vergangenen NEP wird eine Kappung von Einspeisespitzen (nachfolgend Spitzenkappung genannt) bei Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) berücksichtigt. Um eine Einordnung im europäischen Kontext zu ermöglichen, erfolgt eine Einbettung der nationalen Entwicklungspfade für Deutschland in das europäische Szenario „Distributed Energy“ des TYNDP 2020.

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

Abbildung 3: Schematische Darstellung zur Einordnung der Szenarien des NEP 2035 (2021)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



2.1.2 Rahmendaten der Genehmigung

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

Tabelle 1: Übersicht der Kennzahlen der Szenarien

Installierte Leistung [GW]					
Energieträger	Referenz 2019	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Kernenergie	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	20,9	7,8	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	22,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	30,0	38,1	42,4	46,7	42,4
Öl	4,4	1,3	1,3	1,3	1,1
Pumpspeicher	9,8	10,2	10,2	10,2	10,2
sonstige konventionelle Erzeugung *	4,3	3,8	3,8	3,8	3,7
Summe konventionelle Erzeugung	100,1	61,2	57,7	62,0	57,4
Windenergie onshore	53,3	81,5	86,8	90,9	88,8
Windenergie offshore	7,5	28,0	30,0	34,0	40,0
Photovoltaik	49,0	110,2	117,8	120,1	125,8
Biomasse	8,3	6,8	7,5	8,7	8,2
Speicherwasser und Laufwasser	4,8	5,6	5,6	5,6	5,6
sonstige regenerative Erzeugung *	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Summe regenerative Erzeugung	124,2	233,4	249,0	260,6	269,7
Summe Erzeugung	224,3	294,6	306,7	322,6	327,1
Stromverbrauch [TWh]					
Nettostromverbrauch zzgl. Verteilnetzverluste **	524,3***	603,4	621,5	651,5	653,2
Treiber Sektorenkopplung					
Haushaltswärmepumpen [Anzahl in Mio.]	1,0	3,0	5,0	7,0	6,5
Elektromobilität [Anzahl in Mio.]	0,2	9,1	12,1	15,1	14,1
Power-to-Heat (Fernwärme/Industrie) [GW]	0,8***	4,0	6,0	8,0	7,0
Power-to-Gas [GW]	<0,1***	3,5	5,5	8,5	10,5
Weitere Speicher und nachfrageseitige Flexibilitäten [GW]					
PV-Batteriespeicher	0,6	11,0	14,1	16,8	14,9
Großbatteriespeicher	0,4	3,6	3,8	3,8	3,8
DSM (Industrie und GHD)	1,5***	4,0	5,0	8,0	7,0
Klimaschutz					
CO₂-Limit (Mio. t CO₂)	-	120,0	120,0	120,0	60,0

Bei der Aufsummierung der Einzelwerte ergeben sich Rundungsabweichungen.

* sonstige konventionelle und regenerative Erzeugung jeweils inkl. 50 % Abfall

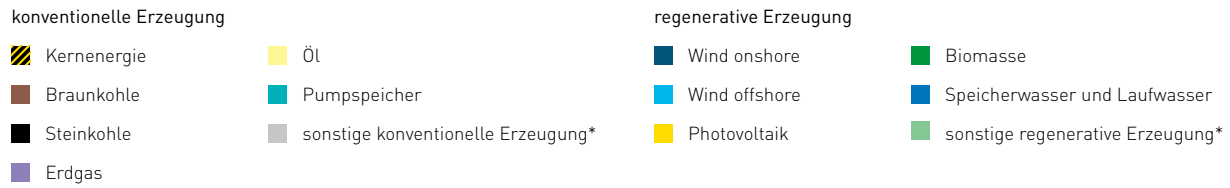
** Dargestellt sind die Werte aus dem Genehmigungsdokument. Aufgrund der Vielzahl an flexiblen Verbrauchern und Variablen ergibt sich der exakte Stromverbrauch erst aus der Strommarktmodellierung.

*** Referenz 2018

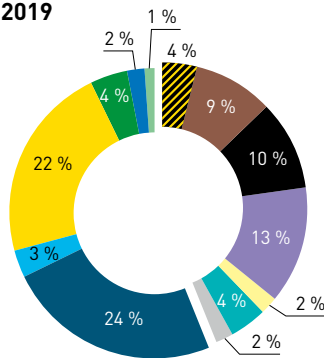
Quelle: Bundesnetzagentur



Abbildung 4: Übersicht über die Verteilung der installierten Leistungen je Energieträger in den Szenarien des NEP 2035 (2021)

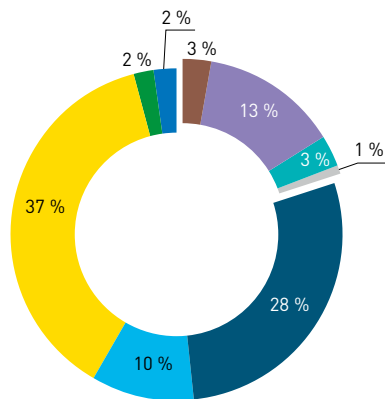


Referenz 2019



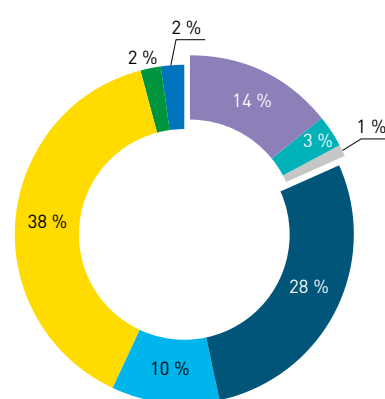
100 % entspricht 224,3 GW**

Szenario A 2035



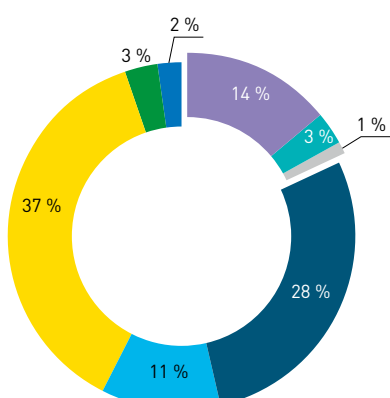
100 % entspricht 294,6 GW**

Szenario B 2035



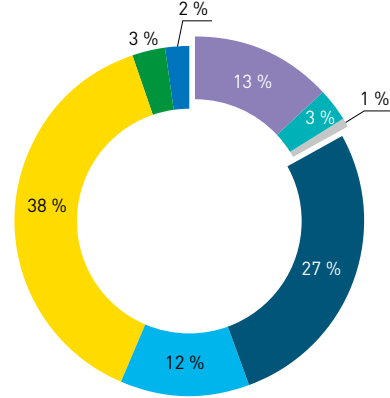
100 % entspricht 306,7 GW**

Szenario C 2035



100 % entspricht 322,6 GW**

Szenario B 2040



100 % entspricht 327,1 GW**

* sonstige konventionelle und regenerative Erzeugung jeweils inkl. 50 % Abfall
 ** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



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 2019, eine fortschreitende Verschiebung der installierten Leistungen von konventionellen Kraftwerken hin zu erneuerbaren Energien, mit einem besonders großen Wachstum der Leistung von Offshore-Windenergie- und PV-Anlagen. Im Folgenden werden weitere zentrale Charakteristika der im NEP 2035 (2021) abgebildeten Szenarien kurz beschrieben.

Szenario A 2035

Szenario A beschreibt eine Transformation des Stromsektors, in der die Sektorenkopplung und das stromnetzorientierte Einsatzverhalten von Erzeugern und Verbrauchern nur eine untergeordnete Rolle spielen. Der Stromsektor trägt in diesem Szenario mäßig zur Dekarbonisierung der anderen Sektoren bei. Im Vergleich zu den anderen Szenarien ist beispielsweise nur eine geringe Durchdringung mit Elektroautos, Wärmepumpen und Power-to-Gas-Anlagen zu verzeichnen. Dennoch liegt der Bruttostromverbrauch wie in den anderen Szenarien über dem heutigen Niveau. Der Einsatz der neuen Stromanwendungen erfolgt größtenteils endkundenorientiert und nur mit geringer Netzorientierung. Übertragungsnetzorientierte Anreize zur regionalen Verteilung von Onshore-Windenergieanlagen entfalten – sofern vorhanden – keine Wirkung. In Szenario A ist der Kohleausstieg im Jahr 2035 noch nicht vollständig abgeschlossen, sodass noch knapp 8 GW Braunkohlekraftwerke im Erzeugungsmix enthalten sind.

Szenarien B 2035/B 2040

Szenario B beschreibt eine Transformation des Stromsektors, in der die Sektorenkopplung und das stromnetzorientierte Einsatzverhalten von Erzeugern und Verbrauchern eine relevante Rolle spielen. Der Stromsektor trägt im B-Szenariopfad signifikant zur Dekarbonisierung der anderen Sektoren bei. Daraus resultiert eine erhöhte Durchdringung mit Elektroautos, Wärmepumpen und Power-to-Gas-Anlagen, wobei das Szenario B 2040 aufgrund des weiteren Zeithorizonts eine noch stärkere Sektorenkopplung abbildet. Neben diesen neuen Stromanwendungen führt auch die zunehmende Elektrifizierung von Industrieprozessen zu einem gegenüber heute deutlich steigenden Stromverbrauch. Die Szenarien zeichnen sich darüber hinaus durch eine erhöhte Netzorientierung aus. So berücksichtigt die Regionalisierung von Onshore-Windenergieanlagen neben Flächenpotenzialen auch die politischen Ausbauziele der Bundesländer, wodurch es im Vergleich zum A-Szenario zu einer breiteren geographischen Verteilung der Anlagen über Deutschland kommt. Der Einsatz von Elektroautos und Wärmepumpen erfolgt zu einem großen Anteil verteilnetzorientiert. Der Kohleausstieg wird im Szenario B bereits bis 2035 als vollzogen angenommen.

Szenario C 2035

Szenario C beschreibt eine Transformation des Stromsektors, in der die Sektorenkopplung und das stromnetzorientierte Einsatzverhalten von Erzeugern und Verbrauchern eine entscheidende Rolle spielen. Der Stromverbrauch steigt deutlich an, da mehr und mehr Industrieprozesse elektrifiziert werden und die Durchdringung neuer Stromanwendungen bereits sehr hoch ist. Da durch den Zubau von Offshore-Windenergieanlagen in der Nordsee zusätzliche Netzbelastungen im Übertragungsnetz zu erwarten sind, wird der Zubau von Onshore-Windenergieanlagen im Nordwesten verlangsamt und vermehrt das Flächenpotenzial im Süden und Nordosten genutzt. Das verteilnetzorientierte Einsatzverhalten von Elektroautos und Wärmepumpen ist in Szenario C am stärksten ausgeprägt. Wie in Szenario B wird auch im Szenario C davon ausgegangen, dass der Kohleausstieg bereits im Jahr 2035 abgeschlossen ist.

Für das Szenario C 2035 berechnen die ÜNB eine Sensitivität, in der die Auswirkungen des North Sea Wind Power Hubs auf den deutschen Netzentwicklungsbedarf untersucht werden. Nähere Erläuterungen dazu finden sich im zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021), der voraussichtlich im April 2021 veröffentlicht wird.

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. Die Aufbereitung umfasst u. a.:

- Räumlich aufgelöste Prognosen zur regionalen Verteilung und zum zeitlichem Verlauf des konventionellen Stromverbrauchs sowie Regionalisierung und Einsatzverhalten neuer Stromanwendungen (siehe Kapitel 2.3)
- Regionale Verteilung der erneuerbaren Energien (Regionalisierung), Ermittlung der zugehörigen Einspeisezeitreihen und die nachfolgende Spitzenkappung (siehe Kapitel 2.4)
- Modellierung zusätzlicher Einsatzrestriktionen (Wärmebereitstellung, weitere Versorgungsaufgaben) und Annahmen zu Kostenparametern von konventionellen Kraftwerken (siehe Kapitel 2.5)
- Modellierung des Auslands und europäischer Handlungsoptionen bei einem Flow-Based Market Coupling-Ansatz (siehe Kapitel 2.7)

Weitere Informationen zu den Szenarioannahmen und Zahlenwerten können der Genehmigung des Szenariorahmens der BNetzA³ entnommen werden.

Bei Bedarf können die ÜNB zu einzelnen Aspekten der Eingangsdatenerstellung im zweiten Entwurf des NEP nähere methodische Beschreibungen liefern. Dazu bitten die ÜNB um Hinweise im Rahmen der Konsultation, welche Punkte über die bestehenden Darstellungen hinaus detaillierter dargestellt werden sollen.

2.3 Nettostromverbrauch in den Szenarien

Die Variation des Stromverbrauchs ist ein zentrales Unterscheidungsmerkmal der im NEP 2035 (2021) abgebildeten Szenarien. Haupttreiber ist dabei neben verbrauchssenkenden Effizienzsteigerungen insbesondere die unterschiedliche Entwicklung neuer Stromanwendungen. Dazu gehören der verstärkte Einsatz von Strom zur Wärmebereitstellung, die Entwicklung im Bereich der Elektromobilität sowie neue industrielle Großverbraucher und der Einsatz von Power-to-Gas-Technologien.

Die zunehmende Elektrifizierung des Wärme-, Verkehrs- und Industriesektors und der damit verbundene Einsatz neuer Technologien sind mit großen Auswirkungen auf den Stromverbrauch verbunden. Vor dem Hintergrund dieser sich abzeichnenden Entwicklung haben die ÜNB im Szenariorahmenentwurf⁴ eine Methodik zur Analyse des nationalen Stromverbrauchs, der regionalen Entwicklung der Verbrauchsstrukturen sowie dessen Einfluss auf den zeitlichen Verlauf der Lastgangprofile vorgeschlagen. Die BNetzA hat dem Modellierungsvorschlag der ÜNB in ihrer Genehmigung zugestimmt.

Die nachfolgende Abbildung 5 zeigt den nationalen Nettostromverbrauch der einzelnen Szenarien des NEP. In der Abbildung und den folgenden Erläuterungen wird häufig zwischen konventionellen und neuen Stromanwendungen unterschieden. Die konventionellen Anwendungen umfassen dabei die bereits bestehenden Anwendungen im verarbeitenden Gewerbe, den Haushalten, bei Gewerbe, Handel & Dienstleistungen (GHD), im Verkehrssektor (insbesondere Schienenverkehr) und im Umwandlungsbereich. Die neuen Stromanwendungen beschreiben dagegen Anwendungen – insbesondere im Bereich der Sektorenkopplung –, deren Bedeutung in den Szenarien gegenüber heute deutlich steigt. Dabei handelt es sich um einen Mehrverbrauch in der Industrie zur Dekarbonisierung und Digitalisierung sowie Elektromobilität, Power-to-Heat, Power-to-Gas und Demand Side Management (DSM). Die in der Abbildung 5 dargestellten Verbräuche der Technologien Power-to-Heat, Power-to-Gas und DSM sind modellendogene Ergebnisse der Einsatzoptimierung.

³ Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2035 (2021):

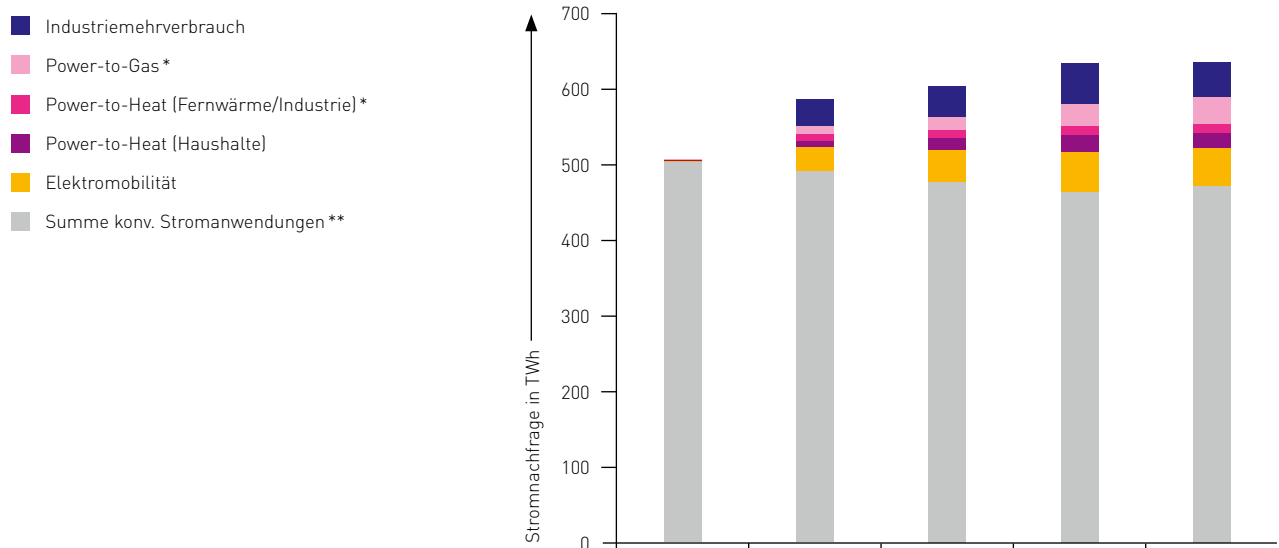
www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2035_Genehmigung.pdf

⁴ Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021) – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber:

www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmenentwurf_NEP2035_2021.pdf



Abbildung 5: Nettostromverbrauch nach Sektoren/Anwendungsbereichen



Nettostromverbrauch nach Sektoren [TWh]		2018	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Konventionelle Stromanwendungen	Verarbeitendes Gewerbe	503,5	217,2	211,8	205,7	210,1
	Haushalt		121,5	118,5	115,1	117,6
	GHD		130,4	127,1	123,5	126,1
	Verkehr (ohne Elektromobilität)		16,0	16,0	16,0	17,0
	Umwandlungssektor (Kohle, Erdgas, Öl)		5,4	4,1	4,1	1,4
Summe konv. Stromanwendungen**		503,5	490,5	477,5	464,4	472,2
Sektorenkopplung/ Elektrifizierung	Industriemehrverbrauch	0,0	34,8	40,2	53,8	46,1
	Elektromobilität	0,3	31,7	41,4	51,8	49,2
	Power-to-Heat (Haushalte)	2,5	9,6	16,0	22,4	20,8
	Power-to-Heat (Fernwärme/Industrie)*	0,3	8,3	10,1	12,5	11,1
	Power-to-Gas*	0,3	11,4	18,3	29,0	35,6
	DSM	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe neue Stromanwendungen**		3,4	95,7	125,9	169,4	162,6
Nettostromverbrauch**		506,9	586,2	603,4	633,8	634,8
Netzverluste im Verteilnetz		17,4	17,4	17,4	17,4	17,4
Nettostromverbrauch zzgl. Verteilnetzverluste**		524,3	603,6	620,8	651,2	652,2

* Die Angaben zum Stromverbrauch im Bereich Sektorenkopplung stellen hier bereits Ergebnisse aus der Strommarktmodellierung dar und können daher geringfügig von den Werten im Genehmigungsdokument abweichen.

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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, Bundesnetzagentur

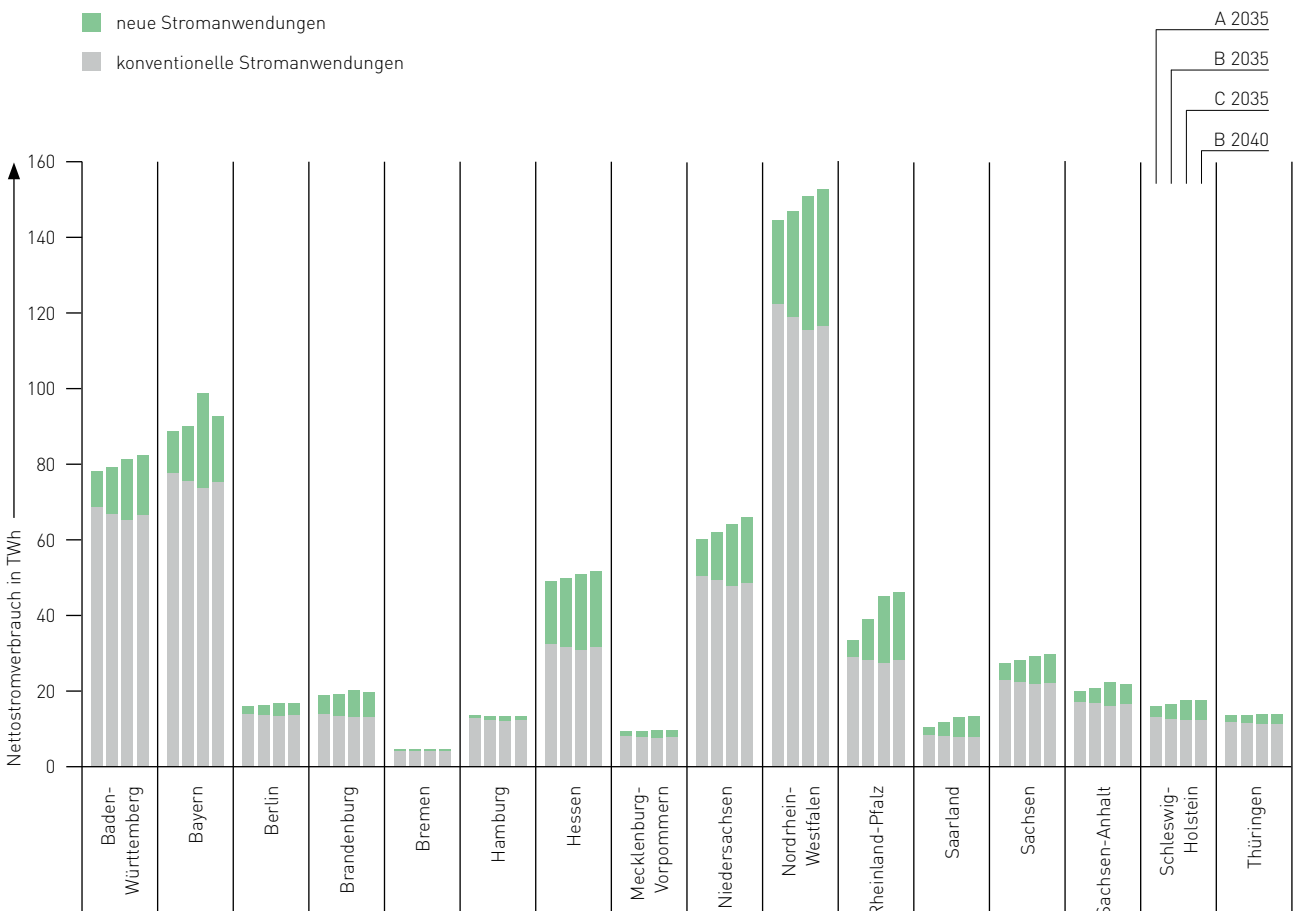


In allen Szenarien steigt der Nettostromverbrauch gegenüber der Referenz 2018 deutlich an, wobei im Szenario B 2040 der Anstieg mit 128 TWh bzw. 25 % am höchsten ausfällt. Den größten Anteil am Anstieg haben der Mehrverbrauch der Industrie sowie die Auswirkungen der Elektromobilität auf den Stromsektor. Der industrielle Mehrverbrauch beinhaltet konkret bekannte Projekte aus Industrie und Gewerbe, die in erster Linie der Dekarbonisierung und Digitalisierung dienen (z. B. Rechenzentren, Projekte zur CO₂-freien Stahlerzeugung oder zur strombasierten Wärmeerzeugung für chemische Prozesse). Effizienzsteigerungen im Bereich der konventionellen Stromanwendungen sind ebenso enthalten und betragen bis zu 39 TWh (Szenario C 2035).

Ein Blick auf den regional aufgeschlüsselten Stromverbrauch je Bundesland zeigt, dass in nahezu allen Bundesländern der Stromverbrauch ausgehend vom Jahr 2016 bis zum Jahr 2040 ansteigt. Der zusätzliche Stromverbrauch im Zusammenhang mit den neuen Stromanwendungen fällt in fast allen Bundesländern größer aus als die Reduktion des Stromverbrauchs durch Effizienzsteigerungen im Bereich der konventionellen Stromanwendungen. Bevölkerungsdichte und industriell geprägte Bundesländer verzeichnen den größten Anstieg, da die Durchdringung mit neuen Stromanwendungen (Elektromobilität, Wärmepumpen, Industriemehrverbrauch, Power-to-Heat- und Power-to-Gas-Anlagen) hauptsächlich diesen Treibern folgt. Hier sind im Speziellen die Bundesländer Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz, Hessen, Bayern und Baden-Württemberg aufzuführen. Im Gegensatz dazu fällt der Anstieg des Stromverbrauchs in bevölkerungsarmen und überwiegend ländlich geprägten Bundesländern eher gering aus. Der Haupttreiber dieser Entwicklung ist die durch den demografischen Wandel geprägte Bevölkerungsentwicklung, welche einen wesentlichen Indikator für den Bedarf nach elektrischer Energie darstellt.

Die Abbildung 6 stellt den regionalen Nettostromverbrauch aufgeteilt nach konventionellen und neuen Stromanwendungen je Bundesland dar. In Abbildung 7 ist der Stromverbrauch der neuen Stromanwendungen noch einmal detailliert aufgeschlüsselt.

Abbildung 6: Nettostromverbrauch je Bundesland und Szenario



Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



2.3.1 Regionale Verteilung und zeitlicher Verlauf des Stromverbrauchs

Nachfolgend wird die regionale Verteilung und die Einsatzlogik der jeweiligen Stromanwendungen kurz erläutert. Dabei wird zunächst auf die Entwicklungen im Bereich der konventionellen Stromanwendungen eingegangen. Anschließend werden die neuen Stromanwendungen des Industriemehrverbrauchs sowie Elektromobilität, Power-to-Heat, Power-to-Gas und DSM separat beschrieben.

Konventionelle Stromanwendungen

Zur Berechnung und Darstellung der räumlichen Verteilung des Stromverbrauchs wird im ersten Schritt der Nettostromverbrauch je Sektor des Jahres 2016 auf die einzelnen Bundesländer heruntergebrochen. Hierzu werden die veröffentlichten Energie- und CO₂-Bilanzen der Bundesländer herangezogen, wodurch die räumliche Prognoseunsicherheit reduziert werden kann. Anschließend wird der bundeslandscharfe Nettostromverbrauch der einzelnen Sektoren den zugehörigen Landkreisen zugeordnet. Dies erfolgt in einem ersten Schritt anhand sektorenspezifischer Indikatoren wie Bevölkerung, Anzahl und Struktur der Haushalte, Wohngebäude- und Wohnungsbestand, Anzahl der Erwerbstätigen, Bruttowertschöpfung und durchschnittlicher Fahrleistung im Nahverkehr. In einem zweiten Schritt wird der Nettostromverbrauch je Sektor auf Landkreisebene anhand statistischer Kennzahlen bis zum Szenariozieljahr fortgeschrieben. Eine ausführliche Beschreibung der Methodik ist im Szenariorahmenentwurf der ÜNB⁵ zu finden.

Als Ausgangspunkt für die Zeitreihen des Stromverbrauchs werden zeitlich und räumlich aufgelöste Stromverbrauchsprofile genutzt, die den ÜNB im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung nach MaBiS⁶ durch die Netzbetreiber für die jeweiligen Versorgungsgebiete gemeldet werden. Dabei werden die historischen Werte des Jahres 2012 herangezogen, da dieses Jahr aufgrund seiner durchschnittlichen Wetterverhältnisse gut zur Netzentwicklungsplanung geeignet ist. Aufgrund der vergleichsweise geringen Durchdringung von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen im Jahr 2012 kann davon ausgegangen werden, dass die so ermittelten Lastprofile lediglich den Stromverbrauch konventioneller Stromanwendungen – d. h. den Verbrauch in den Sektoren Haushalte, GHD, Verkehr, verarbeitendes Gewerbe und Umwandlungsbereich – abbilden. Die szenario- und regionsspezifische stündliche Zeitreihe des konventionellen Stromverbrauchs ergibt sich aus der Skalierung der historischen Lastzeitreihen des Jahres 2012 mit der Veränderung des konventionellen Stromverbrauchs in dieser Region

Industriemehrverbrauch

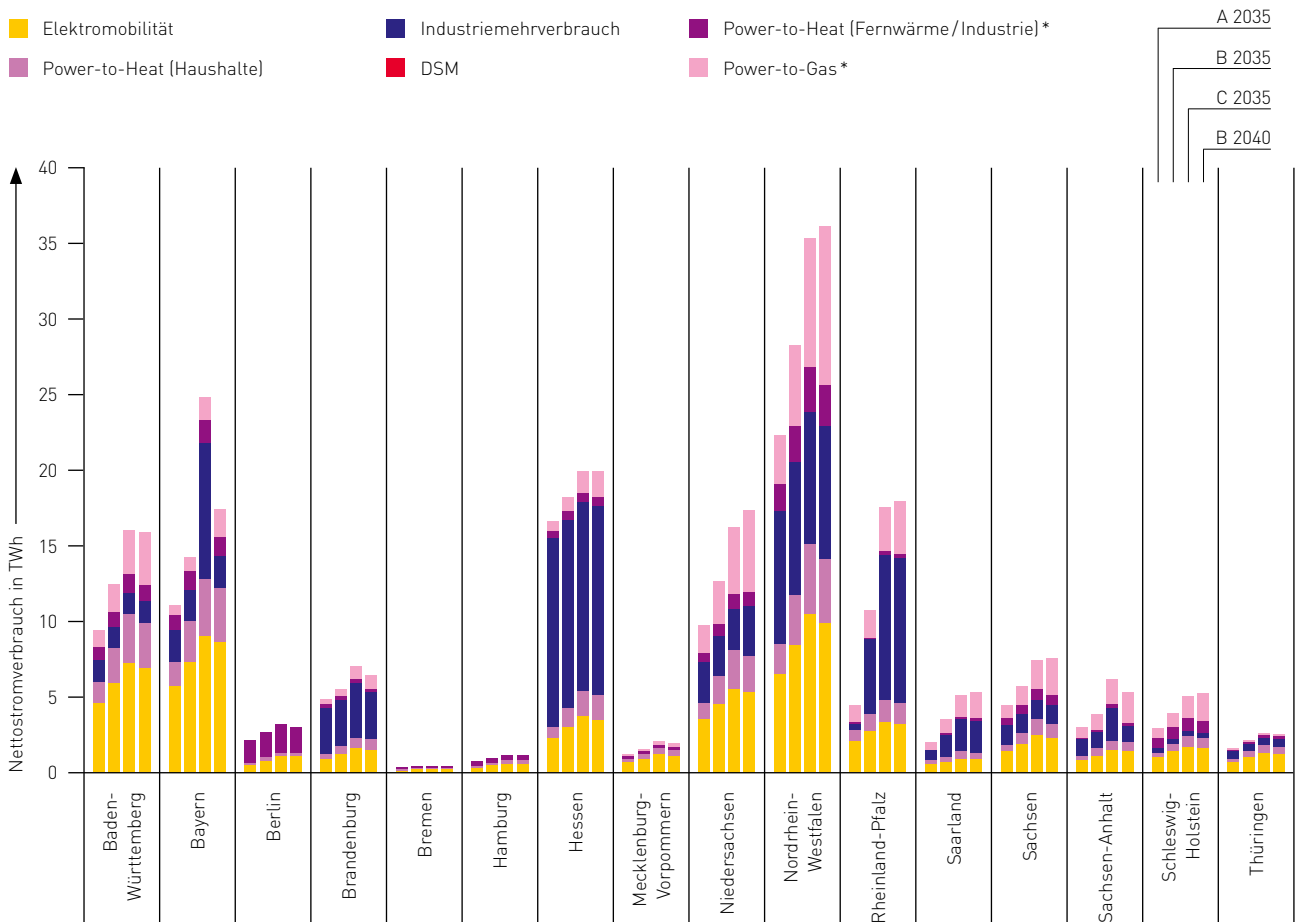
Die Berücksichtigung des industriellen Mehrverbrauchs durch in Planung befindliche Stromgroßverbraucher erfolgte bereits im Szenariorahmenentwurf der ÜNB. Zur Ermittlung des Bedarfs erfolgte eine Abfrage der ÜNB bei den ihnen jeweils direkt unterlagerten Verteilnetzbetreibern. Die BNetzA hat die Ergebnisse der Abfrage sowie die sich hierdurch ergebenden Strombedarfe genehmigt. Gleichzeitig hat sie angekündigt, zukünftig selbst eine Abfrage der Verteilnetzbetreiber hierzu durchzuführen. Im Ergebnis kann ein Stromverbrauch in Höhe von 35 bis 54 TWh für den industriellen Mehrbedarf verzeichnet werden. Die Ergebnisse der Abfrage können dabei in zwei Kategorien untergliedert werden: Projekte im Bereich GHD (insbesondere Rechenzentren) und Projekte im Industriebereich (Aluminium- und Stahlherstellung sowie chemische Industrie). In Abbildung 7 ist der zusätzliche Stromverbrauch nach Bundesland, Szenario und Verbrauchskategorie aufgeschlüsselt. Zur Lastprofilgenerierung werden sowohl historische als auch synthetische Standardlastprofile herangezogen.

⁵ Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021) – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber: www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmenentwurf_NEP2035_2021.pdf

⁶ „Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom“



Abbildung 7: Neue Stromanwendungen nach Sektoren/Anwendungsbereichen je Bundesland und Szenario



*Diese Daten stellen bereits Ergebnisse aus der Strommarktmodellierung dar und können daher geringfügig von den Werten im Genehmigungsdokument abweichen.

Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Elektromobilität

Unter dem Begriff Elektromobilität werden im Rahmen des NEP 2035 (2021) batterieelektrisch betriebene PKW (E-PKW), Nutzfahrzeuge (E-Nutzfahrzeuge) und der elektrifizierte LKW-Verkehr (E-Schwerlast) zusammengefasst. Die Gesamtzahl der elektrisch betriebenen Fahrzeuge sowie Annahmen zu Verbrauch und Fahrleistung pro Fahrzeugkategorie entspricht den Angaben in der Genehmigung des Szenariorahmens, die in Tabelle 2 zusammengefasst sind.

Tabelle 2: Anzahl und Eigenschaften der Elektrofahrzeuge

	Verbrauch (kWh/100 km)	Jährliche Fahrleistung (km)	Anzahl in Mio.			
			A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
E-PKW	18	14.000	8,3	11,2	14,0	13,0
E-Nutzfahrzeuge	60	22.000	0,7	0,8	1,0	1,0
E-Schwerlast	120	100.000	0,08	0,08	0,1	0,1

Quelle: Bundesnetzagentur

Im Vergleich zum Szenariorahmenentwurf hat die BNetzA in ihrer Genehmigung den von den ÜNB aufgespannten Szenariotrichter hinsichtlich Anzahl an Fahrzeugen (alle Kategorien) und Stromverbrauch im Jahr 2035 verkleinert. In der Folge gibt es mehr E-Fahrzeuge im A-Szenario und weniger im C-Szenario. Auch für den Langfristausblick (B 2040) hat die BNetzA die Anzahl an Fahrzeugen (und den damit verbundenen Stromverbrauch) gegenüber dem Entwurf der ÜNB verringert. Die Annahmen zum spezifischen Verbrauch und der durchschnittlichen Fahrleistung liegen in der Folge leicht unterhalb derer des Szenariorahmenentwurfs.

Die regionale Verteilung der Fahrzeuge und der zeitliche Verlauf ihres Stromverbrauchs basieren auf einer gemeinsam mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft München entwickelten und im Szenariorahmenentwurf der ÜNB beschriebenen Methodik⁷. Abbildung 7 zeigt das Ergebnis der Regionalisierung auf Bundeslandebene für alle Szenarien. Dargestellt ist jeweils der summierte Stromverbrauch aus E-PKW, E-Nutzfahrzeugen und E-Schwerlast.

Bei zunehmender Durchdringung von Elektrofahrzeugen ist zu erwarten, dass ein intelligentes Lademanagement an Bedeutung gewinnen wird, insbesondere um eine übermäßige Belastung der Verteilnetze zu verhindern. Neben Elektrofahrzeugen werden insbesondere auch durch Haushaltswärmepumpen deutliche Steigerungen im Stromverbrauch von Haushalten erwartet. Beide Technologien besitzen jedoch auch ein Speicherpotenzial und können das Verteilnetz unter entsprechenden Rahmenbedingungen als Flexibilitäten entlasten. Im Abschnitt „Verteilnetzorientierte Lastgangerstellung“ wird darauf genauer eingegangen.

Power-to-Heat

Im Rahmen des Netzentwicklungsplans erfolgt eine Differenzierung zwischen Power-to-Heat bei großtechnischen Wärmeprozessen wie der Fern- und Prozesswärmeerzeugung mittels Großwärmepumpen und Elektroheizern sowie der Heizwärmebereitstellung im Haushaltsbereich mittels Haushaltswärmepumpen. Tabelle 3 fasst die im Szenariorahmen festgelegte Anzahl bzw. elektrische Leistung der unterschiedlichen Technologien zusammen. Mit Ausnahme der Leistung von Großwärmepumpen und Elektrodenheizkesseln im Szenario C 2035 liegen die Werte dabei stets unter den im Szenariorahmenentwurf der ÜNB formulierten Annahmen. Die regionale Verortung des Stromverbrauchs sowie die Bestimmung des Einsatzes wurden anhand der im Szenariorahmenentwurf der ÜNB dargestellten Methodik sowie den Vorgaben der BNetzA im genehmigten Szenariorahmen umgesetzt und werden im Folgenden kurz erläutert.

Tabelle 3: Anzahl bzw. elektrische Leistung der Power-to-Heat-Anlagen

		A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Haushaltswärmepumpen	Anzahl [Mio.]	3,0	5,0	7,0	6,5
	Leistung [GW]	9,0	15,0	21,0	19,5
Großwärmepumpen	Leistung [GW]	3,0	4,0	5,0	4,5
Elektrodenheizkessel	Leistung [GW]	1,0	2,0	3,0	2,5

Quelle: Bundesnetzagentur

Die räumliche Verteilung von Großwärmepumpen und Elektrodenkesseln berücksichtigt den vorhandenen Anlagenbestand, in Planung befindliche Projekte sowie den Wärmebedarf in Fernwärme- oder Industrienetzen. Für zukünftige Projekte wird angenommen, dass Großwärmepumpen aufgrund des geringeren Wärmeniveaus vor allem in der öffentlichen Fernwärmeversorgung eingesetzt werden, Elektroheizern dagegen insbesondere in Industrieanwendungen zum Einsatz kommen. Der Einsatz von Elektroheizern und Großwärmepumpen richtet sich neben der Wärmenachfrage insbesondere nach dem Strompreis. Während bei höheren Strompreisen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) zur Wärmebereitstellung genutzt werden, kommen die elektrischen Wärmeerzeuger vor allem bei niedrigen Strompreisen zum Einsatz. Aufgrund der höheren Effizienz von Großwärmepumpen kann ihr Betrieb im Vergleich zu Elektroheizern dabei bereits bei höheren Strompreisen wirtschaftlich sein. Die Bestimmung des Einsatzes von Großwärmepumpen und Elektrodenkesseln erfolgt im Rahmen der Strommarktsimulation (siehe dazu auch Kapitel 2.5 und 4.1).

⁷ Die dazugehörige Studie ist hier zu finden: Kurzstudie Elektromobilität: www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/20202027_NEP_Kurzstudie_Emob_Abschlussbericht.pdf



Haushaltswärmepumpen werden vor allem in Neubauten und sanierten Ein- oder Mehrfamilienhäusern zum Einsatz kommen, daher orientiert sich die regionale Verteilung am Gebäudebestand der Ein- oder Zweifamilienhäuser. Der Einsatz der Haushaltswärmepumpen hängt maßgeblich von der regionalen Lufttemperatur ab. Darüber hinaus wird in den Szenarien des NEP 2035 (2021) eine verteilnetzorientierte Betriebsweise von Haushaltswärmepumpen unterstellt, die im Abschnitt „Verteilnetzorientierte Lastgangerstellung“ genauer erläutert wird.

Power-to-Gas

Bei Power-to-Gas erfolgt eine differenzierte Betrachtung von Power-to-Wasserstoff (Elektrolyse) und Power-to-Methan (Elektrolyse und anschließende Methanisierung). Insbesondere für Power-to-Wasserstoff wird ein deutlicher Ausbau angenommen. Die nationale Wasserstoffstrategie definiert für letztere Technologie einen Ausbaupfad mit bis zu 5 GW bis 2030 und 10 GW installierter Leistung bis spätestens 2040. Mit einer Power-to-Gas-Leistung von 3,5 bis 8,5 GW in 2035 und 10,5 GW in 2040 (davon jeweils 0,5 GW Power-to-Methan) findet sich dieser Ausbaupfad auch in den Szenarien des NEP 2035 (2021) wieder.

Eine Verortung der Wasserstoffelektrolyseleistung erfolgt entsprechend der Genehmigung des Szenariorahmens zu ca. 2/3 im nördlichen Teil Deutschlands und zu ca. 1/3 im südlichen Teil. Mangels aktueller gesetzlicher bzw. regulatorischer Rahmenbedingungen stellt dies zum jetzigen Zeitpunkt nur eine Annahme dar. So wird vermieden, dass sich Power-to-Wasserstoff-Anlagen insbesondere bei einer ausschließlichen Verteilung anhand der Standorte der Hauptnachfrageindustrien auf nur wenige Landkreise mit Schwerpunkt im Süden und der Mitte Deutschlands konzentrieren. Der feste Anteil im Norden und die Nähe zu den dort befindlichen Schwerpunkten der Stromerzeugung aus Windenergie kann dazu beitragen, die Belastung des Übertragungsnetzes zu reduzieren.

Die konkrete Verteilung der Elektrolyseanlagen innerhalb der Bundesländer erfolgt anhand bekannter in Planung befindlicher Anlagen sowie in der Nähe von industriellen Verbrauchern. Im Norden erfolgt eine Verteilung auch an netzgünstige Standorte mit Nähe zum Gasnetz. Die Power-to-Wasserstoff-Anlagen werden so betrieben, dass sie vor allem in Stunden mit niedriger Residuallast (das heißt hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien und geringen Strompreisen) eingesetzt werden.

Die Regionalisierung von Power-to-Methan-Anlagen basiert auf der regionalen Verteilung 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. Die Power-to-Methan-Anlagen werden so betrieben, dass sie vor allem in Zeiten hoher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien eingesetzt werden.

Demand Side Management – Nachfragesteuerung

Das sogenannte Lastmanagement (auch Demand Side Management, DSM) beschreibt die Veränderung des Nachfrageverhaltens von Stromkunden bzw. die Anpassung des Einsatzes der entsprechenden Stromanwendungen. Durch die konkrete Anwendung von Lastmanagement kann im Bereich der konventionellen Stromnachfrage eine zunehmende Flexibilisierung beobachtet werden – dennoch wird die Anwendung hinsichtlich der kategorialen Zuordnung zu den neuen Stromanwendungen gezählt. Angestoßen wird Lastmanagement u. a. durch zeitlich variable Tarife oder Anreizzahlungen, sodass der Stromkunde seine Bezugskosten reduzieren kann. Zudem kann Lastmanagement beim übergeordneten Einsatz im Stromversorgungssystem zur Vermeidung von Lastspitzen und zur Integration erneuerbarer Energien beitragen. Insgesamt kann durch Lastmanagement also eine Glättung der Residuallast (definiert als Stromverbrauch abzüglich der Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien) erreicht werden.

Im NEP 2035 (2021) wird zwischen zwei Arten von Lastmanagement unterschieden: Lastabschaltung und Lastverschiebung.

- Unter Lastabschaltung versteht man die temporäre Reduktion der Stromnachfrage, ohne dass diese Nachfrage zu einem späteren Zeitpunkt nachgeholt wird. Lastabschaltung findet dann statt, wenn die Einsparungen durch die Abschaltung höher ausfallen als die Opportunitätskosten, die durch den Verzicht auf die Bereitstellung der entsprechenden Energiedienstleistung auftreten.
- Lastverschiebung entspricht der zeitlichen Verschiebung der Stromnachfrage z. B. in Stunden niedrigerer Großhandelsstrompreise. Lastverschiebung findet üblicherweise dann statt, wenn die potenzielle Kosteneinsparung durch die Preisdifferenz zwischen zwei Stunden die mit der Lastverschiebung einhergehenden Kosten (z. B. durch Komforteinbußen oder Zusatzausgaben) übersteigt.



Die Höhe der angenommenen Abschalt- und Verschiebepotenziale ist in Tabelle 4 aufgeführt.

Tabelle 4: Angenommene Potenziale zur Abschaltung- und Verschiebung von Stromnachfrage

Werte in GW	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Lastabschaltung	1,8	2,3	3,6	3,2
Lastverschiebung	2,2	2,7	4,4	3,8
Lastmanagement in Industrie und GHD	4,0	5,0	8,0	7,0

Quelle: Bundesnetzagentur, Übertragungsnetzbetreiber

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 wird die Stromnachfrage von Klimatisierungsanwendungen sowie Nachtspeicher- und Direktheizungen als verschiebbares Lastpotenzial modelliert. Das Vorgehen entspricht damit der Methodik des NEP 2030 (2019).

Verteilnetzorientierte Lastgangerstellung

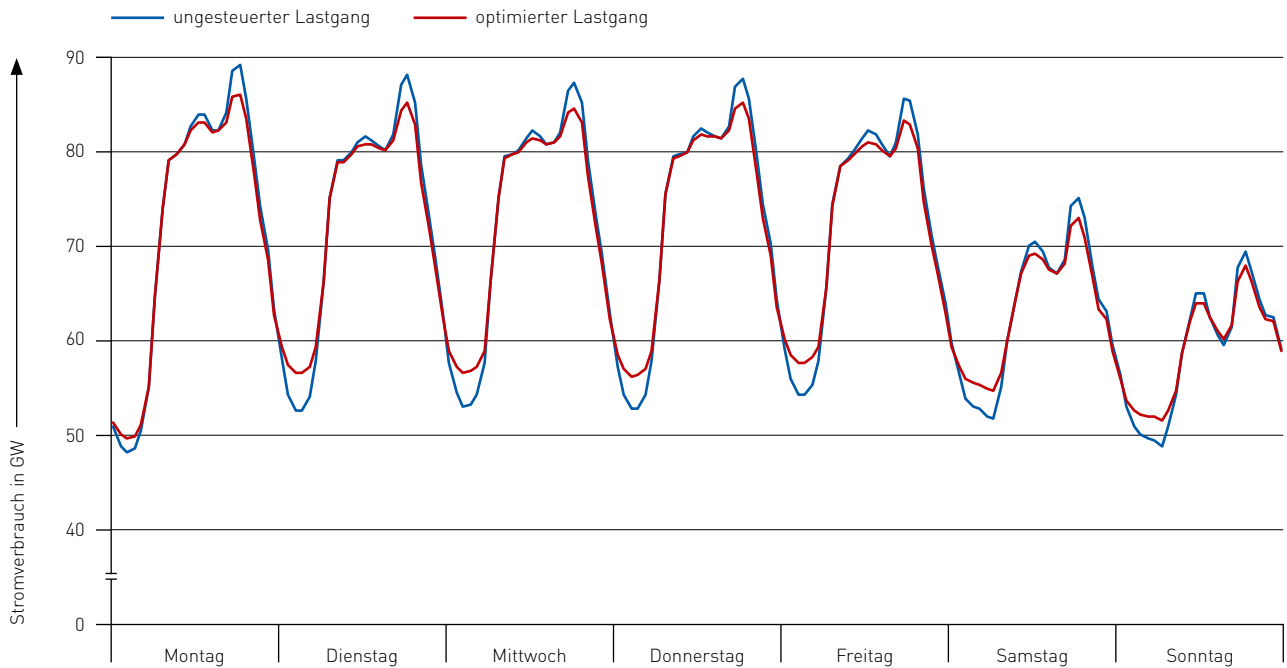
Insbesondere in der Elektromobilität und beim Einsatz von Haushaltswärmepumpen in Kombination mit Wärmespeicherung gibt es Flexibilitätspotenziale, die unbedingt zu berücksichtigen sind. Ein ungesteuerter Strombezug dieser Stromanwendungen zöge eine hochlaststeigernde Wirkung nach sich, beispielsweise wenn das Laden der E-PKW insbesondere in den Abendstunden erfolgen würde – eine Tageszeit, die bereits heute als Hochlastzeitfenster definiert ist. Auch eine flexible Nutzung der Stromanwendungen als Reaktion auf Preissignale des Strommarktes – beispielsweise in Zeiten sehr hoher Erzeugung aus erneuerbaren Energien – kann zu einer Zusatzbelastung des Stromnetzes und damit potenziell zu einem erhöhten Netzausbaubedarf führen.

Die ÜNB nutzen daher im Rahmen des NEP 2035 (2021) eine Methodik zur Lastgangerstellung, die die Flexibilität im Sinne einer (Verteil-)Netzorientierung nutzt. Da die Dimensionierung eines überwiegenden Teils der Niederspannungsnetze durch Lastspitzen bestimmt wird, bedeutet eine Netzorientierung methodisch eine Vergleichmäßigung des Lastgangs. Dieser besteht aus dem unflexiblen, konventionellen Stromverbrauch sowie dem flexiblen Stromverbrauch von Elektromobilität und Haushaltswärmepumpen. Die flexiblen Bestandteile (Wärmepumpen und Elektromobilität) werden dazu genutzt, Lastspitzen einzusenken und im Gegenzug Lastsenken zu erhöhen. Der Grad an Flexibilität durch Wärmepumpen und Elektromobilität und dadurch auch die Verteilnetzorientierung erhöht sich vom A- bis zum C-Szenario stetig.

In Abbildung 8 ist das Ergebnis des Verfahrens exemplarisch für eine Januarwoche des Szenarios B 2035 dargestellt. In der Grafik enthalten ist in blau der ungesteuerte Lastgang (ohne Flexibilität) und in rot der Lastgang unter Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Flexibilitätspotenziale in der Elektromobilität und bei Haushaltswärmepumpen. Gut zu erkennen ist die Verringerung der Last insbesondere in der Abend- und Mittagsspitze (bis zu 5 GW in B 2035). Der Lastverminderung zu den Hochlastzeitpunkten steht auf der anderen Seite eine Lasterhöhung in den Nachtstunden gegenüber.

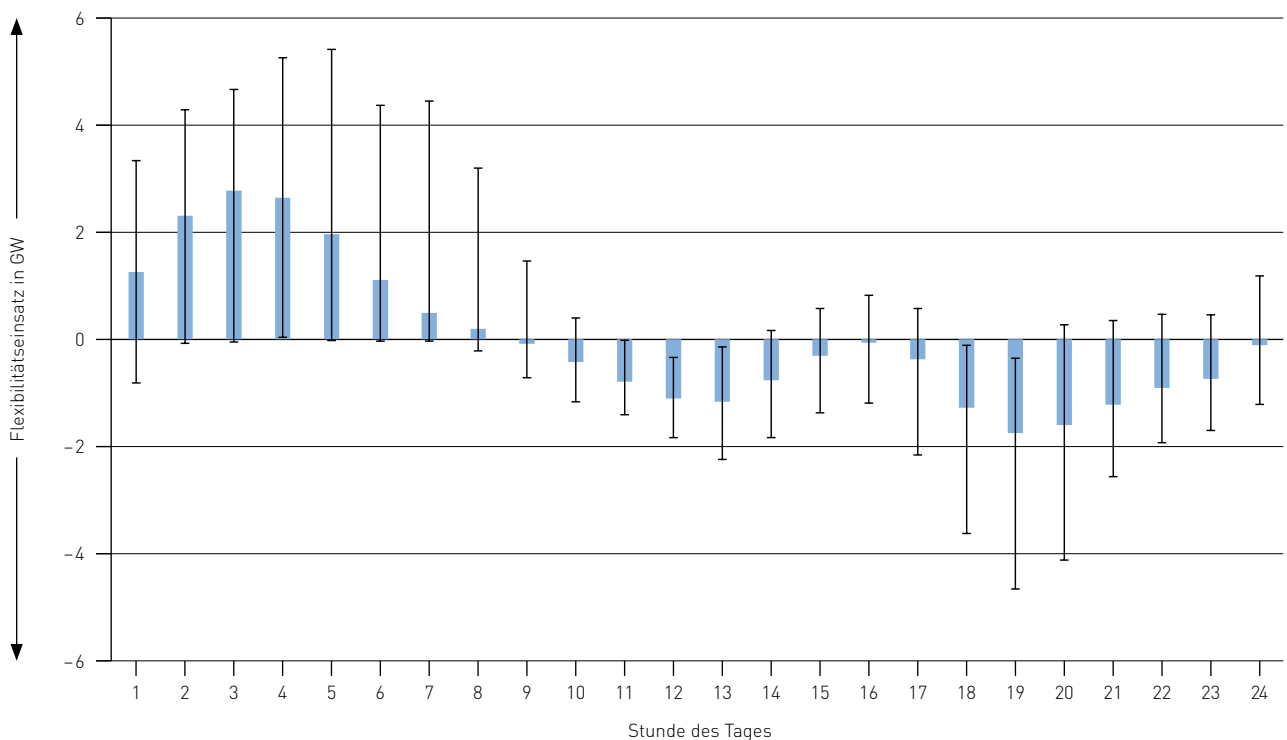


Abbildung 8: Methodik der verteilnetzorientierten Lastgangerstellung



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 9: Mittlerer, minimaler und maximaler Flexibilitätseinsatz je Tagesstunde in Szenario B 2035



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Abbildung 9 enthält für das Szenario B 2035 den stundenweise über alle 8.760 Stunden gemittelten Flexibilitätseinsatz durch Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge. Außerdem enthält die Grafik die stundenweisen Maxima und Minima. Gut zu erkennen ist die Verschiebung von Last in den Bereich zwischen 0 Uhr und 7 Uhr. Ebenfalls sehr deutlich zu erkennen ist die Lastreduktion zu Zeitpunkten, in denen die konventionellen Stromanwendungen typischerweise eher Lastspitzen ausweisen: zunächst die Mittagsspitze um 12 Uhr und dann die Abendspitze gegen 18 Uhr. In den Stunden 11, 12, 13, 18 und 19 findet an jedem Tag des Jahreslaufs die Ziehung von Flexibilitätsoptionen mit lastsenkender Wirkung statt.

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

Während die Standorte der konventionellen Kraftwerke und möglicher Ersatzbauten weitestgehend bekannt sind, bedarf es bei der regionalen Verteilung (Regionalisierung) der zukünftigen dezentralen Anlagenstandorte erneuerbarer Energien sowie der kleinen KWK-Anlagen eines detaillierten Prognosemodells. Konkret werden dazu im Szenariorahmen auf Basis der Regionalisierung, den zugrunde gelegten Wetterbedingungen und weiteren modelltechnischen Annahmen stündlich und regional aufgelöste Zeitreihen der Einspeisung der erneuerbaren Energien bestimmt. In Bezug auf die anzunehmenden Wetterbedingungen wird das Jahr 2012 insbesondere aufgrund des im Jahresvergleich durchschnittlichen Windertrags für die Untersuchungen im Rahmen des NEP weiterhin als gut geeignet angesehen.

Die Stromerzeugung von Laufwasser-, Windenergie- und PV-Anlagen ist stark dargebotsabhängig. Der Energieträger von Biomasse-Kraftwerken ist dagegen grundsätzlich speicherbar. Für die Analysen im NEP 2035 (2021) wird davon ausgegangen, dass die Stromerzeugung von Biomasse-Kraftwerken entsprechend der Angebots- und Nachfragesituation am Strommarkt innerhalb eines Tages frei verschoben werden kann.

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 (2019) zum Einsatz, wird jedoch laufend weiterentwickelt und an die aktuellen maßgeblichen Randbedingungen angepasst. Eine ausführliche Beschreibung der im Rahmen des NEP 2035 (2021) angewandten Methodik und zu den zugrunde gelegten Annahmen und Daten kann unter www.netzentwicklungsplan.de/Zww abgerufen werden. Ebenfalls dort zu finden sind detaillierte Ergebnisse der Regionalisierung sowie zahlreiche grafische Aufbereitungen.

Zur Regionalisierung wird zunächst für jedes Szenario eine Allokation der installierten Leistung auf Ebene der Bundesländer vorgenommen. Davon ausgehend wird innerhalb der Bundesländer ein anlagenscharfer Zubau modelliert. Dabei werden technologiespezifische Kriterien wie z. B. ausgewiesene und verfügbare Flächen für Windenergieanlagen oder geeignete Dach- und Freiflächen bei PV berücksichtigt. Neben den technologischen Faktoren führt die Szenarioklassifikation entlang der Dimension Netzorientierung ebenfalls zu einem variierenden Zubau von Anlagen, was sich beispielsweise in dem Verhältnis von Freiflächen- zu Dachflächen-PV widerspiegelt.

Wie in den vergangenen Netzentwicklungsplänen stellte auch in der Erstellung des NEP 2035 (2021) die regionale Verteilung der Onshore-Windenergieanlagen auf die einzelnen Bundesländer eine besondere Herausforderung dar. Die sogenannten 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, wird der jeweilige Anlagenbestand zum 31.12.2018, sowie 90 % der nach Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2017 in den Ausschreibungsrunden 2017, 2018 und 2019 bezuschlagten Anlagenleistung berücksichtigt.
- Die von den Bundesländern an die ÜNB gemeldeten Ausbauziele stellen eine weitere Eingangsgröße für den Zubau von Windenergieanlagen in einem Bundesland dar. Diese werden in den einzelnen Szenarien jeweils unterschiedlich berücksichtigt.
 - Für das Szenario A 2035 erfolgt der Zubau von Onshore-Windenergieanlagen ohne Berücksichtigung der bundeslandspezifischen Ausbauziele ausschließlich nach bewertetem Restpotenzial⁸.

⁸ Das bewertete Restpotenzial ergibt sich aus einer Kategorisierung und Bewertung der noch potenziell erschließbaren Standorte eines Bundeslandes.

- In den Szenarien B 2035 und B 2040 stellen die von den Bundesländern an die Übertragungsnetzbetreiber gemeldeten Ausbauziele, analog zum NEP 2030 (2019), eine weiche Begrenzung für den Zubau von Windenergieanlagen in einem Bundesland dar. Wird ein Ausbauziel in einem Bundesland erreicht, wird das bewertete Restpotenzial in diesem Bundesland um 95 % abgewertet. Dadurch wird nach 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.
- Im Szenario C 2035 wird das Bundeslandziel für die nördlichen Bundesländer Schleswig-Holstein, Hamburg, Niedersachsen und Bremen als feste Obergrenze herangezogen. Für die übrigen Bundesländer werden die gemeldeten Ausbauziele wie in den B-Szenarien berücksichtigt.

Die Methodik wurde im Zuge des NEP 2035 (2021) also dahingehend geändert, dass erstmals eine unterschiedliche Verteilungslogik in den Szenarien angewendet wurde. Die Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich der Abbildung von Onshore-Windenergie folglich nicht nur in der Gesamtmenge der installierten Leistung, sondern auch in der Verteilung der Leistung auf die Bundesländer. Analog zur Ausrichtung der Szenarien entlang der Dimension Netzorientierung führt die gewählte Methodik dazu, dass der Anteil der Windenergieanlagen im Süden im Szenario A 2035 am niedrigsten und im Szenario C 2035 am höchsten ist.

Für die kleinräumige Verteilung der Anlagen wird für alle Szenarien weiterhin grundsätzlich die gleiche Systematik angewandt. Dabei werden bereits heute ausgewiesene Flächen für Onshore-Windenergie prioritär erschlossen. Wird die Bundeslandmantelzahl bei Ausnutzung der ausgewiesenen Flächen noch nicht erreicht, werden darüber hinaus weitere Flächen erschlossen, die jeweils in verschiedene Restriktionsklassen eingeordnet werden.

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. Im Szenario C 2035, welches ein eher dezentrales Erzeugungsszenario darstellt, ist der angenommene jährliche Zubau an Freiflächen-PV in Deutschland am geringsten.

Eine detaillierte Beschreibung der Annahmen zur zukünftigen Entwicklung von Offshore-Windenergieanlagen erfolgt in Kapitel 3. Die zukünftige regionale Verteilung von Biomasse-, Laufwasser- und sonstiger EE-Stromerzeugungsanlagen orientiert sich an der heutigen Verteilung. Die Ergebnisse der Regionalisierung auf Bundeslandebene sind in den Abbildungen 10 bis 13 dargestellt.

Eigenverbrauchsoptimierung von Haushalten

Haushalte mit PV-Anlagen können mithilfe eines Batteriespeichers einen größeren Anteil ihrer PV-Stromerzeugung zur Deckung des eigenen Strombedarfs nutzen und so den Strombezug aus dem Netz situationsabhängig verringern. Es wird dabei angenommen, dass der Einsatz der Speicher allein aus Sicht der Kostenersparnis der Haushalte erfolgt. Die regionale Verteilung des gekoppelten Einsatzes von PV-Anlagen und Heimspeichern zur Eigenverbrauchsoptimierung 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 der progressiveren Ausbauziele für die Photovoltaik und einer unterstellten Kostendegression für Batteriespeicher insgesamt auf einem höheren Niveau als im NEP 2030 (2019).

Spitzenkappung

Spitzenkappung beschreibt die Einkürzung von Einspeisespitzen der Onshore-Windenergie- und PV-Anlagen in der Netzplanung, um Netzausbau für selten auftretende Einspeisespitzen zu vermeiden. Spitzenkappung ist somit ein Instrument der Netzplanung. Hiervon abzugrenzen ist die Einsenkung von überschüssiger EE-Stromerzeugung im Rahmen der Marktsimulation. Diese 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.



Die gesetzliche Einführung der Spitzenkappung erfolgte im Rahmen des Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes im Jahr 2016. Demnach erhalten VNB gemäß § 11 Abs. 2 EnWG die Möglichkeit, Spitzenkappung in der Netzplanung zu berücksichtigen, um damit das Netz auf ein zur Gewährleistung des energiewirtschaftlichen Zwecks nach § 1 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 1 EEG volkswirtschaftlich sinnvolles Maß zu dimensionieren. Dem NEP liegt weiterhin eine flächendeckende Spitzenkappung nach der Systematik der Verteilernetzstudie⁹ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) zugrunde. Die Methodik zur Berücksichtigung der Spitzenkappung entspricht dem Vorgehen in den NEP 2030 (2017/2019) und geht damit weiterhin über die Planungen der VNB und die Regelungen nach § 11 Abs. 2 EnWG hinaus. Insgesamt werden an jeder Anlage – abhängig von der Struktur des jeweiligen Verteilernetzes – Spitzen im Umfang von bis zu 3 % der prognostizierten Jahreseinspeisemenge gekappt. Bei direkt am Höchstspannungsnetz angeschlossenen Anlagen erfolgt ebenso eine Spitzenkappung im Umfang von 3 %. Die Einspeisung in den einzelnen Stunden wird dabei höchstens bis auf 70 % der installierten Leistung eingesenkt.

Die Spitzenkappung wirkt sich in ähnlicher Weise aus wie in den vergangenen Netzentwicklungsplänen. Durch die Anwendung der Spitzenkappung wird in bis zu 3.500 Stunden des Jahres Onshore-Windenergie- und in bis zu 800 Stunden PV-Einspeisung reduziert. Überlagerungseffekte sind dabei in etwa 220 Stunden zu beobachten. Die in Summe abgeregelten Einspeisemengen steigen gegenüber dem NEP 2030 (2019) analog zur Summe der Einspeisung. Die eingesenkten Einspeisemengen sind in Tabelle 5 dargestellt.

Tabelle 5: Eingesenkte Einspeisemengen aus Onshore-Windenergie und Photovoltaik

Szenario	Eingesenkte Einspeisemenge Onshore-Windenergie (TWh)	Eingesenkte Einspeisemenge Photovoltaik (TWh)
A 2035	3,25	1,74
B 2035	3,55	1,75
C 2035	3,64	1,64
B 2040	3,61	1,85

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

2.5 Einsatzrestriktionen und Kostenparameter von konventionellen Kraftwerken

Mit der Änderung des Atomgesetzes vom 06.08.2011 und dem am 03.07.2020 verabschiedeten sogenannten Kohleausstiegsgesetz hat die Bundesregierung den Kernenergieausstieg bis Ende 2022 und den Kohleausstieg bis spätestens 2038 gesetzlich festgelegt. Diese politischen Weichenstellungen sowie der altersbedingte Rückbau von Kraftwerken führen in den Szenarien des NEP 2035 (2021) zu einem starken Rückgang der konventionellen Kraftwerkskapazität gegenüber heute. Mit 7,8 GW Braunkohlekraftwerken ist A 2035 das einzige Szenario, in dem noch Kohlekraftwerke berücksichtigt werden. Erdgas ist der einzige konventionelle Energieträger, bei dem ein Anstieg der installierten Leistung beobachtet werden kann. Dies liegt vor allem an der Annahme, dass kohlebasierte KWK-Anlagen in Zukunft durch erdgasbasierte Anlagen ersetzt werden sowie an dem angenommenen dynamischen Zubau von Kleinanlagen unter 10 MW. Insgesamt ist Erdgas damit bei weitem der bedeutendste konventionelle Energieträger in den abgebildeten Szenarien.

Einsatzrestriktionen von konventionellen Kraftwerken

Für die Einsatzbestimmung der konventionellen Kraftwerke im Rahmen der Marktsimulationen wird eine Vielzahl von Restriktionen berücksichtigt. Dabei handelt es sich beispielsweise um technische Mindestleistungen sowie Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten. Außerdem werden geplante und ungeplante Kraftwerksausfälle berücksichtigt. Diese werden mithilfe von Zufallsziehungen ermittelt, welche auf der in der Vergangenheit beobachteten durchschnittlichen Dauer und Häufigkeitsverteilung von Ausfällen je Kraftwerkstechnologie basieren.

⁹ Studie des BMWi: „Moderne Verteilernetze für Deutschland“, veröffentlicht September 2014: www.bmw.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.html



Neben der Stromerzeugung für die öffentliche Versorgung erfüllen viele der konventionellen Kraftwerke in Deutschland 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. Mit diesen Versorgungsaufgaben sind weitere Einsatzrestriktionen verbunden. In den Szenarien des NEP 2035 (2021) wird dabei jedoch von einer deutlichen Flexibilisierung des Kraftwerkseinsatzes gegenüber heute ausgegangen. Diese ist notwendig, um die steigende Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien integrieren zu können. Einzige Ausnahme stellen die KWK-Kleinanlagen unter 10 MW dar, von denen nur ein geringer Teil Strompreissignale empfängt und bei denen daher von einem wärmebedarfsorientierten Betrieb ausgegangen wird.

Für Abfall- und Kuppelgaskraftwerke wird vorgegeben, wie viel des Brennstoffs innerhalb eines Tages verfeuert werden muss. Damit wird berücksichtigt, dass die Lagermöglichkeiten von Abfall und Kuppelgasen begrenzt sind. Die Aufteilung der Stromproduktion innerhalb eines Tages ist Ergebnis der Marktsimulation.

Für KWK-Anlagen wird ebenfalls ein im Vergleich zu heute deutlich strommarktorientierterer Betrieb angenommen. Statt für die Marktsimulationen einen Zwangseinsatz von KWK-Anlagen vorzugeben, wird daher ein Großteil der Einsatzentscheidung zwischen KWK- und Power-to-Heat-Anlagen in das Strommarktmodell integriert. Mithilfe eines von der Universität Duisburg-Essen entwickelten Wärmemodells wird auf Basis des Wetterjahres 2012 vorab lediglich berechnet, zu welchen Stunden an welchen Orten ein Wärmebedarf gegeben ist. Hierbei werden 28 detaillierte Fernwärmenetze mit jeweils einer spezifischen Wärmenachfrage modelliert. Kleinere Netze werden vereinfacht abgebildet. In Stunden mit entsprechendem Wärmebedarf können KWK-Anlagen aufgrund der gekoppelten Erzeugung Strom kostengünstiger bereitstellen als vergleichbare Nicht-KWK-Anlagen. In Stunden mit sehr hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien, kann die Wärmeerzeugung mit Power-to-Heat-Anlagen jedoch noch günstiger sein. Die Einsatzentscheidung zwischen KWK- und Power-to-Heat-Anlagen wird also erst in der Strommarktsimulation getroffen. Im folgenden Abschnitt werden die Entwicklung der jährlichen Wärmenachfrage und die Annahmen zu KWK-Ersatzneubauten genauer beschrieben.

