NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021

Zweiter 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 Borcherding

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 Rüth

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

TenneT TSO GmbH
Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth

www.tennet.eu

Geschäftsführung:
Maarten Abbenhuis,
Otto Jager,
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
26. April 2021

Alle Grafiken, Tabellen und Texte aus dem zweiten 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), zweiter Entwurf | Übertragungsnetzbetreiber CC-BY-4.0
Bei Bearbeitungen: Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021), zweiter 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 . . . 15
1.3 Der Netzentwicklungsplan als Grundlage für das Bundesbedarfsplangesetz . . . 16
1.4 Zusammenhang zwischen nationaler und europäischer Netzplanung . . . 18
1.5 Neue Inhalte im zweiten Entwurf . . . 19

2 Szenariorahmen . . . 21
2.1 Rahmendaten und Charakteristika der Szenarien zum NEP 2035 (2021) . . . 23
2.1.1 Leitgedanken zur Ausgestaltung der Szenarien . . . 23
2.1.2 Rahmendaten der Genehmigung . . . 25
2.2 Methoden zur Aufbereitung der Rahmendaten und Ergebnisse . . . 28
2.3 Nettostromverbrauch in den Szenarien . . . 28
2.3.1 Regionale Verteilung und zeitlicher Verlauf des Stromverbrauchs . . . 31
2.4 Ermittlung der regionalen Verteilung, der Einspeisezeitreihen und der Spitzenkappung erneuerbarer Energien . . . 37
2.5 Einsatzrestriktionen und Kostenparameter von konventionellen Kraftwerken . . . 40
2.6 Ergebnisse der aufbereiteten Rahmendaten . . . 43
2.7 Nachbildung des Auslands . . . 48

3 Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs . . . 53
3.1 Einführung: Prozess und Methodik . . . 55
3.1.1 Gesetzliche Grundlagen . . . 55
3.1.2 Erstellung des Flächenentwicklungsplans . . . 55
3.1.3 Erstellung des Netzentwicklungsplans unter Berücksichtigung des Flächenentwicklungsplans . . . 58
3.1.4 Anderweitige Planungsmöglichkeiten . . . 59
3.2 Offshore-Netzausbaubedarf . . . 59
3.2.1 Planerische, technische und zeitliche Rahmenbedingungen . . . 59
3.2.2 Ist- und Start-Offshorenetz . . . 64
3.2.3 Offshore-Netzausbaubedarf . . . 67
3.2.4 Investitionsvolumen des Offshore-Netzausbaubedarfs . . . 77
3.3 Sensitivität North Sea Wind Power Hub . . . 80

4 Marktsimulation . . . 88
4.1 Modellierung des Strommarktes . . . 89
4.2 Ergebnisse der Marktsimulationen . . . 92
4.2.1 Deutschland im europäischen Kontext – Länderbilanzen und Energieaustausch . . . 93
4.2.2 Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland . . . 97
4.2.3 Bundesländerbilanzen . . . 105
4.2.4 Einhaltung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung . . . 111
4.3 Aufbereitung für Netzberechnungen . . . 115

5 Netzanalysen . . . 118
5.1 Methodik der Netzanalyse . . . 119
5.1.1 Planungsgrundsätze . . . 119
5.1.2 Das NOVA-Prinzip . . . 120
5.1.3 Erläuterungen zur Bedeutung der geplanten HGÜ-Verbindungen . . . 122
5.1.4 Innovationen in der Hochspannungs-Gleichstromtechnologie: Auf dem Weg zur DC-Schaltanlage . . . 123
5.1.5 Geprüfte und in Betracht kommende anderweitige Planungsmöglichkeiten . . . 126
5.1.6 Einsatz von Erdkabeln . . . 126
5.2 Neue und innovative Technologien . . . 127
5.2.1 Innovationen in der Systemführung . . . 128
5.2.2 Wege zu einem bedarfsgerechten Netz . . . 130
5.3 Netzanalysen . . . 131
5.3.1 Standard- und Projektkosten im Netzentwicklungsplan Strom . . . 132
5.3.2 Startnetz . . . 132
5.3.3 Ergebnisse der Netzanalysen des Startnetzes bei Ausfall eines Netzelements . . . 135
5.3.4 Ergebnisse der Netzanalysen des BBP-Netzes bei Ausfall eines Netzelements . . . 137
5.3.5 Netzverknüpfungspunkte zum Offshorenetz . . . 138
5.3.6 Szenarien . . . 140
5.3.7 Ergebnisse der Netzanalysen . . . 149
5.4 Volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse der Interkonnektoren im NEP 2035 (2021) . . . 153
5.5 Bewertung der Systemstabilität . . . 156

6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands . . . 160
6.1 Startnetz Netzentwicklungsplan 2035 (2021) . . . 161
6.2 Zubaunetz Netzentwicklungsplan 2035 (2021) . . . 172
6.3 Realisierte Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2030 (2019) . . . 190
6.4 Übersichten der im Flächenentwicklungsplan und Netzentwicklungsplan identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands . . . 192

7 Konsultation . . . 196
7.1 Absender und Arten der Konsultationsbeiträge . . . 196
7.2 Klimaziele . . . 198
7.3 Wasserstoff-Strategie . . . 199
7.4 Dezentrale Energiewende . . . 199
7.5 Innovationen . . . 199
7.6 Volkswirtschaftliche Effizienz . . . 199
7.7 Offshore . . . 200
7.8 Projektbezogene Konsultationsbeiträge . . . 201
7.9 Auswirkungen des Netzausbaus . . . 202
7.10 Die Rolle der ÜNB bei der Netzplanung . . . 203
7.11 Weitere Beteiligungsmöglichkeiten . . . 204

8 Zusammenfassung . . . 208

Glossar . . . 217

Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021), zweiter Entwurf – Projektsteckbriefe . . . 229

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Regelzonen . . . 12
Abbildung 2: Der Prozess vom Szenariorahmen zum Bundesbedarfsplan . . . 17
Abbildung 3: Schematische Darstellung zur Einordnung der Szenarien des NEP 2035 (2021) . . . 24
Abbildung 4: Übersicht über die Verteilung der installierten Leistungen je Energieträger in den Szenarien des NEP 2035 (2021) . . . 26
Abbildung 5: Nettostromverbrauch nach Sektoren/Anwendungsbereichen . . . 29
Abbildung 6: Nettostromverbrauch je Bundesland und Szenario . . . 30
Abbildung 7: Neue Stromanwendungen nach Sektoren/Anwendungsbereichen je Bundesland und Szenario . . . 32
Abbildung 8: Methodik der verteilnetzorientierten Lastgangerstellung . . . 36
Abbildung 9: Mittlerer, minimaler und maximaler Flexibilitätseinsatz je Tagesstunde in Szenario B 2035 . . . 36
Abbildung 10: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario A 2035 . . . 44
Abbildung 11: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2035 . . . 45
Abbildung 12: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario C 2035 . . . 46
Abbildung 13: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2040 . . . 47
Abbildung 14: Installierte Leistung für erneuerbare und konventionelle Energieträger auf Basis des Szenarios „Distributed Energy“ des TYNDP 2020 . . . 49
Abbildung 15: Ausbau des Offshore-Netzes auf Grundlage von NEP und FEP . . . 57
Abbildung 16: Entfernungszonen der Nordsee . . . 60
Abbildung 17: Entfernungszonen der Ostsee . . . 60
Abbildung 18: Schematische Darstellung eines DC-Netzanbindungssystems mit 155-kV-Anbindungskonzept . . . 62
Abbildung 19: Schematische Darstellung eines DC-Netzanbindungssystems mit 66-kV-Direktanbindungskonzept . . . 62
Abbildung 20: Schematische Darstellung eines AC-Netzanbindungssystems über eine Umspannplattform des OWP . . . 63
Abbildung 21: Schematische Darstellung eines AC-Netzanbindungssystems mit 66-kV-Direktanbindungskonzept . . . 63
Abbildung 22: Ist- und Start-Offshorenetz Nordsee . . . 66
Abbildung 23: Ist- und Start-Offshorenetz Ostsee . . . 67
Abbildung 24: Bornholm Energy Island . . . 69
Abbildung 25: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in A 2035 . . . 73
Abbildung 26: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in B 2035 . . . 74
Abbildung 27: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in C 2035 . . . 75
Abbildung 28: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in B 2040 . . . 76
Abbildung 29: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Ostsee in A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 . . . 77
Abbildung 30: Schätzung des Investitionsvolumens in Abhängigkeit der Szenarien des NEP 2035 (2021) . . . 78
Abbildung 31: Mögliche Risiken bei der Errichtung von Offshore-Netzanbindungen . . . 80
Abbildung 32: Schematische Darstellung des zentralen Hubs und angeschlossenen OWP in DE, NL und DK . . . 82
Abbildung 33: Schematische Darstellung mit konventionellen Anschlusskonzepten . . . 82
Abbildung 34: Überblick über das Strommarktmodell . . . 90

Abbildung 35: Stromerzeugung, Stromnachfrage und Handelssaldo elektrisch benachbarter Länder in den Szenarien . . 94

Abbildung 36: Anteil der konventionellen und erneuerbaren Stromerzeugung an Gesamterzeugung 95

Abbildung 37: Handelsaustauschenergiemengen in den Szenarien des NEP 2035 (2021) 96

Abbildung 38: Stromerzeugung, Verbrauch und Importe / Exporte der Szenarien im Vergleich 98

Abbildung 39: Erzeugung, Verbrauch und Handel in ausgewählten Situationen 99

Abbildung 40: Vergleich der gemittelten Volllaststunden in Deutschland je Szenario 103

Abbildung 41: Spitzenkappung und marktseitige Einsenkung von EE-Anlagen in den Szenarien des NEP 2035 (2021) . . 104

Abbildung 42: Zeitreihe der EE-Einspeisung vor und nach Spitzenkappung und marktseitiger Einsenkung im Szenario B 2040 105

Abbildung 43: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario A 2035 107

Abbildung 44: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2035 108

Abbildung 45: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario C 2035 109

Abbildung 46: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2040 110

Abbildung 47: CO_2-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks in den Szenarien des NEP 2035 (2021) 112

Abbildung 48: Primärenergieverbrauch des deutschen Kraftwerksparks in den Szenarien des NEP 2035 (2021) 113

Abbildung 49: Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch 114

Abbildung 50: KWK-Stromerzeugung nach Primärenergietypen 115

Abbildung 51: NOVA-Kategorien – ergänzt um Typen gemäß § 3 NABEG 121

Abbildung 52: Schematischer Vergleich von DC-Punkt-zu-Punkt-Planung (P2P) mit DC-MT (mit / ohne DC-Hub) 124

Abbildung 53: Spitzenkappung und verbleibender Redispatch mit den Zielnetzen 2035 und 2040 130

Abbildung 54: Deutsches Höchstspannungsnetz mit Startnetz 134

Abbildung 55: 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 . . 135

Abbildung 56: Auswertung der Häufigkeit von Auslastungen über 100 % bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) im Startnetz mit Interkonnektoren und Maßnahme M351 Lübeck / West – Göhl 136

Abbildung 57: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) eines gesamten Jahres im BBP-Netz 137

Abbildung 58: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) eines gesamten Jahres im BBP-Netz 138

Abbildung 59: Szenario A 2035 / alle Leitungsprojekte 142

Abbildung 60: Szenario B 2035 / alle Leitungsprojekte 144

Abbildung 61: Szenario C 2035 / alle Leitungsprojekte 146

Abbildung 62: Szenario B 2040 / alle Leitungsprojekte 148

Abbildung 63: Umfang an Netzverstärkung in den Szenarien des NEP 2035 (2021) 150

Abbildung 64: Umfang an Netzausbaubedarf in den Szenarien des NEP 2035 (2021) 150

Abbildung 65: Geschätzte Investitionskosten im NEP 2035 (2021) 151

Abbildung 66: Stellungnahmen nach Übermittlungswegen 197

Abbildung 67: Stellungnahmen nach Projekten 202

Abbildung 68: Beteiligung an der Planung der Übertragungsnetze 205

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht der Kennzahlen der Szenarien . . . 25
Tabelle 2: Anzahl und Eigenschaften der Elektrofahrzeuge . . . 32
Tabelle 3: Anzahl bzw. elektrische Leistung der Power-to-Heat-Anlagen . . . 33
Tabelle 4: Angenommene Potenziale zur Abschaltung- und Verschiebung von Stromnachfrage . . . 35
Tabelle 5: Eingesenkte Einspeisemengen aus Onshore-Windenergie und Photovoltaik . . . 39
Tabelle 6: Annahmen zu Brennstoff- und CO_2-Zertifikatspreisen . . . 41
Tabelle 7: Emissionsobergrenzen für die Modellierung . . . 42
Tabelle 8: CO_2-Emissionsfaktoren nach Energieträgern . . . 42
Tabelle 9: Ist- und Start-Offshorenetz Nordsee . . . 65
Tabelle 10: Ist- und Start-Offshorenetz Ostsee . . . 65
Tabelle 11: Installierte Leistung Offshore-Wind gemäß genehmigtem Szenariorahmen . . . 67
Tabelle 12: Überblick über die Übertragungsleistungen des Zubau-Offshorenetzes . . . 69
Tabelle 13: Überblick über die Längen des Zubau-Offshorenetzes . . . 70
Tabelle 14: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes in der Nordsee . . . 71
Tabelle 15: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes in der Ostsee . . . 72
Tabelle 16: Schätzung der Anschaffungs- und Herstellungskosten für das Zubau-Offshorenetz Nordsee . . . 79
Tabelle 17: Schätzung der Anschaffungs- und Herstellungskosten für das Zubau-Offshorenetz Ostsee . . . 79
Tabelle 18: Ergebnisse des Kosten-Nutzen-Vergleichs des NSWPH zu einer konventionellen Anbindung . . . 85
Tabelle 19: Kennzahlen ausgewählter Situationen . . . 99
Tabelle 20: Berechnung des Bruttostromverbrauchs . . . 114
Tabelle 21: Übersicht über die im NEP angenommene Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie und die Netzverknüpfungspunkte . . . 139
Tabelle 22: Szenario A 2035 Kennzahlen . . . 141
Tabelle 23: Szenario B 2035 Kennzahlen . . . 143
Tabelle 24: Szenario C 2035 Kennzahlen . . . 145
Tabelle 25: Szenario B 2040 Kennzahlen . . . 147
Tabelle 26: Längenangaben Start- und Zubaunetz im NEP 2035 (2021) . . . 152
Tabelle 27: Übersicht über die ausgewerteten Indikatoren im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse . . . 154
Tabelle 28: Startnetz 50Hertz NEP 2035 (2021) . . . 161
Tabelle 29: Startnetz Amprion NEP 2035 (2021) . . . 163
Tabelle 30: Startnetz TenneT NEP 2035 (2021) . . . 167
Tabelle 31: Startnetz TransnetBW NEP 2035 (2021) . . . 170
Tabelle 32: DC-Projekte des Startnetzes NEP 2035 (2021) . . . 171
Tabelle 33: Erforderliche Projekte und Maßnahmen in den Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 gemäß Kapitel 5.3.6 . . . 172
Tabelle 34: Zusätzliche Interkonnektoren gemäß Kapitel 5.4 . . . 189
Tabelle 35: Realisierte Maßnahmen des NEP 2030 (2019) . . . 190
Tabelle 36: Stand der Umsetzung von Offshore-Netzanbindungsmaßnahmen (Maßnahmen basierend auf bestätigtem NEP 2030 (2019)) . . . 192
Tabelle 37: Übersicht Zubau-Offshorenetz . . . 193
Tabelle 38: Aufteilung der Stellungnahmen nach Absender . . . 197

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 Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
EU	Europäische Union

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

Vorwort

Sehr geehrte Leserin,
sehr geehrter Leser,

vor Ihnen liegt der zweite 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 Beteiligter und einen breiten Konsens in der Bevölkerung. Gut einen Monat lang hatten Sie die Möglichkeit, sich an der Konsultation zu diesem NEP zu beteiligen. Wir bedanken uns für die 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 darüber hinaus unseren Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern, die mit großer Expertise und hohem Einsatz an der Erstellung dieses zweiten 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

Konsultation des Netzentwicklungsplans 2035 (2021)

Der erste Entwurf des Netzentwicklungsplans 2035 (2021) wurde am 29.01.2021 auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht und stand von da an bis zum 05.03.2021 zur öffentlichen Konsultation. Jeder, egal ob Privatperson, Organisation oder Institution, hatte in dieser Zeit die Möglichkeit, eine Stellungnahme abzugeben. Alle elektronisch eingegangenen Stellungnahmen, für die eine Einverständniserklärung zur Veröffentlichung vorliegt, wurden auf www.netzentwicklungsplan.de/de/stellungnahmen-nep-2035-2021 veröffentlicht.

Die Stellungnahmen wurden von den Übertragungsnetzbetreibern inhaltlich geprüft und der Netzentwicklungsplan 2035 (2021) auf dieser Basis überarbeitet. Im vorliegenden zweiten Entwurf werden zu Beginn jedes Kapitels die zentralen Themen aus der Konsultation und die daraus resultierenden Änderungen kurz zusammengefasst. Änderungen und Ergänzungen gegenüber dem ersten Entwurf sind in den jeweiligen Kapiteln kursiv dargestellt und somit transparent nachvollziehbar. Darüber hinaus widmet sich das Kapitel 7 den eingegangenen Stellungnahmen und fasst die Konsultationsergebnisse zusammen.

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). ***Im Rahmen der Konsultation stellte sich heraus, dass der Eindruck vorherrscht, die BNetzA würde den Szenariorahmenentwurf der ÜNB unverändert genehmigen. Es verhält sich aber so, dass die BNetzA den Szenariorahmenentwurf der ÜNB in der Regel in veränderter Form genehmigt.***

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 Wasserstofferzeugung (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 Grenzkosten[1], beginnend mit den niedrigsten.

  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: **N**etz-**O**ptimierung vor -**V**erstärkung vor –**A**usbau. 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 Bestehend u. a. aus Brennstoffkosten, Brennstofftransportkosten und CO_2-Preisen.

1.3 Der Netzentwicklungsplan als Grundlage für das Bundesbedarfsplangesetz

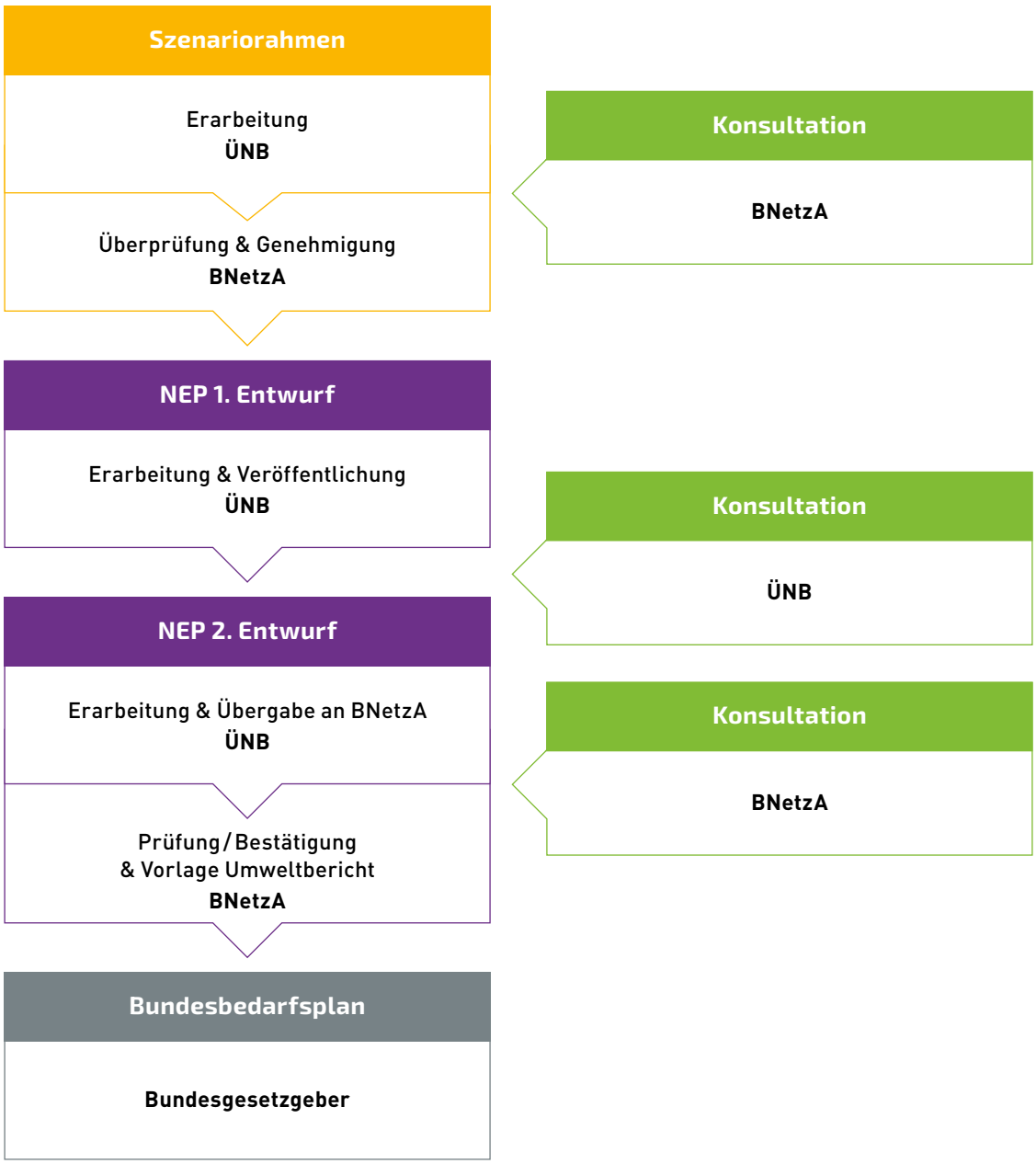
Der erste Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) ***wurde*** nach Fertigstellung von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) öffentlich zur Konsultation gestellt (siehe Kapitel 7). Nach seiner Überarbeitung ***wurde diese zweite Fassung*** an die Bundesnetzagentur (BNetzA) übermittelt. Die BNetzA prüft 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 zum ersten Entwurf des NEP 2035 (2021) dauerte vom 29.01. bis zum 05.03.2021. In diesem Zeitraum fanden mehrere Dialogveranstaltungen statt. Nach der Übergabe des zweiten Entwurfs des NEP 2035 (2021) an die BNetzA lädt diese zu einer weiteren Konsultation im Rahmen ihrer Prüfung ein. 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 ***letzte*** Anpassung des BBPlG erfolgte ***am 04.03.2021***. 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.

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 (gemäß § 12b Abs. 1 S. 6 EnWG) 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 (ebenfalls gemäß § 12b Abs. 1 S. 6 EnWG).

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 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.

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.

In der Konsultation wurde eine Kosten-Nutzen-Analyse für alle Projekte des NEP gefordert. Die Kosten-Nutzen-Analyse ist ein europarechtliches Instrument, das nur für den TYNDP gilt, nicht aber für den NEP. Mehr hierzu in Kapitel 7.6.

1.5 Neue Inhalte im zweiten Entwurf

Wegen des Umfangs der Analysen im NEP und des vorgegebenen engen Zeitplans von zehn Monaten für die Bearbeitung durch die Übertragungsnetzbetreiber ***waren*** zum Zeitpunkt der Veröffentlichung ***des*** 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 ***diesem*** 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 ***(siehe Kapitel 5.5),***
- 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 3.3).

Weiterführende Dokumente und Links

- Stellungnahmen zum NEP 2035 (2021), erster Entwurf: www.netzentwicklungsplan.de/de/stellungnahmen-nep-2035-2021
- Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, erster Entwurf: www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2035-2021
- Information zum TYNDP 2020 von ENTSO-E: tyndp.entsoe.eu
- Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz 2021): www.gesetze-im-internet.de/bbplg/

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

2 Szenariorahmen

Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren

Grundlage des aktuellen Netzentwicklungsplans ist der von der Bundesnetzagentur genehmigte, unter Beteiligung der Öffentlichkeit erarbeitete Szenariorahmen vom 26.06.2020. Anregungen, die sich auf Anpassungen der im Szenariorahmen festgelegten Werte oder der Methodik beziehen, können demzufolge im aktuellen Netzentwicklungsplan keine Berücksichtigung mehr finden, dienen aber als wertvolle Hinweise für den Szenariorahmen zum nächsten Netzentwicklungsplan (Version 2023). Spätestens am 10.01.2022 werden die Übertragungsnetzbetreiber ihren Szenariorahmenentwurf für den kommenden Netzentwicklungsplan vorlegen, der im Anschluss durch die Bundesnetzagentur zur Konsultation gestellt wird.

Mit Blick auf den vorliegenden Netzentwicklungsplan wurde im Rahmen der Konsultation des ersten Entwurfs sehr häufig die Forderung nach einem längerfristigen Planungshorizont und einem Zielnetz für ein klimaneutrales Energiesystem vorgetragen. Vielfach gefordert wurden auch eine Anpassung des Szenariorahmens unter der Zielstellung einer Erreichung der Pariser Klimaschutzziele und eine Berücksichtigung des „European Green Deal". In Kapitel 7 wird auf diesen für die Netzentwicklungsplanung zentralen Aspekt näher eingegangen. In diesem Zusammenhang wurde in Konsultationsbeiträgen auch die Aussagekraft des Szenarios A 2035 in Frage gestellt. Häufig wurde daneben der Wunsch nach Ausarbeitung eines Systementwicklungsplans mit einem übergeordneten Blick auf Fragestellungen zum zukünftigen Energiesystem in die Konsultation eingebracht.

Weitere Anmerkungen und Hinweise, die vor dem Hintergrund des genehmigten Szenariorahmens im vorliegenden Netzentwicklungsplan nicht berücksichtigt werden konnten, betreffen die Regionalisierung von Power-to-X-Anlagen und erneuerbaren Energien, die Höhe der Stromproduktion aus Biomasse, die Entwicklung und Flexibilisierung des Stromverbrauchs sowie die Modellierung des verteilnetzorientierten Einsatzes von Verbrauchern. Hingegen wurden auf Hinweis unter anderem ergänzende Erläuterungen zur Regionalisierung von Power-to-Gas-Anlagen, Informationen zur Zusammensetzung des Industriemehrverbrauchs und Erläuterungen zu den dezentralen Flexibilitätsoptionen bereitgestellt.

Grundsätzlich bleibt an dieser Stelle darauf hinzuweisen, dass die im Netzentwicklungsplan untersuchten Szenarien innerhalb der Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen liegen. Teilweise werden dabei aktuell nicht existierende gesetzliche bzw. regulatorische Grundlagen und Technologien unterstellt. Auf Wunsch mehrerer Konsultationsteilnehmer wird im zweiten Entwurf daher an einigen Stellen auf die derzeit fehlenden regulatorischen und gesetzlichen Rahmenbedingungen hingewiesen. Die Ausgestaltung dieser Rahmenbedingungen obliegt dem Gesetzgeber. Es werden von den Übertragungsnetzbetreibern diesbezüglich keine Empfehlungen ausgesprochen. Eine Identifikation notwendiger politischer Weichenstellungen zur Realisierung der Szenarien wird nicht vorgenommen.

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 CO_2-Emissionen des konventionellen Kraftwerksparks in allen Szenarien zurückgehen: Es erfolgt eine Reduktion der Emissionen in Deutschland auf maximal 120 Mio. t CO_2 in den Szenarien mit Zieljahr 2035 und auf maximal 60 Mio. t CO_2 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 CEP[2] 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 CO_2-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.

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.

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

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 CO_2-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 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. 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 Zubauprognose 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					
CO_2-Limit (Mio. t CO_2)	–	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)

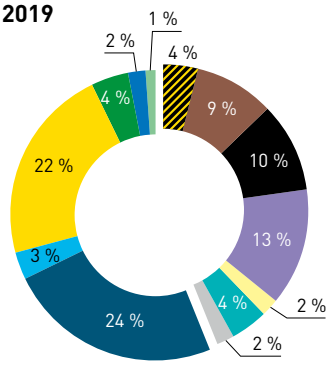
konventionelle Erzeugung

- Kernenergie
- Braunkohle
- Steinkohle
- Erdgas
- Öl
- Pumpspeicher
- sonstige konventionelle Erzeugung*

regenerative Erzeugung

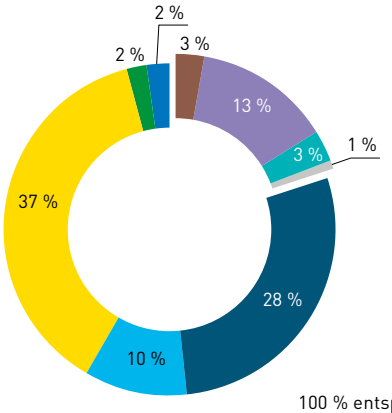
- Wind onshore
- Wind offshore
- Photovoltaik
- Biomasse
- Speicherwasser und Laufwasser
- sonstige regenerative Erzeugung*

Referenz 2019



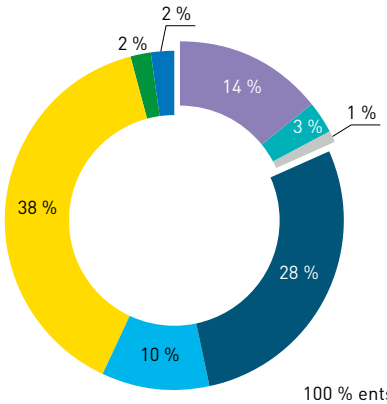
100 % entspricht 224,3 GW**

Szenario A 2035



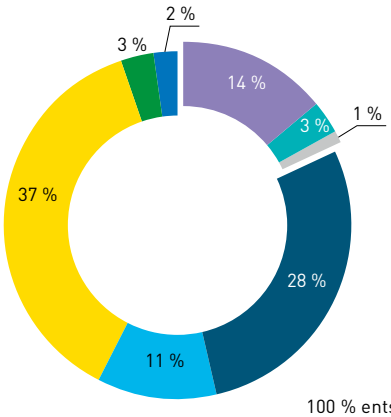
100 % entspricht 294,6 GW**

Szenario B 2035



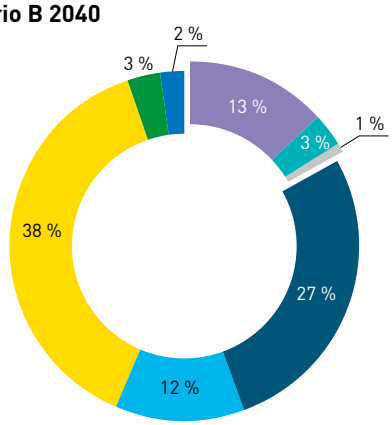
100 % entspricht 306,7 GW**

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 *in Kapitel 3.3*.

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 Handelsoptionen bei einem Flow-Based Market Coupling-Ansatz (siehe Kapitel 2.7)

Weitere Informationen zu den Szenarioannahmen und Zahlenwerten können der Genehmigung des Szenariorahmens der BNetzA[3] entnommen werden.

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.

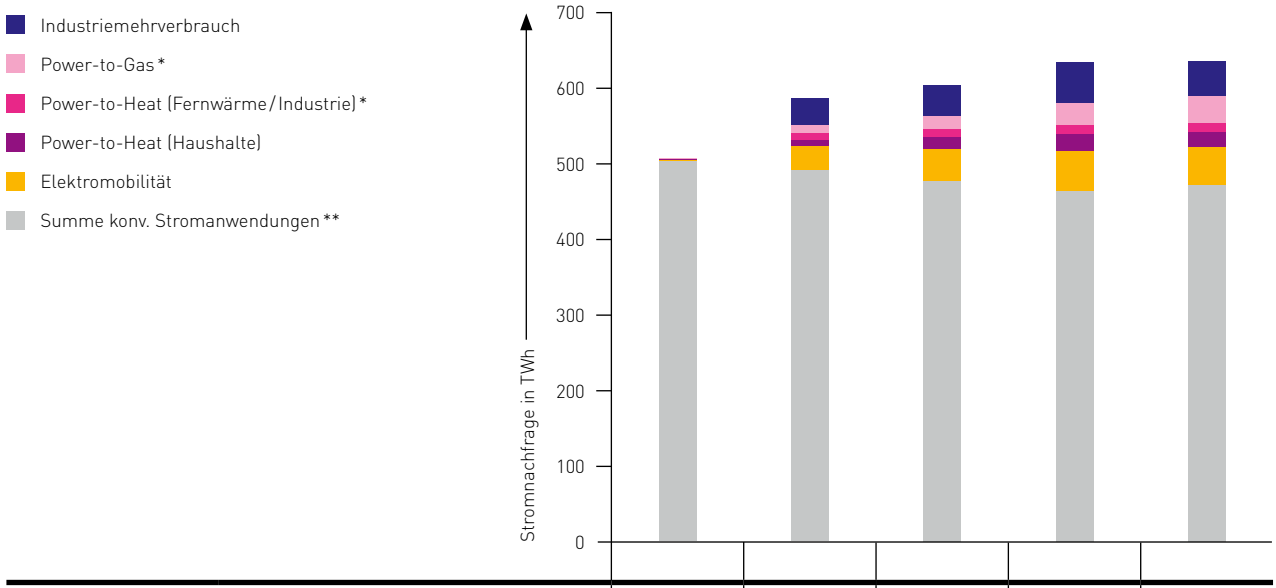
Die zunehmende Elektrifizierung des Wärme-, Verkehrs- und Industriesektors und der damit verbundene Einsatz neuer Technologien sind mit großen Auswirkungen auf den Stromverbrauch verbunden. Vor dem Hintergrund dieser sich abzeichnenden Entwicklung haben die ÜNB im Szenariorahmenentwurf[4] eine Methodik 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.

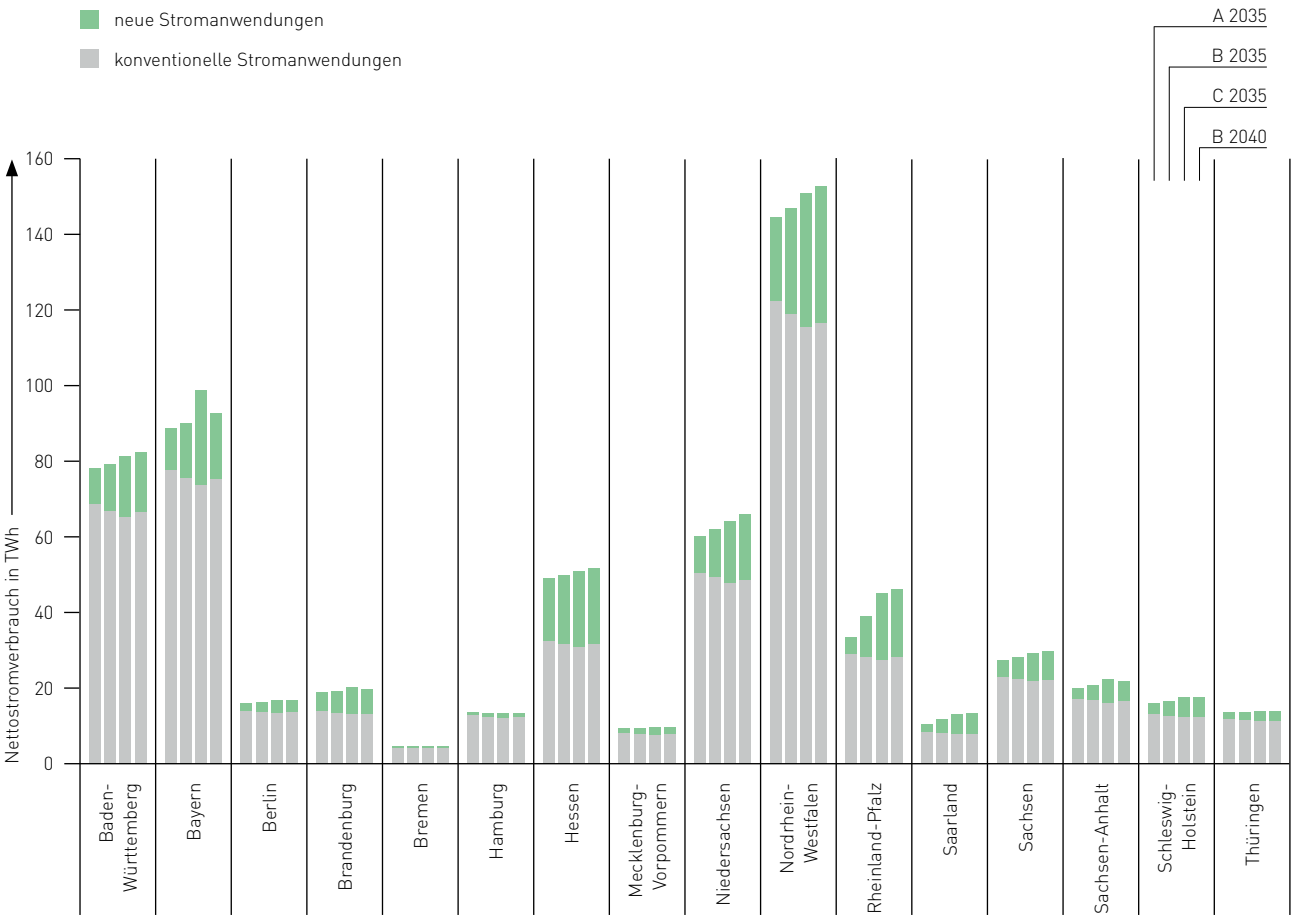
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, Bundesnetzagentur

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 CO_2-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. Bevölkerungsreiche 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 CO_2-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 ÜNB[5] zu finden.

Als Ausgangspunkt für die Zeitreihen des Stromverbrauchs werden zeitlich und räumlich aufgelöste Stromverbrauchsprofile genutzt, die den ÜNB im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung nach MaBiS[6] 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

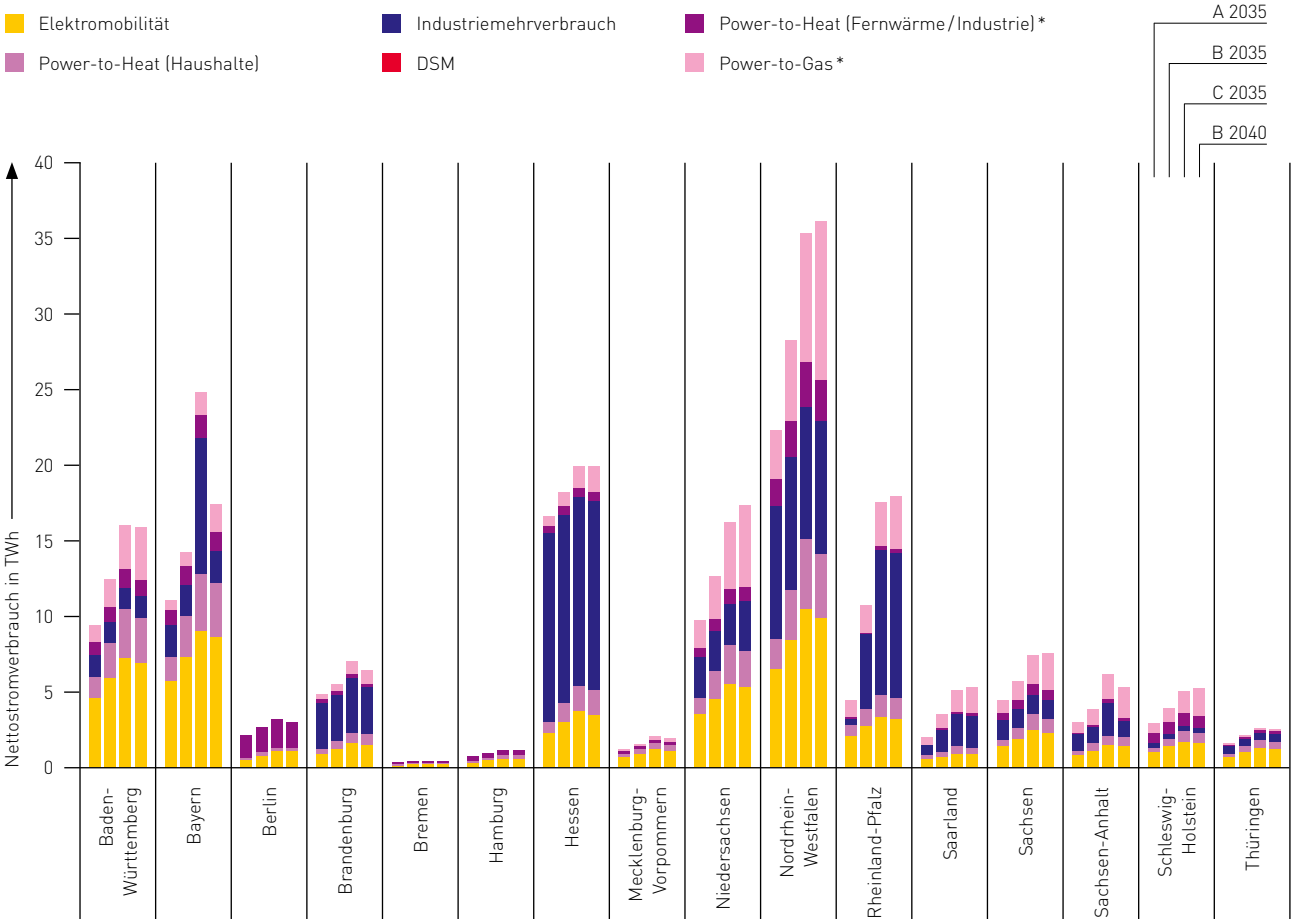
Industriemehrverbrauch

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). ***Da den ÜNB teilweise keine detaillierten Informationen zum Inhalt der Projekte vorliegen, gestaltet sich eine weitere Untergliederung schwierig. Die Angaben zeigen jedoch, dass einige der Projekte im Industriebereich auch im Zusammenhang mit der Elektrifizierung der Wärmebereitstellung (Prozesswärme) stehen, sodass der Industriemehrverbrauch auch Verbrauch durch Power-to-Heat beinhalten kann. Nicht inkludiert ist dagegen der Verbrauch durch Power-to-Gas-Anlagen.*** 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.

Der Netzentwicklungsplan unterscheidet nicht explizit zwischen rein batterieelektrisch betriebenen Fahrzeugen und sogenannten Plug-in-Hybriden. Sowohl im Stromverbrauch als auch bei den Fahrprofilen im privaten Nahverkehr in den untersuchten Zieljahren erwarten die Übertragungsnetzbetreiber nur geringe Unterschiede zwischen beiden Technologien.

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 Methodik[7]. 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, Elektroheizer 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.

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.

In einigen Stellungnahmen wird die Regionalisierung der Power-to-Wasserstoff-Anlagen im Hinblick auf die geringe Leistung in den nördlichen Bundesländern kritisiert. In ihrem Szenariorahmenentwurf haben die ÜNB eine netzorientierte Regionalisierung von Elektrolyseuren in Höhe von 3 GW für das Szenario C 2035 vorgeschlagen, um eine räumliche Nähe der Elektrolyseure zu den Schwerpunkten der Stromerzeugung aus Windenergie zu gewährleisten. Diesem Vorschlag einer primär netzorientierten Regionalisierung eines großen Teils der Elektrolyseanlagen – zumindest in einem netzorientierten Szenario – ist die BNetzA in der Genehmigung des Szenariorahmens nicht gefolgt. Stattdessen hat die BNetzA eine Aufteilung der Elektrolyseurleistung auf Nord- und Süddeutschland vorgegeben, ohne jedoch konkret zu benennen, wie diese beiden Gebiete voneinander abzugrenzen sind. Die konkrete Verteilung der Elektrolyseanlagen erfolgt in der Konsequenz weiterhin überwiegend in der Nähe industrieller Verbraucher, im Norden jedoch auch an netzgünstigen Standorten.

Die Regionalisierung von Power-to-Methan-Anlagen basiert auf der regionalen Verteilung des heutigen und zukünftigen Erdgasabsatzes sowie des CO_2-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).

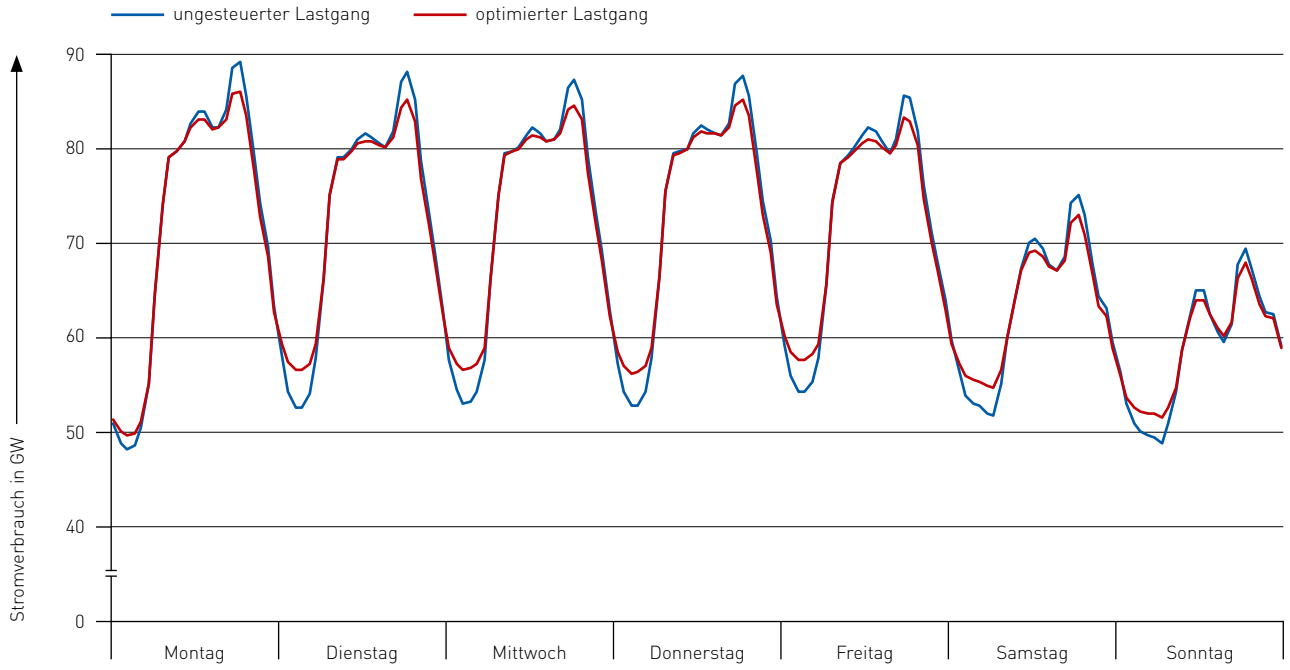
Verteilnetzorientierte Lastgangerstellung

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.

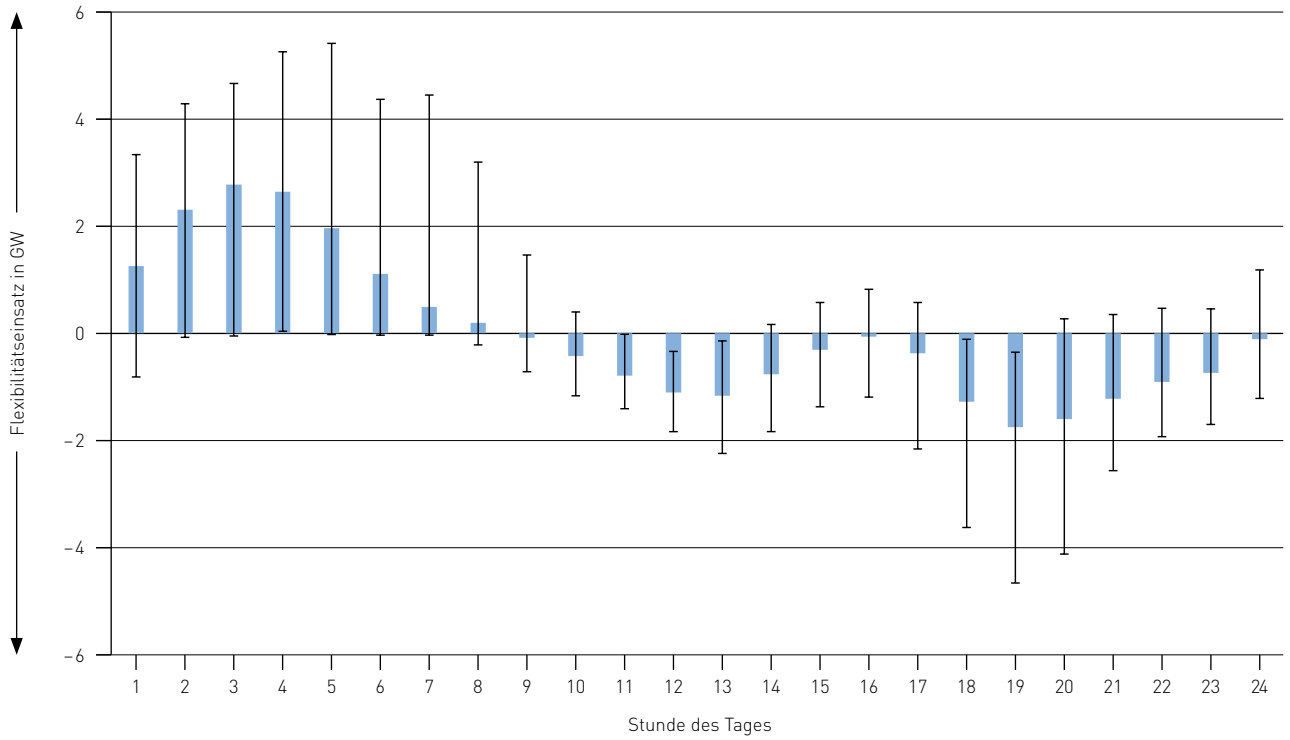
In Abbildung 8 ist das Ergebnis des Verfahrens exemplarisch für eine Januarwoche des Szenarios B 2035 dargestellt. In der Grafik enthalten ist in blau der ungesteuerte Lastgang (ohne Flexibilität) und in rot der Lastgang unter Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Flexibilitätspotenziale in der Elektromobilität 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.

Viele Konsultationsteilnehmer haben eingebracht, dass es für die vorgestellte Methodik der verteilnetzorientierten Lastganggerstellung derzeit keine gesetzliche und regulatorische Grundlage gibt. Hier unterstellen die ÜNB wie auch die BNetzA eine regulatorische Veränderung bis zu den betrachteten Zieljahren des Netzentwicklungsplans ohne diese näher zu beschreiben. Eine Bandbreite in den möglichen Entwicklungen findet sich in der Szenarienspreizung wieder: Das A-Szenario enthält den geringsten Anteil an Flexibilitätspotenzial, das C-Szenario den höchsten. Die Nutzung dieser Flexibilitätspotenziale sehen die ÜNB als sinnvoll und bei einem längerfristigen Zeithorizont als wahrscheinlich an.

Unabhängig vom oben beschriebenen Einwand der fehlenden regulatorischen Grundlage wird in vielen Stellungnahmen die Nutzung der Flexibilitätspotenziale im NEP begrüßt. Darüber hinaus enthalten einige Stellungnahmen auch konkrete methodische Änderungsvorschläge. Hier sei vor allem der Punkt einer Lastglättung unter Einbezug der lokalen, dezentralen Erzeugung erwähnt. Darüber hinaus äußern einige Konsultationsteilnehmer den Wunsch eines rein marktbasierten Einsatzes der genannten Flexibilitätspotenziale. Die ÜNB begrüßen die aktive Diskussion und die konkreten methodischen Änderungsvorschläge, die für den Szenariorahmenentwurf zum nächsten NEP 2035 (Version 2023) geprüft werden.

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/Zwx 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 Windenenergie 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 Restpotenzial[8].
  - 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.

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

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 Verteilernetzstudie[9] des Bundesminsteriums 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 Verteilnetzes – 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

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

2.5 Einsatzrestriktionen und Kostenparameter von konventionellen Kraftwerken

Mit der Änderung des Atomgesetzes vom 06.08.2011 und dem am 03.07.2020 verabschiedeten ***Kohleverstromungsbeendigungsgesetz*** 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.

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 eine 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 Wärmenachfrage, 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/Zwf 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 CO_2-Zertifikatspreise

Zu den weiteren für die Strommarktsimulation erforderlichen energiewirtschaftlichen Rahmendaten zählen die Annahmen zu Brennstoff- und CO_2-Zertifikatspreisen. Diese sind in der Genehmigung der BNetzA festgelegt und beruhen auf den im TYNDP 2020 veröffentlichten Werten.

