

Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2040/2045

Version 2027

Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

Impressum

50Hertz Transmission GmbH

Heidestraße 2
10557 Berlin
www.50hertz.com

Geschäftsführung:

Stefan Kapferer (Vorsitz),
Dr. Dirk Biermann,
Christine Janssen,
Sylvia Borchering

Handelsregister:

Amtsgericht Charlottenburg,
HRB 84446

Umsatzsteuer-ID:

DE 813473551

Amprion GmbH

Robert-Schuman-Straße 7
44263 Dortmund
www.amprion.net

Geschäftsführung:

Dr. Christoph Müller (Vorsitz),
Katrin Hilmer,
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:

Tim Meyerjürgens (Vorsitz),
Dr. Markus Binder,
Kathrin Günther,
Ina Kamps

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. Oliver Strangfeld

Handelsregister:

Registergericht Stuttgart,
HRB 740510

Umsatzsteuer-ID:

DE 191008872

Redaktion

Kerstin Eva Bartos (50Hertz Transmission GmbH),
Kathrin Gallus (Amprion GmbH),
Anjuli Walter (TenneT TSO GmbH),
Malte Scholz (TransnetBW GmbH)

Pressekontakt

Jan Ulland, Christopher Klaproth,
Maria Köhler, Malte Scholz
E-Mail: info@netzentwicklungsplan.de
www.netzentwicklungsplan.de

Design & Gestaltung

KentieDesign
www.kentiedesign.eu
CBE DIGIDEN AG
www.cbe-digiden.de

Stand

Juni 2026

Inhaltsverzeichnis

Impressum	2	5 Kraftwerke und Speicher	101
Inhaltsverzeichnis	3	5.1 Thermische Kraftwerkskapazitäten	102
Abbildungsverzeichnis	4	5.1.1 Gas- und Wasserstoffkraftwerke	105
Tabellenverzeichnis	6	5.1.2 Weitere thermische Kraftwerke	106
Abkürzungsverzeichnis	7	5.2 Einsatzrestriktionen von thermischen Kraftwerken	107
Vorwort	9	5.3 Hydraulische Kraftwerke und Batteriespeicher	107
1 Szenariorahmen als Grundlage des Netzentwicklungsplans	11	5.3.1 Hydraulische Kraftwerke	107
1.1 Prozess und Beteiligung	13	5.3.2 Batteriespeicher	108
1.2 Zusammenarbeit mit den Fernleitungsnetzbetreibern	15	5.4 Bundeslandaufteilung	111
1.3 Zusammenarbeit mit den Verteilnetzbetreibern	17	5.5 CO ₂ und Technologien zur Emissionsreduzierung	113
1.4 Energie- und klimapolitischer Rahmen	18	6 Europäischer Rahmen	114
2 Szenarienbeschreibung	20	6.1 Einbettung der Szenarien in den europäischen Kontext	116
2.1 Leitgedanken zur Ausgestaltung der Szenarien	21	6.2 Handelskapazitäten	120
2.2 Kennzahlen der Szenarien	26	6.3 Berücksichtigung von Interkonnektoren	121
2.3 Einordnung der Szenarien in die Systementwicklungsstrategie	28	6.4 Bewertung von Interkonnektoren	122
2.4 Wetter- und Klimaprojektionen als meteorologische Datengrundlage	31	6.5 Beschreibung der Interkonnektoren	123
3 Stromverbrauch	33	6.5.1 Beschreibung der Konfiguration hybrider Interkonnektoren	123
3.1 Eingangsüberlegungen und Übersicht	34	6.5.2 Beschreibung weiterer Interkonnektoren	129
3.2 Neue Stromgroßverbraucher	37	7 Brennstoff- und CO₂-Preise	132
3.3 Sektorale Stromverbräuche	45	Literaturverzeichnis	137
3.3.1 Private Haushalte	45	Anhang	142
3.3.2 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	49		
3.3.3 Industrie	52		
3.3.4 Verkehr	54		
3.4 Wasserstoff und Elektrolyseure	58		
3.5 Fernwärme	62		
3.6 Lastseitige Flexibilität	64		
3.6.1 Haushaltsnahe Flexibilitäten	64		
3.6.2 Flexibilitäten in Industrie und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	66		
3.7 Umwandlungsbereich und Verluste	67		
3.7.1 Umwandlungsverbrauch	67		
3.7.2 Netzverluste	68		
3.7.3 Speicherverluste	69		
3.8 Jahreshöchstlast	69		
4 Erneuerbare Energien	71		
4.1 Eingangsüberlegungen und Übersicht	72		
4.2 Offshore-Windenergie	75		
4.3 Onshore-Windenergie	83		
4.4 Photovoltaik	89		
4.5 Biomasse und Laufwasser	96		
4.6 Berücksichtigung von Spitzenkappung und Überbauung	97		

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung des Szenariorahmens – Grundlage für den NEP	14
Abbildung 2: Gesamtablauf zur Umsetzung von Leitungsvorhaben	15
Abbildung 3: Darstellung abgestimmter und eigenständiger Inhalte der Szenariorahmenentwürfe von ÜNB und FNB/ WTNB	16
Abbildung 4: Verzahnung von VNB-Regionalszenarien und Szenarien des Netzentwicklungsplans Strom	18
Abbildung 5: Schematische Darstellung zur Einordnung der Szenarien	22
Abbildung 6: Vergleich mit BMW-E-Langfristszenarien – Bruttostromverbrauch	29
Abbildung 7: Vergleich mit BMW-E-Langfristszenarien – Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	30
Abbildung 8: Vergleich der TYNDP-Klima- und Wetterprojektionen zum Referenzjahr 2012	32
Abbildung 9: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs je Szenario	36
Abbildung 10: Zuordnungstabelle des Projektstatus aus Markt- und Netzbetreiberabfrage	39
Abbildung 11: Vergleich gemeldeter Projekte (Rechenzentren) und szenariobasierte Berücksichtigung nach Projektstatus	41
Abbildung 12: Vergleich gemeldeter Projekte (Großbatteriespeicher) und szenariobasierte Berücksichtigung nach Projektstatus	42
Abbildung 13: Vergleich gemeldeter Projekte (industrielle Großverbraucher) und szenariobasierte Berücksichtigung nach Projektstatus	42
Abbildung 14: Vergleich gemeldeter Projekte (Elektrolyseure) und szenariobasierte Berücksichtigung nach Projektstatus	43
Abbildung 15: Vergleich gemeldeter Projekte (Power-to-Heat) und szenariobasierte Berücksichtigung nach Projektstatus	44
Abbildung 16: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte 2024	46
Abbildung 17: Endenergieverbrauch der Gewerbe, Handel und Dienstleistungen 2024	49
Abbildung 18: Endenergieverbrauch der Industrie 2024	52
Abbildung 19: Endenergieverbrauch des Verkehrs 2024	54
Abbildung 20: Stromverbräuche durch elektrische Fahrzeuge nach Kategorie und Bundesland im Szenario B 2045	57
Abbildung 21: Berücksichtigte Leistung aus Elektrolyseursprojekten je Bundesland	62
Abbildung 22: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und ihr Anteil am Bruttostromverbrauch	73
Abbildung 23: Gebiete für die Offshore-Windenergie in der deutschen Nordsee	78
Abbildung 24: Gebiete für die Offshore-Windenergie in der deutschen Ostsee	79
Abbildung 25: Installierte Erzeugungsleistung Offshore-Windenergie und Rückbau	82
Abbildung 26: Entwicklung der installierten Erzeugungsleistung Onshore-Windenergie	84
Abbildung 27: Herleitung der Bundeslandverteilung Onshore-Windenergie am Beispiel eines Szenarios	85
Abbildung 28: Installierte Leistung in GW und Leistung pro Fläche der Bundeslandverteilung für Onshore-Windenergie	87
Abbildung 29: Vergleich der Bundeslandverteilungen Windenergie-Onshore	88
Abbildung 30: Entwicklung installierter Erzeugungsleistung Photovoltaik	91
Abbildung 31: Bundeslandverteilung der installierten Leistung Freiflächen-PV	92
Abbildung 32: Installierte Leistung in GW und Leistung pro Fläche der Bundeslandverteilung für Freiflächen-PV	92
Abbildung 33: Vergleich der Bundeslandverteilungen Freiflächen-PV	94
Abbildung 34: Vergleich der Bundeslandverteilungen Aufdach- und Freiflächen-PV für B 2045	95
Abbildung 35: Exemplarische Darstellung der Einspeiseleistung eines Netzverknüpfungspunktes mit Überbauung	99
Abbildung 36: Erwartete Entwicklung der Leistung konventioneller Kraftwerke in Deutschland*	104
Abbildung 37: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern*	104
Abbildung 38: Erwartete Entwicklung der Leistung aus Gaskraftwerken	106
Abbildung 39: Entwicklung der hydraulischen Kraftwerkskapazitäten	108
Abbildung 40: Kraftwerkskapazitäten je Bundesland in 2045	111
Abbildung 41: Vorläufige installierte Leistung für erneuerbare und konventionelle Energieträger auf Basis des Szenarios „National Trends+“ des TYNDP 2026	119
Abbildung 42: Beispieldarstellung hybrider Interkonnektoren	124
Abbildung 43: P1192/1193 Hansalink/Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase 1/2 (UK-DE)	125
Abbildung 44: P1200 Hybrider Interkonnektor (NO-DE)	126
Abbildung 45: P1214 Offshore TYSDAN Hybrid Interconnector (DK-DE)	127
Abbildung 46: P1242 Baltic-German PowerLink (DE-LT/LV)	128
Abbildung 47: P1247 GriffinLink (DE-UK)	128
Abbildung 48: P1265 & P1266 Joint North Sea Energy Hub - Phase I & II (DE-DK)	129

Abbildung 49: Wasserstoffpreise 2040–2050: Prognosebandbreiten und ÜNB-Annahmen	135
Abbildung 50: Schematische Darstellung des Windenergieanlagen-Zubaumodells	145
Abbildung 51: Darstellung der GIS-basierten Ableitung der Tabuflächen	147
Abbildung 52: Gemeindegrenze begrenzte Wachstumsfunktion	148

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht der Kennzahlen in den jeweiligen Szenarien	26
Tabelle 2: Energiebedarfe (Strom, Wasserstoff und Methan) nach Sektoren im Szenarienvergleich	27
Tabelle 3: Übersicht Stromverbrauch	37
Tabelle 4: Sektorale Landkreisregionalisierung anhand gewichteter Indikatoren	45
Tabelle 5: Stromverbrauch der privaten Haushalte	46
Tabelle 6: Annahmen zur Herleitung der Wärmepumpenanzahl der privaten Haushalte	48
Tabelle 7: Stromverbrauch im GHD-Sektor	49
Tabelle 8: Annahmen zur Herleitung der Wärmepumpenanzahl im GHD-Sektor	50
Tabelle 9: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Industriesektor	53
Tabelle 10: Anzahl und Verbräuche von Elektrofahrzeugen in den Szenarien	55
Tabelle 11: Annahmen zur Entwicklung von Elektrolyseuren	60
Tabelle 12: Annahme zur Entwicklung und Stromnachfrage von Großwärmepumpen und Elektrokesseln	63
Tabelle 13: Anteil der marktorientierten und netzorientierten Haushalte	66
Tabelle 14: Stromverbrauch im Umwandlungsbereich	68
Tabelle 15: Netzverluste	69
Tabelle 16: Stromverbrauch der Speicherverluste	69
Tabelle 17: Technologiespezifische Ausbauziele der erneuerbaren Energien gemäß EEG und WindSeeG	72
Tabelle 18: Installierte Leistung und abgeschätzte Erzeugungsmengen von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien	74
Tabelle 19: Abschätzung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch	74
Tabelle 20: Installierte Erzeugungsleistung der Offshore-Windenergie in der Nord- und Ostsee	81
Tabelle 21: Installierte Erzeugungsleistung Onshore-Windenergie je Bundesland	87
Tabelle 22: Installierte Erzeugungsleistung Freiflächen-PV je Bundesland	93
Tabelle 23: Installierte Erzeugungsleistung Aufdach-PV je Bundesland	96
Tabelle 24: Batteriespeicherleistung je Szenario	110
Tabelle 25: Batteriespeicherkapazität je Szenario	110
Tabelle 26: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten je Bundesland in A/B/C 2045	112
Tabelle 27: Berücksichtigung der Interkonnektoren nach Szenarien im Referenznetz	122
Tabelle 28: Annahmen zu Brennstoffpreisen für den NEP 2040/2045 (2027) auf Basis des World Energy Outlooks 2025	134
Tabelle 29: Annahmen zu CO ₂ -Preisen für den NEP 2040/2045 (2027) auf Basis des TYNDP 2026	134
Tabelle 30: Emissionsfaktoren nach Energieträgern	134
Tabelle 31: Wasserstoffpreise für den NEP 2040/2045 (2027)	135
Tabelle 32: Technologieentwicklung Onshore-Windenergie	143
Tabelle 33: Beispielhafte Einordnung der GIS-Layer der Potenzialflächenanalyse	146

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzungen Staaten

AT	Österreich
BE	Belgien
CH	Schweiz
DE	Deutschland
DK	Dänemark
FR	Frankreich
LU	Luxemburg
NL	Niederlande
SE	Schweden

Weitere Abkürzungen

a	Jahre
Abs.	Absatz
AC	Alternating current/Wechselstrom
AGEE	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik
AG Netzbetreiber	Arbeitsgruppe Netzbetreiber
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone (Bereich außerhalb des Küstenmeers)
BASt	Bundesanstalt für Straßenwesen
BEI	Bornholm Energy Island
BMWE	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
CCS	Carbon Capture and Storage/ CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung
CCU	Carbon Capture and Utilization/ CO ₂ -Abscheidung und Nutzung
CNE	Critical Network Elements
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
COP	Coefficient of Performance, Leistungszahl
DAC	Direct Air Capture/ direkte CO ₂ -Abscheidung aus der Umgebungsluft
DC	Direct current/Gleichstrom
DSM	Demand Side Management, Nachfragesteuerung
EE	erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
E-LKW	batterieelektrisch betriebene Lastkraftwagen
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity/ Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, Brüssel
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas/Verband der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber für Gas, Brüssel
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)

E-PKW	batterieelektrisch betriebene Personenkraftwagen
ERAA	European Resource Adequacy Assessment
EU	Europäische Union
e. V.	eingetragener Verein
FBMC	Flow-Based Market Coupling/leistungsflussbasierte Kapazitätsberechnung
FEP	Flächenentwicklungsplan
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.
FNB/WTNB	Fernleitungsnetzbetreiber Gas und Wasserstofftransportnetzbetreiber
Fraunhofer IEE	Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik
Fraunhofer ISE	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
Fraunhofer IWES	Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GIS	Geoinformationssystem
GW	Gigawatt (1 GW = 1.000 MW)
GWh	Gigawattstunde (1 GWh = 1.000 MWh)
h	Stunden
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
KARLA	Kapazitätsregelungen und Auktionsverfahren im Gassektor
km	Kilometer
KraftNAV	Kraftwerksnetzanschlussverordnung
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
kV	Kilovolt
KVBGG	Kohleverstromungsbeendigungsgesetz
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWh _{th}	Kilowattstunden thermisch
kWh _{el}	Kilowattstunden elektrisch
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNF	Leichte Nutzfahrzeuge
MCS	Megawatt Charging System
Mio.	Millionen
MW	Megawatt (1 MW = 1.000 kW)
MWh	Megawattstunde (1 MWh = 1.000 kWh)
NCS	Night Charging System
NECP	National Energy and Climate Plan/ nationaler Energie- und Klimaplan
NEP	Netzentwicklungsplan
NTC	Net Transfer Capacities/bestmöglich abgeschätzte Grenze für den physikalischen Leistungsfluss zwischen zwei Regelzonen
OWP	Offshore-Windpark
ONAS	Offshore-Netzanbindungssystem

ONDP	Offshore Network Development Plan	TWh	Terawattstunde (1 TWh = 1.000 GWh)
PTDF	Power-Transfer-Distribution-Factors/ Angaben zur Änderung des Leistungs- flusses auf einer Leitung aufgrund von Änderungen der knotenscharfen Netzeinspeisungen	TYNDP	Ten-Year Network Development Plan/ 10- Jahres-Netzentwicklungsplan der ENTSO-E
PtG	Power-to-Gas	ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
PV	Photovoltaik	VNB	Verteilnetzbetreiber
SES	Systementwicklungsstrategie	WEA	Windenergieanlage
SNF	Schwere Nutzfahrzeuge	WEO	World Energy Outlook
t	Tonne	WindBG	Windenergieflächenbedarfsgesetz
TSO	Transmission System Operator/ Übertragungsnetzbetreiber	WindSeeG	Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See- Gesetz)

Vorwort

Sehr geehrte Leserin, sehr geehrter Leser,

das Energiesystem befindet sich weiterhin in einem grundlegenden Wandel. Auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität bis 2045 verändern sich Erzeugung, Verbrauch und Flexibilitätsbedarf im Stromsystem erheblich. Zugleich haben die vergangenen Jahre gezeigt, wie wichtig eine sichere, resiliente und souveräne Energieversorgung für Deutschland und Europa ist. Energiesouveränität entsteht dabei nicht durch Abschottung, sondern durch den konsequenten Ausbau erneuerbarer Energien, eine zunehmende Elektrifizierung, die systematische Erschließung von Flexibilitäten und eine starke europäische Vernetzung.

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT Germany und TransnetBW bereiten das Höchstspannungsnetz auf diese zukünftigen Anforderungen vor. Der Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2040/2045 (2027) bildet dafür die Grundlage. Er beschreibt mögliche Entwicklungspfade des künftigen Stromsystems und macht zentrale Annahmen für die weitere Netzplanung frühzeitig transparent.

In dem vorliegenden Szenariorahmenentwurf planen die Übertragungsnetzbetreiber mit den Zieljahren 2040 und 2045. Das Szenariendesign umfasst für beide Zieljahre jeweils drei Entwicklungspfade zur Erreichung der Klimaneutralität in Deutschland bis 2045. Die Spannweite der Szenarien wird gegenüber dem Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2025) leicht reduziert, bleibt in ihrer Grundlogik jedoch vergleichbar. Aktuelle Entwicklungen werden insbesondere durch deutlich gestiegene Annahmen zu Großbatteriespeichern und Rechenzentren sowie durch gegenüber dem NEP 2037/2045 (2025) spürbar reduzierte Annahmen zum Ausbau von Elektrolysekapazitäten berücksichtigt. So knüpfen die Szenarien an die bisherige Planung an und schärfen zugleich den Blick auf robuste Entwicklungen, die für eine vorausschauende Netzplanung besonders relevant sind.

Ein besonderer Schwerpunkt liegt auf der weiter vertieften Abstimmung zwischen Strom-, Gas- und Wasserstoffinfrastrukturen. Die Zusammenarbeit mit den Fernleitungsnetzbetreibern Gas und Wasserstofftransportnetzbetreibern (FNB/WTNB) wurde weiter ausgebaut. Erstmals wurde mit dem Szenario B dieses Szenariorahmenentwurfs ein gemeinsames Szenario zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den FNB/WTNB abgestimmt. Damit trägt der Szenariorahmen der wachsenden Bedeutung einer integrierten Infrastrukturplanung Rechnung.


Für diesen Szenariorahmen konnten zusätzliche Erkenntnisse zu künftigen Anschluss- und Bedarfsentwicklungen einbezogen werden. Dazu tragen die zweite gemeinsame Marktabfrage mit den FNB/WTNB sowie eine Netzbetreiberabfrage der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber bei, insbesondere mit Blick auf Stromgroßverbraucher und Batteriespeicher. Auch die Zusammenarbeit mit den Verteilnetzbetreibern in Planungsregionen wurde weiter intensiviert, um Prognosen zum Ausbau erneuerbarer Energien noch stärker in die Szenarien einzubinden.

Methodisch wird der Szenariorahmen ebenfalls weiterentwickelt: Erstmals kommen anstelle von historischen Wetterjahren Wetter- und Klimaprojektionen zum Einsatz, die auf Basis von Klimamodellen eine meteorologische Datengrundlage für langfristige Betrachtungshorizonte liefern. Anhand dieser können mögliche zukünftige klimatische Veränderungen und ihre Auswirkungen auf Erzeugung, Verbrauch und Netzbelastung besser berücksichtigt werden.

Die europäische Einbettung der Szenarien bleibt zentral. Für die europäischen Entwicklungen und Austauschkapazitäten wird weiterhin auf die Planungen des Ten-Year Network Development Plan abgestellt. Wie bisher bildet dabei das europäische Szenario „National Trends+“ eine wichtige Grundlage. Denn ein treibhausgasneutrales, sicheres und resilientes Energiesystem muss europäisch gedacht werden.

Mit diesem Szenariorahmenentwurf legen die Übertragungsnetzbetreiber eine weiterentwickelte, abgestimmte und robuste Grundlage für die nächste Netzentwicklungsplanung vor – mit Blick auf Versorgungssicherheit, Systemstabilität, Flexibilität, europäische Vernetzung und eine integrierte Planung der Energieinfrastrukturen.

**Dr. Dirk
Biermann**



50Hertz
Transmission
GmbH

**Dr. Hendrik
Neumann**



Amprion
GmbH

**Tim
Meyerjürgens**



TenneT TSO
GmbH

**Michael
Jesberger**



TransnetBW
GmbH

01 Szenariorahmen als Grundlage des Netzentwicklungsplans

02 Szenarienbeschreibung

03 Stromverbrauch

04 Erneuerbare Energien

05 Kraftwerke und Speicher

06 Europäischer Rahmen

07 Brennstoff- und CO₂-Preise

1 Szenariorahmen als Grundlage des Netzentwicklungsplans Strom

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TenneT Germany und TransnetBW stehen in der Verantwortung einen sicheren und zuverlässigen Betrieb des Übertragungsnetzes in Deutschland zu gewährleisten. Mit der Transformation des Energiesystems verändern sich die Anforderungen an das Übertragungsnetz nachhaltig. Der steigende Anteil erneuerbarer Energien führt zu veränderten geografischen Erzeugungsschwerpunkten, während die fortschreitende Elektrifizierung in den Sektoren Gebäude, Verkehr und Industrie die räumliche Verteilung des Stromverbrauchs verändert. Diese Entwicklungen wirken sich unmittelbar auf die Lastflüsse im Übertragungsnetz aus und erfordern eine vorausschauende und systematische Weiterentwicklung der Netzinfrastruktur.

Vor diesem Hintergrund erstellen die ÜNB gemäß § 12b Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) alle zwei Jahre einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan (NEP) Strom. Der NEP bildet das zentrale Instrument zur Ermittlung der für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlichen Maßnahmen zur Optimierung und Verstärkung sowie zum Ausbau des Übertragungsnetzes. Grundlage hierfür ist der nach § 12a EnWG zu erarbeitende Szenariorahmen, der eine Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen des Energiesystems abbildet. Er umfasst mindestens drei Szenarien für die kommenden zehn bis fünfzehn Jahre sowie drei Szenarien für den Zielhorizont 2045 und legt angemessene Annahmen zu Erzeugung, Verbrauch und zum Stromaustausch mit europäischen Nachbarstaaten zugrunde. Darüber hinaus berücksichtigt der Szenariorahmen die Festlegungen der Systementwicklungsstrategie und bindet relevante Akteure ein.

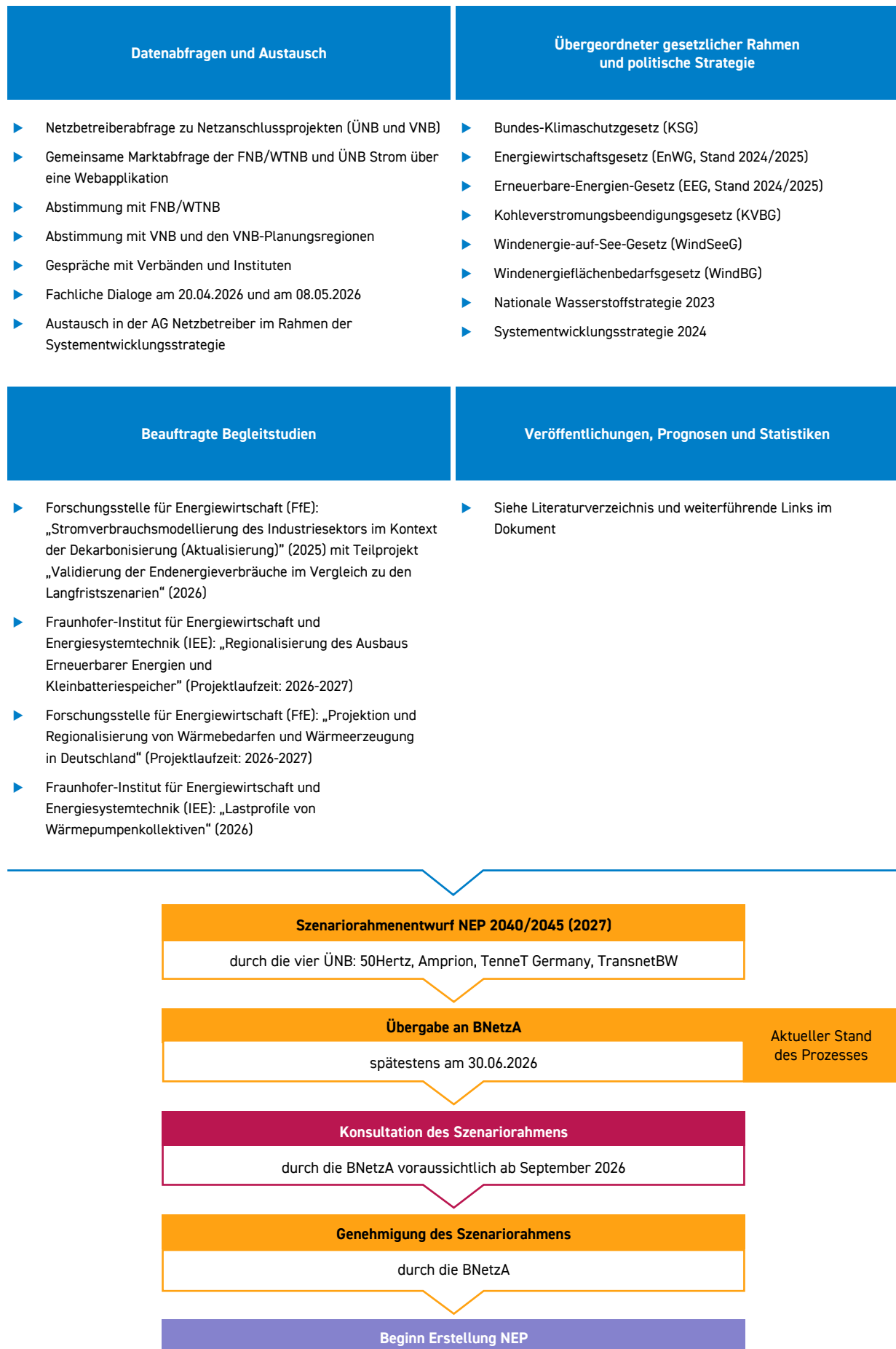
1.1 Prozess und Beteiligung

Im Rahmen der Netzentwicklungsplanung Strom werden relevante Akteure an verschiedenen Stellen systematisch in den Prozess einbezogen. Bereits bei der Erstellung des Szenariorahmenentwurfs legen die ÜNB großen Wert auf die Validierung ihrer Annahmen sowie auf eine transparente und möglichst breite Daten- und Informationsgrundlage. Hierzu zählen sowohl der fachliche Austausch mit unterschiedlichen Stakeholdern als auch eine enge Abstimmung mit anderen Netzbetreibern. Ein besonderer Schwerpunkt dieses Szenariorahmenentwurfs lag dabei auf der Koordination mit den Fernleitungsnetzbetreibern Gas und Wasserstofftransportnetzbetreibern (FNB/WTNB) (s. Kapitel 1.2) sowie mit den Verteilnetzbetreibern (VNB) (s. Kapitel 1.3), da mit fortschreitender Transformation des Energiesystems die Abhängigkeiten und Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Infrastrukturen und Netzebenen zunehmen.

Zur Einbindung externer Perspektiven führten die ÜNB am 20.04.2026 eine [Online-Dialogveranstaltung](#) mit rund 170 Expertinnen und Experten aus Politik, Wissenschaft und Wirtschaft, Umwelt- und Wirtschaftsverbänden sowie Energieversorgungsunternehmen durch. In dieser Veranstaltung wurde ein aktueller Arbeitsstand der Szenarientwicklung vorgestellt und zur Diskussion gestellt. Ergänzend fand am 08.05.2026 ein gesonderter Austausch mit rund 80 Vertreterinnen und Vertretern der VNB statt. Die vorgestellten Grundannahmen und die Spannweite der betrachteten Szenarien stießen überwiegend auf Zustimmung. Diskussionsbedarf bestand insbesondere hinsichtlich der erwarteten Entwicklung von Großbatteriespeichern sowie des langfristigen Verhältnisses von Aufdach- und Freiflächen-Photovoltaik. Im Austausch mit den VNB standen darüber hinaus Fragestellungen zur Abbildung von Netzdienlichkeit und Marktorientierung von Flexibilitäten sowie zur Dimensionierung von Kleinbatteriespeichern im Mittelpunkt. Die gewonnenen Hinweise und Einschätzungen flossen in diesen Entwurf ein.

Die ÜNB stützten sich bei der Erarbeitung des Szenariorahmenentwurfs auf eine Vielzahl öffentlicher Studien und wissenschaftlicher Arbeiten. Hervorzuheben sind dabei insbesondere die Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE). Diese bilden eine zentrale Grundlage der Systementwicklungsstrategie und sind damit auch für den Szenariorahmen von besonderer Bedeutung. Zur Entwicklung und Validierung zentraler Annahmen sowie zur fachlichen Unterstützung der Modellierung haben die ÜNB erneut mehrere Begleitgutachten in Auftrag gegeben. Ein besonderer Schwerpunkt lag dabei auf der Aktualisierung des Bestands sowie der Dekarbonisierungspfade des Industriesektors. Daneben befinden sich weitere von den ÜNB beauftragte Studien, unter anderem zur Entwicklung von Wärmeerzeugung und Wärmebedarfen in Deutschland sowie zur Regionalisierung erneuerbarer Energien, derzeit in Bearbeitung.

Abbildung 1: Entwicklung des Szenariorahmens – Grundlage für den NEP



Nach Übergabe des Szenariorahmenentwurfs an die Bundesnetzagentur (BNetzA) am 30.06.2026 stellt die BNetzA den Szenariorahmenentwurf öffentlich zur Konsultation und eröffnet die erste formelle Gelegenheit, sich in den Netzplanungsprozess einzubringen. Nach Prüfung und Genehmigung des Szenariorahmenentwurfs durch die BNetzA erfolgt im Rahmen des NEP 2040/2045 (2027) auf Grundlage der im Szenariorahmen definierten Entwicklungspfade die Bedarfsermittlung von Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Übertragungsnetzes in den jeweils aufgezeigten Entwicklungspfaden. Die weiteren Schritte über den NEP bis zur Planung und Bestätigung der identifizierten Netzentwicklungsvorhaben bieten verschiedene Möglichkeiten, sich am Prozess zu beteiligen (s. Abbildung 2).

Abbildung 2: Gesamtablauf zur Umsetzung von Leitungsvorhaben



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

1.2 Zusammenarbeit mit den Fernleitungsnetzbetreibern und Wasserstofftransportnetzbetreibern

Im Zuge der Erstellung dieses Szenariorahmenentwurfs wurde die Zusammenarbeit zwischen den ÜNB sowie den FNB/WTNB deutlich intensiviert. Mit den im Jahr 2024 vorgenommenen Anpassungen des EnWG hat der Gesetzgeber hierfür wesentliche rechtliche Rahmenbedingungen geschaffen, insbesondere durch die Harmonisierung der Fristen sowie die Angleichung der inhaltlichen Anforderungen an die jeweiligen Planungsprozesse. Die ÜNB unterstützen diesen Ansatz ausdrücklich und sehen sich gemeinsam mit den FNB/WTNB in der Verantwortung, den zunehmend systemisch gekoppelten Entwicklungen der Strom, Methan und Wasserstoffinfrastrukturen auf aktive und angemessene Weise Rechnung zu tragen. Zur weiteren Vertiefung der Zusammenarbeit gegenüber dem Vorgängerprozess wurde eine gemeinsame Organisationsstruktur etabliert, die eine formalisierte, kontinuierliche Kooperation ermöglicht und den Schwerpunkt auf die abgestimmte Entwicklung von Energieszenarien legt.

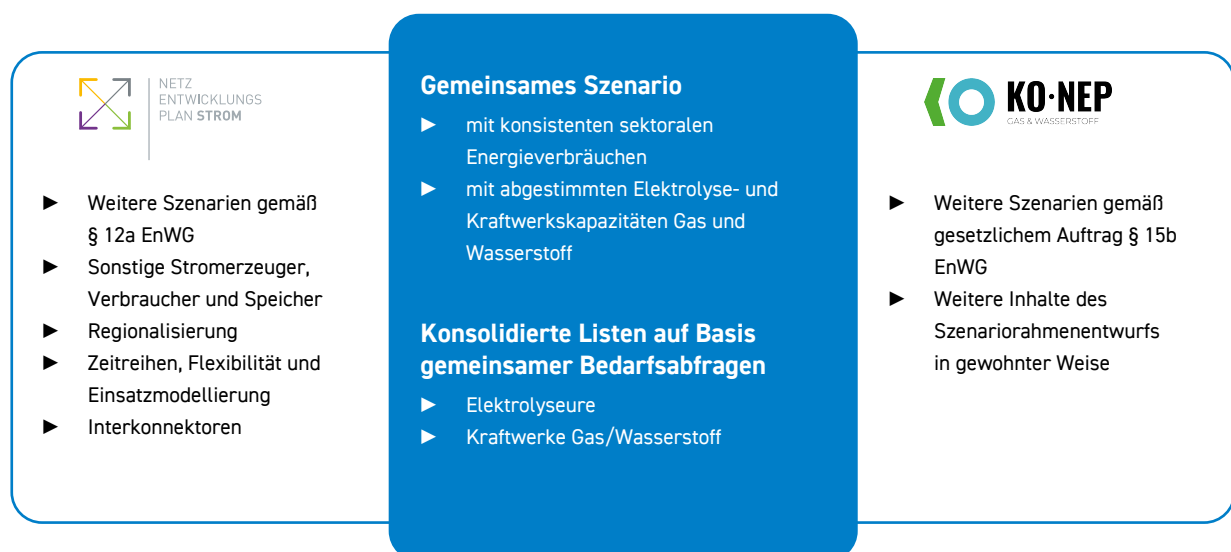
Die nun vorliegenden Szenariorahmenentwürfe für die Netzentwicklungspläne Strom sowie Gas/Wasserstoff bilden die im Rahmen dieser vertieften Kooperation bislang erzielten Ergebnisse ab. Im Mittelpunkt stand zunächst die Entwicklung eines gemeinsamen, abgestimmten Szenariopfades mit zueinander konsistenten Annahmen über die Energieträger. Darauf aufbauend wurden wesentliche Kennzahlen abgeleitet, insbesondere die sektoralen Jahresenergiebedarfe an Strom, Methan und Wasserstoff in den Bereichen Gebäude, Verkehr und Industrie sowie die hierfür erforderlichen Gaskraftwerks- und Elektrolysekapazitäten. Ergänzend wurden Basislisten für Gaskraftwerke und Elektrolyseure gemeinschaftlich erarbeitet, plausibilisiert und konsolidiert. Diese dienen sowohl als Grundlage für den gemeinsamen Szenariopfad als auch als einheitliche Ausgangsbasis für Szenarien, in denen die Netzbetreiber jeweils eigene Annahmen zugrunde legen. Grundlage für die Erstellung dieser Listen bildete eine öffentliche deutschlandweite [Marktabfrage](#) zu zukünftigen

Infrastrukturbedarfen, die im Februar und März 2026 wie bereits im Jahr 2024 gemeinsam von ÜNB und FNB/WTNB durchgeführt wurde. Die Abfrage richtete sich an bestehende und potenzielle Netzanschlussnehmer, die über eine Webapplikation Auskunft über ihre Projektplanungen, etwa im Bereich der Wasserstofferzeugung oder Wasserstoffkraftwerke, geben oder bereits übermittelte Angaben prüfen und aktualisieren konnten (s. Kapitel 3 Stromverbrauch).

In Ergänzung zu dieser gemeinsamen Abstimmung halten die ÜNB es weiterhin für notwendig und sachgerecht, im Szenariorahmenentwurf Bereiche vorzusehen, in denen eigenständige Annahmen getroffen und Modellierungsweisen erarbeitet werden. Dies betrifft zum einen zusätzliche Szenarien, die möglicherweise spezifische, insbesondere für das Stromsystem relevante Unsicherheiten adressieren können. Zum anderen umfasst dies vertiefende Annahmen und Modellierungsansätze, etwa zu Leistungen und Standorten erneuerbarer Stromerzeugung, zu Kapazitäten und Betriebsweisen von Batteriespeichern oder Interkonnektoren. Über die abgestimmten Basislisten hinaus erfolgt weder eine gemeinsame Abstimmung zur räumlichen Verortung von Anlagen noch zur zeitlichen Einsatz- und Flexibilitätsmodellierung. Entsprechend treffen auch die FNB/WTNB in bewährter Weise für den NEP Gas/Wasserstoff eigenständige Annahmen zu weiteren Szenarien und inhaltlichen Aspekten, die vorrangig die Methan- und Wasserstoffinfrastruktur betreffen.

Die Abstimmungsprozesse zum gemeinsamen Szenario waren dabei anspruchsvoll, da die Perspektiven der beiden Infrastrukturbereiche zur Entwicklung des Energiesystems naturgemäß nicht in allen Punkten übereinstimmten. Beide Seiten haben im Verlauf des Abstimmungsprozesses jedoch Kompromissbereitschaft gezeigt. Das gemeinsame Szenario, das im Szenariorahmenentwurf der ÜNB unter der Bezeichnung „B“ geführt wird, bildet die Grenze der Schnittmenge der fachlich und methodisch begründbaren Sichtweisen von ÜNB und FNB/WTNB ab. Insgesamt zeigt der Prozess eine konstruktive, transparente und kontinuierlich fortschreitende Zusammenarbeit, die aus Sicht von ÜNB sowie FNB/WTNB weiter vertieft werden kann und einen wesentlichen Beitrag zu einer integrierten Energiesystemplanung leistet.

Abbildung 3: Darstellung abgestimmter und eigenständiger Inhalte der Szenariorahmenentwürfe von ÜNB und FNB/WTNB



1.3 Zusammenarbeit mit den Verteilnetzbetreibern

Im Rahmen der Erstellung dieses Szenariorahmenentwurfs wurde auch die Zusammenarbeit zwischen den ÜNB und den VNB weiter vertieft. Der Gesetzgeber hat mit § 14d EnWG für die Regionalszenarien der VNB implizit eine inhaltliche Verzahnung mit den Szenarien der ÜNB nahegelegt. Vor diesem Hintergrund halten es die ÜNB für folgerichtig, sowohl eine hohe inhaltliche Konsistenz als auch ein aufeinander aufbauendes Vorgehen zwischen den Szenarien des Netzentwicklungsplans Strom und den Regionalszenarien der VNB anzustreben, um eine abgestimmte Netzplanung über alle Spannungsebenen hinweg zu ermöglichen. Entsprechend fanden im Vorfeld fachliche Austausche zwischen den ÜNB und den Planungsregionen der VNB statt, in denen Möglichkeiten zur besseren Harmonisierung der Planungsprozesse erörtert wurden.

Die Weiterentwicklung dieser Zusammenarbeit befindet sich weiterhin im Aufbau. In der Vergangenheit ergaben sich insbesondere Herausforderungen daraus, dass einerseits zwischen den Regionalszenarien der VNB teils deutlich unterschiedliche und untereinander nicht abgestimmte Vorgehensweisen gewählt wurden, und dass andererseits viele Regionalszenarien in sehr hohem Maße auf den Modellierungsergebnisse des Netzentwicklungsplans Strom aufsetzten. Aufgrund dieser potenziellen Zirkelschlüsse und des Erfordernisses einer bundesweit konsistenten Parametrierung des Stromsystems erschien eine explizite Berücksichtigung der Regionalszenarien noch im NEP 2037/2045 (2025) nicht sinnvoll. Mit dem im Dezember 2025 vorgelegten zweiten [Regionalszenarienpaket](#) haben die VNB weitestgehend eigenständige Prognosen entwickelt, die zum einen überwiegend mit den bundesweit konsistenten Szenarien des Netzentwicklungsplans Strom vereinbar sind und zum anderen zusätzlichen regional- und lokalspezifischen Erkenntnisgewinn liefern. Damit liegen aus Sicht der ÜNB erstmals Voraussetzungen vor, unter denen eine Einbindung der Prognosen in den Szenariorahmen fachlich sinnvoll erscheint.

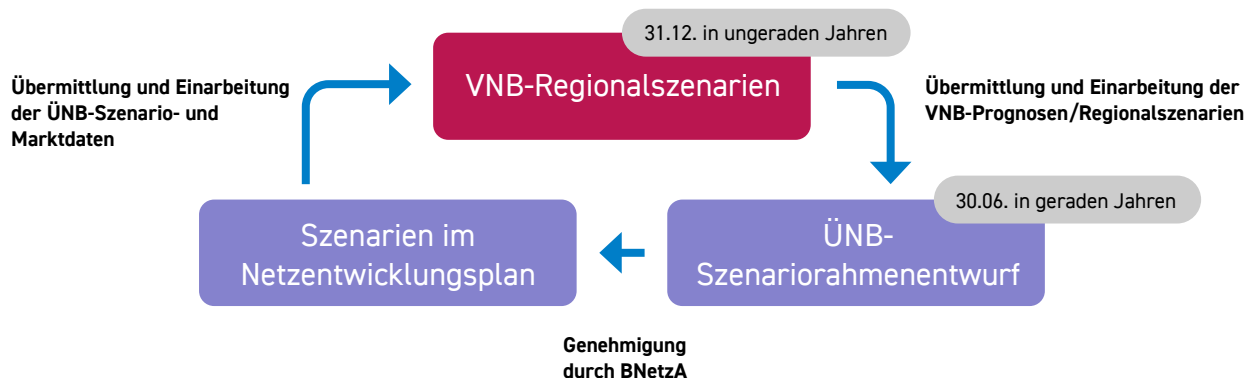
Konkret wurde zwischen den VNB-Planungsregionen und den ÜNB vereinbart, dass die regionalen Prognosen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien aus den Regionalszenarien in den Szenariorahmenentwurf eingebracht werden. Dieser Aspekt wurde bewusst priorisiert, da regionale Prognosen zur Entwicklung erneuerbarer Energien in der Vergangenheit teils deutliche Abweichungen aufwiesen und zugleich für die Netzausbauplanung von besonderer Bedeutung sind. Andere Aspekte, etwa regionale Entwicklungen und Modellierungen von Flexibilitäten, wurden aufgrund ihrer höheren Komplexität zunächst nicht in den abgestimmten Umfang aufgenommen und stellen ein Weiterentwicklungspotenzial für die künftigen Planungsprozesse dar. Erläuterungen zur Integration der EE-Prognosen der VNB in den Szenariorahmen finden sich im Kapitel 4 Erneuerbare Energien.

Aus Sicht der ÜNB sollte dieser Austausch perspektivisch als kontinuierlicher, aufeinander aufbauender Prozess ausgestaltet werden, bei dem bundesweit konsistente Szenarien des Netzentwicklungsplans Strom fortlaufend mit den regionalen und lokalspezifischen Erkenntnissen der VNB ergänzt und von ihnen überprüft werden. Die VNB bringen über die Regionalszenarien insbesondere ihre Kenntnisse zu kurzfristigen, lokalen Entwicklungen ein, beispielsweise zur Netzanschlussantragslage, die dann in die Weiterentwicklung des Szenariorahmenentwurfs einfließen können. Dabei ist eine klare Trennung der jeweiligen Planungsebenen sicherzustellen, um methodische Zirkelschlüsse zu vermeiden.

Ergänzend zur Abstimmung mit den VNB-Planungsregionen wurde wie bereits im vorherigen Turnus des NEP eine Netzbetreiberabfrage durchgeführt, in deren Rahmen projektscharfe Netzanschlussinformationen zu geplanten Batteriespeichern und Großverbrauchern erhoben wurden (s. Kapitel 3 Stromverbrauch). Trotz weiterhin bestehender Herausforderungen infolge unterschiedlicher Meldestandards zwischen den Netzbetreibern zeigt sich auch hier insgesamt eine Verbesserung gegenüber dem vorangegangenen Verfahren. Insgesamt verdeutlichen die bisherigen Schritte, dass die Verzahnung der Planungsprozesse und Datenstände kontinuierlich voranschreitet.

Die ÜNB bewerten diese Entwicklung positiv und sehen darin einen wichtigen Beitrag zu einer künftig noch enger abgestimmten Netzentwicklungs- und Netzausbauplanung.

Abbildung 4: Verzahnung von VNB-Regionalszenarien und Szenarien des Netzentwicklungsplans Strom



1.4 Energie- und klimapolitischer Rahmen

Die energie- und klimapolitischen Zielsetzungen der Europäischen Union bilden weiterhin den übergeordneten Rahmen für die Transformation des Energiesystems. Mit dem im Jahr 2019 beschlossenen [European Green Deal](#) verfolgt die Europäische Union das Ziel, bis 2050 Treibhausgasneutralität zu erreichen. Dieses Ziel wurde mit dem [Europäischen Klimagesetz](#) im Juni 2021 erstmals verbindlich in europäisches Recht überführt. Zur Umsetzung des Green Deals wurde das [Legislativpaket „Fit for 55“](#) auf den Weg gebracht, das eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 55 % bis 2030 gegenüber dem Basisjahr 1990 vorsieht. In den vergangenen Jahren wurden zentrale Elemente dieses Rahmens verabschiedet und in Kraft gesetzt. Hierzu zählt insbesondere die Novelle der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III), mit der die europäischen Ausbauziele für erneuerbare Energien angehoben und der regulatorische Rahmen für deren beschleunigten Ausbau weiterentwickelt wurde. Parallel dazu hat sich der europäische Fokus zuletzt stärker auf industrie- und wettbewerbspolitische Aspekte der Transformation verlagert, unter anderem im Kontext des [Net-Zero Industry Act](#), ohne die langfristigen Klimaziele grundsätzlich zu verändern.

In Deutschland sind die Klimaschutzziele im [Bundes-Klimaschutzgesetz](#) (KSG) verankert. Zentrales Ziel bleibt die Treibhausgasneutralität bis 2045. Mit der [Neufassung des KSG](#) vom 15.07.2024 wurde der politische Steuerungsansatz weiterentwickelt. Im Fokus steht nun eine mehrjährige und sektorübergreifende Gesamtrechnung der Emissionen, die eine langfristige Betrachtung der Transformationspfade ermöglicht. Zudem ist vorgesehen, dass jede Bundesregierung zu Beginn einer Legislaturperiode innerhalb der ersten zwölf Monate langfristige Klimaschutzziele und Entwicklungspfade mit Blick auf die Jahre 2030 und 2040 vorlegt. Im Zuge des Regierungswechsels im Jahr 2025 wurde an den energie- und klimapolitischen Grundlinien festgehalten. Die bestehende Zielarchitektur wird im Rahmen kontinuierlicher Berichterstattung, insbesondere durch das [Energiewendemonitoring](#), fortgeschrieben.

Anhaltende geopolitische Spannungen, insbesondere der weiterhin andauernde Angriffskrieg Russlands gegen die Ukraine sowie jüngere Entwicklungen im Iran-Konflikt und Beeinträchtigungen zentraler Energie- und Transportinfrastrukturen, unterstreichen die Bedeutung einer resilienten und diversifizierten Energieversorgung. Sie erhöhen die politische Aufmerksamkeit für Fragen der Versorgungssicherheit sowie der Reduktion von Importabhängigkeiten. Dies spiegelt sich auch in energiepolitischen Initiativen auf europäischer Ebene wider, etwa im [REPowerEU Plan](#) der Europäischen Kommission aus dem Jahr 2022 sowie in der 2024 beschlossenen Reform des

europäischen Strommarktdesigns, die auf eine Weiterentwicklung der strukturellen und langfristigen Rahmenbedingungen abzielen. Die Klimaneutralität bis 2045 bildet dabei weiterhin die maßgebliche energie- und klimapolitische Zielstellung. Der Szenariorahmen knüpft entsprechend an die bestehenden langfristigen Transformationspfade und gesetzlichen Zielvorgaben an und bildet die hierfür erforderlichen Entwicklungen des Energiesystems und der Infrastruktur auf Grundlage eines langfristigen Planungshorizonts ab.

Der Ausbau erneuerbarer Energien bildet weiterhin eine tragende Säule der deutschen Energiepolitik. Mit der Weiterentwicklung des [Erneuerbare-Energien-Gesetzes](#) (EEG) sowie flankierenden Regelungen wurden die Ausbauziele bestätigt und fortgeschrieben. Bis 2030 soll ein Anteil von 80 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch erreicht werden.¹ Angesichts laufender gesetzgeberischer Vorhaben befinden sich derzeit weitere Regelungen in Vorbereitung, ohne dass hieraus bereits neue verbindliche Parameter für diesen Szenariorahmenentwurf abgeleitet werden können.

In bestimmten Fällen ist dies dennoch möglich: Hierzu zählt das [Stromversorgungssicherheitsgesetz](#) (StromVKG), das den Rahmen für die zuvor als „Kraftwerksstrategie“ bezeichneten Maßnahmen bildet. Das StromVKG definiert unter anderem Ausschreibungsvolumina und Rahmenzahlen für neue steuerbare Kapazitäten, insbesondere für wasserstofffähige Gaskraftwerke. Auch wenn das Gesetz zum Zeitpunkt der Szenariodefinition noch nicht in Kraft getreten ist, werden die vorgesehenen Ausschreibungsmengen als erste belastbare Orientierungsgröße im Szenariorahmen berücksichtigt.

Ein weiterer zentraler Bestandteil des energiepolitischen Rahmens ist der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft. Das Wasserstoff-Kernnetz ist gesetzlich festgeschrieben und bildet eine wesentliche Grundlage für den infrastrukturellen Umbau.² Es findet entsprechend Eingang in den Szenariorahmen. Die [Nationale Wasserstoffstrategie](#) sowie deren Fortschreibung geben weiterhin den übergeordneten Orientierungsrahmen für den Markthochlauf vor.

Die Gesamtentwicklung der Energiewende wird weiterhin im Rahmen des Energiewendemonitorings begleitet. Hierzu zählen insbesondere der im Koalitionsvertrag verankerte Monitoringbericht zur Energiewende, der im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE) von dem Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln und BET Consulting am 15.09.2025 veröffentlicht wurde. Ergänzend liefern die Berichte der unabhängigen Expertenkommission eine regelmäßig fortgeschriebene Einordnung des Transformationsfortschritts und unterstreichen die Bedeutung von Netzausbau, Systemintegration und Versorgungssicherheit unterstreichen.³

¹ Umweltbundesamt (2023). [Erneuerbare-Energien-Gesetz – Ziele und Ausbaupfade](#).

² Bundesrepublik Deutschland (2024). [Zweites Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes – Wasserstoff-Kernnetz](#).

³ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2025). [Berichte zum Energiewendemonitoring/Monitoringbericht der Expertenkommission](#), und Bundesnetzagentur (2025). [Monitoringberichte „Energie der Zukunft“](#).

01 Szenariorahmen als Grundlage
des Netzentwicklungsplans

02 Szenarienbeschreibung

03 Stromverbrauch

04 Erneuerbare Energien

05 Kraftwerke und Speicher

06 Europäischer Rahmen

07 Brennstoff- und CO₂-Preise

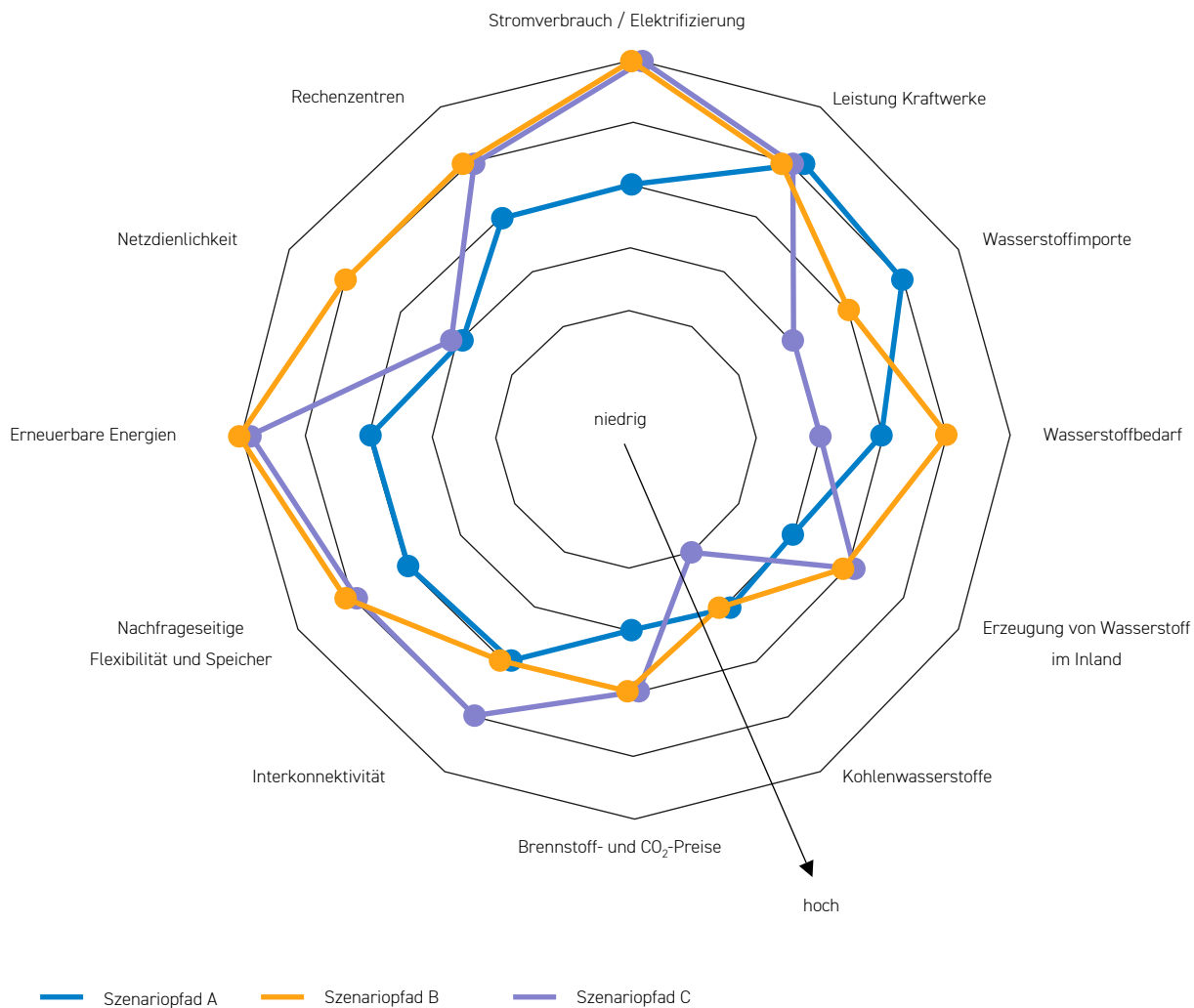
2 Szenarienbeschreibung

Der Szenariorahmenentwurf für den NEP 2040/2045 (2027) umfasst drei Szenarien für das Jahr 2040, die die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen der Stromversorgung in Deutschland und Europa abbilden. Diese Szenariopfade werden bis 2045 fortgeschrieben und zeigen drei Ausgestaltungen eines treibhausgasneutralen Energiesystems. Nachfolgend werden die zentralen Annahmen und Variationen der Szenarien dargestellt. Zudem werden sie in die Systementwicklungsstrategie (SES) eingeordnet und die zugrunde liegende meteorologische Datenbasis beschrieben.

Aus den Szenarien werden zudem konsistente Annahmen für ein Stützjahr im mittelfristigen Zeithorizont abgeleitet. Die Datengrundlage dieses Stützjahrs wird insbesondere im Systemstabilitätsbericht und zur Ermittlung von Bedarfen an Blindleistungskompensationsanlagen herangezogen sowie von den Verteilnetzbetreibern (VNB) im Rahmen der Regionalszenarien berücksichtigt. Weitere Informationen hierzu finden sich in [Anhang A.1](#).

2.1 Leitgedanken zur Ausgestaltung der Szenarien

Szenarien dienen in der Netzentwicklungsplanung dazu, unterschiedliche Entwicklungspfade des Energie- und Stromsystems systematisch abzubilden sowie zentrale Unsicherheiten innerhalb einer Bandbreite konsistenter Annahmen zu berücksichtigen. Die Szenarien dieses Entwurfs unterscheiden sich unter anderem hinsichtlich des Elektrifizierungsgrads und des Stromverbrauchs, des Ausbaus erneuerbarer Energien, des Wasserstoffbedarfs, der CO₂- und Brennstoffpreise, der nachfrageseitigen Flexibilität und Netzdienlichkeit sowie des Ausbaus von Interkonnektoren zu benachbarten Marktgebieten. Die wesentlichen Unterschiede und ihre jeweiligen Ausprägungen sind in [Abbildung 5](#) dargestellt.

Abbildung 5: Schematische Darstellung zur Einordnung der Szenarien

Für alle dargestellten Szenarien gelten die folgenden Annahmen:

- ▶ Deutschland erreicht bis 2045 Treibhausgasneutralität. Im Jahr 2040 hat der Stromsektor bereits wichtige Weichen gestellt, um eine vollständig treibhausgasneutrale Stromerzeugung erreichen zu können. Der thermische Kraftwerkspark befindet sich zu diesem Zeitpunkt mitten in einem Umstellungsprozess, in dem Erdgas als Brennstoff für die Stromproduktion nach und nach durch Wasserstoff abgelöst wird.
- ▶ Der Bruttostromverbrauch steigt gegenüber heute deutlich an. Strom wird in allen Verbrauchssektoren genutzt, um den Einsatz fossiler Energieträger zu ersetzen. Neben erneuerbar erzeugtem Strom und in begrenztem Umfang Bioenergie ist insbesondere erneuerbar erzeugter Wasserstoff fester Bestandteil des treibhausgasneutralen Energiesystems.
- ▶ Für die Industrie wird weitestgehend eine Kontinuität von heutigen Produktionsmengen und Standorten angenommen. Transformationsbedingte Veränderungen im Strombezug durch die Substituierung fossiler Energieträger werden in allen Szenarien berücksichtigt.

- ▶ Deutschland ist auf den Import von Wasserstoff und anderen synthetischen Energieträgern angewiesen. In Deutschland wird Wasserstoff mittels Elektrolyse erzeugt. Es wird davon ausgegangen, dass die ausländische Erzeugung der von Deutschland importierten Energieträger treibhausgasneutral erfolgt.
- ▶ Eine wichtige Grundlage ist eine mit dem Szenariorahmenentwurf Gas/Wasserstoff abgestimmte Basisliste von Elektrolyseurprojekten und Kraftwerken. Dieses Vorgehen trägt zu einer sektorübergreifenden konsistenten Netzentwicklungsplanung bei.
- ▶ Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch liegt in den Jahren 2040 und 2045 bei deutlich über 80 %. Photovoltaik sowie Onshore- und Offshore-Windenergie sind die zentralen Stromerzeugungstechnologien.
- ▶ Die Integration Deutschlands in den europäischen Binnenmarkt für Strom und die europäische Zusammenarbeit zur Erreichung der Klimaschutzziele schreiten voran. Der europäische Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2026 gibt dabei den Rahmen für die europäischen Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen und die Berücksichtigung neuer Interkonnektoren beziehungsweise Austauschkapazitäten vor.
- ▶ Es wird eine Flexibilisierung der Nachfrageseite abgebildet, insbesondere beim Laden von E-Fahrzeugen und beim Einsatz von Wärmepumpen. Dies dient der marktlichen Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und dem Ausgleich der zeitlich schwankenden Stromerzeugung und Nachfrage.
- ▶ Der Kohleausstieg wird vor 2040 abgeschlossen. Ein Neubau von Kernkraftwerken wird in Deutschland nicht betrachtet. Es wird eine umfängliche Flexibilisierung des verbleibenden konventionellen Kraftwerksparks abgebildet.
- ▶ Es wird grundsätzlich das aktuell vorherrschende Strommarktdesign in Deutschland und Europa abgebildet. Das bedeutet unter anderem, dass sich Stromangebot und -nachfrage nach den Prinzipien eines Energy-Only-Marktes ausrichten und weiterhin eine deutsche Gebotszone betrachtet wird.

Im Folgenden werden die zentralen Charakteristika der Szenarien beschrieben:

Szenariopfad A

Dieser Szenariopfad beschreibt eine Transformation des Energiesystems hin zur Klimaneutralität im Jahr 2045, die insgesamt durch einen geringeren Elektrifizierungsgrad sowie eine verzögert einsetzende Transformationsdynamik gekennzeichnet ist.

Der Ausbau erneuerbarer Energien verbleibt unterhalb der geltenden gesetzlichen Ausbaupfade und geht mit einem im Szenarienvergleich niedrigen Stromverbrauch einher. In der Industrie wird eine Transformation unter verstärkter Nutzung wasserstoffbasierter Technologien und Produkte abgebildet. Demgegenüber erfolgt im Gebäude- und Verkehrssektor eine weitgehende Elektrifizierung, da dort nur begrenzt alternative Dekarbonisierungsoptionen zur Verfügung stehen. Die Transformation in diesen Sektoren verläuft jedoch verzögert, sodass insbesondere im Zieljahr 2040 ein relevanter Anteil kohlenwasserstoffbasierter Energieträger im Energiesystem verbleibt.

In diesem Szenariopfad wird der Aufbau einer leistungsfähigen europäischen Wasserstoffinfrastruktur sowie die Etablierung umfassender internationaler Wasserstoffmärkte unterstellt, die einen verlässlichen und kostengünstigen Import von Wasserstoff und ebenso von daraus abgeleiteten synthetischen Energieträgern ermöglichen. Hierbei wird angenommen, dass die Herstellung der von Deutschland importierten Energieträger treibhausgasneutral erfolgt. Vor diesem Hintergrund wird Wasserstoff neben Kraftwerken und Heizkesseln in Fernwärmenetzen insbesondere in der Industrie bevorzugt eingesetzt. Aufgrund der kostengünstigen Importoptionen verbleibt die inländische Erzeugung von Wasserstoff auf dem niedrigsten Niveau aller Szenariopfade.

Aufgrund der insgesamt geringeren Ausprägung des Stromsystems sind Flexibilitätsoptionen weniger stark entwickelt. Darüber hinaus wird keine gesonderte Ausrichtung auf eine netzdienliche Verortung oder Betriebsweise von Anlagen zugrunde gelegt. Der Ausbau grenzüberschreitender Stromübertragungskapazitäten wird auf Basis des TYNDP 2026 abgeleitet und auf fortgeschrittene Projekte fokussiert.

Szenariopfad B

Dieser gemeinsam von ÜNB sowie Fernleitungsnetzbetreibern Gas und Wasserstofftransportnetzbetreibern (FNB/WTNB) entwickelte Szenariopfad beschreibt einen effizienten Transformationspfad des Energiesystems hin zur Klimaneutralität im Jahr 2045. Er orientiert sich an der Systementwicklungsstrategie und am Szenario O45-Strom der BMWELangfristszenarien.

Der Ausbau erneuerbarer Energien folgt den geltenden gesetzlichen Ausbaupfaden und bildet die Grundlage eines Energiesystems, in dem Anwendungen elektrifiziert werden, sofern dies technisch möglich und wirtschaftlich sinnvoll ist. Die umfassende Elektrifizierung in allen Verbrauchssektoren führt zu einem deutlichen Anstieg des Stromverbrauchs. Besonders ausgeprägt ist die Elektrifizierung langfristig im Verkehrssektor sowie in der Gebäudewärme. In der Industrie erfolgt die Transformation durch den Einsatz direkt elektrischer Technologien. Insbesondere bei Hochtemperaturanwendungen und bei der stofflichen Nutzung kommt Wasserstoff zum Einsatz. Biomasse und Biomethan sowie fossile Energieträger mit Carbon Capture and Storage (CO₂-Abscheidung und -Speicherung / CCS) werden in begrenztem Umfang genutzt, insbesondere dort, wo stoffliche oder prozesstechnische Anforderungen alternative Optionen ausschließen.

Ein zentraler Baustein des Szenariopfads ist der Aufbau einer europaweiten Wasserstoffinfrastruktur. Diese ermöglicht den Transport, die saisonale Speicherung in Untergrundgasspeichern und die sektorübergreifende Nutzung von Wasserstoff. Damit unterstützt die Wasserstoffinfrastruktur sowohl die industrielle Transformation als auch die Anforderungen des Stromsystems. Gaskraftwerke, die im Zieljahr 2045 vollständig mit Wasserstoff betrieben werden, bleiben ein unverzichtbares Flexibilitätselement, indem sie Phasen niedriger erneuerbarer Stromerzeugung überbrücken und somit langfristig die Versorgungssicherheit gewährleisten. Darüber hinaus wird Wasserstoff in Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und in Heizkesseln eingesetzt, um Nachfragespitzen in Fernwärmenetzen flexibel abzudecken. Zur Deckung des nationalen Wasserstoffbedarfs werden insbesondere Importe und in geringerem Umfang auch inländisch per Elektrolyse erzeugter Wasserstoff genutzt.

