NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023

Entwurf der
Übertragungsnetzbetreiber

Impressum

50Hertz Transmission GmbH
Heidestraße 2
10557 Berlin

www.50hertz.com

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

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

Amprion GmbH
Robert-Schuman-Straße 7
44263 Dortmund

www.amprion.net

Geschäftsführung:
Dr. Hans-Jürgen Brick,
Dr. Hendrik Neumann,
Peter Rüth

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

TenneT TSO GmbH
Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth

www.tennet.eu

Geschäftsführung:
Maarten Abbenhuis,
Arina Freitag,
Tim Meyerjürgens

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

TransnetBW GmbH
Pariser Platz
Osloer Straße 15–17
70173 Stuttgart

www.transnetbw.de

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

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

Redaktion
Dr. Tim Drees (50Hertz Transmission GmbH),
Thomas Dederichs (Amprion GmbH),
Mario Meinecke (TenneT TSO GmbH),
Astrid Dolak (TransnetBW GmbH)

Pressekontakt
Ina-Isabelle Haffke, Claudia Halici, Volker Gustedt, Joana Niggemann
E-Mail: info@netzentwicklungsplan.de
www.netzentwicklungsplan.de

Gestaltung
CBE DIGIDEN AG
www.cbe-digiden.de

Stand
Januar 2022

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis . . . 5
Tabellenverzeichnis . . . 7
Abkürzungsverzeichnis . . . 9
Vorwort . . . 11

1 Szenariorahmen als Grundlage eines Klimaneutralitätsnetzes . . . 14
1.1 Auftakt für Beteiligung . . . 14
1.2 Darstellung klimapolitischer Zielsetzungen . . . 16
1.3 Szenariorahmen auf dem Weg zu einem klimaneutralen Energiesystem . . . 18

2 Szenarienbeschreibung . . . 21
2.1 Leitgedanken zur Ausgestaltung der Szenarien . . . 21
2.2 Kennzahlen der Szenarien . . . 24
2.3 Die Szenariokennzahlen im Vergleich zu anderen Studien . . . 25

3 Stromverbrauch . . . 30
3.1 Eingangsüberlegungen und Begriffsdefinitionen . . . 30
3.2 Übersicht . . . 30
3.3 Sektorale Stromverbräuche . . . 33
3.3.1 Private Haushalte . . . 33
3.3.2 Industrie . . . 36
3.3.3 Gewerbe, Handel, Dienstleistung . . . 38
3.3.4 Verkehr . . . 41
3.3.5 Umwandlungssektor . . . 46
3.4 Wasserstoff und Elektrolyseure . . . 47
3.5 Fernwärme . . . 51
3.6 Direct Air Capture . . . 52
3.7 Flexibilitätsdimensionierung . . . 52
3.7.1 Haushaltsnahe Flexibilitäten . . . 53
3.7.2 Flexibilitäten in Industrie und Gewerbe-, Handels-, Dienstleistungssektor . . . 53
3.8 Netz- und Speicherverluste . . . 55
3.8.1 Netzverluste . . . 55
3.8.2 Speicherverluste . . . 56
3.9 Jahreshöchstlast . . . 56

4 Erneuerbare Energien . . . 58
4.1 Anlagenbestand . . . 58
4.2 Politischer Rahmen . . . 58
4.3 Zukünftige Entwicklung der erneuerbaren Energien . . . 59
4.3.1 Offshore-Windenergie . . . 62
4.3.2 Onshore-Windenergie . . . 70
4.3.3 Photovoltaik . . . 73
4.3.4 Biomasse und Laufwasser . . . 77
4.4 Zusammenfassung der installierten Leistung erneuerbarer Energien je Szenario . . . 79
4.5 Methode zur Berücksichtigung der Spitzenkappung . . . 80

Inhaltsverzeichnis

5 Konventionelle Kraftwerke und Speicher . . . 82
5.1 Konventionelle Kraftwerkskapazitäten . . . 82
5.1.1 Gaskraftwerke . . . 84
5.1.2 Mineralölkraftwerke . . . 88
5.1.3 Abfallkraftwerke . . . 88
5.1.4 Sonstige konventionelle Kraftwerke . . . 89
5.2 Einsatzrestriktionen von Kraftwerken . . . 90
5.3 CO_2-Emissionen . . . 90
5.4 Hydraulische Kraftwerke und Speicher . . . 91
5.4.1 Hydraulische Kraftwerke . . . 91
5.4.2 Batteriespeicher . . . 92
5.5 Bundeslandaufteilung . . . 93
5.6 Aspekte zu Versorgungssicherheit . . . 96

6 Europäischer Rahmen . . . 98
6.1 Einbettung der Szenarien in den europäischen Kontext . . . 98
6.2 Handelskapazitäten . . . 100

7 Brennstoff- und CO_2-Preise . . . 107

Anhang . . . 110
A.1 Meldungen der Bundesländer zum Ausbau erneuerbarer Energien . . . 110
A.2 Hintergrundinformationen Offshore-Windenergie . . . 112
A.3 Hintergrundinformationen Onshore-Windenergie: Methodik der Bestands- und Potenzialanalyse und Zubaumodellierung . . . 117
A.4 Hintergrundinformationen Photovoltaik: Methodik der Bestands- und Potenzialanalyse und Zubaumodellierung . . . 120

Literaturverzeichnis . . . 122

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung des Szenariorahmens – Grundlage für den NEP . . . 15
Abbildung 2: Gesamtablauf zur Umsetzung von Leitungsvorhaben . . . 16
Abbildung 3: Schematische Darstellung zur Einordnung der Szenarien . . . 22
Abbildung 4: Studienvergleich – Bruttostromverbrauch in TWh . . . 26
Abbildung 5: Studienvergleich – Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in TWh . . . 26
Abbildung 6: Studienvergleich – Installierte Erzeugungsleistung Photovoltaik in GW . . . 27
Abbildung 7: Studienvergleich – Installierte Erzeugungsleistung Onshore-Windenergie in GW . . . 28
Abbildung 8: Studienvergleich – Installierte Erzeugungsleistung Offshore-Windenergie in GW . . . 28
Abbildung 9: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs je Szenario . . . 31
Abbildung 10: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte 2018 in TWh . . . 34
Abbildung 11: Endenergieverbrauch der Industrie 2018 in TWh . . . 36
Abbildung 12: Industrieller Mehrverbrauch in TWh . . . 38
Abbildung 13: Endenergieverbrauch der Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrigen Verbraucher 2018 in TWh . . . 39
Abbildung 14: Anschlussleistung neuer Rechenzentren nach Bundesländern in MW . . . 40
Abbildung 15: Endenergieverbrauch des Verkehrs 2018 in TWh . . . 41
Abbildung 16: Anzahl an elektrisch betriebenen Fahrzeugen nach Anwendung, Bundesland und Szenario . . . 44
Abbildung 17: Stromverbrauch aus Elektromobilität nach Anwendung, Bundesland und Szenario . . . 45
Abbildung 18: Endenergieverbrauch des Umwandlungsbereichs 2018 in TWh . . . 46
Abbildung 19: Leistung Onsite-Elektrolyseure in MW . . . 50
Abbildung 20: Stromverbrauch Onsite-Elektrolyseure in TWh . . . 50
Abbildung 21: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und ihr Anteil am Bruttostromverbrauch . . . 60
Abbildung 22: Gebiete für Offshore-Windenergie in der deutschen Nordsee . . . 63
Abbildung 23: Gebiete für Offshore-Windenergie in der deutschen Ostsee . . . 65
Abbildung 24: Installierte Erzeugungsleistung Offshore-Windenergie . . . 68
Abbildung 25: Installierte Erzeugungsleistung Onshore-Windenergie . . . 70
Abbildung 26: Installierte Erzeugungsleistung Photovoltaik . . . 74
Abbildung 27: Installierte Erzeugungsleistung Biomasse . . . 77
Abbildung 28: Erwartete Entwicklung der Leistung konventioneller Kraftwerke in Deutschland . . . 83
Abbildung 29: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern . . . 84
Abbildung 30: Erwartete Entwicklung der Leistung aus Gaskraftwerken . . . 87
Abbildung 31: Erwartete Entwicklung der Leistung aus Mineralölkraftwerken . . . 88
Abbildung 32: Erwartete Entwicklung der Leistung aus Abfallkraftwerken . . . 89

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 33: Entwicklung der sonstigen Kraftwerkskapazitäten 89

Abbildung 34: Exemplarische Darstellung der CO_2-Emissionen in Abhängigkeit des Anteils von klimaneutralen Gasen in Gaskraftwerken 91

Abbildung 35: Entwicklung der hydraulischen Kraftwerkskapazitäten 92

Abbildung 36: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten je Region in 2037 94

Abbildung 37: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten je Region in 2045 95