Tabelle 6: Annahmen zu Brennstoff- und CO_2-Zertifikatspreisen

		Szenarien A / B / C 2035	Szenario B 2040
	TYNDP Szenario „Distributed Energy“ 2030	TYNDP Szenario „Distributed Energy“ 2035 (interpoliert)	TYNDP Szenario „Distributed Energy“ 2040
CO_2-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 CO_2-Emissionsreduktion

Im Genehmigungsdokument der BNetzA wird für sämtliche Szenarien eine verbindliche Begrenzung der jährlichen CO_2-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks vorgegeben (siehe Tabelle 7). Die Begrenzung resultiert aus den im Klimaschutzplan 2050 verankerten, sektorspezifischen CO_2-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 CO_2-Grenzwerte unter den im Szenariorahmen festgelegten Rahmenbedingungen nicht eingehalten werden, werden in der Genehmigung zwei Maßnahmen beschrieben. Einerseits kann durch eine Erhöhung des nationalen CO_2-Zertifikatspreises sichergestellt werden, dass die CO_2-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks den Grenzwert nicht überschreiten. Durch den Preisaufschlag wird die Stromerzeugung CO_2-intensiver Kraftwerke in Deutschland gesenkt und durch CO_2-ärmere Stromerzeugung in Deutschland oder durch ausländische Stromerzeugung ersetzt. Mit fortschreitendem Zeithorizont sind die Möglichkeiten eines Wechsels von mehr zu weniger CO_2-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 CO_2-Emissionen durch Beimischung von biogenen Gasen oder grünem Wasserstoff reduzieren können. In welchem Umfang eine CO_2-Preiserhöhung oder eine Beimischung CO_2-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: CO_2-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

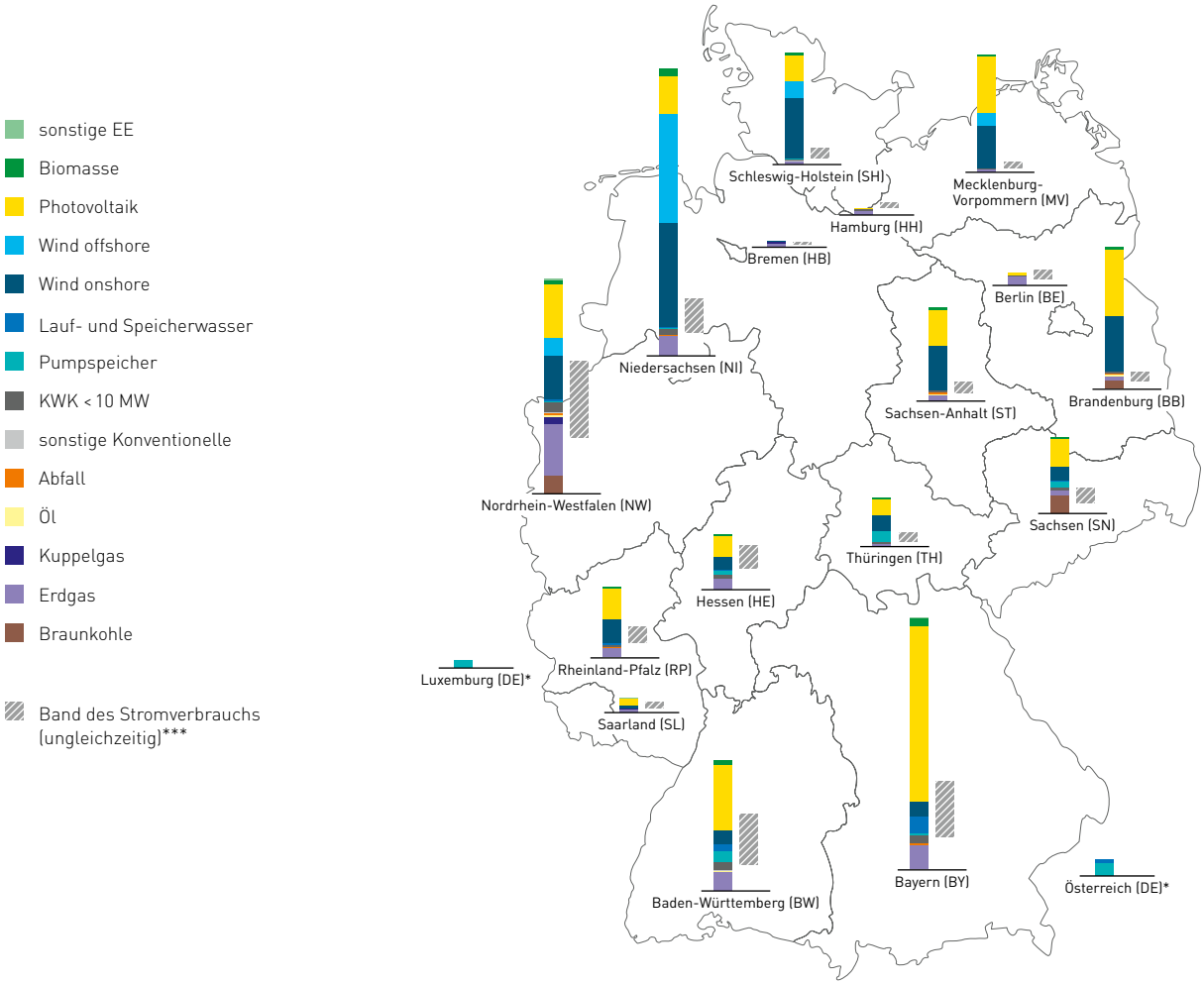
Die folgenden Kartenabbildungen und Tabellen zeigen die Ergebnisse der aufbereiteten Rahmendaten des Szenariorahmens je Bundesland und Szenario. Neben den installierten Leistungen der Erzeugungsanlagen sind auch die jeweiligen Minimal- und Maximalwerte des unflexiblen Stromverbrauchs[10] sowie die installierten 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 Speicherwasserkraftwerke 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

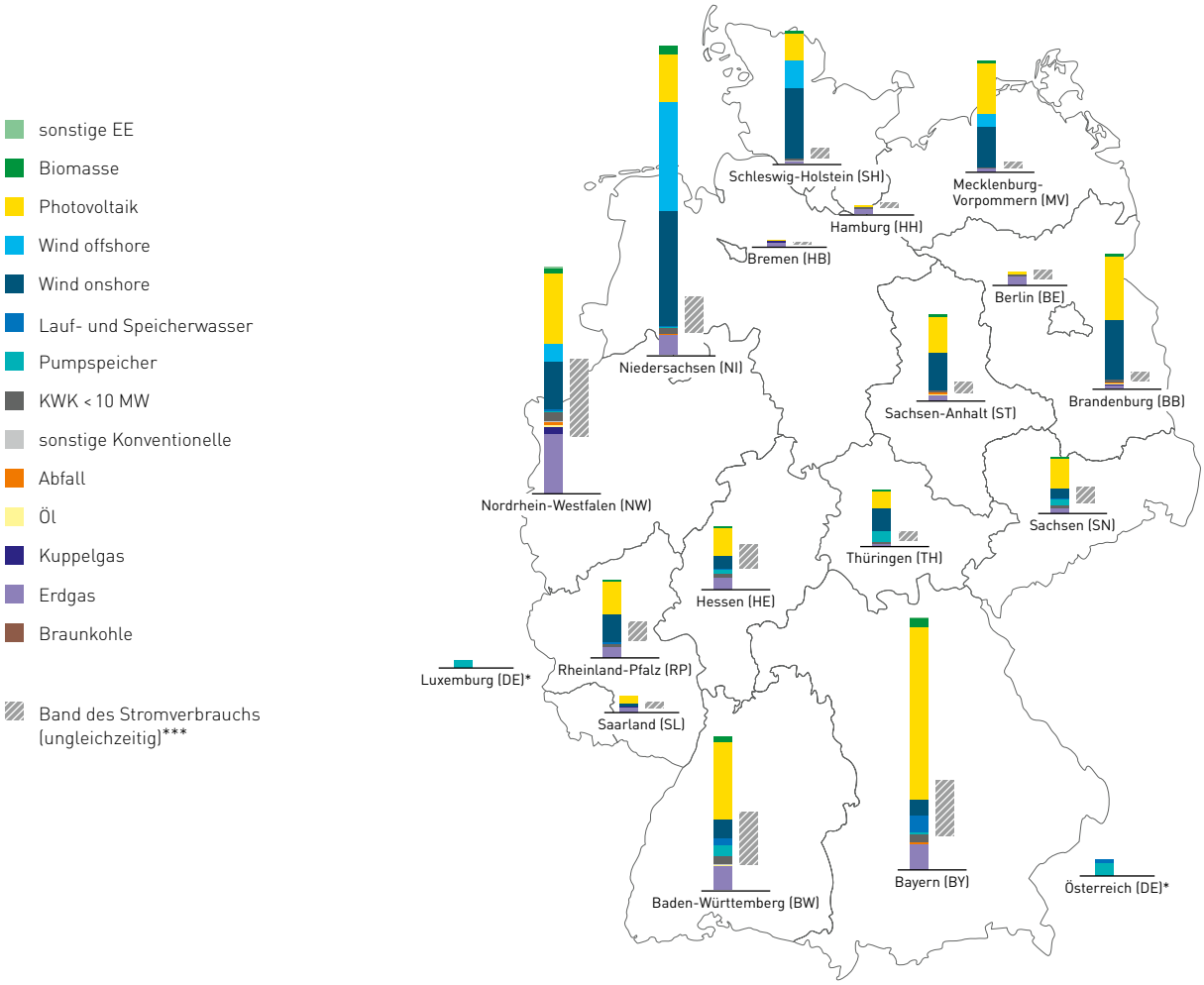


A 2035 (Angaben in GW)	Braun-kohle	Erdgas	Kuppel-gas	Öl	Abfall	sonstige Konven-tionelle	KWK < 10 MW	Pump-speicher	Lauf- und Speicher-wasser	Wind onshore	Wind offshore	Photo-voltaik	Bio-masse	sonstige EE	Band des Strom-verbrauchs (un-gleichzeitig)***	zusätzliche Verbraucher		
																DSM	PtH	PtG
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.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 11: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2035

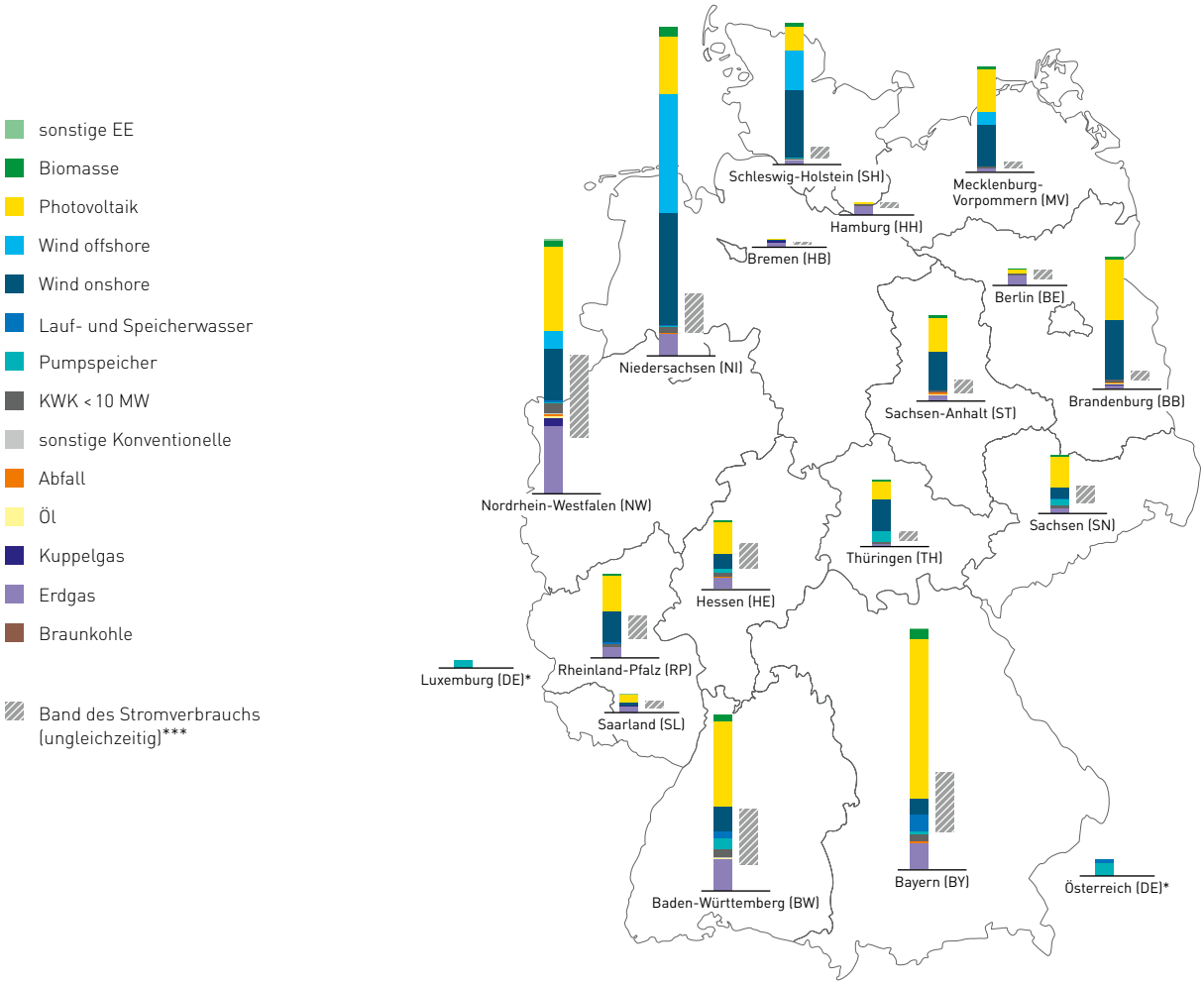


B 2035 (Angaben in GW)	Braun-kohle	Erdgas	Kuppel-gas	Öl	Abfall	sonstige Konven-tionelle	KWK < 10 MW	Pump-speicher	Lauf- und Speicher-wasser	Wind onshore	Wind offshore	Photo-voltaik	Bio-masse	sonstige EE	Band des Strom-verbrauchs (un-gleichzeitig)***	zusätzliche Verbraucher		
																DSM	PtH	PtG
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.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 12: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario C 2035

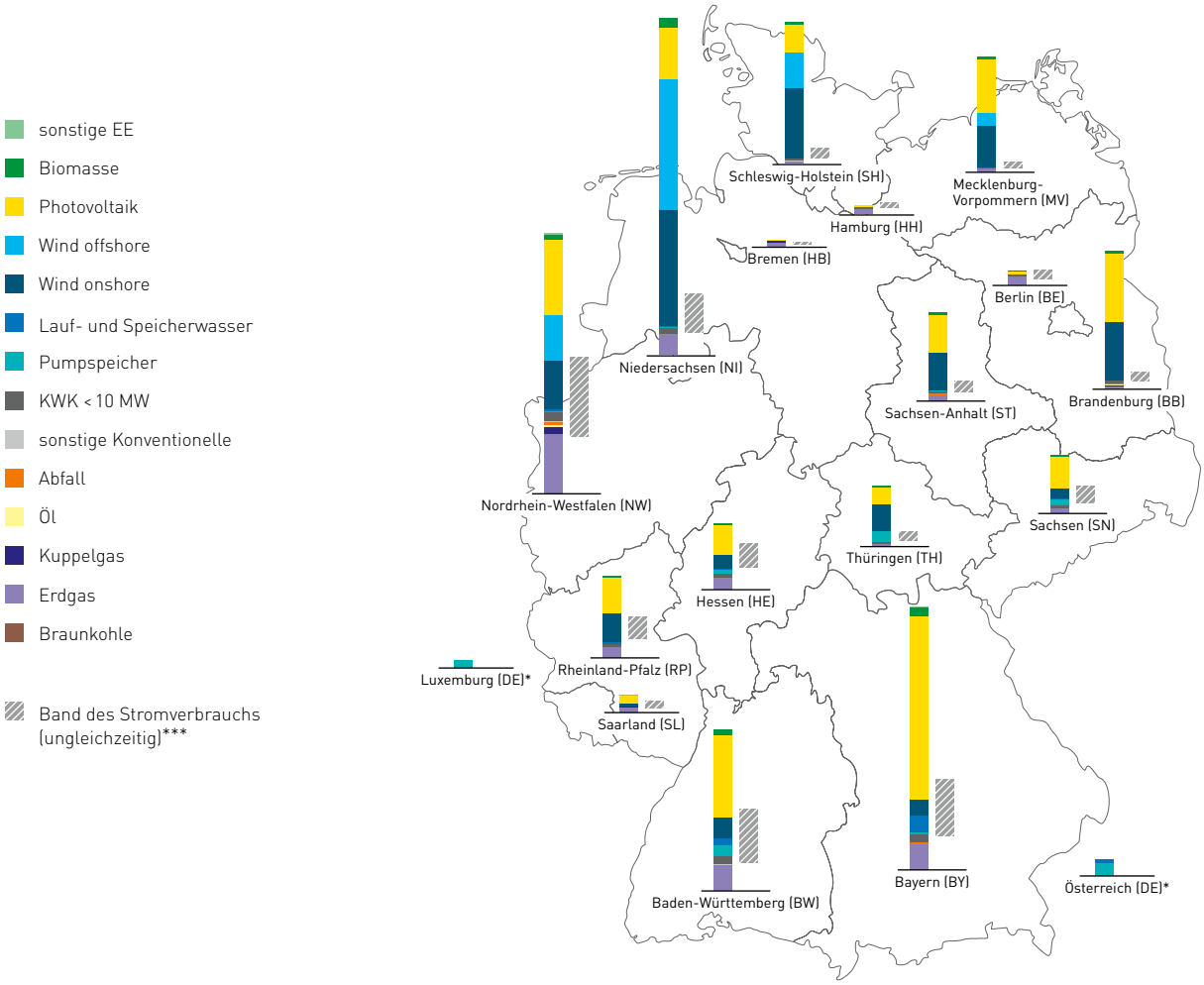


C 2035 (Angaben in GW)	Braun-kohle	Erdgas	Kuppel-gas	Öl	Abfall	sonstige Konven-tionelle	KWK < 10 MW	Pump-speicher	Lauf- und Speicher-wasser	Wind onshore	Wind offshore	Photo-voltaik	Bio-masse	sonstige EE	Band des Strom-verbrauchs (un-gleichzeitig)***	zusätzliche Verbraucher		
																DSM	PtH	PtG
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	***0,9***	***0,8***	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	***1,1***	***1,0***	***0,4***
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	***1,0***	***0,0***
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	***0,3***	0,2	***0,2***
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	***0,1***	***0,0***
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	***0,0***
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	***0,5***	***0,4***	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	***0,1***	***0,2***	***0,1***
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	***0,1***	***0,8***	***1,3***
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	***2,2***	***1,9***	***2,4***
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	***0,5***	***0,3***	***0,8***
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	***0,2***	0,1	***0,4***
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	***0,3***	***0,4***	***0,6***
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	***0,2***	0,2	***0,5***
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	***0,3***	***0,5***	***0,4***
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	***0,2***	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**	**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**	***8,0***	***8,0***	**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.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

2.7 Nachbildung des Auslands

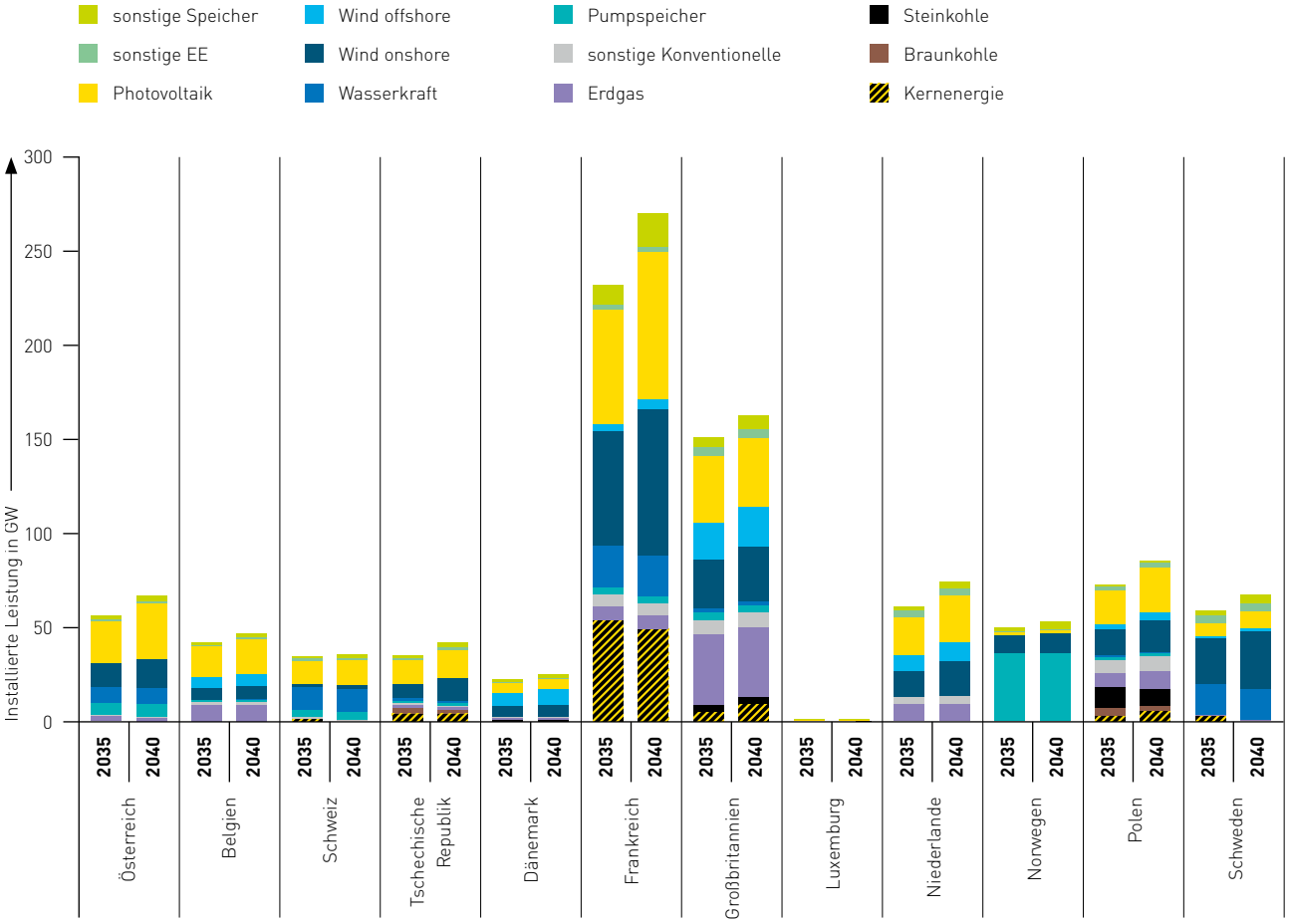
Das dritte Energiebinnenmarktpaket der Europäischen Union (EC 714/2009), das am 03.03.2011 in Kraft trat, hat die Weiterentwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes als Ziel. Dieses Ziel wurde am 22.05.2019 mit dem EU-Legislativpaket „Clean energy for all Europeans package" (CEP) weiter vorangetrieben. Durch einen möglichst freizügigen Energiebinnenmarkt soll innerhalb der Europäischen Union der Wettbewerb noch weiter gestärkt werden, um so für alle Verbraucher den Zugang zu möglichst kostengünstiger Energie zu fördern. 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 ***leistungsflussbasierte*** Kapazitätsberechnung (Flow-Based Market Coupling – FBMC) angewendet. Der genehmigte Szenariorahmen des NEP 2035 (2021) sieht nun erneut die Anwendung einer ***leistungsflussbasierten*** Kapazitätsberechnung an allen Grenzen Deutschlands zu den Nachbarländern vor.

Diese Vorgehensweise basiert auf der Tatsache, dass bereits heute an den Grenzen der CWE-Region[11] („Central Western Europe") FBMC zum Einsatz kommt und in den nächsten Jahren auch in der gesamten Core-Region[12] 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 ***Leistungsflussberechnungen*** 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 ***leistungsflusssteuernde*** 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 ***Leistungsflussberechnungen*** eingehen.

FBMC wird entsprechend der Genehmigung des Szenariorahmens der BNetzA für Deutschland und alle heutigen synchron verbundenen Anrainerstaaten[13] 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 2035 (2021): www.netzausbau.de/Wissen/Ausbaubedarf/Szenariorahmen/de.html
- Kurzstudie Elektromobilität der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: „Modellierung für die Szenarienentwicklung 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/Zwx
- Kurzstudie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: „Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung“: www.netzentwicklungsplan.de/Zwf
- 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

Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren

Basierend auf den Stellungnahmen aus der Konsultation zum ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) 2035 (2021) und der Weiterentwicklung im Prozess wurden Erläuterungen zu den Planungs-, Zulassungs- und Errichtungszeiten ergänzt sowie Suchräume von Netzverknüpfungspunkten und Umsetzungs- und Fertigstellungstermine angepasst. In Summe wurden zum NEP-Themenkomplex „Offshore" 15 Stellungnahmen eingereicht. Der überwiegende Teil der Stellungnahmen hat konkrete Offshore-Projekte und Maßnahmen adressiert. Wo passend, wurden daher in diesem zweiten Entwurf projektbezogene Anmerkungen und Ergänzungen der Stellungnahmen in die jeweiligen Projektsteckbriefe eingearbeitet. Darüber hinaus wurde in den Stellungnahmen zu Kapitel 3 auf folgende übergeordnete Themen Bezug genommen:

- ***Bündelungsgebot:*** *Einige Stellungnahmen haben auf das Bündelungsgebot verwiesen bzw. angemerkt, Bündelungsoptionen zu prüfen. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) weisen darauf hin, dass der etwa in § 2 Abs. 2 Nr. 2 des Raumordnungsgesetzes und in § 1 Abs. 5 S. 3 des Bundesnaturschutzgesetzes enthaltene sowie von der Rechtsprechung (vgl. Bundesverwaltungsgericht, Urteil vom 15.12.2016, Az. 4 A 4.15, Rn. 35) bestätigte Grundsatz der Bündelung bei den Planungsverfahren Berücksichtigung findet.*
- ***Trassierung:*** *Einige Stellungnahmen geben an, dass durch den Ausbau der Offshore-Netzanbindungssysteme lokal/regional räumliche Belastungsgrenzen erreicht werden und dass die weitere Nutzung dieser Räume im Zuge des weiteren Ausbaus abgelehnt wird. Die ÜNB weisen darauf hin, dass der NEP schematisierte räumliche Darstellungen enthält, mit denen keine Aussage über spätere Trassenverläufe verbunden ist. Diese festzulegen, ist Aufgabe der nachfolgenden Planungs- und Genehmigungsverfahren.*
- ***Sektorenkopplung und Gesamtkonzept zur Anbindung der Offshore-Windenergie:*** *Einige Stellungnahmen haben das Thema Sektorenkopplung angeführt und würden eine Darstellung eines Gesamtkonzeptes zur Anbindung der Offshore-Windenergie begrüßen. Die ÜNB weisen darauf hin, dass im zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021) Ausführungen zur Sensitivität des North Sea Wind Power Hubs (NSWPH) enthalten sind. Der NSWPH stellt ein Gesamtkonzept zur Anbindung der Offshore-Windenergie dar. Das Programm des NSWPH könnte langfristig die Integration von Gas-, Strom- und Wärmesektoren durch Power-to-X-Umwandlung ermöglichen.*
- ***Planung- und Realisierung:*** *Insbesondere von Seiten der Verbände wurden lange Planungsdauern und Realisierungszeiträume von Offshore-Projekten adressiert und eine regelmäßige Prüfung von Beschleunigungspotenzialen empfohlen.*
- ***Synchronisation NEP und Flächenentwicklungsplan:*** *Die Bearbeitungszeiträume des NEP und des Flächenentwicklungsplan (FEP) für die Offshore-Windenergienutzung überschneiden sich zeitlich. So lag der FEP 2020 am 18.12.2020 vor und damit kurz vor der Fertigstellung des ersten Entwurfs des NEP 2035 (2021). Vor diesem Hintergrund konnten im ersten Entwurf des NEP nicht alle Vorgaben des FEP 2020 abgebildet werden. Die ÜNB haben im vorliegenden zweiten Entwurf des NEP den FEP 2020, soweit dies möglich war, integriert.*
- *In einigen Stellungnahmen teilten die Konsultationsteilnehmer die Sichtweise der ÜNB und wiesen auf eine Prüfung und* ***Nutzung der Ausbaupotenziale in der Ostsee*** *hin, insbesondere in den Gebieten des Küstenmeeres. Darüber hinaus wurde auch der Ansatz, weitere Potenziale über die kooperative Nutzung von Offshore-Windenergie zu erschließen, begrüßt und empfohlen, die noch offenen Fragen für eine derartige gemeinsame Meeresraumnutzung über Pilotprojekte und einen nationalen Diskussionsprozess zeitnah aufzuklären.*
- ***Offshore-Ausbauziele nach Windenergie-auf-See-Gesetz:*** *Mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetz und anderer Vorschriften am 10.12.2020 wurde der Ausbau der Offshore-Windenergie auf 20 GW bis 2030 und 40 GW bis 2040 gesetzlich fixiert. Der am 26.06.2020 durch die Bundesnetzagentur bestätigte Szenariorahmen zum NEP 2035 (2021) bildet den gesetzlich fixierten Ausbau somit ab.*

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

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 Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie 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 Windenergie-auf-See-Gesetz (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 Ausbaupfads 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,

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

- 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,
- 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.

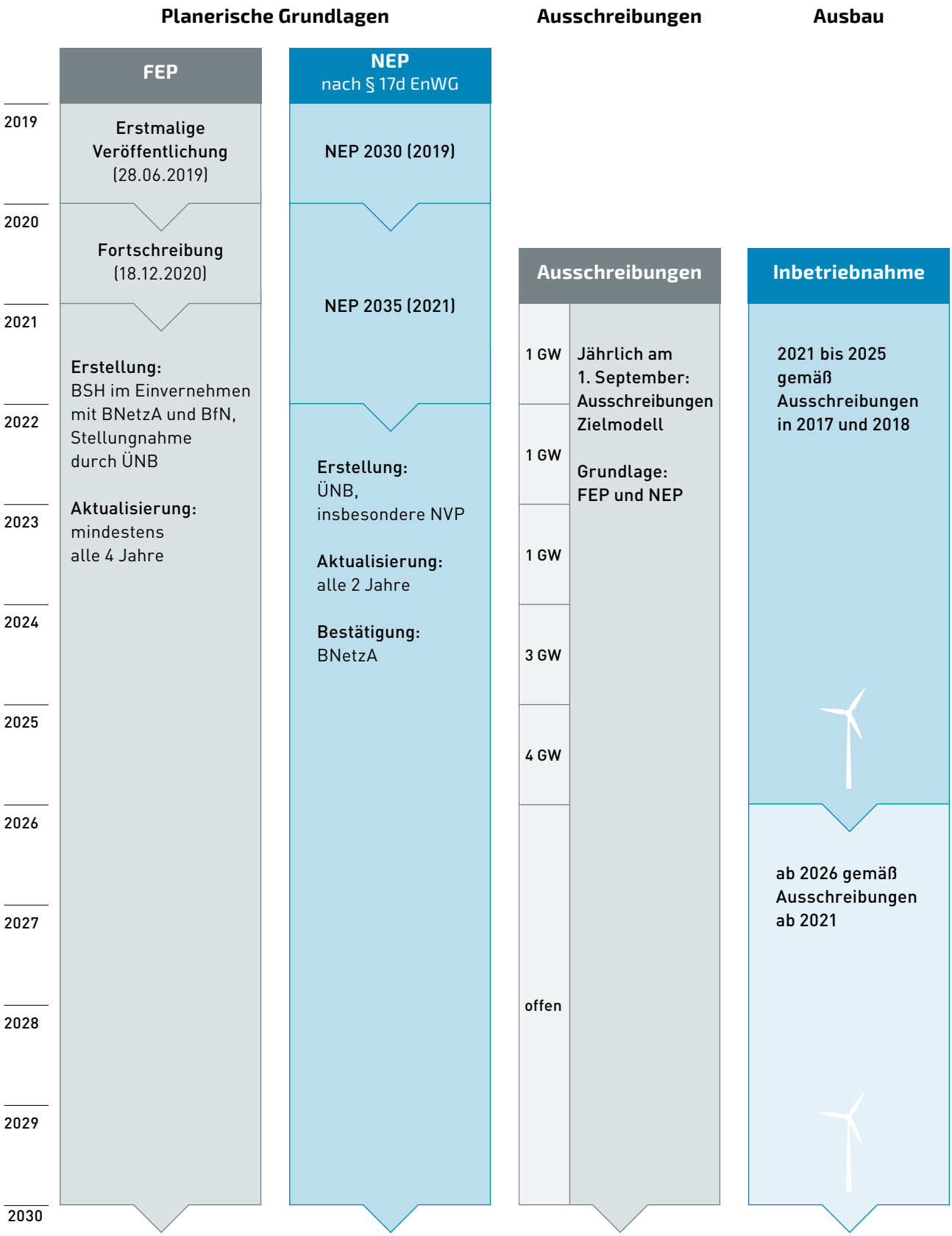
Sonderregelungen bestehen für die sogenannten sonstigen Energiegewinnungsbereiche und Pilotwindenergieanlagen auf See. Bei Pilotwindenergieanlagen auf See handelt es sich um die jeweils ersten drei Windenergieanlagen auf See eines Typs, mit denen nachweislich eine wesentliche, weit über den Stand der 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 ***zweiten*** 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 Szenariorahmen vier Szenarien und demzufolge auch vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternative möglich sind. Darüber hinaus werden in den Zubau-Offshorenetz-Steckbriefen zu den einzelnen Projekten alternative Planungsmöglichkeiten in Form der Betrachtung ggf. vorhandener alternativer NVP dargestellt.

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

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 Szenariorahmen 2035 (2021) genehmigten Szenarien die erforderlichen Offshore-Netzanbindungssysteme auf.

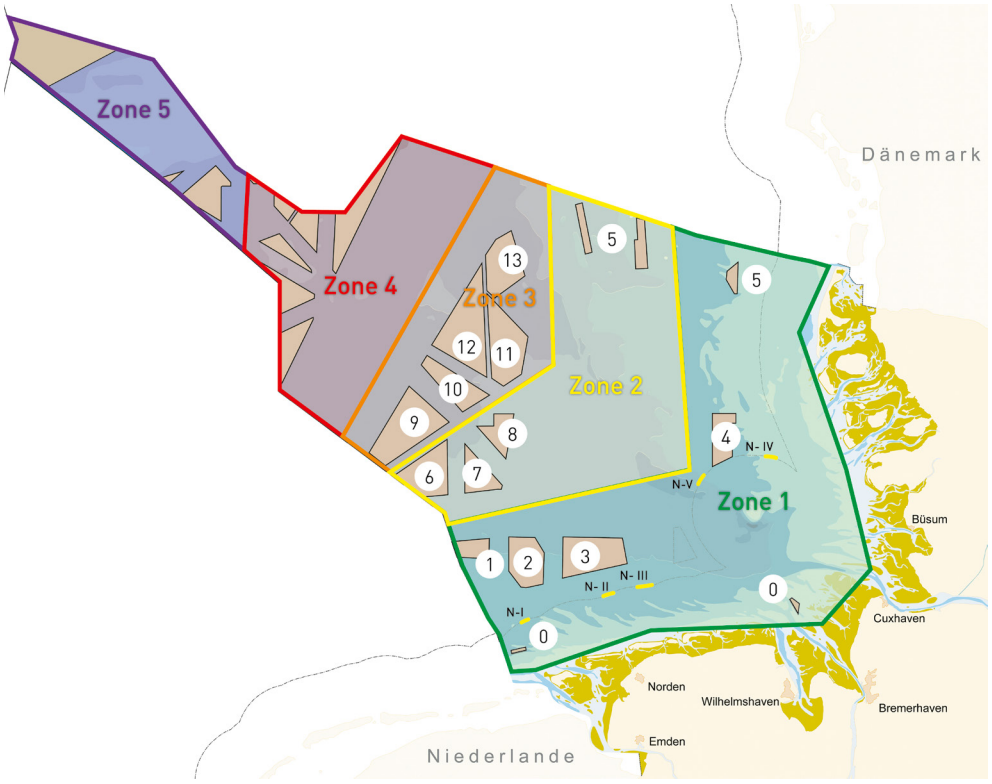
Offshore-Netzanbindungssysteme umfassen alle Anlagengüter von der Schnittstelle zwischen Offshore-Windpark-Betreiber und ÜNB bis zu den NVP an Land, einschließlich der jeweils zur Errichtung und zum Betrieb der Anbindungsleitungen erforderlichen technischen und baulichen Nebeneinrichtungen. Dies umfasst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

3.2.1 *Planerische*, technische und zeitliche Rahmenbedingungen

Entfernungszonen

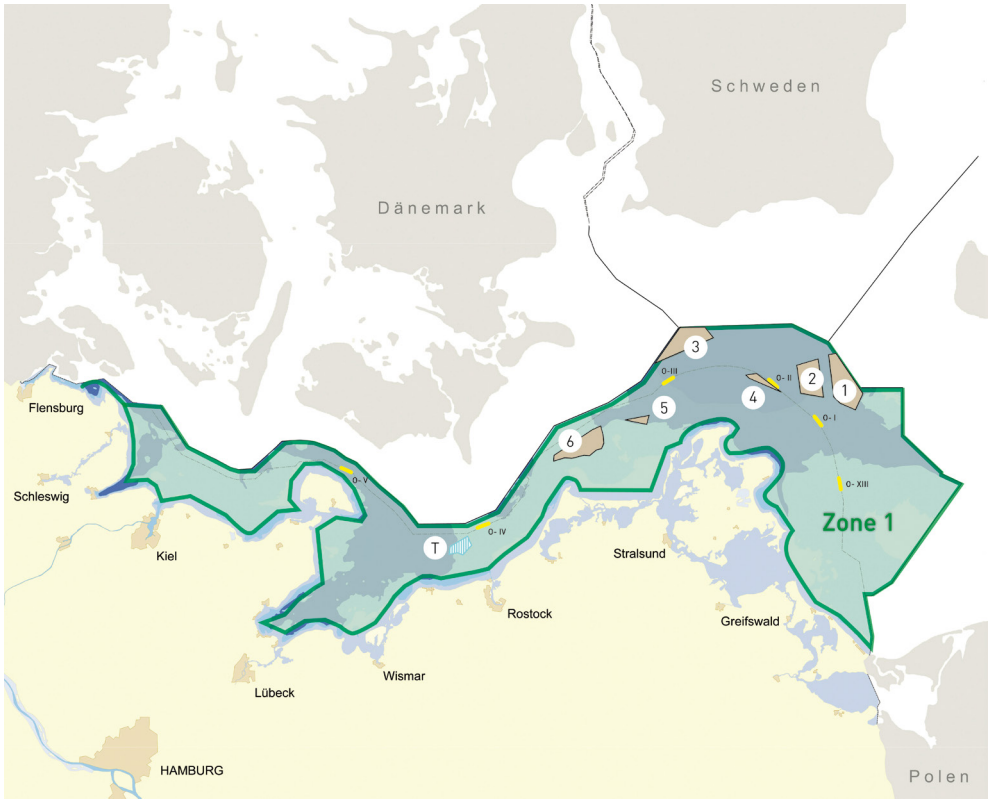
Im Rahmen der ehemaligen Zuständigkeit zur zeitlichen Staffelung der Netzanbindungssysteme, letztmalig im Offshore-Netzentwicklungsplan 2030 (Version 2017) durchgeführt, hatten die ÜNB vier Kriterien entwickelt, um einen effizienten Offshore-Netzausbau sicherzustellen. Das Kriterium 1 (Küstenentfernung) stellte auf die direkte Abhängigkeit zwischen der Küstenentfernung des anzubindenden Gebiets und den erforderlichen Investitionen für die Netzanbindung ab. Daher wurde für eine sinnvolle Staffelung eine Aufteilung der Bereiche der Nord- und Ostsee in Entfernungszonen vorgenommen. Die Zonen weisen eine räumliche Tiefe von etwa 50 bis 100 km auf. Die Nordsee ist hierbei in fünf Entfernungszonen eingeteilt worden (siehe Abbildung 16), während die Ostsee aufgrund ihrer geringeren räumlichen Tiefe nur aus einer Zone besteht (siehe Abbildung 17). Das Kriterium der „Räumlichen Nähe zur Küste" ist auch im FEP ein Prüfkriterium, daher finden die Entfernungszonen für eine bessere Einteilung und Übersicht des Meeresraumes weiterhin Anwendung im NEP und FEP.

Abbildung 16: Entfernungszonen der Nordsee



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 17: Entfernungszonen der Ostsee



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

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 Erzeugungsleistung 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 Erzeugungsleistung 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.

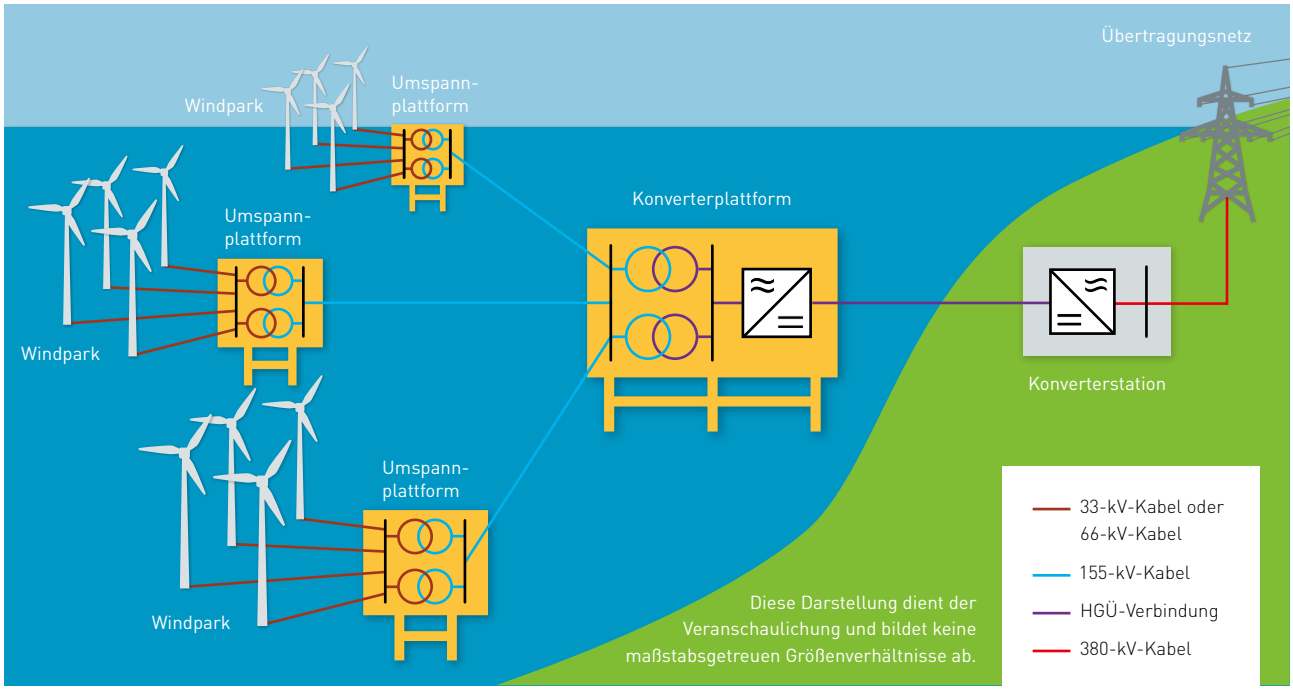
Netzanbindungskonzepte in Nord- und Ostsee

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.

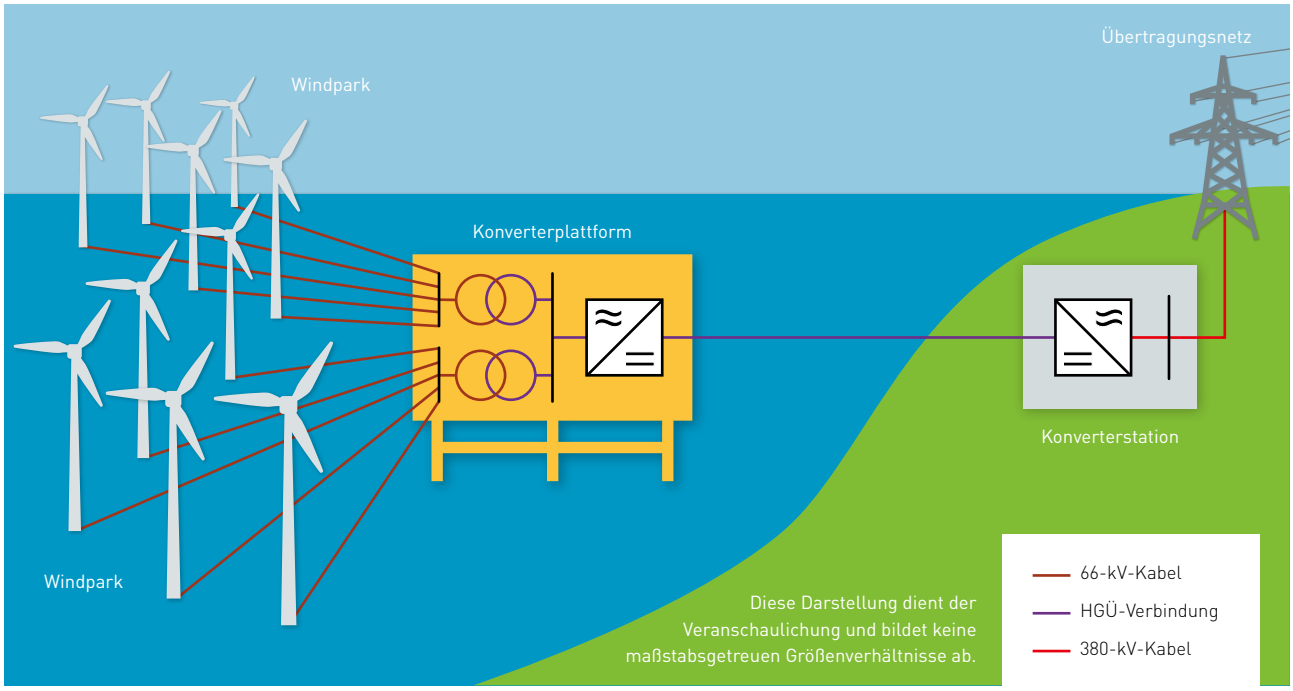
Die folgenden Abbildungen stellen schematisch die beiden Konzepte in der Nordsee und Ostsee dar.

Abbildung 18: Schematische Darstellung eines DC-Netzanbindungssystems mit 155-kV-Anbindungskonzept



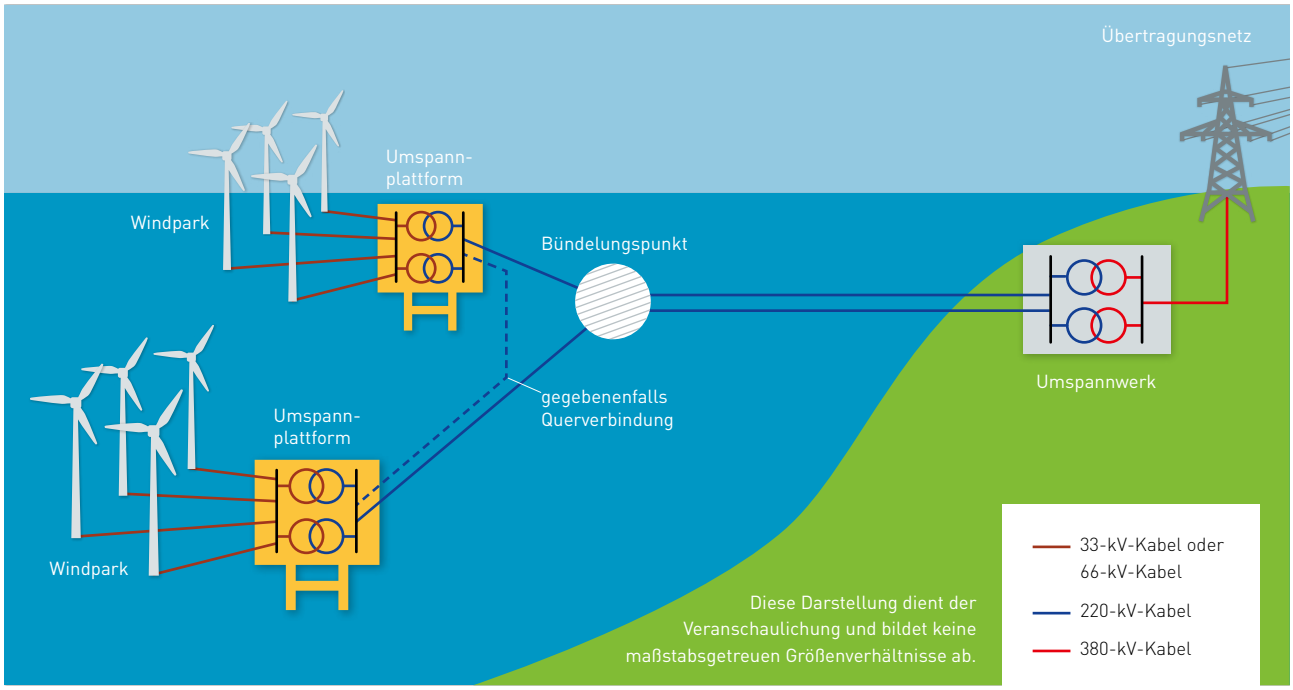
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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



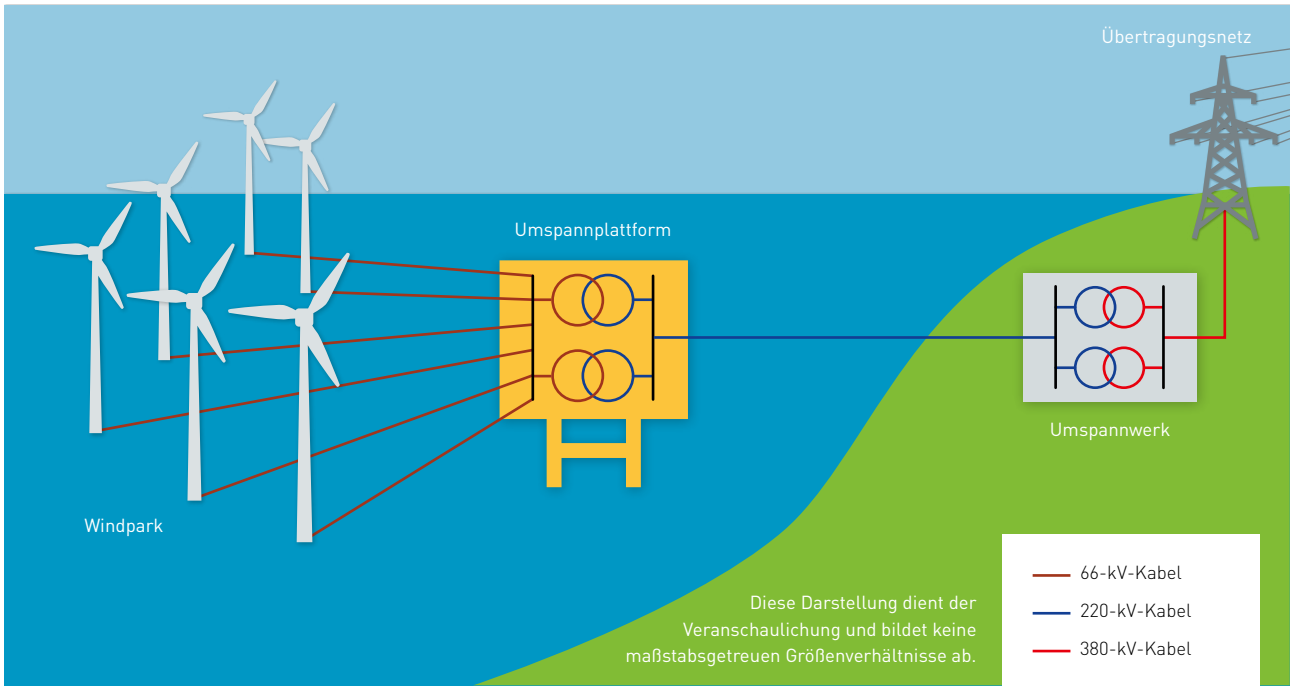
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 20: Schematische Darstellung eines AC-Netzanbindungssystems über eine Umspannplattform des OWP



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 21: 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 Monate erhöhen. Für die sich daran anschließende Phase der Errichtung eines DC-Netzanbindungssystems wird derzeit von 60 Monaten ausgegangen; ***für die ersten DC-Netzanbindungssysteme mit einer Systemspannung von 525 kV kann sich diese auf bis zu 72 Monate erhöhen.*** 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 *Ist- und* Start-Offshorenetz

Das Ist-Offshorenetz beinhaltet alle bereits betriebsbereiten Offshore-Netzanbindungssysteme, während das Start-Offshorenetz alle Offshore-Netzanbindungssysteme berücksichtigt, mit deren Realisierung (Beginn der Umsetzung) gemäß Offshore-Netzentwicklungsplan bzw. NEP begonnen wurde. Die Offshore-Netzanbindungssysteme beim Ist- und Start-Offshorenetz werden bei der Erstellung des NEP als gegeben unterstellt und deren Erforderlichkeit wird nicht erneut untersucht. 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.

Tabelle 9: Ist- und Start-Offshorenetz Nordsee

Projekt	Bezeichnung des Projekts	Netzverknüpfungspunkt	Übertragungsleistung in MW	*Status*
NOR-0-1	AC-Netzanbindungssystem NOR-0-1 (Riffgat)	Emden/Borßum	113	*In Betrieb*
NOR-0-2	AC-Netzanbindungssystem NOR-0-2 (Nordergründe)	Inhausen	111	*In Betrieb*
NOR-1-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-1-1 (DolWin5)	Emden/Ost	900	*In Realisierung*
NOR-2-1	AC-Netzanbindungssystem (alpha ventus)	Hagermarsch	62	*In Betrieb*
NOR-2-2	DC-Netzanbindungssystem NOR-2-2 (DolWin1)	Dörpen/West	800	*In Betrieb*
NOR-2-3	DC-Netzanbindungssystem NOR-2-3 (DolWin3)	Dörpen/West	900	*In Betrieb*
NOR-3-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-3-1 (DolWin2)	Dörpen/West	916	*In Betrieb*
NOR-3-3	DC-Netzanbindungssystem NOR-3-3 (DolWin6)	Emden/Ost	900	*In Realisierung*
NOR-4-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-4-1 (HelWin1)	Büttel	576	*In Betrieb*
NOR-4-2	DC-Netzanbindungssystem NOR-4-2 (HelWin2)	Büttel	690	*In Betrieb*
NOR-5-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-5-1 (SylWin1)	Büttel	864	*In Betrieb*
NOR-6-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-6-1 (BorWin1)	Diele	400	*In Betrieb*
NOR-6-2	DC-Netzanbindungssystem NOR-6-2 (BorWin2)	Diele	800	*In Betrieb*
NOR-7-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-7-1 (BorWin5)	Garrel/Ost	900	*In Realisierung*
NOR-8-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-8-1 (BorWin3)	Emden/Ost	900	*In Betrieb*

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

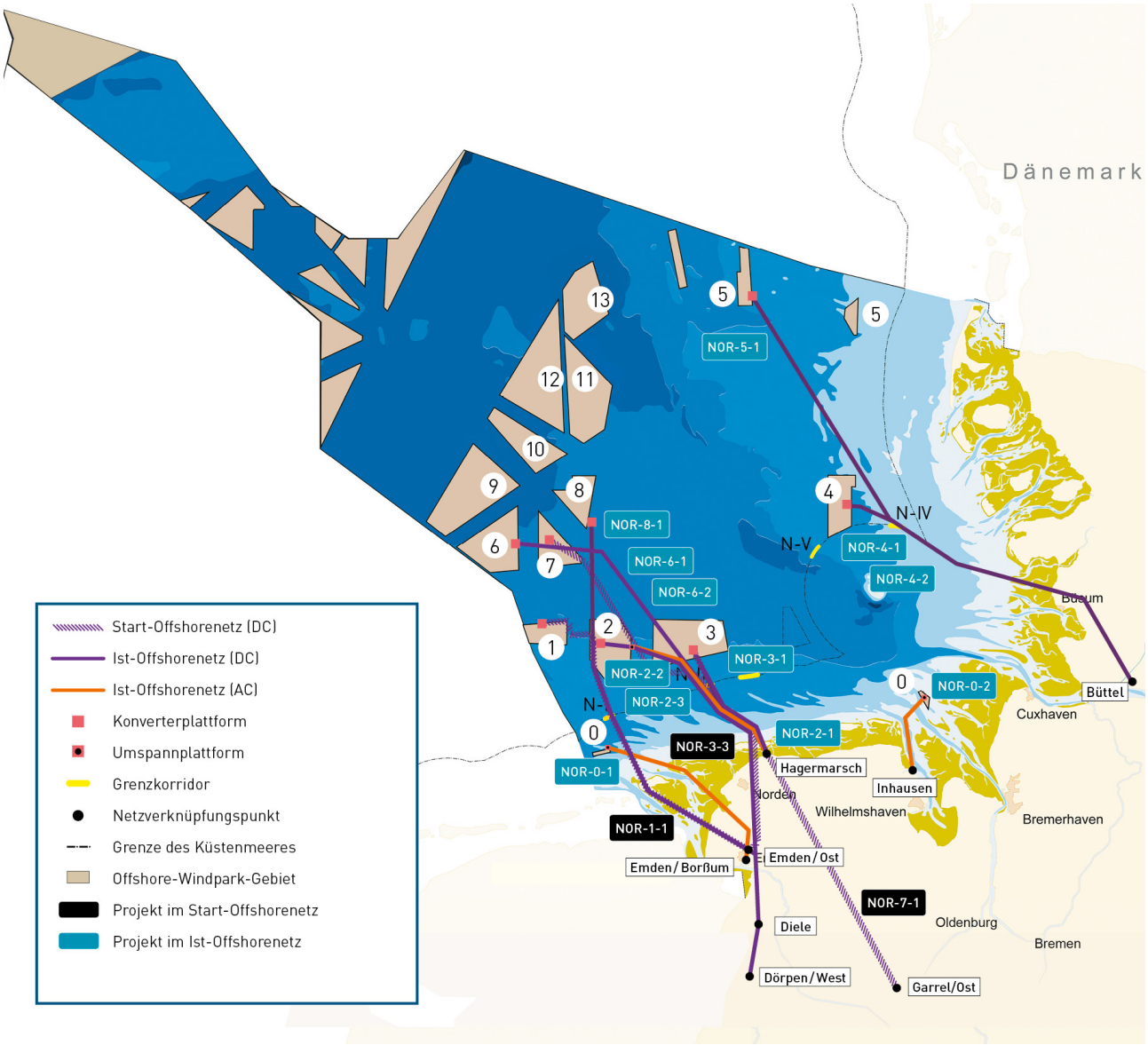
Tabelle 10: Ist- und Start-Offshorenetz Ostsee

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

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

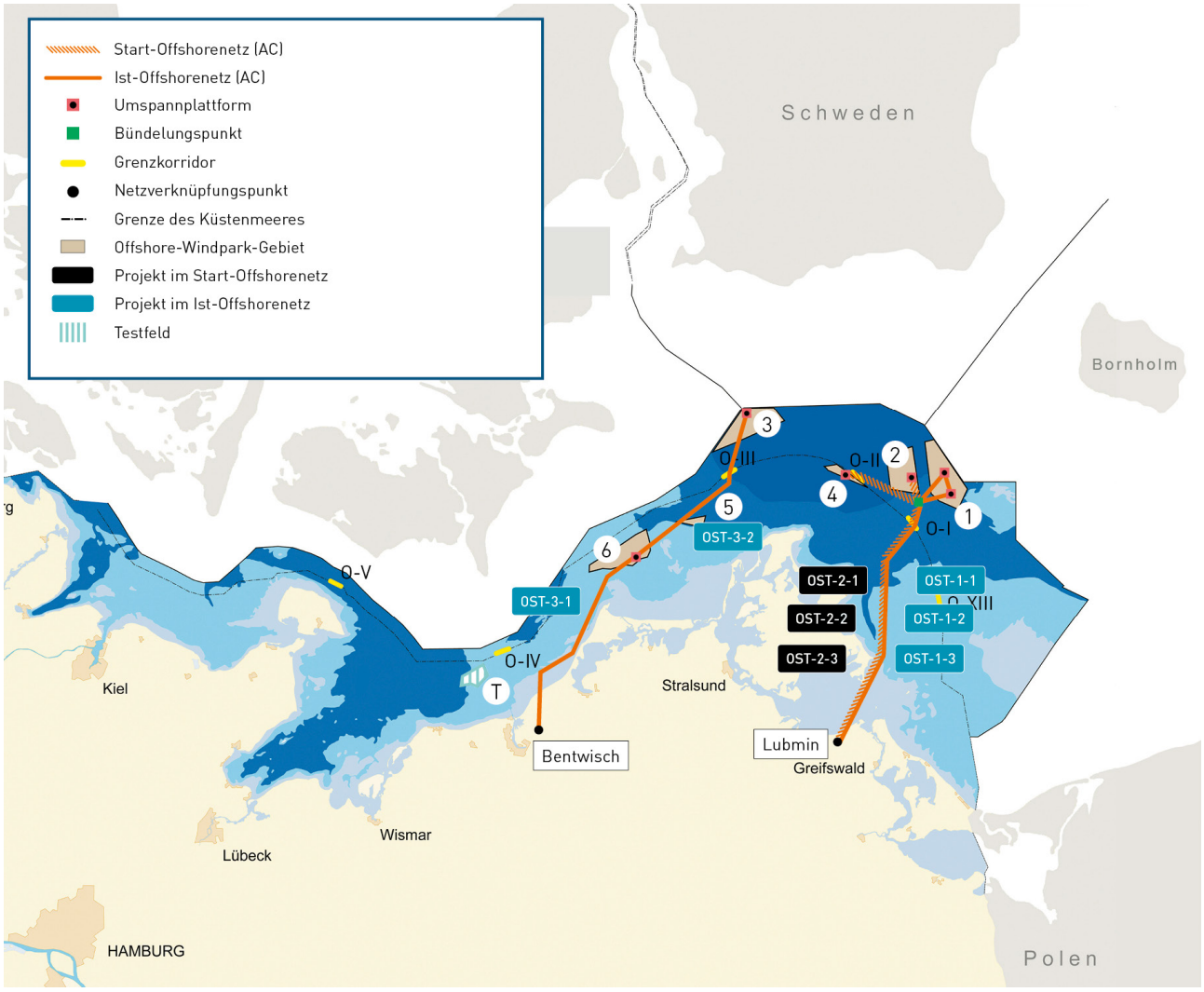
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 22: Ist- und Start-Offshorenetz Nordsee



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 23: Ist- und 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	***29,6*** (31,6)	37,6
Ostsee	2,4			
Summe	28,0	30,0	***32,0*** (34,0)	40,0

Quelle: Bundesnetzagentur: Genehmigung des Szenariorahmens 2021 – 2035

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[17]. 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.