Ergänzend zu den Kraftwerken stehen dem System weitere Flexibilitätsoptionen zur Verfügung. Dazu zählen insbesondere nachfrageseitige Flexibilitäten sowie Batteriespeicher. Dieser Szenariopfad adressiert Netzdienlichkeitsaspekte in höherem Maße als die übrigen Szenariopfade, indem er sowohl bei der Verortung neuer Stromerzeuger und -verbraucher als auch bei der Betriebsweise von Flexibilitäten Entwicklungen annimmt, die eine effiziente Nutzung und Entlastung der Netzinfrastruktur unterstützen. Der Ausbau grenzüberschreitender Stromübertragungskapazitäten wird auf Basis des TYNDP 2026 abgeleitet und fokussiert fortgeschrittene Projekte.

Szenariopfad C

Dieser Szenariopfad beschreibt eine an Szenariopfad B angelehnte Transformation des Energiesystems zur Erreichung der Klimaneutralität im Jahr 2045. Er ist ebenfalls durch einen hohen Elektrifizierungsgrad und eine starke Ausrichtung auf erneuerbare Energien gekennzeichnet, unterscheidet sich jedoch durch geringere Ausprägungen der Netzdienlichkeit sowie durch einen gegenüber den übrigen Szenariopfaden höheren Grad der europäischen Vernetzung.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien folgt den geltenden gesetzlichen Ausbaupfaden. In allen Verbrauchssektoren wird eine Elektrifizierung unterstellt, sofern diese technisch möglich und wirtschaftlich ist. Die industrielle Transformation erfolgt weitgehend analog zu Szenario B, wobei insbesondere in der Grundstoffchemie ein verstärkter Import wasserstoffbasierter Vorprodukte angenommen wird. Der Aufbau einer europaweiten Wasserstoffinfrastruktur stellt auch in diesem Szenario einen zentralen Baustein für die Funktionsfähigkeit des Energiesystems dar.

Im Unterschied zu Szenariopfad B werden bei der räumlichen Verteilung neuer Stromerzeuger und Verbraucher sowie bei der Betriebsweise von Flexibilitäten keine zusätzlichen Annahmen getroffen, die gezielt auf eine Entlastung der Netzinfrastuktur ausgerichtet sind. Standort und Einsatzentscheidungen folgen damit überwiegend systemischen und marktlichen Rahmenbedingungen. Der Ausbau grenzüberschreitender Stromübertragungskapazitäten erfolgt auf Basis des TYNDP 2026 und umfasst alle Projekte, ungeachtet ihres Projektfortschritts, wodurch insgesamt eine höhere Interkonnektivität und Vernetzung des europäischen Stromsystems unterstellt wird.

2.2 Kennzahlen der Szenarien

Tabelle 1: Übersicht der Kennzahlen in den jeweiligen Szenarien

	Szenariorahmenentwurf NEP 2040/2045 (2027)						
	Referenz 2025	A 2040	B 2040	C 2040	A 2045	B 2045	C 2045
Energieträger [GW]							
Braunkohle	14,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	8,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	32,3	23,6	23,6	23,6	0,0	0,0	0,0
Wasserstoff	0,0	42,2	42,2	42,2	81,0	81,0	81,0
Öl	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher	9,9	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3
sonstige konventionelle Erzeugung	3,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Summe konventionelle Erzeugung ¹	70,7	79,4	79,4	79,4	94,7	94,7	94,7
Onshore-Windenergie	68,1	130,0	160,0	160,0	145,0	160,0	160,0
Offshore-Windenergie	9,7	53,7	63,8	66,0	58,4	68,7	68,7
zusätzlich aus ausländischen AWZ ²	-	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	9,4
Photovoltaik	117,7	275,0	400,0	400,0	325,0	400,0	400,0
Biomasse	9,2	5,0	5,0	5,0	3,0	3,0	3,0
Wasserkraft	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
sonstige regenerative Erzeugung	1,6	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Summe regenerative Erzeugung	210,8	474,2	639,3	641,5	541,9	642,2	646,6
Summe Erzeugung	281,5	553,6	718,7	720,9	636,6	736,9	741,3
Stromverbrauch [TWh]							
Nettostromverbrauch (geschätzt) ³	466,0	855,4	1.051,3	1.056,1	910,5	1.120,9	1.125,8
Bruttostromverbrauch (geschätzt) ^{3,4}	517,2	937,6	1.134,6	1.139,4	991,9	1.203,2	1.208,1
Rechenzentren [TWh]							
Neue Rechenzentren ⁵	4,2	107,1	141,8	141,8	107,1	143,2	143,2
Batteriespeicher							
Großbatteriespeicher [GW]	2,7	84,1	102,4	102,4	84,1	102,9	102,9
Großbatteriespeicher [GWh]	4,1	168,2	204,8	204,8	168,2	205,8	205,8
Kleinbatteriespeicher [GW]	14,2	47,4	79,5	79,5	53,1	79,5	79,5
Kleinbatteriespeicher [GWh]	21,3	94,8	159,0	159,0	106,2	159,0	159,0
Sektorenkopplung							
Elektrolyseure [GW]	0,2	10,0	24,0	24,0	10,0	29,0	29,0
Elektrofahrzeuge [Mio.]	3,2	33,6	39,5	39,8	41,6	44,5	44,9
Wärmepumpen (Haushalte / GHD) [Mio.]	2,4	9,5	12,5	13,1	13,9	15,2	15,8
Großwärmepumpen (Fernwärme) [GW]	-	11,0	12,7	12,7	11,0	12,7	12,7
Elektrokessel (Fernwärme) [GW]	-	14,0	14,3	14,3	14,0	14,3	14,3

¹ Die konventionellen Erzeugungskapazitäten sind jeweils ohne Reservekraftwerke dargestellt.

² In benachbarten ausschließlichen Wirtschaftszonen errichtete Offshore-Windenergieanlagen, die entweder direkt (Cross-Border Radials) oder als Erweiterung eines deutschen Anbindungssystems über einen Interkonnektor angebunden sind und als auf die deutschen Ausbauziele anrechenbar angenommen werden.

³ Aufgrund der Vielzahl an flexiblen Verbrauchern ergibt sich der exakte Stromverbrauch erst aus der Strommarktmodellierung für den Netzentwicklungsplan, die nicht Teil des Szenariorahmenentwurfs ist.

⁴ Für die Zieljahre 2040 und 2045 wird der Bruttostromverbrauch ohne Berücksichtigung des Stromverbrauchs aus Speichern dargestellt.

⁵ In der Referenz und in den Szenarien ist in dieser Zeile ausschließlich der Stromverbrauch von Rechenzentren mit Inbetriebnahme ab dem Jahr 2023 dargestellt.

Neben den Kennzahlen des Stromsystems werden mit diesem Szenariorahmenentwurf erstmals ergänzend sektorale Energiebedarfe ausgewiesen. Gemeinsam mit den FNB/WTNB wurden für den Szenariopfad B konsistente Strom-, Wasserstoff- und Methanbedarfe der Verbrauchssektoren Industrie, private Haushalte (pHH), Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sowie Verkehr hergeleitet. In Tabelle 2 sind diese sektoralen Energiebedarfe in den Szenarien zum Vergleich gegenübergestellt. Die Wasserstoff- und Methanbedarfe sind als Heizwerte dargestellt. Nicht ausgewiesen werden an dieser Stelle Bedarfe weiterer fester und flüssiger Energieträger, insbesondere fossiler oder synthetischer Energieträger sowie Biomasse, da diese für die Entwicklung der Strom- und Gas-/Wasserstoffinfrastruktur nicht unmittelbar relevant sind. Ebenfalls nicht dargestellt sind die Energiebedarfe von Kraftwerken und Wärmenetzen, da sie erst aus den im weiteren Verlauf des Netzentwicklungsplans durchgeführten Modellierungen hervorgehen und daher nicht im Voraus mit hinreichender Genauigkeit abgeschätzt werden können.

Die Gegenüberstellung der Szenarien zeigt, dass die Wasserstoff- und Methanbedarfe in den Verbrauchssektoren Gebäude und Verkehr spätestens im Jahr 2045 auf einem sehr niedrigen Niveau liegen. Dies ist szenarienübergreifend darauf zurückzuführen, dass in diesen Sektoren langfristig überwiegend elektrische Anwendungen zum Einsatz kommen und alternative Dekarbonisierungsoptionen lediglich eine untergeordnete Rolle spielen. Im Vergleich der Szenarien weist Szenario B 2045 die höchsten Wasserstoffbedarfe auf. Dies gilt auch gegenüber Szenariopfad A, obwohl dort kostengünstigere Importmöglichkeiten für Wasserstoff unterstellt werden. Eine Ursache hierfür ist, dass in Szenariopfad B zu höheren Anteilen eine inländische Erzeugung wasserstoffbasierter Energieträger wie etwa Methanol oder vergleichbarer Vorprodukte für die Grundstoffchemie angenommen wird, die in den übrigen Szenarien überwiegend importiert werden. Weitere Erläuterungen hierzu finden sich in Kapitel 3 Stromverbrauch.

Tabelle 2: Energiebedarfe (Strom, Wasserstoff und Methan) nach Sektoren im Szenarienvergleich

Verbrauch [TWh]	Sektor	A 2040	B 2040	C 2040	A 2045	B 2045	C 2045
Wasserstoffbedarf	Industrie	113	108	81	157	186	116
Methanbedarf ¹	Industrie	44	76	44	3	35	3
Nettostromverbrauch	Industrie	249	315	315	262	343	343
Wasserstoffbedarf	pHH	0	0	0	0	0	0
Methanbedarf ^{1,2}	pHH	115	69	65	4	4	0
Nettostromverbrauch ²	pHH	62	73	76	80	87	90
Wasserstoffbedarf	GHD	0	0	0	0	0	0
Methanbedarf ^{1,2}	GHD	44	26	24	1	1	0
Nettostromverbrauch ²	GHD	21	24	25	26	28	29
Wasserstoffbedarf	Verkehr	0	0	0	0	0	0
Methanbedarf ¹	Verkehr	6	4	4	1	1	1
Nettostromverbrauch	Verkehr	141	169	170	170	183	184

1 Die Methanbedarfe umfassen auch Biomethan. Im Jahr 2045 wird der Methanbedarf vollständig durch Biomethan gedeckt.

2 Die Energiebedarfe beziehen sich ausschließlich auf Raumwärme und beinhalten keine Fernwärme.

2.3 Einordnung der Szenarien in die Systementwicklungsstrategie

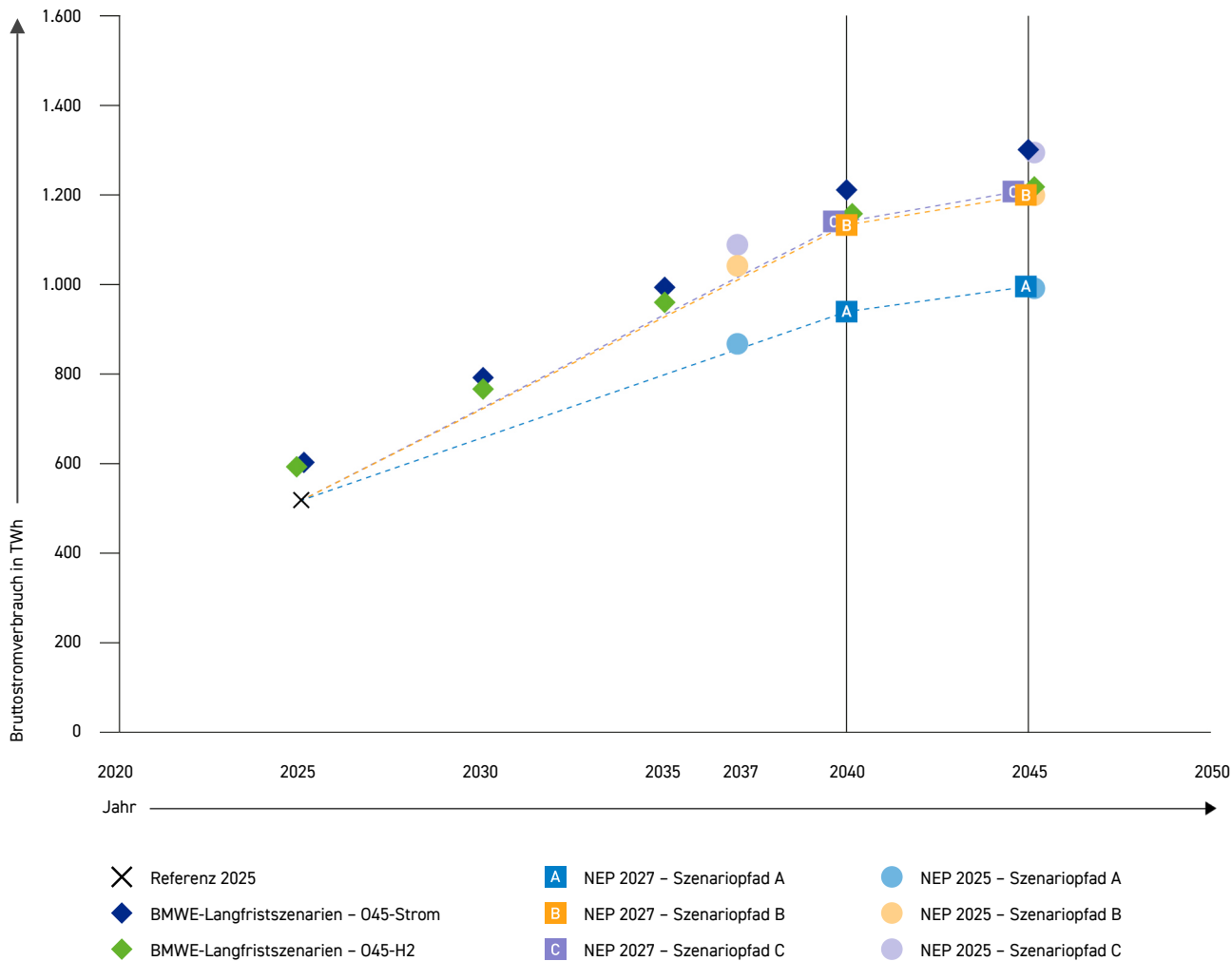
Die Szenariorahmen der Netzentwicklungspläne Strom sowie Gas und Wasserstoff haben nach § 12a EnWG die Festlegungen der Systementwicklungsstrategie (SES) angemessen zu berücksichtigen. Dabei ist vorgeschrieben, dass die Bundesregierung dem Deutschen Bundestag alle vier Jahre eine SES vorlegt, beginnend im Jahr 2027. Dem Gesetz folgend, soll die SES unter anderem eine Bewertung des Energiesystems im Rahmen des Zieldreiecks bestehend aus Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit und darüber hinaus eine Systemkostenplanung einschließlich Szenarien sowie eine strategische Planung zur optimalen Nutzung aller sinnvoll verfügbaren Energieträger enthalten. Zusätzlich sollen Ziele zur Weiterentwicklung der Energieversorgung und Netze ausgewiesen werden.

Die SES ist ein vom BMWF verantworteter Prozess mit dem formulierten Ziel, ein sektorenübergreifendes Leitbild und eine Strategie bei der Transformation des Energiesystems hin zur Erreichung von Treibhausgasneutralität zu entwickeln. Diese Strategie kann nach Auffassung der ÜNB bestimmte Orientierungslinien für eine möglichst robuste und abgestimmte Planung der Infrastrukturen Strom sowie Gas und Wasserstoff beinhalten. Der bisherige Prozess basiert im Wesentlichen auf den Erkenntnissen der vom BMWF in Auftrag gegebenen Langfristszenarien, in denen ein wissenschaftliches Konsortium verschiedene Transformationspfade hin zu einem treibhausgasneutralen Energiesystem 2045 untersucht und in den Gesamtkontext einordnet. Besondere Relevanz für die SES haben hierbei solche Entwicklungspfade der Energieversorgung, die aus Gesamtsystemsicht unter Einbezug von Systemkosten effizient erscheinen.

Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Szenariorahmenentwurfs liegt keine aktualisierte SES vor. Entsprechend wird weiterhin auf die Version vom November 2024 Bezug genommen, die bereits Grundlage für die Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2037/2045 (2025) war. Gleiches gilt für die vom BMWF beauftragten Langfristszenarien, zu denen weiterhin ausschließlich jene Orientierungsszenarien vorliegen, die von der Bundesnetzagentur bereits im Rahmen der letztjährigen Szenariorahmengen Genehmigung berücksichtigt wurden.

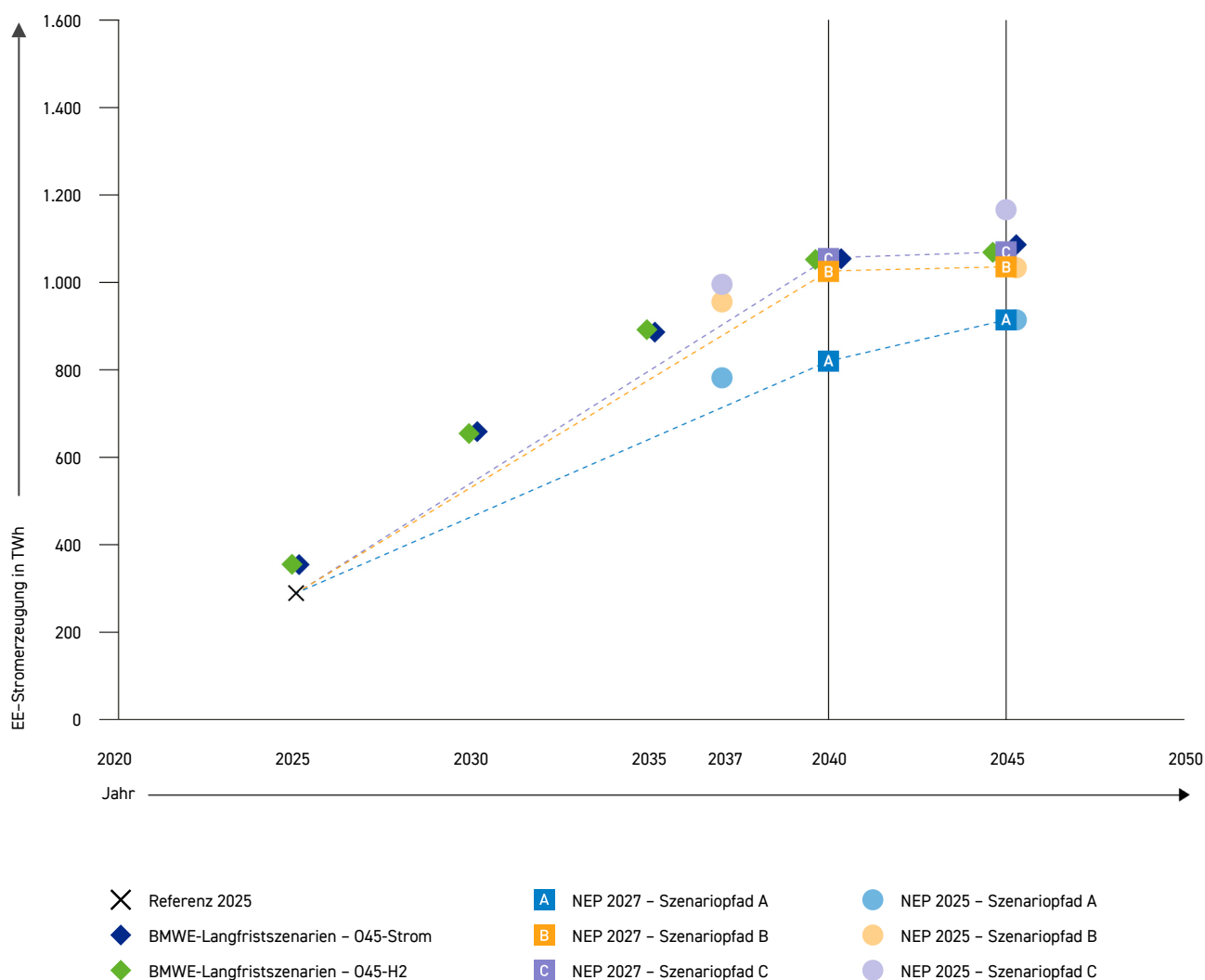
Zur Einordnung der zentralen Kennzahlen und strukturellen Annahmen werden an dieser Stelle die Orientierungsszenarien O45-Strom und O45-H₂ ergänzend zu den Szenarien des NEP 2037/2045 (2025) herangezogen. Insbesondere dem Orientierungsszenario O45-Strom kommt aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber weiterhin eine hohe Bedeutung zu, da es einen aus gesamtsystemischer Perspektive effizienten Transformationspfad zur Erreichung der Klimaneutralität aufzeigt. Vor diesem Hintergrund orientiert sich der vorliegende Szenariorahmenentwurf in wesentlichen Aspekten an diesem Szenario. Gleichzeitig werden aktuelle Entwicklungen, neue Datenstände sowie ergänzende Plausibilisierungen und eigene Analysen berücksichtigt, sodass in einzelnen Bereichen begründet Abweichungen und Variationen beschrieben werden. Wesentliche Unterschiede betreffen insbesondere die Entwicklung der industriellen Energiebedarfe, die Ausprägung von Batteriespeichern im Stromsystem, Erzeugung und Bedarf von Wasserstoff sowie zusätzliche Strombedarfe infolge der Digital- und KI-Transformation.

Abbildung 6: Vergleich mit BMW-E-Langfristszenarien – Bruttostromverbrauch



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, BMW-E-Langfristszenarien

Abbildung 7: Vergleich mit BMW-E-Langfristszenarien – Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, BMW-E-Langfristszenarien

2.4 Wetter- und Klimaprojektionen als meteorologische Datengrundlage

Die Modellierung von Erzeugungszeitreihen erneuerbarer Energien sowie von elektrischen Lastprofilen basiert maßgeblich auf meteorologischen Parametern wie Windgeschwindigkeit, Solarstrahlung und Temperatur. In der Netzentwicklungsplanung werden diese stündlich über ein gesamtes Jahr abgebildet. In einem zunehmend von erneuerbaren Energien geprägten Stromsystem kommt der meteorologischen Datengrundlage eine besondere Bedeutung zu, da Witterungseinflüsse die zeitliche und räumliche Verteilung der erneuerbaren Stromerzeugung sowie das Verhalten flexibler Erzeuger und Verbraucher wesentlich beeinflussen. Eine entsprechend ausgebaute Netzinfrastruktur ermöglicht Ausgleichseffekte zwischen unterschiedlichen Witterungsbedingungen in einzelnen Regionen über große Distanzen und trägt so zu einer systemweit effizienten und kostengünstigen Stromerzeugung bei.

Im vorliegenden Szenariorahmenentwurf erfolgt erstmals ein methodischer Wechsel von der bislang im Netzentwicklungsplan üblichen Verwendung eines historischen Wetterjahres (zuletzt 2012) hin zur Nutzung von Wetter- und Klimaprojektionen. Hintergrund hierfür ist die Umstellung im TYNDP 2026 auf projizierte Wetterjahre sowie das Bestreben der ÜNB, eine konsistente Ausrichtung der nationalen und europäischen Netzentwicklungsplanung sicherzustellen. Die meteorologischen Parameter der Wetter- und Klimaprojektionen sind dabei in der Pan-European Climate Database (PECD) 4.2 verfügbar. Die zugrunde liegenden Klimamodelle berücksichtigen Klimafolgeneffekte wie etwa steigende Durchschnittstemperaturen oder Änderungen in den Windverhältnissen.

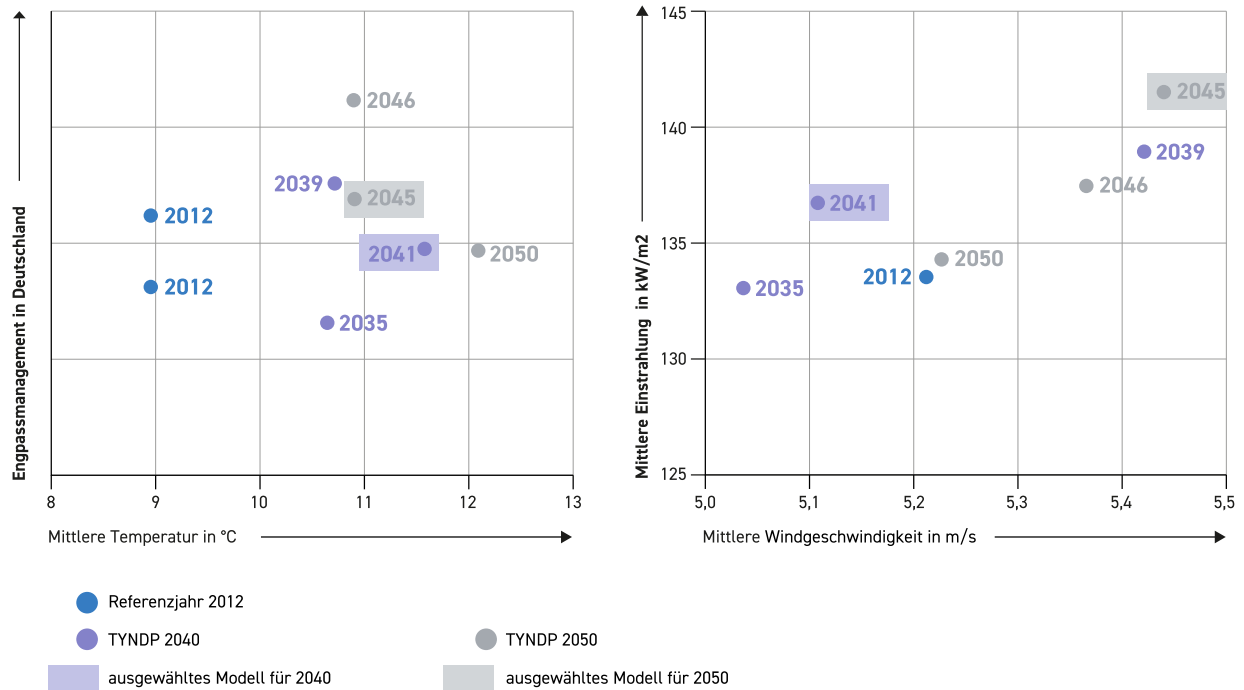
Auf Grundlage der vorliegenden Wetter- und Klimaprojektionen wurden im Rahmen des TYNDP 2026 über einen Clustering-Ansatz je Betrachtungsjahr drei repräsentative projizierte Wetterjahre identifiziert. Ausschließlich für diese ausgewählten Wetterjahre wurden durch ENTSO-E vollständige Szenariodatenätze erzeugt. Für die TYNDP-Zieljahre 2040 und 2050 stehen damit jeweils drei vollständige Datensätze des TYNDP-Szenarios „National Trends+“ zur Verfügung, die unterschiedliche meteorologische Ausprägungen abbilden. Für den Netzentwicklungsplan wird von den ÜNB grundsätzlich empfohlen, für das Zieljahr 2040 auf den TYNDP-Szenariodatenatz 2040 sowie ein entsprechendes projiziertes Wetterjahr zurückzugreifen und für das Zieljahr 2045 analog den TYNDP-Szenariodatenatz 2050 und ein dort hinterlegtes projiziertes Wetterjahr zu verwenden. Nur so kann weiterhin eine konsistente Abbildung des europäischen Auslandes zum TYNDP sichergestellt werden. Weitere Erläuterungen zum Szenario „National Trends+“ finden sich im Kapitel 6 Europäischer Rahmen.

Die über den Clustering-Ansatz identifizierten Wetterjahre unterscheiden sich dabei deutlich in ihren meteorologischen Charakteristika und sind nicht als durchschnittliche Wetterjahre im Sinne des bislang verwendeten historischen Jahres 2012 einzuordnen. Vor diesem Hintergrund wird eine Kombination zweier projizierter Wetterjahre gewählt, die unterschiedliche meteorologische Ausprägungen sowie eine Progression der Klimafolgeneffekte adäquat abbilden. In Verbindung mit der Variation der Szenario-Zieljahre wird aus Sicht der ÜNB so die Robustheit der Netzentwicklungsplanung gegenüber klimatisch bedingten Unsicherheiten erhöht. Die ÜNB empfehlen die Nutzung des projizierten Wetterjahres 2041 (WS077⁶), für das Zieljahr 2040 sowie des projizierten Wetterjahres 2045 (WS091) für das Zieljahr 2045. In diese Empfehlung sind auch vorgelagerte Netzanalysen eingeflossen, die zeigen, dass beide Wetterjahre im Hinblick auf Netzauslastungen und Engpassmanagement repräsentative Bedingungen abbilden und damit insbesondere für die langfristige Netzausbauplanung als grundsätzlich geeignet einzustufen sind.

⁶ Kennung des verwendeten Wetterdatensatzes.

Die nachfolgenden Abbildungen ordnen die verfügbaren Wetter- und Klimaprojektionen im Vergleich zum historischen Referenzjahr 2012 ein. Dabei werden sowohl die meteorologischen Charakteristika als auch Engpassmanagementbedarfe gegenübergestellt, die auf Basis einer einheitlichen Berechnungsgrundlage in den vorgelagerten Netzanalysen ermittelt wurden. Für das Referenzjahr 2012 sind zwei Ergebnisse dargestellt, die unterschiedliche Zieljahre repräsentieren.

Abbildung 8: Vergleich der TYNDP-Klima- und Wetterprojektionen zum Referenzjahr 2012



01 Szenariorahmen als Grundlage
des Netzentwicklungsplans

02 Szenarienbeschreibung

03 Stromverbrauch

04 Erneuerbare Energien

05 Kraftwerke und Speicher

06 Europäischer Rahmen

07 Brennstoff- und CO₂-Preise

3 Stromverbrauch

3.1 Eingangsüberlegungen und Übersicht

Die zukünftige Entwicklung des Stromverbrauchs ist für die Dimensionierung der Strominfrastruktur sowie für den Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten von maßgeblicher Bedeutung. Der Stromverbrauch setzt sich aus den Bedarfen der Sektoren Industrie, private Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sowie Verkehr zusammen. Darüber hinaus gewinnen zusätzliche Stromanwendungen zunehmend an Bedeutung und tragen künftig stärker zum Gesamtstromverbrauch bei. In allen Sektoren leistet Strom einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung von Treibhausgasneutralität. Eine direkte oder indirekte Elektrifizierung ermöglicht eine sukzessive und vergleichsweise verlustarme Dekarbonisierung zahlreicher Anwendungen, die derzeit noch überwiegend auf fossilen Energieträgern basieren.

Die Unsicherheit der zukünftigen Entwicklung des Stromverbrauchs wird durch die verschiedenen Szenarien abgebildet. Neben der Höhe des Gesamtstromverbrauchs haben auch dessen regionale und zeitliche Verteilung einen maßgeblichen Einfluss auf die Netzentwicklung. Die regionale Verteilung wird durch eine Vielzahl von Faktoren bestimmt, darunter strukturelle Veränderungen in der Wirtschaft und im Energiesystem. Die zeitliche Verteilung wird insbesondere durch unterschiedliche Verbrauchsprofile sowie durch eine zunehmende Flexibilisierung des Stromverbrauchs geprägt.

Die in diesem Szenariorahmenentwurf dargestellten Entwicklungen der sektoralen Stromverbräuche basieren maßgeblich auf den im Auftrag des BMWFJ erstellten Langfristszenarien, insbesondere auf dem Szenario O45-Strom, das eine zentrale Grundlage für sektorübergreifende Annahmen zu den Endenergieverbräuchen darstellt. Die ÜNB haben diese Annahmen jedoch kritisch hinterfragt und auf ihre Plausibilität überprüft. In einzelnen Bereichen werden daher abweichende Annahmen getroffen, beispielsweise durch die Berücksichtigung verzögerter Entwicklungen oder durch die Nutzung eigener Analysen sowie ergänzender Begleitstudien. Für die Abbildung der sektoralen Stromverbrauchsentwicklungen sowie der räumlichen und zeitlichen Differenzierung werden insbesondere folgende von den ÜNB beauftragte Studien herangezogen:

- ▶ Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE): „Projektion und Regionalisierung von Wärmebedarfen und Wärmeerzeugung in Deutschland“ (Projektlaufzeit: 2026-2027)
- ▶ Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE): „Stromverbrauchsmodellierung des Industriesektors im Kontext der Dekarbonisierung (Aktualisierung)“ (2025) mit Teilprojekt „Validierung der Endenergieverbräuche im Vergleich zu den Langfristszenarien“ (2026)
- ▶ Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE): „Lastprofile von Wärmepumpenkollektiven“ (2026)
- ▶ Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) (2024): „Kurzstudie: Ladeprofile von elektrischen Fahrzeugen“
- ▶ Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mit Guidehouse (2022): „Regionale Lastmanagementpotenziale: Quantifizierung bestehender und zukünftiger Lastmanagementpotenziale in Deutschland“
- ▶ Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2019): „Kurzstudie Elektromobilität – Modellierung für die Szenarienentwicklung des Netzentwicklungsplans“

Begriffsdefinition: Netto- und Bruttostromverbrauch

In den folgenden Darstellungen werden die Begriffe des Netto- und Bruttostromverbrauchs genutzt. Der Nettostromverbrauch ermittelt sich aus dem Bedarf an elektrischer Energie der Sektoren Industrie, private Haushalte, GHD und Verkehr. Er beinhaltet auch die Stromverbräuche durch Elektrolyseanlagen bei der Wasserstofferzeugung oder von Power-to-Heat-Anlagen wie Großwärmepumpen oder Elektrokesseln in Wärmenetzen. Im Bruttostromverbrauch sind nach der im NEP genutzten Definition¹⁰ zusätzlich die Verluste in Übertragungs- und Verteilnetzen, die bei der Ein- und Ausspeicherung von Strom entstehenden Verluste in Pump- und Batteriespeichern sowie Stromverbräuche im Umwandlungsbereich (u. a. Eigenbedarf konventioneller Kraftwerke) enthalten.

Die drei Szenariopfade unterscheiden sich hinsichtlich der Entwicklung des Stromverbrauchs im Wesentlichen durch den Grad der Elektrifizierung, den Einsatz von Wasserstoff sowie die Dynamik der Transformation:

- ▶ Im **Szenariopfad A** verläuft die Transformation insgesamt verzögert und mit einem geringeren Elektrifizierungsgrad. Der Stromverbrauch fällt daher im Szenarienvergleich am niedrigsten aus. Insbesondere in der Industrie wird verstärkt auf wasserstoffbasierte Lösungen und Importe zurückgegriffen, wodurch ein Teil der Dekarbonisierung außerhalb des Stromsystems erfolgt.
- ▶ Der **Szenariopfad B** bildet einen ausgewogenen und effizienten Transformationspfad mit umfassender Elektrifizierung über alle Verbrauchssektoren hinweg ab. Dies führt zu einem deutlichen Anstieg des Stromverbrauchs. Strom wird, wo technisch möglich und wirtschaftlich sinnvoll, vorrangig eingesetzt, während Wasserstoff gezielt in Bereichen mit begrenzten Elektrifizierungsoptionen genutzt wird. Gleichzeitig zeichnet sich dieser Szenariopfad durch eine stärker netzdienliche räumliche Verteilung von Elektrolyseuren sowie ein vermehrt netzorientiert ausgerichtetes Einsatzverhalten von Haushaltsflexibilitäten aus.
- ▶ Der **Szenariopfad C** weist im Vergleich zu Szenariopfad B einen ähnlich hohen Elektrifizierungsgrad und ein vergleichbares Stromverbrauchs-niveau auf. Die räumliche Verteilung von Elektrolyseuren und das Einsatzverhalten von Haushaltsflexibilitäten orientieren sich hingegen stärker an den weniger netzdienlich ausgerichteten Annahmen des Szenariopfads A.

In den Sektoren Gebäude und Verkehr sind die zugrunde liegenden Stromverbrauchsannahmen über die Szenariopfade hinweg weitgehend ähnlich, da dort nur begrenzte alternative Dekarbonisierungsoptionen zur Verfügung stehen und die Transformation maßgeblich durch Elektrifizierung erfolgt. Die unterstellte Entwicklung des Gesamtstromverbrauchs sowie eine Übersicht der sektoralen Stromverbräuche werden im Folgenden dargestellt. Dabei ist zu beachten, dass sich die Stromverbräuche flexibler Anwendungen, insbesondere von Elektrolyseuren sowie in der Fernwärmeerzeugung, erst im Rahmen der Strommarktmodellierung für den Netzentwicklungsplan ergeben. Die nachfolgend dargestellten Werte stellen insoweit Näherungen dar.

⁷ Abweichend zur aktuellen Definition der AG Energiebilanzen zur bilanziellen Berücksichtigung von Pumpspeicherkraftwerken in der Ausweisung des Bruttostromverbrauchs erfolgt für diese Abschätzung keine vollständige Berücksichtigung der durch Energiespeicher (Pump- und Batteriespeicher) verbrauchten und erzeugten Energie, sondern nur eine Berücksichtigung von Speicherverlusten sowie des Eigenbedarfs. Dies geschieht in erster Linie, um keine Doppelbilanzierung von eingespeichertem Strom vorzunehmen und insofern bei Indikatoren wie dem „Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch“ eine Verzerrung zu vermeiden. Siehe dazu: AG Energiebilanzen e. V. (2023). [Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland](#).

Abbildung 9: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs je Szenario

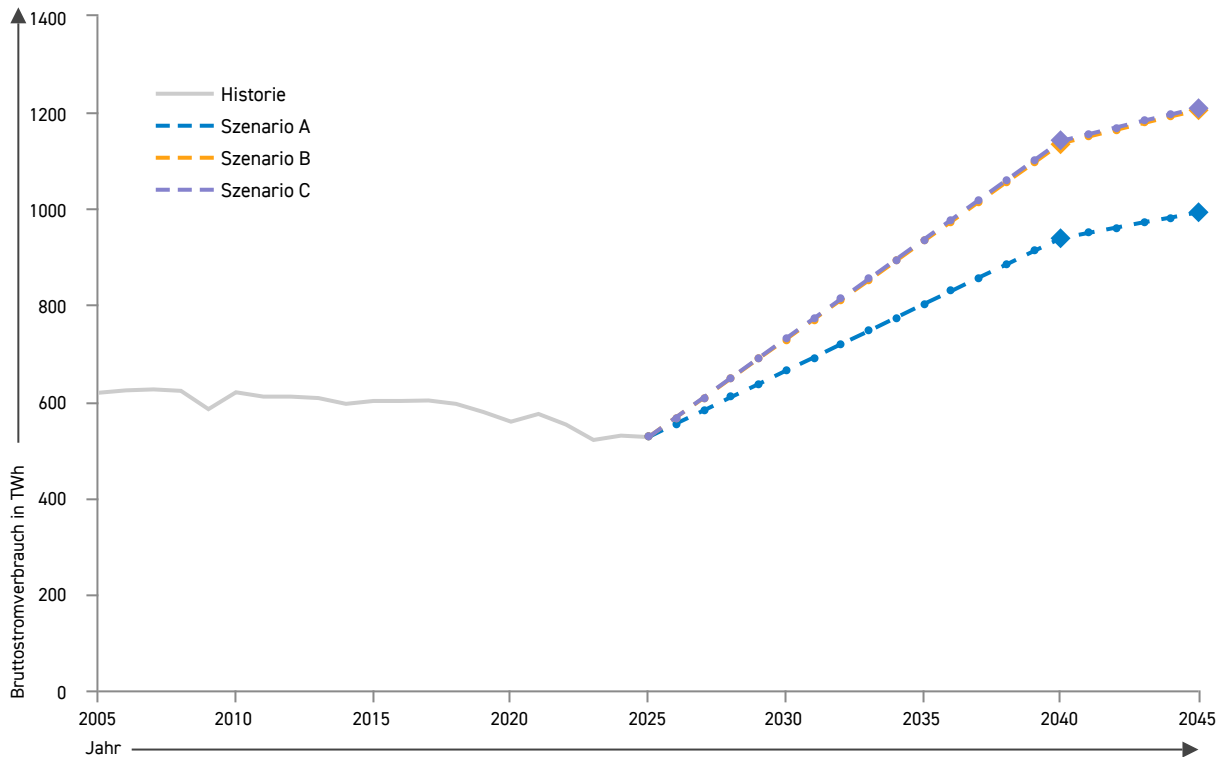


Tabelle 3: Übersicht Stromverbrauch

Stromverbrauch [TWh]	Referenz						
	2024	A 2040	B 2040	C 2040	A 2045	B 2045	C 2045
Private Haushalte	134,2	154,1	165,1	168,1	169,0	175,8	178,9
davon aus Gerätebestand	110,0	80,0	80,0	80,0	76,0	76,0	76,0
davon aus Haushaltswärmepumpen	8,2	50,8	62,5	65,5	70,4	77,3	80,3
davon aus Stromdirektheizungen, Hilfsenergie und Nachtspeicheröfen	16,0	23,3	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6
GHD	130,7	237,3	275,0	275,9	239,9	278,1	279,0
davon aus Gerätebestand	116,7	105,0	105,0	105,0	103,0	103,0	103,0
davon aus neuen Rechenzentren ⁸	2,4	107,1	141,8	141,8	107,1	143,2	143,2
davon aus Wärmepumpen	1,2	15,6	19,3	20,2	21,4	23,5	24,4
davon aus Stromdirektheizungen, Hilfsenergie und Nachtspeicheröfen	10,4	9,6	8,9	8,9	8,4	8,4	8,4
Industrie	188,1	249,0	315,0	315,0	262,0	343,0	343,0
Verkehr	17,0	140,9	168,8	169,7	169,8	183,4	184,4
davon aus elektrisch betriebenen Fahrzeugen	5,1	125,0	152,9	153,8	152,9	166,5	167,5
davon aus Bus- und Schienenverkehr	11,9	15,9	15,9	15,9	16,9	16,9	16,9
Elektrolyse	0,0	35,0	84,0	84,0	35,0	101,5	101,5
Fernwärmeerzeugung	0,3	39,0	43,4	43,4	34,8	39,0	39,0
davon aus Elektrokesseln	0,2	11,5	11,7	11,7	8,4	8,6	8,6
davon aus Großwärmepumpen	0,1	27,5	31,7	31,7	26,4	30,4	30,4
Netzverluste	26,1	75,4	75,4	75,4	75,4	75,4	75,4
Speicherverluste	8,3	4,8	5,8	5,8	4,9	5,8	5,8
Umwandlungsbereich	31,4	2,0	2,0	2,0	1,0	1,0	1,0
Nettostromverbrauch	470,3	855,4	1.051,3	1.056,1	910,5	1.120,9	1.125,8
Bruttostromverbrauch	536,1	937,6	1.134,6	1.139,4	991,9	1.203,2	1.208,1

3.2 Neue Stromgroßverbraucher

Zur Herleitung und Regionalisierung der sektoralen Stromverbräuche werden jeweils Indikatoren herangezogen. Mit diesen kann eine zukünftige Entwicklung des Stromverbrauchs über sogenannte Top-down-Modellierungsansätze ausgehend von einer übergeordneten Perspektive bis auf regionale Ebenen plausibel beschrieben werden (vgl. Kapitel 3.3 ff). Abseits der Modellierung zeigt sich die Transformation heute bereits konkret in den Planungen vieler Industrie- oder Energieunternehmen. An zahlreichen Standorten setzen sich Industriebetriebe intensiv mit der Dekarbonisierung ihrer Produktionsprozesse auseinander und planen entsprechende Umbauten. Die Errichtung von Großbatteriespeichern oder Elektrolyseuren wird an ausgewählten Standorten in konkreten Projekten vorangetrieben und im Bereich der Digitalisierung (insbesondere Cloud-Computing und KI) beobachten die Netzbetreiber weiterhin sehr viele Vorhaben zum Bau neuer Rechenzentren. Diese Projekte sogenannter neuer Stromgroßverbraucher haben einen potenziell großen Einfluss auf die Netzentwicklung. Es handelt sich um regional hohe Lasten, die die Leistungsflüsse im Übertragungsnetz maßgeblich beeinflussen können. Der Szenariorahmen zum NEP steht daher vor der Herausforderung, die Bottom-up-Erkenntnisse zu den Planungen neuer Stromgroßverbraucher zu berücksichtigen und in geeigneter Weise mit dem Top-down-Modellierungsansatz der Stromverbrauchsmodellierung zu verknüpfen.

⁸ In der Referenz und in den Szenarien ist in dieser Zeile ausschließlich der Stromverbrauch von Rechenzentren mit Inbetriebnahme ab dem Jahr 2023 dargestellt.

3.2.1 Markt- und Netzbetreiberabfrage

Zur Ermittlung des Planungsstands neuer Stromgroßverbraucher haben die ÜNB in diesem Turnus des NEP erneut zwei komplementäre Datenabfragen durchgeführt. Zum einen erfolgte im Februar und März 2026 eine deutschlandweite [Marktabfrage](#) gemeinsam mit den FNB/WTNB, bei der bestehende und potenzielle Netzanschlussnehmer über eine Webapplikation Auskunft zu bestehenden oder geplanten Infrastrukturbedarfen geben konnten. Neben einer Abfrage geplanter Wasserstoffkraftwerke wurden insbesondere die Bereiche der zukünftigen Wasserstoffherzeugung durch Elektrolyseure, der Um- oder Neubau von Industrieprozessen sowie Vorhaben im Bereich der Rechenzentren und Großbatteriespeicher abgedeckt. Zum anderen haben die ÜNB eine Netzbetreiberabfrage vorgenommen, in deren Rahmen die bei ÜNB und VNB bis März 2026 vorliegenden Netzanschlussanfragen und Netzanschlusszusagen von Stromgroßverbrauchern und Großbatteriespeichern erhoben wurden. Der Planungsstand der Elektrolyseure wurde ausschließlich über die Marktabfrage ermittelt.

Die Ergebnisse beider Anfragen wurden von den ÜNB in einem aufwändigen Verfahren zusammengeführt und einer fachlichen Konsolidierung sowie Plausibilisierung unterzogen. Über dieses Vorgehen sollten doppelte Berücksichtigungen und unplausible Meldungen ausgeschlossen werden. Zusätzlich wurde den Projekten entsprechend der Zuordnungstabelle aus Abbildung 10 jeweils einer von fünf möglichen Projektfortschrittsstatus zugewiesen. Hiervon ausgenommen waren Elektrolyseurprojekte, für die der Projektfortschrittsstatus aus der Marktabfrage übernommen wurde. Daraus resultiert eine konsolidierte Gesamtliste von Stromgroßverbrauchern und Großbatteriespeichern zum Stand März 2026, die als Datengrundlage für diesen Szenariorahmenentwurf herangezogen wird.

Abbildung 10: Zuordnungstabelle des Projektstatus aus Markt- und Netzbetreiberabfrage

Zugewiesener Projektfortschrittsstatus		Meldestatus Projekt in der Netzbetreiberabfrage						
		In Betrieb	In Bau	Anschlusszusage	Anschlussantrag	Anschlussanfrage	Projektidee	Kein Eintrag
Meldestatus Projekt in der Marktfrage	Inbetriebnahme/Projektabschluss/ Fertigstellung							
	Beschaffung/Bauvorbereitung und Montage/Bau							
	Detailplanung/ Genehmigungsverfahren							
	Entwurfsplanung/ Raumordnungsverfahren							
	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung							
	Projektidee							
	Kein Eintrag							

Exkurs: Datengrundlage Elektrolyseure

Eine Besonderheit besteht für die Datengrundlage der Elektrolyseure. Hier wurden ausschließlich solche Projekte berücksichtigt, die im Rahmen der gemeinsamen Marktfrage mit FNB/WTNB eingereicht und plausibilisiert wurden. Damit wird sichergestellt, dass im Zuge der Verzahnung von NEP Strom und NEP Gas/Wasserstoff beide Prozesse auf einer gemeinsamen Projektliste aufsetzen. Voraussetzung ist, dass für die zu berücksichtigenden Projekte alle relevanten Parameter sowohl für die Strom- als auch für die Gas-/H₂-Infrastruktur vorliegen, zumindest sofern ein kombinierter Anschluss besteht. Dies kann nur über die gemeinsame Marktfrageplattform zentral und konsistent gewährleistet werden.

Die Auswertung der Meldungen und Antragslage zeigt weiterhin, dass die Projektvorhaben einer sehr großen Dynamik unterliegen. Im Rahmen der umfangreichen Konsolidierung der Markt- und Netzbetreiberabfrage wurden zahlreiche Unterschiede und Änderungen gegenüber vorherigen Datenständen festgestellt. Diese reichen von unterschiedlichen Angaben im Projektfortschritt und bei Kenndaten bis hin zu Wechseln der Betreibergesellschaften. Ein Grund liegt aus Sicht der ÜNB darin, dass viele der Planungen noch nicht weit fortgeschritten sind und eine Umsetzung oder finale Investitionsentscheidung in der Regel ausstehend ist. Eine Übersicht zur Verteilung der Projektfortschritte innerhalb der einzelnen Technologietypen wird im folgenden Kapitel dargestellt.

3.2.2 Berücksichtigung von Projektmeldungen in den Szenarien

Die konsolidierte Projektliste bildet im Szenariorahmenentwurf eine zentrale Grundlage für die räumliche Verteilung der verschiedenen Technologien. Insbesondere für die Regionalisierung von Stromverbräuchen in einzelnen Sektoren ermöglichen sie eine gezielte Verfeinerung gegenüber rein modellbasierten Top-Down-Ansätzen. Darüber hinaus liefert sie belastbare Hinweise auf zukünftige sektorale und technologiespezifische Entwicklungen. Ihr besonderer Mehrwert liegt dabei in der Abbildung kurzfristiger Entwicklungen, da sie maßgeblich auf konkreten Projektplanungen und aktuellen Netzanschlussanfragen basiert.

Die Projektliste ist in den Kontext der Szenarien und der darin unterstellten energiewirtschaftlichen Entwicklungen und energiepolitischen Zielsetzungen einzuordnen. Kurzfristige Dynamiken werden dabei nicht isoliert fortgeschrieben, da Netzanschlussanfragen mit Unsicherheiten hinsichtlich ihrer tatsächlichen Realisierung behaftet sein können und nicht unmittelbar investitionswirksam sind. Ziel ist daher eine möglichst systematische und diskriminierungsfreie Auswahl von Projekten und Standorten unter Berücksichtigung des jeweiligen Projektfortschrittsstatus und im Kontext der übergeordneten Szenarien. Projekte mit bereits erteilten Netzanschlusszusagen werden aufgrund der Bindungswirkung grundsätzlich in allen Szenarien berücksichtigt. Hiervon abweichend werden Elektrolyseure aus den oben genannten Gründen ausschließlich auf Grundlage der Angaben aus der Marktabfrage berücksichtigt.

Die konkrete Berücksichtigung von Projekten erfolgt differenziert nach Technologietypen, da sich diese hinsichtlich ihrer kurzfristigen Marktdynamik, Investitionslogik, technischen Eigenschaften sowie ihrer zeitlichen Entwicklungsperspektiven deutlich unterscheiden. Unterschiedliche Berücksichtigungsansätze zwischen den Technologiebereichen stellen dabei keine Ungleichbehandlung dar, sondern sind erforderlich, um strukturelle Unterschiede sachgerecht abzubilden und in konsistente Szenarien zu integrieren. Innerhalb der jeweiligen Technologiebereiche erfolgt die Anwendung der zugrunde gelegten Auswahlkriterien einheitlich. Grundsätzlich ist bei der Berücksichtigung von Projekten zu beachten, dass deren Realisierung und Netzanbindung durch systemische, zeitliche sowie infrastrukturelle Rahmenbedingungen begrenzt ist.

Im Folgenden werden die Charakteristika der verschiedenen Technologietypen sowie das jeweilige Vorgehen bei der Berücksichtigung von Projektmeldungen erläutert.

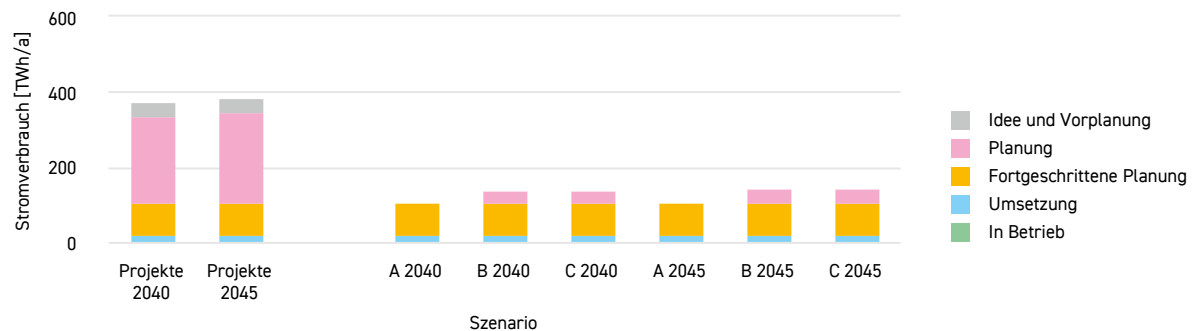
Rechenzentren

Im Bereich der Rechenzentren zeigt sich eine hohe Dynamik und eine starke Nachfrage nach Netzanschlusskapazitäten. Neben Stromnetzanschlüssen stellen geeignete Flächen sowie insbesondere die Verfügbarkeit leistungsfähiger digitaler Infrastruktur wesentliche limitierende Standortfaktoren dar. Effizienzfortschritte in Hard- und Software können den potenziell weiteren Anstieg des Strombedarfs künftig dämpfen. Gemäß Rechenzentrumsstrategie der Bundesregierung vom 18.03.2026 kommt Rechenzentren eine strategische Bedeutung für den Standort Deutschland zu, da sie als zentrale Infrastruktur für Künstliche Intelligenz und digitale Wertschöpfung zur Sicherung von Wettbewerbsfähigkeit und digitaler Souveränität beitragen.

Der Stromverbrauch von Rechenzentren ergibt sich einerseits aus dem sektoralen Referenzstromverbrauch und andererseits über in der Projektliste erfasste Rechenzentren mit einer (geplanten) Inbetriebnahme ab 2023. In allen Szenarien werden Projekte mit dem Status „Fortgeschrittene Planung“ und höher berücksichtigt. Auf Basis der beschriebenen Überlegungen werden in den Szenariopfad B und C darüber hinaus Projekte mit dem Status „Planung“ anteilig mit einem Faktor von 15 % einbezogen. Daraus ergibt sich eine zusätzliche Netzanschlussleistung von rund 21 GW im Szenariopfad A sowie von rund 29 GW in den Szenariopfad B und C. Unter der Annahme einer durchschnittlichen Auslastung von 5.000 h/a in Relation zur jeweiligen

Netzanschlusskapazität resultieren daraus Strombedarfe der Rechenzentren in der Projektliste von 107 TWh im Szenariopfad A sowie von etwa 142 bis 143 TWh in den Szenariopfaden B und C.

Abbildung 11: Vergleich gemeldeter Projekte (Rechenzentren) und szenariobasierte Berücksichtigung nach Projektstatus

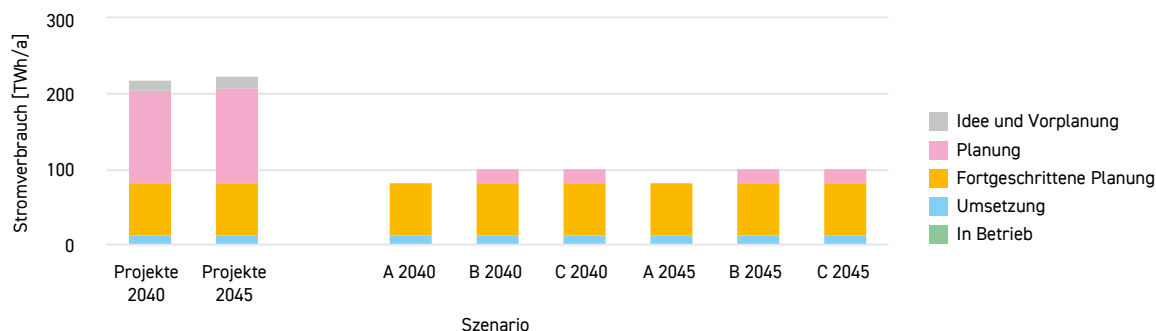


Großbatteriespeicher

Im Bereich der Großbatteriespeicher zeigt sich ebenfalls eine hohe Marktdynamik und eine ausgeprägte Nachfrage nach Netzanschlusskapazitäten. Abgesehen vom Netzanschluss bestehen kaum strukturelle standortspezifische Einschränkungen, sodass sich die Projekte in dieser Hinsicht räumlich vergleichsweise flexibel entwickeln können. Derzeit bestehen für Betreiber attraktive Erlösoptionen in verschiedenen Marktsegmenten, teilweise verbunden mit sehr kurzen Amortisationszeiten. Hierzu trägt auch die gegenwärtige Netzentgeltbefreiung bei. Bereits mittelfristig bestehen jedoch erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich der weiteren Marktentwicklung und Wirtschaftlichkeit, insbesondere infolge erwarteter Marktsättigungen und zunehmender Kannibalisierungseffekte bei einem zeitlich konzentrierten Markteintritt vieler Großbatteriespeicher.

Ausgehend vom Anlagenbestand werden in allen Szenarien zusätzlich Großbatteriespeicherprojekte mit dem Status „Fortgeschrittene Planung“ und höher berücksichtigt. Hierzu gehören bereits erteilte Netzanschlusszusagen. In den Szenariopfaden B und C werden darüber hinaus Projekte mit dem Status „Planung“ anteilig mit einem Faktor von 15 % einbezogen, die nahezu 20 GW zusätzliche Netzanschlusskapazitäten repräsentieren. Dieser Ansatz bildet insbesondere mögliche Zuschläge im Rahmen des Reifegradverfahrens der ÜNB sowie künftige Netzanschlusszusagen auf unterlagerten Spannungsebenen ab. Daraus ergeben sich Großbatteriespeicherleistungen in Höhe von 84 GW im Szenariopfad A und bis zu 103 GW in den Szenariopfaden B und C. Es ist zu beachten, dass die Parametrierung der zugehörigen Speicherkapazitäten nicht ausschließlich aus der Antragslage abgeleitet wird. Stattdessen werden die Speicherkapazitäten so hergeleitet, dass sie sich energiewirtschaftlich plausibel in die Strommarktmodellierung einfügen. Weitere Erläuterungen hierzu finden sich in Kapitel 5.3.2.

Abbildung 12: Vergleich gemeldeter Projekte (Großbatteriespeicher) und szenariobasierte Berücksichtigung nach Projektstatus

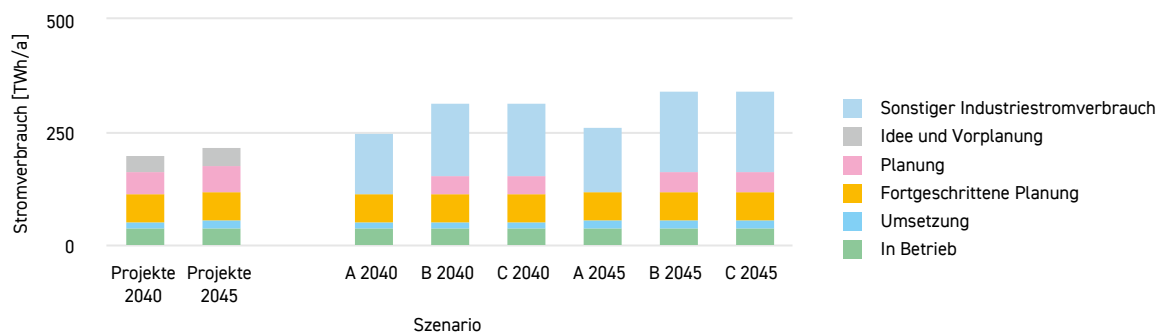


Industrielle Großverbraucher

Im Industriesektor dominieren Erweiterungen und Umbaumaßnahmen an bestehenden Standorten, während große Neuansiedlungen eine leicht untergeordnete Rolle spielen. Die Dynamik ist derzeit insgesamt moderat. Überwiegend steht die Erweiterung bestehender Netzanschlüsse im Fokus, weshalb nur eine begrenzte Konkurrenz um neue Anschlusskapazitäten gegeben ist. Industriestandorte und ihre Transformation entlang der energie- und industriepolitischen Ziele haben eine hohe Bedeutung für die Sicherung von Wertschöpfung und Beschäftigung in Deutschland und beeinflussen je nach Transformationspfad entsprechend den Strombedarf.

Projekte mit dem Status „Fortgeschrittene Planung“ und höher werden auch hier in allen Szenarien berücksichtigt. In den Szenariopfaden B und C werden darüber hinaus Projekte mit dem Status „Planung“ anteilig mit einem Faktor von 80 % einbezogen. Damit wird der erhöhten Unsicherheit hinsichtlich der Realisierung dieser Projekte Rechnung getragen und zugleich eine mit dem kombinierten Top-Down-Modellierungsansatz verträgliche Größenordnung gewählt. Unter der Annahme von durchschnittlich 5.500 Volllaststunden pro Jahr in Relation zur jeweiligen Netzanschlusskapazität ergeben sich zusätzliche Strombedarfe der industriellen Großverbraucher in Höhe von 115 bis 121 TWh im Szenariopfad A sowie 155 bis 161 TWh in den Szenariopfaden B und C. Zuwächse im Zeitraum von 2040 bis 2045 ergeben sich ausschließlich aus den Projekten zugeordneten Inbetriebnahmejahren.

Abbildung 13: Vergleich gemeldeter Projekte (industrielle Großverbraucher) und szenariobasierte Berücksichtigung nach Projektstatus

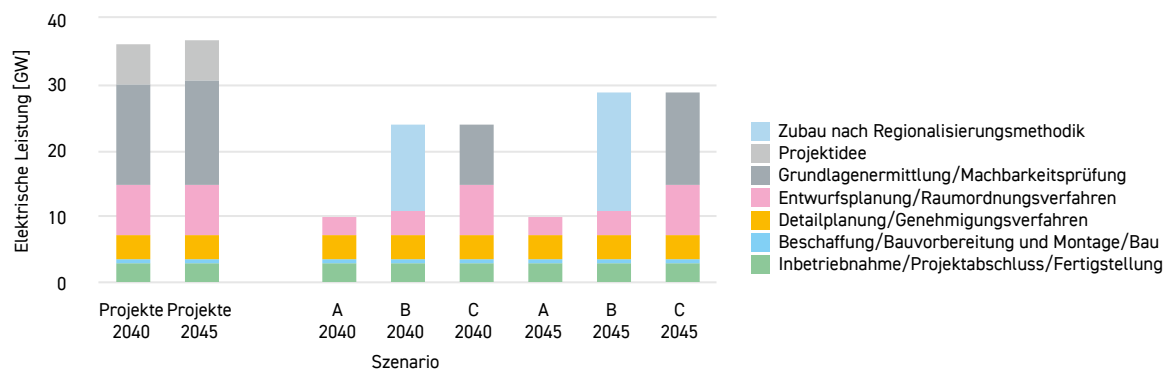


Elektrolyseure

Die Entwicklung von Elektrolysekapazitäten ist derzeit durch eine verhaltene Dynamik geprägt, insbesondere infolge einer bislang langsamer als ursprünglich erwarteten technisch-ökonomischen Entwicklung. Trotz teilweise ausbleibender Investitionsentscheidungen werden Projekte weiterhin verfolgt. Wasserstoff und die Erzeugung mittels Elektrolyse haben eine zentrale Bedeutung für die Dekarbonisierung der Industrie sowie für die langfristige Entwicklung des Energiesystems. Kurzfristige Entwicklungen werden daher im Kontext der langfristigen Zielpfade eingeordnet, wobei Unsicherheiten im Hochlauf angemessen berücksichtigt werden.

Bei der Herleitung der Elektrolysekapazitäten wird den Ergebnissen der Datenabfragen Rechnung getragen, sodass in allen Szenarien eine gegenüber dem NEP 2037/2045 (2025) reduzierte Kapazitätsentwicklung unterstellt wird. Projekte mit dem Status „Detailplanung/Genehmigungsverfahren“ werden in allen Szenarien berücksichtigt. Darüber hinaus erfolgt die Berücksichtigung weiterer Projekte differenziert nach Szenariopfaden. In den Szenariopfaden A und C werden die definierten Zielkapazitäten schrittweise anhand der gemeinsamen Projektlisten aufgefüllt, wobei Projekte mit höherem Status vorrangig berücksichtigt werden. Bei gleichwertigem Status erfolgt eine anteilige Berücksichtigung bis zur Erreichung der jeweiligen Zielkapazität. In Szenariopfad B hingegen werden ausschließlich Projekte mit dem Status „Entwurfsplanung“ zusätzlich berücksichtigt, die anteilig mit einem Faktor von 50 % einbezogen werden. Verbleibende Kapazitäten werden im Szenario B über eine netzdienliche räumliche Verteilung abgebildet. Weitere Details hierzu finden sich in Kapitel 3.4.