Abbildung 38: Schematische Darstellung von Bornholm Energy Island 104

Abbildung 39: Schematische Darstellung des North Sea Wind Power Hubs 105

Abbildung 40: Anlagenplatzierung zur Ermittlung der installierbaren Anlagenzahl 119

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht der Kennzahlen der Szenarien . . . 24
Tabelle 2: Übersicht Stromverbrauch in TWh . . . 32
Tabelle 3: Sektorale Landkreisregionalisierung anhand gewichteter Indikatoren . . . 33
Tabelle 4: Stromverbrauch der privaten Haushalte . . . 34
Tabelle 5: Annahmen zur Herleitung des mittleren Stromverbrauchs von Wärmepumpen der privaten Haushalte . . . 35
Tabelle 6: Stromverbrauch im Industriesektor . . . 37
Tabelle 7: Stromverbrauch im GHD-Sektor . . . 40
Tabelle 8: Sektorale Landkreisregionalisierung des GHD Sektors anhand gewichteter Indikatoren . . . 41
Tabelle 9: Stromverbrauch im Verkehrssektor . . . 42
Tabelle 10: Anzahl elektrischer Fahrzeuge je Szenario in Millionen . . . 42
Tabelle 11: Fahrleistungs- und Verbrauchsparameter . . . 43
Tabelle 12: Stromverbrauch im Umwandlungsbereich . . . 47
Tabelle 13: Annahmen zur Entwicklung von Elektrolyseuren . . . 49
Tabelle 14: Annahme zur Entwicklung und Stromnachfrage von Großwärmepumpen und Elektroheizern . . . 51
Tabelle 15: Kennzahlen der Direct Air Capture Anlagen . . . 52
Tabelle 16: Angenommene Potenziale zur Abschaltung und Verschiebung der Stromnachfrage je Szenario . . . 55
Tabelle 17: Netzverluste . . . 55
Tabelle 18: Speicherverluste . . . 56
Tabelle 19: Installierte Leistung erneuerbarer Energien zum 31.12.2020 . . . 58
Tabelle 20: Ausbauziele der erneuerbaren Energien gemäß Koalitionsvertrag . . . 59
Tabelle 21: Volllaststunden erneuerbarer Energien . . . 61
Tabelle 22: Installierte Erzeugungsleistung Offshore-Windenergie in Nord- und Ostsee . . . 67
Tabelle 23: Installierte Erzeugungsleistung Onshore-Windenergie je Bundesland . . . 72
Tabelle 24: Installierte Erzeugungsleistung Freiflächen-PV je Bundesland . . . 75
Tabelle 25: Installierte Erzeugungsleistung Aufdach-PV je Bundesland . . . 76
Tabelle 26: Installierte Erzeugungsleistung Laufwasser und Biomasse je Bundesland . . . 78
Tabelle 27: Installierte Leistung und abgeschätzte Erzeugungsmengen (TWh) von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien . . . 79
Tabelle 28: KWK-Anlagen <10 MW je Szenario . . . 87
Tabelle 29: Batteriespeicher je Szenario . . . 93
Tabelle 30: Zusätzlich für den NEP 2037 (2023) berücksichtigte Interkonnektoren auf Basis des Bundesbedarfsplans . . . 102
Tabelle 31: Zusätzlich für den NEP 2037 (2023) berücksichtigte Hybrid-Interkonnektoren . . . 105

Tabellenverzeichnis

Tabelle 32: Annahmen zu Brennstoffpreisen für den NEP 2037 (2023) auf Basis des TYNDP 2022 107

Tabelle 33: Annahmen zu CO_2-Preisen für den NEP 2037 (2023) auf Basis des World Energy Outlooks 2021 108

Tabelle 34: Emissionsfaktoren nach Energieträgern 108

Tabelle 35: Bundeslandabfrage der Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien 110

Tabelle 36: Rückbau Offshore-Erzeugungsleistung 115

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzungen Staaten

AT	Österreich
BE	Belgien
CH	Schweiz
DE	Deutschland
DK	Dänemark
DKE	Dänemark-Ost
DKW	Dänemark-West
FR	Frankreich
LU	Luxemburg
NL	Niederlande
SE	Schweden

Weitere Abkürzungen

a	Jahre
Abs.	Absatz
AC	Alternating current / Wechselstrom
AGEE	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone (Bereich außerhalb des Küstenmeers)
BAFA	Bundesamt für Wirtschafts- und Ausfuhrkontrolle
BASt	Bundesanstalt für Straßenwesen
BBSR	Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung
BCG	The Boston Consulting Group
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie
BEECS	Bioenergy with Carbon Capture and Storage / Bioenergie mit CO_2-Abscheidung und -Speicherung
BEI	Bornholm Energy Island
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
CCR	Capacity Calculation Region
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
DAC	Direct Air Capture / direkte CO_2-Abscheidung aus der Umgebeungsluft
DC	Direct current / Gleichstrom
DSM	Demand Side Management, Nachfragesteuerung
EE	erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
E-LKW	elektrisch 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 Fernleitungsnetz-betreiber für Gas, Brüssel
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gas-versorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
E-Pkw	elektrisch betriebene Personenkraftwagen
ERAA	European Resource Adequacy Assessment
EU	Europäische Union
EU-ETS	European Union Emissions Trading System/ europäischer Emissionshandel
e. V.	eingetragener Verein
FBMC	Flow-Based Market Coupling / leistungs-flussbasierte Kapazitätsberechnung
FEP	Flächenentwicklungsplan
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.
FNB Gas	Fernleitungsnetzbetreiber Gas

Abkürzungsverzeichnis

GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GIS	Geoinformationssystem
GSK	Generation Shift Key
GuD	Gas- und Dampfturbine
GW	Gigawatt (1 GW = 1.000 MW)
GWh	Gigawattstunde (1 GWh = 1.000 MWh)
h	Stunden
ha	Hektar
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IEE	Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
IPCEI	Important Project of Common European Interest
ISE	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
km	Kilometer
KNDE	Klimaneutrales Deutschland
KSG	Klimaschutzgesetz
kV	Kilovolt
KVBG	Kohleverstromungsbeendigungsgesetz
KW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKAusV	Verordnung zur Einführung von Ausschreibungen zur Ermittlung der Höhe der Zuschlagszahlungen für KWK-Anlagen und für Innovative KWK-Systeme
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
LEP	Landesraumentwicklungsprogramm
LFS	Langfristszenarien
Mio.	Millionen
MTDC	Multi-Terminal- / Multi-Vendor DC-Lösung
MW	Megawatt (1 MW = 1.000 kW)
MWh	Megawattstunde (1 MWh = 1.000 kWh)
NECP	National Energy and Climate Plan / nationaler Energie- und Klimaplan
NEP	Netzentwicklungsplan
NGO	Non-Governmental Organisation
NSG	Naturschutzgebiet
NSWPH	North Sea Wind Power Hub
NTC	Net Transfer Capacities / bestmöglich abgeschätzte Grenze für den physikalischen Leistungsfluss zwischen zwei Regelzonen
NZE	Net Zero Emissions by 2050 Scenario
OWP	Offshore-Windpark
PTDF	Power-Transfer-Distribution-Factors / Angaben zur Änderung des Leistungsflusses auf einer Leitung aufgrund von Änderungen der knotenscharfen Netzeinspeisungen
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PV	Photovoltaik
RAM	Remaining Available Margin / vorgegebene Kapazitätswerte für eine Leitung bei Einsatz von FBMC
ROP	Raumordnungsplan
t	Tonne
TSO	Transmission System Operator / Übertragungsnetzbetreiber
TWh	Terawattstunde (1 TWh = 1.000 GWh)
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan / 10-Jahres-Netzentwicklungsplan der ENTSO-E
UCTE	Union für die Koordinierung des Transports von Elektrizität
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage
WEO	World Energy Outlook
WindSeeG	Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz)

Vorwort

Sehr geehrte Leserin, sehr geehrter Leser,

die Dinge ins Gleichgewicht bringen, sodass Stromangebot und -nachfrage sich permanent die Waage halten – das ist unser tägliches Geschäft als Übertragungsnetzbetreiber. Das ist unser Auftrag, dem wir gewissenhaft heute und in Zukunft nachkommen. Mit dem Netzentwicklungsplan Strom begleiten wir nun im zehnten Jahr die Energiewende. Er zeigt die erforderliche Netzentwicklung für eine auch zukünftig sichere Stromversorgung.