Entwicklung der Wärmenachfrage und KWK-Ersatzneubauten

Bei der Bestimmung des Wärmebedarfs in den Szenarien werden gemäß der Genehmigung des Szenariorahmens reduzierende Faktoren wie Verbraucherverdichtungen und Effizienzsteigerungen berücksichtigt. Darüber hinaus senken erneuerbare Wärmeerzeuger wie Solar- und Geothermie sowie Biomasseanlagen die Wärmenachfrage, die durch konventionelle Wärmeerzeuger und Power-to-Heat-Anwendungen gedeckt werden muss. Diese Wärmenachfrage ist im Szenario A 2035 am höchsten. Grund dafür ist eine vergleichsweise geringe Effizienzsteigerung und eine niedrigere Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien. Beide Aspekte erhöhen sich im Szenario B 2035 und haben ihre höchste Ausprägung im Szenario C 2035 sowie in ähnlichem Maße in Szenario B 2040. Insgesamt ist damit Wärme nachfrage, die durch konventionelle Wärmeerzeuger und Power-to-Heat-Anwendungen gedeckt werden muss, im Szenario C 2035 am geringsten. Die regionale Verteilung auf die einzelnen Wärmenetze basiert auf der von den ÜNB bei der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. im Rahmen des NEP 2030 (2019) beauftragten Kurzstudie zur zukünftigen Flexibilisierung der KWK. Die Kurzstudie kann unter www.netzentwicklungsplan.de/ZwU eingesehen werden.

Heute bestehende KWK-Anlagen, die aufgrund ihres Alters oder politischer Rahmenbedingungen in den Szenarien außer Betrieb gehen, werden standortgleich durch innovative KWK-Anlagen ersetzt. Um verschiedene mögliche Investitionsentscheidungen für diese KWK-Ersatzanlagen abzubilden, variiert die jeweilige Kraftwerkstechnologie zwischen den Szenarien. Die elektrische Leistung der Anlagen ist dabei jeweils durch die Genehmigung des Szenariorahmens vorgegeben.

Im Szenario A 2035 ist der Wärmebedarf vergleichsweise hoch, sodass angenommen wird, dass die Betreiber in Technologien investieren, bei denen der Schwerpunkt auf der Wärmebereitstellung liegt. Dementsprechend wird im Szenario A 2035 der KWK-Ersatz durch Blockheizkraftwerke mit einer Stromkennzahl von 0,5 abgebildet, d. h. die maximale Wärmeauskopplung ist doppelt so hoch wie die stromseitige Leistung. Im Szenariopfad B 2035/2040 werden die KWK-Ersatzanlagen dagegen mit einer Stromkennzahl von 0,8 modelliert, sodass bei gleicher Wärmeauskopplung eine höhere Stromproduktion möglich ist. Szenario C 2035 weist aufgrund des hohen Anteils erneuerbarer Energien im Wärmesektor mit weniger als 50 TWh jährlicher Wärmenachfrage die kleinste von konventionellen Wärmeerzeugern und Power-to-Heat-Anlagen zu deckende Wärmenachfrage auf. Entsprechend wird in diesem Szenario von einem Gas- und Dampfturbinen-Ersatz mit einer Stromkennzahl von 2 ausgegangen, sodass der Schwerpunkt der Anlagen deutlich auf der Stromproduktion liegt.



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 und beruhen auf den im TYNDP 2020 veröffentlichten Werten.

Tabelle 6: Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisen

	TYNDP Szenario „Distributed Energy“ 2030	Szenarien A / B / C 2035 TYNDP Szenario „Distributed Energy“ 2035 (interpoliert)	Szenario B 2040 TYNDP Szenario „Distributed Energy“ 2040
CO₂-Zertifikatspreise [€/t]	53,0	76,5	100,0
Rohöl [€/MWh]	73,8	76,9	79,9
Erdgas [€/MWh]	24,9	25,6	26,3
Steinkohle [€/MWh]	15,5	20,2	24,9
Braunkohle [€/MWh]	4,0	4,0	4,0
Kernenergie [€/MWh]	1,7	1,7	1,7

Quelle: Bundesnetzagentur, ENTSO-E

Vorgaben zur CO₂-Emissionsreduktion

Im Genehmigungsdokument der BNetzA wird für sämtliche Szenarien eine verbindliche Begrenzung der jährlichen CO₂-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks vorgegeben (siehe Tabelle 7). Die Begrenzung resultiert aus den im Klimaschutzplan 2050 verankerten, sektorspezifischen CO₂-Reduktionszielen der Bundesregierung.

Tabelle 7: Emissionsobergrenzen für die Modellierung

Szenario	Vorgabe des Szenariorahmens zur jährlichen Emissionsobergrenze für den deutschen Kraftwerkspark (Minderung ggü. 1990)
A 2035 / B 2035 / C 2035	120 Mio. t CO ₂ (- 73,5 %)
B 2040	60 Mio. t CO ₂ (- 86,8 %)

Quelle: Bundesnetzagentur, Übertragungsnetzbetreiber

Sollten die CO₂-Grenzwerte unter den im Szenariorahmen festgelegten Rahmenbedingungen nicht eingehalten werden, werden in der Genehmigung zwei Maßnahmen beschrieben. Einerseits kann durch eine Erhöhung des nationalen CO₂-Zertifikatspreises sichergestellt werden, dass die CO₂-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks den Grenzwert nicht überschreiten. Durch den Preisaufschlag wird die Stromerzeugung CO₂-intensiver Kraftwerke in Deutschland gesenkt und durch CO₂-ärmere Stromerzeugung in Deutschland oder durch ausländische Stromerzeugung ersetzt. Mit fortschreitendem Zeithorizont sind die Möglichkeiten eines Wechsels von mehr zu weniger CO₂-emittierenden Kraftwerken innerhalb Deutschlands jedoch begrenzt. Schließlich gibt es neben Erdgas kaum noch verbleibende fossile Brennstoffe in den Szenarien. Für das Szenario B 2040 wird daher zusätzlich in Betracht gezogen, dass Betreiber von Erdgaskraftwerken ihre CO₂-Emissionen durch Beimischung von biogenen Gasen oder grünem Wasserstoff reduzieren können. In welchem Umfang eine CO₂-Preiserhöhung oder eine Beimischung CO₂-freier Gase notwendig ist, wird in Kapitel 4 genauer erläutert.



Für die Energieträger werden im Zuge der nachfolgenden Marktsimulationen zunächst folgende spezifische Emissionsfaktoren nach Vorgabe der Genehmigung des Szenariorahmens angesetzt:

Tabelle 8: CO₂-Emissionsfaktoren nach Energieträgern

Energieträger	CO ₂ -Emissionsfaktor (t CO ₂ /MWh _{th})
Abfall*	0,165
Braunkohle	0,393
Erdgas	0,201
Kernenergie	0,000
Kuppelgas**	0,738
Mineralölprodukte	0,288
Ölschiefer	0,360
Steinkohle	0,335
Sonstige	0,268

* Annahme Abfall: 50 % biogener Anteil

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

Quelle: Bundesnetzagentur, Übertragungsnetzbetreiber

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 des unflexiblen Stromverbrauchs¹⁰ sowie die installierten Leistungen der flexiblen Bestandteile der Stromnachfrage (Power-to-Gas, Power-to-Heat, DSM) angegeben.

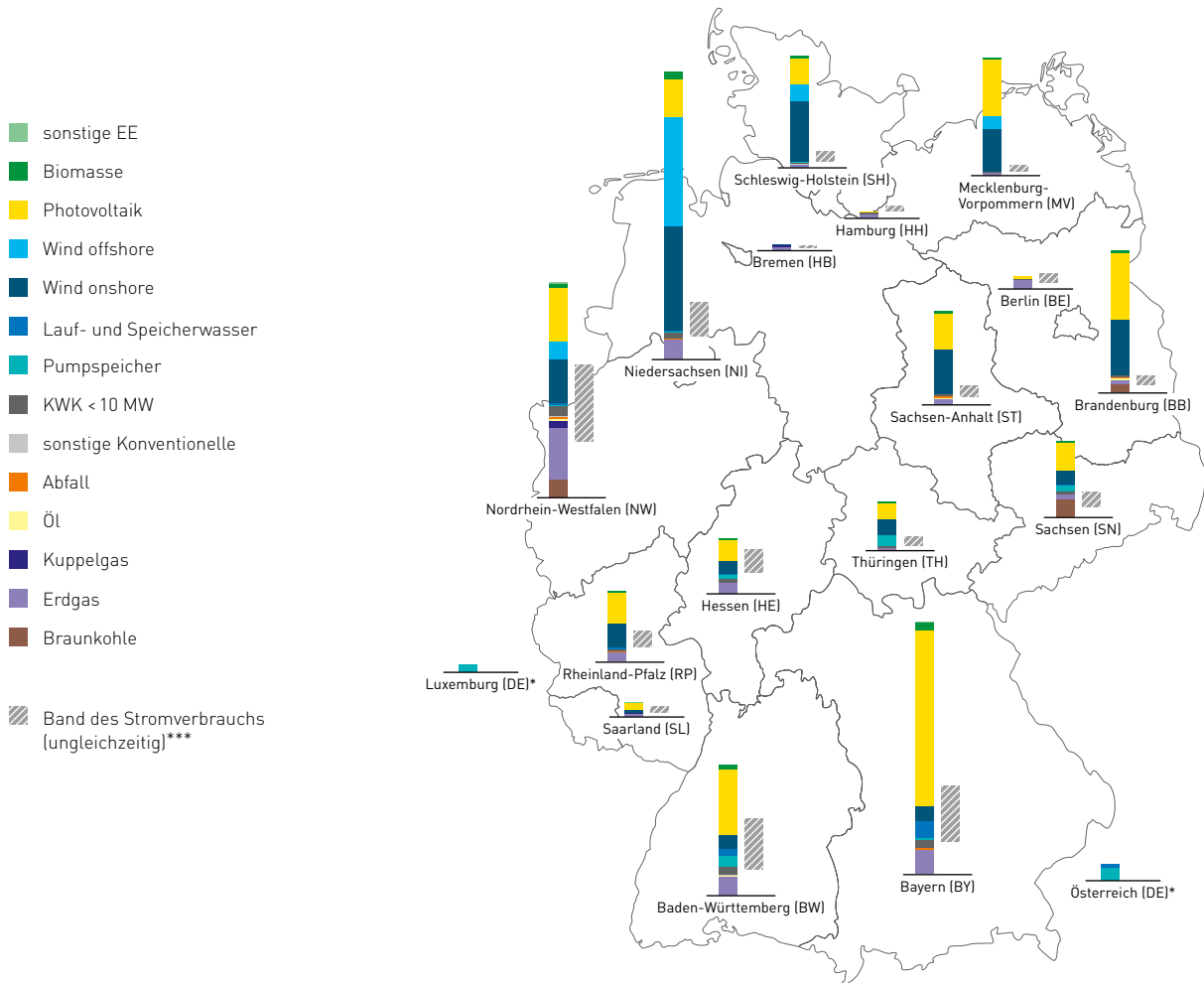
Da die installierten Leistungen der erneuerbaren Energien im Zuge der Datenaufbereitung der elektrischen Netztopologie zugeordnet werden, beziehen sich die angegebenen Bundeslandwerte in den Abbildungen 10 bis 13 auf die elektrischen Standorte der jeweiligen Umspannwerke. Bei Betrachtung der geografischen Anlagenstandorte können sich leicht abweichende Werte je Bundesland ergeben.

Die Abbildungen 10 bis 13 verdeutlichen, dass unter den getroffenen Modellannahmen Windenergieanlagen weiterhin schwerpunktmäßig im Norden und Osten Deutschlands installiert sind. Aufgrund des gewählten Szenariodesigns ist jedoch auch eine deutliche Erhöhung der installierten Leistung von Windenergieanlagen im Süden von A 2035 nach C 2035 zu erkennen. Der Bestand an PV-Anlagen wird sich auf Basis der getroffenen Annahmen auch zukünftig auf den Süden Deutschlands konzentrieren. 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. Braunkohlekraftwerke (nur Szenario A 2035) stehen aufgrund von Standortrestriktionen (u. a. Tagebaue und Transportwege) sowie der heutigen Struktur des Kraftwerksparks im Westen und Osten Deutschlands, während sich Erdgaskraftwerke homogener über das Gebiet der Bundesrepublik verteilen. Pumpspeicher- und Speicherkraftwerke speisen aufgrund der topologischen Voraussetzungen (u. a. ausreichender Höhenunterschied zwischen Ober- und Unterbecken) im Süden und Südosten Deutschlands ein. Das Band des jeweiligen Stromverbrauchs zeigt auf, dass der Bezug elektrischer Energie im Jahresverlauf eine hohe Schwankungsbreite aufweist und hohe Lasten vor allem im Süden und Westen Deutschlands auftreten.

¹⁰ Stromverbrauch 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 10: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario A 2035



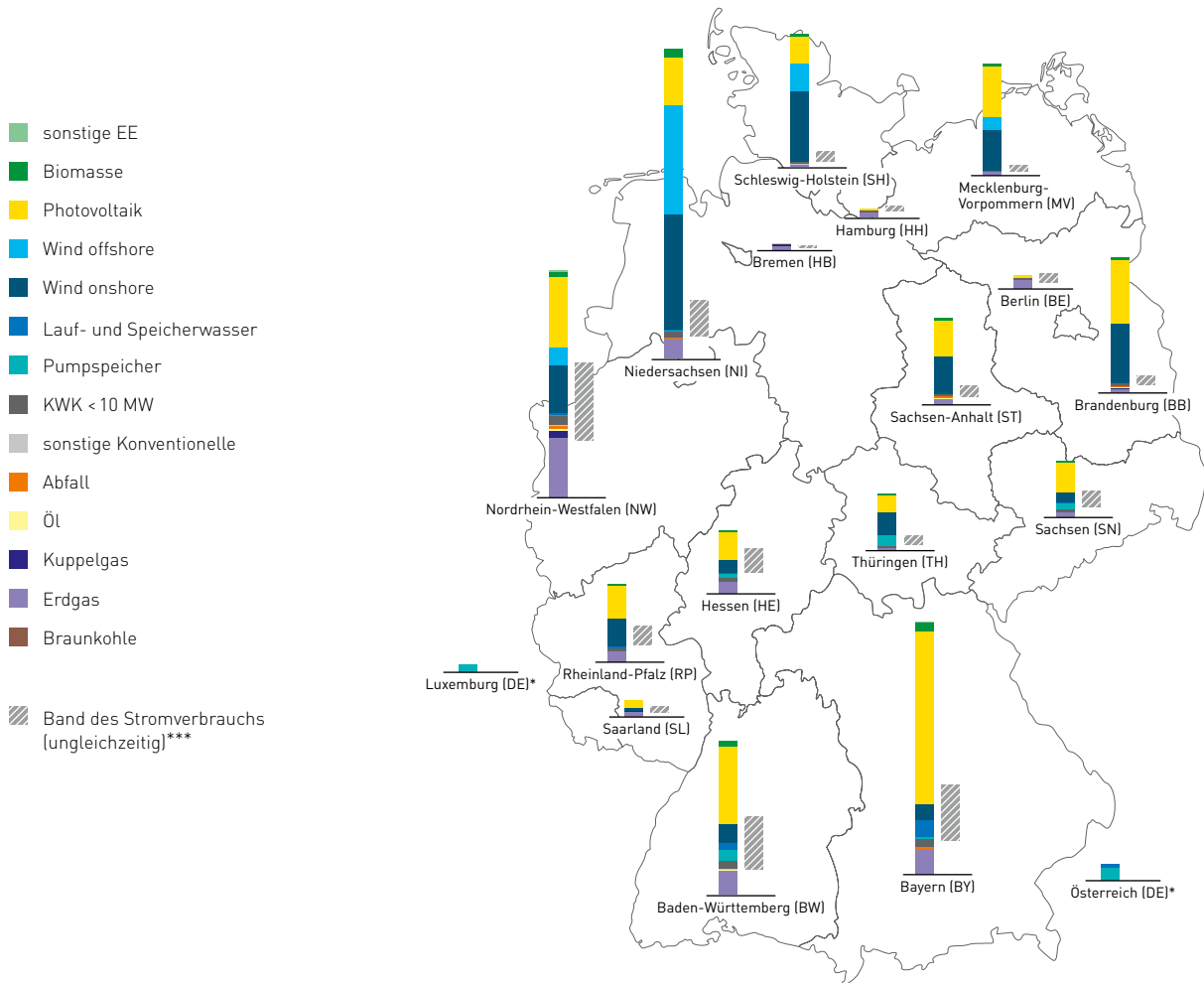
A 2035 (Angaben in GW)	Braun- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Abfall	sonstige Konven- tionelle	KWK < 10 MW	Pump- speicher	Lauf- und Speicher- wasser	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	sonstige EE	Band des Strom- verbrauchs (un- gleichzeitig)***	zusätzliche Verbraucher		
																DSM	PtH	PtG
BW	0,0	3,3	0,0	0,1	0,1	0,1	1,4	1,9	1,2	2,7	0,0	11,5	0,8	0,0	4,6 – 13,7	0,5	0,5	0,3
BY	0,0	4,4	0,0	0,0	0,2	0,0	1,3	0,5	2,9	2,8	0,0	31,2	1,3	0,1	5,8 – 15,7	0,5	0,5	0,2
BE	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,9 – 2,7	0,1	0,6	0,0
BB	1,5	0,6	0,1	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	0,0	9,9	0,0	11,8	0,4	0,0	1,3 – 2,9	0,1	0,1	0,1
HB	0,0	0,6	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3 – 0,8	0,0	0,0	0,0
HH	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	1,0 – 2,1	0,1	0,1	0,0
HE	0,0	1,8	0,0	0,0	0,1	0,0	0,7	0,6	0,1	2,4	0,0	3,8	0,2	0,0	3,6 – 7,8	0,2	0,2	0,2
MV	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	7,6	2,4	9,9	0,3	0,0	0,6 – 1,7	0,0	0,1	0,1
NI	0,0	3,5	0,0	0,0	0,1	0,0	1,0	0,2	0,1	18,7	19,3	6,8	1,3	0,0	3,9 – 10,1	0,5	0,3	0,6
NW	3,1	9,1	1,4	0,2	0,5	0,1	1,7	0,3	0,2	7,8	3,3	9,5	0,7	0,3	9,9 – 23,5	1,1	0,8	0,9
RP	0,0	1,7	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,3	4,4	0,0	5,3	0,2	0,0	2,5 – 5,4	0,2	0,1	0,3
SL	0,0	0,5	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,5	0,0	1,2	0,0	0,1	0,6 – 1,8	0,1	0,0	0,2
SN	3,2	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	1,1	0,1	2,6	0,0	4,9	0,3	0,0	1,8 – 4,5	0,1	0,2	0,2
ST	0,0	0,9	0,0	0,2	0,2	0,0	0,4	0,1	0,0	8,0	0,0	6,4	0,4	0,0	1,3 – 3,3	0,1	0,1	0,2
SH	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	0,0	10,9	3,0	4,5	0,4	0,0	0,9 – 2,8	0,1	0,3	0,2
TH	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	1,9	0,0	3,0	0,0	2,7	0,2	0,0	0,8 – 2,4	0,1	0,1	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	0,7	0,0	0,0	0,0	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	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	7,8	30,5	1,8	0,8	1,7	0,3	9,2	10,2	5,6	81,5	28,0	110,2	6,8	0,5	42,5 – 103,4	4,0	4,0	3,5

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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

*** Das Band des Stromverbrauchs umfasst den konventionellen Stromverbrauch sowie Wärmepumpen, E-Fahrzeuge, Industriemehrverbrauch und Netzverluste im Verteilnetz. Die Netzverluste im Übertragungsnetz können nicht eindeutig den Bundesländern zugeordnet werden und sind daher nur in der Summe enthalten.

Abbildung 11: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2035



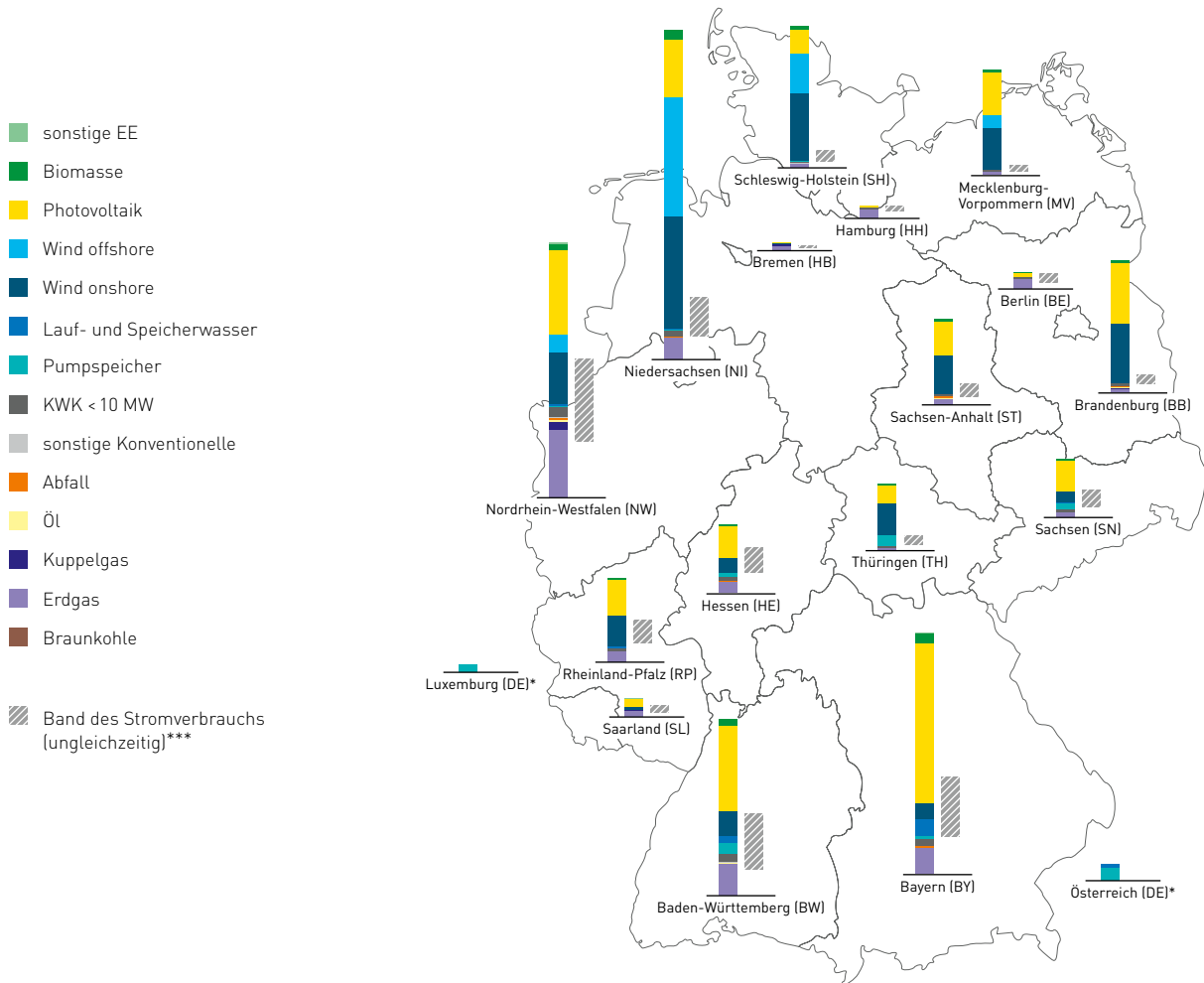
B 2035 (Angaben in GW)	Braun- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Abfall	sonstige Konven- tionelle	KWK < 10 MW	Pump- speicher	Lauf- und Speicher- wasser	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	sonstige EE	Band des Strom- verbrauchs (un- gleichzeitig)***	zusätzliche Verbraucher		
																DSM	PtH	PtG
BW	0,0	4,4	0,0	0,1	0,1	0,1	1,4	1,9	1,2	3,5	0,0	13,7	0,9	0,0	4,6 – 14,0	0,6	0,6	0,5
BY	0,0	4,6	0,0	0,0	0,2	0,0	1,3	0,5	2,9	2,9	0,0	30,7	1,5	0,1	5,9 – 15,8	0,7	0,7	0,3
BE	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	1,0 – 2,7	0,1	0,8	0,0
BB	0,0	0,6	0,1	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	0,0	10,7	0,0	11,4	0,4	0,0	1,4 – 3,0	0,2	0,2	0,2
HB	0,0	0,7	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,3 – 0,8	0,0	0,0	0,0
HH	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	1,0 – 2,1	0,2	0,1	0,0
HE	0,0	2,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,7	0,6	0,1	2,5	0,0	4,8	0,3	0,0	3,6 – 7,9	0,3	0,3	0,3
MV	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	7,2	2,4	9,0	0,4	0,0	0,6 – 1,7	0,0	0,1	0,1
NI	0,0	3,7	0,0	0,0	0,1	0,0	1,0	0,2	0,1	20,6	19,3	8,6	1,5	0,0	3,9 – 10,4	0,6	0,6	0,9
NW	0,0	10,5	1,4	0,2	0,5	0,1	1,7	0,3	0,2	8,5	3,3	12,4	0,8	0,3	10,0 – 23,8	1,4	1,4	1,5
RP	0,0	1,8	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,3	5,0	0,0	5,9	0,2	0,0	2,9 – 6,3	0,3	0,2	0,5
SL	0,0	0,8	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,5	0,0	1,3	0,0	0,0	0,7 – 1,9	0,1	0,1	0,3
SN	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	1,1	0,1	1,9	0,0	5,3	0,3	0,0	1,8 – 4,7	0,2	0,3	0,4
ST	0,0	0,9	0,0	0,2	0,2	0,0	0,4	0,1	0,0	6,7	0,0	6,3	0,5	0,0	1,3 – 3,4	0,2	0,1	0,3
SH	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	0,0	12,5	5,0	4,6	0,5	0,0	1,0 – 2,8	0,2	0,4	0,3
TH	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	1,9	0,0	4,2	0,0	2,9	0,2	0,0	0,9 – 2,5	0,1	0,1	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	0,7	0,0	0,0	0,0	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	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	0,0	34,8	1,8	0,8	1,7	0,3	9,2	10,2	5,6	86,8	30,0	117,8	7,5	0,5	44,0 – 106,0	5,0	6,0	5,5

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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

*** Das Band des Stromverbrauchs umfasst den konventionellen Stromverbrauch sowie Wärmepumpen, E-Fahrzeuge, Industriemehrverbrauch und Netzverluste im Verteilnetz. Die Netzverluste im Übertragungsnetz können nicht eindeutig den Bundesländern zugeordnet werden und sind daher nur in der Summe enthalten.

Abbildung 12: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario C 2035



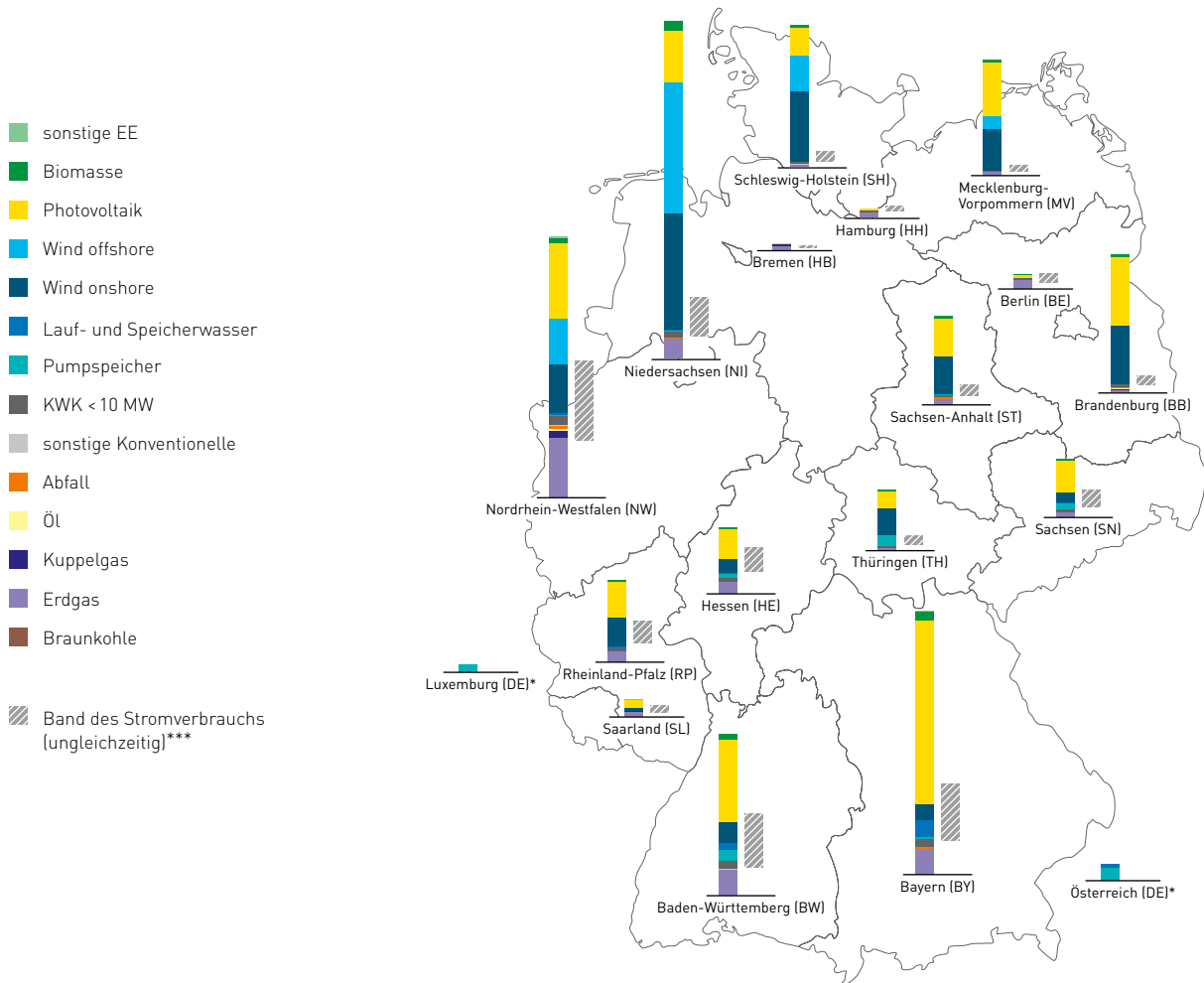
C 2035 (Angaben in GW)	Braun- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Abfall	sonstige Konven- tionelle	KWK < 10 MW	Pump- speicher	Lauf- und Speicher- wasser	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	sonstige EE	Band des Strom- verbrauchs (un- gleichzeitig)***	zusätzliche Verbraucher		
																DSM	PtH	PtG
BW	0,0	5,6	0,0	0,1	0,1	0,1	1,4	1,9	1,2	4,5	0,0	15,2	1,1	0,0	4,6 – 14,5	0,7	0,2	0,8
BY	0,0	4,7	0,0	0,0	0,2	0,0	1,3	0,5	2,9	3,0	0,0	28,4	1,7	0,1	6,5 – 17,2	0,7	0,3	1,0
BE	0,0	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,1	0,0	1,0 – 2,7	0,2	0,0	1,0
BB	0,0	0,6	0,1	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	0,0	10,8	0,0	10,7	0,5	0,0	1,4 – 3,1	0,1	0,2	0,3
HB	0,0	0,8	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,3 – 0,8	0,0	0,0	0,1
HH	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	1,0 – 2,1	0,2	0,1	0,1
HE	0,0	2,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,7	0,6	0,1	2,7	0,0	5,6	0,3	0,0	3,6 – 8,1	0,3	0,1	0,4
MV	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	7,4	2,4	7,6	0,4	0,0	0,6 – 1,8	0,0	0,0	0,2
NI	0,0	3,9	0,0	0,0	0,1	0,0	1,0	0,2	0,1	20,0	21,3	10,1	1,7	0,0	4,0 – 11,0	0,4	0,6	1,0
NW	0,0	12,0	1,4	0,2	0,5	0,1	1,7	0,3	0,2	9,3	3,3	15,0	0,9	0,3	9,9 – 24,7	1,0	1,2	1,9
RP	0,0	1,8	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,3	5,7	0,0	6,2	0,2	0,0	3,3 – 7,4	0,2	0,2	0,3
SL	0,0	1,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,5	0,0	1,4	0,0	0,1	0,7 – 2,1	0,1	0,1	0,1
SN	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	1,1	0,1	2,0	0,0	5,5	0,3	0,0	1,8 – 4,9	0,1	0,1	0,4
ST	0,0	0,9	0,0	0,2	0,2	0,0	0,4	0,1	0,0	6,9	0,0	5,9	0,5	0,0	1,4 – 3,7	0,1	0,2	0,3
SH	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	0,0	12,1	7,0	4,3	0,6	0,0	1,0 – 3,0	0,2	0,1	0,5
TH	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	1,9	0,0	5,8	0,0	3,0	0,3	0,0	0,9 – 2,6	0,1	0,1	0,1
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	0,7	0,0	0,0	0,0	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	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	0,0	39,2	1,8	0,8	1,7	0,3	9,2	10,2	5,6	90,9	34,0	120,1	8,7	0,5	45,2 – 112,2	4,4	3,6	8,5

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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

*** Das Band des Stromverbrauchs umfasst den konventionellen Stromverbrauch sowie Wärmepumpen, E-Fahrzeuge, Industriemehrverbrauch und Netzverluste im Verteilnetz. Die Netzverluste im Übertragungsnetz können nicht eindeutig den Bundesländern zugeordnet werden und sind daher nur in der Summe enthalten.

Abbildung 13: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2040



B 2040 (Angaben in GW)	Braun- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Abfall	sonstige Konven- tionelle	KWK < 10 MW	Pump- speicher	Lauf- und Speicher- wasser	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	sonstige EE	Band des Strom- verbrauchs (un- gleichzeitig)***	zusätzliche Verbraucher		
																DSM	PtH	PtG
BW	0,0	4,5	0,0	0,0	0,1	0,1	1,4	1,9	1,2	3,8	0,0	14,6	1,0	0,0	4,8 – 14,4	0,8	0,7	1,0
BY	0,0	4,6	0,0	0,0	0,2	0,0	1,3	0,5	2,9	2,9	0,0	32,7	1,6	0,1	6,0 – 16,1	0,9	0,9	0,5
BE	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,1	0,0	1,0 – 2,7	0,1	0,9	0,0
BB	0,0	0,4	0,1	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	0,0	10,7	0,0	12,0	0,4	0,0	1,4 – 3,0	0,2	0,2	0,3
HB	0,0	0,7	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,3 – 0,8	0,0	0,0	0,0
HH	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	1,0 – 2,1	0,2	0,1	0,0
HE	0,0	2,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,7	0,6	0,1	2,6	0,0	5,2	0,3	0,0	3,7 – 8,1	0,4	0,3	0,5
MV	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	7,3	2,4	9,6	0,4	0,0	0,6 – 1,7	0,1	0,1	0,1
NI	0,0	3,7	0,0	0,0	0,1	0,0	1,0	0,2	0,1	20,8	23,3	9,2	1,6	0,0	4,0 – 10,9	0,9	0,7	1,6
NW	0,0	10,5	1,4	0,2	0,5	0,1	1,7	0,3	0,2	8,8	8,0	13,4	0,9	0,3	10,1 – 24,3	2,0	1,6	3,0
RP	0,0	1,8	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,3	5,2	0,0	6,4	0,2	0,0	3,3 – 7,3	0,4	0,2	1,0
SL	0,0	0,8	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,5	0,0	1,4	0,0	0,1	0,7 – 2,1	0,1	0,1	0,5
SN	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	1,1	0,1	1,9	0,0	5,6	0,3	0,0	1,8 – 4,8	0,2	0,4	0,7
ST	0,0	0,9	0,0	0,1	0,2	0,0	0,4	0,1	0,0	6,8	0,0	6,7	0,5	0,0	1,4 – 3,5	0,2	0,2	0,6
SH	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	0,0	12,5	6,3	4,9	0,5	0,0	1,0 – 2,9	0,2	0,4	0,5
TH	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	1,9	0,0	4,8	0,0	3,1	0,3	0,0	0,9 – 2,6	0,1	0,1	0,1
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	0,7	0,0	0,0	0,0	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	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	0,0	34,7	1,8	0,6	1,7	0,3	9,4	10,2	5,6	88,8	40,0	125,8	8,2	0,5	44,8 – 109,2	7,0	7,0	10,5

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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

*** Das Band des Stromverbrauchs umfasst den konventionellen Stromverbrauch sowie Wärmepumpen, E-Fahrzeuge, Industriemehrverbrauch und Netzverluste im Verteilnetz. Die Netzverluste im Übertragungsnetz können nicht eindeutig den Bundesländern zugeordnet werden und sind daher nur in der Summe enthalten.

2.7 Nachbildung des Auslands

Das dritte Energiebinnenmarktpaket der Europäischen Union (EC 714/2009), das am 03.03.2011 in Kraft trat, hat die Weiterentwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes als Ziel. Dieses Ziel wurde am 22.05.2019 mit dem EU-Legislativpaket „Clean energy for all Europeans package“ (CEP) weiter vorangetrieben. Durch einen möglichst freien 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. Eine konkrete Maßnahme daraus beinhaltet, dass bis 31.12.2025 mindestens 70 % der Leitungskapazitäten dem Handel zur Verfügung gestellt werden muss. Diese verbindliche Vorgabe wird in den Marktsimulationen des NEP 2035 (2021) berücksichtigt.

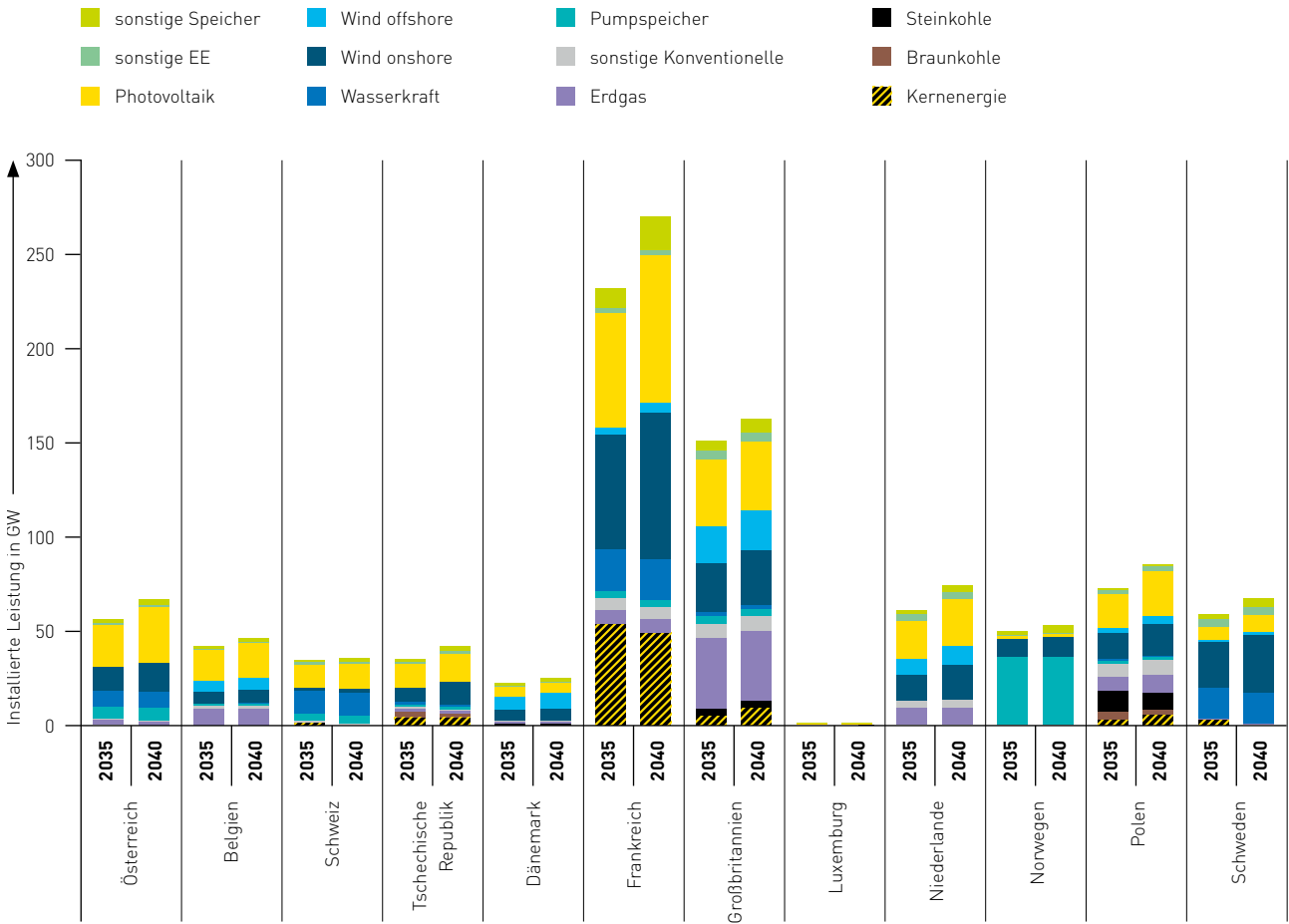
Durch die stärkere Rolle des europäischen Strombinnenmarktes wirken sich Änderungen im Ausland direkt auf den Einsatz des deutschen Kraftwerksparks und auch die Integrationsfähigkeit erneuerbarer Energien aus. Die europäische Dimension ist somit eine zentrale Eingangsgröße für die Marktsimulation.

Zentrale Grundlage für die Annahmen zum konventionellen Kraftwerkspark, der installierten Leistung und Einspeisung erneuerbarer Energien sowie der zeitlichen Verläufe des Stromverbrauchs im Ausland sind die Daten des von ENTSO-E herausgegebenem TYNDP 2020. In diesem werden insgesamt drei Szenarien für die zukünftige Entwicklung des europäischen Stromsystems bis 2040 betrachtet. Im NEP 2030 (2019) wurde das Szenario „Sustainable Transition“ des TYNDP 2018 verwendet. Dabei handelte es sich um ein „bottom-up“ erstelltes Szenario, welches den aktuellen Kenntnisstand der europäischen Netzbetreiber bzgl. der erwarteten Entwicklungen in ihren Ländern widerspiegelt. In diesem NEP wird entsprechend der Vorgaben des genehmigten Szenariorahmens von diesem Vorgehen abgewichen und für die Bestimmung der Last- und Kraftwerksdaten aller Szenarien das TNYDP 2020 Szenario „Distributed Energy“ genutzt. Dieses Szenario basiert auf einem Top-Down-Ansatz, um ein Erreichen des 1,5 Grad-Ziels des Pariser Klimaschutzabkommens zu ermöglichen. Dezentrale erneuerbare Stromerzeugungstechnologien wie Onshore-Windenergie- und PV-Anlagen sowie die Stromerzeugung zum Eigenverbrauch („Prosumer“) sind hier besonders stark ausgeprägt.

Für das Zieljahr 2035 werden die europäischen Daten mittels linearer Interpolation der Werte des TYNDP 2020 der Zieljahre 2030 und 2040 ermittelt. Für alle NEP-Szenarien werden einheitlich die Daten des Szenarios „Distributed Energy“ genutzt, da dies eine bessere Analyse der Szenariovariationen in Deutschland ermöglicht. Die folgende Abbildung 14 zeigt die angenommenen installierten Leistungen je Energieträger für das europäische Ausland. Weitere Informationen zu den Szenarien des TYNDP 2020 können unter folgendem Link abgerufen werden: www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu.



Abbildung 14: Installierte Leistung für erneuerbare und konventionelle Energieträger auf Basis des Szenarios „Distributed Energy“ des TYNDP 2020



Quelle: ENTSO-E

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

Zur Abbildung der Handelskapazitäten zwischen den Marktgebieten wurden bis zum NEP 2030 (2017) sogenannte Net Transfer Capacities (NTC) auf Basis des europäischen TYNDP berücksichtigt. In der Marktsimulation durfte dabei die gehandelte Strommenge zwischen zwei Marktgebieten die vorgegebenen NTC zu keinem Zeitpunkt übersteigen. Im NEP 2030 (2019) wurde dagegen erstmals die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung (Flow-Based Market Coupling – FBMC) angewendet. Der genehmigte Szenariorahmen des NEP 2035 (2021) sieht nun erneut die Anwendung einer lastflussbasierten Kapazitätsberechnung an allen Grenzen Deutschlands zu den Nachbarländern vor.



Diese Vorgehensweise basiert auf der Tatsache, dass bereits heute an den Grenzen der CWE-Region¹¹ („Central Western Europe“) FBMC zum Einsatz kommt und in den nächsten Jahren auch in der gesamten Core-Region¹² zum Einsatz kommen soll. Der wesentliche Unterschied zu der Verwendung von NTCs besteht darin, dass verfügbare Kapazitäten nicht zwischen Marktgebieten, sondern auf sogenannten „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 dürfen auf diesen Leitungen die vorgegebenen Kapazitätswerte (Remaining Available Margin – RAM) nicht übersteigen.

Zur Bestimmung der RAM einer Leitung wird zunächst eine initiale Marktsimulation durchgeführt, in der sämtliche Handelskapazitäten über NTCs abgebildet werden. Basierend auf den Ergebnissen dieser initialen Marktsimulation werden Lastflussberechnungen durchgeführt und die für den Handel verfügbaren Übertragungskapazitäten je kritischem Zweig ermittelt. Die Berechnung der verfügbaren Kapazitäten erfolgt unter Berücksichtigung des (n-1)-Kriteriums.

Wie durch die Europäische Union im CEP und in der Genehmigung des Szenariorahmens von der BNetzA vorgegeben, wird davon ausgegangen, dass zukünftig mindestens 70 % der Leitungskapazität dem Handel zur Verfügung gestellt werden müssen. Liegt die berechnete für den Handel verfügbare Übertragungskapazität unter diesem Wert, beispielsweise aufgrund von Ringflüssen (sogenannte „Loop-Flows“), so wird die Kapazität auf 70 % hochgesetzt. Für grenzüberschreitende Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) innerhalb der Flow-Based-Region (FB-Region) wird die für den Handel verfügbare Kapazität auf 100 % gesetzt, da bei DC-Interkonnektoren keine handelsunabhängigen Leistungsflüsse auftreten. In der Marktsimulation werden die Auswirkungen des HGÜ-Einsatzes auf das AC-Netz mit modelliert (Evolved Flow-Based).

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 davon abhängig, welche Kraftwerke in der jeweiligen Situation ins Netz einspeisen. Sie können daher in jeder Stunde, insbesondere bei einem steigenden Anteil von wetterabhängiger Stromerzeugung, unterschiedlich sein. Zur Bestimmung des GSK wird basierend auf den Ergebnissen der initialen NTC-Marktsimulation für jede Stunde der zu erwartende Kraftwerkseinsatz bestimmt. Konventionelle regelbare Kraftwerke werden je Marktgebiet entsprechend ihrer Volllaststunden in die Kategorien Grundlastkraftwerke, Mittellastkraftwerke und Spitzenlastkraftwerke eingeteilt. Wetterabhängige erneuerbare Energien und Speicher bilden unabhängig von ihren Volllaststunden eine eigene Kategorie. Basierend auf der stündlichen Residuallast und dem Strompreis wird bestimmt, welche Kraftwerkskategorien in der jeweiligen Stunde im GSK zu berücksichtigen sind. In Stunden mit negativer Residuallast, marktgetriebener Einsenkung erneuerbarer Energien und sehr niedrigen Strompreisen werden beispielsweise sowohl Grundlastkraftwerke, erneuerbare Energien als auch Speicher im GSK betrachtet. Außerdem werden bei der Erstellung des GSK die Nichtverfügbarkeiten 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 den Maßnahmen des Bundesbedarfsplangesetzes (vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543; 2014 I S. 148, 271), zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706)), des Energieleitungsausbaugesetzes und der Bestätigung des NEP 2030 (2019) herangezogen. In den PTDFs wird das (n-1)-Kriterium berücksichtigt, indem für jede Leitung neben dem (n-0)-Fall auch der Leistungsfluss bei für die jeweilige Leitung kritischen Ausfällen bestimmt wird.

¹¹ CWE-Region: Belgien, Frankreich, Luxemburg/Deutschland, Niederlande und Österreich.

¹² Core-Region: Belgien, Frankreich, Kroatien, Luxemburg/Deutschland, Niederlande, Österreich, Polen, Rumänien, Slowakei, Slowenien, Tschechien und Ungarn.

Neben der grundlegenden Netztopologie haben auch lastflusssteuernde Betriebsmittel wie Phasenschiebertransformatoren (PST) und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) Einfluss auf die Belastung der AC-Interkonnektoren. Marktgebietsinterne HGÜ innerhalb der FB-Region werden im NEP 2035 (2021) analog zu PST anteilig für die Erhöhung der Handelskapazitäten (non-costly Remedial Action Optimization – nRAO) freigegeben. Der zur Erhöhung der Handelskapazitäten optimale Einsatz der PST und marktgebietsinternen HGÜ wird vorgelagert zur Marktsimulation bestimmt. Hierzu wird ein separates Optimierungsmodell erstellt, in das sowohl die Ergebnisse der initialen NTC-Marktsimulation als auch der hierauf basierenden Lastflussberechnung eingehen.

FBMC wird entsprechend der Genehmigung des Szenariorahmens der BNetzA für Deutschland und alle heutigen synchron verbundenen Anrainerstaaten¹³ angewandt. Zusätzlich werden auch Ungarn, Slowenien und die Slowakei im FBMC berücksichtigt. Zwischen allen anderen Marktgebieten wird weiterhin das NTC-Verfahren mit bilateralen Handelskapazitäten aus europäischen Studien genutzt.

Weiterführende Dokumente und Links

- > Informationen zum EU-Legislativpaket zur Energie- und Klimapolitik „Clean energy for all Europeans package“: ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en
- > Dokumente zum Szenariorahmen 2035 (2021): www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2035-2021
- > Information der BNetzA zum Szenariorahmen 2030 (2019): www.netzausbau.de
- > Kurzstudie Elektromobilität der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: „Modellierung für die Szenariomentwicklung des Netzentwicklungsplans“: www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/20202027_NEP_Kurzstudie_Emob_Abschlussbericht.pdf
- > BMU: „Klimaschutzplan 2050“: www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimaschutzplan-2050/
- > Bundesregierung: „Klimaschutzprogramm 2030“: www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/klimaschutzprogramm-2030.html
- > Bundesregierung: „Die nationale Wasserstoffstrategie“: www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html
- > Begleitstudie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: „Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien“: www.netzentwicklungsplan.de/Zww
- > Kurzstudie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: „Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung“: www.netzentwicklungsplan.de/ZwU
- > Studie des BMWi: „Moderne Verteilernetze für Deutschland“: www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.html
- > Information zum TYNDP 2020 von ENTSO-E: tyndp.entsoe.eu

¹³ Österreich, Belgien, Schweiz, Tschechien, Dänemark-West, Frankreich, Niederlande, Polen.

- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen
- 3 Offshore-
Netzausbaubedarf
- 4 Marktsimulation
- 5 Netzanalysen
- 6 Übersicht Maßnahmen
- 7 Konsultation
- 8 Zusammenfassung



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Zusammenfassung

- › Der Netzentwicklungsplan und Flächenentwicklungsplan bilden zusammen mit den raumordnerischen Planungen der Küstenländer ein zusammenhängendes und aufeinander abgestimmtes Planwerk.

Dabei unterscheiden sich Netzentwicklungsplan und Flächenentwicklungsplan ...

- › ... zeitlich: Der Netzentwicklungsplan 2035 (2021) und der Flächenentwicklungsplan 2020 überschneiden sich bei der Erarbeitung, da der Flächenentwicklungsplan 2020 erst am 18.12.2020 vorlag – und damit kurz vor der Fertigstellung des ersten Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2035 (2021). Nach Aussage des BSH soll in 2021 mit einer erneuten Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans begonnen werden, um insbesondere die erforderlichen Offshore-Flächen zur Umsetzung des Offshore-Ausbauziels in Höhe von 40 GW bis zum Jahr 2040 gemäß § 1 Abs. 2 S. 1 WindSeeG (2020) festzulegen. Daher kann in den Netzentwicklungsplan lediglich der aktuelle Verfahrensstand des Flächenentwicklungsplans einfließen.¹⁴
- › ... inhaltlich: Im Netzentwicklungsplan werden insbesondere die Netzverknüpfungspunkte für die Offshore-Netzanbindungen identifiziert und auf diese Weise die Zuständigkeit der Übertragungsnetzbetreiber für die Umsetzung der Offshore-Netzanbindungen aufgeteilt. Demgegenüber enthält der Flächenentwicklungsplan u. a. Festlegungen über die Kalenderjahre einschließlich des Quartals im jeweiligen Kalenderjahr, 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 2035 (2021) und der Flächenentwicklungsplan 2020 unterschiedliche Ausbauziele zugrunde. Der Flächenentwicklungsplan 2020 bezieht sich auf das im Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See festgeschriebene Ziel, die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf insgesamt 20 GW bis zum Jahr 2030 zu steigern. Der Netzentwicklungsplan wird auf Basis des von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmens 2035 (2021) erstellt. Dieser sieht einen Ausbau der Windenergie auf See in Höhe von 28 GW bis 34 GW bis 2035 und 40 GW bis 2040 vor. Der Netzentwicklungsplan berücksichtigt daher bereits das von der Bundesregierung neu beschlossene Offshore-Ausbauziel in Höhe von 40 GW im Jahr 2040. Die Ausbaupfade des Netzentwicklungsplans wurden im Anhang des Flächenentwicklungsplans 2020 informatorisch dargestellt.
- › Für das Zubau-Offshorenetz ergibt sich daraus eine Länge von etwa 3.210 km im Szenario A 2035 bei einer Übertragungsleistung von rund 17,4 GW, von etwa 3.510 km im Szenario B 2035 bei einer Übertragungsleistung von rund 19,4 GW, von etwa 3.860 km im Szenario C 2035 bei einer Übertragungsleistung von rund 21,4 (23,4) GW und von 5.850 km für den Ausblick im Szenario B 2040 bei einer Übertragungsleistung von rund 29,4 GW. Die entsprechenden Netzverknüpfungspunkte an Land wurden ermittelt.
- › Die Investitionskosten für die Offshore-Netzanbindungssysteme im Zubau-Offshorenetz werden auf Basis von spezifischen Kostensätzen ermittelt und haben einen vorläufigen Charakter. Für das Szenario A 2035 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen für das deutsche Offshorenetz bis 2035 rund 33 Mrd. €. Das Szenario B 2035 erfordert aufgrund des Ausbaupfades von 30 GW Investitionen von etwa 35,5 Mrd. €. Das Szenario C 2035 erfordert aufgrund des ambitionierten nationalen Ausbaupfades von 32 GW Investitionen von etwa 38,5 Mrd. €. Die installierten Leistungen und somit die Kosten in den Szenarien für 2035 gehen über den im Flächenentwicklungsplan abgebildeten Ausbaupfad für Offshore-Windenergie hinaus, stellen gleichzeitig aber einen möglichen Weg zur Erreichung des gesetzlichen Ausbaupfades von 40 GW in 2040 dar. Für das Langfrist-Szenario B 2040 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen rund 55 Mrd. €. Die Investitionen in die Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes (rund 5 Mrd. €) sind hierin jeweils berücksichtigt.

¹⁴ Siehe dazu die Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber zum Entwurf des Flächenentwicklungsplans vom 04.11.2020: www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Fortschreibung/fortschreibung-flaechenentwicklungsplan_node.html

- 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.
- Im Szenario C 2035 sind über die Szenarien A 2035 und B 2035 hinaus weitere Netzanbindungssysteme erforderlich. Die Realisierung einer hohen Anzahl an Netzanbindungssystemen in einem kurzen Zeitraum bedeutet eine große Herausforderung hinsichtlich Herstellermarkt, Logistik und Genehmigungsverfahren. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf die zu realisierenden langen see- und teilweise langen landseitigen Kabeltrassen und den damit verbundenen Planungs-, Genehmigungs- sowie Errichtungszeiten.

3.1 Einführung: Prozess und Methodik

3.1.1 Gesetzliche Grundlagen

Die Integration der Darstellung der Offshore-Maßnahmen im Netzentwicklungsplan (NEP) ist in § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 7 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) geregelt.

Danach enthält der NEP 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 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 Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) zugrunde gelegt werden. Die jüngste Novellierung des WindSeeG ist am 10.12.2020 in Kraft getreten.¹⁵

3.1.2 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 (sogenanntes 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 ab 2026 soll der FEP vor allem Folgendes festlegen:

- Gebiete in der AWZ oder im Küstenmeer, sofern das zuständige Land die Gebiete im Küstenmeer als möglichen Gegenstand des FEP ausgewiesen hat, für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See sowie vorzuuntersuchende Flächen in diesen Gebieten,
- die zeitliche Reihenfolge und den Zeitpunkt der Ausschreibung für die Flächen,
- die Kalenderjahre einschließlich der Quartale im jeweiligen Kalenderjahr, in denen die in der Ausschreibung bezuschlagten Windenergieanlagen auf See und die entsprechende Offshore-Anbindungsleitung in Betrieb genommen werden sollen,

¹⁵ Gesetz zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften vom 03.12.2020, BGBl. I vom 09.12.2020 S. 2682.

3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

- die in den festgelegten Gebieten und Flächen jeweils voraussichtlich zu installierende Leistung der Windenergieanlagen auf See,
- Standorte von Konverterplattformen, Sammelplattformen und, soweit erforderlich, Umspannanlagen,
- Orte (Grenzkorridore), an denen die Offshore-Anbindungsleitungen die Grenze zwischen der AWZ und dem Küstenmeer überschreiten,
- Trassen oder Trassenkorridore für Offshore-Anbindungsleitungen und grenzüberschreitende Stromleitungen und
- standardisierte Technikgrundsätze und Planungsgrundsätze.

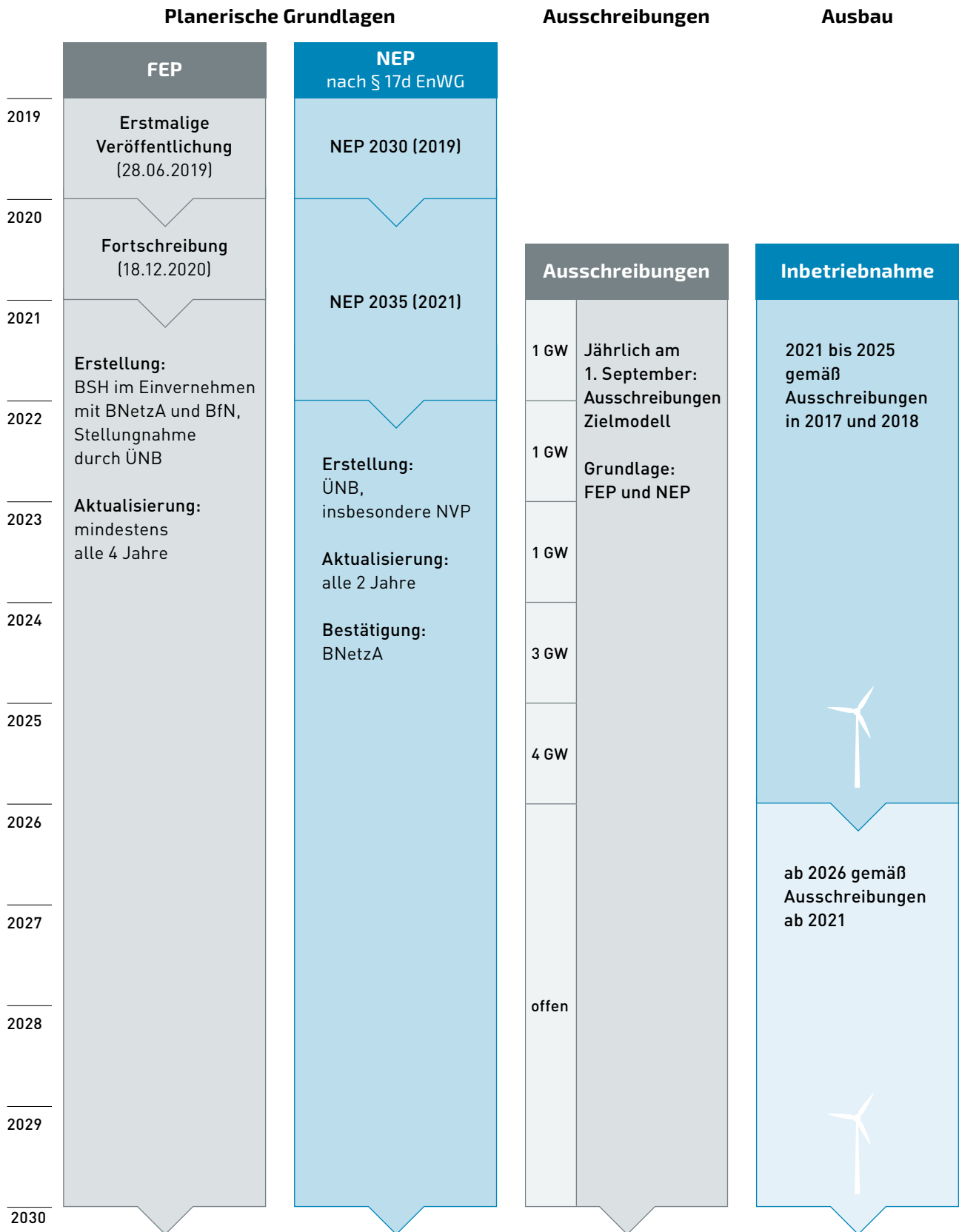
Sonderregelungen bestehen für die sogenannten sonstigen Energiegewinnungsbereiche und Pilotwindenergieanlagen auf See. Bei Pilotwindenergieanlagen auf See handelt es sich um die jeweils ersten drei Windenergieanlagen auf See eines Typs, mit denen nachweislich eine wesentliche, weit über den Stand der 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 wurde nach § 6 Abs. 8 S. 2 WindSeeG am 28.06.2019 bekannt gemacht. Eine Fortschreibung des FEP erfolgt auf Vorschlag des BSH oder der BNetzA, jedoch mindestens alle vier Jahre. Eine Fortschreibung des FEP unter anderem zur Umsetzung des Offshore-Ausbauziels von 20 GW bis 2030 erfolgte bereits im Jahr 2020. Der FEP 2020 wurde am 18.12.2020 vom BSH bekannt gemacht. Eine erneute Fortschreibung des FEP wird voraussichtlich im Jahr 2021 beginnen, um insbesondere weitere Offshore-Flächen zur Umsetzung des Offshore-Ausbauziels bis zu einer Höhe von 40 GW bis zum Jahr 2040 festzulegen. Der FEP ist die Basis für die Ausschreibungsverfahren im Zielmodell, die ab dem 01.09.2021 jährlich stattfinden werden.

In den Jahren 2021 bis 2023 werden gemäß § 5 Abs. 5 WindSeeG Flächen mit einer voraussichtlich zu installierenden Leistung von etwa 1 GW pro Jahr ausgeschrieben. Im Jahr 2024 beträgt das Ausschreibungsvolumen etwa 3 GW und im Jahr 2025 etwa 4 GW, wobei Abweichungen zulässig sind, solange das Ausbauziel von 20 GW für 2030 erreicht wird. Ab dem Jahr 2026 sollen Flächen ausgeschrieben werden, die einen stetigen Zubau an Offshore-Wind gewährleisten. Das jährliche Ausschreibungsvolumen ab 2026 wird in weiteren Fortschreibungen des FEP ermittelt,

Abbildung 15 erläutert das im WindSeeG und EnWG festgelegte System.

Abbildung 15: Ausbau des Offshore-Netzes auf Grundlage von NEP und FEP



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



3.1.3 Erstellung des Netzentwicklungsplans unter Berücksichtigung des Flächenentwicklungsplans

Der Ausbau der Offshore-Windenergie und dessen Integration in das landseitige Übertragungsnetz wird durch den NEP und FEP geregelt.

Dabei 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. Auf diese Weise wird die Zuständigkeit eines ÜNB für die Umsetzung einer Offshore-Netzanbindung bestimmt. Demgegenüber enthält der FEP gemäß § 5 Abs. 1 Nr. 4 WindSeeG u. a. Festlegungen über die Kalenderjahre einschließlich der Quartale in dem jeweiligen Kalenderjahr, 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. Im NEP sind nach § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 7 HS. 3 EnWG die im FEP getätigten zeitlichen Festlegungen 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 ehemaligen Offshore-Netzentwicklungsplan 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 einer Fläche, voraussichtlich zu installierende Leistung auf einer Fläche und die sich daraus ergebende Eignung der Fläche für eine kosteneffiziente Stromerzeugung und
- 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 Prozess zur Erstellung des NEP und FEP regelmäßig zu zeitlichen Überschneidungen. So lag der FEP 2020 erst am 18.12.2020 und damit kurz vor der Fertigstellung des ersten Entwurfs des NEP 2035 (2021) vor. Die ÜNB haben im vorliegenden ersten Entwurf des NEP den Verfahrensstand des FEP, soweit dies möglich war, berücksichtigt.¹⁶

Zu beachten ist hierbei zudem, dass der NEP und der FEP derzeit unterschiedliche Zeitpunkte und damit unterschiedliche Ausbauziele zugrunde legen. So wird im FEP 2020 das Ziel des WindSeeG dargestellt, die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See auf insgesamt 20 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 26.06.2020 genehmigte und für die Erstellung des NEP maßgebliche Szenariorahmen der BNetzA im Szenario A 2035 einen Ausbau der Windenergie auf See in Höhe von 28 GW, im Szenario B 2035 in Höhe von 30 GW und in C 2035 in Höhe von 32 GW vor. Unter Berücksichtigung des Anschlusses von 2 GW Offshore-Windparks aus einer ausländischen AWZ in Deutschland ergibt sich für das Szenario C 2035 ein Ausbau in Höhe von 34 GW. Weitere Ausführungen hierzu können dem Kapitel 3.2.3 entnommen werden.

Darüber hinaus wird im Szenario B 2040 von einem Ausbau in Höhe von 40 GW ausgegangen. Dies entspricht dem im WindSeeG für das Jahr 2040 definierten Ausbaupfad für Offshore-Windenergie in Höhe von 40 GW.

Diese Vorgaben werden im FEP lediglich in Form einer informatorischen Darstellung eines erhöhten Ausbaupfades im Anhang berücksichtigt.

¹⁶ BSH: „Flächenentwicklungsplan 2020 für die deutsche Nord- und Ostsee“, veröffentlicht 18.12.2020: www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Fortschreibung/_Anlagen/Downloads/FEP_2020_Flaechenentwicklungsplan_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=6

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.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten sind dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenario-rahmen 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.

Anderweitige Technologiekonzepte werden als alternative Planungsmöglichkeiten hingegen nicht mehr betrachtet, da im FEP standardisierte Technikgrundsätze festgelegt werden und Abweichungen davon nur in begründeten Einzelfällen möglich sind.

3.2 Offshore-Netzausbaubedarf

Die gesetzlichen Grundlagen und das Verhältnis des im NEP beschriebenen Offshore-Netzausbaubedarfs zum FEP 2020 des BSH wurden im vorangegangenen Kapitel 3.1 beschrieben. Das Kapitel 3.2 Offshore-Netzausbaubedarf zeigt für die von der BNetzA im Szenario-rahmen 2035 (2021) genehmigten Szenarien die erforderlichen Offshore-Netzanbindungssysteme auf.