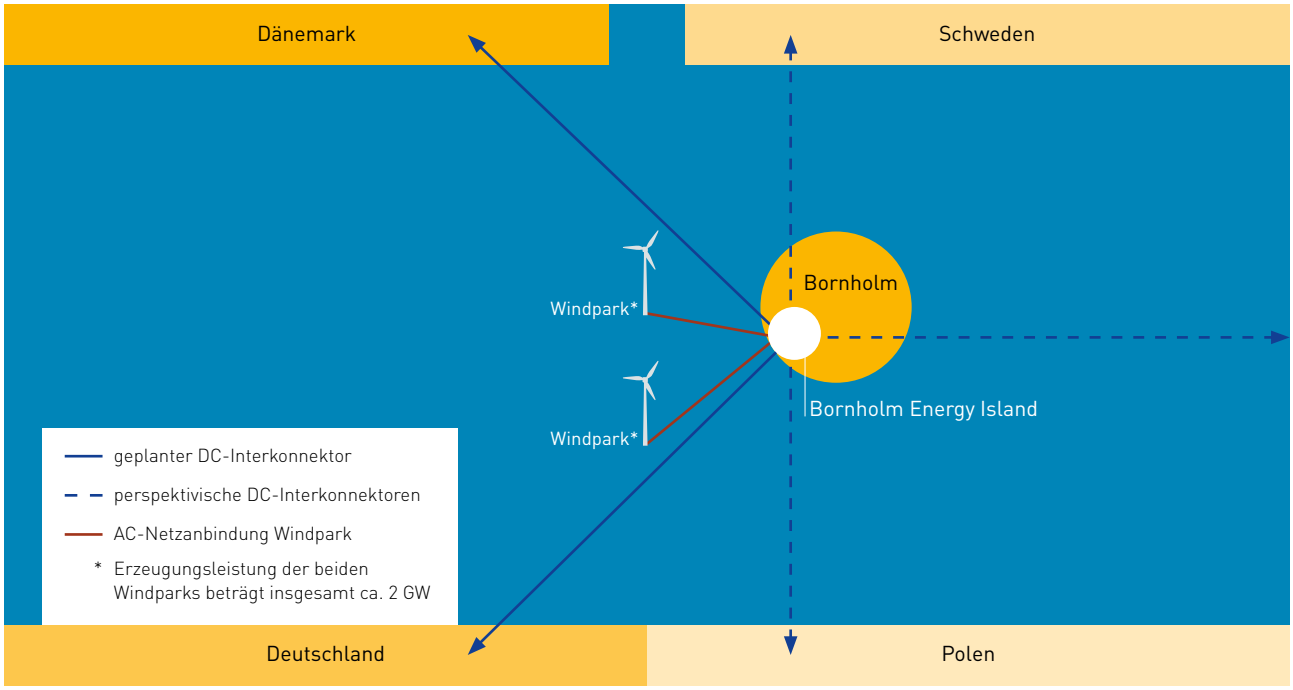
In der Genehmigung des Szenariorahmens hat die BNetzA den ÜNB die Möglichkeit eingeräumt, die Vorgaben zu den installierten Erzeugungsleistungen aus Offshore-Windenergie in Nord- und Ostsee anpassen zu können, sofern es sich im Rahmen der Fortschreibung des FEP erweisen sollte, dass weitere Flächen in 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 (O-5 und O-6) als auch in Gebieten der AWZ (O-1, O-2 und O-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 ***nicht nur*** einen effizienten und wirtschaftlichen Beitrag zur Erreichung der ***deutschen*** Offshore-Ausbauziele leisten***, sondern auch die der Europäischen Union.***

Zur Realisierung der europäischen Offshore-Potenziale in der Ostsee haben im September 2020 die Ostsee-Anrainerstaaten eine gemeinsame Erklärung zur Kooperation bei Offshore-Windenergieprojekten unterzeichnet in deren Folge die Ostsee-Anrainer-ÜNB im Dezember 2020 die „Baltic Offshore Grid Initiative" gegründet haben. In einem ersten konkreten Schritt zur Umsetzung dieser Ziele haben im Dezember 2020 Deutschland und Dänemark sowie im Januar 2021 50Hertz und der dänische Netzbetreiber Energinet für die Zusammenarbeit und zu Voruntersuchungen im Rahmen des Projekts „Bornholm Energy Island" Absichtserklärungen unterschrieben. Bornholm Energy Island ist ein hybrides Interkonnektor-Projekt, das zum einen die Handelskapazität erhöht und zum anderen gleichzeitig die Anbindung von bis zu 2 GW Offshore-Erzeugungsleistung ermöglicht, um auch Offshore-Potenziale außerhalb der deutschen AWZ zu erschließen. In weiteren Ausbaustufen könnte das Projekt unter Einbeziehung weiterer Ostsee-Anrainerstaaten zum weltweit ersten Offshore-Energie-Hub unter Nutzung der natürlichen Insel Bornholm in Dänemark ausgebaut werden (siehe Abbildung 24). 50Hertz beabsichtigt das Projekt im Rahmen des Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2022 und NEP 2023 weiter zu verfolgen und zu konkretisieren.

17 Die Kapazität zur Aufnahme von offshore-erzeugtem Strom am NVP Heide/West ist auf eine Übertragungsleistung der entsprechenden Offshore-Netzanbindungssysteme von 4 GW beschränkt.

Abbildung 24: Bornholm Energy Island



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die ÜNB weisen in Bezug auf die Realisierbarkeit des *im NEP* 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 genehmigten 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

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/ZwY.

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 25 bis 29 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 25 bis 29 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.

Für die Gebiete N-11, N-12 und N-13 in der Zone 3 der deutschen AWZ erfolgt eine Festlegung der voraussichtlich zu installierenden Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie zudem erst in der nächsten Fortschreibung des FEP. Gemäß der informatorischen Darstellung im FEP 2020 wird für diese Gebiete eine voraussichtliche Leistung von 8 bis 10 GW prognostiziert. Die ÜNB gehen für den NEP 2035 (2021) davon aus, dass die Gebiete N-11, N-12 und N-13 insgesamte eine Erzeugungsleistung von 10 GW aufweisen und entsprechend durch fünf 2-GW-Netzanbindungssysteme erschlossen werden.

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 (DolWin4)	Hanekenfähr (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)	Hanekenfähr (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	***2023*** / Q3 2029	***2023*** / Q3 2029	***2023*** / Q3 2029	***2023*** / Q3 2029
NOR-9-2	M236	HGÜ-Verbindung NOR-9-2 (BalWin3)	Wilhelmshaven 2 (TenneT)	ca. 250	2.000	***2023***** / Q3 2030	***2023***** / Q3 2030	***2023***** / Q3 2030	***2023***** / Q3 2030
NOR-10-1	M231	HGÜ-Verbindung NOR-10-1 (BalWin2)	Unterweser (TenneT)	ca. 270	2.000	***2023***** / Q3 2030	***2023***** / Q3 2030	***2023***** / Q3 2030	***2023***** / Q3 2030
NOR-11-1	M39	HGÜ-Verbindung NOR-11-1 (LanWin3)	Westerkappeln (Amprion)	ca. 370	2.000	2028 / 2033 ****	2028 / 2033 ****	2028 / 2033 ****	2028 / 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)	***Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede*** (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 / 2032*** ****	***2027 / 2032*** ****	***2027 / 2032*** ****
NOR-x-1 (Zone 4)	M284	HGÜ-Verbindung NOR-x-1 (Zone 4)	***Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede*** (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)	***Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede*** (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.

*** *Aufgrund der Vergleichbarkeit der 2-GW-Netzanbindungssysteme NOR-9-1, NOR-9-2 und NOR-10-1 sowie des größtenteils parallelen Trassenverlaufs der beiden Netzanbindungssysteme NOR-9-1 und NOR-10-1 ist eine zeitgleiche Verhandlung und Vergabe dieser drei Netzanbindungssysteme ein mögliches Szenario, um mögliche Synergien zu nutzen und Risiken zu minimieren.*

**** 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.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Für die Reihenfolge der Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes in der Nordsee (Tabelle 14) für die Offshore-Netzanbindungssysteme aus Zone 3 mit einer Fertigstellung nach dem Jahr 2030 haben die ÜNB teilweise zwei Reihenfolgen dargestellt. Dies betrifft die nachfolgenden Netzanbindungssysteme: NOR-12-1, NOR-12-2, NOR-11-1, NOR-11-2 und NOR-13-1. Die ÜNB haben zunächst angenommen, dass die Offshore-Netzanbindungssysteme (NOR-11-2, NOR-11-1 und NOR-13-1), welche bereits im NEP 2030 (Version 2019) vorbehaltlich für den Zeitraum nach 2030 bestätigt worden sind, vorrangig realisiert werden. Die alternative Nennung von Offshore-Netzanbindungssystemen basiert auf dem informatorischen Anhang des FEP 2020. Gemäß des informatorischen Anhangs des FEP 2020 werden die Offshore-Netzanbindungssysteme in der Reihenfolge NOR-12-1, NOR-12-2, NOR-11-1 und NOR-13-1 gelistet. Das Offshore-Netzanbindungssystem NOR-11-2 ist gemäß des informatorischen Anhangs des FEP 2020 in Abhängigkeit der insgesamt in den Gebieten N-11 bis N-13 voraussichtlich zu installierenden Leistung als gegebenenfalls erforderlich ausgewiesen. Die Reihenfolge und die Anzahl der anzubindenden Flächen in den Gebieten N-11 bis N-13 in Zone 3 der AWZ der Nordsee wird Bestandteil der nächsten Fortschreibung des FEP sein und unterliegt daher zum jetzigen Zeitpunkt Unsicherheiten.

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-T-1***	M85	AC-Verbindung *OST-T-1*** (Testfeld)	Suchraum Gemeinde Papendorf (50Hertz)	ca. 40	300	----/---- ***	----/---- ***	----/---- ***	----/---- ***

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

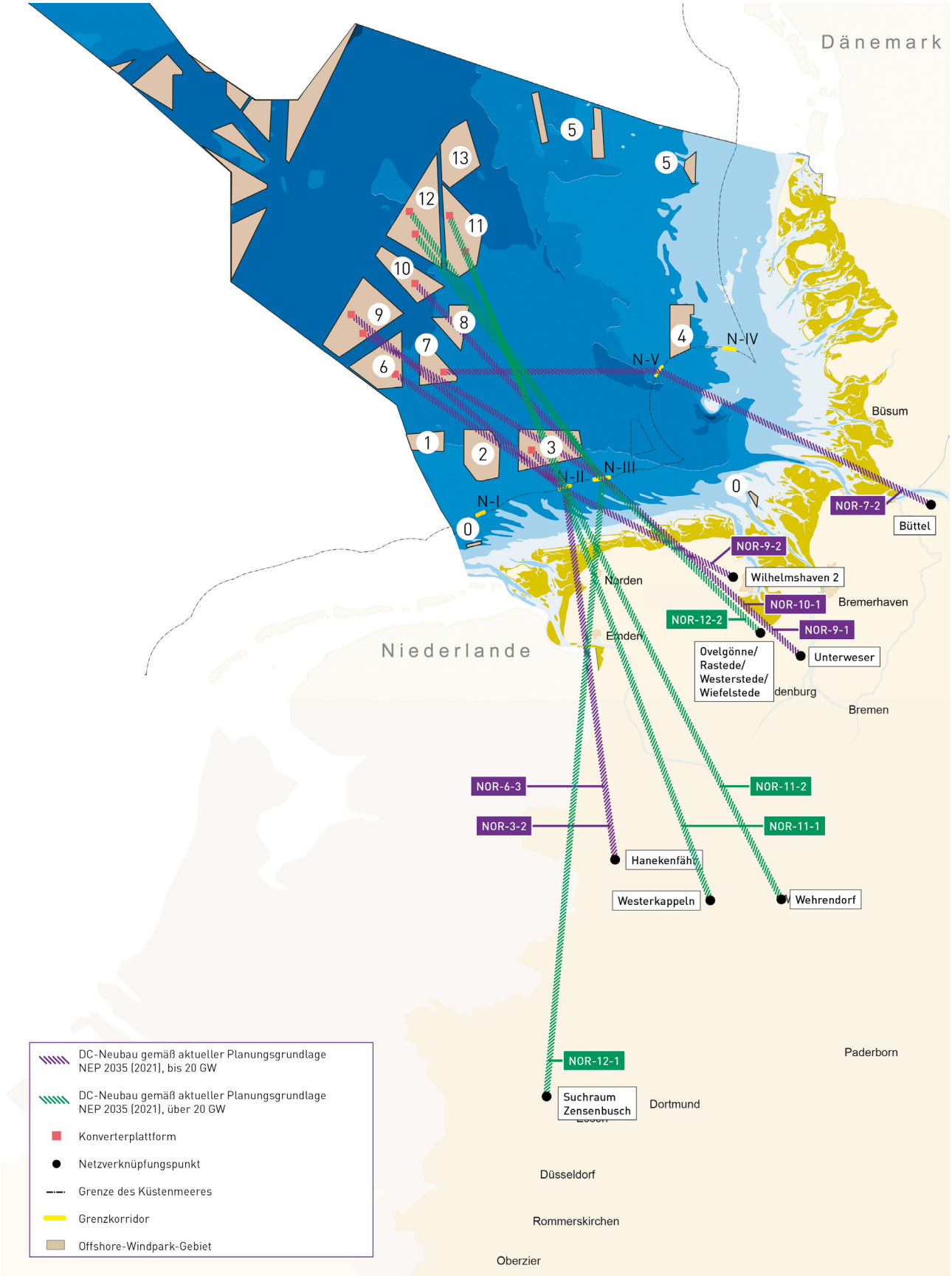
** *Das Projekt firmierte bisher unter dem Projektnamen OST-7-1. Die Anpassung in OST-T-1 erfolgt unter Berücksichtigung des FEP 2020, in dem das ehemalige Gebiet O-7 als „Testfeld in Prüfung" ausgewiesen wird. Grund hierfür ist § 5 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 lit. a WindSeeG, wonach Testfelder „außerhalb von Gebieten" festgelegt werden können.*

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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

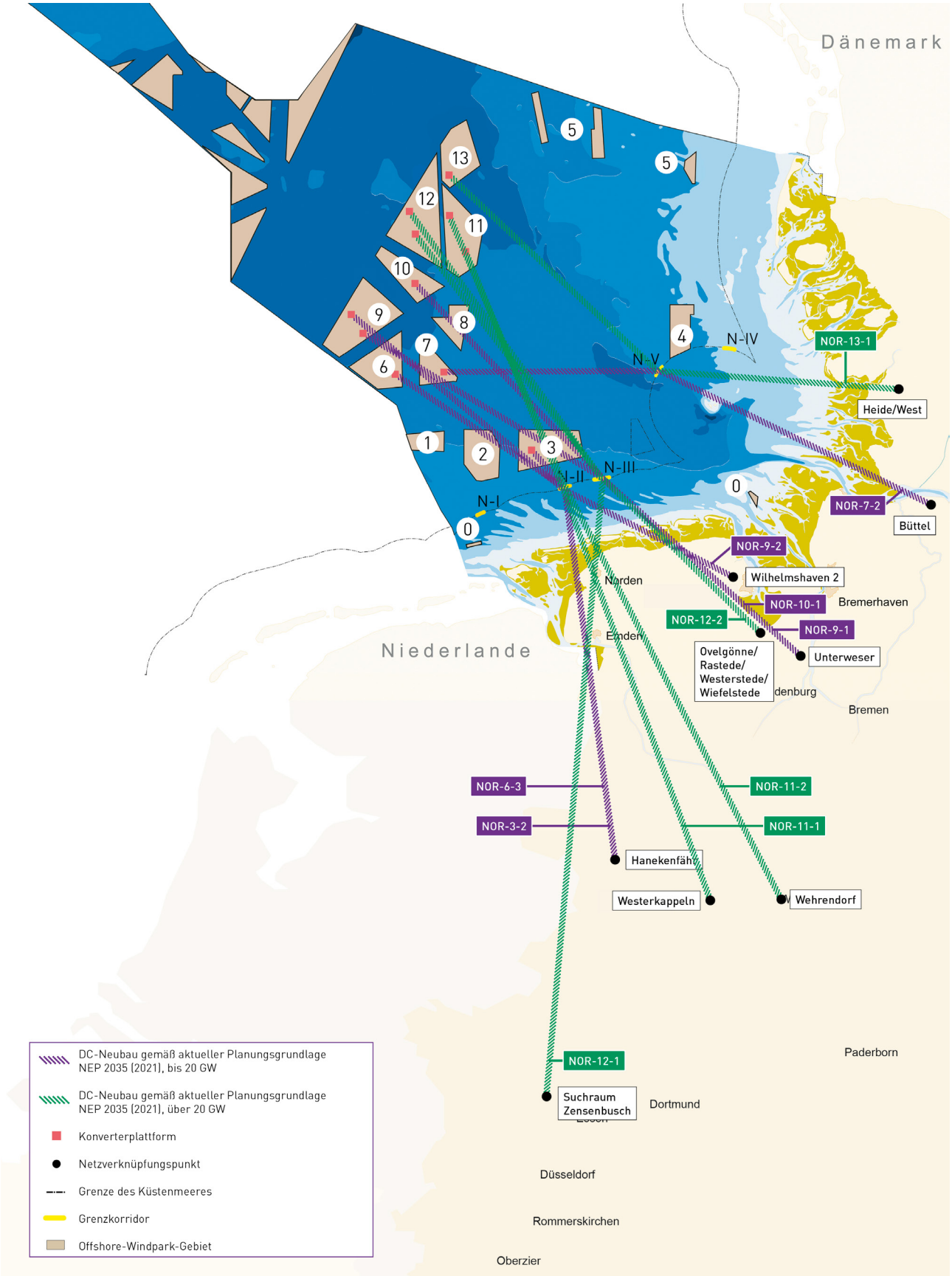
Die nachfolgenden Karten des Zubaunetzes bilden die Ausbaumaßnahmen des Offshorenetzes schematisch ab und dienen lediglich der Orientierung. Die exakten Trassenverläufe werden im Rahmen der öffentlich-rechtlichen Genehmigungsverfahren festgelegt. Für die Systeme NOR-3-2 (DolWin4), NOR-6-3 (BorWin4), NOR-7-2 (BorWin6), NOR-9-1 (BalWin1), NOR-9-2 (BalWin3), NOR-10-1 (BalWin2) und OST-1-4 (Ostwind 3) kann die jeweilige räumlich festgelegte Trasse in der AWZ dem FEP 2020 entnommen werden.

Abbildung 25: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in A 2035



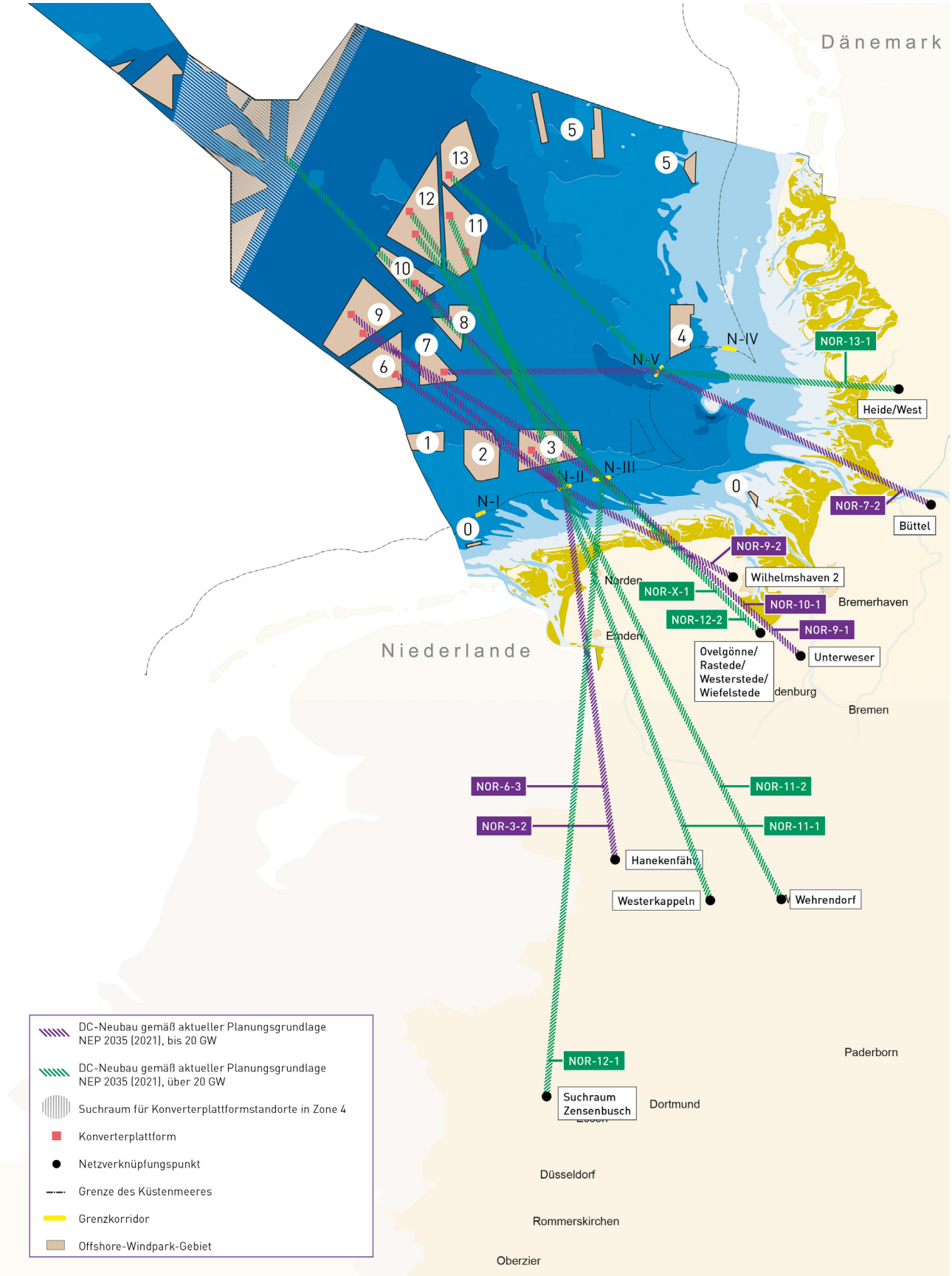
Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 26: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in B 2035



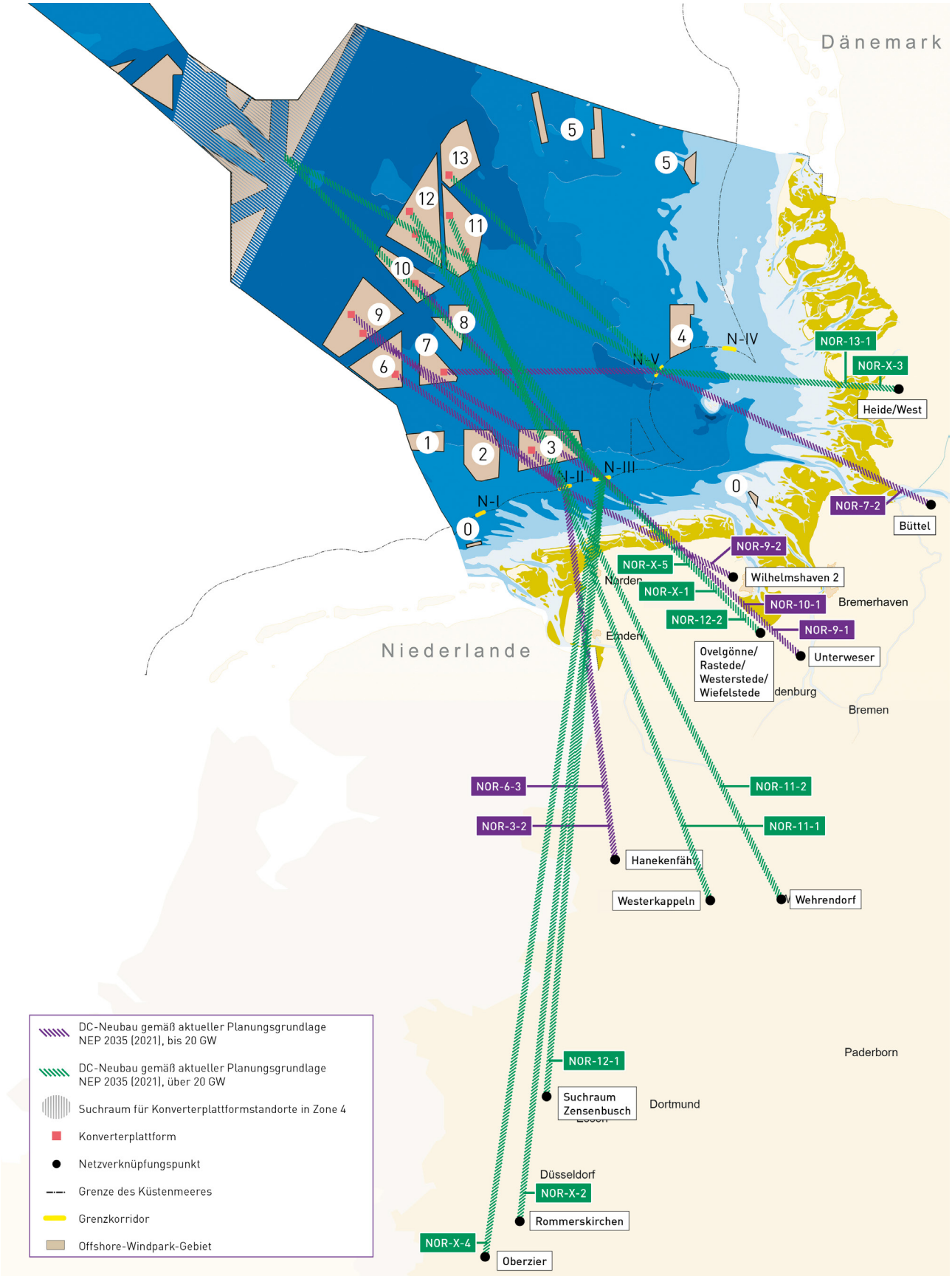
Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 27: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in C 2035



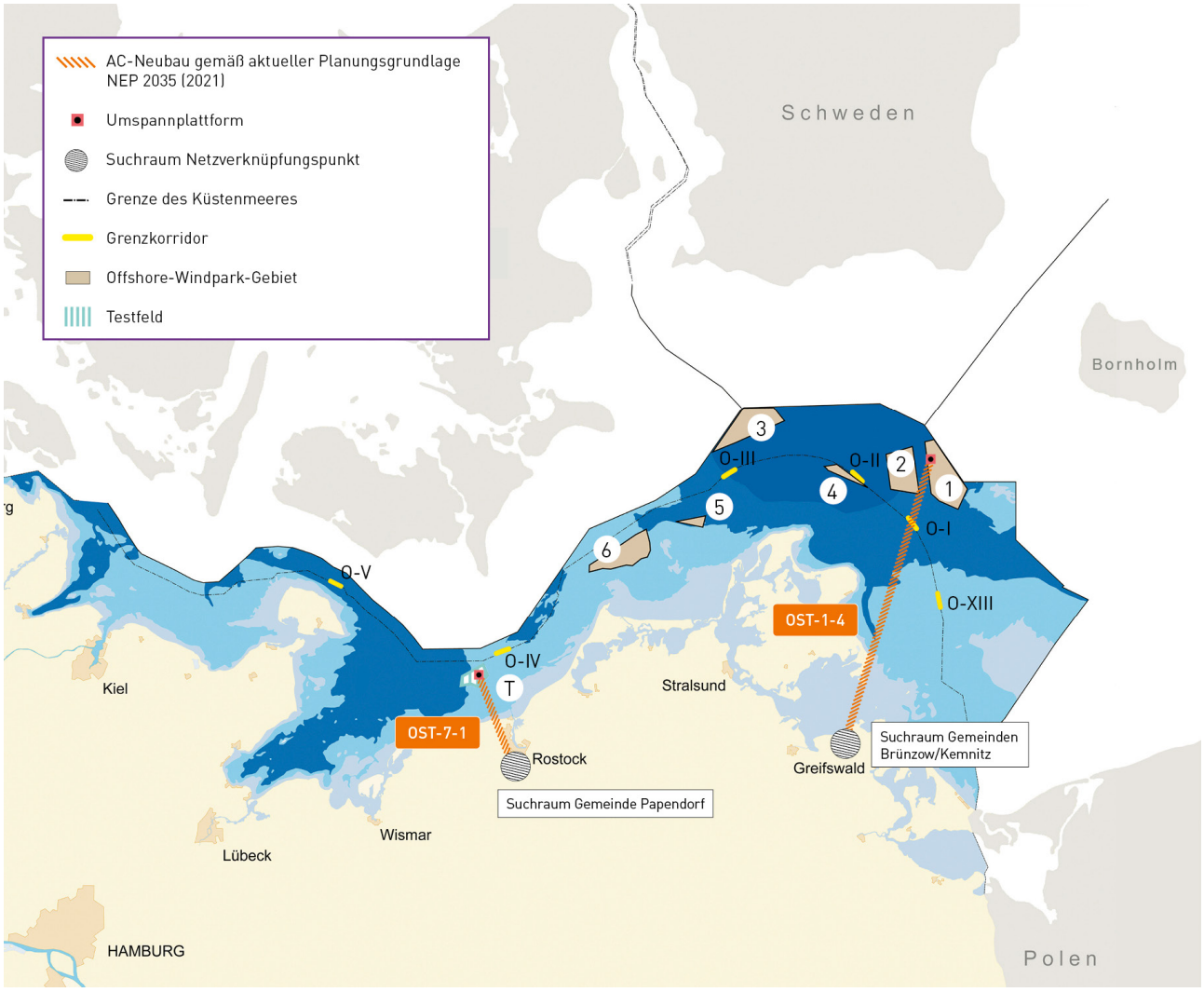
Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 28: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Nordsee in B 2040



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 29: Maßnahmen des Zubau-Offshorenetzes der Ostsee in A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040



Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie / Übertragungsnetzbetreiber

3.2.4 Investitionsvolumen des Offshore-Netzausbaubedarfs

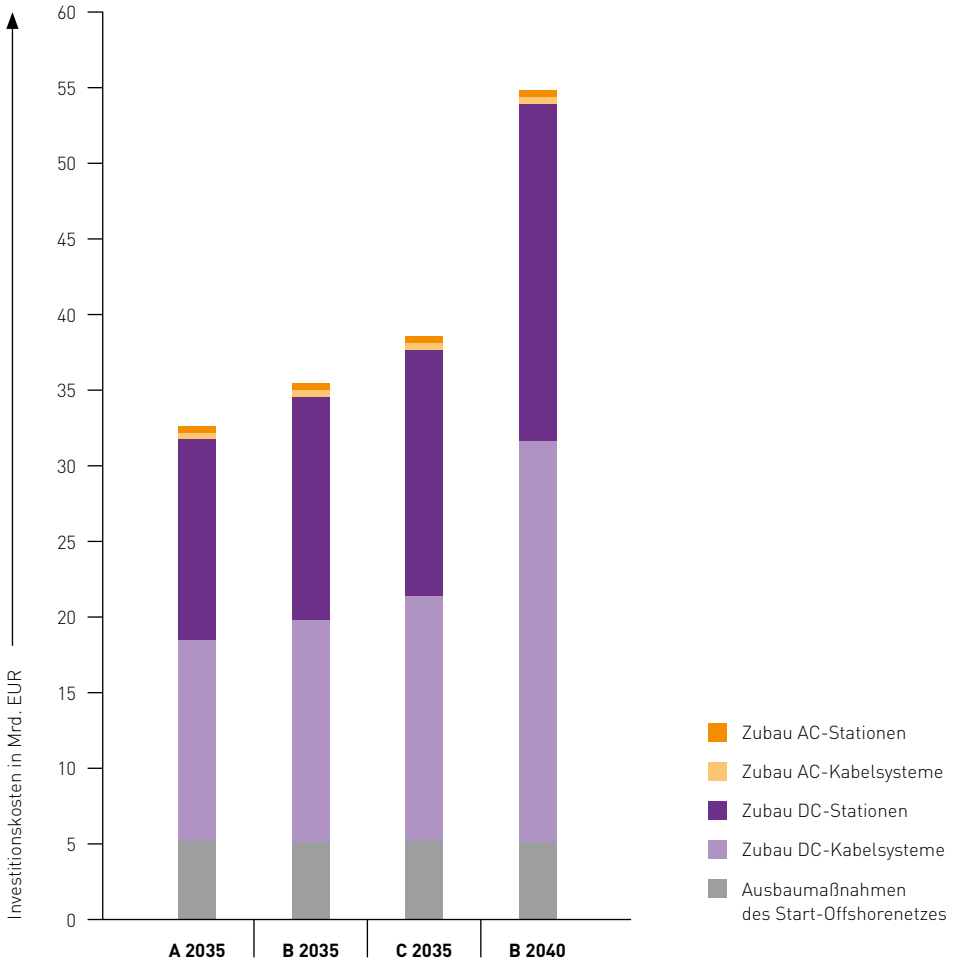
Bei allen im Folgenden dokumentierten Investitionsplanungen handelt es sich für das Zubau-Offshorenetz um Hochrechnungen auf Basis gegenwärtiger Personal-, Material- und Logistikkosten. Die in Tabelle 16 und 17 ausgewiesenen Schätzungen für Anschaffungs- und Herstellungskosten für einzelne Komponenten 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 31 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 ***sich in der Realisierung befindenden*** 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 30: 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 *(inkl. metallischem Rückleiter)***	4,0	Mio. € / km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens
DC-Kabelsysteme (landseitig) 525 kV *(inkl. metallischem Rückleiter)***	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 31) zu berücksichtigen, die sich aufgrund der örtlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen unterschiedlich stark in den Projekten ausprägen.

Abbildung 31: Mögliche Risiken bei der Errichtung von Offshore-Netzanbindungen

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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.3 Sensitivität North Sea Wind Power Hub[18]

Für das Szenario C 2035 wurde eine Sensitivitätsrechnung durchgeführt, in der die Auswirkungen des **North Sea Wind Power Hubs** (NSWPH) auf das deutsche Höchstspannungsnetz untersucht wurden. Der NSWPH ist ein gemeinsames Programm von TenneT, Energinet und Gasunie zur Entwicklung einer europäischen Infrastruktur für die Integration großer Mengen an Offshore-Windenergie in das Energiesystem. Im Rahmen dieses Programms sollen mehrere Sammelpunkte für Offshore-Windenergie, sogenannte Hubs, in der europäischen Nordsee entstehen. Die Hubs sollen Konverterplattformen herkömmlicher Punkt-zu-Punkt-Offshore-Netzanbindungssysteme ersetzen. Aufgrund der zentralen Lage von Hubs in Gebieten, die für die Nutzung von Offshore-Windenergie seitens der nationalen Regierungen festgelegt werden, werden die umgebenden Offshore-Windparks, analog dem Direktanbindungskonzept bei herkömmlichen Konverterplattformen, direkt an Hubs angeschlossen. Basierend auf diesem sogenannten „Hub-and-Spoke"-Konzept werden ausgehend von dem jeweiligen Hub mittels Multi-Terminal-System (siehe Kapitel 5.1.4) DC-Verbindungen in mehrere Länder („Spokes") geführt. Die DC-Verbindungen können in Zeiten, in denen nicht die volle Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie eingespeist wird, auch für den europäischen Stromhandel genutzt werden.

Der NSWPH ist in der Lage, die Stromsysteme Nordeuropas in einem gut geplanten und koordinierten Netzwerk miteinander zu verbinden und gleichzeitig große Mengen an Offshore-Wind zu erschließen. Folgende Eigenschaften zeichnen den NSWPH aus:

- Multinational: durch die Verbindung mehrerer Länder durch ein „Hub-and-Spoke"-Konzept
- Hybrid: durch die Kombination von Interkonnektivität mit der Anbindung von Offshore-Wind
- Sektorenübergreifend: durch die Integration verschiedener Energiesektoren
- Redundant: durch eine höhere Verfügbarkeit der Netzanbindungen für Offshore-Windparks
- Kosteneffizient: durch Nutzung möglicher Synergieeffekte bei der Integration von Offshore-Windenergie und Erhöhung des „socio-economic welfare" über Ländergrenzen hinweg durch weitere Kopplung von Energiemärkten

18 Das Kapitel 3.3 wurde neu in den zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021) aufgenommen. Um die Lesbarkeit zu erleichtern, wurde auf eine kursive Schrift verzichtet.

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).

Der NSPWH ist seit Februar 2020 bei der europäischen Kommission als Project of Common Interest (PCI) gelistet und erhält seit Ende 2020 Unterstützung aus dem europäischen Förderprogramm CEF (Connecting Europe Facility). Weitere Informationen zum NSWPH-Konsortium stehen unter northseawindpowerhub.eu/ zur Verfügung.

Die verschiedenen Modelle, die im Programm des NSWPH analysiert werden, umfassen den sogenannten zentralen Hub („Centralised Hub") und die sogenannten verteilten Hubs („Distributed Hub"). In der Sensitivität wird gemäß dem Projekt 335 des TYNDP 2018 angenommen, dass 12 GW an installierter Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergieanlagen an einen zentralen Hub angeschlossen werden. Von den 12 GW Leistung sind 6 GW in Deutschland, 4 GW in den Niederlanden und 2 GW in Dänemark verortet. Die in Szenario C 2035 angenommene installierte Offshore-Erzeugungsleistung dieser Länder bleibt unverändert. Die in der deutschen AWZ an den Hub angeschlossenen OWP sind Bestandteil der Offshore-Erzeugungsleistung zur Erreichung des Offshore-Ausbauziels von 40 GW in 2040. 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) jeweils ausgehend vom Hub angenommen. Die im genehmigten Szenariorahmen seitens der BNetzA aufgeworfenen vier Fragestellungen zum NSWPH werden im Folgenden beantwortet.

An welchem Standort soll der Hub voraussichtlich realisiert werden?

In der deutschen AWZ gibt es im Allgemeinen mehrere potenzielle Standorte für einen zentralen Hub. Je nach Lage und Zuschnitt der anzuschließenden Offshore-Flächen können OWP unterschiedlicher Größenordnungen an einen NSWPH angeschlossen werden. Voraussetzung für die Realisierung eines NSWPHs in der deutschen AWZ ist die Festlegung großräumiger und räumlich zusammenhängender Gebiete für die Nutzung durch Offshore-Windenergie in der Größenordnung von mindestens 4 bis 6 GW. Die Festlegung solcher Gebiete für die Nutzung durch Offshore-Windenergie unterliegt den entsprechenden nationalen Regierungen bzw. den zuständigen Behörden, in Deutschland ist dies das BSH.

Der im NEP 2035 (2021) betrachtete zentrale Hub ist aufgrund des zeitlichen Planungshorizontes für das Jahr 2035 in Zone 4 der deutschen Nordsee verortet. Eine genauere Positionierung kann mangels finaler Festlegung von Gebieten in Zone 4 erst mit Abschluss der Fortschreibung des Raumordnungsplans (ROP) für die AWZ (voraussichtlich 3. Quartal 2021) erfolgen. Aussagen zu möglichen Standorten eines NSWPH in Zone 4 können erst nach Abschluss der Fortschreibung des FEP final erfolgen. Erst mit dieser Festlegung von Offshore-Flächen in den Gebieten der Zone 4 liegen die wesentlichen Informationen für eine Standortanalyse für einen NSWPH vor (beispielsweise Flächenzuschnitt, voraussichtliche Erzeugungsleistung der OWP).

Derzeit erarbeiten bzw. überarbeiten sowohl die Niederlande als auch Dänemark ihre jeweiligen (Raumordnungs-) Pläne für die zukünftige räumliche Nutzung der jeweiligen AWZ. Falls an einen Hub, welcher sich in der deutschen Nordsee befindet, OWP aus benachbarten AWZs angeschlossen werden sollen, ist die genaue Verortung des Hubs zur Minimierung der erforderlichen Trassenlängen erst nach finaler Festlegung von Gebieten und Flächen zur Nutzung durch Offshore-Windenergie in den benachbarten AWZs möglich. Für eine definitive Aussage bedarf es daher nicht nur der weiteren Fortschreibung der Raumordnungspläne in Deutschland, sondern einem ganzheitlichen europäischen Ansatz für die südliche Nordsee.

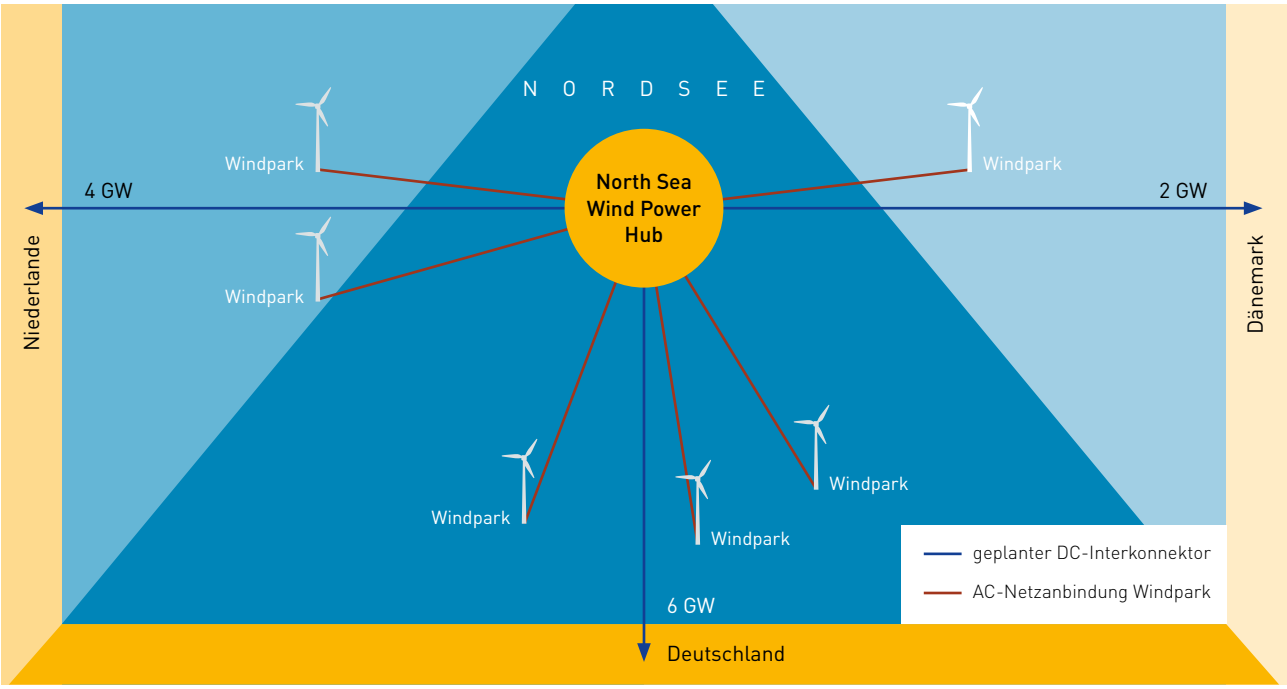
Für die NSWPH-Sensitivität im NEP 2035 (2021) wird der Hub zentral innerhalb der Zone 4 der deutschen AWZ verortet. Dadurch ist sichergestellt, dass einerseits ausreichend „Vorbehaltsgebiete Offshore-Windenergie" gemäß Entwurf des ROP AWZ 2021 als auch potenzielle Offshore-Windparks, welche zukünftig in der dänischen und in der niederländischen AWZ installiert werden könnten, in unmittelbarer Nähe zu diesem Hub möglich sind.

Die Trassenführung der Anbindungsleitungen des Hubs in Richtung Deutschland wird die „Vorbehaltsgebiete Leitungen" aus dem finalen ROP AWZ 2021 und zukünftiger Festlegungen im FEP berücksichtigen. Die Leitungen des Hubs stehen hier nicht in Konkurrenz zu herkömmlichen Offshore-Netzanbindungssystemen, da der Hub deren Leitungen substituiert und mit einem zusätzlichen Nutzen (Interkonnektivität) versieht. Für die grenzüberschreitende Anbindung von OWP in Dänemark und in den Niederlanden an den Hub in der deutschen AWZ können die bereits im FEP 2020 definierten Trassenkorridore und Grenzkorridore für grenzüberschreitende Stromleitungen herangezogen werden.

In welchem Umkreis des geplanten Standortes befinden sich die Offshore-Windparks, die über den geplanten Hub erschlossen werden sollen?

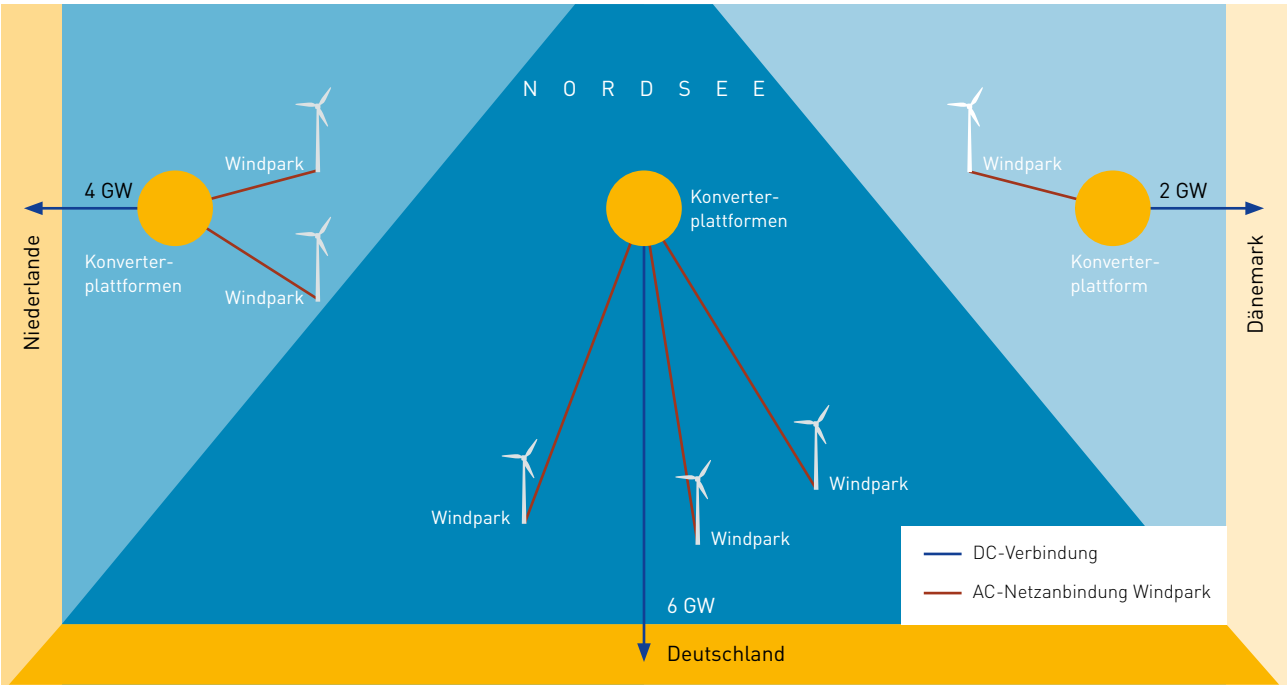
Die OWP werden, analog dem Direktanbindungskonzept bei herkömmlichen Konverterplattformen, direkt beispielsweise mittels 66-kV-AC-Seekabelsystemen an den zentralen Hub angeschlossen. Durch die Verwendung von 66-kV-AC-Kabelsystemen wird der Radius, in dem OWP direkt ohne zusätzliche Blindleistungskompensation an den Hub angeschlossen werden können, in der Regel auf ca. 25 km definiert.

Abbildung 32: Schematische Darstellung des zentralen Hubs und angeschlossenen OWP in DE, NL und DK



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 33: Schematische Darstellung mit konventionellen Anschlusskonzepten



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Basierend auf der Realisierung eines NSWPH um das Jahr 2035 und der damit einhergehenden zu erwartenden Steigerung der Erzeugungsleistung der Offshore-Windenergieanlagen ist auch eine Erhöhung der Spannungsebene der Innerparkverkabelung des OWP möglich. Auf diese Weise kann einerseits der Radius um den Hub, in dem Offshore-Windenergieanlagen direkt an den Hub angeschlossen werden können, erhöht werden und gleichzeitig reduziert sich die Anzahl der erforderlichen Kabel des OWP. Für die Modellierung des Hubs im NEP 2035 (2021) findet diese technologische Weiterentwicklung keine Anwendung.

Welches Plattform- bzw. Inselkonzepte soll voraussichtlich zum Einsatz kommen?

Es gibt keine pauschale Lösung der Gründungsstruktur für einen Hub. Die Gründungsstruktur ist unter anderem abhängig von folgenden Kriterien:

- Räumliche Dimensionen des Hubs basierend auf der Größe der anzuschließenden Kapazität der einzelnen OWP
- Umweltparameter (z. B. Wellenhöhen, Wassertiefe)
- Bodenverhältnisse am Hub-Standort (z. B. Bodentragfähigkeit, Sedimentstruktur, Beschaffenheit der Meeresbodenoberfläche)
- Genehmigungsfähigkeit
- Wirtschaftliche Aspekte (z. B. Materialauswahl, Materialvolumen, Betriebskonzept)
- Zeitliche Vorgaben der Realisierung des Hubs
- Vorgesehene Installationsmethode des Hubs (z. B. Lifting, Einschwimmen)

Basierend auf den o. g. Kriterien muss projektspezifisch die Wahl einer optimalen Gründungsstruktur erfolgen. Das Konzept des NSWPH basiert auf einem modularen Aufbau, wobei jedes Modul die Möglichkeit bietet jeweils 2 GW Offshore-Erzeugungsleistung aufzunehmen. Die bisherigen Ergebnisse des NSWPH-Programms haben gezeigt, dass für die deutsche Nordsee prinzipiell alle Gründungsstrukturen in Frage kommen. Diese sind:

- Senkkasten („Caisson“)
- Sand-Insel
- Plattform (Pfahlgründung oder Schwerkraftfundament (Beton oder Stahl))

Genaue Aussagen können erst nach umfangreichen Bodenuntersuchungen gemacht werden. Allgemein wird angestrebt sowohl die Kosten als auch die erforderlichen Eingriffe in die Natur entsprechend der tatsächlich anzuschließenden Offshore-Leistungen und der genauen Lage des NSWPH zu optimieren.

Über welche Netzverknüpfungspunkte sollen die drei nach Deutschland führenden Kabel voraussichtlich in das landseitige Übertragungsnetz eingebunden werden?

Die Einbindung von 6 GW Offshore-Erzeugungsleistung aus der deutschen AWZ sowohl in der Sensitivität des NSWPH als auch im Szenario C 2035 in das landseitige Übertragungsnetz muss an den gleichen Netzverknüpfungspunkten erfolgen. Dies ist erforderlich, um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse der Netzanalysen zwischen der Sensitivität des NSWPH und des Szenario C 2035 sicherzustellen. Entsprechend werden die Netzverknüpfungspunkte von drei herkömmlichen 2-GW-Netzanbindungssystemen aus Szenario C 2035 gewählt. Der Hub wird in Deutschland an folgende Netzverknüpfungspunkte mit dem landseitigen Übertragungsnetz verbunden:

- Heide / West (2 GW)
- Suchraum Ovelgönne / Rastede / Westerstede / Wiefelstede (4 GW)

Die Netzverknüpfungspunkte der drei DC-Verbindungen, welche ausgehend vom Hub nach Dänemark (2 GW) und in die Niederlande (2 x 2 GW) geführt werden, entsprechen den im TYNDP 2018 gewählten Netzverknüpfungspunkten: Endrup (DK), Maasvlakte (NL) und Eemshaven (NL).

Kostenbetrachtung

Die Bewertung der durch den NSWPH im NEP 2035 (2021) entstehenden Investitionskosten im Vergleich zur Erschließung derselben Offshore-Flächen mit herkömmlichen Punkt-zu-Punkt-Netzanbindungssystemen erfolgt anhand der wesentlichen Bestandteile:

- 1) DC-Kabelsysteme der ÜNB vom Hub zu den Netzverknüpfungspunkten an Land
- 2) AC-Kabelsysteme des Offshore-Windparks zwischen Offshore-Windparks und Hub
- 3) Hub (Plattform, Senkkasten, Insel)

1) DC-Kabelsysteme der ÜNB vom Hub zu den Netzverknüpfungspunkten

Zu den zusätzlichen Kosten der DC-Kabelsysteme vom Hub zu den landseitigen NVP im Vergleich zu herkömmlichen Punkt-zu-Punkt-Netzanbindungssystemen kann nur der Teil der DC-Kabelsysteme gerechnet werden, welcher aufgrund der Erschließung der Offshore-Flächen mittels Hub zusätzlich erforderlich ist.

Im Endeffekt ergeben sich für die Erschließung der Offshore-Flächen in Zone 4 der deutschen AWZ keine Mehrkosten aufgrund längerer DC-Kabelsysteme für die Umsetzung als Hub. Die vom Hub in Zone 4 der deutschen AWZ angeschlossenen OWP würden ohne einen Hub von mehreren herkömmlichen Netzanbindungssystemen erschlossen werden. Die Länge der Trasse der entsprechenden DC-Verbindungen von diesen Plattformen bis zu den landseitigen NVP ist nahezu identisch mit der Länge der Trasse der DC-Verbindungen von einem zentralen Hub zu den NVP. Aufgrund der zentralen Lage des Hubs innerhalb der Zone 4 der deutschen AWZ könnte die Länge der DC-Verbindungen ggf. sogar geringer ausfallen.

Anders verhält es sich bei Offshore-Netzanbindungssystemen in der dänischen und niederländischen AWZ, die durch einen Hub in Zone 4 der deutschen AWZ ersetzt werden. Für die Integration von OWP aus den Niederlanden (4 GW) und Dänemark (2 GW) in den Hub des NEP 2035 (2021) sind im Vergleich zu herkömmlichen Anbindungen längere DC-Kabelsysteme erforderlich, da die DC-Kabelsysteme ausgehend von dem Hub in Zone 4 der deutschen AWZ in Richtung der Netzverknüpfungspunkte in den Niederlanden und in Dänemark geführt werden und nicht ausgehend von Plattformen herkömmlicher Netzanbindungssysteme, welche in der niederländischen bzw. dänischen AWZ verortet wären. Die Kosten für die DC-Kabelsysteme, welche auch im Falle einer Erschließung der OWP in den Niederlanden und in Dänemark mittels herkömmlicher Netzanbindungssysteme anfallen, werden in der Ermittlung der zusätzlichen Kosten für die DC-Kabelsysteme im Falle der Umsetzung eines Hubs nicht berücksichtigt. Für die NSWPH-Sensitivität wird angenommen, dass sich die an den Hub angeschlossenen OWP in den Niederlanden und in Dänemark direkt angrenzend an die deutsche AWZ und innerhalb eines Radius von 25 km um den Hub befinden. Die hier angenommene maximale Länge der AC-Kabelsysteme zum Direktanschluss der OWP beträgt daher in der Regel ca. 25 km. Unter der Prämisse, dass die substituierte herkömmliche Konverterplattform der ausländischen AWZ sich ebenfalls innerhalb eines Radius von 25 km um den Hub befindet, ergibt sich daraus für die DC-Kabelsysteme in dem hier betrachteten NSWPH, bei ansonsten identischer Kabelführung, eine zusätzliche Länge der Trasse von max. 25 km pro, durch den NSWPH substituierten, herkömmlichen 2-GW-Netzanbindungssystem. In der NSWPH-Sensitivität sind dies zwei 2-GW-Systeme in den Niederlanden und ein 2-GW-System in Dänemark. Basierend auf den pauschalen Kostensätzen für DC-Kabelsysteme in der AWZ mit einer Systemspannung von 525 kV DC ergeben sich somit zusätzliche Kosten für DC-Kabelsysteme in Höhe von max. 300 Mio. €, welche den zusätzlich generierten Nutzen über die Lebensdauer des Hubs gegenübergestellt werden müssen. Kostensenkungspotenzial besteht durch eine optimierte Trassenführung der DC-Verbindungen bei der Realisierung eines zentralen Hubs.

2) AC-Kabelsysteme des Offshore-Windparks zwischen Offshore-Windparks und Hub

Mit der Annahme, dass sich alle an den Hub angeschlossenen OWP, sowohl in Deutschland als auch in den Niederlanden und in Dänemark, in einem Radius von in der Regel ca. 25 km befinden, damit eine direkte Anbindung der OWP ohne zusätzliche Blindleistungskompensation an den Hub möglich ist, entstehen keine signifikanten Differenzkosten für die AC-Kabelsysteme der OWP im Vergleich zu einem Direktanschluss der OWP an herkömmliche Netzanbindungssysteme.