Mit dem nun vorliegenden Szenariorahmenentwurf für den nächsten Netzentwicklungsplan Strom machen 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW einen Vorschlag, der bis in das Jahr 2045 blickt und damit erstmalig ein klimaneutrales Energiesystem unterstellt. Sowohl Stromerzeugung als auch -nachfrage werden in den nächsten Jahren weitere Veränderungen erfahren. Wir stehen in der Verantwortung, auch in Zukunft die Systemsicherheit im deutschen Übertragungsnetz zu gewährleisten. Wir leisten somit einen entscheidenden Beitrag zur Umsetzung der Transformation des Energiesystems, in dem unter Wahrung einer hohen Netzsicherheit und Systemstabilität das Übertragungsnetz auf seine zukünftigen Anforderungen vorbereitet und ausgelegt wird. Unser Team hat schlüssige Energieszenarien erarbeitet und diese mit Expertinnen und Experten diskutiert. Die Energieszenarien tragen den politischen Anforderungen Rechnung und greifen Annahmen und Erkenntnisse aus wissenschaftlichen Publikationen auf.

Der daraus entstehende genehmigte Szenariorahmen wird die Grundlage für die Netzberechnungen im nächsten Netzentwicklungsplan sein, der erstmalig ein Klimaneutralitätsnetz aufzeigen wird. Die Bundesnetzagentur lädt Sie dazu ein, Ihre Einschätzung zu den Inhalten der Szenarien einzubringen. Wir möchten Sie dazu ausdrücklich ermutigen, denn nur im Austausch können wir zu einer gemeinsamen Einschätzung kommen, wie ein klimaneutrales Energiesystem ausgestaltet sein sollte.

Der Weg zu einem klimaneutralen Energiesystem ist mit erheblichen Herausforderungen verbunden, denen auf allen Ebenen engagiert begegnet werden sollte. Mit Blick auf den vorliegenden Szenariorahmenentwurf sind dies insbesondere die Folgenden:

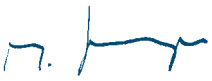
- Infolge der vergleichsweise geringen CO_2-Vermeidungskosten nimmt der Stromsektor eine Vorreiterrolle ein und ermöglicht im Rahmen der Sektorenkopplung auch andere Endenergieverbrauchssektoren zu dekarbonisieren. Somit wird die integrierte Betrachtung der einzelnen Sektoren umso relevanter und benötigt eine engere Verzahnung.
- Im Zuge der Dekarbonsierung ist bis 2045 nahezu eine Verdoppelung des Bruttostromverbrauchs gegenüber heute zu erwarten, entweder über die direkte Elektrifizierung von Anwendungen oder aber die Produktion und den Einsatz von grünem Wasserstoff bzw. synthetischen Brennstoffen. Unter Berücksichtigung der Energieeffizienz und ökonomischer Gesichtspunkte scheint eine direkte Elektrifizierung in einer Vielzahl von Anwendungen die bessere Option.
- Erneuerbare Stromerzeugung ist einer der wichtigsten Grundpfeiler der Energiewende. Um bis 2045 die Kapazitäten der erneuerbaren Energien (EE) auf über 600 GW auszubauen, muss die Zubaurate der EE-Anlagen in den nächsten Jahren erheblich ansteigen.
- Ein Stromsystem, welches von volatiler Stromerzeugung geprägt ist, bedarf zur Wahrung der System- und Versorgungssicherheit Speicher sowie last- und erzeugerseitiger Flexibilitäten. Neue Stromanwendungen ermöglichen es, flexibel auf Einspeisesituationen zu reagieren, indem sie ihren Stromverbrauch entsprechend anpassen. Flexibel regelbare Kraftwerke, die spätestens bis 2045 mit einem klimaneutralen Gas (z. B. Wasserstoff) betrieben werden müssen, bleiben weiterhin erforderlich, um auch zukünftig ausreichend gesicherte Leistung bereitstellen zu können. Die politische Herausforderung wird darin bestehen, effiziente Anreize zu schaffen, damit zusätzliche Flexibilitätspotenziale erschlossen und genutzt werden können.
- An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass der Netzentwicklungsplan und somit der Szenariorahmen nicht das geeignete Instrument ist, um den erforderlichen Flexibilitätsbedarf zur Wahrung der Versorgungsicherheit zu ermitteln. Dieser wird im Rahmen der Versorgungssicherheitsmonitorings auf europäischer und nationaler Ebene berechnet.

- Der Einsatz von Wasserstoff ermöglicht die Dekarbonisierung von Anwendungen, die sich nur schwer elektrifizieren lassen. Bis zu 40 GW an Elektrolyseurkapazität wird in den Szenarien bis 2045 inländisch errichtet, deren Allokation den resultierenden Netzausbaubedarf beeinflussen kann. Die konkrete Verortung der Elektrolyseure ist mit hohen Unsicherheiten behaftet. Eine verbrauchsnahe Allokation ermöglicht die zusätzliche Nutzung der Nebenprodukte Sauerstoff und Abwärme. Sofern der Elektrolysebetrieb mit einer Erhöhung der Stromnachfrage in bereits verbrauchsintensiven Regionen verbunden ist, steigt das Risiko zusätzlicher Netzengpässe. Dies kann mit einer erzeugungsnahen Verortung der Elektrolyse vermieden werden, jedoch steigt die Notwendigkeit einer flächendeckenden H_2-Infrastruktur. Die Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigen daher sowohl stromerzeugungs- als auch verbrauchsnahe Anlagen. Durch eine eingeschränkte Verfügbarkeit von Flächen für erneuerbare Energien sind die inländischen Erzeugungspotenziale von Wasserstoff begrenzt, sodass Deutschland auf Wasserstoffimporte angewiesen sein wird.
- Der Bedarf an großräumigem Ausgleich von Stromerzeugung und -verbrauch wird weiter zunehmen. Deshalb wird der Ausbau von grenzüberschreitender Interkonnektorkapazität über jetzige Planungen hinaus erforderlich sein und ist in den vorgeschlagenen Szenarien berücksichtigt. Dadurch gelingt eine effizientere Integration der europaweit steigenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie eine Reduktion des Bedarfs an national vorzuhaltenden Flexibilitäten.

Dr. Dirk Biermann
50Hertz Transmission GmbH

Dr. Hendrik Neumann
Amprion GmbH

Tim Meyerjürgens
TenneT TSO GmbH



Michael Jesberger
TransnetBW GmbH

1 Einführung

2 Szenarienbeschreibung

3 Stromverbrauch

4 Erneuerbare Energien

5 Konventionelle Kraftwerke und Speicher

6 Europäischer Rahmen

7 Brennstoff- und CO_2-Preise

1 Szenariorahmen als Grundlage eines Klimaneutralitätsnetzes

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW stehen in der Verantwortung, eine sichere und zuverlässige Stromversorgung zu gewährleisten und machen gemeinsam das deutsche Stromnetz zu einem der stabilsten und zuverlässigsten weltweit. Mit dem Umbau des Energiesystems verändern sich die Anforderungen an das Übertragungsnetz dauerhaft. Mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) bei gleichzeitiger Stilllegung der Kern- und Kohlekraftwerke verschieben sich die geografischen Einspeisepunkte und verursachen einen ansteigenden Transportbedarf maßgeblich von Nord nach Süd. Auch in der Transformationsphase leisten die Übertragungsnetzbetreiber einen wichtigen Beitrag, den hohen Grad an sicherer und verlässlicher Versorgung mit elektrischer Energie in Deutschland zu wahren. Parallel zum laufenden Betrieb planen und bauen sie das Übertragungsnetz der Zukunft, das dem Transport volatiler Erzeugungseinspeisung, dem Wegfall der Kohle- und Kernenergiekapazitäten, einer zunehmenden Flexibilisierung und der verstärkten europäischen Vernetzung gerecht wird.