Offshore-Netzanbindungssysteme umfassen alle Anlagengüter von der Schnittstelle zwischen Offshore-Windpark-Betreiber und ÜNB bis zu den NVP an Land, einschließlich der jeweils zur Errichtung und zum Betrieb der Anbindungsleitungen erforderlichen technischen und baulichen Nebeneinrichtungen. Dies umfasst auch die zugehörigen Onshore-Anlagengüter vom Anlandepunkt bis einschließlich der zugehörigen Anlagengüter am jeweiligen NVP, 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 des zuletzt bekannt gemachten FEP umgesetzt. Daraus ergeben sich jeweils andere Maßnahmenumfänge und Umsetzungsschritte.

In der Nordsee werden die Netzanbindungssysteme für Offshore-Windparks (OWP) in der Regel mit DC-Technologie ausgeführt. Dies ist auf die in Summe größere Erzeugungleistung der OWP und insbesondere die zumeist auch größeren Entfernungen zum technisch und wirtschaftlich günstigsten NVP an Land zurückzuführen. DC-Netzanbindungssysteme in den Zonen 1 und 2 der AWZ werden in Übereinstimmung mit dem FEP 2020 und den bisherigen Festlegungen des Bundesfachplan Offshore mit einer Systemspannung von 320 kV ausgeführt. In der Zone 3 der AWZ werden DC-Netzanbindungssysteme in Übereinstimmung mit dem FEP 2020 mit einer Systemspannung von 525 kV ausgeführt. Der FEP 2020 trifft noch keine Festlegungen für die Netzanbindungssysteme in der Zone 4 der AWZ der Nordsee. Die ÜNB gehen daher derzeit bei der Auslegung für die im NEP 2035 notwendigen DC-Netzanbindungssysteme in Zone 4 ebenfalls von einer Systemspannung von 525 kV aus.

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 in der Regel die AC-Technologie ein technisch und wirtschaftlich effizientes Übertragungskonzept dar. Durch kleinere Einheitengrößen in der Übertragungsleistung bietet die AC-Technologie die Möglichkeit, den Offshore-Netzausbau individuell auf einzelne Flächen und die dort mögliche installierte Erzeugungleistung aus Offshore-Windenergie anzupassen. Diese werden durch einzelne AC-Netzanbindungssysteme derzeit in Übereinstimmung mit dem FEP mit einer Übertragungsleistung von 300 MW ausgeführt. Für zukünftige Projekte in der Ostsee besteht grundsätzlich die Möglichkeit einer Abweichung vom standardisierten Technikgrundsatz Drehstromanbindungskonzept, da eine Nutzung der Gleichstromtechnologie für die Ostsee in Abhängigkeit von den zu realisierenden Projekten sachgerecht sein kann.

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 des Offshore-Windparks auf See (Ostsee) bzw. die Umspannplattform (Ostsee) bzw. die Konverterplattform (Nordsee),
- 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.

Netzanbindungskonzepte in Nord- und Ostsee

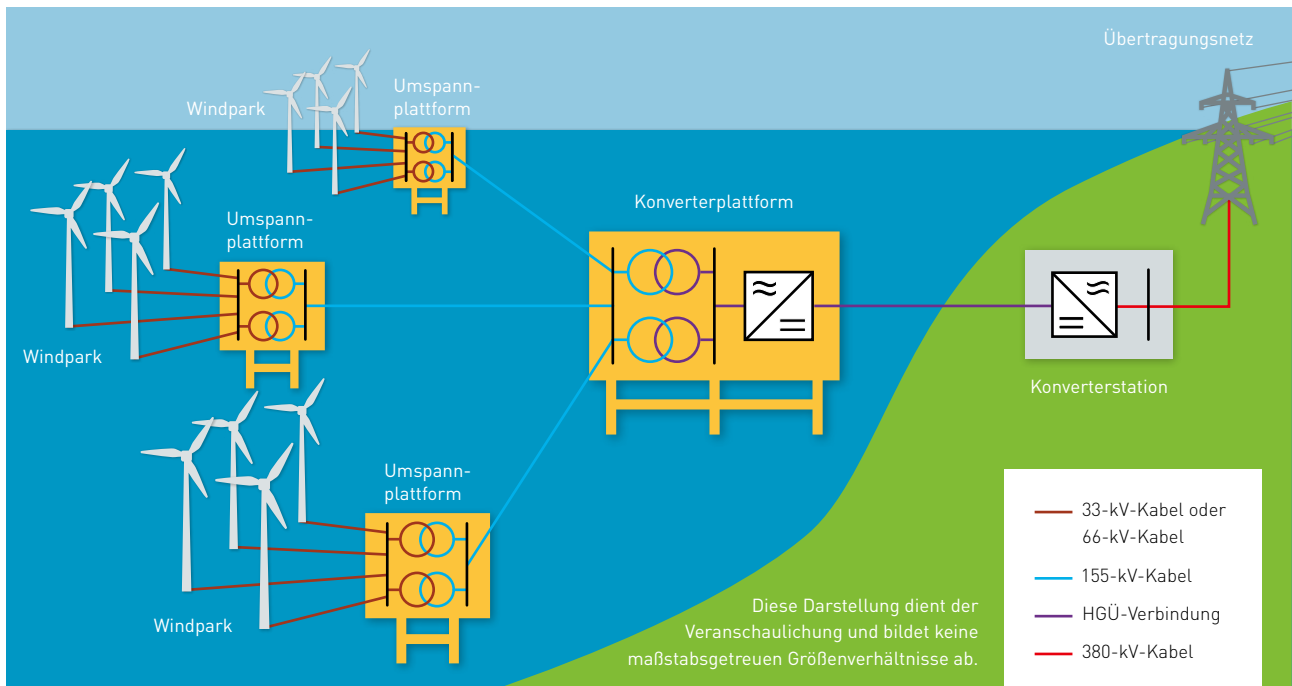
Die Netzanbindung von OWP in der Ostsee erfolgte bisher bei AC-Netzanbindungssystemen über eine Offshore-Umspannplattform des OWP. In der Nordsee erfolgte die Netzanbindung von OWP bisher bei DC-Netzanbindungssystemen über eine Offshore-Umspannplattform des OWP und eine 155-kV-Verbindung zwischen dieser Offshore-Umspannplattform und der Offshore-Konverterplattform des ÜNB.

Für Netzanbindungssysteme ab dem Jahr 2026 in der Ostsee und ab dem Jahr 2027 in der Nordsee sieht der FEP das sogenannte 66-kV-Direktanbindungskonzept vor. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Umspannplattform bzw. -Konverterplattform des ÜNB verbunden. Ziel dieses Konzeptes ist es, die technische und räumliche Komplexität zu vereinfachen und volkswirtschaftliche Kostenvorteile zu erzielen.

Die folgenden Abbildungen stellen schematisch die beiden Konzepte in der Nordsee und Ostsee dar.

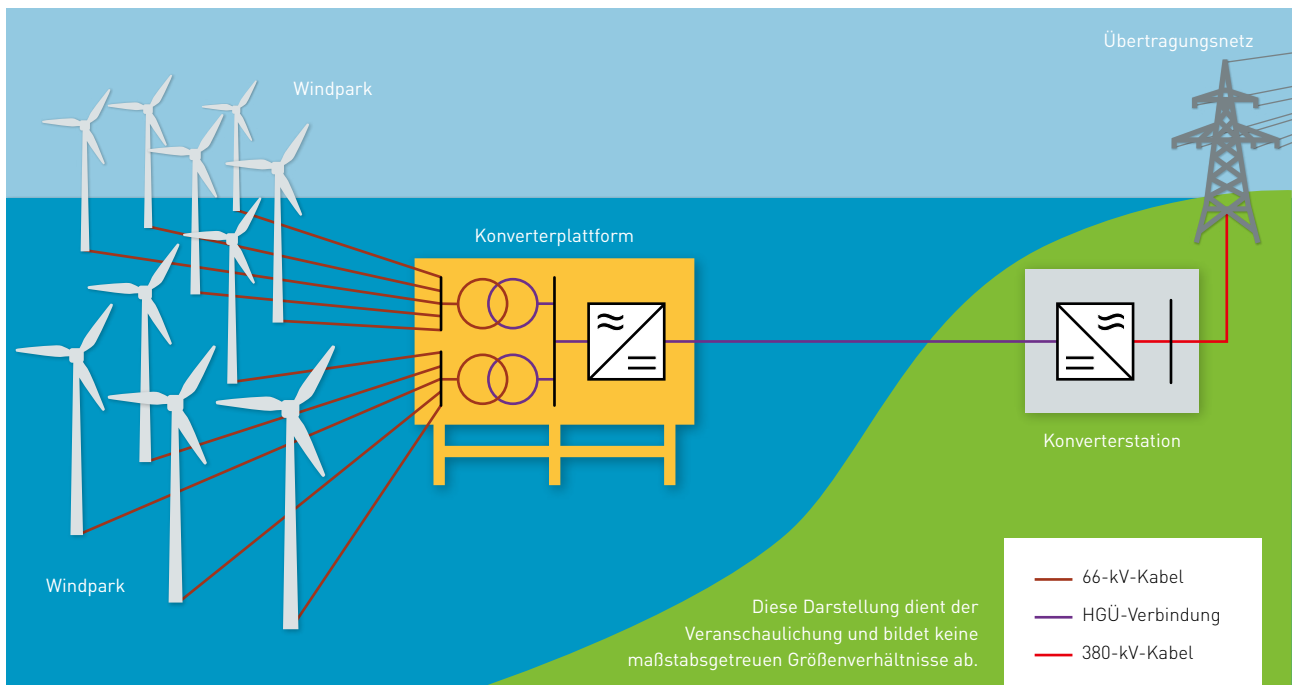


Abbildung 16: Schematische Darstellung eines DC-Netzanbindungssystems mit 155-kV-Anbindungskonzept



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

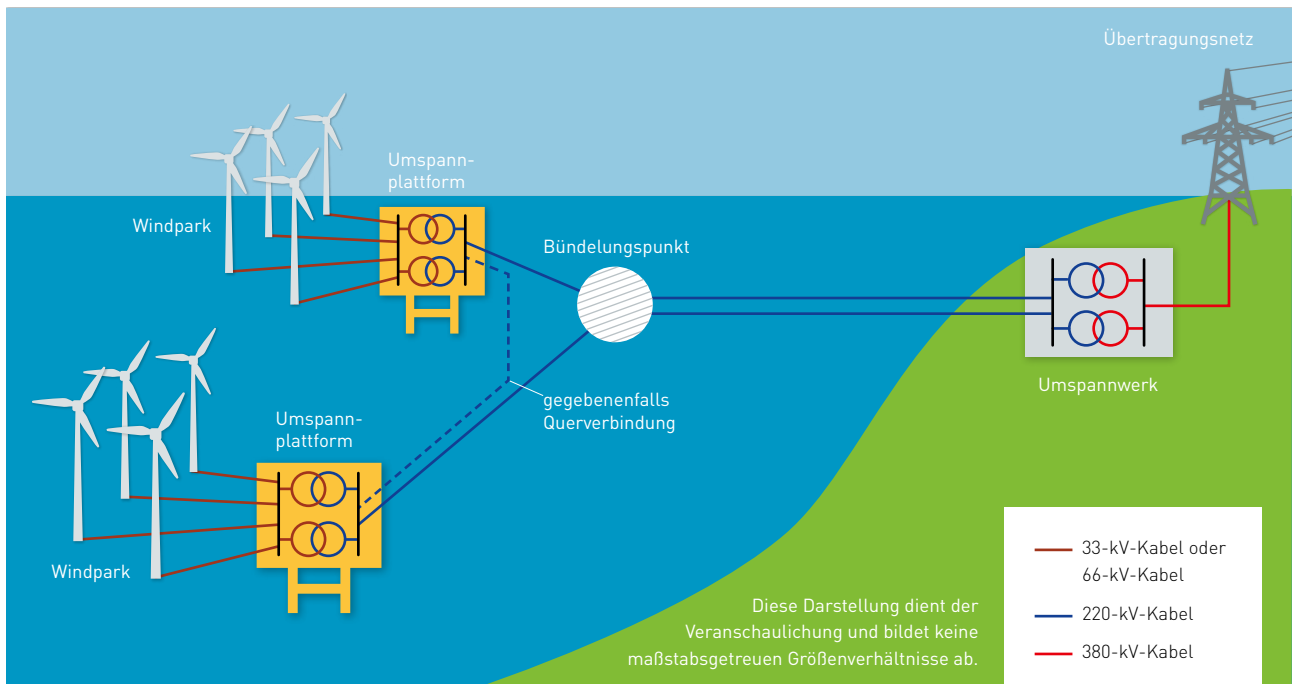
Abbildung 17: Schematische Darstellung eines DC-Netzanbindungssystems mit 66-kV-Direktanbindungskonzept



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

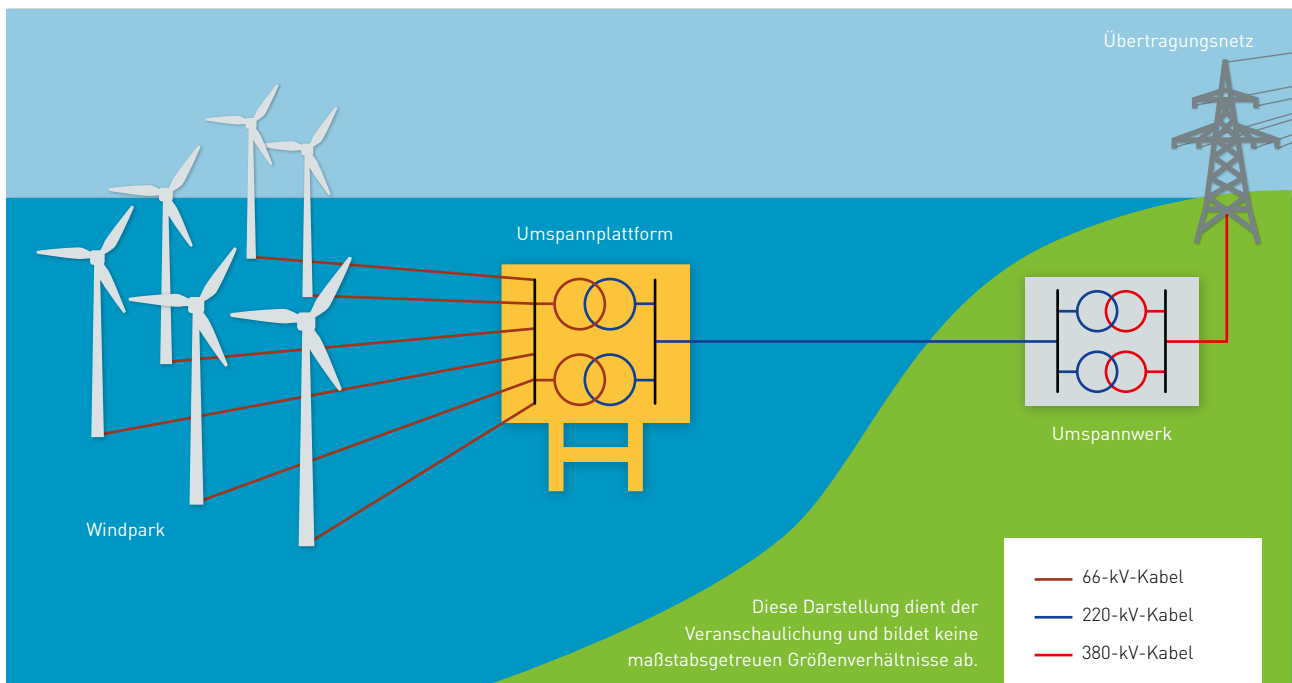


Abbildung 18: Schematische Darstellung eines AC-Netzanbindungssystems über eine Umspannplattform des OWP



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 19: Schematische Darstellung eines AC-Netzanbindungssystems mit 66-kV-Direktanbindungskonzept



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 zukünftigen DC-Netzanbindungssysteme mit einer Systemspannung von 525 kV liegen den ÜNB noch keine entsprechenden Erfahrungswerte vor. Daher kann sich die Dauer des Vergabeverfahrens, insbesondere für die ersten DC-Netzanbindungssysteme dieser Art, auf bis zu ca. 18 Monaten erhöhen. 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.

3.2.2 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 Offshore-Netzentwicklungsplan 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-Kapazitätsausschreibungen 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.



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Tabelle 9: Start-Offshorenetz Nordsee

Projekt	Bezeichnung des Projekts	Netzverknüpfungspunkt	Übertragungsleistung in MW
NOR-0-1	AC-Netzanbindungssystem NOR-0-1 (Riffgat)	Emden/Borßum	113
NOR-0-2	AC-Netzanbindungssystem NOR-0-2 (Nordergründe)	Inhausen	111
NOR-1-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-1-1 (DoWin5)	Emden/Ost	900
NOR-2-1	AC-Netzanbindungssystem (alpha ventus)	Hagermarsch	62
NOR-2-2	DC-Netzanbindungssystem NOR-2-2 (DoWin1)	Dörpen/West	800
NOR-2-3	DC-Netzanbindungssystem NOR-2-3 (DoWin3)	Dörpen/West	900
NOR-3-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-3-1 (DoWin2)	Dörpen/West	916
NOR-3-3	DC-Netzanbindungssystem NOR-3-3 (DoWin6)	Emden/Ost	900
NOR-4-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-4-1 (HelWin1)	Büttel	576
NOR-4-2	DC-Netzanbindungssystem NOR-4-2 (HelWin2)	Büttel	690
NOR-5-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-5-1 (SylWin1)	Büttel	864
NOR-6-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-6-1 (BorWin1)	Diele	400
NOR-6-2	DC-Netzanbindungssystem NOR-6-2 (BorWin2)	Diele	800
NOR-7-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-7-1 (BorWin5)	Garrel/Ost	900
NOR-8-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-8-1 (BorWin3)	Emden/Ost	900

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 10: Start-Offshorenetz Ostsee

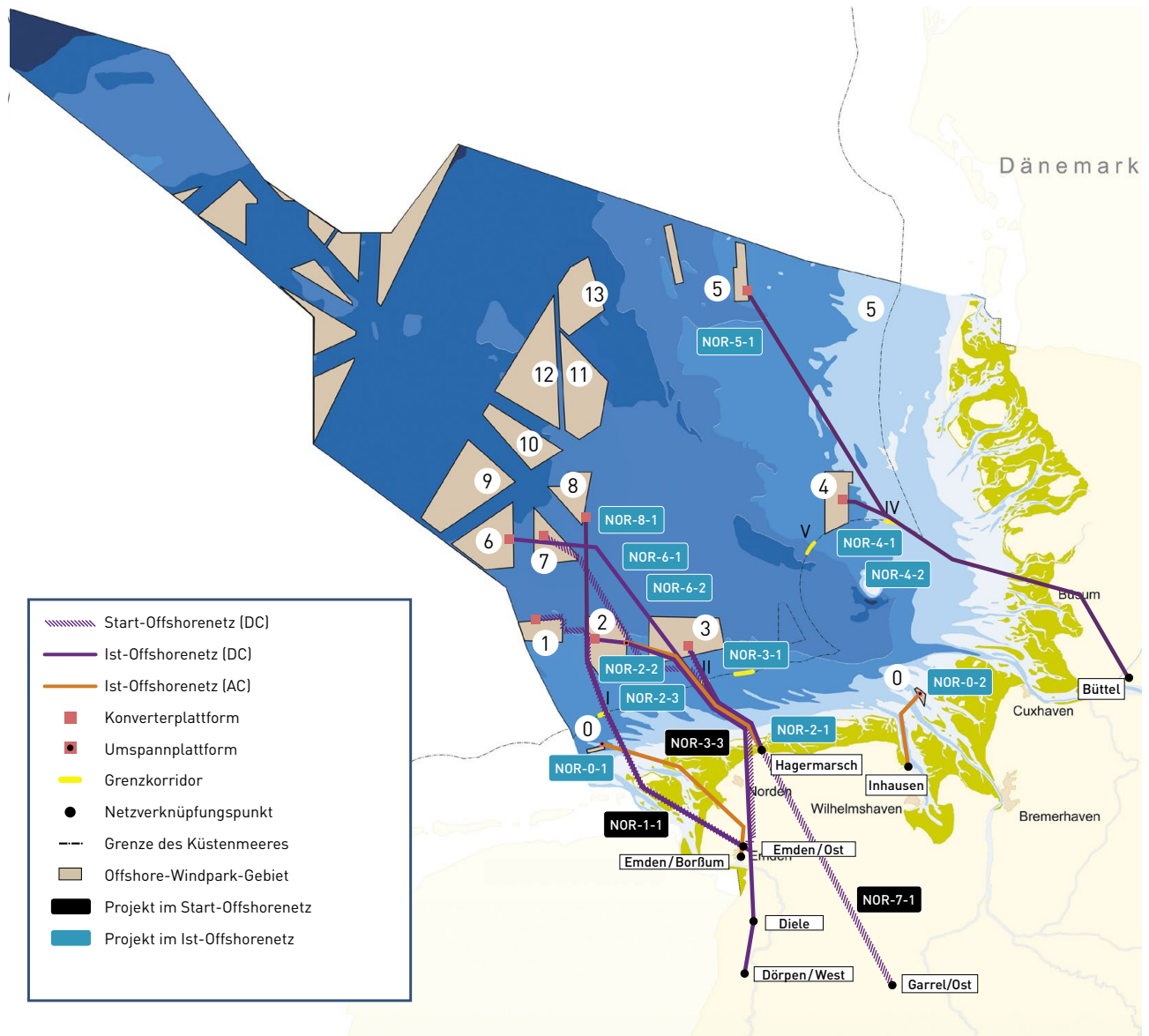
Projekt	Bezeichnung des Projekts	Netzverknüpfungspunkt	Übertragungsleistung in MW
OST-1-1	AC-Netzanbindungssystem OST-1-1 (Ostwind 1)	Lubmin	250
OST-1-2	AC-Netzanbindungssystem OST-1-2 (Ostwind 1)	Lubmin	250
OST-1-3	AC-Netzanbindungssystem OST-1-3 (Ostwind 1)	Lubmin	250
OST-2-1	AC-Netzanbindungssystem OST-2-1 (Ostwind 2)	Lubmin	250
OST-2-2	AC-Netzanbindungssystem OST-2-2 (Ostwind 2)	Lubmin	250
OST-2-3	AC-Netzanbindungssystem OST-2-3 (Ostwind 2)	Lubmin	250
OST-3-1	AC-Netzanbindungssystem OST-3-1 (Kriegers Flak)	Bentwisch	51
OST-3-2	AC-Netzanbindungssystem OST-3-2 (Kriegers Flak)	Bentwisch	339*

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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



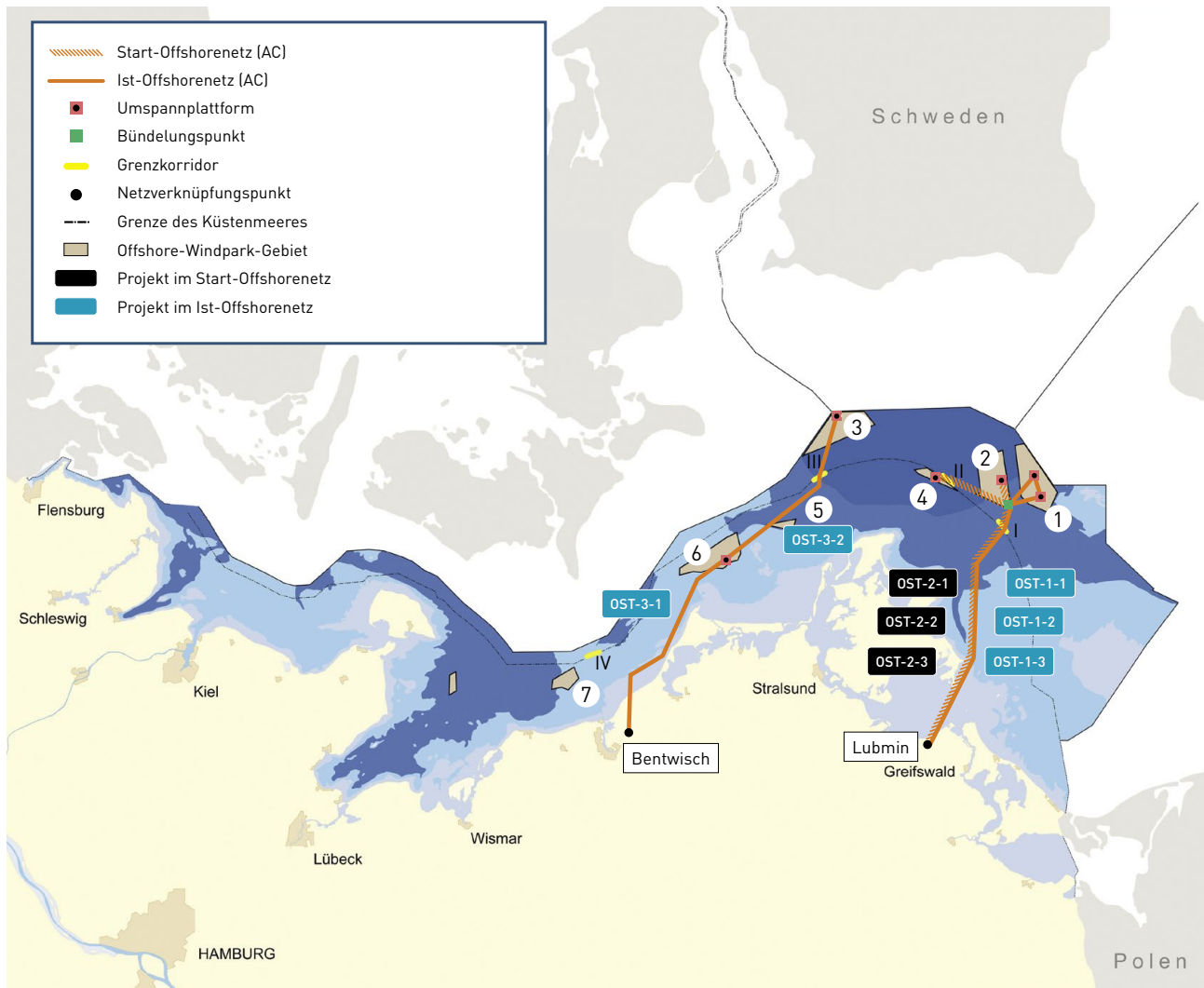
Abbildung 20: Start-Offshorenetz Nordsee



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 21: Start-Offshorenetz Ostsee



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

3.2.3 Offshore-Netzausbaubedarf

Zusätzlich zu dem im FEP beschriebenen Anschluss von 20 GW Offshore-Erzeugungsleistung in 2030 haben die ÜNB den Bedarf von weiteren Offshore-Netzanbindungssystemen im NEP untersucht. Der dargestellte erhöhte Ausbaupfad entspricht dem am 26.06.2020 genehmigten Szenariorahmen der BNetzA (siehe Kapitel 2) und sieht die in Tabelle 11 dargestellten installierten Leistungen vor.

Tabelle 11: Installierte Leistung Offshore-Wind gemäß genehmigtem Szenariorahmen

Installierte Leistung Offshore-Wind [GW]	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Nordsee	25,6	27,6	31,6	37,6
Ostsee	2,4			
Summe	28,0	30,0	34,0	40,0

Quelle: Bundesnetzagentur: Genehmigung des Szenariorahmens 2021 – 2035



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Im Szenario C 2035 wird gemäß des genehmigten Szenariorahmens unterstellt, dass neben den 32 GW installierter Erzeugungsleistung an Offshore-Windenergie aus der deutschen AWZ zusätzlich ausländische OWP mit einer installierten Erzeugungsleistung von 2 GW in das deutsche Netz eingebunden werden. Der Anschluss ausländischer OWP in Deutschland bedarf der Implementierung zusätzlicher gesetzlicher Regelungen. Es wird angenommen, dass die dafür erforderliche Anpassung der gesetzlichen Rahmenbedingungen auf europäischer Ebene bis zum Jahr 2035 umgesetzt worden sind. Zum jetzigen Zeitpunkt kann für den Anschluss ausländischer OWP in Deutschland daher noch nicht auf bestimmte Vorhaben abgestellt werden. Die BNetzA hat dementsprechend vorgeschlagen, im NEP 2035 (2021) zu unterstellen, dass die entsprechenden OWP in den unmittelbaren EU-Anrainerstaaten der Nordsee, Niederlande oder Dänemark, errichtet werden. Der Anschluss der ausländischen OWP mit einer installierten Erzeugungsleistung von 2 GW an das deutsche Übertragungsnetz erfolgt in den Netzanalysen des NEP 2035 (2021) am NVP Heide/West in Schleswig-Holstein. Entsprechend wird von den ÜNB im NEP 2035 (2021) unterstellt, dass OWP in der dänischen AWZ in das deutsche Netz eingebunden werden. Das dafür erforderliche Offshore-Netzanbindungssystem ist nicht Bestandteil des Zubau-Offshorenetzes und wird daher auch nicht in der Längen- und Kostenkalkulation des Zubau-Offshorenetzes berücksichtigt. Ebenfalls werden landseitige Netzoptimierungs- und -ausbaumaßnahmen, die ausschließlich aufgrund des Anschluss dieser ausländischen OWP in Deutschland identifiziert werden, von den ÜNB nicht berücksichtigt.

In der Genehmigung des Szenariorahmens hat die BNetzA den ÜNB die Möglichkeit eingeräumt, die Vorgaben zu den installierten Erzeugungsleistungen aus Offshore-Windenergie in Nord- und Ostsee anpassen zu können, sofern es sich im Rahmen der Fortschreibung des FEP erweisen sollte, dass weitere Flächen in der Ostsee für eine Ausschreibung in Betracht kommen und im FEP entsprechend festgelegt werden.

Die im Szenariorahmen vorgesehene Erzeugungsleistung für Offshore-Windenergie wurde durch die ÜNB nicht angepasst, da auch der FEP 2020 keine weiteren Flächen in der Ostsee ausweist. Es werden jedoch seitens der ÜNB weiterhin zusätzliche Potenziale in der Ostsee gesehen, da sowohl in den Gebieten des Küstenmeers (0-5 und 0-6) als auch in Gebieten der AWZ (0-1, 0-2 und 0-3) der Ostsee weitere Potenziale durch direkte und kooperative Nutzung von Offshore-Windenergie möglich sind. Diese Potenziale können durch die ÜNB relativ zeitnah erschlossen werden und somit einen effizienten und wirtschaftlichen Beitrag zur Erreichung der Offshore-Ausbauziele leisten.

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.

Zur Erreichung der installierten Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie gemäß des genehmigtem Szenariorahmens sind die Übertragungsleistungen der Offshore-Netzanbindungssysteme zum Teil nicht vollständig ausgelastet. Daher kann die Übertragungsleistung des Zubau-Offshorenetzes die installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie im gleichen Zeitraum überschreiten. Insgesamt ergeben sich je nach Szenario die folgenden Übertragungsleistungen des Zubau-Offshorenetzes.

Tabelle 12: Überblick über die Übertragungsleistungen des Zubau-Offshorenetzes

Übertragungsleistung [GW]	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Nordsee	16,8	18,8	20,8 (22,8)	28,8
Ostsee	0,6			
Summe	17,4	19,4	21,4 (23,4)	29,4

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 13: Überblick über die Längen des Zubau-Offshorenetzes

	Längen des Zubaunetzes [km*]	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Nordsee	HGÜ-Verbindung	ca. 3.030	ca. 3.330	ca. 3.680	ca. 5.670
	155-kV-AC-Anschluss	ca. 35	ca. 35	ca. 35	ca. 35
Ostsee	AC-Verbindungen	ca. 145			
Summe	technologieunabhängig	ca. 3.210	ca. 3.510	ca. 3.860	ca. 5.850

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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Überblick über das Zubau-Offshorenetz der Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040

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 14 und 15 sowie die Abbildungen 22 bis 26 zeigen die Netzanbindungssysteme auf, die in den einzelnen Szenarien erforderlich sind. Netzanbindungssysteme für den Abtransport von Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie, die über die im FEP 2020 beschriebenen 20 GW hinausgehen, sind in der Tabelle 14 gekennzeichnet und auch in den Abbildungen 22 bis 25 kenntlich gemacht. Für die Offshore-Netzanbindungssysteme mit einer Fertigstellung nach dem Jahr 2030 liegen noch keine zeitliche Reihung der anzuschließenden Offshore-Flächen und damit noch keine konkreten Termine für die dazugehörigen Offshore-Netzanbindungssysteme vor. Diese Festlegungen werden voraussichtlich im Rahmen der nächsten Fortschreibung des FEP vom BSH getätigt. Um eine ausgeglichene Verteilung der Projektträgerschaft zu ermöglichen, schlagen die ÜNB vor, dass die beiden anbindungsverpflichtenden ÜNB in der Nordsee jeweils alle 2 Jahre ein 2-GW-Netzanbindungssystem realisieren, wodurch ein stetiger Zubau von 2 GW Übertragungsleistung ab dem Jahr 2031 gewährleistet wird.



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Tabelle 14: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes in der Nordsee*

Projekt	M-Nr.	Bezeichnung der Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt	Trassenlänge in km	Übertragungsleistung	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)**			
						A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
NOR-3-2	M14	HGÜ-Verbindung NOR-3-2 (DoWin4)	Hanekefähr (Amprion)	ca. 220	900	2022/Q3 2028	2022/Q3 2028	2022/Q3 2028	2022/Q3 2028
NOR-6-3	M29	HGÜ-Verbindung NOR-6-3 (BorWin4)	Hanekefähr (Amprion)	ca. 283	900	2022/Q3 2029	2022/Q3 2029	2022/Q3 2029	2022/Q3 2029
NOR-7-2	M32	HGÜ-Verbindung NOR-7-2 (BorWin6)	Büttel (TenneT)	ca. 235	930	2022/Q4 2027	2022/Q4 2027	2022/Q4 2027	2022/Q4 2027
NOR-9-1	M234	HGÜ-Verbindung NOR-9-1 (BalWin1)	Unterweser (TenneT)	ca. 270	2.000	2024/Q3 2029	2024/Q3 2029	2024/Q3 2029	2024/Q3 2029
NOR-9-2	M236	HGÜ-Verbindung NOR-9-2 (BalWin3)	Wilhelmshaven 2 (TenneT)	ca. 250	2.000	2025/Q3 2030	2025/Q3 2030	2025/Q3 2030	2025/Q3 2030
NOR-10-1	M231	HGÜ-Verbindung NOR-10-1 (BalWin2)	Unterweser (TenneT)	ca. 270	2.000	2025/Q3 2030	2025/Q3 2030	2025/Q3 2030	2025/Q3 2030
NOR-11-1	M39	HGÜ-Verbindung NOR-11-1 (LanWin3)	Suchraum Gemeinden Ibbenbüren/ Mettingen/ Westerkappeln (Amprion)	ca. 370	2.000	2027 bzw. 2028/2032 bzw. 2033***	2027 bzw. 2028/2032 bzw. 2033***	2027 bzw. 2028/2032 bzw. 2033***	2027 bzw. 2028/2032 bzw. 2033***
NOR-11-2 bzw. NOR-12-1****	M242	HGÜ-Verbindung NOR-11-2 (LanWin4)	Wehrendorf (Amprion)	ca. 390	2.000	2026/2031***	2026/2031***	2026/2031***	2026/2031***
NOR-12-1 bzw. NOR-11-2****	M243	HGÜ-Verbindung NOR-12-1 (LanWin1)	Suchraum Zensenbusch (Amprion)	ca. 470	2.000	2030/2035***	2030/2035***	2030/2035***	2030/2035***
NOR-12-2 bzw. NOR-13-1****	M233	HGÜ-Verbindung NOR-12-2 (LanWin2)	Rastede (TenneT)	ca. 275	2.000	2029/2034***	2029/2034***	2029/2034***	2029/2034***
NOR-13-1 bzw. NOR-12-2****	M43	HGÜ-Verbindung NOR-13-1 (LanWin5)	Heide/West (TenneT)	ca. 295	2.000		2027 bzw. 2028/2032 bzw. 2033***	2027 bzw. 2028/2032 bzw. 2033***	2027 bzw. 2028/2032 bzw. 2033***
NOR-x-1 (Zone 4)	M284	HGÜ-Verbindung NOR-x-1 (Zone 4)	Rastede (TenneT)	ca. 350	2.000			2030/2035***	2031/2036***
NOR-x-2 (Zone 4)	M246	HGÜ-Verbindung NOR-x-2 (Zone 4)	Rommerskirchen (Amprion)	ca. 650	2.000				2032/2037***
NOR-x-3 (Zone 4)	M249	HGÜ-Verbindung NOR-x-3 (Zone 4)	Heide/West (TenneT)	ca. 310	2.000				2033/2038***
NOR-x-4 (Zone 4)	M247	HGÜ-Verbindung NOR-x-4 (Zone 4)	Oberzier (Amprion)	ca. 675	2.000				2034/2039***
NOR-x-5 (Zone 4)	M250	HGÜ-Verbindung NOR-x-5 (Zone 4)	Rastede (TenneT)	ca. 350	2.000				2035/2040***

* Projekte über 20 GW sind hellblau hinterlegt.

** Die Definition von „Beginn der Umsetzung“ und „geplante Fertigstellung“ erfolgt in Kapitel 6.4.

*** Die Zeitpunkte „Beginn der Umsetzung“ und „geplante Fertigstellung“ sind für alle Netzanbindungssysteme mit einer Fertigstellung nach dem Jahr 2030 als Vorschläge der Übertragungsnetzbetreiber zu sehen. Die Festlegung der Fertigstellungstermine erfolgt im Rahmen der Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans.

**** Die Reihenfolge der anzubindenden Gebiete in Zone 3 der AWZ der Nordsee wird als Alternative vorbehaltlich und gemäß des informatorischen Anhangs des FEP 2020 dargestellt. Die Reihenfolge und die Anzahl der anzubindenden Gebiete in Zone 3 der AWZ der Nordsee kann sich bei einer Fortschreibung des FEP ändern. Sollte sich die Anzahl der erforderlichen Offshore-Netzanbindungssysteme in Zone 3 nach 2030 verringern, so wird stattdessen ein System zur Anbindung von Gebieten in Zone 4 der AWZ der Nordsee umgesetzt.



Tabelle 15: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes in der Ostsee

Projekt	M-Nr.	Bezeichnung der Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt	Trassenlänge in km	Übertragungsleistung	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)*			
						A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
OST-1-4	M73	AC-Verbindung OST-1-4 (Ostwind 3)	Suchraum Gemeinden Brünzow/Kemnitz (50Hertz)	ca. 105	300	2022/2026	2022/2026	2022/2026	2022/2026
OST-7-1	M85	AC-Verbindung OST-7-1 (Testfeld)	Suchraum Gemeinde Papendorf (50Hertz)	ca. 40	300	----/---- **	----/---- **	----/---- **	----/---- **

* Die Definition von „Beginn der Umsetzung“ und „geplante Fertigstellung“ erfolgt in Kapitel 6.4.

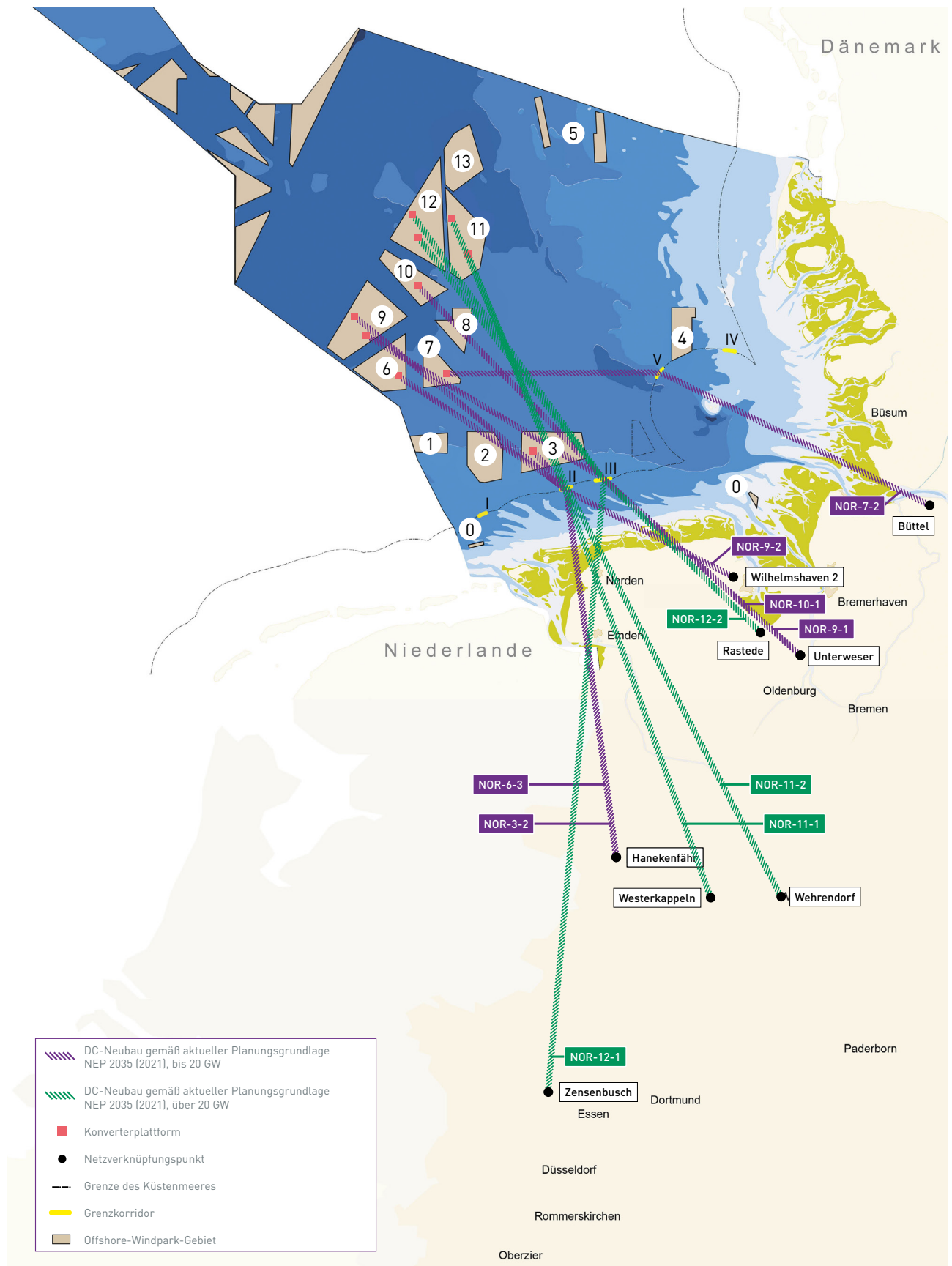
** Eine gesicherte Festlegung der Termine ist derzeit nicht möglich aufgrund offener Fragestellungen zur Fläche (siehe auch FEP 2020).

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

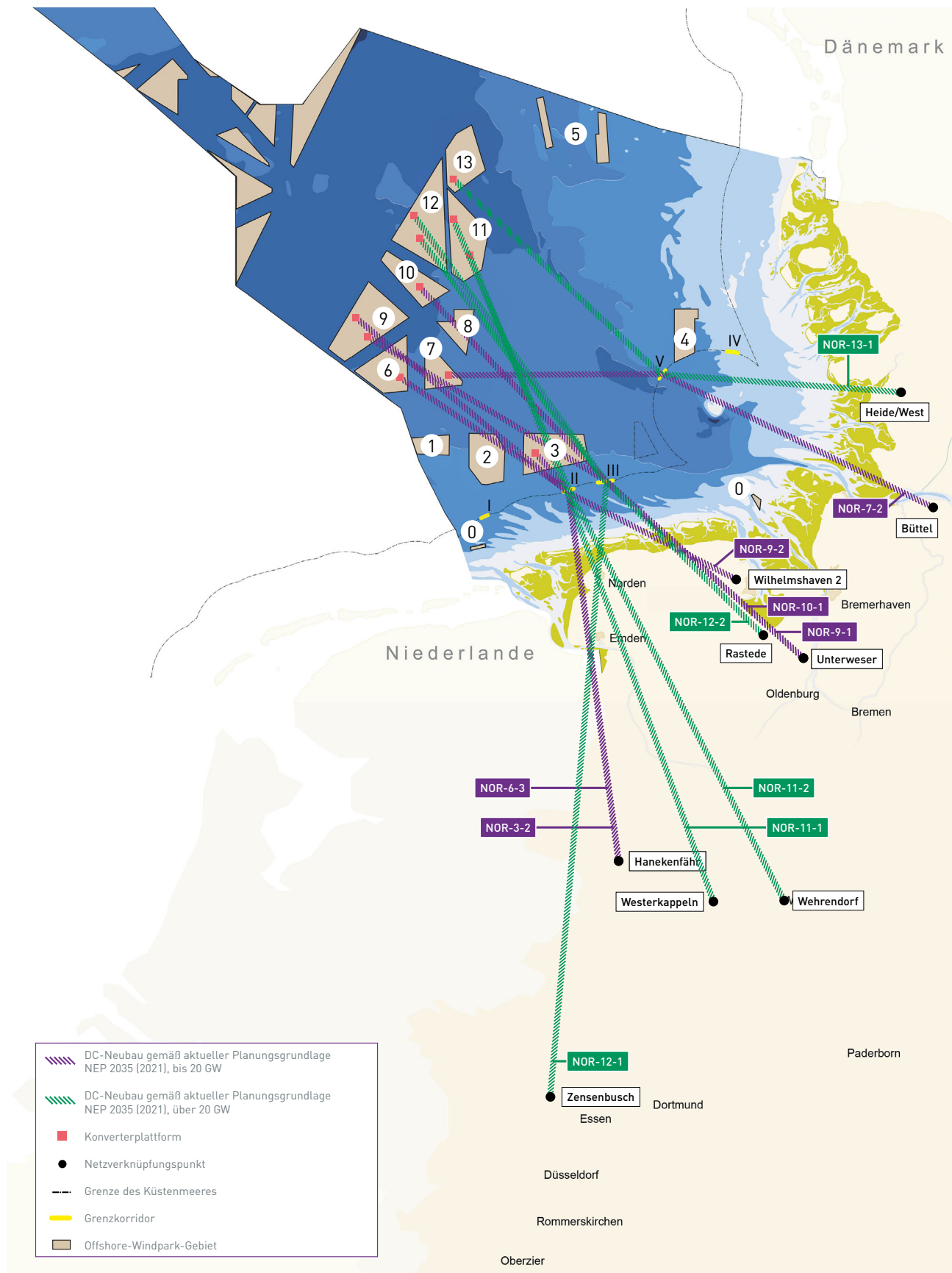
Abbildung 22: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in A 2035



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

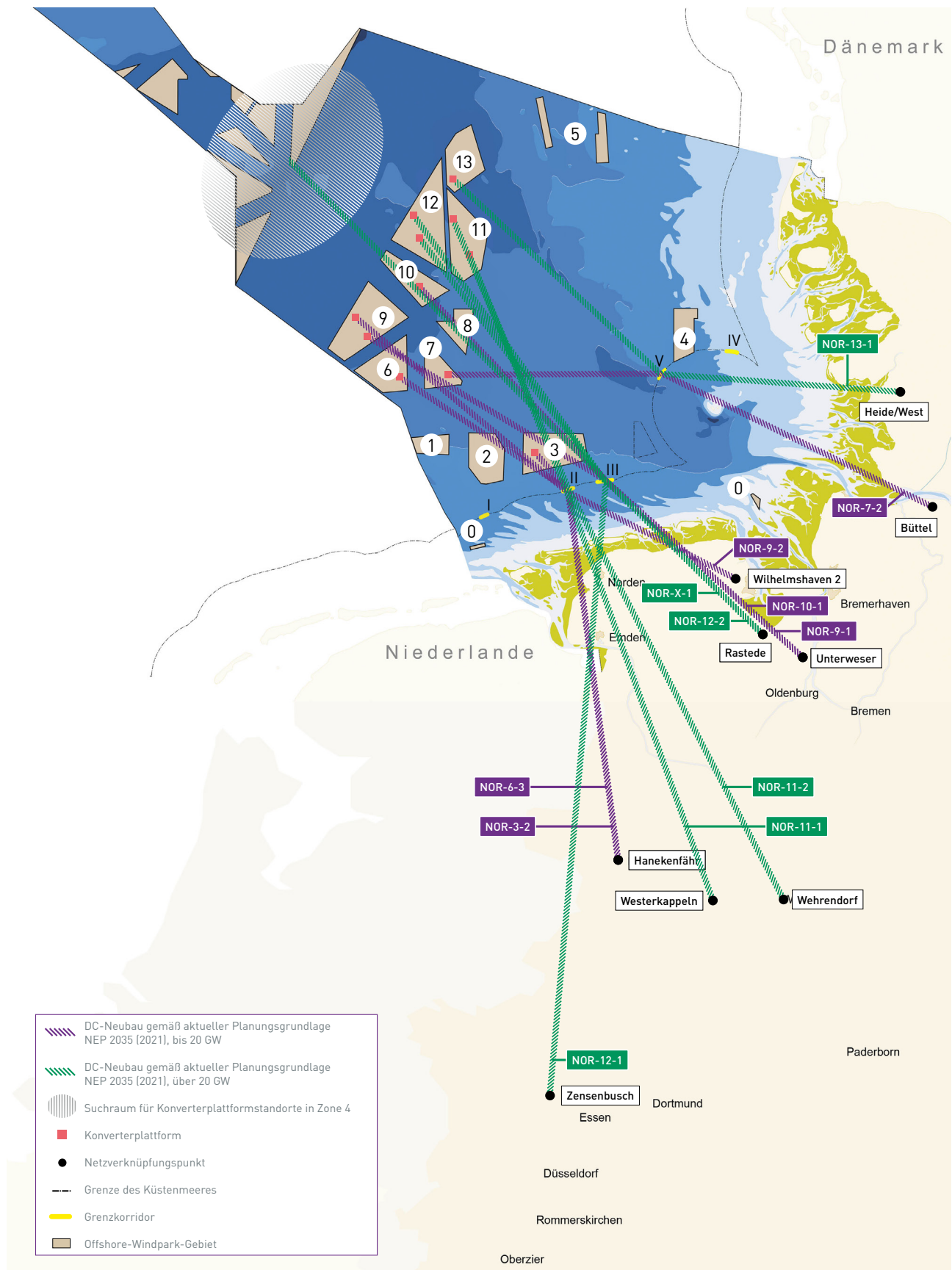
Abbildung 23: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in B 2035



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

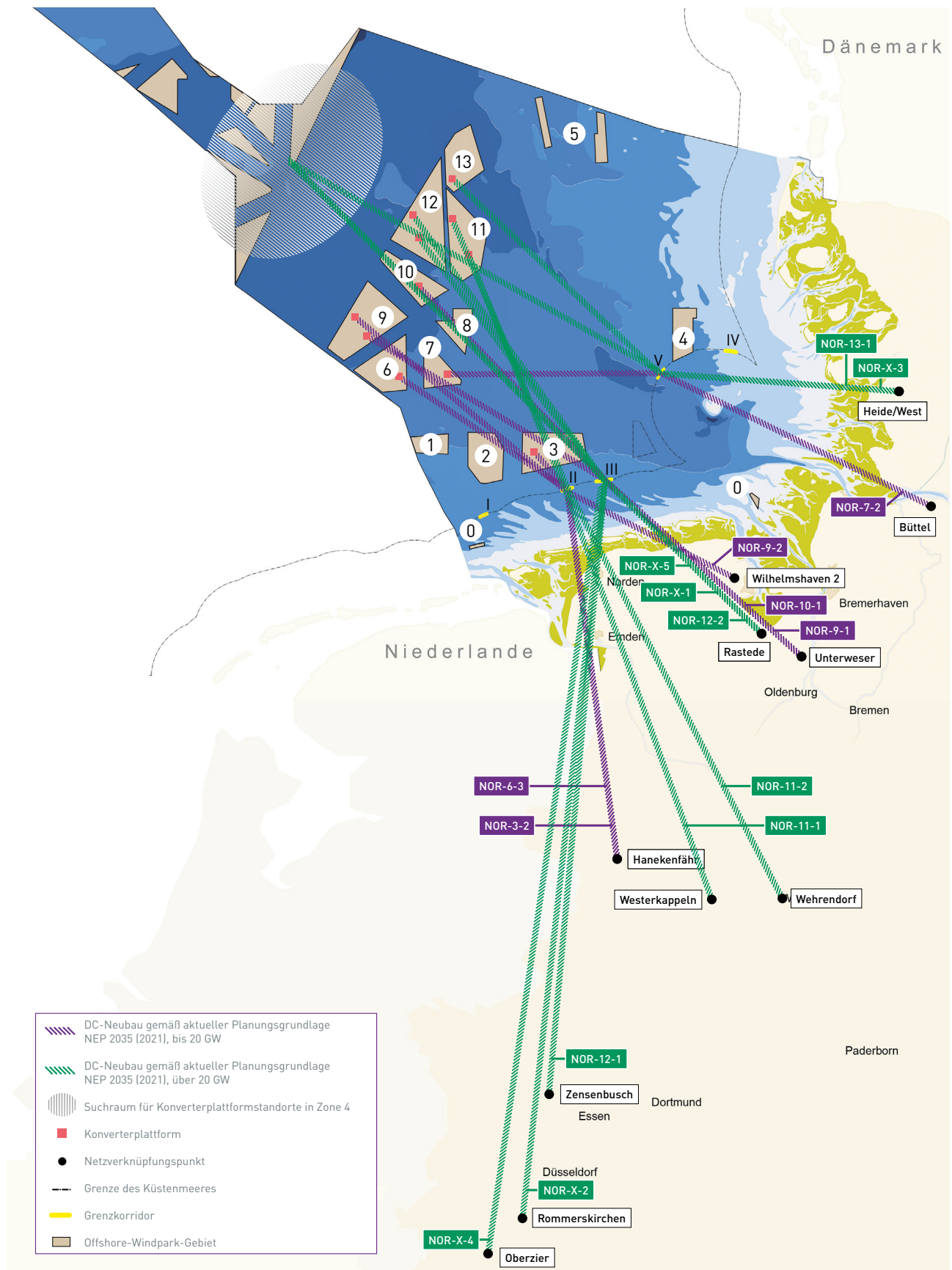
Abbildung 24: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in C 2035



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

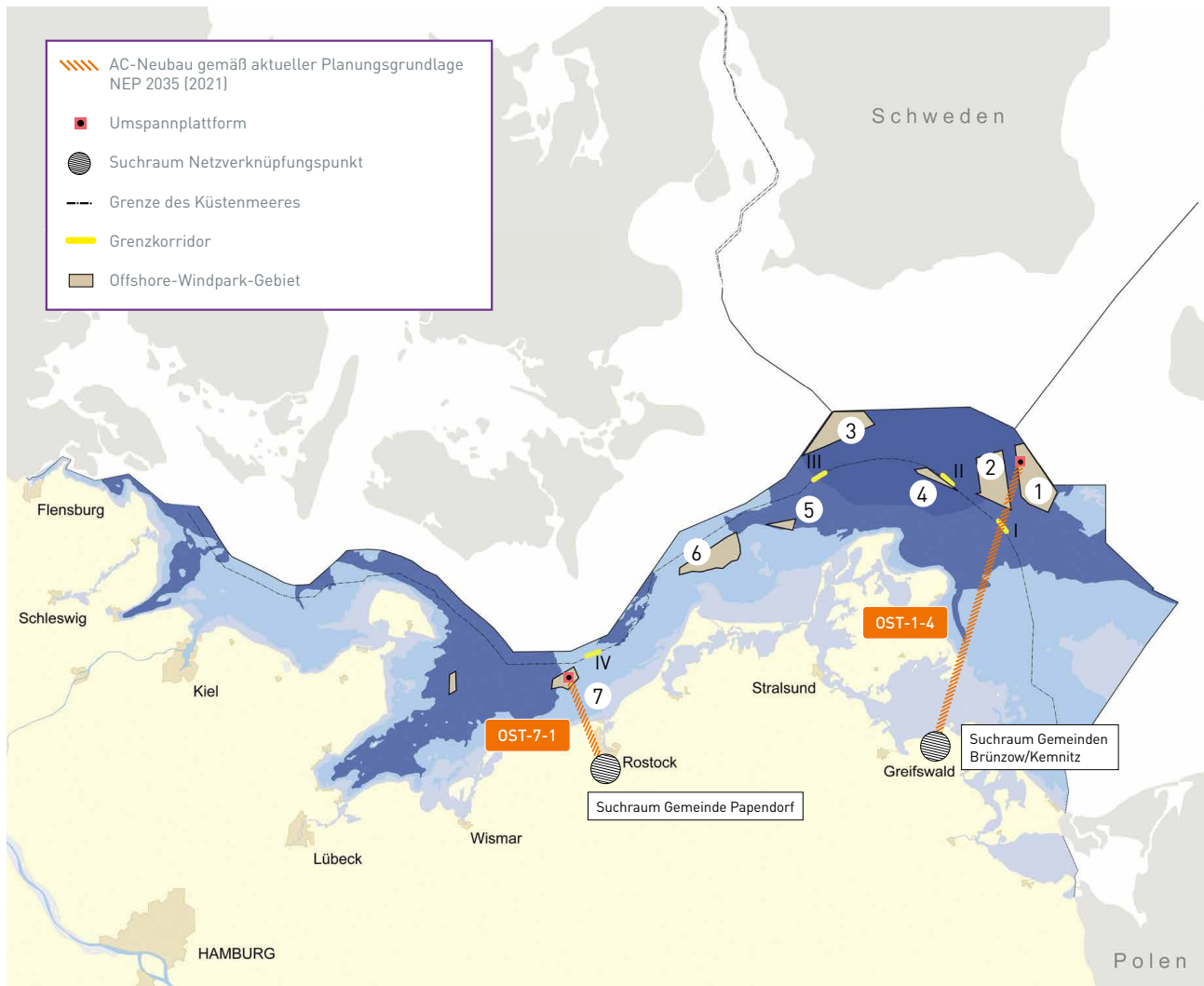
3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs

Abbildung 25: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in B 2040



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 26: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Ostsee in A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie/Übertragungsnetzbetreiber

Sensitivität Szenario C 2035 – North Sea Wind Power Hub

Für das Szenario C 2035 wird eine Sensitivitätsrechnung durchgeführt, in der die Auswirkungen des North Sea Wind Power Hubs (NSWPH) auf das deutsche Höchstspannungsnetz untersucht werden. Der NSWPH ist ein gemeinsames Projekt von TenneT, Energinet.dk, Gasunie und dem Port of Rotterdam. In diesem Projekt sollen ein oder mehrere Sammelpunkte für Offshore-Windenergie, sogenannte Hubs, in der Nordsee entstehen. Die Hubs sollen die Konverterplattformen herkömmlicher Punkt-zu-Punkt-Offshore-Netzanbindungssysteme ersetzen. Basierend auf dem sogenannten „Hub-and-Spoke“-Konzept werden ausgehend von dem Hub HGÜ-Verbindungen in mehrere Länder geführt. Die HGÜ-Verbindungen können in Zeiten, in denen nicht die volle Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie eingespeist wird, auch für den europäischen Stromhandel genutzt werden. Ebenso wie für den direkten Anschluss ausländischer OWP in das deutsche Netz ist auch für den NSWPH eine Änderung des europäischen Rechtsrahmens erforderlich. Dies gilt insbesondere für die Regelungen des europäischen Handels im „Clean energy for all Europeans package“ (CEP).

In der Sensitivität wird angenommen, dass 12 GW an Offshore-Windenergieanlagen an einem Sammelpunkt (Hub) und nicht an herkömmlichen Plattformen angeschlossen werden. Von den 12 GW werden 6 GW Deutschland, 4 GW den Niederlanden und 2 GW Dänemark zugeordnet. Die in Szenario C 2035 angenommene installierte Offshore-Erzeugungsleistung dieser Länder verändert sich durch diese Annahme nicht. In der Sensitivität werden drei Anschlussverbindungen mit jeweils 2 GW nach Deutschland, zwei Anschlussverbindungen mit jeweils 2 GW zu den Niederlanden und eine Anschlussverbindung mit 2 GW nach Dänemark (West) angenommen.



Die Ergebnisse der Sensitivitätsrechnung des NSWPH im Szenario C 2035 werden neben einer Kosten-Nutzen-Analyse des NSWPH und der Beantwortung der von der BNetzA im Rahmen der Genehmigung des Szenariorahmens aufgeworfenen Fragestellungen von den ÜNB im zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021) veröffentlicht.

3.2.4 Investitionsvolumen des Offshore-Netzausbaubedarfs

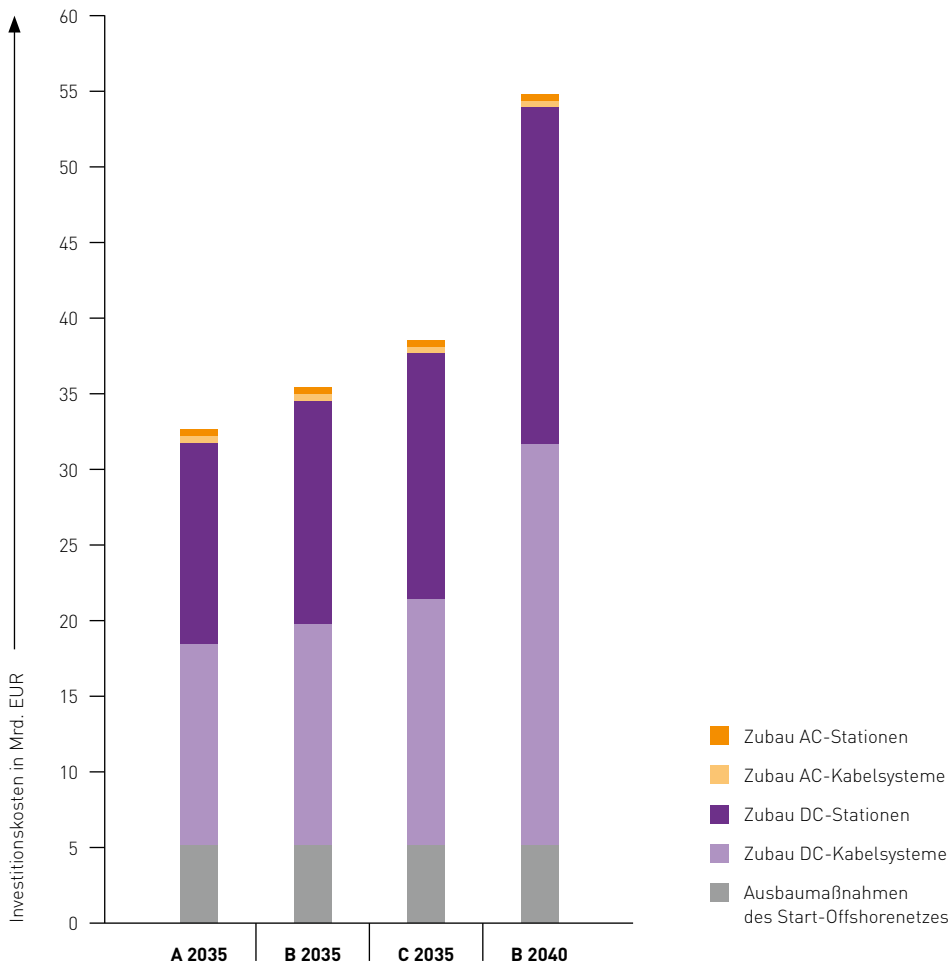
Bei allen im Folgenden dokumentierten Investitionsplanungen handelt es sich für das Zubau-Offshorenetz um Hochrechnungen auf Basis gegenwärtiger Personal-, Material- und Logistikkosten. Die in Tabelle 16 und 17 ausgewiesenen Schätzungen für Anschaffungs- und Herstellungskosten für einzelne Komponenten sind Durchschnittswerte für unterschiedliche Projekte und sollen Anwendung finden für einen Zeitraum von fast 20 Jahren. Insbesondere für die zukünftigen DC-Netzanbindungssysteme mit einer Systemspannung von 525 kV liegen hinsichtlich der zu erwartenden Investitionskosten noch keine Erfahrungswerte aus der Vergangenheit vor. Die in Tabelle 16 ausgewiesenen Schätzungen für Anschaffungs- und Herstellungskosten für die einzelnen Komponenten dieser Offshore-Netzanbindungssysteme sind daher als Kostenprognosen anzusehen. Insbesondere aufgrund der langen Planungszeiträume kann es zu erheblichen Abweichungen und erforderlichen Anpassungen der Kostenprognosen kommen.

Die geschätzten Ausgaben für Investitionsmaßnahmen werden stark durch die in Abbildung 28 dargestellten Risiken beeinflusst. Derzeit liegen keine hinreichend belastbaren Erkenntnisse vor, die eine dauerhafte Reduzierung der angegebenen Kosten rechtfertigen.

Die Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035 erfordern aufgrund des nationalen Ausbaupfades von 28 GW, 30 GW und 32 GW Investitionen von etwa 33 Mrd. €, 35,5 Mrd. € und 38,5 Mrd. €. Für das Szenario B 2040 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen rund 55 Mrd. €. Die Investitionen in die Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes (rund 5 Mrd. €) sind hierin jeweils berücksichtigt.

An einzelnen DC-Netzanbindungssystemen des Start-Offshorenetzes wurde die verfügbare Übertragungsleistung noch nicht vollständig an OWP zugewiesen. Durch zukünftige Zuweisungen auf diese HGÜ-Verbindungen werden zusätzliche AC-Anschlüsse erforderlich. Diese sind zum jetzigen Zeitpunkt Bestandteil des Zubau-Offshorenetzes und werden dort entsprechend kalkulatorisch berücksichtigt. 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 DC-Netzanbindungssystemen 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-Vorhabenträgers fällt. Bei AC-Netzanbindungssystemen mit 66-kV-Direktanbindungssystem sind die Kosten für AC-Anschlüsse bereits Bestandteil der AC-Verbindung, da die Umspannplattform zukünftig durch den ÜNB zu errichten ist. Dadurch entfällt der Bündelungspunkt und die damit verbundene Trennung in AC-Verbindung und AC-Anschluss.

Abbildung 27: Schätzung des Investitionsvolumens in Abhängigkeit der Szenarien des NEP 2035 (2021)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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

Anlage/Anlagenteil	AHK *	Einheit	Bemerkung
DC-Kabelsysteme 320 kV**	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 320 kV	1,0	Mio. €/MW	pauschal für See- und Landstation gemeinsam, inkl. Kosten für die Nebenanlagen
DC-Kabelsysteme (seeseitig) 525 kV**	4,0	Mio. €/km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens
DC-Kabelsysteme (landseitig) 525 kV**	6,5	Mio. €/km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens
DC-Stationen 525 kV	0,75	Mio. €/MW	pauschal für See- und Landstation gemeinsam, inkl. Kosten für die Nebenanlagen

* Anschaffungs- und Herstellungskosten

** bezieht sich auf Kosten des DC-Kabels für beide Pole

Hinweis: Alle Offshore-Netzausbaumaßnahmen wurden in Kabeltechnik kalkuliert.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Tabelle 17: Schätzung der Anschaffungs- und Herstellungskosten für das Zubau-Offshorenetz Ostsee

Anlage / Anlagenteil	AHK*	Einheit	Bemerkung
AC-Kabelsysteme 220 kV	2,9	Mio. €/km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens
AC-Stationen	0,7	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 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 Beteiligte 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 28) zu berücksichtigen, die sich aufgrund der örtlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen unterschiedlich stark in den Projekten ausprägen.