3) Hub (Plattform, Senkkasten, Insel)

Im Vergleich zu herkömmlichen Punkt-zu-Punkt-Netzanbindungen sind Kostensenkungspotenziale aufgrund von etwaigen Synergie-Effekten bei der Realisierung eines zentralen Hubs, welcher große Mengen an offshore-erzeugten Strom an einem Ort bündeln kann, möglich. Daneben sind mögliche Differenzkosten aufgrund von zusätzlichen Anforderungen an die technische Ausgestaltung des Systems zu beachten. Die Kosten für den im NEP 2035 (2021) untersuchten Hub an sich hängen insbesondere von der exakten Verortung in Zone 4 und damit verbunden der Realisierungsform des Hubs ab. Wie oben beschrieben kann die exakte Verortung des Hubs in Zone 4 sowie die konkrete Realisierungsform zum jetzigen Zeitpunkt bisher nicht determiniert werden, sodass im Rahmen des NEP2035 (2021) keine Aussagen zu den resultierenden Investitionskosten des Hubs getroffen werden können. TenneT wird das „Hub-and-Spoke"-Konzept im Rahmen des NSWPH-Programms weiterverfolgen.

Die Kosten-Nutzen-Analyse für den NSWPH erfolgt analog der Analyse für neue Interkonnektoren im NEP. Eine Beschreibung des Verfahrens sowie der in Tabelle 18 genannten Indikatoren befindet sich in Kapitel 5.4. Bei der Bewertung dieser Interkonnektoren wird der Interkonnektor mit der Variante verglichen, dass keine zusätzliche Verbindung (Nullvariante) errichtet wird. Bei der Sensitivität zum NSWPH wird ein anderer Ansatz verfolgt. Hier werden die Vor- und Nachteile einer Anbindung über dem Hub mit herkömmlichen Punkt-zu-Punkt-Anbindungssystemen verglichen. Um sicher zu stellen, dass nur die Unterschiede der Anbindungskonzepte verglichen werden, ist es wichtig, dass alle anderen Randbedingungen unverändert bleiben. Dies betrifft nicht nur die installierten Erzeugungsleistungen der OWP, sondern auch die Einspeiseprofile und die Netzverknüpfungspunkte an Land. Daher wurden diese Parameter für die NSWPH-Sensitivität aus Szenario C 2035 unverändert übernommen.

Tabelle 18: Ergebnisse des Kosten-Nutzen-Vergleichs des NSWPH zu einer konventionellen Anbindung

Ergebnisse des Kosten-Nutzen-Vergleichs auf Basis des Szenarios C 2035								
	Socio-Economic Welfare (SEW) in Mio. € / Jahr	**Änderung CO_2-Ausstoß in kt / Jahr ***	**Intergration erneuerbare Energien in GWh / Jahr**	**Monetarisierung erneuerbare Energien in Mio. € / Jahr**	**Änderung Netzverluste in GWh / Jahr****	**Änderung Netzverluste in Mio. € / Jahr**	**Vermiedener Redispatch in GWh / Jahr*****	**Klimafolgekosten in Mio. € / Jahr******
Marktsimulation	102	– 300	500	50	–	–	–	– 44
innerdeutscher Redispatch	11	– 103	190	19	1.700	96	236	– 15
Gesamt	113	– 403	690	69	1.700	96	236	– 59

* negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO_2-Ausstoßes

** positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Netzverluste

*** negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge

**** positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Klimafolgekosten

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Untersuchungsergebnisse zeigen, dass das NSWPH-Konzept verglichen mit konventionellen Anbindungssystemen zusätzliche Benefits generiert. Diese zusätzliche Benefits kommen daher, dass die DC-Anbindungsysteme des Hubs in Zeiten, in denen nicht die volle Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie eingespeist wird, für den europäischen Stromhandel genutzt werden. So steigt der Socio-Economic Welfare (SEW) deutlich an. Auch die Integration von erneuerbaren Energien verbessert sich durch das Hub-Konzept. Dies ist der Haupttreiber dafür, dass dieses Konzept zu einer Reduzierung des CO_2-Ausstoßes beiträgt und somit dazu beiträgt, die Klimafolgekosten zu reduzieren. Anderseits werden die Benefits des NSWPH-Konzeptes durch einen Anstieg der Netzverluste und der damit verbunden Kosten reduziert.

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/ZwY

- 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

- NSWPH-Konsortium: northseawindpowerhub.eu/

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

4 Marktsimulation

Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren

Mit Blick auf die im Konsultationsprozess eingegangenen Stellungnahmen werden spezifische Aspekte im vorliegenden Kapitel an entsprechender Stelle etwas detaillierter beleuchtet. Das betrifft zunächst den in mehreren Stellungnahmen kritisierten Ansatz eines reduzierten Emissionsfaktors von Erdgaskraftwerken in Szenario B 2040 und die in diesem Zusammenhang geforderte Konkretisierung der Maßnahmen, die zu dieser Reduktion führen. Daneben haben viele Konsultationsteilnehmer aus Konsistenzgründen eine Aufnahme der in den Szenarien zunächst nicht berücksichtigten Interkonnektoren gefordert, insofern die bei einigen Projekten aufgrund europarechtlicher Vorgaben durchzuführende Kosten-Nutzen-Analyse positiv ausfällt. Weitere Themen, die im Rahmen der Konsultation angemerkt wurden, waren die Darstellung der EE-Überschüsse, der Transite und die Versorgungssicherheit. Auf Basis dieser Stellungnahmen finden sich im zweiten Entwurf ergänzende Erläuterungen.

Darüber hinaus wurde die grafische Darstellung von Erzeugung, Last und Handel in ausgewählten Situationen auf Wunsch eines Konsultationsteilnehmers hin überarbeitet. In diesem Zusammenhang werden auch ergänzende Daten zur Verfügung gestellt. Gegenüber dem ersten Entwurf gibt es in Szenario B 2040 Änderungen in den ausgewiesenen Jahresmengen. Darüber hinaus wurde für alle Szenarien die Auswertung der summierten bilanziellen Transite korrigiert.

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 CO_2-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 CO_2-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 WILMAR[19] 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 34 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 sequenziell 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.

19 Forschungsprojekt WILMAR: www.wilmar.risoe.dk

Abbildung 34: 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-, CO_2- sowie weiteren Betriebskosten zusammen. Darüber hinaus werden Wirkungsgradverluste bei Teillastbetrieb und Anfahrkosten der Kraftwerke in der Optimierung berücksichtigt.

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 Mindesterzeugungsmengen umgesetzt. Die vorgegebene Mindesterzeugung 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 CO_2-Emissionsvorgaben

Wie in Kapitel 2.5 dargestellt, definiert der Szenariorahmen des NEP 2035 (2021) verbindliche, an den Klimaschutzzielen orientierte CO_2-Emissionsobergrenzen für den deutschen Kraftwerkspark in den Zieljahren 2035 und 2040. Bei der Bestimmung der CO_2-Emissionen wird, unabhängig von Strom- oder Wärmeerzeugung, der gesamte CO_2-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 CO_2-Preis so lange iterativ erhöht werden bis die Emissionsgrenze eingehalten wird. Durch den Preisaufschlag würde die Stromerzeugung CO_2-intensiver Kraftwerke in Deutschland gesenkt und durch CO_2-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 CO_2-Emissionsobergrenze zu gewährleisten. Im Marktmodell ergeben sich in dem Fall keine Änderungen im Kraftwerkseinsatz, da angenommen wird, dass die Einsparung von CO_2-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 zugrunde liegenden 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 Sektorenkopplung 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 CO_2-Obergrenze ohne eine weitere Erhöhung des CO_2-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 CO_2-Ausstoß sinkt zwischen 2035 und 2040 dagegen deutlich von 120 auf 60 Mio. t CO_2. Während das CO_2-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 CO_2-Obergrenze kann ohne eine weitere Erhöhung des CO_2-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.

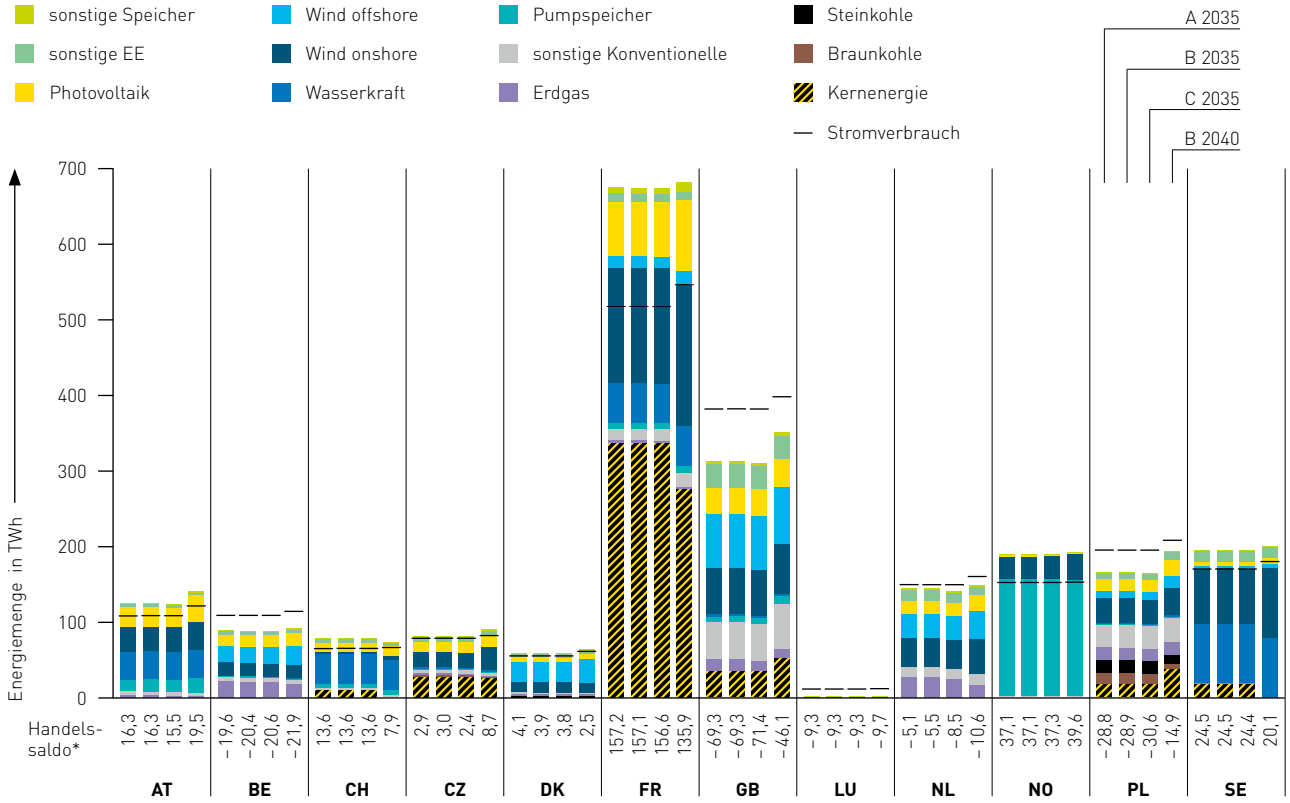
- In allen Szenarien wird die Bedeutung Europas für die Stromversorgung in Deutschland deutlich. Insgesamt zeigen die Marktsimulationen für 2035 und 2040 einen geringen Nettoimport Deutschlands. Im NEP 2030 (2019) resultierte aus der Marktsimulation für 2035 noch ein deutlicher Nettoexport. Gründe für 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 CO_2-Emissionen.
- In über 99 % aller Stunden treten Transite durch Deutschland auf. Dies unterstreicht die zentrale Lage des deutschen Übertragungsnetzes im europäischen Verbund.

Energiemengen

Abbildung 35 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 35 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 35: Stromerzeugung, Stromnachfrage und Handelssaldo elektrisch benachbarter Länder in den Szenarien



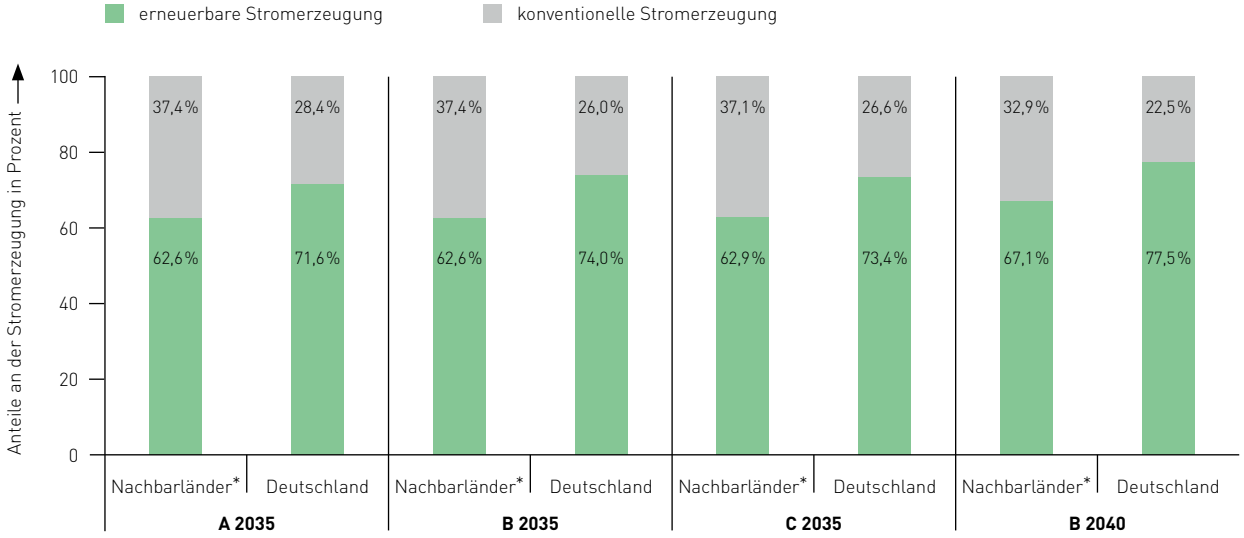
* positive Werte bezeichnen einen Nettoexport

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 36 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 36: Anteil der konventionellen und erneuerbaren Stromerzeugung an Gesamterzeugung



* Länder mit elektrischen Verbindungen nach Deutschland

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

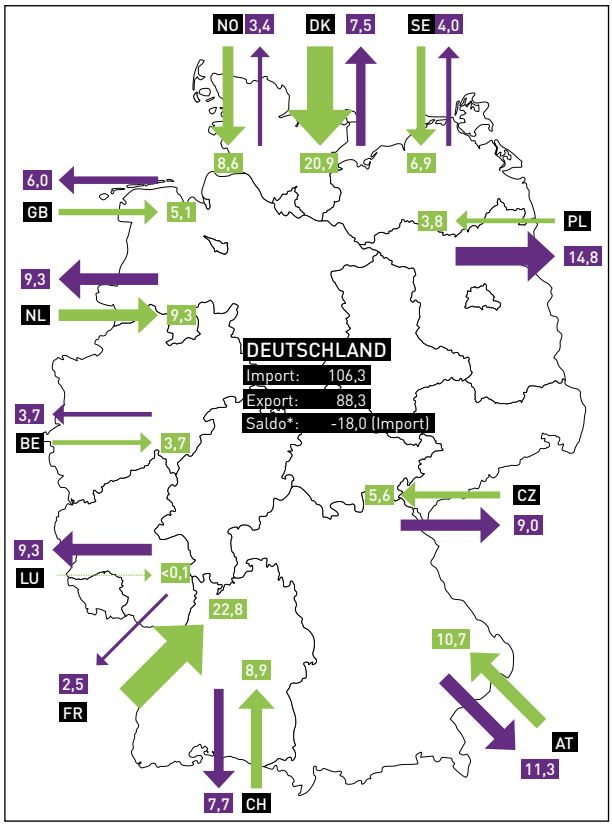
Austauschenergiemengen

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.

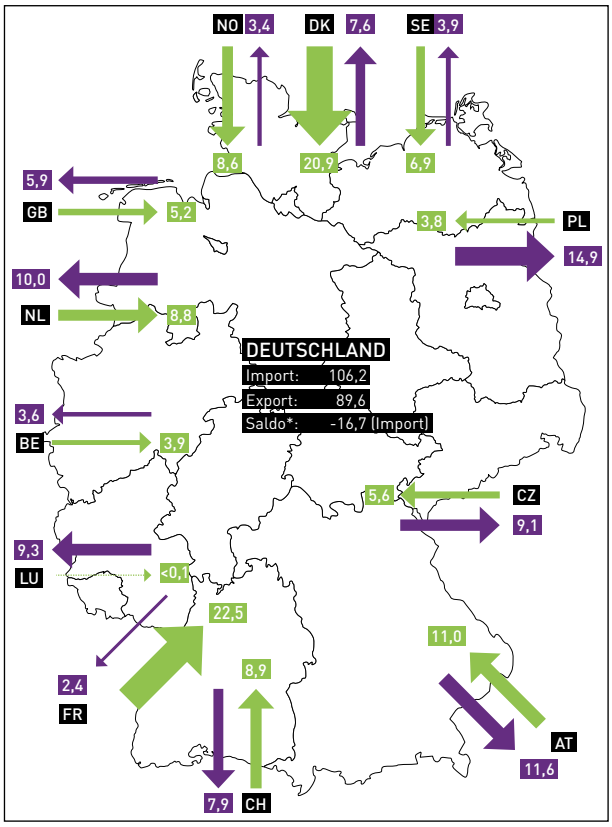
Die Handelssituation im europäischen Umfeld wird maßgeblich durch die Annahmen zum deutschen und europäischen Erzeugungspark sowie der Nachfrage nach elektrischer Energie in den jeweiligen Marktgebieten beeinflusst. In Abbildung 37 werden die bilateralen Stromhandelsmengen zwischen Deutschland und seinen 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 37: Handelsaustauschenergiemengen in den Szenarien des NEP 2035 (2021)

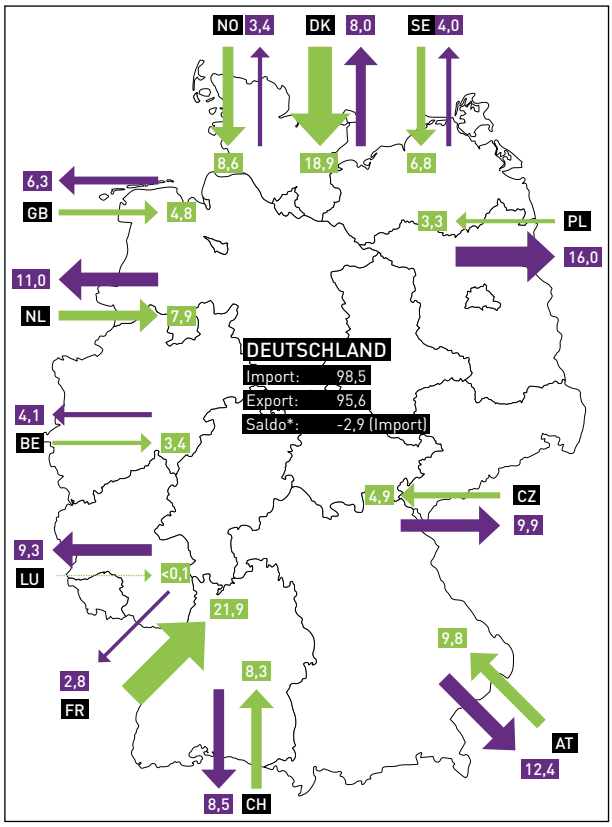
Handelsaustauschenergiemengen A 2035



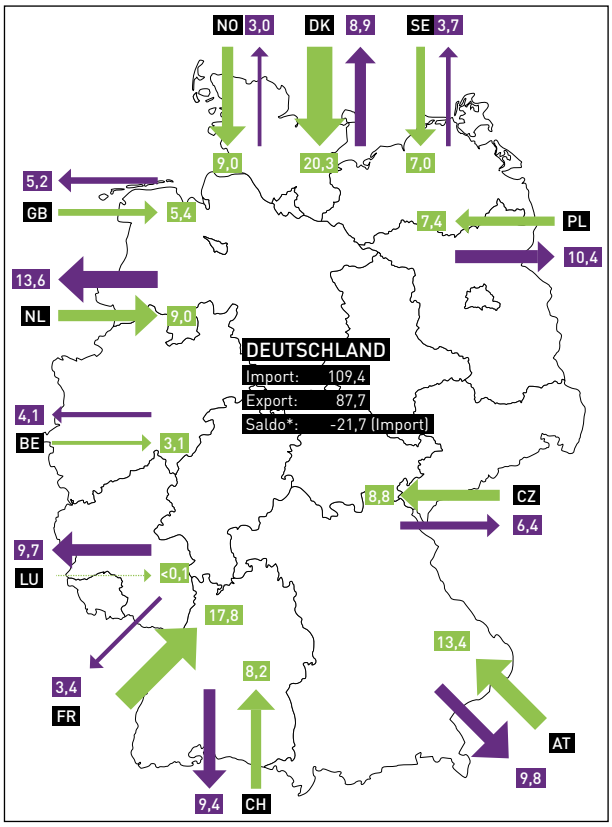
Handelsaustauschenergiemengen B 2035



Handelsaustauschenergiemengen C 2035



Handelsaustauschenergiemengen B 2040



* Bei der Berechnung des Saldos können sich Rundungsabweichungen ergeben.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Import in TWh

Export in TWh

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 37) 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. ***50 bis 54 TWh. In der Spitze liegen die Transite zwischen 15,1 GW und 17,7 GW. Grundsätzlich können aus der Höhe der bilanziellen Transite nicht unmittelbar Rückschlüsse auf die durch sie in Anspruch genommenen innerdeutschen Leitungskapazitäten gezogen werden. Transite können situationsabhängig die Belastung der Übertragungsnetze erhöhen oder verringern. Zu beachten ist weiterhin, dass die Höhe der Transite im Vergleich zur rein innerdeutschen Übertragungsaufgabe gering ist***.

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.

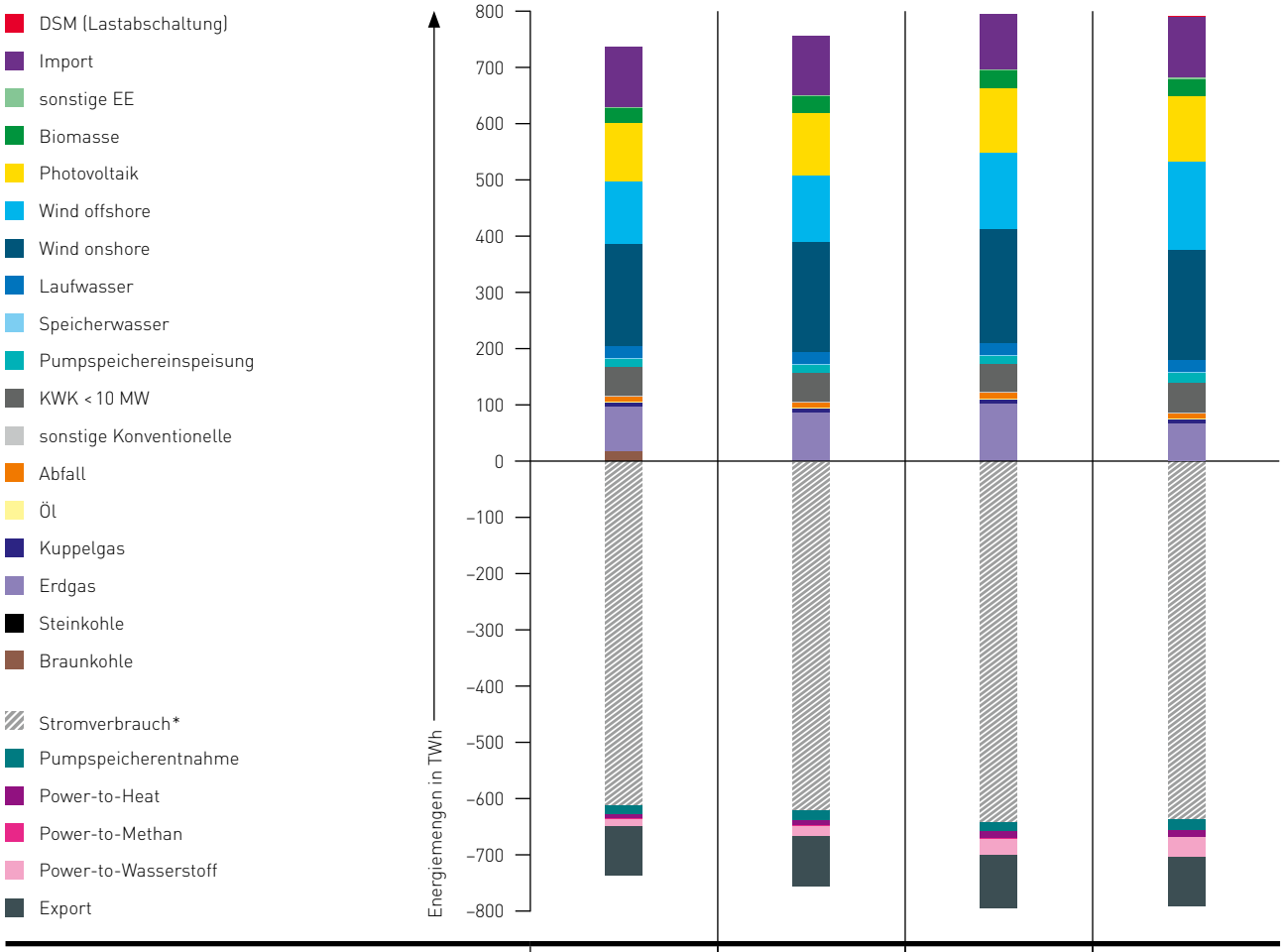
Energiemengen

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

Abbildung 38: Stromerzeugung, Verbrauch und Importe/Exporte der Szenarien im Vergleich



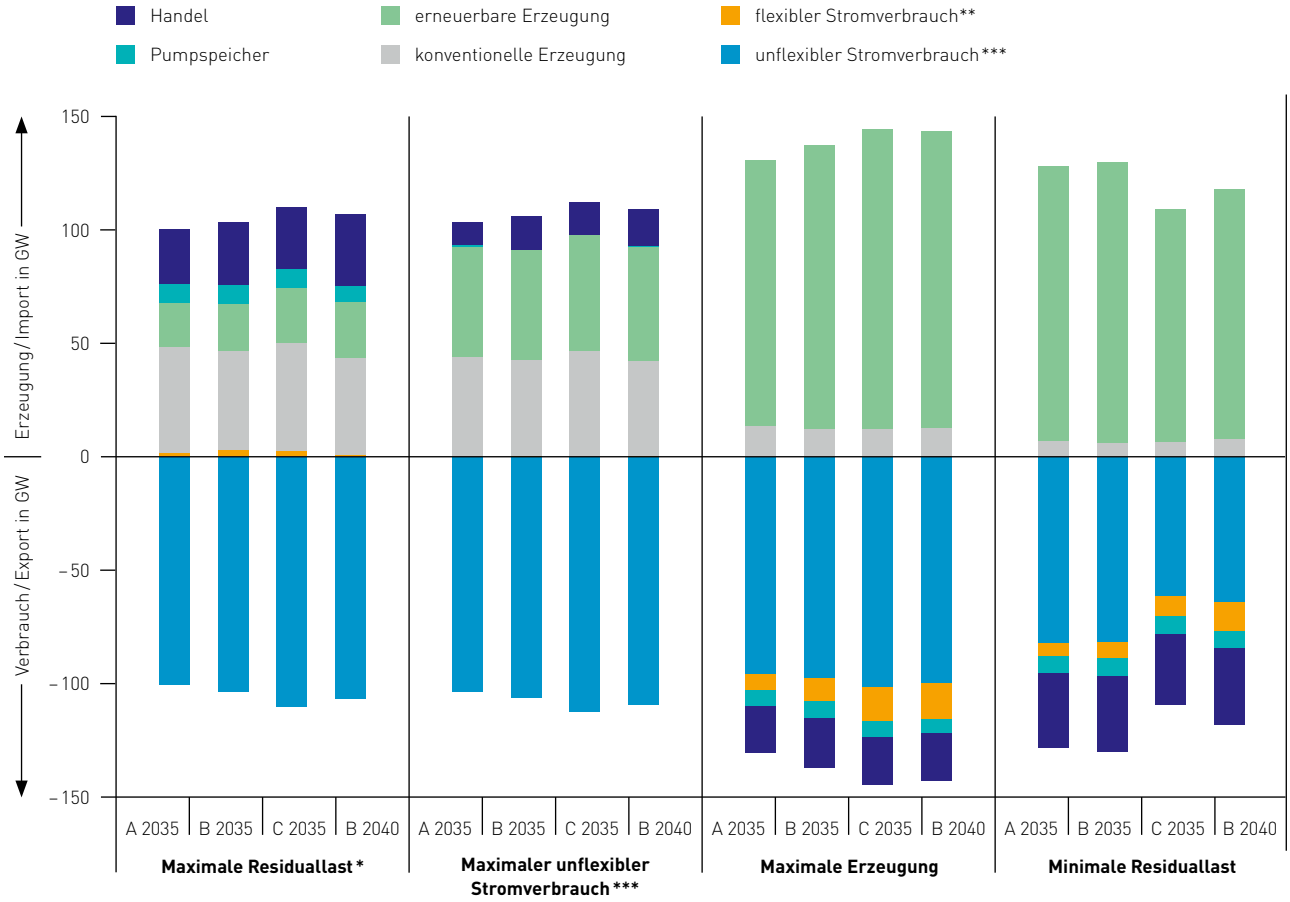
	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
DSM (Lastabschaltung)	< 0,1	< 0,1	< 0,1	0,2
Import	106,3	106,2	98,5	109,4
sonstige EE	1,8	1,8	1,8	1,8
Biomasse	26,5	28,5	32,2	31,2
Photovoltaik	104,4	111,1	113,3	***116,1***
Wind offshore	111,1	119,2	135,5	157,2
Wind onshore	181,1	194,5	202,5	195,7
Laufwasser	20,8	20,8	20,8	20,8
Speicherwasser	2,5	2,5	2,5	2,5
Pumpspeichereinspeisung	13,3	13,7	13,1	***16,4***
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	***– 87,7***
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	***– 10,8***
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.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Stromverbrauch und Jahreshöchstlast

Abbildung 39: Erzeugung, Verbrauch und Handel in ausgewählten Situationen



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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 19: Kennzahlen ausgewählter Situationen

	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Maximale Residuallast*	**89,9**	**90,5**	**95,5**	**92,7**
Zeitpunkt	Februar, abends	Februar, abends	Februar, abends	Februar, abends
Konventionelle Erzeugung	46,3	43,2	47,4	42,4
Erneuerbare Erzeugung	19,4	21,1	24,3	24,8
davon Photovoltaik	0,8	1,0	1,2	1,1
davon Wind onshore	4,1	4,5	4,6	4,6
davon Wind offshore	3,8	4,3	6,1	7,2
zusätzlich eingesenkte Überschüsse (ohne Spitzenkappung)	0,0	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher	8,8	8,5	8,5	7,1
Handel	24,0	27,5	27,3	31,3
Flexibler Stromverbrauch**	1,7	2,9	2,5	0,8
Unflexibler Stromverbrauch***	– 100,2	– 103,2	– 110,0	– 106,4

	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Maximaler unflexibler Stromverbrauch ***	**103,4**	**106,0**	**112,2**	**109,2**
Zeitpunkt	Februar, abends	Februar, abends	Februar, abends	Februar, abends
Konventionelle Erzeugung	43,7	42,3	46,3	41,6
Erneuerbare Erzeugung	48,5	48,6	51,2	50,9
davon Photovoltaik	0,7	0,9	1,1	0,9
davon Wind onshore	28,3	31,0	32,9	31,9
davon Wind offshore	9,3	9,6	9,8	10,8
zusätzlich eingesenkte Überschüsse (ohne Spitzenkappung)	0,0	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher	1,0	0,3	0,2	0,2
Handel	10,1	14,6	14,2	16,3
Flexibler Stromverbrauch **	0,1	0,2	0,2	0,2
Unflexibler Stromverbrauch ***	– 103,4	– 106,0	– 112,2	– 109,2
Maximale Erzeugung	**130,3**	**136,8**	**144,4**	**142,8**
Zeitpunkt	Februar, mittags	Februar, mittags	Februar, mittags	Februar, mittags
Konventionelle Erzeugung	13,1	11,9	12,2	12,4
Erneuerbare Erzeugung	117,2	124,9	132,2	130,5
davon Photovoltaik	26,6	28,2	28,4	27,8
davon Wind onshore	62,0	66,2	69,6	61,8
davon Wind offshore	25,8	27,6	31,3	34,2
zusätzlich eingesenkte Überschüsse (ohne Spitzenkappung)	0,0	0,0	0,0	9,5
Pumpspeicher	– 7,3	– 7,3	– 7,3	– 6,2
Handel	– 20,7	– 21,9	– 20,9	– 21,1
Flexibler Stromverbrauch **	– 6,8	– 10,4	– 14,8	– 15,7
Unflexibler Stromverbrauch ***	– 95,6	– 97,2	– 101,4	– 99,7
Minimale Residuallast	**– 31,0**	**– 32,4**	**– 29,9**	**– 31,2**
Zeitpunkt	Juli, vormittags	Juli, vormittags	Mai, mittags	Oktober, mittags
Konventionelle Erzeugung	6,6	5,6	5,9	7,3
Erneuerbare Erzeugung	121,3	124,1	103,1	110,5
davon Photovoltaik	53,2	54,9	66,5	27,6
davon Wind onshore	42,8	44,3	11,4	43,5
davon Wind offshore	22,4	22,0	22,0	36,7
zusätzlich eingesenkte Überschüsse (ohne Spitzenkappung)	0,7	4,8	1,7	0,0
Pumpspeicher	– 7,4	– 7,5	– 7,5	– 7,3
Handel	– 33,1	– 33,5	– 31,4	– 34,0
Flexibler Stromverbrauch **	– 5,5	– 7,6	– 9,1	– 12,7
Unflexibler Stromverbrauch ***	– 81,9	– 81,2	– 61,0	– 63,9

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

** 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.

Analog zu Abbildung 39 bedeuten negative Vorzeichen einen Verbrauch oder Export, positive Vorzeichen eine Erzeugung oder Import.
Ein flexibler Stromverbrauch erhält ein positives Vorzeichen, wenn ein Verbrauch über Demand Side Management abgeschaltet wird.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 39 ***und Tabelle 19*** zeigen 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 ***sowie geringsten*** Residuallast (Stromverbrauch abzüglich der Einspeisung aus Windenergie und Photovoltaik). ***Die*** gezeigten Situationen befinden sich ***mit Ausnahme der minimalen Residuallast allesamt*** 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.

Ein etwas inhomogeneres Bild zeigt sich bei der im zweiten Entwurf ergänzten Betrachtung der Situationen mit minimaler Residuallast. Die identifizierten Situationen treten schwerpunktmäßig im Sommer oder Herbst bei geringen bis mittleren Stromverbräuchen auf. Die Einspeisung aus erneuerbaren Energien ist sehr hoch, erreicht in den dargestellten Stunden aber nicht ihr absolutes Maximum. Es ist zu beobachten, dass jeweils eine unterschiedliche Verteilung auf Windenergie- und PV-Einspeisung zugrunde liegen kann. Gleichzeitig ist die konventionelle Stromerzeugung stark reduziert. Die Stromexporte sind in diesen Situationen nah am beobachteten Maximum.

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.

In einigen Stellungnahmen wird eine Berechnung des Niveaus der Versorgungssicherheit für die Szenarien des NEP gefordert. Die Versorgungssicherheit ist ohne Zweifel von großer Bedeutung für das zukünftige Energiesystem. Gleichzeitig ist zu betonen, dass die langfristige Netzentwicklungsplanung nur insofern von der Frage der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit abhängig ist, als dass sichergestellt wird, dass für die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit kritische Situationen nicht dimensionierend auf den Netzausbau wirken. Das Thema der Versorgungssicherheit steht nicht im Fokus des NEP. Es wird in einer Reihe anderer Studien ausführlich adressiert. Dazu gehören auf nationaler Ebene unter anderem das Versorgungssicherheitsmonitoring, welches ab 2021 federführend durch die Bundesnetzagentur durchgeführt wird, und auf europäischer Ebene im Speziellen das European resource adeqaucy assessment (ERAA), durchgeführt durch ENTSO-E. Auch die ÜNB beschäftigen sich mit dieser Thematik in eigenen Analysen.

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

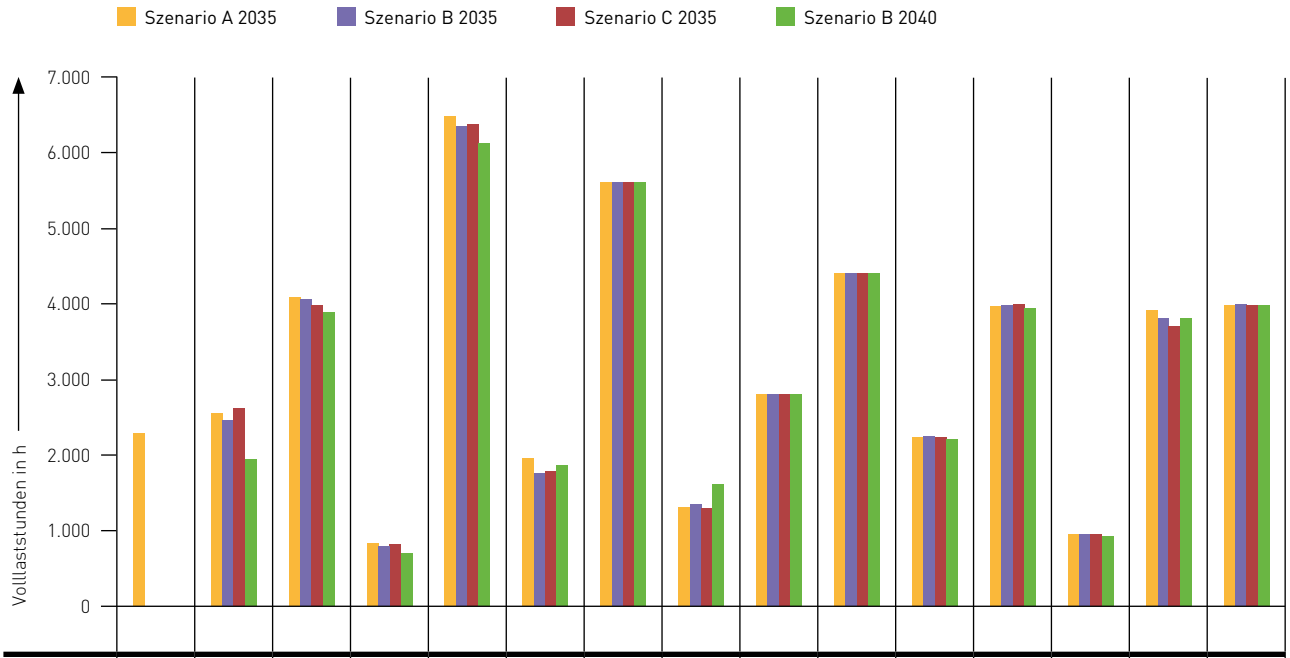
Die Volllaststunden oder auch Vollbenutzungsstunden sind ein Maßstab für die Ausnutzung der installierten Leistung von Kraftwerken pro Energieträger. Sie geben an, wie lange Kraftwerke pro Jahr theoretisch mit Nennleistung betrieben werden müssten, um die für dieses Kraftwerk ermittelte Jahresenergiemenge 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 40 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 40: Vergleich der gemittelten Volllaststunden in Deutschland je Szenario



	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
A 2035	2.276	2.550	4.076	832	6.474	1.955	5.598	1.303	2.795	4.402	2.222	3.964	948	3.902	3.973
B 2035	–	2.447	4.059	782	6.337	1.754	5.598	1.337	2.795	4.403	2.241	3.969	943	3.798	3.987
C 2035	–	2.616	3.971	807	6.367	1.782	5.598	1.283	2.795	4.402	2.228	3.983	944	3.700	3.973
B 2040	–	1.939	3.878	689	6.111	1.855	5.601	***1.605***	2.795	4.402	***2.204***	***3.929***	***923***	3.799	3.973

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Überschüssige Stromerzeugung von EE-Anlagen in Deutschland

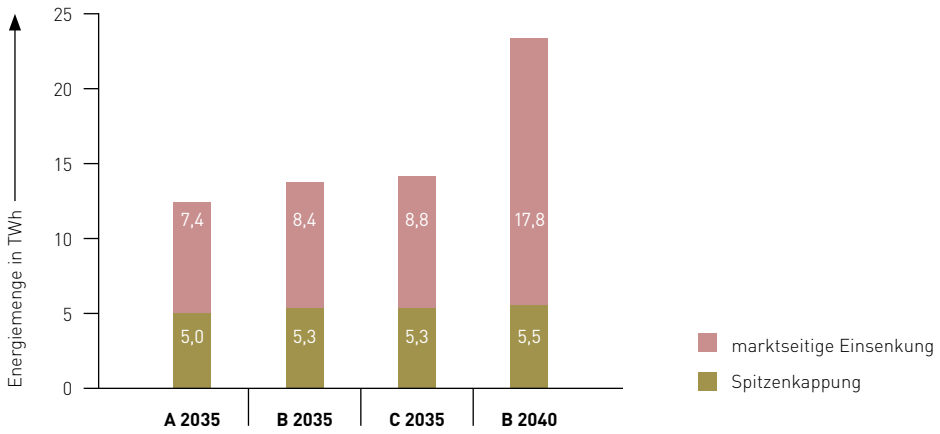
Ein überschüssiges Angebot an Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien tritt dann auf, wenn zur Deckung der Nachfrage im Inland nicht das gesamte Angebot benötigt wird und die verbleibende Strommenge auch nicht exportiert oder gespeichert werden kann. Diese Größe ergibt sich also aus einer marktseitigen 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 ***17,8*** TWh die mit Abstand höchste Menge an ***Überschüssen***, was neben dem höheren EE-Anteil in Deutschland auch an der weiter ansteigenden EE-Nutzung im Ausland liegt. Insgesamt werden damit in B 2040 ***23,2*** TWh EE-Erzeugung entweder durch Spitzenkappung oder durch marktseitige Überschüsse nicht in das Stromsystem integriert. Das entspricht etwa ***4,2*** % der potenziellen EE-Einspeisung in diesem Szenario. In den Szenarien für 2035 liegt dieser Wert bei rund 2,7 %.

Abbildung 41: Spitzenkappung und marktseitige Einsenkung von EE-Anlagen in den Szenarien des NEP 2035 (2021)

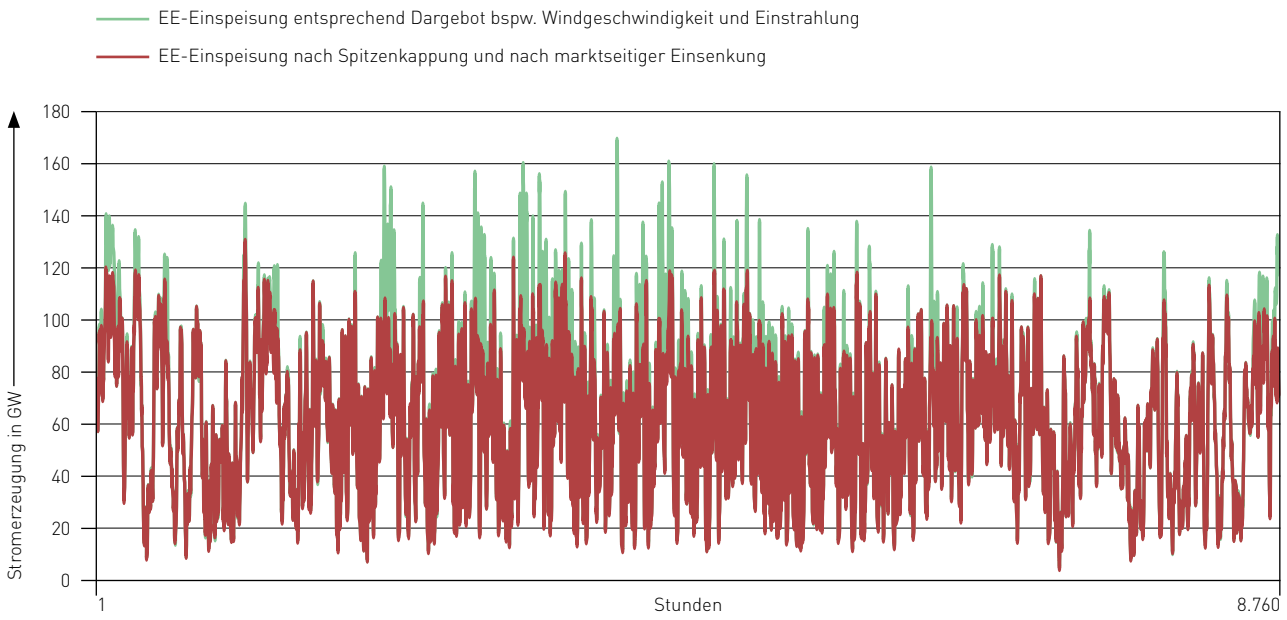


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In Abbildung 41 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 ***reduziert sich diese Spitze auf*** 130 GW.

In der Konsultation wurde angemerkt, dass die gewählte Modellierungsmethodik, insbesondere der dezentralen Flexibilität, zu einer Überschätzung der EE-Überschüsse führt. Nach Ansicht der ÜNB ließen sich durch eine andere Optimierung der dezentralen Flexibilität die Überschüsse zwar etwas reduzieren, in Abbildung 42 wird jedoch bereits angedeutet, dass die Überschüsse in vielen Stunden teils sehr deutlich über dem liegen, was durch Wärmepumpen und Elektromobilität aufgenommen werden kann. Die Tendenz bliebe also bestehen. Die ausgewiesenen Überschüsse können ausdrücklich als zusätzliches Potenzial für die kostengünstige Nutzung von Strom durch jegliche (flexible) Verbraucher oder Speicher interpretiert werden.

Abbildung 42: 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 43 bis 46 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.

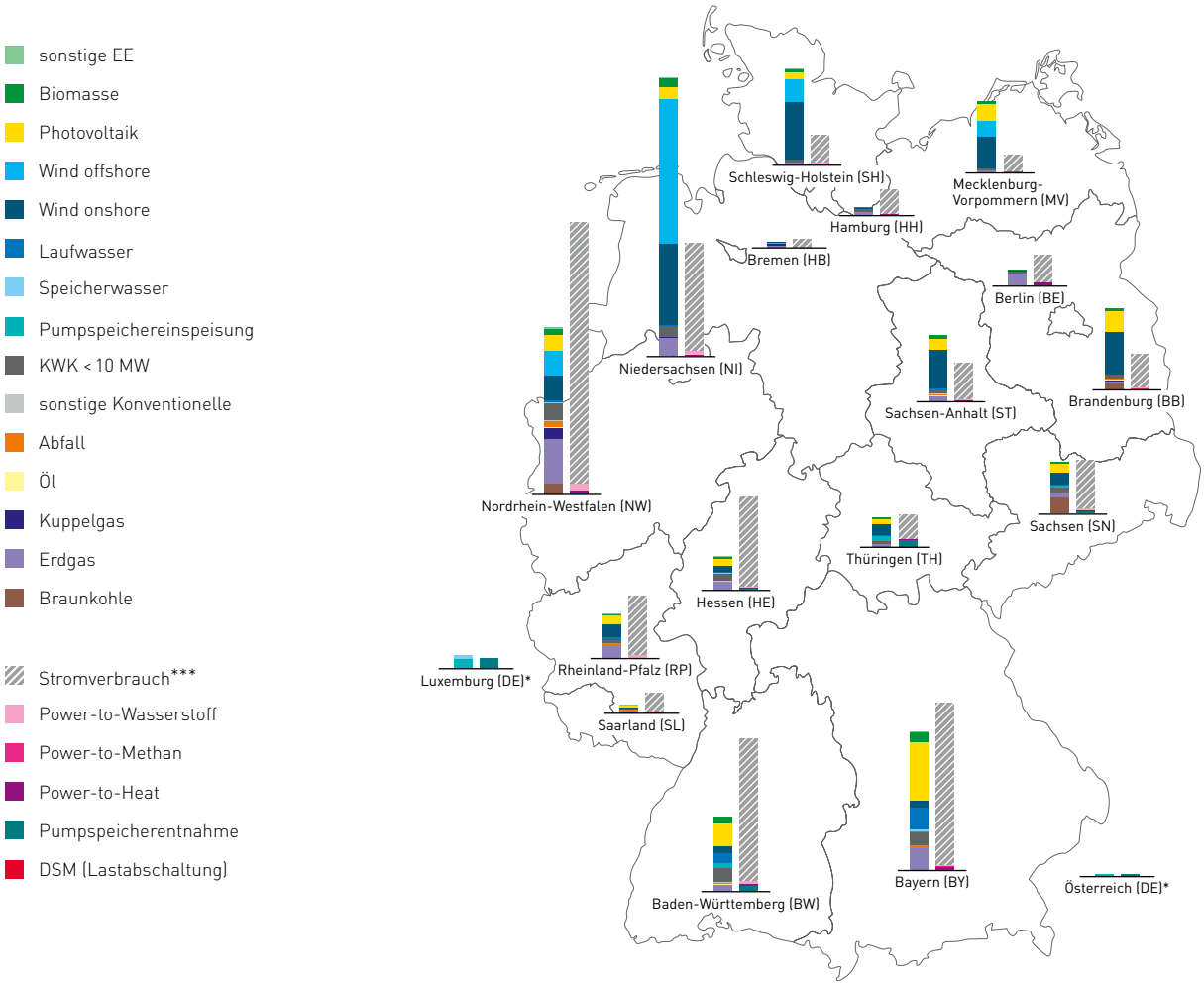
Bei der Betrachtung der Stromerzeugungsmengen nach Technologie dominieren die erneuerbaren Energien. Sie stellen in nahezu allen Bundesländern den überwiegenden Anteil der Stromerzeugung dar. Dabei sind die Küstenländer geprägt durch große Stromerzeugungsmengen aus Offshore-Windenergie. Allein diese 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 Erzeugungsmengen[20] – 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.

20 Stromerzeugung aus erdgasbetriebenen Großkraftwerken und KWK<10MW.

Abbildung 43: 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	PtH	PtM	PtW
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**

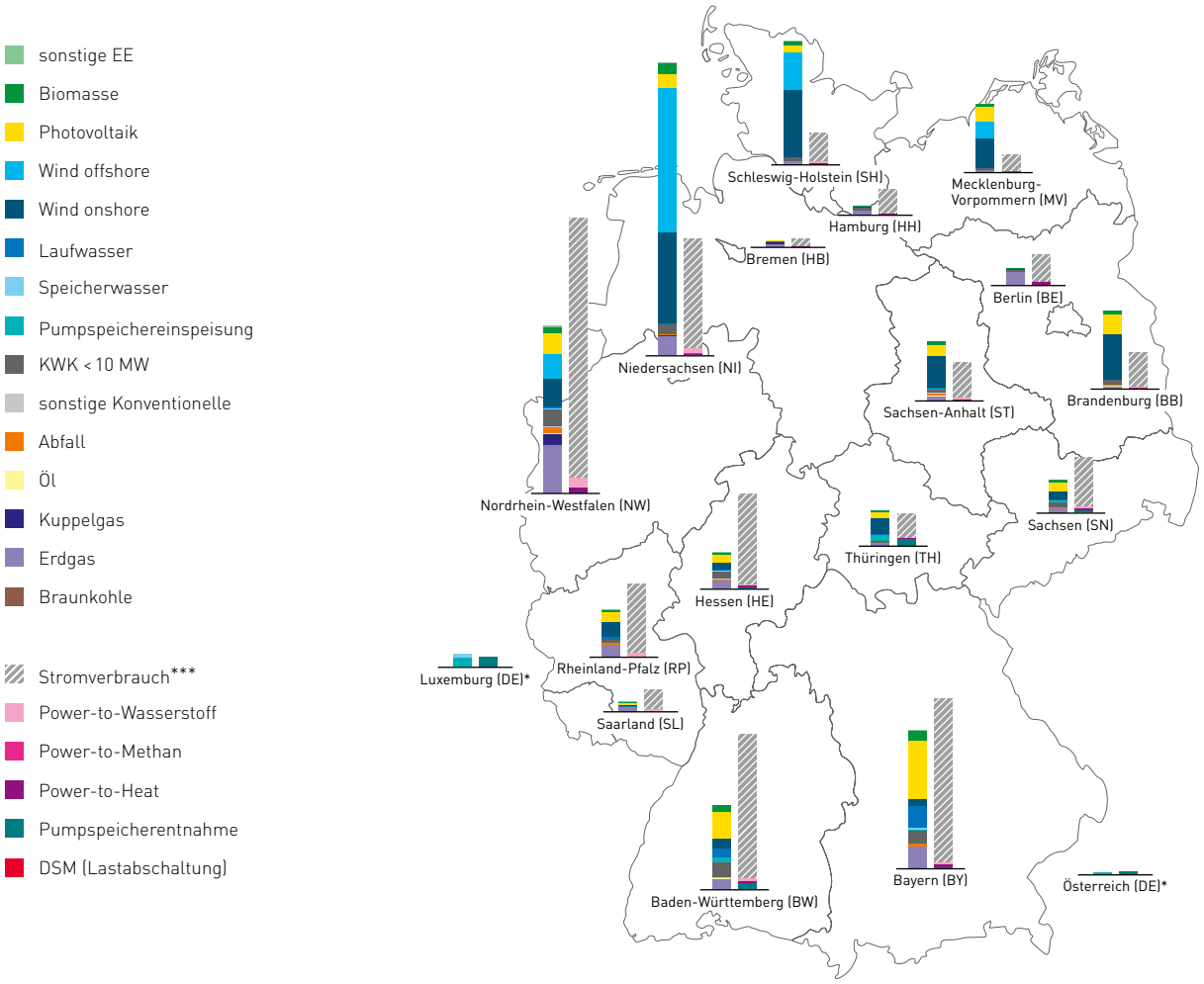
* Erzeugungsmengen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

** 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.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 44: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2035



B 2035 (in TWh)	Braunkohle	Erdgas	Kuppelgas	Öl	Abfall	sonstige Konventionelle	KWK < 10 MW	Pumpspeicher-einspeisung	Speicherwasser	Laufwasser	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	sonstige EE	Stromverbrauch***	DSM	Pumpspeicher-entnahme	PtH	PtM	PtW
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**

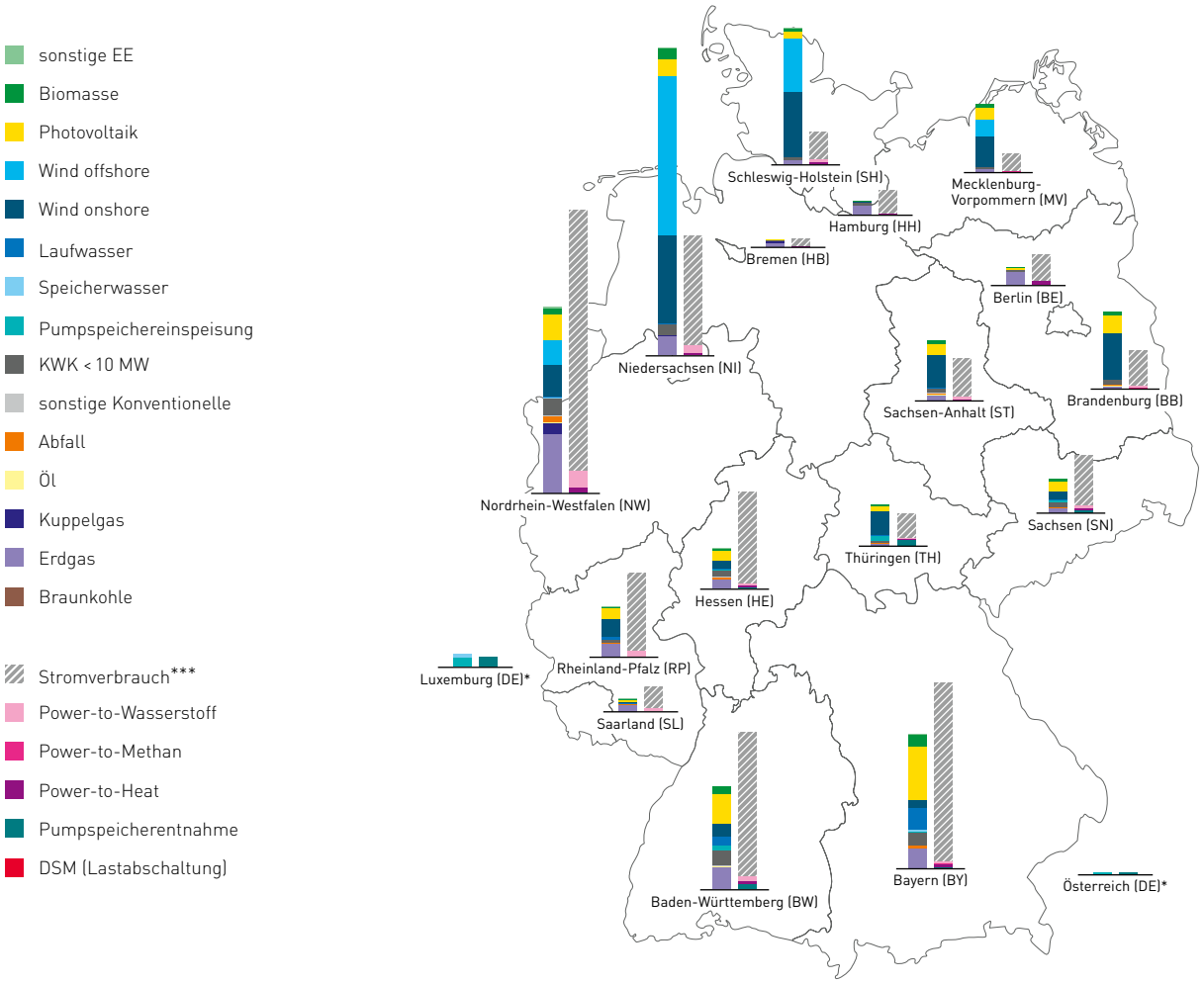
* Erzeugungsmengen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

** 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.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 45: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario C 2035



C 2035 (in TWh)	Braunkohle	Erdgas	Kuppelgas	Öl	Abfall	sonstige Konventionelle	KWK < 10 MW	Pumpspeicher-einspeisung	Speicherwasser	Laufwasser	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	sonstige EE	Stromverbrauch***	DSM	Pumpspeicher-entnahme	PtH	PtM	PtW
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**

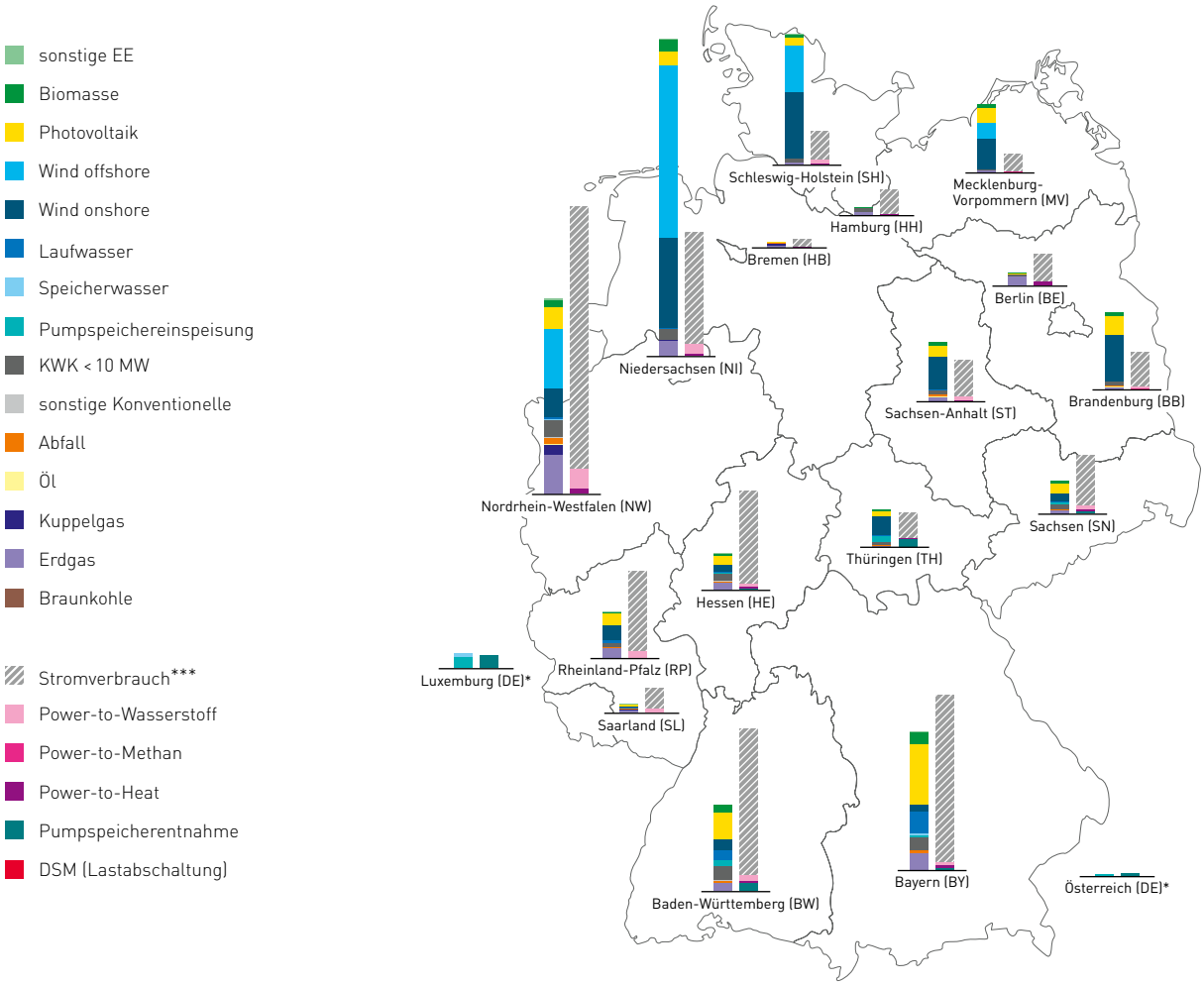
* Erzeugungsmengen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

** 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.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 46: 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-ver-brauch ***	DSM	Pump-speicher-ent-nahme	PtH	PtM	PtW
BW	0,0	4,5	0,0	0,0	0,7	0,3	7,9	***3,1***	0,0	5,1	6,1	0,0	14,6	3,8	0,0	78,0	0,0	4,1	***1,0***	0,0	3,5
BY	0,0	***9,2***	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	***0,8***	0,2	5,2
NW	0,0	***20,7***	5,6	0,2	3,2	0,2	9,5	0,3	0,1	0,9	15,6	31,9	***11,8***	3,4	1,0	139,7	0,0	0,4	***2,6***	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	***6,0***	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	***6,5***	0,0	0,0	0,0
Summe**	**0,0**	**67,2**	**7,1**	**0,4**	**10,3**	**0,6**	**52,7**	***16,4***	**2,5**	**20,8**	**195,7**	**157,2**	***116,1***	**31,2**	**1,8**	**635,7**	**–0,2**	**20,2**	***10,8***	**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.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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 CO_2 in 2035 bzw. 60 Mio. t CO_2 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.