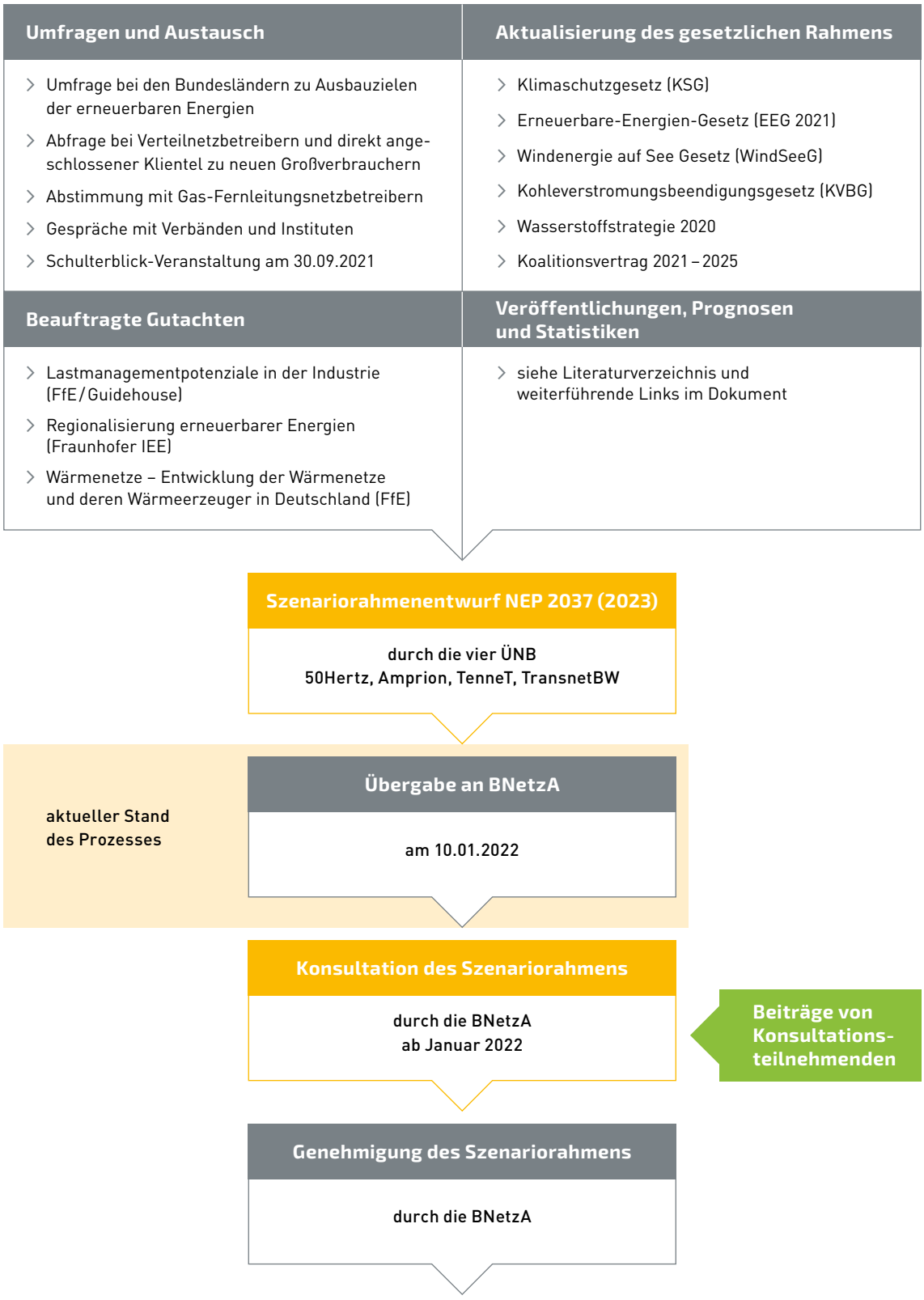
Die vier ÜNB sind nach § 12b Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) dazu verpflichtet, alle zwei Jahre einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan Strom (NEP) zu erarbeiten. Im Rahmen dieses NEP werden die erforderlichen Maßnahmen des Übertragungsnetzes ermittelt, welche für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Startpunkt dieses Prozesses ist die Entwicklung eines Szenariorahmens nach § 12a EnWG, der die Bandbreite der wahrscheinlichen Entwicklungen im Rahmen der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung aufzeigt. Der Szenariorahmen umfasst gemäß EnWG mindestens drei Szenarien für mindestens die nächsten zehn Jahre und höchstens 15 Jahre. Eines der Szenarien muss die Entwicklung für mindestens die nächsten 15 Jahre und höchstens 20 Jahre abdecken. Es steht den ÜNB frei, über die Mindestszenarien hinaus freiwillig zusätzliche Szenarien zu berechnen, sofern dies im Rahmen der gesetzlich vorgegebenen Fristen möglich ist. Mit Blick auf die durch die Novelle des Klimaschutzgesetzes im Jahr 2021 verschärften Klimaziele liegt der Fokus der öffentlichen Diskussion zunehmend auf dem Jahr 2045, in dem das Ziel der Treibhausgasneutralität für Deutschland erreicht sein soll. Die vier ÜNB haben sich daher entschieden, im vorliegenden Szenariorahmenentwurf die Jahre 2037 und 2045 als Zieljahre zu betrachten. Mit einer zusätzlichen Betrachtung des Zieljahres 2045 greifen die ÜNB den Wunsch der neuen Bundesregierung auf, erstmalig ein klimaneutrales Energiesystem abzubilden. Somit bildet der vorliegende Szenariorahmenentwurf die Grundlage, ein mögliches Klimaneutralitätsnetz im Netzentwicklungsplan Strom zu analysieren.

1.1 Auftakt für Beteiligung

Im Rahmen der Netzplanung erhält die Öffentlichkeit an verschiedenen Stellen die Gelegenheit, sich am Prozess zu beteiligen. Der Prozess startet mit der Erstellung des Szenariorahmenentwurfs. Um ihre Daten zu validieren, setzen die ÜNB auf eine transparente und breite Daten- und Informationsgrundlage (vgl. Abbildung 1) sowie den Austausch mit vielfältigen Beteiligten. Der Austausch in verschiedenen Runden mit Expertinnen und Experten aus Politik, Verwaltung, Wissenschaft und Wirtschaft, von Umwelt- und Naturschutzverbänden und NGOs sowie Energieversorgern und Verteilnetzbetreibern brachte wertvolle Hinweise zur Festlegung der Rahmendaten und zur Plausibilisierung der getroffenen Annahmen. Bei der Dialogveranstaltung am 30.09.2021 fanden insbesondere die Überlegungen der ÜNB zur Abbildung eines klimaneutralen Energiesystems Zustimmung und in der Folge die Annahmen zu einer deutlich steigenden Stromnachfrage. Als Themen mit hohem Diskussionsbedarf zeigten sich immer wieder die Herkunft und der Einsatz von Wasserstoff wie auch das maximale Ausbaupotenzial der erneuerbaren Energien.

Zur Validierung der verwendeten Rahmendaten greifen die ÜNB wieder auf zahlreiche öffentliche Studien und Arbeiten zurück. Wie in den Vorjahren wurden die Ministerien der Bundesländer hinsichtlich der regionalen Ausbauziele für erneuerbare Energien befragt. Außerdem wurde eine Abfrage bei den Verteilnetzbetreibern zu zukünftigen Großverbrauchern im Industrie- und Dienstleistungssektor durchgeführt, die in dieser Form einmalig ist. Darüber hinaus erfolgte ein enger Austausch mit den FNB Gas. Zusätzlich wurden Anfragen zu Netzanschlüssen berücksichtigt, die direkt bei den ÜNB eingegangen sind. Zur besseren Einordnung der angenommen Mantelzahlen werden in Kapitel 2 die Szenarien mit einer Auswahl an Studien verglichen.

Abbildung 1: Entwicklung des Szenariorahmens – Grundlage für den NEP

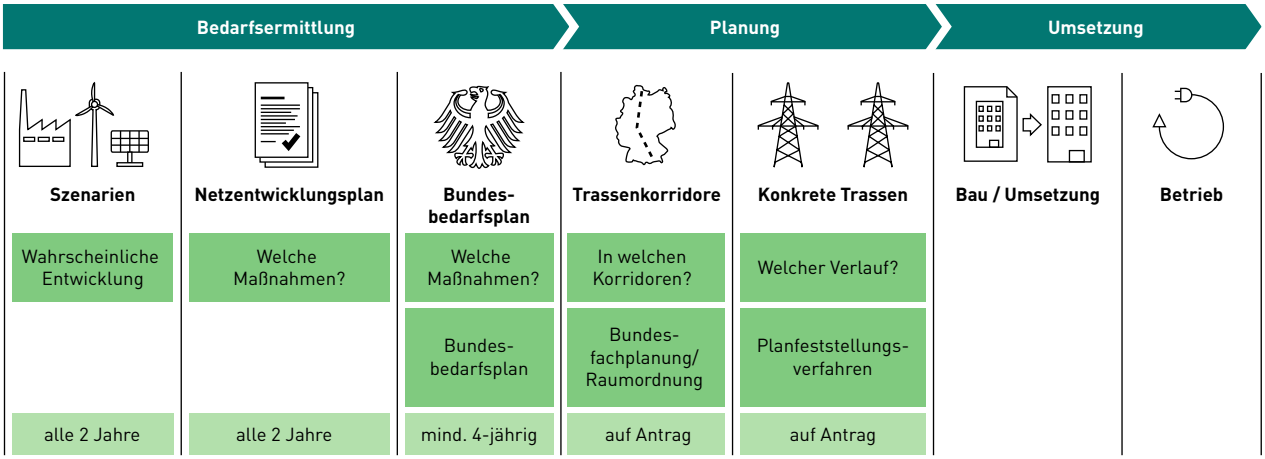


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Nach Übergabe des Szenariorahmenentwurfs an die BNetzA am 10.01.2022 stellt die BNetzA den Szenariorahmenentwurf öffentlich zur Konsultation und eröffnet die erste formelle Gelegenheit, sich in den Erstellungsprozess des Netzplanungsprozesses einzubringen sowie mögliche Veränderungen der Entwicklungspfade aufzugreifen. Schlussendlich muss der Szenariorahmen eine Entwicklung abbilden, die von einem Großteil der (Fach-)Öffentlichkeit als wahrscheinlich erachtet wird und damit eine gute Planungsgrundlage für ein Klimaneutralitätsnetz bietet. Im Rahmen der Konsultation durch die BNetzA würden die ÜNB neben Stellungnahmen zur zukünftigen Rolle der unterschiedlichen Stromerzeugungstechnologien und deren Verortung, Stellungnahmen zur Entwicklung der Stromnachfrage begrüßen. Beiträge zu den Annahmen der Interkonnektoren sowie Spitzenkappung und zum Umgang mit negativen Emissionen werden ebenfalls begrüßt. Im vorliegenden Szenariorahmenentwurf wird an den jeweiligen Stellen explizit darauf hingewiesen.