Abbildung 14: Vergleich gemeldeter Projekte (Elektrolyseure) und szenariobasierte Berücksichtigung nach Projektstatus

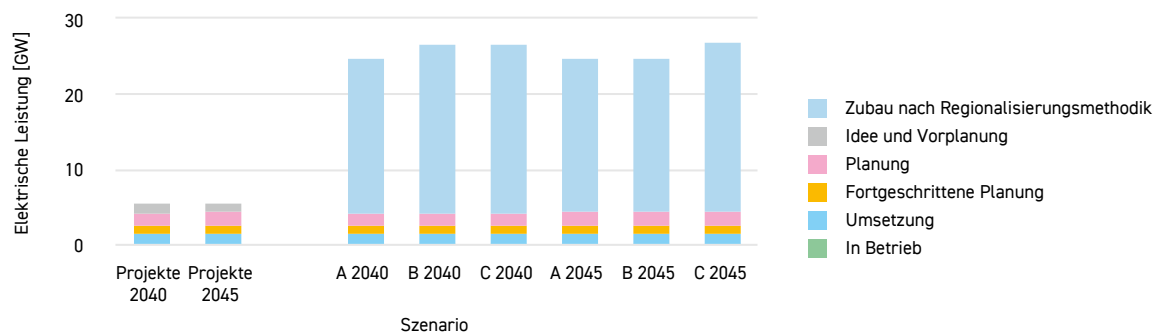


Power-to-Heat

Fernwärmenetze haben für die Versorgung urbaner Räume weiterhin eine hohe und perspektivisch zunehmende Bedeutung. Ihre Dekarbonisierung erfordert dabei eine verstärkte Elektrifizierung der Wärmeerzeugung. In vielen Städten und Kommunen sind bereits Weiterentwicklungen bestehender Fernwärmesysteme durch den Einsatz von Elektrokesseln und Großwärmepumpen zu beobachten. Entsprechende Projekte wurden den ÜNB insbesondere im Rahmen der Netzbetreiberabfrage gemeldet. Im Unterschied zu anderen Stromgroßverbrauchern bestehen bei Power-to-Heat-Anwendungen typischerweise geringere Flächen- und Standortkonkurrenzen um Netzanschlusskapazitäten, da sie in der Regel von integrierten Versorgungsunternehmen vorangetrieben werden.

Vor diesem Hintergrund werden im Szenariorahmenentwurf übergreifend zunächst alle Projekte bis einschließlich des Status „Planung“ berücksichtigt. Die sich aus den langfristig angelegten Szenarien ergebenden Power-to-Heat-Leistungen übersteigen die gemeldeten Projektvolumina deutlich, da diese primär aktuelle Planungen und Bauvorhaben abbilden und keinen Endausbauzustand repräsentieren. Weitere Details hierzu finden sich in Kapitel 3.5.

Abbildung 15: Vergleich gemeldeter Projekte (Power-to-Heat) und szenariobasierte Berücksichtigung nach Projektstatus



3.2.3 Ausblick und Reifegradverfahren

Die aus der Konsolidierung resultierende Liste der Stromgroßverbraucher mit Angabe darüber, welche Projekte in welchem Szenario berücksichtigt werden, wird der BNetzA übergeben. Da es sich bei den Datenabfragen zu den Stromgroßverbrauchern grundsätzlich um vertrauliche Informationen der jeweiligen Kunden handelt, ist die Darstellung der Ergebnisse in Kapitel 3.2.2 ausschließlich in aggregierter Form erfolgt.

Seit dem 01.04.2026 wenden die ÜNB das sogenannte Reifegradverfahren (RGV) für Netzanschlussanfragen an. Das RGV stellt eine verfahrensseitige Konkretisierung der gesetzlichen Vorgaben zur Vergabe von Netzanschlusskapazitäten dar und löst das bisher geltende „Windhundprinzip“ ab, gemäß dem die ÜNB Netzanschlussanfragen bislang in der Reihenfolge der Antragstellung bearbeitet und priorisiert haben. Mit dem Reifegradverfahren wurde ein Instrument geschaffen, das es erlaubt, Projekte anhand von Reifegradkriterien unter Einbeziehung von netz- und systemtechnischen Analysen zu priorisieren und somit die begrenzt verfügbaren Ressourcen von Netzanschlusskapazitäten vorrangig an umsetzungsreife Projekte zu vergeben. Hierbei handelt es sich um ein jährlich zyklisches Verfahren, bei dem potenzielle Netzanschlussnehmer sich im ersten Durchlauf bis zum 30.06.2026 um einen Netzanschluss bewerben können und diese anschließend gesammelt von den ÜNB bearbeitet werden. Eine detaillierte Beschreibung des Verfahrens ist auf dem [Netztransparenzportal der ÜNB](#) zu finden.

Die Berücksichtigung aktueller Informationen aus dem Reifegradverfahren ist für die Netzentwicklungsplanung von hoher Bedeutung. Aus Sicht der ÜNB ist es daher erforderlich, die im Rahmen des Reifegradverfahrens erteilten Netzanschlusszusagen in den NEP 2040/2045 (2027) unter Berücksichtigung der maßgeblichen Fristen einzubeziehen. Darüber hinaus ist eine Fortschreibung der Datenstände weiterer Stromgroßverbraucher, insbesondere der Elektrolyseurprojekte in Abstimmung mit den FNB/WTNB sowie der Netzanschlussituation auf Ebene der VNB zu prüfen.

3.3 Sektorale Stromverbräuche

Nachfolgend sind die Entwicklungen des Stromverbrauchs aufgeschlüsselt nach Sektor und Szenario dargestellt. Die Abgrenzung der Endenergieverbrauchssektoren folgt im Wesentlichen der Definition beziehungsweise den [Auswertungstabellen der Arbeitsgruppe Energiebilanzen](#). Es wird sektorenweise auf die Annahmen zur Verbrauchsentwicklung, den entsprechenden Ansatz zur regionalen Verteilung und zur Berücksichtigung von Stromgroßverbrauchern sowie zur Erstellung von Stromverbrauchsprofilen eingegangen.

Die Regionalisierung der sektoralen Stromverbräuche des Gerätebestands erfolgt, sofern in den nächsten Unterkapiteln nicht anders beschrieben, nach folgendem Verfahren: Zunächst wird das relative Verhältnis der sektorenspezifischen Verbräuche pro Bundesland gemäß Länderarbeitskreis Energiebilanzen angesetzt. Die weitere Verteilung auf Land- und Stadtkreise erfolgt unter Nutzung regionaler Kennzahlen mit wesentlichem Einfluss im jeweiligen Sektor. Die Auswahl der relevanten Indikatoren je Sektor und deren Gewichtung zur Regionalisierung wurde im Rahmen einer umfangreichen Validierung durch die ÜNB vorgenommen und gleicht der des NEP 2037/2045 (2025). Die Indikatoren umfassen unter anderem Angaben zur Bevölkerungsdichte, Anzahl und Struktur der Haushalte sowie Wohngebäude- und Wohnungsbestand auf regionaler Ebene. Die in die Modellierung eingeflossenen statistischen Indikatoren sowie die sektorenspezifisch gewählten Gewichtungen sind in Tabelle 4 aufgeführt. Zusätzlich zum Stromverbrauch des Gerätebestands werden je Sektor neue Stromanwendungen regionalisiert. Dazu gehören Wärmepumpen der privaten Haushalte und des GHD-Sektors, batterieelektrisch betriebene Fahrzeuge, neue Stromgroßverbraucher und Elektrolyseure sowie Power-to-Heat-Anlagen. Die Annahmen dazu finden sich in den jeweiligen Unterkapiteln.

Tabelle 4: Sektorale Landkreisregionalisierung anhand gewichteter Indikatoren

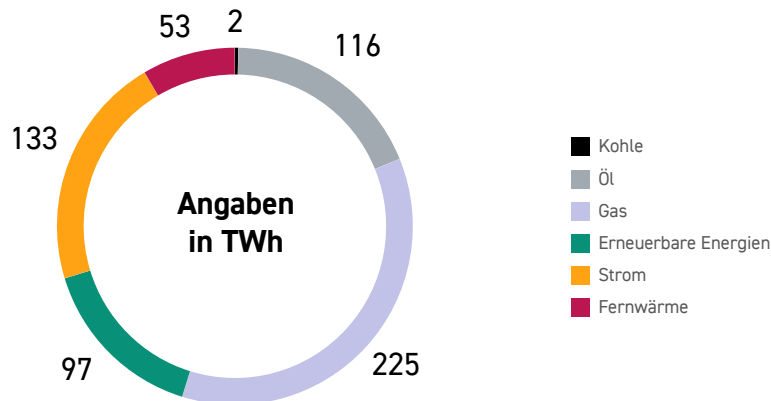
Sektor/Stromanwendung	Indikatoren	Gewichtung
Private Haushalte	Bevölkerung	70 %
	Anzahl der Haushalte	20 %
	Verfügbares Einkommen der privaten Haushalte	10 %
Gewerbe, Handel, Dienstleistung	Erwerbstätige (Inland), Dienstleistung	20 %
	Bruttowertschöpfung, Dienstleistung	80 %
Verkehr	Fahrleistung Eisenbahnen	50 %
	Fahrleistung Straßenbahnen	50 %
Verarbeitendes Gewerbe/Industrie	Stromverwendung der Betriebe des verarbeitenden Gewerbes bzw. der Industrie	100 %
Umwandlungsbereich	Anzahl Betriebe im Umwandlungsbereich	100 %

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.3.1 Private Haushalte

Im Sektor der privaten Haushalte sind Bereiche wie Raumwärme, Warmwasser, Haushaltsgeräte, Beleuchtung und Anwendungen der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) bilanziert⁹. Fossile Energieträger wie Erdgas und Mineralöl werden heute maßgeblich zur Deckung des Wärmebedarfs eingesetzt und tragen zu mehr als der Hälfte des Endenergieverbrauchs bei (s. Abbildung 16). Die Bereiche Beleuchtung, Haushaltsgeräte sowie digitale Anwendungen sind bereits weitestgehend elektrifiziert. Die zentrale Herausforderung bei der Dekarbonisierung des Haushaltssektors besteht folglich in der Transformation von mit fossilen Brennstoffen betriebenen Heizsystemen. Unterstützt wird diese Entwicklung durch eine effizientere Nutzung der Energieträger, z. B. durch die energetische Sanierung von Wohngebäuden.

⁹ Das Laden von E-Fahrzeugen im privaten Bereich wird im Verkehrssektor mitbilanziert (s. Kapitel 3.3.4).

Abbildung 16: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte 2024

Mögliche Differenzen des aufgezeigten Stromverbrauchs zu den Referenzparametern resultieren aus der Verwendung unterschiedlicher Datenquellen. Dies gilt ebenso für die anderen Sektoren.

Quelle: AG Energiebilanzen 2024

Die Annahmen zum Stromverbrauch des Gerätebestands berücksichtigen Effizienzsteigerungen und gleichzeitig neue Anwendungen für Geräte im Zuge der Digitalisierung. In allen Szenarien orientieren sich die ÜNB hierbei an der Stromverbrauchsentwicklung gemäß des Szenarios O45-Strom der BMW-Langfristszenarien, in der in Summe ausgeprägte Einspareffekte hervortreten. Zusätzlich zum Gerätebestand weisen die Langfristszenarien im Gebäudesektor den Stromverbrauch für Hilfsenergie aus. In diesem werden unterstützende, betriebsnotwendige Funktionen und Nebenaggregate, die nicht unmittelbar dem eigentlichen Nutzenergiebedarf von Endgeräten oder Prozessen zugeordnet werden können, wie etwa Pumpen oder Ventilatoren, zusammengefasst. Entsprechend wird dieser Verbrauchsanteil auch in den vorliegenden Szenarien berücksichtigt. Der Strombedarf direktelektrischer Heizungen und Nachtspeicheröfen nimmt über die Jahre leicht ab. Insgesamt wird aufgrund der zunehmenden Durchdringung von Wärmepumpen jedoch ein Anstieg des Stromverbrauchs in privaten Haushalten angenommen.

Tabelle 5: Stromverbrauch der privaten Haushalte

	Referenz 2024	A 2040	B 2040	C 2040	A 2045	B 2045	C 2045
Stromverbrauch [TWh]	134,2	154,1	165,1	168,1	169,0	175,9	178,9
davon aus Gerätebestand [TWh]	110,0	80,0	80,0	80,0	76,0	76,0	76,0
davon aus Strom-Hilfsenergie [TWh]	-	12,2	12,2	12,2	12,6	12,6	12,6
davon aus Haushaltswärmepumpen [TWh]	8,2	50,8	62,5	65,5	70,4	77,3	80,3
davon aus direktelektrischen Heizungen und Nachtspeicheröfen [TWh]	16,0	11,1	10,4	10,4	10,0	10,0	10,0

Die angegebenen Stromverbräuche der Wärmeerzeugungstechnologien basieren konsistent zu den Langfristszenarien auf einem langjährig gemittelten Wetterjahr. Die Stromverbräuche dieser Technologien ergeben sich in der Modellierung für die verschiedenen Szenarien und Zeithorizonte auf Basis von Temperaturdaten und können von den dargestellten Werten abweichen.

Quellen: AG Energiebilanzen 2024, Übertragungsnetzbetreiber, BMW-Langfristszenarien, FFE Wärmestudie

Wärme

Zur Herleitung der mit der Bereitstellung von Wärme verbundenen Stromverbräuche in privaten Haushalten sowie im GHD-Sektor greifen die ÜNB auf die Ergebnisse der Begleitstudie „Projektion und Regionalisierung von Wärmebedarfen und Wärmeerzeugung in Deutschland“ zurück, die derzeit gemeinsam mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE) erarbeitet wird. Die Studie dient insbesondere der Abbildung der sektoralen Struktur sowie der Regionalisierung von Wärmebedarfen und Wärmetechnologien. Im Rahmen der Studie wird zudem geprüft, inwiefern Ergebnisse der kommunalen Wärmeplanung, insbesondere aus Bestandsanalysen und Zielbildern ausgewählter Kommunen, konsistent und zielführend in die entwickelte Methodik integriert werden können, um die regionale Differenzierung weiter zu schärfen. Hinsichtlich der übergeordneten Entwicklung und Größenordnung der Wärmenachfrage orientiert sich der Szenariorahmenentwurf der ÜNB eng am Szenario O45-Strom der BMW-E-Langfristszenarien. Entsprechend wird auch ein Szenario der Begleitstudie nah an O45-Strom angelehnt.

Für das Jahr 2045 wird in allen Szenarien davon ausgegangen, dass der Bedarf an Raumwärme und Warmwasser in privaten Haushalten und im GHD-Sektor überwiegend durch elektrische Wärmepumpen gedeckt wird. Der darüber hinausgehende Wärmebedarf wird durch Fernwärme, Solarthermie, feste Biomasse, Biomethan und direktelektrische Heizungen bereitgestellt. Fossile Energieträger wie Heizöl und Erdgas finden in diesem Zeithorizont keine Anwendung mehr. Zudem ist die dezentrale Nutzung von Wasserstoff-Direktheizungen zur Wärmeerzeugung über alle Szenarien und Zieljahre hinweg nicht vorgesehen.

Der Szenariopfad B ist hinsichtlich des Wärmebedarfs im Wesentlichen an das Szenario O45-Strom der BMW-E-Langfristszenarien angelehnt. Abweichend hiervon wird im Wohngebäude- und GHD-Sektor ein zusätzlicher Biomethanbedarf in Höhe von insgesamt 5 TWh unterstellt. In der Folge reduziert sich die erforderliche Anzahl an Wärmepumpen in beiden Sektoren gegenüber O45-Strom (2040: 12,7 Mio. und 2045: 15,4 Mio.) in Summe um 0,2 Mio. Der Szenariopfad A weist im Vergleich zu Szenariopfad B eine geringere Stromnachfrage auf. Ausschlaggebend hierfür ist die Annahme eines um 3 Jahre verzögerten Hochlaufs von Wärmepumpen im Haushalts- und GHD-Sektor für das Zieljahr 2040. Bis 2045 wird von einer teilweisen Kompensation dieser Verzögerung ausgegangen. Der Szenariopfad C basiert weitgehend auf Szenariopfad B. Der Ausbau der Fernwärme erfolgt im Vergleich zum Szenariopfad B jedoch etwas weniger ambitioniert. Die daraus resultierende geringere Wärmeerzeugung in Fernwärmenetzen wird durch eine zunehmende Verbreitung elektrischer Wärmepumpen im Wohngebäude- und GHD-Sektor kompensiert.

Die Aufteilung der aus dem Szenario O45-Strom abgeleiteten Stromverbräuche von Wärmepumpen auf private Haushalte und GHD erfolgt auf Basis der entsprechenden Verbrauchsanteile aus der Begleitstudie. Darauf aufbauend kann die sektorenspezifische Anzahl der Wärmepumpen beispielsweise über strukturelle Parameter und energetische Kennwerte nachgelagert bestimmt werden. Für private Haushalte basiert die Ableitung auf einem durchschnittlichen, für den Einsatz von Wärmepumpen geeigneten Wohngebäude in Deutschland, dessen Wohnfläche im Zeitverlauf als konstant angenommen wird. Die Parameter orientieren sich grob an den von der Bundesnetzagentur genehmigten Annahmen im NEP Strom 2037/2045 (2025). Für die Jahresarbeitszahl wird eine kontinuierliche Verbesserung infolge technologischer Weiterentwicklungen unterstellt. Tabelle 6 fasst die Annahmen und daraus resultierenden Wärmepumpenanzahlen zusammen.

Tabelle 6: Annahmen zur Herleitung der Wärmepumpenanzahl der privaten Haushalte

	A 2040	B 2040	C 2040	A 2045	B 2045	C 2045
Anzahl Wärmepumpen HH [Mio.]	7,4	9,8	10,2	10,7	11,7	12,2
Ø Fläche pro Wärmepumpe [m ²]	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0
Ø Nutzwärmeenergie [kWh _{th} /m ² p. a.]	107,0	99,8	99,8	103,8	103,8	103,8
Ø Energie Warmwasser [kWh _{th} /HH p. a.]	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0
Ø Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe	326,0	326,0	326,0	329,0	329,0	329,0
Ø Elektrischer Bedarf pro Wärmepumpe [kWh _{el} p. a.]	6.839,0	6.386,0	6.386,0	6.577,0	6.577,0	6.577,0
Nettostromverbrauch [TWh]	50,8	62,5	65,5	70,4	77,3	80,3

Aufgrund von Rundungen können sich bei den Berechnungsschritten geringfügige Abweichungen ergeben.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Regionalisierung

Im Rahmen der genannten Begleitstudie erfolgt eine kleinräumige Modellierung der Wärmebedarfe und Wärmetechnologien, die weitgehend auf einem Bottom-up-Ansatz basiert. Ziel ist es, eine konsistente Abbildung regionaler Gebäudewärmebedarfe und der eingesetzten Wärmeerzeugungstechnologien sicherzustellen und dabei die Wechselwirkungen zwischen dezentraler Wärmeerzeugung und der Versorgung durch Wärmenetze zu berücksichtigen. Die Regionalisierung im Sektor der privaten Haushalte erfolgt insbesondere auf Basis gebäudescharfer Daten, wie Gebäudetypen, Baualtersklassen, Wohnflächen und klimatischen Einflussgrößen. Eine kurze Beschreibung des geplanten Vorgehens findet sich im Zwischenbericht zur Begleitstudie „[Projektion und Regionalisierung von Wärmebedarfen und Wärmeerzeugung in Deutschland](#)“.

Zeitlicher Verlauf

Die Stromverbrauchsprofile des Gerätebestands werden auf Basis normierter Profile auf Ebene von Landkreisen und kreisfreien Städten generiert. Zur Modellierung des zeitlich variierenden Stromverbrauchs von Wärmepumpen wird auf Grundlage des jährlichen Wärmebedarfs und unter Verwendung von Tagesmitteltemperaturen zunächst der tägliche Wärmebedarf je Haushalt bestimmt. Auf dieser Grundlage werden mithilfe typischer Tageslastgangprofile stündliche Wärmebedarfe abgeleitet. Diese Lastgänge werden differenziert nach Gebäudetyp (Ein- und Mehrfamilienhäuser), Baualtersklasse sowie Anwendungsfall (Raumwärme und Warmwasser) unter Einbeziehung regionaler Temperaturdaten abgebildet. Die zugrunde liegenden Lastgangstrukturen basieren auf messdatenbasierten Analysen realer Wärmepumpenanlagen sowie darauf aufbauenden Simulationen zur Ableitung temperaturabhängiger Tageslastprofile, wie sie in der Studie „Lastprofile von Wärmepumpenkollektiven“ (Fraunhofer IEE/ISE, 2026)¹⁰ entwickelt wurden.

In einem nächsten Schritt erfolgt die Skalierung der Lastgänge auf die jeweiligen Energiemengen, basierend auf dem nach Gebäudetypen differenzierten Wärmeenergiebedarf. Dadurch ergeben sich stündlich aufgelöste Wärmebedarfe je Gebäudetyp. Unter Berücksichtigung des temperaturabhängigen COP (Coefficient of Performance, Leistungszahl)¹¹ wird hieraus der stündliche, ungesteuerte Strombedarf der Wärmepumpen auf Ebene der Landkreise und kreisfreien Städte bestimmt.

Zur Abbildung der Heterogenität des Gebäudebestands werden unterschiedliche Heizwärmebedarfe sowie die daraus resultierenden COP-Werte je Gebäudetyp, Baualtersklasse und Anwendungsfall

¹⁰ Die Studie „Lastprofile von Wärmepumpenkollektiven“ wird im Laufe der zweiten Jahreshälfte auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht.

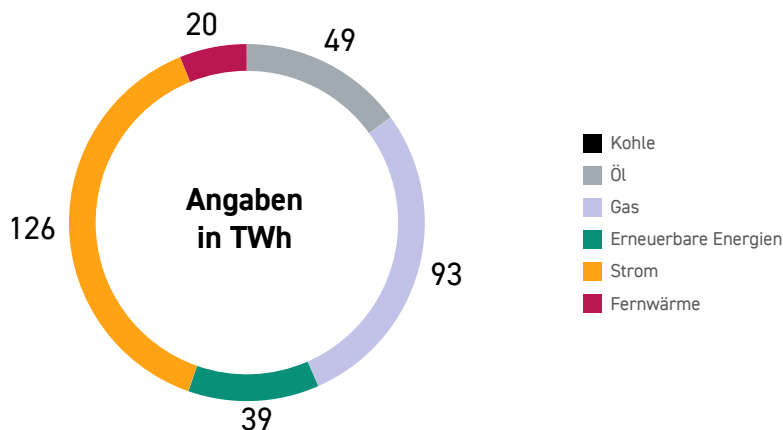
¹¹ Der COP gibt das Verhältnis von bereitgestellter Wärmeleistung zu eingesetzter elektrischer Leistung an. Die Jahresarbeitszahl (JAZ) stellt hingegen das Verhältnis der über das Jahr bereitgestellten Wärmeenergie zur eingesetzten elektrischen Energie dar.

berücksichtigt. Mit zunehmender Verbreitung von Wärmepumpen gewinnt zudem die intelligente Steuerung ihres Einsatzes an Bedeutung. Dieser Aspekt wird in Kapitel 3.6.1 vertieft.

3.3.2 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Der Verbrauchssektor GHD umfasst unter anderem das Baugewerbe, büroähnliche Betriebe, Herstellungsbetriebe, Handel, Krankenhäuser, Schulen, öffentliche Bäder, Landwirtschaft, Textil, Bekleidung, Speditionen, Flughäfen und Rechenzentren. Der Sektor ist heute bereits zu einem vergleichsweise hohen Anteil elektrifiziert. Fossile Energieträger, insbesondere Gase und Mineralöle, werden aktuell maßgeblich zur Deckung des Wärmebedarfs sowie zur Bereitstellung mechanischer Energie eingesetzt und tragen knapp zur Hälfte des Endenergieverbrauchs bei (s. Abbildung 17). Im Zuge der Dekarbonisierung sind zum einen Effizienzsteigerungen zur Reduzierung des Energiebedarfs und zum anderen eine Umstellung auf treibhausgasneutrale Energieträger erforderlich.

Abbildung 17: Endenergieverbrauch der Gewerbe, Handel und Dienstleistungen 2024



Quelle: AG Energiebilanzen

Die Annahmen zum Stromverbrauch des Gerätebestands berücksichtigen Effizienzsteigerungen und orientieren sich am Szenario O45-Strom der BMW-Langfristszenarien. Insgesamt wird für den Stromverbrauch des GHD-Sektors gegenüber heute ein geringerer Verbrauch in bestehenden Anwendungen, dafür jedoch ein höherer Stromverbrauch für die Wärmeversorgung durch den vermehrten Einsatz von Wärmepumpen unterstellt (s. Tabelle 7). Zudem wird erwartet, dass der Stromverbrauch durch Rechenzentren in den kommenden Jahren stark anwächst.

Tabelle 7: Stromverbrauch im GHD-Sektor

	Referenz 2024	A 2040	B 2040	C 2040	A 2045	B 2045	C 2045
Stromverbrauch [TWh]	130,7	237,3	275,0	275,9	239,9	278,1	279,0
davon aus Gerätebestand [TWh]	116,7	105,0	105,0	105,0	103,0	103,0	103,0
davon aus Strom-Hilfsenergie [TWh]	-	4,3	4,3	4,3	4,4	4,4	4,4
davon aus Wärmepumpen [TWh]	1,2	15,6	19,3	20,2	21,4	23,5	24,4
davon aus direktelektrischen Heizungen und Nachtspeicheröfen [TWh]	10,4	5,3	4,6	4,6	4,0	4,0	4,0
davon aus neuen Rechenzentren [TWh]	2,4	107,1	141,8	141,8	107,1	143,2	143,2

Die angegebenen Stromverbräuche der Wärmeerzeugungstechnologien basieren konsistent zu den BMW-Langfristszenarien auf einem langjährig gemittelten Wetterjahr. Die Stromverbräuche dieser Technologien ergeben sich in der Modellierung für die verschiedenen Szenarien und Zeithorizonte auf Basis von Temperaturdaten und können von den dargestellten Werten abweichen.

Quelle: AG Energiebilanzen 2024, Übertragungsnetzbetreiber, BMW-Langfristszenarien, fFe Wärmestudie

Wärme

Die Herleitung des Stromverbrauchs von Wärmeanwendungen im GHD-Sektor für die verschiedenen Szenarien wurde bereits in Kapitel 3.3.1 im Kontext des Haushaltssektors ausführlich dargestellt.

Analog zum Vorgehen bei den privaten Haushalten wird die sektorspezifische Wärmepumpenanzahl im GHD-Bereich ebenfalls nachgelagert aus den entsprechenden Stromverbräuchen abgeleitet. Hierzu können auch für den GHD-Sektor beispielsweise strukturelle Parameter und energetische Kennwerte herangezogen werden. Die zugrunde liegenden Annahmen orientieren sich an einem durchschnittlichen Nichtwohngedäude, das durch mittlere Energiebezugsflächen und spezifische Wärmebedarfe charakterisiert wird. Für die Abschätzung der Wärmepumpenanzahl wird eine durchschnittlich beheizte Fläche von 235 m² je Wärmepumpe angenommen, was den Einsatz mehrerer Anlagen in größeren Gebäuden impliziert. Für die Jahresarbeitszahl wird – analog zu den privaten Haushalten – ein technologisch bedingter Anstieg unterstellt.

Tabelle 8: Annahmen zur Herleitung der Wärmepumpenanzahl im GHD-Sektor

	A 2040	B 2040	C 2040	A 2045	B 2045	C 2045
Anzahl Wärmepumpen GHD [Mio.]	2,1	2,7	2,9	3,2	3,5	3,6
∅ Fläche pro Wärmepumpe [m ²]	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0
∅ Nutzwärmeenergie [kWh _{th} /m ² p. a.]	98,0	93,0	93,0	90,0	90,0	90,0
∅ Energie Warmwasser [kWh _{th} /Gebäude p. a.]	1.200,0	1.200,0	1.200,0	1.200,0	1.200,0	1.200,0
∅ Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe	326,0	326,0	326,0	329,0	329,0	329,0
∅ Elektrischer Bedarf pro WP [kWh _{el} p. a.]	7.433,0	7.072,0	7.072,0	6.793,0	6.793,0	6.793,0
Nettostromverbrauch [TWh]	15,6	19,3	20,2	21,4	23,5	24,4

Aufgrund von Rundungen können sich bei den Berechnungsschritten geringfügige Abweichungen ergeben.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Rechenzentren

Der Strombedarf von Rechenzentren in Deutschland wird maßgeblich durch die steigende Nachfrage nach digitalen Anwendungen bestimmt. Wesentliche Treiber sind dabei insbesondere Künstliche Intelligenz, Cloud-Services und Hyperscaler-Infrastrukturen sowie zunehmend datenintensive industrielle Anwendungen. In der Folge ist von einem dynamischen Wachstum der Anzahl und Größe von Rechenzentren auszugehen. Dem stehen Effizienzfortschritte in Hard- und Software entgegen, etwa durch spezialisierte Chips, optimierte Kühlung sowie effizientere Betriebsstrategien. Nachfragewachstum und Effizienzgewinne wirken also gegenläufig zueinander, sodass die Höhe des weiteren Anstiegs des Strombedarfs von Rechenzentren mit Unsicherheiten behaftet ist.

Die Nationale Rechenzentrumsstrategie der Bundesregierung unterstreicht die Bedeutung des Ausbaus von Rechenzentrumskapazitäten in Deutschland für digitale Souveränität und Wettbewerbsfähigkeit. Deutschland bietet demnach grundsätzlich attraktive Standortbedingungen für den Ausbau von Rechenzentren. Der Ausbau kann dabei jedoch durch systemische sowie infrastrukturelle Rahmenbedingungen, z. B. Flächenverfügbarkeiten, Netzanschlusskapazitäten und digitale Infrastruktur, begrenzt werden.

Auf Basis der Markt- und Netzbetreiberabfrage liegen Projektmeldungen und Anschlussanfragen für Rechenzentren in einer Größenordnung von bis zu rund 400 TWh Stromverbrauch vor, was deutlich über bisherige Erhebungen und Planungen hinausgeht. Dies verdeutlicht die derzeit hohe Dynamik der Nachfrage. Gleichzeitig bestehen aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber weiterhin Unsicherheiten hinsichtlich der Realisierung vieler Vorhaben. Vor diesem Hintergrund fokussiert dieser Szenariorahmenentwurf auf Projekte mit fortgeschrittenem Projektstatus und begrenzt den Zuwachs insgesamt auf eine Bandbreite von 107 bis 143 TWh. Im Vergleich zu den Annahmen des NEP

2037/2045 (2025) liegt der angenommene Zuwachs in den Szenarien bis 2045 damit um rund 27 bis 46 TWh höher. Der Stromverbrauch bestehender Rechenzentren mit einer Inbetriebnahme vor 2023 wird zusätzlich im Stromverbrauch des Gerätebestands erfasst.

Regionalisierung

Auch im GHD-Sektor erfolgt im Rahmen der Begleitstudie eine kleinräumige Modellierung der Wärmebedarfe und Wärmetechnologien auf Basis eines Bottom-up-Ansatzes. Ziel ist es, eine konsistente regionale Abbildung von Wärmebedarf und Wärmeerzeugung sicherzustellen und dabei die Wechselwirkungen zwischen dezentralen Technologien und leitungsgebundener Wärmeversorgung zu berücksichtigen. Im Unterschied zum Sektor der privaten Haushalte basiert die Regionalisierung hierbei unter anderem auf den Beschäftigtenzahlen als Indikator.

Neue Stromgroßverbraucher des GHD-Sektors, vornehmlich Rechenzentren, werden am entsprechenden Standort berücksichtigt. Bei der Regionalisierung der Rechenzentren zeigen sich klare regionale Schwerpunkte: Der Raum Frankfurt am Main nimmt eine zentrale Rolle ein, insbesondere aufgrund seiner Funktion als Knotenpunkt für den internationalen Datenaustausch (DE-CIX). In Nordrhein-Westfalen konzentrieren sich Projekte vor allem im Umfeld industrieller Nachfragezentren sowie entlang bestehender Energie- und Glasfaserinfrastrukturen. In der Region Berlin begünstigen neben der Nähe zu Einrichtungen der öffentlichen Verwaltung und einem Forschungsumfeld auch leistungsfähige internationale Glasfaseranbindungen, insbesondere in Richtung Osteuropa, die Ansiedlung weiterer Kapazitäten. Ergänzend zu diesen Clustern werden auch Einzelprojekte in der Fläche beobachtet, die teilweise sehr hohe Anschlussleistungen aufweisen. Diese Standorte orientieren sich weniger an etablierten Datenverkehrsknoten, sondern vielmehr an der Verfügbarkeit geeigneter Flächen und Netzanschlusskapazitäten. Dies betrifft insbesondere Anwendungen wie Hochleistungsrechner oder das Training von KI-Modellen.

Zeitlicher Verlauf

Die Generierung der Stromverbrauchszeitreihen des Gerätebestands erfolgt analog zum Sektor der privaten Haushalte auf Basis normierter Profile. Die Modellierung der Wärmepumpen erfolgt ebenfalls analog, wobei etwas größere zu beheizende Flächen, aber geringere spezifische Heizwärmebedarfe angenommen werden. Im Unterschied zu Wohngebäuden wird jedoch auf eine Differenzierung nach Baualterklassen und Gebäudetypen verzichtet. Stattdessen wird der Lastgang durch eine explizite Abbildung von Unterschieden zwischen Werktagen sowie Wochenenden und Feiertagen charakterisiert, um nutzungsbedingte Variationen im Wärmebedarf adäquat zu berücksichtigen. Diese Methodik wurde ebenso in der Studie „Lastprofile von Wärmepumpenkollektiven“ (Fraunhofer IEE/ISE, 2026)¹² erarbeitet.

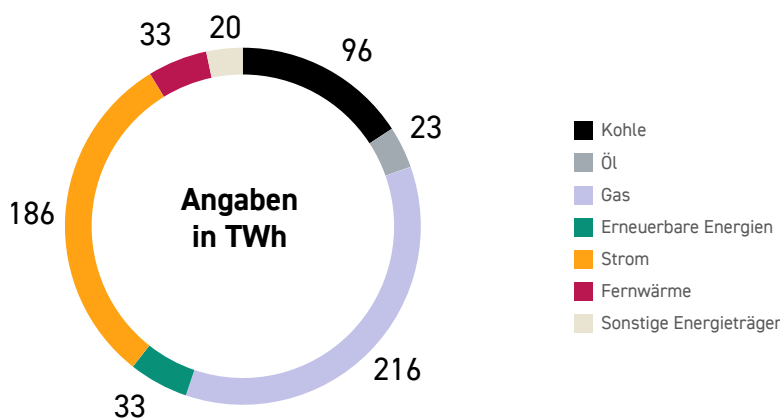
Die Stromverbrauchsprofile der Stromgroßverbraucher werden auf Basis von Standardlastprofilen hergeleitet. Der Stromverbrauch von Rechenzentren wird primär durch die Rechenlast bestimmt, die sich aus dem Nutzerverhalten sowie der zeitlichen Verteilung der Workloads ergibt. Darüber hinaus werden die Stromverbrauchsprofile aufgrund des Kühlbedarfs unter anderem von der Außentemperatur beeinflusst, wobei diese Abhängigkeit im Verhältnis zur Gesamtlast eines Rechenzentrums in der Regel gering ist.

¹² Die Studie „Lastprofile von Wärmepumpenkollektiven“ wird im Laufe der zweiten Jahreshälfte auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht.

3.3.3 Industrie

Der Industriesektor umfasst produzierende und verarbeitende Unternehmen sowie Handwerksbetriebe mit einer Beschäftigtenzahl von mindestens 20 Personen. Zu den zentralen industriellen Branchen in Deutschland zählen insbesondere die Automobil-, Maschinenbau-, Chemie- und Elektroindustrie. Derzeit basieren sowohl die Bereitstellung von Prozesswärme als auch die stoffliche Nutzung in erheblichem Maße auf fossilen Energieträgern wie Erdgas, Mineralöl und Kohle. Vor dem Hintergrund der angestrebten Dekarbonisierung ist es erforderlich, dass thermische Bedarfe über verschiedene Temperaturniveaus hinweg zunehmend durch emissionsärmere Alternativen – darunter Elektrifizierung, Bioenergie, Wasserstoff sowie synthetische Energieträger – gedeckt werden. Ergänzend hierzu kommt der Realisierung von Effizienzpotenzialen eine wesentliche Bedeutung zu, da sie sowohl zur Reduktion des Endenergieverbrauchs als auch zur Minderung prozessbedingter Treibhausgasemissionen beiträgt.

Abbildung 18: Endenergieverbrauch der Industrie 2024



Quelle: AG Energiebilanzen

Die Stromverbräuche des Industriesektors orientieren sich in den Szenarien an der Begleitstudie „[Stromverbrauchsmodellierung des Industriesektors im Kontext der Dekarbonisierung \(Aktualisierung\)](#)“. In dieser werden die drei verschiedenen Transformationspfade Elektrifizierung-Trend, Elektrifizierung-Ziel und Wasserstoff-Trend untersucht. Die einzelnen Szenarien unterscheiden sich gegenüber dem Szenario O45-Strom hinsichtlich der resultierenden Stromverbräuche sowie weiterer Endenergiebedarfe verschiedener Betrachtungsjahre. Eine systematische Einordnung der Unterschiede zu O45-Strom erfolgte im Rahmen des Teilprojekts „[Validierung der Endenergieverbräuche im Vergleich zu den BMW-Langfristszenarien](#)“, das insbesondere die Divergenzen bei Strom- und Wasserstoffbedarfen zwischen beiden Studien vertieft analysiert.

In allen Szenarien wird davon ausgegangen, dass die heutigen Produktionsstandorte erhalten bleiben. Eine Verlagerung von Industrieproduktion ins Ausland oder innerhalb Deutschlands wird nicht betrachtet. Gleichzeitig können sich jedoch je nach Szenario Unterschiede in der Wertschöpfungstiefe ergeben, insbesondere durch den möglichen Import von Vorprodukten gegenüber einer inländischen Herstellung. Die Herleitung des Stromverbrauchs erfolgt je Industriebranche entsprechend der genannten Begleitstudie. Insbesondere Wirtschaftszweige mit erwartbar grundlegenden Veränderungen durch Prozessumstellungen aufgrund der Dekarbonisierung werden dabei detailliert betrachtet. In diesen Branchen (z. B. Grundstoffchemie und Metallerzeugung) ist zu erwarten, dass Prozesse entweder stark elektrifiziert oder auf Wasserstoff beziehungsweise synthetische Energieträger umgestellt werden.

Die den verschiedenen NEP-Szenarien und Zeithorizonten zugrunde liegenden Stromverbräuche im Industriesektor sowie Wasserstoff- und Methanbedarfe sind in Tabelle 9 dargestellt.

Tabelle 9: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Industriesektor

Bedarf Industrie/verarbeitendes Gewerbe [TWh]	Referenz						
	2024	A 2040	B 2040	C 2040	A 2045	B 2045	C 2045
Wasserstoffbedarf	-	113	108	81	157	186	116
Methanbedarf	-	44	76	44	3	35	3
Nettostromverbrauch	186	249	315	315	262	343	343

Quelle: AG Energiebilanzen 2024, BMW-Langfristszenarien, FfE Industriestudie

Durch die verstärkte Elektrifizierung verschiedener Wirtschaftszweige ist gegenüber dem aktuellen Niveau in allen betrachteten Szenarien ein deutlicher Anstieg des Stromverbrauchs zu beobachten. Grundsätzlich sind im Industriestromverbrauch alle Power-to-Heat-Anwendungen zur Deckung der industriellen Wärmebedarfe einschließlich Prozesswärme mitbilanziert. Davon ausgenommen sind solche, die aus der allgemeinen Fernwärmeversorgung gedeckt werden. Die Annahmen zur Fernwärmeversorgung sind in Kapitel 3.5 beschrieben.

Für die Szenariopfade A und C werden neben den Stromverbräuchen auch konsistente Wasserstoff- und Methanbedarfe aus der FfE-Begleitstudie abgeleitet. Während Szenariopfad A eine stärker wasserstofforientierte Entwicklung abbildet und damit dem Szenario *Wasserstoff-Trend* der Begleitstudie folgt, adressiert Szenariopfad C eine weitergehende Elektrifizierung industrieller Prozesse im Sinne des Szenarios *Elektrifizierung-Trend*. Diese unterschiedlichen Schwerpunktsetzungen gehen mit jeweils spezifischen Einsatzstrukturen der weiteren Energieträger einher.

Der Szenariopfad B orientiert sich bei den Stromverbräuchen und Endenergiebedarfen zunächst ebenfalls am Szenario *Elektrifizierung-Trend* der FfE-Begleitstudie und übernimmt damit weitgehend dessen Annahmen. Eine gezielte Abweichung erfolgt im Wirtschaftszweig der Grundstoffchemie. Hier wird für beide Zieljahre der jeweilige Wasserstoffbedarf aus O45-Strom übernommen, um alternative Annahmen zur Wertschöpfungstiefe abzubilden. Konkret wird in Anlehnung an die BMW-Langfristszenarien angenommen, dass Basischemikalien primär über eine inländische Methanolsynthese bereitgestellt werden, anstelle des im Szenario *Elektrifizierung-Trend* der [FfE-Begleitstudie](#) dominierenden Steamcrackings von Naphtha (E-Cracker). Diese modellseitige Anpassung führt zu einem höheren inländischen Wasserstoffbedarf, da Wasserstoff als zentraler Rohstoff für die Methanolproduktion benötigt wird. Entsprechend fällt der Wasserstoffverbrauch in der Grundstoffchemie im Szenario B höher aus als im zugrunde liegenden Szenario *Elektrifizierung-Trend*. Darüber hinaus wird im Szenariopfad B ein zusätzlicher Einsatz von Biomethan unterstellt, der mit einer geringeren Nutzung fester Biomasse einhergeht. Während im Szenario *Elektrifizierung-Trend* biogene Energieträger also primär als feste Brennstoffe in schwer elektrifizierbaren Anwendungen eingesetzt werden, erfolgt im Szenario B ein stärkerer Fokus auf Biomethan.

Regionalisierung

Im Rahmen der Begleitstudie konnte eine Methodik zur Regionalisierung für heutige und zukünftige industrielle Strom- und Wasserstoffverbräuche (inkl. Derivaten) entwickelt werden, aus der die Anschlussleistung je Landkreis oder kreisfreier Stadt für jedes Zieljahr und Szenario hervorgeht. Die Entwicklung des industriellen Stromverbrauchs wird dabei auf regionaler Ebene durch herkömmliche und transformationsbedingte Änderungen beschrieben. Die herkömmliche Verbrauchsentwicklung resultiert dabei aus einer steigenden beziehungsweise sinkenden Wirtschaftsleistung und steigender Effizienz. Die transformationsbedingte Verbrauchsentwicklung hingegen ist durch einen Energieträgerwechsel mit dem Ziel der Dekarbonisierung von Prozessen

bedingt. Insbesondere bei der transformationsbedingten Verbrauchsentwicklung unterscheiden sich die Szenarien hinsichtlich einer verstärkten Umstellung der heutigen Energieträger auf Wasserstoff beziehungsweise Strom.

Die Regionalisierung berücksichtigt explizit die gemeldeten Netzanschlüsse neuer Stromgroßverbraucher im Industriesektor (s. Kapitel 3.2.2). Auf regionaler Ebene erfolgt eine Verrechnung der standortscharf bekannten, neuen Stromgroßverbraucher mit den innerhalb der Begleitstudie ermittelten herkömmlichen und transformationsbedingten Steigerungen des Stromverbrauchs. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass erwartbare und bekannte Änderungen der regionalen Verteilung berücksichtigt werden und gleichzeitig die Vorgabe zum gesamten Industriestromverbrauch je Szenario erfüllt wird.

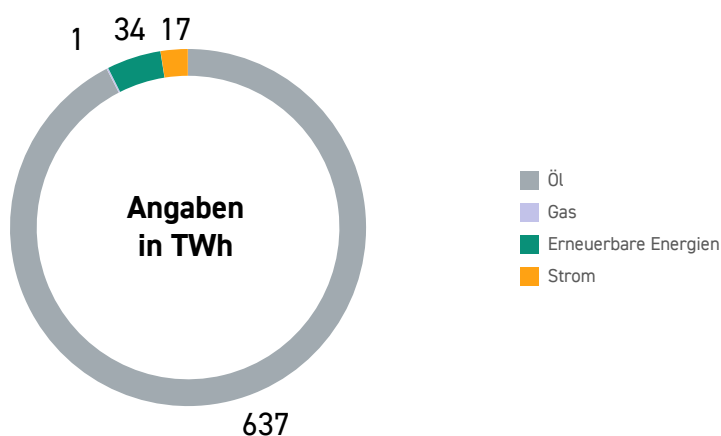
Zeitlicher Verlauf

Für die Anteile des Industriestromverbrauchs, die sich aus dem Bestand und der herkömmlichen Verbrauchsentwicklung ergeben, werden normierte Lastprofile zugrunde gelegt. Für neue Stromgroßverbraucher und den transformationsbedingten Zuwachs des Industriestromverbrauchs werden spezifische Lastprofile je Industriezweig verwendet. Der zeitlich steuerbare Einsatz von Industrieprozessen ermöglicht eine Steigerung der lastseitigen Flexibilität. Weiterführende Erläuterungen hierzu finden sich in Kapitel 3.6.2.

3.3.4 Verkehr

Der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor, der die Bereiche Schienen-, Straßen- sowie Luftverkehr, aber auch Küsten- und Binnenschifffahrt umfasst, wird aktuell fast ausschließlich durch den Einsatz von Mineralöl zur Erzeugung von mechanischer Energie bedient. Lediglich der Schienenverkehr ist bereits heute zu großen Teilen elektrifiziert. Zur Substitution der konventionellen fossilen Kraftstoffe Benzin und Diesel ist ein alternativer (synthetischer) Kraftstoff erforderlich oder ein Wechsel der Antriebstechnologie auf batterieelektrische Verfahren oder Brennstoffzellen notwendig.

Abbildung 19: Endenergieverbrauch des Verkehrs 2024



Quelle: AG Energiebilanzen

Der Hauptanteil der Steigerung des Stromverbrauchs im Verkehrssektor entfällt auf die zukünftig batterieelektrisch betriebenen Personenkraftwagen (E-PKW) und Lastkraftwagen (E-LKW). Es wird bereits für 2040 angenommen, dass der Großteil der PKW-Flotte elektrisch betrieben wird. Aus den Fahrzeugzahlen und spezifischen elektrischen Verbräuchen je Fahrzeugtyp resultieren die in Tabelle 10 aufgeführten Stromverbräuche. Für Plug-in-Hybride wird in allen Szenarien eine elektrische Verbrauchsquote von 30 % angenommen.

Tabelle 10: Anzahl und Verbräuche von Elektrofahrzeugen in den Szenarien

	A 2040	B 2040	C 2040	A 2045	B 2045	C 2045
E-PKW						
Anzahl [Mio.]	28,1	34,1	34,4	36,3	39,6	40,0
Elektrischer Verbrauch [MWh/Fahrzeug]	2,8	2,6	2,6	2,5	2,3	2,3
Verbrauch [TWh]	79,1	87,5	88,3	89,2	91,7	92,6
Plug-in-Hybride						
Anzahl [Mio.]	1,8	1,4	1,4	1,1	0,6	0,6
Elektrischer Verbrauch [MWh/Fahrzeug]	1,4	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2
Verbrauch [TWh]	2,5	1,6	1,6	1,2	0,7	0,7
Leichte E-Nutzfahrzeuge						
Anzahl [Mio.]	3,4	3,7	3,7	3,8	3,8	3,8
Elektrischer Verbrauch [MWh/Fahrzeug]	4,5	4,4	4,4	4,6	4,6	4,6
Verbrauch [TWh]	15,4	16,4	16,4	17,3	17,3	17,3
Schwere E-Nutzfahrzeuge						
Anzahl [Tausend]	340,0	440,0	440,0	480,0	480,0	480,0
Elektrischer Verbrauch [MWh/Fahrzeug]	82,6	108,0	108,0	94,2	118,3	118,3
Verbrauch [TWh]	28,1	47,5	47,5	45,2	56,8	56,8
Schiene- und Busverkehr						
Verbrauch [TWh]	15,9	15,9	15,9	16,9	16,9	16,9
Gesamtverbrauch [TWh]	141,0	168,9	169,7	169,8	183,4	184,3

Quelle: BMW-Langfristszenarien, Übertragungsnetzbetreiber

Die unterstellte Entwicklung der Anzahl an Fahrzeugen sowie des Verbrauchs orientiert sich im Szenariopfad B an den Werten des Szenarios O45-Strom der BMW-Langfristszenarien. Für den Szenariopfad A wird eine dreijährige Verzögerung des Hochlaufs von batterieelektrischen Fahrzeugen im Vergleich zum Szenariopfad B angenommen. Im Szenariopfad C wird eine moderate Erhöhung des Fahrzeugbestands von 1 % im Vergleich zum Szenariopfad B angesetzt.

PKW

In allen Szenarien sind E-PKW langfristig die dominierende Antriebsform. In Abhängigkeit des Szenarios bewegt sich der Anteil an E-PKW einschließlich Plug-in-Hybride zwischen 68 und 83 % im Jahr 2040 und steigt in 2045 auf rund 88 bis 96 % an. Die geringeren Anteile an E-PKW in Szenario A resultieren aus einer angenommenen Verzögerung im Hochlauf von drei Jahren.

LKW

Bei den LKW wird zwischen leichten Nutzfahrzeugen (LNF) kleiner 3,5 t und schweren Nutzfahrzeugen (SNF) größer 3,5 t unterschieden. Für die LNF wird in allen Szenarien eine überwiegende Elektrifizierung unterstellt, wobei im Zieljahr 2040 noch kleine Restmengen an dieselbetriebenen Fahrzeugen genutzt werden. Die Anteile an batterieelektrisch betriebenen LNF variieren in den Szenarien zwischen 92 und 98 % im Jahr 2040 und erreichen im Jahr 2045 über 99 %

für alle Szenarien. Die Verzögerung, die im Jahr 2040 im Szenariopfad A noch angenommen wird, ist in 2045 somit vollständig aufgeholt.

Eine ähnliche Entwicklung wird bei den SNF angenommen. Über alle Szenarien hinweg wird der Wechsel von den heutigen fossilen Antriebstechnologien zu batterieelektrischen dargestellt. Die Anteile an batterieelektrisch betriebenen SNF variieren in den Szenarien zwischen 65 und 83 % im Jahr 2040 und erreichen 92 % im Jahr 2045. Die Restanteile werden durch hybride LKW bedient, die auch noch kleine Restmengen an fossilen Kraftstoffen nutzen. Im Szenariopfad A wird zudem eine geringere Jahresfahrleistung der Fahrzeuge angenommen, sodass sich im Vergleich ein signifikant geringerer Stromverbrauch beobachten lässt.

Schienen- und Busverkehr

Es wird eine Erhöhung des elektrischen Bedarfs im Schienenpersonen- und Schienengüterverkehr sowie des Busverkehrs in allen Szenarien berücksichtigt. Dies ist sowohl auf die Erweiterung des elektrifizierten Schienennetzes als auch auf den Umstieg auf elektrische Antriebe im Busverkehr zurückzuführen.

Luft- und Schiffsverkehr

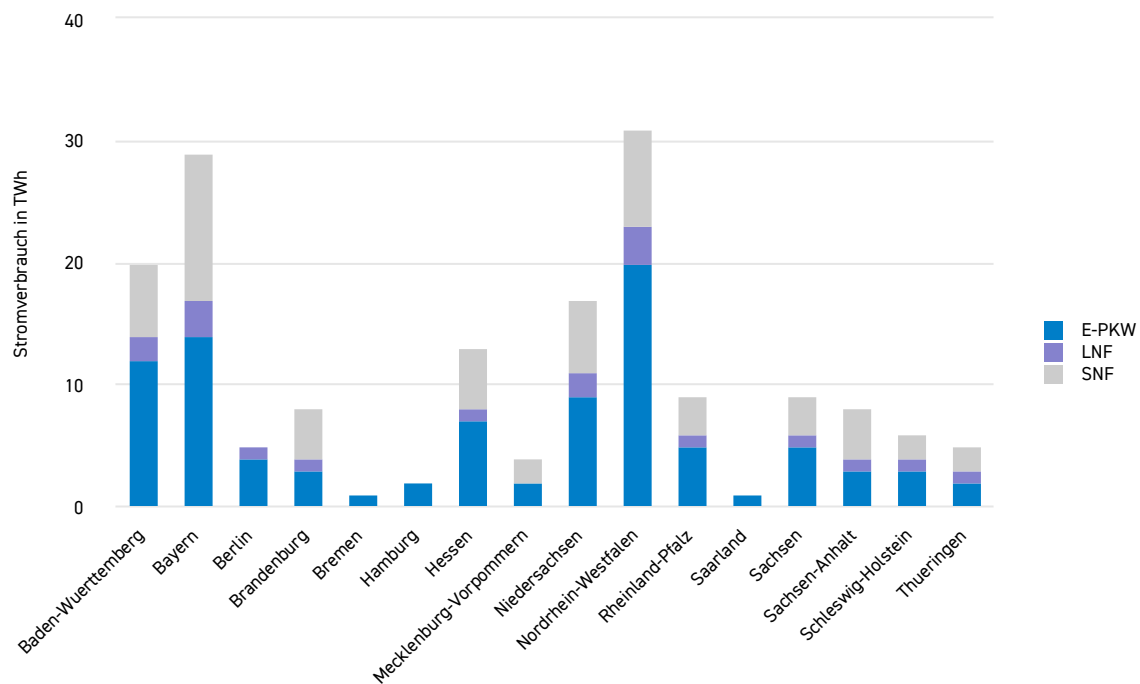
Für den Luft- und Schiffsverkehr wird langfristig die überwiegende Nutzung synthetischer Kraftstoffe angenommen. Es wird davon ausgegangen, dass diese aus dem Ausland importiert werden und sich daraus kein zusätzlicher inländischer Stromverbrauch ergibt.

Regionalisierung

Die Methodik zur Regionalisierung der Anwendungen im Bereich der Elektromobilität entspricht größtenteils der des NEP 2037/2045 (2025). Detaillierte Informationen sind der [„Kurzstudie Elektromobilität“](#) aus 2019 zu entnehmen.

Für E-PKW (inkl. Plug-in-Hybride) basiert die räumliche Zuordnung der Last auf Parametern wie Garagenanzahl, Pendeldistanz, PV-Leistung, Wohnfläche und Einkommen. Ergänzend wird eine Annahme zum Ladeort getroffen: 70 % des Stromverbrauchs entstehen am Wohnort oder Arbeitsplatz. Die restlichen 30 % entfallen auf längere Fahrten und werden hauptsächlich über Schnellladepunkte entlang von Fernstraßen abgebildet, deren Verteilung sich an Tankstellenstandorten orientiert.

Abbildung 20: Stromverbräuche durch elektrische Fahrzeuge nach Kategorie und Bundesland im Szenario B 2045



Die Regionalisierung der gewerblichen LNF nutzt bundesweite Fahrzeugzahlen nach Wirtschaftszweigen sowie Beschäftigendaten auf Landkreisebene. Unter der Annahme einer gleichmäßigen Verteilung der Fahrzeuge auf die Beschäftigten wird die Anzahl der Fahrzeuge je Wirtschaftszweig und Region ermittelt. Da der Großteil der Fahrzeuge auf die Bereiche verarbeitendes Gewerbe, Handel und sonstige Dienstleistungen entfallen, wird deren aktueller Verteilschlüssel für die Regionalisierung der LNF-Stromverbrauch angewandt.

Die Regionalisierung von SNF-Ladevorgängen wird entlang von Autobahnen anhand der Verkehrsstärke des Schwerlastverkehrs gemäß Zählstellendaten¹³ der Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt) angenommen.

Zeitlicher Verlauf

Zur Lastgangmodellierung werden die ÜNB die Profile aus der für den vergangenen NEP angefertigten „[Kurzstudie: Ladeprofile von elektrischen Fahrzeugen](#)“ verwenden.

Bei der Modellierung des Lastganges von E-PKW und E-LNF werden Daten der Mobilitätserhebung „[Mobilität in Deutschland 2017 \(MiD 2017\)](#)“ verwendet und ergänzt mit Zählstellendaten vom BASt. Die hohe Anzahl der Befragten und die Berücksichtigung sozioökonomischer Daten ermöglichen die Zuordnung von tageszeitlichen und saisonalen Verbrauchsverhalten zu bestimmten Standorten und die repräsentative Zuordnung zu Landkreisen.

Für die Erstellung von Fahrprofilen der privaten E-PKW wird zunächst differenziert nach spezifischen, als hinreichend homogen angenommenen Mobilitätsgruppen. Innerhalb einer Mobilitätsgruppe ist das Fahrverhalten (Jahresfahrleistung, Anzahl Pendler, Urlaubsfahrten) statistisch repräsentiert. Die Zuordnung zu den Mobilitätsgruppen erfolgt anhand von repräsentativen Statistiken zu einem der sieben regionalstatistischen Raumtypen (RegioStaR7) des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung und zu Haushaltstypen (mit oder ohne Kinder,

¹³. Bundesanstalt für Straßenwesen (2022). [Datensatz zu Automatischen Zählstellen auf Autobahnen und Bundesstraßen - Abruf der Daten vom Online-Portal](#).

Single- oder Mehrpersonenhaushalt) sowie Haushaltseinkommen. Weiterhin wird für jedes Profil definiert, ob das Fahrzeug zum Reisen oder Pendelverkehr benutzt wird. Die Reisen werden anhand des MiD-Reisedatensatzes parametrisiert und entsprechend von Statistiken zum Reiseverhalten skaliert. Es wird dann für E-PKW für jeden Tag des Jahres eine Wegekette zugeordnet, die sowohl Alltagsfahrten mit Pendeln als auch Alltagsfahrten ohne Pendeln berücksichtigt. Die hier beschriebene Methodik ermöglicht die Zuordnung jedes Ladevorgangs zum jeweiligen Standort (zu Hause, am Arbeitsplatz, öffentlich).

Für die regionale Zuordnung zu Landkreisen kann davon ausgegangen werden, dass das Laden zu Hause, bei der Arbeit und an öffentlichen Standorten in dem eigenen Landkreis stattfindet, während das Autobahnladen in der Regel außerhalb stattfindet. Für die Ableitung von Ladeprofilen aus Fahrprofilen ist die Menge an empirischen Ladedaten sehr gering und nicht repräsentativ, da die heutigen Besitzer von Elektroautos hauptsächlich zur Gruppe der „Early Adopters“ mit eigenem Fahrverhalten gehören. Daher werden für die Erstellung von Ladeprofilen eine Reihe von Annahmen getroffen, die auf ersten Erfahrungen, verfügbaren Technologien und Einschätzungen von Stakeholdern basieren. Zu den wichtigen Annahmen gehören die Verfügbarkeit und die Leistung von Ladepunkten an jedem Standort (zu Hause, am Arbeitsplatz, an anderen Orten), der Hauptladeort der einzelnen Nutzer und das Nutzerverhalten beim Laden. Für „öffentliches Laden“ wird modelliert, dass „in der Stadt“ verstärkt öffentliche Ladestellen benutzt werden, während „auf dem Land“ das Laden vornehmlich an Heimladestellen angesetzt wird. Dieser Effekt wird aber durch das geringere Verhältnis von E-PKW pro Einwohner in der Stadt etwas abgemildert. Die Saisonalität des Ladestromverbrauchs hängt weiterhin stark von den temperaturabhängigen Mehrverbräuchen zur Aufheizung der Kabine und der Batterie ab. An besonders heißen und kalten Tagen entsteht ein erhöhter Energiebedarf aufgrund der Abweichung der Außentemperaturen von den Komforttemperaturen des Fahrzeugnutzers.

Die Ladeprofile der E-SNF unterscheiden sich analog zur Regionalisierung in Autobahnladen und Depotladen sowie in drei Größenklassen N2 (3,5-12t), N3 (12-26t) und N3S (26-40t). Grundsätzlich weist das Depotladen deutlich geringere Kosten als das öffentliche Schnellladen auf der Autobahn auf. Der Markthochlauf wird sich im Depotladen außerdem im Hinblick auf die noch nicht flächendeckend vorhandene Infrastruktur schneller entwickeln. Dabei ist die Reichweite, die ein E-LKW vom Depot aus elektrisch leisten kann, eine Wirtschaftlichkeitsfrage der Batterieauslegung und erschließt einen unterschiedlich großen Teil der Gesamtflotte. Eine Batteriekapazität für eine Reichweite vom 300 km wird als wahrscheinliche Entwicklung erachtet, womit ca. 1/3 der Fahrleistung der Flotte elektrisch abgedeckt werden kann und entsprechend für die Modellierung des Ladens von E-SNF verwendet wird. Für die E-SNF wird an den Autobahnen für ein schnelles Laden in den regelmäßig notwendigen Lenkpausen ein „Megawatt Charging System“ (MCS) unterstellt. Außerdem wird während längerer Ruhezeiten ein langsames Laden via „Night Charging System“ (NCS) angenommen. Das Verhältnis von MCS zu NCS ist eine aktuelle Forschungsfrage. Wegen Parkplatzmangels ist jedoch ein hoher Anteil MCS zu erwarten. Es wird gemäß aktueller Studienmodellergebnisse ein Verhältnis von 1:2,5 (MCS:NCS) angesetzt.

3.4 Wasserstoff und Elektrolyseure

Wasserstoff kommt in Deutschland eine zentrale Bedeutung für die Dekarbonisierung des zukünftigen Energiesystems zu. Dies gilt insbesondere für Anwendungen, die nur eingeschränkt oder nicht elektrifizierbar sind. In der Industrie kann Wasserstoff sowohl stofflich als auch energetisch zur Bereitstellung von Prozesswärme über unterschiedliche Temperaturniveaus hinweg eingesetzt werden. Darüber hinaus trägt Wasserstoff durch den Einsatz in Kraftwerken im Stromsystem sowie zur Abdeckung von Spitzenlasten in Fernwärmenetzen wesentlich zur Substitution fossiler Energieträger bei. Voraussetzung hierfür ist, dass der eingesetzte Wasserstoff mit sehr geringen oder keinen Treibhausgasemissionen hergestellt wird. Im vorliegenden Szenariorahmenentwurf wird

unterstellt, dass Wasserstoff im Inland mittels Wasserelektrolyse auf Basis erneuerbarer Energien erzeugt wird.

In Deutschland und Europa wird derzeit eine Wasserstoffinfrastruktur aufgebaut, die den Transport und die Verteilung von Wasserstoff langfristig gewährleisten soll. Eine wesentliche Grundlage hierfür bildet die Genehmigung zum Aufbau des Wasserstoffkernnetzes in Deutschland. Die Wasserstoffinfrastruktur dient sowohl der Aufnahme von im Inland erzeugtem Wasserstoff als auch dem Import aus dem Ausland und dessen Weiterleitung zu industriellen Verbrauchern sowie zu Kraftwerken. Vor dem Hintergrund der zeitlichen Entkopplung von Wasserstoffherzeugung und Wasserstoffnachfrage kommt der Speicherung eine zentrale Rolle zu. Insbesondere Untergrundgasspeicher können wesentlich zum saisonalen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch beitragen. Im Rahmen der Netzentwicklungsplanung Strom wird vereinfachend unterstellt, dass keine strukturellen Restriktionen hinsichtlich Transport-, Speicher- und Importkapazitäten bestehen und Wasserstoff in Kraftwerken und Fernwärmenetzen jederzeit bedarfsgerecht zur Verfügung steht sowie über Elektrolyse in die Infrastruktur eingespeist werden kann.

Prognosen zum Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft sind derzeit mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Diese betreffen insbesondere die Nachfrageentwicklung, vor allem in der Industrie, die maßgeblich von der zukünftigen Wirtschaftlichkeit und besonders der Entwicklung der Wasserstoffkosten im Vergleich zu Alternativen abhängt. Ein zentraler Einflussfaktor hierfür sind die Herstellungskosten von Wasserstoff in Elektrolyseuren. Weitere Unsicherheiten bestehen hinsichtlich der Verfügbarkeit und Realisierungszeiträume der Wasserstoffinfrastrukturen, der Importmöglichkeiten sowie der Stabilität politisch-regulatorischer Rahmenbedingungen. Aktuelle Entwicklungen deuten darauf hin, dass die erwarteten Kostendegressionen bei der Wasserstoffherstellung bislang nicht eintreten. Dies ist eine Ursache für derzeit zurückhaltendere Investitionsentscheidungen und eine reduzierte Projektpipeline. Auch die Ergebnisse der Marktabfrage (s. Kapitel 3.2) zeigen eine Halbierung der Projektmeldungen im Vergleich zur vorherigen Erhebung. Dies zeigt die hohe Unsicherheit in der Realisierung von Projekten, wenngleich die Summe der Planungen insgesamt weiterhin auf einem hohen Niveau liegt. Vor diesem Hintergrund werden die Annahmen zu den Wasserstoffbedarfen sowie insbesondere zu den Elektrolysekapazitäten im vorliegenden Szenariorahmenentwurf gegenüber dem Szenariorahmen des NEP 2037/2045 (2025) entsprechend angepasst.

- ▶ **Szenariopfad A** unterstellt die Entwicklung eines liquiden internationalen Wasserstoffmarktes, der umfangreiche Importe zu vergleichsweise niedrigen Preisen ermöglicht. Entsprechend wird die inländische Elektrolyseleistung langfristig auf ein Niveau von 10 GW begrenzt. Der Wasserstoffbedarf fällt aufgrund der niedrigen Wasserstoffpreise besonders in der Industrie höher aus als in den anderen Szenarien. Gleichzeitig wird in der Grundstoffchemie unterstellt, dass auch Wasserstoffderivate kostengünstig importiert werden können, wodurch der stoffliche Wasserstoffbedarf wiederum etwas reduziert wird.
- ▶ **Szenariopfad B** geht in Abstimmung mit den FNB/WTNB von einem moderaten Hochlauf der inländischen Elektrolysekapazitäten aus. Die Wasserstoffpreise liegen über denen in Szenariopfad A. Der Ausbaupfad der Elektrolyse wird gegenüber dem vorherigen Szenariorahmen halbiert, um den aktuellen Markt- und Projektentwicklungen Rechnung zu tragen. In der Grundstoffchemie wird ein verstärkter Einsatz von Wasserstoff zur inländischen Herstellung von Vorprodukten angenommen. Die Wasserstoffimporte sind geringer als in Szenariopfad A.
- ▶ **Szenariopfad C** basiert auf demselben Ausbaupfad der Elektrolysekapazitäten und den gleichen Preisannahmen wie der Szenariopfad B. Der Wasserstoffbedarf ist im Vergleich jedoch geringer, da angenommen wird, dass die notwendigen Vorprodukte in der Grundstoffchemie überwiegend importiert werden. Die Importquote ist die niedrigste aller drei Szenariopfade.