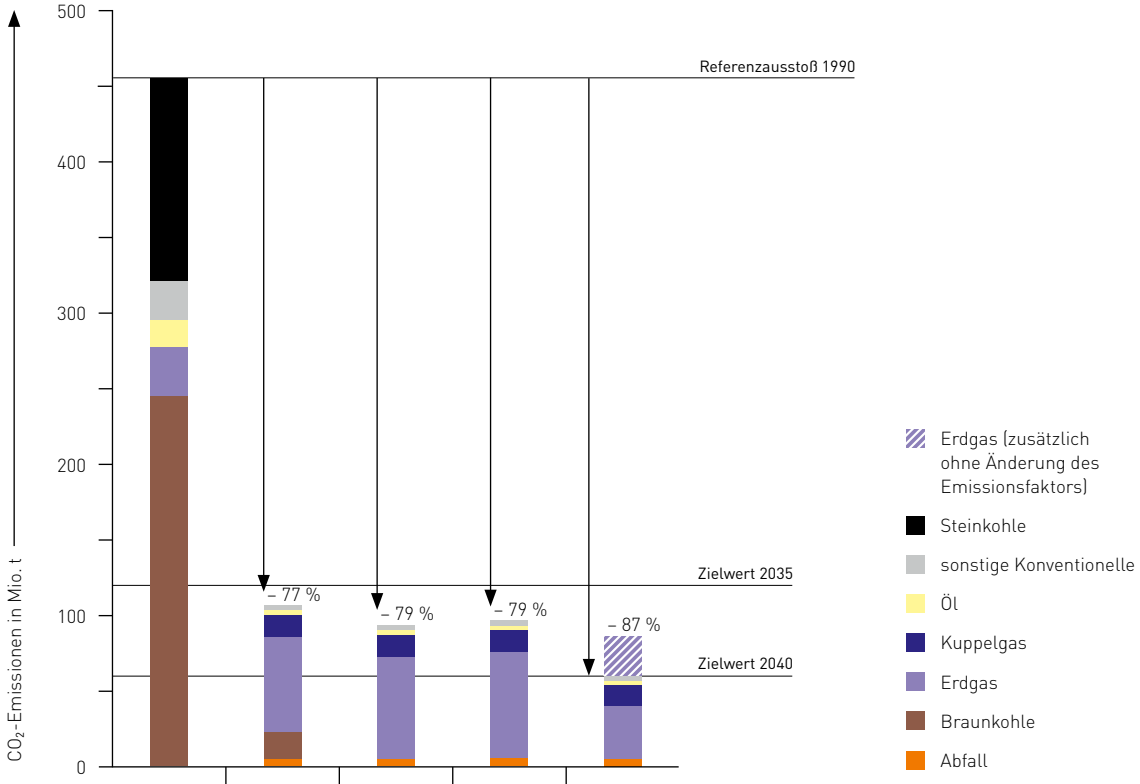
1. Reduktion der Treibhausgasemissionen

Ziel der Bundesregierung ist die Reduktion des Ausstoßes von klimaschädlichen Treibhausgasen in Deutschland, mit besonderem Fokus auf Kohlenstoffdioxid. In Abbildung 47 sind die CO_2-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 CO_2-Emissionen ausgegangen, der eine emissionsintensive Stromerzeugung unwirtschaftlicher werden lässt. Ein nationaler Preisaufschlag auf den europäischen CO_2-Preis zur Einhaltung der Emissionsobergrenzen ist in keinem der Szenarien erforderlich. Im Langfristszenario B 2040 kann die Obergrenze von 60 Mio. t CO_2 jedoch nur eingehalten werden, wenn eine Reduktion des Emissionsfaktors von Erdgas-Kraftwerken angenommen wird.

Wie in Abbildung 47 zu erkennen ist, wird die vorgegebene Emissionsobergrenze im Zieljahr 2035 deutlich unterschritten. Die Abbildung zeigt auch, dass die verbliebenen CO_2-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 47: CO_2-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks in den Szenarien des NEP 2035 (2021)



CO_2-Emissionen in Mio. t	Referenz 1990	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Summe pro Szenario	454,9	106,6	93,3	96,2	60,0 (85,9)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Der Szenariorahmen gibt zwischen den Jahren 2035 und 2040 eine Halbierung der CO_2-Emissionen vor. Zur Einhaltung der Emissionsobergrenze von 60 Mio. t CO_2 sind im Szenario B 2040 weiterführende Maßnahmen erforderlich, da die CO_2-Emissionen sonst bei etwa ***85,9*** Mio. t CO_2 lägen. Eine mögliche Maßnahme ist die Nutzung von klimaneutralen Gasen in Erdgaskraftwerken. Um das CO_2-Ziel über eine Emissionsreduktion von Erdgaskraftwerken zu erreichen, müssten deren Emissionen um ***42,8*** % gesenkt werden.

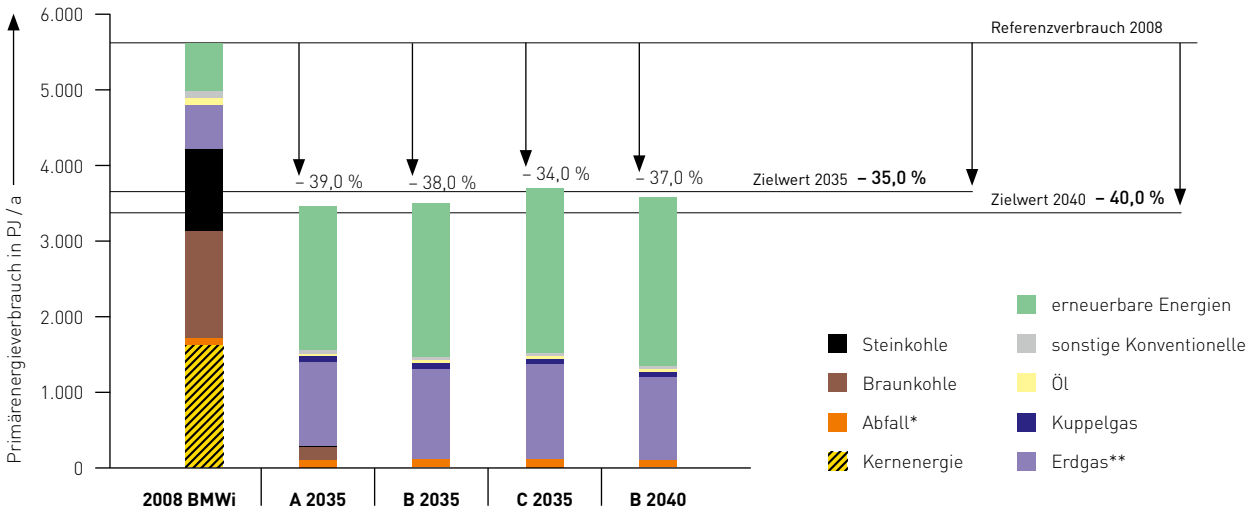
Einige Konsultationsteilnehmer haben den Umgang mit der Emissionsobergrenze in Szenario B 2040 aufgegriffen. Es wird kritisiert, dass die erforderlichen Maßnahmen nicht beschrieben werden und die Fragen nach der Art und Herkunft eines möglichen CO_2-neutralen Brennstoffs ungeklärt bleiben. Daraus könnten sich jedoch Rückwirkungen ergeben, unter anderem auf die Kostenparameter, die der Marktmodellierung zugrunde liegen. Tatsächlich zeigen die Modellierungsergebnisse, dass die Halbierung der CO_2-Emissionen zwischen 2035 und 2040 nur mit umfangreichen Maßnahmen erreicht werden kann. Neben dem Einsatz klimaneutraler Brennstoffe – inländisch erzeugt oder importiert – kann auch die Einspeicherung von CO_2 mittels Carbon Capture and Storage (CCS) zu diesen Maßnahmen gehören. In diesem Entwurf kann dieser wichtigen Diskussion um diese Maßnahmen nicht vorgegriffen werden. Aufgrund dessen wählen die ÜNB den von der BNetzA genehmigten vereinfachenden Ansatz eines reduzierten Emissionsfaktors bei Erdgaskraftwerken, was exemplarisch für eine grundsätzliche Reduktion der Emissionen stehen soll.

Durch die zunehmende Sektorenkopplung und damit einhergehende Elektrifizierung anderer Sektoren kann der Stromsektor zur Reduktion von CO_2-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"[21] werden die mit diesem Stromverbrauch verbundenen CO_2-Emissionen mit Referenzanwendungen im Straßenverkehr (Dieselfahrzeuge), zur Wärmebereitstellung (Erdgas-Kessel) bzw. Wasserstofferzeugung (Dampfreformation 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 CO_2. Damit leistet der Stromsektor in den Szenarien des NEP 2035 (2021) einen zentralen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele in Deutschland.

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 48 werden die Primärenergieverbräuche zur Stromerzeugung in den Szenarien des NEP und der Referenzwert im Jahr 2008 in Höhe von 5.606 PJ im Vergleich dargestellt. Ebenfalls abgebildet sind die linear interpolierten Zwischenzielwerte für die Jahre 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 ***3.566*** PJ (statt 3.364 PJ) etwas deutlicher verfehlt.

Abbildung 48: 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.

21 Begleitdokument „Beitrag des Stromsektors zur Dekarbonisierung des Energiesystems": www.netzentwicklungsplan.de/Beitrag_Stromsektor_Dekarbonisierung_NEP_2035_V2021_2_Entwurf.pdf

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 20: Berechnung des Bruttostromverbrauchs

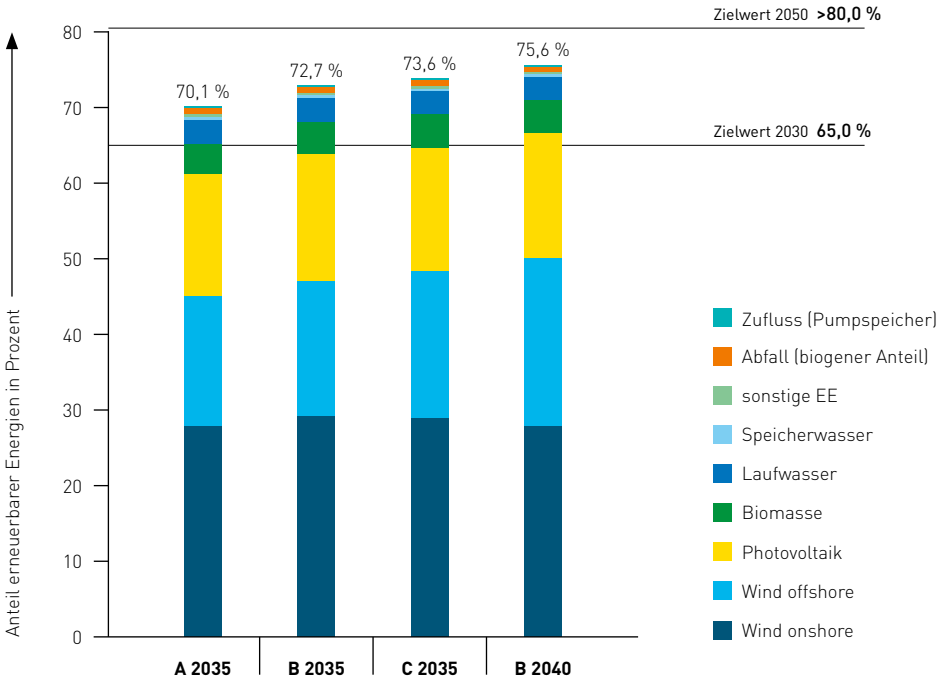
Werte in TWh	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Nettostromverbrauch	586,2	603,4	633,8	634,8
+ Netzverluste	44,1	45,1	48,5	47,4
+ Pumpspeicherentnahme	15,9	16,4	15,6	20,2
+ Kraftwerkseigenverbrauch	3,4	2,0	2,2	1,8
Bruttostromverbrauch (Summe)	649,6	667	700,1	703,9

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 ***531,8*** 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 49 werden die Anteile der EE-Erzeugung am Bruttostromverbrauch für die Szenarien des NEP 2035 (2021) dargestellt.

Abbildung 49: Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch



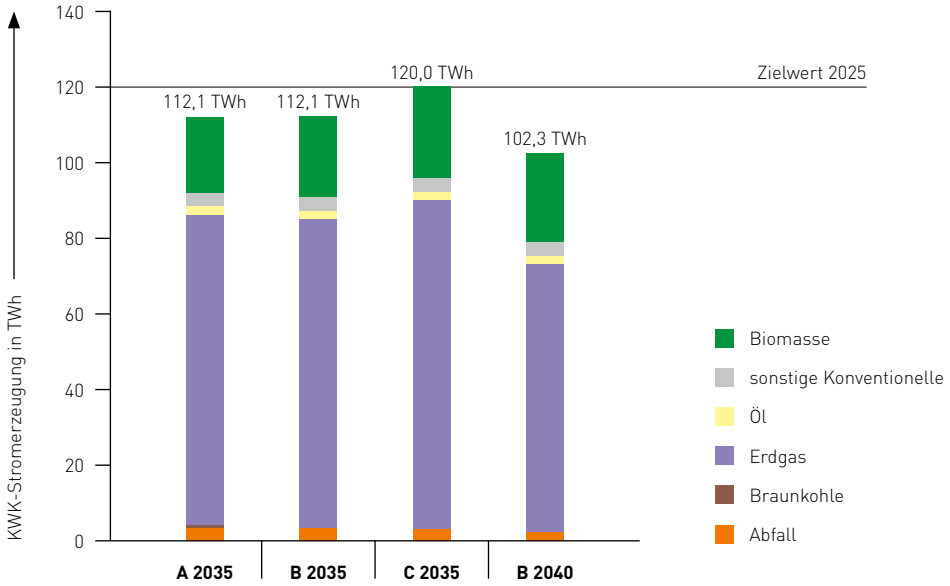
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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 teigender 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 50 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 308[22]. Wie im NEP 2030 (2019) wird für Biomasse-Kraftwerke ein KWK-Anteil von 75 % angenommen.

Abbildung 50: 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.

22 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/effizienz-kwk/fw-308-kwk-prozess/

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/effizienz-kwk/fw-308-kwk-prozess/
- 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_2_Entwurf.pdf

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

5 Netzanalysen

Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren

- *In verschiedenen Stellungnahmen wurde kritisiert, dass die Ergebnisse der Netzanalysen für das Szenario B 2040 zum Zeitpunkt der Konsultation des ersten Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2035 (2021) noch nicht bekannt waren. Die Ergebnisse der Netzanalysen für dieses Szenario liegen nunmehr vor und wurden im Kapitel 5.3.6 sowie in der Zubaunetz-Tabelle in Kapitel 6.2 ergänzt.*
- *Darüber hinaus wurde in verschiedenen Stellungnahmen um zusätzliche Erläuterung der implizit angenommenen Innovationen gebeten. Dem Abschluss des Verbundforschungsprojekts InnoSys 2030 kann im Rahmen des Netzentwicklungsplans nicht vorgegriffen werden. Dennoch wurden im Kapitel 5.2 zusätzliche Erläuterungen zum Vorgehen bei InnoSys 2030 sowie zum Vorgehen bei der Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Netzbooster-Pilotprojekte gemacht, die den ausgewiesenen Redispatch weiter verringern können. Darüber hinausgehende belastbare Konkretisierungen des netzentlastenden Potenzials eines systemischen Einsatzes kurativer Maßnahmen sind noch nicht möglich. Nach Abschluss von InnoSys 2030 werden die Erkenntnisse in den kommenden Netzentwicklungsplan einfließen.*
- *Die Übersichtstabellen in Kapitel 6 wurden auf Wunsch verschiedener Konsultationsteilnehmer bereits im zweiten Entwurf des NEP 2030 (2019) um eine zusätzliche Spalte mit der Bundesländer-Zugehörigkeit der jeweiligen Maßnahmen erweitert. Jetzt wurden nach entsprechenden Hinweisen aus der Konsultation auch die Projektsteckbriefe im Anhang um die Bundesländer-Zugehörigkeit der Maßnahmen ergänzt.*
- *Hinweise aus der Konsultation, die konkrete Projekte und Maßnahmen betreffen, wurden – soweit möglich – in Form von Anpassungen und Ergänzungen der Projektsteckbriefe im Anhang zum zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans verarbeitet.*

Zusammenfassung

- 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 5.2.2 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 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 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).

- *Im* zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021) wurden 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 ***der Vorgehensweise bei*** der Kosten-Nutzen-Analyse für die nicht im BBP 2021 enthaltenen Interkonnektoren auf Basis der Szenarien B 2035 und B 2040 (siehe Kapitel 5.4). ***Die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse sind in den jeweiligen Projektsteckbriefen im Anhang dargestellt*** sowie
  - die Ergebnisse der Stabilitätsberechnungen sowie des Bedarfs an Anlagen zur Kompensation der anfallenden Blindleistung auf Basis des Szenarios B 2035 ***(siehe Kapitel 5.5). Die ausführliche Darstellung der Stabilitätsanalysen erfolgt wegen des Umfangs in einem gesonderten Begleitdokument.***

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 ***(siehe Kapitel 5.5)***.

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 Zubaunetzes 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

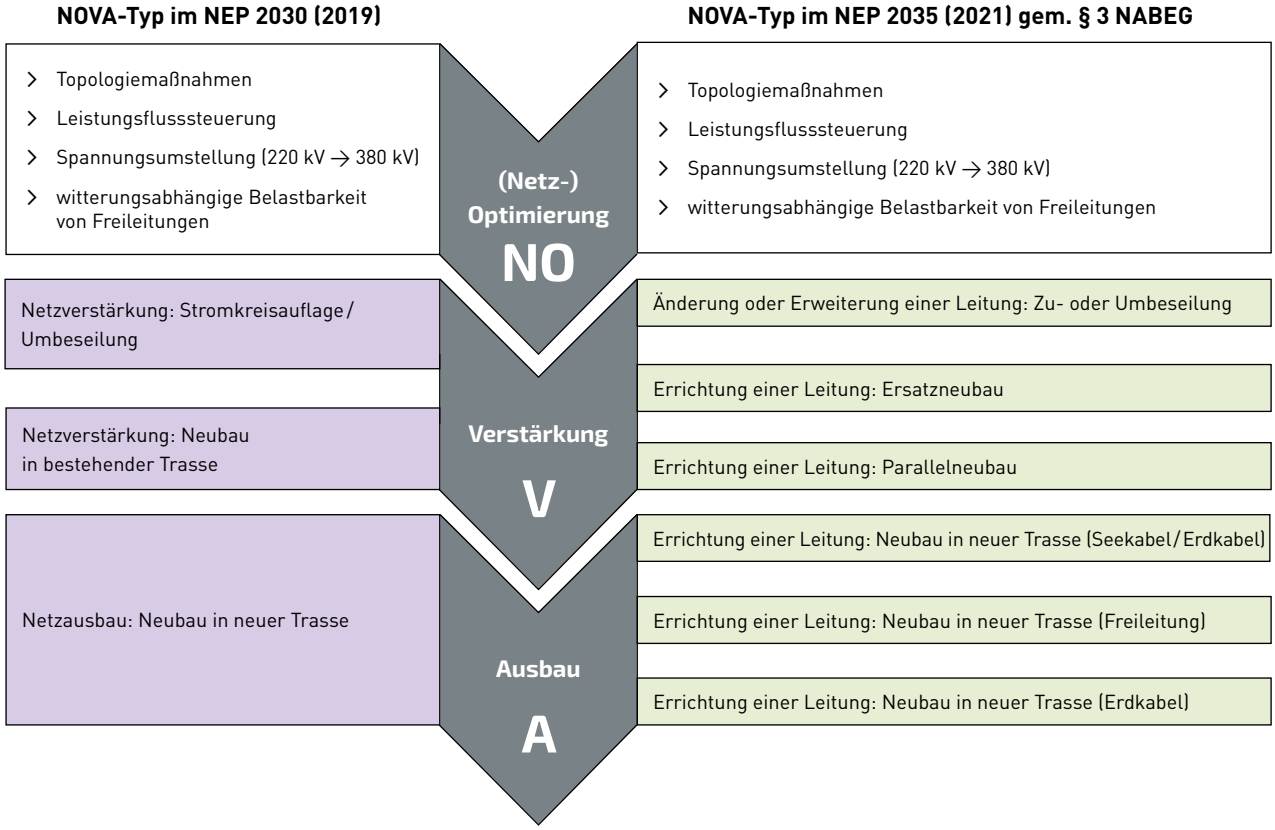
Das NOVA-Prinzip bedeutet **N**etz**o**ptimierung vor Netz**v**erstärkung vor Netz**a**usbau. Es enthält für jede der Stufen verschiedene Optionen, die als anderweitige Planungsmöglichkeiten geprüft werden. Im Rahmen der Netzoptimierung wird grundsätzlich der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb (WAFB), 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 niederen 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 ***und verworfen*** 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 51). 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 51: 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

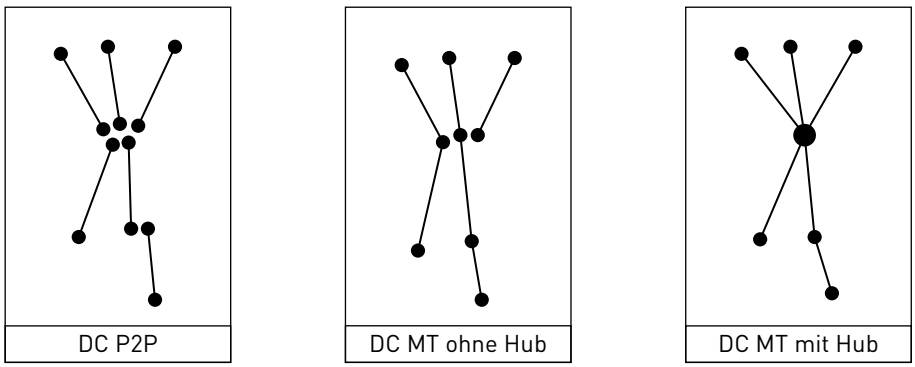
Nachfolgend werden Optionen für Weiterentwicklungen im Bereich der Hochspannungs-Gleichstromtechnologie dargestellt, die in Zukunft im Strom-Übertragungsnetz einzeln oder in Kombination Anwendung finden könnten.

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 Redispatch-Kosten – 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 52, 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-Leistungsflüsse*** flexibler und großflächiger zu steuern, was im AC-System zu einer Vergleichmäßigung der ***AC-Leistungsflüsse*** führt.

Abbildung 52: 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 ***Suchraum*** 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-Netzanschlusssystem 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-Sammelschiene[23]) um einen innovativen Ansatz mit langfristigem 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".[24]

Diese Art der effizienten Integration von Offshore-Windparks sowie der Bereitstellung von zusätzlicher Netzflexibilität ist auch seeseitig planbar. Für eine effiziente Integration ist es erforderlich den Transportbedarf zu decken, ohne neue Engpässe im AC-System zu erzeugen. Lastnahe DC-Offshore-Anschlüsse erfüllen bereits einen Großteil dieser systemischen Anforderung, da sie die Erzeugungskapazitäten in der Nordsee direkt mit den Lastzentren verbinden. Durch eine seeseitige DC-Vernetzung von zwei DC-Offshore-Anschlüssen (z. B. im Falle eines lastnahen und eines küstennahen Anschlusses) kann der hohe Systemnutzen des lastnahen DC-Offshore-Anschlusses über die seeseitige Bündelung der Offshore-Windparks noch weiter gesteigert werden (Bündelungseffekt). Das entstehende MT-System bietet die Flexibilität auch landseitige Erzeugungskapazitäten über die seeseitige DC-Vernetzung zu einem der verbundenen Netzverknüpfungspunkte zu leiten. Diese Flexibilität ist umso größer, je weiträumiger die Anschlusspunkte netzseitig voneinander getrennt sind. Gleichzeitig entsteht dadurch eine zusätzliche Redundanz für die Offshore-Netzanschlüsse, welche eine geringere Abregelung der Einspeisung von Offshore-Windenergie ermöglicht.

23 vgl. Bundesnetzagentur, Bedarfsermittlung 2019–2030, Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom, S. 109.

24 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 ***Suchraum*** Rastede. Nähere Informationen finden sich in den Projektsteckbriefen im Anhang.

Bei entsprechender Berücksichtigung der Option zur späteren Vernetzung bereits in der Projektumsetzung von Punkt-zu-Punkt-Offshore-Anschlüssen kann der genannte Nutzen nachträglich gehoben werden. Durch die seeseitige Vernetzung ist keine weitere landseitige Rauminanspruchnahme erforderlich. Durch das schrittweise Vorgehen (1. lastnahe DC-Offshore-Anschlüsse und 2. seeseitige Vernetzung) kann bereits im ersten Schritt das planerische Risiko reduziert werden, da unabhängig vom Technology-Readiness-Level der MT-Technologie die Integration der Offshore-Energie durch die Errichtung von lastnahen Punkt-zu-Punkt-Offshore-Anschlüssen bereits erfolgt ist.

Sofern mehr als zwei Offshore-Anschlusssysteme technisch miteinander verbunden werden können, ist eine Steigerung des Bündelungseffekts möglich. So kann die Energie über das vernetzte DC-Netz zu den energetisch erforderlichen Knotenpunkten geleitet werden. Allgemein ist der offshore-seitige Bündelungsnutzen durch die Gleichzeitigkeit der Winderzeugung begrenzt. Denn in Stunden mit hoher Winderzeugung kann das DC-System nicht über seinen technischen Übertragungsgrenzen betrieben werden, um das AC-System weiter zu entlasten. In diesen Fällen ist alleine die technische Übertragungskapazität zu den Senken bestimmend.

Falls die technischen Anforderungen international frühzeitig harmonisiert werden und die erforderlichen DC-Schutzsysteme (u. a. DC-Leistungsschalter) zur Verfügung stehen, können die Offshore-Vernetzungen nachträglich um internationale DC-Verbindungen erweitert werden. Damit kann ein zusätzlicher Nutzen durch die Bereitstellung von Handelskapazitäten generiert werden. Durch die Offshore-Integration der derzeitigen Planungsschritte des Netzentwicklungsplans ist eine effiziente Integration der zusätzlich gehandelten Energie zu erwarten. Somit erhöhen die vorangegangenen Maßnahmen, wie lastnahe Offshore-Anschlusssysteme und die Vernetzung von On- und Offshore-DC-Systemen, auch den Nutzen zukünftiger internationaler DC-Vernetzungen.

Allerdings ***setzen die oben genannten*** Planungsstrategien voraus, dass gewisse technische Rahmenbedingungen gegeben sein müssen. Erste Projekte müssen demnach ***onshore sowie offshore*** 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)[25] von 6 und 7 an. ***Dieses modulare Vorgehen ist robust, da durch die Punkt-zu-Punkt-Verbindung netztechnisch stets eine Rückfallebene besteht***.

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.

25 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

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/ZwM.

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.

Für

- neue Projekte und Maßnahmen, die über den BBP 2021 hinausgehen,
- Maßnahmen, die gegenüber dem 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 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 Prüfbegehren 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.[26] 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.

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.

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

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). ***Zur Leistungsflussteuerung können darüber hinaus eine Vielzahl von technologisch gleichwertigen Alternativen eingesetzt werden.*** Sie dienen der Optimierung der Auslastung des Bestandsnetzes, indem freie Kapazitäten auf AC-Bestandsleitungen genutzt werden.

5.2.1 Innovationen in der Systemführung [27]

Im Bereich **Innovationen in der Systemführung** haben die ÜNB zusammen mit fünf Verteilnetzbetreibern (VNB), sechs Institutionen aus der Wissenschaft und zwei Herstellern das Verbundforschungsprojekt **InnoSys 2030** aufgesetzt, das zum 01.10.2018 gestartet ist und bis Ende 2021 abschließen wird. 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 dieser Konzepte sind einerseits Elemente zur aktiven Leistungsflusssteuerung (siehe oben) und andererseits Aspekte einer (teil-)automatisierten Systemführung. Diese Konzepte sehen eine kurative als Ergänzung zur derzeit verfolgten präventiven Betriebsweise von Betriebsmitteln und Anlagen vor. Dieser Ansatz ermöglicht eine verbesserte Nutzung der Kapazitäten im Höchstspannungsnetz, da eine kurzeitige Höherauslastung von Stromkreisen nach einem Fehlerfall zugelassen werden kann. Durch den kurativen Einsatz wird die Auslastung wieder in einen dauerhaft zulässigen Bereich zurückgeführt. Dies erfordert allerdings nicht nur eine noch stärkere Automatisierung der Prozesse bei den Netzbetreibern, sondern auch eine Automatisierung und Digitalisierung der Prozesse bei einer großen Anzahl an Erzeugern und Verbrauchern, um deren Flexibilität im Fehlerfall 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 Konzept, das auch im Rahmen von InnoSys 2030 untersucht wird, ist der Einsatz sogenannter **Netzbooster**. Auch hier ist das Ziel, die Höherauslastung von Bestandsleitungen durch die im Fehlerfall nachgelagerte Zuschaltung von strategisch günstig positionierten Lasten und Erzeugungsanlagen (z. B. großen Batterien) zu ermöglichen (zur weiteren Definition siehe die Steckbriefe der Projekte P365, P430 und P510).

Der großflächige Einsatz von Netzboostern erfordert 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) bei der Zielnetzentwicklung ebenfalls nicht explizit, sondern nur implizit berücksichtigt (siehe nachfolgend Kapitel 5.2.2). Perspektivisch stellt die Technologie jedoch eine Möglichkeit dar, zukünftig das mit den Zielnetzen verbleibende Redispatchvolumen zu verringern. Im Zuge des vorhergehenden NEP 2030 (2019) haben die ÜNB daher erste Pilotprojekte konzipiert und deren Nutzen im Rahmen von Redispatch-Berechnungen untersucht. Im NEP 2035 (2021) enthalten sind die von der BNetzA bestätigten Netzbooster-Pilotprojekte sowie ein weiterer Netzbooster.

27 Das Kapitel 5.2.1 wurde nahezu vollständig neu in den zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021) aufgenommen. Um die Lesbarkeit zu erleichtern, wurde auf eine kursive Schriftweise verzichtet.

Im Rahmen des Verbundforschungsprojektes InnoSys 2030 werden folgende unterschiedliche Technologien für einen kurativen Einsatz untersucht und bewertet:

- kurativer HGÜ Einsatz,
- kurativer Einsatz weiterer leistungsflusssteuernden Betriebsmitteln wie z. B. Querregeltransformatoren (PST),
- kurativer Kraftwerkseinsatz,
- kurativer Einsatz von Flexibilität aus dem Verteilnetz,
- kurativer Einsatz von Topologieschaltmaßnahmen sowie
- kurativer Einsatz der Netzbooster.

Dabei wird unter Berücksichtigung der Potenziale und verschiedener Randbedingungen aufgezeigt, inwieweit die Konzepte zu einer Reduktion der erforderlichen Redispatchmengen beitragen können. Zu den Randbedingungen gehören unter anderem die Annahmen zur temporären Höherauslastung von Betriebsmitteln im Übertragungsnetz.

Im Rahmen der Optimierung werden der Einsatz der PSTs sowie der HGÜ bereits während des Netzentwicklungsprozesses präventiv berücksichtigt. Im vorliegenden zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021) werden darüber hinaus neben den kurativen Potenzialen der Netzbooster auch die kurativen Potenziale von HGÜ und PST in Kombination mit präventiven Maßnahmen genauer untersucht.

Die Analysen der Netzbooster-Pilotprojekte, HGÜ und PST zeigen, dass je nach Netzausbauzustand und Szenario durch den kurativen Einsatz dieser Maßnahmen die verbliebenen Redispatchvolumina im Netz weiter reduziert werden können.

Die Höherauslastung des Netzes im Grundfall setzt bereits eine gewisse thermische Reserve der Netzelemente, insbesondere der Leitungen, voraus. Je weniger stark das Netz ausgebaut ist (ältere Betriebsmittel, kleinere Bündelzahl, schwächere Trassierung, niedrigere Spannungsebene (220 statt 380 kV)), desto eingeschränkter ist das Potenzial kurativer Maßnahmen. Bei einem weniger stark ausgebauten Netz wirken daher die kurativen Maßnahmen aufgrund der geringeren Bemessungsgrenzwerte und des damit geringeren Potenzials zur temporären Höherauslastung der Betriebsmittel zunächst begrenzt. Mit jedem weiteren Schritt Richtung Energiewende durch die Realisierung von Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen sowie der Erhöhung der thermischen Kapazität des Netzes können die Potenziale der kurativen Maßnahmen weiter erhöht werden.

Nach derzeitigen Kenntnisstand zeigen die bisherigen Berechnungsergebnisse, dass durch den koordinierten kurativen Einsatz von HGÜs und PSTs sowie Netzbooster-Pilotanlagen im Zielnetz das verbliebene präventive Redispatchvolumen (siehe Abbildung 53) je nach Ausbauzustand des Netzes und des zu betrachtenden energiewirtschaftlichen Szenarios zwischen 40 % und 60 % reduziert werden kann. Je nach Ausgestaltung der Betriebsführungskonzepte, Berücksichtigung der Stabilitätsaspekte sowie Betrachtung weiterer Netzboosteranlagen im Netz kann sich dieses Potenzial ändern.

Neben der Entwicklung der kurativen Technologien und Methodiken sind auch entsprechende Rahmenbedingungen zu schaffen. Beispielsweise ist die Einsatzdauer des Netzbooster durch dessen Batteriekapazität limitiert. Für die Ablösung des Netzboosters müssen daher geeignete Maßnahmen zur Verfügung stehen. Darüber hinaus muss sichergestellt sein, dass das kurative Einsatzkonzept mit den Richtlinien auf europäischer Ebene vereinbar ist.

Somit hilft der kurative Einsatz innovativer Maßnahmen in den Jahren zwischen 2025 und 2040, die Zeit bis zur Inbetriebnahme der bestätigten Netzausbauprojekte zu überbrücken und darüber hinaus auf lange Sicht die Übertragungskapazität des Stromnetzes zu erhöhen.

Sobald entsprechende Erkenntnisse vorliegen, werden die ÜNB über das Ergebnis der Prüfung des Einsatzes von neuen Technologien als Pilotprojekte berichten (vgl. § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 3c EnWG, § 5 BBPlG).

5.2.2 Wege zu einem bedarfsgerechten Netz

Bei der Ermittlung des Netzoptimierungs-, -verstärkungs- und –ausbaubedarfs in den Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 ***und B 2040*** (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.

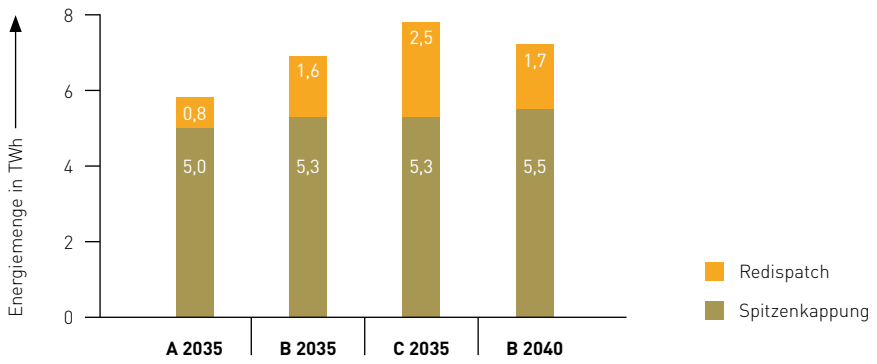
Zum Teil ist die Berücksichtigung von Innovationen bereits sehr konkret erfolgt, beispielsweise durch die Höheraus-lastung von gewissen Leitungen im (n-1)-Fall mit bis zu 4.000 A. Darüber hinaus wurden die von der BNetzA in den vorherigen Netzentwicklungsplänen bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen auch in diesem NEP in das AC-Netz eingebaut, um die Leistungsflüsse auf den vorhandenen bzw. in der Netzplanung bereits berücksichtigten AC-Leitungen zu opti-mieren. 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, C 2035 ***und B 2040*** 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 ***in Kapitel 5.2.1 beschriebenen Innovationen einer (teil)automatisierten Systemführung mit kurativem Einsatz der Netzbetriebsmittel***, 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 ***1,6*** TWh, im Szenario C 2035 von 2,5 TWh ***sowie im Szenario B 2040 von 1,7 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 Netz-engpässen getriggert wird, ist allerdings fraglich. Sollte dies nicht der Fall sein, ist zu erwarten, dass die EE-Leistungs-spitzen zu nennenswerten Teilen durch Engpässe im Übertragungsnetz abgeregelt werden müssen. Das Volumen der Spitzenkappung lag im Szenario A 2035 bei 5,0 TWh, ***in den Szenarien*** B 2035 ***und C 2035*** bei 5,3 TWh ***sowie im Szenario B 2040 bei 5,5 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, C 2035 ***und B 2040***.

Abbildung 53: Spitzenkappung und verbleibender Redispatch mit den Zielnetzen 2035 und 2040



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Des Weiteren wurden bei allen Analysen im NEP 2035 (2021) ein durchschnittliches Wetterjahr, durchschnittliche Nicht-verfügbarkeiten von Kraftwerken sowie keine planmäßige Nichtverfügbarkeit von Netzelementen unterstellt. Aufgrund der erheblichen Abhängigkeit der Redispatch-Volumina von außergewöhnlichen stochastischen Ereignissen wie ex-tremen 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 zugrunde liegenden energiepolitischen Rahmenbedingungen entsprechend anzupassen. Anderenfalls würden wegen des fehlenden Netzausbaus entsprechend höhere Volumina an Netzeingriffen wie Redispatch und Einspeisemanagement anfallen – mit den damit verbundenen Kosten.

5.3 Netzanalysen

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

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

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

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. ***In Kapitel 5.5 werden*** die Ergebnisse entsprechender Analysen auf Basis des Szenarios B 2035 ***dargestellt***. ***Die entsprechenden Kapazitäten an spannungssenkender, spannungshebender und dynamischer Blindleistungsbereitstellung wurden in den Gesamtkosten der Szenarien 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/ZwQ.

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 hinausgehende 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. Das 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 knapp ***3.500*** km auf insgesamt rund ***6.100* 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 ***3.000*** km, davon rund ***850*** km an Zu-/Umbeseilungen und ***2.150*** km Neubau in bestehenden Trassen (ausschließlich Ersatzneubau). Hinzu kommen rund ***640*** km an AC-Netzausbaumaßnahmen in neuer Trasse. Der Umfang an DC-Netzverstärkungen beträgt rund 340 km. Hinzu kommen rund ***2.130*** km an DC-Netzausbaumaßnahmen. Rund 120 km der AC-Maßnahmen sowie ***60*** km der DC-Maßnahmen betreffen Interkonnektoren.

Die Startnetzmaßnahmen sind in den Tabellen 28 bis 32 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 *39* Mrd. €**. Sie liegen damit insbesondere wegen der erstmaligen Berücksichtigung der DC-Maßnahmen im Startnetz um ***26,5*** 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 54: Deutsches Höchstspannungsnetz mit Startnetz *

Deutschland
Niederlande
Luxemburg
Österreich
Hamburg
Berlin
Potsdam
Hannover
Bremen
Leipzig
Dresden
Frankfurt am Main
Nürnberg
München
Köln
Düsseldorf
Stuttgart
Mannheim
Karlsruhe
Magdeburg
Schwerin
Rostock
Kiel
Lübeck
Wolfsburg
Braunschweig
Erfurt
Jena
Kassel
Paderborn
Bielefeld
Münster
Aachen
Trier
Saarbrücken
Regensburg
Ingolstadt
Augsburg
Ulm
Tübingen
Freiburg
Basel
Zürich
Innsbruck
Salzburg
Linz
Prag
Pilsen
Karlsbad
Aussig
Most
Mladá Boleslav
Reichenberg
Tábor
Písek
Budweis
Český Krumlov
Passau
Wels
Steyr
Stralsund
Greifswald
Swinemünde
Stettin
Szczecin
Frankfurt
Cottbus
Chemnitz
Zwickau
Halle
Magdeburg
Dessau-Roßlau
Potsdam
Oranienburg
Neuruppin
Neubrandenburg
Neustrelitz
Celle
Hildesheim
Hameln
Minden
Osnabrück
Oldenburg
Emden
Leer
Groningen
Leeuwarden
Zwolle
Amsterdam
Eindhoven
Lüttich
Aachen
Metz
Nancy
Épinal
Colmar
Mulhouse
Belfort
Besançon
Vesoul
Konstanz
Sankt Gallen
Kempten
Rosenheim
Landshut
Straßburg
Karlsruhe
Mainz
Wiesbaden
Würzburg
Bayreuth
Amberg
Ingolstadt
Aalen
Fulda
Gießen
Marburg
Kaiserslautern
Saarbrücken
Sonderburg
Flensburg
Husum
Schleswig
Rendsburg
Neumünster
Cuxhaven
Bremerhaven
Aurich
Emden
Lüneburg
Wismar
Rostock
Stralsund
Greifswald
Swinemünde
Stettin
Szczecin
Gryfino
Stargard
Kostrzyn nad Odrą
Frankfurt
Cottbus
Chóśebuz
Hoyerswerda
Wojerecy
Bautzen
Budyšin
Žary
Reichenberg
Liberec
Most
Aussig
Mladá Boleslav
Karlsbad
Cheb
Prag
Pilsen
Příbram
Tábor
Písek
Budweis
Český Krumlov
Passau
Linz
Wels
Steyr
Salzburg
Innsbruck
Landshut
Regensburg
Straubing
Ingolstadt
Augsburg
Ulm
Kempten
Rosenheim
Freising
Landshut
Tübingen
Freiburg
Basel
Konstanz
Sankt Gallen
Zürich
Mülhausen
Belfort
Besançon
Vesoul
Épinal
Colmar
Metz
Nancy
Straßburg
Karlsruhe
Mannheim
Saarbrücken
Kaiserslautern
Mainz
Wiesbaden
Frankfurt am Main
Würzburg
Bayreuth
Amberg
Nürnberg
Fulda
Gießen
Marburg
Kassel
Paderborn
Bielefeld
Münster
Osnabrück
Emden
Oldenburg
Leer
Groningen
Leeuwarden
Zwolle
Amsterdam
Eindhoven
Lüttich
Aachen
Trier
Saarbrücken
Metz
Nancy
Épinal
Colmar
Mulhouse
Belfort
Besançon
Vesoul
Konstanz
Sankt Gallen
Zürich
Innsbruck
Salzburg
Linz
Wels
Steyr
Passau
Budweis
Český Krumlov
Písek
Tábor
Příbram
Pilsen
Prag
Karlsbad
Cheb
Aussig
Most
Mladá Boleslav
Reichenberg
Liberec
Žary
Bautzen
Budyšin
Hoyerswerda
Wojerecy
Cottbus
Chóśebuz
Frankfurt
Stettin
Szczecin
Gryfino
Stargard
Kostrzyn nad Odrą
Landsberg
Neubrandenburg
Neustrelitz
Neuruppin
Oranienburg
Eberswalde
Strausberg
Potsdam
Berlin
Magdeburg
Dessau-Roßlau
Halle
Leipzig
Weißenfels
Zwickau
Chemnitz
Dresden
Jena
Erfurt
Kassel
Göttingen
Hildesheim
Hameln
Minden
Osnabrück
Celle
Neustadt am Rübenberge
Braunschweig
Wolfsburg
Lüneburg
Hamburg
Schwerin
Rostock
Wismar
Güstrow
Neubrandenburg
Stralsund
Greifswald
Swinemünde
Stettin
Szczecin
Goleniów
Gryfino
Stargard
Kostrzyn nad Odrą
Landsberg

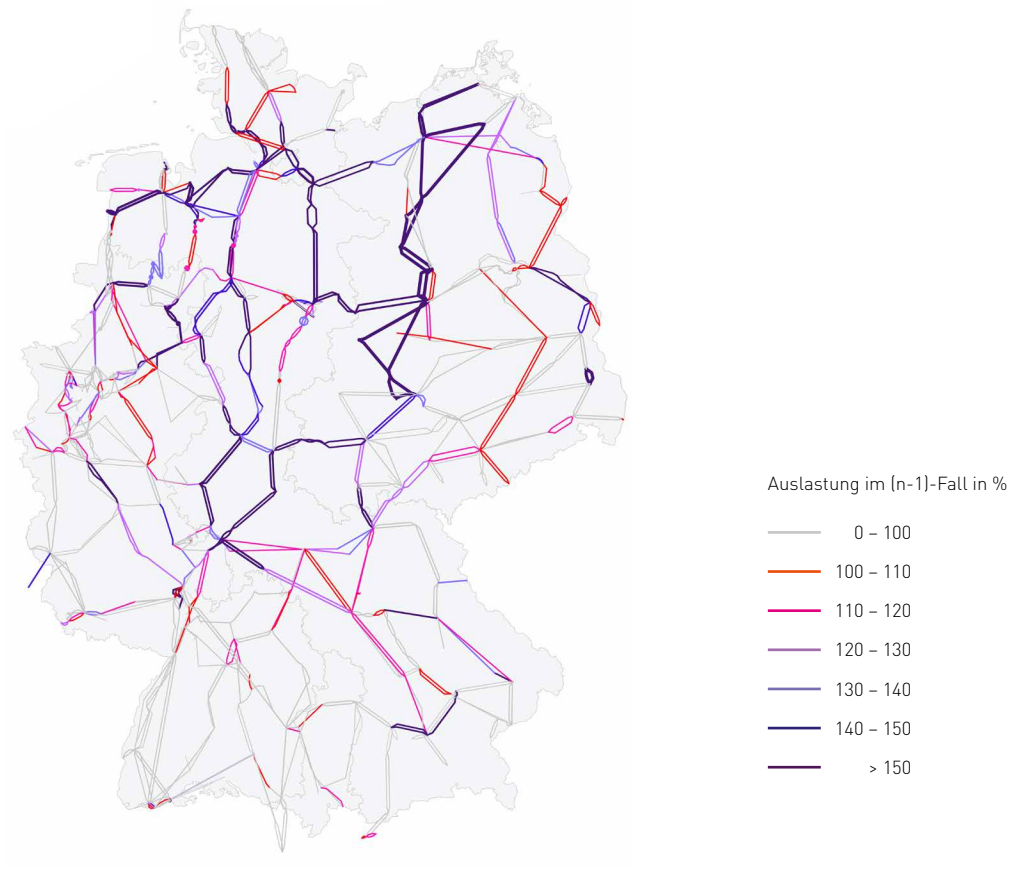
5.3.3 Ergebnisse der Netzanalysen des Startnetzes bei Ausfall eines Netzelements

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

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

In der folgenden Abbildung 55 sind die maximalen Auslastungen je Stromkreis des Startnetzes bei beispielhaftem Ausfall eines Netzelements – auch (n-1)-Fall genannt – im Marktszenario B 2035 dargestellt.

Abbildung 55: 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

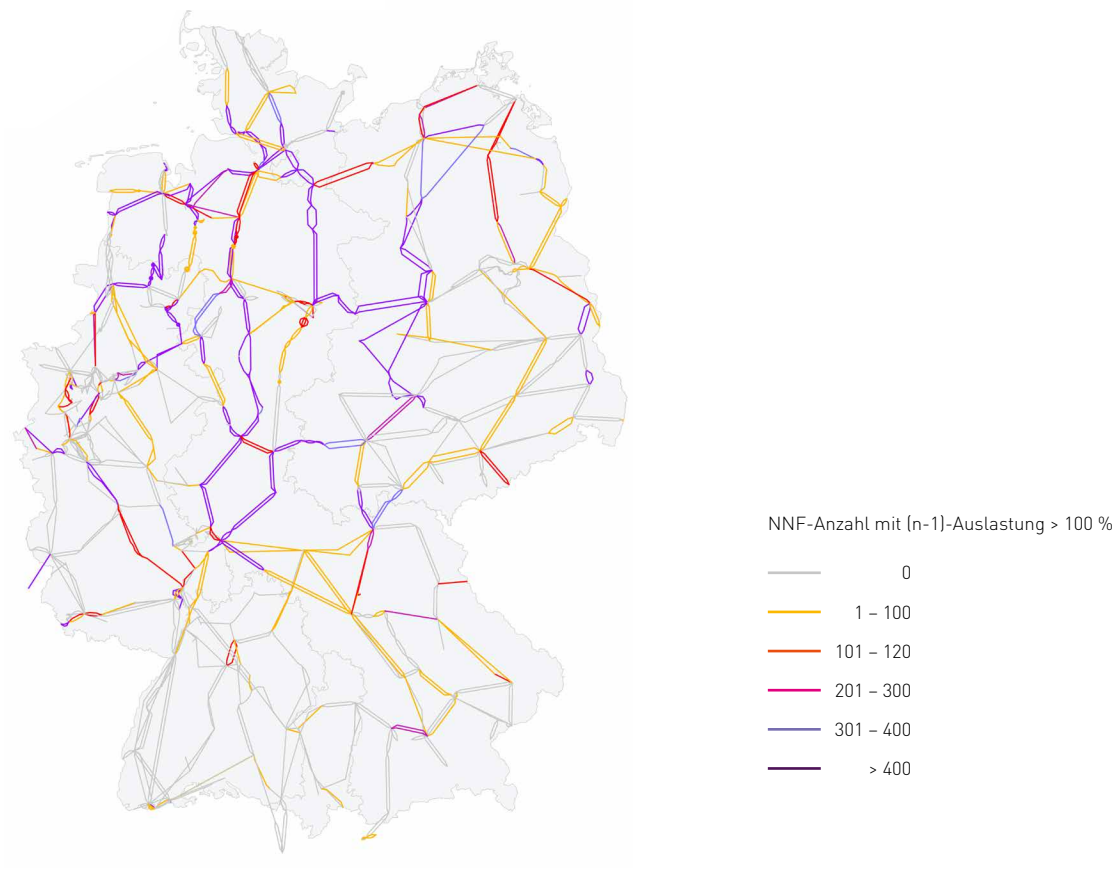


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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

Die maximale Auslastung der Leitungen im (n-1)-Fall beträgt über *730* %.

Abbildung 56: 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 56 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.