Abbildung 28: Mögliche Risiken bei der Errichtung von Offshore-Netzanbindungen

Schlechtwetter	<ul style="list-style-type: none"> > Transport und Installation der Plattform > Verkürzungen von Arbeitszeiten > Standby-Zeiten > Bauzeitenfenster > Wellen, Wind, Eis, Salz etc.
Trassenverlauf	<ul style="list-style-type: none"> > unvorhergesehene Bodenverhältnisse (Verdichtung) > Einspülhindernisse (Morphologie) > Altlasten/ archäologische Funde (Munition, Wracks) > schwierige Bodenverhältnisse (Weichsedimente/Schllick, Mergel) > Rockdumping > Steinfeldberäumung > zusätzliches Trenchen
rechtliche Risiken/Genehmigungen	<ul style="list-style-type: none"> > Einsprüche aus privatrechtlichen und öffentlichen Belangen > enge Bauzeitfenster im Wattenmeer > Anzahl umsetzbarer Bohrungen z. B. auf Norderney > Auflagen für zu verwendende technische Geräte > Genehmigungszeiträume/-umfang
Marktrisiken	<ul style="list-style-type: none"> > 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 04.11.2020:
www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Fortschreibung/fortschreibung-flaechenentwicklungsplan_node.html
- > BSH: Flächenentwicklungsplan 2020 für die deutsche Nord- und Ostsee:
www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Fortschreibung/Anlagen/Downloads/FEP_2020_Flaechenentwicklungsplan_2020.pdf?blob=publicationFile&v=6
- > BNetzA: Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2035 (2021):
www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2035_Genehmigung.pdf
- > Vorgehen zur Ermittlung der Trassenlänge (offshore): www.netzentwicklungsplan.de/ZwS
- > Zweiter Entwurf NEP 2030 (2019) und Bestätigung:
www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2030-2019
- > 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

- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen
- 3 Offshore-
Netzausbaubedarf
- 4 **Marktsimulation**
- 5 Netzanalysen
- 6 Übersicht Maßnahmen
- 7 Konsultation
- 8 Zusammenfassung



4 Marktsimulation

Zusammenfassung

Auf Basis der aufbereiteten Daten aus dem genehmigten Szenariorahmen (siehe Kapitel 2) erfolgt mithilfe eines mathematischen Optimierungsverfahrens eine Projektion des zukünftigen Strommarktes, die sogenannte Marktsimulation. Der Szenariorahmen zeigt, wo und wie viel Erzeugungsleistung einer Technologie installiert ist, nicht aber, wann und wie viel die entsprechenden Stromerzeuger einspeisen. Das Ziel der Marktsimulation ist es daher, für jede Stunde eines Szenariojahres die regionalen Einspeise- und Verbrauchssituationen bei minimalen Systembetriebskosten zu ermitteln. Die Marktsimulation wird dabei für jedes der vier Szenarien separat durchgeführt. Hierbei ist eine Vielzahl an technologischen, rechtlichen und ökologischen Randbedingungen einzuhalten. Wesentliche Ergebnisse der Marktsimulation sind der systemweite, blockscharfe und kostenminimale Einsatz von Stromerzeugern, Speichern und flexiblen Verbrauchern, die resultierenden Gesamtkosten der Stromerzeugung zur Nachfragedeckung sowie der grenzüberschreitende Stromaustausch für jedes Marktgebiet. Die räumlich und zeitlich detailliert aufgelösten Zeitreihen von Stromerzeugung und Stromverbrauch sind ihrerseits wiederum eine zentrale Eingangsgröße für die anschließenden Netzanalysen und bestimmen den Übertragungsbedarf im deutschen Stromnetz (siehe Kapitel 5).

Wesentliche Ergebnisse der Marktsimulationen zum Netzentwicklungsplan 2035 (2021) sind:

- Die Marktsimulationen zum Netzentwicklungsplan 2035 (2021) verdeutlichen die enorme Transformation des Stromsektors. Der Ausbau erneuerbarer Energien schreitet weiter fort, der Kohleausstieg ist in nahezu allen Szenarien abgeschlossen, die CO₂-Emissionen sind gegenüber heute deutlich reduziert und die Nachfrageseite ist durch eine Vielzahl neuer Stromanwendungen und flexibler Verbraucher gekennzeichnet.
- Es ist ein starkes innerdeutsches Erzeugungsgefälle in allen Zeithorizonten und Szenarien zu beobachten: Erzeugungsüberschuss in Nord- und Ostdeutschland, Erzeugungsdefizit in Süd- und Westdeutschland. Mehr als ein Drittel des jährlichen Strombedarfs werden in Süd- und Westdeutschland aus in- und ausländischen Importen gedeckt. Gleichzeitig können nord- und ostdeutsche Bundesländer teils mehr als das Doppelte ihres jährlichen Stromverbrauchs selbst decken.
- Die Bedeutung erneuerbarer Energien nimmt weiter zu: In allen Szenarien liegt die durch sie erzeugte Strommenge in Deutschland bei über 70 % des Bruttostromverbrauchs. Der Großteil der erneuerbaren Stromerzeugung erfolgt dabei durch Windenergie- und Photovoltaikanlagen.
- Die steigende Flexibilisierung von konventionellen Kraftwerken 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 Europas für die Stromversorgung in Deutschland deutlich. Deutschland weist in allen Szenarien einen geringen Nettoimport in Höhe von maximal 3 % des Bruttostromverbrauchs auf. In den Szenarien für 2035 beträgt dieser zwischen 3 und 18 TWh und im Jahr 2040 rund 22 TWh.
- In keinem der betrachteten Szenarien ist eine zusätzliche Erhöhung des CO₂-Preises in Deutschland zur Einhaltung der im Szenariorahmen für 2035 festgelegten sektorspezifischen Emissionsobergrenzen notwendig. Im Szenario B 2040 kann die Emissionsobergrenze jedoch nur eingehalten werden, wenn die mit dem Brennstoffverbrauch von Erdgaskraftwerken verbundenen Emissionen durch zusätzliche Maßnahmen (beispielsweise Beimischung klimaneutraler Gase) um ca. 40 % gegenüber der konventionellen Erdgasverfeuerung reduziert werden.
- Aufgrund der Nichtberücksichtigung von Sonderfällen in den Marktsimulationen, wie systematische Nichtverfügbarkeiten von Kernkraftwerken in Frankreich, extreme Wettersituationen oder Gasknappheit, ist der Netzausbau nicht auf seltene, außerplanmäßige Eventualitäten ausgelegt, sondern auf statistisch erwartbare Bedingungen.



4.1 Modellierung des Strommarktes

Die Eingangsdaten zur Modellierung der Erzeugung, des Handels und des Verbrauchs elektrischer Energie im gesamten europäischen Stromsystem fließen in das Strommarktmodell JMM („Joint Market Model“) ein. JMM wurde im Rahmen des europäischen Forschungsprojektes WILMAR¹⁷ entwickelt. Die im NEP genutzte Version wurde maßgeblich vom energiewirtschaftlichen Lehrstuhl EWL der Universität Duisburg-Essen sowie den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) weiterentwickelt. Dies umfasst insbesondere die Abbildung von Flow-Based Market Coupling (FBMC), Speicherbewirtschaftung, Demand Side Management (DSM), Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und Flexibilisierung der Must-Run-Einspeisung. Die Marktsimulation zum NEP 2035 (2021) wurde von den Übertragungsnetzbetreibern selbstständig durchgeführt. Abbildung 29 gibt einen Überblick über das Modell.

Das Marktmodell simuliert die Erzeugung elektrischer Energie zur Deckung des Strombedarfs 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 Gegebenheiten in einem „Energy-only-Markt“ ab. Das Marktmodell minimiert dabei die variablen Stromerzeugungskosten. Um die Größe des Optimierungsproblems beherrschbar zu halten, werden nicht alle 8.760 Stunden eines Jahres gleichzeitig berechnet, sondern die Berechnung erfolgt in mehreren Zeitscheiben von ungefähr einer Woche Dauer, welche sequentiell gelöst werden, wobei sich aufeinander folgende Zeitscheiben überlappen. Diese Vorgehensweise wird rollierende Planung mit Voraussicht genannt. Die Ermittlung des stündlich aufgelösten Einsatzes der Erzeugungsanlagen in Europa erfolgt dabei unter Berücksichtigung diverser Restriktionen des Kraftwerksparks (siehe nachfolgende Modellbeschreibung) und unter der Voraussetzung, dass die Stromnachfrage zu jedem Zeitpunkt gedeckt wird. Das Modell stellt somit in allen 8.760 Stunden des Szenario-Zieljahres ein Gleichgewicht zwischen Verbrauch und Erzeugung her.

Abbildung 29: Überblick über das Strommarktmodell



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Kraftwerkseinsatzoptimierung

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-, CO₂- sowie weiteren Betriebskosten zusammen. Darüber hinaus werden Wirkungsgradverluste bei Teillastbetrieb und Anfahrkosten der Kraftwerke in der Optimierung berücksichtigt.

¹⁷ Forschungsprojekt WILMAR: www.wilmar.risoe.dk



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

- Erneuerbare Stromerzeugungsanlagen, insbesondere Windenergie- und Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen), produzieren in erster Linie entsprechend der vorgegebenen Einspeiseprofile. Eine Reduktion 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.
- Bei der Modellierung von konventionellen Erzeugungsanlagen werden kraftwerkstechnische Restriktionen wie Anfahr- und Abfahrvorgänge, Mindesteinsatz- und Stillstandzeiten, Mindestleistungen sowie geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten berücksichtigt.
- Einsatzrestriktionen von Kraftwerken mit zusätzlichen Versorgungsaufgaben (Nah- und Fernwärmebereitstellung oder industrielle Eigenversorgung) werden so berücksichtigt, dass die Kraftwerke bis zur Höhe der für die Versorgungsaufgabe notwendigen Stromerzeugung priorisiert eingesetzt werden. Im Modell ist dies durch Zusatzkosten für eine Unterschreitung vorgegebener Mindestleistungsmengen umgesetzt. Die vorgegebene Mindestleistung ist also kein Zwang, wodurch der zunehmenden Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks Rechnung getragen wird.
- Bei Abfall- und Kuppelgaskraftwerken sind die täglich zu verwertenden Brennstoffmengen exogen vorgegeben, wobei der Brennstoffeinsatz und die daraus resultierende Stromerzeugung innerhalb eines Tages verschoben werden können.
- Die Einspeisung aus Pump- bzw. Speicherwasserkraftwerken ist von den jeweiligen Zuflussmengen und Speicherfüllständen abhängig.

Für die Kraftwerke wird ein kostenoptimaler Einsatz unter Einhaltung aller technischen Restriktionen ermittelt. Die geographische oder elektrische Distanz zwischen Erzeugern und Verbrauchern innerhalb eines Marktgebietes spielt dabei gemäß den derzeitigen gesetzlichen Regelungen keine Rolle. Die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke eines Marktgebietes folgt somit weitestgehend den Grenzkosten der Stromerzeugung („Merit-Order“). In dieser Logik erfolgt ein Einsatz der Kraftwerke solange, bis genügend Einspeiseleistung vorhanden ist, um die Last im betrachteten Zeitpunkt zu decken. Gleichzeitig besteht die Möglichkeit zum Einsatz von flexiblen Nachfrageelementen (DSM), die in Abhängigkeit der Marktpreise zu- oder abgeschaltet werden können. Die vorrangige Einspeisung der aus erneuerbaren Energieträgern erzeugten Strommenge 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.

Abbildung von Flexibilitäten

In Stromsystemen mit hohen Anteilen volatiler erneuerbarer Energieträger ist die Flexibilität auf der Erzeugungsseite als auch der Verbraucherseite von zunehmender Bedeutung. Im Marktmodell wird die verbraucherseitige Flexibilität durch abschaltbare, zuschaltbare und verschiebbare Lasten abgebildet. Abschaltbare Prozesse sind beispielsweise Industrieanwendungen, die in der Lage sind bei vergleichsweise hohen anfallenden Kosten ihren Verbrauch zu reduzieren. Bestimmte Anwendungsfälle im Zusammenhang mit Kühlung bzw. Temperaturregelung ermöglichen eine Verschiebung der Last. Darüber hinaus werden zuschaltbare Lasten, z. B. sogenannte Power-to-Heat-Anwendungen, im Modell berücksichtigt. Die Abbildung von Power-to-Gas-Anwendungen im Modell entspricht ebenfalls derjenigen von zuschaltbaren Lasten, jedoch ist die Parametrierung so gewählt, dass sich der Einsatz am Angebot erneuerbarer Energieträger orientiert. Die Optimierung von Lastflexibilitäten erfolgt, wie auch der Kraftwerkseinsatz kostenminimierend, wobei jede Flexibilitätsoption mit Abrufkosten verbunden ist und bestimmten Einsatzrestriktionen (z. B. maximaler Verschiebe- und/oder Abrufdauer) unterliegt.

Darüber hinaus ist eine Flexibilisierung der Wärmebereitstellung berücksichtigt. Eine Einsatzentscheidung zwischen Power-to-Heat-Anlagen und Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung erfolgt abhängig vom Strompreis. Die durch die Wärmeauskopplung induzierte vorgegebene Mindesteinspeisung der KWK-Anlagen kann mit Anfall zusätzlicher Kosten teilweise bis zur technischen Mindestlast der Anlage abgesenkt werden, was eine flexiblere Fahrweise von Heizkraftwerken mit Wärmespeicher repräsentiert.



Einhaltung von nationalen CO₂-Emissionsvorgaben

Wie in Kapitel 2.5 dargestellt, definiert der Szenariorahmen des NEP 2035 (2021) verbindliche, an den Klimaschutzziele orientierte CO₂-Emissionsobergrenzen für den deutschen Kraftwerkspark in den Zieljahren 2035 und 2040. Bei der Bestimmung der CO₂-Emissionen wird, unabhängig von Strom- oder Wärmeerzeugung, der gesamte CO₂-Ausstoß des deutschen Kraftwerksparks betrachtet. Für die Szenarien mit dem Zieljahr 2035 würde, falls die mithilfe des Marktmodells ermittelten Gesamtemissionen der Kraftwerke oberhalb des vorgegebenen Grenzwertes liegen, der deutsche CO₂-Preis so lange iterativ erhöht werden bis die Emissionsgrenze eingehalten wird. Durch den Preisaufschlag würde die Stromerzeugung CO₂-intensiver Kraftwerke in Deutschland gesenkt und durch CO₂-ärmere Stromerzeugung in Deutschland oder ausländische Stromerzeugung ersetzt. Im Szenario B 2040 wird angenommen, dass der Emissionsfaktor von Erdgaskraftwerken bei Bedarf durch Beimischung von synthetischen oder biogenen Gasen reduziert wird, um die Einhaltung der CO₂-Emissionsobergrenze zu gewährleisten. Im Marktmodell ergeben sich in dem Fall keine Änderungen im Kraftwerkseinsatz, da angenommen wird, dass die Einsparung von CO₂-Kosten durch höhere Einkaufskosten für die emissionsärmeren Gase kompensiert wird.

4.2 Ergebnisse der Marktsimulationen

Ergebnis der Marktsimulationen sind die Einspeise- und Verbrauchsprofile der Stromerzeugungsanlagen und Lasten der betrachteten Marktgebiete. Für Deutschland sind diese Profile mindestens pro elektrischem Knotenpunkt des Übertragungsnetzes (typischerweise für unterlagerte PV-Anlagen und die konventionelle Last) oft aber auch standortscharf vorhanden (für konventionelle/hydraulische Kraftwerke und Großverbraucher). Neben den beschriebenen Profilen für Erzeugung und Last ergeben sich als Ergebnis der Marktmodellierung auch die Handelsflüsse zwischen den Marktgebieten.

Alle beschriebenen Größen werden für den gesamten Untersuchungszeitraum des jeweils untersuchten Szenarios ausgewiesen. Dieser beträgt jeweils ein Jahr bzw. 8.760 Stunden. In den folgenden Darstellungen und Abbildungen werden Ergebnisse oft in der Einheit Terawattstunden (TWh) angegeben. Diese Darstellungsform resultiert aus der Aggregation der eingangs vorgestellten Ergebnisgrößen über den gesamten Untersuchungszeitraum hinweg.

Aus den Ergebnissen der Marktsimulation kann noch nicht die tatsächliche Auslastung des Netzes abgeleitet werden. Allerdings geben sie eine erste Indikation für den Transportbedarf, der zwischen unterschiedlichen Regionen des Übertragungsnetzes über einen bestimmten Zeitraum auftritt. Für die Netzplanung bzw. eine Netzdimensionierung werden die bekannten Ergebnisse der Marktsimulation kombiniert mit den Restriktionen des Übertragungsnetzes bzw. der zugrundeliegenden Netztopologie. Eine detaillierte Beschreibung der Methodik zur Netzplanung im NEP findet sich im Kapitel 5.1.

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 2035

Der Bruttostromverbrauch liegt im Szenario A 2035 mit 650 TWh aufgrund der vergleichsweise geringen Sektorkopplung am unteren Rand der für 2035 abgebildeten Szenarien, jedoch deutlich über dem heutigen Niveau. Dies gilt ebenso für den Anteil der erneuerbaren Energien, welcher 70 % beträgt. Szenario A 2035 ist das einzige Szenario des NEP 2035 (2021), in dem noch Kohlekraftwerke berücksichtigt werden. Ihre Stromerzeugung ist jedoch mit knapp 18 TWh auch in diesem Szenario nur noch sehr gering. So kann die CO₂-Obergrenze ohne eine weitere Erhöhung des CO₂-Preises eingehalten werden. Im Szenario A 2035 ist der Nettoimport von Strom aus dem Ausland im Vergleich zu den anderen Szenarien für 2035 mit 18 TWh sowohl absolut, als auch relativ (ca. 3 % des Bruttostromverbrauchs) am höchsten.



Szenarien B 2035 und B 2040

Das Szenario B 2035 liegt bzgl. Sektorenkopplung, Stromverbrauch und EE-Anteil zwischen den Szenarien A 2035 und C 2035. Zwischen B 2035 und B 2040 schreitet sowohl die Elektrifizierung und Nutzung neuer Stromanwendungen als auch der Ausbau der erneuerbaren Energien weiter voran. Der Bruttostromverbrauch steigt entsprechend auf 667 TWh in B 2035 und auf 704 TWh in B 2040. Ausgehend von einem EE-Anteil von 65 % in 2030 steigt dieser bis 2035 auf etwa 73 % weiter deutlich an. Bis 2040 verlangsamt sich die Ausbaudynamik jedoch, wodurch in 2040 76 % erreicht werden. Die Obergrenze für den CO₂-Ausstoß sinkt zwischen 2035 und 2040 dagegen deutlich von 120 auf 60 Mio. t CO₂. Während das CO₂-Limit in B 2035 ohne weitere Maßnahmen eingehalten wird, ist für die Erreichung des 2040-Ziels eine Reduktion des Emissionsfaktors von Erdgaskraftwerken um ca. 40 % notwendig. Auch in den B-Szenarien ist Deutschland ein Nettoimporteur von Strom, wobei der Import von 2035 (17 TWh) nach 2040 (22 TWh) ansteigt. Für das Jahr 2035 liegt dieser insgesamt etwas unter dem Niveau des A-Szenarios.

Szenario C 2035

Szenario C 2035 zeichnet sich von den Szenarien für das Jahr 2035 durch die stärkste Durchdringung neuer Stromanwendungen und damit dem höchsten Bruttostromverbrauch (700 TWh) aus. Gleichzeitig schreitet in diesem Szenario auch der Ausbau der erneuerbaren Energien am schnellsten voran, sodass nicht nur die installierte Leistung, sondern auch der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch (74 %) über den Szenarien A 2035 und B 2035 liegen. Die CO₂-Obergrenze kann ohne eine weitere Erhöhung des CO₂-Preises eingehalten werden. Der Handelssaldo von Deutschland ist mit einem Nettoimport von lediglich 3 TWh nahezu ausgeglichen.

4.2.1 Deutschland im europäischen Kontext – Länderbilanzen und Energieaustausch

Bevor in Kapitel 4.2.2 detailliert auf die Struktur von Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland eingegangen wird, wird in diesem Kapitel die Rolle Deutschlands im europäischen Kontext beschrieben. Dabei wird insbesondere auf den Handelsaustausch mit den Nachbarländern eingegangen.

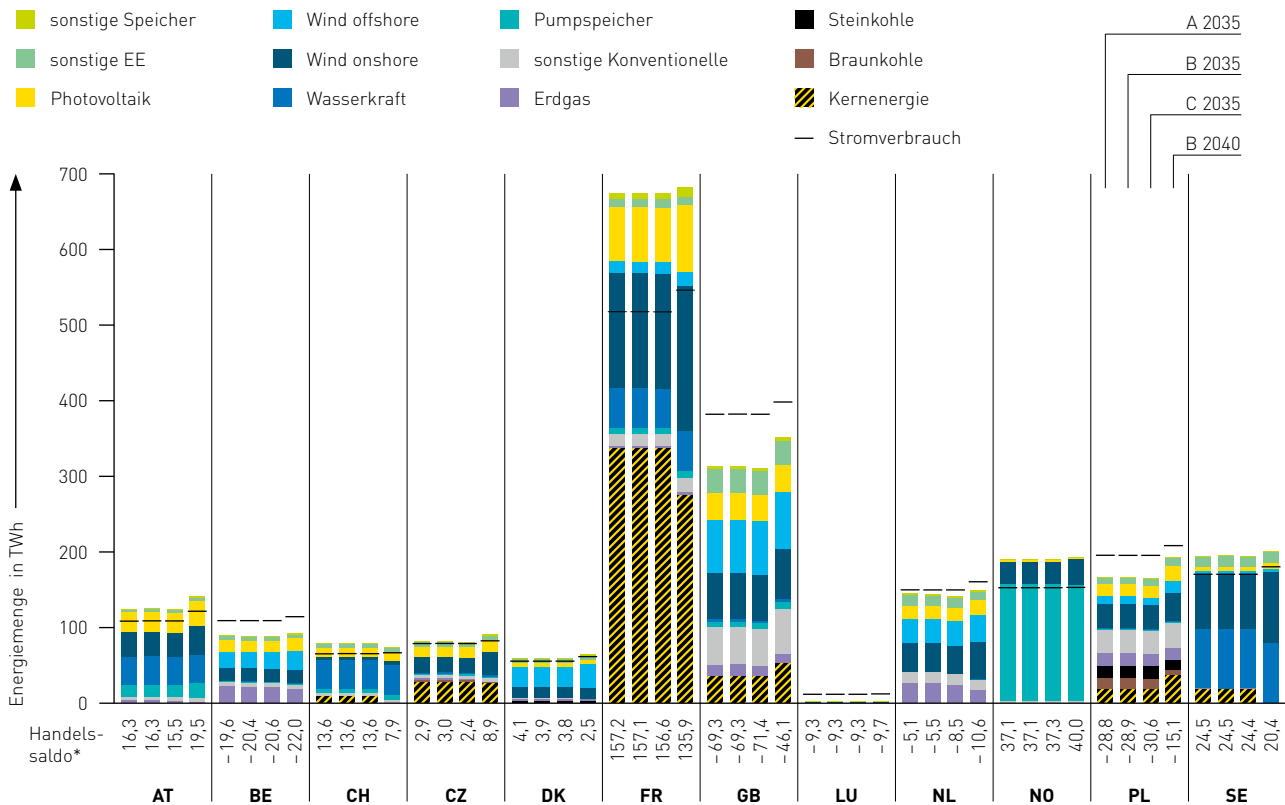
- In allen Szenarien wird die Bedeutung Europas für die Stromversorgung in Deutschland deutlich. Insgesamt zeigen die Marktsimulationen für 2035 und 2040 einen geringen Nettoimport Deutschlands. Im NEP 2030 (2019) resultierte aus der Marktsimulation für 2035 noch ein deutlicher Nettoexport. Gründe für die Veränderung sind zum einen Änderungen im Kraftwerkspark und auf der Nachfrageseite in Deutschland. Einen maßgeblichen Einfluss hat jedoch auch die Entwicklung der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur im europäischen Umfeld, die zunehmend durch erneuerbare Energien geprägt ist.
- Die marktgebietsübergreifende Nutzung von Flexibilitäten im Ausland unterstützt die Integration der zunehmenden Stromerzeugung aus volatilen erneuerbaren Energiequellen. Der grenzüberschreitende Austausch führt damit EU-weit zur Reduktion der CO₂-Emissionen.
- In über 99 % aller Stunden treten Transite durch Deutschland auf. Dies unterstreicht die zentrale Lage des deutschen Übertragungsnetzes im europäischen Verbund.

Energiemengen

Abbildung 30 zeigt eine Übersicht über Stromerzeugung, Stromverbrauch und Handelssalden von Deutschland und weiteren europäischen Marktgebieten. Trotz des hohen Anteils günstiger Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien weist Deutschland in allen Szenarien einen geringen Nettoimport auf. Dies hat vor allem zwei Gründe: Zum einen wachsen auch im Ausland die Anteile der erneuerbaren Energien. Je mehr Einspeisung aus erneuerbaren Energien auch im Ausland auftritt, desto wahrscheinlicher wird es, dass dort die Nachfrage nach in Deutschland erzeugter Energie aus erneuerbaren Quellen sinkt. Zum anderen weist der konventionelle Kraftwerkspark in Deutschland durch die hauptsächliche Nutzung von Erdgas im europäischen Vergleich hohe variable Erzeugungskosten auf. So ist es zu Zeiten, in denen die Einspeisung erneuerbarer Energien gering ist, häufig günstiger, elektrische Energie aus dem Ausland zu beziehen. Knappheitssituationen, in denen der gesamte inländische Kraftwerkspark genutzt wird, sind verhältnismäßig selten.

Wie in Abbildung 30 zu erkennen ist, weisen insbesondere Frankreich aber auch die skandinavischen Länder einen hohen Exportsaldo auf. Die Ursachen sind dabei vielfältig. Die Erzeugungsstruktur ist über Europa hinweg sehr heterogen. In Frankreich etwa tragen sowohl die günstige Stromerzeugung aus Kernenergie, die etwa die Hälfte der Stromerzeugung unserer Nachbarn ausmacht, als auch zusätzlich Windenergie und Wasserkraft zu einem sehr hohen Exportsaldo bei. Den größten Importbedarf haben Belgien, Großbritannien und Polen. Während in Polen und Großbritannien die Kohlestromerzeugung nicht mehr dominierend ist, wirkt sich in Belgien der vollständige Ausstieg aus der Kernenergie aus.

Abbildung 30: Stromerzeugung, Stromnachfrage und Handelssaldo elektrisch benachbarter Länder in den Szenarien



*positive Werte bezeichnen einen Nettoexport

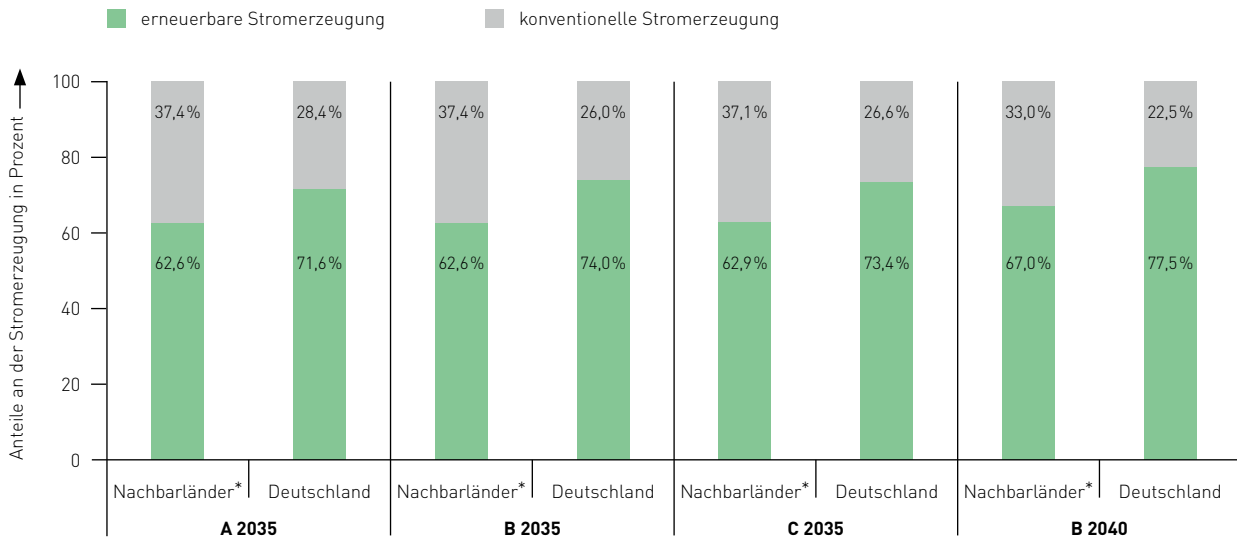
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Stromerzeugungsmix in den Nachbarstaaten

Die Anteile der erneuerbaren und konventionellen Energien an der Gesamterzeugung in Deutschland und in elektrisch benachbarten Marktgebieten sind in Abbildung 31 dargestellt. In den Szenarien überwiegt dabei sowohl in Deutschland als auch im Ausland der Anteil der erneuerbaren Energien, wobei dieser in Deutschland überdurchschnittlich hoch ist. Höhere Anteile weisen die skandinavischen Länder sowie Österreich und die Schweiz auf. Lediglich in Frankreich und Polen macht der Anteil der konventionellen Stromerzeugung im Jahr 2035 noch über die Hälfte aus. Insgesamt ist im Vergleich zum NEP 2030 (2019) im europäischen Ausland ein deutlicher Anstieg im Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung zu erkennen.



Abbildung 31: Anteil der konventionellen und erneuerbaren Stromerzeugung an Gesamterzeugung



* Länder mit elektrischen Verbindungen nach Deutschland

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

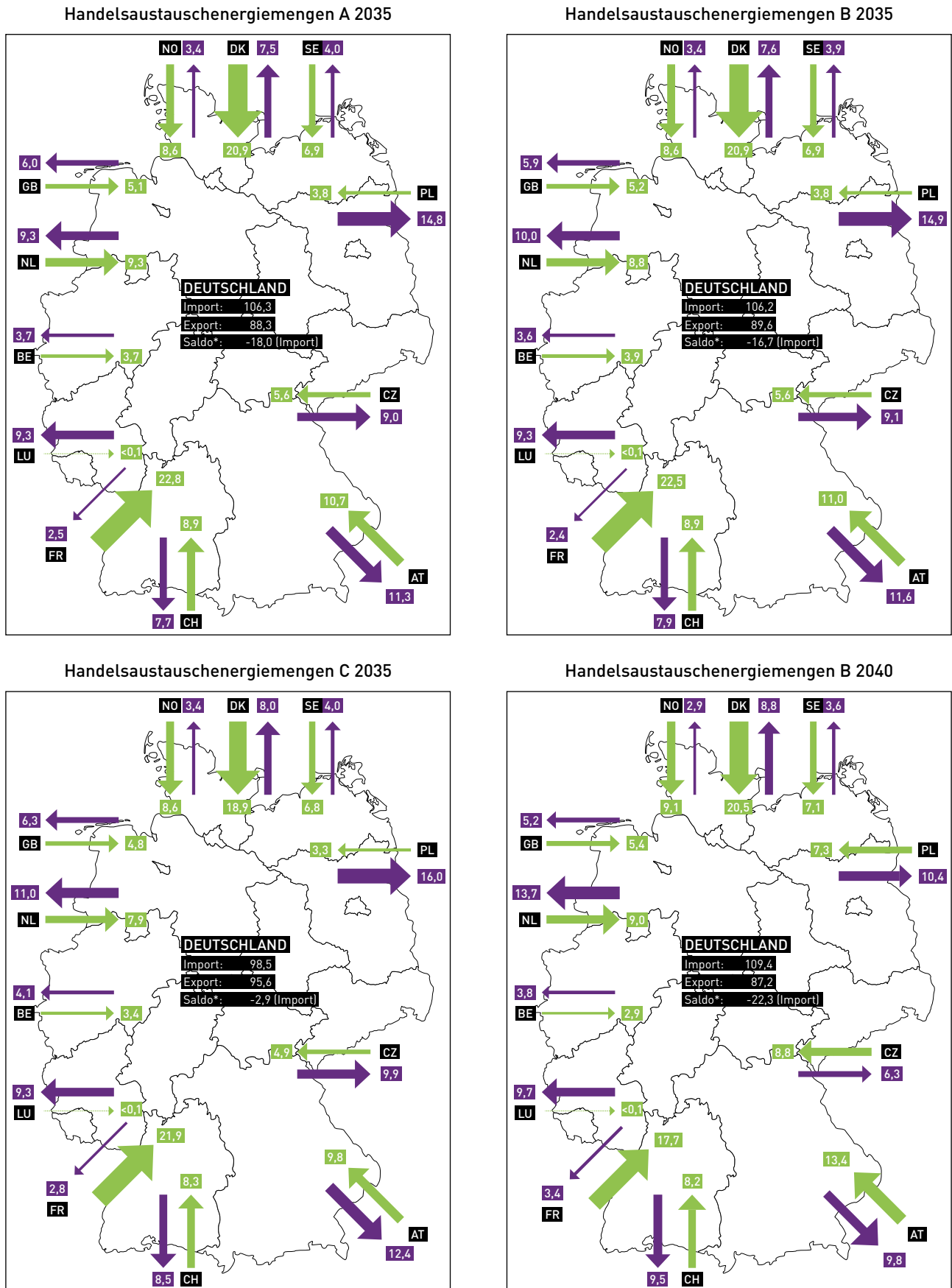
Austauschenergiemengen

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 genauso wie der Stromverbrauch im Ausland 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 Marktmodell abgebildeten FBMC-Ansatz wird aber tendenziell eine hohe Konvergenz zwischen Handelsaustauschen und physikalischen Flüssen erreicht. Die physikalischen Flüsse werden im Rahmen der Netzberechnung (siehe Kapitel 5) ermittelt und ergeben sich aus den entsprechenden Einspeise- und Nachfragesituationen sowie den elektrischen Eigenschaften des Netzes.

Die Handelssituation im europäischen Umfeld wird maßgeblich durch die Annahmen zum deutschen und europäischen Erzeugungspark sowie der Nachfrage nach elektrischer Energie in den jeweiligen Marktgebieten beeinflusst. In Abbildung 32 werden die bilateralen Stromhandelsmengen zwischen Deutschland und seinen elektrischen Nachbarn abgebildet. Es wird deutlich, dass der negative Handelssaldo Deutschlands vor allem mit hohen Nettoimporten aus Skandinavien und Frankreich zusammenhängt. In B 2040 kann zudem ein Nettoimport aus Österreich und der Schweiz beobachtet werden.



Abbildung 32: Handelsaustauschenergiemengen in den Szenarien des NEP 2035 (2021)



* Bei der Berechnung des Saldos können sich Rundungsabweichungen ergeben.

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 gleichzeitig importiert und exportiert wird. Vom jeweiligen Jahresimport und -export an den Ländergrenzen (siehe Abbildung 32) 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 2035 (2021) 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 Marktgebietes im europäischen Verbund. Es zeigt sich im NEP 2035 (2021), dass Transite überwiegend aus Skandinavien und Frankreich nach Osteuropa (insbesondere Polen) durchgeleitet werden. Über das Jahr summieren sich die Transite je nach Szenario auf ca. 64 bis 67 TWh. Dennoch liegen diese Werte im Vergleich zur innerdeutschen Stromübertragungsmenge sehr viel niedriger.

4.2.2 Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland

- Die Ergebnisse der Marktsimulationen unterstreichen die dominierende Rolle der erneuerbaren Energien im Energiemix Deutschlands. Der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an der Gesamtstromerzeugung liegt in den Szenarien für das Jahr 2035 zwischen 72 % und 74 % und für das Jahr 2040 bei 78 %. Bezogen auf die jeweiligen Bruttostromverbräuche beträgt der Anteil der erneuerbaren Energien zwischen 70 % und 74 % (2035) und 76 % (2040). Onshore-Windenergie hat über alle Technologien und Szenarien hinweg den jeweils höchsten Anteil an der Stromerzeugung.
- Flexible Verbraucher unterstützen die Integration der dargebotsabhängigen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Die Stunden mit dem höchsten Stromverbrauch sind durch ein hohes EE-Angebot und einem damit einhergehenden Strombezug von flexiblen Power-to-X-Technologien und Speichern gekennzeichnet.
- Konventionelle Stromerzeugung erfolgt überwiegend noch aus Erdgas und wird zunehmend durch Erzeugung aus erneuerbaren Energien substituiert. Die Volllaststunden von Braunkohle- und Erdgaskraftwerken sinken gegenüber heute deutlich.

Energiemengen

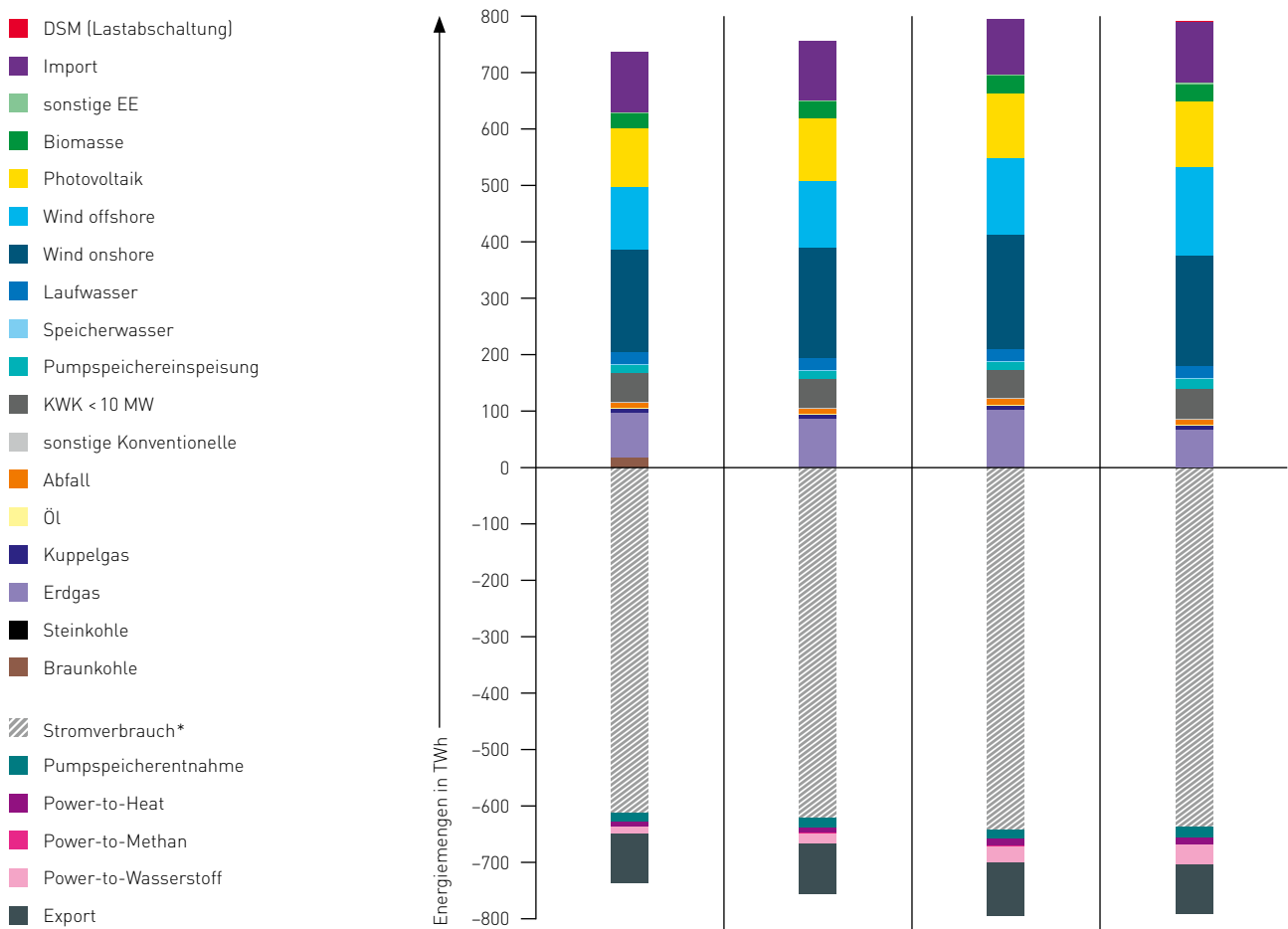
Die Auswertung der Marktsimulationsergebnisse des NEP 2035 (2021) zeigt deutlich, wie weit die Verdrängung der konventionellen durch erneuerbare Stromerzeugung in den Jahren 2035 und 2040 bereits fortgeschritten ist. Die Anteile der erneuerbaren Energien an der inländischen Stromerzeugung liegen in allen Szenarien über 70 %. Etwa 90 % der Einspeisung aus erneuerbaren Energien ist dabei auf Windenergie und Photovoltaik zurückzuführen. Den größten Anteil am Erzeugungsmix nimmt in allen Szenarien die Onshore-Windenergie ein.

Die konventionelle Stromerzeugung besteht zu überwiegenden Teilen aus Erdgas. Lediglich in Szenario A 2035 tritt noch Stromerzeugung aus Braunkohle auf. In etwa einem Drittel des Jahres in 2035 kann die Last theoretisch allein durch die inländische Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden. Im langfristigen Szenario (B 2040) steigt dieser Anteil auf etwa 40 % an.

Abbildung 33 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 33: Stromerzeugung, Verbrauch und Importe/Exporte der Szenarien im Vergleich

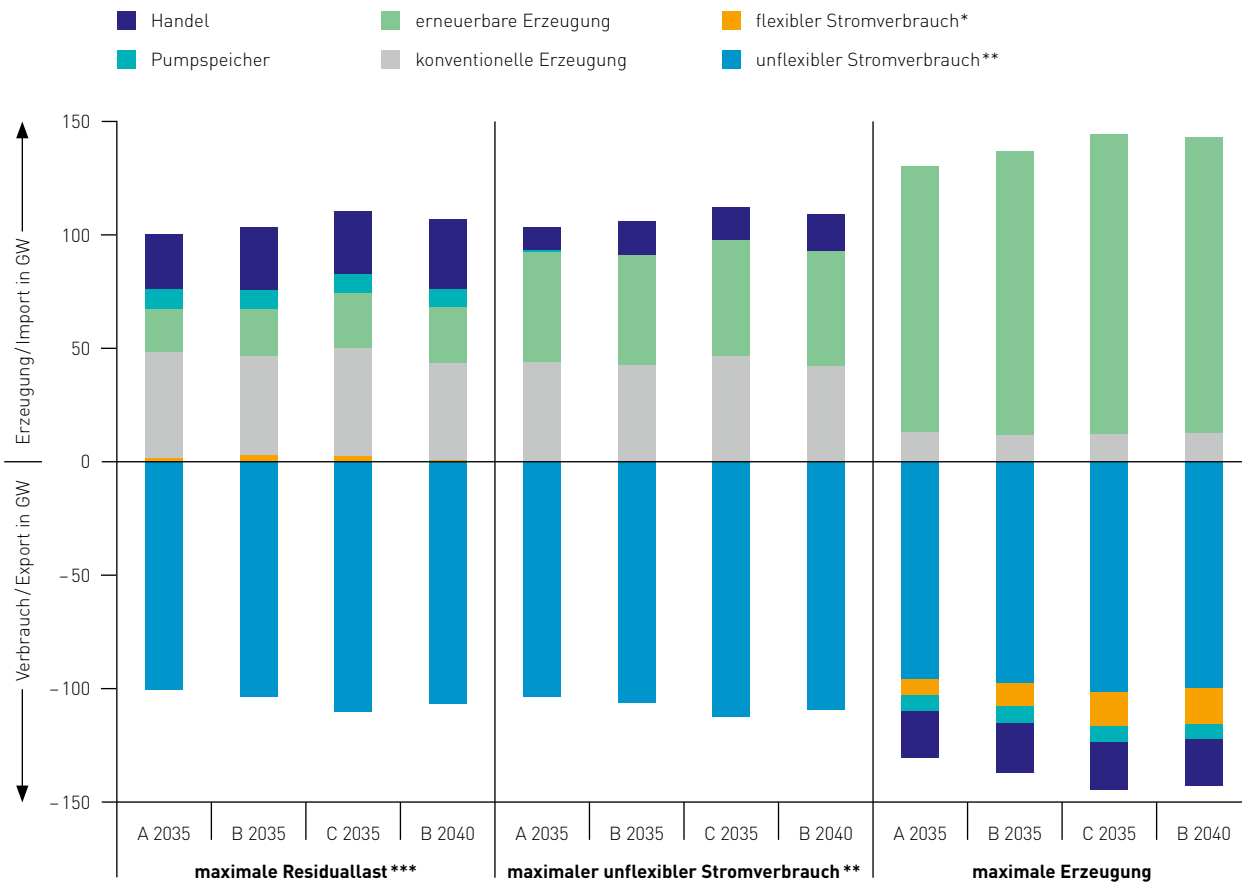


	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
DSM (Lastabschaltung)	< 0,1	< 0,1	< 0,1	0,2
Import	106,3	106,2	98,5	109,4
sonstige EE	1,8	1,8	1,8	1,8
Biomasse	26,5	28,5	32,2	31,2
Photovoltaik	104,4	111,1	113,3	116,0
Wind offshore	111,1	119,2	135,5	157,2
Wind onshore	181,1	194,5	202,5	195,7
Laufwasser	20,8	20,8	20,8	20,8
Speicherwasser	2,5	2,5	2,5	2,5
Pumpspeichereinspeisung	13,3	13,7	13,1	16,5
KWK < 10 MW	51,5	51,5	51,5	52,7
sonstige Konventionelle	0,7	0,6	0,6	0,6
Abfall	10,9	10,7	10,7	10,3
Öl	0,7	0,6	0,6	0,4
Kuppelgas	7,4	7,4	7,2	7,1
Erdgas	77,8	85,3	102,5	67,2
Steinkohle	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	17,8	0,0	0,0	0,0
Export	-88,3	-89,5	-95,6	-87,2
Stromverbrauch*	-610,7	-620,2	-640,9	-635,7
Pumpspeicherentnahme	-15,9	-16,4	-15,6	-20,2
Power-to-Heat	-8,3	-10,1	-12,5	-11,1
Power-to-Methan	-0,8	-0,8	-0,8	-0,7
Power-to-Wasserstoff	-10,7	-17,5	-28,2	-34,6

* Stromverbrauch umfasst den konventionellen Stromverbrauch sowie Wärmepumpen, E-Fahrzeuge, Industriemehrverbrauch und alle Netzverluste im Verteil- und Übertragungsnetz.

Stromverbrauch und Jahreshöchstlast

Abbildung 34: Erzeugung, Verbrauch und Handel in ausgewählten Höchstlastsituationen



* Flexibler Stromverbrauch umfasst den Einsatz von DSM und Power-to-X-Anwendungen.

** Unflexibler Stromverbrauch umfasst den Nettostromverbrauch zzgl. Netzverluste ohne Einsatz von DSM und Power-to-X-Anwendungen.

*** Nettostromverbrauch zzgl. Netzverluste abzgl. Einspeisung aus PV- und Windenergieanlagen

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 34 zeigt Stromerzeugung und -verbrauch für ausgewählte Stunden der im NEP 2035 (2021) abgebildeten Szenarien. Die Darstellung enthält für jedes Szenario jeweils die Stunde mit der höchsten Stromerzeugung, die Stunde mit dem höchsten unflexiblen Stromverbrauch (ohne Berücksichtigung von flexiblen Verbrauchern und Stromexport) sowie die Stunde mit der höchsten Residuallast (Stromverbrauch abzüglich der Einspeisung aus Windenergie und Photovoltaik). Alle gezeigten Situationen befinden sich im Modellmonat Februar, der aufgrund der geringen Temperaturen durch einen besonders hohen Stromverbrauch gekennzeichnet ist. Beim Vergleich zwischen den Szenarien ist der Anstieg des Stromverbrauchs von A 2035 nach C 2035 gut zu erkennen. Darüber hinaus zeigt die Abbildung deutlich den unterschiedlichen Einsatz der konventionellen Kraftwerke und nachfrageseitigen Flexibilitäten in den verschiedenen Situationen.

Die Stunden der höchsten Residuallast und des höchsten unflexiblen (nicht-marktorientierten) Stromverbrauchs sind durch eine hohe Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken sowie durch Stromimporte aus dem Ausland gekennzeichnet. Letztere sind in den Stunden mit höchster Residuallast deutlich größer. Im Zusammenspiel mit einer Entnahme aus den Speichern kompensieren sie die geringe Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. In B 2035 und C 2035 wird darüber hinaus auch die Möglichkeit zur Abschaltung bzw. Verschiebung von Stromnachfrage (DSM) genutzt. In beiden Situationen werden Power-to-X-Technologien nicht eingesetzt, um den Stromverbrauch nicht noch weiter zu erhöhen.



In den dargestellten Stunden mit höchster Stromerzeugung ist dagegen ein hoher Einsatz von Power-to-X-Technologien zu beobachten. Die Nutzung von Power-to-X-Anlagen, die Befüllung von Pumpspeichern und Stromexporte ins Ausland tragen ebenso wie ein deutliches Herunterfahren der konventionellen Kraftwerke zur Integration einer sehr hohen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bei. Die Stunden mit höchster Stromerzeugung sind in allen Szenarien durch eine Einspeisung aus erneuerbaren Energien von weit über 100 GW gekennzeichnet. Aufgrund des hohen Einsatzes der zuschaltbaren Verbraucher ist der Gesamtstromverbrauch in diesen Stunden noch höher als in den zuvor analysierten Höchstlaststunden des unflexiblen Stromverbrauchs.

In keinem der Szenarien kommt es in den Marktsimulationen zu Situationen, in denen die Stromnachfrage in Deutschland nicht durch die im Szenariorahmen definierten Erzeugungseinheiten oder Stromimport gedeckt werden kann. Reservekraftwerke kommen nicht zum Einsatz. Entsprechend werden die modellseitig angenommenen lastnahen und netzneutralen Reserven zu keinem Zeitpunkt aktiviert. Für eine belastbare Bewertung des Niveaus der Versorgungssicherheit in den Szenarien wären jedoch weitere Analysen außerhalb des NEP notwendig.

Tabelle 18: Kennzahlen ausgewählter Höchstlastsituationen

	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Höchste Residuallast [GW]	89,9	90,5	95,5	92,7
Höchster unflexibler (nicht-markt-orientierter) Stromverbrauch [GW]	103,4	106,0	112,2	109,2
Höchste Erzeugung [GW]	130,3	136,8	144,4	142,6

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Das sogenannte Demand Side Management, also die Lastverschiebung oder -abschaltung bei Industrie- und GHD-Kunden (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen), wird in allen Szenarien nur in sehr geringem Umfang eingesetzt. So wird deren Stromverbrauch in den betrachteten Szenarien für das Jahr 2035 lediglich in Höhe von 0,4 TWh (A 2035) bis 0,7 TWh (C 2035) verschoben. In B 2040 steigt die zeitlich verschobene Strommenge auf 1,2 TWh. Abschaltbare Lasten werden noch deutlich weniger abgerufen. Ihr Einsatz beträgt in allen Szenarien für 2035 etwa 0,1 TWh und in B 2040 0,2 TWh. Der geringe Einsatz ist vor allem durch die relativ hohen Abrufkosten von 100 bis 300 €/MWh begründet.

Volllaststunden der Erzeugungsanlagen in Deutschland

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 einem halben Jahr erbracht. Die Analyse von Volllaststunden über mehrere Jahre oder im Szenarienvergleich zeigt, wie sich der Einsatz von Kraftwerkstypen ändert. Volllaststunden erlauben zudem eine Aussage dahingehend, durch wie viel Nennleistung eines Kraftwerkstyps die Nennleistung eines anderen ersetzbar wäre, und leisten einen Beitrag zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Kraftwerkstypen.

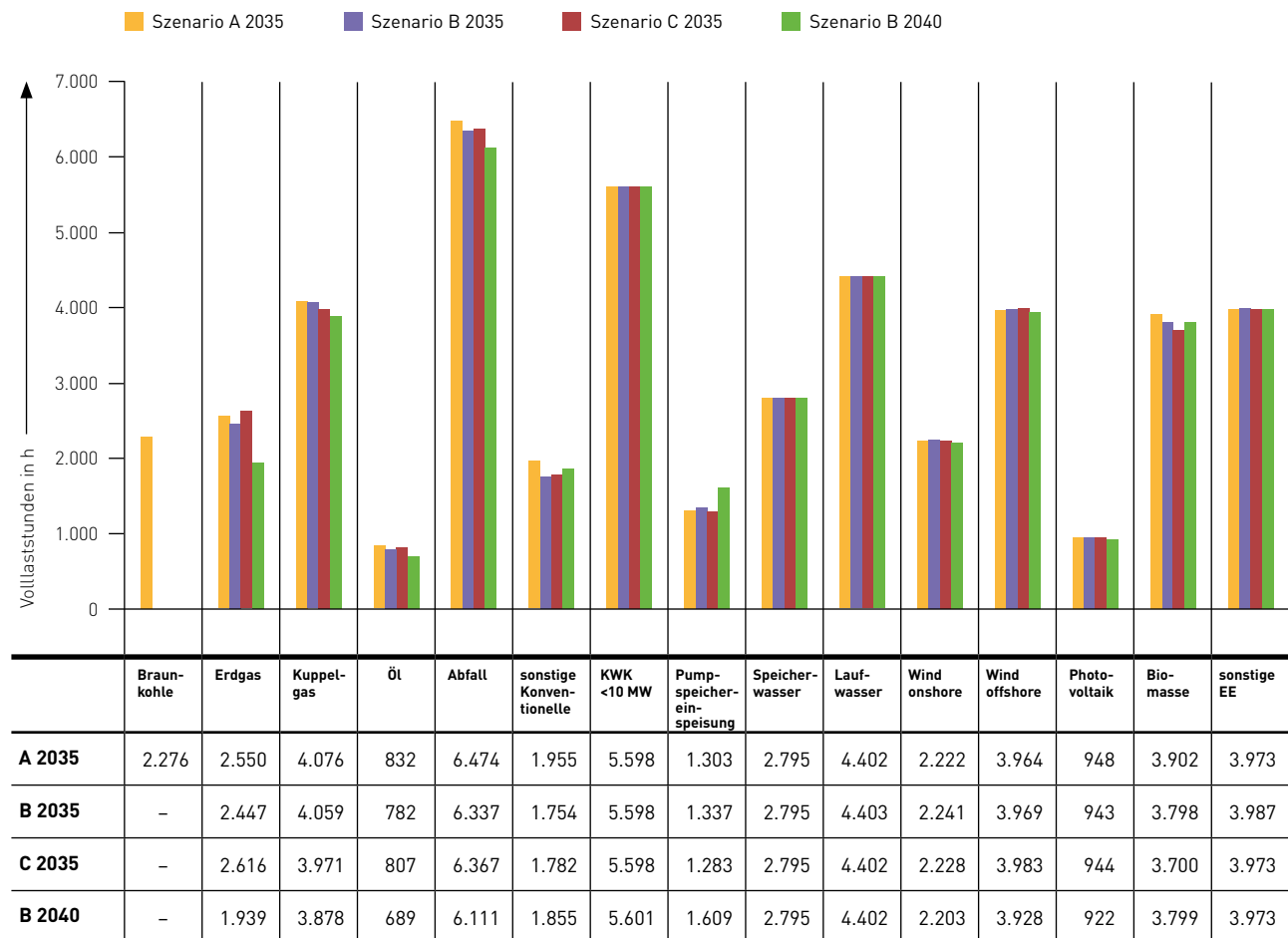
Für die genaue Höhe der Volllaststunden sind die Position der einzelnen Kraftwerke in der Merit-Order der Marktsimulation oder auch zusätzliche Versorgungsaufgaben entscheidend. Konventionelle Kraftwerke mit hohen Investitionskosten können nur dann am Markt bestehen, wenn ihre variablen Brennstoffkosten 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 Überschussenergie und Spitzenkappung – aus den jeweiligen regionalen Gegebenheiten und Wetterverhältnissen. Gleichwertige Anlagen an unterschiedlichen Standorten führen somit zu unterschiedlichen Einspeisungen.



Die in Abbildung 35 dargestellten Volllaststunden ergeben sich jeweils aus der gesamten Energieerzeugung einer Kraftwerksklasse dividiert durch die in dieser Klasse insgesamt installierte Nettoleistung. Dabei sind insbesondere die sehr geringen Volllaststunden von Braunkohle- und Erdgaskraftwerken auffällig. Diese liegen mit etwa 2.000 Volllaststunden deutlich unter dem heutigen Niveau. Aufgrund der zunehmenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien reduziert sich ihr Einsatz noch stärker als ihre installierte Leistung. Im Szenario B 2040 ist die Auslastung der Erdgaskraftwerke aufgrund des höheren EE-Anteils am geringsten. Auf Seiten der konventionellen Kraftwerke erreichen in den Szenarien des NEP 2035 (2021) nur Abfall- und Kuppelgaskraftwerke Volllaststunden von mehr als 4.000 Stunden. Ihre Auslastung orientiert sich nicht primär an den am Strommarkt zu erzielenden Erlösen, sondern vor allem an den zu verwertenden Abfall- und Kuppelgasmengen.

Verglichen mit den Angaben im Genehmigungsdokument zur Abschätzung des Anteils am Bruttostromverbrauch, schwanken die tatsächlich erreichten Volllaststunden von Windenergie- und PV-Anlagen leicht zwischen den Szenarien. Die geringen Unterschiede zwischen den Szenarien resultieren insbesondere aus der Regionalisierung des jeweiligen unterschiedlichen Zubaus sowie der unterschiedlichen Menge an auftretender Überschussleistung (siehe folgender Abschnitt).

Abbildung 35: Vergleich der gemittelten Volllaststunden in Deutschland je Szenario



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Überschüssige Stromerzeugung von EE-Anlagen in Deutschland

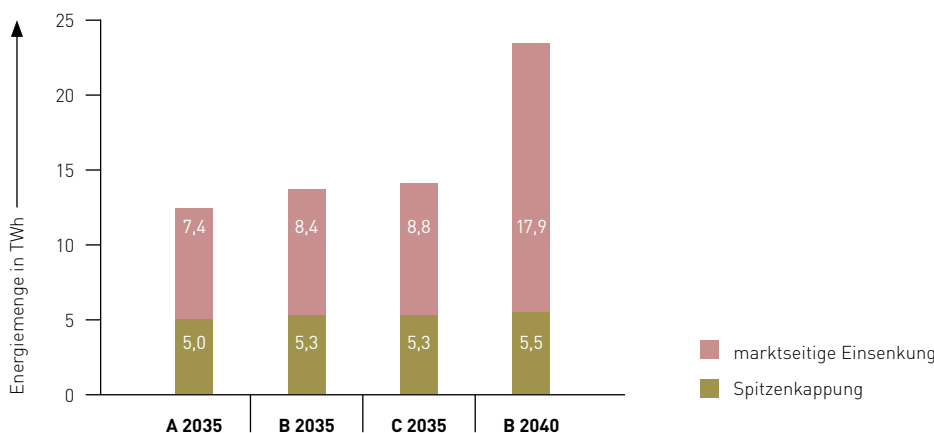
Ein überschüssiges Angebot an Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien tritt dann auf, wenn zur Deckung der Nachfrage im Inland nicht das gesamte Angebot benötigt wird und die verbleibende Strommenge auch nicht exportiert oder gespeichert werden kann. Diese Größe ergibt sich also aus einer marktseitigen Betrachtung. Netzrestriktionen, die die Aufnahme von Strom aus erneuerbaren Energien möglicherweise verhindern, spielen bei der Ermittlung dieses Überschusses keine Rolle. Davon abzugrenzen sind auch die Spitzenkappung als Planungsinstrument, welche die Einspeisespitzen bereits vor der Marktsimulation absenkt (siehe Kapitel 2), und das Einspeisemanagement, welches die Abregelung von EE-Anlagen aufgrund von Netzengpässen in einem bestehenden Netz bezeichnet.

Ein solcher Überschuss kann sich in einem von erneuerbaren Energien dominierten Stromsystem insbesondere in Zeiten von hoher EE-Stromerzeugung ergeben und wird durch eine unflexible, nicht regelbare Einspeisung des thermischen Kraftwerksparks („Must-Run“) weiter erhöht. Kann der Stromverbrauch von flexiblen Verbrauchern und Speichern oder der Stromexport nicht weiter erhöht werden, wird die Einspeisung aus erneuerbaren Energien im Marktmodell entsprechend zurückgefahren. Dabei ist die Existenz von eingesenkter Überschussleistung nicht zwangsläufig als negativ zu bewerten. Vielmehr ist, analog zur Spitzenkappung in der Netzdimensionierung, aus Gesamtkostensicht zu betrachten, bis zu welcher Höhe an EE-Einspeisung eine Auslegung der marktseitigen Flexibilität ökonomisch sinnvoll ist.

Tatsächlich wird in den Szenarien des NEP 2035 (2021) von einer deutlichen Flexibilisierung der konventionellen Kraftwerke und des Stromverbrauchs ausgegangen (siehe Kapitel 2). Im Vergleich zum NEP 2030 (2019) zeigt sich dennoch ein weiterer Anstieg der Überschussmengen. Dies hängt nicht nur mit der angestiegenen inländischen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zusammen. Ein weiterer Grund hierfür scheint insbesondere die verminderte Möglichkeit eines Stromexports in Überschussstunden zu sein. Neben den, im Vergleich zum vergangenen NEP, reduzierten Handelskapazitäten ist der Stromerzeugungsmix der Nachbarstaaten selbst durch deutlich höhere EE-Anteile gekennzeichnet. Zu Stunden mit hohem EE-Angebot in Deutschland herrscht tendenziell auch in den Nachbarstaaten ein erhöhtes EE-Angebot vor und die Nachfrage nach Strom aus Deutschland ist entsprechend gering.

Für das Jahr 2035 ist die überschüssige Stromerzeugung aus EE-Anlagen im Szenario A mit 7,4 TWh am geringsten und im Szenario C mit 8,8 TWh am höchsten. Das Szenario B 2040 zeigt mit 17,9 TWh die mit Abstand höchste Menge an Überschussleistung, was neben dem höheren EE-Anteil in Deutschland auch an der weiter ansteigenden EE-Nutzung im Ausland liegt. Insgesamt werden damit in B 2040 23,4 TWh EE-Erzeugung entweder durch Spitzenkappung oder durch marktseitige Überschüsse nicht in das Stromsystem integriert. Das entspricht etwa 4,3 % der potenziellen EE-Einspeisung in diesem Szenario. In den Szenarien für 2035 liegt dieser Wert bei rund 2,7 %.

Abbildung 36: Spitzenkappung und marktseitige Einsenkung von EE-Anlagen in den Szenarien des NEP 2035 (2021)

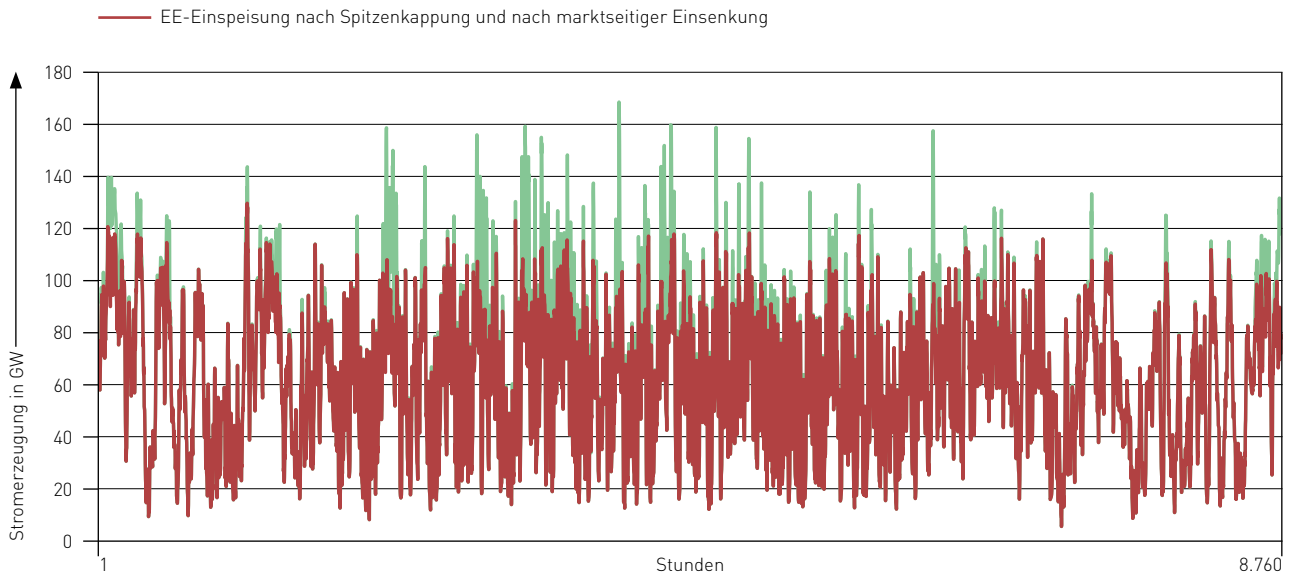


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



In Abbildung 37 ist dazu passend der stündliche Vergleich zwischen dem theoretisch erzeugbaren EE-Strom und der tatsächlich ins System integrierten Menge exemplarisch für das Szenario B 2040 aufgeführt. Dort könnten theoretisch bis zu 170 GW in Spitze aus erneuerbaren Energien produziert werden. Aufgrund von Spitzenkappung und marktseitiger Einsenkung werden davon aber maximal 130 GW für die Netzentwicklungsplanung relevant.

Abbildung 37: Zeitreihe der EE-Einspeisung vor und nach Spitzenkappung und marktseitiger Einsenkung im Szenario B 2040



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

4.2.3 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.
- Mehr als ein Drittel des jährlichen Strombedarfs werden in Süd- und Westdeutschland aus in- und ausländischen Importen gedeckt.
- Der Erzeugungsüberschuss in den nördlichen Bundesländern ist sehr hoch. Niedersachsen und Schleswig-Holstein kommen in Szenario B 2035 zusammen auf einen jährlichen Erzeugungsüberschuss von über 140 TWh. Brandenburg kann mehr als Doppelte und Mecklenburg-Vorpommern mehr als das Dreifache des jährlichen Verbrauchs mit eigener Erzeugung decken.
- Bis zum Jahr 2040 erhöht sich der Erzeugungsüberschuss in Norddeutschland weiter. Für Schleswig-Holstein entspricht die prognostizierte Stromerzeugung dann mehr als dem Vierfachen des eigenen Strombedarfs. Die konventionelle Erzeugung wird dabei immer weiter reduziert.

Die Abbildungen 38 bis 41 stellen für jedes Bundesland für die einzelnen Szenarien jeweils Stromerzeugung und Stromverbrauch gegenüber. Power-to-X-Anwendungen als steuerbare Verbraucher sind hierbei separat ausgewiesen. Nicht dargestellt sind durch die Spitzenkappung weggefallene oder marktseitig eingesenkte Energiemengen. Diese werden in Kapitel 4.2.2 erläutert und dargestellt.



Insgesamt zeigt sich für die deutschen Bundesländer eine heterogene Last- und Erzeugungsstruktur. Insbesondere die südlichen und westlichen Bundesländer weisen Erzeugungsdefizite auf, welche durch Importe aus anderen Bundesländern sowie aus dem Ausland gedeckt werden müssen. Umgekehrt weisen vor allem die nördlich gelegenen Bundesländer aufgrund der dort verorteten Stromerzeugung aus Wind (on- und offshore) einen großen Erzeugungsüberschuss auf. Allein Niedersachsen und Schleswig-Holstein kommen zusammen auf einen jährlichen Erzeugungsüberschuss von 123 bis 156 TWh in den Szenarien für 2035. Mecklenburg-Vorpommern kann mehr als das Dreifache seines jährlichen Verbrauchs mit eigener Erzeugung decken.