Nach Genehmigung des Szenariorahmenentwurfs durch die BNetzA erfolgt im Rahmen des NEP die Bedarfsermittlung eines perspektivisch Klimaneutralitätsnetzes für die aufgezeigten wahrscheinlichen Entwicklungspfade. Die weiteren Schritte über den NEP bis zur Planung und Genehmigung der identifizierten Netzentwicklungsvorhaben bieten ebenfalls verschiedene Möglichkeiten, sich am Prozess zu beteiligen (vgl. Abbildung 2).

Abbildung 2: Gesamtablauf zur Umsetzung von Leitungsvorhaben



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

1.2 Darstellung klimapolitischer Zielsetzungen

Nachdem sich die Vereinten Nationen 2015 in Paris darauf geeinigt haben, die Erderwärmung auf unter 2 °C, möglichst unter 1,5 °C, zu begrenzen, wurde 2019 in der Europäischen Union der Green Deal beschlossen: Bis 2050 sollen die Netto-Emissionen von Treibhausgasen in der EU auf null reduziert werden. Ziel ist es, als erster Kontinent treibhausgasneutral zu wirtschaften. Dazu bedarf es einer tiefgreifenden Transformation in den Sektoren Gebäude, Industrie, Verkehr sowie dem Energiesektor. Das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2050 wurde erstmalig im Juni 2021 in europäisches Recht überführt. Mit Verabschiedung des europäischen Klimagesetzes erhalten Investoren erstmalig Planungssicherheit für die Investition in CO_2-neutrale Technologien. Als Mittelfristziel bis 2030 wird eine Minderung der Treibhausgase um 55 % gegenüber 1990 anvisiert. Das sind 15 %-Punkte mehr als in vorherigen Bestimmungen. Ziel ist es, dass die erneuerbaren Energien 40 % des Energiemixes der Europäischen Union bis 2030 decken. Zur Umsetzung des Green Deals veröffentlichte die EU-Kommission ein Maßnahmenpaket „Fit for 55“, um bis 2030 die Treibhausgase um 55 % im Vergleich zum Basisjahr 1990 zu reduzieren. Dieses enthält ein umfangreiches Paket an Instrumenten zur Änderung des Regulierungsrahmens der europäischen Energie- und Klimapolitik.

Auf nationaler Ebene hat das Bundesverfassungsgericht am 29.04.2021 das bisherige Klimaschutzgesetz (KSG) teilweise für verfassungswidrig erklärt. Das Gesetz hatte nur Maßnahmen zur Emissionsverringerung bis 2030 vorgesehen. Das Bundesverfassungsgericht sah hierdurch die Freiheitsrechte der jüngeren Generationen verletzt und forderte die Bundesregierung auf, hier nachzubessern. Als Reaktion wurde am 24.06.2021 eine Verschärfung des KSG vom Bundestag verabschiedet. Die Novelle des KSG legt das Langfristziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 gesetzlich fest, fünf Jahre früher als ursprünglich geplant sowie bislang auf europäischer Ebene anvisiert. Daher bedarf es eines verschärften Treibhausgasreduktionspfads, der eine Minderung der Treibhausgase um 65 % bis 2030 und um 88 % bis 2040 im Vergleich zu 1990 verankert. Diese Klimaziele erfordern vor allem dort in den nächsten Jahren besondere Anstrengungen, wo die Treibhausgasemissionen besonders hoch sind, nämlich in den Sektoren Energie und Industrie. Gemäß § 4 Abs. 6 KSG sind im Jahr 2024 die zulässigen Jahresemissionsmengen der einzelnen Sektoren für den Zeitraum 2031 bis 2040 festzulegen. Spätestens 2032 folgen die sektorspezifischen Treibhausgasreduktionsziele für 2041 – 2045.

Die bislang im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) gesetzlich verankerten Ziele sehen einen EE-Anteil von 65 % am Bruttostromverbrauch und eine installierte Erzeugungsleistung von 71 GW Onshore-Windenergie, 20 GW Offshore-Windenergie sowie 100 GW Photovoltaik (PV) bis 2030 vor. Der am 07.12.2021 unterschriebene Koalitionsvertrag von SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP setzt vor dem Hintergrund des verschärften KSG auf einen noch forcierteren Ausbau der erneuerbaren Energien, der eine zeitnahe Anpassung des EEG sowie des WindSeeG wahrscheinlich macht. Mit Blick auf den Koalitionsvertrag soll gegenüber dem aktuellen EEG der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf 80 % ansteigen. Dazu soll 2 % der Landesflächen in Deutschland für Onshore-Windenergie ausgewiesen werden. Eine Verdopplung des derzeit gesetzlichen Ausbaupfads für Photovoltaik wird auf 200 GW bis 2030 anvisiert. Zusätzlich soll die installierte Erzeugungsleistung von Offshore-Windenergie im Jahr 2030 bereits bei 30 GW liegen, bis 2035 soll diese auf 40 GW ansteigen und im Jahr 2045 70 GW erreichen.

Auch die Europäische Union sieht im Green Deal aus dem Jahr 2020 den Ausbau der Offshore-Windenergie als bedeutenden Faktor an und plant bis zum Jahr 2050 insgesamt 300 GW Offshore-Erzeugungsleistung in Europa zu installieren. Dies entspricht nahezu einer Verzehnfachung der aktuellen installierten Erzeugungsleistung der Offshore-Windenergie.

Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien steigt Deutschland bis Ende 2022 aus der Kernenergieverstromung aus, sodass die letzten drei Kraftwerksblöcke Ende des Jahres außer Betrieb gehen werden. Darüber hinaus ist nach dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) der Ausstieg aus der Kohleverstromung bis spätestens 2038 bzw. 2035 gesetzlich verankert. Die Bundesregierung zielt auf eine beschleunigte Beendigung der Kohleverstromung, die idealerweise bis 2030 abgeschlossen sein soll. Sofern sich der Trend steigender CO_2-Preise des EU-Emissionshandelssystems (EU-ETS) fortsetzt, wird darüber hinaus eine marktgetriebene Einsatzreduzierung der Kohlekraftwerke in der nächsten Dekade zunehmend wahrscheinlich. Mit Wegfall der gesicherten Leistung von Kern- und Kohlekraftwerken werden Erdgaskraftwerke weiterhin als Brückentechnologie ein wichtiger Bestandteil der Stromerzeugung bleiben. Neubauten müssen jedoch die Möglichkeit bieten, Wasserstoff anstelle von Erdgas als Brennstoff einsetzen zu können.

Damit Wasserstoff langfristig Erdgas substituieren kann, müssen die entsprechenden Rahmenbedingungen für einen Markthochlauf etabliert und die Wettbewerbsfähigkeit von CO_2-freiem Wasserstoff gestärkt werden. Die im Juni 2020 veröffentlichte nationale Wasserstoffstrategie setzt die Weichen für den Aufbau eines inländischen Wasserstoffmarktes. Mit Blick auf den Koalitionsvertrag sollen heimische Erzeugungspotenziale auf rund 10 GW Elektrolyseurkapazität bis 2030 im Vergleich zur Wasserstoffstrategie verdoppelt werden, um die Wasserstoffnachfrage zunehmend CO_2-neutral decken zu können. Für einen schnellen Markthochlauf ist eine technologieoffene Ausgestaltung des Regulierungsrahmens anvisiert. Aufgrund von Kostenvorteilen und begrenzten erneuerbaren Kapazitäten ist darüber hinaus auch der Import von CO_2-armem Wasserstoff wahrscheinlich. In der langen Frist wird der Einsatz von Wasserstoff, der mittels Elektrolyse auf Basis von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird, priorisiert.