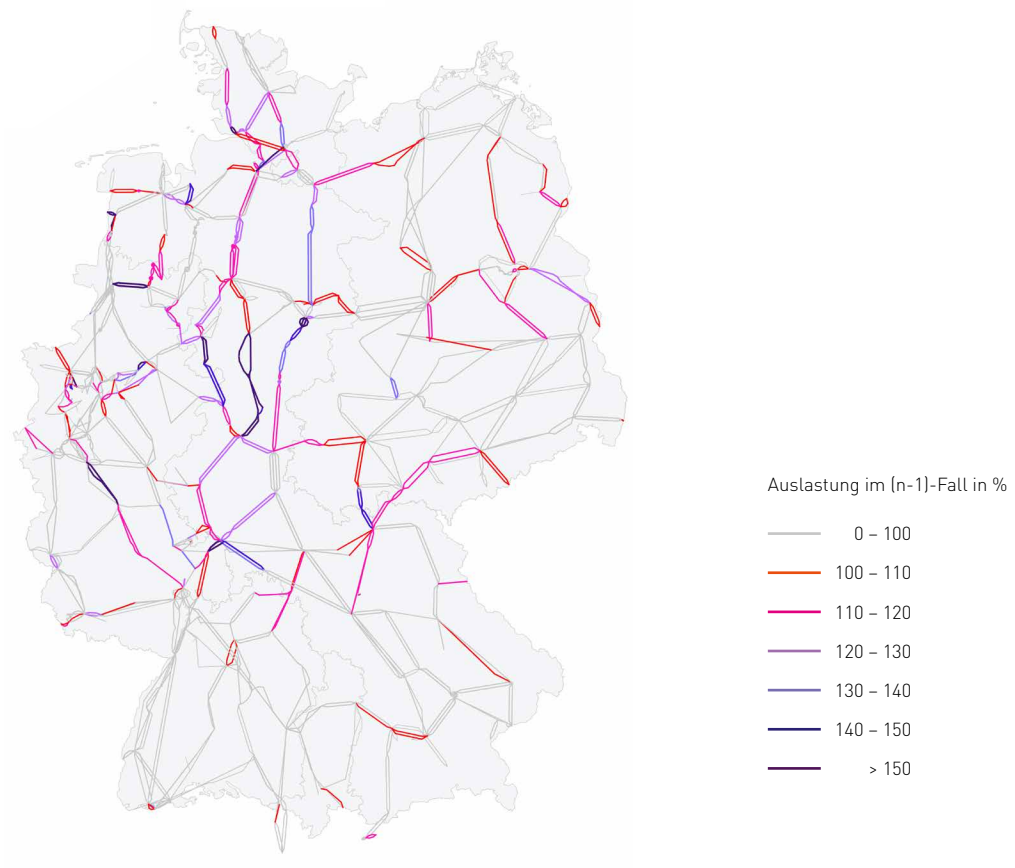
Die Abbildungen 55 und 56 zeigen, dass zusätzlich zum Startnetz weitere Maßnahmen notwendig sind. Durch einen weiteren bedarfsgerechten Netzausbau werden die in den Szenarien des NEP 2035 (2021) vorgegebenen Übertragungsaufgaben gelöst.

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 *BBP 2021* enthaltenen Maßnahmen.

Abbildung 57: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) eines gesamten Jahres im BBP-Netz

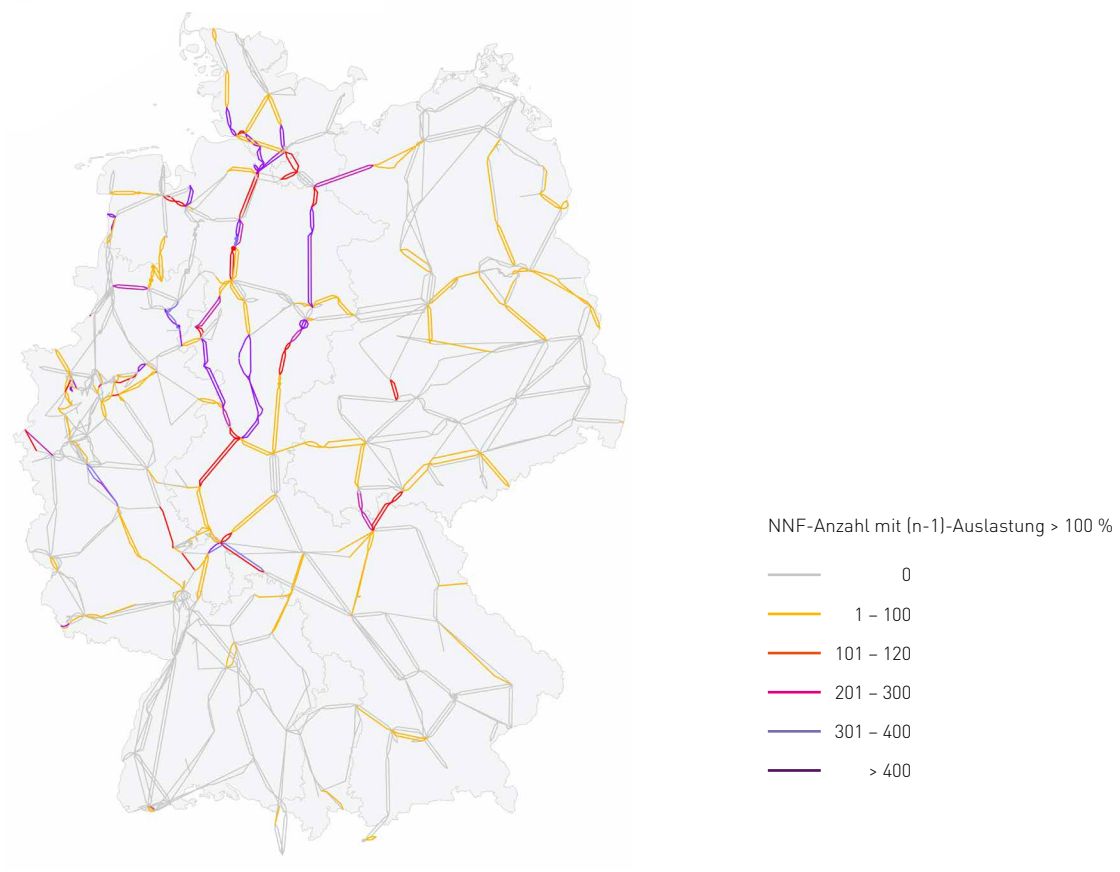


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 57 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 farbig 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 58: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) eines gesamten Jahres im BBP-Netz



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Fazit: Die Abbildungen 57 und 58 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 21 zu entnehmen.

Tabelle 21: Übersicht über die im NEP angenommene Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie und die Netzverknüpfungspunkte

Bundesland	Netzverknüpfungspunkt	Spannungs-ebene 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	***bereits in Betrieb***
Nordrhein-Westfalen	Westerkappeln**	380	2.000	2.000	2.000	2.000	vrs. 2030
Nordrhein-Westfalen	Suchraum Zensenbusch**	380	1.250	1.250	1.250	2.000	vrs. 2034
Nordrhein-Westfalen	Rommerskirchen	380	0	0	0	2.000	vrs. 2035
Nordrhein-Westfalen	Oberzier	380	0	0	0	2.000	vrs. 2035
Niedersachsen	Garrel/Ost	380	900	900	900	900	vrs. 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	***bereits in Betrieb***
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	vrs. 2029
Niedersachsen	Wehrendorf **	380	2.000	2.000	2.000	2.000	vrs. 2030
Niedersachsen	Wilhelmshaven 2	380	2.000	2.000	2.000	2.000	vrs. 2030
Niedersachsen	***Suchraum*** Rastede	380	2.000	2.000	4.000	5.250	vrs. 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).

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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

5.3.6 Szenarien

Wie in Kapitel 4 beschrieben, erzeugt die Marktsimulation für jede der 8.760 Stunden eines Jahres einen individuellen Netznutzungsfall (NNF). So wird für jede Stunde eines Szenarios die kostengünstigste Möglichkeit zur Deckung des Energiebedarfs unter Berücksichtigung der Vorrangregelung der erneuerbaren Energien ermittelt. Im Rahmen des NEP 2035 (2021) werden insgesamt vier Szenarien analysiert, die in Kapitel 2 näher beschrieben werden. Dabei dient das Szenario B 2040 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_2_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/ZwM.

Szenario A 2035

Tabelle 22: 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	***24,7*** GW	111,0 TWh	***97,8*** TWh
Summe	109,5 GW	***61,9*** GW	292,1 TWh	***189,0*** TWh

DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)		**Interkonnektoren (deutscher Anteil) – *ohne Interkonnektoren aus Kapitel 5.4***	
Länge	***3.430 km***	Länge	***235 km*** AC und ***260 km*** DC
Übertragungskapazität	16 GW		

AC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)		**DC / AC-Netzverstärkung (inkl. Startnetz)**	
Länge	1.020 km	Länge	***7.240 km*** incl. ***2.400 km*** Stromkreisauflagen / Umbeseilungen

Investitionsvolumen inkl. Startnetz: *75* 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 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

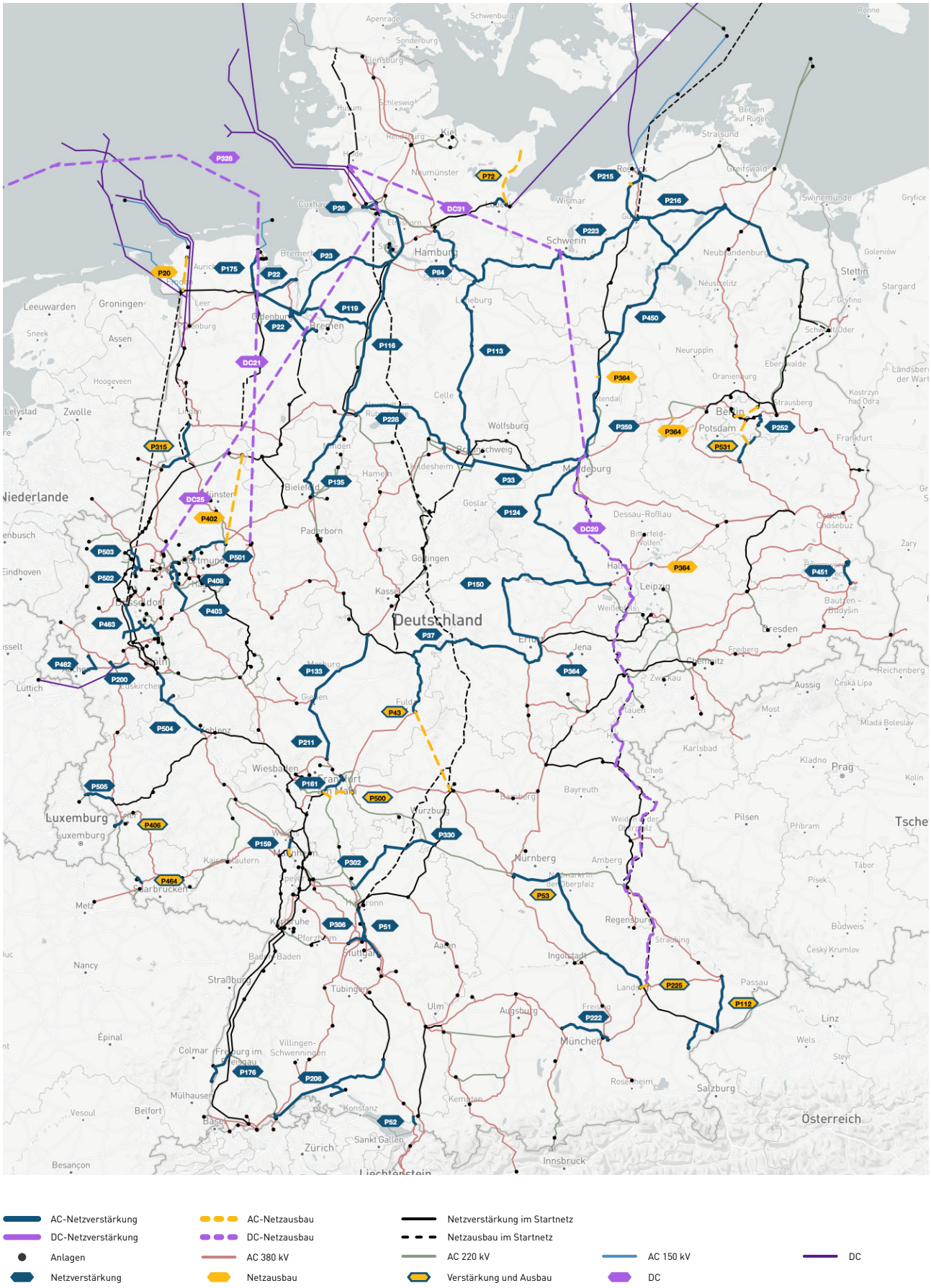
Außerdem sind im Szenario A 2035 neben den AC-Ausbaumaßnahmen des BBP 2021, die allesamt erforderlich sind, weitere ***rund 590 km an*** AC-Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen erforderlich.

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 59 sind die Projekte und Maßnahmen des Szenarios A 2035 dargestellt. In Tabelle 33 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_2_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.

Abbildung 59: Szenario A 2035/alle Leitungsprojekte*


Deutschland
Niederlande
Luxemburg
Österreich
Hamburg
Berlin
Hannover
Leipzig
Dresden
Nürnberg
München
Frankfurt
Stuttgart
Köln
Prag
Kiel
Schwerin
Magdeburg
Potsdam
Erfurt
Wiesbaden
Mainz
Saarbrücken
Karlsruhe
Regensburg
Augsburg
Ulm
Würzburg
Bremen
Osnabrück
Münster
Paderborn
Kassel
Göttingen
Braunschweig
Wolfsburg
Hildesheim
Celle
Lüneburg
Rostock
Stralsund
Greifswald
Wismar
Schwerin
Neubrandenburg
Stettin
Swinemünde
Leeuwarden
Groningen
Assen
Zwolle
Eindhoven
Luttich
Aachen
Metz
Nancy
Straßburg
Basel
Zürich
Innsbruck
Salzburg
Linz
Passau
Pilsen
Brno
Wien
Budapest
Bayreuth
Amberg
Ingolstadt
Landshut
Freising
Rosenheim
Kempten
Konstanz
Sankt Gallen
Liechtenstein
Tübingen
Villingen-Schwenningen
Freiburg im Breisgau
Colmar
Épinal
Mülhausen
Belfort
Besançon
Vesoul
Karlsruhe
Pforzheim
Baden-Baden
Heilbronn
Fulda
Gießen
Koblenz
Trier
Aachen
Bielefeld
Hameln
Hildesheim
Goslar
Halle
Jena
Chemnitz
Zwickau
Freiberg
Cottbus
Frankfurt
Strausberg
Eberswalde
Neuruppin
Oranienburg
Stendal
Dessau-Roßlau
Bitterfeld-Wolfen
Weißenfels
Gotha
Bautzen
Görlitz
Zittau
Aussig
Most
Mladá Boleslav
Karlsbad
Cheb
Kladno
Plzeň
Příbram
Písek
Tábor
Budweis
Český Krumlov
Linz
Wels
Steyr
Passau
Straubing
Landshut
Ingolstadt
Amberg
Weiden in der Oberpfalz
Regensburg
Bayreuth
Bamberg
Würzburg
Aschaffenburg
Darmstadt
Mainz
Wiesbaden
Koblenz
Trier
Saarbrücken
Metz
Nancy
Épinal
Colmar
Mülhausen
Belfort
Vesoul
Besançon
Basel
Zürich
Sankt Gallen
Konstanz
Innsbruck
Salzburg
Kempten
Rosenheim
Freising
Augsburg
Ulm
Tübingen
Stuttgart

Szenario B 2035

Tabelle 23: 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	***26,7*** GW	119,2 TWh	***106,0*** TWh
Summe	116,8 GW	***67,0*** GW	313,7 TWh	***206,8*** TWh

DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)		**Interkonnektoren (deutscher Anteil) – *ohne Interkonnektoren aus Kapitel 5.4***	
Länge	***3.430 km***	Länge	***235 km*** AC und ***260 km*** DC
Übertragungskapazität	16 GW		

AC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)		**DC / AC-Netzverstärkung (inkl. Startnetz)**	
Länge	1.020 km	Länge	***7.240 km*** incl. ***2.400 km*** Stromkreisauflagen / Umbeseilungen

Investitionsvolumen inkl. Startnetz: *74,5* 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 BBP 2021 enthalten sind:

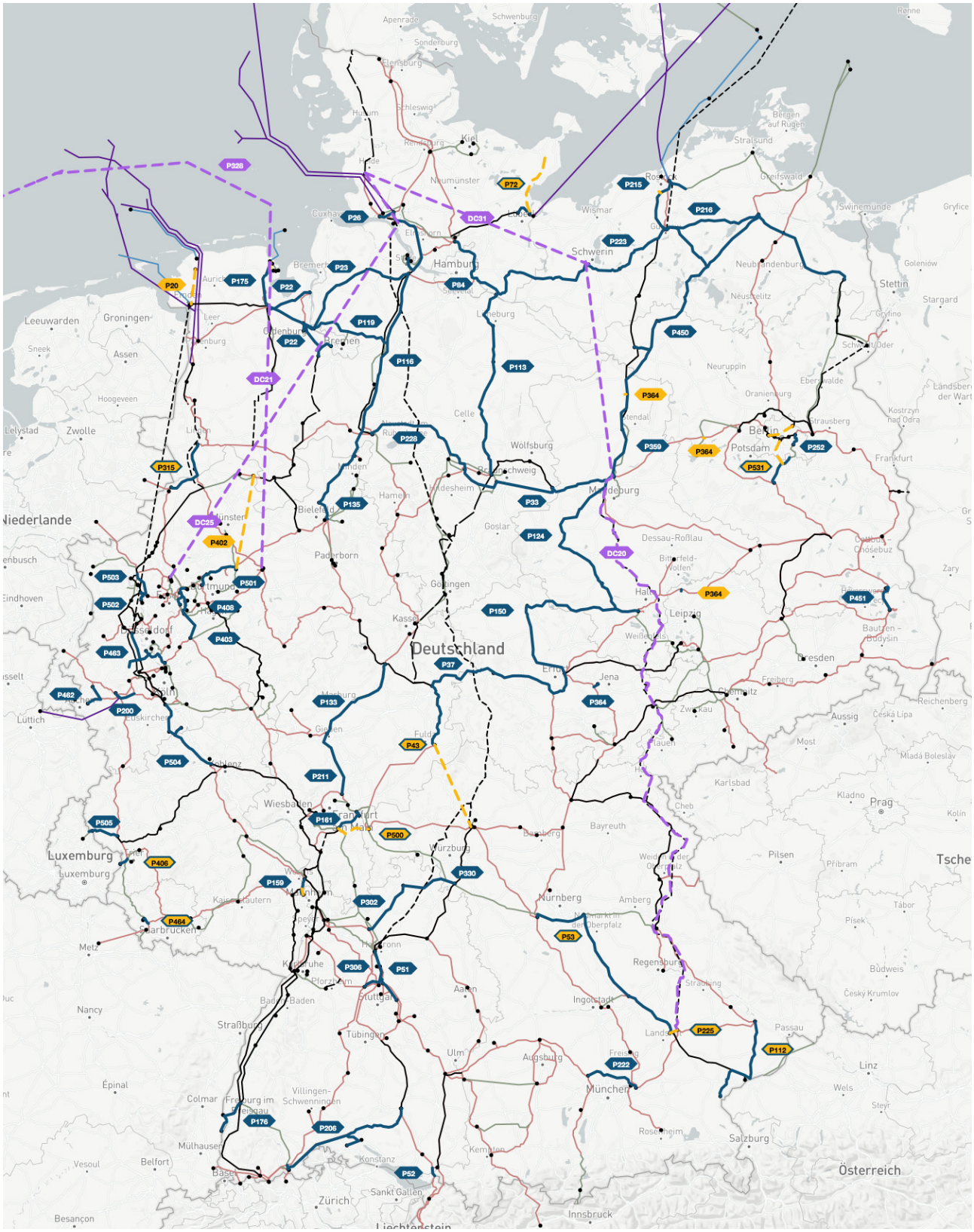
- HGÜ-Verbindung DC20 (BBP Nr. 5a) 2 GW Klein Rogahn – Isar
- HGÜ-Verbindung DC21 (BBP Nr. 49) 2 GW Wilhelmshaven 2 – Uentrop
- HGÜ-Verbindung DC25 (BBP Nr. 48) 2 GW Heide / West – Polsum
- HGÜ-Verbindung DC31 2 GW Heide / West – Klein Rogahn

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

Gegenüber dem 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 23) steigt die installierte Leistung an Wind on- und offshore gegenüber dem Szenario B 2030 des NEP 2030 (2019) von 51,7 GW um ***15,3*** GW auf jetzt ***67,0*** GW an. Die damit einhergehende Stromerzeugung aus Wind on- und offshore steigt von 153,3 TWh um ***über 50 TWh*** auf ***206,8*** TWh an.

In der folgenden Abbildung 60 sind die Projekte und Maßnahmen des Szenarios B 2035 dargestellt. In Tabelle 33 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_2_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.

Abbildung 60: Szenario B 2035/alle Leitungsprojekte*


Deutschland
Niederlande
Luxemburg
Österreich
Hamburg
Berlin
Hannover
Leipzig
Dresden
Frankfurt
Nürnberg
München
Stuttgart
Köln
Essen
Kiel
Rostock
Schwerin
Magdeburg
Potsdam
Erfurt
Wiesbaden
Saarbrücken
Mainz
Düsseldorf
Bremen
Prag
Zürich
Basel
Salzburg
Innsbruck
Linz
Passau
Regensburg
Ingolstadt
Augsburg
Ulm
Karlsruhe
Mannheim
Würzburg
Bayreuth
Kassel
Göttingen
Hildesheim
Braunschweig
Wolfsburg
Celle
Lüneburg
Osnabrück
Münster
Paderborn
Bielefeld
Aachen
Koblenz
Trier
Metz
Nancy
Straßburg
Colmar
Mulhouse
Belfort
Besançon
Vesoul
Épinal
Zwolle
Groningen
Leeuwarden
Eindhoven
Luttich
Aalborg
Sonderborg
Flensburg
Husum
Schleswig
Neumünster
Cuxhaven
Emden
Leer
Oldenburg
Bremerhaven
Stralsund
Rostock
Wismar
Greifswald
Swinemünde
Stettin
Neubrandenburg
Neuruppin
Oranienburg
Eberswalde
Frankfurt
Cottbus
Dresden
Leipzig
Halle
Dessau-Roßlau
Magdeburg
Wolfsburg
Braunschweig
Hannover
Hamburg
Lübeck
Kiel
Prag
Pilsen
Brno
Linz
Wels
Salzburg
Innsbruck
Zürich
Sankt Gallen
Konstanz
Basel
Karlsruhe
Mannheim
Heidelberg
Frankfurt
Wiesbaden
Mainz
Koblenz
Bonn
Köln
Essen
Düsseldorf
Münster
Osnabrück
Bremen
Hamburg
Lübeck
Rostock
Stralsund
Greifswald
Swinemünde
Stettin
Szczecin
Gdańsk
Gdynia
Sopot
Danzig
Kopenhagen
Malmö
Aalborg
Esbjerg
Sonderborg
Flensburg
Husum
Schleswig
Kiel
Neumünster
Cuxhaven
Emden
Leer
Oldenburg
Bremerhaven

Szenario C 2035

Tabelle 24: 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	***30,7*** GW	135,5 TWh	***122,3*** TWh
Summe	124,9 GW	***70,2*** GW	338,0 TWh	***220,6*** TWh

DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)		**Interkonnektoren (deutscher Anteil) – *ohne Interkonnektoren aus Kapitel 5.4***	
Länge	***3.960 km***	Länge	***235 km*** AC und ***260 km*** DC
Übertragungskapazität	18 GW		

AC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)		**DC / AC-Netzverstärkung (inkl. Startnetz)**	
Länge	1.020 km	Länge	***7.365 km*** incl. ***2.400 km*** Stromkreisauflagen / Umbeseilungen

Investitionsvolumen inkl. Startnetz: ***79 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 BBP 2021 enthalten sind:

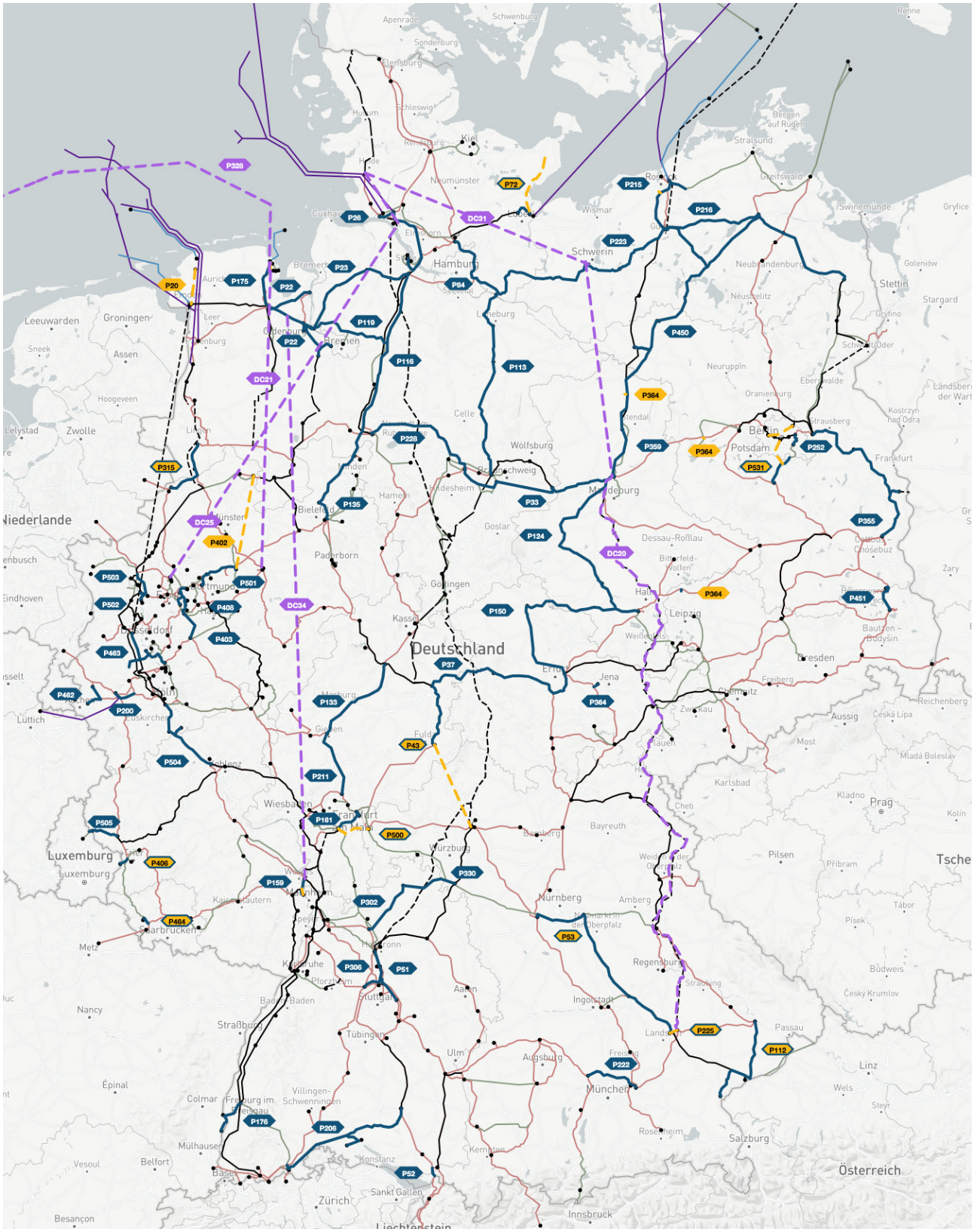
- HGÜ-Verbindung DC20 (BBP Nr. 5a) 2 GW Klein Rogahn – Isar
- HGÜ-Verbindung DC21 (BBP Nr. 49) 2 GW Wilhelmshaven 2 – Uentrop
- HGÜ-Verbindung DC25 (BBP Nr. 48) 2 GW Heide / West – Polsum
- HGÜ-Verbindung DC31 2 GW Heide / West – Klein Rogahn
- HGÜ-Verbindung DC34 2 GW ***Suchraum*** Rastede – Bürstadt

Außerdem sind im Szenario C 2035 neben den AC-Ausbaumaßnahmen 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 61 sind die Projekte und Maßnahmen des Szenarios C 2035 dargestellt. In Tabelle 33 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_2_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.

Abbildung 61: Szenario C 2035/alle Leitungsprojekte*


Deutschland
Niederlande
Luxemburg
Österreich
Tsche
Hamburg
Berlin
Hannover
Bremen
Dortmund
Köln
Frankfurt
Leipzig
Dresden
Nürnberg
München
Stuttgart
Karlsruhe
Mannheim
Magdeburg
Potsdam
Schwerin
Rostock
Kiel
Lübeck
Wolfsburg
Braunschweig
Göttingen
Kassel
Erfurt
Jena
Chemnitz
Zwickau
Regensburg
Augsburg
Ulm
Würzburg
Bayreuth
Aachen
Trier
Saarbrücken
Mainz
Wiesbaden
Paderborn
Bielefeld
Münster
Osnabrück
Oldenburg
Leeuwarden
Groningen
Zwolle
Eindhoven
Luxemburg
Metz
Nancy
Épinal
Colmar
Mulhouse
Belfort
Besançon
Basel
Zürich
Sankt Gallen
Innsbruck
Salzburg
Linz
Passau
Prag
Pilsen
Aussig
Dessau-Roßlau
Halle
Leipzig
Cottbus
Frankfurt
Stuttgart
Tübingen
Ingolstadt
Landshut
Freiburg im Breisgau
Villingen-Schwenningen
Konstanz
Kempten
Rosenheim
Straßburg
Baden-Baden
Pforzheim
Heilbronn
Aalen
Amberg
Weiden in der Oberpfalz
Bamberg
Fulda
Gießen
Koblenz
Trier
Saarbrücken
Kaiserslautern
Worms
Wismar
Stralsund
Greifswald
Swinemünde
Neubrandenburg
Neuruppin
Oranienburg
Eberswalde
Strausberg
Frankfurt
Cottbus
Bautzen
Görlitz
Zittau
Freiberg
Reichenberg
Liberec
Česká Lípa
Most
Mladá Boleslav
Karlsbad
Cheb
Kladno
Kolín
Příbram
Tábor
Písek
Budweis
Český Krumlov
Wels
Steyr
Rosenheim
Straubing
Landshut
Freising
Augsburg
Kempten
Innsbruck
Sankt Gallen
Konstanz
Villingen-Schwenningen
Freiburg im Breisgau
Mulhouse
Belfort
Vesoul
Besançon
Épinal
Colmar
Nancy
Metz
Luxembourg
Luxembourg
Luttich
Eindhoven
Nijmegen
Arnhem
Apeldoorn
Zwolle
Hoogeveen
Assen
Groningen
Leeuwarden
Sneek
Lelystad
Emden
Leer
Aurich
Cuxhaven
Bremerhaven
Wilhelmshaven
Osnabrück
Bielefeld
Paderborn
Hamm
Hagen
Wuppertal
Düsseldorf
Duisburg
Essen
Bochum
Dortmund
Köln
Bonn
Koblenz
Trier
Mainz
Wiesbaden
Frankfurt am Main
Darmstadt
Mannheim
Karlsruhe
Pforzheim
Stuttgart
Heilbronn
Würzburg
Aschaffenburg
Fulda
Kassel
Göttingen
Hildesheim
Hannover
Braunschweig
Wolfsburg
Magdeburg
Halle
Leipzig
Dessau-Roßlau
Cottbus
Dresden
Chemnitz
Zwickau
Jena
Erfurt
Gotha
Eisenach
Kassel
Marburg
Gießen
Fulda
Aachen
Köln
Bonn
Koblenz
Trier
Saarbrücken
Kaiserslautern
Worms
Mainz
Wiesbaden
Frankfurt am Main
Darmstadt
Mannheim
Karlsruhe
Pforzheim
Stuttgart
Heilbronn
Würzburg
Aschaffenburg
Bamberg
Bayreuth
Nürnberg
Amberg
Weiden in der Oberpfalz
Regensburg
Straubing
Landshut
Passau
Ingolstadt
Augsburg
Ulm
München
Freising
Rosenheim
Kempten
Konstanz
Sankt Gallen
Zürich
Innsbruck
Salzburg
Linz
Wels
Steyr
Passau
Prag
Pilsen
Aussig
Most
Mladá Boleslav
Karlsbad
Cheb
Kladno
Kolín
Příbram
Tábor
Písek
Budweis
Český Krumlov
Liberec
Česká Lípa
Reichenberg
Zittau
Görlitz
Bautzen
Cottbus
Frankfurt
Strausberg
Eberswalde
Oranienburg
Neuruppin
Neubrandenburg
Stralsund
Greifswald
Swinemünde
Wismar
Rostock
Schwerin
Lübeck
Kiel
Flensburg
Husum
Schleswig
Sylt
Cuxhaven
Bremerhaven
Wilhelmshaven
Emden
Leer
Aurich
Oldenburg
Bremen
Hamburg
Lüneburg
Celle
Hannover
Hildesheim
Hameln
Bielefeld
Paderborn
Münster
Osnabrück
Magdeburg
Wolfsburg
Braunschweig
Goslar
Göttingen
Kassel
Erfurt
Jena
Halle
Leipzig
Dessau-Roßlau
Cottbus
Dresden
Chemnitz
Zwickau
Freiberg
Aachen
Trier
Koblenz
Bonn
Köln
Düsseldorf
Essen
Bochum
Dortmund
Hagen
Wuppertal
Duisburg
Mainz
Wiesbaden
Frankfurt am Main
Darmstadt
Mannheim
Karlsruhe
Pforzheim
Stuttgart
Heilbronn
Würzburg
Aschaffenburg
Fulda
Gießen
Mar

Szenario B 2040

Tabelle 25: 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	*32,0* GW	157,2 TWh	*125,3* TWh
Summe	128,8 GW	*72,6* GW	352,9 TWh	*225,1* 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 BBP 2021 enthaltenen Maßnahmen als auch für die ***darüber hinaus erforderlichen AC- und*** DC-Maßnahmen der Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035 (DC31 und DC34) nachgewiesen werden.

Im Szenario B 2040 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 BBP 2021 enthalten sind:

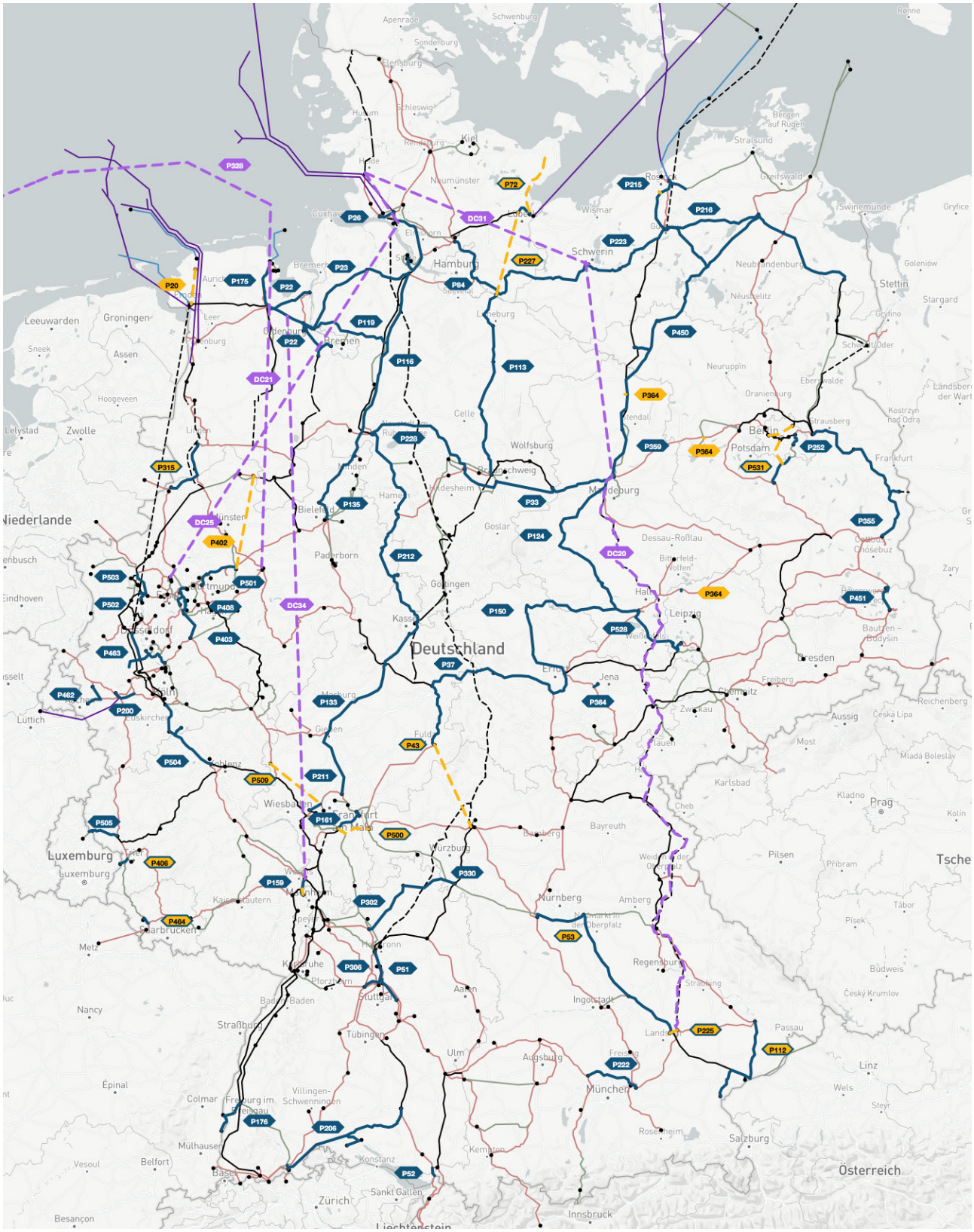
- *HGÜ-Verbindung DC20 (BBP Nr. 5a)* — *2 GW Klein Rogahn – Isar*
- *HGÜ-Verbindung DC21 (BBP Nr. 49)* — *2 GW Wilhelmshaven 2 – Uentrop*
- *HGÜ-Verbindung DC25 (BBP Nr. 48)* — *2 GW Heide/West – Polsum*
- *HGÜ-Verbindung DC31* — *2 GW Heide/West – Klein Rogahn*
- *HGÜ-Verbindung DC34* — *2 GW Suchraum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

Im Szenario B 2040 sind gegenüber dem Szenario B 2035 weitere 550 km an AC-Netzverstärkungen erforderlich, darunter 125 km für eine bereits in C 2035 enthaltene Maßnahme. Darüber hinaus ist die in C 2035 bereits enthaltene HGÜ-Verbindung DC34 Suchraum Rastede – Bürstadt ebenfalls in B 2040 erforderlich.

Der im Szenario B 2040 gegenüber B 2035 weiter ansteigende Transportbedarf ist im Wesentlichen auf die höhere Stromnachfrage sowie die höheren EE-Kapazitäten zurückzuführen. Die installierte Kapazität an Offshore-Windenergie steigt in B 2040 gegenüber B 2035 um 10 GW an sowie z. B. die Kapazität an Elektrolyseuren um 5 GW. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch steigt in B 2040 auf knapp 76 %. Dadurch steigt bei hoher EE-Einspeisung im Norden der Transportbedarf nach Süddeutschland.

In der folgenden Abbildung 62 sind die Projekte und Maßnahmen des Szenarios B 2040 dargestellt. In Tabelle 33 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_2_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.

Abbildung 62: Szenario B 2040 / alle Leitungsprojekte*



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

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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

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 NEP 2035 (2021) wurden in einem integrierten Gesamtkonzept zusätzlich zu den Maßnahmen des Startnetzes und den AC- sowie den DC-Maßnahmen des BBP 2021 jeweils für die Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 ***und B 2040*** 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.

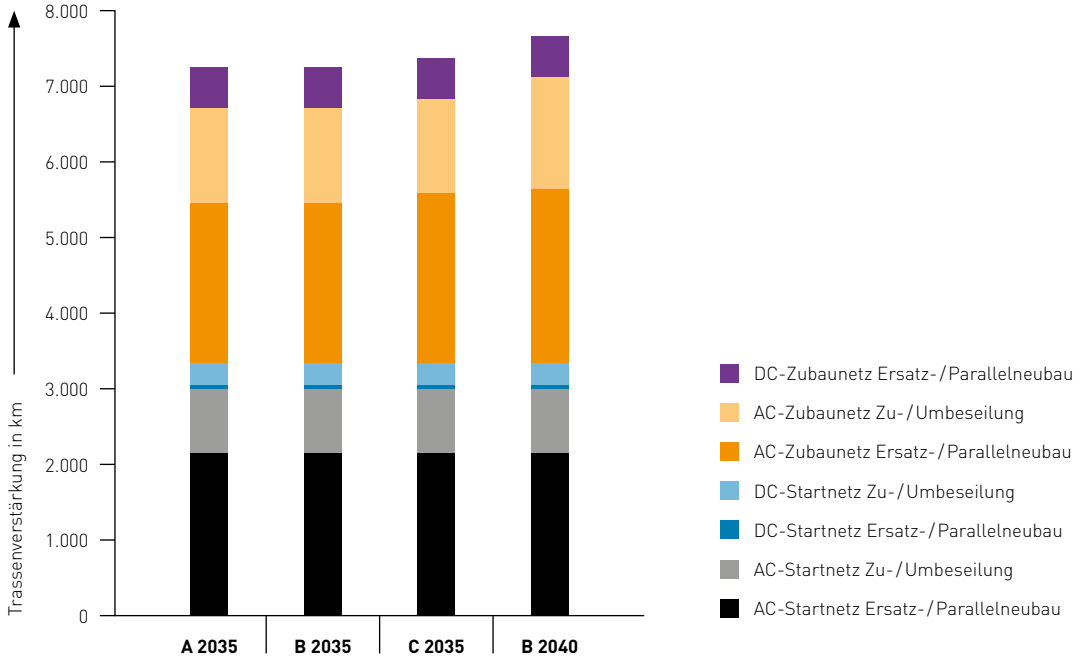
In ***allen*** Szenarien wurde die Notwendigkeit aller Maßnahmen des BBP 2021 nachgewiesen. Mit ihnen allein ergibt sich jedoch noch kein bedarfsgerechtes Netz. Im folgenden Kapitel 6 werden neben den in den Szenarien ermittelten Maßnahmen für die Offshore-Netzanbindung alle für einen bedarfsgerechten Netzausbau in den Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 ***und B 2040*** 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 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 die Erforderlichkeit einer weiteren DC-Verbindung mit 2 GW zwischen Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern (DC31). In C 2035 ***sowie B 2040*** 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 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 ***sowie ein weiterer Netzbooster*** indirekt berücksichtigt.

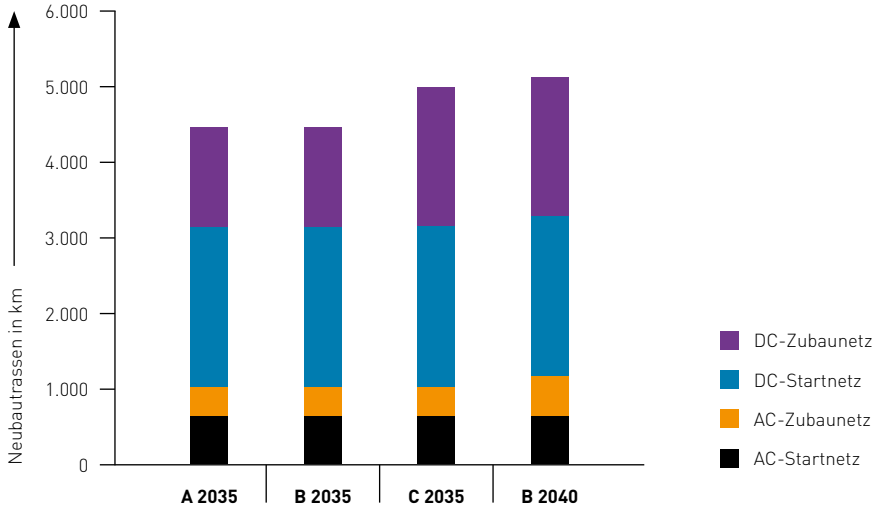
In den Abbildungen 63 und 64 sind für die Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 ***und B 2040*** der Umfang an Netzverstärkungen in Bestandstrassen und an Neubautrassen dargestellt, wobei zwischen AC-Technik und DC-Technik unterschieden wird.

Abbildung 63: Umfang an Netzverstärkung in den Szenarien des NEP 2035 (2021)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

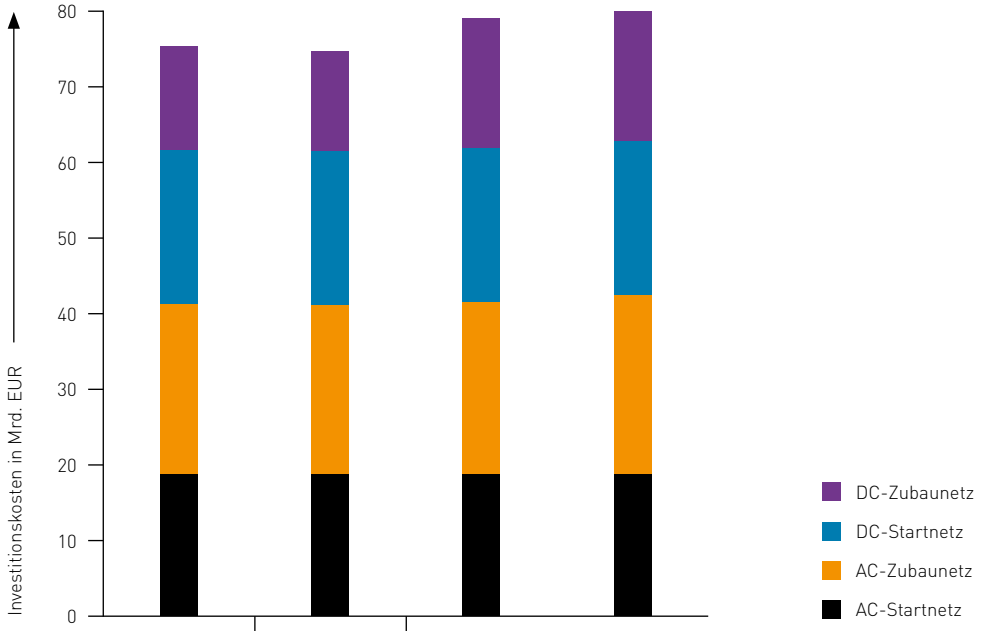
Abbildung 64: Umfang an Netzausbaubedarf in den Szenarien des NEP 2035 (2021)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In Abbildung 65 sind für die Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 ***und B 2040*** 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 30 in Kapitel 3.2.4 dargestellt. Die spezifischen Kosten sind auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/ZwQ hinterlegt.

Abbildung 65: Geschätzte Investitionskosten im NEP 2035 (2021)



Angaben in Mrd. EUR	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
DC-Zubaunetz	*13,8*	*13,2*	*17,2*	*17,2*
DC-Startnetz	*20,3*	*20,3*	*20,3*	*20,3*
AC-Zubaunetz*	*22,4*	*22,3*	*22,7*	*23,6*
AC-Startnetz*	*18,8*	*18,8*	*18,8*	*18,8*
Summe (gerundet)	***75,0***	***74,5***	***79,0***	***80,0***

* 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 ***7.240 km*** (davon rund ***2.400 km*** Umbeseilung oder Stromkreisauflagen und rund ***4.840 km*** Neubau einer leistungsfähigeren Leitung in ***oder neben*** 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 ***4.450 km***, davon ***3.430 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 ***235 km*** (AC) und ***260 km*** (DC) enthalten.

Die nachfolgende Tabelle 26 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 63 und 64 – differenziert nach Start- und Zubaunetz.

Tabelle 26: 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	*845*	2.150	300	40	*640*	*2.125*	*6.100*
Zubaunetz							
A 2035	*1.250*	*2.115*	0	*540*	*380*	*1.310*	*5.595*
B 2035	*1.250*	*2.115*	0	*540*	*380*	*1.310*	*5.595*
C 2035	*1.250*	*2.240*	0	*540*	*380*	*1.835*	*6.245*
B 2040	*1.475*	*2.300*	*0*	*540*	*520*	*1.835*	*6.670*
Start- und Zubaunetz							
A 2035	*2.095*	*4.265*	300	*580*	1.020	*3.430*	*11.690*
B 2035	*2.095*	*4.265*	300	*580*	1.020	*3.430*	*11.690*
C 2035	*2.095*	*4.390*	300	*580*	1.020	*3.960*	*12.345*
B 2040	*2.320*	*4.450*	*300*	*580*	*1.160*	*3.960*	*12.770*

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Das geschätzte **Investitionsvolumen** beträgt für das **Szenario B 2035 rund** ***74,5 Mrd. €***. Darin sind rund *39* 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 Interkonnektoren (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.

Gegenüber dem ersten Entwurf des NEP 2035 (2021) sind im zweiten Entwurf des NEP die Kosten noch einmal leicht angestiegen. Dies ist im Wesentlichen durch die Berücksichtigung zusätzlicher Projekte, eine Aktualisierung des Umfangs und der Kosten bestehender Projekte sowie die Aktualisierung des Bedarfs an Anlagen zur Blindleistungskompensation sowie zur Bereitstellung von Momentanreserve (siehe Kapitel 5.5) begründet.

5.4 Volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse der Interkonnektoren im NEP 2035 (2021)[28]

Basierend auf der von der EU-Kommission genehmigten 2. CBA Richtlinie („2nd ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects"[29]), werden im NEP 2035 (2021) Interkonnektoren, die nicht Teil des EnLAG oder des BBP 2021 sind, einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen.

Die Kosten-Nutzen-Analyse wird 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 dem genehmigten Szenariorahmen weder Bestandteil des Ausgangsnetzes des NEP 2035 (2021), noch der Szenarien. Ihre Bewertung erfolgt unter Anwendung des sogenannten PINT-Ansatzes, d. h. der jeweilige Interkonnektor wird nur für seine eigene Bewertung dem Netz und dem Szenario hinzugefügt.

Die Länge der zusätzlichen Interkonnektoren beträgt in Summe 224 km, davon 76 km Neubau in neuer Trasse, 39 km Ersatzneubau sowie 109 km Zu- / Umbeseilung. Der Kostenumfang aller sechs Projekte zusammen beträgt rund 900 Mio. €.

Im Gegensatz zu einer rein monetären Kosten-Nutzen-Analyse, bei der für jedes Projekt jeweils die gesamten Kosten direkt mit der Summe monetisierter Nutzen verglichen werden, folgt die von ENTSO-E verwendete Kosten-Nutzen-Analyse einem multikriteriellen Ansatz, bei dem sowohl monetisierte als auch rein quantitative Nutzen-Indikatoren den jeweiligen Kosten gegenübergestellt werden. Neben diesen Nutzen ergeben sich für einzelne Projekte noch weitere qualitative Nutzen, die im Rahmen der CBA für den NEP 2035 (2021) nicht ausgewiesen werden.

Basis für die volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse im NEP 2035 (2021) sind die Szenarien B 2035 und B 2040 (siehe Kapitel 2). Aufbauend auf den entsprechenden Marktsimulationen werden Leistungsflussberechnungen inkl. Optimierung von steuerbaren Netzbetriebsmitteln wie PST und HGÜ durchgeführt, die wiederum die Eingangsdaten für die Redispatch-Berechnungen liefern. Die Simulationen werden jeweils mit und ohne das zu bewertende Projekt durchgeführt und der jeweilige Nutzen anschließend aus einer Deltabetrachtung beider Simulationen bestimmt.

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 die noch nicht im 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). Eine Kosten-Nutzen-Analyse für alle Projekte ist im NEP nicht verpflichtend.

Eine Übersicht über die im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse ausgewerteten Indikatoren ist Tabelle 27 zu entnehmen. Die Indikatoren werden anschließend detaillierter beschrieben. Die konkreten Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse finden sich in den Steckbriefen der o. g. Interkonnektoren im Anhang zu diesem Bericht.

28 Das Kapitel 5.4 wurde nahezu vollständig neu in den zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021) aufgenommen. Um die Lesbarkeit zu erleichtern, wurde auf eine kursive Schriftweise verzichtet.

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

Tabelle 27: Übersicht über die ausgewerteten Indikatoren im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse[30]

Indikator (gemäß ENTSO-E Bezeichnung)	Berechnungsmethode bzw. Ursprung	Einheit
B1. Socio-economic welfare	Marksimulation und Redispatch	€ / Jahr
B2. Variation in CO_2 emissions	Marksimulation und Redispatch	Tonnen / Jahr
B3. RES integration	Marksimulation und Redispatch	MW bzw. MWh / Jahr
B4. Societal well-being as result of RES integration and change in CO_2 emissions	Marksimulation und Redispatch	€ / Jahr
B5. Variation in grid losses	Leistungsflussberechnungen	MWh / Jahr
C1. Capital Expenditure (CAPEX)	ÜNB Info	€
C2. Operational Expenditure (OPEX)	ÜNB Info	€ / Jahr

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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

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

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

B2. CO_2 emissions – Änderung des CO_2-Ausstoßes

Wie unter B1. beschrieben ändert sich durch neue Interkonnektoren der Kraftwerkseinsatz im Allgemeinen, was sich dementsprechend auch auf die damit verbundenen CO_2-Emissionen niederschlägt. Diese Änderung kann sowohl positiv als auch negativ ausfallen: In Situationen, in denen beispielsweise günstige Braunkohlekraftwerke teure Gaskraftwerke verdrängen, steigt der CO_2-Ausstoß. Auf der anderen Seite kann es auch zu Situationen kommen, in denen z. B. CO_2-freie erneuerbare Energien, die ohne den neuen Interkonnektor abgeregelt werden müssten, konventionelle Kraftwerke verdrängen und somit den CO_2-Ausstoß reduzieren.

Es ist zu beachten, dass hier die Änderung und nicht der Nutzen angegeben ist. Ein positives Vorzeichen bedeutet eine Steigerung, ein negatives Vorzeichen eine Reduktion der CO_2-Emissionen.

30 Für eine leichtere Vergleichbarkeit mit dem TYNDP wurde die englische Bezeichnung verwendet. Die deutschen Entsprechungen sind in den jeweiligen Indikatorbeschreibungen gegeben.

B3. RES integration – Integration erneuerbarer Energien

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

B4. Societal well-being as result of RES integration and change in CO_2 emissions benefits – Gesellschaftliches Wohl als Resultat der Integration erneuerbarer Energien und der Änderung des CO_2-Ausstoßes

Monetisierung EE:

In der Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2030 (2017) hat die Bundesnetzagentur auf Seite 49 vermiedenes Einspeisemanagement mit 100 €/MWh monetisiert. Die ÜNB haben diesen Wert zur Monetisierung von erneuerbaren Energie übernommen.

CO_2-Klimafolgekosten:

Im Rahmen der Bewertung der Interkonnektoren weisen die ÜNB auch den gesellschaftlichen Nutzen des vermiedenen CO_2-Ausstoßes aus. Ziel ist es, den monetären Nutzen/Schaden abzuschätzen, der der Gesellschaft aufgrund der verringerten/erhöhten CO_2-Emissionen entsteht. Hierzu wird sich an den Kostensätzen für Kohlendioxid- und anderen Treibhausgasemissionen gemäß „Methodenkonvention 3.1 zur Ermittlung von Umweltkosten"[31] des Umweltbundesamtes orientiert. Die dort veröffentlichten Werte von 215 €/t CO_2 bzw. 250 €/t CO_2 beziehen sich auf die Jahre 2030 und 2050. Gemäß der Berechungsvorschriften der Methodenkonvention ergeben sich für die Jahre 2035 bzw. 2040 Folgekosten von 224 und 232 €/t CO_2. Da bei der Berechnung des SEW bereits die Zertifikatspreise für CO_2 berücksichtigt sind, werden diese von dem anzusetzenden Kostensatz für die Klimafolgekosten abgezogen.

B5. Variation in grid losses – Veränderung der Netzverluste:

Wie beim Indikator B1. SEW ausgeführt, führen Netzausbaumaßnahmen zu einer Änderung des Einsatzes von Erzeugungseinheiten. Des Weiteren werden die Impedanzverhältnisse im Netz geändert. Dies führt zu einer Änderung der Lastflüsse, welche wiederum direkten Einfluss auf die Netzverluste haben. Die Veränderung der Netzverluste entspricht dem Delta zwischen Netzverlusten mit und ohne den jeweiligen Interkonnektor und wird in MWh/Jahr ausgewiesen.

Für die Monetisierung der Netzverluste wird die Veränderung der Verluste aufgrund des Interkonnektors, wie zuvor ermittelt (in MWh), mit den Grenzkosten (in €/MWh) aus den Marktsimulationen multipliziert und in €/Jahr ausgewiesen.

C1. Capital Expenditure (CAPEX) – Investitionskosten

Die Investitionskosten werden auf Basis der Meldungen der betroffenen ÜNB angegeben.

C2. Operational Expenditure (OPEX) – Betriebskosten

Die Betriebskosten werden auf Basis der Meldungen der betroffenen ÜNB angegeben.

31 Umweltbundesamt: „Methodenkonvention 3.1 zur Ermittlung von Umweltkosten", August 2020: www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-12-21_methodenkonvention_3_1_kostensaetze.pdf, S. 8

5.5 Bewertung der Systemstabilität[32]

Die Systemstabilität beschreibt die Fähigkeit eines elektrischen Verbundsystems, nach einer Störung wieder einen neuen stationären Betriebspunkt zu erreichen. Der Erhalt der Systemstabilität ist somit eine grundlegende Voraussetzung für den sicheren Netzbetrieb. Im ersten Schritt wird anhand stationärer Untersuchungen geprüft, inwieweit ein neuer stationärer Betriebspunkt, der sich nach einer Störung ergibt, zulässig ist. Im zweiten Schritt wird das dynamische Übergangsverhalten während und nach Einwirkung einer Störung untersucht.

Im Rahmen der stationären Untersuchungen (siehe Kapitel 5.3) werden für alle Belastungszustände des Übertragungsnetzes (n-1)-Ausfälle von Netzelementen betrachtet. Für stationär zulässige Belastungszustände sind die Grenzen für Ströme und Spannungen nach den Planungsgrundsätzen[33] einzuhalten. Um die Systemstabilität gewährleisten zu können, müssen darüber hinaus die Ausgleichsvorgänge zwischen den stationären Netzzuständen untersucht werden. Während dynamischer Vorgänge in Folge eines Fehlers dürfen keine für diese Vorgänge relevanten Grenzwerte verletzt werden.