Die sich aus den beschriebenen Überlegungen ergebenden Elektrolysekapazitäten in Deutschland für die drei Szenariopfade sind in Tabelle 11 dargestellt. Die ermittelten Wasserstoffbedarfe in den Sektoren Industrie, Stromerzeugung und Fernwärme liegen in einer Bandbreite von rund 140 bis 280 TWh. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sowohl die inländische Wasserstoffherzeugung als auch die Wasserstoffbedarfe in den Sektoren Stromerzeugung und Fernwärme maßgeblich durch die Marktsimulation im Rahmen des NEP bestimmt werden und an dieser Stelle lediglich indikativ in die Berechnungen eingehen. Insgesamt liegen sowohl die angenommenen Elektrolysekapazitäten als auch die ermittelten Wasserstoffbedarfe unterhalb der Bandbreite der Systementwicklungsstrategie 2024. Dies erscheint aus Sicht der ÜNB insbesondere vor dem Hintergrund aktueller Markt- und Projektentwicklungen plausibel und sachgerecht. Die berechneten Importquoten reichen dabei von etwa 60% im Szenario C für das Jahr 2040 bis zu rund 90% im Szenario A für das Jahr 2045.

Tabelle 11: Annahmen zur Entwicklung von Elektrolyseuren

		A 2040	B 2040	C 2040	A 2045	B 2045	C 2045
Leistung [GW]	Elektrolyseure gesamt	10	24	24	10	29	29
	davon projektbasiert	10	11	24	10	11	29
Geschätzter Stromverbrauch [TWh]	Elektrolyseure gesamt	35	84	84	35	102	102

Zeitlicher Verlauf

Auch wenn viele der neuen Elektrolyseanlagen in Deutschland zunächst Wasserstoff direkt an Industriestandorten zur lokalen Prozessversorgung bereitstellen, ist davon auszugehen, dass diese Standorte zukünftig an ein Wasserstofftransportnetz angeschlossen werden. Vor diesem Hintergrund ist zu erwarten, dass sich der Betrieb dieser Elektrolyseure zunehmend flexibilisiert und stärker an den Strommarktpreisen ausrichtet. Zudem ist davon auszugehen, dass viele Elektrolyseanlagen nicht primär zur Deckung eines lokalen Bedarfs errichtet werden, sondern den erzeugten Wasserstoff direkt in die Transportinfrastruktur einspeisen, welche die Speicherung und den Transport zu Industriestandorten oder Kraftwerken ermöglicht.

Grundsätzlich wird in allen Szenarien angenommen, dass der Einsatz der Elektrolyseure vollständig flexibel erfolgt und sich ausschließlich an den Strommarktpreisen orientiert. Entsprechend wird der Einsatz in der Modellierung über einen Grenzpreis abgebildet. Dieser Grenzpreis wird so festgelegt, dass unter Berücksichtigung von Umwandlungsverlusten (Wirkungsgrad von 70 %) die spezifischen Wasserstoffherzeugungskosten unterhalb eines angenommenen Wasserstoffpreises liegen. Die Herleitung des Wasserstoffpreises erfolgt in Kapitel 7. Liegt der Strompreis unter dem ermittelten Grenzpreis, erzeugen die Elektrolyseure Wasserstoff. Bei höheren Strompreisen sind die Elektrolyseure nicht in Betrieb. Der berechnete Grenzpreis liegt deutlich unter den Grenzkosten von Kohle- und Gaskraftwerken, sodass ein zeitgleicher Betrieb ausgeschlossen werden kann. Ergänzend wird angenommen, dass der Einsatz von Elektrolyseuren im Rahmen von Engpassmanagement-Maßnahmen angepasst werden kann, um Netzengpässe zu vermeiden.

Dieser Ansatz entspricht der im vorherigen NEP angewendeten Methodik und gewährleistet eine konsistente Einsatzreihenfolge der verschiedenen Flexibilitäten im Stromsystem. Auf Basis von Erfahrungswerten aus vorherigen Strommarktsimulationen wird eine Größenordnung von etwa 3.500 Volllaststunden pro Jahr unterstellt. Dieser Wert dient zunächst der Vorabermittlung der resultierenden Stromverbräuche und ist ausdrücklich nicht als exogene Festlegung zu verstehen, da sich die tatsächlichen Volllaststunden endogen aus der Einsatzoptimierung im Rahmen der Strommarktmodellierung ergeben.

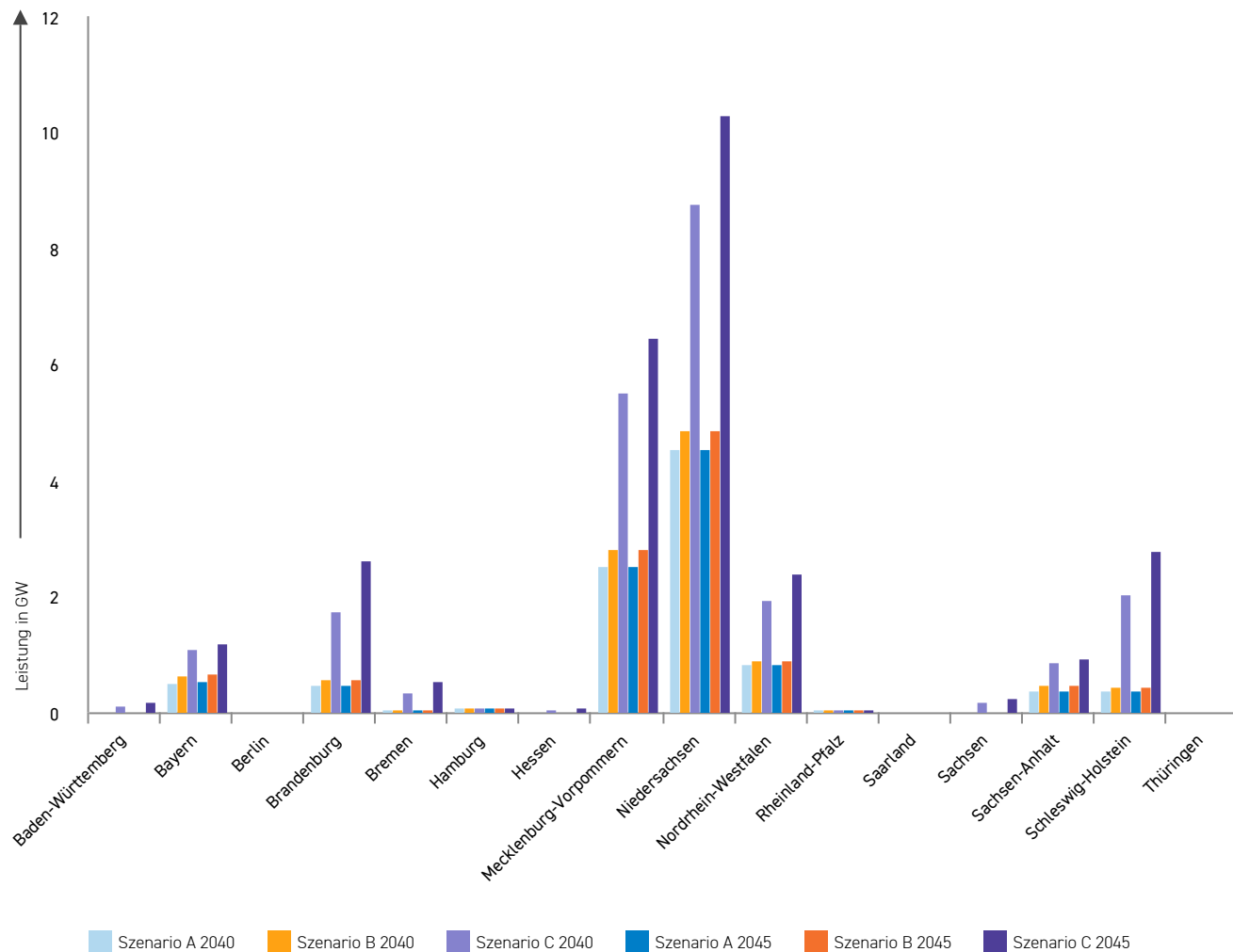
Regionalisierung

Bei der Verortung von Elektrolyseuren wird grundsätzlich ein mehrstufiges Vorgehen angewendet. In einem ersten Schritt wird auf die gemeinsame Marktabfrage der ÜNB und FNB/WTNB zurückgegriffen. Die konsolidierte Projektliste umfasst Elektrolysevorhaben mit einer Gesamtleistung von rund 36 GW und liegt damit etwa um 50 % unter dem Niveau der Marktabfrage des vorangegangenen Netzentwicklungsplans.

In Abstimmung mit den FNB/WTNB empfehlen die ÜNB, in allen Szenarien ausschließlich Projekte mit mindestens dem Status „Detailplanung“ zu berücksichtigen. Darüber hinaus werden in allen Szenarien Projekte mit geringerem Projektfortschritt einbezogen. Im Szenariopfad B werden Projekte mit Status „Entwurfsplanung“ anteilig zu 50 % berücksichtigt. Die verbleibende Leistung zur Erreichung der Elektrolyseleistung der Szenarien B 2040 und B 2045 wird im NEP Strom nach netzdienlichen Kriterien regionalisiert. In den Szenariopfaden A und C werden bis zur vollständigen Erreichung der angesetzten Elektrolyseleistung Projektmeldungen entsprechend ihres Projektfortschritts sukzessive einbezogen. Eine Übersicht über die projektbasierten Anteile in den einzelnen Szenarien ist in Tabelle 11 dargestellt. Die regionale Verteilung der projektbasierten Elektrolysekapazitäten auf Bundesländer ist in Abbildung 21 dargestellt.

Für den Szenariopfad B verbleibt, wie oben beschrieben, ein Restzubau zur Erreichung der gesamten Elektrolyseleistung. Die räumliche Verteilung dieses Restzubaues erfolgt in einem zweiten Schritt anhand zweier iterativer Verfahren. Das Vorgehen entspricht dem im NEP 2037/2045 (2025) verwendeten Ansatz. Die Standorte der Elektrolyseure werden zunächst so gewählt, dass diese möglichst wenig belastend oder sogar entlastend auf die Übertragungsnetze wirken. Dazu werden die Elektrolyseure so platziert, dass sie hohe lokale Überschüsse aus erneuerbaren Energien ausgleichen können, um eine Belastung der Stromnetze und eine Abregelung von Erzeugungsanlagen zu vermeiden. Die Verortung der Elektrolyseure wird anschließend mit dem Ziel angepasst, die deutschlandweiten Engpässe im Übertragungsnetz zu reduzieren. Mittels einer Optimierung im Netzmodell soll sichergestellt werden, dass durch die Verortung der Elektrolyseure keine neuen Engpässe im Übertragungsnetz entstehen.

Es ist zu berücksichtigen, dass die in den Szenarien ausgewiesene Elektrolysekapazität jeweils ein Offshore-Elektrolyseprojekt (SEN-1) umfasst, das ohne Anschluss an das öffentliche Stromnetz geplant ist und daher für die Stromsystemmodellierung nicht relevant ist. Zudem ist ein Chlor-Alkali-Elektrolyseur enthalten, dessen Strombedarf bereits in der Modellierung der bestehenden Industrielast durch die ÜNB berücksichtigt wird.

Abbildung 21: Berücksichtigte Leistung aus Elektrolyseursprojekten je Bundesland

Quelle: Markt- und Netzbetreiberabfrage, Übertragungsnetzbetreiber

Hinweis: Offshore-Elektrolyseprojekte ohne Anschluss an das öffentliche Stromnetz werden keinem Bundesland zugeordnet.

3.5 Fernwärme

In der öffentlichen Fernwärmeversorgung wird von einer fortschreitenden Elektrifizierung ausgegangen, insbesondere durch den verstärkten Einsatz von Elektrokesseln und Großwärmepumpen. In den zugrunde liegenden Szenarien wird angenommen, dass Elektrokessel unter anderem zur Flexibilisierung von industriellen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) installiert werden. Aufgrund der in diesem Kontext erforderlichen hohen Vorlauftemperaturen sind Elektrokessel gegenüber Wärmepumpen häufig die technisch geeignetere Option. Großwärmepumpen hingegen weisen insbesondere im Niedertemperaturbereich eine höhere Energieeffizienz auf als Elektrokessel, da sie Umwelt- oder Abwärmequellen nutzen können. Vor diesem Hintergrund wird angenommen, dass im Bereich der öffentlichen Fernwärmeversorgung bevorzugt Großwärmepumpen zum Einsatz kommen. Die Jahresarbeitszahl (JAZ) dieser Großwärmepumpen wird mit 3 angesetzt. Dieser Wert liegt unterhalb der typischen JAZ von Wärmepumpen im Haushaltssektor und trägt dem in Fernwärmenetzen im Vergleich höheren Temperaturniveau und den daraus resultierenden geringeren Effizienzpotenzialen Rechnung. Für Elektrokessel wird eine Jahresarbeitszahl von 1 angenommen.

Zur Bestimmung der installierten elektrischen Leistungen von Elektrokesseln und Großwärmepumpen wird die Fernwärmeerzeugung aus dem Szenario O45-Strom der BMW-

Langfristszenarien herangezogen. Für die Szenarien B 2045 und C 2045 ergeben sich unter der Annahme von 2.400 Volllaststunden für Großwärmepumpen sowie 600 Volllaststunden für Elektrokessel und unter Berücksichtigung der zuvor definierten Jahresarbeitszahlen die in Tabelle 12 dargestellten installierten Leistungen. Für 2040 weist das Szenario O45-Strom für beide Technologien einen erhöhten Stromverbrauch auf. Da ein Rückbau von Elektrokesseln und Großwärmepumpen im Zeitraum von 2040 bis 2045 unwahrscheinlich erscheint, erfolgt die Abbildung dieses erhöhten Strombedarfs nicht über angepasste Kapazitäten, sondern durch die Annahme moderat erhöhter Volllaststunden beider Technologien im Jahr 2040. Neben der Wärmebereitstellung durch Elektrokessel und Großwärmepumpen werden in den Zieljahren 2040 und 2045 entsprechend dem Szenario O45-Strom weitere Energieträger zur Fernwärmeerzeugung eingesetzt, darunter Erdgas, Biomasse, Abfall, Geothermie, Solarthermie sowie Wasserstoff.

- ▶ Im **Szenariopfad A** liegen die installierten Leistungen von Elektrokesseln und Großwärmepumpen in beiden Zieljahren unterhalb denen der Pfade B und C. Die hieraus resultierende reduzierte Fernwärmeerzeugung durch diese Technologien wird durch einen erhöhten Einsatz von Wasserstoff zur Wärmeerzeugung kompensiert.
- ▶ Im **Szenariopfad B** wird zusätzlich angenommen, dass 10 TWh Biomethan zur Deckung des Wärmebedarfs beitragen. Dadurch erhält Biomethan im Vergleich zum Szenario O45-Strom eine größere Bedeutung in der Fernwärmeerzeugung, während die Wärmeerzeugung aus anderen nicht-elektrischen Quellen entsprechend substituiert und in Summe reduziert wird.
- ▶ Im **Szenariopfad C** erfolgt der Ausbau der Fernwärme gegenüber B in etwas geringerem Umfang. Es wird angenommen, dass sich die nicht-strombasierte Fernwärmeerzeugung verringert und durch eine verstärkte Nutzung elektrischer Wärmepumpen im Gebäude- und GHD-Sektor kompensiert wird.

Tabelle 12: Annahme zur Entwicklung und Stromnachfrage von Großwärmepumpen und Elektrokesseln

		Referenz	A 2040	B 2040	C 2040	A 2045	B 2045	C 2045
		2024						
Elektrische Leistung [GW]	Elektrokessel	0,6	14,0	14,3	14,3	14,0	14,3	14,3
	Großwärmepumpen	0,0	11,0	12,7	12,7	11,0	12,7	12,7
Volllaststunden [h/a]	Elektrokessel	0,0	820	820	820	600	600	600
	Großwärmepumpen	0,0	2500	2500	2500	2400	2400	2400
Stromverbrauch [TWh]	Elektrokessel	0,2	11,5	11,7	11,7	8,4	8,6	8,6
	Großwärmepumpen	0,1	27,5	31,7	31,7	26,4	30,4	30,4
Gesamtstromverbrauch [TWh]		0,3	39,0	43,4	43,4	34,8	39,0	39,0

Die angegebenen Volllaststunden und Stromverbräuche wurden zur Herleitung der installierten Leistungen von Elektrokessel und Großwärmepumpen angenommen. Die tatsächlichen Volllaststunden und Stromverbräuche für die verschiedenen Szenarien und Zeithorizonte ergeben sich im Rahmen der Modellierung und können von den dargestellten Werten abweichen.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, FfE Wärmestudie, AG FW Hauptbericht 2024

Regionalisierung

Die Regionalisierung von Großwärmepumpen und Elektrokesseln erfolgt in zwei Stufen. Als Basis für die erste Stufe dienen die Ergebnisse der Markt- und Netzbetreiberabfrage. Hierbei wurden den ÜNB rund 5,7 GW an Power-to-Heat-Projekten in Fernwärmenetzen gemeldet, von denen, abhängig vom Projektstatus und Zeithorizont (s. Kapitel 3.2), 4,4 beziehungsweise 4,5 GW berücksichtigt werden. Dies entspricht mehr als einer Verdopplung gegenüber vorherigen Erhebungen.

Die Annahmen zur Regionalisierung zusätzlicher Großwärmepumpen und Elektrokessel zur öffentlichen Fernwärmeversorgung basieren in einer zweiten Stufe auf der Begleitstudie „Projektion und Regionalisierung von Wärmebedarfen und Wärmeerzeugung in Deutschland“ (s. Kapitel 3.3.1).

In einer Bottom-up-Betrachtung werden kleinräumige Wärmenetzpotenziale ermittelt und weitere Technologien zur Fernwärmeerzeugung verteilt.

Zeitlicher Verlauf

Der Einsatz von Elektrokesseln und Großwärmepumpen wird endogen im Rahmen der Strommarktsimulation bestimmt und orientiert sich neben der Wärmenachfrage insbesondere am Strompreisniveau. Ein Einsatz erfolgt primär dann, wenn im jeweiligen Fernwärmenetz ein entsprechender Wärmebedarf besteht und gleichzeitig die Strompreise unterhalb eines wirtschaftlich tragfähigen Niveaus liegen. Aufgrund ihrer höheren Effizienz können Großwärmepumpen im Vergleich zu Elektrokesseln auch bei höheren Strompreisen wirtschaftlich betrieben werden.

In den Fernwärmenetzen stehen neben elektrischen Wärmeerzeugern grundsätzlich alternative Erzeugungsoptionen zur Verfügung. Die Wärmeerzeugung aus Abfall, Biomasse, Geothermie, Solarthermie sowie aus Abwärmenutzung wird bei der Bestimmung der lokalen, stündlichen Wärmebedarfsdeckung berücksichtigt. Die Wärmeerzeugung durch KWK-Anlagen, die spätestens ab 2045 mit Wasserstoff betrieben werden, ist Bestandteil der modellendogenen Optimierung. Darüber hinaus wird in jedem Fernwärmenetz eine hinreichende Anzahl an Wärmespeichern und Wasserstoff-Heizkesseln unterstellt. Dies führt dazu, dass der Einsatz elektrischer Wärmeerzeuger in der Strommarktsimulation bei sehr hohen Strompreisen systematisch vermieden wird.

3.6 Lastseitige Flexibilität

Mit dem zunehmenden Anteil an fluktuierender Erzeugung aus erneuerbaren Energien im Stromsystem erhöht sich der Bedarf an Flexibilität für eine optimale Integration dieser Erzeugung. Flexibilität kann grundsätzlich durch regelbare Erzeuger, Verbraucher und Speicher sowie durch Handel im europäischen Strommarkt zur Verfügung gestellt werden. Innerhalb dieses Kapitels sollen insbesondere Flexibilitätsoptionen und deren Einsatz im Bereich der Verbraucher thematisiert werden. Das (flexible) Einsatzverhalten von Elektrolyseuren sowie Großwärmepumpen und Elektrokesseln wird bereits in Kapitel 3.4 und 3.5 beschrieben.

3.6.1 Haushaltsnahe Flexibilitäten

Die haushaltsnahen Flexibilitäten umfassen den Einsatz von Wärmepumpen, von Kleinbatteriespeichern und das Ladeverhalten von E-PKW. Da diese Technologien in allen Szenarien in großem Umfang angenommen werden, wird der Erschließung ihrer Flexibilitätspotenziale zukünftig eine große Bedeutung beigemessen.

Das Flexibilitätspotenzial von Wärmepumpen ergibt sich unter anderem aus dem Wärmebedarf der Gebäude und der Möglichkeit des Vor- oder Nachheizens. Dieses Potenzial zur Flexibilisierung kann durch einen lokalen Wärmespeicher vergrößert werden. In Zeiten geringer Nachfrage von Raumwärme besteht infolge des niedrigen Stromverbrauchs nur ein geringes Verschiebe- und Steuerungspotenzial. Der Einsatz von Wärmepumpen kann an kälteren Tagen nicht beliebig lange verschoben werden, um eine Auskühlung des Gebäudes zu verhindern.

Im Kontext der Elektromobilität müssen das Ladeverhalten und die Batteriefüllstände vorrangig den Mobilitätsbedarf decken können. Da E-PKW häufig für längere Zeiträume an der Ladeinfrastruktur angeschlossen sind, ergibt sich eine Flexibilität bezüglich Ladezeitpunkt und -menge. Perspektivisch besteht durch die Batterien in E-Fahrzeuge auch das Potenzial, Strom zurück in das Netz zu speisen.

Sogenannte Kleinbatteriespeicher, die verbrauchsnahe in privaten Haushalten oder im GHD-Sektor errichtet werden, werden meist in Kombination mit Aufdach-PV-Anlagen installiert (s. Kapitel 5.3.2). Heutzutage werden sie in der Regel dafür genutzt, den Eigenverbrauch des erzeugten PV-Stroms zu

erhöhen und damit den Strombezug aus dem öffentlichen Netz zu minimieren. Bei diesem Betriebskonzept wird das systemische Potenzial der Kleinbatteriespeicher jedoch nicht voll ausgeschöpft. Beispielsweise werden Windstromüberschüsse von Kleinbatteriespeichern nicht genutzt, auch wenn diese nicht vollständig geladen sind.

Die Erschließung des Flexibilitätspotenzials von Haushalten wird durch viele Faktoren erschwert. Grundvoraussetzungen sind unter anderem die Fähigkeit von Haushalten, Preissignale wahrzunehmen, entsprechende Geräte zu kontrollieren und die Ladeleistung präzise zu messen. Eine hohe Durchdringung von Smart-Metern ist hierbei ein wichtiger Baustein. Ende 2025 lag die Durchdringung in Deutschland bei ca. 5,5 % aller Messsysteme.¹⁴ Weitere technische und regulatorische Herausforderungen bestehen in der Bildung von Aggregatoren, die die Optimierung der Flexibilität für die Verbraucher übernehmen, in der Schaffung flexibler Tarife seitens der Stromanbieter und in der Interoperabilität zwischen Geräten. Einer der wesentlichsten Faktoren ist zudem die Bereitschaft von Stromkundinnen und -kunden, ihre Stromverbräuche flexibel anzupassen.

Im Kontext des Netzentwicklungsplans werden als Flexumer solche Verbraucher in privaten Haushalten oder im Gewerbe bezeichnet, die ihren Strombezug und ihre Stromerzeugung aktiv und zeitlich flexibel anpassen können. Der Begriff leitet sich aus der Kombination von „Flexibilität“ und „Prosumer“ ab. Während Prosumer Verbraucher bezeichnet, die gleichzeitig Strom erzeugen und teilweise ins Netz einspeisen, geht das Konzept der Flexumer darüber hinaus. Hier steht nicht primär die Eigenproduktion im Fokus, sondern die Fähigkeit, Erzeugung, Verbrauch und Speicherung gezielt zu verschieben beziehungsweise zu steuern. Im vorliegenden Szenariorahmenentwurf wird allgemein zwischen drei Einsatzweisen von Flexumern unterschieden, die je nach verfügbarer Technologie (Smart-Meter, Vernetzung im Haushalt) sowie nach der Ausgestaltung und Wahl des Stromtarifs (fix oder flexibel/dynamisch) variieren.

Eigenbedarfsorientierte Flexumer

Insbesondere Flexumer mit starren Stromtarifen oder fehlenden technischen Voraussetzungen, etwa einer nicht vorhandenen Smart-Meter-Infrastruktur, setzen ihre Flexibilität vornehmlich zur Minimierung ihres Strombezugs aus dem öffentlichen Netz ein und optimieren damit ihre Eigenbedarfsnutzung. Maßgeblich ist dabei nicht die Reaktion auf Preissignale, sondern die reine Minimierung des Strombezugs.

Marktorientierte Flexumer

Der überwiegende Anteil der Flexumer wird seine Flexibilität zukünftig marktorientiert am Strommarktpreis ausrichten, um eigene Energiekosten zu minimieren oder Erlöse zu maximieren. Über dieses Verhalten tragen die marktorientierten Flexumer zur Integration der Erzeugung erneuerbarer Energien in das Energiesystem bei. Das zentrale Steuersignal ist dabei der zeitlich variable Strommarktpreis.

Netzorientierte Flexumer

Bei netzorientierten Flexumern steht die Nutzung ihrer Flexibilität zur Reduzierung von lokalen Netzbelastungen im Vordergrund. Dieses Einsatzverhalten kann dazu beitragen, den Einfluss eines zunehmenden Stromverbrauchs auf den Netzausbaubedarf abzumildern. Die reale Ausgestaltung dieser Einsatzweise ist zum aktuellen Zeitpunkt mit erheblichen Unsicherheiten behaftet, da sie derzeit nicht weit verbreitet ist und die weitere Entwicklung schwer abschätzbar ist. Die konkrete Umsetzung ist im Rahmen des Netzentwicklungsplans daher unterschiedlich möglich. Es ist zum einen die Abbildung über eine preisliche Beanreizung denkbar, zum Beispiel durch zeitlich und

¹⁴ Bundesnetzagentur (2026). [Roll-out intelligenter Messsysteme](#).

regional differenzierte Netzentgelte. Dies greift insbesondere Überlegungen der BNetzA im Kontext der Reform der [Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom \(AgNes\)](#) auf und gewinnt zunehmend an Bedeutung. Alternativ kann ein netzorientiertes Verhalten vereinfacht durch eine Glättung der lokalen Residuallast abgebildet werden.

Im Szenariopfad A ist der Bedarf an zusätzlicher Flexibilität im Vergleich zu den anderen Szenarien geringer, da hier der Stromverbrauch und der Ausbau von erneuerbaren Energien am geringsten ausgeprägt sind. Daher wird angenommen, dass in Szenario A 2045 etwa 30 % der haushaltsnahen Flexibilitäten für den Strommarkt erschlossen sind, während die übrigen Flexumer ihre Flexibilität eigenbedarfsorientiert nutzen. Im Gegensatz dazu ist die erneuerbare Stromerzeugung in den Szenariopfaden B und C und damit auch der Bedarf an Flexibilität höher. Daher wird in diesen beiden Szenariopfaden angenommen, dass technische und regulatorische Hürden abgebaut und entsprechende Anreize für Flexumer bestehen, ihre Flexibilität basierend auf dynamischen Preisen zu nutzen. Daher wird der Anteil an marktorientierten Haushalten in B 2045 und C 2045 mit 55 % angesetzt. Da der Szenariopfad B einen stärkeren Fokus auf die Nutzung von Flexibilität zur Entlastung des Netzes legt, wird dort angenommen, dass rund 25 % der Haushalte ihre Flexibilität netzorientiert nutzen. Die Annahmen für die Anteile der Flexumer aus dem NEP 2037/2045 (2025) werden also fortgeschrieben und zwischen den Szenariopfaden B und C getauscht, um den geänderten Storylines der Szenarien gerecht zu werden. Haushalte, die sich weder am Strommarkt noch an Netzengpässen orientieren, nutzen ihre Batteriespeicher (wenn vorhanden) primär zur Eigenverbrauchsoptimierung und erschließen die Flexibilitätpotenziale ihrer Wärmepumpen sowie Elektrofahrzeuge nicht.

Tabelle 13: Anteil der marktorientierten und netzorientierten Haushalte

In %	A 2040	B 2040	C 2040	A 2045	B 2045	C 2045
Anteil marktorientierter Haushalte	25	45	45	30	55	55
Anteil netzorientierter Haushalte	0	25	0	0	25	0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Derzeit prüfen die ÜNB eine Überarbeitung der bisherigen Flexumer-Modellierung. Hintergrund sind zukünftig mögliche kombinierte Einsatzweisen, etwa wenn Flexumer Marktpreissignalen ausgesetzt sind, aber gleichzeitig ihren Eigenbedarf optimieren. Auch kombinierte markt- und netzorientierte Einsatzweisen durch variable Bezugstarife sowie Netzentgelte sind denkbar. Dadurch wäre eine dezidierte Aufteilung nach Anreizsystemen, wie sie oben beschrieben ist, nur eingeschränkt möglich. Gerne können Hinweise zu der Modellierung von Flexumern in der Konsultation zum Szenariorahmenentwurf eingebracht werden, zum Beispiel, ob eine kombinierte Abbildung der Anreizsignale im Rahmen des Netzentwicklungsplan für zweckgemäß erachtet wird.

3.6.2 Flexibilitäten in Industrie und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Die Flexibilisierung der industriellen Stromnachfrage sowie der Nachfrage aus dem Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen erfolgt in den Szenarien über sogenanntes Lastmanagement (auch Demand Side Management, DSM). Dies beschreibt die Veränderung des Nachfrageverhaltens von Stromkunden beziehungsweise die Anpassung des Einsatzes der entsprechenden Stromanwendungen. Angestoßen wird Lastmanagement unter anderem 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.

Es werden üblicherweise drei Arten von Lastmanagement unterschieden:

- ▶ Unter **Lastabschaltung** versteht man die temporäre Reduktion des Stromverbrauchs, ohne dass dieser Verbrauch zu einem späteren Zeitpunkt nachgeholt wird. Lastabschaltung findet dann statt, wenn die Energiekosteneinsparungen durch die Abschaltung höher ausfallen als die Opportunitätskosten, die durch den Verzicht auf die Bereitstellung der entsprechenden Energiedienstleistung auftreten.
- ▶ **Lastverlagerung** beziehungsweise Lastverschiebung beschreibt die Verschiebung der elektrischen Last von Zeitpunkten hoher Strompreise in solche mit niedrigeren Strompreisen. Die Preisdifferenz zwischen den zwei Zeitpunkten muss hierbei die mit der Lastverlagerung einhergehenden Kosten (zum Beispiel durch Komforteinbußen oder Zusatzausgaben) übersteigen.
- ▶ Der Wechsel auf **Eigenerzeugung** findet statt, sobald der Strombezug aus dem Netz dauerhaft teurer ist als die lokale Stromerzeugung durch Eigenversorgungsanlagen. Der Einsatz von Eigenversorgung hängt von der Verfügbarkeit der entsprechenden Anlagen ab und wird im Folgenden nicht weiter betrachtet.

Zur Ermittlung der Potenziale der genannten Flexibilitäten sowie deren Betriebsweise haben die ÜNB 2021 eine Begleitstudie zu „[Regionalen Lastmanagementpotenzialen](#)“ in Zusammenarbeit mit der FfE und Guidehouse durchgeführt. Im Rahmen des Gutachtens wurden sowohl bestehende als auch mittel- bis langfristige Lastmanagementpotenziale in Deutschland beschrieben, quantifiziert und verortet. Die hierbei ermittelten Potenziale wurden unter Einbezug aktueller Erkenntnisse und Datengrundlagen im Rahmen dieses Prozesses aktualisiert.

Grundsätzlich sind die Potenziale von Lastabschaltung und -verschiebung von den jeweiligen Prozessen in den Industriezweigen sowie im GHD-Sektor abhängig. Unterschiede in den Kennzahlen für Industrie und GHD zwischen den Szenarien und Zieljahren, insbesondere auch im Hinblick auf Rechenzentren, wirken sich entsprechend auf die Höhe der Lastabschaltungs- und Lastverschiebepotenziale aus. Ein höherer Stromverbrauch in diesen Sektoren erhöht proportional auch das DSM-Potenzial. Entsprechend hat eine Aktualisierung der Rahmendaten stets auch eine Veränderung der DSM-Potenziale zur Folge. Im Gesamtkontext des Stromsystems ist die Größenordnung der im GHD-Sektor verfügbaren DSM-Potenziale jedoch gering.

Die räumliche Verteilung von DSM erfolgt anhand des Stromverbrauchs in den Sektoren Industrie und GHD auf Ebene der Landkreise. Nähere Beschreibungen zur Methodik und Regionalisierung finden sich in der genannten Begleitstudie.

3.7 Umwandlungsbereich und Verluste

Im Folgenden werden Annahmen zur Entwicklung des Verbrauchs im Umwandlungsbereich sowie bei den Netz- und Speicherverlusten getroffen. Diese sind notwendig, um aus dem Nettostromverbrauch den Bruttostromverbrauch zu berechnen (s. Tabelle 3).

Die Verluste in Speichern und im Höchstspannungsnetz gehen zunächst als Schätzung in die Berechnungen ein. Beide Größen werden auf Basis der Markt- und Netzsimulationen neu bestimmt. Zusammen mit den Eigenverbräuchen der Kraftwerke und strompreisabhängigen Verbrauchern wird der finale Bruttostromverbrauch in den späteren Entwürfen des NEP 2040/2045 (2027) ausgewiesen.

3.7.1 Umwandlungsverbrauch

Unter Umwandlung ist die Änderung der chemischen oder physikalischen Struktur von Energieträgern zu verstehen. Als Umwandlungsprodukte fallen Sekundärenergieträger und nicht energetisch verwendbare Produkte (Nichtenergieträger) an. Der Umwandlungsbereich umfasst somit

Unternehmen zur Gewinnung, Umwandlung und Verarbeitung von Energieträgern. Gegenwärtig sind das Kokereien, Braunkohlegruben und -brikettfabriken, Kraftwerke, Erdöl- und Erdgasgewinnung sowie die Mineralölverarbeitung. Entsprechend der Definition des Umwandlungsbereichs würde hierunter ebenso der Verbrauch von Elektrolyseuren und Power-to-Heat-Anlagen zur Produktion von Wasserstoff und Fernwärme als Sekundärenergieträger zählen. Eine gebündelte Darstellung der für den NEP relevanten Aspekte rund um Wasserstoff und Fernwärme befindet sich in den Kapiteln 3.4 und 3.5. Die Umwandlung beziehungsweise ausländische Herstellung von importierten Energieträgern ist darüber hinaus nicht Bestandteil der Betrachtung.

Die Dekarbonisierung der Energieversorgung, der Mobilität und anderer Sektoren führen zu einer ausgeprägten Transformation des Umwandlungsbereichs. Dies führt im Umwandlungsbereich zu einer Änderung der Höhe und Zusammensetzung des Stromverbrauchs gegenüber heute. Die Mineralölverarbeitung zur Herstellung von Benzin, Diesel und Heizöl wird aufgrund des Austauschs fossiler Antriebstechnologien und fossiler Heiztechnologien deutlich reduziert.

Neben der bereits beendeten Steinkohlegewinnung in Deutschland wird angenommen, dass die Braunkohlegewinnung bis zum Betrachtungsjahr 2040 beendet sein wird. Die umwandlungsbezogenen Stromverbräuche bei der Gewinnung und Verarbeitung von Kohle, Öl und Gas gehen daher in allen Szenarien vollständig zurück. Der schrittweise Ausstieg aus der fossilen Stromerzeugung und die geringere Einsatzhäufigkeit der Kraftwerke führen daher in Summe zu einer starken Reduktion des Stromverbrauchs im Umwandlungsbereich.

Tabelle 14: Stromverbrauch im Umwandlungsbereich

	Referenz 2025	A 2040	B 2040	C 2040	A 2045	B 2045	C 2045
Umwandlungsbereich [TWh]	24,1	2,0	2,0	2,0	1,0	1,0	1,0
davon Gewinnung/Verarbeitung von Kohle, Öl, Gas	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
davon Kraftwerkseigenverbrauch	22,0	2,0	2,0	2,0	1,0	1,0	1,0

Quelle: AG Energiebilanzen, Übertragungsnetzbetreiber

3.7.2 Netzverluste

Neben dem Nettostromverbrauch fallen in einem Elektrizitätssystem Verluste beim Stromtransport an. Hierbei handelt es sich um Energie, die nicht unmittelbar einem Endverbraucher zugeordnet werden kann und dennoch bereitgestellt werden muss. In erster Linie umfassen diese ohmsche Verluste oder Verluste durch Koronaentladungen in Stromleitungen. Die hier berücksichtigten Netzverluste umfassen alle Spannungsebenen sowie die Umspannung. Die ÜNB setzen die Verteilnetzverluste analog zur Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2037/2045 (2025) in allen Szenarien mit 34,8 TWh an, was in etwa einer Verdoppelung der heutigen Verluste entspricht. Die Netzverluste in der Höchstspannung steigen gegenüber heute ebenfalls in allen Szenarien an. Es erfolgt zunächst eine Abschätzung auf Basis vergangener Berechnungen im NEP. Dabei werden die Netzverluste der Höchstspannung für alle Betrachtungsjahre und Szenarien als gleich angenommen. Der Anstieg gegenüber heute resultiert hauptsächlich aus der dann höheren Auslastung des Netzes sowie den höheren zulässigen Strömen (z. B. auf sogenannten Hochtemperaturleiterseilen oder durch witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb). Die Übertragungsnetzverluste werden auf Basis der szenariospezifischen Netzanalysen des NEP 2040/2045 (2027) neu berechnet.

Tabelle 15: Netzverluste

	Referenz 2025	A 2040	B 2040	C 2040	A 2045	B 2045	C 2045
Netzverluste [TWh]	27,4	75,4	75,4	75,4	75,4	75,4	75,4
davon Netzverluste in Hoch-, Mittel-, und Niederspannung	17,4	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8
davon Netzverluste in Höchstspannung	10,0	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6

Quelle: Monitoringbericht, Übertragungsnetzbetreiber

3.7.3 Speicherverluste

Weitere Verluste ergeben sich im Bereich des Einsatzes von Pump- und Batteriespeichern, die bei der Umwandlung und Speicherung von Energie entstehen. Die Verluste entsprechen dabei der Differenz zwischen eingespeicherter und ausgespeicherter Energie. Die Verluste werden in Tabelle 16 abgeschätzt und ergeben sich im Zuge der Strommarktsimulationen des NEP.

Tabelle 16: Stromverbrauch der Speicherverluste

	Referenz 2025	A 2040	B 2040	C 2040	A 2045	B 2045	C 2045
Speicherverluste [TWh]	3,2	4,8	5,8	5,8	4,9	5,8	5,8

Quelle: Monitoringbericht, Übertragungsnetzbetreiber

3.8 Jahreshöchstlast

Aus der Modellierung und Aggregation der unflexiblen Stromverbraucher ergibt sich zunächst ein starres Stromnachfrageprofil, welches zusammen mit zahlreichen flexiblen Stromverbrauchern, beispielsweise Elektrolyseuren, Power-to-Heat-Anlagen oder haushaltsnahen Flexibilitäten, zur Beschreibung der Stromverbrauchsseite in die Strommarktsimulationen eingeht. Die Marktsimulationen berechnen den (kostenminimierenden) Einsatz der flexiblen Verbraucher, sodass sich zusammen mit dem starren Verbrauchsprofil der zeitliche Verlauf des Gesamtstromverbrauchs ergibt. Die nationale Jahreshöchstlast beschreibt dabei den auftretenden Maximalwert dieser Zeitreihe innerhalb eines Jahres. Da im Zuge der Erstellung des Szenariorahmenentwurfs noch keine Strommarktsimulationen erfolgen, kann die Jahreshöchstlast an dieser Stelle nicht exakt quantifiziert werden.

Grundsätzlich beschreiben die Szenarien des NEP 2040/2045 (2027) ein Stromsystem mit sehr hohen Anteilen an erneuerbaren Energien und einer tiefgehenden Elektrifizierung. Einerseits steigen die Stromverbrauchsmengen im Vergleich zu heute deutlich an, andererseits wird das Verbrauchsverhalten flexibler und richtet sich am Dargebot der erneuerbaren Energien aus. Diese Faktoren sorgen in Kombination dafür, dass in allen Szenarien ein deutlicher Anstieg der Jahreshöchstlast gegenüber dem heutigen Niveau zu erwarten ist. Insbesondere Haushaltswärmepumpen, aber in Teilen auch das Laden batterieelektrischer Fahrzeuge, führen in winterlichen Kälteperioden zu einer Erhöhung der ohnehin hohen Stromnachfrage. Über den marktorientierten Einsatz dieser oder anderer Anwendungen kann eine weitere Verschärfung von Knappheitssituationen vermieden werden. Knappheitssituationen beschreiben in diesem Zusammenhang eine hohe Residuallast, also eine hohe Stromnachfrage bei gleichzeitig geringer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Diese Situationen sind eine besonders relevante Größe für die Versorgungssicherheit und die Dimensionierung gesicherter Stromerzeugungskapazitäten. Untersuchungen im NEP 2037/2045 (2025) zeigen jedoch, dass die Situation der höchsten Residuallast in den Szenarien für 2037 und 2045 nicht mit dem Zeitpunkt der Jahreshöchstlast zusammenfällt. Für die Jahreshöchstlast ausschlaggebend sind vielmehr Kombinationen einer vergleichsweise hohen

Stromnachfrage bei gleichzeitig niedrigen Strombörsenpreisen infolge sehr hoher Einspeisung erneuerbarer Energien. Besonders Elektrolyseure nutzen die günstigen Preise, um Wasserstoff zu produzieren und erhöhen dadurch den Gesamtstromverbrauch.

01 Szenariorahmen als Grundlage
des Netzentwicklungsplans

02 Szenarienbeschreibung

03 Stromverbrauch

04 Erneuerbare Energien

05 Kraftwerke und Speicher

06 Europäischer Rahmen

07 Brennstoff- und CO₂-Preise

4 Erneuerbare Energien

4.1 Eingangsüberlegungen und Übersicht

Die erneuerbaren Energien stellen in allen Szenariopfaden die zentralen Stromerzeugungstechnologien in Deutschland dar. Ihre installierte Leistung, räumliche Verteilung sowie zeitlich variierende Einspeisung prägen maßgeblich die Transportbedarfe und Anforderungen an das Übertragungsnetz. Im Szenariorahmen wird zwischen den Erzeugungsarten Onshore- und Offshore-Windenergie, Photovoltaik auf Dachflächen und als Freiflächenanlagen, Biomasse sowie Lauf- und Speicherwasser unterschieden. Für jede dieser Technologien werden konsistente und fundierte Annahmen zur zukünftigen Entwicklung getroffen. Betrachtet wird dabei jeweils die in das deutsche Stromnetz einspeisende Leistung. Speicherwasserkraftwerke werden mit der Kraftwerksliste ausgewiesen.

Die gesetzlichen Ausbaupfade für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bilden einen zentralen Orientierungsrahmen für die Ausgestaltung der Szenarien. Sie ergeben sich aus § 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) sowie aus § 1 des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) und sind in Tabelle 17 dargestellt. Darüber hinaus sieht § 1 EEG vor, den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2030 auf mindestens 80 % zu steigern. Ergänzend zu den bundesgesetzlichen Ausbauzielen setzen die Bundesländer eigene Zielvorgaben für den Ausbau der erneuerbaren Energien, die jedoch auf unterschiedlichen Bezugsgrößen und Zieljahren basieren.¹⁵

Tabelle 17: Technologiespezifische Ausbauziele der erneuerbaren Energien gemäß EEG und WindSeeG (in GW)

Erzeugungstechnologie	2030	2035	2040	2045
Onshore-Windenergie	115	157	160	160
Offshore-Windenergie	30	40	-	70
Photovoltaik	215	309	400	400

Quelle: Erneuerbare-Energien-Gesetz, Windenergie-auf-See-Gesetz

Den Leitgedanken zur Ausgestaltung der Szenarien in Kapitel 2.1 folgend, orientieren sich die Szenariopfade B und C eng an den Ausbaupfaden gemäß EEG und WindSeeG. In Szenariopfad A wird insgesamt ein geringerer und zugleich gleichmäßiger verlaufender Zubau bis 2045 unterstellt. Demgegenüber wird in den Szenariopfaden B und C in Anlehnung an das EEG ein kurzfristig steiler Ausbaupfad mit hohen Nettozubauraten angenommen. Nach Erreichen der Ausbauziele im Jahr 2040 erfolgt in diesen beiden Entwicklungspfaden kein weiterer Nettozubau bei Photovoltaik und Onshore-Windenergie, während Offshore-Windenergie weiterhin moderat ausgebaut wird. Eine Übererfüllung der EEG-Ausbaupfade wird in keinem Szenario unterstellt, da diese als hinreichend ambitionierter Referenzrahmen angesehen werden.

Eine Übersicht der getroffenen Annahmen im Bereich der erneuerbaren Energien ist im Folgenden dargestellt. Die ausgewiesenen Stromerzeugungsmengen sowie die Anteile erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch stellen dabei Näherungen dar, da die Einspeisemengen und Verbräuche erst im Rahmen der Modellierung im Netzentwicklungsplan ermittelt werden. Ausgehend von einem

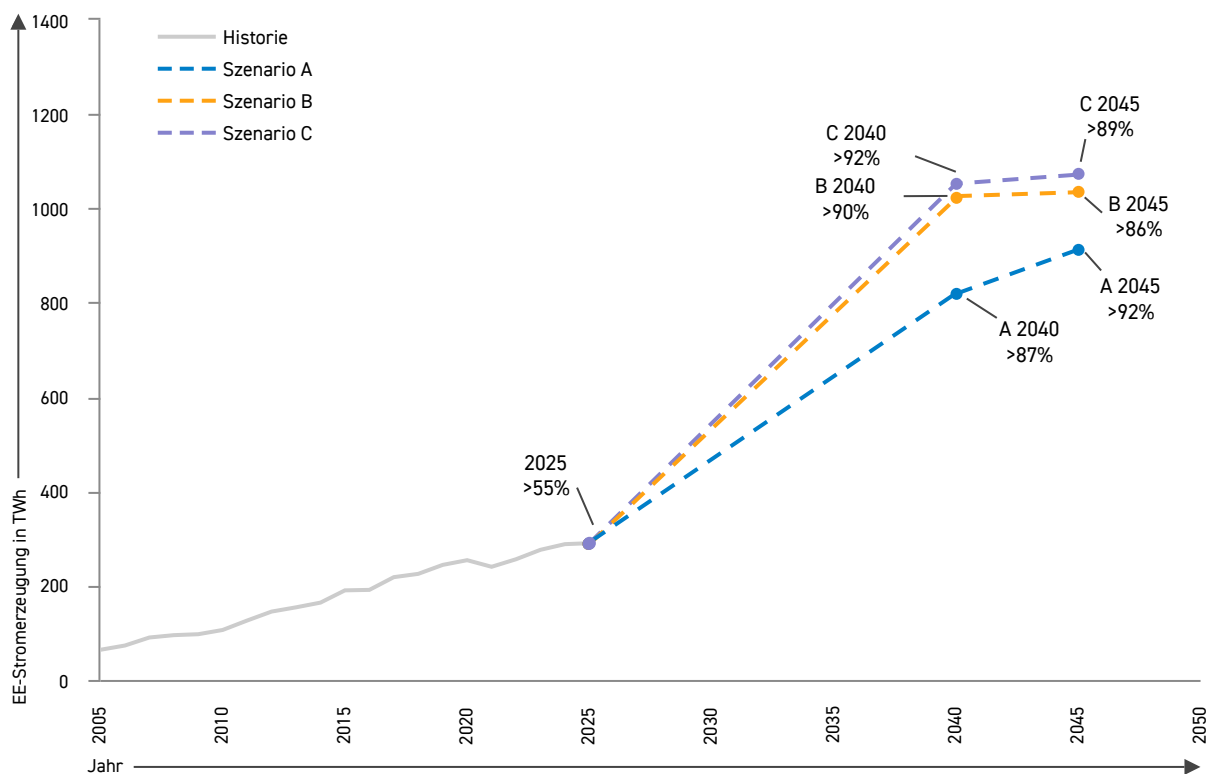
¹⁵ Eine aktuelle Übersicht hierzu findet sich im Bericht des Bund-Länder-Kooperationsausschusses zum Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien sowie zu Flächen, Planungen und Genehmigungen für die Windenergienutzung an Land an die Bundesregierung gemäß § 98 EEG. Siehe dazu: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2025). [Bericht des Bund-Länder-Kooperationsausschusses 2025, Stand Oktober 2025](#).

Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von rund 55,1 % im Jahr 2025¹⁶ steigt dieser in allen Szenarien auf Werte von über 86 % an.

Einordnung: Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien umfasst die Einspeisung aus Onshore- und Offshore-Windenergie, Photovoltaik, Biomasse und Laufwasser sowie die Stromerzeugung aus Speicherwasserkraftwerken und anteilig aus Abfallkraftwerken (50 %). Für die Vorabschätzung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch wird zudem berücksichtigt, dass ein Teil der erzeugten Strommengen marktseitig voraussichtlich nicht in das Stromsystem integriert werden kann. Zu berücksichtigen ist, dass ein Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von unter 100 % weiterhin mit einer treibhausgasneutralen Stromversorgung vereinbar sein kann. Für die Stromerzeugung in Deutschland stehen zusätzlich Pump- oder Batteriespeicher, thermische Kraftwerke oder Stromimporte zur Verfügung. Unter der Voraussetzung, dass die Speicher in Zeiten hoher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien geladen werden und der in den Kraftwerken verfeuerte Brennstoff treibhausgasneutral hergestellt wird, gilt die Stromerzeugung dann ebenso als treibhausgasneutral, obwohl einzelne Bestandteile per Definition nicht dem direkten Anteil erneuerbarer Energien zugerechnet werden. In diesem Szenariorahmenentwurf gelten alle Szenarien für 2045 als treibhausgasneutral.

Abbildung 22: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und ihr Anteil am Bruttostromverbrauch



Quelle: AGEE, Übertragungsnetzbetreiber

¹⁶ BMW (2026). [Newsletter Energiewende direkt – Erneuerbare Energien 2025 in Zahlen](#).

Tabelle 18: Installierte Leistung und abgeschätzte Erzeugungsmengen von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien

	Bestand	A 2040		B 2040		C 2040		A 2045		B 2045		C 2045	
	GW	GW	TWh	GW	TWh	GW	TWh	GW	TWh	GW	TWh	GW	TWh
Onshore-Wind	68,1	130,0	325,0	160,0	400,0	160,0	400,0	145,0	362,5	160,0	400,0	160,0	400,0
Offshore-Wind	9,7	58,7	211,3	68,8	247,7	71,0	255,6	63,4	228,2	73,7	265,3	78,1	281,2
Photovoltaik	117,7	275,0	261,3	400,0	380,0	400,0	380,0	325,0	308,8	400,0	380,0	400,0	380,0
Biomasse	9,2	5,0	15,0	5,0	15,0	5,0	15,0	3,0	9,0	3,0	9,0	3,0	9,0
Laufwasser	3,6	3,6	15,8	3,6	15,8	3,6	15,8	3,6	15,8	3,6	15,8	3,6	15,8
Speicherwasser	1,0	0,9	2,5	0,9	2,5	0,9	2,5	0,9	2,5	0,9	2,5	0,9	2,5
Abfall (erneuerbarer Anteil)	0,9	1,0	5,1	1,0	5,1	1,0	5,1	1,0	5,1	1,0	5,1	1,0	5,1

Hinweis: Die dargestellten Energiemengen und Kennzahlen stellen lediglich eine Abschätzung im Rahmen der Szenariobildung dar. Sie sind abhängig von den unterstellten Witterungsbedingungen, der Regionalisierung der Stromerzeugungsanlagen und ihrem Einsatz in der Marktsimulation.

Tabelle 19: Abschätzung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch

	A 2040	B 2040	C 2040	A 2045	B 2045	C 2045
Summe der potenziellen Stromerzeugung [TWh]	836,0	1.066,1	1.074,1	931,9	1.077,8	1.093,6
Reduzierte Stromerzeugung durch marktseitige Einsenkung und Überbauung [TWh]	-16,7	-42,6	-21,5	-18,6	-43,1	-21,9
Summe der geschätzten Stromerzeugung [TWh]	819,3	1.023,5	1.052,6	913,3	1.034,7	1.071,7
Bruttostromverbrauch [TWh]	937,6	1.134,6	1.139,4	991,9	1.203,2	1.208,1
Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch	>87%	>90%	>92%	>92%	>86%	>89%

Im Folgenden werden die technologiespezifischen Annahmen detailliert dargestellt. Der Fokus liegt dabei jeweils auf der Entwicklung der installierten Leistung, der Methodik zur räumlichen Verteilung sowie der Berechnung der Einspeisezeitreihen. In Kapitel 4.2 zur Offshore-Windenergie stehen insbesondere die Entwicklung der Offshore-Gebiete, Optimierungsansätze sowie Aspekte der internationalen Vernetzung im Vordergrund.

Grundlage für die Ermittlung der zukünftigen räumlichen Verteilung (Regionalisierung) des Ausbaus erneuerbarer Energien an Land ist eine von den ÜNB beim Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) in Auftrag gegebene Studie zur „Regionalisierung des Ausbaus Erneuerbarer Energien und Kleinbatteriespeicher“.¹⁷ In diesem Zuge erfolgt auch eine Verzahnung mit den Ausbauprognosen der [VNB-Regionalszenarien](#)¹⁸. Regionale Entwicklungen und die Antragslage der VNB werden systematisch berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass die Prognosen der VNB die kurzfristige Entwicklung in den Regionen bis 2030 zuverlässig beschreiben und damit eine robuste Planungsgrundlage für die Regionalisierung von Onshore-Windenergie-Anlagen und Photovoltaik-Freiflächenanlagen darstellen.

Bei der Zeitreihenerstellung erfolgt eine methodische Anpassung gegenüber früheren Szenariorahmen. Wie in Kapitel 2.4 erläutert, werden anstelle eines historischen Referenzwetterjahres nunmehr Wetter- und Klimaprojektionen herangezogen. Aufgrund der unterschiedlichen Charakteristika können sich daraus deutliche Abweichungen in den resultierenden Volllaststunden zwischen den Zieljahren 2040 und 2045 ergeben.

¹⁷ Die Studie „Regionalisierung des Ausbaus Erneuerbarer Energien und Kleinbatteriespeicher“ wird mit dem NEP 2040/2045 (2027) auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht.

¹⁸ Die Regionalszenarien sind von den Verteilnetzbetreibern einer Planungsregion im Zweijahresrhythmus erstellte gemeinsame Prognosegrundlagen für die Netzausbauplanung; kleinere Netzbetreiber bringen dabei Einschätzungen zur Entwicklung in ihrem jeweiligen Netzgebiet ein. Die verwendeten Regionalszenarien wurden Ende Januar 2026 veröffentlicht. Siehe dazu: [VNBdigital – Netzportal der Verteilnetzbetreiber](#).

4.2 Offshore-Windenergie

Offshore-Windenergie ist ein wesentlicher Bestandteil für die Erreichung der Ziele für erneuerbare Energien in Deutschland. Die Errichtung von Offshore-Windparks (OWP) und den für die netzseitige Integration erforderlichen Offshore-Netzanbindungssystemen (ONAS) sind gemäß § 1 Abs. 3 des WindSeeG von überragendem öffentlichem Interesse und dienen zugleich der öffentlichen Sicherheit.

Leitgedanken für den Offshore-Ausbau

Der Offshore-Ausbau orientiert sich in diesem Szenariorahmenentwurf grundsätzlich an den Leitgedanken zur Offshore-Optimierung des [NEP 2037/2045 \(2025\)](#). Zusätzlich wird Offshore-Leistung aus benachbarten ausschließlichen Wirtschaftszonen (AWZ) als weiteres Optimierungspotenzial betrachtet und den gesetzlichen Ausbauzielen angerechnet. Im Folgenden sind die weiteren Leitgedanken für den Offshore-Ausbau individuell je Szenario dargestellt:

In **Szenariopfad A** verbleibt der Ausbau der erneuerbaren Energien unterhalb der gesetzlichen Ausbauziele. Daher wird eine Offshore-Leistung von weniger als 70 GW bis zum Jahr 2045 unterstellt.

In **Szenariopfad B** wird der Offshore-Ausbau entlang der gesetzlichen Ausbauziele ausgelegt. Das 70 GW-Ziel wird jedoch nicht innerhalb der deutschen Gewässer, sondern durch Einbeziehung von Offshore-Leistung aus benachbarten AWZ erreicht.

Der **Szenariopfad C** entspricht in Bezug auf die deutschen Ausbauziele dem Szenariopfad B und berücksichtigt zusätzlich weitere Offshore-Leistung aus benachbarten AWZ. Dieser Szenariopfad trägt somit dem Leitgedanken der intensivierten, europäischen Kooperation verstärkter Rechnung.

Offshore-Optimierung

In dem vorangegangenen NEP 2037/2045 (2025) legten die ÜNB einen Vorschlag zur Umsetzung von Offshore-Optimierungsmaßnahmen für einen effizienten Offshore-Ausbau vor. Das gesetzliche Ausbauziel für Offshore-Wind in Form des Leistungsziels von mindestens 70 GW bis 2045 wurde im Rahmen der Offshore-Optimierung auf einen zu erreichenden Energieertrag von 238 TWh aus Offshore-Wind gemäß der Genehmigung des Szenariorahmens umgerechnet. Der vorliegende Szenariorahmenentwurf knüpft an diese Umsetzung eines optimierten Offshore-Ausbaus an und berücksichtigt die Ausbauziele für Offshore-Windenergie von mindestens 40 GW Erzeugungsleistung im Jahr 2035 und mindestens 70 GW Erzeugungsleistung im Jahr 2045 gemäß § 1 Abs. 2 WindSeeG.

Der NEP 2037/2045 (2025) zeigt, dass mittels einer Optimierung der Offshore-Ausbaukulisse die Volllaststunden der betreffenden OWP und ONAS auf über 4.000 Stunden pro Jahr erhöht werden können. Diese Optimierungsmaßnahmen sind bislang auf den Offshore-Ausbau innerhalb der deutschen AWZ begrenzt. Die Studienlage zeigt jedoch, dass durch eine Verlagerung von Erzeugungsleistung in die AWZ benachbarter Staaten weitere signifikante Effizienzgewinne möglich sind. Daher berücksichtigt dieser Entwurf des Szenariorahmens die Umsetzung der Offshore-Optimierungsmaßnahmen des NEP 2037/2045 (2025) und erweitert diese insbesondere mit Blick auf die AWZ der Anrainerstaaten. Ungeachtet der weiteren, internationalen Optimierungspotenziale werden in diesem Szenariorahmenentwurf für den gesamten Offshore-Ausbau und zur Herleitung der Stromerzeugungsmengen aus erneuerbaren Energien im Durchschnitt ca. 3.600 Volllaststunden angenommen.

Offshore-Optimierung unter Berücksichtigung von Offshore-Leistung aus benachbarten AWZ

In einer unabhängigen [Studie des Fraunhofer-Instituts für Windenergiesysteme \(IWES\)](#) zum **Offshore-Ausbau in der gesamten Nordsee** wurde untersucht, wie sich die Volllaststunden in der Transition bis zum Jahr 2050 entwickeln werden. Im Ergebnis stagniert die mittlere Volllaststundenzahl in der deutschen AWZ ohne die im NEP 2037/2045 (2025) berücksichtigte Offshore-Optimierung bei Werten von 3.300 bis 3.400 Stunden. Hingegen bewirken die von den ÜNB angewandten Maßnahmen eine Steigerung auf durchschnittlich ungefähr 3.600 Stunden pro Jahr. Mit Blick auf die deutlich weniger dicht bebauten AWZ anderer Nordseeanrainerstaaten, insbesondere der Niederlande, Dänemarks, Großbritanniens und Norwegens, erreichen die dort modellierten Volllaststunden der OWP zum Teil weit über 4.000 und vereinzelt sogar über 5.000 Stunden pro Jahr. Daher betrachtet der vorliegende Szenariorahmenentwurf die Nutzung von Potenzialen aus benachbarten AWZ für den deutschen Offshore-Ausbau mit dem Ziel, die Bebauungsdichte in der deutschen AWZ zu reduzieren und die Volllaststunden zu erhöhen.

Durch den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) wurden Untersuchungen¹⁹ in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer IWES über die Auswirkungen einer **Berücksichtigung von internationaler Offshore-Leistung** auf den deutschen Offshore-Ausbau beauftragt. So wurden exemplarisch 10 GW beziehungsweise 20 GW aus der deutschen in die dänische AWZ verlagert, davon 8 GW beziehungsweise 18 GW in der Nordsee und jeweils 2 GW in der Ostsee. Hierdurch konnten die Leistungsdichten, und somit die inländisch wirkenden Abschattungseffekte, deutlich reduziert sowie gleichzeitig effiziente Flächen in der dänischen AWZ zur Kompensation und Erreichung von 70 GW herangezogen werden. Im Ergebnis zeigt sich, dass durch die zusätzlichen Effizienzgewinne der Verlagerung von bis zu 20 GW Offshore-Leistung Volllaststunden von durchschnittlich bis zu 4.000 Stunden pro Jahr über den **gesamten Offshore-Ausbau** erreicht werden können. Allerdings sind hierbei die potenziellen Mehrlängen der Seekabel der ONAS zu berücksichtigen, welche sich jedoch bedingt durch die geografische Lage der deutschen und dänischen OWP-Potenzialflächen nur unwesentlich unterscheiden. Daher ergibt sich unter Betrachtung eines Kostenindex (Kosten normiert auf Energieerträge) eine signifikante Kostenreduktion für den gesamten Offshore-Ausbau von bis zu 11 %. Somit kompensieren die um bis zu 13 % gesteigerten Energieerträge die Mehrkosten der geringfügig längeren Seekabel der ONAS.

Auf Basis der genannten Studien berücksichtigen die ÜNB in diesem Szenariorahmenentwurf neben den bisher ausschließlich innerhalb der deutschen AWZ realisierten und geplanten ONAS auch eine Integration von OWP-Leistung aus benachbarten AWZ durch **grenzüberschreitende Anbindungen**. Hierbei kann grundsätzlich zwischen zwei technischen Konzepten differenziert werden:

- ▶ Nicht-vernetzte, grenzüberschreitende, radiale ONAS (sogenannte Cross-Border Radials; CBRs), die eine Anbindung eines OWP aus einer benachbarten AWZ ausschließlich an das deutsche Übertragungsnetz darstellen.
- ▶ Vernetzte, hybride Interkonnektoren, die eine Erweiterung von radialen ONAS in der deutschen AWZ darstellen. Hierbei wird das Kabelsystem an internationale OWP angeschlossen, die wiederum über ein zweites Kabelsystem an das Stromnetz eines Drittstaates angeschlossen sind. Damit kann einerseits OWP-Leistung aus einer benachbarten AWZ in das deutsche Stromnetz integriert und andererseits zusätzliche Handelskapazität zwischen den Stromnetzen bereitgestellt werden (s. Kapitel 6.2). Die Anrechnung internationaler Offshore-Leistung durch hybride Interkonnektoren auf die deutschen Ausbauziele erfolgt dabei grundsätzlich nur für diejenige Leistung, die über die Anbindungskapazität an das jeweilige Heimatland hinausgeht. Wird beispielsweise ein internationaler OWP mit einer Erzeugungsleistung von 4 GW errichtet, der sowohl an Deutschland als auch an das europäische Ausland mit einer Anbindungskapazität von 2 GW angebunden ist, kann die Differenz von 2 GW dem deutschen Ausbauziel angerechnet

¹⁹ Fraunhofer IWES (2026). [International Optimization of Full Load Hours in the German Bight – Cross-Border Radials](#).

werden. Denn diese Erzeugungsleistung könnte ohne einen hybriden Interkonnektor nicht integriert werden.

Die aktuelle Gesetzeslage sieht keine Anrechnung von Erzeugungsleistungen aus benachbarten AWZ vor. Die politische Entwicklung lässt jedoch eine entsprechende Anpassung vermuten. So haben die Anrainerstaaten auf dem Internationalen Nordseegipfel am 26.01.2026 mehrere Vereinbarungen zur verstärkten internationalen Kooperation beim Offshore-Ausbau abgeschlossen. Auch sieht § 5 des Referentenentwurfs für das EEG mit Stand vom [22.01.2026](#) die Möglichkeit zur Anerkennung von Leistung aus den AWZ der Nachbarstaaten vor. Vor diesem Hintergrund antizipieren die ÜNB bereits eine solche Gesetzesanpassung und nehmen eine individuelle Anrechenbarkeit an. Hingegen bestehen in Einzelfällen bereits Abkommen zwischen den Nationen, durch die eine Anrechenbarkeit schon ermöglicht wird. Hierdurch kann im Ergebnis die Erzeugungsleistung in deutschen Gewässern unterhalb des 70-GW-Ziels reduziert werden.