Bei der Betrachtung der Stromerzeugungsmengen nach Technologie dominieren die erneuerbaren Energien. Sie stellen in nahezu allen Bundesländern den überwiegenden Anteil der Stromerzeugung dar. Dabei sind die Küstenländer geprägt durch große Stromerzeugungsmengen aus Offshore-Windenergie. Allein diese Strommenge liegt in Szenario B 2040 etwa auf dem Niveau des jährlichen Stromverbrauchs Nordrhein-Westfalens. Die Bundesländer mit der höchsten Stromerzeugung aus Onshore-Windenergieanlagen befinden sich mit Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Brandenburg ebenso im Norden Deutschlands. Dagegen wird ungefähr die Hälfte der Stromerzeugung aus PV-Anlagen in Bayern, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen produziert. Da die Erzeugung aus erneuerbaren Energien grundsätzlich abhängig von den lokalen Wetterbedingungen ist, kann diese im zeitlichen Verlauf stark variieren. Insbesondere in den tendenziell windreicheren Herbst- und Wintermonaten kann die Erzeugung in den nördlichen Bundesländern und damit das Erzeugungsgefälle innerhalb Deutschlands besonders groß sein.

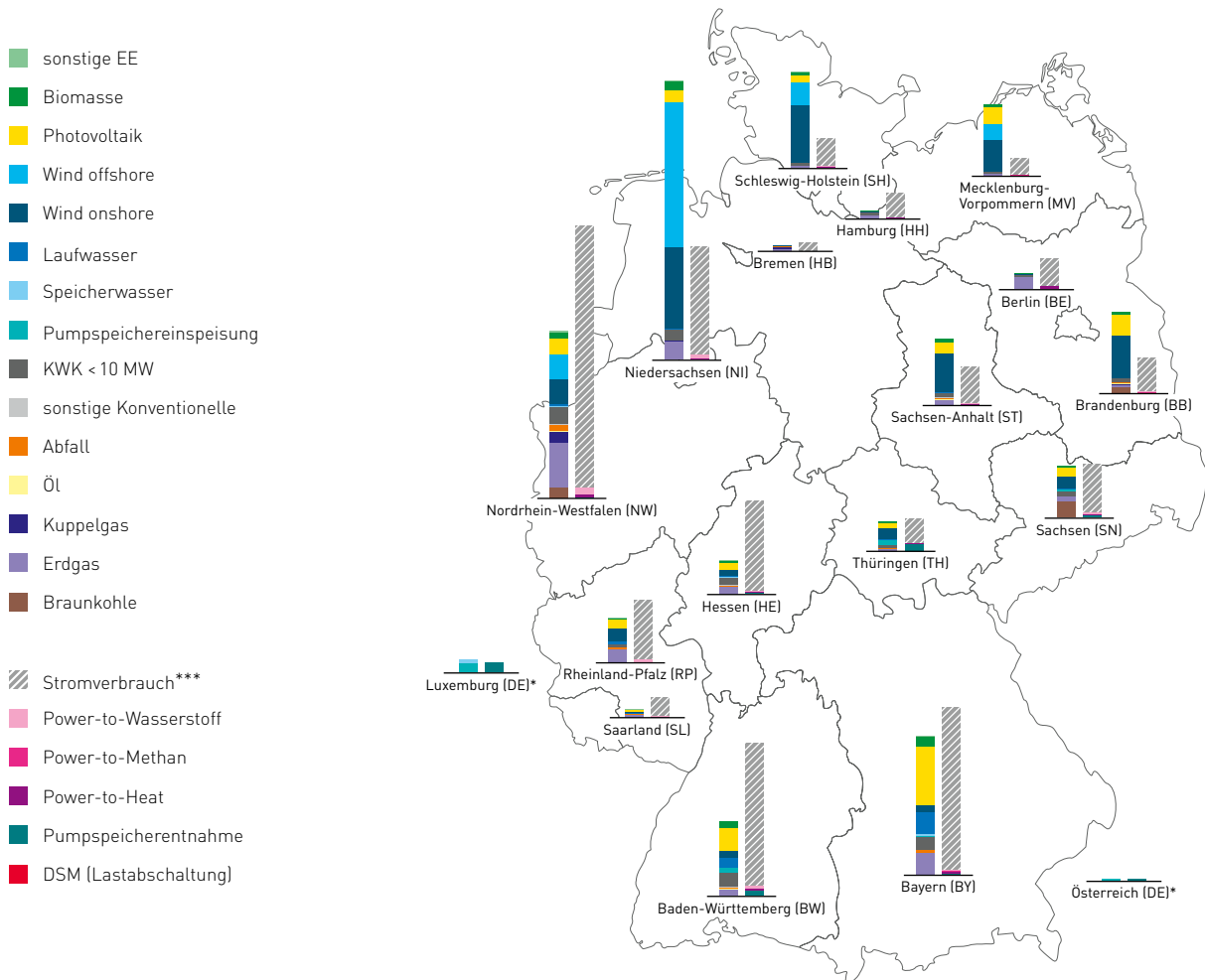
Die konventionelle Stromerzeugung spielt in den Szenarien nur noch eine untergeordnete Rolle. Erdgas ist der letzte verbliebene konventionelle Energieträger mit signifikanten Erzeugungsmengen¹⁸ – zwischen 123 und 148 TWh im Jahr 2035. Diese befinden sich schwerpunktmäßig in Nordrhein-Westfalen, Bayern und Niedersachsen. Im weiteren Verlauf reduziert sich die Stromerzeugungsmenge aus Erdgas auf 114 TWh in 2040. Stromerzeugung aus Braunkohle erfolgt nur in Szenario A 2035 in den Braunkohleregionen der Länder Nordrhein-Westfalen, Brandenburg und Sachsen.

Aus den Bundesländerbilanzen und dem daraus ersichtlichen Erzeugungsgefälle innerhalb Deutschlands ergibt sich bereits eine erste Indikation für den Übertragungsbedarf, die jedoch in den Netzanalysen auf Basis der jeweiligen Netznutzungsfälle verifiziert werden muss.

¹⁸ Stromerzeugung aus erdgasbetriebenen Großkraftwerken und KWK<10MW.



Abbildung 38: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario A 2035



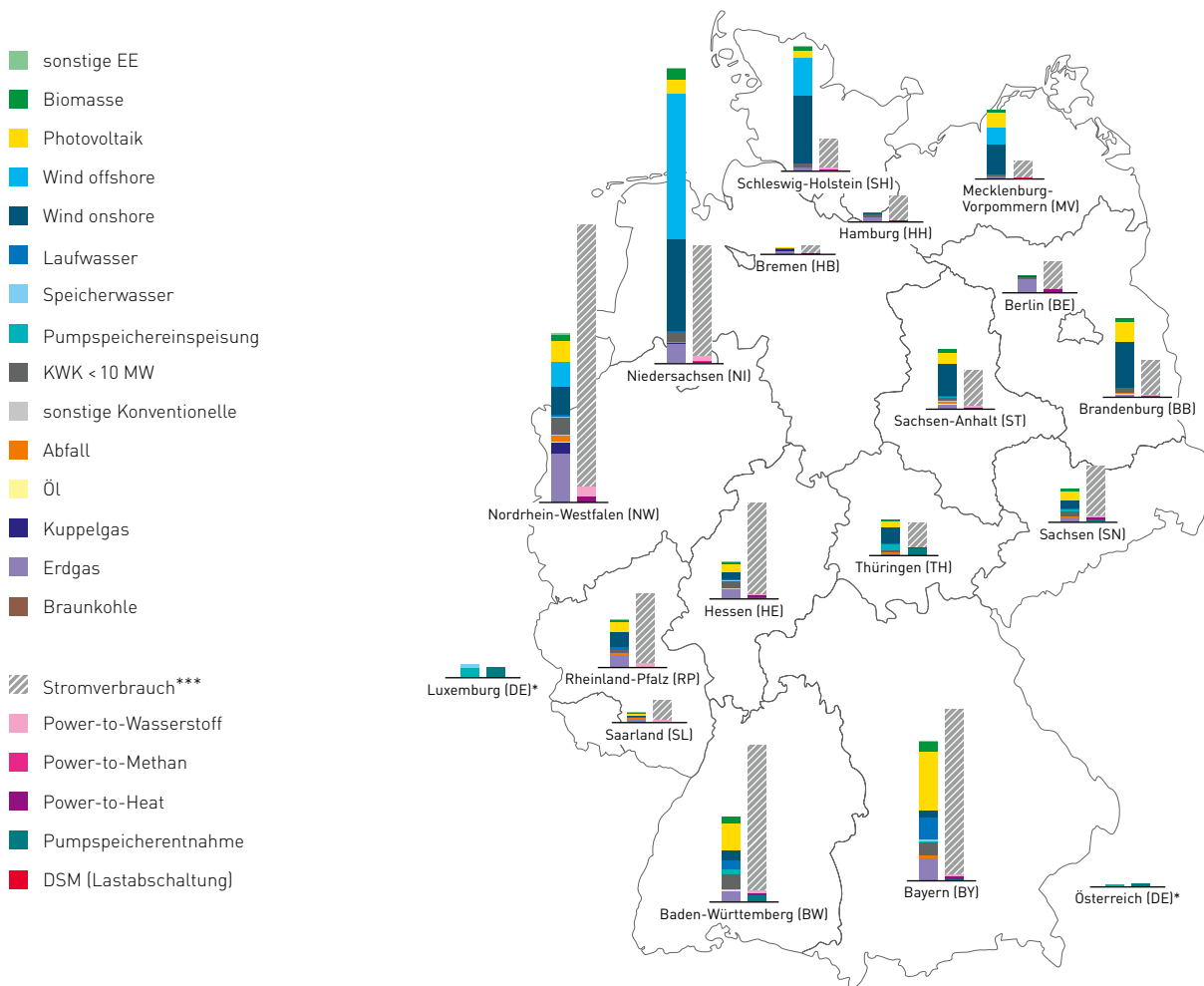
A 2035 (in TWh)	Braun- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Abfall	sonstige Konven- tionelle	KWK < 10 MW	Pump- speicher- ein- speisung	Speicher- wasser	Lauf- wasser	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	sonstige EE	Strom- ver- brauch ***	DSM	Pump- speicher- ent- nahme	PIH	PIM	PW
BW	0,0	3,6	0,0	0,2	0,7	0,3	7,8	2,4	0,0	5,1	4,2	0,0	11,8	3,3	0,0	76,2	0,0	3,0	0,9	0,0	1,1
BY	0,0	11,7	0,0	0,0	1,4	0,0	7,1	0,5	0,6	11,9	4,0	0,0	31,3	5,3	0,3	87,1	0,0	0,7	1,0	0,1	0,5
BE	0,0	6,3	0,0	0,0	0,3	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,2	0,0	14,6	0,0	0,0	1,5	0,0	0,0
BB	3,4	0,8	0,4	0,2	0,8	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0	23,0	0,0	10,6	1,4	0,0	18,3	0,0	0,0	0,2	0,1	0,3
HB	0,0	1,2	0,6	0,0	0,6	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	4,5	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
HH	0,0	1,4	0,0	0,0	0,2	0,0	1,9	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,1	0,0	13,2	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0
HE	0,0	3,8	0,0	0,0	0,7	0,1	3,8	0,5	0,1	0,3	3,6	0,0	3,6	1,0	0,1	48,1	0,0	0,7	0,5	0,0	0,5
MV	0,0	0,7	0,0	0,0	0,1	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	17,1	8,6	8,7	1,3	0,0	8,9	0,0	0,0	0,2	0,1	0,0
NI	0,0	9,7	0,2	0,0	0,5	0,0	5,4	0,1	0,0	0,4	43,8	77,2	6,0	5,2	0,1	57,8	0,0	0,2	0,6	0,2	1,6
NW	5,6	23,8	5,9	0,2	3,4	0,2	9,3	0,2	0,1	0,9	13,7	13,2	8,5	2,9	1,0	139,6	0,0	0,3	1,8	0,0	3,2
RP	0,0	6,9	0,0	0,0	0,6	0,0	2,0	0,0	0,0	1,2	7,1	0,0	5,2	0,6	0,1	32,2	0,0	0,0	0,1	0,0	1,1
SL	0,0	1,1	0,3	0,0	0,2	0,0	0,3	0,0	0,0	0,1	0,8	0,0	1,1	0,1	0,2	9,8	0,0	0,0	0,1	0,0	0,5
SN	8,8	2,2	0,0	0,0	0,1	0,0	3,0	1,0	0,0	0,5	6,2	0,0	4,7	1,0	0,0	26,2	0,0	1,3	0,5	0,0	0,7
ST	0,0	2,6	0,0	0,1	1,2	0,1	2,3	0,1	0,0	0,2	21,1	0,0	5,9	1,6	0,0	19,4	0,0	0,1	0,1	0,1	0,6
SH	0,0	0,9	0,0	0,0	0,2	0,1	1,9	0,1	0,0	0,0	30,3	12,1	3,9	1,7	0,1	14,7	0,0	0,1	0,7	0,0	0,5
TH	0,0	1,0	0,0	0,0	0,1	0,0	1,8	2,8	0,0	0,2	6,1	0,0	2,6	0,8	0,0	13,3	0,0	3,5	0,1	0,0	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,2	0,0	0,0	0,0
Summe**	17,8	77,8	7,4	0,7	10,9	0,7	51,5	13,3	2,5	20,8	181,1	111,0	104,4	26,5	1,8	610,7	-0,1	15,9	8,3	0,8	10,7

* Erzeugungsmengen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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

*** Stromverbrauch umfasst den konventionellen Stromverbrauch sowie Wärmepumpen, E-Fahrzeuge, Industriemehrverbrauch und Netzverluste im Verteilnetz. Die Netzverluste im Übertragungsnetz können nicht eindeutig den Bundesländern zugeordnet werden und sind daher nur in der Summe enthalten.

Abbildung 39: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2035



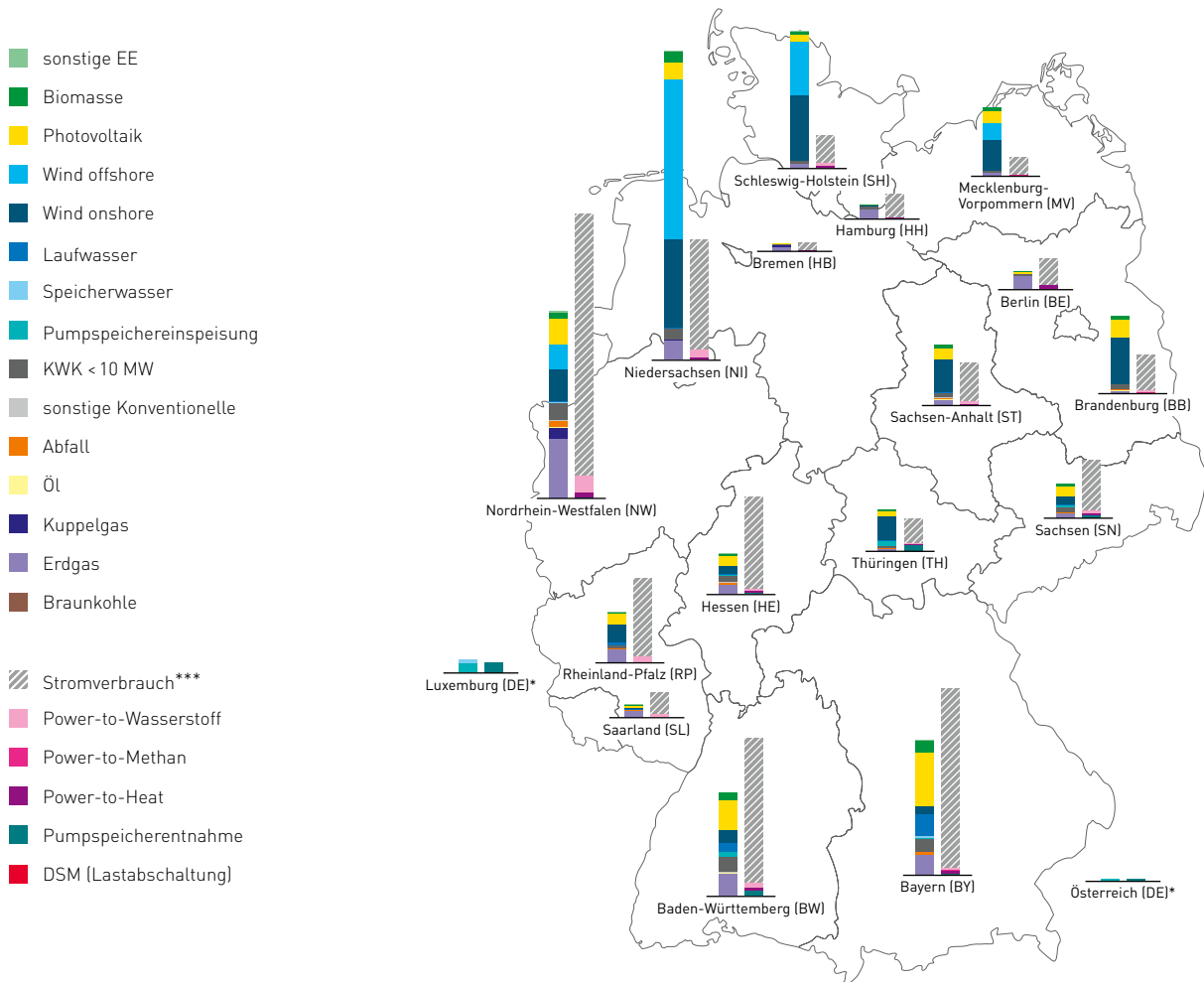
B 2035 (in TWh)	Braun- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Abfall	sonstige Konven- tionelle	KWK < 10 MW	Pump- speicher- ein- speisung	Speicher- wasser	Lauf- wasser	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	sonstige EE	Strom- ver- brauch ***	DSM	Pump- speicher- ent- nahme	PTH	PTM	PW
BW	0,0	5,5	0,0	0,1	0,7	0,2	7,8	2,4	0,0	5,1	5,6	0,0	14,0	3,5	0,0	76,7	0,0	3,1	1,0	0,0	1,8
BY	0,0	11,8	0,0	0,0	1,3	0,0	7,1	0,5	0,6	11,9	4,2	0,0	30,7	5,6	0,3	88,0	0,0	0,7	1,2	0,1	0,9
BE	0,0	6,8	0,0	0,0	0,2	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,5	0,2	0,0	14,7	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0
BB	0,0	0,7	0,4	0,2	0,8	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0	24,8	0,0	10,3	1,6	0,0	18,5	0,0	0,0	0,2	0,1	0,4
HB	0,0	1,5	0,7	0,0	0,6	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	4,5	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
HH	0,0	2,0	0,0	0,0	0,2	0,0	1,9	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,1	0,0	13,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0
HE	0,0	4,4	0,0	0,0	0,6	0,1	3,8	0,5	0,1	0,3	3,9	0,0	4,5	1,0	0,1	48,5	0,0	0,7	0,6	0,0	0,9
MV	0,0	0,8	0,0	0,0	0,1	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	16,1	8,6	7,9	1,4	0,0	9,1	0,0	0,0	0,2	0,1	0,1
NI	0,0	10,6	0,2	0,0	0,5	0,0	5,4	0,1	0,0	0,4	48,8	77,1	7,5	5,6	0,1	58,2	0,0	0,2	0,8	0,2	2,6
NW	0,0	25,7	5,9	0,2	3,4	0,2	9,3	0,2	0,1	0,9	15,2	13,2	11,1	3,1	1,0	139,3	0,0	0,3	2,4	0,0	5,2
RP	0,0	6,5	0,0	0,0	0,6	0,0	2,0	0,0	0,0	1,2	8,2	0,0	5,7	0,7	0,1	37,2	0,0	0,0	0,1	0,0	1,8
SL	0,0	1,7	0,3	0,0	0,2	0,0	0,3	0,0	0,0	0,1	0,8	0,0	1,3	0,1	0,2	10,6	0,0	0,0	0,2	0,0	0,9
SN	0,0	2,3	0,0	0,0	0,1	0,0	3,0	1,0	0,0	0,5	4,4	0,0	5,0	1,1	0,0	26,4	0,0	1,3	0,6	0,0	1,2
ST	0,0	2,4	0,0	0,1	1,2	0,1	2,3	0,1	0,0	0,2	17,5	0,0	5,8	1,8	0,0	19,5	0,0	0,1	0,1	0,1	0,9
SH	0,0	1,6	0,0	0,0	0,2	0,1	1,9	0,1	0,0	0,0	35,9	20,3	3,9	1,8	0,1	14,9	0,0	0,1	0,8	0,0	0,9
TH	0,0	0,9	0,0	0,0	0,1	0,0	1,8	2,9	0,0	0,2	9,0	0,0	2,8	0,9	0,0	13,5	0,0	3,5	0,1	0,0	0,1
AT (DE)*	0,0	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	0,0	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,1	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,4	0,0	0,0	0,0
Summe**	0,0	85,3	7,4	0,6	10,7	0,6	51,5	13,7	2,5	20,8	194,5	119,2	111,1	28,5	1,8	620,2	-0,1	16,4	10,1	0,8	17,5

* Erzeugungsmengen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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

*** Stromverbrauch umfasst den konventionellen Stromverbrauch sowie Wärmepumpen, E-Fahrzeuge, Industriemehrverbrauch und Netzverluste im Verteilnetz. Die Netzverluste im Übertragungsnetz können nicht eindeutig den Bundesländern zugeordnet werden und sind daher nur in der Summe enthalten.

Abbildung 40: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario C 2035



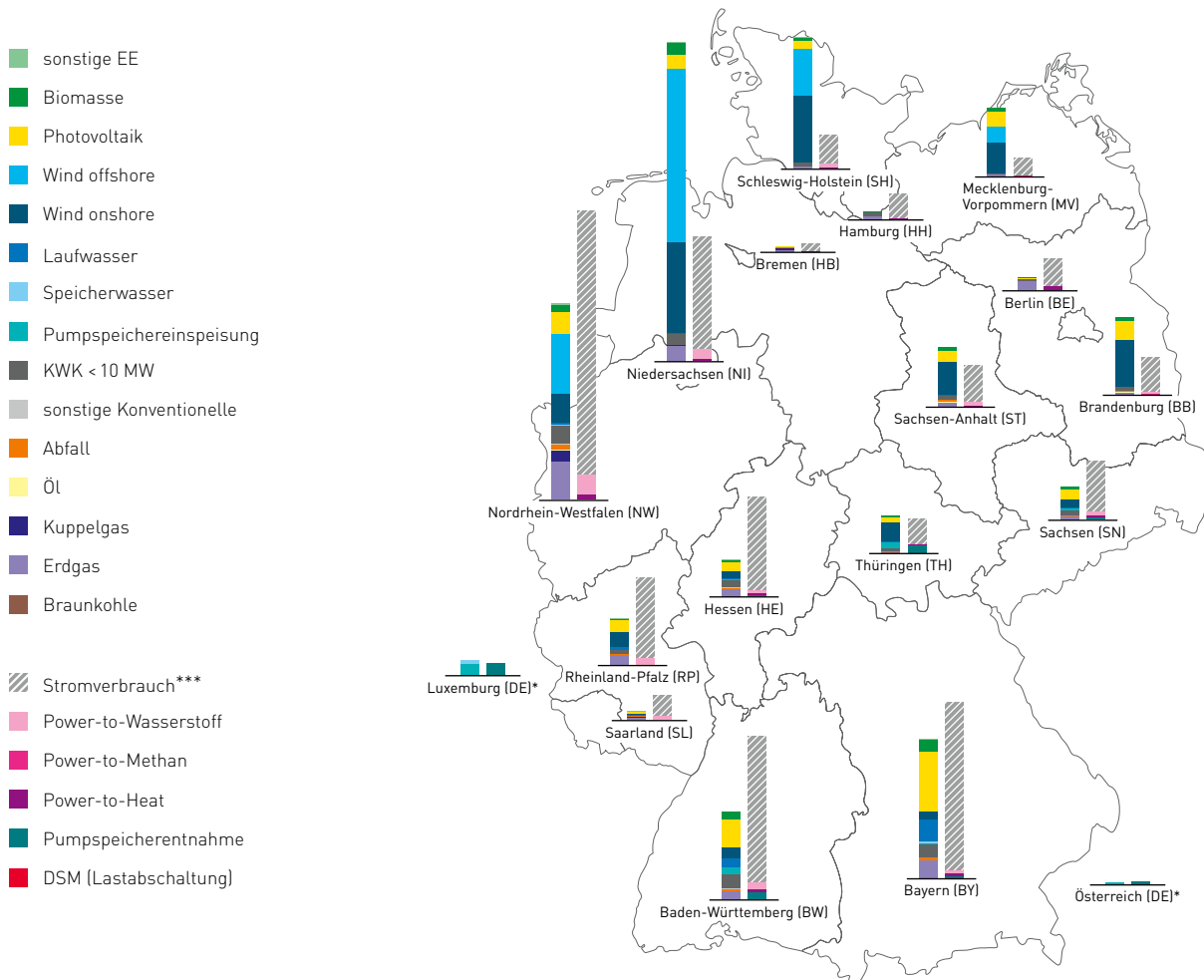
C 2035 (in TWh)	Braun- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Abfall	sonstige Konven- tionelle	KWK < 10 MW	Pump- speicher- ein- speisung	Speicher- wasser	Lauf- wasser	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	sonstige EE	Strom- ver- brauch ***	DSM	Pump- speicher- ent- nahme	PTH	PTM	PW
BW	0,0	11,6	0,0	0,2	0,7	0,3	7,8	2,3	0,0	5,1	7,3	0,0	15,5	4,0	0,0	77,2	0,0	2,9	1,2	0,0	2,8
BY	0,0	10,8	0,0	0,0	1,3	0,0	7,1	0,5	0,6	11,9	4,4	0,0	28,4	6,4	0,3	95,7	0,0	0,6	1,5	0,1	1,4
BE	0,0	6,8	0,0	0,0	0,3	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,6	0,2	0,0	14,7	0,0	0,0	1,9	0,0	0,0
BB	0,0	0,7	0,4	0,2	0,8	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0	25,2	0,0	9,6	1,8	0,0	19,1	0,0	0,0	0,3	0,1	0,7
HB	0,0	1,9	0,7	0,0	0,6	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	4,4	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
HH	0,0	4,6	0,0	0,0	0,2	0,0	1,9	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,3	0,2	0,0	13,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0
HE	0,0	5,2	0,0	0,0	0,7	0,1	3,8	0,5	0,1	0,3	4,3	0,0	5,3	1,2	0,1	48,9	0,0	0,7	0,6	0,0	1,4
MV	0,0	1,4	0,0	0,0	0,1	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	16,6	8,6	6,7	1,6	0,0	9,2	0,0	0,0	0,2	0,1	0,1
NI	0,0	10,5	0,1	0,0	0,5	0,0	5,4	0,1	0,0	0,4	47,1	85,3	8,8	6,3	0,1	58,7	0,0	0,2	1,0	0,2	4,2
NW	0,0	31,5	5,7	0,2	3,4	0,2	9,3	0,2	0,1	0,9	17,1	13,2	13,5	3,5	1,0	139,4	0,0	0,3	3,0	0,0	8,5
RP	0,0	6,8	0,0	0,0	0,5	0,0	2,0	0,0	0,0	1,2	9,5	0,0	6,0	0,8	0,1	42,0	0,0	0,0	0,2	0,0	2,8
SL	0,0	3,2	0,3	0,0	0,2	0,0	0,3	0,0	0,0	0,1	0,8	0,0	1,4	0,1	0,2	11,4	0,0	0,0	0,2	0,0	1,4
SN	0,0	2,3	0,0	0,0	0,1	0,0	3,0	0,9	0,0	0,5	4,6	0,0	5,2	1,2	0,0	26,6	0,0	1,2	0,7	0,0	1,9
ST	0,0	2,5	0,0	0,1	1,2	0,1	2,3	0,1	0,0	0,2	18,1	0,0	5,4	2,0	0,0	20,6	0,0	0,1	0,2	0,1	1,5
SH	0,0	1,9	0,0	0,0	0,2	0,0	1,9	0,1	0,0	0,0	34,6	28,4	3,7	2,1	0,1	15,1	0,0	0,1	0,9	0,0	1,4
TH	0,0	0,9	0,0	0,0	0,1	0,0	1,8	2,7	0,0	0,2	12,6	0,0	2,8	1,0	0,0	13,6	0,0	3,3	0,2	0,0	0,1
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0	0,0	0,0
Summe**	0,0	102,5	7,2	0,6	10,7	0,6	51,5	13,1	2,5	20,8	202,5	135,5	113,3	32,2	1,8	640,9	-0,1	15,6	12,5	0,8	28,2

* Erzeugungsmengen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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

*** Stromverbrauch umfasst den konventionellen Stromverbrauch sowie Wärmepumpen, E-Fahrzeuge, Industriemehrverbrauch und Netzverluste im Verteilnetz. Die Netzverluste im Übertragungsnetz können nicht eindeutig den Bundesländern zugeordnet werden und sind daher nur in der Summe enthalten.

Abbildung 41: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2040



B 2040 (in TWh)	Braun- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Abfall	sonstige Konven- tionelle	KWK < 10 MW	Pump- speicher- ein- speisung	Speicher- wasser	Lauf- wasser	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	sonstige EE	Strom- verf- brauch	DSM	Pump- speicher- ent- nahme	PH	PTM	PW
BW	0,0	4,5	0,0	0,0	0,7	0,3	7,9	3,2	0,0	5,1	6,1	0,0	14,6	3,8	0,0	78,0	0,0	4,1	1,1	0,0	3,5
BY	0,0	9,3	0,0	0,0	1,4	0,0	7,2	0,7	0,6	11,9	4,2	0,0	32,0	6,2	0,3	89,7	0,0	0,9	1,3	0,1	1,7
BE	0,0	4,5	0,0	0,0	0,2	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,5	0,2	0,0	15,0	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0
BB	0,0	0,6	0,4	0,1	0,7	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0	24,6	0,0	10,5	1,7	0,0	18,7	0,0	0,0	0,2	0,1	0,8
HB	0,0	1,2	0,6	0,0	0,5	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	4,5	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
HH	0,0	1,5	0,0	0,0	0,2	0,0	1,9	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,2	0,0	13,2	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0
HE	0,0	3,8	0,0	0,0	0,7	0,1	3,9	0,6	0,1	0,3	3,9	0,0	4,8	1,1	0,1	49,3	0,0	0,9	0,6	0,0	1,7
MV	0,0	0,6	0,0	0,0	0,1	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	15,9	8,4	8,3	1,6	0,0	9,3	0,0	0,0	0,2	0,1	0,1
NI	0,0	8,0	0,1	0,0	0,5	0,0	5,5	0,2	0,0	0,4	48,3	92,0	7,8	6,1	0,1	59,6	0,0	0,3	0,9	0,2	5,2
NW	0,0	20,6	5,6	0,2	3,2	0,2	9,5	0,3	0,1	0,9	15,6	31,9	11,7	3,4	1,0	139,7	0,0	0,4	2,7	0,0	10,4
RP	0,0	5,5	0,0	0,0	0,5	0,0	2,0	0,0	0,0	1,2	8,5	0,0	6,0	0,7	0,1	42,4	0,0	0,0	0,2	0,0	3,5
SL	0,0	1,4	0,3	0,0	0,2	0,0	0,3	0,0	0,0	0,1	0,8	0,0	1,4	0,1	0,2	11,5	0,0	0,0	0,2	0,0	1,7
SN	0,0	1,8	0,0	0,0	0,1	0,0	3,1	1,1	0,0	0,5	4,4	0,0	5,2	1,2	0,0	26,7	0,0	1,5	0,6	0,0	2,3
ST	0,0	2,4	0,0	0,1	1,1	0,0	2,3	0,1	0,0	0,2	17,5	0,0	6,0	1,9	0,0	19,6	0,0	0,1	0,2	0,1	1,8
SH	0,0	1,0	0,0	0,0	0,2	0,0	1,9	0,1	0,0	0,0	35,6	24,9	4,1	2,0	0,1	15,1	0,0	0,2	0,8	0,0	1,7
TH	0,0	0,7	0,0	0,0	0,1	0,0	1,8	3,3	0,0	0,2	10,1	0,0	2,9	1,0	0,0	13,7	0,0	4,1	0,2	0,0	0,1
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,9	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,4	0,0	0,0	0,0
Summe**	0,0	67,2	7,1	0,4	10,3	0,6	52,7	16,5	2,5	20,8	195,7	157,2	116,0	31,2	1,8	635,7	-0,2	20,2	11,1	0,7	34,6

* Erzeugungsmengen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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

*** Stromverbrauch umfasst den konventionellen Stromverbrauch sowie Wärmepumpen, E-Fahrzeuge, Industriemehrverbrauch und Netzverluste im Verteilnetz. Die Netzverluste im Übertragungsnetz können nicht eindeutig den Bundesländern zugeordnet werden und sind daher nur in der Summe enthalten.

4.2.4 Einhaltung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung

Die Szenarien des NEP 2035 (2021) stellen mögliche Entwicklungen der Stromerzeugungs- und Verbrauchsstrukturen Deutschlands dar. Sie müssen nach § 12a Abs. 1 S. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Diese Ziele sind für den NEP 2035 (2021) maßgeblich durch die Verabschiedung des Bundes-Klimaschutzgesetzes (September 2019) und des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050 (Oktober 2019) definiert, ergänzt durch die am 01.01.2021 in Kraft getretene Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2021), sowie die am 14.08.2020 in Kraft getretene Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG 2020).

Die energiepolitischen Ziele werden ebenfalls in der Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur (BNetzA) genannt. Die Zielerreichung wird von den ÜNB anhand der Marktsimulationsergebnisse überprüft. Im Einzelnen betrifft dies folgende Ziele:

- 1. Reduktion der Treibhausgasemissionen auf 120 Mio. t CO₂ in 2035 bzw. 60 Mio. t CO₂ in 2040.
- 2. Senkung des Primärenergieverbrauchs gegenüber dem Jahr 2008 um 30 % bis zum Jahr 2030 und um 50 % bis zum Jahr 2050.
- 3. Erhöhung des Anteils des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch auf mindestens 65 % bis zum Jahr 2030.
- 4. Erhöhung der Strommenge aus KWK auf 120 TWh bis zum Jahr 2025.

Die Auswertung der Marktsimulationsergebnisse zeigt, dass die energiepolitischen Ziele in den Szenarien weitestgehend erreicht werden. Insbesondere die Treibhausgasemissionen unterschreiten im Jahr 2035 deutlich die vorgegebene Obergrenze und auch der Anteil der erneuerbaren Energien wird über den Zielwert hinaus gesteigert. Gleichzeitig ist zu beobachten, dass bei geringen Treibhausgasemissionen und hohen Anteilen erneuerbarer Energien die Erreichung des KWK-Ziels erschwert wird, weshalb dieses nur in einem Szenario eingehalten werden kann.

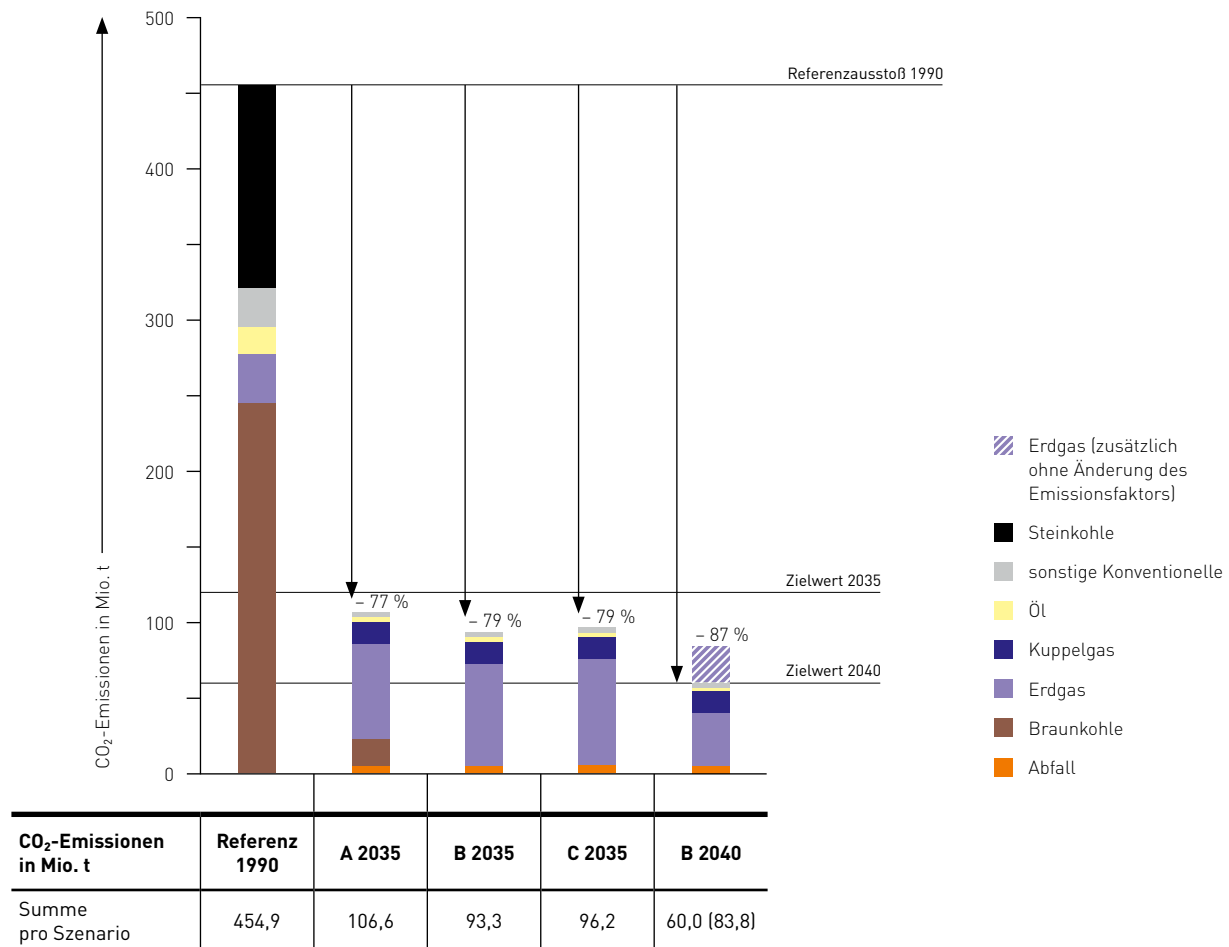
1. Reduktion der Treibhausgasemissionen

Ziel der Bundesregierung ist die Reduktion des Ausstoßes von klimaschädlichen Treibhausgasen in Deutschland, mit besonderem Fokus auf Kohlenstoffdioxid. In Abbildung 42 sind die CO₂-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks in den Szenarien in Relation zu den von der BNetzA im Szenariorahmen vorgegebenen Zielwerten für die Jahre 2035 und 2040 sowie in Relation zum Bezugswert aus dem Jahr 1990 veranschaulicht. Die dargestellten Werte beinhalten neben den für die Stromproduktion anfallenden Emissionen auch die in KWK-Anlagen aus der gekoppelten Wärmeproduktion resultierenden Emissionen (siehe Kapitel 2.5).

Der wesentliche Treiber für die Emissionsreduktion in Deutschland ist wie in den vergangenen Netzentwicklungsplänen der Ausbau erneuerbarer Energien. Hinzu kommt der geplante Ausstieg aus der Kohleverstromung. Der Szenariorahmen des NEP 2035 (2021) berücksichtigt nur noch in Szenario A 2035 Kohlekraftwerke. Außerdem wird in allen Szenarien von einem gegenüber heute deutlich gestiegenen europäischen Basispreis für CO₂-Emissionen ausgegangen, der eine emissionsintensive Stromerzeugung unwirtschaftlicher werden lässt. Ein nationaler Preiszuschlag auf den europäischen CO₂-Preis zur Einhaltung der Emissionsobergrenzen ist in keinem der Szenarien erforderlich. Im Langfristszenario B 2040 kann die Obergrenze von 60 Mio. t CO₂ jedoch nur eingehalten werden, wenn eine Reduktion des Emissionsfaktors von Erdgas-Kraftwerken angenommen wird.

Wie in Abbildung 42 zu erkennen ist, wird die vorgegebene Emissionsobergrenze im Zieljahr 2035 deutlich unterschritten. Die Abbildung zeigt auch, dass die verbliebenen CO₂-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks hauptsächlich auf der Verbrennung von Erdgas basieren. Die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken in Szenario A 2035 führt im Vergleich zu den anderen Szenarien zu höheren Gesamtemissionen.

Abbildung 42: CO₂-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks in den Szenarien des NEP 2035 (2021)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Der Szenariorahmen gibt zwischen den Jahren 2035 und 2040 eine Halbierung der CO₂-Emissionen vor. Zur Einhaltung der Emissionsobergrenze von 60 Mio. t CO₂ sind im Szenario B 2040 weiterführende Maßnahmen erforderlich, da die CO₂-Emissionen sonst bei etwa 83,8 Mio. t CO₂ lägen. Eine mögliche Maßnahme ist die Nutzung von klimaneutralen Gasen in Erdgaskraftwerken. Um das CO₂-Ziel über eine Emissionsreduktion von Erdgaskraftwerken zu erreichen, müssten deren Emissionen um 40,7 % gesenkt werden.

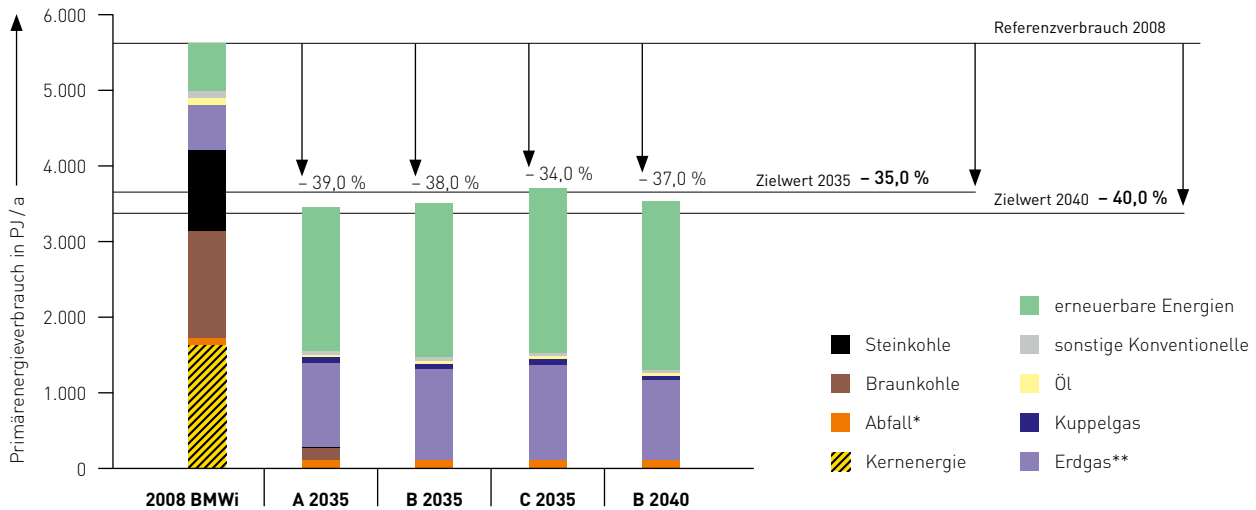
Durch die zunehmende Sektorenkopplung und damit einhergehende Elektrifizierung anderer Sektoren kann der Stromsektor zur Reduktion von CO₂-Emissionen in den Sektoren Verkehr, Wärme und Industrie beitragen. Im NEP 2035 (2021) wird der dadurch entstehende zusätzliche Stromverbrauch durch neue Stromanwendungen in den Bereichen Elektromobilität, Power-to-Heat und Power-to-Gas explizit berücksichtigt. In dem Begleitdokument zum vorliegenden NEP „Beitrag des Stromsektors zur Dekarbonisierung des Energiesystems“¹⁹ werden die mit diesem Stromverbrauch verbundenen CO₂-Emissionen mit Referenzanwendungen im Straßenverkehr (Dieselfahrzeuge), zur Wärmebereitstellung (Erdgas-Kessel) bzw. Wasserstoffherzeugung (Dampfpreformation von Erdgas) verglichen. Es zeigt sich, dass die mit den neuen Stromanwendungen einhergehenden Mehremissionen im Stromsektor mit deutlichen Emissionsminderungen in den anderen Sektoren verbunden sind. Insgesamt führt die im NEP 2035 (2021) abgebildete Elektrifizierung dadurch zu Einsparungen in den Gesamtemissionen des deutschen Energiesystems zwischen 28 und 54 Mio. t CO₂. Damit leistet der Stromsektor in den Szenarien des NEP 2035 (2021) einen zentralen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele in Deutschland.

19 Begleitdokument „Beitrag des Stromsektors zur Dekarbonisierung des Energiesystems“:
www.netzentwicklungsplan.de/Beitrag_Stromsektor_Dekarbonisierung_NEP_2035_V2021_1_Entwurf.pdf

2. Reduktion des Primärenergieverbrauchs

Das Ziel der Bundesregierung sieht eine Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 30 % bis zum Jahr 2030 und um 50 % bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 2008 vor. In Abbildung 43 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 2035 und 2040. In den Szenarien A 2035 und B 2035 wird das Ziel der Bundesregierung erreicht. In Szenario C 2035 wird das Ziel mit 3.697 PJ (statt 3.644 PJ) dagegen knapp und im langfristigen Szenario B 2040 mit 3.529 PJ (statt 3.364 PJ) etwas deutlicher verfehlt.

Abbildung 43: Primärenergieverbrauch des deutschen Kraftwerksparks in den Szenarien des NEP 2035 (2021)



* Summe Primärenergieverbrauch für konventionellen und biogenen Abfall
 ** In Szenario B 2040 wird der Verbrauch des Erdgas-Gemischs vollständig Erdgas zugerechnet.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3. Erhöhung des Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch

Das EEG sieht einen Zielwert für den Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbare Energien am Bruttostromverbrauch vor. Dieser Anteil soll im Jahr 2030 auf 65 % des Bruttostromverbrauchs steigen. Bis zum Jahr 2050 soll der gesamte Strom treibhausgasneutral erzeugt werden.

Für die Berechnung des Anteils in den Szenarien des NEP 2035 (2021) wird jeweils der Bruttostromverbrauch ermittelt. Dieser ergibt sich aus dem Nettostromverbrauch (siehe Kapitel 2.3) zuzüglich der Pumpspeicherentnahme, der Netzverluste und des Kraftwerkseigenverbrauchs gemäß folgender Tabelle:

Tabelle 19: Berechnung des Bruttostromverbrauchs

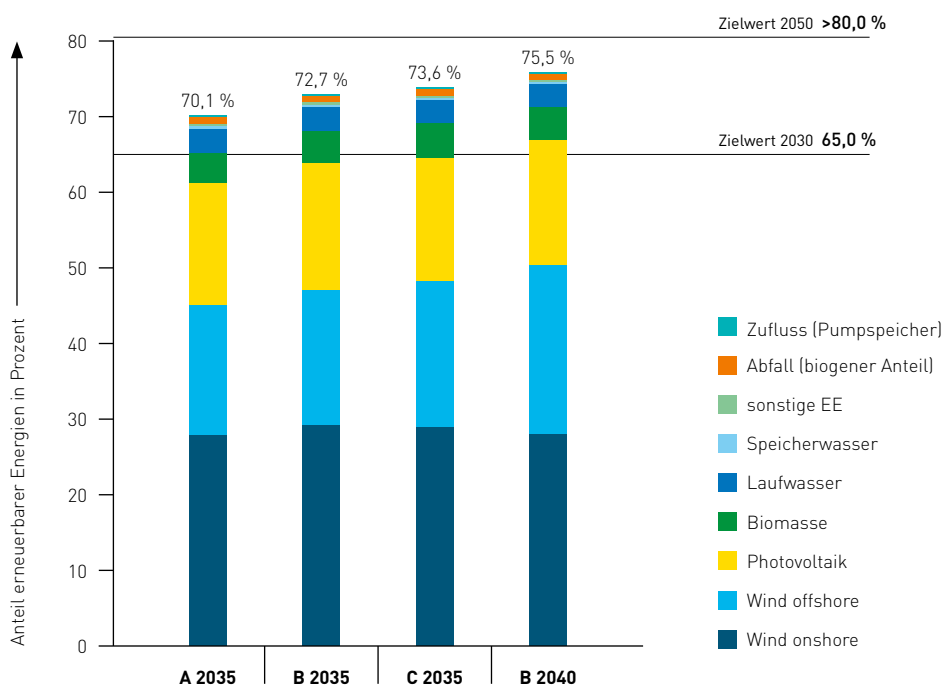
Werte in TWh	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Nettostromverbrauch	586,2	603,4	633,8	634,8
+ Netzverluste	44,1	45,1	48,5	47,4
+ Pumpspeicherentnahme	15,9	16,4	15,6	20,2
+ Kraftwerkseigenverbrauch	3,4	2,0	2,2	1,8
Bruttostromverbrauch (Summe)	649,6	667	700,1	703,9

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen ergibt sich aus der Einspeisung aus PV- und Windenergieanlagen zuzüglich der Einspeisung aus Wasserkraft, Biomasse und sonstigen erneuerbaren Energien. Die Einspeisung aus Abfallkraftwerken wird hälftig, der natürliche Zufluss bei Pumpspeicherkraftwerken vollständig berücksichtigt. Nicht berücksichtigt dagegen werden Energiemengen, die in den Szenarien aufgrund von Spitzenkappung oder marktseitiger Einsenkung von Überschüssen nicht zur Deckung der Stromnachfrage genutzt werden. Insgesamt ergibt sich dadurch eine Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 455,1 TWh in A 2035, 485,2 TWh in B 2035 und 515,4 in C 2035. Im Szenario B 2040 werden 531,7 TWh aus erneuerbaren Energien erzeugt.

In allen Szenarien wird ein Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von mindestens 70 % erreicht. Damit wird der gesetzliche Zielwert für das Jahr 2030 bei einem steigenden Stromverbrauch deutlich überschritten. In Abbildung 44 werden die Anteile der EE-Erzeugung am Bruttostromverbrauch für die Szenarien des NEP 2035 (2021) dargestellt.

Abbildung 44: Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

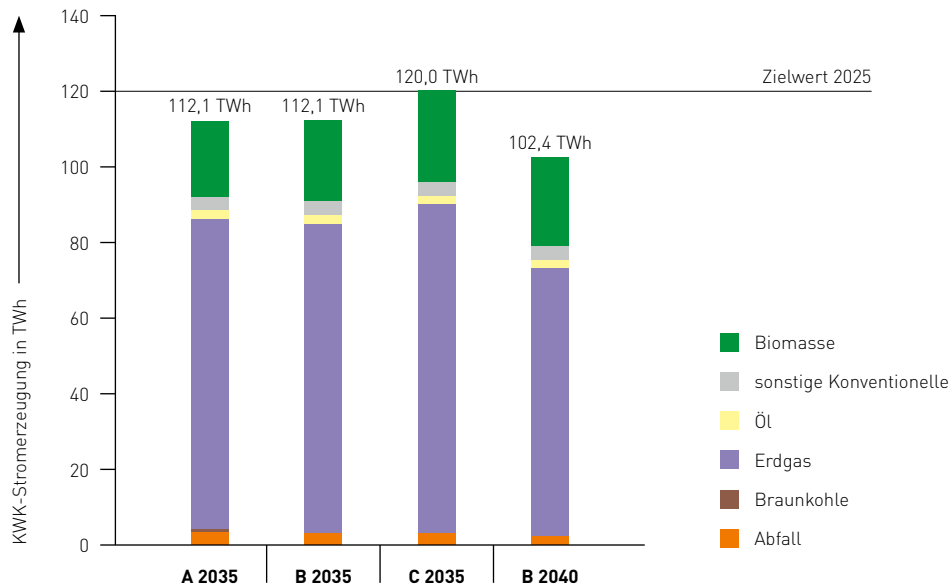
4. Erhöhung des Anteils von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung

Laut § 1 Abs. 1 KWKG soll die Nettostromerzeugung aus KWK-Anlagen bis zum Jahr 2025 auf 120 TWh erhöht werden. In den kommenden Jahrzehnten wird der Wärmebedarf jedoch zunehmend von erneuerbaren Energiequellen und Power-to-Heat-Anlagen gedeckt. Diese Entwicklung führt zusammen mit einem sinkenden Wärmebedarf aufgrund steigender Energieeffizienz dazu, dass das Ziel von 120 TWh Stromerzeugung aus KWK-Anlagen in den Jahren 2035 und 2040 nur schwer zu erreichen ist.

In den Ergebnissen der Marktmodellierung wird das Ziel nur im Szenario C 2035 – dort 120,02 TWh – eingehalten. In den Szenarien A 2035, B 2035 und B 2040 wird das Ziel mit rund 111 TWh, 112 TWh bzw. 102 TWh dagegen verfehlt. In Abbildung 45 ist die KWK-Erzeugung der deutschen KWK-Kraftwerke nach Primärenergieträger sortiert für die einzelnen Szenarien dargestellt. Die Bilanzierung der KWK-Stromerzeugung orientiert sich dabei am AGFW-Arbeitsblatt FW 308²⁰. Wie im NEP 2030 (2019) wird für Biomasse-Kraftwerke ein KWK-Anteil von 75 % angenommen.

²⁰ Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.: „AGFW-Arbeitsblatt FW 308: Zertifizierung von KWK-Anlagen – Ermittlung des KWK-Stromes“, veröffentlicht September 2015: www.agfw.de/energiewirtschaft-recht-politik/energiewende-politik/system-kwk-fernwaerme/fw-308-abgrenzung-des-kwk-prozesses/

Abbildung 45: KWK-Stromerzeugung nach Primärenergietypen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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

- > Forschungsprojekt WILMAR: www.wilmar.risoe.dk
- > Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.: „AGFW-Arbeitsblatt FW 308: Zertifizierung von KWK-Anlagen – Ermittlung des KWK-Stromes“: www.agfw.de/energiewirtschaft-recht-politik/energiewende-politik/system-kwk-fernwaerme/fw-308-abgrenzung-des-kwk-prozesses/
- > Bundesregierung: Klimaschutzprogramm 2030: www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/klimaschutzprogramm-2030.html
- > Begleitdokument „Beitrag des Stromsektors zur Dekarbonisierung des Energiesystems“: www.netzentwicklungsplan.de/Beitrag_Stromsektor_Dekarbonisierung_NEP_2035_V2021_1_Entwurf.pdf

- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen
- 3 Offshore-
Netzausbaubedarf
- 4 Marktsimulation
- 5 Netzanalysen
- 6 Übersicht Maßnahmen
- 7 Konsultation
- 8 Zusammenfassung



5 Netzanalysen

Zusammenfassung

- Im Netzentwicklungsplan 2035 (2021) wurde die NOVA-Definition um die Begrifflichkeiten gemäß § 3 NABEG als NOVA-Typ ergänzt (siehe Kapitel 5.1.2). Dies ermöglicht eine stärkere NOVA-Differenzierung der einzelnen Maßnahmen, sofern dies im frühen Planungsstadium des NEP bereits möglich ist, und erhöht darüber hinaus die Konsistenz mit den Begrifflichkeiten in den späteren Genehmigungsverfahren.
- Der Umfang sowie das Kostenvolumen des Startnetzes vergrößern sich gegenüber dem Netzentwicklungsplan (NEP) 2030 (2019) deutlich. Dies liegt insbesondere an der Überführung der DC-Projekte DC1-5 vom Zubau- in das Startnetz (siehe Kapitel 5.3.2), da bei diesen Projekten das Planfeststellungsverfahren bereits eröffnet wurde oder bis zur Abgabe des zweiten Entwurfs des NEP 2035 (2021) eröffnet sein wird.
- Die von der Bundesnetzagentur im Zuge des NEP 2030 (2017) sowie des NEP 2030 (2019) bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen (u. a. Querregeltransformatoren), die den Leistungsfluss im AC-Netz optimieren und so den zusätzlichen Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf reduzieren, sowie die im NEP 2030 (2019) bestätigten Netzbooster-Pilotanlagen wurden auch im NEP 2035 (2021) berücksichtigt (siehe Kapitel 5.2).
- Wie im vorherigen NEP 2030 (2019) haben die Übertragungsnetzbetreiber auch dieses Mal wieder die möglichen Potenziale zukünftiger innovativer Technologien (u. a. moderne Systemführungskonzepte, Netzbooster), die in Pilotprojekten erprobt werden müssen, im Netzentwicklungsplan implizit berücksichtigt. Dafür wurden in den Szenarien identifizierte Engpässe nicht vollständig durch Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen beseitigt (siehe Kapitel 5.2). Die Höhe des in den Szenarien mit den vorgeschlagenen AC- und DC-Maßnahmen verbleibenden Redispatch als Indikator für die verbleibenden Engpässe ist im Kapitel 5.2.1 angegeben.
- Vor dem Hintergrund eines Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in den Szenarien für 2035 von 70–74 % 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).
- Sämtliche Vorhaben des Regierungsentwurfs des Bundesbedarfsplans (BBP) 2021 sind sowohl in allen Szenarien mit dem Zieljahr 2035 als auch im Langfristszenario B 2040 erforderlich (siehe Kapitel 5.3.6). Die Erforderlichkeit dieser Maßnahmen wird damit im NEP 2035 (2021) erneut bestätigt. Sie sind für ein bedarfsgerechtes Netz angesichts der steigenden Transportaufgabe allerdings noch nicht ausreichend.
- Trotz des um fünf Jahre weiter in die Zukunft reichenden Szenarienhorizonts mit einem erheblichen Zuwachs an erneuerbaren Energien, einem – mit Ausnahme von A 2035 – angenommenen vollständigen Ausstieg aus der Kohleverstromung sowie einem Anstieg der Stromnachfrage in allen Szenarien steigt der Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf im NEP 2035 (2021) gegenüber dem Entwurf des BBP 2021 mit rund 800 km an zusätzlichen Maßnahmen in A 2035 und B 2035 sowie rund 1.460 km in C 2035 nur maßvoll an (siehe Kapitel 5.3.6 und 5.3.7).
- Zum zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021) werden weitere Inhalte ergänzt, deren Bearbeitung zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des ersten Entwurfs noch nicht abgeschlossen war. Konkret handelt es sich hierbei um
 - die Ergebnisse der Netzanalysen des Szenarios B 2040 (siehe Kapitel 5.3.6),
 - die detaillierte Darstellung sowie die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse für die nicht im Entwurf des BBP 2021 enthaltenen Interkonnektoren auf Basis der Szenarien B 2035 und B 2040 (siehe Kapitel 5.4) sowie
 - die Ergebnisse der Stabilitätsberechnungen sowie des Bedarfs an Anlagen zur Kompensation der anfallenden Blindleistung auf Basis des Szenarios B 2035.



5.1 Methodik der Netzanalyse

5.1.1 Planungsgrundsätze

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben gemeinsame **Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes** festgelegt, die im Juli 2020 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/ZwG. Diese Grundsätze gelten auch für die Planungen im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2035 (2021). 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 2035 (2021) in jedem Szenario des nach § 12a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) von der Bundesnetzagentur (BNetzA) genehmigten Szenariorahmens für alle 8.760 Netznutzungsfälle der Jahre 2035 sowie 2040 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.

Die auf Basis der Leistungsflussberechnungen anhand von (n-1)-Nachweisen identifizierten Maßnahmen des Zubau-netzes bilden zusammen mit den Startnetzmaßnahmen (siehe Kapitel 5.3.2) die Grundlage für ein bedarfsgerechtes Netz in den jeweiligen Szenarien (zur Bedarfsgerechtigkeit siehe auch Kapitel 5.2.1).

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 2035 (2021) und damit aufgabengemäß grundsätzlich nicht berücksichtigt. Dennoch wurde im aktuellen NEP 2035 (2021) – wie bereits im vorangegangenen NEP 2030 (2019) – eine von den Planungsgrundsätzen abweichende Vorgehensweise eines bedarfsgerechten Netzausbaus gewählt, um das erwartete Potenzial zukünftiger Innovationen angemessen zu berücksichtigen (siehe Kapitel 5.2).

Die von der BNetzA im genehmigten Szenariorahmen zum NEP 2035 (2021) vorgegebene Spitzenkappung für EE-Anlagen wird von den ÜNB gemäß den im Energiewirtschaftsgesetz (§ 12b Abs. 1 S. 3 i.V.m. § 11 Abs. 2 EnWG) verankerten Vorgaben bereits vor der Marktsimulation umgesetzt (siehe Kapitel 2.4). Demand Side Management (DSM) und weitere Flexibilitätsoptionen werden in der Marktsimulation gemäß den Vorgaben des Szenariorahmens bereits berücksichtigt (siehe für die Berücksichtigung des Szenariorahmens Kapitel 2 und für die Ergebnisse der Marktsimulation Kapitel 4).

5.1.2 Das NOVA-Prinzip

Das NOVA-Prinzip bedeutet **Netzo**ptimierung vor **Netz**verstärkung vor **Netz**ausbau. Es enthält für jede der Stufen verschiedene Optionen, die als anderweitige Planungsmöglichkeiten geprüft werden. Im Rahmen der Netzoptimierung wird grundsätzlich der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb (WAFB), 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, der Einsatz von Blindleistungskompensationsanlagen sowie von aktiven Elementen zur Leistungsflusssteuerung im Übertragungsnetz, wie z. B. Querregeltransformatoren in Deutschland und zu den Nachbarländern, die Höherauslastung von 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.

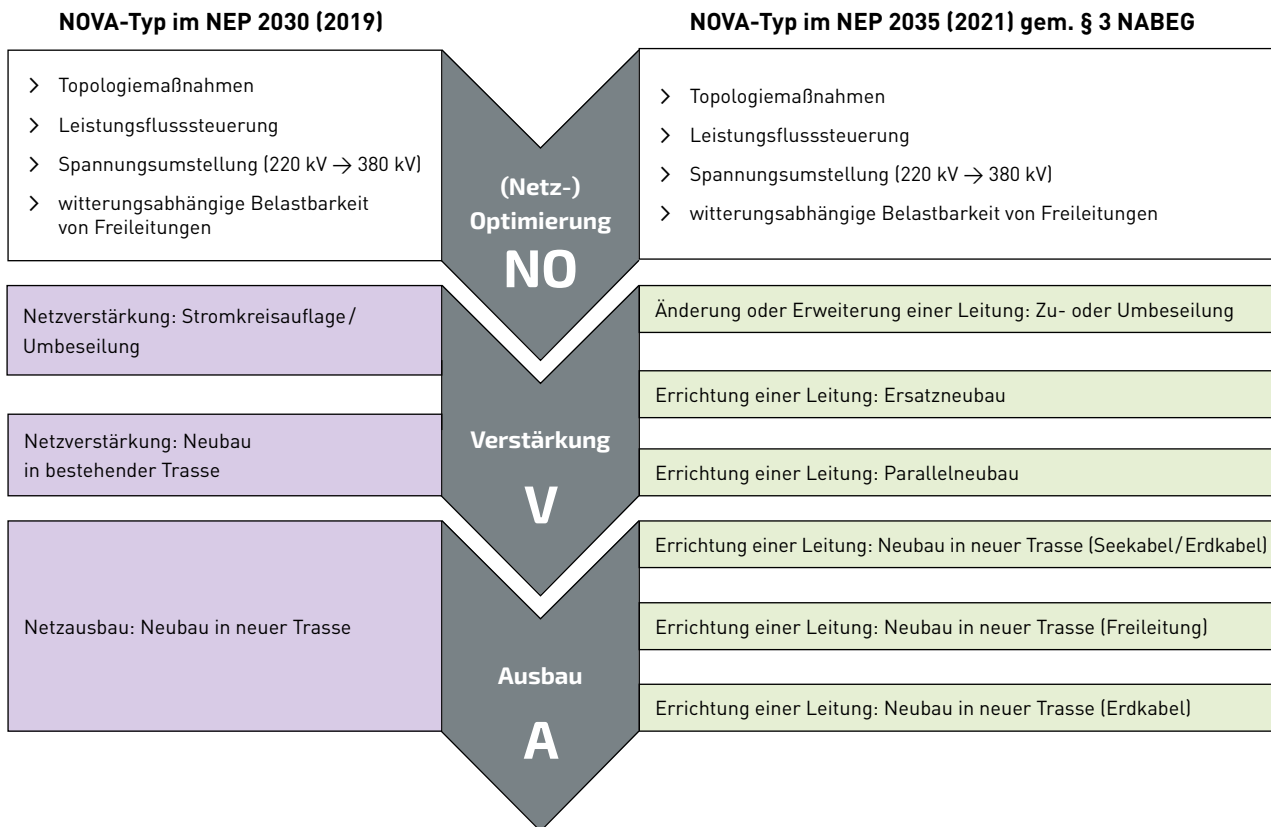
Der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb wurde bei der Netzberechnung auf Freileitungsstromkreisen grundsätzlich berücksichtigt. Er wurde gegenüber dem NEP 2030 (2019) verfeinert und erlaubt auch bei niedrigeren Temperaturen eine weitere Erhöhung der Übertragungsfähigkeit. Beim WAFB wird in Abhängigkeit der Umgebungsbedingungen für jede Stunde eine erhöhte Übertragungsfähigkeit auf allen Freileitungsstromkreisen zugelassen, die dafür technisch geeignet sind. 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/ZwG.

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, die Ablösung einer 220-kV-Leitung durch einen 380-kV-Neubau in bestehender Trasse (Ersatzneubau) oder ein 380-kV-Neubau neben einer bereits bestehenden Höchstspannungsleitung (Parallelneubau). Ein Leitungsneubau in neuer Trasse wird nur dann vorgeschlagen, wenn vorher alle anderen Optionen geprüft wurden.

Im NEP 2035 (2021) kommt erstmals eine stärker differenzierte Anwendung der NOVA-Kriterien der identifizierten Netzmaßnahmen zum Einsatz. Nach Rücksprache mit der BNetzA werden die bisher benutzten NOVA-Kategorien Netzoptimierung, Netzverstärkung und Netzausbau um die Begrifflichkeiten gemäß § 3 NABEG als NOVA-Typ ergänzt (siehe Abbildung 46). Dies ermöglicht eine stärkere Differenzierung der einzelnen Maßnahmen und erhöht darüber hinaus die Konsistenz mit den Begrifflichkeiten in den späteren Genehmigungsverfahren. Die gegenüber vorherigen Netzentwicklungsplänen weitere Differenzierung der NOVA-Typen setzt voraus, dass die dafür erforderlichen Informationen auf der oftmals sehr frühen Planungsebene der Projekte im NEP bereits vorliegen. Bei Unsicherheiten wird bei Maßnahmen im Zweifelsfall die ungünstigere NOVA-Kategorie bzw. der ungünstigere NOVA-Typ angegeben.



Abbildung 46: NOVA-Kategorien – ergänzt um Typen gemäß § 3 NABEG



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-Gleichstrom-Übertragungstechnologie (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 vorangegangenen 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 Osten Deutschlands mit den Verbrauchszentren im Westen und Süden Deutschlands 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, da sich dort in der Regel bereits starke Netzknoten zur Einbindung in das AC-Netz befinden. 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 HGÜ-Verbindungen 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 HGÜ-Verbindungen Vorteile aufweisen.

Günstiges Betriebsverhalten

- Die über eine HGÜ-Verbindung 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.