Zur Bewertung der Systemstabilität ist es gängige Praxis die Stabilitätsphänomene entsprechend des dominierenden physikalischen Effekts und des Zeitbereichs in die Kategorien Frequenzstabilität, Spannungsstabilität, Polradwinkelstabilität, Konverterstabilität und Resonanzstabilität zu unterteilen.[34] Im Rahmen der Stabilitätsanalysen im Netzentwicklungsplan stehen die ersten drei Kategorien im Fokus. Die Methodik zur Bewertung der Systemstabilität wird im Kapitel 5.4 des Netzentwicklungsplans Strom 2012 erläutert[35].

In der Zielnetzplanung werden im aktuellen NEP 2035 (2021), wie in Kapitel 5.1.1 beschrieben, identifizierte Netzengpässe nicht vollständig durch Netzverstärkungs- oder Ausbaumaßnahmen beseitigt, um das erwartete Potenzial zukünftiger Innovationen zu berücksichtigen. Zur Bewertung der Systemstabilität werden die Netzzustände nach Redispatch analysiert, da zur Stabilitätsbewertung die stationären Arbeitspunkte innerhalb der zulässigen Betriebsgrenzen liegen sollten.

Im Sinne einer effizienten Netzauslegung werden Netzelemente bestmöglich ausgenutzt. Im Rahmen der Systemauslegung hat jedoch eine höhere Auslastung des Übertragungsnetzes einen deutlichen Einfluss vor allem auf die Polradwinkel-, Spannungs- und Frequenzstabilität. Die Höherauslastung führt das System näher an die Stabilitätsgrenzen heran. Die Stabilitätsgrenzen selbst werden durch Maßnahmen zur Höherauslastung nicht verändert, da diese u. a. von der Übertragungsentfernung sowie von den Netzreaktanzen abhängig sind und auch durch die meisten innovativen Technologien nicht verändert werden. Die Höherauslastung wirkt sich somit (u. a. wegen hoher Winkeldifferenzen) tendenziell ungünstig sowohl auf die Polradwinkelstabilität als auch (infolge des übernatürlichen Betriebs) auf die Spannungsstabilität aus. Aufgrund der höheren Auslastung des Übertragungsnetzes steigt infolge nicht planbarer Ereignisse zudem das Risiko kaskadierender Abschaltungen. Diese können zu Netzauftrennungen, wie schon mehrfach im europäischen Verbundsystem vorgekommen, führen und demzufolge die Frequenzstabilität gefährden.

Zu den drei oben erwähnten Stabilitätsaspekten Frequenzstabilität, Spannungsstabilität und Polradwinkelstabilität wurden im Rahmen des NEP Analysen durchgeführt, deren Ergebnisse in den folgenden Absätzen zusammengefasst sind. Über diese Analysen hinaus werden durch die deutschen ÜNB weitere Detailuntersuchungen zur Sicherstellung der Systemstabilität durchgeführt. Insbesondere sind in Ergänzung zum NEP weitere stationäre und dynamische Analysen erforderlich, um die Anlagen zur Blindleistungskompensation und Momentanreservebereitstellung zu dimensionieren und ihre Technologie sowie die konkreten Standorte festzulegen.

32 Das Kapitel 5.5 wurde nahezu vollständig neu in den zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021) aufgenommen. Um die Lesbarkeit zu erleichtern, wurde auf eine kursive Schriftweise verzichtet. Dieses Kapitel stellt die Einleitung sowie Zusammenfassung der Stabilitätsanalysen im NEP 2035 (2021) dar. Das gesamte Dokument finden Sie als Begleitdokument zum NEP 2035 (2021) unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2035_V2021_2_Entwurf_Systemstabilitaet.pdf.

33 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW: „Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes", Juli 2020: www.netzentwicklungsplan.de/Zwg

34 IEEE PES, Technical Report PES-TR77: „Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies", April 2020.

35 Kapitel 5 des Netzentwicklungsplans Strom 2012 zu Netzanalysen: www.netzentwicklungsplan.de/ZwM

Die **Spannungsstabilität** wird im Rahmen der Analysen des Blindleistungskompensationsbedarfs für das Szenario und den Netzausbau B 2035 geprüft. Es zeigen sich, wie bereits in den vorherigen NEP ausgewiesen, signifikante Blindleistungsbedarfe, die bei weitem nicht mehr allein durch die vorhandenen sowie geplanten Blindleistungskompensationsanlagen, HGÜ-Konverterstationen und direkt angeschlossenen Erzeugungsanlagen gedeckt werden können. Es ist davon auszugehen, dass mit einem geeigneten Ausbau von Kompensationsanlagen die Spannungsstabilität aufrechterhalten werden kann. Im Kapitel 2 des Begleitdokumentes der Stabilitätsanalysen werden sowohl die hierfür notwendigen stationären als auch regelbaren Bedarfe ausgewiesen. Die Analysen weisen für ganz Deutschland einen stationären Blindleistungszubaubedarf von **13 Gvar spannungssenkend, 21 Gvar spannungshebend** und einen **regelbaren Blindleistungszubaubedarf von 26 Gvar** aus. Bei einer exemplarischen Anlagengröße von 300 MVA entspräche dieser Blindleistungsbedarf einem Zubaubedarf von 114 stationären und 87 regelbaren Anlagen.

In den Berechnungen wird nicht der Transformationspfad zum Zielnetz berücksichtigt. Beispielsweise stehen im Zieljahr zahlreiche HGÜ-Konverterstationen zur Verfügung, die in Zwischenzeitpunkten noch nicht vorhanden sind. Außerdem kann der Bedarf an einzelnen Standorten zu bestimmten Entwicklungsschritten höher sein als es im NEP für das Zieljahr ausgewiesen wird. In detaillierten Studien außerhalb des NEP, z. B. im Rahmen der Systemanalysen zur Netzreserve oder Analysen zum Kohleausstieg, werden die Zubaubedarfe für den Transformationspfad identifiziert. In den Steckbriefen werden daher auch Maßnahmen als Zubaubedarf dokumentiert, die außerhalb der NEP-Szenarien nachgewiesen wurden.

Für die **Frequenzstabilität** besteht im Verbundbetrieb des kontinentaleuropäischen Systems bei auslegungsrelevanten Fehlerfällen, wie dem 3-GW-Erzeugungs- oder Lastausfall, für das Szenario B 2035 kein Risiko, wenn ein systemkonformes Verhalten der Erzeugungseinheiten vorausgesetzt werden kann. Ereignisse, die zu einer Netzauftrennung des Verbundsystems führen (sogenannter „System Split"), wie z. B. die Störung am 04.11.2006[36], können jedoch je nach Netzsituation nicht sicher beherrscht werden. Insbesondere in Stunden mit hohen Leistungstransiten und wenig Momentanreserve treten Frequenzgradienten von bis zu 4 Hz/s auf, die weit über den angestrebten Frequenzgradienten von 1 Hz/s liegen. In Kapitel 3 des Begleitdokumentes der Stabilitätsanalysen werden die zugehörigen Untersuchungsergebnisse dargelegt sowie erforderliche Maßnahmen aufgezeigt.

Die Analysen zeigen, dass eine alleinige Lösung des Problems durch die Reduktion der Leistungstransite sowohl technisch als auch wirtschaftlich, mit Blick auf Redispatch-Kosten, nicht zielführend ist. Daher ist ein zusätzlicher Momentanreservebedarf von mehr als 600 GWs in Deutschland erforderlich. Es ist davon auszugehen, dass mit der entsprechenden Momentanreserve die Frequenzstabilität für die betrachtete Netzauftrennung aufrechterhalten werden kann. Über die untersuchten Fälle hinaus können andere Netzauftrennungskonstellationen zu noch kritischeren Situationen führen. Aufgrund des erheblichen Momentanreservebedarfs sollten mehrere Maßnahmen parallel verfolgt und zeitnah hinsichtlich ihrer technischen Realisierbarkeit geprüft und umgesetzt werden. Die berücksichtigten Anlagenkategorien für die Bereitstellung von Momentanreserve umfassen:

1. Windenergie- und Photovoltaikanlagen
2. Gaskraftwerke im Phasenschieberbetrieb
3. Batteriegroßspeicher
4. regelbare Blindleistungskompensationsanlagen

Auf dieser Grundlage müssen im nächsten Schritt die detaillierten technischen Anforderungen mit den Stakeholdern diskutiert und dann verbindliche Anforderungen für Erzeugungsanlagen im Rahmen der Netzanschlussregeln festgelegt werden. Sollten die verfügbaren Potenziale einzelner Anlagenkategorien geringer ausfallen als hier angenommen, muss das daraus entstehende Momentanreservedefizit durch die anderen Maßnahmen kompensiert werden. Auch der Zubau von Betriebsmitteln zur expliziten Bereitstellung von Momentanreserve muss gegebenenfalls in dem Kontext in Betracht gezogen werden. Ist beides nicht möglich, müssen als letztmögliche Maßnahme mittels Markteingriffen die Leistungstransite reduziert oder die Momentreserve in kritischen Stunden erhöht werden.

36 ENTSO-E: „Final Report – System Disturbance on 4 November 2006": ecolo.org/documents/documents_in_english/blackout-nov-06-UCTE-report.pdf

Die transiente Stabilität, als wesentlicher Teilaspekt der **Polradwinkelstabilität**, wird auf Basis eines detaillierten dynamischen Netzmodells des kontinentaleuropäischen Verbundsystems und der dynamischen Simulationen anhand von auslegungsrelevanten Netzfehlern bewertet. Basierend auf den Analysen des Blindleistungskompensationsbedarfs zur Spannungshaltung und Spannungsstabilität werden die konkreten Kompensationsanlagen modelliert und berücksichtigt. Es wird das Zielnetz des Szenarios B 2035 und der Belastungsfall der Stunde 297 zugrunde gelegt. Dieser Belastungsfall zeichnet sich durch hohe Blindleistungsverluste und Spannungswinkeldifferenzen im Übertragungsnetz sowie durch eine Erzeugungssituation mit hohen Leistungstransporten aus und stellt damit einen für die transiente Stabilität kritischen Fall dar.

Die Ergebnisse der Untersuchungen zeigen für (n-1)-Fehlerereignisse sowie Fehler mit konzeptgemäßer Fehlerklärung ein robustes und stabiles Systemverhalten. Die wesentliche Ursache für das stabile Systemverhalten gegenüber den Untersuchungen im vorangegangenen NEP 2030 (2019) liegt in der Berücksichtigung der konkreten Blindleistungskompensationsanlagen aus den Analysen zur Spannungsstabilität. Zudem wurden in den Stabilitätsanalysen im NEP 2035 (2021) nur die expliziten Innovationen berücksichtigt. Die Analysen zur transienten Stabilität wurden daher mit einem nahezu engpassfreien Zielnetz durchgeführt. Kritischere Fehler[37] und Fehler mit nicht konzeptgemäßer Fehlerklärung, welche im Rahmen der Netz- und Systemauslegung zu berücksichtigen sind, werden bedingt beherrscht. Fehler, welche nur bedingt beherrscht werden, können zu regionalen Störungen und Versorgungsunterbrechungen führen. Die Untersuchungsergebnisse werden in Kapitel 4 des Begleitdokumentes der Stabilitätsanalysen erläutert.

Weiterführende Dokumente und Links

- Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes: www.netzentwicklungsplan.de/Zwg
- PROMOTioN – Progress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks: „D12.a: Meshed HVDC Transmission Network: Technology Readiness Level Review“: www.promotion-offshore.net/fileadmin/PDFs/D12.a_Meshed_HVDC_Transmission_Network_Technology_Readiness_Level_Review.pdf
- Kapitel 5 des Netzentwicklungsplans Strom 2012 zu Netzanalysen: www.netzentwicklungsplan.de/ZwM
- Spezifische Kostenschätzungen (onshore): www.netzentwicklungsplan.de/ZwQ
- Zweiter Entwurf NEP 2030 (2019) und Bestätigung: www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2030-2019
- Punktmaßnahmen im NEP 2035 (2021) – Begleitdokument zum zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021): www.netzentwicklungsplan.de/Punktmassnahmen_NEP_2035_V2021_2_Entwurf.pdf
- Bewertung der Systemstabilität – Begleitdokument zum zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021): www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2035_V2021_2_Entwurf_Systemstabilitaet.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: „Final Report – System Disturbance on 4 November 2006“: ecolo.org/documents/documents_in_english/blackout-nov-06-UCTE-report.pdf
- Umweltbundesamt: „Methodenkonvention 3.1 zur Ermittlung von Umweltkosten“: www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-12-21_methodenkonvention_3_1_kostensaetze.pdf
- Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz 2021): www.gesetze-im-internet.de/bbplg/

37 Sogenannte „exceptional contingencies“ bzw. „außergewöhnliche Ausfallvarianten“ sind nach den Grundsätzen für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes Fehler mit verlängerter Fehlerklärungszeit, Common-Mode-Ausfälle und Sammelschienen-Ausfälle.

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_2_Entwurf.pdf zusammengefasst.

Im Folgenden werden ***in Kapitel 6.1*** die ***Maßnahmen des Startnetzes sowie in Kapitel 6.2 die*** in den Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und ***B 2040*** identifizierten Projekte und Maßnahmen tabellarisch dargestellt. ***Darüber hinaus wurde Kapitel 6.2 um Tabelle 34 mit den zusätzlichen Interkonnektoren gemäß Kapitel 5.4 ergänzt.***

Zu den Projekten des Startnetzes sowie zu den Zubaunetz-Projekten gibt es im Anhang zu diesem Bericht unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2035_V2021_2_Entwurf_Teil2.pdf jeweils einen ausführlichen Steckbrief. Bei den Projekten und Maßnahmen des Zubaunetzes ist sowohl in Tabelle 33 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 35 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 März 2021***.

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.

Bei Maßnahmen des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) und des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) haben die Übertragungsnetzbetreiber in der Spalte „anvisierte Inbetriebnahme" teilweise zwei Termine angegeben. Der erste setzt eine sehr ambitionierte Realisierung weitgehend ohne Berücksichtigung möglicher zukünftiger Risiken voraus, der zweite nimmt eine Realisierung unter Berücksichtigung gewisser zukünftiger Risiken an. Angesichts der Erfahrungen aus der Vergangenheit entspricht das spätere Datum den Erwartungen der ÜNB, unterliegt aber weiteren Unsicherheiten, sodass eine weitere Verzögerung des genannten Termins im gleichen Maße wahrscheinlich ist wie dessen Realisierung. Wird nur ein Termin angegeben, so liegt die erwartete Inbetriebnahme ohne Berücksichtigung von Risiken und mit Berücksichtigung gewisser Risiken im gleichen Jahr.

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. 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.

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 28: Startnetz 50Hertz NEP 2035 (2021)

Startnetz-nummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG / BBP	Trassen-länge 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*	*64*	*2023*	4: Genehmigt oder im Bau
	2. Einschleifung Vierraden	Leitung	BB	NVA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse						2022	*3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG*
	Netzkuppeltransformator Bertikow	Anlage	BB	NA	horizontal						2022	*4: Genehmigt oder im Bau*
50HzT-007	*Neuenhagen – Wustermark*	Leitung	BB	NVA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse, Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			EnLAG Nr. 11	*14*	61	*2022, 2023*	4: Genehmigt oder im Bau
50HzT-035	Netzanschluss PSW Leutenberg	Leitung	TH	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse				2		2028	
50HzT-035	Netzanschluss PSW Leutenberg	Anlage	TH	NA	horizontal für Dritte						2028	

Startnetz-nummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
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		*101*	*2022, 2023*	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG, 5: Realisiert
	Parchim/Süd – Perleberg	Leitung	MV, BB	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			BBP Nr. 39		*37*	*2025, 2026*	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Güstrow – Parchim/Süd	Leitung	MV	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			BBP Nr. 39		*53*	*2025, 2026*	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-P36	Bertikow – Pasewalk	Leitung	BB, MV	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			BBP Nr. 11		32	*2024, 2025*	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Netzkuppeltransformatoren Pasewalk	Anlage	MV	NV	horizontal			BBP Nr. 11			*2024, 2025*	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	*2024, 2025*	4: Genehmigt oder im Bau
	Geußnitz – Bad Sulza (Abschnitt Mitte)	Leitung	SN, TH	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			BBP Nr. 13		*41*	*2024, 2025*	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Bad Sulza – Vieselbach (Abschnitt West)	Leitung	TH	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			BBP Nr. 13		37	*2024, 2025*	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		*66*	*2025, 2026*	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Weida – Remptendorf (Abschnitt West)	Leitung	TH	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			BBP Nr. 14		43	*2025, 2026*	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-P128	3. und 4. Querregeltransformator Vierraden	Anlage	BB	***NO***	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	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren, 3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG, 4: Genehmigt oder im Bau
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
	Eisenhüttenstadt	Anlage	***BB***	NV	horizontal			EnLAG Nr. 12			2035	

Startnetz-nummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/ BBP	Trassen-länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
50HzT-P215	380/220-kV-Netz-kuppeltransformator Bentwisch	Anlage	MV	NA	horizontal						2025	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-P221	*DC-Kabel Hansa PowerBridge (HPB)*	Leitung	MV	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x		BBP Nr. 69	60		2025, 2026	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Konverter Hansa PowerBridge (HPB)	*Anlage*	*MV*	*NA*	*horizontal*	*x*		*BBP Nr. 69*			*2025, 2026*	*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	*Querregel-transformatoren inkl. Anlagenumstrukturierung UW HH/Ost*	Anlage	HH	NO	horizontal						2022	4: Genehmigt oder im Bau
50HzT-P357	*Querregel-transformatoren inkl. Anlagenumstrukturierung UW Güstrow*	Anlage	MV	NO	horizontal						2025	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-P358	Netzkuppel-transformatoren Lauchstädt und Weida	Anlage	ST, TH	NV	horizontal						2025	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-P413	*2. Einschleifung Klostermansfeld*	Leitung	ST	NV	*Errichtung einer Leitung: Parallelneubau*					1	*2024*	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-P450	*Ragow – Streumen*	*Leitung*	*BB, SN*	*NO*	*horizontal*			*BBP Nr. 61*		*89*	*2022*	*4: Genehmigt oder im Bau*

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 29: Startnetz Amprion NEP 2035 (2021)

Startnetz-nummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/ BBP	Trassen-länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
AMP-001	Wehrendorf – St. Hülfe	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			EnLAG Nr. 2		33	*2023*	4: Genehmigt oder im Bau
AMP-009	Niederrhein – Punkt Wettringen	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		EnLAG Nr. 5		73	2023	*3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG,* 4: Genehmigt oder im Bau
	Niederrhein – Punkt Wettringen (Kabel)	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		EnLAG Nr. 5		12	2023	*4: Genehmigt oder im Bau*
	Punkt Wettringen – Punkt Meppen	Leitung	NI, NW	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x		EnLAG Nr. 5	65		*2025, 2027*	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG *4: Genehmigt oder im Bau*

Startnetz-nummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/ BBP	Trassen-länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
AMP-009	Asbeck	Anlage	NW	NA	horizontal	x		EnLAG Nr. 5			2023	*4: Genehmigt oder im Bau*
AMP-010	Punkt Gaste – Lüstringen	Leitung	NI	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung			EnLAG Nr. 16, 18		14	*2026, 2028*	4: Genehmigt oder im Bau
	Lüstringen – Wehrendorf	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			EnLAG Nr. 16, 18		21	*2027, 2028*	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Lüstringen – Hesseln	Leitung	NI, NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			EnLAG Nr. 16, 18		29	*2026, 2027*	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Hesseln – Gütersloh	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			EnLAG Nr. 16, 18		29	2021	4: Genehmigt oder im Bau
	Hesseln	Anlage	NW	NA	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	*2021*	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, 2025*	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Utfort – Pkt. Hüls-West	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			EnLAG Nr. 14, 15		14	2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Osterath – Gohrpunkt	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			EnLAG Nr. 14, 15		20	*2022, 2023*	4: Genehmigt oder im Bau
	Gohrpunkt – Rommerskirchen	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			EnLAG Nr. 14, 15		10	*2021*	4: Genehmigt oder im Bau
	Utfort – Osterath	Leitung	NW	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung			EnLAG Nr. 14, 15		50	*2024, 2026*	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 BImSchG
	Gellep	Anlage	NW	NA	vertikal			EnLAG Nr. 14, 15			2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	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			15		38	*2022, 2024*	4: Genehmigt oder im Bau

Startnetz-nummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
AMP-022	Kruckel – Punkt Ochsenkopf	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			EnLAG Nr. 19		21	*2021/2025, 2022/2026*	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG
	Punkt Ochsenkopf – Dauersberg	Leitung	NW, RP	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		EnLAG Nr. 19		105	*2024/2025, 2025/2026*	*3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG,* 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 BImSchG
	Setzer Wiese/Fellinghausen	Anlage	NW	NA	vertikal	x		EnLAG Nr. 19			2025	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG
	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, 2026*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Emscherbruch	Anlage	NW	NA	für Dritte						2021	4: Genehmigt oder im Bau
AMP-032	Niederrhein – Utfort	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			EnLAG Nr. 14		21	2025 (Provisorium) /2030, 2026 (Provisorium) /2031	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG
AMP-034	Büscherhof	Anlage	NW	NA	horizontal						2021	4: Genehmigt oder im Bau
AMP-P21	*Regelzonengrenze TTG/AMP – Merzen*	Leitung	NI, NW	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x		BBP Nr. 6	31		*2026, 2027*	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG
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
	Wengerohr	Anlage	RP	NV	vertikal			BBP Nr. 15			2024	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG

Startnetz-nummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
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, 2025*	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, 2024*	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, 2024*	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, 2025*	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
AMP-P346	PST Hanekenfähr	Anlage	NI	*NO*	horizontal						2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
AMP-P347	Querregeltransformator (PST) Oberzier	Anlage	NW	*NO*	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 spannungshebende Q-Kompensationsanlagen	Anlage		NA	horizontal						2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Regelbare Q-Kompensationsanlagen	Anlage		NA	horizontal						2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
AMP-P460	Büscherhof – Umbeseilung und Schaltfelderweiterung	Leitung	NW	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung					3,4	*2023, 2024*	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 30: Startnetz TenneT NEP 2035 (2021)

Startnetz-nummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG / BBP	Trassen-länge 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	*221*		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		*2023, 2024*	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		*2022, 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

Startnetz-nummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/ BBP	Trassen-länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
TTG-021	Querregeltransformatoren (PST) Wilster/ West – Stade/West (Krempermarsch)	Anlage	*SH*	NO	horizontal						2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	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		6		77	***2025, 2026***	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Cappeln/West – Regelzonengrenze TTG/AMP	Leitung	NI	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x		6	21		***2025, 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 – Mechlenreuth – 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	***2024, 2026***	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Altheim – Adlkofen	Leitung	BY	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x	x	BBP Nr. 32		7	***2024, 2026***	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG

Startnetz-nummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
TTG-P67	Adlkofen – Matzenhof	Leitung	BY	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x	x	BBP Nr. 32		66	*2024, 2026*	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	*2021, 2022*	4: Genehmigt oder im Bau
TTG-P72	Kreis Segeberg – Lübeck/West	Leitung	SH	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		BBP Nr. 42		*50*	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, 2024*	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	*2022, 2023*	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG, ***4: Genehmigt oder im Bau***
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 31: Startnetz TransnetBW NEP 2035 (2021)

Startnetz-nummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/ BBP	Trassen-länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
TNG-P47	Weinheim – Daxlanden	Leitung	BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			BBP Nr. 19		76	*2028, 2031*	2: Im ROV/BFP
	Weinheim – Mannheim (G380)	Leitung	BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			BBP Nr. 19		17	*2028, 2031*	2: Im ROV/BFP
	Mannheim (G380) – Altlußheim	Leitung	BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			BBP Nr. 19		22,5	*2028, 2031*	2: Im ROV/BFP
	Altlußheim – Daxlanden	Leitung	BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			BBP Nr. 19		42	*2028, 2031*	2: Im ROV/BFP
TNG-P48	Punkt Rittershausen – Kupferzell	Leitung	BY, BW	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung			BBP Nr. 20		51	*2025*	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Kupferzell – Großgartach	Leitung	BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			BBP Nr. 20		48	*2025*	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TNG-P49	Daxlanden – Bühl/ Kuppenheim – Weier – Eichstetten	Leitung	BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			BBP Nr. 21		119	*2028, 2029*	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
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, Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau, Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung			BBP Nr. 35	11,5	*14,2*	*2021, 2022*	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TNG-P90	*Spule Daxlanden*	*Anlage*	*BW*	*NA*	*horizontal*						*2028*	*3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG*
	Spule Eichstetten	*Anlage*	*BW*	*NA*	*horizontal*						*2024*	*3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG*
	Spule Obermooweiler	*Anlage*	*BW*	*NA*	*horizontal*						*2021*	*3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG*
	Spule Pulverdingen	*Anlage*	*BW*	*NA*	*horizontal*						*2023*	*3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG*
	Spule Weier	*Anlage*	*BW*	*NA*	*horizontal*						*2021*	*3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG*
	Spule Weinheim	*Anlage*	*BW*	*NA*	*horizontal*						*2025*	*3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG*
TNG-P350	PST Pulverdingen	Anlage	BW	NO	horizontal						*2024*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 32: DC-Projekte des Startnetzes NEP 2035 (2021)

Startnetz-nummer	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG / BBP	Trassen-länge 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, 2027*	*3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG*
DC2	Osterath – Philippsburg (Ultranet)	Leitung	AMP, TNG	NW, HE, BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneu-bau, Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung	x	x	BBP Nr. 2		*340*	*2023/ 2024, 2026*	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	*689*		*2026, 2028*	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
DC4	Wilster / West – Bergrheinfeld / West (SuedLink)	Leitung	TTG, TNG	SH, NI, HE, TH, BY	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x	x	BBP Nr. 4	*538*		*2026, 2028*	*3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG*
DC5	Wolmirstedt – Isar	Leitung	50HzT, TTG	ST, TH, SN, BY	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x	x	BBP Nr. 5	539		*2025, 2027*	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

6.2 Zubaunetz Netzentwicklungsplan 2035 (2021)

Tabelle 33: Erforderliche Projekte und Maßnahmen in den Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 und B 2040 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	B 2040			Ausbau	Bestand		
DC1a	DC1a	Emden/Ost – Osterath	Leitung	AMP	NI, NW	1	x		x	x	x	x	NO	Optimierung		300	*2025, 2027*	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
DC20	DC20	Klein Rogahn – Isar	Leitung	50HzT, TTG	MV, NI, ST, SN, TH, BY	5a			x	x	x	x	NVA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse, Errichtung einer Leitung: Parallelneubau	*220*	539	*2030, 2032*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren 3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
DC21	DC21b	***Wilhelmshaven 2 – Region Hamm***	Leitung	AMP, TTG	NI, NW	49	x		x	x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	267		*2030, 2031*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
DC25	DC25	Heide/West – Polsum	Leitung	AMP, TTG	SH, NI, NW	48	x		x	x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	407		*2030, 2031*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
DC31	DC31	Heide/West – Klein Rogahn	Leitung	50HzT, TTG	SH, MV				x	x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	212		2035	
DC34	DC34	***Suchraum Rastede – Bürstadt***	Leitung	AMP, TTG	NI, HE						x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	528		2035	
P20	M69	Emden/Ost – Halbemond	Leitung	TTG	NI	37	x		x	x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	30		2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P22	M80	Elsfleth/West – Ganderkesee (über Niedervieland)	Leitung	TTG	NI, HB	55			x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		36	*2030, 2031*	***1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren***
	M92	Conneforde – Unterweser	Leitung	TTG	NI	54			x	x	x	x	NO	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Spannungsumstellung		32	*2025*	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
P23	M20	Dollern – Elsfleth/West	Leitung	TTG	NI	38	x		x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		100	*2028, 2029*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P26	M432	Brunsbüttel – Büttel	Leitung	TTG	SH	50			x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		3	*2029, 2030*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M76	Büttel – Wilster/West	Leitung	TTG	SH	50			x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		8	*2029, 2030*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M89	Wilster/West – Stade/West	Leitung	TTG	SH, NI	50			x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		44	*2029, 2030*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

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	B 2040			Ausbau	Bestand		
P33	M24b	Wolmirstedt – Helmstedt – Gleidingen / Hallendorf – Kreuzung M24b/ TTG-006 – Mehrum / Nord	Leitung	50HzT, TTG	ST, NI	10			x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Parallelneubau		*146*	2027, *2028* (50HzT) *2031, 2032* (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	x	NV	***Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau***		87	2026, *2027*	***3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG***
	M25b	Landesgrenze TH/HE – Mecklar	Leitung	TTG	HE	12			x	x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		43	***2024, 2026***	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
P43	M74a	Mecklar – Dipperz	Leitung	TTG	HE	17	x		x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Parallelneubau		*50*	2031	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M74b	Dipperz – Bergrheinfeld / West	Leitung	TTG	HE, BY	17	x		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	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau Errichtung einer Leitung: Parallelneubau		*27*	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P52	M94b	Punkt Neuravensburg – Punkt Bundesgrenze (AT)	Leitung	AMP, TNG	BW, BY	40	x		x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		7	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P53	M350	***Ludersheim - Sittling - Suchraum Stadt Rottenburg/Gemeinde Neufahrn – Altheim***	Leitung	TTG	BY	41			x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		*114*	***2028, 2029***	***2: Im ROV/BFP***
	M54	Raitersaich/West – Ludersheim	Leitung	TTG	BY	41			x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		45	***2029, 2030***	***2: Im ROV/BFP***
P72	M49	Lübeck / West – Siems	Leitung	TTG	SH	42	x		x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		*14*	2026	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	M351	***Abzweig Göhl***	Leitung	TTG	SH	42	x		x	x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	*40*		2027	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
P84	M367	Hamburg / Nord – Hamburg / Ost	Leitung	50HzT	HH	51			x	x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		31	2030, *2032*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M368	Hamburg / Ost – Krümmel	Leitung	50HzT	HH, SH	51			x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		28	2030, *2032*	

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	B 2040			Ausbau	Bestand		
P90	*M17g1*	*MSCDN Hüffenhardt*	*Anlage*	*TNG*	*BW*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*
	M17g2	*MSCDN Kupferzell*	*Anlage*	*TNG*	*BW*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*
	M17g3	*MSCDN Altlußheim*	*Anlage*	*TNG*	*BW*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*
	M17g4	*MSCDN Daxlanden*	*Anlage*	*TNG*	*BW*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*
	M17g5	*MSCDN Dellmensingen*	*Anlage*	*TNG*	*BW*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*
	M17g6	*MSCDN Eichstetten*	*Anlage*	*TNG*	*BW*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*
	M17g7	*MSCDN Kühmoos*	*Anlage*	*TNG*	*BW*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*
	M17g8	*MSCDN Pulverdingen*	*Anlage*	*TNG*	*BW*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*
	M17g9	*MSCDN Weier*	*Anlage*	*TNG*	*BW*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*
	M17h1	*STATCOM Wendlingen*	*Anlage*	*TNG*	*BW*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*
	M17h2	*STATCOM Dellmensingen*	*Anlage*	*TNG*	*BW*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*
	M17h3	*STATCOM Eichstetten*	*Anlage*	*TNG*	*BW*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*
	M17h4	*STATCOM Höpfingen*	*Anlage*	*TNG*	*BW*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*
	M17h5	*STATCOM Kühmoos*	*Anlage*	*TNG*	*BW*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*

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	B 2040			Ausbau	Bestand		
P90	*M17h6*	*STATCOM Oberjettingen*	*Anlage*	*TNG*	*BW*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*
	M17h7	*STATCOM Weinheim*	*Anlage*	*TNG*	*BW*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*
	M17h8	*STATCOM Herbertingen*	*Anlage*	*TNG*	*BW*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2035*	
	M17h9	*STATCOM Trossingen*	*Anlage*	*TNG*	*BW*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2035*	
	M17i10	*Spule Herbertingen*	*Anlage*	*TNG*	*BW*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*
	M17i11	*Spule Trossingen*	*Anlage*	*TNG*	*BW*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*
	M17i9	*Spule Dellmensingen*	*Anlage*	*TNG*	*BW*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*
P112	M201	Pleinting – Bundesgrenze DE/AT	Leitung	TTG	BY	32	x		x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		43	*2028, 2030*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M212	Abzweig Pirach	Leitung	TTG	BY	32	x		x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		27	*2028, 2030*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P113	M202a	Krümmel – Lüneburg – Stadorf	Leitung	TTG	SH, NI	58			x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		*54*	*2030, 2031*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M203	Stadorf – Wahle	Leitung	TTG	NI	58			x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		86	*2030, 2031*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P116	M206	Dollern – Samtgemeinde Sottrum – Wechold – Punkt Landesbergen	Leitung	TTG	NI	57			x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		*118*	*2032, 2033*	
	M494	Punkt Landesbergen – Ovenstädt	Leitung	TTG	NI, NW	57			x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		*20*	*2032, 2033*	
P119	M90	Conneforde – Suchraum Rastede – Elsfleth/West mit Anschluss Huntorf	Leitung	TTG	NI	56			x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		26	*2030, 2031*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

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	B 2040			Ausbau	Bestand		
P119	M535	Elsfleth/West – Abzweig Blockland – Samtgemeinde Sottrum	Leitung	TTG	NI	56			x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		86	*2030, 2031*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P124	M209a	Wolmirstedt – Klostermansfeld	Leitung	50HzT	ST	60			x	x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		117	*2028, 2029*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M209b	Klostermansfeld – Schraplau/Obhausen – Lauchstädt	Leitung	50HzT	ST	60			x	x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		39	*2027, 2028*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P133	M253	Borken – Gießen/Nord	Leitung	TTG	HE	65			x	x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		73	*2030, 2031*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P135	M255	Ovenstädt – Eickum – Bechterdissen	Leitung	TTG	NW	57			x	x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		60	*2030, 2031*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P150	M352a	Schraplau/Obhausen – Wolkramshausen	Leitung	50HzT	ST, TH	44			x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		*71*	2028, *2029*	2: Im ROV/BFP
	M463	Wolkramshausen – Vieselbach	Leitung	50HzT	TH	44			x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		66	*2028, 2029*	2: Im ROV/BFP
P159	M62	Bürstadt – BASF	Leitung	AMP	HE, RP	67			x	x	x	x	NVA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse, Errichtung einer Leitung: Parallelneubau, Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung	5	13	2029	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P161	M91	Großkrotzenburg – Urberach	Leitung	AMP, TTG	HE	66			x	x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		24	*2027, 2028*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P175	M385	Wilhelmshaven 2 – Fedderwarden	Leitung	TTG	NI	73			x	x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	15		*2029*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M466	Wilhelmshaven 2 – Conneforde	Leitung	TTG	NI	73			x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		36	*2029*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P176	M387	Eichstetten – Bundesgrenze [FR]	Leitung	TNG	BW	72	x		x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		18	*2026*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2021	TYNDP	PCI	Szenario A 2035	Szenario B 2035	Szenario C 2035	Szenario B 2040	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km Ausbau	Trassenlänge in km Bestand	anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
P200	M425	Punkt Blatzheim – Oberzier	Leitung	AMP	NW	74			x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: *Ersatzneubau*		16	*2025, 2027*	*3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG*
P206	M417	Herbertingen – Kreis Konstanz – Beuren – Gurtweil/Tiengen	Leitung	AMP, TNG	BW	23			x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		140	*2030, 2032*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P211	M434	Gießen/Nord – Karben	Leitung	TTG	HE	65			x	x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		51	*2030, 2031*	
P212	***M797***	***Landesbergen – Grohnde***	***Leitung***	***TTG***	***NI***							***x***	***NV***	***Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung***		***73***	***2040***	
	M435	***Grohnde – Vörden – Würgassen***	***Leitung***	***TTG***	***NI, NW***							***x***	***NV***	***Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung***		***57***	***2040***	
	M472	***Würgassen – Sandershausen/Ost – Bergshausen***	***Leitung***	***TTG***	***NW, HE***							***x***	***NV***	***Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung***		***57***	***2040***	
	M473	***Bergshausen – Borken***	***Leitung***	***TTG***	***HE***							***x***	***NV***	***Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung***		***30***	***2040***	
P215	M454	Güstrow – Bentwisch – Suchraum Gemeinden Sanitz/ Dettmannsdorf	Leitung	50HzT	MV	52			x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		***68***	*2029, 2030*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P216	M455	Güstrow – Siedenbrünzow – *Iven/Krusenfelde/Krien/ Spantekow/Werder/Bartow*	Leitung	50HzT	MV	53			x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		90	*2032, 2033*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M523	*Iven/Krusenfelde/Krien/ Spantekow/ Werder/Bartow* – Pasewalk/Nord – Pasewalk	Leitung	50HzT	MV	53			x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		***62***	*2029,* 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P222	M461	Oberbachern – Ottenhofen	Leitung	TTG	BY	47			x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		47	*2027, 2029*	*2: Im ROV/BFP*
P223	M462a	Güstrow – Wessin – Görries – Klein Rogahn – Krümmel	Leitung	50HzT	MV, SH				x	x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		147	2030	
P225	M464a	Altheim – Isar	Leitung	TTG	BY	77			x	x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	8		*2029, 2030*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

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	B 2040			Ausbau	Bestand		
P227	*M468*	*Lübeck/West – Krümmel*	*Leitung*	*TTG*	*SH*							*x*	*NA*	*Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse*	*80*		*2040*	
P228	M469a	Landesbergen – Lehrte/Lahe – Mehrum/Nord	Leitung	TTG	NI	59			x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		98	***2031, 2032***	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P252	M534a	(Marzahn –) Punkt Biesdorf/Süd – Wuhlheide	Leitung	50HzT	BE				x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		4	2030-2035	
P302	M511	Höpfingen – Hüffenhardt	Leitung	TNG	BW	68			x	x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		46	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P306	M518	Großgartach – Pulverdingen	Leitung	TNG	BW				x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau, Parallelneubau, ***Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung***		***39***	2035	
P314	M489	Querregeltransformatoren (PST) im Saarland	Anlage	AMP	SL				x	x	x	x	NO	horizontal			***2027, 2030***	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P315	M491	Hanekenfähr – Gronau	Leitung	AMP	NI, NW	63			x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau, Errichtung einer Leitung: Parallelneubau		94	***2033, 2034***	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P327	M522	Querregeltransformatoren (PST) in der Region Siegerland	Anlage	AMP	NW				x	x	x	x	***NO***	horizontal			***2023, 2026***	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P328	M534	Fedderwarden – Großbritannien	Leitung	(TTG)	NI	70	x		x	x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	200		***2025***	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
P330	M550	Punkt Rittershausen – Höpfingen	Leitung	TNG	BY, BW				x	x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		42,3	2035	
P353	M532	Querregeltransformatoren (PST) Twistetal	Anlage	TTG	HE				x	x	x	x	NO	horizontal			2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P355	M599	Netzverstärkung Neuenhagen – Heinersdorf – Eisenhüttenstadt – Preilack	Leitung	50HzT	BB						x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		125	***2035***	
P358	M567a	2. 380/220-kV-Netzkuppeltransformator in Weida	Anlage	50HzT	TH				x	x	x	x	NV	horizontal			2030	

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	B 2040			Ausbau	Bestand		
P359	M571	Stendal/West – Wolmirstedt	Leitung	50HzT	ST	60			x	x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		37	***2029,*** 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P360	M464	STATCOM Lauchstädt	Anlage	50HzT	ST				x	x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M464b	***MSCDN Lauchstädt***	Anlage	50HzT	ST				x	x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M595a	STATCOM Weida	Anlage	50HzT	TH				x	x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M595 b1	STATCOM Röhrsdorf	Anlage	50HzT	SN				x	x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M595 b2	MSCDN Röhrsdorf	Anlage	50HzT	SN				x	x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M595 c1	STATCOM Ragow	Anlage	50HzT	BB				x	x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M595 c2	***Kompensationsspulen Ragow***	Anlage	50HzT	BB				x	x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	***1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren***
	M595d	STATCOM Siedenbrünzow	Anlage	50HzT	MV				x	x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M595e	STATCOM Suchraum Gemeinden Brünzow/ Kemnitz	Anlage	50HzT	MV				x	x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M595f	STATCOM Neuenhagen	Anlage	50HzT	BB				x	x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	***1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren***
	M595g	STATCOM Malchow	Anlage	50HzT	BE				x	x	x	x	NVA	horizontal			2030	***1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren***
	M595h	STATCOM Remptendorf	Anlage	50HzT	TH				x	x	x	x	NVA	horizontal			2035	
	M595i	STATCOM Streumen	Anlage	50HzT	SN				x	x	x	x	NVA	horizontal			2035	

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	B 2040			Ausbau	Bestand		
P360	M595j	*STATCOM Iven*	Anlage	50HzT	*MV*				x	x	x	x	NVA	horizontal			2035	
	M595k	*STATCOM Suchraum Gemeinde Osterburg*	Anlage	50HzT	ST				x	x	x	x	NVA	horizontal			2035	
	M595l1	*STATCOM Eula*	*Anlage*	*50HzT*	*SN*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NVA*	*horizontal*			*2035*	
	M595l2	*Kompensations-spule Eula*	*Anlage*	*50HzT*	*SN*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NVA*	*horizontal*			*2035*	
	M595m	*STATCOM Suchraum Gemeinde Ebenheim*	*Anlage*	*50HzT*	*TH*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NVA*	*horizontal*			*2035*	
	M595n	*STATCOM Suchraum Gemeinde Schwanebeck*	*Anlage*	*50HzT*	*ST*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NVA*	*horizontal*			*2035*	
	M595 o1	*STATCOM Reuter*	*Anlage*	*50HzT*	*BE*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NVA*	*horizontal*			*2035*	
	M595 o2	*Kompensations-spule Reuter*	*Anlage*	*50HzT*	*BE*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NVA*	*horizontal*			*2035*	
	M595p	*STATCOM Wolkramshausen*	*Anlage*	*50HzT*	*TH*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NVA*	*horizontal*			*2035*	
	M595 q1	*STATCOM Preilack*	*Anlage*	*50HzT*	*BB*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NVA*	*horizontal*			*2035*	
	M595 q2	*Kompensations-spule Preilack*	*Anlage*	*50HzT*	*BB*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NVA*	*horizontal*			*2035*	
	M605a	*STATCOM – D81 (Mecklenburg-Vorpommern)*	*Anlage*	*50HzT*	*MV*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NVA*	*horizontal*			*2035-2040*	
	M605b	*STATCOM – D83 (Brandenburg)*	*Anlage*	*50HzT*	*BB*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NVA*	*horizontal*			*2035-2040*	
	M605c	*STATCOM – D87 (Thüringen)*	*Anlage*	*50HzT*	*TH*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NVA*	*horizontal*			*2035-2040*	

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	B 2040			Ausbau	Bestand		
P360	M685a	380-kV-Kompensationsspule *Jessen/Nord*	Anlage	50HzT	*ST*				x	x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*
	M685b	380-kV-Kompensationsspule *Pulgar*	Anlage	50HzT	*SN*				x	x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*
	M685c	380-kV-Kompensationsspule *Altdöbern*	Anlage	50HzT	BB				x	x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*
	M685d	380-kV-Kompensationsspule *Putlitz/Süd*	Anlage	50HzT	BB				x	x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*
	M685e	380-kV-Kompensationsspulen *Altentreptow/Süd*	Anlage	50HzT	*MV*				x	x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*
	M685f	*380-kV-Kompensationsspule Suchraum Gemeinden Schraplau/Obhausen*	Anlage	50HzT	*ST*				x	x	x	x		horizontal			*2030*	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*
	M685g	*380-kV-Kompensationsspule Beetzsee/Nord*	*Anlage*	*50HzT*	*BB*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NVA*	*horizontal*			*2024*	*3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG*
	M686	*30-kV-Kompensationsspulen Regelzone 50Hertz*	*Anlage*	*50HzT*					*x*	*x*	*x*	*x*	*NVA*	*horizontal*			*2025-2035*	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*
	M695a	*Kompensationsspulen – D81 (Mecklenburg-Vorpommern)*	*Anlage*	*50HzT*	*MV*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NVA*	*horizontal*			*2030-2035*	
	M695b	*Kompensationsspulen – D82 (Hamburg)*	*Anlage*	*50HzT*	*HH*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NVA*	*horizontal*			*2030-2035*	
	M695c	*Kompensationsspulen – D87 (Thüringen)*	*Anlage*	*50HzT*	*TH*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NVA*	*horizontal*			*2030-2035*	
	M752	Erweiterung 1. MSCDN und Errichtung 2. MSCDN Altenfeld	Anlage	50HzT	TH				x	x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	
P365	M583	Netzbooster Pilotanlage Audorf/Süd – Ottenhofen	Anlage	TTG	SH, BY				x	x	x	x	NO	horizontal			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P371	*M773*	*Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Bergrheinfeld/West*	*Anlage*	*TTG*	*BY*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NO*	*horizontal*			*2026*	

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	B 2040			Ausbau	Bestand		
P371	*M774*	*Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Großkrotzenburg*	*Anlage*	*TTG*	*HE*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NO*	*horizontal*			*2025*	
	M789	*Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Borken*	*Anlage*	*TTG*	*HE*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NO*	*horizontal*			*2025*	
	M791	*Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Karben*	*Anlage*	*TTG*	*HE*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NO*	*horizontal*			*2025*	
	M792	*Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Mecklar*	*Anlage*	*TTG*	*HE*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NO*	*horizontal*			*2025*	
	M793	*Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Dollern*	*Anlage*	*TTG*	*NI*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NO*	*horizontal*			*2028*	
	M794	*Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Diele*	*Anlage*	*TTG*	*NI*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NO*	*horizontal*			*2028*	
	M795	*Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Conneforde*	*Anlage*	*TTG*	*NI*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NO*	*horizontal*			*2028*	
	M796	*Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Mehrum/Nord*	*Anlage*	*TTG*	*NI*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NO*	*horizontal*			*2030*	
P400	M590a	MSCDN Klixbüll/Süd	Anlage	TTG	SH				x	x	x	x	NA	horizontal			2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M590b	MSCDN Grohnde	Anlage	TTG	NI				x	x	x	x	NA	horizontal			2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M590d	MSCDN Heide/West	Anlage	TTG	SH				x	x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M590e	MSCDN Audorf/Süd	Anlage	TTG	SH				x	x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M590g	MSCDN Dipperz	Anlage	TTG	HE				x	x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M590h	MSCDN Würgau	Anlage	TTG	BY				x	x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

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	B 2040			Ausbau	Bestand		
P400	M590j	MSCDN Simbach	Anlage	TTG	BY				x	x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M590k	MSCDN Pirach	Anlage	TTG	BY				x	x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M590l	MSCDN Handewitt	Anlage	TTG	SH				x	x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M590m	***MSCDN Elsfleth/West***	***Anlage***	***TTG***	***NI***				***x***	***x***	***x***	***x***	***NA***	***horizontal***			***bis 2030***	***1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren***
	M590n	***MSCDN Wilster/West***	***Anlage***	***TTG***	***SH***				***x***	***x***	***x***	***x***	***NA***	***horizontal***			***2026***	***1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren***
	M591a	Spule Klixbüll/Süd	Anlage	TTG	SH				x	x	x	x	NA	horizontal			2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M591e	Spule Hattorf	Anlage	TTG	NI				x	x	x	x	NA	horizontal			2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M591f	Spulen Landesbergen	Anlage	TTG	NI				x	x	x	x	NA	horizontal			2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M591l	Spule Schwandorf	Anlage	TTG	BY				x	x	x	x	NV	horizontal			2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M591m	Spule Irsching	Anlage	TTG	BY				x	x	x	x	NA	horizontal			2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M591o	***Spule Ohlensehlen***	***Anlage***	***TTG***	***NI***				***x***	***x***	***x***	***x***	***NA***	***horizontal***			***2026***	
	M591p	***Spule Kriegenbrunn***	***Anlage***	***TTG***	***BY***				***x***	***x***	***x***	***x***	***NA***	***horizontal***			***bis 2030***	
	M591o	STATCOM Landesbergen mit Grid Forming	Anlage	TTG	NI				x	x	x	x	NA	horizontal			2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592b	STATCOM Mehrum/Nord mit Grid Forming	Anlage	TTG	NI				x	x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

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	B 2040			Ausbau	Bestand		
P400	M592c	STATCOM Bechterdissen mit Grid Forming	Anlage	TTG	NW				x	x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592d	STATCOM Raitersaich mit Grid Forming	Anlage	TTG	BY				x	x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592e	STATCOM Würgau mit Grid Forming	Anlage	TTG	BY				x	x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592f	STATCOM Ottenhofen mit Grid Forming	Anlage	TTG	BY				x	x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592g	STATCOM Sittling mit Grid Forming	Anlage	TTG	BY				x	x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592h	STATCOM Dipperz mit Grid Forming	Anlage	TTG	HE				x	x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592i	STATCOM Stadorf mit Grid Forming	Anlage	TTG	NI				x	x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592j	STATCOM Gießen/Nord mit Grid Forming	Anlage	TTG	HE				x	x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592k	STATCOM Wahle mit Grid Forming	Anlage	TTG	NI				x	x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592m	rot. Phasenschieber Würgassen	Anlage	TTG	NW				x	x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592n	rot. Phasenschieber Großkrotzenburg	Anlage	TTG	HE				x	x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592o	rot. Phasenschieber Etzenricht	Anlage	TTG	BY				x	x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592p	rot. Phasenschieber Oberbachern	Anlage	TTG	BY				x	x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592q	rot. Phasenschieber Pleinting	Anlage	TTG	BY				x	x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592r	rot. Phasenschieber Mehringen	Anlage	TTG	NI				x	x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

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	B 2040			Ausbau	Bestand		
P400	M592s	rot. Phasenschieber Lübeck/West	Anlage	TTG	SH				x	x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592t	rot. Phasenschieber Audorf/Süd	Anlage	TTG	SH				x	x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592u	*STATCOM Hallendorf mit Grid Forming*	*Anlage*	*TTG*	*NI*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	
	M592v	*STATCOM Eschborn mit Grid Forming*	*Anlage*	*TTG*	*HE*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	
	M593a	*Spule Husum/Nord*	*Anlage*	*TTG*	*SH*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	
	M593b	*Spule Jardelund*	*Anlage*	*TTG*	*SH*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	
	M593c	*Spule Schuby/West*	*Anlage*	*TTG*	*SH*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	
	M593d	*Spule Dollern*	*Anlage*	*TTG*	*NI*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	
	M593e	*Spule Unterweser*	*Anlage*	*TTG*	*NI*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	
	M593f	*Spule Bechterdissen*	*Anlage*	*TTG*	*NW*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	
	M593g	*Spulen Eickum*	*Anlage*	*TTG*	*NW*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	
	M593h	*Spule Helmstedt*	*Anlage*	*TTG*	*NI*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	
	M593i	*Spule Wahle*	*Anlage*	*TTG*	*NI*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	
	M593j	*Spulen Ludersheim*	*Anlage*	*TTG*	*BY*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	
	M593k	*Spule Oberhaid*	*Anlage*	*TTG*	*BY*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	
	M593l	*Spule Raitersaich*	*Anlage*	*TTG*	*BY*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	

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	B 2040			Ausbau	Bestand		
P400	*M593m*	*Spule Altheim*	*Anlage*	*TTG*	*BY*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	
	M593n	*Spulen Isar*	*Anlage*	*TTG*	*BY*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	
	M593o	*Spulen Oberbachern*	*Anlage*	*TTG*	*BY*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	
	M593p	*Spulen Ottenhofen*	*Anlage*	*TTG*	*BY*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	
	M593q	*Spule Pirach*	*Anlage*	*TTG*	*BY*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	
	M593r	*Spulen Pleinting*	*Anlage*	*TTG*	*BY*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	
	M593s	*Spule Sittling*	*Anlage*	*TTG*	*BY*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2030*	
	M627	*Blindleistungskompensation* TenneT MSCDN bis 2035	Anlage	TTG					x	x	x	x	NA	horizontal			2035	
	M628	*Blindleistungskompensation TenneT regelbar bis 2035*	Anlage	TTG					x	x	x	x	NA	horizontal			2035	
P402	M602	Westerkappeln – Gersteinwerk	Leitung	AMP	NW				x	x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	126		2033	
P403	M603	Hattingen – Linde	Leitung	AMP	NW	64			x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		25	*2032, 2033*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P406	M606	Aach – Bofferdange	Leitung	AMP	RP	71	x		x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		10	*2026, 2027*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P408	M621	Eiberg – Bochum	Leitung	AMP	NW				x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		13	2035	
	M622	Bochum – Hattingen	Leitung	AMP	NW				x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		11	2035	
	M744	Emscherbruch – Bochum / Eiberg	Leitung	AMP	NW				x	x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		33	2035	

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2021	TYNDP	PCI	Szenario A 2035	Szenario B 2035	Szenario C 2035	Szenario B 2040	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km Ausbau	Trassenlänge in km Bestand	anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
P410	M624	Querregeltransformatoren (PST) in Enniger	Anlage	AMP	NW				x	x	x	x	*NO*	horizontal			2025	
P412	*M412a*	*Q-Kompensationsanlagen Phasenschieber Amprion*	*Anlage*	*AMP*					*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*2025*	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*
	M412c	*Q-Kompensationsanlagen Spulen Amprion*	*Anlage*	*AMP*					*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*2025*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M412e	*Stationär spannungshebende Q-Kompensationsanlagen aus den Stabilitätsuntersuchungen*	*Anlage*	*AMP*					*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2035*	
	M412f	*Stationär spannungssenkende Q-Kompensationsanlagen aus den Stabilitätsuntersuchungen*	*Anlage*	*AMP*					*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2035*	
	M412g	*Regelbare Q-Kompensationsanlagen aus den Stabilitätsuntersuchungen*	*Anlage*	*AMP*					*x*	*x*	*x*	*x*	*NA*	*horizontal*			*bis 2035*	
P414	M414	hybridge (Hanekenfähr/ Öchtel)	Anlage	AMP	NI								NA	vertikal				
P428	M700	UW Kühmoos	Anlage	TNG	BW				x	x	x	x	NV	horizontal			2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P429	*M632 SA1*	*Netzverstärkung der 380-kV-Schaltanlage Wendlingen*	*Anlage*	*TNG*	*BW*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NVA*	*horizontal*			*2030*	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*
P430	M646	Netzbooster Pilotanlage Kupferzell	Anlage	TNG	BW				x	x	x	x	NO	horizontal			2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P450	*M678*	*Putlitz/Süd – Putlitz – Perleberg – Stendal/West*	*Leitung*	*50HzT*	*BB, ST*	*60*			*x*	*x*	*x*	*x*	*NV*	*Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung*		*98*	*2029, 2030*	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*
	M786	*Güstrow – Siedenbrünzow – Putlitz/Süd*	*Leitung*	*50HzT*	*MV, BB*	*60*			*x*	*x*	*x*	*x*	*NV*	*Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung*		*152*	*2035*	
P451	M681	Graustein – Bärwalde	Leitung	50HzT	BB, SN	62			x	x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		22	*2030*	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
P461	*M688*	*Paffendorf – Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit*	*Anlage*	*AMP*	*NW*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NV*	*horizontal*			*2024*	*1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren*

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	B 2040			Ausbau	Bestand		
P462	M689	Aachen – Netzerweiterung	Leitung	AMP	NW	75			x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau, Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		*26*	*2027, 2028*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P463	M690	Westliches Rheinland – Netzverstärkungen	Anlage	AMP	NW				x	x	x	x	NV	vertikal			2023	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG, 4: Genehmigt oder im Bau, 5: Realisiert
P464	M691	Saarland – Saarwellingen – Netzerweiterung	Leitung	AMP	SL				x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau, Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		8,3	2028	
P500	M737	Aschaffenburg – Urberach	Leitung	AMP, TTG	BY, HE				x	x	x	x	NVA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	29,5		2035	
P501	M740	Gersteinwerk – Lippe – Mengede	Leitung	AMP	NW				x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		34	2035	
P502	M741	Walsum – Beeck	Leitung	AMP	NW				x	x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		8,5	2027/ 2028	
P503	M742	Niederrhein – Walsum	Leitung	AMP	NW				x	x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		26,6	2035	
P504	M743	Sechtem – Weissenthurm	Leitung	AMP	NW, RP				x	x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		77	2030	
P505	*M754*	*Niederstedem – Bauler – Bundesgrenze*	*Leitung*	*AMP*	*RP*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NV*	*Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung*		*22*	*2030*	
P509	*M784*	*Limburg – Eschborn – Kriftel*	*Leitung*	*AMP*	*HE*							*x*	*NVA*	*Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse, Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung*	*60*	*10*	*2040*	
P510	*M787*	*Dezentraler Netzbooster Bayerisch-Schwaben*	*Anlage*	*AMP*	*BY*				*x*	*x*	*x*	*x*	*NO*	*horizontal, vertikal*			*2025*	
P528	*M750*	*Netzverstärkung Lauchstädt – Leuna/Merseburg/Weißenfels – Pulgar*	*Leitung*	*50HzT*	*ST, SN*							*x*	*NV*	*Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau*		*59*	*2040*	

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	B 2040			Ausbau	Bestand		
P531	M531a	Thyrow – ***Mahlow*** – Berlin/Südost/ ***Lichterfelde – Mitte***	Leitung	50HzT	***BB***, BE				x	x	x	x	NVA	***Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse,*** Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	***20***	25	2030-2035	
	M531b	Malchow – Moabit – Reuter	Leitung	50HzT	BE				x	x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	18		2030-2035	
P532	M536a	Neubau ***380-kV***-Anlage UW Streumen	Anlage	50HzT	SN				x	x	x	x	NV	horizontal			2030	

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 34: Zusätzliche Interkonnektoren gemäß Kapitel 5.4

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2021	TYNDP	PCI	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
											Ausbau	Bestand		
P74	M96	Vöhringen – Punkt Bundesgrenze (AT)	Leitung	AMP	BY		x		NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		110	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P170	M380	Uchtelfangen – Ensdorf – Bundesgrenze	Leitung	AMP	SL		x		NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		34	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P204	M430	380-kV-Umstellung zwischen Tiengen und Beznau	Leitung	AMP	BW		x		NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		4	2030	
P221	M461a	DC-Kabel Hansa PowerBridge 2	Leitung	50HzT	MV		x		NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	35		2035	
P313	M488	2. Interkonnektor Deutschland – Belgien	Leitung	AMP	NW		x		NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	15		2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P367	M714	Emden/Ost – Eemshaven (Grenze DE/NL)	Leitung	TTG	NI		x		NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	26		2035	
P367	M716	PST in Emden/Ost	Anlage	TTG	NI				NA	horizontal			2035	

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

6.3 Realisierte Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2030 (2019)

Tabelle 35: Realisierte Maßnahmen des NEP 2030 (2019)

Startnetz-nummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG / BBP	Trassen-länge 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						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

Startnetz-nummer	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. Dreibein Brunsbüttel	Anlage	SH	NV	horizontal						2018	5: Realisiert
TTG-P66	Umspannwerk Fedderwarden	Anlage	*NI*	NA	vertikal						2020	5: Realisiert
	Fedderwarden – Conneforde	*Leitung*	*NI*	*NA*	*Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse*	*x*		*BBP Nr. 31*	*30*		*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 Elsfleth/West	Anlage	NI	NA	horizontal						2019	5: Realisiert
TTG-P178	Schaltanlage Bechterdissen	Anlage	NW	NV	horizontal						2020	5: Realisiert
TNG-P90	*Spule Goldshöfe*	*Anlage*	*BW*	*NA*	*horizontal*						*2020*	*5: Realisiert*
	Spule Mühlhausen	*Anlage*	*BW*	*NA*	*horizontal*						*2020*	*5: Realisiert*

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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 36), ***die ÜNB legen hierbei die Festlegungen*** des ***jeweils*** aktuellen Flächenentwicklungsplans (FEP) ***zugrunde***.