Offshore-Optimierung und Überbauung von OWP-Leistung über die zugewiesene Netzanbindungskapazität hinaus

Des Weiteren wurde die Überbauung der OWP-Leistung im Verhältnis zur Übertragungsleistung des ONAS im Rahmen einer weiteren, vom Bundesverband der Windenergie Offshore (BWO) und vom BDEW beauftragten Studie²⁰ evaluiert. In dieser wurden sowohl neue Erkenntnisse über die Auswirkungen der Überbauung gewonnen als auch weitere **Einflussfaktoren auf einen sinnvollen Überbauungsgrad**, wie die Charakteristik des Windeinspeiseprofils und dem Verhältnis der OWP- und ONAS-Kosten, ermittelt. Im Ergebnis konnte der volkswirtschaftlich sinnvolle Überbauungsgrad unter den gesetzten Annahmen, die auf die zuvor genannte Studie des Fraunhofer IWES aufsetzten, weiter eingeordnet und eingegrenzt werden. Auf Basis einer flächen- beziehungsweise gebietsscharfen Untersuchung ergaben sich Überbauungsgrade von bis zu 10 %. Diese sind jedoch grundsätzlich nicht pauschal auf alle Flächen anzuwenden, sondern flächenindividuell, wie auch bereits im NEP 2037/2045 (2025), anzuwenden. Es ist zudem zu berücksichtigen, dass der Wert von 10 % im Hinblick auf das volkswirtschaftliche Optimum zwischen einzelnen ONAS und dem jeweils an sie angeschlossenen OWP bestimmt wurde. Demgegenüber wurde nicht berücksichtigt, dass die Überbauung von OWP gebietsübergreifend zu Einsparungen von ONAS und damit zu deutlichen Kosteneinsparungen führen kann, was wiederum den volkswirtschaftlich sinnvollen Überbauungsgrad erhöhen würde.

Als direkte Konsequenz dieser Studie wird das Maß der Überbauung ausgehend vom NEP 2037/2045 (2025) von durchschnittlich 15 % auf 10 % in diesem Szenariorahmen für deutsche und internationale OWP in allen Szenarien angepasst. Eine Anwendung soll im NEP 2040/2045 (2027) jedoch nicht pauschal, sondern voraussichtlich auf Basis einer gebiets- und flächenscharfen Identifikation erfolgen.

Berücksichtigung des Flächenentwicklungsplans

Für den Ausbau der Offshore-Windenergie haben die ÜNB gemäß § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 7 EnWG im Szenariorahmenentwurf zum NEP die Festlegungen des zuletzt vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) bekannt gemachten Flächenentwicklungsplans (FEP) nach den §§ 4 bis 8 WindSeeG zugrunde zu legen.

Der zuletzt bekanntgemachte FEP 2025 des BSH vom 30.01.2025 inklusive seiner Änderung vom 30.01.2026 ist bereits Basis für den zweiten Entwurf des NEP 2037/2045 (2025) im März 2026 gewesen. Dieser FEP beinhaltet die Festlegung von ONAS mit einer Inbetriebnahme bis einschließlich des Jahres 2034, um zunächst den Offshore-Ausbau in der Zone 3 der AWZ der Nordsee abzubilden. Mit

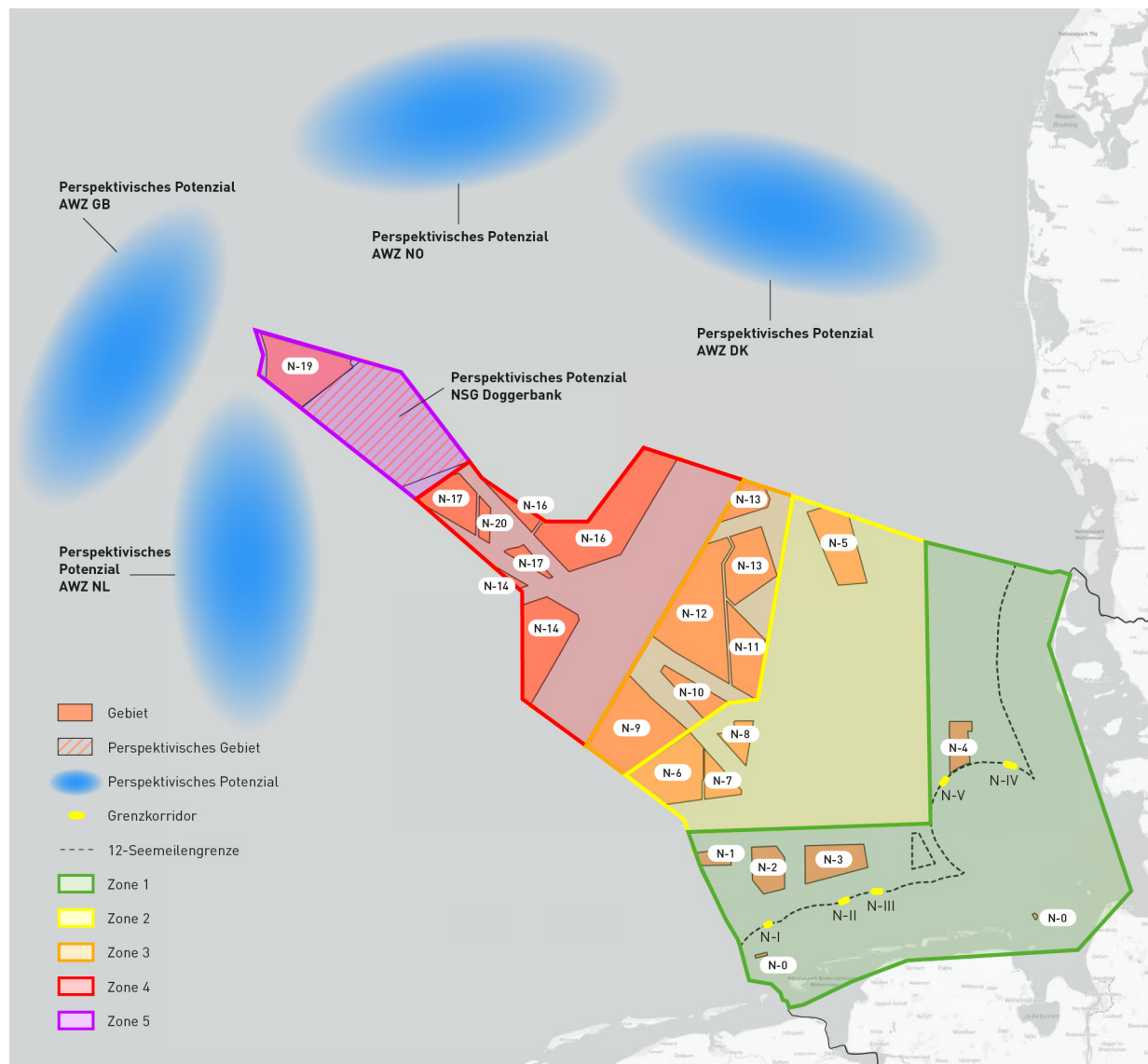
²⁰ Frontier economics (2026). [Analyse einer volkswirtschaftlich optimalen Überbauung von Offshore Wind Netzanbindungen - Eine Studie für den Bundesverband der Windenergie Offshore \(BWO\) und den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft \(BDEW\)](#).

einem Fortschreibungsprozess des FEP wird das BSH weitere Flächen für Offshore-Windenergie festlegen.

Offshore-Gebietspotenziale in der deutschen Nordsee

Der NEP 2037/2045 (2025) setzt einen Offshore-Ausbau der gemäß FEP 2025 festgelegten Flächen in der Nordsee mit einer Inbetriebnahme bis einschließlich 2034 von ca. 38,8 GW voraus. Die darüber hinausgehenden Flächen für Offshore-Windenergie unterliegen hingegen den Offshore-Optimierungsmaßnahmen, weshalb das tatsächliche Erzeugungspotenzial insbesondere von dem angenommenen Überbauungsgrad abhängt. Grundsätzlich können diese zusätzlichen Flächen gemäß der im NEP 2037/2045 (2025) ermittelten Flächenkulisse ein Erzeugungspotenzial ohne Überbauung von mindestens 26 GW beinhalten, wodurch sich eine kumulative Gesamterzeugungsleistung von mindestens 64,8 GW in der Nordsee ergibt.

Abbildung 23: Gebiete für die Offshore-Windenergie in der deutschen Nordsee



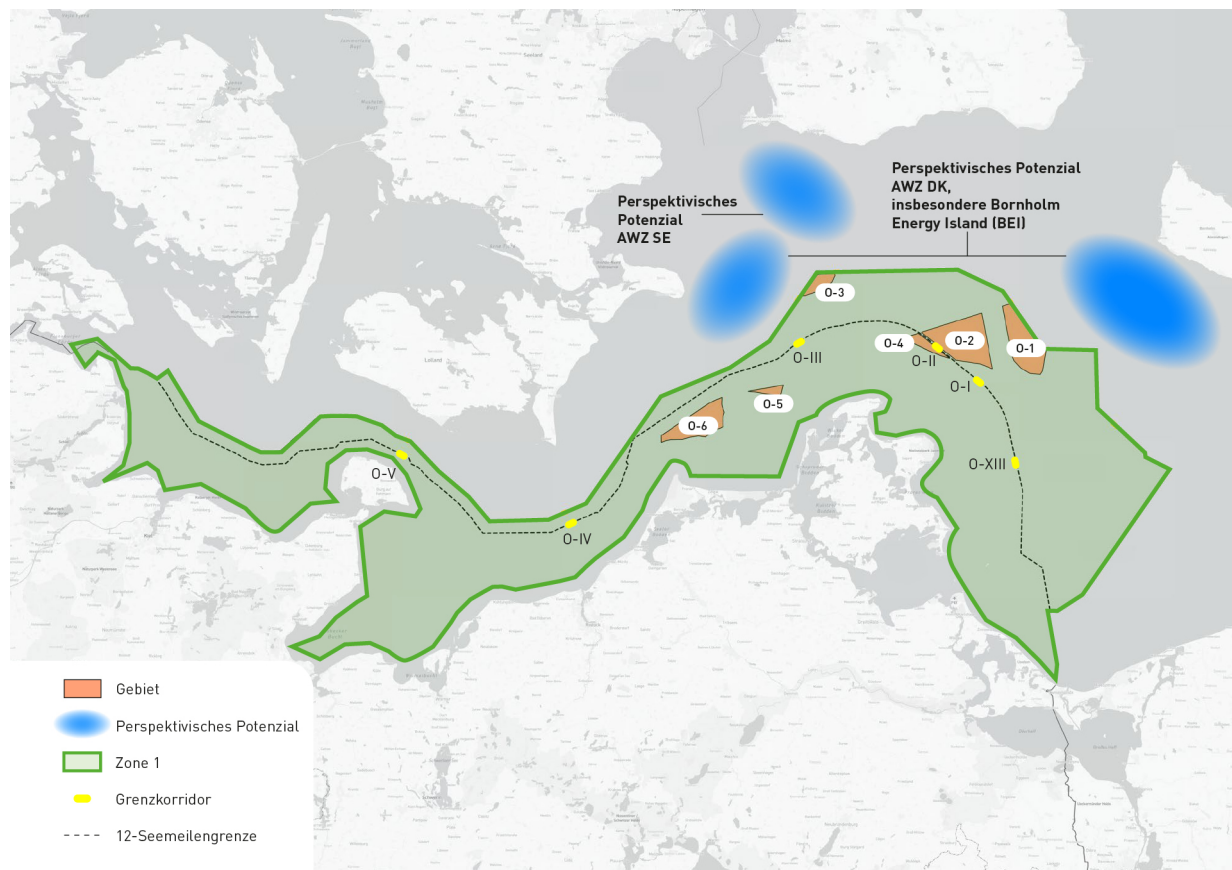
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber. Datenbasis: GeoSeaPortal des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie, Begleitstudien des Fraunhofer Instituts für Windenergiesysteme, Bundesamt für Kartographie und Geodäsie.

Offshore-Gebietspotenziale in der deutschen Ostsee

Der NEP 2037/2045 (2025) weist bis einschließlich des Jahres 2037 für die Offshore-Windenergie in der Ostsee eine kumulative Gesamtleistung von ca. 4 GW aus. Über das Jahr 2037 hinaus sind im Entwurf des FEP keine weiteren Festlegungen von Gebieten oder Flächen in der AWZ der Ostsee vorgesehen.

Allerdings werden im Szenariorahmenentwurf für den NEP 2040/2045 (2027) für das Küstenmeer der Ostsee weitere Potenziale in Höhe von 1 GW für Offshore-Windenergie angenommen, die voraussichtlich im Rahmen der geplanten Fortschreibungen der Landesraumentwicklungspläne der jeweiligen Bundesländer festgelegt werden. Durch die Erzeugungspotenziale in den Küstenmeeren der Ostsee steigt die zu berücksichtigende, kumulative Gesamtleistung daher auf ca. 5 GW an.

Abbildung 24: Gebiete für die Offshore-Windenergie in der deutschen Ostsee



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber. Datenbasis: GeoSeaPortal des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie, Begleitstudien des Fraunhofer Institutes für Windenergiesysteme, Bundesamt für Kartographie und Geodäsie.

Weitere Offshore-Gebietspotenziale in der deutschen und benachbarten AWZ

Neben der Offshore-Windenergie werden die deutschen Meeresgewässer durch weitere Nutzungsformen wie Fischerei, Forschung, Naturschutz, Schifffahrt und Verteidigung beansprucht. Vor diesem Hintergrund stellt die begrenzte Fläche eine Herausforderung für die Realisierung von mindestens 70 GW Erzeugungleistung aus Offshore-Windenergie dar.

In der deutschen AWZ der Nordsee stellen Flächen im Bereich der Doggerbank in der Zone 5 ein Flächenpotenzial für die Offshore-Windenergie dar. Allerdings hängt die Realisierbarkeit dieses Potenzials insbesondere davon ab, ob dort ein naturverträglicher Ausbau der Offshore-Windenergie möglich ist, da sich diese Flächen mit dem Naturschutzgebiet Doggerbank überlagern. Demgegenüber sind in der deutschen AWZ der Ostsee keine Gebiete mit perspektivischer Nutzung durch Offshore-Windenergie identifiziert worden.

Aufgrund der beschränkten nationalen Gebietspotenziale ziehen die ÜNB daher unterschiedliche internationale Gebiete in der Nordsee und Ostsee für die Offshore-Windenergie in Betracht. Dies sind jeweils Flächen in der dänischen AWZ, und zwar in der Nordsee nördlich der deutschen AWZ (s. Abbildung 23) und in der Ostsee südwestlich von Bornholm (s. Abbildung 24).

Weiternutzung, Rückbau und Nachnutzung

Aufgrund weiterhin nicht bekannter, konkreter Erkenntnisse über die tatsächliche Betriebsdauer der OWP und ONAS gehen die ÜNB für den vorliegenden Szenariorahmen, wie auch im NEP 2037/2045 (2025), von zwei unterschiedlichen Betriebsdauern der OWP aus:

- ▶ In den beiden Szenarien A 2040 und A 2045 wird von einer Betriebsdauer von 25 Jahren ausgegangen. Daraus ergibt sich im Szenario A 2040 ein Rückbau in Höhe von ca. 3,5 GW und im Szenario A 2045 in Höhe von ca. 7,7 GW.
- ▶ In den B- und C-Szenarien wird von einer Betriebsdauer von 30 Jahren ausgegangen. In den Szenarien B 2040 und C 2040 ergibt sich ein Rückbaubedarf in Höhe von 0,1 GW und in den Szenarien B 2045 und C 2045 ergibt sich ein Rückbau in Höhe von ca. 3,7 GW.

In der Offshore-Windbranche wird über eine Verlängerung der Betriebsdauer auf bis zu 35 Jahre diskutiert. Grundsätzlich stehen die ÜNB einer deutlichen Verlängerung positiv gegenüber. Allerdings würden sich solche Betriebsdauern voraussichtlich nicht auf ältere OWP und ONAS beziehen, die bis 2045 ihr Betriebsende erreichen. Daher wird im Szenariorahmen eine Nutzungsdauer von 35 Jahren nicht betrachtet.

Es wird davon ausgegangen, dass die Flächen der zurückgebauten OWP prinzipiell für die weitere Nutzung durch Offshore-Windenergie zur Verfügung stehen werden. Im vorliegenden Szenariorahmen wird jedoch angenommen, dass diese Nachnutzung erst nach dem Jahr 2045 angesetzt werden kann, da die genaue Ausgestaltung des Rückbaus und die Koordination des parallelen Neubaus auf bestehenden Flächen für die Offshore-Windenergie derzeit noch unklar ist. Aus diesem Grund wird das jeweilige Rückbauvolumen in den Szenarien durch neue (auch internationale) Flächen für die Offshore-Windenergie und demnach durch neue ONAS beziehungsweise Interkonnektoren kompensiert, damit die Zielerreichung für die Offshore-Windenergie durchgehend gewährleistet werden kann.

Szenarien für die Zieljahre 2040 und 2045

Im Folgenden werden für die Jahre 2040 und 2045 verschiedene Szenarien für den Ausbau der Offshore-Windenergie dargestellt, die unter Berücksichtigung der vorhandenen und perspektivischen Gebietspotenziale für die Offshore-Windenergie in der deutschen und benachbarten AWZ sowie der Annahmen zum Rückbau angesetzt werden.

Die Offshore-Szenariokennzahlen werden an den Leitgedanken der Szenariopfade A, B und C orientiert und insbesondere anhand von weiteren, perspektivischen Erzeugungs- und Optimierungspotenzialen in benachbarten AWZ ergänzt. Hierdurch ergeben sich unterschiedliche Ausbaumolumina, die zusätzlich um die unterschiedlichen Annahmen zum Rückbau reduziert werden. Aus diesen Rahmenbedingungen resultieren schließlich die zwischen deutschen und internationalen unterscheidenden Offshore-Szenariokennzahlen.

Tabelle 20: Installierte Erzeugungleistung der Offshore-Windenergie in der Nord- und Ostsee (in GW)

Szenario	A 2040	B 2040	C 2040	A 2045	B 2045	C 2045
Nordsee	51,0	60,7	62,9	56,4	66,0	70,4
Deutsche AWZ	49,0	58,7	60,9	54,4	64,0	64,0
TYSDAN Hybrid Interconnector	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Cross-Border Radials	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,4
Ostsee	7,7	8,0	8,0	7,0	7,7	7,7
Deutsche AWZ	4,7	5,0	5,0	4,0	4,7	4,7
Bornholm Energy Island*	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Cross-Border Radials	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Deutsche AWZ	53,7	63,8	66,0	58,4	68,7	68,7
Benachbarte AWZ**	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	9,4
Rückbau*** (informativ)	3,5	0,1	0,1	7,7	3,7	3,7

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

* Die Erzeugungleistung der Bornholm Energy Island kann aufgrund des bestehenden Staatsvertrags als gesichert den deutschen Ausbauzielen angerechnet werden.

** Die angegebenen Leistungen der Cross-Border Radials (CBR) und hybriden Interkonnektoren werden in diesem Szenariorahmenentwurf als auf die deutschen Ausbauziele anrechenbar angenommen und daher in den EE-Stromerzeugungsmengen berücksichtigt.

*** Der quantifizierte Rückbau ist in den Szenariokennzahlen bereits abgezogen (Netto-Offshore-Ausbau), sodass dieser zur Ermittlung des kumulativen Gesamtpotenzials (Brutto-Offshore-Ausbau) in der deutschen AWZ hinzugerechnet werden kann. Daher ist der Rückbau lediglich informativ dargestellt.

Für die Zieljahre 2040 und 2045 werden allgemein gültige Annahmen getroffen, die sich in allen Szenarien wiederfinden. Hierzu zählt insbesondere der anzuwendende Überbauungsgrad, der in diesem Szenariorahmen auf durchschnittlich 10 % in der deutschen und benachbarten AWZ außerhalb der bereits im FEP festgelegten Flächen angepasst wird. Aufgrund der Überbauung werden für sämtliche Szenariokennzahlen die Erzeugungleistungen der nationalen und internationalen OWP betrachtet und **nicht** die Übertragungsleistungen der Anbindungsleitungen.

Des Weiteren werden solche hybriden Interkonnektoren berücksichtigt und den Szenariokennzahlen angerechnet, die nicht anderweitig integrierbare, internationale Erzeugungleistung erschließen oder für die bereits politische Abkommen zur Anrechenbarkeit auf die deutschen Ausbauziele bestehen. Hierzu zählen in der Ostsee die Verbindung an die dänische Bornholm Energy Island (BEI), für dessen Anrechenbarkeit ein politisches Abkommen besteht, und in der Nordsee der deutsch-dänische hybride Interkonnektor TYSDAN. Diese integrieren in allen Szenarien jeweils 2,0 GW Erzeugungleistung aus benachbarten AWZ in das deutsche Übertragungsnetz und stehen zusätzlich dem Stromhandel zur Verfügung. Die Erzeugungleistung der Bornholm Energy Island kann aufgrund eines bestehenden Staatsvertrags den deutschen Ausbauzielen sicher angerechnet werden. Die Erzeugungleistungen, die über den hybriden Interkonnektor TYSDAN und die Cross-Border Radials integriert werden, werden darüber hinaus in diesem Szenariorahmenentwurf als auf die deutschen Ausbauziele anrechenbar angenommen und dem entsprechend in den Kennzahlen berücksichtigt.

Darüber hinaus wird in allen Szenarien eine Erzeugungleistung von 1 GW in der Ostsee angenommen. Hierbei handelt es sich um das zweite Gigawatt des ONAS OST-2-4, das in dänischen Gewässern südwestlich von Bornholm verortet wird.

Im Folgenden werden die Offshore-Szenariokennzahlen aus Tabelle 20 detaillierter in die Szenarien eingeordnet sowie grafisch in Abbildung 25 dargestellt.

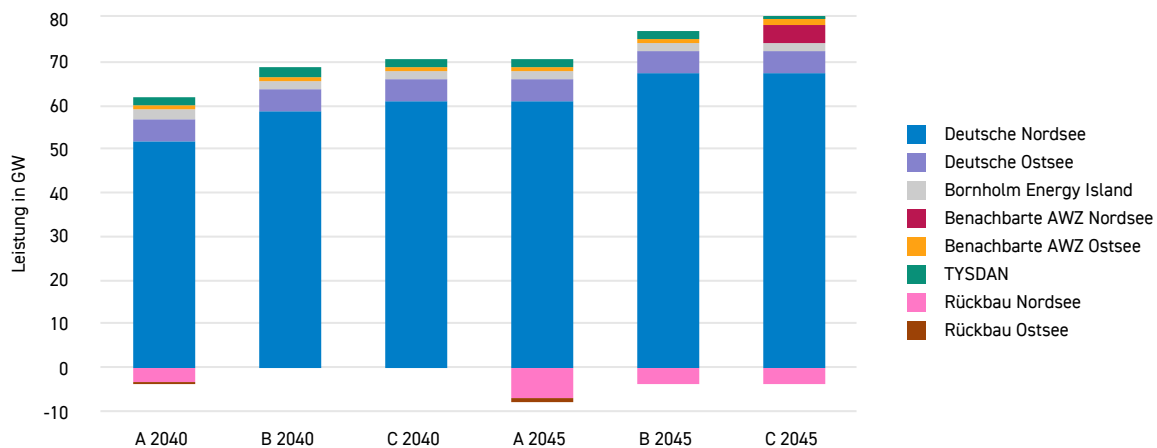
Der **Szenariopfad A** weicht von den gesetzlichen Ausbauzielen für Offshore-Windenergie ab und berücksichtigt einen Ausbau von ca. 53,7 GW bis zum Jahr 2040 und einen Ausbau von ca. 58,4 GW bis

zum Jahr 2045. Zusätzlich werden in beiden Szenarien insgesamt 5,0 GW an internationaler Erzeugungsleistung aus Nord- und Ostsee in den deutschen Ausbautzahlen berücksichtigt.

In **Szenariopfad B** wird der Offshore-Ausbau entlang der gesetzlichen Ausbauziele ausgelegt. In Summe belaufen sich die Szenariokennzahlen auf ca. 63,8 GW in B 2040 und ca. 68,7 GW in B 2045 bei einer gleichbleibenden Berücksichtigung von zusätzlich 5,0 GW Offshore-Leistung aus benachbarten AWZ in beiden Szenarien. Mittels der Anrechenbarkeit der Bornholm Energy Island kann das Offshore-Ausbauziel von 70 GW bis 2045 erfüllt werden.

Der **Szenariopfad C** entspricht in Bezug auf den nationalen Offshore-Ausbau grundsätzlich dem Entwicklungspfad B. Hierbei wird der Offshore-Ausbau in der deutschen AWZ des Szenariopfad C durch eine stärkere, europäische Kooperation erweitert. Diese zeichnet sich insbesondere durch die Berücksichtigung weiterer Offshore-Leistung aus benachbarten AWZ in der Nordsee aus, die zusätzlich auf die deutschen Offshore-Ausbauziele auf über 70 GW bis 2045 einzahlen. Im Ergebnis ergeben sich dadurch Szenariokennzahlen von ca. 66,0 GW in C 2040 und ca. 68,7 GW in C 2045. Dabei können die 2,0 GW der Bornholm Energy Island direkt auf die deutschen Offshore-Ausbauzahlen angerechnet werden, sodass das Offshore-Ausbauziel von 70 GW bis 2045 erfüllt wird. Die berücksichtigte Erzeugungsleistung aus benachbarten AWZ steigt in Szenario C 2045 gegenüber Szenario B 2045 um 4,4 GW auf 9,4 GW an.

Abbildung 25: Installierte Erzeugungsleistung Offshore-Windenergie und Rückbau



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Offshore-Elektrolyse

Das BSH hat im Rahmen des FEP 2023 den sonstigen Energiegewinnungsbereich SEN-1 mit einer Größe von 101,61 km² in der Nordsee ausgewiesen. Dieser ist bislang ohne ein ONAS für die Produktion von Wasserstoff auf See, die sogenannte Offshore-Elektrolyse, vorgesehen. Dies entspricht einer rein wasserstoffbasierten Erschließung des dort verfügbaren Offshore-Windenergiepotenzials. Darüber hinaus sind auch kombinierte Erschließungskonzepte denkbar, die neben der wasserstoffbasierten auch eine elektrische Energieübertragung ermöglichen. Der potenzielle Nutzen dieses Konzepts kann sich aus Sicht der ÜNB, insbesondere im Ausblick auf die Erschließung von Offshore-Windenergie jenseits des gesetzlichen Offshore-Ausbauziels von 70 GW, langfristig ergeben. Grundsätzlich sind im Rahmen der Weiterentwicklung die jeweiligen Nutzungsoptionen unter Berücksichtigung von gesamtsystemischer Effizienz und der Infrastrukturkosten sorgfältig abzuwägen.

4.3 Onshore-Windenergie

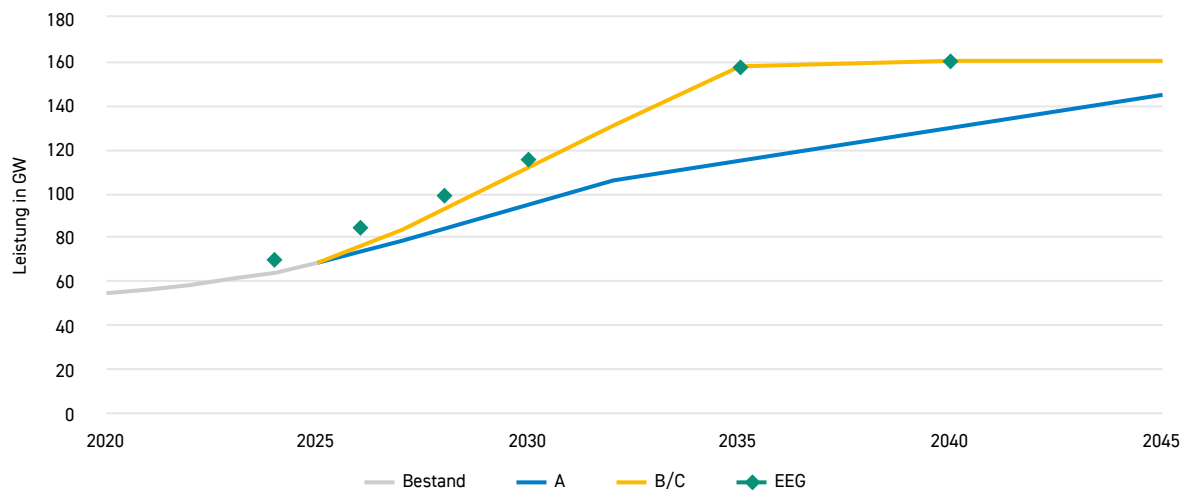
Onshore-Windenergie war im Jahr 2025 gemessen an der Stromerzeugung der wichtigste Energieträger in Deutschland. Der notwendige Ausbau der Onshore-Windenergie hat sich in den vergangenen Jahren jedoch aufgrund von Restriktionen in der Flächenverfügbarkeit sowie vielfältiger Herausforderungen bei der Genehmigung, Akzeptanz und Realisierung von Anlagen verzögert. Zuletzt konnte eine Beschleunigung des Zubaus beobachtet werden, welche durch die Ergebnisse der [EEG-Ausschreibungen](#), Genehmigungen und Planungen²¹ neuer Anlagen gestützt wird. Um die Verzögerungen gegenüber dem EEG-Zielpfad aufzuholen, muss der Ausbau weiter beschleunigt und verstetigt werden.

Räumlich konzentrierte sich der bisherige Ausbau der Onshore-Windenergie vor allem auf Norddeutschland. Vor dem Hintergrund der notwendigen Beschleunigung und regionalen Ausweitung des Ausbaus wird dem Ausbau der erneuerbaren Energien mit dem EEG 2023 unter anderem ein überragendes öffentliches Interesse sowie ein Beitrag zur öffentlichen Sicherheit zugeschrieben. Ergänzend dazu soll das Gesetz zur Festlegung von Flächenbedarfen und zur Genehmigungserleichterung für Windenergieanlagen an Land und für Anlagen zur Speicherung von Strom oder Wärme aus erneuerbaren Energien in bestimmten Gebieten (Windenergieflächenbedarfsgesetz - WindBG) hemmende Restriktionen schnellstmöglich abbauen und den weiteren Ausbau beschleunigen. Dazu werden Bundesländer verpflichtet, ausreichend Flächen für die Errichtung von Windenergieanlagen zur Verfügung zu stellen. Der jeweilige Beitrag ist in dem WindBG über die sogenannten Flächenbeitragswerte festgelegt. Auf diese Weise sollen insgesamt 2 % der Fläche Deutschlands für Windenergieanlagen zur Verfügung stehen. Damit wird explizit adressiert, dass zur Erreichung der Ausbauziele der Schwerpunkt des Windenergieausbaus nicht nur in Norddeutschland liegen soll, sondern verstärkt auch Standorte im Süden Deutschlands erschlossen werden müssen.

Die verschiedenen Ausbaupfade für Onshore-Windenergie sind in der folgenden Abbildung 26 visualisiert. Szenariopfad A spiegelt hierbei die in den letzten Jahren beobachtete Entwicklung wider, bei der Hürden in der Genehmigung, Flächenverfügbarkeit und Realisierung von Anlagen fortbestehen. Der Ausbau bleibt unterhalb der Ziele des EEG. Unter der Annahme eines linearen Zubaus ergibt sich ausgehend vom Bestand für den Szenariopfad A eine jährliche Nettozubaurate von anfänglich 5 GW pro Jahr und langfristig 3 GW pro Jahr. Damit wird die aktuell beobachtbare Beschleunigung des Ausbaus kurzfristig abgebildet, gleichzeitig jedoch unterstellt, dass weiterhin Hemmnisse bestehen und den Ausbau dämpfen.

Die Szenariopfade B und C orientieren sich beide eng an den Ausbauzielen des EEG, welches bereits im Jahr 2035 das angestrebte Zielniveau von rund 160 GW vorgibt. In den darauffolgenden Jahren wird der altersbedingte Rückbau durch Zubau von neuen Anlagen kompensiert. Zur Einhaltung dieses ambitionierten Ausbaupfads sind in den nächsten zehn Jahren Nettozubauraten von etwa 9 GW pro Jahr notwendig. Die aktuelle Entwicklung muss also nochmals deutlich beschleunigt werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass auch der Rückbau alter Windenergieanlagen auszugleichen ist, sodass der erforderliche Bruttozubau entsprechend höher liegt. Dies ist besonders relevant, weil um die Jahrtausendwende zahlreiche Windenergieanlagen errichtet wurden, die nun schrittweise das Ende ihrer technischen und wirtschaftlichen Lebensdauer erreichen und ersetzt werden müssen. Gleichzeitig bietet dieses Repowering die Möglichkeit, auf bestehenden Flächen mit modernen Anlagen deutlich mehr Leistung zu installieren und so den zusätzlichen Flächenbedarf für den Ausbau zu verringern. Entsprechend einer durchschnittlichen Lebensdauer der Anlagen von 22 Jahren wird bis zu den Zieljahren 2040 und 2045 ein erheblicher Teil des heutigen Anlagenbestands ersetzt werden müssen.

²¹ Bundesnetzagentur (2026). [Marktstammdatenregister \(MaStR\)](#).

Abbildung 26: Entwicklung der installierten Erzeugungsleistung Onshore-Windenergie

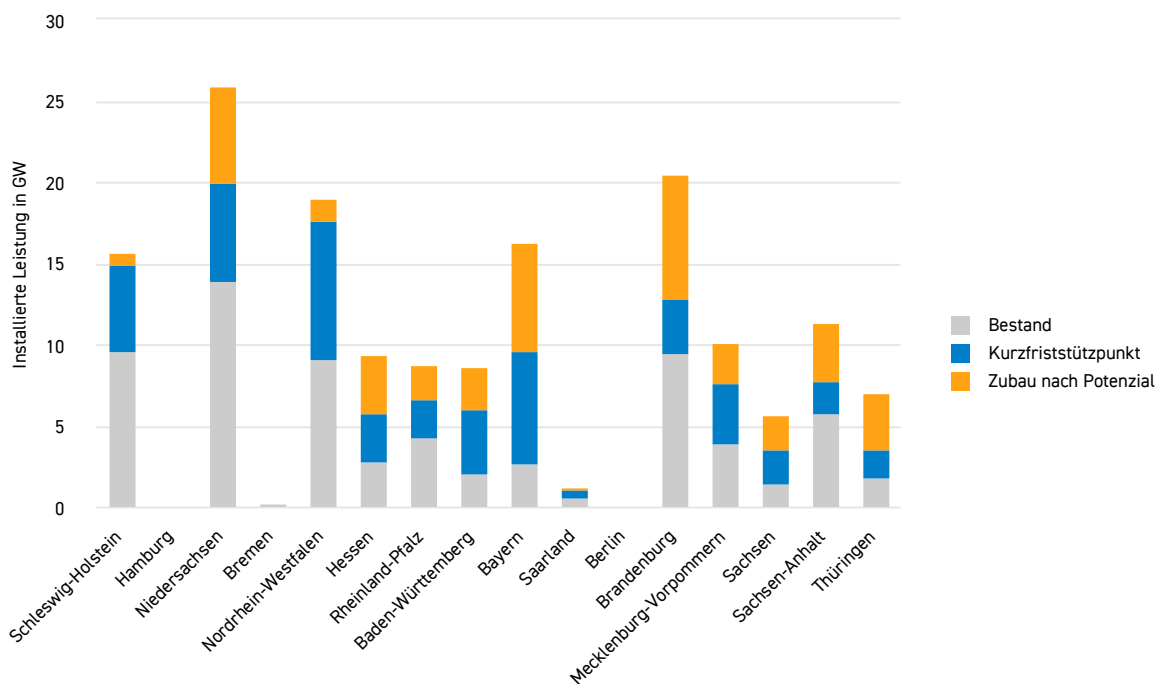
Regionalisierung Onshore-Windenergie

Die ÜNB haben für den Szenariorahmenentwurf zum NEP 2040/2045 (2027) gemeinsam mit dem Fraunhofer IEE eine Methodik zur Ermittlung der zukünftigen räumlichen Verteilung der Windenergie-Anlagen entwickelt. Dabei fließen Informationen zu bestehenden Anlagen, regionale Prognosen und Potenzialflächen mit ein.

Ausgangspunkt der kleinräumigen Regionalisierung ist die Verteilung der deutschlandweit installierten Leistung auf die Bundesländer. Zudem ist vorgesehen, die Zubauprognose der VNB-Regionalszenarien für das Jahr 2030 auf Landkreisebene als Mindestzubau festzulegen. Dadurch soll die regionale Entwicklung der kommenden Jahre möglichst realistisch abgebildet werden und als Grundlage für die weitere Verteilung anhand von Potenzialanalysen dienen. Der Zubau innerhalb der Bundesländer wird mithilfe eines Regionalisierungsmodells anlagenscharf beschrieben. Dabei werden repräsentative technische Parameter sowie erforderliche Abstände zwischen Anlagen und zu anderen Flächennutzungsformen berücksichtigt. Die einzelnen methodischen Schritte der kleinräumigen Bestands- und Potenzialanalyse sowie der Zubaumodellierung für Onshore-Windenergieanlagen werden in Anhang A.2 näher erläutert.

Bundeslandverteilung

Die Bundeslandverteilung der Leistung von Onshore-Windenergie beschreibt das Grundgerüst der regionalen Verteilung. Sie dient als methodischer Anker, um den Zubau konsistent, ausgewogen und im Einklang mit regionalen Entwicklungen und Potenzialen sowie politischen Zielsetzungen abzubilden und dabei das Risiko möglicher Verzerrungen einer rein anlagenscharfen Modellierung zu verringern. Die Prognosen für 2030 der [Regionalszenarien](#) bilden den Kurzfriststützpunkt, womit regionale Entwicklungen und Kenntnisstände der VNB berücksichtigt werden. Ergänzt werden diese durch konkret formulierte Leistungsziele der Bundesländer für 2030 aus dem Bericht des [Bund-Länder-Kooperationsausschusses 2025](#), wenn diese die Prognosen übersteigen. Beispielsweise werden die politischen Ziele für Schleswig-Holstein von 15 GW und für Baden-Württemberg von 6,1 GW als Ausgangspunkte unterstellt. Darauf aufbauend wird die weitere Leistung bis zum Erreichen der Zielkapazität in Deutschland anhand des verbleibenden Restpotenzials auf die Bundesländer verteilt. Zwischen den Szenarien variiert demnach ausschließlich der *Zubau nach Potenzial*. In Abbildung 27 wird die Herleitung der Bundeslandleistungen dargestellt.

Abbildung 27: Herleitung der Bundeslandverteilung Onshore-Windenergie am Beispiel eines Szenarios

Die verwendeten Flächenpotenziale werden der [„Analyse der Flächenverfügbarkeit für Windenergie an Land post-2030“](#) entnommen, die im Jahr 2022 im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE) erstellt wurde und die Flächenbeiträge der Bundesländer zum deutschlandweiten 2%-Flächenziel ermittelt. Dabei wurden grundsätzlich für Windenergie geeignete Flächen identifiziert, während Flächen mit hohen Konfliktrisikowerten ausgeschlossen wurden. Um das Flächenpotenzial in Leistungspotenzial umrechnen zu können, verwenden die ÜNB den bundesweit ausgewiesenen spezifischen Flächenbedarf von 2,7 ha/MW aus dem Abschlussbericht [„Flächenverfügbarkeit und Flächenbedarf für den Ausbau der Windenergie an Land“](#) des Umweltbundesamtes. Da der spezifische Flächenbedarf nicht nur von den geeigneten Flächengeometrien, sondern auch von der Anlagenentwicklung sowie der angenommenen Bebauungsdichte abhängt, wird aufgrund der großen Unsicherheit hier ein bundeseinheitlicher spezifischer Flächenbedarf als sachgerecht angesehen. Gerne können im Konsultationsverfahren differenzierte Vorschläge für bundeslandspezifische Flächenbedarfe zur Bestimmung des Leistungspotenzials eingebracht werden.

Für die Szenariopfade A und C wird das Flächenpotenzial des Studienszenarios *Windhöffigkeit*²² verwendet. Dieses schließt zusätzlich Regionen mit geringen mittleren Windgeschwindigkeiten aus. Dadurch ergeben sich tendenziell geringere Flächenpotenziale in südlichen Bundesländern. Die Bundeslandverteilungen in den Szenariopfaden A und C weisen daher ein stärkeres Nord-Süd-Gefälle auf.

Für den Szenariopfad B wird das Flächenpotenzial des *Basisszenarios*²³ herangezogen, in dem keine Mindestgrenze für die Windgeschwindigkeit gilt. Im direkten Vergleich zeigen sich deutlich höhere Flächenpotenziale in südlichen Bundesländern. Damit steigt dort das Restpotenzial, sodass sich bei gleicher Gesamtleistung mehr installierte Leistung in den Süden verlagert. In Baden-Württemberg und Bayern zusammen ergibt sich daraus im Vergleich zum Szenariopfad C eine zusätzliche installierte Leistung an Onshore-Windenergie von 7,4 GW. Über diesen Ansatz wird im Szenariopfad B eine stärker netzorientierte Regionalisierung des Windenergieausbaus erreicht, wodurch in

²² Windhöffigkeit Variante B.

²³ Basisszenario Variante A.

windreichen Situationen die Nord-Süd-Transportaufgabe im Übertragungsnetz reduziert werden kann.

Die Karten in Abbildung 28 zeigen die resultierenden installierten Leistungen der Bundesländer im Verhältnis zu ihrer Landesfläche. Den Szenariopfad A und C liegt die gleiche Potenzialkulisse zugrunde, wobei im Szenario A 2040 eine Leistung von 130 GW und in den Szenarien C 2040 und C 2045 eine Leistung von 160 GW verteilt wird. Der zusätzliche Zubau in Szenariopfad C gegenüber A entfällt überwiegend auf nördliche Bundesländer, mit Ausnahme von Schleswig-Holstein, da dort bereits ein großer Teil des Potenzials ausgeschöpft ist. Die mittlere Karte zeigt eine Verteilung von 160 GW auf Grundlage der alternativen Potenzialkulisse. Dabei wird ein stärkerer Ausbau der Windenergie in südlichen Bundesländern sichtbar. Dennoch bleibt ein Nord-Süd-Gefälle bestehen.

Abbildung 28: Installierte Leistung in GW und Leistung pro Fläche der Bundeslandverteilung für Onshore-Windenergie

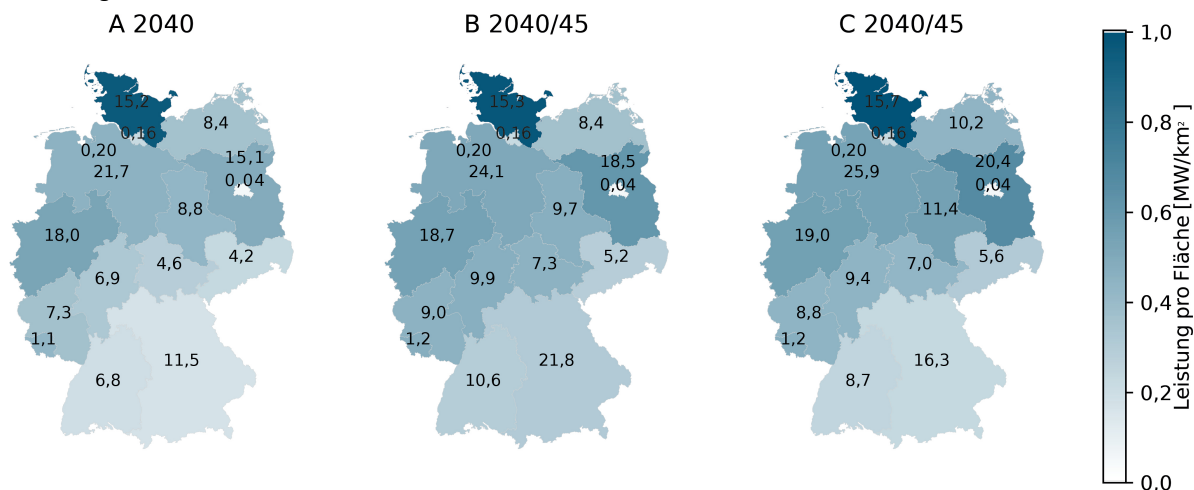


Tabelle 21: Installierte Erzeugungslleistung Onshore-Windenergie je Bundesland

Leistung [GW]	Bestand	Kurzfrist-Stützpunkt	Potenzial "Windhöufigkeit"	Potenzial "Basisszenario"	Prognose Planungsregionen 2045	Prognose					
						A 2040	B 2040	C 2040	A 2045	B 2045	C 2045
Schleswig-Holstein	9,6	15,0	22,8	7,8	18,9	15,2	15,3	15,7	15,4	15,3	15,7
Hamburg	0,1	0,2	0,1	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Niedersachsen	14,0	19,9	88,4	68,4	29,6	21,7	24,1	25,9	23,8	24,1	25,9
Bremen	0,2	0,2	0,1	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Nordrhein-Westfalen	9,1	17,7	32,8	15,2	23,5	18,0	18,7	19,0	18,5	18,7	19,0
Hessen	2,8	5,8	46,9	41,1	9,8	6,9	9,9	9,4	8,1	9,9	9,4
Rheinland-Pfalz	4,3	6,6	31,6	25,0	10,1	7,3	9,0	8,8	8,1	9,0	8,8
Baden-Württemberg	2,1	6,1	35,7	29,6	8,6	6,8	10,6	8,7	7,8	10,6	8,7
Bayern	2,8	9,6	86,2	76,6	17,2	11,5	21,8	16,3	13,9	21,8	16,3
Saarland	0,6	1,1	2,9	1,8	2,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Berlin	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	9,5	12,9	99,9	87,1	15,0	15,1	18,5	20,4	17,8	18,5	20,4
Mecklenburg-Vorpommern	3,9	7,7	36,2	28,6	13,3	8,4	8,4	10,2	9,3	8,4	10,2
Sachsen	1,4	3,6	26,6	23,0	8,7	4,2	5,2	5,6	4,9	5,2	5,6
Sachsen-Anhalt	5,8	7,7	49,3	41,5	13,0	8,8	9,7	11,4	10,1	9,7	11,4
Thüringen	1,9	3,6	42,0	38,4	5,8	4,6	7,3	7,0	5,8	7,3	7,0
Deutschland	68,1	117,8	601,7	484,2	176,1	130,0	160,0	160,0	145,0	160,0	160,0

Einordnung der Regionalszenarien

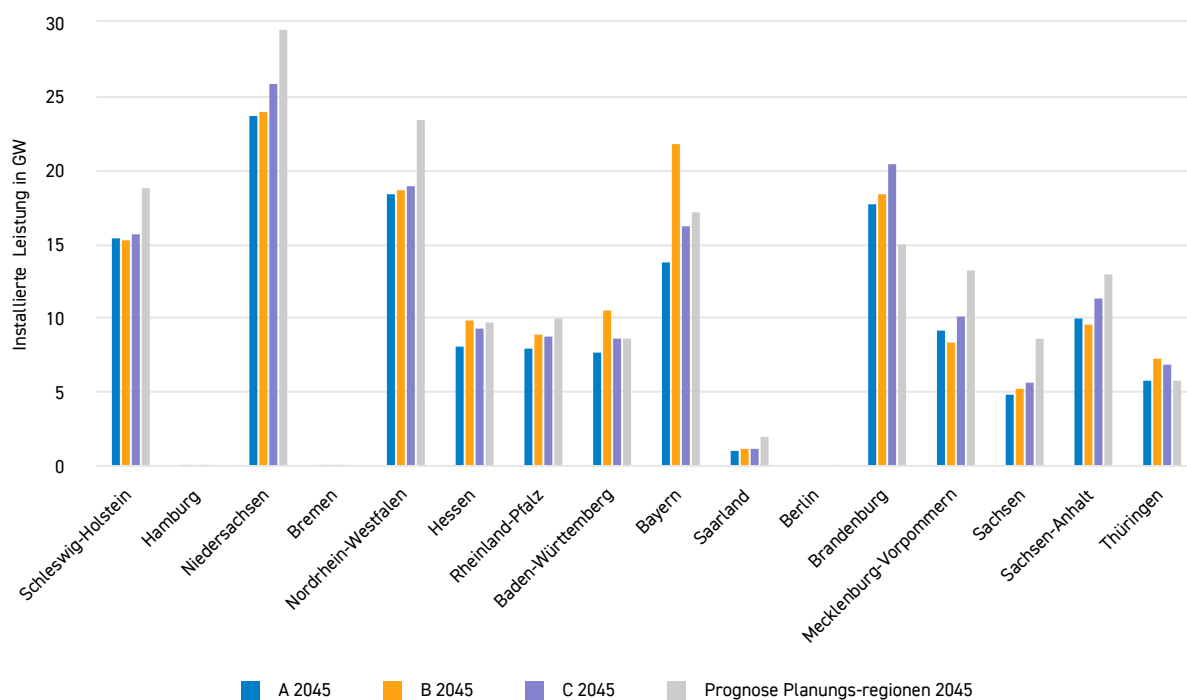
In den [Regionalszenarien](#) beschreiben die VNB der Planungsregionen für die Zieljahre 2030, 2035 und 2045 unter anderem die regionale Entwicklung der erneuerbaren Energien. Die ÜNB haben diese Prognosen im Vorfeld in enger Abstimmung mit den Planungsregionen abgefragt, um eine Integration in den Szenariorahmen zu prüfen. Insbesondere die Prognosen der Planungsregionen für das Jahr 2030 basieren wesentlich auf konkreten, regionenspezifischen Entwicklungen und der Antragslage bei den VNB und stellen damit aus Sicht der ÜNB eine belastbare Grundlage für die

Abbildung der kurzfristigen regionalen Entwicklung dar. Daher empfehlen die ÜNB, diese Prognosen als Stützpunkt sowohl bei der Verteilung der installierten Leistung auf die Bundesländer als auch bei der kleinräumigen Zubaumodellierung zu nutzen. Dadurch werden mögliche Abweichungen zwischen den Planungsgrundlagen von ÜNB und VNB reduziert und die Konsistenz der Netzausbauplanung wird maßgeblich erhöht.

Insbesondere für die langfristigen Zubauprognosen der Regionalszenarien liegen unterschiedliche Herangehensweisen und Annahmen in den Planungsregionen zugrunde, sodass eine durchgehend einheitliche Ausrichtung an Flächenpotenzialen und deutschlandweiten Ausbaupfaden nur eingeschränkt gegeben ist. Die ÜNB stellen in ihrem Szenariorahmenentwurf diese übergeordnete Konsistenz sicher, indem sie eine deutschlandweit einheitliche Methodik zur Regionalisierung des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien anwenden. Dabei werden die Ausbaupfade in den Kontext der Szenarien und der nationalen Zielsetzungen eingeordnet. Die ÜNB führen also die unterschiedlichen regionalen Prognosen über einen Stützpunkt zusammen und überführen sie gleichzeitig in eine konsistente gesamtdeutsche Entwicklung. Für die langfristigen Zieljahre ergeben sich daher teilweise Unterschiede zwischen den Zubauprognosen der Regionalszenarien und den im Szenariorahmen abgeleiteten Bundeslandverteilungen.

Abbildung 29 stellt diese Bundeslandleistungen der Szenarien den Prognosen der Regionalszenarien für 2045 gegenüber. Zunächst ist zu beachten, dass die Summe der Bundesländer in den Regionalszenarien die Ausbauziele des EEG übersteigen. Im Vergleich wird einigen Bundesländern in den Regionalszenarien deutlich mehr Leistung zugeordnet als im NEP. Das gilt für Länder, in denen der Ausbau heute bereits weit fortgeschritten ist wie Schleswig-Holstein, Niedersachsen oder Mecklenburg-Vorpommern, oder in denen eine starke Beschleunigung zu beobachten ist wie in Nordrhein-Westfalen.²⁴ Brandenburg wird in den Szenarien der ÜNB dagegen aufgrund hoher Potenziale mehr Leistung zugewiesen. Die Regionalszenarien der südlichen Bundesländer und insbesondere Bayern ordnen sich in die Bandbreite der Szenarien der ÜNB ein.

Abbildung 29: Vergleich der Bundeslandverteilungen Windenergie-Onshore



²⁴ Bundesnetzagentur. [Monatliche EE-Statistik](#).

Volllaststunden

Für die Abschätzung der Stromerzeugung aus Onshore-Windenergie werden zunächst durchschnittliche Volllaststunden zugrunde gelegt. Die resultierende Stromerzeugung in der nachfolgenden Modellierung hängt stark von der Auswahl der Wetter- und Klimaprojektion ab und wird demzufolge von dieser Annahme abweichen.

Es wird aufgrund der technologischen Entwicklung und eines Trends hin zu größeren Rotordurchmessern und Nabenhöhen eine Erhöhung der durchschnittlichen Volllaststundenzahl gegenüber heute angenommen. Zudem wird vermehrt eine Errichtung von Schwachwindanlagen auch in Regionen mit höherer mittleren Windgeschwindigkeiten erwartet. Im Vergleich zu Starkwindanlagen erreichen Schwachwindanlagen bereits bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten ihre Nennleistung, wodurch höhere Volllaststunden erzielt werden.

Im Vergleich zum Szenariorahmen für den NEP 2037/2045 (2025) empfehlen die ÜNB, trotz eines nahezu vollständigen Austauschs des heutigen Bestands durch modernere, ertragreichere Anlagen, eine nur moderate Erhöhung der mittleren Volllaststunden auf rund 2500 h/a anzunehmen. Hintergrund dieser Empfehlung ist die sich seit Anfang der 2020er Jahre stabilisierende Entwicklung der spezifischen Flächenleistungsdichte auf ungefähr 300 W/m^2 , wie sie in der Studie „[Volllaststunden von Windenergieanlagen an Land](#)“ ausgewiesen wird. In Kombination mit einer möglichen dichteren Bebauung von Windparks erscheint die Annahme eines moderateren Anstiegs der Volllaststunden als sachgerecht. Darüber hinaus bestehen Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Standorte, da über das Referenzertragsmodell auch Standorte mit geringeren Windverhältnissen wirtschaftlich erschlossen werden können. Da sich in der Gesamtbetrachtung also mehrere Entwicklungen überlagern, ist die Annahme zur Entwicklung der mittleren Volllaststundenentwicklung mit großer Unsicherheit behaftet. Gerne können im Rahmen des Konsultationsprozesses Hinweise zu dieser Annahme der ÜNB eingebracht werden.

4.4 Photovoltaik

Die Photovoltaik (PV) ist und wird zukünftig die Technologie mit der höchsten installierten Erzeugungsleistung in Deutschland sein. Bereits in den vergangenen Jahren konnte bedingt durch eine günstige Kostenentwicklung und unterstützender Fördermechanismen ein deutlicher Anstieg der Installationen beobachtet werden. In den vergangenen drei Jahren wurden jeweils Höchstwerte an Zubauraten erzielt. Im Jahr 2025 wurden knapp 18 GW neu installiert. Die installierte Leistung hat sich seit 2021 innerhalb von vier Jahren etwa verdoppelt.²⁵ Die derzeitige Antragslage bei den Netzbetreibern weist zudem darauf hin, dass sich dieser Trend insbesondere im Segment der Freiflächenanlagen in den kommenden Jahren fortsetzen dürfte. Der im EEG anvisierte Zubau wurde in den letzten Jahren deutlich übertroffen. Die langfristig vorgesehenen Steigerungen der Zubauraten auf über 20 GW pro Jahr übersteigen die bisher erreichten Höchstwerten nochmals. Für die EEG-Zielerreichung wird ein kontinuierlicher Zubau auf hohem Niveau notwendig sein.

Der PV-Ausbau wird unter anderem von der Entwicklung der Strompreise und Vergütungssätze sowie den Kosten für Module und Systemlösungen abhängen. Im Bereich der Freiflächen-PV können neben der Flächennutzungskonkurrenz auch die gesellschaftliche Akzeptanz und genehmigungsrechtliche Rahmenbedingungen eine Rolle spielen. In Anbetracht der hohen Ausbauziele des EEG könnten in Zukunft verstärkt die Verfügbarkeit von Netzanschlüssen und die Kapazitäten zur Installation und Montage limitierende Faktoren sein.

Zusätzliche Herausforderungen können sich insbesondere in Situationen mit hoher PV-Einspeisung durch das Verhalten von nicht regelbaren Anlagen ergeben, vor allem durch dezentrale Aufdach-PV-Anlagen. In Zukunft ist daher eine stärkere Systemdienlichkeit der PV-Erzeugung erforderlich. Dazu

²⁵ Bundesnetzagentur. [Monatliche EE-Statistik](#).

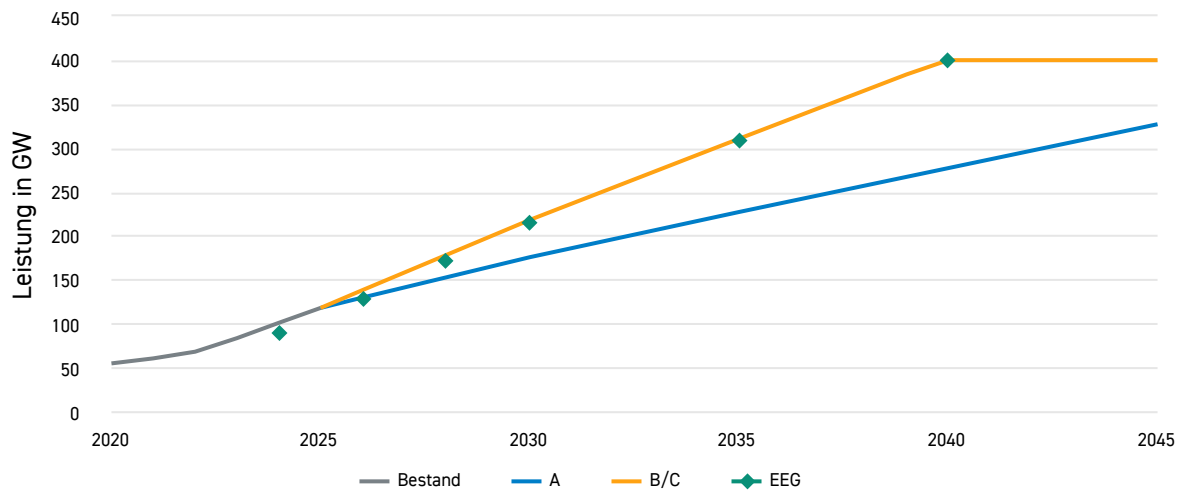
zählen insbesondere eine Erhöhung der Steuerbarkeit sowie eine stärkere Marktorientierung im Rahmen der Direktvermarktung. Eine Reaktion der Stromerzeuger auf Signale des Strommarktes ist für einen sicheren Betrieb des Stromsystems essenziell. Insbesondere in wind- oder sonnenreichen Zeiten kann es notwendig sein, die Erzeugung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen temporär zu reduzieren, um das Gleichgewicht zwischen Stromnachfrage und Stromerzeugung wahren zu können.

Der Szenariorahmenentwurf beschreibt zwei PV-Ausbaupfade, welche in Abbildung 30 dargestellt sind. Der Szenariopfad A geht von einem verzögerten Ausbau der erneuerbaren Energien aus und bleibt beim PV-Ausbau, wie auch beim Ausbau der Windenergie, unterhalb der gesetzlichen Ziele. Der Ausbau schreitet nach 2040 zwar weiter fort, erreicht das EEG-Zielniveau jedoch nicht. Der skizzierte Pfad erfordert nach anfänglich höheren Zubauraten langfristig einen Nettozubau von 10 GW pro Jahr. Die Szenariopfade B und C schreiben dagegen die dynamische Entwicklung der letzten Jahre langfristig fort und erreichen das EEG-Ziel im Jahr 2040. Anschließend wird die installierte Leistung auf diesem Niveau gehalten und der altersbedingte Rückbau durch Zubau neuer Anlagen kompensiert.

Aufdach- und Freiflächen-PV

Der Bestand der PV-Anlagen setzt sich derzeit noch zu knapp 70 % aus Aufdach-PV zusammen, während Freiflächen-PV bereits nahezu 50 % der in 2025 zugebauten Leistung ausmachen. Die aktuelle Zubaudynamik zeigt entsprechend einen Trend hin zu einem stärkeren Ausbau von Freiflächen-PV im Vergleich zu Aufdach-PV-Anlagen. Auch die derzeitigen energiepolitischen Diskussionen um die Weiterentwicklung der Förderrahmenbedingungen in den verschiedenen PV-Segmenten stützen diesen Trend. Für die Zieljahre 2045 wird daher in allen Szenarien davon ausgegangen, dass sich die installierte PV-Leistung zu gleichen Teilen auf Aufdach- und Freiflächen-PV aufteilt. In Szenario A 2040 resultiert aus dem entsprechenden Zubaupfad ein höherer Anteil an Aufdach-PV.

Die Annahme eines steigenden Anteils von Freiflächen-PV kann durch ihre strukturellen Vorteile gestützt werden. Große Freiflächenanlagen stellen eine im Vergleich kostengünstige und schnell verfügbare Option dar, um die hohen gesetzlichen PV-Zubauraten zu erreichen. Zudem ist ihre Integration in den Strommarkt durch die Direktvermarktung bereits etabliert. Den Netzbetreibern liegen derzeit zahlreiche Projektentwicklungen und Netzanschlussanfragen für derartige Vorhaben vor. Dem Zubau an Freiflächen-PV steht jedoch ihr hoher Flächenbedarf gegenüber. Aufdach-PV benötigt hingegen keine zusätzlichen Flächen und ermöglicht häufig eine verbrauchsnahe Nutzung des erzeugten Stroms.

Abbildung 30: Entwicklung installierter Erzeugungsleistung Photovoltaik

Regionalisierung Photovoltaik

Die ÜNB haben für den Szenariorahmenentwurf zum NEP 2040/2045 (2027) gemeinsam mit dem Fraunhofer IEE eine Methodik zur Ermittlung der zukünftigen räumlichen Verteilung der installierten Leistung von Photovoltaik-Anlagen entwickelt. Dabei fließen Informationen zu bestehenden Anlagen, regionalen Prognosen und Potenzialflächen mit ein. Aufgrund unterschiedlicher Potenziale und Ausbaufaktoren für den Zubau von Freiflächen- und Aufdach-PV-Anlagen werden diese unterschiedlich modelliert:

- ▶ Für **Freiflächen-PV** erfolgt zunächst eine Verteilung der Leistung auf Bundeslandebene und anschließend eine kleinräumige Regionalisierung anhand ermittelter Potenziale
- ▶ Für **Aufdach-PV** erfolgt die kleinräumige Regionalisierung anhand ermittelter Potenziale und analysierter Ausbaudynamiken

Die methodischen Schritte der kleinräumigen Bestands- und Potenzialanalyse sowie die Zubauomodellierung für Aufdach- und Freiflächen-PV werden in [Anhang A.3](#) dargestellt.

Bundeslandverteilung Freiflächen-PV

Die Bundeslandverteilung der Leistung von Freiflächen-PV beschreibt das Grundgerüst der regionalen Verteilung. Analog zum Vorgehen bei der Windenergie an Land dient sie dazu, den Ausbau konsistent und übergreifend im Einklang mit regionalen Potenzialen abzubilden und mögliche Verzerrungen durch eine rein kleinräumige Modellierung zu vermeiden. In Abbildung 31 wird die Herleitung der Bundeslandleistungen dargestellt. Als Ausgangspunkt werden auch hier die Prognosen für 2030 der [Regionalszenarien](#) herangezogen. Davon ausgehend wird die notwendige Leistung zum Erreichen der Zielkapazität für Deutschland anhand des verbleibenden Restpotenzials verteilt. Zwischen den Szenarien variiert damit ausschließlich der Zubau auf Basis des jeweiligen Potenzials. Der Potenzialermittlung liegt dabei eine [Analyse der Forschungsstelle für Energiewirtschaft](#) (FfE) im Rahmen des vorherigen Netzentwicklungsplans zugrunde. Dabei wurden geeignete Flächen identifiziert und bei Bedarf anhand ihres Raumwiderstands abgewertet. Die Karten in Abbildung 32 stellen die resultierende installierte Leistung der Bundesländer im Verhältnis zur Landesfläche dar und ermöglichen einen guten Vergleich zwischen den Bundesländern. In den nord-östlichen Flächenländern wird ein besonders starker Ausbau von Freiflächen-PV erwartet.