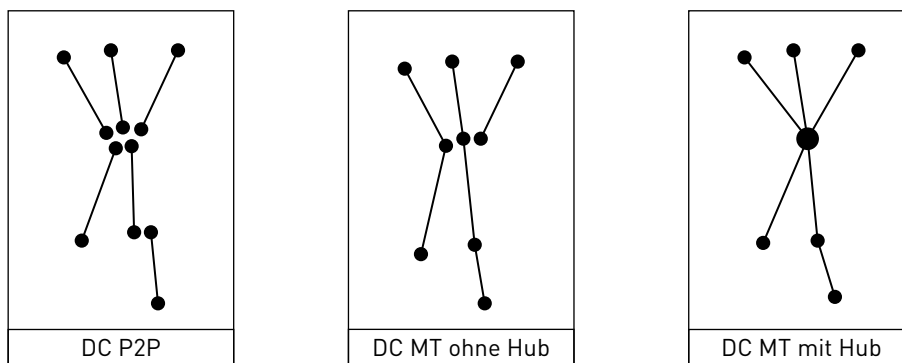
5.1.4 Innovationen in der Hochspannungs-Gleichstromtechnologie: Auf dem Weg zur DC-Schaltanlage

Um sowohl den Investitionsbedarf bei neuen HGÜ-Ausbauprojekten gering zu halten, als auch die Gesamteffizienz der DC-Projekte und die Flexibilität des Gesamtsystems zu steigern, ist eine DC-seitige Verknüpfung mehrerer Gleichstromabschnitte zu „Multi-Terminal-Systemen“ (MT-Systeme) eine sinnvolle Alternative zu den heutigen „Punkt-zu-Punkt“-Planungen im DC-Bereich. Ein erstes MT-System entsteht in Deutschland mit den DC-Systemen DC1 und DC2, bei denen drei Konverterstationen DC-seitig miteinander verbunden werden – und so am Standort Osterath eine Konverterstation eingespart wird.

Gleichzeitig bietet die direkte DC-seitige Bündelung viel Potenzial, um den enormen Zuwachs an Offshore-Leistung zukünftig effizienter in das Netz integrieren zu können. Als Beispiel hierfür können Standorte dienen, an denen ein DC-Offshore-System und ein DC-Onshore-System ihre Start- und Endpunkte haben (z. B. DC31 und NOR 13-1 in Heide/West). In solch einfachen Konfigurationen kann bereits in zwei Projekten eine Einsparung einer Konverterstation erfolgen, was allerdings gegen zusätzliches Schaltequipment und einen erhöhten Regelungsaufwand aufgewogen werden muss (vgl. DC1 und DC2).

Langfristig gesehen bietet zudem der Aufbau von sogenannten „DC-Hubs“ noch mehr Potenzial zur Steigerung der Effizienz und Netzflexibilisierung sowie der Reduktion von Investitions- und Redispatchkosten – bei zeitgleich geringerer Rauminanspruchnahme. Unter „DC-Hubs“ sind DC-MT-Systeme zu verstehen, die als eine Art „Sammelschienen-System“ fungieren und mehrere DC-Stationen in einem Knoten miteinander verbinden (siehe Abbildung 47, rechts) – und so mehrere Konverter einsparen. Im Vergleich zu dem Konzept „DC MT ohne Hub“ sind hierfür DC-Leistungsschalter erforderlich, um die notwendige Selektivität im Fehlerfall zu gewährleisten. Die o. g. Potenziale der DC-Hubs resultieren aus den Möglichkeiten, die DC-Lastflüsse flexibler und großflächiger zu steuern, was im AC-System zu einer Vergleichmäßigung der AC-Lastflüsse führt.

Abbildung 47: Schematischer Vergleich von DC-Punkt-zu-Punkt-Planung (P2P) mit DC-MT (mit/ohne DC-Hub)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Als weiterer Vorteil einer Hub-Konfiguration ist die sukzessive Integration weiterer DC-Projekte zu sehen, ohne dass zwangsweise – wie bei aktuellen DC-Projekten – immer zwei neue Stationen zugebaut werden müssen.

Ein solcher DC-Hub-Ansatz würde in Deutschland v. a. in Küstennähe – wie z. B. am geplanten Standort Rastede in Niedersachsen oder in Heide/West in Schleswig-Holstein – Synergien zwischen DC-Offshore- und DC-Onshore-Planungen nutzbar machen. So muss nicht mit jedem DC-Offshore-Netzanschlussystem eine Einbindung in das AC-Netz erfolgen, sondern es kann eine direkte Integration von Offshore-Energie in das DC-System ermöglicht werden. Dies verringert darüber hinaus zusätzliche Umwandlungsverluste von DC in AC und ggf. wieder zurück in DC, wie es z. B. am Standort Wilster der Fall ist, wo die Verknüpfung der DC-Systeme von NordLink (TTG-P68; siehe NEP 2030 (2019)) und SuedLink (DC4) über die AC-Schaltanlage geplant ist. Ein ausgedehntes DC-MT-System mit/ohne Hubs kann langfristig auch zu einem DC-(Overlay-)Netz entwickelt werden.



Wie in der Bestätigung des NEP 2030 (2019) durch die BNetzA im Dezember 2019 festgehalten wurde, handelt es sich bei dem DC-Hub-Ansatz (DC-Sammelschiene²¹) um einen innovativen Ansatz mit langfristigen Einsparpotenzial, der „in kommenden Netzentwicklungsplan-Prozessen vertieft untersucht werden“ sollte, um mit den bereits bestätigten Maßnahmen „zu einem späteren Zeitpunkt auf die neue Technologie zu wechseln“.²²

Allerdings setzt diese Planungsstrategie voraus, dass gewisse technische Rahmenbedingungen gegeben sein müssen. Erste Projekte müssen demnach eine sogenannte „Multiterminal-Readiness“ besitzen. Dies ist eine technische Vorplanung, die eine spätere Integration von Projekten in ein MT-System sowie ggf. einen DC-Hub ermöglicht. Somit kann ausgehend von ersten Projekten eine sukzessive Erweiterbarkeit erfolgen, wenn diese Vorplanungen im technischen Konzept von Anfang an berücksichtigt werden (z. B. kein direkter Ausschluss eines metallischen Rückleiters). Zugleich steigen ab einer gewissen Größe des DC-MT-Systems (d. h. mit der verknüpften Transportleistung) die Anforderungen an Selektivität in Bezug auf Ausfälle. Je nach geplanter Einspeiseleistung und Fehlerklärungsstrategie können auch entsprechende DC-Schaltanlagen notwendig werden, die neben den heutigen Schaltgeräten zur Stromkommutierung auch DC-Leistungsschalter beinhalten können. DC-Leistungsschalter kommen bisher nur in DC-Projekten in China zum Einsatz. Europäische Hersteller bieten nach aktuellem Stand DC-Leistungsschalter mit einem Technology Readiness Level (TRL)²³ von 6 und 7 an.

Langfristig muss darüber hinaus durch den DC-MT-Ansatz eine sogenannte „Multi-Vendor“-Möglichkeit sichergestellt werden, in welcher verschiedene Hersteller in einem ausgedehnten DC-System partizipieren können. Dies setzt voraus, dass eine Interoperabilität von Equipment und Regelung – und somit die Funktionalität von verschiedenen DC-Komponenten und Teilsystemen von verschiedenen Herstellern in einem System – gewährleistet werden kann. Hierzu laufen bereits auf europäischer Ebene Planungen zu Kooperationen zwischen Netzbetreibern und Herstellern, um Prozesse zur Risikoreduzierung zu definieren, um Interoperabilität bis 2030 zu erreichen und zu demonstrieren.

5.1.5 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/Zwc.

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 2035 (2021) 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.

21 vgl. Bundesnetzagentur, Bedarfsermittlung 2019-2030, Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom, Seite 109.

22 Ein erster Schritt in diese Richtung ist der in den Netzanalysen unterstellte Multiterminal-Betrieb bei den DC-Projekten DC31 und DC34 mit den jeweiligen Offshore-Netzanbindungssystemen an den Standorten Heide/West und Rastede. Nähere Informationen finden sich in den Projektsteckbriefen im Anhang.

23 Das „Technology Readiness Level“ gibt den technischen Reifegrad industrieller Lösungen auf einer Skala von 0 bis 9 an, wobei ein TRL von 9 einer vollständig ausgereiften, in der Praxis getesteten Technologie entspricht, siehe u. a. www.promotion-offshore.net/fileadmin/PDFs/D12.a_Meshed_HVDC_Transmission_Network_Technology_Readiness_Level_Review.pdf

Für

- neue Projekte und Maßnahmen, die über den Entwurf des BBP 2021 hinausgehen,
- Maßnahmen, die gegenüber dem Entwurf des BBP 2021 geändert wurden sowie
- BBP-Maßnahmen, für die bisher noch keine Alternativenprüfung vorgenommen wurde und bei denen die nachfolgenden Planungsverfahren noch nicht begonnen haben und bei denen die Strategische Umweltprüfung zum NEP 2030 (2019) mindestens mittlere Umweltauswirkungen festgestellt hat,

sind in den Projektsteckbriefen konkrete Alternativen mit Netzverknüpfungspunkten sowie einer entsprechenden Abwägung dargestellt.

Darüber hinaus sind anderweitige Planungsmöglichkeiten im NEP 2035 (2021) auch dadurch dargestellt, dass ausgehend von drei verschiedenen genehmigten Szenarien für das Jahr 2035 nach § 12a EnWG drei unterschiedliche Ergebnisnetze berechnet und einander gegenübergestellt werden, sogenannte Gesamtplanalternativen. Darüber hinaus dienen die Netzanalysen des Szenarios B 2040, das zum zweiten Entwurf nachgereicht wird, dem Nachweis der Nachhaltigkeit der für das Zieljahr 2035 ermittelten Maßnahmen.

5.1.6 Einsatz von Erdkabeln

Unter anderem aufgrund des hohen Blindleitwertes und der damit hohen Ladeleistung von Kabeln unterliegt der Einsatz von Erdkabeln bei AC-Systemen im Höchstspannungsbereich systemtechnischen Einschränkungen. Diese bestehen bei Einsatz der DC-Technologie so nicht.

Der Erdkabelvorrang für alle HGÜ-Verbindungen mit Ausnahme von DC2 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 Planfeststellung im Netzgebiet von 50Hertz ausgehend von Prüfbehörden in der Bundesfachplanung Freileitungsabschnitte geplant werden.

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 fortgeschritteneren 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 6,5 Mio. €/km für 1 x 2 GW DC und von 13 Mio. €/km für 2 x 2 GW DC unterstellt.²⁴ 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 für die Teil-Erdverkabelung einer 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen angenommen. Die Kosten für die erforderlichen Kabelübergangsanlagen sind dabei bereits berücksichtigt, die Kosten für die ebenfalls erforderliche Kompensation der anfallenden Blindleistung allerdings noch nicht.

²⁴ 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 der nachfolgend aufgeführten innovativen 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 (WAFB)** 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 bei den Projekten, bei denen dies möglich ist, 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 Ersatzneubau 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 Anwohnerschutzes (TA Lärm, 26. Bundes-Immissionsschutzverordnung) – 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 in den vergangenen Netzentwicklungsplänen 2030 (2019) sowie 2030 (2017) im Rahmen der Identifikation von Ad-hoc-Maßnahmen mit dem Zielhorizont 2023–2025 ausgewiesen wurden. Zielhorizont ist somit der Zeitraum zwischen der Außerbetriebnahme der letzten Kernkraftwerke und der Inbetriebnahme der als erforderlich identifizierten Netzmaßnahmen. Die BNetzA hat sowohl im Zuge des NEP 2030 (2019) als auch im Zuge des NEP 2030 (2017) mehrere Ad-hoc-Maßnahmen bestätigt. Diese wurden im aktuellen NEP teilweise bereits in das Startnetz überführt. Die weiteren bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen, die sich noch nicht im Startnetz befinden, werden von der BNetzA im Zuge dieses Netzentwicklungsplans erneut überprüft. Maßnahmen zur aktiven Leistungsflusssteuerung umfassen sowohl Querregeltransformatoren als auch die gesteuerte Längskompensation mittels TCSC (Thyristor Controlled Series Compensators/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 Verteilnetzbetreibern (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 oben) 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 ermöglichen 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 InnoSys 2030 aktuell noch in der Erarbeitung sind, wird die großflächige Einsatzreife derzeit frühestens für das Jahr 2030 gesehen.

Ein Einsatzkonzept, das auch im Rahmen von InnoSys 2030 untersucht wird, ist der Einsatz sogenannter **Netzbooster**. 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 die Steckbriefe der Projekte P365 und P427).

Die für den Einsatz als Netzbooster geplanten Batteriespeichertechnologien sind generell bereits verfügbar, allerdings bei Nutzung im Gigawatt-Bereich mit erheblichen Kosten verbunden. Der großflächige Einsatz von Netzboostern erfordert ebenfalls Systemautomatiken, die in ihrer Komplexität deutlich über das bisherige Maß hinausgehen. Insofern ist die Einsatzreife eines koordinierten Einsatzes großflächig verteilter Netzbooster aktuell noch nicht gegeben. Netzbooster werden daher im aktuellen NEP 2035 (2021) ebenfalls nicht explizit, sondern nur implizit berücksichtigt (siehe nachfolgend Kapitel 5.2.1). Perspektivisch stellt die Technologie jedoch eine Möglichkeit dar, den zukünftigen erforderlichen Netzausbau zu reduzieren. Im Zuge des vorhergehenden NEP 2030 (2019) haben die ÜNB daher erste Pilotprojekte konzipiert und deren Nutzen im Rahmen von Redispatch-Berechnungen untersucht. Die von der BNetzA bestätigten Pilotprojekte sind auch im NEP 2035 (2021) wieder enthalten.

5.2.1 Wege zu einem bedarfsgerechten Netz

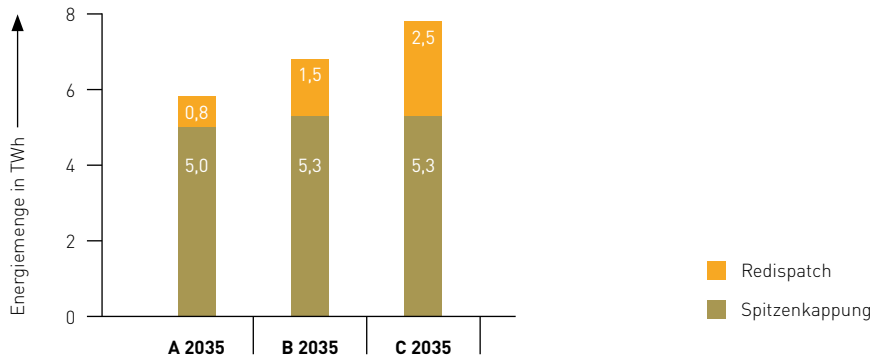
Bei der Ermittlung des Netzoptimierungs-, -verstärkungs- und -ausbaubedarfs in den Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035 (siehe Kapitel 5.3.6) wurden die in Kapitel 5.2 beschriebenen zukünftigen innovativen Technologien explizit bzw. bei Innovationen in der Systemführung und Netzboostern implizit berücksichtigt.

Zum Teil ist die Berücksichtigung von Innovationen bereits sehr konkret erfolgt, beispielsweise durch die Höherauslastung von gewissen Leitungen im (n-1)-Fall mit bis zu 4.000 A. Darüber hinaus wurden die von der BNetzA in den vorherigen Netzentwicklungsplänen bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen auch in diesem NEP 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 2035, B 2035 und C 2035 in einem größeren Umfang – abweichend von den in Kapitel 5.1.1 beschriebenen Planungsgrundsätzen – identifizierte Netzengpässe nicht durch Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen beseitigt worden. Dies dient der impliziten Berücksichtigung der o.g. Innovationen, die die Engpässe später weiter reduzieren oder im Idealfall ganz auflösen sollen. Im Szenario A 2035 verbleibt mit den vorgeschlagenen Maßnahmen ein Redispatch-Volumen von 0,8 TWh, im Szenario B 2035 von 1,5 TWh sowie im Szenario C 2035 von 2,5 TWh. Bei diesen Zahlen ist allerdings zu beachten, dass allen Analysen im NEP 2035 (2021) bereits eine um die Spitzenkappung reduzierte Versorgungsaufgabe zugrunde lag (siehe Kapitel 2.4). Diese Modellierung fußt auf der Annahme, dass bereits die Netzauslegung im Verteilnetz Spitzenkappung berücksichtigt. Ob die Spitzenkappung tatsächlich von vertikalen Netzengpässen 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 2035 bei 5,0 TWh, im Szenario B 2035 bei 5,3 TWh und im Szenario C 2035 ebenfalls bei 5,3 TWh. Im Sinne einer konservativen Planung sind diese Energiemengen daher zu den o.g. verbleibenden Redispatch-Volumina hinzuzuaddieren.

Die nachfolgende Abbildung gibt eine Übersicht über die Energiemengen aus Spitzenkappung und verbleibendem Redispatch in den Zielnetzen der Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035.

Abbildung 48: Spitzenkappung und verbleibender Redispatch mit den Zielnetzen 2035



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Des Weiteren wurden bei allen Analysen im NEP 2035 (2021) ein durchschnittliches Wetterjahr, durchschnittliche Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken 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 deutlich abweichen. Insofern sind die im vorherigen Absatz genannten Redispatch-Werte nicht als Prognosewerte für das jeweilige Jahr zu verstehen.

Durch die gewählte Vorgehensweise soll vermieden werden, dass im NEP 2035 (2021) 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 (siehe Kapitel 5.2) 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 zugrundeliegenden 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.

Die Längenangaben der Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen werden mit dem Fortschreiten der Genehmigungsverfahren an die entsprechenden Stände z. B. nach Abschluss des Raumordnungsverfahrens/der Bundesfachplanung sowie des Planfeststellungsverfahrens angepasst.

Der NEP 2035 (2021) 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.

Bei der Errichtung neuer AC-Stromkreise besteht immer die technische Notwendigkeit zur Kompensation der entstehenden Blindleistung. Dies umfasst neben der spannungssenkenden auch die spannungshebende Kompensation von Blindleistung, um die stark wechselnde und ansteigende Netzbelastung aufgrund der volatilen Netzeinspeisung sowie Höherauslastung 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.

Zusätzliche Bedeutung kommt der Kompensation der entstehenden Blindleistung auch als Folge der Höherauslastung bestehender sowie neuer Leitungen zu (siehe hierzu Kapitel 5.2). Dadurch sowie durch den Wegfall konventioneller Kraftwerke und ihres Beitrags zur Kompensation als Folge des Kernenergie- sowie des Kohleausstiegs steigt der Bedarf an Anlagen zur Blindleistungskompensation stark an. Mit dem zweiten Entwurf werden die ÜNB die Ergebnisse entsprechender Analysen auf Basis des Szenarios B 2035 vorlegen. Im vorliegenden ersten Entwurf wurden z. B. in Bezug auf die Kosten die Ergebnisse der Analysen des NEP 2030 (2019) auf Basis des damaligen Szenarios B 2035 berücksichtigt.

5.3.1 Standard- und Projektkosten im Netzentwicklungsplan Strom

Die ÜNB haben die Kalkulation der Standardkosten im NEP 2035 (2021) angepasst. Die neuen Standardkosten, die bei der Kalkulation der Projekte und Maßnahmen Anwendung gefunden haben, finden Sie unter www.netzentwicklungsplan.de/Zwp.

Folgende Anpassungen gegenüber dem NEP 2030 (2019) wurden vorgenommen:

- Die Kostenbasis wurde von Mitte 2018 auf Mitte 2020 aktualisiert. Damit wurde die Inflation der vergangenen beiden Jahre ebenso berücksichtigt wie darüber hinausgehend Anpassungen der Marktpreise.
- Bei der Anpassung der Standardkosten haben die ÜNB Erfahrungen aus bisher realisierten Projekten einschließlich des Rückbaus bestehender Leitungen einfließen lassen.

Wie im Kapitel 5.1.6 beschrieben, wird im NEP 2035 (2021) bei den DC-Vorhaben im Wesentlichen eine Vollverkabelung unterstellt. Bei den AC-Pilotprojekten mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung gemäß EnLAG bzw. BBPlG werden 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 2035 (2021) 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 2035 (2021) im Vergleich zum NEP 2030 (2019) verbunden.

5.3.2 Startnetz

Das Startnetz enthält neben dem bestehenden Netz (Ist-Netz) fortgeschrittene Maßnahmen, bei denen das Planfeststellungsverfahren bereits begonnen hat, sowie planfestgestellte und in der Umsetzung befindliche Maßnahmen. Andere Maßnahmen leiten sich aus gesetzlichen Verpflichtungen ab oder ergeben sich aufgrund größerer Infrastrukturprojekte.

Im Einzelnen besteht das Startnetz neben dem Ist-Netz (Stand 31.12.2020) 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).

Anders als bei Maßnahmen des Zubaunetzes wird bei Startnetzmaßnahmen wegen des fortgeschrittenen Stadiums der Bedarf nicht erneut anhand von (n-1)-Nachweisen (siehe Kapitel 5.1.1) nachgewiesen. Diese sind als verbindlich anzusehen, da ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit in der Regel anhand mehrerer Netzentwicklungspläne von den ÜNB nachgewiesen sowie zum Teil bereits von den zuständigen Genehmigungsbehörden bzw. vom Gesetzgeber im EnLAG sowie im BBPlG bestätigt wurde. Die unbestrittene Erfordernis der Startnetzmaßnahmen dokumentiert das nachfolgende Kapitel 5.3.3.

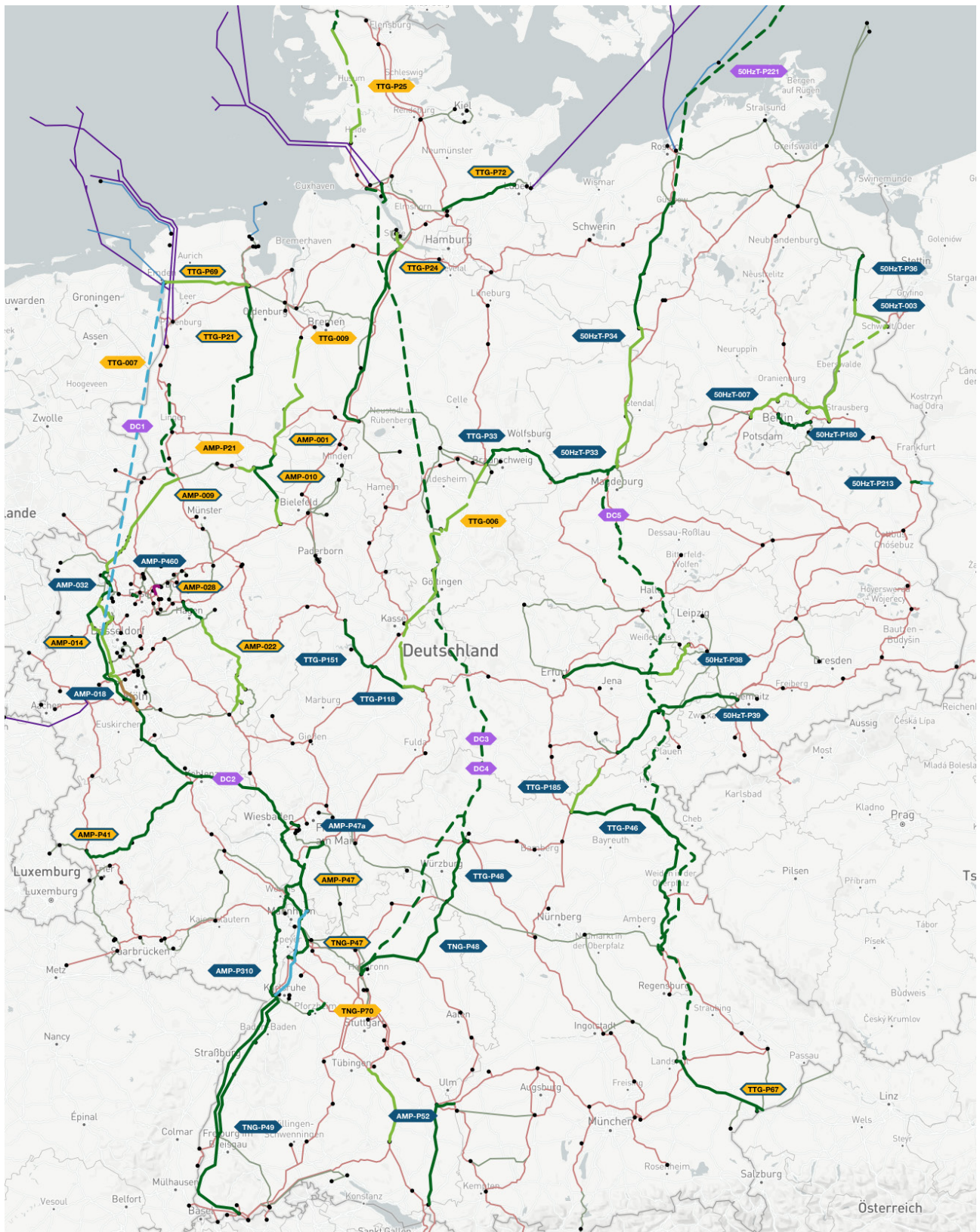
Gegenüber dem NEP 2030 (2019) steigt der **Gesamtumfang der Startnetzmaßnahmen** im NEP 2035 (2021) sehr deutlich von 2.630 km um fast 3.600 km auf insgesamt rund **6.220 km** an. Darunter befinden sich erstmals zahlreiche DC-Maßnahmen, die sich entweder bereits im Planfeststellungsverfahren befinden oder bei denen die Eröffnung des Planfeststellungsverfahrens bis zur Veröffentlichung des zweiten Entwurfs des NEP 2035 (2021) geplant ist. Auf diese Maßnahmen ist der überwiegende Teil des Aufwuchses des Startnetzes gegenüber dem NEP 2030 (2019) zurückzuführen.

Der Umfang an AC-Netzverstärkungen im Startnetz beträgt rund 3.020 km, davon rund 870 km an Zu-/Umbeseilungen und rund 2.150 km Neubau in bestehenden Trassen (ausschließlich Ersatzneubau). Hinzu kommen rund 620 km an AC-Netzausbaumaßnahmen in neuer Trasse. Der Umfang an DC-Netzverstärkungen beträgt rund 340 km. Hinzu kommen rund 2.240 km an DC-Netzausbaumaßnahmen. Rund 120 km der AC-Maßnahmen sowie 150 km der DC-Maßnahmen betreffen Interkonnektoren.

Die Startnetzmaßnahmen sind in den Tabellen 26 bis 30 in Kapitel 6.1 mit ihrem derzeitigen Umsetzungsstand einzeln aufgelistet. Die **Investitionen für die Netzmaßnahmen des Startnetzes** belaufen sich unter Berücksichtigung zusätzlicher Anlagen zur Blindleistungskompensation auf **rund 38,5 Mrd. €**. Sie liegen damit insbesondere wegen der erstmaligen Berücksichtigung der DC-Maßnahmen im Startnetz um 26 Mrd. € höher als im NEP 2030 (2019).

In nachfolgender Abbildung sind die Startnetzmaßnahmen mit ihrem derzeitigen Umsetzungsstand grafisch dargestellt. Bei Maßnahmen mit mehreren Umsetzungsständen ist derjenige angegeben, der für den überwiegenden Teil der Maßnahme gilt.

Abbildung 49: Deutsches Höchstspannungsnetz mit Startnetz*



- | | | | |
|---|---|---|--|
| — Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren | — Netzverstärkung | ● Anlagen | — Netzverstärkung |
| — im Raumordnungsverfahren/Bundesfachplanung | - - - Neubaumaßnahmen | — AC 380 kV | — Netzausbau |
| — vor oder im Planfeststellungsverfahren/
Genehmigung nach Bundes-Immissionschutzgesetz | | — AC 220 kV | — Verstärkung und Ausbau |
| — genehmigt oder im Bau | | — AC 150 kV | — DC |
| — realisiert | | — DC | |

*Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

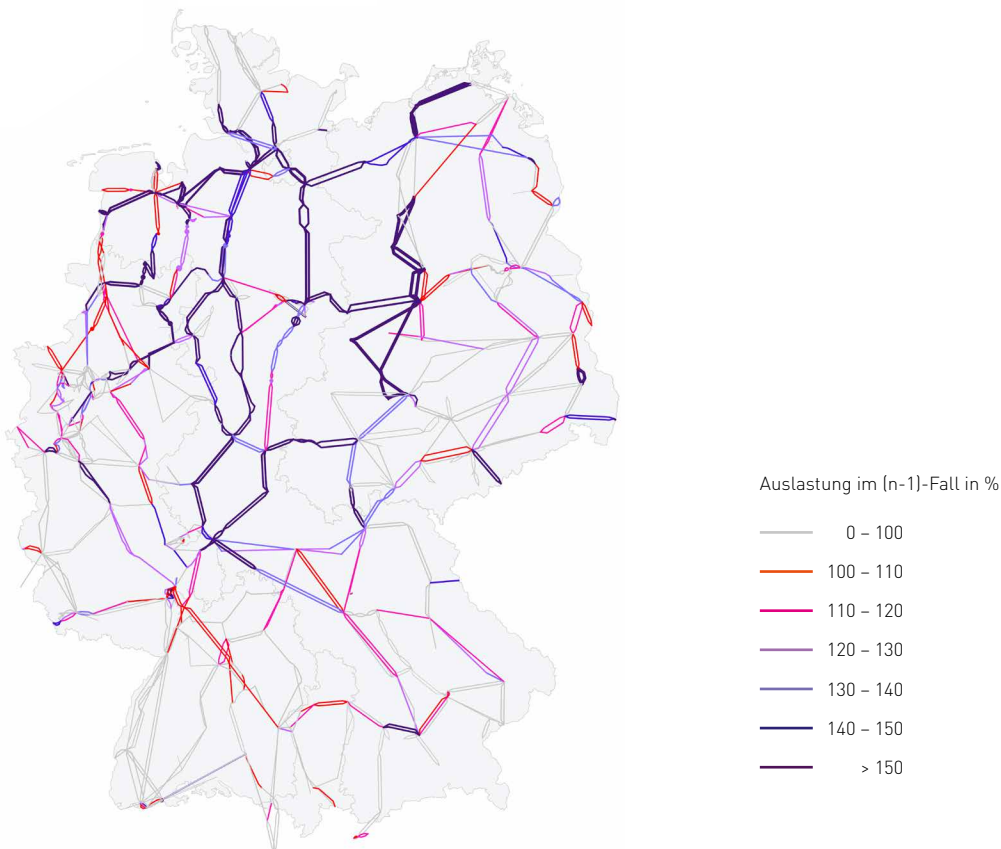
5.3.3 Ergebnisse der Netzanalysen des Startnetzes bei Ausfall eines Netzelements

Bei den hier zugrundeliegenden 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:

- > P112: Pleinting – Abzweig Pirach – Bundesgrenze DE/AT
- > P176: Eichstetten – Bundesgrenze DE/FR
- > P328: NeuConnect (DE – GB)

In der folgenden Abbildung 50 sind die maximalen Auslastungen je Stromkreis des Startnetzes bei beispielhaftem Ausfall eines Netzelements – auch (n-1)-Fall genannt – im Marktszenario B 2035 dargestellt.

Abbildung 50: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) eines gesamten Jahres im Startnetz mit Interkonnektoren und Maßnahme M351 Lübeck / West – Göhl



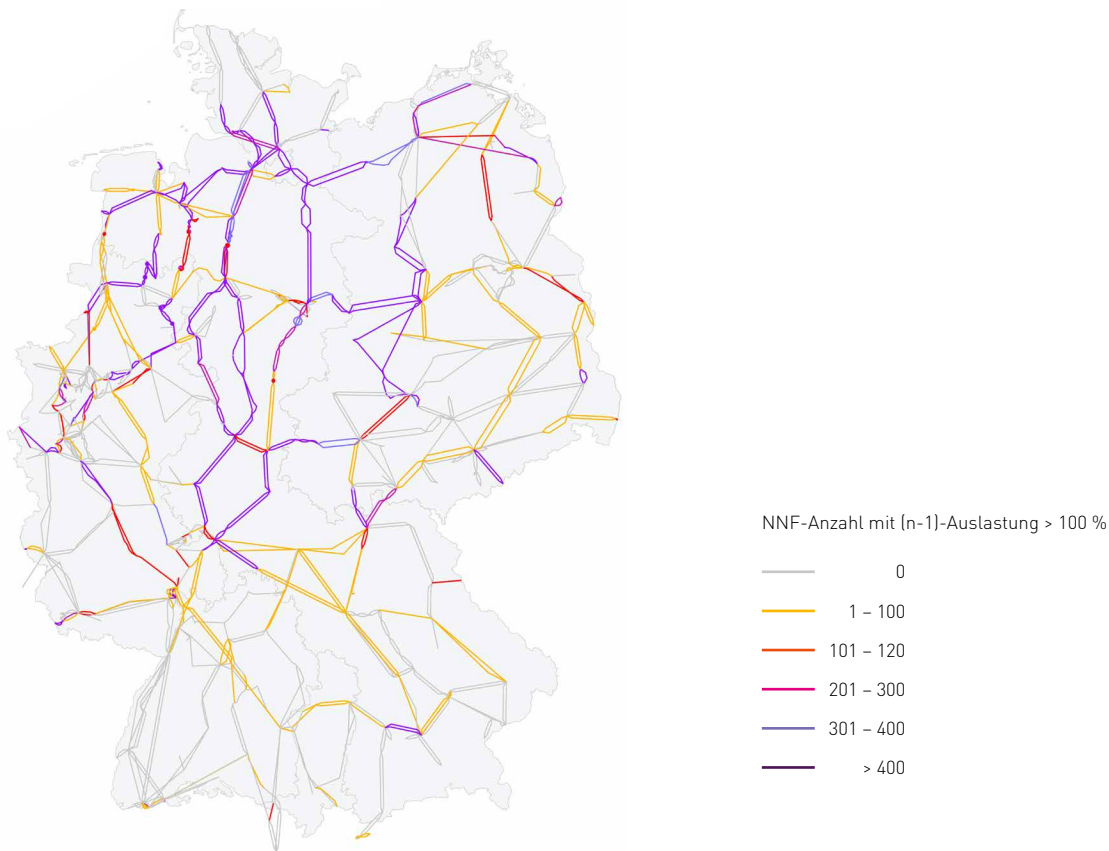
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Beim Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) darf die maximale Auslastung einer Leitung 100 % aus Gründen der System-sicherheit in der Regel nicht überschreiten. Auslastungen über 100 % können Folgeausfälle bzw. Versorgungsunterbrechungen verursachen. Abbildung 50 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 800 %.



Abbildung 51: Auswertung der Häufigkeit von Auslastungen über 100 % bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) im Startnetz mit Interkonnektoren und Maßnahme M351 Lübeck / West – Göhl



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In Abbildung 51 wird die Häufigkeit der unzulässig hohen Leitungsauslastungen bei Ausfall eines Netzelements für den Netzausbauzustand des Startnetzes des NEP 2035 (2021) abgebildet, die sich im Szenario B 2035 ergeben.

Die Leitungsauslastungen wurden für jede Stunde des Jahres 2035 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 rund 5.400 Stunden – und damit mehr als die Hälfte des Jahres – betragen.

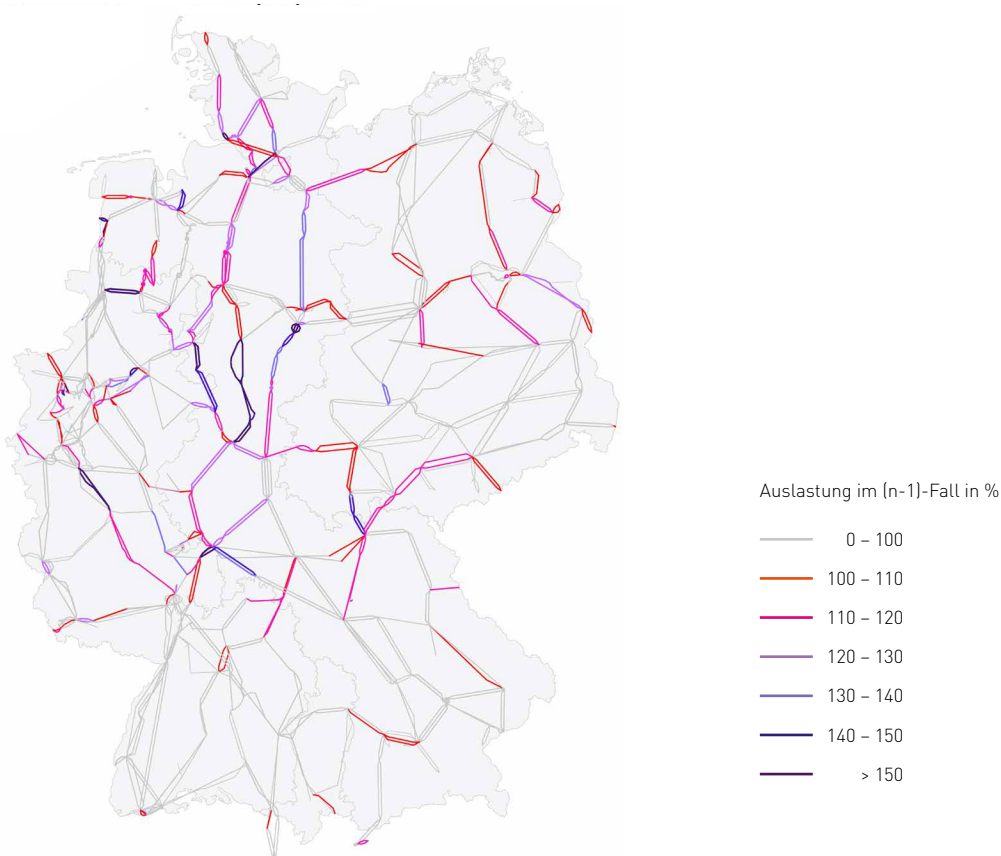
Die Abbildungen 50 und 51 zeigen, dass zusätzlich zum Startnetz weitere Maßnahmen notwendig sind. Durch einen weiteren bedarfsgerechten Netzausbau werden die in den Szenarien des NEP 2035 (2021) vorgegebenen Übertragungsaufgaben gelöst.

Fazit: Das Startnetz allein kann die Übertragungsaufgabe der im NEP 2035 (2021) 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 2035 ergeben, beispielhaft bei Ausfall eines Netzelements – auch (n-1)-Fall genannt – dargestellt. Das BBP-Netz setzt sich zusammen aus dem Startnetz und den im Regierungsentwurf der BBPlG-Novelle vom 23.09.2020 enthaltenen Maßnahmen.

Abbildung 52: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) eines gesamten Jahres im BBP-Netz



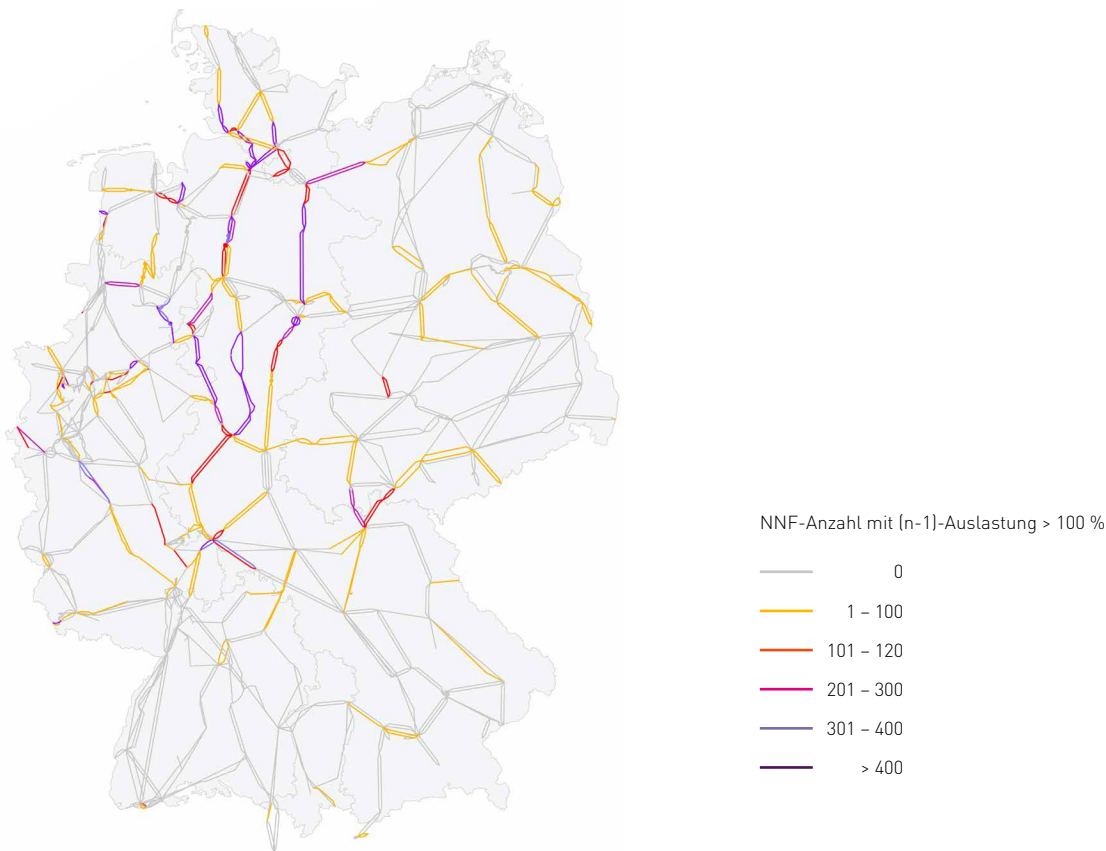
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 52 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 Systemsicherheit 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 des BBP-Netzes. Die Leitungsauslastungen wurden für jede Stunde des Jahres im Szenario B 2035 berechnet. Bei ausschließlicher Berücksichtigung der Startnetz- sowie BBP-Maßnahmen und Interkonnektoren treten im deutschen Höchstspannungsnetz häufig unzulässig hohe Leitungsauslastungen auf. Anhand der farblich markierten Leitungen sind unzulässig hohe Auslastungen zu erkennen, die teilweise über 1.000 Stunden liegen und auf einigen Leitungen sogar rund 3.000 Stunden betragen.



Abbildung 53: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) eines gesamten Jahres im BBP-Netz



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Fazit: Die Abbildungen 52 und 53 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 2035 sind weitere Projekte und Maßnahmen notwendig.

5.3.5 Netzverknüpfungspunkte zum Offshorenetz

Die Auswahl der Netzverknüpfungspunkte (NVP) und des Suchraums für neue Netzverknüpfungspunkte ist Aufgabe des NEP. Die Zuordnung von Offshore-Netzanbindungssystemen zu diesen Punkten unter räumlichen und zeitlichen Gesichtspunkten erfolgt im Flächenentwicklungsplan (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-Netzinfrastruktur 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-Netzinfrastruktur auch die Berechnungen zur Systemstabilität und die möglichen Anlandepunkte für Offshore-Netzanbindungssysteme Berücksichtigung.

Für die Durchführung der Netzberechnungen ist die angenommene Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie für jedes Szenario auf die NVP aufzuteilen. Die Aufteilung der installierten Erzeugungsleistung auf die einzelnen NVP ist der folgenden Tabelle 20 zu entnehmen.

Tabelle 20: Übersicht über die im NEP angenommene Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie und die Netzverknüpfungspunkte

Bundesland	Netzverknüpfungspunkt	Spannungsebene in kV	installierte Erzeugungsleistung Offshore-Windenergie in MW				Jahr der Verfügbarkeit des Netzverknüpfungspunktes*
			A 2035	B 2035	C 2035	B 2040	
Schleswig-Holstein	Büttel	380	3.015	3.015	3.015	3.015	bereits in Betrieb
Schleswig-Holstein	Heide/West	380	0	2.000	4.000***	4.000	2019
Nordrhein-Westfalen	Suchraum Gemeinden Ibbenbüren/Mettingen/Westerkappeln**	380	2.000	2.000	2.000	2.000	vs. 2030
Nordrhein-Westfalen	Suchraum Zensenbusch**	380	1.250	1.250	1.250	2.000	vs. 2034
Nordrhein-Westfalen	Rommerskirchen	380	0	0	0	2.000	vs. 2035
Nordrhein-Westfalen	Oberzier	380	0	0	0	2.000	vs. 2035
Niedersachsen	Garrel/Ost	380	900	900	900	900	vs. 2025
Niedersachsen	Diele	380	1.186	1.186	1.186	1.186	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Dörpen/West	380	2.478	2.478	2.478	2.478	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Emden/Borßum	220	113	113	113	113	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Emden/Ost	380	2.700	2.700	2.700	2.700	2019
Niedersachsen	Hagermarsch	110	62	62	62	62	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Hanekenfähr	380	1.800	1.800	1.800	1.800	2028/2029
Niedersachsen	Inhausen	220	111	111	111	111	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Unterweser	380	4.000	4.000	4.000	4.000	vs. 2029
Niedersachsen	Wehrendorf **	380	2.000	2.000	2.000	2.000	vs. 2030
Niedersachsen	Wilhelmshaven 2	380	2.000	2.000	2.000	2.000	vs. 2030
Niedersachsen	Rastede	380	2.000	2.000	4.000	5.250	vs. 2034
Mecklenburg-Vorpommern	Bentwisch	380	336	336	336	336	bereits in Betrieb
Mecklenburg-Vorpommern	Lubmin	380	1.468	1.468	1.468	1.468	bereits in Betrieb
Mecklenburg-Vorpommern	Suchraum Gemeinde Papendorf	380	300	300	300	300	****
Mecklenburg-Vorpommern	Suchraum Gemeinden Brünzow/Kemnitz	380	300	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 betrachteten Zeithorizonte erfolgen.

** Die Realisierungsmöglichkeiten der Offshore-Netzanbindungssysteme nach Wehrendorf, Westerkappeln und Zensenbusch werden in den Steckbriefen erläutert.

*** Im Szenario C 2035 erfolgt die Anbindung von 2.000 MW installierter Offshore-Erzeugungsleistung aus einer Fläche einer ausländischen ausschließlichen Wirtschaftszone am deutschen Netzverknüpfungspunkt Heide/West.

**** Eine gesicherte Festlegung des Termins ist derzeit nicht möglich aufgrund offener Fragestellungen zur Fläche (siehe auch FEP 2020).



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 2035 (2021) werden insgesamt vier Szenarien analysiert, die in Kapitel 2 näher beschrieben werden. Dabei dient das Szenario B 2040, das in Bezug auf die Netzanalysen im zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021) enthalten sein wird, dem Ausblick und der Nachhaltigkeitsprüfung der in den Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035 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 2035 (2021) wird in den Szenarien der zusätzliche Bedarf an Transformatoren zwischen dem Höchst- und dem Hochspannungsnetz (380/110 kV) in Abstimmung mit den Verteilnetzbetreibern ermittelt. Da die BNetzA derartige vertikale Punktmaßnahmen nicht nach § 12c EnWG bestätigt, werden diese im NEP 2035 (2021) nicht 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_2035_V2021_1_Entwurf.pdf zum NEP zusammengefasst.

Für die Verknüpfung von Verteil- 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 Zubaunetzmaßnahmen 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 Startnetzmaßnahmen werden in der Regel Projektkosten angenommen (siehe Erläuterung in Kapitel 5.3.1).

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

Szenario A 2035

Tabelle 21: Szenario A 2035 Kennzahlen

A 2035	installierte Leistung Wind	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)	Erzeugung aus Windenergie	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)
onshore	81,5 GW	37,2 GW	181,1 TWh	91,2 TWh
offshore	28,0 GW	28,0 GW	111,0 TWh	111,0 TWh
Summe	109,5 GW	65,2 GW	292,1 TWh	202,2 TWh

DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)		Interkonnektoren (deutscher Anteil)	
Länge	3.565 km	Länge	215 km AC und 350 km DC
Übertragungskapazität	16 GW		

AC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)		DC/AC-Netzverstärkung (inkl. Startnetz)	
Länge	1.020 km	Länge	7.050 km incl. 2.285 km Stromkreisauflagen/Umbeseilungen

Investitionsvolumen inkl. Startnetz: 72,5 Mrd. €

Im Szenario A 2035 zeigt sich die Notwendigkeit für folgende HGÜ-Verbindungen, die allesamt im Startnetz enthalten sind: DC1/DC2, DC3, DC4 und DC5. Ihre Nord-Süd-Übertragungskapazität beträgt in Summe 8 GW.

Darüber hinaus zeigt sich die Notwendigkeit für die folgenden vier HGÜ-Verbindungen, von denen drei bereits im Entwurf des BBP 2021 enthalten sind:

- > HGÜ-Verbindung DC20 (BBP Nr. 5a) 2 GW Klein Rogahn – Isar
- > HGÜ-Verbindung DC21 (BBP Nr. 49) 2 GW Wilhelmshaven 2 – Uentrop
- > HGÜ-Verbindung DC25 (BBP Nr. 48) 2 GW Heide/West – Polsum
- > HGÜ-Verbindung DC31 2 GW Heide/West – Klein Rogahn

Außerdem sind im Szenario A 2035 neben den AC-Ausbaumaßnahmen des Entwurfs des BBP 2021, die allesamt erforderlich sind, weitere AC-Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen erforderlich.

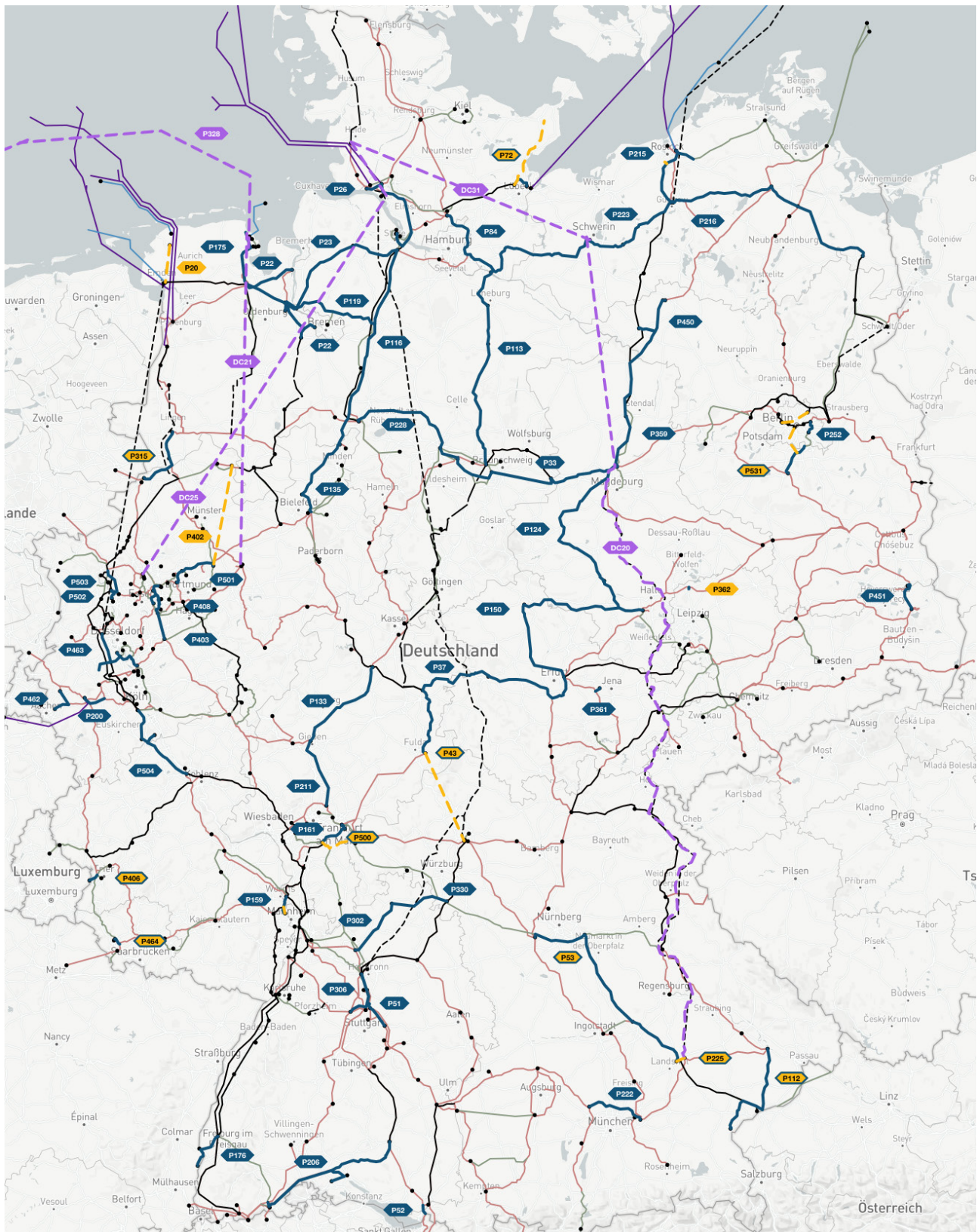
Im Szenario A 2035 liegt der Umfang der erforderlichen Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen (AC und DC) auf dem Niveau des Szenarios B 2035. Die Szenarien unterscheiden sich lediglich im Umfang des mit dem Zielnetz verbleibenden Redispatchbedarfs (siehe Kapitel 5.2.1).

Die gegenüber dem Szenario B 2035 höheren Investitionskosten bei gleichem Maßnahmenumfang sind dadurch begründet, dass im Szenario A 2035 der geplante Multiterminal-Betrieb von DC31 in Heide/West mit dem in diesem Szenario nicht enthaltenen Offshore-Netzanbindungssystem NOR-13-1 nicht möglich ist. Daher wird in den Kosten ein zusätzlicher Konverter berücksichtigt.

In der folgenden Abbildung 54 sind die Projekte und Maßnahmen des Szenarios A 2035 dargestellt. In Tabelle 31 in Kapitel 6.2 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_2035_V2021_1_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.



Abbildung 54: Szenario A 2035 / alle Leitungsprojekte*



- AC-Netzverstärkung
- DC-Netzverstärkung
- Anlagen
- Netzverstärkung
- AC-Netzausbau
- DC-Netzausbau
- AC 380 kV
- Netzausbau
- Netzverstärkung im Startnetz
- Netzausbau im Startnetz
- AC 220 kV
- Verstärkung und Ausbau
- AC 150 kV
- DC

*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: Szenario B 2035 Kennzahlen

B 2035	installierte Leistung Wind	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)	Erzeugung aus Windenergie	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)
onshore	86,8 GW	40,3 GW	194,5 TWh	100,8 TWh
offshore	30,0 GW	30,0 GW	119,2 TWh	119,2 TWh
Summe	116,8 GW	70,3 GW	313,7 TWh	220,0 TWh

DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)		Interkonnektoren (deutscher Anteil)	
Länge	3.565 km	Länge	215 km AC und 350 km DC
Übertragungskapazität	16 GW		

AC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)		DC/AC-Netzverstärkung (inkl. Startnetz)	
Länge	1.020 km	Länge	7.050 km incl. 2.285 km Stromkreisauflagen/Umbeseilungen

Investitionsvolumen inkl. Startnetz: 72 Mrd. €

Im Szenario B 2035 zeigt sich die Notwendigkeit für folgende HGÜ-Verbindungen, die allesamt im Startnetz enthalten sind: DC1/DC2, DC3, DC4 und DC5. Ihre Nord-Süd-Übertragungskapazität beträgt in Summe 8 GW.

Darüber hinaus zeigt sich die Notwendigkeit für die folgenden vier HGÜ-Verbindungen, von denen drei bereits im Entwurf des BBP 2021 enthalten sind:

- > HGÜ-Verbindung DC20 (BBP Nr. 5a) 2 GW Klein Rogahn – Isar
- > HGÜ-Verbindung DC21 (BBP Nr. 49) 2 GW Wilhelmshaven 2 – Uentrop
- > HGÜ-Verbindung DC25 (BBP Nr. 48) 2 GW Heide/West – Polsum
- > HGÜ-Verbindung DC31 2 GW Heide/West – Klein Rogahn

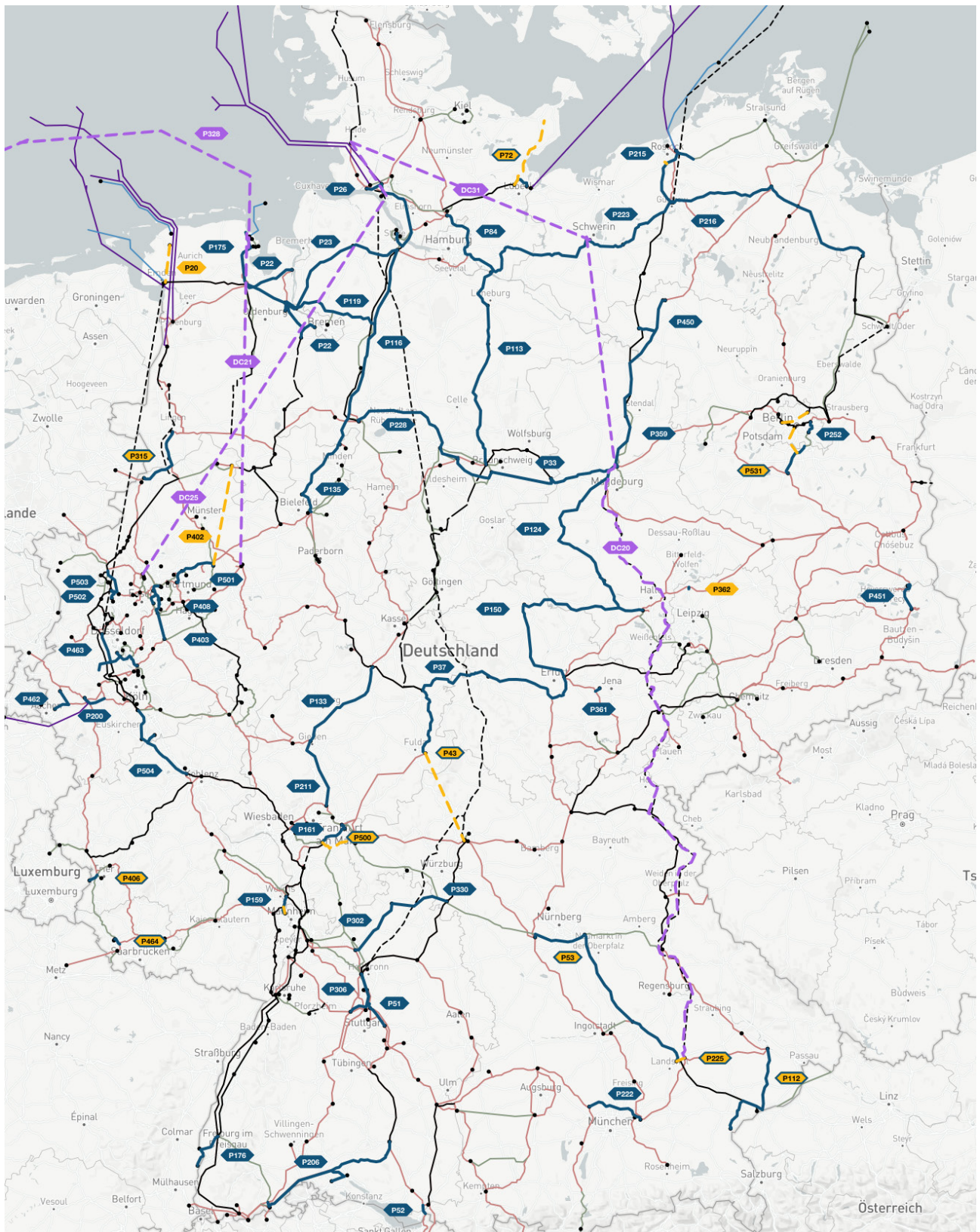
Außerdem sind im Szenario B 2035 neben den AC-Ausbaumaßnahmen des Entwurfs des BBP 2021, die allesamt erforderlich sind, weitere rund 590 km an AC-Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen notwendig.

Gegenüber dem Regierungsentwurf des BBP 2021 wächst der Bedarf an Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen nur moderat an. Der Zuwachs ist im Wesentlichen auf den deutlich höheren Zubau erneuerbarer Energien durch den fünf Jahre weiter in die Zukunft reichenden Szenarienhorizont zurückzuführen. Waren im Szenario B 2030 des NEP 2030 (2019) noch rund 67 % Strom aus EE zu integrieren, so sind es im Szenario B 2035 des NEP 2035 (2021) bei insgesamt höherer Stromnachfrage bereits rund 73 % – mit einem Aufwuchs bei Wind on- und offshore von rund 18 GW. Allein in den drei norddeutschen Küstenländern (siehe Tabelle 22) steigt die installierte Leistung an Wind on- und offshore gegenüber dem Szenario B 2030 des NEP 2030 (2019) von 51,7 GW um 18,6 GW auf jetzt 70,3 GW an. Die damit einhergehende Stromerzeugung aus Wind on- und offshore steigt von 153,3 TWh um fast 50 % auf 220 TWh an.

In der folgenden Abbildung 55 sind die Projekte und Maßnahmen des Szenarios B 2035 dargestellt. In Tabelle 31 in Kapitel 6.2 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_2035_V2021_1_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.



Abbildung 55: Szenario B 2035 / alle Leitungsprojekte*



- | | | | | | |
|--------------------|---------------|------------------------------|-------------------------|-----------|----|
| AC-Netzverstärkung | AC-Netzausbau | Netzverstärkung im Startnetz | Netzausbau im Startnetz | AC 150 kV | DC |
| DC-Netzverstärkung | DC-Netzausbau | Netzverstärkung im Startnetz | Netzausbau im Startnetz | AC 220 kV | |
| Anlagen | AC 380 kV | Verstärkung und Ausbau | DC | | |
| Netzverstärkung | Netzausbau | | | | |

*Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Szenario C 2035

Tabelle 23: Szenario C 2035 Kennzahlen

C 2035	installierte Leistung Wind	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)	Erzeugung aus Windenergie	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)
onshore	90,9 GW	39,5 GW	202,5 TWh	98,3 TWh
offshore	34,0 GW	34,0 GW	135,5 TWh	135,5 TWh
Summe	124,9 GW	73,5 GW	338,0 TWh	233,8 TWh

DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)		Interkonnektoren (deutscher Anteil)	
Länge	4.095 km	Länge	215 km AC und 350 km DC
Übertragungskapazität	18 GW		

AC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)		DC/AC-Netzverstärkung (inkl. Startnetz)	
Länge	1.020 km	Länge	7.175 km incl. 2.285 km Stromkreisauflagen/Umbeseilungen

Investitionsvolumen inkl. Startnetz: 76,5 Mrd. €

Im Szenario C 2035 zeigt sich die Notwendigkeit für folgende HGÜ-Verbindungen, die allesamt im Startnetz enthalten sind: DC1/DC2, DC3, DC4 und DC5. Ihre Nord-Süd-Übertragungskapazität beträgt in Summe 8 GW.

Darüber hinaus zeigt sich die Notwendigkeit für die folgenden fünf HGÜ-Verbindungen, von denen drei bereits im Entwurf des BBP 2021 enthalten sind:

- > HGÜ-Verbindung DC20 (BBP Nr. 5a) 2 GW Klein Rogahn – Isar
- > HGÜ-Verbindung DC21 (BBP Nr. 49) 2 GW Wilhelmshaven 2 – Uentrop
- > HGÜ-Verbindung DC25 (BBP Nr. 48) 2 GW Heide/West – Polsum
- > HGÜ-Verbindung DC31 2 GW Heide/West – Klein Rogahn
- > HGÜ-Verbindung DC34 2 GW Rastede – Bürstadt

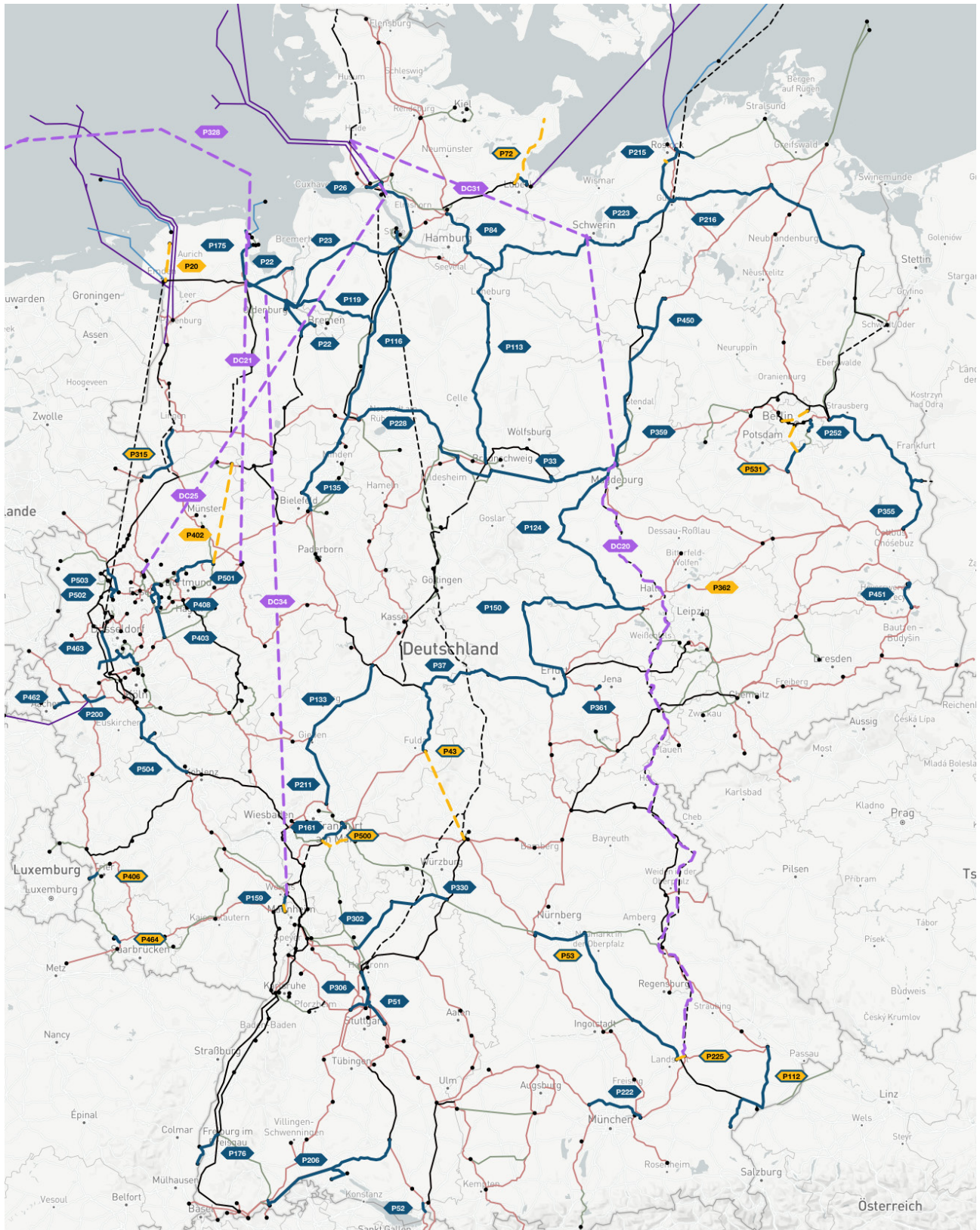
Außerdem sind im Szenario C 2035 neben den AC-Ausbaumaßnahmen des Entwurfs des BBP 2021, die allesamt erforderlich sind, weitere AC-Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen notwendig.

Im Szenario C 2035 sind gegenüber dem Szenario B 2035 weitere 125 km an AC-Netzverstärkungen erforderlich. Darüber hinaus steigt der Bedarf um eine weitere HGÜ-Verbindung mit 2 GW an (DC34). Zusätzlich verbleibt ein höherer Redispatchbedarf als im Szenario B 2035 (siehe Kapitel 5.2.1). Der im Szenario C 2035 gegenüber B 2035 weiter ansteigende Transportbedarf ist im Wesentlichen auf die höhere Stromnachfrage sowie die höheren EE-Kapazitäten zurückzuführen. Dadurch steigt bei hoher EE-Einspeisung im Norden der Transportbedarf nach Süddeutschland.

In der folgenden Abbildung 56 sind die Projekte und Maßnahmen des Szenarios C 2035 dargestellt. In Tabelle 31 in Kapitel 6.2 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_2035_V2021_1_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.