Darüber hinaus werden alle Offshore-Netzanbindungssysteme des Zubaunetzes und deren Bedarf in den jeweiligen Szenarien dargestellt (siehe Tabelle 37). 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 36: Stand der Umsetzung von Offshore-Netzanbindungsmaßnahmen (Maßnahmen basierend auf bestätigtem NEP 2030 (2019))

Projekt	Bezeichnung des Projekts	*Bundesländer*	gültige Bestätigung			Stand *zweiter* Entwurf NEP 2035 (2021) Szenario B 2035		Stand der Umsetzung
			maßgeblich Bestätigung*	Netzverknüpfungspunkt	Beginn der Umsetzung / geplante Fertigstellung	Netzverknüpfungspunkt	Beginn der Umsetzung / geplante Fertigstellung	
NOR-1-1	HGÜ-Verbindung NOR-1-1 (DolWin5)	*NI*	O-NEP 2025	Halbemond oder Emden / Ost	2019 / 2024	Emden / Ost	2019 / 2024	4
NOR-3-2	HGÜ-Verbindung NOR-3-2 (DolWin4)	*NI*	NEP 2030 (2019)	Hanekenfähr	2023 / 2028	Hanekenfähr	2022 / Q3 2028	2
NOR-3-3	HGÜ-Verbindung NOR-3-3 (DolWin6)	*NI*	O-NEP 2025	Emden / Ost	2017 / 2023	Emden / Ost	2017 / 2023	4
NOR-6-3	HGÜ-Verbidung NOR-6-3 (BorWin4)	*NI*	NEP 2030 (2019)	Hanekenfähr	2024 / 2029	Hanekenfähr	2022 / Q3 2029	2
NOR-7-1	HGÜ-Verbindung NOR-7-1 (BorWin5)	*NI*	O-NEP 2025	Cloppenburg	2025 / 2030	Garrel / Ost	2020 / 2025	4
NOR-7-2	HGÜ-Verbindung NOR-7-2 (BorWin6)	*SH*	O-NEP 2030 (2019)	Büttel	2022 / 2027	Büttel	2022 / Q4 2027	3

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

* Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP)

** *Aufgrund der Vergleichbarkeit der 2-GW-Netzanbindungssysteme NOR-9-1, NOR-9-2 und NOR-10-1 sowie des größtenteils parallelen Trassenverlaufs der beiden Netzanbindungssysteme NOR-9-1 und NOR-10-1 ist eine zeitgleiche Verhandlung und Vergabe dieser drei Netzanbindungssysteme ein mögliches Szenario, um mögliche Synergien zu nutzen und Risiken zu minimieren.*

*** 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

*Tabelle 37: Übersicht Zubau-Offshorenetz **

Projekt	M-Nr.	Bezeichnung der Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt	*Bundesländer*	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 (DolWin4)	Hanekenfähr (Amprion)	*NI*	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)	Hanekenfähr (Amprion)	*NI*	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)	*SH*	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)	*NI*	ca. 270	2.000	*2023* / Q3 2029	*2023* / Q3 2029	*2023* / Q3 2029	*2023* / Q3 2029
NOR-9-2	M236	HGÜ-Verbindung NOR-9-2 (BalWin3)	Wilhelmshaven 2 (TenneT)	*NI*	ca. 250	2.000	*2023* ** / Q3 2030	*2023* ** / Q3 2030	*2023* ** / Q3 2030	*2023* ** / Q3 2030

Projekt	M-Nr.	Bezeichnung der Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt	*Bundesländer*	Trassenlänge in km	Übertragungsleistung	Szenario (Beginn der Umsetzung / geplante Fertigstellung)			
							A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
NOR-10-1	M231	HGÜ-Verbindung NOR-10-1 (BalWin2)	Unterweser (TenneT)	*NI*	ca. 270	2.000	*2023* ** / Q3 2030	*2023* ** / Q3 2030	*2023* ** / Q3 2030	*2023* ** / Q3 2030
NOR-11-1	M39	HGÜ-Verbindung NOR-11-1 (LanWin3)	Westerkappeln (Amprion)	*NW*	ca. 370	2.000	2028 / 2033 ***	2028 / 2033 ***	2028 / 2033 ***	2028 / 2033 ***
NOR-11-2 bzw. NOR-12-1 ****	M242	HGÜ-Verbindung NOR-11-2 (LanWin4)	Wehrendorf (Amprion)	*NI*	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)	*NW*	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)	*Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede* (TenneT)	*NI*	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)	*SH*	ca. 295	2.000		*2027 / 2032* ***	*2027 / 2032* ***	*2027 / 2032* ***
NOR-x-1 (Zone 4)	M248	HGÜ-Verbindung NOR-x-1 (Zone 4)	*Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede* (TenneT)	*NI*	ca. 350	2.000			2030 / 2035 ***	2031 / 2036 ***
NOR-x-2 (Zone 4)	M246	HGÜ-Verbindung NOR-x-2 (Zone 4)	Rommerskirchen (Amprion)	*NW*	ca. 650	2.000				2032 / 2037 ***
NOR-x-3 (Zone 4)	M249	HGÜ-Verbindung NOR-x-3 (Zone 4)	Heide / West (TenneT)	*SH*	ca. 310	2.000				2033 / 2038 ***
NOR-x-4 (Zone 4)	M247	HGÜ-Verbindung NOR-x-4 (Zone 4)	Oberzier (Amprion)	*NW*	ca. 675	2.000				2034 / 2039 ***
NOR-x-5 (Zone 4)	M250	HGÜ-Verbindung NOR-x-5 (Zone 4)	*Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede* (TenneT)	*NI*	ca. 350	2.000				2035 / 2040 ***
OST-1-4	M73	AC-Verbindung OST-1-4 (Ostwind 3)	Suchraum Gemeinden Brünzow / Kemnitz (50Hertz)	*MV*	ca. 105	300	2022 / 2026	2022 / 2026	2022 / 2026	2022 / 2026
OST-T-1* ****	M85	AC-Verbindung *OST-T-1* (Testfeld)	Suchraum Gemeinde Papendorf (50Hertz)	*MV*	ca. 40	300	---- / ---- ******	---- / ---- ******	---- / ---- ******	---- / ---- ******

* Projekte über 20 GW sind hellblau hinterlegt.

** *Aufgrund der Vergleichbarkeit der 2-GW-Netzanbindungssysteme NOR-9-1, NOR-9-2 und NOR-10-1 sowie des größtenteils parallelen Trassenverlaufs der beiden Netzanbindungssysteme NOR-9-1 und NOR-10-1 ist eine zeitgleiche Verhandlung und Vergabe dieser drei Netzanbindungssysteme ein mögliches Szenario, um mögliche Synergien zu nutzen und Risiken zu minimieren.*

*** 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.

***** *Das Projekt firmierte bisher unter dem Projektnamen OST-7-1. Die Anpassung in OST-T-1 erfolgt unter Berücksichtigung des FEP 2020, in dem das ehemalige Gebiet O-7 als „Testfeld in Prüfung" ausgewiesen wird. Grund hierfür ist § 5 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 lit. a WindSeeG, wonach Testfelder „außerhalb von Gebieten" festgelegt werden können.*

****** 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

Für eine erfolgreiche Energiewende müssen die Stromübertragungsnetze in Deutschland um- und ausgebaut werden. Dieses gesamtgesellschaftliche Projekt kann nur gelingen, wenn eine breite Öffentlichkeit es akzeptiert und unterstützt. Um die Perspektiven, das Wissen und die Vorschläge aller gesellschaftlichen Gruppen bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans mit einzubeziehen, haben die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) den ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) Strom 2035 (2021) am 29.01.2021 auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht. Anschließend wurde der NEP vom 29.01. bis zum 05.03.2021 zur öffentlichen Konsultation gestellt.

Jeder, gleich ob Privatperson, Unternehmen, Organisation oder Institution, konnte in dieser Zeit Stellung nehmen. Alle elektronisch eingegangenen Stellungnahmen, für die eine Einverständniserklärung seitens des Verfassers vorlag, wurden auf www.netzentwicklungsplan.de/de/stellungnahmen-nep-2035-2021 veröffentlicht. Aufgrund der zeitlichen Enge des NEP-Verfahrens sowie der Anzahl und des Umfangs der Konsultationsbeiträge ist es leider nicht möglich, die einzelnen Stellungnahmen individuell zu bestätigen und zu beantworten.

Die Stellungnahmen zum ersten Entwurf haben die ÜNB kategorisiert und eingehend geprüft. Anschließend haben sie den Netzentwicklungsplan entsprechend überarbeitet und ergänzt. So wurden in den jeweiligen Kapiteln weitergehende Erläuterungen zu den angesprochenen Themen eingefügt sowie die Projektsteckbriefe im Anhang gegebenenfalls ergänzt. Diese Ergänzungen gegenüber dem ersten Entwurf sind in den Kapiteln kursiv dargestellt und somit deutlich sichtbar.[38] Das vorliegende Kapitel 7 dient einer Zusammenfassung der Konsultationsbeiträge.

7.1 Absender und Arten der Konsultationsbeiträge

Insgesamt sind während der Konsultationsphase 3.293 Einsendungen, davon 142 unterschiedliche Stellungnahmen, bei den ÜNB eingegangen. Serienbriefe wurden einzeln je Absender gezählt. Doppelte Einsendungen derselben Beiträge, auch über verschiedene Kanäle, wurden herausgefiltert. Nachfolgend wird eine Übersicht über die Teilnehmer an der Konsultation des NEP sowie deren Themen gegeben.

Von den 3.293 Einsendungen zum ersten Entwurf des NEP 2035 (2021) wurden 3.172 von Privatpersonen eingereicht, die damit wie in den vergangenen Konsultationen den überwiegenden Teil der Konsultationsteilnehmer stellen. 121 Stellungnahmen wurden von Institutionen eingereicht. Zum Vergleich: Zum ersten Entwurf des vorigen NEP 2030 (2019) nahmen 763 Privatpersonen und 143 Institutionen Stellung. Die Gesamtzahl an Beiträgen hat sich in der jetzigen Konsultation mehr als verdreifacht. Wie bereits vor zwei Jahren erfolgte die Mehrheit der Einsendungen über E-Mail. Nur wenige Teilnehmer nutzten die Möglichkeit, sich online auf www.netzentwicklungsplan.de zu beteiligen. Sehr wenige Stellungnahmen gingen postalisch ein.

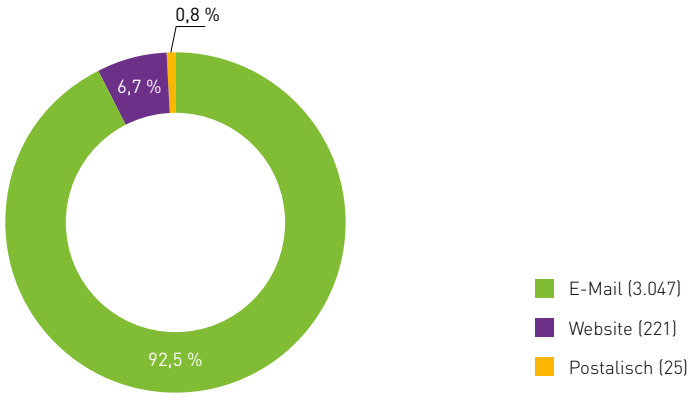
38 Das Kapitel 7 wurde ausführlich überarbeitet. Um die Lesbarkeit zu erleichtern, wurde auf eine kursive Schrift verzichtet.

Tabelle 38: Aufteilung der Stellungnahmen nach Absender

Absender	Anzahl der Stellungnahmen
Privatpersonen	3.172
Kommunen	40
Bürgerinitiativen	14
Umwelt- / Naturschutzverbände	13
Energieunternehmen	12
Verbände	12
Bund / Länder	9
Unternehmen	7
Parteien	5
Sonstige	7

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 66: Stellungnahmen nach Übermittlungswegen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Auffällig an der diesjährigen Konsultation ist die große Anzahl an Einsendungen einer Stellungnahme der Initiative „Fridays For Future", die mit 3.100 Einsendungen den mit Abstand größten Anteil an der Konsultation hat.

Serienbriefe

Serienbriefe fallen in einer Konsultation wegen der großen Anzahl an Einsendungen auf. Für die Einarbeitung der Stellungnahmen in den NEP ist die Anzahl der Einsendungen aber nicht entscheidend, sondern die vorgebrachten Argumente. Bei gleichem Inhalt findet ein einmalig eingebrachter Konsultationsbeitrag nicht weniger Beachtung als ein Serienbrief.

Die ÜNB hat einundfünfzigmal ein Serienbrief erreicht, der sie auffordert, die Konsultation des ersten Entwurfs des NEP 2035 (2021) abzubrechen. Begründet wird diese Aufforderung mit den im ersten Entwurf noch fehlenden Analysen und Ergebnissen. Den Absenderinnen und Absendern ist es wichtig, dass der vollständige NEP 2035 (2021) konsultiert wird.

Ein Abbruch der Konsultation ist nicht im Sinne der Öffentlichkeitsbeteiligung, die den ÜNB sehr wichtig ist und zu der die ÜNB gesetzlich verpflichtet sind. Darüber hinaus würde ein Abbruch bedeuten, dass bereits eingegangene Stellungnahmen nicht berücksichtigt werden. Mit einem solchen Vorgehen wären also weder die ÜNB noch die vielen Teilnehmerinnen und Teilnehmer der Konsultation einverstanden. Der vollständige zweite Entwurf des NEP 2035 (2021) wird selbstverständlich auch wieder öffentlich konsultiert. Durchgeführt wird diese Konsultation von der Bundesnetzagentur.

Über dreitausendmal erreichte die ÜNB ein Serienbrief, den die Initiative „Fridays For Future" ins Leben gerufen hat. Absender waren überwiegend Privatpersonen und vereinzelt Vereine, Verbände und Unternehmen. Die Schreiber fordern mindestens ein Szenario im NEP, mit dem das im Jahr 2012 auf dem UN-Klimagipfel in Paris beschlossene 1,5°C-Ziel bis 2050 erreicht werden kann.

Ein weiterer Kritikpunkt der Verfasser ist der in den NEP-Szenarien nur geringe Anstieg des Stromverbrauchs. Die Schreiber rechnen mit einem Bruttostromverbrauch von jährlich 1.000 bis 1.400 TWh im Jahr 2035 statt der im NEP angenommenen 700 TWh. Dabei stützen sich die Absender auf das Fraunhofer Institut und das Forschungszentrum Jülich. Entsprechend dem Stromverbrauch sind die Verfasser auch mit dem im NEP angenommenen Ausbau der erneuerbaren Energien nicht einverstanden. Hier berufen sie sich auf das Wuppertal Institut, laut dem zukünftig eine installierte PV- und Wind-Leistung von circa 500 bis 700 GW benötigt wird.

Die von den Absendern gewünschte Erläuterung zur 40%igen Reduktion des Emissionsfaktors von Erdgaskraftwerken steht in diesem zweiten Entwurf in Kapitel 4.2.4 „Einhaltung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung" unter Punkt „1. Reduktion der Treibhausgasemissionen".

7.2 Klimaziele

Nicht nur die Stellungnahme der Initiative „Fridays For Future" hat das Erreichen des 1,5°C-Ziels im Fokus. Auch andere Organisationen und Privatpersonen wünschen sich einen NEP, der „ambitioniertere" Klimaziele verfolgt.

Mit den Pariser Zielen und den Klimazielen der Bundesregierung sind die politischen Zielvorgaben für den Umbau des Energiesystems bis 2050 grundsätzlich gesetzt: Bis 2030 sollen mindestens 55 % der CO_2-Emissionen eingespart werden und 2050 soll Deutschland klimaneutral sein. Weitere Zwischenziele fehlen noch. Sofern die neuen nationalen und europäischen Treibhausgasminderungsziele bis zum Herbst 2021 konkretisiert sind, werden die ÜNB sie bei der Erarbeitung des nächsten Szenariorahmens berücksichtigen. Der Szenariorahmenentwurf für den kommenden NEP 2035 (2023) ist der Bundesnetzagentur am 10.01.2022 von den ÜNB vorzulegen.

Ebenfalls findet sich in den Konsultationsbeiträgen in Bezug auf die Klimazielerreichung auch die Forderung nach der Berücksichtigung eines CO_2-Restbudgets. Diese Methodik sei dem aktuellen Ansatz einer zieljahrscharfen Vorgabe ohne zugrunde liegenden Budgetansatz vorzuziehen. In Bezug auf die Gesamtmenge an CO_2-Emissionen macht es einen großen Unterschied, wann die Reduktion erfolgt und wie steil der Reduktionspfad ist. Es geht also im Wesentlichen um die Frage, wie schnell der Ausstieg aus fossiler bei gleichzeitigem Ausbau erneuerbarer Energieerzeugung erfolgt. Entsprechend diesem Wandel müssen Strom-, Gas- und Wasserstoffinfrastrukturen gestaltet werden.

Dieser Wandel wird weitgreifende Veränderungen mit sich bringen. Welche Infrastrukturen, Netze und Rahmenbedingungen insbesondere nach 2030 erforderlich sein werden, ist zurzeit noch in Diskussion. Die ÜNB bringen sich in diese sektorenübergreifende Diskussion ein, zum Beispiel in dem sie an der dena-Netzstudie III mitwirken. In dieser Studie wird ein Vorschlag für den in zahlreichen Stellungnahmen befürworteten Systementwicklungsplan erarbeitet, der zukünftig den Netzentwicklungsplänen Strom und Gas vorgeschaltet werden soll und einen politisch und gesellschaftlich akzeptablen Klimaschutzpfad bis 2050 erarbeitet. Aktuell fehlt einer integrierten Netzentwicklungsplanung für Strom und Gas noch die rechtliche Grundlage.

7.3 Wasserstoff-Strategie

Es sind viele Stellungnahmen eingegangen, die darauf verweisen, dass die zukünftige Nutzung von grünem Wasserstoff sich auf die Stromnetzplanung auswirken wird.

Eine Kombination aus Stromnetzausbau, leistungsfähigen Speichern, Power-to-Gas-Lösungen und Sektorenkopplung wird gebraucht, damit ein in Zukunft klimaneutrales Deutschland mit seinen energieintensiven Wirtschaftszweigen wettbewerbsfähig bleibt.

Während die politische Diskussion über die weitere Ausgestaltung der Wasserstoffstrategie und die Regulierung von Wasserstoffnetzen läuft, haben die Ziele der nationalen Wasserstoffstrategie größtenteils Eingang in den Szenariorahmen des NEP gefunden. Für 2035 wurden in den Szenarien 3 bis 8 GW an Wasserstoff-Elektrolyseuren berücksichtigt, für 2040 10 GW. Das Zusammenwachsen der Sektoren wird sich in Zukunft in einer integrierten Infrastrukturplanung für Strom, Gas, Wasserstoff und Wärme manifestieren. Wichtige Fortschritte und Erkenntnisse dürfen von der dena-Netzstudie III (s. o.) erwartet werden, die bis Ende dieses Jahres 2021 abgeschlossen werden soll.

7.4 Dezentrale Energiewende

Aus einigen Stellungnahmen geht die Ansicht hervor, der NEP würde eine zunehmende Dezentralität von Stromerzeugung und -verbrauch nicht beachten.

Die ÜNB planen das Stromnetz für die dezentrale Energiewende in Zusammenarbeit mit den Verteilnetzbetreibern. Die ÜNB beachten dabei sowohl dezentrale Erzeugung erneuerbarer Energien als auch Speicherkapazitäten. Der NEP 2035 (2021) enthält für das Jahr 2035 eine installierte Photovoltaik-Leistung von 110 bis 120 GW. Das Speicherpotenzial von Elektrofahrzeugen und Haushaltswärmepumpen wird darüber hinaus im Sinne einer verteilnetzorientierten Lastgangerstellung berücksichtigt. In der Folge wird die Belastung des Verteilnetzes und damit teilweise auch die des Übertragungsnetzes gedämpft.

Allerdings lässt sich der Strombedarf großer Industriestandorte und Ballungsräume weder kurz- noch langfristig ausschließlich durch lokale oder regionale Erzeugung erneuerbarer Energie decken. Deshalb ist die Offshore-Windenergie wichtiger Bestandteil der Energiewende. Für ein Gelingen der Energiewende muss der Strom von den Windparks im Norden und Osten zu den Verbrauchszentren im Westen und Süden Deutschlands transportiert werden.

7.5 Innovationen

In vielen Stellungnahmen wird die Berücksichtigung innovativer Technologien begrüßt. Weitere Konsultationsteilnehmer fordern aber auch die Konkretisierung des Einsatzes oder sie kritisieren die aus ihrer Sicht noch unzureichende Berücksichtigung innovativer Technologien. Hierzu wurden dem NEP in diesem zweiten Entwurf im Abschnitt 5.2 „Neue und innovative Technologien“ umfassende Ergänzungen hinzugefügt.

7.6 Volkswirtschaftliche Effizienz

Viele Teilnehmerinnen und Teilnehmer der Konsultation merken an, dass die Kosten für den Netzausbau immens seien. In der Folge wird gefragt, welcher Nutzen diesen Kosten gegenübersteht.

Kosten-Nutzen-Analysen sind im europäischen Ten Year Network Development Plan (TYNDP) von entso-e üblich und zielen auf die Effizienz der Maßnahmen ab. Die Effizienz einer Maßnahme sagt aber noch nichts darüber aus, ob sie erforderlich ist. Deswegen ist das von deutschen ÜNB im nationalen Netzentwicklungsplan Strom angewandte Vorgehen strenger. Sie gehen bei ihrer Netzplanung nach dem (n-1)-Prinzip vor: Das Netz wird so geplant, dass auch bei Ausfall einer Komponente noch Netzsicherheit gewährleistet ist. Somit sind alle im NEP enthaltenen Maßnahmen für die Netzsicherheit notwendig.

Die im NEP enthaltenen Maßnahmen werden unterschieden in Netzoptimierung, Netzverstärkung und Netzausbau. Das Vorgehen nach dem NOVA-Prinzip stellt sicher, dass die effizienteste Lösung umgesetzt wird: Es wird erst optimiert, dann verstärkt und zuletzt ausgebaut. Diese Vorgehensweise stellt sicher, dass keine Stromleitung gebaut wird, wo sich Netzsicherheit auch kostengünstiger herstellen ließe.

Um den Netzausbau so gering wie möglich zu dimensionieren, planen die ÜNB mit innovativen Technologien: Großbatteriespeicher und witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb sorgen beispielsweise dafür, das bestehende Netz besser auszulasten. Blindleistungskompensationsanlagen und rotierende Phasenschieber tragen ebenfalls zur Netzstabilität bei und können Kosten bei Reservekraftwerken reduzieren.

Ein Stromnetz, das häufig überlastet ist, verursacht volkswirtschaftliche Kosten. Wenn aufgrund von Engpässen im Stromnetz in die Fahrweise konventioneller Kraftwerke eingegriffen werden muss, entstehen Redispatch-Kosten. Diese liegen bereits heute bei jährlich rund einer Milliarde Euro, die auf die Endverbraucher umgelegt werden. Diese Kosten würden bei fortschreitender Energiewende ohne weiteren Netzausbau deutlich ansteigen. Der Netzausbau hilft, diese Kosten zu senken. Vielfach wird argumentiert, dass Redispatch zur Lösung der Engpässe günstiger sei als Netzausbau. Dies mag in Einzelfällen kurzfristig der Fall sein. Hierbei ist aber zu berücksichtigen, dass beim Netzausbau Werte in Form von Leitungen und Anlagen geschaffen werden, die in der Regel die Abschreibungszeit deutlich überdauern. Eine Höchstspannungsleitung wird zum Beispiel in der Regel über 40 Jahre abgeschrieben, kann aber 80 Jahre oder länger in Betrieb bleiben – mit einem entsprechenden Nutzen für die Stromkunden und die Gesellschaft. Redispatch-Kosten fallen dagegen jährlich an und bieten der Gesellschaft keinen Gegenwert oder langfristigen Nutzen.

7.7 Offshore

In Summe wurden zum NEP-Themenkomplex Offshore 15 Stellungnahmen eingereicht. Der überwiegende Teil der Stellungnahmen hat konkrete Offshore-Projekte und -Maßnahmen adressiert. Darüber hinaus haben die Stellungnahmen zum Offshore-Netzausbau weitere übergeordnete Themenfelder berührt, die in diesem wie auch im Kapitel 3 des zweiten Entwurfs abgebildet sind.

Berücksichtigung der Rückbaupflichten

Aufgrund der befristeten Genehmigungsdauern von Offshore-Windparks werden um das Jahr 2040 die ersten Offshore-Windparks nach derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen zurückgebaut werden müssen. Aufgrund der noch fehlenden Konkretisierungen und Zeitpläne zum Thema Nachnutzung von Offshore-Flächen im Flächenentwicklungsplan und der geringen Erzeugungsleistung der zu diesem Zeitpunkt voraussichtlich zurückgebauten Offshore-Windparks werden die ÜNB das Thema erst im nächsten NEP valide berücksichtigen können. Das BSH strebt den Beginn der Fortschreibung des FEP im Jahr 2021 an, in der das Thema Rückbau und Nachnutzung der Windparkflächen bereits konkretisiert werden könnte.

Berücksichtigung neuer Technologien

Die ÜNB berücksichtigen bei der Planung und Erstellung der Konzepte für die Netzanbindungssysteme stets den aktuellen Technologiefortschritt. Die Übertragungsleistung der zukünftigen Netzanbindungssysteme in der Nordsee wurde beispielsweise innerhalb der letzten Jahre auf 2 GW bei einer Systemspannung von 525 kV erhöht. Im Rahmen des „2-GW-Programms“ hat TenneT u. a. eine „Innovation Partnership“ mit fünf Herstellern von HGÜ-Umrichtern zum Nachweis der technologischen Machbarkeit von Umrichtersystemen auf dieser Spannungsebene gegründet, eine sogenannte FEED-Studie für ein standardisiertes Plattformdesign in Auftrag gegeben und zusammen mit acht Herstellern von DC-Kabeln den Prozess zur Präqualifikation der für die Übertragung von 2 GW Offshore-Erzeugungsleistung erforderlichen 525 kV HVDC XLPE-Seekabelsystemen gestartet. Weitere Möglichkeiten und Innovationen zur Anbindung größerer Windparkleistungen und der Reduzierung des Eingriffes in die Natur werden von den ÜNB in die Planungen einbezogen, für die allerdings detaillierte Untersuchungen erforderlich sind und eine Verfügbarkeit der Technologien am Herstellermarkt gewährleistet sein muss.

Gesamtkonzept aus küstennahen und lastnahen Netzverknüpfungspunkten

Der Zubau von Offshore-Erzeugungsanlagen gemäß dem gesetzlich vorgeschriebenen Ausbaupfad bis 2040 insbesondere in der Nordsee stellt einen wesentlichen Treiber für die notwendige Dimensionierung des zukünftigen Stromsystems dar. Mit der kontinuierlich zunehmenden Einspeisung durch Offshore-Windenergieanlagen geht eine entsprechende Zunahme des notwendigen Nord-Süd-Transportbedarfs einher, um die Energie in die Lastzentren vor allem im Westen und Süden des Landes zu transportieren. Verstärkt wird dieser Effekt durch den beschlossenen Ausstieg aus der Kern- und Kohlekraft. Die resultierende Erzeugungslücke kann durch die zusätzliche Erzeugung aus regenerativen Quellen, insbesondere der Offshore-Windenergie, vermindert werden. Dazu ist jedoch die Netzstruktur des Übertragungsnetzes entsprechend auszulegen.

Um den erforderlichen Netzausbau so gering wie möglich zu halten und um gegenseitige Synergien zu nutzen, muss daher die Einbindung der neuen Offshore-Erzeugungsanlagen in das Übertragungsnetz koordiniert mit der Onshore-Zielnetzentwicklung und hierbei mit der Dimensionierung des HGÜ-Overlay-Grids erfolgen. In den Netzanalysen wurde daher eine Vielzahl denkbarer Varianten aus möglichen NVP sowie HGÜ-Korridoren bewertet. Dabei hat sich die im vorliegenden NEP dargestellte Zuordnung der NVP in Verbindung mit den neuen HGÜ-Korridoren sowohl netztechnisch als auch wirtschaftlich als die vorzugswürdige Variante dargestellt. Das Gesamtkonzept sieht daher die Kombination weiterhin küstennaher Anschlüsse (mit Option der DC-Kopplung via Multiterminal bzw. perspektivisch als DC-Schaltanlage) mit neuen lastnahen Anschlüssen ab 2035 in die Lastzentren Nordrhein-Westfalens vor.

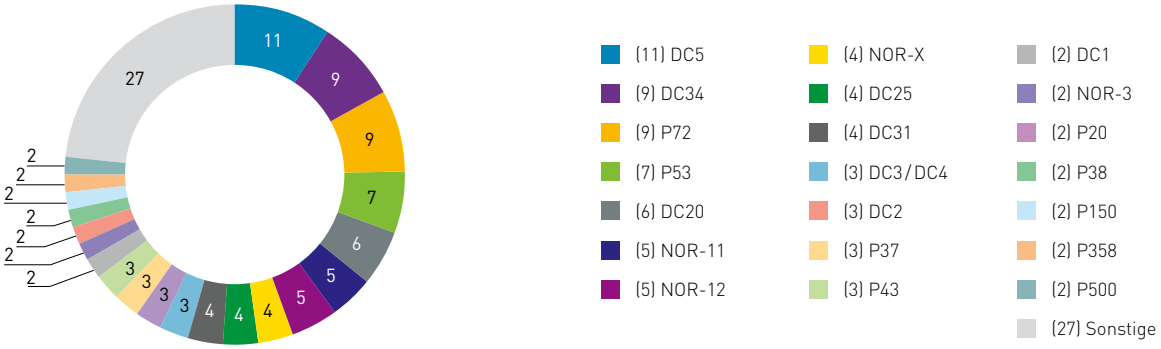
Die resultierenden höheren Bau- und Errichtungskosten durch die längeren landseitigen Kabeltrassen im Fall lastnaher NVP können durch die damit eingesparten Engpassvermeidungskosten im Bestandsnetz kompensiert werden. Die lastnahen NVP profitieren dabei von der verlustarmen Übertragung über lange Distanzen mittels HGÜ-Technologie (siehe dazu auch Kapitel 5.1.3). Eine alternative Verlagerung derselben NVP in den Norden würde einen höheren lokalen AC-Netzausbaubedarf zur Anbindung und einen Weitertransport des offshore-erzeugten Stroms mittels zusätzlicher landseitiger HGÜ-Maßnahmen bedingen. Gleichzeitig können die landseitigen HGÜ-Leitungen, welche mittels Multiterminal-Technologie direkt mit Offshore-Netzanbindungssystemen verbunden sind, höher ausgelastet werden. Einerseits kann damit der AC-Netzausbau reduziert werden, andererseits ist hierzu jedoch die Errichtung eines (Multiterminal)-Konverters am Abspannpunkt mit den entsprechenden Kosten und Platzbedarfen erforderlich. Ein zusätzlicher Abspannpunkt dieser Offshore-Netzanbindungssysteme hat sich konkret für die drei neuen lastnahen Netzverknüpfungspunkte im Amprion-Netzgebiet aus Kosten-Nutzen-Sicht nicht als vorteilhaft erwiesen. Insgesamt hat sich gezeigt, dass eine Kombination aus küstennahen und lastnahen NVP die systemisch beste Lösung ist.

7.8 Projektbezogene Konsultationsbeiträge

Auch in der jüngsten Konsultation bezog sich erneut eine Vielzahl der Stellungnahmen von Privatpersonen auf konkrete Projekte. Einen Schwerpunkt bildete erneut die HGÜ-Verbindung SuedOstLink DC5 mit elf Einsendungen. Ebenfalls im Fokus der Konsultation waren die HGÜ-Verbindungen DC34 von Niedersachsen nach Hessen mit neun Einsendungen und DC20 Klein Rogahn – Landkreis Börde – Isar mit sechs Einsendungen. Mehrfach konsultiert wurden außerdem die Projekte P72 Netzverstärkung und -ausbau an der Ostküste Schleswig-Holsteins mit neun Einsendungen und P53 Juraleitung mit sieben Einsendungen.

Eine Übersicht über die Projekte, zu denen die meisten Konsultationsbeiträge eingegangen sind, gibt die nachfolgende Abbildung.

Abbildung 67: Stellungnahmen nach Projekten



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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

Eine standortscharfe Festlegung oder konkrete Trassenführung – unter Einbezug von Umwelt- und Alternativenprüfung – erfolgt erst in den nachgelagerten Genehmigungsschritten: Raumordnungsverfahren oder Bundesfachplanung und Planfeststellungsverfahren. Erst dort werden ein Trassenkorridor und anschließend der konkrete Verlauf der Leitung oder des Erdkabels, die Standorte für die Masten, die zu verwendende Übertragungstechnik, eventuelle Entschädigungs- oder Ausgleichsflächen sowie – soweit vom Gesetzgeber zugelassen – mögliche Erdkabelabschnitte bei AC-Projekten festgelegt und genehmigt. Auch an diesen Planungsschritten wird die Öffentlichkeit beteiligt.

Konsultationsbeiträge, die sich auf ein konkretes Projekt oder auf den Verlauf einer Trasse beziehen, sind daher in den nachgelagerten Genehmigungsverfahren besser adressiert, denn die spezifischen Interessen der Konsultationsteilnehmer werden erst dort entscheidungserheblich. Mehr hierzu im letzten Abschnitt dieses Kapitels. Das Konsultationsverfahren zum NEP ist weder ein quantitatives Einspruchsverfahren, noch können an dieser Stelle Ansprüche jedweder Art geltend gemacht werden. Die Stellungnahmen zu konkreten Projekten wurden aber an die jeweiligen Projektverantwortlichen zur Kenntnisnahme weitergeleitet.

7.9 Auswirkungen des Netzausbaus

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

Das Ergebnis des NEP beinhaltet nur Leitungen, die innerhalb der gesetzlich festgelegten Grenzwerte für elektrische und magnetische Felder betrieben werden können und bei denen es daher nach dem Stand der Wissenschaft zu keiner gesundheitlichen Beeinträchtigung kommt. Gerade dieser Grundsatz führt bei einigen Projekten und Maßnahmen allerdings dazu, dass statt einer Umbeseilung ein Neubau in bestehender Trasse erforderlich ist – mit höheren Masten, allerdings oftmals auch mit der Möglichkeit einer optimierten Leitungsführung.

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

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

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

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

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

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

7.10 Die Rolle der ÜNB bei der Netzplanung

In einigen Stellungnahmen wird die Zuständigkeit der ÜNB für die Erstellung des NEP kritisch angesprochen. Die ÜNB sind gemäß § 12b EnWG gesetzlich zur Erstellung des NEP verpflichtet. Die Ergebnisse werden von den ÜNB öffentlich zur Konsultation gestellt. Sie werden anschließend von der Bundesnetzagentur (BNetzA) geprüft, erneut öffentlich zur Konsultation gestellt und abschließend in Teilen oder vollständig bestätigt.

Die ÜNB nehmen mit der Erstellung des Entwurfs des Szenariorahmens und des NEP weder Einfluss auf die zukünftige Erzeugungsstruktur, noch auf das Marktdesign. Viele Stellungnahmen kritisieren die rechtlichen, politischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Themen wie Speicherkapazität, Bau erneuerbarer Energie-Erzeugungsanlagen oder Laufzeiten von konventionellen Kraftwerken müssen politisch außerhalb des NEP-Prozesses adressiert und entschieden werden. Die ÜNB sind gesetzlich verpflichtet, als Ausgangsbasis für Szenariorahmen und NEP vom rechtlichen Ordnungsrahmen auszugehen. Das gilt auch und insbesondere für die nationale und europäische Festlegung auf einen europäischen Strombinnenmarkt unter Berücksichtigung eines kostenoptimalen Kraftwerkseinsatzes. Die ÜNB können darüber hinaus gemäß § 12a Abs. 1 S. 2 EnWG lediglich mittel- und langfristige energiepolitische Ziele der Bundesregierung berücksichtigen, soweit diese hinreichend konkret sind.

In diesem Zusammenhang ist grundsätzlich darauf hinzuweisen, dass die ÜNB keine Möglichkeit haben, den von der BNetzA genehmigten Szenariorahmen nachträglich anzupassen. Der am 26.06.2020 von der BNetzA genehmigte Szenariorahmen 2035 (2021) ist als Verwaltungsakt mittlerweile bestandskräftig geworden. Das bedeutet, dass er mit seinen verbindlichen Vorgaben dem NEP 2035 (2021) sowohl für den ersten als auch für den zweiten Entwurf rechtlich zwingend zugrunde zu legen ist. Es ist nicht vorgesehen, dass der Szenariorahmen zum zweiten Entwurf des NEP angepasst wird. Insofern haben die ÜNB zwischen dem ersten und dem zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021) auch keine Veränderungen an den Eingangsdaten vorgenommen.

Konsultationsbeiträge, die sich auf die Eingangsgrößen des NEP beziehen, sind deshalb bei der Konsultation des Entwurfs des Szenariorahmens durch die BNetzA besser adressiert. Dieser Prozess ist der Erstellung des ersten Entwurfs des NEP vorgeschaltet. Die Konsultation zum Szenariorahmen für den NEP 2035 (2021) fand vom 17.01. bis zum 14.02.2020 statt. Zudem gab es zwei Dialogveranstaltungen der BNetzA am 05.02.2020 in Berlin und am 06.02.2020 in Nürnberg. Der Szenariorahmen für den nächsten NEP wird voraussichtlich im ersten Quartal 2022 zur Konsultation stehen. Die ÜNB werden die zu den Eingangsdaten sowie zum Szenariorahmen eingegangenen Hinweise bei der Erarbeitung des Szenariorahmens für den kommenden NEP berücksichtigen (siehe hierzu auch Kapitel 2).

Zahlreiche Beiträge von Privatpersonen zeigen Zweifel an der Notwendigkeit des Netzausbaus im Allgemeinen oder die Ablehnung einzelner Vorhaben, häufig bei einer möglichen regionalen Betroffenheit. Konkrete Antworten auf verschiedene in diesen Stellungnahmen aufgeworfene Aspekte werden – soweit eine inhaltliche Auseinandersetzung im NEP möglich ist – zusätzlich zur Erläuterung in diesem Kapitel in den jeweiligen Kapiteln sowie in den Projektsteckbriefen gegeben.

7.11 Weitere Beteiligungsmöglichkeiten

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

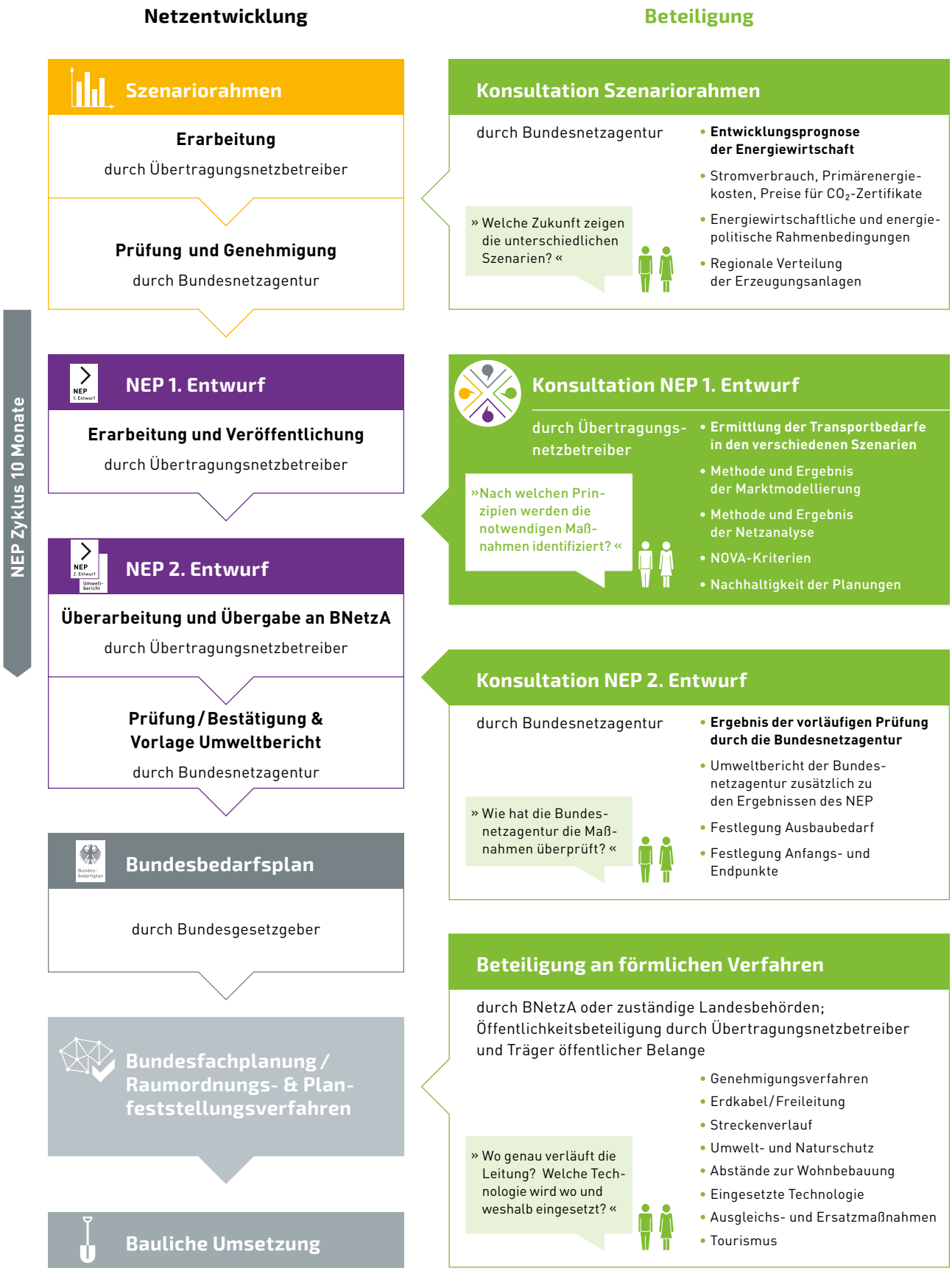
An diesen Verfahrensschritten kann unabhängig davon teilgenommen werden, ob zuvor eine Stellungnahme zum ersten Entwurf des NEP abgegeben wurde. Nähere Information dazu bietet die Seite der BNetzA unter www.netzausbau.de.

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

Weitere Information zu konkreten Projekten finden Sie auf den Internetseiten Ihres zuständigen ÜNB sowie der BNetzA:

- 50Hertz Transmission GmbH: www.50hertz.com
- Amprion GmbH: www.amprion.net
- TenneT TSO GmbH: www.tennet.eu
- TransnetBW GmbH: www.transnetbw.de
- Bundesnetzagentur: www.netzausbau.de

Abbildung 68: Beteiligung an der Planung der Übertragungsnetze



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Weiterführende Dokumente und Links

- Gemeinsame Informationsplattform der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan Strom: www.netzentwicklungsplan.de
- Stellungnahmen zum ersten Entwurf NEP 2035, Version 2021: www.netzentwicklungsplan.de/de/stellungnahmen-nep-2035-2021
- Bundesnetzagentur: www.netzausbau.de
- 50Hertz Transmission GmbH: www.50hertz.com
- Amprion GmbH: www.amprion.net
- TenneT TSO GmbH: www.tennet.eu
- TransnetBW GmbH: www.transnetbw.de

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) ausführlich in drei Szenarien erstmalig 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 CO_2-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 Bundesbedarfsplan (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 BBP 2021 ***enthaltenen*** 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 ***Suchraum*** Rastede (NI) und Bürstadt (HE) mit 2 GW Übertragungskapazität (DC34) als erforderlich. Zudem sind über die AC-Maßnahmen des ***Bundesbedarfplans*** 2021 hinaus in A 2035 und B 2035 rund 590 km sowie in C 2035 rund ***715*** 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 Analysen zur Systemstabilität zeigen einen erheblichen Bedarf an Anlagen zur Blindleistungskompensation wie auch zur Sicherung der Momentanreserve, der im NEP entsprechend berücksichtigt wird. Um weiterhin die Systemstabilität zuverlässig aufrecht erhalten zu können, ist der Zubau der Anlagen zur Blindleistungskompensation sowie ein Prozess zur Deckung des ermittelten Momentanreservebedarfs unerlässlich.

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 CO_2-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 CO_2-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 CO_2-Äquivalent in den Szenarien mit Zieljahr 2035 und auf maximal 60 Megatonnen CO_2-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 CO_2-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 werden. ***Diese Maßnahmen sind in Zukunft politisch auszudefinieren.***

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 ***17,8*** TWh die mit Abstand höchste Menge an ***Überschüssen***, 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 %. ***Die ausgewiesenen Überschüsse können ausdrücklich als zusätzliches Potenzial für die kostengünstige Nutzung von Strom durch jegliche (flexible) Verbraucher oder Speicher interpretiert werden.***

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 ***50*** bis ***54*** TWh – ein im Vergleich ***zur rein*** innerdeutschen ***Übertragungsaufgabe*** 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. ***Das Thema Versorgungssicherheit wird in einer Reihe anderer Studien ausführlich adressiert. Dazu gehören auf nationaler Ebene unter anderem das Versorgungssicherheitsmonitoring, welches ab 2021 federführend durch die Bundesnetzagentur durchgeführt wird, und auf europäischer Ebene im Speziellen das European resource adequacy assessment (ERAA), durchgeführt durch ENTSO-E. Auch die Übertragungsnetzbetreiber beschäftigen sich mit dieser Thematik in eigenen Analysen.***

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 CO_2-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 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. Der Umfang des Startnetzes beträgt insgesamt rund ***6.100*** km an AC- und DC-Maßnahmen mit einem geschätzten Investitionsvolumen von rund ***39*** 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 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 BBP 2021 nur maßvoll ansteigt.
- Zusätzlich zu den bereits im 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). ***In den Szenarien*** C 2035 ***und B 2040*** erweist sich darüber hinaus eine weitere HGÜ-Verbindung zwischen ***Suchraum*** Rastede (NI) und Bürstadt (HE) mit 2 GW Übertragungskapazität (DC34) als erforderlich.
- In den **Szenarien A 2035 und B 2035** sind über die im 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 ***11.690*** 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 ***1,6*** TWh. Die geschätzten Investitionskosten liegen im Szenario A 2035 bei rund ***75*** Mrd. € sowie im Szenario B 2035 bei rund ***74,5*** Mrd. €. Darin sind jeweils rund ***39*** 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 ***79*** Mrd. €. Darin sind rund ***39*** 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 BBP 2021 enthaltenen Maßnahmen als auch für die ***darüber hinaus in den Szenarien für 2035 als erforderlich identifizierten AC- und DC-Maßnahmen*** nachgewiesen werden. ***Im Szenario B 2040 sind gegenüber dem Szenario B 2035 weitere 550 km an AC-Netzverstärkungen erforderlich, darunter 125 km für eine bereits in C 2035 enthaltene Maßnahme. Darüber hinaus ist die in C 2035 bereits enthaltene HGÜ-Verbindung DC34 Suchraum Rastede – Bürstadt ebenfalls in B 2040 erforderlich. Zusätzlich verbleibt ein Redispatchbedarf in Höhe von 1,7 TWh. Der im Szenario B 2040 gegenüber B 2035 weiter ansteigende Transportbedarf ist im Wesentlichen auf die höhere Stromnachfrage sowie die höheren EE-Kapazitäten zurückzuführen. Die installierte Kapazität an Offshore-Windenergie steigt in B 2040 gegenüber B 2035 um 10 GW an sowie z. B. die Kapazität an Elektrolyseuren um 5 GW. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch steigt in B 2040 auf knapp 76 %. Dadurch steigt bei hoher EE-Einspeisung im Norden der Transportbedarf nach Süddeutschland.***

Bewertung der Systemstabilität

Basierend auf dem Szenario B 2035 haben die ÜNB eine Bewertung der Systemstabilität des Netzes einschließlich der vorgeschlagenen Netzmaßnahmen vorgenommen. Die Analysen umfassen Berechnungen zur Frequenzstabilität, zur Spannungsstabilität sowie zur transienten Stabilität.

Das Ergebnis der Analysen zur Spannungsstabilität ist ein erheblicher Bedarf an Anlagen zur Blindleistungskompensation. Die Analysen weisen für ganz Deutschland einen stationären Blindleistungszubaubedarf von 13 Gvar spannungssenkend, 21 Gvar spannungshebend sowie einen regelbaren Blindleistungszubaubedarf von 26 Gvar aus. Bei einer exemplarischen Anlagengröße von 300 MVA entspräche dieser Blindleistungsbedarf einem Zubaubedarf von 114 stationären und 87 regelbaren Anlagen.

Die Analysen zur Frequenzstabilität zeigen einen erheblichen zusätzlichen Momentanreservebedarf von mehr als 600 GWs in Deutschland an, um eine Netzauftrennung, wie sie z. B. am 04.11.2006 aufgetreten ist, beherrschen zu können. Aufgrund des erheblichen Momentanreservebedarfs sollten mehrere Maßnahmen parallel verfolgt und zeitnah hinsichtlich ihrer technischen Realisierbarkeit geprüft und umgesetzt werden.

Die Ergebnisse der Untersuchungen zur transienten Stabilität zeigen für (n-1)-Fehlerereignisse sowie Fehler mit konzeptgemäßer Fehlerklärung ein robustes und stabiles Systemverhalten. Kritischere Fehler und Fehler mit nicht konzeptgemäßer Fehlerklärung, welche im Rahmen der Netz- und Systemauslegung zu berücksichtigen sind, werden bedingt beherrscht. Fehler, welche nur bedingt beherrscht werden, können zu regionalen Störungen und Versorgungsunterbrechungen führen.

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 Ausbaupfads 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 *wie beispielsweise die Ostsee-Anrainer-Kooperation „Baltic Offshore Grid Initiative“* neue Lösungen und Potenziale generieren. *Für das Szenario C 2035 wurde eine Sensitivitätsrechnung durchgeführt, in der die Auswirkungen des North Sea Wind Power Hubs (NSWPH) auf das deutsche Höchstspannungsnetz untersucht wurden. Der NSWPH soll der Entwicklung einer europäischen Infrastruktur für die Integration großer Mengen an Offshore-Windenergie in das Energiesystem dienen.*

Öffentliche Konsultation des NEP 2035 (2021)

In der Konsultationsphase vom 29.01. bis zum 05.03.2021 gingen 3.293 Stellungnahmen zum ersten Entwurf des NEP 2035 (2021) bei den ÜNB ein. Über 3.150 Stellungnahmen lassen sich Serienbriefen zuordnen, das heißt verschiedene Absender haben die gleichen Argumente mit nahezu gleichlautenden Texten eingebracht.

Das Themenspektrum ist groß. Häufig werden in den Stellungnahmen Aspekte genannt, die dem Szenriorahmenprozess zuzuordnen sind, wie beispielsweise die Anpassung des Szenariorahmens unter der Zielstellung einer Erreichung der Pariser Klimaschutzziele, die Forderung nach einem längerfristigen Planungshorizont und einem Zielnetz wie auch die Ausarbeitung eines Systementwicklungsplans. Anregungen, die sich auf Anpassungen der im Szenariorahmen festgelegten Werte oder Methodiken beziehen, können im aktuellen Netzentwicklungsplan keine Berücksichtigung mehr finden, dienen aber als wertvolle Hinweise für Parameter und Zielstellungen des nächsten Szenariorahmens zum nächsten Netzentwicklungsplan (Version 2023). Spätestens am 10.01.2022 werden die Übertragungsnetzbetreiber ihren Szenariorahmenentwurf für den kommenden NEP vorlegen, der im Anschluss durch die Bundesnetzagentur zur Konsultation gestellt wird.

Im Feld der Netzanalysen wurden u. a. wiederholt der Wunsch nach weitergehende Kosten-Nutzen-Analysen thematisiert und zusätzliche Erläuterung der implizit angenommenen Innovationen erfragt. Auch konkrete Projekte wurden adressiert: Einen Schwerpunkt bilden erneut die HGÜ-Verbindung SuedOstLink DC5 sowie des weiteren die HGÜ-Verbindungen DC34 von Niedersachsen nach Hessen und DC20 Klein Rogahn – Landkreis Börde – Isar. Mehrfach genannt wurden außerdem die Projekte P72 an der Ostküste Schleswig-Holsteins und die so genannte Juraleitung P53.

Die Stellungnahmen wurden kategorisiert, eingehend geprüft und daraufhin der Bericht überarbeitet und ergänzt. So wurden in den jeweiligen Kapiteln ein Überblick über die aufgebrachten Themen ergänzt und weitergehende Erläuterungen zu den angesprochenen Themen eingefügt sowie die Projektsteckbriefe im Anhang gegebenenfalls ergänzt.

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 Planungsgrundsatze 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 Lange 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 Abhitzekessel 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 Störungsfall 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 Verteilnetz (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 **N**etz-**O**ptimierung vor Netz-**V**erstärkung vor Netz-**A**usbau. 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 Flachen dargestellt. Der Zubau von Transformatoren, Blindleistungskompensationsanlagen oder wirkleistungssteuernden Betriebsmitteln in bestehenden Umspannwerken und Schaltanlagen wird durch schraffierte gelbe Flachen 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 Anlagenguter, 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 CO_2-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
Primarenergie ist Energie, die mit natürlich vorkommenden Energieformen oder -quellen zur Verfügung steht, beispielsweise Kohle, Gas oder Wind. Sie ist zu unterscheiden von der Sekundarenergie (z. B. Elektrizität), die erst durch die Umwandlung der Primärenergie zur Verfügung steht.

Primärregelung
Siehe 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 Verteilnetzbetreiber 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. ***Kurative Maßnahmen sind im Voraus geplante temporäre Anpassungen, um vorhandene oder unmittelbar bevorstehende Überlastungen im laufenden Netzbetrieb zu beheben. Sie wirken innerhalb spezifischer Zeitfenster unter Berücksichtigung thermischer Kapazitäten der Netzbetriebsmittel. Die Maßnahmen helfen temporär den Umfang von präventiven Redispatch-Management zu reduzieren, sind 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 unterstutzt 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 Verteilnetzen 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 Verteilnetzen ergibt sich aus dem Saldo der Letztverbraucherlasten und der zeitgleichen dezentralen Erzeugungen in den Verteilnetzen. Wenn die zeitgleichen dezentralen Einspeisungen, z. B. aus erneuerbaren Energien, größer als die Letztverbraucherlasten in den Verteilnetzen 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 Leistungshalbleiterelementen (IGBT – Insulated-Gate Bipolar Transistor) mit Spannungszwischenkreis. Diese zeichnet sich im Gegensatz zur netzgeführten HGÜ durch deutlich erweiterte Steuerungs- und Regelungsmöglichkeiten aus. Beispielsweise lassen sich bei der VSC-Technik Wirk-und Blindleistung unabhängig voneinander einstellen. Die derzeit installierten Leistungen liegen zwar deutlich unterhalb der bereits in Betrieb befindlichen Leistungsklassen der netzgeführten HGÜ, eine Weiterentwicklung der VSC-Technologie zu höheren Systemleistungen ist jedoch absehbar. Eine ausführliche Darstellung zu diesem Thema findet sich in Kapitel 5 des NEP Strom 2012 unter www.netzentwicklungsplan.de/ZwM 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.