Abbildung 31: Bundeslandverteilung der installierten Leistung Freiflächen-PV

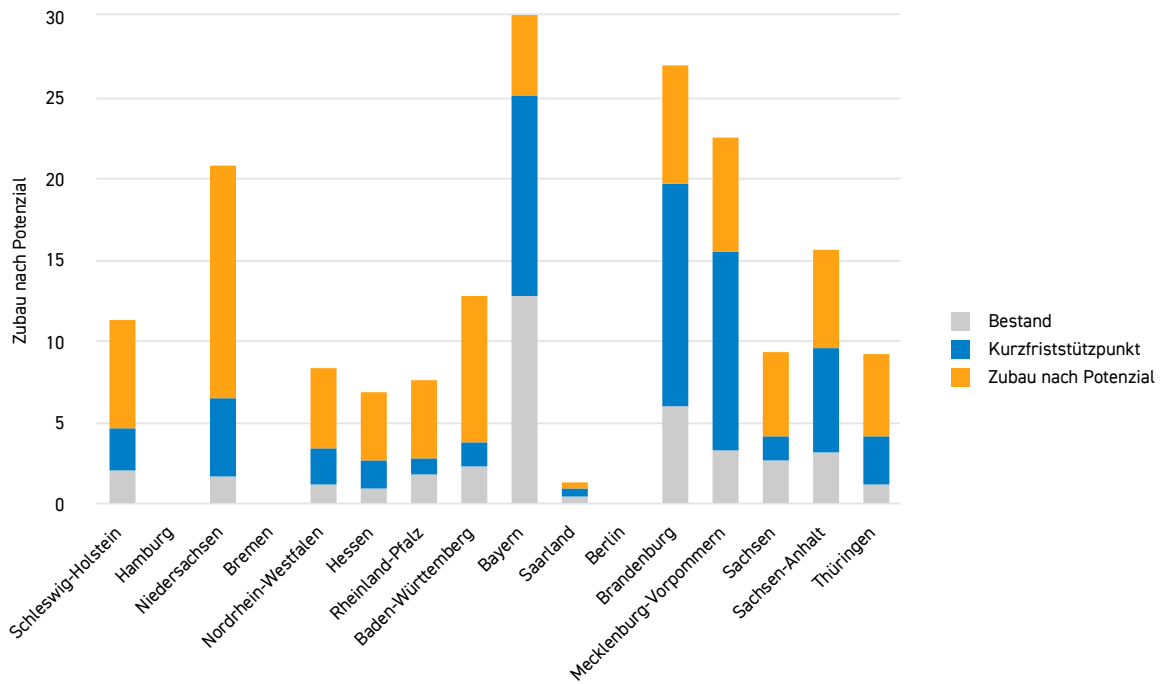


Abbildung 32: Installierte Leistung in GW und Leistung pro Fläche der Bundeslandverteilung für Freiflächen-PV

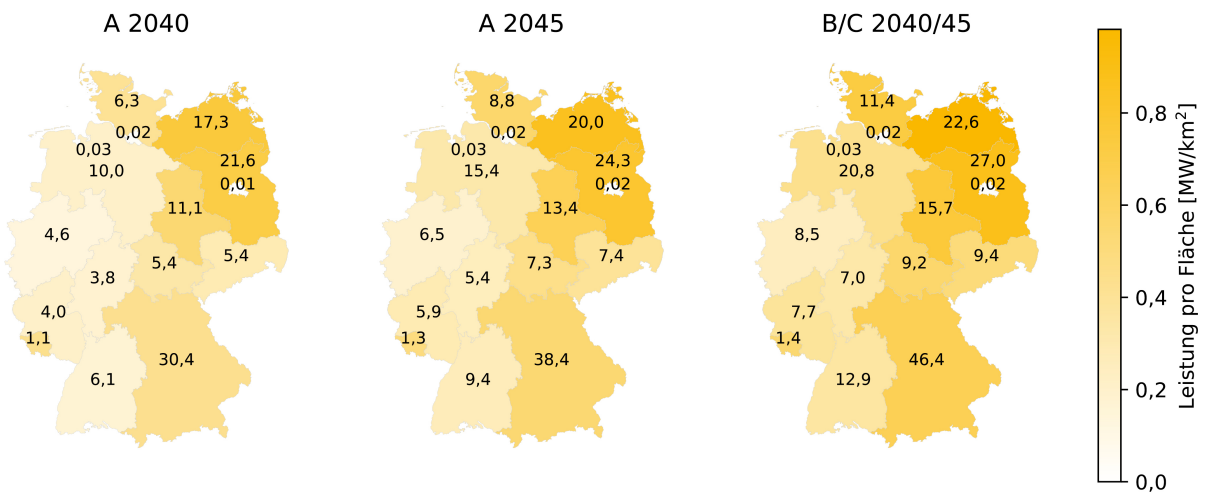


Tabelle 22: Installierte Erzeugungleistung Freiflächen-PV je Bundesland

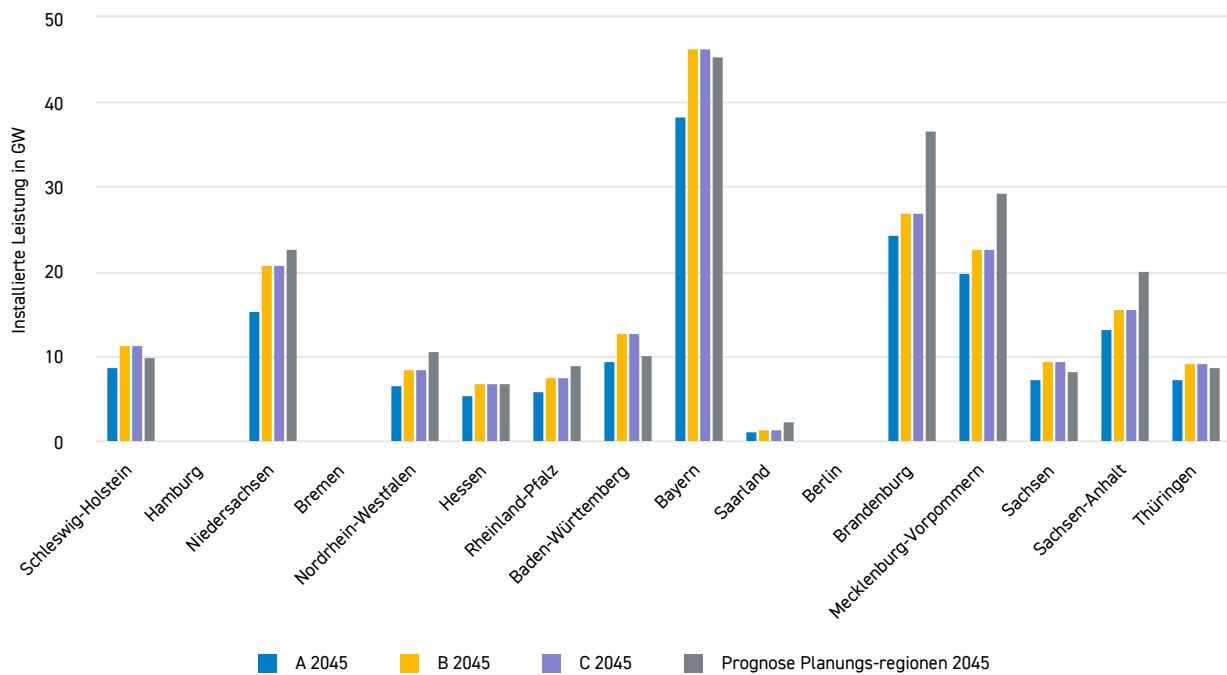
Leistung [GW]	Bestand	Kurzfrist- stützpunkt	Bewertetes Potenzial*	A 2040	B 2040	C 2040	A 2045	B 2045	C 2045
Schleswig-Holstein	2,1	4,7	297,1	6,3	11,4	11,4	8,8	11,4	11,4
Hamburg	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Niedersachsen	1,7	6,5	632,9	10,0	20,8	20,8	15,4	20,8	20,8
Bremen	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nordrhein-Westfalen	1,2	3,4	223,6	4,6	8,5	8,5	6,5	8,5	8,5
Hessen	1,0	2,8	186,3	3,8	7,0	7,0	5,4	7,0	7,0
Rheinland-Pfalz	1,9	2,9	212,7	4,0	7,7	7,7	5,9	7,7	7,7
Baden-Württemberg	2,3	3,9	397,0	6,1	12,9	12,9	9,4	12,9	12,9
Bayern	12,8	25,2	950,3	30,4	46,4	46,4	38,4	46,4	46,4
Saarland	0,5	1,0	16,9	1,1	1,4	1,4	1,3	1,4	1,4
Berlin	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	6,1	19,8	336,8	21,6	27,0	27,0	24,3	27,0	27,0
Mecklenburg-Vorpommern	3,3	15,6	324,1	17,3	22,6	22,6	20,0	22,6	22,6
Sachsen	2,7	4,2	235,0	5,4	9,4	9,4	7,4	9,4	9,4
Sachsen-Anhalt	3,2	9,7	272,9	11,1	15,7	15,7	13,4	15,7	15,7
Thüringen	1,2	4,2	223,4	5,4	9,2	9,2	7,3	9,2	9,2
Deutschland	39,9	103,9	4.310,0	149,7	200,0	200,0	163,5	200,0	200,0

* Das Leistungspotenzial von Flächen in höheren Restriktionsklassen wurde stufenweise abgewertet, um die erschwerte Erschließung dieser Flächen abzubilden.

Einordnung der Regionalszenarien

Eine übergreifende Einordnung der Regionalszenarien sowie deren Berücksichtigung als Stützpunkt für die kurzfristige Entwicklung und als Ausgangsbasis für die deutschlandweit konsistente Regionalisierung durch die ÜNB ist in Kapitel 4.3 zur Windenergie an Land detailliert beschrieben und gilt analog für die Freiflächen-PV-Anlagen.

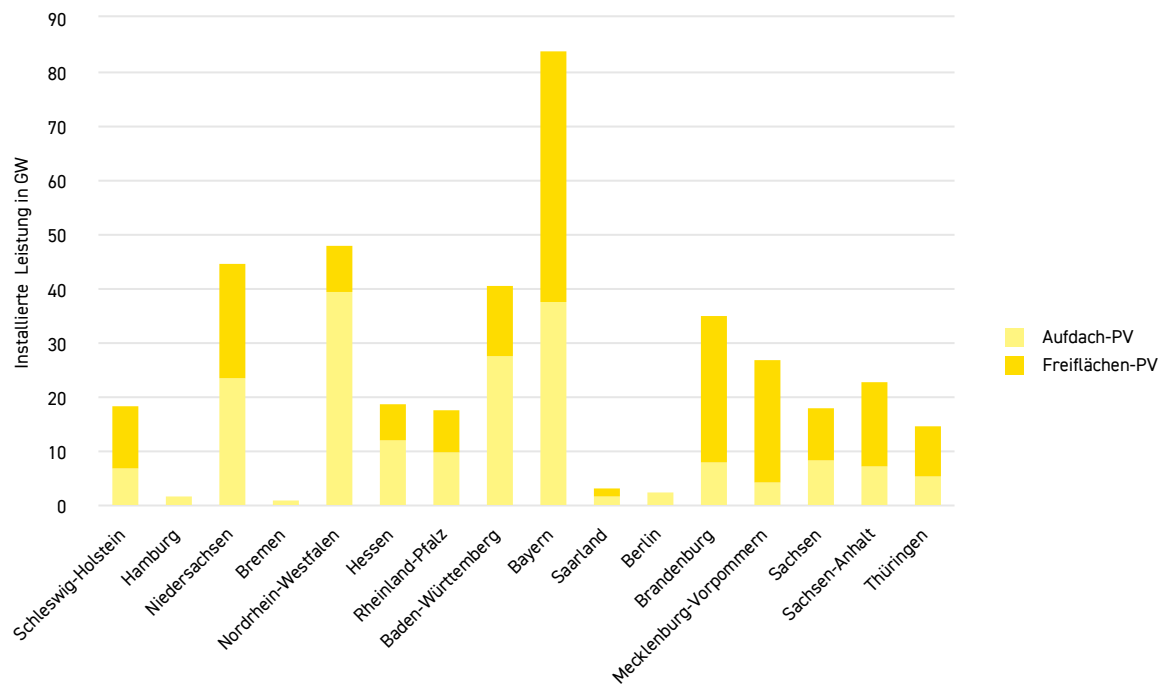
Abbildung 33 stellt die Bundeslandleistungen der Freiflächen-PV-Anlagen in den Szenarien den Prognosen der Regionalszenarien für 2045 gegenüber. Dabei ist zunächst zu beachten, dass die Summe der Bundesländer in den Regionalszenarien die Ausbauziele des EEG übersteigt. Besonders in großen Flächenländern im Nordosten Deutschlands wird in den Regionalszenarien mehr Leistung unterstellt. Zwar stellt auch die Methodik der ÜNB in diesen Bundesländern ein hohes Potenzial fest, gleichzeitig wird jedoch eine ausgewogenere Verteilung der Gesamtleistung über alle Bundesländer entsprechend ihren Potenzialen vorgenommen.

Abbildung 33: Vergleich der Bundeslandverteilungen Freiflächen-PV

Bundeslandverteilung Aufdach-PV

Die Regionalisierung der Aufdach-PV ergibt sich unmittelbar aus der in Anhang A.5 beschriebenen kleinräumigen Bestands- und Potenzialanalyse sowie der Zubaumodellierung. Eine vorgelagerte Allokation auf Bundeslandebene erfolgt bei Aufdach-PV nicht. Die folgende Tabelle 23 zeigt die Gesamtleistung der Bestandsanlagen sowie die ermittelte installierte Leistung je Bundesland und Szenario.

Die regionale Verteilung von Aufdach- und Freiflächen-PV unterscheidet sich deutlich zwischen den Bundesländern. Ursache hierfür sind vor allem unterschiedliche Siedlungsstrukturen, Flächenverfügbarkeiten und Nutzungsanforderungen. In bevölkerungsreichen Bundesländern wie Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg sowie in den Stadtstaaten sind die Anteile der Aufdach-PV tendenziell höher, da dort ein großer Bestand an geeigneten Gebäudeflächen vorhanden ist, während Freiflächen nur begrenzt zur Verfügung stehen. In großen, vergleichsweise dünn besiedelten Flächenländern fällt dagegen der Anteil von Freiflächenanlagen höher aus, weil dort mehr geeignete Flächen für großskalige PV-Projekte vorhanden sind. Insgesamt wird damit deutlich, dass der Ausbau der Freiflächen-PV in besonderem Maße von Flächennutzungskonflikten geprägt ist, während die Aufdach-PV stärker an den Gebäudebestand und die Siedlungsdichte gekoppelt ist. Die Abbildung 34 verdeutlicht diese Unterschiede, indem sie die jeweiligen regionalen Schwerpunkte von Aufdach- und Freiflächen-PV beispielhaft für das Szenario B 2045 gegenüberstellt.

Abbildung 34: Vergleich der Bundeslandverteilungen Aufdach- und Freiflächen-PV für B 2045

Volllaststunden

Für die Abschätzung der Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen werden zunächst durchschnittliche Volllaststunden in Höhe von 950 h/a zugrunde gelegt. Die resultierende Stromerzeugung in der nachfolgenden Modellierung hängt stark von der Auswahl der Wetter- und Klimaprojektion ab und wird demzufolge von dieser Annahme abweichen. Das Modell berücksichtigt repräsentative technische Parameter, sowie den Einfluss der Ausrichtung und Neigung der PV-Module auf die Stromerzeugungsprofile.

Tabelle 23: Installierte Erzeugungleistung Aufdach-PV je Bundesland

Leistung [GW]	Bestand	Prognose			Planungs-			C 2045
		regionen	A 2040	B 2040	C 2040	A 2045	B 2045	
Schleswig-Holstein	2,5	9,0	5,2	7,2	7,2	5,7	7,2	7,2
Hamburg	0,3	2,3	1,0	2,0	2,0	1,3	2,0	2,0
Niedersachsen	8,8	24,1	17,5	23,9	23,9	19,3	23,9	23,9
Bremen	0,2	1,2	0,6	1,0	1,0	0,7	1,0	1,0
Nordrhein-Westfalen	13,1	37,9	28,1	39,6	39,6	31,2	39,6	39,6
Hessen	4,5	12,8	8,9	12,1	12,1	9,7	12,1	12,1
Rheinland-Pfalz	4,1	11,5	7,7	10,1	10,1	8,3	10,1	10,1
Baden-Württemberg	12,4	24,8	21,8	27,7	27,7	23,4	27,7	27,7
Bayern	18,8	42,2	30,7	37,7	37,7	32,7	37,7	37,7
Saarland	0,7	2,5	1,4	1,8	1,8	1,5	1,8	1,8
Berlin	0,5	6,0	1,6	2,7	2,7	1,9	2,7	2,7
Brandenburg	2,8	9,2	6,1	8,2	8,2	6,7	8,2	8,2
Mecklenburg-Vorpommern	1,7	4,8	3,5	4,5	4,5	3,8	4,5	4,5
Sachsen	2,8	10,4	6,1	8,6	8,6	6,8	8,6	8,6
Sachsen-Anhalt	2,6	7,8	5,5	7,4	7,4	6,1	7,4	7,4
Thüringen	2,0	6,5	4,1	5,5	5,5	4,5	5,5	5,5
Deutschland	77,8	212,9	149,7	200,0	200,0	163,5	200,0	200,0

4.5 Biomasse und Laufwasser

Biomasse

Ausgehend von einer installierten Leistung von Biomasse- und Biogasanlagen von derzeit rund 9,2 GW wird in allen Szenarien ein sukzessiver Rückgang auf etwa 5 GW im Jahr 2040 und 3 GW im Jahr 2045 angenommen. Ein Weiterbetrieb vieler Bestandsanlagen erscheint nach Auslaufen der EEG-Förderung wirtschaftlich zunehmend herausfordernd. Neben steigenden Substratkosten und begrenzten Biomassepotenzialen tragen hierzu auch veränderte Anforderungen an die Stromerzeugung bei, insbesondere der steigende Bedarf an flexiblen Erzeugungskapazitäten. Vor diesem Hintergrund wird Biomasse in diesem Szenariorahmenentwurf prioritär in Anwendungsbereichen eingesetzt, in denen sie einen besonders effizienten Beitrag zur Dekarbonisierung leisten kann. Hierzu zählen insbesondere die Bereitstellung von Prozesswärme in der Industrie sowie die stoffliche Nutzung als biogene Kohlenstoffquelle. Darüber hinaus wird ein begrenzter Einsatz von Biomasse in der grundlastnahen Fernwärmeerzeugung unterstellt. Im Szenariopfad B wird in Abstimmung mit den FNB/WTNB zudem eine stärkere Ausrichtung auf die Erzeugung und Nutzung von Biomethan unterstellt. Es wird eine Biomethannutzung in einem Umfang von bis zu 50 TWh angenommen. Dieses Biomethan wird vorrangig im Industriesektor eingesetzt, leistet jedoch auch Beiträge zur Wärmeversorgung in Fernwärmenetzen und im Gebäudesektor. Grundsätzlich kann der Einsatz von Biomasse und Biomethan in den genannten Anwendungsbereichen die Elektrifizierung von Anwendungen teilweise ersetzen und steht daher in einem Zusammenhang mit der Entwicklung der Stromnachfrage.

Die verbleibenden Biomasseanlagen werden entsprechend des heutigen Anlagenbestands regionalisiert und behalten ihre dezentrale Struktur mit einer Vielzahl kleiner Anlagen bei. Für die zukünftige Betriebsweise wird eine stärkere Flexibilisierung angenommen. Die Anlagen werden strompreisorientiert betrieben und damit vorrangig in Zeiten geringer Einspeisung erneuerbarer Energien eingesetzt. Hierfür werden im Mittel etwa 3.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr zugrunde

gelegt. Diese Annahme orientiert sich an den aktuellen Förderbedingungen und bildet einen Kompromiss zwischen flexibilisiertem Betrieb und wirtschaftlich erforderlicher Auslastung.

Laufwasser

Für Laufwasser wird keine Änderung der installierten Leistung im Vergleich zum Bestand angenommen. Die installierte Leistung beträgt in allen Szenarien 3,6 GW und es werden Volllaststunden in Höhe von 4.400 h jährlich angenommen. Die Regionalisierung spiegelt den aktuellen Anlagenbestand wider.

4.6 Berücksichtigung von Spitzenkappung und Überbauung von Netzverknüpfungspunkten

Spitzenkappung beschreibt die Möglichkeit der Abregelung von Einspeisespitzen der Onshore-Windenergie- und PV-Anlagen in der Netzplanung, um Netzausbau für selten auftretende Einspeisespitzen zu vermeiden. Die gesetzliche Einführung dieses Planungsansatzes erfolgte 2016 im Rahmen des Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes. Demnach erhalten die 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 in Verbindung mit § 1 Abs. 1 EEG volkswirtschaftlich sinnvolles Maß zu dimensionieren. Nach § 12a Abs. 1 Satz 4 und § 12b Abs. 1 Satz 3 EnWG sind die Betreiber von Übertragungsnetzen im Rahmen der Erstellung des NEP verpflichtet, die Regelungen der Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG bei der Netzplanung anzuwenden.

Das Instrument der Spitzenkappung wird derzeit durch die VNB nur in äußerst begrenztem Umfang angewendet. Zudem ist zu berücksichtigen, dass die Spitzenkappung konzeptionell nicht für Stromsysteme mit einer hohen Durchdringung flexibler Verbraucher und Speicher entwickelt wurde. Diese Flexibilitäten werden insbesondere im langfristigen Betrachtungshorizont des Netzentwicklungsplans weiter steigen und zunehmend auch in räumlicher Nähe zu erneuerbaren Erzeugungsanlagen wirken. Vor diesem Hintergrund kann die netztechnische Wirkung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen in den unterlagerten Netzebenen ohne Berücksichtigung dieser Flexibilitäten nicht sachgerecht approximiert werden. Die Übertragungsnetzbetreiber empfehlen daher weiterhin, auf eine explizite Berücksichtigung der klassischen Spitzenkappung im Netzentwicklungsplan zu verzichten.

Demgegenüber gewinnt die Überbauung von Netzverknüpfungspunkten zunehmend an Bedeutung. Darunter wird verstanden, dass die an einem Netzanschlusspunkt installierte Erzeugungsleistung die bestehende Netzanschlusskapazität übersteigt. Die entsprechenden rechtlichen Rahmenbedingungen ergeben sich insbesondere aus § 8 Abs. 2 EEG, der unter bestimmten Voraussetzungen die gemeinsame Nutzung eines Netzverknüpfungspunktes durch mehrere Anlagen ermöglicht, sowie aus § 8a EEG und § 17 EnWG, die flexible Netzanschlussvereinbarungen einschließlich einer Begrenzung der Einspeiseleistung vorsehen.

Das Konzept der Überbauung wird in der Praxis bereits heute insbesondere in Regionen mit begrenzten Netzanschlusskapazitäten nachgefragt. Dabei werden bestehende Windenergie- oder Photovoltaikanlagen an einem Standort typischerweise durch zusätzliche Anlagen ergänzt, ohne die Anschlusskapazität entsprechend der neu installierten Leistung zu erhöhen. Aufgrund ihrer komplementären Einspeiseprofile eignet sich die Überbauung insbesondere für Kombinationen aus Onshore-Windenergie- und Photovoltaik-Freiflächenanlagen sowie für Kombinationen mit Batteriespeichern. Regionale Schwerpunkte bestehen derzeit vor allem in Norddeutschland. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Bedeutung der Überbauung perspektivisch auch in anderen Regionen zunimmt.

Methodik zur Berücksichtigung von Überbauung

Vor dem Hintergrund der steigenden Bedeutung dieses Konzepts wird in diesem Szenariorahmenentwurf eine Methodik zur Berücksichtigung der Überbauung eingeführt. Die Übertragungsnetzbetreiber planen, diese Methodik ausschließlich im Szenariopfad B anzuwenden, da in diesem Szenariopfad im Vergleich zu den anderen Entwicklungspfaden stärker unterstellt wird, dass politische und regulatorische Rahmenbedingungen auf eine netzdienliche Betriebsweise von Erzeugungsanlagen ausgerichtet sind. In Szenariopfad B wird also eine deutlich breitere Anwendung der Überbauung angenommen.

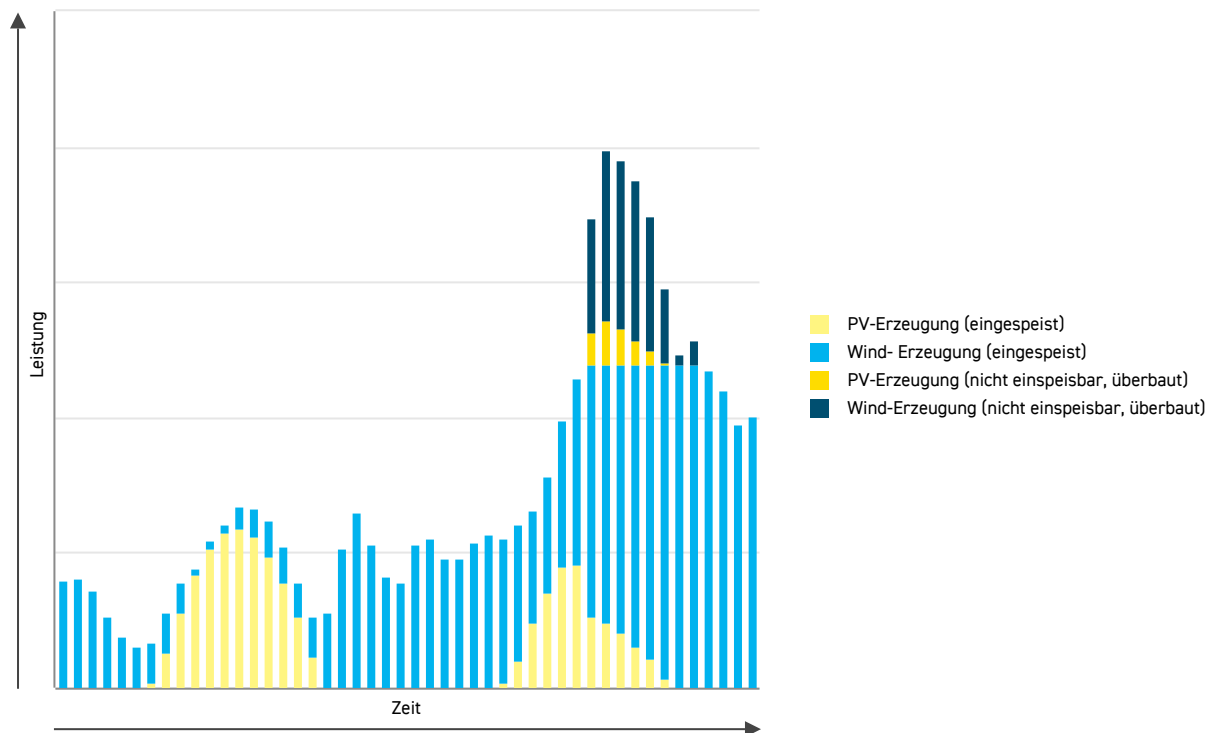
Aufgrund fehlender Datengrundlagen zur standortspezifischen Ausgestaltung von Netzanschlussverträgen erfolgt die Abbildung der Überbauung auf aggregierter Ebene. Hierzu werden die auf Landkreisebene ermittelten Einspeisezeitreihen der Onshore-Windenergie und der Freiflächen-PV einbezogen. Aufdach-PV-Anlagen bleiben unberücksichtigt, da sie im Kontext der Überbauung von Netzverknüpfungspunkten nicht relevant sind. Hinsichtlich der Berücksichtigung von Batteriespeichern wird derzeit geprüft, inwieweit eine sachgerechte Integration in die Methodik möglich ist oder ob diese aus Gründen der Modellvereinfachung zunächst unberücksichtigt bleiben kann.

Die Überbauung wird methodisch durch eine Begrenzung der Einspeiseleistung der kombinierten Zeitreihen abgebildet. Hierzu werden die Einspeisezeitreihen der Onshore-Windenergie und der Photovoltaik-Freiflächenanlagen zusammengeführt und in Zeitpunkten hoher gleichzeitiger Einspeisung entsprechend begrenzt. Auf diese Weise wird die begrenzte Aufnahmefähigkeit der bestehenden Netzanschlusskapazitäten modellhaft nachgebildet. Die Überbauung wirkt sich ausschließlich auf die tatsächlich eingespeiste Leistung aus. Die ausgewiesene installierte Bruttonennleistung der erneuerbaren Energieträger bleibt hingegen unverändert.

Die Begrenzung der Einspeisung erfolgt so, dass die resultierende jährliche Energieminderung über beide betrachteten Technologien hinweg maximal 3 % der Jahresenergiemenge beträgt. Dieser Wert orientiert sich an dem im Kontext der Spitzenkappung herangezogenen planerischen Richtwert, wonach eine Begrenzung in dieser Größenordnung geeignet ist, unverhältnismäßigen Netzausbau für selten auftretende Einspeisespitzen zu vermeiden. Im Rahmen der Konsultation wird insbesondere um Hinweise zur Angemessenheit dieses Parameters im Zusammenhang mit dem Überbauungskonzept gebeten.

Das beschriebene Vorgehen wird in Abbildung 35 exemplarisch dargestellt. Die kombinierte Einspeisung von Onshore-Windenergie- und Freiflächen-PV-Anlagen in der betrachteten Region wird durch den gemeinsamen Netzanschluss begrenzt. Aufgrund der weitgehend komplementären Erzeugungsprofile von Photovoltaik- und Windenergieanlagen kann die kombinierte Erzeugung in den meisten Fällen vollständig abgeführt werden. Übersteigt das kombinierte Einspeisepotenzial jedoch die Leistung des gemeinsamen Netzanschlusspunktes, wird der überschüssige Anteil nicht in das öffentliche Netz eingespeist. In diesem Beispiel wird die Abregelung zu gleichen Teilen auf beide Technologien verteilt.

Abbildung 35: Exemplarische Darstellung der Einspeiseleistung eines Netzverknüpfungspunktes mit Überbauung



Die vorgeschlagene methodische Umsetzung der Überbauung weist konzeptionelle Parallelen zur Spitzenkappung auf, da in beiden Fällen Einspeisespitzen gezielt begrenzt werden, um Netzausbaubedarfe zu reduzieren. Gleichzeitig bestehen wesentliche Unterschiede: Spitzenkappung ist nicht auf einzelne Netzverknüpfungspunkte bezogen, sondern umfasst pauschal eine Vielzahl von Erzeugungsanlagen in unterlagerten Netzebenen, für die im Rahmen der Netzplanung eine Begrenzung der Einspeisespitzen unterstellt wird, die im Betrieb zu einer entsprechenden Abregelung führt. Überbauung hingegen ist konkret auf einen Netzverknüpfungspunkt und den jeweiligen Anschlussnehmer bezogen und beschreibt die zusätzliche Installation von Erzeugungsleistung bei begrenzter Anschlusskapazität im Rahmen vertraglicher Regelungen, wobei die Einhaltung dieser Begrenzung in der Verantwortung des Anschlussnehmers liegt. In der modelltechnischen Umsetzung führen beide Ansätze zu vergleichbaren Effekten, da in beiden Fällen Einspeisespitzen reduziert werden. Die gewählte Methodik überträgt die grundlegenden Prinzipien der Spitzenkappung auf die spezifischen Anforderungen der Überbauung. Gerne können Rückmeldungen zur Eignung des vorgestellten methodischen Ansatzes sowie zur zukünftigen Bedeutung der Überbauung für die Netzplanung im Rahmen der Konsultation eingebracht werden.

Räumliche Differenzierung

Eine zentrale Herausforderung besteht in der Frage, an welchen Standorten das Konzept der Überbauung von Anschlussnehmern künftig verstärkt genutzt wird. Derzeit steht die Überbauung von Netzverknüpfungspunkten vor allem in Regionen mit begrenzten Netzanschlusskapazitäten im Fokus. Mit Blick auf die langfristigen Zieljahre ist jedoch davon auszugehen, dass sich die betroffenen Regionen verändern, da ein enger Zusammenhang zwischen dem regionalen Zubau erneuerbarer Erzeugungsanlagen und dem Ausbau der Netzkapazitäten besteht, wodurch sich Netzengpässe entsprechend räumlich verlagern können.

Vor dem Hintergrund dieser Unsicherheiten erscheint es sachgerecht, die Überbauung im Rahmen der Modellierung zunächst vereinfachend über einen deutschlandweit einheitlichen Kappungsfaktor abzubilden. Gleichzeitig wird im Rahmen der Konsultation um Hinweise gebeten, inwiefern künftig eine regionale Differenzierung sinnvoll sein könnte. Denkbare Kriterien hierfür sind insbesondere bestehende sowie zukünftige Engpassregionen, deren Identifikation jedoch mit erhöhten methodischen Anforderungen und Unsicherheiten verbunden ist, sowie die regionale Dichte erneuerbarer Erzeugungsanlagen als vergleichsweise einfaches und robustes Abgrenzungskriterium.

- 01 Szenariorahmen als Grundlage des Netzentwicklungsplans
- 02 Szenarienbeschreibung
- 03 Stromverbrauch
- 04 Erneuerbare Energien
- 05 Kraftwerke und Speicher**
- 06 Europäischer Rahmen
- 07 Brennstoff- und CO₂-Preise

5 Kraftwerke und Speicher

Die Transformation des deutschen Energiesystems führt zu einer grundlegenden Veränderung der Rolle konventioneller Kraftwerke. Während thermische Erzeugungsanlagen historisch überwiegend der kontinuierlichen Grundlastbereitstellung dienten, verschiebt sich ihre Funktion zunehmend hin zur flexiblen Absicherung fluktuierender erneuerbarer Einspeisung. Zur Erreichung von Netto-Null-Emissionen müssen diese Anlagen perspektivisch auf klimaneutrale Brennstoffe umgestellt werden. Bis zum Jahr 2045 wird daher ein weitgehend wasserstoffbasierter Betrieb des konventionellen Kraftwerksparks angenommen.

Im Folgenden werden die Annahmen zur Entwicklung des Gas- und Wasserstoffkraftwerksparks insbesondere im Kontext der Kraftwerksstrategie, zur Entwicklung von KWK-Kleinkraftwerken (< 10 MW) sowie zu weiteren thermischen Erzeugungsanlagen, beispielsweise Abfallkraftwerken, detailliert erläutert. Neben den konventionellen Kraftwerken werden in diesem Kapitel auch hydraulische Kraftwerke und Speichertechnologien betrachtet, die mit dem steigenden Anteil erneuerbarer Energien zunehmend an Bedeutung für die Bereitstellung von Flexibilität im Stromsystem gewinnen.

Bei der Ermittlung des zukünftigen Kraftwerksparks in Deutschland werden folgende Abgrenzungen getroffen:

- ▶ Alle Angaben beziehen sich auf Anlagen aus dem Gebiet der Bundesrepublik Deutschland sowie zusätzlich auf grenznahe Anlagen, die in der Regelzone der deutschen ÜNB liegen und in das deutsche Stromnetz einspeisen.
- ▶ Es wird der gesamte Kraftwerkspark erfasst, unabhängig davon, ob diese in industrielle, andere private oder öffentliche Netze einspeisen.
- ▶ Die angegebenen Kraftwerksleistungen sind Nettonennleistungen ohne Berücksichtigung des individuellen Leistungs- und Energiebedarfs zum Betrieb der Kraftwerke.
- ▶ Alle angegebenen Kraftwerksleistungen beziehen sich ausschließlich auf Kraftwerke, die zum jeweiligen Zeitpunkt am Strommarkt agieren. Kraftwerke in Reserve oder vorläufig stillgelegte Kraftwerke sind in den Leistungsangaben nicht eingeschlossen.

5.1 Thermische Kraftwerkskapazitäten

Die Grundlage für die Bestimmung des Kraftwerksparks in Deutschland ist zunächst eine Bestandsaufnahme der aktuell in Betrieb, in Bau und in Planung befindlichen sowie vorläufig stillgelegten Kraftwerke. Als Datengrundlage dienen hier die Bestands-, Zubau- und Rückbaulisten der BNetzA sowie das Marktstammdatenregister. Vereinzelt sind hierbei Korrekturen auf Basis von den ÜNB vorliegenden Informationen erfolgt. Annahmen zur Stilllegung von Kraftwerken basieren auf bekannten Stilllegungsanzeigen.

Die Annahmen zum Kraftwerkszubau basieren unter anderem auf dem aktuellen Gesetzesentwurf zum Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätsgesetz (StromVKG). Im Rahmen dessen sollen zunächst mindestens 11 GW an steuerbaren Kapazitäten ausgeschrieben werden. Zusätzlich hat das Gesetz zum Ziel, in den darauffolgenden Jahren einen Kapazitätsmarkt für gesicherte Stromerzeugungleistung in mehreren Stufen zu etablieren.

Gemeinsam mit den FNB/WTNB wird von den ÜNB insbesondere ein deutlicher Zubau an Gaskraftwerksleistung angenommen. Die gemeinsame Betrachtung des Gaskraftwerksparks durch ÜNB und FNB/WTNB stellt dabei sicher, dass sowohl die Anforderungen des Strom- als auch des Gasnetzes konsistent berücksichtigt werden. Als Grundlage dienen die den ÜNB vorliegenden Netzanschlussanträge gemäß Kraftwerksnetzanschlussverordnung (KraftNAV) sowie die Kapazitätsreservierungen nach § 38 und § 39 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) und KARLA Gas 2.0. Ergänzend werden die im Rahmen der gemeinsamen Marktabfrage gemeldeten Kraftwerksplanungen einbezogen.

Daneben werden Annahmen zum Rückbau von bestimmten Kraftwerkstechnologien getroffen. Für Kohlekraftwerke bildet der gesetzlich verankerte Kohleausstieg gemäß Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) die maßgebliche Grundlage. Dieses sieht eine schrittweise Stilllegung der Stein- und Braunkohlekraftwerke bis spätestens 2038 vor, sodass in keinem der Zieljahre kohlebefeuerte Kraftwerke berücksichtigt werden. Daneben wird ein vollständiger Rückbau von Mineralölkraftwerken vor 2040 abgebildet. Auch sonstige Kraftwerke, die mit emissionsintensiven Brennstoffen betrieben werden, tragen in den Zieljahre nicht mehr zur Stromerzeugung bei. So werden beispielsweise Kuppelgaskraftwerke in der Stahlindustrie nicht mehr betrieben, da eine Umstellung der Stahlerzeugung auf wasserstoffbasierte Direktreduktionsverfahren angenommen wird.

Ein Neubau von Kernkraftwerken wird in Deutschland nicht betrachtet.

In allen Zieljahren wird jeweils derselbe Kraftwerkspark zugrunde gelegt, da der Fokus der Szenarien auf anderen Entwicklungen liegt, die die Dimensionierung der Übertragungsnetze maßgeblicher beeinflussen. Zudem ist die zukünftige Ausprägung des konventionellen Kraftwerksparks mit hohen Unsicherheiten behaftet. Sie ergibt sich nicht unmittelbar aus der Höhe des Stromverbrauchs, sondern aus komplexen Wechselwirkungen mit alternativ verfügbaren Flexibilitätsoptionen.

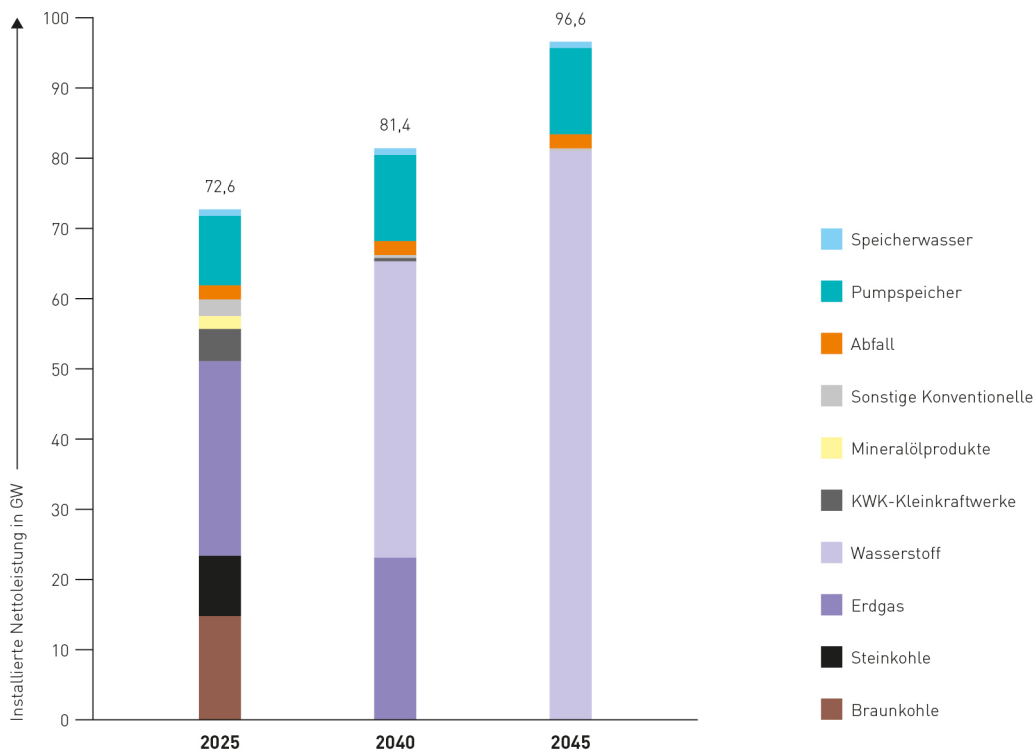
Abbildung 36: Erwartete Entwicklung der Leistung konventioneller Kraftwerke in Deutschland*



* Die Darstellung enthält zusätzlich zu den konventionellen Kraftwerken die Leistung des biogenen Anteils der Abfallkraftwerke und der Speicherwasserkraftwerke.

Quelle: BNetzA, MaStR, Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 37: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern*



* Die Darstellung enthält zusätzlich zu den konventionellen Kraftwerken die Leistung des biogenen Anteils der Abfallkraftwerke und der Speicherwasserkraftwerke.

Quelle: BNetzA, MaStR, Übertragungsnetzbetreiber

5.1.1 Gas- und Wasserstoffkraftwerke

Der Bestand an Gaskraftwerken ohne Berücksichtigung von KWK-Kleinkraftwerken betrug Ende 2025 rund 28 GW. Der grundsätzliche Bedarf an Gaskraftwerkskapazität für die Jahre 2040 und 2045 ergibt sich insbesondere aus der Absicherung von Versorgungssituationen mit geringer erneuerbarer Erzeugung. Die Herleitung einer langfristigen Gaskraftwerkskapazität ist dabei aufgrund der Wechselwirkungen mit alternativen Flexibilitätsoptionen mit hohen Unsicherheiten verbunden. Einschlägige Versorgungssicherheitsanalysen wie z. B. das European Resource Adequacy Assessment (ERAA) oder das [Versorgungssicherheitsmonitoring](#) der BNetzA betrachten beispielsweise Horizonte von maximal zehn Jahren. Gemeinsam mit den FNB/WTNB empfehlen die ÜNB, das Szenario O45-Strom der BMW-Langfristszenarien zugrunde zu legen und dem entsprechend in den Szenarien eine Gaskraftwerkskapazität von etwa 65 GW in 2040 und rund 81 GW in 2045 anzusetzen. Diese Kapazitäten liegen aus Sicht der ÜNB in einem durchschnittlichen Bereich verschiedener interner und öffentlicher Investitions- und Energiesystemanalysen. Es wird davon ausgegangen, dass der Aufbau von Kraftwerkskapazitäten in dieser Größenordnung langfristig aus dem Kapazitätsmechanismus resultiert. Dieser kann sowohl den Neubau von Erdgaskraftwerken mit Umrüstooption auf Wasserstoff, die Umrüstung ehemaliger Kraftwerksstandorte auf Wasserstoff als auch den direkten Zubau neuer Wasserstoffkraftwerke anreizen. Für 2040 werden in Abstimmung mit den FNB/WTNB rund 23 GW an Erdgas- sowie 42 GW an Wasserstoffkraftwerkskapazität angesetzt. In 2045 wird angenommen, dass die Kraftwerkskapazität in Höhe von rund 81 GW ausschließlich mit grünem Wasserstoff betrieben wird.

In enger Abstimmung zwischen FNB/WTNB und ÜNB wurde eine zugehörige Gaskraftwerksliste erarbeitet. Grundlage sind dabei Daten zum bestehenden Kraftwerkspark, die gemeinsame Marktabfrage und die eingegangenen Anträge über §§ 38, 39 GasNZV und KARLA Gas 2.0 sowie gemäß KraftNAV. Für die Zieljahre werden zusätzliche Wasserstoffkraftwerke zunächst aus der gemeinsamen Marktabfrage übernommen. Sofern die aggregierte Leistung der Wasserstoffkraftwerke unterhalb der für 2040 beziehungsweise 2045 festgelegten Zielkapazitäten liegt, wird die verbleibende Differenz zunächst durch eine angenommene Umrüstung bestehender Standorte von Erdgaskraftwerken gedeckt. Die Auswahl dieser Standorte erfolgt anhand einer Priorisierung nach KWK-Fähigkeit sowie technischem Alter. Dabei wird bei der Auswahl jeweils auch eine Standortanalyse durchgeführt, die eine konsistente und plausible Entwicklung insbesondere von großen Kraftwerksstandorten sicherstellt. Wenn an einem Standort beispielsweise neue Kraftwerke aus der Marktabfrage einbezogen werden, wird die Annahme einer zusätzlichen Umrüstung bestehender Kraftwerksblöcke eingeschränkt. Verbleibt weiterhin eine Differenz zur Zielkapazität, werden zusätzlich lastnahe Kraftwerke hinterlegt. Überschreitet die aggregierte Leistung der Wasserstoffkraftwerke die jeweilige Zielkapazität, erfolgt eine Auswahl auf Basis der Projektreife. Für 2045 wird unterstellt, dass sämtliche Gaskraftwerke mit Wasserstoff betrieben werden, da bestehende Erdgaskraftwerke bis dahin umgerüstet werden. Die installierte Leistung sowie die jeweilige Anlagentechnologie bleiben im Zuge dieser Umstellung unverändert. Ebenso wird angenommen, dass die Eigenschaft von Kraftwerken zur Wärmeauskopplung (KWK) und deren Einbindung in Fernwärmenetze bestehen bleiben.

KWK-Kleinkraftwerke < 10 MW

Neben den großen Kraftwerksblöcken besteht der thermische Kraftwerkspark auch aus dezentralen Kleinkraftwerken < 10 MW. In der Regel handelt es sich um KWK-Kraftwerke, die sowohl Strom als auch Wärme bereitstellen und Verbrauchende direkt oder über ein Nahwärmenetz mit Wärme versorgen. Im Marktstammdatenregister der BNetzA sind mit Stand 28.04.2026 ca. 71.000 dieser Kleinkraftwerke als in Betrieb aufgelistet, die in Summe eine installierte Leistung von knapp 4,6 GW aufweisen. Diese Kleinkraftwerke werden aktuell überwiegend mit Erdgas befeuert, wobei auch andere Brennstoffe wie Mineralölprodukte, Braun- und Steinkohle, nicht biogener Abfall oder andere Gase zum Einsatz kommen.

Bis 2025 konnte ein kontinuierlicher Zubau von KWK-Anlagen beobachtet werden. In allen Szenarien wird unterstellt, dass sich dieser Zubau in den kommenden Jahren linear reduzieren wird, sodass ab 2031 kein weiterer Netozubau mehr auftritt. Da diese Kraftwerke in der Regel am Gasverteilnetz angeschlossen sind und in den Szenarien kein flächendeckender Aufbau eines Wasserstoffverteilnetzes angenommen wird, wird die Anzahl der mit Erdgas befeuerten KWK-Kleinkraftwerke allmählich abnehmen und bis 2045 auf null absinken. Der Rückbau wird basierend auf einer technisch-ökonomischen Lebensdauer von 15 Jahren angenommen. Mit diesem beschriebenen Entwicklungspfad ergibt sich im Jahr 2040 in allen Szenarien eine installierte Leistung von knapp 460 MW an konventionellen KWK-Kleinkraftwerken. Die Regionalisierung der Anlagen soll sich dabei am aktuellen Bestand der mit Erdgas befeuerten KWK-fähigen Kleinkraftwerke orientieren. Einzelne KWK-Kleinkraftwerke, die auf die Nutzung biogener Energieträger, z. B. Biomethan, umstellen, werden im Rahmen von Kapitel 4.5 unter Biomasse erfasst.

Abbildung 38: Erwartete Entwicklung der Leistung aus Gaskraftwerken



Quelle: BNetzA, MaStR, Übertragungsnetzbetreiber

5.1.2 Weitere thermische Kraftwerke

Neben Erdgas und Wasserstoff kommen noch andere Energieträger im thermischen Kraftwerkspark zum Einsatz. Die Energieträger Braun- und Steinkohle sowie Mineralöl finden in den Zieljahren 2040 und 2045 in Deutschland dabei keine Berücksichtigung mehr. Es werden weiterhin geplante und sich in Betrieb befindliche Abfallkraftwerke angenommen, die teilweise nicht-biogenen Abfall verbrennen. Bei Abfallkraftwerken wird grundsätzlich von einem langfristigen Weiterbetrieb der Anlagen ausgegangen, da diese hauptsächlich zum Zweck der Abfallentsorgung eingesetzt und entsprechend auch weiterhin benötigt werden. Für die Jahre 2040 und 2045 werden jeweils eine installierte Leistung in Höhe von rund 2 GW und Vollbenutzungsstunden in Höhe von 5000 h/a angenommen. Es wird unterstellt, dass 50 % der Abfallmengen, die in Abfallkraftwerken verarbeitet werden, biogenen Ursprungs sind. Die Verbrennung dieses Anteils ist mit keinen Netto-CO₂-Emissionen verbunden und wird dementsprechend den erneuerbaren Energien zugerechnet. Die weiteren 50 % werden hingegen mit einem entsprechenden Emissionsfaktor deklariert.

5.2 Einsatzrestriktionen von thermischen Kraftwerken

Strommarktgetriebener Einsatz von Kraftwerken in der Marktmodellierung bedeutet, dass sich ihre Stromerzeugung unmittelbar an den Marktpreisen für elektrische Energie orientiert. Bei entsprechend niedrigen Marktpreisen findet abhängig von den technischen Eigenschaften des Kraftwerks keine oder nur eine verminderte Erzeugung statt.

Neben der Erzeugung für die öffentliche Stromversorgung erfüllen viele Kraftwerke zusätzliche Versorgungsaufgaben, welche einem rein strommarktorientierten Betrieb entgegenstehen. Dazu gehören beispielsweise die Bereitstellung von Wärme für den Fern- und Nahwärmebedarf sowie die Bereitstellung von Wärme und Strom für direkt zugeordnete Industrie-, Produktions- oder Kraftwerksprozesse. Gleichzeitig erfordert der wachsende Marktanteil fluktuierender erneuerbarer Energien eine stärkere Strommarktorientierung und Flexibilisierung der thermischen Kraftwerke. Entsprechend den Ausführungen in Kapitel 3.5 wird davon ausgegangen, dass in Fernwärmenetzen neben KWK-Anlagen zukünftig vermehrt alternative Technologien zur Wärmebereitstellung zur Verfügung stehen. Dazu zählen beispielsweise geo- und solarthermische Anlagen, Großwärmepumpen sowie gas- oder strombetriebene Heizkessel. Wärmespeicher sorgen für eine weitere Flexibilität. Insgesamt führt dieser Technologiemix dazu, dass sich der Betrieb von KWK-Anlagen in öffentlichen Fernwärmenetzen und zur industriellen Versorgung mit Prozesswärme stark oder sogar vollständig am Strommarkt orientieren kann. Grundsätzlich ist die stündliche Einsatzentscheidung einer KWK-Anlage jedoch vor allem vom lokalen Technologiemix abhängig und von hoher Komplexität geprägt.

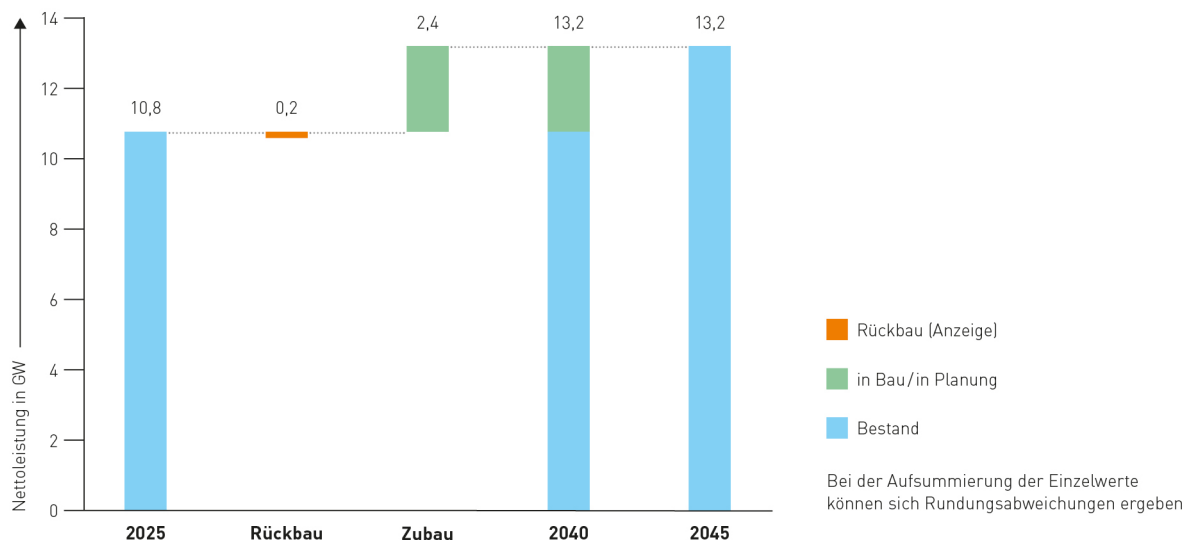
Die KWK-Anlagen sind somit nicht nur am Strommarkt aktiv, sondern nehmen auch am Wärmemarkt teil und unterliegen zusätzlich dem Einfluss der Wärmenachfrage. Im Modell wird ein zu deckender Wärmebedarf endogen vorgegeben. Das Strommarktmodell stellt dabei eine kostenminimierende Deckung des Wärmebedarfs über die genannten Technologien sicher. Dabei erlauben Wärmespeicher eine zeitlich begrenzte Entkopplung von Wärmeerzeugung und Bedarf. In allen Szenarien wird davon ausgegangen, dass KWK-Anlagen auch nach Umstellung ihres Brennstoffs von Erdgas auf Wasserstoff weiterhin für die Wärmeversorgung in Fernwärmenetzen zur Verfügung stehen. Ihr Einsatz ergibt sich im Rahmen einer endogenen Wärmemodellierung in der Marktsimulation.

5.3 Hydraulische Kraftwerke und Batteriespeicher

Pumpspeicher- und Speicherwasserkraftwerke wie auch Batteriespeicher im Allgemeinen erbringen als Flexibilitätsoptionen einen wichtigen Beitrag zur Integration von erneuerbaren Energien. Besonders Batteriespeicher gewinnen zunehmend an Bedeutung.

5.3.1 Hydraulische Kraftwerke

Hinsichtlich Pumpspeicher- und Speicherwasserkraftwerke wird angenommen, dass entsprechende Anreize zu einem Weiterbetrieb oder einer Betriebswiederaufnahme der heutigen Bestandsanlagen bestehen werden. In den Szenarien werden alle bekannten in Bau oder in Planung befindlichen Anlagen berücksichtigt. Abgebildet ist die Kapazität der hydraulischen Kraftwerkskapazitäten ohne Laufwasserkraftwerke im deutschen Marktgebiet. Davon befinden sich etwa 4,2 GW (in Betrieb) beziehungsweise 5,6 GW (inklusive Zubau) geografisch nicht in Deutschland, sondern in den Regelzonenausstülpungen in Luxemburg und Österreich.

Abbildung 39: Entwicklung der hydraulischen Kraftwerkskapazitäten

Quelle: BNetzA, MaStR, Übertragungsnetzbetreiber

5.3.2 Batteriespeicher

Der Markt für Batteriespeicher ist derzeit durch eine ausgeprägte Dynamik gekennzeichnet. Neben einer deutlichen Kostendegression bei Batteriespeichersystemen und einer Weiterentwicklung neuer Speicherarten tragen auch attraktive Erlösmöglichkeiten in verschiedenen Marktsegmenten dazu bei. Ergänzend wirkt die gegenwärtige Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 des EnWG als Investitionsanreiz. Diese Regelung ist zugleich Gegenstand aktueller Diskussionen, unter anderem im Rahmen der Überlegungen der BNetzA zur Reform der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes).

Großbatteriespeicher

Die hohe Marktdynamik zeigt sich insbesondere bei den Großbatteriespeichern in der Vielzahl an Netzanschlussanträgen bei den Netzbetreibern. Die Berücksichtigung von Großbatteriespeichern in den Szenarien ergibt sich dabei aus der konsolidierten Datengrundlage der neuen Stromgroßverbraucher (s. Kapitel 3.2) sowie der beschriebenen Berücksichtigungslogik (s. Kapitel 3.2.2).

Aufgrund der sehr hohen und in der aktuellen Erhebung weiter gestiegenen Anzahl der Großbatteriespeicherprojekte ergibt sich die Herausforderung einer sachgerechten und konsistenten Berücksichtigung dieser Vorhaben. Die ÜNB verfolgen hierzu einen kombinierten Ansatz, der sowohl dem Umfang an weit fortgeschrittenen Projekten Rechnung trägt als auch eine energiewirtschaftlich plausible Einordnung der Entwicklung sicherstellt. Im Ergebnis führt dies auf der einen Seite zu einer im energiewirtschaftlichen Kontext vergleichsweise hohen installierten Leistung infolge der vielen Projekte mit Netzanschlusszusagen. Auf der anderen Seite wird durch die Modellierungsannahmen eine angemessene Speicherkapazität sichergestellt. Obwohl ein Großteil der Projekte aktuell mit Energie-zu-Leistungs-Verhältnissen (E/P) von 4 geplant wird und interne Analysen der ÜNB darauf hindeuten, dass langfristig Verhältnisse von bis zu 6 attraktiv sein können, wird in der Modellierung daher ein E/P-Wert von 2 zugrunde gelegt. So wird gewährleistet, dass die resultierende Speicherkapazität trotz hoher Leistungen in einer Größenordnung verbleibt, die sich konsistent in bestehende öffentliche und interne Energiesystemanalysen sowie plausibel in den Gesamtzusammenhang der entwickelten Szenarien einordnet.

Mit dem gewählten Ansatz wird sowohl der bestehenden Unsicherheit hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung des Zubaus von Großbatteriespeichern als auch ihrer Teilnahme an unterschiedlichen Märkten Rechnung getragen. Diese Entwicklung hängt neben der Kostenentwicklung maßgeblich auch von der Verfügbarkeit alternativer Flexibilitätsoptionen ab, für die in den Szenarien spezifische Annahmen getroffen werden. Zudem ist davon auszugehen, dass mit zunehmendem Ausbau von Großbatteriespeichern Kannibalisierungseffekte in den verschiedenen Marktsegmenten auftreten, die die erzielbaren Erlöse reduzieren und den weiteren Zubau ab einem gewissen Punkt wirtschaftlich unattraktiver machen. Energiesystemanalysen können zeigen, inwiefern der Bedarf an Großbatteriespeichern in zentralen Märkten wie dem Day-Ahead-Handel, der im Netzentwicklungsplan modellseitig abgebildet wird, begrenzt ist. Gleichzeitig verfügen Großbatteriespeicher auch in anderen Märkten über Einsatz- und Erlösoptionen, etwa durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, im Intraday-Markt oder durch die Vorhaltung von Kapazitäten im Kontext von Kapazitätsmechanismen, beispielsweise zur mehrstündigen Absicherung von Versorgungssituationen mit geringer erneuerbarer Einspeisung. Die langfristige Entwicklung dieser Märkte und ihre Bedeutung für den wirtschaftlichen Einsatz von Großbatteriespeichern sind jedoch aus heutiger Sicht mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Die ÜNB begrüßen daher Hinweise aus der Konsultation, die die zukünftige Entwicklung von Großbatteriespeichern sowie die sachgerechte Berücksichtigung der Projektmeldungen im NEP Strom betreffen.

Kleinbatteriespeicher

Kleinbatteriespeicher grenzen sich in diesem Szenariorahmen insofern von Großbatteriespeichern ab, als dass sie in der Regel verbrauchsnahe in privaten Haushalten oder im GHD-Sektor errichtet werden und eine bestimmte Größenklasse (1 MW) nicht überschreiten. Sie sind heute bereits weiter verbreitet als Großbatteriespeicher, da sie aktuell vorrangig zur Eigenverbrauchsoptimierung eingesetzt werden und in Kombination mit Aufdach-PV wirtschaftliche Anreize bieten.

Ausgehend vom Bestand wird ein weiterer Zubau der Kleinbatteriespeicher unterstellt. Deren Zubau und räumliche Verteilung orientieren sich ausschließlich an der Installation neuer Aufdach-PV-Anlagen. Dabei werden je nach Szenario und Zieljahr unterschiedliche Annahmen dazu getroffen, wie hoch der Anteil an Kleinbatteriespeichern am Zubau der Aufdach-PV-Anlagen ist. Im Szenariopfad A steigt der Anteil an zugebauten Batteriespeichern bis auf 85 % in 2045, im B- und C-Pfad auf bis zu 100 % in 2045. Dabei werden jeweils 0,6 kW Batteriespeicherleistung pro 1 kWp Aufdach-PV-Flächenleistung zugebaut.

Es wird angenommen, dass das durchschnittliche Verhältnis aus Speicherkapazität zu installierter Leistung (E/P) bei Kleinbatteriespeichern 2 kWh/kW beträgt. Die Kleinbatteriespeicher können bei maximaler Leistung also für maximal zwei Stunden Energie ein- beziehungsweise ausspeichern, bis sie vollständig geladen beziehungsweise entladen sind. Gerne können im Rahmen der Konsultation Hinweise zu diesen Annahmen eingebracht werden.

Einsatzweise

Für Großbatteriespeicher sehen die ÜNB ausschließlich eine strommarktorientierte Betriebsweise vor. Ein solches Einsatzverhalten führt zu einer verbesserten Integration erneuerbarer Energien. Die Einsatzweise der Kleinbatteriespeicher wird in den Szenarien im Zuge der Modellierung der Flexumer entweder eigenverbrauchsminimierend, marktorientiert oder netzorientiert ausgerichtet angenommen. Weitere Erläuterungen dazu finden sich in Kapitel 3.6.1. Gerne können auch Hinweise zur zukünftigen Betriebsweise von Batteriespeichern in die Konsultation des Szenariorahmenentwurfs eingebracht werden.

Tabelle 24: Batteriespeicherleistung je Szenario

Batteriespeicherleistung [GW]	A 2040	B 2040	C 2040	A 2045	B 2045	C 2045
Kleinbatteriespeicher	47,4	79,5	79,5	53,1	79,5	79,5
Großbatteriespeicher	84,1	102,4	102,4	84,1	102,9	102,9
Summe	131,5	181,9	181,9	137,2	182,4	182,4

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 25: Batteriespeicherkapazität je Szenario

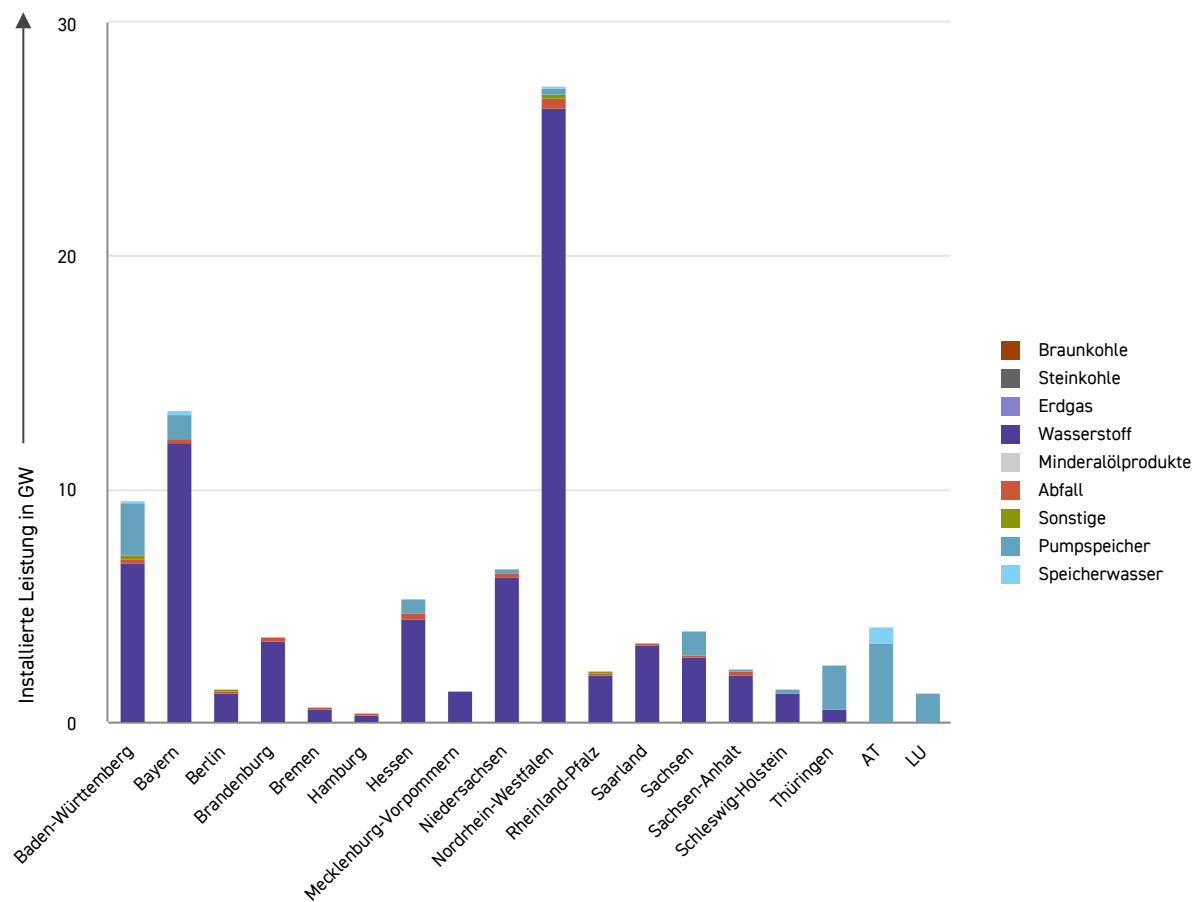
Batteriespeicherkapazität [GWh]	A 2040	B 2040	C 2040	A 2045	B 2045	C 2045
Kleinbatteriespeicher	94,8	159,0	159,0	106,2	159,0	159,0
Großbatteriespeicher	168,2	204,8	204,8	168,2	205,8	205,8
Summe	263	363,8	363,8	274,4	364,8	364,8

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

5.4 Bundeslandaufteilung

Die folgende Abbildung stellt die bundeslandspezifische Verteilung der thermischen Kraftwerkskapazitäten und Pumpspeicher- sowie Speicherwasserkraftwerke für das Zieljahr 2045 dar und umfasst dabei ausschließlich blockscharf im Modell abgebildete Kraftwerke. Die lastnahen Wasserstoffkraftwerke, die zur vollständigen Erreichung der Zielkapazität von 81 GW zusätzlich angesetzt werden, sind in der Darstellung daher ebenso wenig berücksichtigt wie KWK-Kleinkraftwerke < 10 MW.