Abbildung 56: Szenario C 2035 / alle Leitungsprojekte*



- AC-Netzverstärkung
- DC-Netzverstärkung
- Anlagen
- Netzverstärkung
- AC-Netzausbau
- DC-Netzausbau
- AC 380 kV
- Netzausbau
- Netzverstärkung im Startnetz
- Netzausbau im Startnetz
- AC 220 kV
- Verstärkung und Ausbau
- AC 150 kV
- DC

*Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Szenario B 2040

Tabelle 24: Szenario B 2040 Kennzahlen

B 2040	installierte Leistung Wind	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)	Erzeugung aus Windenergie	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)
onshore	88,8 GW	40,6 GW	195,7 TWh	99,8 TWh
offshore	40,0 GW	40,0 GW	157,2 TWh	157,2 TWh
Summe	128,8 GW	80,6 GW	352,9 TWh	257,0 TWh

Das Szenario B 2040 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 2035 identifiziert wurden, auch im Szenario B 2040 erforderlich sind. Dies konnte sowohl für alle im Entwurf des BBP 2021 enthaltenen Maßnahmen als auch für die weiteren DC-Maßnahmen der Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035 (DC31 und DC34) nachgewiesen werden.

Da die Netzanalysen für das Szenario B 2040 zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des ersten Entwurfs des NEP 2035 (2021) noch nicht vollständig abgeschlossen waren, werden die im Szenario B 2040 erforderlichen Verbindungen – insbesondere sofern sie über die im Zielhorizont 2035 identifizierten Maßnahmen hinausgehen – im zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021) dargestellt. Aus diesem Grund fehlen im nachfolgenden Kapitel 5.3.7, in den Zubaunetz-Tabellen im Kapitel 6 sowie in den Projektsteckbriefen im Anhang zu diesem Bericht entsprechende Hinweise auf die Erforderlichkeit der Maßnahmen im Szenario B 2040. Bereits jetzt lässt sich jedoch feststellen, dass über die in 2035 identifizierten DC-Maßnahmen (DC31 und DC34) hinaus in B 2040 keine weiteren DC-Maßnahmen erforderlich sein werden.

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 2035 (2021) wurden in einem integrierten Gesamtkonzept zusätzlich zu den Maßnahmen des Startnetzes und den AC- sowie den DC-Maßnahmen des Entwurfs des BBP 2021 jeweils für die Szenarien A 2035, B 2035 und C 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 2035, B 2035 und C 2035 wurde die Notwendigkeit aller Maßnahmen des Regierungsentwurfs des BBP 2021 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 2035, B 2035 und C 2035 erforderlichen Maßnahmen tabellarisch dargestellt. Dabei werden wie im NEP 2030 (2019) in einem gewissen Umfang identifizierte Engpässe nicht durch neue Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen beseitigt, sondern zur angemessenen Berücksichtigung zukünftiger innovativer Technologien (siehe Kapitel 5.2) in Form eines verbleibenden Redispatch-Volumens (siehe Kapitel 5.2.1) stehen gelassen.

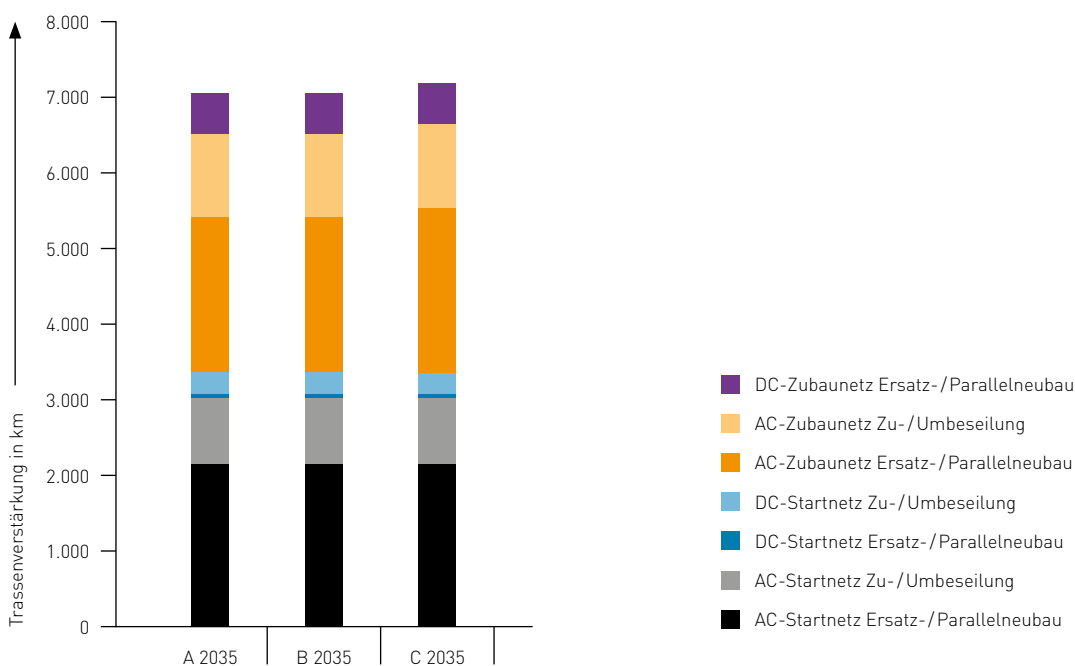
In allen Szenarien wurden die im Regierungsentwurf des BBP 2021 enthaltenen DC-Verbindungen mit einer Nord-Süd-Übertragungskapazität von in Summe 14 GW zugrunde gelegt – fünf Projekte davon mit insgesamt 8 GW Nord-Süd-Übertragungskapazität befinden sich bereits im Startnetz. Diese haben sich überall gleichermaßen als erforderlich erwiesen. Darüber hinaus zeigte sich in allen Szenarien mit dem Zieljahr 2035 die Erforderlichkeit einer weiteren DC-Verbindung mit 2 GW zwischen Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern (DC31). In C 2035 ist zusätzlich eine DC-Verbindung mit 2 GW von Niedersachsen nach Hessen (DC34) erforderlich.



Neben dem Einsatz der DC-Technologie für die großräumige Stromübertragung ist die weitere Verstärkung bzw. der Ausbau des 380-kV-Drehstromnetzes über den Entwurf des BBP 2021 hinaus erforderlich. Dämpfend auf den AC-Netzausbaubedarf wirkt neben der Berücksichtigung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs (siehe Kapitel 5.1.2) die Berücksichtigung von Anlagen zur Leistungsflusssteuerung (Querregeltransformatoren, TCSC), da diese die Leistungsflüsse auf den vorhandenen Leitungen optimieren. Im NEP 2035 (2021) wurden sämtliche Ad-hoc-Maßnahmen zur Leistungsflusssteuerung berücksichtigt, die von der BNetzA in den vorherigen beiden Netzentwicklungsplänen bestätigt wurden. Darüber hinaus wurden die von der BNetzA im NEP 2030 (2019) bestätigten Netzbooster-Pilotanlagen an den Standorten Kupferzell sowie Audorf/Süd und Ottenhofen indirekt berücksichtigt.

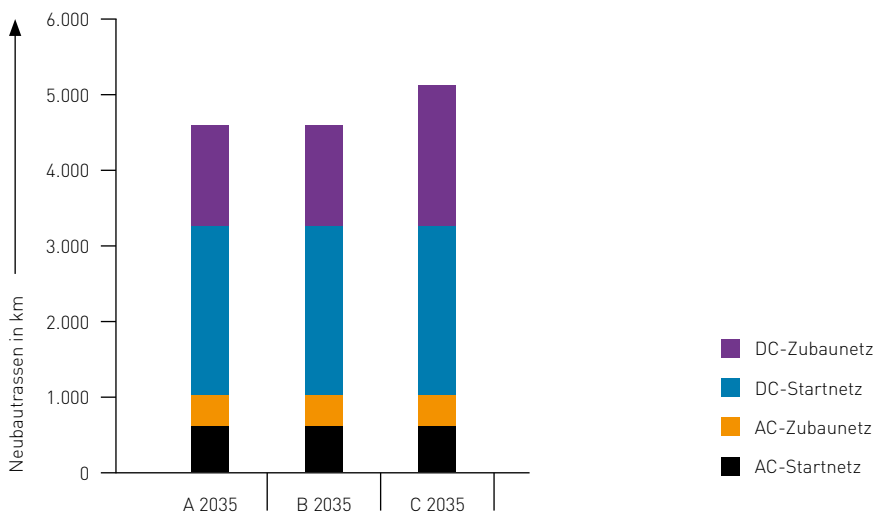
In den Abbildungen 57 und 58 sind für die Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035 der Umfang an Netzverstärkungen in Bestandstrassen und an Neubautrassen dargestellt, wobei zwischen AC-Technik und DC-Technik unterschieden wird.

Abbildung 57: Umfang an Netzverstärkung in den Szenarien des NEP 2035 (2021)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 58: Umfang an Netzausbaubedarf in den Szenarien des NEP 2035 (2021)

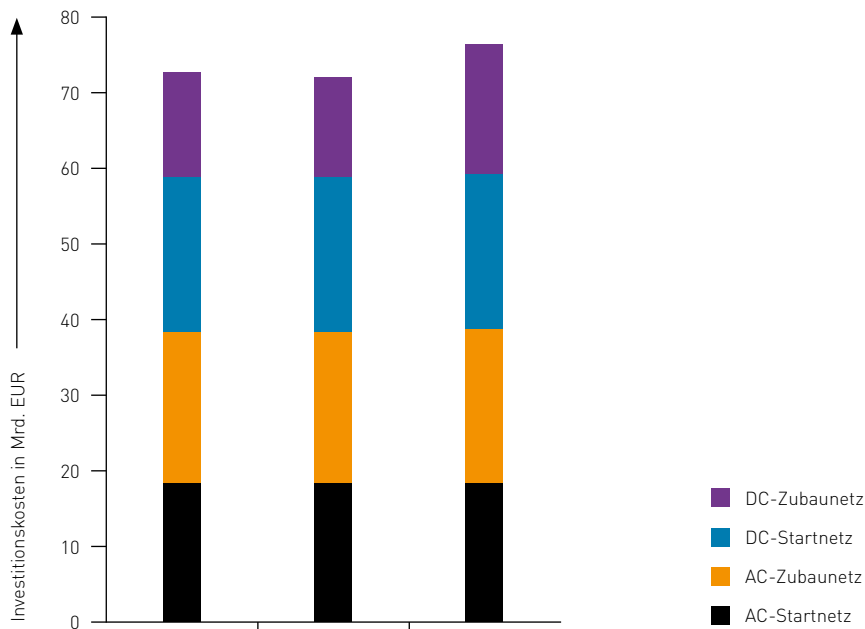


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



In Abbildung 59 sind für die Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035 die geschätzten Investitionskosten abgebildet. Details zur Ermittlung der Investitionskosten finden sich in Kapitel 5.3.1. Die Investitionskosten für die Anbindung der Offshore-Windenergie werden in Abbildung 27 in Kapitel 3.2.4 dargestellt. Die spezifischen Kosten sind auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/Zwp hinterlegt.

Abbildung 59: Geschätzte Investitionskosten im NEP 2035 (2021)



Angaben in Mrd. EUR	A 2035	B 2035	C 2035
DC-Zubaunetz	13,9	13,3	17,3
DC-Startnetz	20,4	20,4	20,4
AC-Zubaunetz*	20,0	20,0	20,4
AC-Startnetz*	18,3	18,3	18,3
Summe (gerundet)	72,5	72,0	76,5

*inkl. Anlagen zur Blindleistungskompensation

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Für das **Szenario B 2035** werden die Kosten und Mengen aus den Abbildungen und Tabellen dieses Kapitels nachfolgend beispielhaft erläutert.

Das Volumen der **Netzverstärkungen in Bestandstrassen** einschließlich der Startnetzmaßnahmen beträgt in B 2035 rund 6.180 km (davon rund 1.985 km Umbeseilung oder Stromkreisauflagen und rund 4.195 km Neubau einer leistungsfähigeren Leitung in bestehenden Trassen). Zum Vergleich: Das Volumen des gesamten heutigen Höchstspannungsnetzes liegt bei rund 35.000 km. Der **Ausbaubedarf in neuen Leitungstrassen** beträgt einschließlich Startnetz im Szenario B 2035 rund 4.585 km, davon 3.565 km DC-Verbindungen und 1.020 km AC-Verbindungen.

In den Kilometerangaben ist der deutsche Anteil der von der BNetzA bereits bestätigten Interkonnektoren zu den Nachbarstaaten mit einer Länge von 215 km (AC) und 350 km (DC) enthalten.



Die nachfolgende Tabelle 25 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 57 und 58 – differenziert nach Start- und Zubaunetz.

Tabelle 25: Längenangaben Start- und Zubaunetz im NEP 2035 (2021)

Angaben in km	AC-Verstärkung		DC-Verstärkung		AC-Neubau	DC-Neubau	Summe
	Zu-/Umbeseilung	Ersatz-/Parallelneubau	Zu-/Umbeseilung	Ersatz-/Parallelneubau			
Startnetz	870	2.150	300	40	620	2.240	6.220
Zubaunetz							
A 2035	1.115	2.045	0	530	400	1.325	5.415
B 2035	1.115	2.045	0	530	400	1.325	5.415
C 2035	1.115	2.170	0	530	400	1.855	6.070
Start- und Zubaunetz							
A 2035	1.985	4.195	300	570	1.020	3.565	11.635
B 2035	1.985	4.195	300	570	1.020	3.565	11.635
C 2035	1.985	4.320	300	570	1.020	4.095	12.290

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Das geschätzte **Investitionsvolumen** beträgt für das **Szenario B 2035 rund 72 Mrd. €**. Darin sind rund 38,5 Mrd. € für das Startnetz enthalten, allerdings noch nicht die Kosten für die Anbindung der Offshore-Windenergie (siehe hierzu Kapitel 3.2.4). In den Gesamtkosten nicht enthalten sind die Kosten für das Projekt P328 (DC-Interkonnektor DE – GB), da dieses Projekt von einem Drittinvestor geplant und errichtet wird. Ebenfalls nicht in den Gesamtkosten sowie darüber hinaus in den Kilometerangaben enthalten sind die zusätzlichen Interkonnectoren (siehe nachfolgendes Kapitel 5.4).

Die gegenüber dem NEP 2030 (2019) angestiegenen Investitionskosten sind auf die Anpassung der Standard- und Projektkosten (siehe Kapitel 5.3.1) sowie auf den geänderten Umfang an Projekten und Maßnahmen als Folge des fünf Jahre weiter in die Zukunft reichenden Szenarienhorizonts zurückzuführen.

5.4 Volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse der Interkonnectoren im NEP 2035 (2021)

Analog zum Vorgehen im TYNDP 2018, basierend auf der von der EU-Kommission genehmigten 2. CBA Richtlinie („2nd ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects“²⁵), werden im NEP 2035 (2021) Interkonnectoren, die nicht Teil des EnLAG oder des BBP 2021-Entwurfs sind, einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen.

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

Die Kosten-Nutzen-Analyse wird aktuell für die nachfolgenden Interkonnektoren durchgeführt.

- P74 Vöhringen – Westtirol (DE – AT)
- P170 Uchtelfangen – Ensdorf – Bundesgrenze DE/FR – Vigy
- P204 Tiengen – Bundesgrenze DE/CH – Beznau
- P221 HansaPowerBridge II (DE – SE)
- P313 Zweiter Interkonnektor Deutschland – Belgien
- P367 Emden/Ost – Eemshaven (DE – NL)

Die aufgeführten Interkonnektoren sind entsprechend des genehmigten Szenariorahmens weder Bestandteil des Ausgangsnetzes des NEP 2035 (2021), noch der Szenarien. Ihre Bewertung erfolgt im sogenannten PINT-Ansatz, d. h. der jeweilige Interkonnektor wird nur für seine eigene Bewertung dem Netz und dem Szenario hinzugefügt.

Basis für die volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse im NEP 2035 (2021) sind die Szenarien B 2035 und B 2040. Aufbauend auf den entsprechenden Marktsimulationen werden 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.

Die Beschreibung des Vorgehens bei der Kosten-Nutzen-Analyse sowie konkreten projektspezifischen Ergebnisse der Bewertung werden mit dem zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021) veröffentlicht. Im ersten Entwurf des NEP 2035 (2021) wird daher auf eigene Projektsteckbriefe für die o. g. Interkonnektoren verzichtet.

Wegen des mit der Kosten-Nutzen-Analyse verbundenen erheblichen Aufwands ist eine solche Analyse nur für die o. g. Interkonnektoren vorgesehen, die noch nicht von der BNetzA bestätigt wurden und noch nicht im Entwurf des BBP 2021 enthalten sind. Die Notwendigkeit der weiteren Leitungsprojekte des NEP 2035 (2021) wird – sofern die Projekte nicht bereits weit fortgeschritten sind und sich im Startnetz befinden – wie bisher anhand von (n-1)-Nachweisen identifiziert (siehe Kapitel 5.1.1).

Weiterführende Dokumente und Links

- Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes: www.netzentwicklungsplan.de/ZwG
- Kapitel 5 des Netzentwicklungsplans Strom 2012 zu Netzanalysen: www.netzentwicklungsplan.de/Zwc
- Spezifische Kostenschätzungen (onshore): www.netzentwicklungsplan.de/Zwp
- Zweiter Entwurf NEP 2030 (2019) und Bestätigung: www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2030-2019
- Punktmaßnahmen im NEP 2035 (2021) – Begleitdokument zum ersten Entwurf des NEP 2035 (2021): www.netzentwicklungsplan.de/Punktmassnahmen_NEP_2035_V2021_1_Entwurf.pdf
- ENTSO-E: „2nd ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Project“, veröffentlicht September 2018: tyndp.entsoe.eu/cba/
- Bundesnetzagentur: „Bedarfsermittlung 2019 – 2030 – Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom“: data.netzausbau.de/2030-2019/NEP/NEP2019-2030_Bestaetigung.pdf
- ENTSO-E (2006). Final Report – System Disturbance on 4 November 2006

- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen
- 3 Offshore-
Netzbedarf
- 4 Marktsimulation
- 5 Netzanalysen
- 6 Übersicht Maßnahmen
- 7 Konsultation
- 8 Zusammenfassung



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 2035 (2021). Auf die Offshore-Netzanbindungssysteme wird im Kapitel 6.4 gesondert eingegangen.

Da die Bundesnetzagentur (BNetzA) vertikale Punktmaßnahmen nicht nach § 12c Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) bestätigt, werden diese im NEP 2035 (2021) 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_2035_V2021_1_Entwurf.pdf zusammengefasst.

Im Folgenden werden die in den Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035 identifizierten Projekte und Maßnahmen tabellarisch dargestellt. Die im Szenario B 2040, das vorrangig der Nachhaltigkeitsprüfung dient, identifizierten Projekte werden im zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021) nachgetragen.

Zu den Projekten des Startnetzes sowie zu den Zubaunetz-Projekten der Szenarien mit dem Zieljahr 2035 gibt es im Anhang zu diesem Bericht unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2035_V2021_1_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.

In den Projektsteckbriefen im Anhang werden konkrete Angaben zur geplanten Technologie der jeweiligen Maßnahmen gemacht – einschließlich der Ausführung als Freileitung oder Erdkabel. In den nachfolgenden Tabellen gilt der Grundsatz, dass es sich bei Leitungsprojekten bzw. Maßnahmen mit dem Kürzel „DC“ um DC-Projekte bzw. -Maßnahmen handelt. Leitungsprojekte und Maßnahmen, die auf Projektebene das Kürzel „P“ und auf Maßnahmenebene das Kürzel „M“ tragen, werden dagegen in AC-Technologie ausgeführt. Ausnahmen stellen die Projekte 50HzT-P221, P328 sowie die bereits realisierten Projekte AMP-P65 und TTG-P68 dar. Hierbei handelt es sich um Interkonnektoren, die in DC-Technologie ausgeführt werden bzw. wurden.

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 (2019) fertiggestellt wurden, also in das Ist-Netz übergegangen sind.

In den Tabellen werden die Namen der Übertragungsnetzbetreiber in der Spalte „ÜNB“ wie folgt abgekürzt: 50Hertz = 50HzT, Amprion = AMP, TenneT = TTG, TransnetBW = TNG. In der Spalte „NOVA-Kategorie“ werden für die jeweiligen NOVA-Kategorien Kürzel verwendet: NO = Netzoptimierung, NV = Netzverstärkung, NA = Netzausbau.

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 Dezember 2020**.

In dieser Spalte wird unterschieden zwischen:

- keine Angabe = noch keine Aktivitäten,
- 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren,
- 2: im Raumordnungsverfahren (ROV)/in der Bundesfachplanung (BFP),
- 3: vor oder im Planfeststellungsverfahren (PFV)/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG),
- 4: genehmigt oder in Bau,
- 5: Maßnahme wurde realisiert.



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

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. Bei neuen Maßnahmen ist in der Regel das Zieljahr der Szenarien angegeben, in denen der Bedarf ermittelt wurde.

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), die nahezu vollständig Teil des **von der Energieministerkonferenz am 24. Mai 2019 beschlossenen Controllings²⁶** sind, entsprechen die anvisierten Inbetriebnahmejahre dem im Rahmen dieses Controllings genannten Inbetriebnahmedatum.

Da die Novelle des BBPlG zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Dokuments noch nicht abgeschlossen war, wird in den nachfolgenden Tabellen ebenso wie in den Projektsteckbriefen im Anhang in Bezug auf den Bundesbedarfsplan (BBP) bzw. die darin enthaltenen Vorhaben Bezug auf den Regierungsentwurf zur Anpassung des BBPlG vom 23.09.2020 genommen. Es wird angenommen, dass sowohl die Vorhaben an sich als auch die Nummerierung im BBP unverändert beschlossen werden. Sollten sich nach Verabschiedung der BBPlG-Novelle durch Bundestag und Bundesrat noch Veränderungen ergeben, so werden diese im zweiten Entwurf berücksichtigt.

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. Eine Beschreibung der Ermittlung der Längenangaben bei neuen AC- oder DC-Maßnahmen findet sich in Kapitel 5.3.

6.1 Startnetz Netzentwicklungsplan 2035 (2021)

Tabelle 26: Startnetz 50Hertz NEP 2035 (2021)

Startnetznummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
50HzT-003	Neuenhagen – Vierraden – Bertikow	Leitung	BB	NVA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			EnLAG Nr. 3	56,5	66,5	2022	4: Genehmigt oder im Bau
	2. Einschleifung Vierraden	Leitung	BB	NVA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse			EnLAG Nr. 3	5		2022	4: Genehmigt oder im Bau
	Bertikow	Anlage	BB	NA	horizontal			EnLAG Nr. 3			2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-007	Neuenhagen – Hennigsdorf – Wustermark	Leitung	BB	NVA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse, Ersatzneubau, Parallelneubau			EnLAG Nr. 11	10	61	2021	4: Genehmigt oder im Bau
	Einschleifung Malchow	Leitung	BB	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse				4		2021	4: Genehmigt oder im Bau

26 „Meilenstein-Tabelle Netzausbau“: www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Vorhaben/Controlling-Tabelle.pdf?__blob=publicationFile

6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetznummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
50HzT-035	Netzanschluss PSW Leutenberg	Leitung	TH	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse				2		2028	
	Netzanschluss PSW Leutenberg	Anlage	TH	NA	horizontal für Dritte						2028	
50HzT-P33	Wolmirstedt – Landesgrenze ST/NI (Mast 6)	Leitung	ST	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung			BBP Nr. 10		46	2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-P34	Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt	Leitung	BB, ST	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			BBP Nr. 39		100	2023	4: Genehmigt oder im Bau
	Parchim/Süd – Perleberg	Leitung	MV, ST	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			BBP Nr. 39		39	2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Güstrow – Parchim/Süd	Leitung	MV	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			BBP Nr. 39		50	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-P36	Bertikow – Pasewalk	Leitung	BB, MV	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			BBP Nr. 11		32	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Pasewalk	Anlage	BB	NV	horizontal			BBP Nr. 11			2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-P38	Pulgar – Geußnitz (Abschnitt Ost)	Leitung	SN	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung			BBP Nr. 13		27	2023	4: Genehmigt oder im Bau
	Geußnitz – Bad Sulza (Abschnitt Mitte)	Leitung	SN	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			BBP Nr. 13		42	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Bad Sulza – Vieselbach (Abschnitt West)	Leitung	TH	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			BBP Nr. 13		37	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-P39	Röhrsdorf – Weida (Abschnitt Ost)	Leitung	SN, TH	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			BBP Nr. 14		60	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Weida – Remptendorf (Abschnitt West)	Leitung	TH	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			BBP Nr. 14		43	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-P128	3. und 4. Querregeltransformator Vierraden	Anlage	BB	NA	horizontal	x					2022	4: Genehmigt oder im Bau
50HzT-P180	Marzahn – Friedrichshain – Mitte – Charlottenburg – Reuter – Teufelsbruch (Kabel)	Leitung	BE	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau					28	2030	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-P213	3. Interkonnektor DE – PL	Leitung	BB	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x		EnLAG Nr. 12	8		2035	2: Im ROV/BFP
	2. Einschleifung Eisenhüttenstadt	Leitung	BB	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse			EnLAG Nr. 12	7		2035	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetznummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
50HzT-P213	Eisenhüttenstadt	Anlage	SN	NV	horizontal			EnLAG Nr. 12			2035	
50HzT-P215	380/220-kV-Netzkuppeltransformator Bentwisch	Anlage	MV	NA	horizontal,						2025	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-P221	Hansa PowerBridge (HPB)	Leitung [DC]	MV	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x		BBP Nr. 69	60		2025 /26	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-P252	UW Berlin/Südost	Anlage	BB	NA	vertikal						2025	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-P345	Querregeltransformatoren (PST) inkl. Anlagenumstrukturierung UW HH /Ost	Anlage	HH	NO	horizontal						2022	4: Genehmigt oder im Bau
50HzT-P357	Querregeltransformatoren (PST) inkl. Anlagenumstrukturierung UW Güstrow	Anlage	MV	NO	horizontal						2025	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-P358	Netzkuppeltransformatoren Lauchstädt und Weida	Anlage	ST, TH	NV	horizontal						2025	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-P413	2. Einschleifung UW Klostermansfeld	Leitung	ST	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau					1	2023	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Tabelle 27: Startnetz Amprion NEP 2035 (2021)

Startnetznummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
AMP-001	Wehrendorf – St. Hülfe	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			EnLAG Nr. 2		33	2021	4: Genehmigt oder im Bau
AMP-009	Niederrhein – Punkt Wettringen	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		EnLAG Nr. 5		73	2023	4: Genehmigt oder im Bau
	Niederrhein – Punkt Wettringen (Kabel)	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		EnLAG Nr. 5		12	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Punkt Wettringen – Punkt Meppen	Leitung	NI, NW	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x		EnLAG Nr. 5	65		2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Asbeck	Anlage	NW	NA	horizontal	x		EnLAG Nr. 5			2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
AMP-010	Punkt Gaste – Lüstringen	Leitung	NI	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung			EnLAG Nr. 16, 18		14	2026	4: Genehmigt oder im Bau
	Lüstringen – Wehrendorf	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			EnLAG Nr. 16, 18		21	2026	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Lüstringen – Hesseln	Leitung	NI, NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			EnLAG Nr. 16, 18		29	2026	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Hesseln – Gütersloh	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			EnLAG Nr. 16, 18		29	2021	4: Genehmigt oder im Bau
	Hesseln	Anlage	NW	NV	vertikal			EnLAG Nr. 16, 18			2021	4: Genehmigt oder im Bau
AMP-014	Punkt Fellerhöfe – Punkt St. Tönis	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			EnLAG Nr. 14, 15		7	2020	4: Genehmigt oder im Bau
	Punkt St. Tönis – Punkt Hüls-West	Leitung	NW	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung			EnLAG Nr. 14, 15		6,5	2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Utfort – Pkt. Hüls-West	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			EnLAG Nr. 14, 15		14	2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Osterath – Gohrpunkt	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			EnLAG Nr. 14, 15		20	2021	4: Genehmigt oder im Bau
	Gohrpunkt – Rommerskirchen	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			EnLAG Nr. 14, 15		10	2019	4: Genehmigt oder im Bau
	Utfort – Osterath	Leitung	NW	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung			EnLAG Nr. 14, 15		50	2024	4: Genehmigt oder im Bau
	Punkt Birkenhof – Gellep	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			EnLAG Nr. 14, 15		2	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetznummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
AMP-014	Gellep	Anlage	NW	NA	vertikal			EnLAG Nr. 14, 15			2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Dülken	Anlage	NW	NA	vertikal			EnLAG Nr. 14, 15			2022	4: Genehmigt oder im Bau
	Mündelheim	Anlage	NW	NA	vertikal			EnLAG Nr. 14, 15			2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
AMP-018	Rommerskirchen – Sechtem	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			EnLAG Nr. 15		38	2022	4: Genehmigt oder im Bau
AMP-022	Kruckel – Punkt Ochsenkopf	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		EnLAG Nr. 19		21	2021/2025	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Punkt Ochsenkopf – Dauersberg	Leitung	NW, RP	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		EnLAG Nr. 19		105	2024/2025	4: Genehmigt oder im Bau
	MSCDN Garenfeld	Anlage	NW	NA	horizontal	x		EnLAG Nr. 19			2025	4: Genehmigt oder im Bau
	Garenfeld	Anlage	NW	NA	vertikal	x		EnLAG Nr. 19			2025	4: Genehmigt oder im Bau
	Eiserfeld	Anlage	NW	NA	vertikal	x		EnLAG Nr. 19			2025	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Setzer Wiese/ Fellinghausen	Anlage	NW	NA	vertikal	x		EnLAG Nr. 19			2025	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
	Altenkleusheim	Anlage	NW	NA	vertikal	x		EnLAG Nr. 19			2025	4: Genehmigt oder im Bau
	Kruckel	Anlage	NW	NA	vertikal	x		EnLAG Nr. 19			2022	4: Genehmigt oder im Bau
AMP-028	Punkt Wanne – Punkt Günnigfeld	Leitung	NW	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung					5	2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Emscherbruch	Anlage	NW	NA	für Dritte						2021	4: Genehmigt oder im Bau
AMP-032	Niederrhein – Uftort	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			EnLAG Nr. 14		21	2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
AMP-034	Büscherhof	Anlage	NW	NA	horizontal						2021	4: Genehmigt oder im Bau
AMP-P21	Regelzonengrenze TTG/AMP – Merzen/ Neuenkirchen	Leitung	NI, NW	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x		BBP Nr. 6		31	2026	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetznummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
AMP-P41	Punkt Metternich – Niederstedem	Leitung	RP	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			BBP Nr. 15		105	2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
AMP-P41	Wengerrohr	Anlage	RP	NV	vertikal			BBP Nr. 15			2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
AMP-P47	Urberach – Pfungstadt – Weinheim	Leitung	HE, BW	NVA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung	x		BBP Nr. 19	6	60	2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
AMP-P47a	Punkt Kriftel – Farbwerke Höchst-Süd	Leitung	HE	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung			BBP Nr. 76		11	2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
AMP-P52	Punkt Rommelsbach – Herbertingen	Leitung	BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			BBP Nr. 24		61	2021	4: Genehmigt oder im Bau
	Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen	Leitung	BY, BW	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung	x		BBP Nr. 25		88	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
AMP-P154	380/220-kV-Transformator Siegburg	Leitung	NW	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse				1		2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	380/220-kV-Transformator Siegburg	Anlage	NW	NA	horizontal						2023	4: Genehmigt oder im Bau
AMP-P310	Bürstadt – Kühmoos	Leitung	HE, RP, BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung					285	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
AMP-P346	PST Hanekenfähr	Anlage	NI	NV	horizontal						2023	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
AMP-P347	Querregeltransformator (PST) Oberzier	Anlage	NW	NV	horizontal						2023	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
AMP-P412	Q-Kompensationsanlagen Phasenschieber Amprion	Anlage		NA	horizontal						2023	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Q-Kompensationsanlagen STATCOM Amprion	Anlage		NA	horizontal						2023	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Q-Kompensationsanlagen MSCDN Amprion	Anlage		NA	horizontal						2023	4: Genehmigt oder im Bau
	Stationäre spannungshobende Q-Kompensationsanlagen	Anlage		NA	horizontal						2023	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetz- nummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/ BBP	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
AMP-P412	Regelbare Q-Kompensationsanlagen	Anlage		NA	horizontal						2024	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG
AMP-P460	Büscherhof – Umbeseilung und Schaltfelderweiterung	Leitung	NW	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung					3,4	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Tabelle 28: Startnetz TenneT NEP 2035 (2021)

Startnetznummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
TTG-006	Wahle – Mecklar	Leitung	NI, HE	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x		EnLAG Nr. 6	228		2022/2024	4: Genehmigt oder im Bau
TTG-007	Dörpen/West – Niederrhein (Punkt Meppen)	Leitung	NI	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x		EnLAG Nr. 5	31		2022	4: Genehmigt oder im Bau, 5: Realisiert
TTG-009	Ganderkesee – St. Hülfe	Leitung	NI	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x		EnLAG Nr. 2	61		2023	4: Genehmigt oder im Bau
TTG-018	MSCDN Etzenricht	Anlage	BY	NA	horizontal						2023	4: Genehmigt oder im Bau
	MSCDN Alfstedt	Anlage	NI	NA	horizontal						2023	4: Genehmigt oder im Bau
	MSCDN Mechlenreuth	Anlage	BY	NA	horizontal						2023	4: Genehmigt oder im Bau
	Spule Conneforde/Ost	Anlage	NI	NA	horizontal						2024	4: Genehmigt oder im Bau
	Spule Ganderkesee	Anlage	NI	NA	horizontal						2024	4: Genehmigt oder im Bau
	Spule Gießen/Nord	Anlage	HE	NA	horizontal						2022	4: Genehmigt oder im Bau
	Spule Twistetal	Anlage	HE	NA	horizontal						2022	4: Genehmigt oder im Bau
	Spule Würgassen	Anlage	NW	NA	horizontal						2022	4: Genehmigt oder im Bau
	Spule Etzenricht	Anlage	BY	NA	horizontal						2023	4: Genehmigt oder im Bau
	Spule Ottenhofen	Anlage	BY	NA	horizontal						2023	4: Genehmigt oder im Bau
	Spule Mechlenreuth	Anlage	BY	NA	horizontal						2023	4: Genehmigt oder im Bau
Spule Altheim	Anlage	BY	NA	horizontal						2023	4: Genehmigt oder im Bau	
TTG-019	Schaltanlage Unterweser	Anlage	NI	NV	horizontal						2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
TTG-021	Ad hoc-Maßnahme Serienkompensation Stadorf – Wahle	Anlage	NI	NO	horizontal						2023	4: Genehmigt oder im Bau



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetznummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
TTG-021	Querregeltransformatoren (PST) Würgau	Anlage	BY	NO	horizontal						2023	4: Genehmigt oder im Bau
TTG-P21	Conneforde – Garrel/Ost – Cappeln/West	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		BBP Nr. 6		77	2026	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Cappeln/West – Regelzongengrenze TTG/AMP	Leitung	NI	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x		BBP Nr. 6	21		2026	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TTG-P24	Stade/West – Dollern	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		BBP Nr. 7		10	2021	4: Genehmigt oder im Bau
	Dollern – Sottrum	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		BBP Nr. 7		60	2026	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG; 4: Genehmigt oder im Bau
	Sottrum – Mehringen (Grafschaft Hoya)	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		BBP Nr. 7		42	2026	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Mehringen (Grafschaft Hoya) – Landesbergen	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		BBP Nr. 7		45	2026	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TTG-P25	Heide/West – Husum/Nord	Leitung	SH	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x		BBP Nr. 8	46		2021	4: Genehmigt oder im Bau
	Husum/Nord – Klixbüll/Süd	Leitung	SH	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x		BBP Nr. 8	38		2022	4: Genehmigt oder im Bau
	Klixbüll/Süd – Bundesgrenze DK	Leitung	SH	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x	x	BBP Nr. 8	16		2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TTG-P33	Wahle – Hattorf – Helmstedt – Landesgrenze NI/ST (Mast 6)	Leitung	NI	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung			BBP Nr. 10		65	2025	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TTG-P46	Redwitz – Mechlereuth – Etzenricht – Schwandorf (Ostbayernring)	Leitung	BY	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			BBP Nr. 18		182	2024/2025	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TTG-P48	Grafenrheinfeld – Punkt Rittershausen	Leitung	BY	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung			BBP Nr. 20		50	2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TTG-P67	Simbach – Matzenhof – Bundesgrenze AT	Leitung	BY	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x	x	BBP Nr. 32		13	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Altheim – Adlkofen	Leitung	BY	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x	x	BBP Nr. 32		7	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Adlkofen – Matzenhof	Leitung	BY	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x	x	BBP Nr. 32		66	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TTG-P69	Emden/Ost – Conneforde	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		BBP Nr. 34		61	2023	4: Genehmigt oder im Bau



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetznummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
TTG-P72	Kreis Segeberg – Lübeck/West	Leitung	SH	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		BBP Nr. 42		55	2025	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TTG-P115	Mehrum/Nord	Anlage	NI	NA	horizontal						2021	4: Genehmigt oder im Bau
TTG-P118	Borken – Mecklar	Leitung	HE	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung			BBP Nr. 43		41	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TTG-P151	Borken – Twistetal	Leitung	HE	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung			BBP Nr. 45		43	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TTG-P157	Conneforde	Anlage	NI	NV	horizontal, vertikal						2023	4: Genehmigt oder im Bau
TTG-P185	Redwitz – Landesgrenze BY/TH (Punkt Tschirn)	Leitung	BY	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung			BBP Nr. 46		38	2021	4: Genehmigt oder im Bau

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 29: Startnetz TransnetBW NEP 2035 (2021)

Startnetznummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
TNG-P47	Weinheim – Daxlanden	Leitung	BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		BBP Nr. 19		76	2028	2: im ROV/BFP
	Weinheim – Mannheim (G380)	Leitung	BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		BBP Nr. 19		17	2028	2: im ROV/BFP
	Mannheim (G380) – Altlußheim	Leitung	BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		BBP Nr. 19		22,5	2028	2: im ROV/BFP
	Altlußheim – Daxlanden	Leitung	BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		BBP Nr. 19		42	2028	2: im ROV/BFP
TNG-P48	Punkt Rittershausen – Kupferzell	Leitung	BY, BW	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung	x		BBP Nr. 20		51	2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Kupferzell – Großgartach	Leitung	BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		BBP Nr. 20		48	2025	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TNG-P49	Daxlanden – Büh/ Kuppenheim – Weier – Eichstetten	Leitung	BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		BBP Nr. 21		119	2028	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG

6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetz- nummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/ BBP	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
TNG-P50	UW Pulverdingen	Anlage	BW	NVA	horizontal						2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
TNG-P70	Birkenfeld – Mast 115A	Leitung	BW	NVA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse, Ersatzneubau, Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung			BBP Nr. 35	11,5	2,7	2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TNG-P90	Q-Kompensationsanlagen Spule TransnetBW – Startnetz	Anlage	BW	NA	horizontal						2019-2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TNG-P350	PST Pulverdingen	Anlage	BW	NV	horizontal						2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Tabelle 30: DC-Projekte des Startnetzes NEP 2035 (2021)

Startnetznummer	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
										Ausbau	Bestand		
DC1	Emden/Ost – Osterath	Leitung	AMP	NI, NW	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x		BBP Nr. 1	300		2025	2: Im ROV/BFP
DC2	Osterath – Philippsburg (Ultranet)	Leitung	AMP, TNG	NW, HE, BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau, Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung	x	x	BBP Nr. 2		343	2023/2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
DC3	Brunsbüttel – Großgartach (SuedLink)	Leitung	TTG, TNG	SH, NI, HE, TH, BY, BW	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x	x	BBP Nr. 3	702		2026	2: Im ROV/BFP 3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
DC4	Wilster/West – Berg Rheinfeld/West (SuedLink)	Leitung	TTG, TNG	SH, NI, HE, TH, BY	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x	x	BBP Nr. 4	558		2026	2: Im ROV/BFP 3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
DC5	Wolmirstedt – Isar	Leitung	50HzT, TNG	ST, TH, SN, BY	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x	x	BBP Nr. 5	539		2025	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

6.2 Zubaunetz Netzentwicklungsplan 2035 (2021)

Tabelle 31: Erforderliche Projekte und Maßnahmen in den Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035 gemäß Kapitel 5.3.6

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2021	TYNDP	PCI	Szenario			NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2035	B 2035	C 2035			Ausbau	Bestand		
DC1a	DC1a	Emden/Ost – Osterath	Leitung	AMP	NI, NW	1	x		x	x	x	NO	Optimierung		300	2025	2: Im ROV/BFP
DC20	DC20	Klein Rogahn – Isar	Leitung	50HzT, TTG	MV, ST, SN, TH, BY	5a			x	x	x	NVA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse, Errichtung einer Leitung: Parallelneubau	240	539	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren, 3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	M718	Doppelseinschleifung Klein Rogahn	Leitung	50HzT	MV				x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	1		2030	
	M719	UW Klein Rogahn	Anlage	50HzT	MV				x	x	x	NA	horizontal			2030	
DC21	DC21b	Wilhelms- haven 2 – Uentrop	Leitung	AMP, TTG	NI, NW	49	x		x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	267		2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
DC25	DC25	Heide/West – Polsum	Leitung	AMP, TTG	SH, NI, NW	48	x		x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	407		2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
DC31	DC31	Heide/West – Klein Rogahn	Leitung	50HzT, TTG	SH, MV				x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	212		2035	
DC34	DC34	Rastede – Bürstadt	Leitung	AMP, TTG	NI, NW, HE						x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	528		2035	
P20	M69	Emden/Ost – Halbmond	Leitung	TTG	NI	37	x		x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	30		2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P22	M80	Elsfleth/West – Ganderke- see (über Niedervie- land)	Leitung	TTG	NI	55			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatz- neubau		36	2030	
	M92	Conneforde – Unterweser	Leitung	TTG	NI	54			x	x	x	NO	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Spannungsum- stellung		32	2030	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
P23	M20	Dollern – Elsfleth/West	Leitung	TTG	NI	38	x		x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatz- neubau		100	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 2021	TYNDP	PCI	Szenario			NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2035	B 2035	C 2035			Ausbau	Bestand		
P26	M432	Brunsbüttel – Büttel	Leitung	TTG	SH	50			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		3	2030	
	M76	Büttel – Wilster/West	Leitung	TTG	SH	50			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		8	2030	
	M89	Wilster/West – Stade/West	Leitung	TTG	SH, NI	50			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		44	2030	
P33	M24b	Wolmirstedt – Helmstedt – Gleidingen/ Hallendorf – Kreuzung M24b/TTG-006 – Mehrum/Nord	Leitung	50HzT, TTG	ST, NI	10			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Parallelneubau		146	2027 (50HzT) /2030 (TTG)	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren, 3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
P37	M25a	Vieselbach – Landesgrenze TH/HE	Leitung	50HzT	TH	12			x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeileitung		87	2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M25b	Landesgrenze TH/HE – Mecklar	Leitung	TTG	HE	12			x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeileitung		43	2026	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
P43	M74a	Mecklar – Dipperz	Leitung	TTG	HE	17	x		x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Parallelneubau		51	2031	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M74b	Dipperz – Bergrheinfeld/West	Leitung	TTG	HE, BY	17	x		x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	80		2031	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P51	M37	Großgartach – Endersbach	Leitung	TNG	BW	22			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau, Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeileitung		26	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P52	M94b	Punkt Neurauburg – Punkt Bundesgrenze (AT)	Leitung	AMP, TNG	BW, BY	40	x		x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		7	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P53	M350	Ludersheim – Sittling – Altheim	Leitung	TTG	BY	41			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		135	2026/2028	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M54	Raitersaich/ West – Ludersheim	Leitung	TTG	BY	41			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		45	2028	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P72	M351	Lübeck/West – Göhl	Leitung	TTG	SH	42	x		x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	65		2027	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 2021	TYNDP	PCI	Szenario			NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2035	B 2035	C 2035			Ausbau	Bestand		
P72	M49	Lübeck/West – Siems	Leitung	TTG	SH	42	x		x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		12	2026	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
P84	M367	HH/Nord – HH/Ost	Leitung	50HzT	HH	51			x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbe-seilung		31	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M368	Krümmel – HH/Ost	Leitung	50HzT	HH, SH	51			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		28	2030	
P90	M17g	Q-Kompensationsanlagen MSCDN TransnetBW	Anlage	TNG	BW				x	x	x	NA	horizontal			bis 2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M17h	Q-Kompensationsanlagen STATCOM TransnetBW	Anlage	TNG	BW				x	x	x	NA	horizontal			bis 2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M17i	Q-Kompensationsanlagen Spule TransnetBW	Anlage	TNG	BW				x	x	x	NA	horizontal			bis 2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P112	M201	Pleinting – Bundesgrenze DE/AT	Leitung	TTG	BY	32	x		x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		43	2028	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M212	Abzweig Pirach	Leitung	TTG	BY	32	x		x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		27	2027	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P113	M202a	Krümmel – Lüneburg – Stadorf	Leitung	TTG	SH, NI	58			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		53	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M203	Stadorf – Wahle	Leitung	TTG	NI	58			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		86	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P116	M206	Dollern – Samtge-meinde Sottrum – Wechold – Punkt Landesbergen	Leitung	TTG	NI	57			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		132	2030	
	M494	Punkt Landesbergen – Ovenstädt	Leitung	TTG	NI, NW	57			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		26	2030	
P119	M90	Conneforde – Rastede – Elsfleth/West mit Abzweig Huntorf	Leitung	TTG	NI	56			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		26	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 2021	TYNDP	PCI	Szenario			NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2035	B 2035	C 2035			Ausbau	Bestand		
P119	M535	Elsfleth/West – Abzweig Blockland – Samtge-meinde Sottrum	Leitung	TTG	NI	56			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatz-neubau		86	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
P124	M209a	Wolmirstedt – Kloster-mansfeld	Leitung	50HzT	ST	60			x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbe-seilung		117	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
	M209b	Kloster-mansfeld – Schraplau/ Obhausen – Lauchstädt	Leitung	50HzT	ST	60			x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbe-seilung		39	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
P133	M253	Borken – Gießen/Nord	Leitung	TTG	HE	65			x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbe-seilung		73	2030	
P135	M255	Ovenstädt – Eickum – Bechterdissen	Leitung	TTG	NW	57			x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbe-seilung		60	2030	
P150	M352a	Schraplau/ Obhausen – Wolkrams-hausen	Leitung	50HzT	ST, TH	44			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatz-neubau		71	2028	2: Im ROV/BFP
	M463	Wolkrams-hausen – Vieselbach	Leitung	50HzT	TH	44			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatz-neubau		66	2027	2: Im ROV/BFP
P159	M62	Bürstadt – BASF	Leitung	AMP	HE, RP	67			x	x	x	NVA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse, Parallelneubau; Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbe-seilung	5	13	2029	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
P161	M91	Großkrotzen-burg – Urberach	Leitung	AMP, TTG	HE	66			x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbe-seilung		24	2028	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
P175	M385	Wilhelms-haven 2 – Fedderwarden	Leitung	TTG	NI	73			x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	15		2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
	M466	Wilhelms-haven 2 – Conneforde	Leitung	TTG	NI	73			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatz-neubau		36	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
P176	M387	Eichstetten – Bundes-grenze [FR]	Leitung	TNG	BW	72	x		x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatz-neubau		18	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2021	TYNDP	PCI	Szenario			NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2035	B 2035	C 2035			Ausbau	Bestand		
P200	M425	Punkt Blatzheim – Oberzier	Leitung	AMP	NW	74			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Parallelneubau		16	2025	2: Im ROV/BFP
P206	M417	Herbertingen – Kreis Konstanz – Beuren – Gurtweil/Tiengen	Leitung	TNG	BW	23			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		140	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P211	M434	Gießen/Nord – Karben	Leitung	TTG	HE	65			x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeileitung		51	2030	
P215	M454	Güstrow – Bentwisch – Suchraum Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf	Leitung	50HzT	MV	52			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		56	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M521	Netzkupplertformatoren – Anlage Suchraum Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf	Anlage	50HzT	MV				x	x	x	NA	horizontal			2025	
	M748a	Anlage Suchraum Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf	Anlage	50HzT	MV				x	x	x	NV	horizontal			2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P216	M455	Güstrow – Siedenbrünzow – Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow	Leitung	50HzT	MV	53			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		90	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M523	Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow – Pasewalk/Nord – Pasewalk	Leitung	50HzT	MV	53			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		55	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M584a	Anlage Iven	Anlage	50HzT	MV				x	x	x	NV	horizontal			2030	
	M584b	Netzkupplertformatoren Iven	Anlage	50HzT	MV				x	x	x	NA	horizontal			2030	
P222	M461	Oberbachern – Ottenhofen	Leitung	TTG	BY	47			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		47	2029	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P223	M462a	Güstrow – Wessin – Görries – Klein Rogahn – Krümmel	Leitung	50HzT	MV, SH				x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeileitung		147	2030	



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2021	TYNDP	PCI	Szenario			NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2035	B 2035	C 2035			Ausbau	Bestand		
P223	M462b	Doppelschleifung Görries	Leitung	50HzT	MV				x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		0,6	2030	
P225	M464a	Altheim - Isar	Leitung	TTG	BY	77			x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	8		2030	
P228	M469a	Landesbergen - Mehrum/ Nord	Leitung	TTG	NI	59			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		98	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P252	M534a	(Marzahn -) Punkt Biesdorf/Süd - Wuhltheide	Leitung	50HzT	BE				x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Parallelneubau		4	2030-2035	
	M704	Anlage Wuhltheide	Anlage	50HzT	BE				x	x	x	NV	vertikal, horizontal			2030-2035	
P302	M511	Höpfingen - Hüffenhardt	Leitung	TNG	BW	68			x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeileitung		46	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P306	M518	Großgartach - Pulverdingen	Leitung	TNG	BW				x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		40	2035	
P314	M489	Querregeltransformatoren (PST) im SL	Anlage	AMP	SL				x	x	x	NV	horizontal			2027	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P315	M491	Hanekenfähr - Gronau	Leitung	AMP	NI, NW	63			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau, Parallelneubau		47	2034	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P327	M522	Querregeltransformatoren (PST) in der Region Siegerland	Anlage	AMP	NW				x	x	x	NV	horizontal			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P328	M534	Fedderwarden - Großbritannien	Leitung [DC]	[TTG]	NI	70	x		x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	200		2024	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
P330	M550	Punkt Rittershausen - Höpfingen	Leitung	TNG	BY, BW				x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeileitung		42,3	2035	
P348	M559	Querregeltransformatoren (PST) Wilster/West - Stade/West (Krempermarsch)	Anlage	TTG	SH				x	x	x	NO	horizontal			2023	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 2021	TYNDP	PCI	Szenario			NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2035	B 2035	C 2035			Ausbau	Bestand		
P353	M532	Querregeltransformatoren (PST) Twistetal	Anlage	TTG	HE				x	x	x	NO	horizontal			2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P355	M599	Netzverstärkung Neuenhagen – Heinersdorf – Eisenhüttenstadt – Preilack	Leitung	50HzT	BB						x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		125	2030	
P358	M567a	Zweiter 380/220-kV-Netz-kuppeltransformator in Weida	Anlage	50HzT	TH				x	x	x	NV	horizontal			2030	
P359	M571	Netzverstärkung Stenda/West – Wolmirstedt	Leitung	50HzT	ST	60			x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbe-seilung		37	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P360	M464	STATCOM Lauchstädt	Anlage	50HzT	ST				x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M464b	Erweiterung der Blindleistungskompensationsanlage UW Lauchstädt als Hybrid-STATCOM	Anlage	50HzT	ST				x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M595a	STATCOM Weida	Anlage	50HzT	TH				x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M595b1	STATCOM Röhrsdorf	Anlage	50HzT	SN				x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M595b2	MSCDN Röhrsdorf	Anlage	50HzT	SN				x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M595c1	STATCOM Ragow	Anlage	50HzT	BB				x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M595c2	Erweiterung der Blindleistungskompensationsanlage UW Ragow als Hybrid-STATCOM	Anlage	50HzT	BB				x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	
	M595d	STATCOM Siedenbrünzow	Anlage	50HzT	MV				x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2021	TYNDP	PCI	Szenario			NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	
									A 2035	B 2035	C 2035			Ausbau	Bestand			
P360	M595e	STATCOM Suchraum Gemeinden Brünzow/Kemnitz	Anlage	50HzT	MV				x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	
	M595f	STATCOM Neuenhagen	Anlage	50HzT	BB				x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030		
	M595g	STATCOM Malchow	Anlage	50HzT	BE				x	x	x	NVA	horizontal			2030		
	M595h	STATCOM Remptendorf	Anlage	50HzT	TH				x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	
	M595i	STATCOM Streumen	Anlage	50HzT	SN				x	x	x	NVA	horizontal			2030		
	M595j	Blindleistungskompensationsanlagen an Standorten der 50Hertz-Regelzone (Perspektivausbau bis 2030)	Anlage	50HzT						x	x	x	NA	horizontal			2025-2030	
	M595k	Blindleistungskompensationsanlagen an Standorten der 50Hertz-Regelzone (Perspektivausbau bis 2035)	Anlage	50HzT						x	x	x	NVA	horizontal			2030-2035	
	M685a	380-kV-Kompensationsspule Eula	Anlage	50HzT	SN					x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	
	M685b	380-kV-Kompensationsspule Jessen/Nord	Anlage	50HzT	ST					x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	
	M685c	380-kV-Kompensationsspule Pulgar	Anlage	50HzT	SN					x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	
	M685d	380-kV-Kompensationsspule Altdöbern	Anlage	50HzT	BB					x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	
M685e	380-kV-Kompensationsspule Putlitz/Süd	Anlage	50HzT	BB					x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030		



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2021	TYNDP	PCI	Szenario			NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2035	B 2035	C 2035			Ausbau	Bestand		
P360	M685f	380-kV-Kompensations-spulen Alten-treptow/Süd	Anlage	50HzT	MV				x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	
	M752	Erweiterung 1. MSCDN Altenfeld und Errichtung 2. MSCDN Altenfeld	Anlage	50HzT	TH				x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	
P361	M470a	Zweite Einschleifung Großschwabhausen	Leitung	50HzT	TH				x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatz-neubau		4	2030	
	M470c	Anlage Großschwabhausen	Anlage	50HzT	TH				x	x	x	NV	horizontal			2030	
P362	M452b	380-kV-Anlage	Anlage	50HzT	SN				x	x	x	NA	horizontal			2030	
	M452c	Leitungsanschluss	Leitung	50HzT	SN				x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	2		2030	
P365	M583	Netzbooster Pilotanlage Audorf/Süd – Ottenhofen	Anlage	TTG	SH, BY				x	x	x	NO	horizontal			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P400	M590a	MSCDN Klixbütl/Süd	Anlage	TTG	SH				x	x	x	NA	horizontal			2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M590b	MSCDN Grohnde	Anlage	TTG	NI				x	x	x	NA	horizontal			2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M590d	MSCDN Heide/West	Anlage	TTG	SH				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M590e	MSCDN Audorf/Süd	Anlage	TTG	SH				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M590g	MSCDN Dipperz	Anlage	TTG	HE				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M590h	MSCDN Würzgau	Anlage	TTG	BY				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M590j	MSCDN Simbach	Anlage	TTG	BY				x	x	x	NA	horizontal			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 2021	TYNDP	PCI	Szenario			NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2035	B 2035	C 2035			Ausbau	Bestand		
P400	M590k	MSCDN Pirach	Anlage	TTG	BY				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M590l	MSCDN Handewitt	Anlage	TTG	SH				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M591a	Spule Klixbüll/Süd	Anlage	TTG	SH				x	x	x	NA	horizontal			2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M591e	Spule Hattorf	Anlage	TTG	NI				x	x	x	NA	horizontal			2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M591f	Spulen Landesbergen	Anlage	TTG	NI				x	x	x	NA	horizontal			2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M591l	Spule Schwandorf	Anlage	TTG	BY				x	x	x	NV	horizontal			2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M591m	Spule Irsching	Anlage	TTG	BY				x	x	x	NA	horizontal			2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592a	STATCOM Landesbergen	Anlage	TTG	NI				x	x	x	NA	horizontal			2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592b	STATCOM Würgassen	Anlage	TTG	NW				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592c	STATCOM Bechterdissen	Anlage	TTG	NW				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592d	STATCOM Raitersaich	Anlage	TTG	BY				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592e	STATCOM Würgau	Anlage	TTG	BY				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592f	STATCOM Ottenhofen	Anlage	TTG	BY				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M592g	STATCOM Sittling	Anlage	TTG	BY				x	x	x	NA	horizontal			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 2021	TYNDP	PCI	Szenario			NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2035	B 2035	C 2035			Ausbau	Bestand		
P400	M592h	STATCOM Dipperz	Anlage	TTG	HE				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592i	STATCOM Stadorf	Anlage	TTG	NI				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592j	STATCOM Gießen/Nord	Anlage	TTG	HE				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592k	STATCOM Wahle	Anlage	TTG	NI				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592l	STATCOM Elsfléth/West	Anlage	TTG	NI				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592m	rot. Phasenschieber Mehrum	Anlage	TTG	NI				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592n	rot. Phasenschieber Großkrotzenburg	Anlage	TTG	HE				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592o	rot. Phasenschieber Etzenricht	Anlage	TTG	BY				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592p	rot. Phasenschieber Oberbachern	Anlage	TTG	BY				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592q	rot. Phasenschieber Pleinting	Anlage	TTG	BY				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592r	rot. Phasenschieber Mehringen	Anlage	TTG	NI				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592s	rot. Phasenschieber Lübeck/West	Anlage	TTG	SH				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592t	rot. Phasenschieber Audorf/Süd	Anlage	TTG	SH				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M593	TenneT Spulen 2035	Anlage	TTG						x	x	x	NA	horizontal			bis 2035	



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2021	TYNDP	PCI	Szenario			NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2035	B 2035	C 2035			Ausbau	Bestand		
P400	M627	TenneT MSCDN 2035	Anlage	TTG					x	x	x	NA	horizontal			bis 2035	
	M628	TenneT STATCOM bzw. rot. Phasenschieber 2035	Anlage	TTG					x	x	x	NA	horizontal			bis 2035	
P402	M602	Westerkapeln – Gersteinwerk	Leitung	AMP	NW				x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	126		2032/2033	
P403	M603	Hattingen – Linde	Leitung	AMP	NW	64			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		25	2032	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P406	M606	Aach – Bofferdange	Leitung	AMP	SL	71	x		x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		10	2027	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P408	M621	Eiberg – Bochum	Leitung	AMP	NW				x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		13	2035	
	M622	Bochum – Hattingen	Leitung	AMP	NW				x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		11	2035	
	M744	Emscherbruch – Bochum/ Eiberg	Leitung	AMP	NW				x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeileitung		33	2035	
P410	M624	Querregeltransformatoren (PST) in Enniger	Anlage	AMP	NW				x	x	x	NV	horizontal			2025	
P414	M414	hybride (Hanekenfähr/ Öchtel)	Anlage	AMP	NI							NA	vertikal				
P428	M700	UW Kühmoos	Anlage	TNG	BW				x	x	x	NV	horizontal			2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P430	M646	Netzbooster Pilotanlage Kupferzell	Anlage	TNG	BW				x	x	x	NA	horizontal			2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P450	M582a	Anlage Osterburg	Anlage	50HzT	ST				x	x	x	NA	horizontal, vertikal			2027	
	M582b	Leitungsanbindung Osterburg	Leitung	50HzT	ST	60			x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse		2	2027	



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2021	TYNDP	PCI	Szenario			NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2035	B 2035	C 2035			Ausbau	Bestand		
P451	M678	Putlitz/Süd – Putlitz – Perleberg – Stendal/West	Leitung	50HzT	BB, ST	60			x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeileitung		64	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M681	Graustein – Bärwalde	Leitung	50HzT	BB, SN	62			x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeileitung		22	2022	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
P462	M689	Aachen – Netz-erweiterung	Leitung	AMP	NW	75			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau, Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeileitung		25,9	2027	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P463	M690	Westliches Rheinland – Netzverstärkungen	Anlage	AMP					x	x	x	NV	vertikal			2023	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG, 4: Genehmigt oder im Bau, 5: Realisiert
P464	M691	SL – Saarwellingen – Netz-erweiterung	Leitung	AMP	SL				x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau, Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeileitung		8,3	2028	
P500	M737	Somborn – Aschaffenburg/neu – Urberach	Leitung	AMP, TTG	BY, HE				x	x	x	NVA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	30		2035	
P501	M740	Gersteinwerk – Lippe – Mengede	Leitung	AMP	NW				x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		34	2035	
P502	M741	Walsum – Beeck	Leitung	AMP	NW				x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		8,5	2027/2028	
P503	M742	Niederrhein – Walsum	Leitung	AMP	NW				x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeileitung		26,6	2035	
P504	M743	Sechtem – Weissen-thurm	Leitung	AMP	NW, RP				x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeileitung		77	2030	
P526	M311a	Anlage Beetzsee/ Nord	Anlage	50HzT	BB				x	x	x	NA	horizontal			2024	
	M311c	Anlage Beetzsee/ Nord mit Doppelschleifung	Anlage	50HzT	BB				x	x	x	NA	horizontal			2029	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2021	TYNDP	PCI	Szenario			NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2035	B 2035	C 2035			Ausbau	Bestand		
P526	M526a	Netzkuppl-transformatoren Beetzsee/Nord	Anlage	50HzT	BB				x	x	x	NA	horizontal			2030-2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P527	M527a	380-kV-Anlage Hennigsdorf	Anlage	50HzT	BB				x	x	x	NVA	horizontal			2030	
	M527b	Netzkuppl-transformatoren Hennigsdorf	Anlage	50HzT	BB				x	x	x	NVA	horizontal			2030	
P528	M745	Umspannwerk im Raum Leuna/Merseburg/Weißenfels	Anlage	50HzT	ST				x	x	x	NA	vertikal			2030	
P529	M599a	Erweiterung Anlage Malchow	Anlage	50HzT	BE				x	x	x	NV	horizontal			2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P530	M713	Anlage Suchraum Gemeinden Brünzow/Kemnitz	Anlage	50HzT	MV				x	x	x	NA	horizontal			2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P531	M531a	Thyrow – Berlin/Südost	Leitung	50HzT	BE				x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		25	2030-2035	
	M531b	Anlage Berlin/Südost	Anlage	50HzT	BB				x	x	x	NV	horizontal			2030-2035	
	M531c	Anlage Thyrow	Anlage	50HzT	BB				x	x	x	NV	horizontal			2025-2030	
	M532a	Mitte – Lichterfelde – Mahlow	Leitung	50HzT	BE, BB				x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	20		2030-2035	
	M532b	Anlage Lichterfelde	Anlage	50HzT	BE				x	x	x	NA	vertikal			2030-2035	
	M532c	Anlage Mahlow	Anlage	50HzT	BB				x	x	x	NA	vertikal			2030-2035	
	M533a	Malchow – Moabit – Reuter	Leitung	50HzT	BE				x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	18		2030-2035	
	M533b	Anlage Moabit	Anlage	50HzT	BE				x	x	x	NA	vertikal			2030-2035	
P532	M536a	Neubau Anlage Streumen	Anlage	50HzT	SN				x	x	x	NV	horizontal			2030	



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

6.3 Realisierte Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2030 (2019)

Tabelle 32: Realisierte Maßnahmen des NEP 2030 (2019)

Startnetznummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
50HzT-P64	Combined Grid Solution (CGS)	Leitung	MV	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x	x	BBP Nr. 29	8		2020	5: Realisiert
	Konverter CGS	Anlage	MV	NA	horizontal	x	x	BBP Nr. 29			2020	5: Realisiert
50HzT-P127	2. MSCDN Vieselbach	Anlage	TH	NV	horizontal						2021	5: Realisiert
50HzT-P127-17	1. MSCDN Vieselbach	Anlage	TH	NA	horizontal	x					2020/21	5: Realisiert
50HzT-P364	380/110-kV-Transformatoren Neuenhagen	Anlage	BB	NA	vertikal						2020	5: Realisiert
AMP-001	St. Hülfe	Anlage	NI	NA	vertikal			EnLAG Nr. 2			2021	5: Realisiert
AMP-010	Westerkappeln	Anlage	NW	NA	vertikal			EnLAG Nr. 16, 18			2016	5: Realisiert
	Lüstringen	Anlage	NI	NA	vertikal			EnLAG Nr. 16, 18			2019	5: Realisiert
AMP-018	Brauweiler – Sechtem	Leitung	NW	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung			EnLAG Nr. 15		23	2022	5: Realisiert
AMP-P65	Oberzier – Bundesgrenze (BE)	Leitung (DC)	NW	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x	x	BBP Nr. 30	40		2020	5: Realisiert
	Oberzier	Anlage	NW	NA	horizontal	x	x	BBP Nr. 30			2020	5: Realisiert
AMP-P74	Woringen/Lachen	Leitung	BY	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung	x				1	2019	5: Realisiert
AMP-P178	Schaltanlage Gütersloh	Anlage	NW	NV	horizontal						2025	5: Realisiert
TTG-005	Hamburg/ Nord – Dollern (ohne Elbekreuzung)	Leitung	SH, NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x	x	EnLAG Nr. 1		42	2019	5: Realisiert
	Audorf – Süd – Handewitt	Leitung	SH	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x	x	EnLAG Nr. 1		70	2020	5: Realisiert
	Elbekreuzung	Leitung	SH, NI	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung			EnLAG Nr. 1		3	2019	5: Realisiert
	Handewitt/Grenze DE/DK	Leitung	SH	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x	x	EnLAG Nr. 1		10	2020	5: Realisiert

6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetznummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/ BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
TTG-P25	Süderdonn – Heide/West	Leitung	SH	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x	x	BBP Nr. 8	23		2019	5: Realisiert
	Umspannwerk Heide/West	Anlage	SH	NA	vertikal	x	x	BBP Nr. 8			2019	5: Realisiert
TTG-P56	2. Dreibeil Brunsbüttel	Anlage	SH	NV	horizontal						2018	5: Realisiert
TTG-P66	Umspannwerk Fedderwarden	Anlage	SH	NA	vertikal						2020	5: Realisiert
TTG-P68	Deutschland – Norwegen (NordLink): onshore	Leitung [DC]	SH	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x	x	BBP Nr. 33	54		2021	5: Realisiert
	Deutschland – Norwegen (NordLink): offshore bis zur AWZ-Grenze	Leitung [DC]	SH	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x	x	BBP Nr. 33	154		2020	5: Realisiert
	Konverter Wilster/West	Anlage	SH	NA	horizontal	x	x	BBP Nr. 33			2020	5: Realisiert
	Schaltanlage Wilster/West	Anlage	SH	NV	horizontal						2020	5: Realisiert
TTG-P114	Schaltanlage Krümmel	Anlage	SH	NV	horizontal						2020	5: Realisiert
TTG-P155	Schaltanlage Elsfléth/West	Anlage	NI	NA	horizontal						2019	5: Realisiert
TTG-P178	Schaltanlage Bechterdissen	Anlage	NW	NV	horizontal						2020	5: Realisiert

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

6.4 Übersichten der im Flächenentwicklungsplan und Netzentwicklungsplan 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) unter Berücksichtigung des aktuellen Verfahrensstandes des Flächenentwicklungsplans (FEP).

Darüber hinaus werden alle Offshore-Netzanbindungssysteme des Zubaunetzes und deren Bedarf in den jeweiligen Szenarien dargestellt (siehe Tabelle 34). Die Offshore-Netzanbindungsprojekte, die auf der Rechtslage vor dem 28.12.2012 basieren, sind allesamt in Betrieb und im Start-Offshorenetz enthalten (siehe Tabellen 9 und 10 im Kapitel 3.2.2).

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 (Beginn der Umsetzung = Vergabe),
- > 4: Maßnahme befindet sich in Bauvorbereitung oder im Bau,
- > 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.