Die nationale Wasserstoffstrategie ist eingebettet in eine europäische Wachstumsstrategie, mit dem Ziel, CO_2-armen Wasserstoff als integrierten Bestandteil des Energiesystems zu etablieren. Europaweit sollen bis 2024 die bestehenden Kapazitäten um 6 GW erweitert und bis 2030 auf in Summe 40 GW ausgebaut werden.[1]

1 https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/fs_20_1296

1.3 Szenariorahmen auf dem Weg zu einem klimaneutralen Energiesystem

Aufgabe des Szenariorahmens gemäß § 12a EnWG ist es, unter Berücksichtigung der mittel- und langfristigen energiepolitischen Zielsetzungen wahrscheinliche Transformationspfade aufzuzeigen, die die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen abdecken. Der Szenariorahmen zum NEP konkretisiert das sich verändernde Energiesystem und liefert damit die Grundlage für Analysen des zukünftigen Übertragungsnetzes. Mittels dieser Analysen wird eine anforderungsgerechte Netzentwicklung geplant. Der Szenariorahmen trifft u. a. Annahmen zu den installierten Kraftwerkskapazitäten – erneuerbarer wie konventioneller –, zum Stromverbrauch einschließlich neuer Stromanwendungen und Flexibilitätsinstrumenten, zu den Entwicklungen der Brennstoff- und CO_2-Preise sowie den Handelskapazitäten zwischen den europäischen Marktgebieten. Die Annahmen müssen dabei hinreichend konkret und mindestens in Form einer Willenserklärung der Bundesregierung abbildbar sein. Die zukünftige Entwicklung des Energiesystems unterliegt einer Vielzahl von politischen, wirtschaftlichen und technischen Einflussfaktoren, die sich teilweise nur schwer prognostizieren lassen. Die Erstellung des Szenariorahmens ist in der Folge mit der Herausforderung konfrontiert, eine Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungspfade eines sehr dynamischen Marktumfelds abzubilden:

Trotz der Anstrengungen der letzten Jahre zeigt die Treibhausgasbilanz in Deutschland einen Wert von rund 739 Mio. t CO_2-Äquivalenten in 2020 auf und verdeutlicht den sektorübergreifenden Handlungsdruck zur Minderung der Treibhausgase. Etwa 83 % der heutigen Treibhausgasemissionen entstehen energiebedingt durch die Verfeuerung von fossilen Energieträgern, die sich mit Umstellung auf einen klimaneutralen Energieträger reduzieren lassen.[2] Der Fokus der öffentlichen Debatte lag in den letzten Jahren auf dem Energiesektor und dem Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung. Mit 250 TWh deckten die erneuerbaren Energien 45 % des Bruttostromverbrauchs in 2020 ab. Mit Blick auf den sektorübergreifenden Endenergiebedarf ist ihr Anteil aber mit 21 % weiterhin gering.[3] In der Folge verschiebt sich die gesellschaftliche und politische Diskussion zunehmend auf die Endenergieverbrauchssektoren Verkehr, Industrie und Gebäude. In allen Endenergieverbrauchssektoren (Verkehr, Gebäude, Industrie) sind erhebliche Anstrengungen zur Umstellung derzeitiger CO_2-intensiver Prozesse und Verfahren auf klimaneutrale Technologien erforderlich. Dafür ist neben einer erhöhten Energieeffizienz insbesondere die Umstellung auf eine zunehmende Nutzung erneuerbarer Energien notwendig. Hierbei spielen vor allem Windenergie und Photovoltaik eine zentrale Rolle. Strom auf Basis dieser Energieträger wird in Zukunft in großem Umfang die Nutzung fossiler Energieträger ersetzen. Dies kann einerseits mittels direkter Elektrifizierung (bspw. Elektromobilität) oder mittels sogenannter Power-to-X-Technologien – d. h. der Umwandlung elektrischer Energie in andere Energieträger (bspw. Wasserstoff) – erfolgen. Eine direkte Elektrifizierung zeichnet sich gegenüber den Power-to-X-Technologien durch eine deutlich höhere Energieeffizienz aus, sodass ihr Einsatz für eine Vielzahl von Anwendungen als bessere Option angesehen wird. Durch eine zunehmende Elektrifizierung ist mit einem stark ansteigenden Bruttostromverbrauch zu rechnen (vgl. Kapitel 3).

Im Rahmen einer verstärkten Sektorenkopplung nimmt der Stromsektor daher eine Vorreiterrolle zur Dekarbonsierung der Endenergieverbrauchssektoren ein. Zur Deckung des zukünftigen Strombedarfs muss die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in Deutschland deutlich ansteigen (siehe Kapitel 4). Das inländische Ausbaupotenzial ist jedoch aufgrund von Flächenrestriktionen und gesetzlichen Beschränkungen begrenzt. Mit Blick auf die begrenzten Flächenpotenziale für Offshore-Windenergie in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) werden zukünftig auch Direktanschlüsse von außerhalb der deutschen AWZ gelegenen Offshore-Windparks an Bedeutung gewinnen.

2 https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#treibhausgas-emissionen-nach-kategorien

3 https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist bei einem steigenden Anteil an erneuerbaren Energien und ihrer volatilen Einspeisung ein hoher Grad an Flexibilität sowohl last- als auch erzeugungsseitig erforderlich. Neue Stromverbraucher wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Elektrolyseure sollen zukünftig auf die jeweilige Einspeisesituation reagieren und ihren Stromverbrauch flexibel anpassen können. Daneben ist auch eine zunehmende Flexibilisierung regelbarer Kraftwerke notwendig, um auf die Erzeugungsschwankungen der erneuerbaren Energien und Lastspitzen zu reagieren und diese auszugleichen (siehe Kapitel 5). Idealerweise können diese flexiblen Kraftwerke neben Strom auch Wärme bereitstellen und so den Strombedarf für Wärmepumpen in Zeiten geringer EE-Stromerzeugung reduzieren. Mit der Außerbetriebnahme der Kern- und Kohlekraftwerke verbleiben insbesondere Erdgaskraftwerke als Brückentechnologie im System, die auch in Zeiten mit geringer EE-Einspeisung sicherstellen, dass die Stromnachfrage stets gedeckt werden kann. Um dem System auch langfristig als Back-Up-Kapazität zur Verfügung zu stehen, ist ein Wechsel auf CO_2-freie Gase erforderlich. Dafür existieren verschiedene Optionen. Eine davon ist der Einsatz von grünem Wasserstoff, welcher im Szenariorahmenentwurf zugrunde gelegt wird. Es wird von grünem Wasserstoff gesprochen, wenn der Wasserstoff über die Wasserstoffelektrolyse auf Basis von erneuerbarem Strom erzeugt wird.

Bislang wird Wasserstoff nahezu ausschließlich zur stofflichen Nutzung, beispielsweise in der Petro- und Grundstoffchemie, eingesetzt. Die Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff ermöglicht es, schwer zu dekarbonisierende Verfahren und Prozesse in der Industrie, im Verkehrssektor und im Wärmemarkt umzugestalten. Die wesentliche Herausforderung für einen Markthochlauf von erneuerbarem Wasserstoff besteht in der Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit bzw. Reduzierung seiner Kostenkomponenten. In Abhängigkeit der heimischen Elektrolyseurkapazität für die Wasserstofferzeugung ist mit einem ansteigenden Bruttostromverbrauch zurechnen. Mit Errichtung einer entsprechenden Infrastruktur lassen sich Wasserstoff bzw. wasserstoffbasierte Derivate auch aus dem Ausland importieren – soweit im Ausland entsprechende Produktionskapazitäten errichtet werden. Infolge des begrenzten EE-Potenzials bei einer gleichzeitig hohen Stromnachfrage in Deutschland wird allgemein von einem deutlichen Importanteil bei Wasserstoff ausgegangen.

Das nationale Energiesystem ist eingebettet in ein europäisches Gesamtsystem. Eine zunehmend stärkere Einbindung in den europäischen Binnenmarkt senkt den Gesamtbedarf an Erzeugungsleistung, Speicher und Lastmanagement. Der grenzüberschreitende Stromaustausch erleichtert die Integration der erneuerbaren Energien durch einen weiträumigeren Ausgleich von Erzeugung und Last und ermöglicht die europaweit ungleich verteilten Flexibilitätspotenziale (bspw. die Wasserspeicher in Skandinavien und im Alpenraum) optimal zu nutzen (siehe Kapitel 6).