Abbildung 40: Kraftwerkskapazitäten je Bundesland in 2045



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 26: Kraftwerkskapazitäten nach Bundesland in 2045

Installierte Leistung [GW]	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Wasserstoff	Minderalö lprodukte	Abfall	Sonstige	Pumpspeicher	Speicher wasser	Summe
Baden-Württemberg	0,0	0,0	0,0	6,9	0,0	0,2	0,1	2,3	0,0	9,5
Bayern	0,0	0,0	0,0	12,0	0,0	0,2	0,0	1,0	0,2	13,4
Berlin	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	1,4
Brandenburg	0,0	0,0	0,0	3,5	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	3,7
Bremen	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,7
Hamburg	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,4
Hessen	0,0	0,0	0,0	4,5	0,0	0,2	0,0	0,6	0,0	5,3
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4
Niedersachsen	0,0	0,0	0,0	6,3	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	6,6
Nordrhein-Westfalen	0,0	0,0	0,0	26,4	0,0	0,4	0,1	0,3	0,0	27,3
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	0,0	2,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	2,3
Saarland	0,0	0,0	0,0	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,4
Sachsen	0,0	0,0	0,0	2,9	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	3,9
Sachsen-Anhalt	0,0	0,0	0,0	2,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	2,3
Schleswig-Holstein	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	1,4
Thüringen	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	1,9	0,0	2,5
AT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	0,7	4,1
LU	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	1,3
Summe	0,0	0,0	0,0	75,3	0,0	2,0	0,4	12,3	0,9	90,9

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

5.5 CO₂ und Technologien zur Emissionsreduzierung

Das Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) sieht eine sektorübergreifende Minderung der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um mindestens 65 % bis 2030 und um mindestens 88 % bis 2040 vor. Bis 2045 soll Deutschland Treibhausgasneutralität erreichen. Vor dem Hintergrund der fortschreitenden Elektrifizierung anderer Sektoren kommt dem Stromsektor dabei eine zentrale Rolle bei der Dekarbonisierung des Energiesystems zu.

Mit dem Ausstieg aus der Kohleverstromung resultieren im Zieljahr 2040 die nationalen CO₂-Emissionen im Stromsektor im Wesentlichen aus dem Einsatz von Gaskraftwerken. Für 2045 wird unterstellt, dass diese Kraftwerke allesamt mit grünem Wasserstoff betrieben werden und somit keine direkten CO₂-Emissionen mehr verursachen. Restemissionen verbleiben jedoch über das Jahr 2045 hinaus durch die Stromerzeugung aus nicht erneuerbaren Anteilen von Abfall (s. Kapitel 5.1.2). Zur Erreichung der Treibhausgasneutralität müssen diese verbleibenden Emissionen reduziert beziehungsweise durch negative Emissionen ausgeglichen werden.

Für die Reduzierung von CO₂-Emissionen kommen insbesondere Technologien wie „Carbon Capture and Storage“ (CCS) sowie „Carbon Capture and Utilization“ (CCU) in Betracht, mit denen CO₂ direkt abgeschieden und anschließend gespeichert oder weiterverwendet werden kann. Die Bundesregierung stuft diese Technologien im Rahmen ihrer Carbon-Management-Strategie (CMS) als notwendige Ergänzung zum Umgang mit schwer vermeidbaren Restemissionen ein. Mit den 2024 beschlossenen strategischen Eckpunkten und der Novelle des Kohlendioxidspeicherungsgesetzes im Jahr 2025 wurde ein Rechtsrahmen geschaffen, der den kommerziellen Einsatz sowie den Aufbau einer CO₂-Transport- und Speicherinfrastruktur ermöglicht. Der Einsatz von CCS/CCU wird dabei primär für industrielle Anwendungen mit prozessbedingten Emissionen vorgesehen. Auch im vorliegenden Szenariorahmenentwurf wird angenommen, dass kein Einsatz von CCS/CCU in der Stromerzeugung erfolgt.

Ergänzend stellt „Direct Air Capture“ (DAC) eine technische Option zur CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre dar („negative Emissionen“), wobei das abgeschiedene CO₂ analog zu CCS gespeichert oder im Sinne von CCU genutzt werden kann. Im vorliegenden Szenariorahmen wird angenommen, dass DAC-Anlagen in Deutschland nicht zum Einsatz kommen.

- 01 Szenariorahmen als Grundlage des Netzentwicklungsplans
- 02 Szenarienbeschreibung
- 03 Stromverbrauch
- 04 Erneuerbare Energien
- 05 Kraftwerke und Speicher
- 06 Europäischer Rahmen**
- 07 Brennstoff- und CO₂-Preise

6 Europäischer Rahmen

Das 2021 verabschiedete Europäische Klimagesetz ([European Climate Law](#)) überführte die Ziele des Europäischen Green Deal in europäisches Recht. Alle Mitgliedstaaten sollen bis spätestens 2050 Treibhausgasneutralität erreichen und mittelfristig die EU-weiten Treibhausgasemissionen bis 2030 um 55 % gegenüber 1990 reduzieren. Zusätzlich zu den Klimaschutzzielen gibt es ein im November 2023 überarbeitetes Ziel, das festlegt, dass der Anteil an erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch in allen Mitgliedstaaten bis 2030 mindestens 42,5 % betragen soll.²⁶ Wobei die Mitgliedstaaten ermutigt werden, 45 % anzustreben. Eine zunehmende Stärkung des europäischen Strombinnenmarktes erleichtert dabei die Integration der fluktuierenden erneuerbaren Energien.

Das Stromversorgungssystem in Europa ist schon heute durch bestehende Übertragungskapazitäten zwischen den einzelnen Ländern des ENTSO-E Netzverbundes eng miteinander verknüpft. Hierdurch wird ein Stromhandel zwischen verschiedenen Marktgebieten ermöglicht. Durch einen integrierten Strombinnenmarkt soll innerhalb der Europäischen Union der Wettbewerb gestärkt werden, um so für alle Verbraucher den Zugang zu möglichst kostengünstiger Energie zu fördern. Darüber hinaus können durch ein eng vermaschtes Übertragungsnetz im europäischen Verbund entfernt liegende Erzeugungskapazitäten, z. B. aus regenerativen Energien oder Speichern, erschlossen werden. Zukünftig sollen die Übertragungskapazitäten, die dem grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung stehen, daher deutlich ansteigen. Durch das EU-Legislativpaket „[Clean Energy for all Europeans](#)“ sind die Mitgliedstaaten seit dem 31.12.2025 dazu verpflichtet, mindestens 70 % der austauschlimitierenden Leitungskapazitäten dem europäischen Handel zur Verfügung zu stellen. Als weitere Maßnahme zur verbesserten Systemintegration von erneuerbaren Energien und zur Stärkung des europäischen Strombinnenmarktes wurde bis 2030 ein Stromverbundziel²⁷ von 15 % festgelegt. Die Übertragungsnetzbetreiber interpretieren diese Maßnahme als Ausdruck eines wachsenden Bedarfs an Interkonnektivität im europäischen Binnenmarkt.

Die Handelsaktivitäten zwischen den verschiedenen Marktgebieten beeinflussen die Übertragungsaufgabe des europäischen Verbundnetzes und stehen in Wechselwirkung mit der Stromerzeugung und dem Stromverbrauch in den einzelnen Marktgebieten. Aus diesem Grund spielen die dem Strombinnenmarkt zur Verfügung gestellten Austauschkapazitäten eine wichtige Rolle in der Netzausbauplanung. Deutschland hat hierbei eine zentrale Lage in Europa und zahlreiche Verbindungen zu den benachbarten Marktgebieten. Deshalb hängt der Einsatz von Stromerzeugungsanlagen und Flexibilitäten und damit auch die Transportaufgabe für das deutsche Übertragungsnetz insbesondere von den Entwicklungen im europäischen Ausland ab. Für die

²⁶ Europäische Kommission (2023). [Renewable energy targets](#).

²⁷ Europäische Kommission (2017). [Electricity interconnection targets](#).

Dimensionierung eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes muss dies berücksichtigt werden, denn Höhe, Zeitpunkt und Richtung der Stromflüsse zwischen Deutschland und den angrenzenden Marktgebieten können einen Einfluss auf den innerdeutschen Netzausbaubedarf haben.

Demzufolge sind für den NEP, neben den Annahmen für das deutsche Stromsystem, die Entwicklungen der Last und der Erzeugungslandschaft im übrigen Europa relevant und finden Eingang in den Szenariorahmenentwurf. Um die Wechselwirkungen des europäischen Verbundnetzes zu berücksichtigen, werden in den Marktsimulationen und der Netzberechnung des NEP 2040/2045 (2027) die für die Auslegung des deutschen Stromnetzes relevanten Marktgebiete des ENTSO-E Netzverbundes mit einbezogen. Dazu werden neben den Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen in den jeweiligen europäischen Marktgebieten auch Annahmen zu den zukünftigen Handelskapazitäten zwischen den Marktgebieten getroffen.

6.1 Einbettung der Szenarien in den europäischen Kontext

Auf europäischer Ebene stellt der Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) von ENTSO-E das Pendant zum deutschen NEP dar. Der TYNDP bildet den zentralen Referenzrahmen für die Einbettung der nationalen Szenarien in den europäischen Kontext. Für die Erstellung der europäischen Eingangsdaten wird auf die Szenariodaten des TYNDP 2026 zurückgegriffen. Der [TYNDP 2026 Draft Scenarios Report](#) wurde am 11.06.2026 veröffentlicht. Im Folgenden wird kurz auf die Szenarien und die angestrebte Verwendung im NEP 2040/2045 (2027) eingegangen. Details zu den Szenarien und deren Kennzahlen können dem Bericht von ENTSO-E entnommen werden.

Der TYNDP 2026 baut im Vergleich zu seinem Vorgänger nicht länger auf drei individuellen Szenario-Storylines auf. Stattdessen wird das bisherige Szenario „National Trends+“ (NT+) als zentrales Szenario des TYNDP verankert. Zusätzlich werden zwei Variationen basierend auf NT+ entwickelt. Grund hierfür sind die im Januar 2023 überarbeiteten „TYNDP Scenarios Guidelines“ von der European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER). NT+ wird mit Fokus auf die Stützjahre 2030, 2035, 2040 und 2050 erstellt und im Folgenden kurz beschrieben.

National Trends+

Das Szenario NT+ spiegelt die aktuellen energiepolitischen Entwicklungen und Ziele in den einzelnen europäischen Staaten wider. Es basiert im Wesentlichen auf einer Datenmeldung der für das Strom-Übertragungsnetz beziehungsweise Gas-Fernleitungsnetz zuständigen europäischen Strom- und Gasnetzbetreiber. Die nationalen Energie- und Klimapläne ([National Energy and Climate Plans](#) – NECPs) sind dabei explizit berücksichtigt. In diese übersetzen die Mitgliedsstaaten der EU die europaweiten Energie- und Klimaschutzziele auf nationale Ziele für den Zeitraum 2021 bis 2030. Das „[2030 Climate & Energy Framework](#)“ der EU ist damit in den NT+ Szenarien abgebildet. Das Szenario NT+ beschreibt das gesamte Energiesystem und stellt methodisch die Erreichung der EU-Energie- und Klimaschutzziele sicher.

Für das Szenario NT+ werden zwei wirtschaftliche Variationen „Higher economic growth“ und „Lower economic growth“ erstellt. Diese nehmen jeweils das Szenario NT+ für 2035 und 2040 als Ausgangspunkt und entwerfen darauf basierend zwei alternative Entwicklungen des europäischen Energiesystems. Hierbei handelt es sich jedoch nicht um separat entwickelte Szenarien, sondern laut ENTSO-E und ENTSO-G um Stresstests zum zentralen Szenario NT+. Sie setzen den Fokus auf relevante wirtschaftliche Entwicklungen, unterstellen aber keine extremen oder unwahrscheinlichen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Die Variationen betreffen das angesetzte Bruttoinlandsprodukt, die Kauf- und Ausgabemöglichkeiten sowie die Bereitschaft für Innovationen und risikoreiche Investitionen. Insbesondere wird der Fokus auf Nachhaltigkeit und eine langfristige Perspektive bei Investitionsentscheidungen (Higher economic growth) abgegrenzt von einem Fokus

auf Kosten und Erschwinglichkeit sowie eine kurzfristige Perspektive bei Investitionsentscheidungen (Lower economic growth).

Für die Darstellung des europäischen Auslands im NEP 2040/2045 (2027) empfehlen die ÜNB das TYNDP-Szenario NT+ in allen Szenarien zugrunde zu legen. Aus Sicht der ÜNB bildet dieses Szenario einen passenden Rahmen, um die für Deutschland angenommenen Entwicklungspfade mit der Entwicklung des europäischen Auslands zu harmonisieren. Das Szenario NT+ erhebt den Anspruch, die energiepolitischen Entwicklungen und Ziele der europäischen Länder in geeigneter Form abzubilden und dabei die Erfüllung der gesamteuropäischen Energie- und Klimaschutzziele sicherzustellen. Die wirtschaftlichen Variationen sind derzeit noch nicht ausreichend definiert, um sie umfassend für den NEP bewerten zu können. Durch die Abbildung eines einheitlichen Szenarios für das europäische Ausland sind zudem die Auswirkungen der unterschiedlichen Szenariopfade für Deutschland deutlicher zu erkennen.

Anders als in vorausgegangenen Netzentwicklungsplänen empfehlen die ÜNB ausdrücklich, das europäische Ausland für beide Zieljahre 2040 und 2045 konsequent auf jeweils einem vollständigen Szenariodatenatz des TYNDP 2026 aufzubauen. Es sollen keine Interpolationen durchgeführt werden. Für das Zieljahr 2040 eignet sich aus Sicht der ÜNB der TYNDP-Szenariodatenatz 2040 und für das Zieljahr 2045 der TYNDP-Szenariodatenatz 2050. Die Gründe hierfür werden im Folgenden erläutert:

Im Zuge des TYNDP 2026 wurde die meteorologische Datengrundlage von historischen auf projizierte Wetterjahre umgestellt. Dazu wurde die Modellierung und Datenbasis vom European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) weiterentwickelt und in einer aktualisierten Version der [Pan-European Climate Database \(PECD 4.2\)](#) veröffentlicht. Die zugrunde liegenden Klimamodelle berücksichtigen dabei Klimafolgeneffekte, wie beispielsweise steigende Durchschnittstemperaturen und Änderungen in den Windverhältnissen. Es wurden Wetterdaten basierend auf vier unterschiedlichen sozioökonomischen Pfaden aus dem IPCC-Bericht 2021 mit jeweils sechs verschiedenen Wettermodellen erstellt, um eine Spannweite an Unsicherheiten abzubilden. Die von ENTSO-E genutzten Daten reduzieren sich jedoch auf den sozioökonomischen Pfad SSP2-4.5 und die drei Wettermodelle CMCC-CM2-SR5 (CMR5), EC-Earth3 (ECE3) und MPI-ESM1-2-HR (MEHR). Auf Grundlage dieser Wetterdaten wurden im Rahmen des TYNDP 2026 über einen Clustering-Ansatz je Betrachtungsjahr drei repräsentative projizierte Wetterjahre identifiziert. Ausschließlich für diese ausgewählten Wetterjahre wurden durch ENTSO-E vollständige Szenariodatenätze erzeugt, sodass pro Stützjahr nur drei vollständige Szenariodatenätze zur Verfügung stehen. Um eine konsistente Modellierung zwischen Inland und Ausland sicherzustellen, folgt daraus zwingend, dass der Netzentwicklungsplan auf einem der vorliegenden Szenariodatenätze mit einem zugehörigen projizierten Wetterjahr von ENTSO-E aufzusetzen ist. Andernfalls wäre eine Berücksichtigung der Daten aus dem TYNDP im NEP nicht möglich.

Der methodische Wechsel im TYNDP 2026 bringt mit sich, dass eine Interpolation zwischen den Stützjahren des TYNDP nicht ohne weiteres möglich ist. Die Szenariodatenätze werden als konsistente Pakete für ein einzelnes Wetterjahr modelliert. Da sich die Wetterjahre zwischen den Stützjahren unterscheiden, würde eine Interpolation beispielsweise zu Inkonsistenzen zwischen den Zeitreihen und Energiemengen führen. Die Modellierungen der dezentralen Flexibilitäten und Strombedarfe weisen darüber hinaus sehr komplexe Wechselwirkungen auf und sind nur innerhalb eines Szenariodatenatzes konsistent abgebildet. Eine Interpolation würde dem entsprechend Unstimmigkeiten hervorrufen und die Datenqualität erheblich beeinträchtigen.

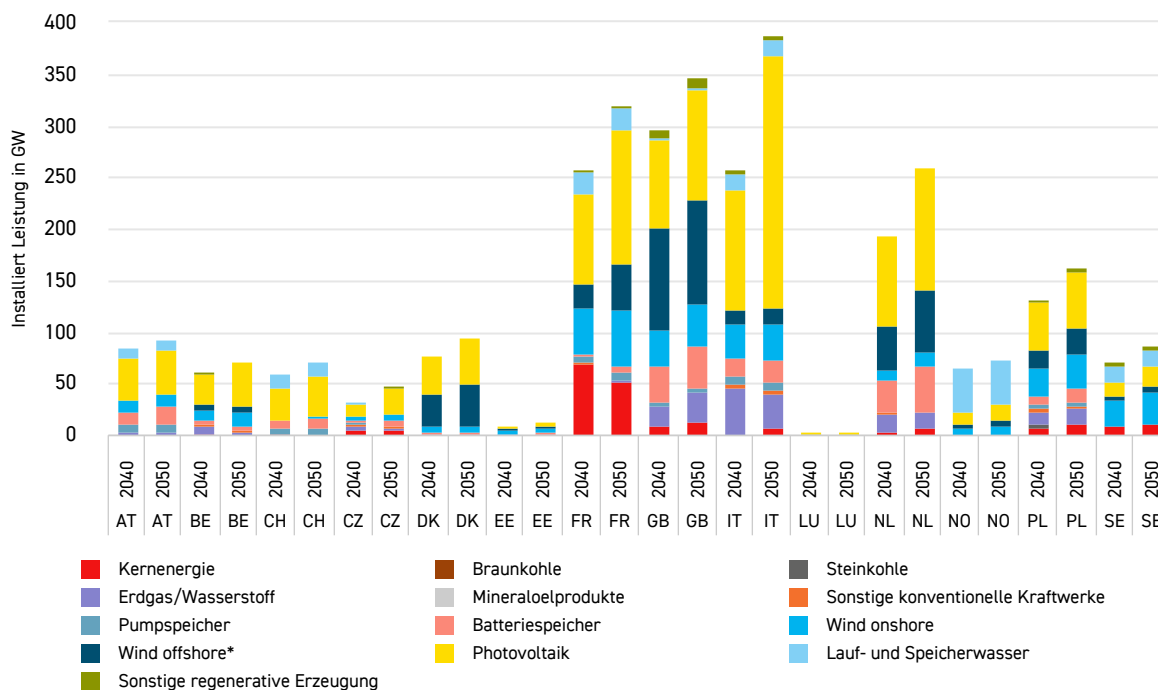
Aus diesen Überlegungen folgt, dass für eine konsistente Modellierung des europäischen Auslands pro Stützjahr ein vollständiger Szenariodatenatz des TYNDP ausgewählt werden muss. Um die Robustheit der Netzentwicklung gegenüber Entwicklungen im europäischen Ausland zu stärken, empfehlen die ÜNB, in den Zieljahren 2040 und 2045 jeweils einen anderen europäischen Szenariodatenatz zugrunde zu legen. So werden im europäischen Ausland jeweils unterschiedliche

Annahmen hinsichtlich dem Ausbau der erneuerbaren Energien und der Entwicklung des Stromverbrauchs abgebildet. Es erscheint angemessen, für das Zieljahr 2040 auf den TYNDP-Szenariodatensatz 2040 sowie ein entsprechendes projiziertes Wetterjahr zurückzugreifen und für das Zieljahr 2045 analog den TYNDP-Szenariodatensatz 2050 und ein dort hinterlegtes projiziertes Wetterjahr zu verwenden. Dieser Ansatz bietet den Vorteil, dass im Zieljahr 2045 nicht nur die Erreichung von Klimaneutralität in Deutschland unterstellt wird, sondern der Datensatz auch die Erreichung von Klimaneutralität in Europa widerspiegelt.

Wie bereits in Kapitel 2.4 erläutert, empfehlen die ÜNB die Nutzung des projizierten Wetterjahres 2041 aus dem Wettermodell ECE3 für das Zieljahr 2040 (Kennung WS077) und das projizierte Wetterjahr 2045 aus dem Wettermodell CMR5 für das Zieljahr 2045 (WS091). Eine Charakterisierung der unterschiedlichen Wetterjahre findet sich ebenfalls in Kapitel 2.4. Diese beiden Jahre bilden jeweils unterschiedliche meteorologische Ausprägungen ab, was aus Sicht der ÜNB in Kombination mit den zwei betrachteten Zieljahren zur Robustheit der Netzentwicklungsplanung beiträgt. Darüber hinaus haben sich diese Wetterjahre in vorgelagerten Netzanalysen als durchschnittlich im Hinblick auf Netzauslastungen und Engpassmanagement gezeigt, weshalb die ÜNB sie als grundsätzlich geeignet für die langfristige Netzentwicklung einstufen.

Nachfolgend sind in Abbildung 41 die vorläufigen Kennzahlen der deutschen Anrainerstaaten basierend auf dem Szenario NT+ und den Jahren 2040 und 2050 dargestellt. Diese sind als Momentaufnahme zu verstehen, da die Szenariodaten im Zuge des TYNDP- und des NEP-Prozesses weitere Prüf- und Plausibilisierungsschleifen durchlaufen und eventuelle Anpassungen und Korrekturen vorgenommen werden.

Abbildung 41: Vorläufige installierte Leistung für erneuerbare und konventionelle Energieträger auf Basis des Szenarios „National Trends+“ des TYNDP 2026



* Leistung aus Offshore-Marktgebieten wird nicht separat ausgewiesen, sondern den jeweiligen Ländern zugeordnet.

Quelle: TYNDP 2026 Scenarios Package²⁸

²⁸ ENTSO-E/ENTSO-G (2026). [TYNDP 2026 Scenarios Package](#).

6.2 Handelskapazitäten

Um den europäischen Stromhandel abzubilden, bedarf es sowohl der Kenntnisse der elektrischen Verbindungen im europäischen Verbundsystem zwischen Marktgebieten (Interkonnektoren) als auch der Festlegung einer Methode zur Bestimmung der für den Handel verfügbaren Austauschkapazität.

Im NEP 2040/2045 (2027) wird in allen Szenarien dasselbe Verfahren zur Abbildung des europäischen Stromhandels eingesetzt, das aus Flow-Based Market Coupling (FBMC) und Net Transfer Capacities (NTC) besteht. In Anlehnung an die Kapazitätsberechnungsregion Central Europe werden unter anderem das deutsche Marktgebiet und seine Nachbarn durch den FBMC-Ansatz modelliert, während Marktgebiete außerhalb dieser Region über NTC-basierte Austauschkapazitäten angebunden werden.

Methode zur Ermittlung von Austauschkapazitäten im Strommarkt

Der NTC-Ansatz stellt eine vereinfachte Methode zur Bestimmung grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten dar. Hierbei werden für elektrisch verbundene Marktgebiete richtungsabhängige maximale Austauschkapazitäten (NTC-Werte) definiert, die den bilateralen Stromhandel begrenzen. Physikalische Wechselwirkungen im stark vermaschten europäischen Übertragungsnetz werden dabei nur implizit und vereinfacht berücksichtigt.

Demgegenüber ist das Flow-Based Market Coupling (FBMC) ein Ansatz zur Kapazitätsbestimmung, bei dem die tatsächlichen Netzrestriktionen explizit berücksichtigt werden. Anstelle bilateraler Kapazitäten basiert der FBMC-Ansatz auf der Modellierung kritischer Netzelemente und deren Auslastung infolge grenzüberschreitender Handelsflüsse.

Critical Network Elements (CNEs) sind jene Netzelemente im Übertragungsnetz, deren Auslastung maßgeblich durch grenzüberschreitenden Stromhandel beeinflusst wird, und die somit die verfügbare Handelskapazität begrenzen können. Im NEP werden ausschließlich Grenzkuppelleitungen beziehungsweise Interkonnektoren zwischen den Marktgebieten als CNEs berücksichtigt. Es wird angenommen, dass diese innerhalb des FBMC die relevanten Engpässe für den internationalen Stromhandel darstellen und daher die Grundlage für die Berechnung der verfügbaren Handelskapazitäten bilden.

Zur Gewährleistung der N-1-Sicherheit im FBMC werden für jedes betrachtete kritische Netzelement zusätzlich relevante Ausfälle (Contingencies) berücksichtigt. Die Kombination aus einem CNE und einem entsprechenden Ausfall wird als CNEC (Critical Network Element & Contingency) bezeichnet. Für jede dieser Kombinationen bestimmen die physikalischen Parameter sowie die Topologie des europäischen Übertragungsnetzes die Auswirkungen von Handelsflüssen auf die Netzbelastung.

Für CNEs, die AC-Interkonnektoren repräsentieren, gilt in Anlehnung an europäische Vorgaben zur Mindesthandelskapazität, dass grundsätzlich 70 % der technischen Übertragungskapazität als sog. Remaining Available Margin (RAM) je CNEC dem Strommarkt zur Verfügung gestellt werden. Für HGÜ-Verbindungen (DC-Interkonnektoren), die im Rahmen des Evolved Flow-Based (EVFB)-Ansatzes modelliert werden, kann hingegen die vollständige Übertragungskapazität (bis zu 100 %) für den Markt nutzbar gemacht werden. In Abhängigkeit der Netztopologie und Impedanzen relevanter Leitungen werden Power-Transfer-Distribution-Faktoren (PTDFs) abgeleitet, die den Einfluss von Änderungen der Einspeisungen in das Netz und Ausspeisungen aus dem Netz und damit auch den Einfluss von daraus resultierenden Nettopositionsänderungen von Marktgebieten auf CNECs beschreiben. Gemeinsam mit den RAM-Werten bilden PTDFs die Flow-Based-Domain.

6.3 Berücksichtigung von Interkonnektoren

Die Modellierung setzt die genaue Kenntnis der zwischen zwei Marktgebieten bestehenden Interkonnektoren mitsamt ihrer Handelskapazitäten voraus. Die Daten basieren dabei auf europäischen Studien. Es werden NTC-Austauschkapazitäten aus dem [European Resource Adequacy Assessment \(ERAA\) 2026](#), der jährlich von ENTSO-E veröffentlicht wird, sowie ergänzend die [Projektplanungen des TYNDP 2026](#) zugrunde gelegt. Beide Studien werden in Zusammenarbeit von den europäischen ÜNB erstellt. Während sich der ERAA auf die europäische Versorgungssicherheit fokussiert, dient der TYNDP als zentrale Grundlage für die Weiterentwicklung der grenzüberschreitenden Netzinfrastruktur.

Für das deutsche Marktgebiet werden im NEP 2040/2045 (2027) grundsätzlich alle Interkonnektoren berücksichtigt, die sich in Betrieb, im Bau oder im Bundesbedarfsplan befinden. Darüber hinaus werden Projekte einbezogen, die bereits im NEP 2037/2045 (2025) untersucht wurden und weiterverfolgt werden, sowie neue Vorhaben aus dem Projektportfolio des TYNDP 2026. Alle geplanten Interkonnektorprojekte des TYNDP 2026 ohne Anschluss an das deutsche Marktgebiet werden unter Berücksichtigung des Inbetriebnahmejahres in allen Szenarien vollumfänglich berücksichtigt. Interkonnektorprojekte außerhalb des TYNDP werden nicht angenommen.

In Tabelle 27 ist für Projekte mit direkter Anbindung an Deutschland dargestellt, in welchen Szenarien sie jeweils im Referenznetz berücksichtigt werden. Entsprechend des Szenariodesigns (s. Kapitel 2) werden in den Szenariopfad A und B nur fortgeschrittene Projekte berücksichtigt. Darüber hinaus wird im Szenariopfad C eine höhere Interkonnektivität angenommen, weshalb in diesem Entwicklungspfad auch weitere Vorhaben aus dem TYNDP 2026 berücksichtigt werden, ungeachtet ihres Projektfortschritts. Das europäische Stromsystem wird dadurch befähigt, höhere Spitzen der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs aufzunehmen und weiträumig auszugleichen. Gleichzeitig wird über dieses Vorgehen in Szenariopfad C sichergestellt, dass kein Vorhaben gegenüber einem anderen vor- oder nachrangig behandelt wird. Da für einen Teil der Interkonnektoren im Szenariopfad C Inbetriebnahmedaten vorgesehen sind, die auf Basis den ÜNB vorliegender Informationen nach dem Jahr 2040 liegen, wird für die Handelskapazitäten eine Unterscheidung zwischen den Zieljahren 2040 und 2045 vorgenommen.

Die ermittelten NTC-Austauschkapazitäten betragen in den Szenariopfad A und B in beiden Zieljahren rund 58 GW in Richtung Deutschland sowie etwa 59 GW von Deutschland in die Nachbarländer. Im Szenariopfad C liegen die Kapazitäten im Zieljahr 2040 bei rund 65 GW in Richtung Deutschland und etwa 66 GW von Deutschland in die Nachbarländer und erhöhen sich bis 2045 auf 68 GW beziehungsweise 69 GW. Damit liegen die Austauschkapazitäten über denen des NEP 2037/2045 (2025), jedoch weiterhin unter den im Rahmen der BMWELangfristszenarien ausgewiesenen Austauschkapazitäten in Höhe von rund 92,4 GW in O45-Strom. Auch wird in allen Szenarien das für 2030 formulierte EU-Stromverbundziel in Höhe von 15 % der installierten Erzeugungsleistung unterschritten. Die BNetzA weist in der Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2037/2045 (2025) darauf hin, dass zusätzliche Übertragungskapazitäten über bekannte Projekte hinaus problematisch sind, da konkrete Anhaltspunkte für deren Verortung im Netz fehlen. Dies kann implizit Netzausbauvorhaben beeinflussen oder Netzanschlusspunkte vorfestlegen und birgt damit das Risiko von Fehlplanungen der Netzinfrastruktur. Dieser Argumentation schließen sich die ÜNB an, sodass empfohlen wird, keine weiteren Austauschkapazitäten über die bekannten Projektplanungen hinaus zu berücksichtigen.

Tabelle 27: Berücksichtigung der Interkonnektoren nach Szenarien im Referenznetz

TYNDP ID ¹	Projektname	Grenze	Kapazität [MW]	Szenarien					
				A 2040	B 2040	C 2040	A 2045	B 2045	C 2045
P176	HansaPowerBridge I	SE	700			x			x
P225	2. Interkonnektor Belgien	BE	2000	x	x	x	x	x	x
P1058	DC - Interkonnektor Deutschland - Schweiz	CH	2000	x	x	x	x	x	x
P1192	Hansalink/Hybrid Interconnector Scotland - Germany Phase I ²	UK	Hybrid ⁴	x	x	x	x	x	x
P1193	Hansalink/Hybrid Interconnector Scotland - Germany Phase II ²	UK	Hybrid ⁴			x			x
P1200	Norway Windfarm	NO	Hybrid ⁴			x			x
P1214	DK-DE TYSDAN Hybrid Interconnector	DK	Hybrid ⁴	x	x	x	x	x	x
P1215	Sila Atlantik ^{2,3}	MA	3600			x			x
P1231	Green Aegean ²	GR	2870			x			x
P1242	Baltic Hub (Baltic-German PowerLink)	LT, LV	Hybrid ⁴	x	x	x	x	x	x
P1247	GriffinLink (ehm. Neulink) DE-UK	UK	Hybrid ⁴	x	x	x	x	x	x
P1265	Joint North Sea Energy Hub - Phase I ²	DK	Hybrid ⁴						
P1266	Joint North Sea Energy Hub - Phase II ²	DK	Hybrid ⁴						
P1283	Interkonnektor FR-DE	FR	1000						x
P1287	380 kV Eichstetten - Chamoson	CH	1500						x

¹ Status aller Projekte: Under consideration

² Third party project

³ Im TYNDP 2026 wird das Projekt als Interkonnektor abgebildet. Im NEP 2037/2045 (2025) und NEP 2040/2045 (2027) wird es als Direkteinspeisung modelliert, siehe Projektbeschreibung in Kapitel 6.5.2.

⁴ Die Handelskapazität von hybriden Interkonnektoren ist vom jeweiligen Konzept abhängig und wird in den nachfolgenden Beschreibungen näher erläutert. Projekt 1193 sowie 1266 stellen keine expliziten Interkonnektoren dar, sondern sind eine Erweiterung von Projekt 1192 bzw. 1265. Die Bewertung erfolgt daher ausschließlich in Kombination mit Projekt 1192 bzw. 1265.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

6.4 Bewertung von Interkonnektoren

Die Bewertung der in Tabelle 27 gelisteten Interkonnektorprojekte soll im Rahmen des NEP 2040/2045 (2027) ausschließlich im Szenariopfad B auf Basis einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse (CBA, Cost-Benefit-Analysis) erfolgen, da sich in der Betrachtung im NEP 2037/2045 (2025) die Ergebnisse der CBA zwischen den Szenarien in den jeweiligen Zieljahren nicht signifikant unterschieden haben.

Dabei sollen die Bewertungsansätze PINT („Put In One at a Time“) und TOOT („Take Out One at a Time“) zur Anwendung kommen. Beim PINT-Ansatz werden die Interkonnektoren in der Basisrechnung des Szenarios nicht berücksichtigt. Im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse wird anschließend jeweils ein Interkonnektor dem Markt- und Netzmodell hinzugefügt und einer Bewertung unterzogen. Beim TOOT-Ansatz wird die Basisrechnung unter Berücksichtigung des Projektes gerechnet. Im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse wird das Projekt aus dem Markt- und Netzmodell entfernt und so die Bewertung erstellt. Der PINT-Ansatz soll für alle Interkonnektoren angewendet werden, die im Szenariopfad B nicht enthalten sind, während für die im Szenariopfad B berücksichtigten Projekte der TOOT-Ansatz zur Anwendung kommen soll.

Es ist zu beachten, dass die TYNDP-Projekte P1214 DK-DE TYSDAN Hybrid Interconnector und P1266 Joint North Sea Energy Hub – Phase II voraussichtlich auf dieselbe Anbindungsleitung nach

Dänemark zurückgreifen. Dementsprechend ist davon auszugehen, dass die Projekte nicht parallel umgesetzt werden können. Aus diesem Grund sollte bei der Kosten-Nutzen-Analyse für P1266 Joint North Sea Energy Hub – Phase II das Projekt P1214 DK-DE TYSDAN Hybrid Interconnector nicht enthalten sein. Eine weitere Besonderheit stellt das Projekt P1243 OST-2-4 Plus dar. Dieses wird nicht als Interkonnektor eingestuft, sondern als Cross-Border-Radial, d.h. als grenzüberschreitender Anschluss von Erzeugungsleistung aus einem benachbarten Marktgebiet. Dieses Projekt wird in der Bewertung der Interkonnektoren nicht berücksichtigt.

Eine erneute Bewertung solcher Projekte, für die bereits im NEP 2037/2045 (2025) eine Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt wurde und von der BNetzA bestätigt werden, erachten die Übertragungsnetzbetreiber für nicht notwendig. Die Bestätigung von Projekten des NEP 2037/2045 (2025) steht zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts noch aus.

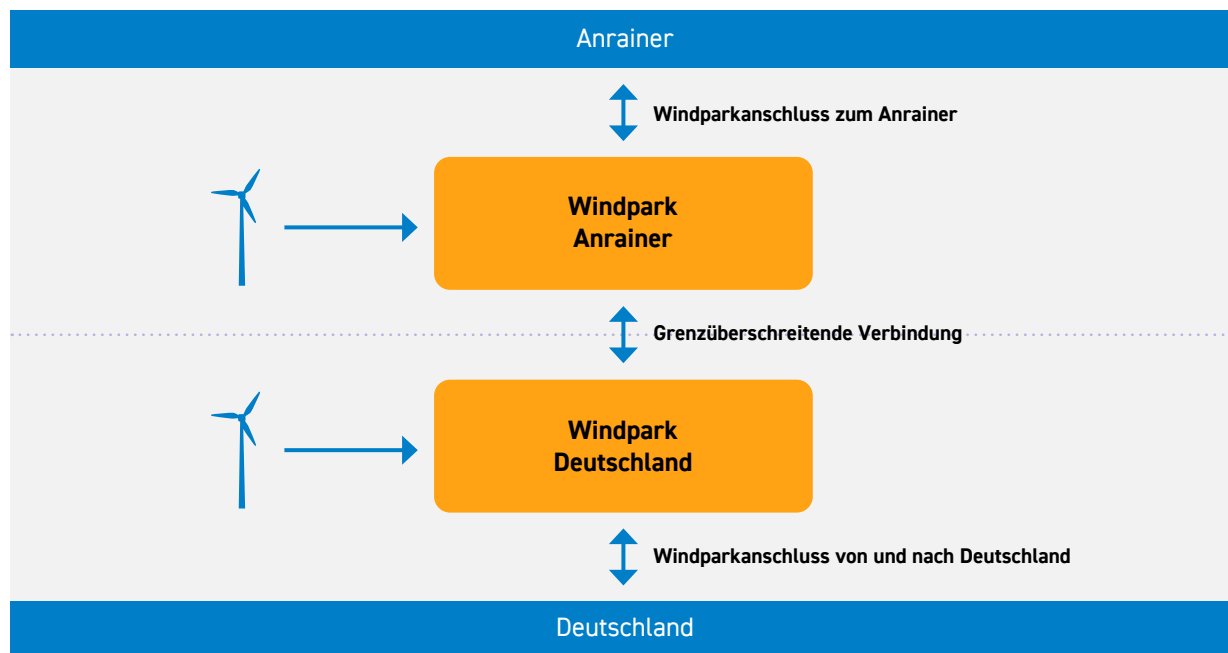
Für Interkonnektoren werden üblicherweise der Nutzen und die Kosten im Zusammenhang mit der Änderung der Handelskapazität untersucht. Bei der Bewertung der hybriden Interkonnektoren besteht methodisch die Alternative, die Kosten-Nutzen-Änderung durch die zusätzliche Interkonnektivität und Offshore-Erzeugung gemeinsam zu bewerten. Eine ausführlichere Beschreibung beider Bewertungsansätze findet sich in der [CBA-Guideline](#) der ENTSO-E. Im NEP 2040/2045 (2027) sollen alle Interkonnektoren wie auch bereits im letzten NEP-Zyklus einheitlich nach der Methode bewertet werden, bei der ausschließlich der Nutzen und die Kosten der Änderung der Handelskapazität untersucht werden. Dadurch wird die Vergleichbarkeit der Projekte untereinander sowie mit früheren NEP- und Studienergebnissen sichergestellt. Für hybride Interkonnektoren wird deshalb unterstellt, dass die Offshore-Erzeugung in der Referenz vollständig integriert ist. Das bedeutet, dass die Offshore-Leistung eines Landes zwischen Basisrechnung und CBA-Variante unverändert bleibt. Diese Methode wurde bereits im letzten NEP 2037/2045 (2025) detailliert beschrieben und soll erneut Anwendung finden. Bei Projekten, die in dieser Methodik ausschließlich eine Verschiebung der installierten Leistung an Offshore Windenergieanlagen darstellen (bspw. P1193), erfolgt keine CBA.

6.5 Beschreibung der Interkonnektoren

Im Folgenden werden die Interkonnektoren aus Tabelle 27 sowie ihre möglichen Konfigurationen beschrieben.

6.5.1 Beschreibung der Konfiguration hybrider Interkonnektoren

Mehrere hybride Interkonnektoren werden aktuell in Machbarkeitsstudien untersucht und bewertet und erfüllen im Kern zwei Funktionen. Erstens wird mindestens ein Offshore-Windpark integriert und zweitens wird ein grenzüberschreitender Handel ermöglicht. Ein hybrider Interkonnektor ist also die Kombination eines Interkonnektors und eines Windparkanschlusses.

Abbildung 42: Beispieldarstellung hybrider Interkonnektoren

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In Abhängigkeit der technischen Entwicklungen und des volkswirtschaftlichen Nutzens sind unterschiedliche Konfigurationen möglich. Anders als in der Beispieldarstellung (s. Abbildung 42) dargestellt, können mehr oder weniger als zwei Windparks in einem hybriden Interkonnektor integriert oder weitere grenzüberschreitende Verbindungen enthalten sein.

Hybride Interkonnektoren nutzen häufig bereits geplante Infrastruktur und können damit vor allem den Bedarf neuer Kabelsysteme respektive Kabelkosten senken, da die Distanzen zwischen Windparks auf See geringer sind als zwischen den Küsten der Länder beim Bau eines vergleichbaren reinen Interkonnektors.

Begleitend zum NEP 2037/2045 (2023) wurde eine Studie²⁹ durchgeführt, um den volkswirtschaftlichen Nutzen hybrider Interkonnektoren für Deutschland zu untersuchen. Das Ergebnis der Studie war, dass mehrere hybride Interkonnektoren von und nach Deutschland mit einem Nutzen identifiziert wurden. Die ganzheitliche Planung des Offshore- und Onshore-Netzes ermöglicht eine effiziente Integration der Offshore-Windenergie in das deutsche Onshore-Netz und unterstützt gleichzeitig die Handelsflüsse über die hybriden Interkonnektoren. Der [Offshore Network Development Plan \(ONDP 2024\)](#) der ENTSO-E hat einen Bedarf an hybriden Interkonnektoren von und nach Deutschland festgestellt. Auch andere Untersuchungen zu Bedarfen von Interkonnektoren wie die Identification of System Needs 2024 (IoSN) der ENTSO-E weist einen Bedarf an hybriden Interkonnektoren in Nord- und Ostsee aus.

In Form des dritten [Expert Paper der „Offshore TSO Collaboration“](#) haben neun Länder die progressive Entwicklung von Offshore-Windenergie in der Nordsee bekräftigt und den Nutzen einer Kombination mehrerer hybrider Interkonnektorprojekte bestätigt. Die Projekte P1192, P1200, P1214 und P1247 sind Teil der vorgeschlagenen Interkonnektor-Topologie. Für den Ostsee-Raum wurde in der [BOGI System Study](#) ebenfalls der Nutzen von Interkonnektorprojekten aufgezeigt.

Bereits in den letzten zwei Netzentwicklungsplänen wurden diverse hybride Interkonnektoren berücksichtigt. Darüber hinaus werden im TYNDP 2026 weitere hybride Interkonnektoren vorgeschlagen. Die konkreten Konfigurationen von diversen dieser Projekte sind zum derzeitigen

²⁹ Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme (IWES) (2025). [Optimierung der Verteilung von Offshore-Netzanbindungssystemen und Windparkleistung für den Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 \(Version 2025\)](#).

Stand nicht abschließend festgelegt. Das Projekt 1106 Bornholm Energy Island wird analog zum letzten NEP 2037/2045 (2025) abgebildet und nicht noch einmal gesondert beschrieben.

P1192/1193 | HansaLink/Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase 1/2 (UK-DE)

HansaLink ist ein Hybrid-Interkonnektor zwischen dem Vereinigten Königreich und Deutschland, welcher in Phase I zunächst einen britischen Offshore-Windpark mit einer Leistung von 2 GW Offshore-Wind von schottischen Gewässern in beide Länder integrieren wird. In Phase II wird ein zusätzlicher britischer Offshore-Windpark mit einer Leistung von 2 GW Offshore-Wind integriert, wobei die Übertragungsleistung des Interkonnectors nach Deutschland stets 2 GW beträgt.

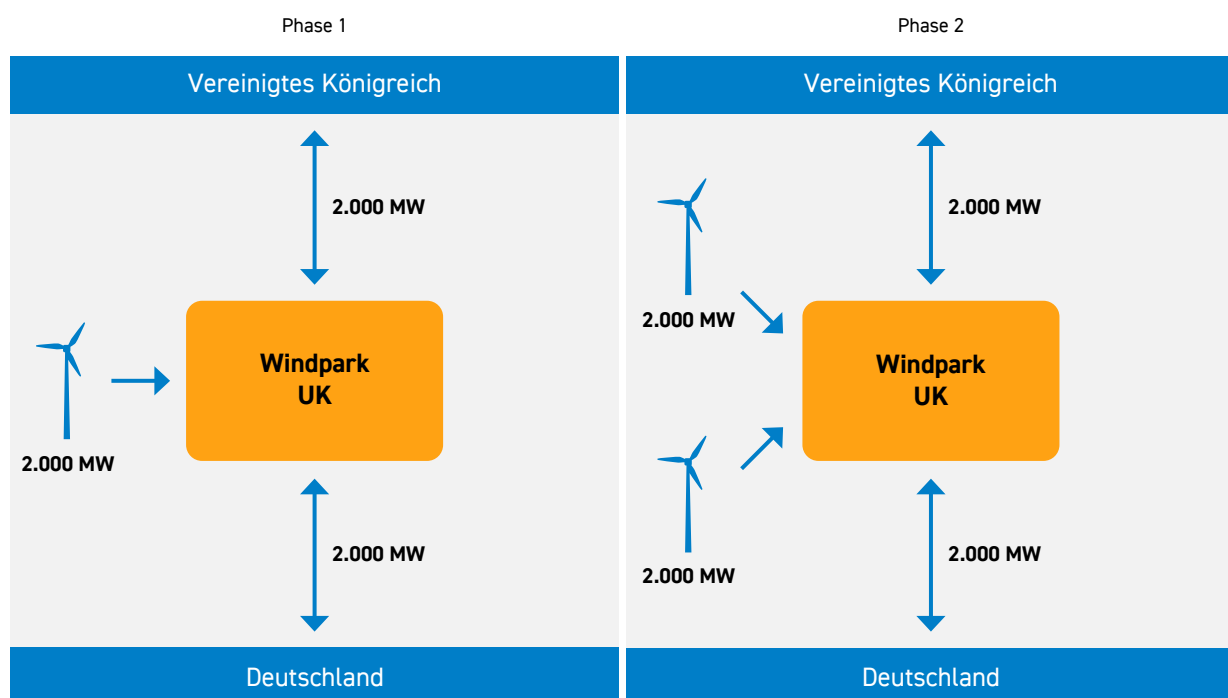
Das hybride Interkonnektor-Projekt umfasst zwei landseitige HGÜ-Konverterstationen sowie eine seeseitige Multi-Terminal-HGÜ-Konverterstation, die in der Lage ist, 2 GW an Offshore-Windenergie aus britischen Gewässern aufzunehmen. Die beiden landseitigen Konverterstationen werden in Schottland beziehungsweise in Deutschland errichtet. Die HGÜ-Kabelverbindung (See- und Landkabel) weist eine vorläufige Trassenlänge von ca. 900 km auf. Die endgültige Länge wird festgelegt, sobald der Standort der Offshore-Plattform bestimmt und die genaue Trassenführung der See- und Landkabel bestätigt wurde.

Für den landseitigen Anschluss in Deutschland ist seitens des für den Netzanschluss zuständigen Übertragungsnetzbetreibers TenneT Germany das in Planung befindliche Umspannwerk Grevenkop benannt worden.

Das Projekt wird es den Ländern ermöglichen, Strom aus erneuerbaren Energien effizient zu nutzen, die Versorgungssicherheit zu erhöhen und die Reduzierung der CO₂-Emissionen voranzutreiben.

Als Third Party Project, erfolgt die Umsetzung im Gegensatz zu den anderen Projekten nicht durch einen der vier deutschen ÜNB, sondern durch das Unternehmen WindGrid.

Abbildung 43: P1192/1193 Hansalink/Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase 1/2 (UK-DE)



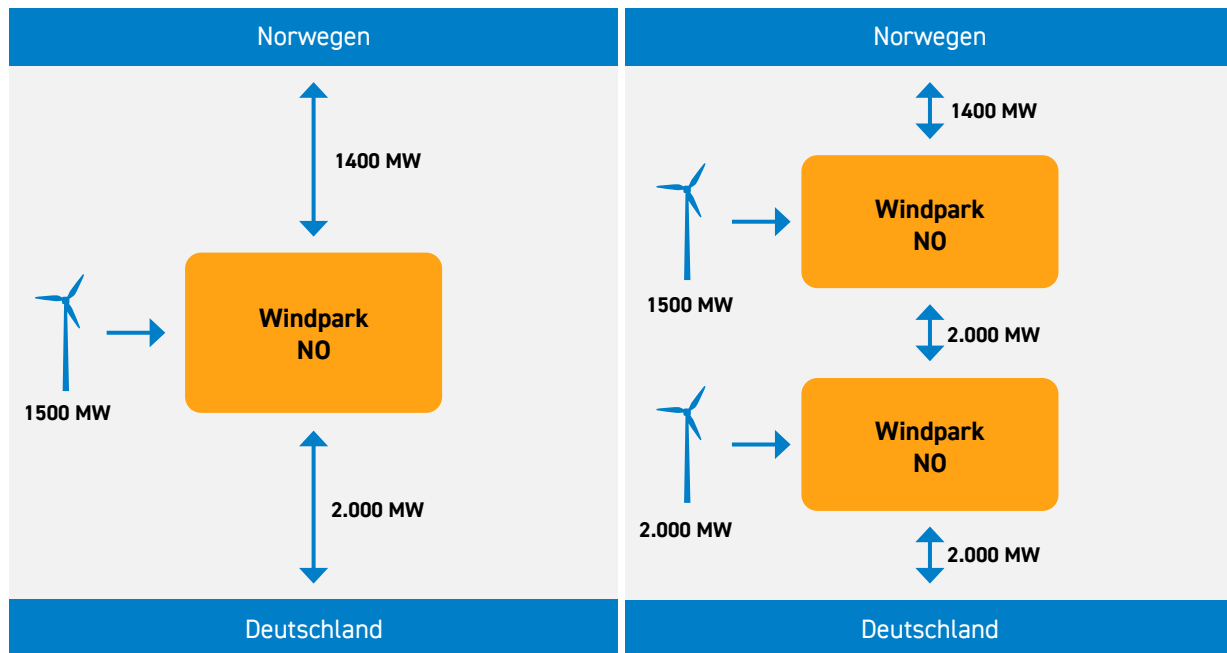
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

P1200 | Hybrid Interconnector Norway-Sørvest F Windfarm-Continent (NO-DE)

Der hybride Offshore-Interkonnektor verbindet einen Netzverknüpfungspunkt im Übertragungsnetz in Norwegen, einen norwegischen Offshore-Windpark mit 1,5 GW installierter Erzeugungskapazität inklusive Konverterplattform und entweder ein bestehendes deutsches Offshore-Netzanbindungssystem (ONAS) oder einen landseitigen Netzverknüpfungspunkt über eine 525-kV-HGÜ-Verbindung. Die Übertragungsleistung ans deutsche Festland wird jeweils 2 GW und die Verbindung ans norwegische Festland 1,4 GW betragen. Beide Varianten sind in Abbildung 44 dargestellt und sollen analog zum NEP 2037/2045 (2025) untersucht werden.

In der Voruntersuchung zwischen Statnett, Amprion und TenneT Germany wurden verschiedene Alternativen zur Anbindung von norwegischem Offshore-Wind untersucht. Es wird mit einer Inbetriebnahme im Jahr 2040 gerechnet. Aufgrund politischer Unklarheiten in Norwegen bezüglich der Ausschreibung und Anbindung norwegischer Offshore-Windparks und weiterer Projektentwicklung von hybriden Interkonnektoren, wird die Entwicklung des Projekts zwischen Norwegen und Deutschland vorerst nicht weiter detailliert.

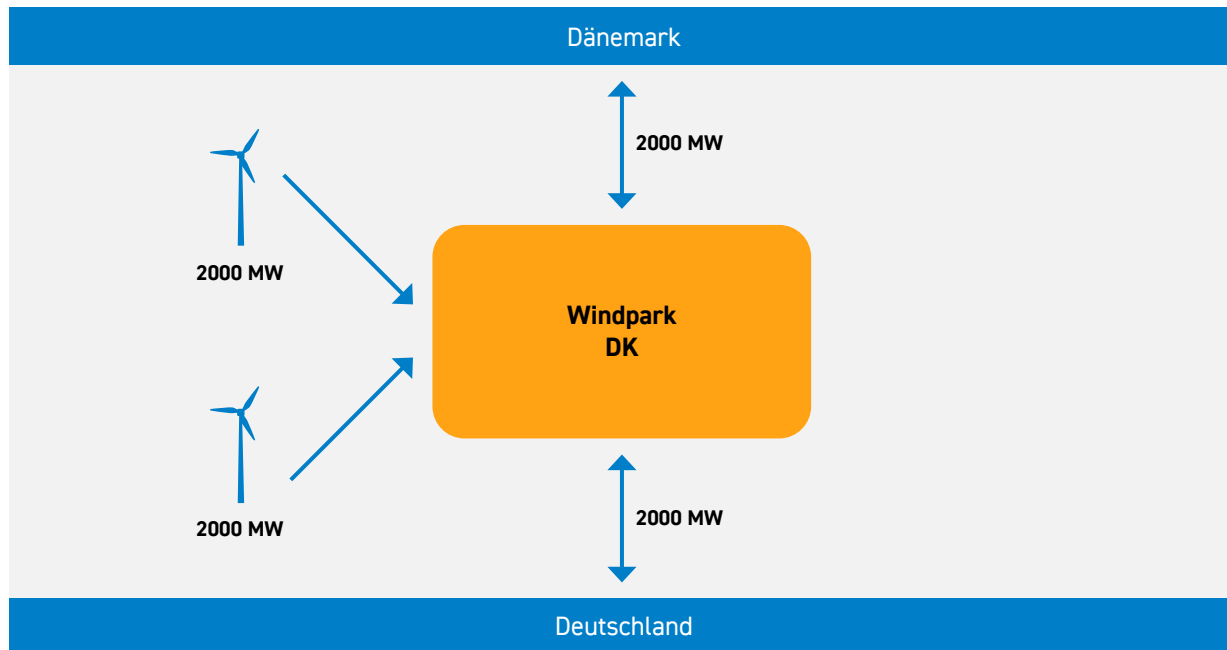
Abbildung 44: P1200 Hybrider Interkonnektor (NO-DE)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

P1214 | TYSDAN Hybrid Interconnector (DK-DE)

Das Projekt kombiniert die Netzanbindung von zwei Offshore-Windparks (2 x 2 GW) in der dänischen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ), die jeweils nach Dänemark und Deutschland angebunden sind, mit einer grenzüberschreitenden Handelskapazität von 2 GW zwischen Dänemark und Deutschland in einem Multiterminal-HGÜ-System. Dadurch kann durch Offshore-Wind erzeugter Strom effizient in Verbrauchszentren transportiert und Marktgebiete besser gekoppelt werden. Die Inbetriebnahme ist für das Jahr 2040 geplant.

Abbildung 45: P1214 Offshore TYSDAN Hybrid Interconnector (DK-DE)

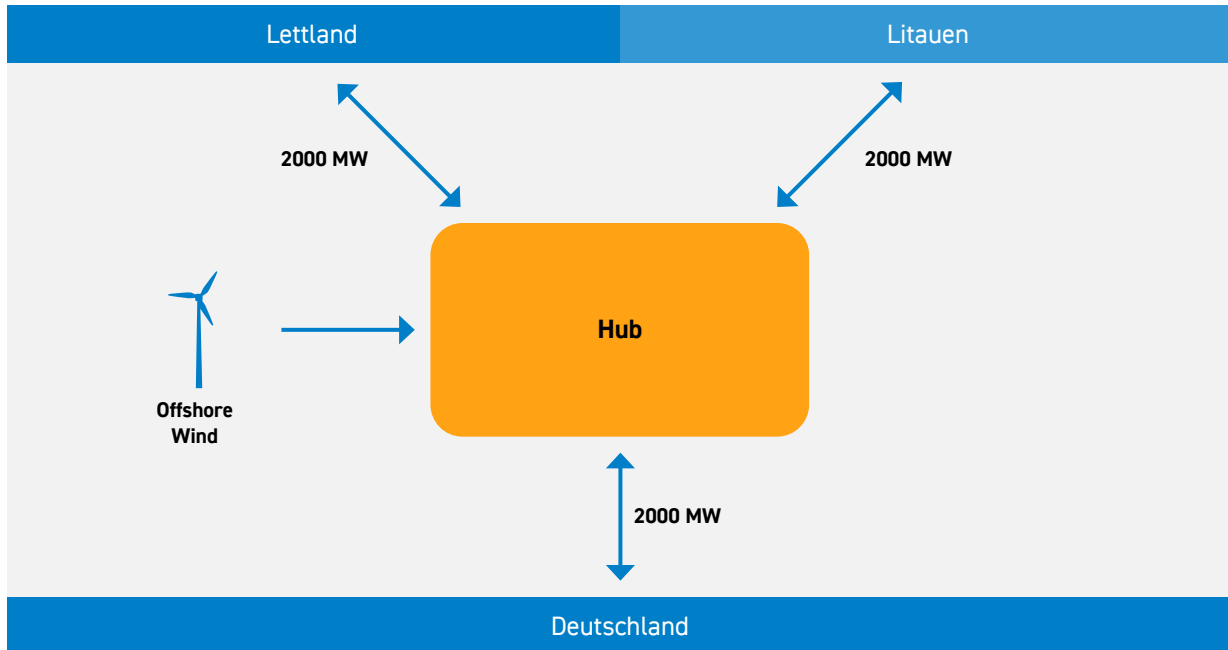
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

P1242 | Baltic-German PowerLink (DE-LT/LV)

50Hertz und die ÜNB aus Lettland und Litauen, AST und Litgrid, beabsichtigen die gemeinsame Errichtung der hybriden Offshore-Verbindungsleitung Baltic-German PowerLink. Das Projekt ist ein geplanter hybrider Interkonnektor, der neben der Bereitstellung zusätzlicher grenzüberschreitender Handelskapazitäten Offshore-Winderzeugungsleistung von mindestens 2 GW in baltischen Gewässern integrieren soll.

Dafür wird eine ca. 600 km lange Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ beziehungsweise HVDC) durch die Ostsee aus dem Baltikum nach Mecklenburg-Vorpommern geplant. Im Rahmen der technischen Lösung sollen jeweils ein 2-GW-Konverter in Lettland im Raum Liepāja oder in Litauen im Raum Darbėnai sowie ein 2-GW-Konverter in Mecklenburg-Vorpommern errichtet und via HGÜ angebunden werden. Der Netzverknüpfungspunkt ist das neu zu errichtende Umspannwerk (UW) im Suchraum Kemnitz.

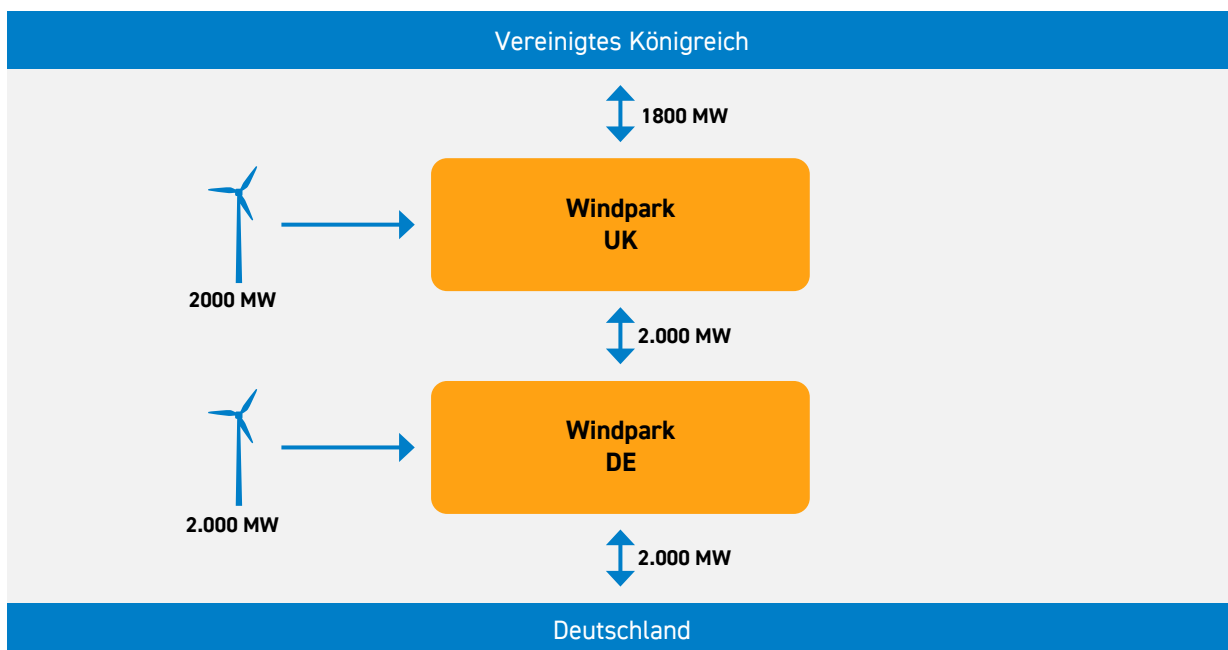
Neben der Integration von Offshore-Windenergie und der Erhöhung der grenzüberschreitenden Kapazitäten für den europäischen Stromhandel sollen mit dem Baltic-German PowerLink Synergien aus der unterschiedlichen Erzeugungs- und Nachfragesituation zwischen Deutschland und dem Baltikum erschlossen werden. Aufgrund der niedrigeren erwarteten Leistungsdichte für Offshore-Windparks im Baltikum und aufgrund der unterschiedlichen Windprofile in der Ostsee, werden zudem hohe Volllaststunden sowie eine geringe Korrelation zur Offshore-Windenergie in der Nordsee erwartet.

Abbildung 46: P1242 | Baltic-German PowerLink (DE-LT/LV)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

P1247 | GriffinLink (DE-UK)

Das Projekt GriffinLink ist ein hybrider Interkonnektor zur Einbindung von bis zu 4 GW Offshore-Winderzeugung aus der britischen und deutschen AWZ. Als Verbindung sind dazu 1,8 GW nach Großbritannien und 2 GW nach Deutschland vorgesehen. Das Projekt umfasst insgesamt zwei landseitige HGÜ-Konverterstationen sowie zwei seeseitige HGÜ-Konverterstationen. Mit dem Projekt wird somit die kombinierte Entwicklung von Offshore-Anbindungssystemen und der Kopplung der Marktgebiete von Großbritannien und Deutschland durch Interkonnektoren vorangetrieben.

Abbildung 47: P1247 | GriffinLink (DE-UK)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

P1265 & P1266 | Joint North Sea Energy Hub - Phase I & II (DE-DK)

1265: Joint North Sea Energy Hub – Phase I:

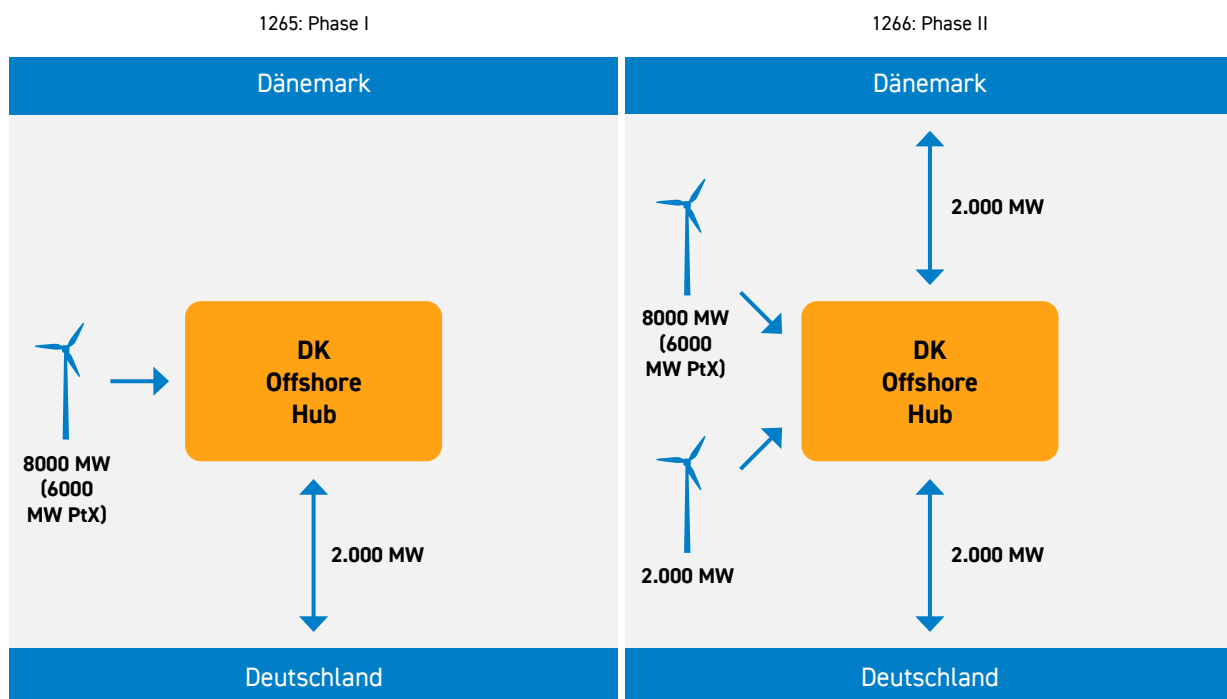
Der Joint North Sea Energy Hub (JNSEH) ist ein groß angelegtes, multifunktionales Offshore-Hybrid-Projekt, das um eine neue künstliche Insel in der dänischen Nordsee gebaut werden soll. Es wird Offshore-Wind, eine HGÜ-Verbindung zwischen Dänemark und Deutschland, Elektrolyseanlagen und eine Wasserstoffpipeline mit Verdichterstationen am Hub, die an die Aquaductus-Pipeline in der deutschen Nordsee anschließt, integrieren. Der Hub kann bis zu 10 GW Offshore-Windenergie integrieren und den direkten grenzüberschreitenden Export von Wasserstoff und Strom an europäische Nachfragezentren ermöglichen. Die Kapazitäten von HVDC-Verbindungen und Elektrolyseuren werden durch Entwicklungen auf den Strom- und Wasserstoffmärkten sowie durch die energiepolitischen Prioritäten der deutschen und dänischen Regierung bestimmt. Der deutsche Netzverknüpfungspunkt ist Brunsbüttel. Die geplante Inbetriebnahme ist 2037.