Tabelle 33: Stand der Umsetzung von Offshore-Netzanbindungsmaßnahmen (Maßnahmen basierend auf bestätigtem NEP 2030 (2019))

Projekt	Bezeichnung des Projekts	gültige Bestätigung			Stand erster Entwurf NEP 2035 (2021) Szenario B 2035		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 (DolWin5)	O-NEP 2025	Halbmond oder Emden/Ost	2019/2024	Emden/Ost	2019/2024	4
NOR-3-2	HGÜ-Verbindung NOR-3-2 (DolWin4)	O-NEP 2030 (2019)	Hanekenfähr	2023/2028	Hanekenfähr	2022/Q3 2028	2
NOR-3-3	HGÜ-Verbindung NOR-3-3 (DolWin6)	O-NEP 2025	Emden/Ost	2017/2023	Emden/Ost	2017/2023	4
NOR-6-3	HGÜ-Verbindung NOR-6-3 (BorWin4)	O-NEP 2030 (2019)	Hanekenfähr	2024/2029	Hanekenfähr	2022/Q3 2029	2
NOR-7-1	HGÜ-Verbindung NOR-7-1 (BorWin5)	O-NEP 2025	Cloppenburg	2025/2030	Garrel/Ost	2020/2025	4



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	Bezeichnung des Projekts	gültige Bestätigung			Stand erster Entwurf NEP 2035 (2021) Szenario B 2035		Stand der Umsetzung
		maßgebliche Bestätigung*	Netzverknüpfungspunkt	Beginn der Umsetzung / geplante Fertigstellung	Netzverknüpfungspunkt	Beginn der Umsetzung / geplante Fertigstellung	
NOR-7-2	HGÜ-Verbindung NOR-7-2 (BorWin6)	O-NEP 2030 (2019)	Büttel	2022/2027	Büttel	2022/Q4 2027	3
NOR-9-1	HGÜ-Verbindung NOR-9-1 (BalWin1)	NEP 2030 (2019)	Unterweser	2024/2029	Unterweser	2024/Q3 2029	1
NOR-10-1	HGÜ-Verbindung NOR-10-1 (BalWin2)	NEP 2030 (2019)	Unterweser	2025/2030	Unterweser	2025/Q3 2030	1
NOR-12-1**	HGÜ-Verbindung NOR-12-1 (LanWin1)	NEP 2030 (2019)	Wilhelmshaven 2	2025/2030	Wilhelmshaven 2	2025/Q3 2030	1
OST-1-1	AC-Verbindung OST-1-1 (Ostwind 1)	O-NEP 2013	Lubmin	2014/2017	Lubmin	2014/2018	5
OST-1-2	AC-Verbindung OST-1-2 (Ostwind 1)	O-NEP 2013	Lubmin	2014/2017	Lubmin	2014/2019	5
OST-1-3	AC-Verbindung OST-1-3 (Ostwind 1)	O-NEP 2013	Lubmin	2015/2018	Lubmin	2014/2019	5
OST-2-1	AC-Verbindung OST-2-1 (Ostwind 2)	O-NEP 2030 (2017)	Lubmin	2018/2021	Lubmin	2018/2023	4
OST-2-2	AC-Verbindung OST-2-2 (Ostwind 2)	O-NEP 2030 (2017)	Lubmin	2018/2021	Lubmin	2018/2023	4
OST-2-3	AC-Verbindung OST-2-3 (Ostwind 2)	O-NEP 2030 (2017)	Lubmin	2018/2022	Lubmin	2018/2024	4

* Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP)

** Anstelle des im NEP 2030 (2019) unter Vorbehalt bestätigten Netzanbindungssystems NOR-12-1 wird für die Erreichung des Offshore-Ausbauziels von 20 GW in 2030 das Netzanbindungssystem NOR-9-2 im Flächenentwicklungsplan 2020 vorgesehen. Das Netzanbindungssystem NOR-9-2 wird in 2030 mit NVP Wilhelmshaven 2 realisiert.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Tabelle 34: Übersicht Zubau-Offshorenetz *

Projekt	M-Nr.	Bezeichnung der Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt	Trassenlänge in km	Übertragungsleistung	Szenario (Beginn der Umsetzung / geplante Fertigstellung)			
						A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
NOR-3-2	M14	HGÜ-Verbindung NOR-3-2 (DoWin4)	Hanekefähr (Amprion)	ca. 220	900	2022/Q3 2028	2022/Q3 2028	2022/Q3 2028	2022/Q3 2028
NOR-6-3	M29	HGÜ-Verbindung NOR-6-3 (BorWin4)	Hanekefähr (Amprion)	ca. 283	900	2022/Q3 2029	2022/Q3 2029	2022/Q3 2029	2022/Q3 2029
NOR-7-2	M32	HGÜ-Verbindung NOR-7-2 (BorWin6)	Büttel (TenneT)	ca. 235	930	2022/Q4 2027	2022/Q4 2027	2022/Q4 2027	2022/Q4 2027
NOR-9-1	M234	HGÜ-Verbindung NOR-9-1 (BalWin1)	Unterweser (TenneT)	ca. 270	2.000	2024/Q3 2029	2024/Q3 2029	2024/Q3 2029	2024/Q3 2029
NOR-9-2	M236	HGÜ-Verbindung NOR-9-2 (BalWin3)	Wilhelmshaven 2 (TenneT)	ca. 250	2.000	2025/Q3 2030	2025/Q3 2030	2025/Q3 2030	2025/Q3 2030
NOR-10-1	M231	HGÜ-Verbindung NOR-10-1 (BalWin2)	Unterweser (TenneT)	ca. 270	2.000	2025/Q3 2030	2025/Q3 2030	2025/Q3 2030	2025/Q3 2030
NOR-11-1	M39	HGÜ-Verbindung NOR-11-1 (LanWin3)	Suchraum Gemeinden Ibbenbüren/ Mettingen/ Westerkappeln (Amprion)	ca. 370	2.000	2027 bzw. 2028/2032 bzw. 2033**	2027 bzw. 2028/2032 bzw. 2033**	2027 bzw. 2028/2032 bzw. 2033**	2027 bzw. 2028/2032 bzw. 2033**
NOR-11-2 bzw. NOR-12-1 ***	M242	HGÜ-Verbindung NOR-11-2 (LanWin4)	Wehrendorf (Amprion)	ca. 390	2.000	2026/2031**	2026/2031**	2026/2031**	2026/2031**
NOR-12-1 bzw. NOR-11-2 ***	M243	HGÜ-Verbindung NOR-12-1 (LanWin1)	Suchraum Zensenbusch (Amprion)	ca. 470	2.000	2030/2035**	2030/2035**	2030/2035**	2030/2035**
NOR-12-2 bzw. NOR-13-1 ***	M233	HGÜ-Verbindung NOR-12-2 (LanWin2)	Rastede (TenneT)	ca. 275	2.000	2029/2034**	2029/2034**	2029/2034**	2029/2034**
NOR-13-1 bzw. NOR-12-2 ***	M43	HGÜ-Verbindung NOR-13-1 (LanWin5)	Heide/West (TenneT)	ca. 295	2.000		2027 bzw. 2028/2032 bzw. 2033**	2027 bzw. 2028/2032 bzw. 2033**	2027 bzw. 2028/2032 bzw. 2033**
NOR-x-1 (Zone 4)	M248	HGÜ-Verbindung NOR-x-1 (Zone 4)	Rastede (TenneT)	ca. 350	2.000			2030/2035**	2031/2036**
NOR-x-2 (Zone 4)	M246	HGÜ-Verbindung NOR-x-2 (Zone 4)	Rommerskirchen (Amprion)	ca. 650	2.000				2032/2037**
NOR-x-3 (Zone 4)	M249	HGÜ-Verbindung NOR-x-3 (Zone 4)	Heide/West (TenneT)	ca. 310	2.000				2033/2038**
NOR-x-4 (Zone 4)	M247	HGÜ-Verbindung NOR-x-4 (Zone 4)	Oberzier (Amprion)	ca. 675	2.000				2034/2039**
NOR-x-5 (Zone 4)	M250	HGÜ-Verbindung NOR-x-5 (Zone 4)	Rastede (TenneT)	ca. 350	2.000				2035/2040**
OST-1-4	M73	AC-Verbindung OST-1-4 (Ostwind 3)	Suchraum Gemeinden Brünzow/ Kemnitz (50Hertz)	ca. 105	300	2022/2026	2022/2026	2022/2026	2022/2026
OST-7-1	M85	AC-Verbindung OST-7-1 (Testfeld)	Suchraum Gemeinde Papendorf (50Hertz)	ca. 40	300	----/----****	----/----****	----/----****	----/----****

* Projekte über 20 GW sind hellblau hinterlegt

** Die Zeitpunkte „Beginn der Umsetzung“ und „geplante Fertigstellung“ sind für alle Netzanbindungssysteme mit einer Fertigstellung nach dem Jahr 2030 als Vorschläge der Übertragungsnetzbetreiber zu sehen. Die Festlegung der Fertigstellungstermine erfolgt im Rahmen der Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans.

*** Die Reihenfolge der anzubindenden Gebiete in Zone 3 der AWZ der Nordsee wird als Alternative vorbehaltlich und gemäß des informatorischen Anhangs des FEP 2020 dargestellt. Die Reihenfolge und die Anzahl der anzubindenden Gebiete in Zone 3 der AWZ der Nordsee kann sich bei einer Fortschreibung des FEP ändern. Sollte sich die Anzahl der erforderlichen Offshore-Netzanbindungssysteme in Zone 3 nach 2030 verringern, so wird stattdessen ein System zur Anbindung von Gebieten in Zone 4 der AWZ der Nordsee umgesetzt.

**** Eine gesicherte Festlegung der Termine ist derzeit nicht möglich aufgrund offener Fragestellungen zur Fläche (siehe auch FEP 2020).

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen
- 3 Offshore-
Netzausbaubedarf
- 4 Marktsimulation
- 5 Netzanalysen
- 6 Übersicht Maßnahmen
- 7 Konsultation**
- 8 Zusammenfassung



7 Konsultation

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) erläutern der Öffentlichkeit mit dem vorliegenden Entwurf zum Netzentwicklungsplan (NEP) Strom 2035 (2021) die gewählten Verfahren und genutzten Daten sowie die daraus abgeleiteten Maßnahmen zum bedarfsgerechten Ausbau des Strom-Übertragungsnetzes. Der vorliegende NEP 2035 (2021) bildet dabei mögliche Optionen ab und stellt Lösungen für unterschiedliche Szenarien dar. Dabei werden die politischen Vorgaben und Bedingungen berücksichtigt und die geprüften, in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten dargestellt. Der vorliegende Entwurf des NEP wird den Anforderungen des von der Bundesnetzagentur (BNetzA) genehmigten Szenariorahmens gerecht.

Die Konsultation nach § 12b Abs. 3 des Energiewirtschaftsgesetzes ist ein wichtiges Instrument, um eine aktive gesellschaftliche Beteiligung zu ermöglichen. Um den zur Konsultation stehenden NEP inhaltlich nicht zu überfrachten und im Sinne der Transparenz des Gesamtprozesses eine bessere Lesbarkeit und Verständlichkeit zu erreichen, wurden aus dem NEP 2035 (2021) Zusatzinformationen zur inhaltlichen Vertiefung auf die Internetseite www.netzentwicklungsplan.de ausgelagert.

Die Konsultation des NEP 2035 (2021) durch die ÜNB findet vom 29.01. bis zum 28.02.2021 statt. In dieser Zeit hat jeder Gelegenheit, sich schriftlich zum NEP zu äußern. Die ÜNB laden alle ein, an der Konsultation teilzunehmen. Sie freuen sich über eine rege Beteiligung der Öffentlichkeit.

Zusammen mit den Ergebnissen aus der vorangegangenen Konsultation der BNetzA zum Szenariorahmen und der nachfolgenden Konsultation des zweiten Entwurfs von NEP 2035 (2021) durch die BNetzA geht so kontinuierlich die Expertise aus Gesellschaft, Politik, Wissenschaft und Wirtschaft in den NEP ein und ergänzt die Perspektive der ÜNB. Das erhöht die Qualität des NEP und ist nach Ansicht der ÜNB ein gutes Mittel, um ein besseres Verständnis und eine breite Akzeptanz für die notwendigen Ausbaumaßnahmen im Strom-Übertragungsnetz zu erreichen.

Wie funktioniert die Teilnahme an der Konsultation?

Sie können vom 29.01. bis zum 28.02.2021 zum Netzentwicklungsplan Stellung nehmen. Dies ist online möglich über die Eingabe in eine Konsultationsmaske auf www.netzentwicklungsplan.de, per E-Mail an konsultation@netzentwicklungsplan.de oder auf postalischem Wege. Die Anschrift lautet: **Netzentwicklungsplan Strom, Postfach 10 07 48, 10567 Berlin.**

Veröffentlicht werden Stellungnahmen, die per E-Mail oder online über die Konsultationsmaske eingegangen sind und für die eine ausdrückliche Einverständniserklärung vorliegt. Bei Privatpersonen werden alle persönlichen Daten unkenntlich gemacht.

Alle rechtzeitig eingegangenen Stellungnahmen werden durch die ÜNB dokumentiert, ausgewertet und bearbeitet. Mehrfache Einsendungen des gleichen Beitrags von einer Person werden als eine Stellungnahme berücksichtigt. Bei Serienbriefen wird nur der erste Brief veröffentlicht und um eine Liste der weiteren Absender ergänzt.

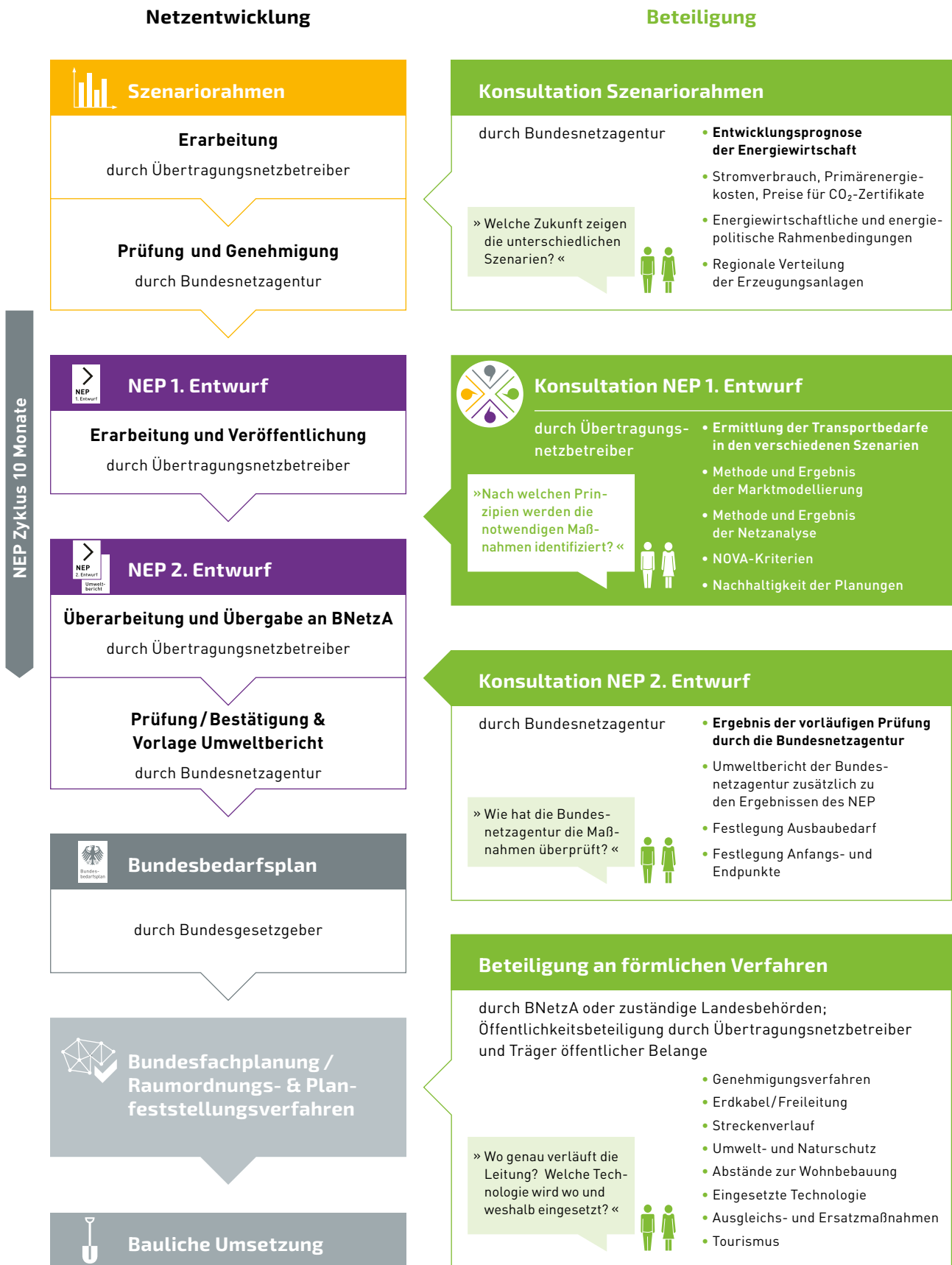
Alle per E-Mail eingesandten oder online über die Konsultationsmaske eingegebenen sachlichen Stellungnahmen, für die eine Einverständniserklärung zur Veröffentlichung vorliegt, werden schrittweise online auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht. Die Veröffentlichung postalisch eingesandter Stellungnahmen ist nicht möglich.

Die Stellungnahmen werden nicht einzeln bestätigt oder beantwortet, sondern angemessen in den zweiten, überarbeiteten Entwurf des NEP eingearbeitet. Dazu werden die ÜNB am Anfang eines jeden Kapitels sowie generell in einer zusammenfassenden Erklärung an dieser Stelle darlegen, in welcher Form die Stellungnahmen in den NEP eingeflossen sind.

Konkrete Hinweise zur Konsultation bekommen Sie auch im Konsultationsleitfaden der ÜNB und im Film zur Konsultation, die Sie beide unter www.netzentwicklungsplan.de finden. Neben dem Ablauf der Konsultation wird dort insbesondere erklärt, welche inhaltlichen Anmerkungen in welcher Phase der Planungen vom Szenariorahmen über den Netzentwicklungsplan bis hin zum konkreten Projekt richtig angebracht werden können.



Abbildung 60: Beteiligung an der Planung der Übertragungsnetze



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen
- 3 Offshore-
Netzausbaubedarf
- 4 Marktsimulation
- 5 Netzanalysen
- 6 Übersicht Maßnahmen
- 7 Konsultation
- 8 Zusammenfassung



8 Zusammenfassung

Der NEP 2035 (2021) im Kurzüberblick

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mit Regelzonenverantwortung betreiben sichere Höchstspannungsnetze und erweitern diese zukunftsfest für die fortschreitende Integration wachsender Mengen erneuerbarer Energien. Damit leisten sie einen aktiven und systemrelevanten Beitrag zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung und zur erfolgreichen Dekarbonisierung der deutschen Wirtschaft. Auf dem Weg in das Jahr 2050 blickt der vorliegende Netzentwicklungsplan (NEP) 2035 (2021) erstmalig ausführlich in drei Szenarien auf das Jahr 2035 und im Ausblick bereits auf das Jahr 2040. Für diese Szenarien zeigt er den Netzentwicklungsbedarf auf, um die Stromversorgung in Deutschland auch in Zukunft verlässlich und effizient zu gewährleisten – mitten in einer fortschreitenden Energiewende.

Konkret stellt der NEP 2035 (2021) 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.

Entsprechend des durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) genehmigten Szenariorahmens analysiert der NEP 2035 (2021) den Netzentwicklungsbedarf für das Energiesystem in Deutschland in den Jahren 2035 und 2040. Der Szenariorahmen beschreibt ein sich transformierendes Energiesystem, das auf erneuerbaren Energien (EE) basiert, in einem Umfang, der deutlich über aktuelle Ausbaupfade hinausgeht, und das ohne Kernenergie sowie weitgehend ohne Kohlestrom auskommt. Gleichzeitig wird in den Szenarien von einem steigenden Bruttostromverbrauch auf rund 650 bis 700 TWh in 2035 bzw. 704 TWh in 2040 ausgegangen und die Einhaltung der CO₂-Minderungsziele vorausgesetzt. In den Szenarien weist Deutschland auch im europäischen Vergleich einen hohen EE-Anteil an der Stromerzeugung auf: Bezogen auf den jeweiligen Bruttostromverbrauch beträgt der Anteil der erneuerbaren Energien zwischen 70 % und 74 % (2035) und 76 % (2040).

Eine der zentralen Herausforderungen der Netzentwicklungsplanung ist es somit, die EE an Land wie auf See umfassend ins Netz zu integrieren und mit der immer stärker flexibel reagierenden Stromnachfrage volkswirtschaftlich effizient zusammenzubringen. Wie auch in vorherigen NEP zeigt sich erneut, dass vor dem Hintergrund einer fortschreitenden Energiewende in Deutschland und Europa der innerdeutsche EE-Transportbedarf der zentrale Treiber der Netzentwicklungsmaßnahmen ist. Ergänzend zu den im Entwurf des Bundesbedarfsplans (BBP) 2021 enthaltenen Projekten werden dafür weitere Projekte im Übertragungsnetz an Land wie auch die konsequente Umsetzung von Netzanbindungssystemen zur Nutzung des Offshore-Potenzials erforderlich.

Wie in vorherigen NEP führt eine Kombination verschiedener Maßnahmen für diese Szenarien zu einer bedarfsgerechten und maßvollen Netzdimensionierung. Mit dem NEP 2035 (2021) legen die ÜNB einen Entwurf für die weitere Netzentwicklung vor, bei dem sie ambitioniert an die Entwicklung der eigenen Handlungsfelder und Aufgaben herangehen und zukünftige Innovationen in Netzplanung und -betrieb einkalkulieren. Gleichzeitig setzen sie technologische und regulatorische Entwicklungen bei weiteren Akteuren bzw. in anderen Aktionsfeldern der Energiewende voraus.

Im Ergebnis zeigt sich für die Szenarien bei bewährter Kombination von DC- und AC-Maßnahmen ein moderater zusätzlicher Netzentwicklungsbedarf an Land und auf See. Zusätzlich zu den bereits im Entwurf des BBP 2021 bestätigten Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsverbindungen (HGÜ-Verbindungen) mit zusammen 14 GW Nord-Süd-Übertragungskapazität ergibt sich in allen Szenarien ein zusätzlicher Bedarf für eine weitere HGÜ-Verbindung zwischen Heide/West (SH) und Klein Rogahn (MV) mit 2 GW Übertragungskapazität (DC31). Im Szenario C 2035 erweist sich darüber hinaus eine weitere HGÜ-Verbindung zwischen Rastede (NI) und Bürstadt (HE) mit 2 GW Übertragungskapazität (DC34) als erforderlich. Zudem sind über die AC-Maßnahmen des BBP-Entwurfs 2021 hinaus in A 2035 und B 2035 rund 590 km sowie in C 2035 rund 720 km AC-Maßnahmen erforderlich – rund drei Viertel davon Netzverstärkungen.

Der Umfang des Zubau-Offshorenetzes in Nord- und Ostsee bei einer Übertragungsleitung zwischen 17,4 GW und 29,4 GW liegt zwischen rund 3.200 km im Szenario A 2035 und 5.850 km im Szenario B 2040 für die Netzanbindungssysteme.



Die Weiterentwicklung des Übertragungsnetzes braucht gesellschaftliche Akzeptanz, für die die ÜNB kontinuierlich in ihrer Öffentlichkeitsbeteiligung und zahlreichen Dialogen mit Vertreterinnen und Vertretern aus allen gesellschaftlichen Bereichen werben. Im Zusammenwirken mit Akteuren aus Gesellschaft, Politik, Wissenschaft und Wirtschaft wollen die ÜNB einen aktiven Beitrag zum Gelingen der Energiewende leisten und Deutschlands Spitzenstellung bei der Netzstabilität erhalten. Der Prozess des NEP mit seinem Zusammenspiel von fachlicher Analyse und mehrmaliger öffentlicher Beteiligung hat sich in den vergangenen Jahren bewährt: Der NEP bietet eine fundierte Grundlage für weitergehende energiepolitische Diskurse und zeigt im Ergebnis einen auf einem gesellschaftlichen Konsens beruhenden und an den politischen Erfordernissen orientierten Netzentwicklungsbedarf auf, der abschließend im Bundesbedarfsplan festgehalten wird.

Der NEP 2035 (2021): Synopse zentraler Kapitel

Szenariorahmen: Ausgangspunkt für den NEP 2035 (2021)

Der von der BNetzA am 26.06.2020 genehmigte Szenariorahmen für den NEP 2035 (2021) enthält insgesamt vier Szenarien: Die Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 erlauben eine ausführliche Analyse für das Jahr 2035, das bisher nur als Ausblick Teil des NEP war. Das aktuelle Langfristszenario schaut darüber hinaus auf das Jahr 2040. Alle Szenarien orientieren sich grundsätzlich an den aktuell geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen sowie an darüber hinausgehenden energie- und klimapolitischen Zielstellungen der Bundesregierung. Die im Klimaschutzprogramm 2030 und im Klimaschutzplan 2050 formulierten CO₂-Minderungsziele sollen in allen Szenarien erreicht werden.

Die genehmigten Szenarien unterscheiden sich insbesondere entlang der Dimensionen Netzorientierung sowie Sektorenkopplung/Elektrifizierung. Die Sektorenkopplung verbindet u. a. die Bereiche Strom, Mobilität, Wärme und Gas sowie industrielle Anwendungen (z. B. in der Chemie- oder Stahlindustrie). Unter Netzorientierung werden Entwicklungen zur Verortung und der Betriebsweise von Anlagen verstanden, die dazu beitragen können, Netzengpässe im Verteil- oder Übertragungsnetz zu reduzieren oder zu vermeiden ohne ausschließlich diesem Zweck zu dienen. Es wird angenommen, dass der noch fehlende regulatorische Rahmen mit entsprechenden Anreizen noch geschaffen wird, beispielsweise zur netzorientierten Allokation von Onshore-Windenergieanlagen oder Elektrolyseuren.

Neben diesen beiden Szenariodimensionen gibt es weitere Unterschiede in der Szenarienausprägung. Die Szenariovariationen sind notwendig, um zum einen die Unsicherheiten bei der weiteren Entwicklung des Energiesystems abzubilden. Zum anderen sollen die für die Übertragungsnetze unterschiedlich starken Auswirkungen der möglichen Veränderungen auf Stromnachfrageseite und Stromangebotsseite untersucht werden, um eine nachhaltige Netzentwicklung gewährleisten zu können.

Die zentralen Charakteristika der Szenarien dieses NEP lassen sich wie folgt skizzieren:

Szenario A 2035: Szenario A beschreibt eine Transformation des Stromsektors, in der die Sektorenkopplung (beispielsweise stromgetriebene Anwendungen wie Elektroautos, Wärmepumpen und Power-to-Gas-Anlagen) und das stromnetzorientierte Einsatzverhalten von Erzeugern und Verbrauchern nur eine untergeordnete Rolle spielen. Der Stromsektor trägt in diesem Szenario mäßig zur Dekarbonisierung der anderen Sektoren bei. Dennoch liegt der Bruttostromverbrauch wie in den anderen Szenarien über dem heutigen Niveau. In diesem Szenario ist der Kohleausstieg im Jahr 2035 noch nicht vollständig abgeschlossen, sodass noch knapp 8 GW Braunkohlekraftwerke im Erzeugungsmix enthalten sind.

Szenarien B 2035/B 2040: Szenario B beschreibt eine Transformation des Stromsektors, in der die Sektorenkopplung und das stromnetzorientierte Einsatzverhalten von Erzeugern und Verbrauchern eine relevante Rolle spielen. Der Stromsektor trägt im B-Szenariopfad signifikant zur Dekarbonisierung der anderen Sektoren bei. Neben diesen neuen Stromanwendungen führt auch die zunehmende Elektrifizierung von Industrieprozessen zu einem gegenüber heute deutlich steigenden Stromverbrauch. Die Szenarien zeichnen sich durch eine erhöhte Netzorientierung aus, was sich in einer im Vergleich zum A-Szenario breiteren geographischen Verteilung von Windenergieanlagen über Deutschland zeigt. Der Kohleausstieg wird im Szenario B bereits bis 2035 als vollzogen angenommen.



Szenario C 2035: Szenario C beschreibt eine Transformation des Stromsektors, in der die Sektorenkopplung und das stromnetzorientierte Einsatzverhalten von Erzeugern und Verbrauchern eine entscheidende Rolle spielen. Der Stromverbrauch steigt deutlich an, da mehr und mehr Industrieprozesse elektrifiziert werden und die Durchdringung neuer Stromanwendungen bereits sehr hoch ist. Da durch den Zubau von Offshore-Windenergieanlagen in der Nordsee zusätzliche Netzbelastungen im Übertragungsnetz zu erwarten sind, wird der Zubau von Onshore-Windenergieanlagen im Nordwesten verlangsamt und vermehrt das Flächenpotenzial im Süden und Nordosten genutzt. Wie in Szenario B wird auch im Szenario C davon ausgegangen, dass der Kohleausstieg bereits im Jahr 2035 abgeschlossen ist.

Zentrale Annahmen des Szenariorahmens sind:

- Erneuerbare Energien: Der Ausbau der EE schreitet bis 2035 bzw. 2040 in allen Szenarien stetig voran. Der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch liegt in den Zieljahren 2035 und 2040 in allen Szenarien über 70 %. Damit steigt der EE-Anteil gegenüber dem NEP 2030 (2019) weiter an. In allen Szenarien ist der Zubau bei Photovoltaik und Offshore-Windenergie gegenüber heute besonders stark.
- Regionalisierung: Die bewährte Methode zur regionalen Verteilung der EE-Anlagen in Deutschland wird erstmals so angewendet, dass eine unterschiedliche Verteilungslogik zwischen den Szenarien erfolgt: Anders als in vorherigen NEP unterscheiden sich die Szenarien hinsichtlich der Abbildung von Onshore-Windenergie nicht nur in der Gesamtmenge der installierten Leistung, sondern auch in der Verteilung der Leistung auf die Bundesländer. Festzuhalten ist dabei, dass die Erzeugungsschwerpunkte von Onshore-Wind in allen Szenarien weiterhin schwerpunktmäßig im Norden und Osten Deutschlands liegen. Hinsichtlich der im Süden Deutschlands installierten Windenergieanlagen führt die gewählte Methodik jedoch dazu, dass deren Anteil im Szenario A 2035 am niedrigsten und im Szenario C 2035 am höchsten ist. Photovoltaikanlagen auf Gebäuden haben im Bestand einen Schwerpunkt in Süddeutschland. Die angenommene zukünftige Verteilung der installierten Leistung 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 und einer entsprechenden regionalen Zuordnung.
- Konventioneller Kraftwerkspark und CO₂-Minderungsziele: Der konventionelle Kraftwerkspark wird gegenüber heute deutlich reduziert und ein flexiblerer Einsatz angenommen. Lediglich im Szenario A 2035 werden noch Kohlekraftwerke im Strommarkt berücksichtigt. Um die Klimaschutzziele erreichen zu können, wird eine Reduktion der Emissionen auf maximal 120 Megatonnen CO₂-Äquivalent in den Szenarien mit Zieljahr 2035 und auf maximal 60 Megatonnen CO₂-Äquivalent im Langfristszenario mit Zieljahr 2040 festgelegt. Gegenüber dem Status quo wird in allen Szenarien ein signifikanter Zubau von Gaskraftwerken vorausgesetzt.
- Stromverbrauch und Lastmanagement: Alle Szenarien bilden die zentrale Rolle des Stromsektors für die Dekarbonisierung durch die zunehmende Elektrifizierung der Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie ab. Der Bruttostromverbrauch geht mit einem Spektrum von rund 650 bis 700 TWh für 2035 bzw. 704 TWh für 2040 deutlich über das heutige Niveau hinaus. Der Bezug elektrischer Energie weist im Jahresverlauf eine hohe Schwankung auf und zeigt hohe Lasten vor allem im Süden und Westen Deutschlands. Die zunehmende Nutzung von Elektromobilität und Haushaltswärmepumpen führt zu einem deutlichen Anstieg des Stromverbrauchs. Ein damit verbundener Anstieg der Höchstlast kann potenziell zu einem erhöhten Netzausbaubedarf führen. Die ÜNB nutzen daher im Rahmen des NEP 2035 (2021) eine Methodik zur Lastgangerstellung, die die Flexibilität im Sinne einer (Verteil-)Netzorientierung nutzt, was eine Verstetigung des Lastgangs bedeutet. Dieser besteht aus dem unflexiblen, konventionellen Stromverbrauch sowie dem flexiblen Stromverbrauch von Elektromobilität und Haushaltswärmepumpen. Die flexiblen Bestandteile (Wärmepumpen und Elektromobilität) werden dazu genutzt, Lastspitzen einzusenken und im Gegenzug Lastsenken zu erhöhen. Der Grad an Flexibilität erhöht sich vom A- bis zum C-Szenario stetig. Mit Blick auf die Nachfragesteuerung zeigt der vorliegende NEP daneben ein Lastmanagement-Potenzial in Industrie und GHD – untergliedert in Lastabschaltung und Lastverschiebung – im Spektrum zwischen 4 und 8 GW (2035) bzw. 7 GW (2040).
- Power-to-Gas/Power-to-X: Bei Power-to-Gas erfolgt eine differenzierte Betrachtung von Power-to-Wasserstoff (Elektrolyse) und Power-to-Methan (Elektrolyse und anschließende Methanisierung). Insbesondere für Power-to-Wasserstoff wird ein deutlicher Ausbau angenommen. Die nationale Wasserstoffstrategie definiert für letztere Technologie einen Ausbaupfad mit bis zu 5 GW bis 2030 und 10 GW installierter Leistung bis spätestens 2040. Mit einer Power-to-Gas-Leistung von 3,5 bis 8,5 GW in 2035 und 10,5 GW in 2040 (davon jeweils 0,5 GW Power-to-Methan) findet sich dieser Ausbaupfad auch in den Szenarien des NEP 2035 (2021) wieder.



- Spitzenkappung: Wie in den vorherigen NEP wird eine Kappung von Einspeisespitzen bei Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen berücksichtigt.
- Europäische Integration: Die fortschreitende Integration des europäischen Binnenmarktes für Strom wird durch die Umsetzung eines Flow-Based Market Coupling-Ansatzes sowie durch die Berücksichtigung der Vorgaben des EU-Legislativpaketes „Clean energy for all Europeans package“ (CEP) zum ausgeweiteten europäischen Handel detailliert abgebildet. Darüber hinaus erfolgt eine Einbettung der nationalen Szenarioplanung in ein europäisches Szenario des Ten-Year Network Development Plan 2020. Dabei wurde das Szenario „Distributed Energy“ gewählt, das dezentrale erneuerbare Stromerzeugungstechnologien auch im Eigenverbrauch stark berücksichtigt.

Marktsimulation: erneuerbare Energien und flexible Nachfrage im Fokus

Die Ergebnisse der Marktsimulation unterstreichen die dominierende Rolle der EE im Energiemix Deutschlands. In allen Szenarien weist Deutschland auch im europäischen Vergleich einen hohen EE-Anteil an der Stromerzeugung auf: Bezogen auf den jeweiligen Bruttostromverbrauch beträgt der Anteil der EE zwischen 70 % und 74 % (2035) und 76 % (2040). Das im Koalitionsvertrag formulierte Ziel eines EE-Anteils an von 65 % am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 wird in allen Szenarien erreicht. Fast 90 % der Einspeisung aus EE ist auf Windenergie und Photovoltaik zurückzuführen. Den größten Anteil am Erzeugungsmix nimmt dabei Onshore-Windenergie ein.

Konventionelle Stromerzeugung erfolgt in den Szenarien überwiegend aus Erdgas. Eine zusätzliche Erhöhung des CO₂-Preises zur Einhaltung der im Szenariorahmen festgelegten sektorspezifischen Emissionsobergrenzen in Deutschland ist in keinem der betrachteten Szenarien notwendig. Im Szenario B 2040 kann die Emissionsobergrenze jedoch nur eingehalten werden, wenn die mit dem Brennstoffverbrauch von Erdgaskraftwerken verbundenen Emissionen durch zusätzliche Maßnahmen (beispielsweise Beimischung klimaneutraler Gase) um ca. 40 % gegenüber der konventionellen Erdgasverfeuerung reduziert wird.

Mit der steigenden Flexibilisierung von konventionellen Kraftwerken und Anwendungen auf der Nachfrageseite wird die Integration der fluktuierenden Stromerzeugung aus EE gefördert. Dennoch kommt es vermehrt zur marktseitigen Einsenkung von Stromerzeugung aus EE, welche im angenommenen Szenario- und Marktrahmen nicht integriert werden kann. Für das Jahr 2035 wird eine überschüssige Stromerzeugung aus EE-Anlagen zwischen 7,4 TWh und 8,8 TWh ermittelt. Das Szenario B 2040 zeigt mit 17,9 TWh die mit Abstand höchste Menge an Überschussleistung, was neben dem höheren EE-Anteil in Deutschland auch an der weiter ansteigenden EE-Nutzung im Ausland liegt. Insgesamt werden damit in B 2040 23,4 TWh EE-Erzeugung entweder durch Spitzenkappung oder durch marktseitige Überschüsse nicht in das Stromsystem integriert. Das entspricht etwa 4,3 % der potenziellen EE-Einspeisung in diesem Szenario. In den Szenarien für 2035 liegt dieser Wert bei rund 2,7 %.

Auch in diesem NEP ist ein starkes innerdeutsches Erzeugungsgefälle in allen Zeithorizonten und Szenarien zu beobachten: Tendenziell weisen südliche und westliche Bundesländer ein Erzeugungsdefizit auf, nördliche und östliche Bundesländer dagegen einen deutlichen Erzeugungsüberschuss. Mehr als ein Drittel des jährlichen Strombedarfs wird in Süd- und Westdeutschland aus in- und ausländischen Importen gedeckt. Gleichzeitig können nord- und ostdeutsche Bundesländer teils mehr als das Doppelte ihres jährlichen Stromverbrauchs selbst decken. So kommen Niedersachsen und Schleswig-Holstein in Szenario B 2035 zusammen auf einen jährlichen Erzeugungsüberschuss von über 140 TWh. Brandenburg kann mehr als das Doppelte und Mecklenburg-Vorpommern mehr als das Dreifache des jährlichen Verbrauchs mit eigener Erzeugung decken.

Transite durch Deutschland treten im Jahr 2035 bzw. 2040 in nahezu allen Stunden der jeweiligen Jahre auf und werden überwiegend aus Skandinavien und Frankreich nach Osteuropa (insbesondere Polen) durchgeleitet. 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 Marktgebietes im europäischen Verbund. Die Transite summieren sich über das Jahr je nach Szenario allerdings auf lediglich rund 64 bis 67 TWh – ein im Vergleich zum innerdeutschen Stromübertragungsbedarf aus den nord- und ostdeutschen Bundesländern nach Süd- und Westdeutschland geringer Wert.

In keinem der Szenarien kommt es in den Marktsimulationen zu Situationen, in denen die Stromnachfrage in Deutschland nicht durch die im Szenariorahmen definierten Erzeugungseinheiten im In- und Ausland gedeckt werden kann. Für eine belastbare Bewertung des Niveaus der Versorgungssicherheit in den Szenarien sind jedoch weitere Analysen außerhalb des NEP notwendig.

Deutschland weist in allen Szenarien einen geringen Nettostromimport auf. In den Szenarien für 2035 beträgt dieser zwischen 3 und 18 TWh und im Jahr 2040 rund 22 TWh. Insbesondere aus Skandinavien und Frankreich wird Elektrizität importiert. Im NEP 2030 (2019) resultierte aus der Marktsimulation für 2030 und 2035 noch ein deutlicher Nettostromexport. Die Gründe für diese Veränderung liegen in der Entwicklung der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur in Deutschland wie im europäischen Umfeld: Zum einen wachsen auch im Ausland die Anteile der erneuerbaren Energien. Je mehr Einspeisung aus erneuerbaren Energien auch im Ausland auftritt, desto wahrscheinlicher wird es, dass dort die Nachfrage nach in Deutschland erzeugter Energie aus erneuerbaren Quellen sinkt. Zum anderen weist der konventionelle Kraftwerkspark in Deutschland durch die hauptsächliche Nutzung von Erdgas im europäischen Vergleich hohe variable Erzeugungskosten auf. So ist es zu Zeiten, in denen die Einspeisung erneuerbarer Energien gering ist, häufig günstiger, elektrische Energie aus dem Ausland zu beziehen.

Auf der anderen Seite ist eine Verdrängung konventioneller Einspeisung durch EE nicht auf Deutschland begrenzt. Dieser Effekt wirkt sich auch auf die europäischen Nachbarländer aus: In Deutschland günstig erzeugte Energie aus erneuerbaren Quellen kann in das europäische Ausland exportiert werden und dort in vielen Stunden konventionelle Einspeisung reduzieren. Die marktgebietsübergreifende Nutzung von Flexibilitäten im Ausland unterstützt somit die Integration der zunehmenden Stromerzeugung aus volatilen erneuerbaren Energiequellen. Der grenzüberschreitende Austausch führt damit EU-weit zur Reduktion der CO₂-Emissionen.

Netzanalysen onshore: Netzausbau minimieren mittels bewährter und innovativer Technologien

Damit den Anforderungen an einen jederzeit sicheren und effizienten Netzbetrieb Rechnung getragen wird, werden im NEP 2035 (2021) in jedem Szenario für alle 8.760 Netznutzungsfälle der Jahre 2035 und 2040 Leistungsflussberechnungen durchgeführt. Die hierfür zu betrachtenden Last- und Erzeugungssituationen basieren auf den vorangegangenen Marktsimulationen und der Analyse von relevanten horizontalen und vertikalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben.

Die wesentlichen Prämissen der Netzplanung sind neben der Systemsicherheit die bedarfsgerechte Auslegung des Übertragungsnetzes, die Minimierung neuer Netztrassen, die Wirtschaftlichkeit und die Nachhaltigkeit. Die auf Basis der Leistungsflussberechnungen anhand von (n-1)-Nachweisen identifizierten Maßnahmen des Zubaunetzes bilden zusammen mit den Startnetzmaßnahmen die Grundlage für ein in den jeweiligen Szenarien bedarfsgerechtes Netz.

Eine Kombination verschiedener Maßnahmen stellt eine bedarfsgerechte Netzdimensionierung sicher, sodass keine Ausweisung eines Netzausbaus im Übertragungsnetz „für die letzte erzeugte Kilowattstunde“ erfolgt. Bereits in der Marktsimulation werden den Übertragungsbedarf dämpfende Maßnahmen eingesetzt, beispielsweise die Annahme eines durchschnittlichen Wetterjahres, von Stundenmittelwerten, eine durchgängig für ganz Deutschland angesetzte Spitzenkappung bei Wind onshore und Photovoltaik sowie eine Glättung der Stromnachfrage.

Das marktseitig angenommene Reduktionspotenzial wird durch Annahmen auf der Netzseite ergänzt: Mit dem Ziel, den zusätzlichen Netzentwicklungsbedarf auf das erforderliche Minimum zu reduzieren, kombinieren die ÜNB im NEP 2035 (2021) erneut bewährte Instrumente gemäß der Planungsgrundsätze mit dem Einsatz innovativer Technologien in der Netzplanung und -betriebsführung. Bei der Ermittlung des bedarfsgerechten Netzoptimierungs-, -verstärkungs- und -ausbaubedarfs wurden neben dem NOVA-Prinzip explizit Technologien wie witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb, der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen und von Elementen zur aktiven Steuerung des Leistungsflusses berücksichtigt. Wie im vorherigen NEP 2030 (2019) haben die ÜNB auch dieses Mal wieder die möglichen Potenziale zukünftiger innovativer Technologien (u. a. moderne Systemführungskonzepte, Netzbooster) im NEP implizit berücksichtigt. Dafür wurden in den Szenarien identifizierte Engpässe nicht vollständig durch Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen beseitigt. Als Indikator für die verbleibenden Engpässe dient das verbleibende Redispatch-Volumen, das in den Szenarien für 2035 zwischen 0,8 TWh und 2,5 TWh liegt.



Die von der BNetzA im Zuge des NEP 2030 (2017) sowie des NEP 2030 (2019) bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen (u. a. Querregeltransformatoren), die den Leistungsfluss im AC-Netz optimieren und so den zusätzlichen Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf reduzieren, sowie die im NEP 2030 (2019) bestätigten Netzbooster-Pilotanlagen wurden auch im NEP 2035 (2021) berücksichtigt.

Im Ergebnis zeigt sich:

- Der Umfang sowie das Kostenvolumen des **Startnetzes** vergrößern sich gegenüber dem NEP 2030 (2019) deutlich. Dies liegt insbesondere an der Überführung der DC-Projekte DC1 – 5 mit in Summe 8 GW Nord-Süd-Übertragungskapazität vom Zubau- in das Startnetz, da bei diesen Projekten das Planfeststellungsverfahren bereits eröffnet wurde oder bis zur Abgabe des zweiten Entwurfs des NEP 2035 (2021) eröffnet sein wird. Der Umfang des Startnetzes beträgt insgesamt rund 6.220 km an AC- und DC-Maßnahmen mit einem geschätzten Investitionsvolumen von rund 38,5 Mrd. €.
- Vor dem Hintergrund eines EE-Anteils am Bruttostromverbrauch in den Szenarien für 2035 von über 70 % führen die ÜNB das **Konzept des optimierten Einsatzes von Verstärkungen im AC-Netz einschließlich leistungsflusssteuernder Elemente in Kombination mit dem Zubau neuer DC-Verbindungen** zur Deckung des großräumigen Nord-Süd-Stromtransportbedarfs fort.
- Dabei zeigen sich sämtliche **Vorhaben des Regierungsentwurfs des BBP 2021** sowohl in allen Szenarien mit dem Zieljahr 2035 als auch im Langfristszenario B 2040 erneut als erforderlich.
- Als wichtige **Treiber für weiträumige Leistungstransporte** zeigen sich der Ausbau der Onshore-Windenergie insbesondere in Nord- und Ostdeutschland, die Offshore-Windenergie sowie der grenzüberschreitende Energieaustausch.
- Trotz des um fünf Jahre weiter in die Zukunft reichenden Szenarienhorizonts mit einem erheblichen Zuwachs an EE, einem – mit Ausnahme von A 2035 – angenommenen vollständigen Ausstieg aus der Kohleverstromung sowie einem beträchtlichen Anstieg der Stromnachfrage in allen Szenarien, haben die Netzanalysen gezeigt, dass der Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf im NEP 2035 (2021) gegenüber dem Entwurf des BBP 2021 nur maßvoll ansteigt.
- Zusätzlich zu den bereits im Entwurf des BBP 2021 enthaltenen HGÜ-Verbindungen mit zusammen 14 GW Nord-Süd-Übertragungskapazität zeigt sich in allen Szenarien ein **zusätzlicher Bedarf** für eine weitere HGÜ-Verbindung zwischen Heide/West (SH) und Klein Rogahn (MV) mit 2 GW Übertragungskapazität (DC31). Im Szenario C 2035 erweist sich darüber hinaus eine weitere HGÜ-Verbindung zwischen Rastede (NI) und Bürstadt (HE) mit 2 GW Übertragungskapazität (DC34) als erforderlich.
- In den **Szenarien A 2035 und B 2035** sind über die im Entwurf des BBP 2021 bereits enthaltenen Maßnahmen hinaus weitere rund 590 km an AC-Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen sowie die oben genannte HGÜ-Verbindung DC31 mit 2 GW Übertragungskapazität und einer Länge von rund 210 km erforderlich. Der Zuwachs ist im Wesentlichen auf den deutlich höheren Zubau von EE durch den fünf Jahre weiter in die Zukunft reichenden Szenarienhorizont zurückzuführen. Der onshoreseitige Netzausbaubedarf in den Szenarien A 2035 und B 2035 ist identisch. Das Gesamtvolumen an Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen liegt in beiden Szenarien einschließlich der Startnetzmaßnahmen bei 11.635 km (siehe Tabelle 25). Bei den AC-Maßnahmen sind rund drei Viertel der km Netzverstärkungen und überwiegen damit deutlich den Anteil von AC-Ausbaumaßnahmen. Die Szenarien unterscheiden sich lediglich im Umfang des mit dem Zielnetz verbleibenden Redispatchbedarfs. Dieses beträgt im Szenario A 2035 0,8 TWh und im Szenario B 2035 1,5 TWh. Die geschätzten Investitionskosten liegen im Szenario A 2035 bei rund 72,5 Mrd. € sowie im Szenario B 2035 bei rund 72 Mrd. €. Darin sind jeweils rund 38,5 Mrd. € für das Startnetz bereits enthalten.
- Im **Szenario C 2035** sind gegenüber dem Szenario B 2035 weitere 125 km an AC-Netzverstärkungen erforderlich. Darüber hinaus steigt der Bedarf um eine weitere HGÜ-Verbindung (DC34) mit 2 GW Übertragungskapazität und einer Länge von rund 530 km. Zusätzlich verbleibt in C 2035 mit 2,5 TWh ein höherer Redispatchbedarf. Der im Szenario C 2035 gegenüber B 2035 weiter ansteigende Transportbedarf ist im Wesentlichen auf die höhere Stromnachfrage sowie die höheren EE-Kapazitäten zurückzuführen. Dadurch steigt bei hoher EE-Einspeisung im Norden der Transportbedarf nach Süddeutschland. Das Gesamtvolumen an Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen liegt einschließlich Startnetz bei 12.290 km (siehe Tabelle 25). Die geschätzten Investitionskosten liegen im Szenario C 2035 bei rund 76,5 Mrd. €. Darin sind rund 38,5 Mrd. € für das Startnetz bereits enthalten.

- Das **Langfristszenario B 2040** 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 2035 identifiziert wurden, auch im Szenario B 2040 erforderlich sind. Dies konnte sowohl für alle im Entwurf des BBP 2021 enthaltenen Maßnahmen als auch für die weiteren DC-Maßnahmen DC31 sowie DC34 nachgewiesen werden. Die detaillierte Darstellung der im Szenario B 2040 erforderlichen Maßnahmen erfolgt im zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021). Bereits jetzt lässt sich jedoch feststellen, dass über die in 2035 identifizierten DC-Maßnahmen (DC31 und DC34) hinaus in B 2040 keine weiteren DC-Maßnahmen erforderlich sein werden.

Offshorenetz: Potenziale nutzen

Der NEP und der Flächenentwicklungsplan (FEP) bilden zusammen mit den raumordnerischen Planungen der Küstenländer ein zusammenhängendes und aufeinander abgestimmtes Planwerk, auf dessen Basis das Offshorenetz entwickelt wird.

Auf Grundlage des von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens, den im FEP 2020 ausgewiesenen Flächen und aufbauend auf dem Start-Offshorenetz mit einem Umfang von etwa 750 km, wurden die Investitionskosten und Längen des Zubau-Offshorenetzes des NEP 2035 (2021) ermittelt.

Für das Zubau-Offshorenetz ergibt sich eine Länge

- von etwa 3.210 km im Szenario A 2035 bei einer Übertragungsleistung von rund 17,4 GW,
- von etwa 3.510 km im Szenario B 2035 bei einer Übertragungsleistung von rund 19,4 GW,
- von etwa 3.860 km im Szenario C 2035 bei einer Übertragungsleistung von rund 21,4 GW
- und von etwa 5.850 km für den Ausblick im Szenario B 2040 bei einer Übertragungsleistung von rund 29,4 GW.

Im Szenario C 2035 werden neben den 32 GW installierter Erzeugungsleistung an Offshore-Windenergie aus der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) zusätzlich 2 GW aus der dänischen AWZ in das deutsche Netz eingebunden. Das dafür erforderliche Offshore-Netzanbindungssystem ist nicht Bestandteil des Zubau-Offshorenetzes und wird daher auch nicht in der Längen- und Kostenkalkulation des Zubau-Offshorenetzes berücksichtigt.

Die entsprechenden Netzverknüpfungspunkte an Land wurden ermittelt.

Die Investitionskosten für die Offshore-Netzanbindungssysteme im Zubau-Offshorenetz werden auf Basis von spezifischen Kostensätzen ermittelt und haben einen vorläufigen Charakter. Die Investitionen in die Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes (rund 5 Mrd. €) sind hierin jeweils berücksichtigt.

- Für das Szenario A 2035 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen für das deutsche Offshorenetz bei einem Ausbaupfad von 28 GW rund 33 Mrd. €.
- Das Szenario B 2035 erfordert aufgrund des Ausbaupfades von 30 GW Investitionen von etwa 35,5 Mrd. €.
- Das Szenario C 2035 erfordert aufgrund des ambitionierten nationalen Ausbaupfades von 32 GW Investitionen von etwa 38,5 Mrd. €.
- Die installierten Leistungen und somit die Kosten in den Szenarien für 2035 gehen über den im FEP abgebildeten Ausbaupfad für Offshore-Windenergie hinaus, stellen gleichzeitig aber einen möglichen Weg zur Erreichung des gesetzlichen Ausbaupfades von 40 GW in 2040 dar, die im Szenario B 2040 abgebildet werden. In diesem Szenario beträgt das geschätzte Investitionsvolumen rund 55 Mrd. €.



Der NEP 2035 (2021) dokumentiert, wie in den vergangenen Jahren, dass die Windenergie der zentrale erneuerbare Energieträger der Energiewende ist. In allen Szenarien dieses NEP nimmt die Windenergie den größten Anteil am Energiemix ein. Vor dem Hintergrund der ambitionierten Ausbau- und Klimaziele der Bundesregierung gilt es die Flächenpotenziale der Offshore-Windenergie in der Ost- und Nordsee, unter Berücksichtigung der Umweltbelange und Schutzgütern, sorgfältig zu prüfen. Der von der BNetzA genehmigte Szenariorahmen zum NEP 2035 (2021) verortet mit 25,6 GW in Szenario A 2035 bis hin zu 37,6 GW in Szenario B 2040 die installierte Leistung an Offshore-Windenergie schwerpunktmäßig in der Nordsee. Für die Ostsee werden in allen Szenarien 2,4 GW ausgewiesen. Demnach soll nach 2030 nach bisherigem Planungsstand der BNetzA kein weiterer Offshore-Ausbau in der Ostsee mehr erfolgen. Entgegen dieser Einschätzung werden seitens der ÜNB weiterhin zusätzliche Potenziale in der Ostsee gesehen, die sowohl in den Gebieten des Küstenmeers als auch in Gebieten der AWZ der Ostsee durch direkte und kooperative Nutzung von Offshore-Windenergie genutzt und durch die ÜNB relativ zeitnah erschlossen werden könnten.

Mit forcierten Planungs- und Realisierungszeiträumen und effizienten Genehmigungsverfahren können ÜNB und Genehmigungsbehörden gleichermaßen einen Beitrag zu einer beschleunigten Umsetzung genehmigter Offshore-Maßnahmen und somit zur Erreichung der Offshore-Ausbauziele leisten. Darüber hinaus kann die Berücksichtigung internationaler Energiekooperationen mit europäischen Anrainerstaaten der Nord- und Ostsee neue Lösungen und Potenziale generieren.

Öffentliche Konsultation des NEP 2035 (2021)

Die Konsultation des ersten Entwurfs des NEP 2035 (2021) durch die ÜNB findet **vom 29.01. bis zum 28.02.2021** statt. Die ÜNB laden zur Teilnahme an der Konsultation ein und freuen sich über eine rege Beteiligung. Zusammen mit den Ergebnissen aus der vorangegangenen Konsultation der BNetzA zum Szenariorahmen und der nachfolgenden Konsultation des zweiten Entwurfs von NEP 2035 (2021) durch die BNetzA geht so kontinuierlich die Expertise aus Gesellschaft, Politik, Wissenschaft und Wirtschaft in den NEP ein und ergänzt die Perspektive der ÜNB. Das erhöht die Qualität des NEP und ist nach Ansicht der ÜNB ein gutes Mittel, um ein besseres Verständnis und eine breite Akzeptanz für die notwendigen Ausbaumaßnahmen im Strom-Übertragungsnetz zu erreichen.

Ausblick auf den zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021)

Zum zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021), den die ÜNB Ende April 2021 veröffentlichen und an die BNetzA übergeben, werden weitere Inhalte ergänzt, deren Bearbeitung zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des ersten Entwurfs noch nicht abgeschlossen war. Konkret handelt es sich hierbei um:

- die Ergebnisse der Netzanalysen des Szenarios B 2040,
- die detaillierte Darstellung sowie die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse für die nicht im Entwurf des BBP 2021 enthaltenen Interkonnektoren auf Basis der Szenarien B 2035 und B 2040,
- die Ergebnisse der Sensitivitätsrechnung für das Szenario C 2035, in der die Auswirkungen des North Sea Wind Power Hubs auf das deutsche Höchstspannungsnetz untersucht werden,
- sowie die Ergebnisse der Stabilitätsberechnungen und des Bedarfs an Anlagen zur Kompensation der anfallenden Blindleistung auf Basis des Szenarios B 2035.

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 > Bündelungspunkt (bei AC-Netzanbindungssystemen) geführt. Von dort wird die elektrische Energie über eine HGÜ-Verbindung oder eine AC-Verbindung zum landseitigen Netzverknüpfungspunkt geleitet.

AC-Direktanbindungskonzept

Vom Offshore-Windpark wird die erzeugte elektrische Energie über die Innerparkverkabelung direkt zu einer Konverterplattform (bei DC-Netzanbindungssystemen) oder > Umspannplattform (bei AC-Netzanbindungssystemen) geführt. Von dort wird die elektrische Energie über eine HGÜ-Verbindung oder eine AC-Verbindung zum landseitigen Netzverknüpfungspunkt geleitet. Die Innerparkverkabelung des Offshore-Windparks ist nicht Bestandteil der DC- und AC-Netzanbindungssysteme.

AC-Kabelsystem

Siehe Kabelsystem.

AC-Verbindung

Siehe AC-Anschluss.

Ausgleichsvorgänge

Ausgleichsvorgänge 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.

Bilanzkreis

Siehe Leistungs-Frequenz-Regelung.

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.

Bundesfachplan Offshore

Der Bundesfachplan Offshore wurde letztmalig 2016/17 durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) 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 wurde 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**DC-Kabelsystem**

Siehe Kabelsystem.

DC-Netzanbindungssystem

Siehe HGÜ-Verbindung.

DC-(Overlay-)Netz

Ein DC-Overlay-Netz ist eine in HGÜ-Technik konzipierte verknüpfte Systemstruktur, welche die bestehende AC-Netzinfrastruktur überlagert – sowohl das AC-Übertragungsnetz als auch das AC-Verteilnetz. Sie ist darauf ausgelegt, große Energiemengen über mehrere hundert Kilometer zu transportieren und weiträumige Energieflüsse flexibler als im AC-Netz steuern zu können. DC-Overlay-Netze sind daher geeignet, große Energiemengen aus dezentraler regenerativer Einspeisung, wie z. B. aus Offshore-Parks, in die Netzinfrastruktur zu integrieren, ohne das bestehende AC-Übertragungsnetz lokal (z. B. in Küstennahe) zu überlasten. Durch die Nutzung von DC-Overlay-Netzen können technisch leistungsfähige und wirtschaftliche Transportrouten entstehen, die die Verlagerung von Redundanzen aus dem AC-Netz in das DC-Netz ermöglichen.

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 (HGÜ) dar.



Drehstromsystem/Drehstromtechnik

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

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.

Elektrische Energie, elektrische Arbeit

Als elektrische Energie wird die Fähigkeit des elektrischen Stroms bezeichnet, 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 (TWh) angegeben.

Elektrische Leistung

Elektrische Leistung im physikalischen Sinne ist das Produkt aus Stromstärke 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 (GW) angegeben.

ENTSO-E

„European Transmission System Operators for Electricity“ ist der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber für Elektrizität. Der Verband umfasst 43 > Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) aus 36 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.

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 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, bestehend aus einer Gasturbine, mit deren Abgasen in einem Abhitzeessel Dampf erzeugt wird. Mit diesem Wasserdampf wird eine Dampfturbine angetrieben, an der ein Generator zur Stromerzeugung angeschlossen ist.

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 (DC)

Als Gleichstrom wird ein elektrischer Strom bezeichnet, dessen Stärke und Richtung sich nicht ändert. Geläufige auch in diesem Bericht verwendete Abkürzung: DC (direct current).

Grenzkorridor

Der Grenzkorridor umfasst die im > Flächenentwicklungsplan definierten Abschnitte an der Grenze zwischen > ausschließlicher Wirtschaftszone und Küstenmeer (12-Seemeilen-Zone), durch welche die Kabeltrassen geführt werden.

H

Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)

HGÜ ist ein Verfahren zur Übertragung von großen elektrischen Leistungen über sehr große Distanzen. Dabei wird eine Betriebsspannung von 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-Windpark-Gebiets geführt. Handelt es sich um ein DC-Netzanbindungssystem, wird von dort die Energie über eine HGÜ-Verbindung zum landseitigen Netzverknüpfungspunkt geleitet.

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.



I

Impedanz

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

Interkonnektor

Eine Höchstspannungs-Übertragungsleitung zwischen zwei Staaten wird als Interkonnektor 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.

Konverter

Ein Konverter vereint zwei Funktionen: Er wandelt Wechsel- in Gleichstrom um und umgekehrt. Dies passiert im **Umrichter**, dem Kernelement des Konverters. Zu Konvertern gehören **Transformatoren**, die die Spannung an die des Netzes anpassen, in das der Strom nach der Umwandlung eingespeist wird.

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.

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 Übertragungsnetzbetreiber (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. Die Leistungs-Frequenz-Regelung besteht aus Primär- und Sekundärregelung.

- 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.



- Die **Sekundärregelung** regelt Leistungsungleichgewichte, die durch die **Bilanzkreise** (virtuelles Energiemengenkonto zur Ausgeglichenheit einer beliebigen Anzahl von Energieein- und -ausspeisungen) 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.
- Die **Minutenreserve** wird von den Übertragungsnetzbetreibern als Regelenergieprodukt regelmäßig ausgeschrieben und zur Unterstützung der Sekundärregelung manuell aktiviert. Die Minutenreserve muss innerhalb von 15 Minuten nach Abruf vom Anbieter erbracht werden, indem die Leistungseinspeisung von Kraftwerken oder die Leistungsentnahme von regelbaren Verbrauchslasten durch den Anbieter angepasst wird.

M

Merit-Order

Als Merit-Order (englisch für Reihenfolge der Leistung) wird die Einsatzreihenfolge von Erzeugungseinheiten bezeichnet. Diese wird durch die variablen Grenzkosten 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

Siehe Leistungs-Frequenz-Regelung

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 Strombedarf 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 Verteilnetz 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. Bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ist die Nennleistung die elektrische Nennleistung.

Netto-Leistung

Siehe Brutto-Leistung.

Netzausbau

Siehe NOVA-Prinzip.

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.

Netzoptimierung

Siehe NOVA-Prinzip.

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-Netzanbindungssystem und landseitigem Übertragungsnetz.

Netzverstärkung

Siehe NOVA-Prinzip.

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 **Netz-Optimierung** vor **Netz-Verstärkung** vor **Netz-Ausbau**. Laut diesem von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der Netzplanung anzuwendenden Prinzip hat Netzoptimierung Vorrang vor Netzverstärkung und hat Netzverstärkung Vorrang vor Netzausbau.

- > Zu den Maßnahmen der **Netzoptimierung** zählen 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.
- > Zu den Maßnahmen der **Netzverstärkung** zählen 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 dieses Berichts durch deckende blaue Flächen bzw. Linien dargestellt
- > Zu den Maßnahmen des **Netzausbaus** zählen der 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.



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, befinden sich onshore.

Offshore-Netzanbindungssystem

Offshore-Netzanbindungssysteme umfassen alle Anlagengüter von der Schnittstelle zwischen Offshore-Windpark-Betreiber bis zu den Netzverknüpfungspunkten an Land, einschließlich der jeweils zur Errichtung und zum Betrieb der Anbindungsleitungen erforderlichen technischen und baulichen Nebeneinrichtungen. Dies umfasst auch die 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.

Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP)

Bis zum Jahr 2017 haben die Übertragungsnetzbetreiber einen gemeinsamen Offshore-Netzentwicklungsplan für die ausschließliche Wirtschaftszone Deutschlands und das Küstenmeer bis einschließlich der Netzverknüpfungspunkte an Land erstellt. Seit dem 1. Januar 2018 legen die Betreiber von Übertragungsnetzen keinen Offshore-Netzentwicklungsplan mehr vor. Er wird seitdem durch die Vorgaben des > Flächenentwicklungsplans (FEP) abgelöst.

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 ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest.

Phasenschiebertransformator (PST) – auch Querregeltransformator/Querregler

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

Sie Leistungs-Frequenz-Regelung.

Punktmaßnahmen

Neben Leitungsbaumaßnahmen sind im Netzentwicklungsplan (NEP) Strom auch so genannte Punktmaßnahmen (z. B. Transformatoren, Blindleistungskompensationsanlagen, Schaltanlagen) erforderlich. Unterschieden wird dabei zwischen vertikalen Punktmaßnahmen, die im NEP in Abstimmung mit den Verteilernetzbetreibern ermittelt werden, und horizontalen Punktmaßnahmen, die ausschließlich die Höchstspannungsebene betreffen.

Q**Querregeltransformator**

Siehe Phasenschiebertransformator (PST).

Querregler

Siehe Phasenschiebertransformator (PST).

R**Redispatch-Management**

Redispatch beschreibt eine Anforderung zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken durch den Netzbetreiber mit dem Ziel, auftretende > (n-1)-Verletzungen zu vermeiden oder zu beseitigen. Diese Maßnahme kann regelzonenintern und -übergreifend angewendet werden. Erzeugungseinheiten vor dem Engpass werden dabei herunter- und Erzeugungsanlagen hinter dem Engpass im gleichen Umfang hochgefahren. Der präventive Redispatch wird in der Betriebsplanung genutzt, um zum Beispiel (n-1)-Verletzungen innerhalb der nächsten Stunden zu verhindern. Kuratives Redispatch wird im laufenden Netzbetrieb eingesetzt, um vorhandene oder unmittelbar bevorstehende Überlastungen zu beheben. Redispatch ist dabei kein marktbasierendes Verfahren, weil es die durch den Engpass hervorgerufenen Preissignale nicht an die verantwortlichen Marktteilnehmer weitergibt. Das Verfahren hilft temporär, ist aber kein Ersatz für die grundsätzliche Behebung von dauerhaften Engpässen durch Netzausbau.

Regelzone

Der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ist gesetzlich verpflichtet, in seiner Regelzone ständig das Leistungsgleichgewicht zwischen elektrischer Erzeugung und Verbrauch 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

Schaltanlage

Siehe Umspannanlage, Umspannwerk

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 (Schwarzfall), 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

Sie Leistungs-Frequenz-Regelung.

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 Planungsinstrument 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.

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.

Transmission System Operator Security Cooperation (TSC)

Transmission System Operator (TSO) heißt Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Die TSO Security Cooperation (TSC) ist eine Kooperation von aktuell 14 europäischen Übertragungsnetzbetreibern mit dem Ziel, 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: www.tscnet.eu/



Transformator

Siehe Konverter.

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**Übertragungsnetz**

Mit dem Übertragungsnetz wird Strom über weite Entfernungen geleitet. Es besteht aus Hochspannungsleitungen und zusätzlichen technischen Einrichtungen. Siehe auch > Verteilnetz.

Umrichter

Siehe Konverter.

Umspannanlage, Umspannwerk

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**.

Umspannplattform

Seeseitiges Bauwerk zur Aufnahme der Transformatoren und anderer seeseitiger Komponenten des Netzanbindungskonzepts einschließlich aller Nebeneinrichtungen.

V**Versorgungszuverlässigkeit**

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

Verteilnetz

Das Verteilnetz 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 Verteilnetze genutzt. Siehe auch > Übertragungsnetz.

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.



Voltage Source Converter (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 Leistungshalbleiter-elementen (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/Zwc auf S. 94.

W**Wechselstrom (AC)**

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

Wirkleistung

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