1 Einführung
2 Szenarienbeschreibung
3 Stromverbrauch
4 Erneuerbare Energien
5 Konventionelle Kraftwerke und Speicher
6 Europäischer Rahmen
7 Brennstoff- und CO_2-Preise

2 Szenarienbeschreibung

In diesem Szenariorahmenentwurf werden drei Szenarien für 2037 vorgestellt, die die Bandbreite der wahrscheinlichen Entwicklungen der zukünftigen Stromversorgung in Deutschland und Europa abbilden. Darüber hinaus werden die Szenarienpfade so fortgeschrieben, dass zwei mögliche Ausgestaltungen eines klimaneutralen Energiesystems im Jahr 2045 abgebildet werden. Im Folgenden werden die zentralen Szenarioannahmen und -variationen erläutert. Einige der Szenariokennzahlen werden anschließend mit einer Auswahl kürzlich veröffentlichter Studien verglichen. Eine detaillierte Beschreibung der Annahmen zur Entwicklung des Verbrauchs, der Erzeugung, des Handels und der Speicherung von Strom erfolgt in den Kapiteln 3 – 7.

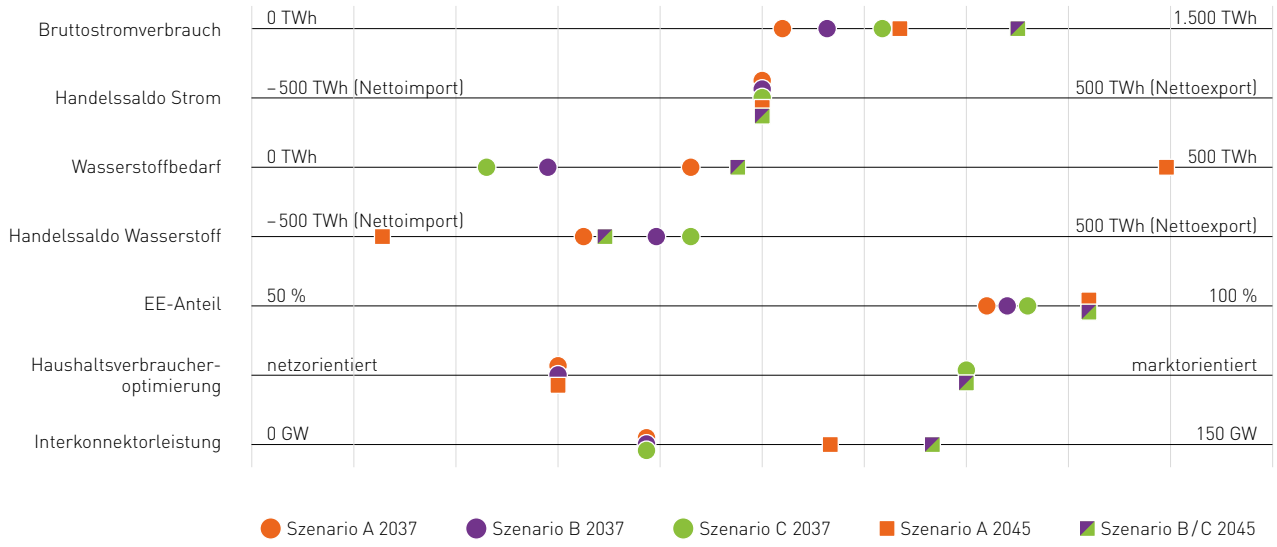
2.1 Leitgedanken zur Ausgestaltung der Szenarien

Das Ziel, bis 2045 in Deutschland Treibhausgasneutralität zu erreichen, ist gesetzlich festgeschrieben. Wie dieses Ziel zu erreichen ist, ist je nach Sektor mit mehr oder weniger großen Unsicherheiten verbunden. Ziel der Szenarien ist es, diese Unsicherheiten so abzubilden, dass die Szenarien die Bandbreite der wahrscheinlichen Entwicklung abdecken. Auf Basis der Erläuterungen in Kapitel 1 variieren die Szenarien daher beispielsweise im Umfang der direkten Elektrifizierung, in der Höhe der nationalen Wasserstoffproduktion, im Bruttostromverbrauch, im Ausbau der erneuerbaren Energien, im Einsatzverhalten nachfrageseitiger Flexibilitäten sowie im Ausbau von Interkonnektoren zu den benachbarten Marktgebieten. Die wesentlichen Szenariovariationen und die Ausprägungen der jeweiligen Szenarien sind in Abbildung 3 dargestellt.

Darüber hinaus gibt es jedoch auch eine Vielzahl an Aspekten, die allen dargestellten Szenarien gemein ist, dazu gehören die Folgenden:

- In allen Szenarien erreicht Deutschland bis 2045 Treibhausgasneutralität. Im Jahr 2037 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.
- In allen Szenarien steigt der Bruttostromverbrauch deutlich. Strom wird in allen Sektoren genutzt, um den Einsatz fossiler Energieträger zu ersetzen. Neben erneuerbar erzeugtem Strom (und in begrenztem Umfang Bioenergie) ist insbesondere erneuerbar erzeugter Wasserstoff fester Bestandteil eines klimaneutralen Energiesystems.
- Während die Handelsbilanz von Deutschland für Strom annähernd ausgeglichen ist, ist Deutschland in allen Szenarien auf den Import von Wasserstoff und anderen synthetischen Brennstoffen angewiesen. In Deutschland wird Wasserstoff per Elektrolyse erzeugt. Andere synthetische Brennstoffe (insbesondere für den Verkehrssektor) werden nahezu vollständig importiert. Es wird in allen Szenarien davon ausgegangen, dass die ausländische Erzeugung der importierten Energieträger klimaneutral erfolgt.
- In allen Szenarien beträgt der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch weit über 80 %. Photovoltaik sowie Onshore- und Offshore-Windenergie sind die zentralen Stromerzeugungstechnologien in einem klimaneutralen Energiesystem. Alle Szenarien erfordern einen beispiellosen Ausbau von Photolvoltaik- und Windstromerzeugung mit sehr hohen jährlichen Zubauraten.
- In allen Szenarien wird eine Flexibilisierung der Nachfrageseite – insbesondere der neuen Stromanwendungen – zur optimalen Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien abgebildet.
- Der Kohleausstieg wird in allen Szenarien vor 2037 abgeschlossen. In allen Szenarien wird eine umfängliche Flexibilisierung des verbleibenden konventionellen Kraftwerksparks abgebildet.
- In allen Szenarien nimmt die Integration Deutschlands in den europäischen Binnenmarkt für Strom und die europäische Zusammenarbeit zur Erreichung der Klimaziele zu.

Abbildung 3: Schematische Darstellung zur Einordnung der Szenarien



Bruttostromverbrauch, Handelssalden und EE-Anteil basieren auf Abschätzungen und werden erst im Rahmen der Marktsimulationen exakt bestimmt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Folgenden werden die zentralen Charakteristika jedes der im Entwurf abgebildeten Szenarien kurz beschrieben. Die genannten Anteile der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sind dabei lediglich als Richtgrößen zu verstehen, da sowohl Stromverbrauch als auch Stromerzeugung erst im Rahmen der Strommarktmodellierung im Netzentwicklungsplan abschließend bestimmt werden können.

Szenario A

Szenario A beschreibt eine Transformation des Energiesystems, in der der Nutzung von Wasserstoff im Endenergieverbrauch eine größere Bedeutung als in den Szenarien B und C zukommt. Grund dafür könnten z. B. Restriktionen im weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien innerhalb Deutschlands sein, wodurch eine direkte Elektrifizierung von Endanwendungen erschwert wird. So ist auch die heimische Wasserstoffproduktion im Vergleich zu den anderen Szenarien verhältnismäßig gering, wodurch mehr als 80 % des Wasserstoffbedarfs aus dem Ausland importiert werden müssen.

Insgesamt liegt der Bruttostromverbrauch 2037 bei etwa 779 TWh, im Jahr 2045 bei etwa 953 TWh. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch wird weiter deutlich ausgebaut. Dieser liegt 2037 bei >86 % und steigt auf >91 % in 2045. Insgesamt liegt das Szenario A bzgl. des EE-Anteils und insbesondere mit Blick auf die installierten Leistungen erneuerbarer Energien jedoch am unteren Ende des durch die Szenarien abgebildeten Spektrums. Die Interkonnektorleistung zu benachbarten Marktgebieten wird weiter ausgebaut. 2037 liegt die Interkonnektorleistung auf dem gleichen Niveau wie in den Szenarien B und C, danach wird sie bis 2045 jedoch in geringerem Umfang erweitert.

Der Einsatz von Flexibilitäten auf Haushaltsebene (insbesondere Elektroautos, Wärmepumpen und PV-Heimbatteriespeichern) erfolgt so, dass lokale Lastspitzen auf Verteilnetzebene möglichst vermieden werden.