1266: Joint North Sea Energy Hub – Phase II:

Phase II des Joint North Sea Energy Hub (JNSEH)-Projekts erweitert den Hub um eine 2 GW HVDC-Verbindung an Revsing (DK/ Dänemark-West) sowie weitere 2 GW Erzeugungsleistung aus Offshore-Wind. Die geplante Inbetriebnahme ist 2039.

Als Third-Party-Project erfolgt die Umsetzung im Gegensatz zu den anderen Projekten nicht durch einen der vier deutschen ÜNB, sondern durch die Gesellschaft Copenhagen Energy Islands.

Abbildung 48: P1265 & P1266 | Joint North Sea Energy Hub - Phase I & II (DE-DK)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

6.5.2 Beschreibung weiterer Interkonnektoren

Die Interkonnektoren P176 HansaPowerBridge, P225 2. Interkonnektor Belgien, P1058 DC – Interkonnektor Deutschland – Schweiz werden analog zum letzten NEP 2037/2045 (2025) abgebildet und nicht nochmal gesondert beschrieben.

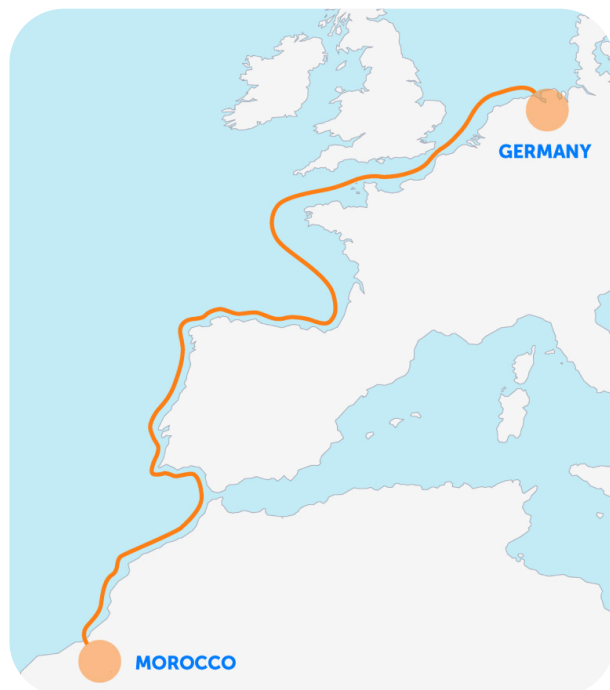
P1215 Sila Atlantik (MA-DE)

Sila Atlantik ist ein HGÜ-System bestehend aus zwei 525-kV-Gleichstromleitungen mit einer Leistung mit jeweils 1,8 GW Übertragungskapazität, welches erneuerbaren Strom von Marokko entlang der atlantischen Küste bis zur deutschen Nordseeküste transportieren soll. Jedes Kabelsystem soll jeweils an eine Konverterstation am Onshore-Landeplatz angeschlossen werden.

Das Projekt verfügt in Marokko über eine Erzeugungskapazität von bis zu 15,2 GW CO₂-freiem Strom, welcher aus Sonne und Wind erzeugt und mit einem 9,6 GWh Batteriespeicher ergänzt wird. Im Moment befindet sich das Projekt in der Prüfung der Machbarkeit. Eine endgültige Investitionsentscheidung wird für Q4 2026/Q1 2027 angestrebt.

Bei diesem Projekt handelt es sich um ein Third Party Project, welches nicht durch einen der vier deutschen ÜNB untersucht und geplant wird, sondern durch die Gesellschaften Xlinks Ltd und Xlinks Germany GmbH.

Im TYNDP 2026 wurde das Projekt als hybrider Interkonnektor zwischen Deutschland und Marokko eingebracht, allerdings mit einer verhältnismäßig geringen Anbindungskapazität nach Marokko. Es ist davon auszugehen, dass diese Verbindung im Vergleich zu der 3,6 GW Anbindung an Deutschland einen sehr geringen Einfluss auf die Berechnungen im NEP hat. Aufgrund dessen empfehlen die ÜNB das Projekt als Direkteinspeisung zu modellieren. Die konkrete Ausgestaltung des Projektes – ob es sich dabei zukünftig um einen hybriden Interkonnektor oder eine Direkteinspeisung handeln wird – obliegt dem Projektierer.



Quelle: Xlinks Germany

P1231 | Green Aegean (GR-DE)

Das Projekt besteht aus einer neuen HGÜ-Verbindung mit 3.000 MW inklusive See- und Landkabel zwischen dem griechischen und dem deutschen Übertragungssystem. Die Übertragungsstrecke wird in einem Umspannwerk in Nordgriechenland beginnen und über die Adria in Slowenien anlanden und über Österreich nach Süddeutschland führen. Die prognostizierte Kabellänge beläuft sich auf etwa 1.400 km. Die neue Verbindungsleitung zielt darauf ab, die Energieinfrastruktur in Europa zu stärken und die Dekarbonisierung voranzutreiben, indem sie Griechenland mit Deutschland

verbindet. Diese Verbindung ermöglicht die volle Nutzung der saisonalen Komplementarität zwischen Solarenergie im Süden und Windenergie im Norden.

Bei diesem Interkonnektor handelt es sich um ein Third Party Projekt, das nicht durch einen der vier deutschen ÜNB untersucht und geplant wird, sondern durch den griechischen ÜNB IPTO. Dieser strebt eine Inbetriebnahme im Jahr 2036 an.

P1283 | Interconnector FR-DE (FR-DE)

In einer gemeinsamen Studie von RTE, Elia, Creos, Amprion und TransnetBW (pentalaterale Studie) wurden potenzielle zukünftige grenzüberschreitende Interkonnektoren bis zum Jahr 2040 untersucht. An der Grenze zwischen Deutschland und Frankreich hat sich dabei ein Interkonnektor mit einer Übertragungskapazität von etwa 1-2 GW als volkswirtschaftlich sinnvoll erwiesen.

Das Projekt wurde erstmals im TYNDP 2026 mit dem Status „under consideration“ eingebracht. Innerhalb der pentalateralen Studie sind noch vertiefende Untersuchungen erforderlich, insbesondere zur Festlegung der konkreten Netzverknüpfungspunkte in Deutschland und Frankreich, der finalen Übertragungskapazität sowie der technologischen Ausführung (AC oder DC). Die Ausgestaltung des Projekts wird voraussichtlich bis Mitte 2027 konkretisiert. Gleichmaßen haben auch anderweitige Analysen zu einer 2 GW HGÜ-Verbindung zwischen Frankreich und dem Saarland oder Südwestdeutschland einen sehr hohen volkswirtschaftlichen Nutzen aufgezeigt und untermauern damit die Erkenntnisse der pentalateralen Studie. Vor diesem Hintergrund erscheint es sinnvoll, im Rahmen der bestehenden Kooperationen die indikativen Ergebnisse der pentalateralen Studie weiterzuverfolgen, das identifizierte Projekt zu konkretisieren und mittelfristig in die europäischen und nationalen Planungsprozesse zu überführen.

P1287 | 380 kV Eichstetten - Chamoson (CH-DE)

Das Projekt „380 kV Eichstetten – Chamoson“ zielt darauf ab, die grenzüberschreitende Übertragungskapazität zwischen Deutschland und der Schweiz zu erhöhen. Hierzu werden neue 380-kV-Verbindungen von Eichstetten zu zentralen Knotenpunkten im Schweizer Netz (u. a. Gösgen und Chamoson) errichtet oder bestehende Leitungen entsprechend verstärkt. Diese Maßnahme entlastet das bestehende Höchstspannungsnetz beider Länder und schafft zusätzliche Transportkorridore über die Landesgrenze hinweg. Geplant ist eine Inbetriebnahme bis 2040, das Projekt wurde erstmalig im TYNDP 2026 mit dem Status „under consideration“ gemeldet.

Die verstärkte deutsch-schweizerische Verbindung unterstützt maßgeblich die Integration erneuerbarer Energien. Überschüsse aus Solar- und Windenergie in Deutschland lassen sich künftig verstärkt in die Schweiz übertragen, wodurch Abregelungen bei starker Einspeisung vermieden werden können. Insbesondere die Schweizer Wasserspeicherkraftwerke können diesen Überschussstrom aufnehmen und speichern, um ihn bei Bedarf wieder abzugeben. Umgekehrt erhöht das Projekt die Versorgungssicherheit, da ein gegenseitiger Ausgleich von Last- und Erzeugungsspitzen ermöglicht wird. Durch die Vernetzung einer photovoltaikgeprägten Region (Deutschland) mit einer wasserkraftdominierten Region (Schweiz) wird die gesicherte Leistung im Gesamtsystem erhöht. Diese Kopplung trägt dazu bei, den Bedarf an konventionellen Kraftwerken zu verringern.

- 01 Szenariorahmen als Grundlage des Netzentwicklungsplans
- 02 Szenarienbeschreibung
- 03 Stromverbrauch
- 04 Erneuerbare Energien
- 05 Kraftwerke und Speicher
- 06 Europäischer Rahmen
- 07 Brennstoff- und CO₂-Preise**

7 Brennstoff- und CO₂-Preise

Im Rahmen der Marktsimulation sind zur Bestimmung des stundenscharfen Kraftwerkseinsatzes im europäischen Strommarkt modellexogene Festlegungen zu Brennstoff- und CO₂-Preisen sowie zu Emissionsfaktoren erforderlich. Anhand dieser Annahmen und unter Berücksichtigung technologiespezifischer Wirkungsgrade können die variablen Kosten der Kraftwerke berechnet werden. Die variablen Kosten stellen im Rahmen der Marktsimulation eine wesentliche Grundlage zur Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes dar.

Das Ziel der Marktsimulation ist es, für jede Stunde eines Szenariojahres die Einspeise- und Verbrauchssituationen bei minimalen variablen Kosten aller modellierten Marktgebiete zu ermitteln. Im Folgenden werden die Annahmen zur Entwicklung der europaweit geltenden Preise für Brennstoffe und Emissionszertifikate sowie die den Brennstoffen jeweils zugrunde liegenden Emissionsfaktoren beschrieben.

Die Projektion der Preise für fossile Energieträger soll auf den Analysen des [World Energy Outlooks \(WEO\) 2025](#) der Internationalen Energieagentur (IEA) fußen. Der im November 2025 veröffentlichte Bericht des WEO enthält Brennstoffpreise für die Europäische Union für drei unterschiedliche energiepolitische Entwicklungspfade: „Current Policies“, „Stated Policies“ und „Net Zero Emissions by 2050“. Das ambitionierteste Szenario, das auf dem Pfad der weltweiten Klimaneutralität im Jahr 2050 liegt und die Temperatursteigerung im Vergleich zum vorindustriellen Niveau unter 1,5° bis 2100 mit hoher Sicherheit erreicht, stellt das „Net Zero Emissions by 2050“ (NZE) dar. Da mit diesem Szenario eine Passfähigkeit im Hinblick auf die Erreichung von Treibhausgasneutralität in Deutschland und Europa gegeben scheint, empfehlen die ÜNB, dieses für die Preisannahmen in der europäischen Strommarktmodellierung einheitlich zugrunde zu legen. Die Brennstoffpreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle werden damit konsistent aus einer aktuellen Quelle übernommen.

Anhand einer linearen Interpolation für die Zieljahre der Szenarien werden die für den Szenariorahmenentwurf relevanten Preise für das Jahr 2040 und 2045 ermittelt. Die folgende Tabelle 28 stellt entsprechend die für alle Szenarien angesetzten Werte dar. Die Brennstoffpreise für Braunkohle und Kernenergie werden nicht im WEO erfasst und beruhen auf den Annahmen des [TYNDP 2026](#). Diese Preise sind für alle Zeithorizonte konstant und liegen für Braunkohle bei 6,5 EUR/MWh und für Kernenergie bei 2,1 EUR/MWh.

Tabelle 28: Annahmen zu Brennstoffpreisen für den NEP 2040/2045 (2027) auf Basis des World Energy Outlooks 2025

	Einheit*	2035 (WEO 2025 NZE)	2040 (lineare Interpolation) A, B, C 2040	2045 (lineare Interpolation) A, B, C 2045	2050 (WEO 2025 NZE)
Rohöl	[EUR/MWh]	18,6	17,1	15,6	14,1
Erdgas	[EUR/MWh]	13,3	13,1	12,9	12,7
Steinkohle	[EUR/MWh]	5,3	5,0	4,7	4,4

*Aufgrund der Angaben des WEO 2025 in USD wurde der dort verwendete Wechselkurs von 1 USD = 0,92 EUR angesetzt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber auf Basis des WEO 2025

Darüber hinaus empfehlen die ÜNB, die CO₂-Zertifikatspreise auf Basis des TYNDP 2026 von ENTSO-E anzusetzen. Hintergrund ist, dass im WEO 2025 für das NZE-Szenario keine spezifischen CO₂-Preise für die Europäische Union angegeben sind. Der TYNDP 2026 hingegen stellt hinsichtlich der CO₂-Bepreisung einen konsistenten europäischen Entwicklungspfad zur Erreichung von Treibhausgasneutralität dar. Im TYNDP liegen diese Preise für die Jahre 2040 und 2050 vor. Für 2045 können diese Preise interpoliert werden.

Tabelle 29: Annahmen zu CO₂-Preisen für den NEP 2040/2045 (2027) auf Basis des TYNDP 2026

	Einheit	2040 A, B, C 2040	2045 (lineare Interpolation) A, B, C 2045	2050 A, B, C 2045
CO ₂ -Zertifikate	[EUR/t]	297,5	400,0	502,7

Für die CO₂-Emissionsfaktoren werden auf Basis des „[Nationalen Inventarberichts zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990-2021](#)“ des Umweltbundesamtes Werte gemäß Tabelle 30 zugrunde gelegt. Die ÜNB behalten sich vor, begründete Anpassungen der CO₂-Emissionsfaktoren vorzunehmen, insbesondere wenn sich aus den europäischen Datensätzen ergibt, dass in Kraftwerken Kombinationen fossiler und biogener beziehungsweise treibhausgasneutraler Energieträger eingesetzt werden.

Tabelle 30: Emissionsfaktoren nach Energieträgern

Primärenergieträger	CO ₂ -Emissionsfaktor [t CO ₂ / MWhth]
Abfall*	0,165
Braunkohle	0,393
Erdgas	0,201
Wasserstoff **	0,000
Kernenergie	0,000
Mineralölprodukte	0,286
Steinkohle	0,337

* Annahme Abfall: 50 % biogener Anteil

** Annahme von CO₂-frei erzeugtem Wasserstoff

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, Umweltbundesamt, Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990-2021

In allen Szenarien wird unterstellt, dass in Gaskraftwerken künftig neben Erdgas auch Wasserstoff oder andere treibhausgasneutrale Gase eingesetzt werden. Grundsätzlich werden die Einsatzkosten von Erdgas maßgeblich durch den Brennstoffpreis sowie den CO₂-Zertifikatspreis bestimmt, während

bei grünem Wasserstoff ausschließlich der Brennstoffpreis relevant ist. Dieser liegt derzeit noch deutlich über den Kosten von Erdgas.

Die Herleitung der Wasserstoffpreise in den Zieljahren erfolgt auf Basis einer Analyse verschiedener Studien sowie einer plausiblen Einordnung in die Merit-Order der verschiedenen Brennstoffe. Abbildung 49 zeigt dabei jeweils Bandbreiten von Prognosen für den Preis von Wasserstoff im Zeitraum 2040 bis 2050 und stellt diese den von den ÜNB angesetzten Wasserstoffpreisen aus Tabelle 31 gegenüber. Diese liegen im mittleren bis unteren Bereich der betrachteten Studien. Dabei wird im Szenariopfad A ein niedrigeres Preisniveau unterstellt, um eine dynamische Entwicklung internationaler Wasserstoffmärkte, zunehmenden Handel sowie Kostendegressionen in der Wasserstoffherzeugung abzubilden. Der Wasserstoffpreis im Jahr 2040 wird im Szenariopfad A aus dem Mittelwert der unteren Prognosewerte gebildet, sodass sich Wasserstoffkraftwerke im Jahr 2040 in der Merit-Order etwa auf einem Niveau mit Erdgaskraftwerken einordnen. In den Szenariopfaden B und C hingegen wird der Wasserstoffpreis im Jahr aus dem Mittelwert aller Prognosewerte gebildet, sodass die Nutzung von Wasserstoff in Kraftwerken mit höheren Kosten verbunden ist als die Nutzung von Erdgas. Von 2040 bis zum Jahr 2045 wird in allen Szenariopfaden ein leichter Preisrückgang in Höhe von 5 % unterstellt, der aus der fortschreitender Marktentwicklung sowie technologischen Verbesserungen resultiert. In der Folge weisen spätestens ab dem Jahr 2045 alle Wasserstoffkraftwerke gegenüber rein fossil befeuerten Kraftwerken geringere Einsatzkosten auf.

Gerne können im Rahmen der Konsultation Hinweise zur Parametrierung der Brennstoff- und CO₂-Preise und zur Einordnung der Wasserstoffpreise eingebracht werden.

Abbildung 49: Wasserstoffpreise 2040–2050: Prognosebandbreiten und ÜNB-Annahmen

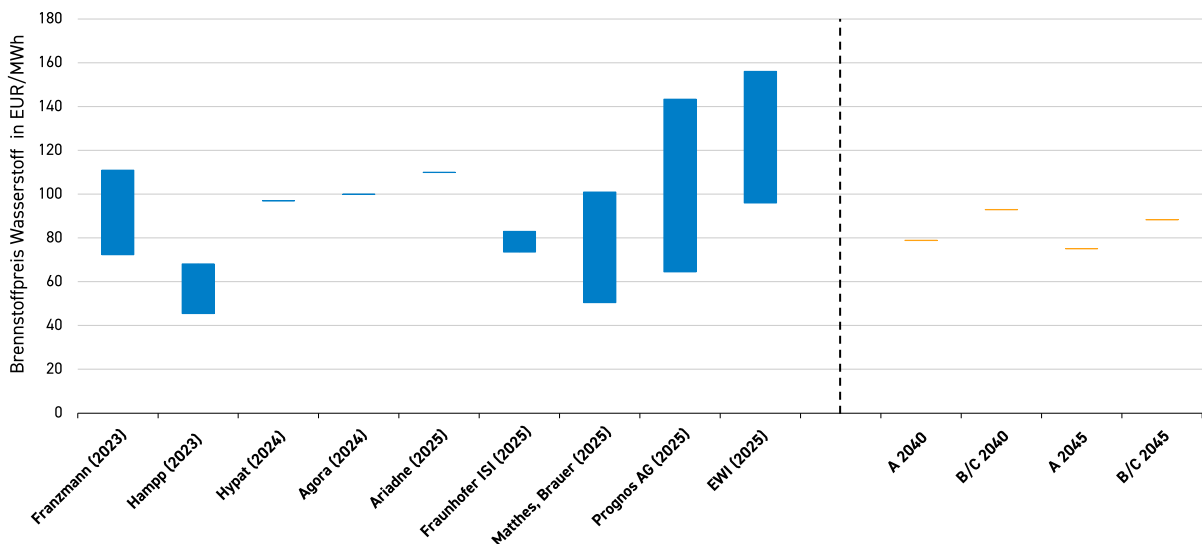


Tabelle 31: Wasserstoffpreise für den NEP 2040/2045 (2027)

	Einheit	2040		2045	
		A 2040	B,C 2040	A 2045	B,C 2045
Wasserstoff	[EUR/MWh]	79,0	93,0	75,1	88,4

Exkurs: Brennstoffpreise

Brennstoffpreise können sowohl szenariobasiert auf Grundlage von Referenzstudien als auch aus aktuellen Spot- und Terminmarktpreisen abgeleitet werden. Letztere unterliegen jedoch kurzfristigen Schwankungen, insbesondere infolge geopolitischer und marktlicher Einflüsse, und sind daher nur eingeschränkt für langfristige Projektionen geeignet. Für den Netzentwicklungsplan werden daher primär studienbasierte Preisannahmen verwendet. Aktuelle Terminmarktpreise liegen teilweise deutlich über den in Referenzstudien ausgewiesenen langfristigen Preisniveaus, stellen jedoch Momentaufnahmen dar. Aus Sicht der ÜNB sind die Gesamtkosten der Brennstoffe aus dem WEO 2025 unter Berücksichtigung der CO₂-Zertifikatspreise aus dem TYNDP 2026 auf einem plausiblen Niveau, das sich gut als Grundlage für die Markt- und Netzanalysen im Rahmen des Netzentwicklungsplan eignet.

Literaturverzeichnis

Kapitel 1

- ▶ Übertragungsnetzbetreiber (2026). Fachgespräch zum Szenariorahmenentwurf des NEP 2040/2045 (2027). <https://www.netzentwicklungsplan.de/nachrichten/10-fachgespraech-zum-szenariorahmenentwurf-des-nep-strom-20402045-2027> (Zuletzt abgerufen: 18.06.2026)
- ▶ Deutschlandweite Abfrage von Infrastrukturbedarfen für das Strom- und Wassertoffnetz 2026 – Gemeinsame Marktabfrage der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber zur Erfassung von Wasserstoffherzeugung (inkl. Power-to-Gas-Anlagen), -einspeisung, -speicherung und -verwendung sowie Großverbrauchern Strom inkl. der Langfristprognosen der Gas-Verteilernetzbetreiber mit den Wasserstoffgroßkunden am nachgelagerten Wasserstoffnetz. <https://infrastrukturbedarf-abfrage-nep.de/> (Zuletzt abgerufen: 24.06.2026)
- ▶ VNBdigital – Netzportal der Verteilnetzbetreiber: <https://www.vnbdigital.de/service/region> (Zuletzt abgerufen: 23.06.2026)
- ▶ Europäische Kommission (2019). Der Europäische Grüne Deal. <https://commission.europa.eu/topics/climate-action/delivering-european-green-deal> (Zuletzt abgerufen: 08.05.2026)
- ▶ Europäische Union (2021). Europäisches Klimagesetz. <https://climate.ec.europa.eu/eu-action/european-climate-law> (Zuletzt abgerufen: 08.05.2026)
- ▶ Europäische Kommission (2021). „Fit for 55“-Paket zur Umsetzung des Europäischen Klimagesetzes. https://commission.europa.eu/topics/climate-action/delivering-european-green-deal/fit-55-delivering-proposals_de (Zuletzt abgerufen: 08.05.2026)
- ▶ Europäische Union (2024). Net-Zero Industry Act. https://commission.europa.eu/topics/competitiveness/green-deal-industrial-plan/net-zero-industry-act_en (Zuletzt abgerufen: 19.06.2026)
- ▶ Bundesrepublik Deutschland (2019): Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG), zuletzt geändert durch Gesetz vom 15. Juli 2024 (BGBl. I Nr. 235). <https://www.gesetze-im-internet.de/ksg> (Zuletzt abgerufen: 08.05.2026).
- ▶ Bundesgesetzblatt (2024). Zweites Gesetz zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes, BGBl. I Nr. 235, <https://www.recht.bund.de/bgbl/1/2024/235/VO.html> (Zuletzt abgerufen: 19.06.2026)
- ▶ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2025). Berichte zum Energiewendemonitoring / Monitoringbericht der Expertenkommission. <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-der-expertenkommission-zum-energiewende.html> (Zuletzt abgerufen: 08.05.2026)
- ▶ Europäische Kommission (2022). REPowerEU – Erschwingliche, sichere und nachhaltige Energie für Europa. https://commission.europa.eu/topics/energy/repowereu_de#n%C3%A4chste-schritte (Zuletzt abgerufen: 26.06.2026)
- ▶ Bundesrepublik Deutschland (2023). Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023). https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014 (Zuletzt abgerufen: 08.05.2026)
- ▶ Umweltbundesamt (2023). Erneuerbare-Energien-Gesetz – Ziele und Ausbaupfade. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-gesetz> (Zuletzt abgerufen: 08.05.2026)
- ▶ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2026). Entwurf eines Gesetzes zur Sicherung der Versorgungssicherheit Strom und zur Bereitstellung neuer Kapazitäten (StromVKG). <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/>

[Gesetzesvorhaben/20260427-entwurf-eines-gesetzes-zur-sicherung-der-versorgungssicherheit-strom-und-zur-bereitstellung-neuer-kapazitaeten.html](#) (Zuletzt abgerufen: 08.05.2026)

- ▶ Bundesrepublik Deutschland (2024). Zweites Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes – Wasserstoff-Kernnetz. <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/04/20240412-gesetz-zur-wasserstoff-netzentwicklungsplanung.html> (Zuletzt abgerufen: 08.05.2026)
- ▶ Bundesrepublik Deutschland (2023/2024). Nationale Wasserstoffstrategie und Fortschreibung. <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/wasserstoff.html> (Zuletzt abgerufen: 08.05.2026)
- ▶ Bundesnetzagentur (2025). Monitoringberichte „Energie der Zukunft“. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Monitoringberichte/MonitoringEnergieDerZukunft/start.html> (Zuletzt abgerufen: 08.05.2026)

Kapitel 3

- ▶ AG Energiebilanzen e. V. (2023). Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland. https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/10/awt_2022_deutsch.pdf (Zuletzt abgerufen: 24.06.2026)
- ▶ Deutschlandweite Abfrage von Infrastrukturbedarfen für das Strom- und Wasserstoffnetz 2026 – Gemeinsame Marktabfrage der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber zur Erfassung von Wasserstoffherzeugung (inkl. Power-to-Gas-Anlagen), -einspeisung, -speicherung und -verwendung sowie Großverbrauchern Strom inkl. der Langfristprognosen der Gas-Verteilernetzbetreiber mit den Wasserstoffgroßkunden am nachgelagerten Wasserstoffnetz. <https://infrastrukturbedarf-abfrage-nep.de/> (Zuletzt: abgerufen: 24.06.2026)
- ▶ 50Hertz, Amprion, TenneT Germany, TransnetBW (2026). Reifegradverfahren für Netzanschlüsse an das Übertragungsnetz. <https://www.netztransparenz.de/Portals/1/Dokumente/Reifegradverfahren/Vier%20U%CC%88NB%20-%20Reifegradverfahren%20-%20Verfahrensdokumentation%20V1.1.pdf> (Zuletzt abgerufen: 25.06.2026)
- ▶ Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) (2026). Projektion und Regionalisierung von Wärmebedarfen und Wärmeerzeugung in Deutschland. www.netzentwicklungsplan.de/Zwischenbericht_Projektion
- ▶ Fraunhofer IEE & Fraunhofer ISE (2026). Lastprofile von Wärmepumpenkollektiven. Veröffentlichung im Laufe der zweiten Jahreshälfte auf <https://www.netzentwicklungsplan.de>
- ▶ Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) (2026). Stromverbrauchsmodellierung des Industriesektors im Kontext der Dekarbonisierung (Aktualisierung). https://www.netzentwicklungsplan.de/Stromverbrauchsmodellierung_Industrie
- ▶ Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) (2026). Stromverbrauchsmodellierung des Industriesektors im Kontext der Dekarbonisierung: Validierung des Endenergieverbrauchs der Studie im Vergleich zu den Langfristszenarien O45. https://www.netzentwicklungsplan.de/Validierung_EEV
- ▶ Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) (2019). Kurzstudie Elektromobilität – Modellierung für die Szenarientwicklung des Netzentwicklungsplans. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/20202027_NEP_Kurzstudie_Emob_Abschlussbericht_1.pdf (Zuletzt abgerufen: 09.06.2026)
- ▶ Bundesanstalt für Straßenwesen (2022). Datensatz zu Automatischen Zählstellen auf Autobahnen und Bundesstraßen - Abruf der Daten vom Online-Portal. https://www.bast.de/BASt_2017/DE/Verkehrstechnik/Fachthemen/v2-verkehrszaehlung/zaehl_node.html (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024)

- ▶ Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (2024). Kurzstudie: Ladeprofile von elektrischen Fahrzeugen. Modellierung für den Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2025". https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-11/Endbericht_Ladeprofile_ekfz_NEP_20241120.pdf (Zuletzt abgerufen: 22.06.2026)
- ▶ infas, DLR, IVT und infas 360 (2018). Mobilität in Deutschland (im Auftrag des BMVI). https://www.mobilitaet-in-deutschland.de/archive/pdf/MiD2017_Ergebnisbericht.pdf (Zuletzt abgerufen: 22.06.2026)
- ▶ Bundesnetzagentur (2026). Roll-out intelligenter Messsysteme. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzzugangMesswesen/Mess-undZaehlwesen/iMSys/artikel.html> (Zuletzt abgerufen: 20.05.2026)
- ▶ Bundesnetzagentur (2026). Bundesnetzagentur stellt aktuelle Überlegungen zur Reform der Netzentgeltsystematik Strom vor. <https://www.bundesnetzagentur.de/1107474> (Zuletzt abgerufen: 29.05.2026)
- ▶ Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mit Guidehouse (2022). Regionale Lastmanagementpotenziale: Quantifizierung bestehender und zukünftiger Lastmanagementpotenziale in Deutschland. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-01/Regionale_Lastmanagementpoten- ziale_DE_0.pdf (Zuletzt abgerufen: 22.06.2026)

Kapitel 4

- ▶ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2025). Bericht des Bund-Länder-Kooperationsausschusses 2025, Stand Oktober 2025. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/E/EEG-Kooperationsausschuss/2025/bericht-bund-laender-kooperationsausschuss-2025.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (Zuletzt abgerufen: 24.06.2026)
- ▶ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2026). Newsletter Energiewende direkt – Erneuerbare Energien 2025 in Zahlen. <https://energiewende.bundeswirtschaftsministerium.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2026/03/Meldung/direkt-erfasst.html> (Zuletzt abgerufen: 23.06.2026)
- ▶ Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) (2027). Regionalisierung des Ausbaus Erneuerbarer Energien und Kleinbatteriespeicher. Veröffentlichung zum NEP 2040/2045 (2037) auf www.netzentwicklungsplan.de
- ▶ VNBdigital – Netzportal der Verteilnetzbetreiber: <https://www.vnbdigital.de/service/region> (Zuletzt abgerufen: 23.06.2026)
- ▶ 50Hertz, Amprion, TenneT Germany, TransnetBW (2026). Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, zweiter Entwurf. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2026-05/NEP_2037_2045_V2025_2_Entwurf_1.pdf (Zuletzt abgerufen: 23.06.2026)
- ▶ Fraunhofer IWES & Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2025). Simulating the Impact of Offshore Wind Expansion on Yield and Efficiency in the North Sea by 2050. https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/_Anlagen/Downloads/IWES_Bericht.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (Zuletzt abgerufen: 23.06.2026)
- ▶ Fraunhofer IWES (2026). International Optimization of Full Load Hours in the German Bight – Cross-Border Radials. https://www.bdew.de/media/documents/20260122-BDEW-Offshore_Wind_Cross_Border_Radials.pdf (Zuletzt abgerufen: 23.06.2026)
- ▶ Frontier economics (2026). Analyse einer volkswirtschaftlich optimalen Überbauung von Offshore Wind Netzanbindungen – Eine Studie für den Bundesverband der Windenergie Offshore (BWO) und den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW). https://www.bdew.de/media/documents/Frontier_Economics_-_BWOBDEW_-_Offshore-Wind-%C3%9Cberbauung_-_Endbericht_-_2026-03_0ZPTnOr.pdf (Zuletzt abgerufen: 23.06.2026)

- ▶ Bundesnetzagentur (2026). Ergebnisse und Hintergrundinformationen zu Ausschreibungen für Windenergie-Anlagen an Land. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/start.html (Zuletzt abgerufen: 23.06.2026)
- ▶ Bundesnetzagentur (2026). Marktstammdatenregister (MaStR). <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/> (Zuletzt abgerufen: 23.06.2026)
- ▶ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2025). Bericht des Bund-Länder-Kooperationsausschusses zum Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien sowie zu Flächen, Planungen und Genehmigungen für die Windenergienutzung an Land an die Bundesregierung gemäß § 98 EEG – Bericht 2025. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/E/EEG-Kooperationsausschuss/2025/bericht-bund-laender-kooperationsausschuss-2025.pdf?__blob=publicationFile&v=8 (Zuletzt abgerufen: 23.06.2026)
- ▶ Guidehouse, Fraunhofer IEE, Stiftung Umweltenergie, Bosch& Partner (2022). Analyse der Flächenverfügbarkeit für Windenergie an Land post-2030. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/analyse-der-flaechenverfuegbarkeit-fur-windenergie-an-land-post-2030.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (Zuletzt abgerufen: 23.06.2026)
- ▶ Umweltbundesamt (2022). Flächenverfügbarkeit und Flächenbedarfe für den Ausbau der Windenergie an Land – Abschlussbericht. https://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/11850/publikationen/32_2023_cc_flaechenverfuegbarkeit_und_flaechenbedarfe_fuer_den_ausbau_der_windenergie_an_land_0.pdf (Zuletzt abgerufen: 23.06.2026)
- ▶ Bundesnetzagentur. Monatliche EE-Statistik. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EE-Statistik/start.html> (Zuletzt abgerufen: 23.06.2026)
- ▶ Deutsche Windguard (2026). Volllaststunden von Windenergieanlagen an Land. https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2026/Volllaststunden%20von%20Windenergieanlagen%20an%20Land.pdf (Zuletzt abgerufen: 23.06.2026)
- ▶ Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) (2025). Regionalisierung des Ausbaus Erneuerbarer Energien und Kleinbatteriespeicher für den Netzentwicklungsplan 2025 – Abschlussbericht. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2026-03/NEP_2037_2045_V2025_Begleitstudie_Regionalisierung_Ausbau%20EE.pdf (Zuletzt abgerufen: 23.06.2026)

Kapitel 5

- ▶ Bundesnetzagentur (2025). Veröffentlichung des Versorgungssicherheitsmonitorings. <https://www.bundesnetzagentur.de/1072798> (Zuletzt abgerufen: 22.06.2026)

Kapitel 6

- ▶ Europäische Kommission (2021). European Climate Law. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/european-climate-law_en (Zuletzt abgerufen: 19.06.2026)
- ▶ Europäische Kommission (2023). Renewable energy targets. https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-targets_en (Zuletzt abgerufen: 19.06.2026)
- ▶ Europäische Kommission (2019). Clean energy for all Europeans package. https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en (Zuletzt abgerufen: 19.06.2026)

- ▶ Europäische Kommission (2017). Electricity interconnection targets. https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/electricity-interconnection-targets_en (Zuletzt abgerufen: 19.06.2026)
- ▶ ENTSO-E/ENTSO-G (2026). TYNDP 2026 Draft Scenarios Report. <https://2026.entsos-tyndp-scenarios.eu/> (Zuletzt abgerufen: 22.06.2026)
- ▶ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2024). Nationaler Energie- und Klimaplan (NECP). <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/necp.html> (Zuletzt abgerufen: 19.05.2026)
- ▶ Europäische Kommission (2020). 2030 climate targets. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2030-climate-targets_en (Zuletzt abgerufen: 31.05.2026)
- ▶ Pan-European Climate Database (PECD). <https://cds.climate.copernicus.eu/datasets/sis-energy-pecd?tab=overview> (Zuletzt abgerufen: 24.06.2026)
- ▶ ENTSO-E/ENTSO-G (2026). TYNDP 2026 Scenarios Package. <https://2026.entsos-tyndp-scenarios.eu/download/> (Zuletzt abgerufen: 22.06.2026)
- ▶ ENTSO-E (2026). European Resource Adequacy Assessment 2026. <https://www.entsoe.eu/eraa/2026/> (Zuletzt abgerufen: 22.06.2026)
- ▶ ENTSO-E (2026). TYNDP 2026 Projects Sheets. <https://tyndp2026.entsoe.eu/projects-map/transmission> (Zuletzt abgerufen: 22.06.2026)
- ▶ ENTSO-E (2024). 4th ENTSO-E Guideline for cost-benefit analysis of grid development projects – Final version approved by the European Commission. https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/news/2024/entso-e_4th_CBA_Guideline_240409.pdf (Zuletzt abgerufen: 22.06.2026)
- ▶ Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme (IWES) (2025). Optimierung der Verteilung von Offshore-Netzanbindungssystemen und Windparkleistung für den Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (Version 2025). https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-06/Studie_Offshore-Vernetzung_2023_1.pdf (Zuletzt abgerufen: 22.06.2026)
- ▶ ENTSO-E (2024). Offshore Network Development Plans. European offshore network transmission infrastructure needs. Pan-European summary. https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/ONDP2024/web_entso-e_ONDP_PanEU_240226.pdf (Zuletzt abgerufen; 22.06.2026)
- ▶ Offshore TSO Collaboration (2026). Expert Paper III. Joint Planning in Europe's Northern Seas. Supporting Europe's energy security and competitive growth through a regional approach to offshore grid development. https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2025-04/Expert%20Paper%20III%20Offshore%20TSO%20Collaboration%20April%202025_1.pdf (Zuletzt abgerufen 22.06.2026)
- ▶ 50Hertz, AST, Elering, Energinet, Fingrid, Litgrid, PSE, Svenska Kraftnät (2026). Baltic Offshore Grid Initiative – System Study 2026. https://www.50hertz.com/Portals/1/Dokumente/Medien/Pressemitteilungen/2026/System-Study-2026_Baltic-Offshore-Grid-Initiative.pdf?ver=AezNMh5MFe6-xN2uOZT98A%3D%3D (Zuletzt abgerufen: 26.06.2026)

Kapitel 7

- ▶ International Energy Agency (2025). World Energy Outlook 2023. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025> (Zuletzt abgerufen: 11.05.2026)
- ▶ ENTSO-E/ENTSO-G (2026). TYNDP 2026. <https://2026.entsos-tyndp-scenarios.eu/download/> (Zuletzt abgerufen: 22.06.2026)
- ▶ Umweltbundesamt (2023). Nationalen Inventarberichts zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2021. https://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/11850/publikationen/28_2023_cc_berichterstattung_unter_der_klimarahmenkonvention.pdf (Zuletzt abgerufen: 22.05.2026)

Anhang

A.1 Hintergrundinformation zum Systemstabilitätsbericht

Die Systemauslegung hinsichtlich der Systemstabilität erfolgt im Rahmen des Systemstabilitätsberichts gemäß § 12i EnWG. Wesentliche Eingangsgrößen wie Prognosedaten, Zeitreihen und Netzmodelle werden dabei aus dem Netzentwicklungsplan abgeleitet. Aus heutiger Perspektive ist es jedoch nicht ausreichend, Systembedarfe zur Gewährleistung eines sicheren und stabilen Systembetriebs ausschließlich für die im NEP betrachteten Zieljahre zu identifizieren und darauf aufbauend Maßnahmen abzuleiten. Vielmehr bedarf es zusätzlicher Betrachtungen für weitere Zeiträume des Transformationspfads, insbesondere für die kommenden 5 bis 10 Jahre. Zur strukturierten Analyse dieses Zeitraums können Stützjahre genutzt werden. Diese dienen einerseits dazu, die bereits identifizierten Bedarfe zeitlich näher einzugrenzen, und andererseits dazu, zusätzliche Bedarfe entlang des Transformationspfads frühzeitig zu erkennen. Um eine hinreichende planerische Grundlage für die Ableitung und Umsetzung erforderlicher Maßnahmen im Bereich der Systemstabilität zu schaffen, ist für den Systemstabilitätsbericht 2029 insbesondere ein Stützjahr im Zeitraum 2034/2035 erforderlich. Darüber hinaus berücksichtigen die Übertragungsnetzbetreiber dieses Stützjahr auch bei der Analyse und Bewertung von Bedarfen an Blindleistungskompensationsanlagen. Die Datengrundlage für das Stützjahr wird konsistent aus den im vorliegenden Szenariorahmenentwurf beschriebenen Szenarien abgeleitet.

Die Notwendigkeit einer Datengrundlage für einen solchen Zwischenzeitraum ergibt sich auch aus den Anforderungen an die Regionalenszenarien der Verteilnetzbetreiber (VNB) gemäß § 14d Absatz 3 EnWG. Diese sind angehalten, wahrscheinliche Entwicklungen in einem Zeithorizont von 5 bis 10 Jahren abzubilden. Um eine enge Verzahnung der Szenarien von ÜNB und VNB auch für diesen Zwischenzeitraum zu ermöglichen, wurde seitens der VNB ein entsprechender Bedarf an einer zum Netzentwicklungsplan konsistenten Datengrundlage für ein Stützjahr adressiert.

A.2 Hintergrundinformationen Onshore-Windenergie: Bestands- und Potenzialanalyse sowie Zubaumodellierung

Grundidee und Vorgehen

Das Modell bildet den Ausbau der Onshore-Windenergie bis zum Jahr 2045 räumlich detailliert ab. Es arbeitet nach einem Bottom-up-Prinzip: Ausgehend vom heutigen Anlagenbestand wird Jahr für Jahr simuliert, welche Anlagen altersbedingt zurückgebaut und an welchen Standorten neue Anlagen errichtet werden. Entscheidend ist dabei, wo Flächen für die Windenergie zur Verfügung stehen, wie gut diese geeignet sind und wie sich die Flächenverfügbarkeit über die Zeit verändert.

Die übergeordneten Ausbauziele werden dem Modell exogen vorgegeben. Diese sogenannten Mantelzahlen – die installierte Gesamtleistung zu den Stichjahren 2040 und 2045 – werden dabei auf Ebene der Bundesländer festgelegt. Für jedes Bundesland ist also bekannt, wie viel Windleistung dort bis zu einem bestimmten Jahr installiert sein soll. Die zentrale Aufgabe des Modells besteht darin, diese landesspezifischen Vorgaben innerhalb des jeweiligen Bundeslandes räumlich auf konkrete, geeignete Standorte zu verteilen.

Ausbaupfad

Die Ableitung der Mantelzahlen erfolgt auf Basis des aktuellen Ausbaustands, der anhand des Windenergieflächenbedarfsgesetzes (WindBG) absehbaren Flächenkulisse sowie der regionalen Eignung für die Windenergienutzung, insbesondere aufgrund der Windhöflichkeit. Aus den landesspezifischen Mantelzahlen ergibt sich für jedes Bundesland ein eigener Ausbaupfad. Dieser dient dem Modell als Zielgröße: Er legt fest, wie viel Windleistung in einem Bundesland in einem bestimmten Jahr installiert sein soll, und steuert damit, wie viele Anlagen dort jeweils zugebaut werden.

Technologieentwicklung

Für neu errichtete Anlagen wird eine technologische Weiterentwicklung angenommen, die auf der beobachteten Entwicklung der vergangenen Jahre beruht. Die Auswertung des Marktstammdatenregisters der zwischen 1997 und 2025 in Betrieb genommenen sowie geplanten Anlagen zeigt eine kontinuierliche Zunahme von Rotordurchmesser und Nennleistung.

Maßgeblich für die Fortschreibung ist vor allem die Entwicklung des Rotordurchmessers, während sich die spezifische Flächenleistung auf Werte um 300 W/m^2 eingependelt hat und als weitgehend konstant angenommen werden kann. Weitere Anlagenparameter lassen sich aus diesen beiden Größen ableiten. Eine ungebremste Extrapolation des Rotordurchmessers würde bis 2045 zu Werten von 240 - 250 m führen; da Transport, Statik und Gesamthöhe der Entwicklung Grenzen setzen, wird für 2045 ein durchschnittlicher Rotordurchmesser von 220 m für neu errichtete Anlagen angesetzt. Daraus ergibt sich eine mittlere Nennleistung von rund 11,4 MW bei einer Gesamthöhe von etwa 300 m. Die wichtigsten Parameter für die betrachteten Stützjahre fasst Tabelle 32 zusammen. Ausgehend von der dargestellten Anlagenkonfiguration erfolgen zusätzlich spezifische Differenzierungen für Stark- sowie Schwachwindstandorte (nicht dargestellt).

Tabelle 32: Technologieentwicklung Onshore-Windenergie

Parameter	2025	2040	2045
Nennleistung in MW	5,4	9,7	11,4
Rotordurchmesser in m	150,0	186,0	220,0
Nabenhöhe in m	147,0	175,0	190,0
Spez. Flächenleistung in W/m^2	306,0	300,0	300,0
Abstand Rotorblattspitze in m	71,0	80,0	80,0
Gesamthöhe in m	222,0	266,0	300,0

Aufbau der Flächenkulisse

Voraussetzung für die Verteilung der Anlagen ist ein möglichst realitätsnahes Bild der Flächenverfügbarkeit. Als Grundlage dienen hierbei die aktuell rechtskräftigen sowie geplanten Gebietsausweisungen anhand der jährlichen Abfrage des EEG-Bund-Länder-Kooperationsausschusses. Weiterhin gibt das WindBG Flächenbeitragswerte vor, die ausweisen, welcher Anteil der Landesfläche die Länder bis Ende 2032 als Windenergiegebiete ausweisen müssen: 2,2 % für Brandenburg, Hessen, Rheinland-Pfalz, Sachsen-Anhalt und Thüringen, 2,1 % für Mecklenburg-Vorpommern, 2,0 % für Sachsen und Schleswig-Holstein und 1,8 % für Baden-Württemberg, Bayern, Nordrhein-Westfalen sowie das Saarland. Für die Stadtstaaten Berlin, Bremen und Hamburg gelten jeweils 0,5 %. Gleichermäßen ist weitgehend bekannt, wie die Länder die Flächenbeitragswerte auf Teilflächenziele für die einzelnen Planungsregionen herunterbrechen.

Da der aktuelle Stand bestehender und geplanter Windenergiegebiete jedoch noch nicht überall die Flächenbeitragswerte des WindBG beziehungsweise die Teilflächenziele der Länder erfüllt, wird

dort, wo weniger Flächen ausgewiesen sind, die Flächenkulisse durch „generische“ Flächen aus Potenzialstudien ergänzt. Vereinzelt sind die Ziele auch bereits übererfüllt und es werden einzelne, konfliktbehaftete Flächen aus dem Flächenpool entfernt. So entsteht eine teilsynthetische Flächenkulisse, deren Umfang den Flächenbeitragswerten beziehungsweise den Teilflächenzielen der Länder entspricht.

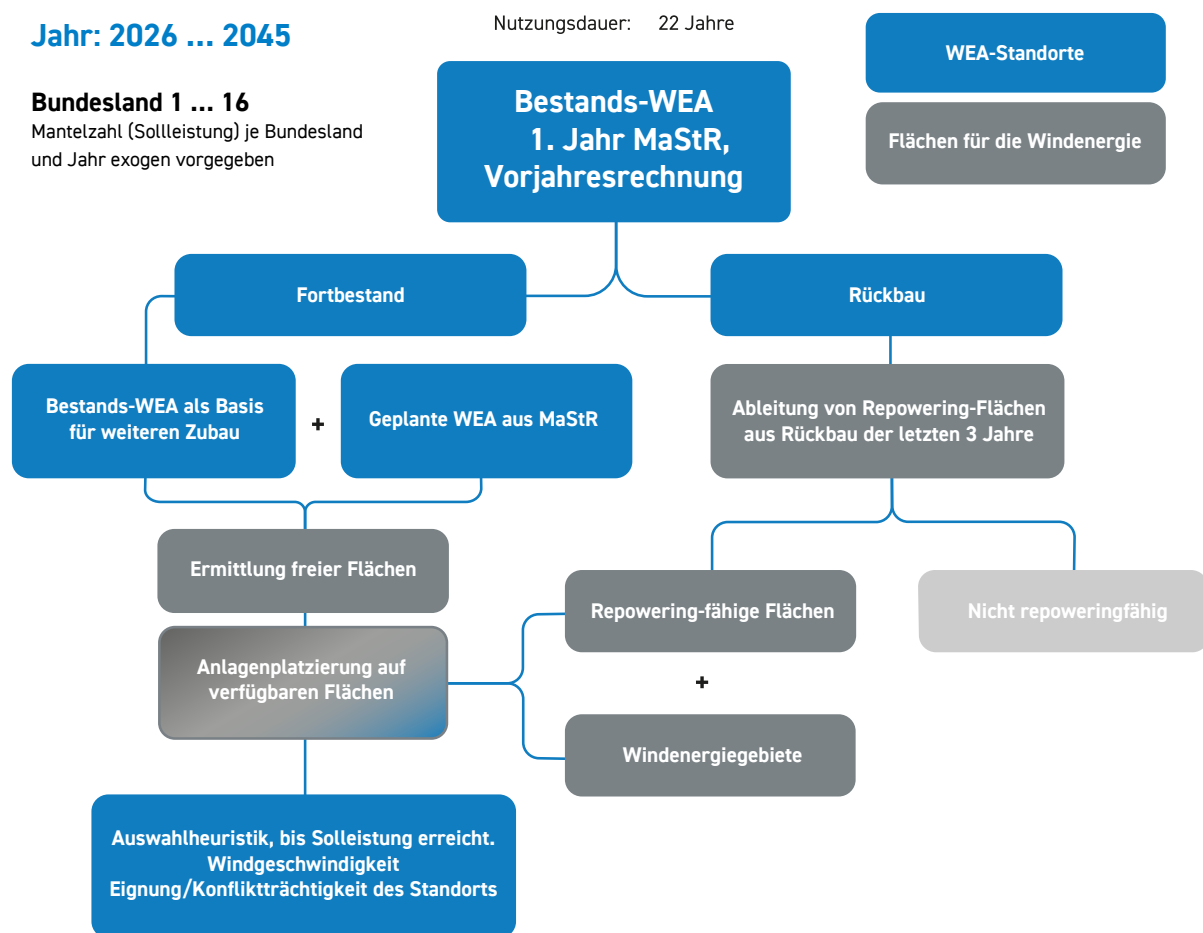
Zusätzlich entstehen durch den Rückbau alter Anlagen mögliche Repoweringflächen. Diese stehen für einen erneuten Zubau zur Verfügung, sofern sie auch für moderne Anlagen als Standort geeignet sind. Hier werden insbesondere dann Standorte von einem Repowering ausgeschlossen, wenn diese weniger als das Zweifache der Gesamthöhe der Anlagen als Abstand zur nächsten Wohnbebauung aufweisen.

Ablauf der Modellierung

Die eigentliche Modellierung läuft in zwei ineinander verschachtelten Schleifen ab. Die äußere Schleife durchläuft die Jahre von 2026 bis 2045. Ausgangspunkt ist der Anlagenbestand zum 31.12.2025, der über das Marktstammdatenregister sowie ergänzende, validierte Standortdaten überwiegend standortgenau vorliegt. Das Ergebnis eines Jahres bildet jeweils den Ausgangspunkt für das Folgejahr.

Innerhalb jedes Jahres wird in einer inneren Schleife über die Bundesländer iteriert. Für jedes Bundesland ist über die Mantelzahlen vorgegeben, welche installierte Leistung dort im betrachteten Jahr erreicht werden soll. Das Modell baut so lange Anlagen zu – unter Berücksichtigung von Rückbau und geplanten Anlagen –, bis diese landesspezifische Zielleistung erreicht ist, und geht anschließend zum nächsten Bundesland über. Dadurch wird sichergestellt, dass nicht nur die bundesweite Gesamtleistung getroffen wird, sondern auch die Verteilung zwischen den Bundesländern den Vorgaben entspricht (Abbildung 50).

Abbildung 50: Schematische Darstellung des Windenergieanlagen-Zubaumodells



Innerhalb jedes Bundeslandes und Jahres werden dabei die folgenden Schritte durchlaufen:

- 1 **Rückbau:** Anlagen, die die angenommene Nutzungsdauer von 22 Jahren erreicht haben, werden zurückgebaut. Der Bestand teilt sich so in fortbestehende und rückgebaute Anlagen.
- 2 **Geplante Anlagen:** In Planung befindliche Projekte aus dem Marktstammdatenregister werden zunächst um Anlagen bereinigt, die seit mehreren Jahren nicht mehr aktualisiert worden sind. Weiterhin wird vorgegeben, dass maximal 80 % der erforderlichen Zubauleistung durch geplante Anlagen erfolgen darf, sodass auch für anderen Zubaupfade (Repowering, Modellzubau) auch in den ersten Jahren freier Zubau möglich bleibt.
- 3 **Freie Flächen ermitteln:** Um die Bestandsanlagen werden elliptische Abstandspuffer gelegt (vier Rotordurchmesser in Haupt-, 2,5 Rotordurchmesser in Nebenwindrichtung). Die nicht belegten Bereiche der Windenergiegebiete und die geeigneten Repoweringflächen stehen für einen Zubau zur Verfügung.
- 4 **Anlagenplatzierung:** Ein Algorithmus platziert auf den freien Flächen so viele Anlagen wie möglich, ohne die Mindestabstände zu verletzen.
- 5 **Gewichtetes Losverfahren:** Aus diesem Pool werden Standorte ausgelost. Die Gewichtung bevorzugt Standorte mit guter Windressource und geringen zu erwartenden Konflikten (Akzeptanz, Umwelt- und Naturschutz, weitere Nutzungen). Da in der Praxis selten Einzelanlagen entstehen, werden jeweils Gruppen von drei bis zehn benachbarten Standorten gemeinsam gezogen. Dieser Vorgang wird wiederholt, bis die Zielleistung des Bundeslandes erreicht ist.

Der aktualisierte Anlagenbestand aus allen Bundesländern bildet anschließend den Ausgangspunkt für das nächste Modelljahr. Mit zunehmenden Rotordurchmessern vergrößern sich dabei auch die Mindestabstände zwischen den Anlagen. Praktisch wird das Modell durch eine Kopplung skriptbasierter Bestandteile in Matlab beziehungsweise Python mit einer PostGIS-Datenbank umgesetzt, in der die raumbezogenen Berechnungen erfolgen.

A.3 Hintergrundinformationen Photovoltaik-Freiflächenanlagen: Bestands- und Potenzialanalyse und Zubaumodellierung

Grundidee und Vorgehen

Die Modellierung der Freiflächen-PV-Anlagen erfolgt in einem zweistufigen Verfahren, bei dem die zukünftig zu erwartenden Leistungen je Bundesland zunächst standortscharf verortet und dann auf Gemeinde- beziehungsweise Bezirksebene aggregiert werden. Zusammen mit dem Bestand und den reservierten Anlagen bildet dies das zukünftige Anlagenportfolio ab.

Um die zugebaute Leistung standortscharf zu verteilen, wird einerseits eine Verteilung von Anlagenleistungen sowie ein Set an Potenzialflächen benötigt, damit die Leistung einer neuen Anlage und ihr Ort ermittelt werden können.

Anlagenverteilung

Die Größenklassenverteilung für neue Anlagen wird aus kürzlich errichteten und geplanten Anlagen des Marktstammdatenregisters abgeleitet, da diese die zukünftige Verteilung der Anlagengrößen besser abbilden als der Bestand. Die Verteilung setzt die installierte Leistung aller Anlagen einer Größenklasse ins Verhältnis zur gesamten installierten Leistung, um daraus die Wahrscheinlichkeit dieser Größenklasse abzuleiten. Diese Leistungsgewichtung sorgt dafür, dass größere, aber seltener gebaute Anlagen eine höhere Wahrscheinlichkeit bekommen.

Potenzialflächen

Das Potenzialflächengerüst wird auf Basis einer GIS-Analyse erstellt, bei der Potenzialflächen (u. a. Agrar-, Randstreifen- und Konversionsflächen) mit Tabuflächen verrechnet und diese Restflächen dann mittels Wetter- und Statistikdaten bewertet werden.

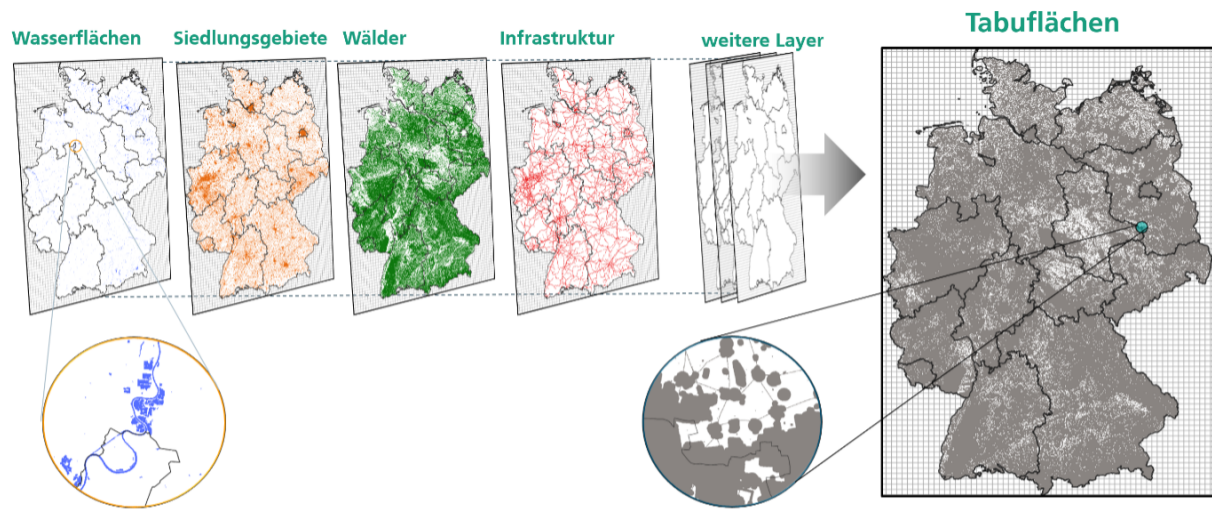
Folgende Tabelle 33 umfasst beispielhaft einige der genutzten Layer und deren Puffer.

Tabelle 33: Beispielhafte Einordnung der GIS-Layer der Potenzialflächenanalyse

Layer	Kategorie	Puffer [m]
Agrarflächen (Heide, Felder, Grünland)	Potenzial	0
Autobahnen, Kraftfahrtstraßen, Schienen	Potenzial	500
Konversionsflächen	Potenzial	0
Autobahnen, Kraftfahrtstraßen, Schienen	Tabufläche	20
Moore, Gehölze, Sümpfe	Tabufläche	0
Wasserwege	Tabufläche	10
Wälder, Siedlungen, Siedlungsgebiete, Gebiete gemischter Nutzung, Gebiete besonderer Nutzung, Sportflächen	Tabufläche	200
Friedhöfe	Tabufläche	500
FFH-Regionen, Naturparke, Ramsar-Gebiete, allgemeine Naturschutzgebiete, Nationalparke, Vogelschutzgebiete	Tabufläche	0

Die Tabu- und Potenzialflächen werden rasterbasiert in einer Auflösung von 25 m verschnitten (vgl. Abbildung 51) und die übrigen Potenzialflächen mit verschiedenen Kriterien (wie Strahlungsressource, Bodenpreise usw.) gewichtet.

Abbildung 51: Darstellung der GIS-basierten Ableitung der Tabuflächen



Zubau und Aggregation

Zur Ermittlung einer Zubauanlagen wird dann eine Anlagengröße aus der Anlagenverteilung gezogen und eine passende Fläche aus dem bewerteten Potenzialflächengerüst ermittelt. Hierfür werden so lange Flächen gezogen, bis eine zur Anlagengröße passende Fläche identifiziert wurde. Dieser Vorgang wird so lange wiederholt, bis die entsprechende Szenarioleistung erreicht wurde. Die neuen Anlagen werden dann mit dem Bestand und den reservierten Anlagen zum finalen standortscharfen Anlagenportfolio zusammengeführt. Zum Schluss werden die Anlagenstandorte den Gemeinden und Bezirken zugeordnet und die Anlagenleistungen auf die Gebiete aggregiert.

A.4 Hintergrundinformationen Photovoltaik-Aufdachanlagen: Bestands- und Potenzialanalyse und Zubaumodellierung

Grundidee und Vorgehen

PV-Aufdach bezeichnet Photovoltaikanlagen auf Gebäuden und baulichen Anlagen. Die zukünftige installierte Leistung wird über eine zweistufige Methodik abgeleitet: Zunächst erfolgt je Gemeinde eine Potenzialanalyse und darauf aufbauend eine zeitliche Zubau-Modellierung mittels beschränkter Wachstumsfunktion auf Basis des bisherigen Anlagenbestands.

Potenzialermittlung

Für die Potenzialanalyse wird ein 3D-Gebäudemodell verwendet, das für jedes Gebäude in Deutschland den Dachtyp, die Ausrichtung und Neigung des Daches und die Gebäudefunktion liefert. Über Annahmen zum Belegungsgrad und zur Verschattung wird die maximal installierbare Bruttoleistung bestimmt. Zusätzlich erfolgt eine Bewertung der Dachflächen über Ausrichtung und Neigung, sodass besser geeignete Dächer in der Modellierung priorisiert werden können.

In der Zubaumodellierung werden pauschal 55 % des sehr guten und 25 % des guten Potenzials als nutzbar unterstellt. Zwar wird in der Realität eine durchmischte Nutzung fast aller Potenzialkategorien erwartet, allerdings ist die Wahrscheinlichkeit einer Nutzung von guten und

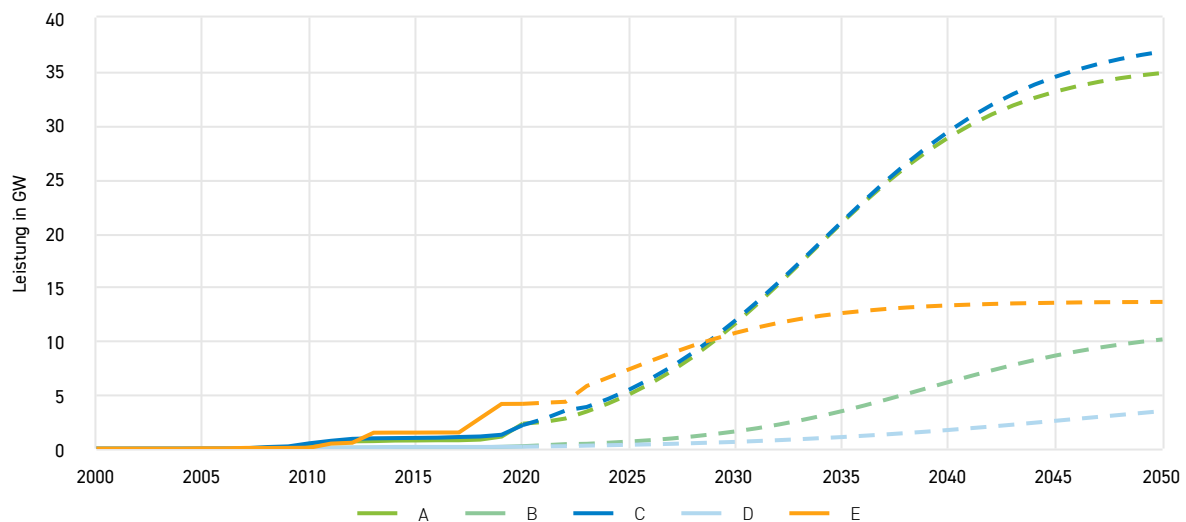
sehr guten Potenzialen deutlich höher. Zudem konkurrieren PV-Anlagen mit Alternativen wie Dachterrassen, Gründächern oder Solarthermie. Es wird angenommen, dass die Photovoltaik überwiegt und die Solarthermie aufgrund geringer Installationsraten und effizienterer PV-Wärmepumpenkombinationen vernachlässigbar ist, dennoch ist nicht davon auszugehen, dass alle Potenziale auch ausgenutzt werden.

Zubaumodellierung

Das Zubaumodell verknüpft den historischen PV-Zubau mit den Aufdachpotenzialen als Kapazitätsgrenze. Der Bestand und die jährlichen Veränderungen seit 2000 werden aus bereinigten Marktstammdaten (installierte Leistung je Inbetriebnahmejahr) abgeleitet. Durch den Bestandshochlauf wird eine beschränkte Wachstumsfunktion gelegt, die durch das ermittelte Potenzial begrenzt ist. Daraus ergibt sich der zukünftige Hochlauf je Gemeinde (vgl. Abbildung 52).

Die Hochläufe der Gemeinden werden zu einem Bundeslandhochlauf aggregiert und dann die Position der deutschlandweiten Mantelzahl im Bundeshochlauf ermittelt. Diese wird dann genutzt, um in den Gemeindehochläufen die installierte Leistung je Gemeinde zu ermitteln.

Abbildung 52: Gemeindegrenzte beschränkte Wachstumsfunktion



Durchgezogene Linie: Anlagenbestand
Gestrichelte Linie: Prognose