Szenario B

Szenario B beschreibt eine Transformation des Energiesystems, in der Strom weit über die heutigen Anwendungsgebiete hinaus zum Einsatz kommt und so beispielsweise auch im Schwerlastverkehr und in industriellen Wärmeprozessen eine zentrale Rolle spielt. Der Wasserstoffbedarf liegt unter dem A-Szenario, gleichzeitig wird inländisch jedoch mehr Wasserstoff erzeugt. Aufgrund der stärkeren direkten Elektrifizierung und der gesteigerten Wasserstoffproduktion liegt der Bruttostromverbrauch mit 846 TWh im Jahr 2037 und 1.128 TWh im Jahr 2045 deutlich über dem Szenario A. Der EE-Anteil liegt (bei erhöhter EE-Leistung) mit >87 % in 2037 dagegen nur geringfügig über dem A-Szenario und im Jahr 2045 genau wie das A-Szenario bei >91 % des Bruttostromverbrauchs.

Während der Einsatz von Flexibilitäten auf Haushaltsebene 2037 noch größtenteils netzorientiert erfolgt, ändert sich das Einsatzverhalten bis 2045 hin zu einer stärkeren Marktorientierung. Auf diese Weise tragen die nachfrageseitigen Flexibilitäten 2045 noch stärker zur Integration erneuerbarer Energien bei und verringern in der Folge die Notwendigkeit des Einsatzes regelbarer Kraftwerke. Dazu trägt auch die zunehmende Flexibilisierung industrieller Verbraucher bei, die im B-Szenario stärker ausgeprägt ist als im A-Szenario, jedoch geringer als im C-Szenario.

Szenario C

Szenario C beschreibt eine Transformation des Stromsektors, welche im Jahr 2045 zu einem mit dem B-Szenario identischen Energiesystem führt. Bis 2037 wird die direkte Elektrifizierung von Endanwendungen hingegen schneller umgesetzt als im B-Szenario. Der Fokus des Szenarios liegt damit auf einem sehr hohen Grad der Elektrifizierung bereits im Jahr 2037. Aus diesem Grund ist der Wasserstoffbedarf hier von allen Szenarien am geringsten.

Im Szenario C wird ein massiver Anstieg der durchschnittlichen jährlichen Netto-Zubauraten von Photovoltaik (über 15 GW/a) und Windenergie (onshore über 4 GW/a) unterstellt. Die installierte EE-Erzeugungsleistung liegt mit über 500 GW deutlich über den anderen im Szenariorahmenentwurf abgebildeten Szenarien für das Jahr 2037. Neben einer starken Elektrifizierung von Endanwendungen erlaubt dies auch einen hohen Anteil an inländischer Wasserstofferzeugung. Der Bruttostromverbrauch steigt in Folge bis 2037 auf 926 TWh, wodurch der EE-Anteil mit >88 % insgesamt nur leicht über den anderen Szenarien liegt.

Die Nachfrageseite orientiert sich stärker als in den anderen Szenarien für 2037 am Strommarkt. Es gibt eine stärkere Flexibilisierung im Stromverbrauch der Industrie. Der Einsatz von Flexibilitäten auf Haushaltsebene erfolgt bereits 2037 weitgehend marktorientiert. So können auftretende Überschüsse in der Stromerzeugung erneuerbarer Energien bestmöglich integriert werden.

2.2 Kennzahlen der Szenarien

Tabelle 1: Übersicht der Kennzahlen der Szenarien

	Bestand 31.12.2020	Szenariorahmenentwurf NEP 2037 (2023)				
		A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B / C 2045
Energieträger [GW]						
Kernenergie	8,1	0	0	0	0	0
Braunkohle	17,7	0	0	0	0	0
Steinkohle	16,1	0	0	0	0	0
Erdgas / Wasserstoff (1)	26,3	38,4	38,0	38,0	35,1	34,6
Öl	2,3	0,8	0,8	0,8	0	0
Pumpspeicher	9,6	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2
sonstige konventionelle Erzeugung (2)	4,1	1,0	1,0	1,0	0,8	0,8
Summe konventionelle Erzeugung (3)	**84,3**	**52,4**	**52,0**	**52,0**	**48,1**	**47,6**
Onshore-Windenergie	54,4	100	115	130	125	150
Offshore-Windenergie	7,8	40,8	44,3	45,3	63,3	70,8
Photovoltaik	53,7	260	280	320	325	395
Biomasse	8,8	5	5	5	2	2
Wasserkraft (Speicherwasser, Laufwasser)	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
sonstige regenerative Erzeugung (4)	1,4	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Summe regenerative Erzeugung	**131,4**	**411,9**	**450,4**	**506,4**	**521,4**	**623,9**
Summe Erzeugung	**215,7**	**463,2**	**501,3**	**557,3**	**568,4**	**670,4**
Stromverbrauch [TWh]						
Nettostromverbrauch (geschätzt) (5)	478,0	725,6	793,1	872,9	890,4	1.064,5
Bruttostromverbrauch (geschätzt) (5) (6)	532,8	778,7	846,4	926,4	953,5	1.128,2
Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch (geschätzt) (7)	45 %	>86 %	>87 %	>88 %	>91 %	>91 %
Treiber Sektorenkopplung						
Elektromobilität [Anzahl in Mio.]	0,6	25,2	28,2	31,3	35,2	37,4
Wärmepumpen (Haushalte / GHD) [Anzahl in Mio.]	1,1	7	9	11	12	16
Power-to-Heat (Fernwärme / Industrie) [GW]	0,8	5	10	10	7	14
Power-to-Gas [GW]	<0,1	16	18	20	36	40
Weitere Speicher und nachfrageseitige Flexibilitäten [GW]						
PV-Speicher	1,3	53,7	59,4	70,8	76,6	97,8
Großbatteriespeicher	0,5	20,7	22,5	26,0	46,3	57,1
DSM (Industrie und GHD)	1,2	5,0	5,6	7,2	8,9	12,1

Bei der Aufsummierung der Einzelwerte ergeben sich Rundungsabweichungen.

(1) Die angegebenen Leistungen umfassen lediglich die mit dem Szenariorahmenentwurf explizit verorteten Kraftwerke, nicht die darüber hinaus in der Marktsimulation berücksichtigten lastnahen Reserven (siehe Kapitel 5.6).
(2) sonstige konv. Erzeugung zuzüglich 50 % Abfall
(3) ohne Reservekapazitäten
(4) sonstige regenerative Erzeugung zuzüglich 50 % Abfall
(5) Aufgrund der Vielzahl an flexiblen Verbrauchern ergibt sich der exakte Stromverbrauch erst aus der Strommarktmodellierung für den Netzentwicklungsplan, welche nicht Teil des Szenariorahmenentwurfs ist.
(6) für Szenariojahre exklusive Stromverbrauch aus Speichern
(7) Der EE-Anteil umfasst nur die direkte inländische Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Die Stromerzeugung aus Wasserstoff oder Speichern ist darin nicht enthalten. Die zusätzliche Berücksichtigung der indirekten Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung (bspw. über die Rückverstromung von erneuerbar erzeugtem Wasserstoff) würde zu einem höheren EE-Anteil führen. Die angegebenen Werte sind daher als untere Grenze zu verstehen. Beide Szenarien für 2045 sind klimaneutral.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

2.3 Die Szenariokennzahlen im Vergleich zu anderen Studien

In den vergangenen Monaten sind mehrere Studien erschienen, in denen Pfade zur Erreichung der Treibhausgasneutralität in Deutschland aufgezeigt werden. Im Folgenden werden die Kennzahlen des vorliegenden Szenariorahmenentwurfs mit einer Auswahl dieser Studien verglichen. Ziel ist es, der Öffentlichkeit mit diesem Vergleich die Einordnung der vorgeschlagenen Szenarien zu erleichtern. In dieser Untersuchung sind lediglich Studien berücksichtigt worden, die eine umfassende Modellierung des Energiesystems durchgeführt haben, das Ziel der Treibhausgasneutralität abbilden und sich durch eine hohe Aktualität auszeichnen.

Nicht in allen Studien konnten die jüngsten klimapolitischen Entscheidungen auf europäischer und nationaler Ebene bereits umfassend abgebildet werden. So findet beispielsweise das vorgezogene Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 in der vom Bundeswirtschaftsministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWi) beauftragten Langfristszenarien-Studie noch keine Berücksichtigung. Dennoch ermöglichen die ausgewählten Studien eine Einordnung der Szenarien des Szenariorahmenentwurfs in die wissenschaftlichen Diskussion.

Folgende Studien werden für den Vergleich herangezogen:

- BCG im Auftrag des BDI (2021): „Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft" (BCG/BDI)
- Kopernikus-Projekt Ariadne (2021): „Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 – Szenarien und Pfade im Modellvergleich" (Ariadne)[4]
- Deutsche Energie-Agentur (2021): „dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität" (dena)
- Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu und TU Berlin im Auftrag des BMWi (2021): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3" (LFS)
- Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende (2021): „Klimaneutrales Deutschland 2045 – Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann" (KNDE)
- Fraunhofer ISE (2021): „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem – Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. Update November 2021: Klimaneutralität 2045" (ISE)

Durch die Auswahl der Studien wird keine Aussage über die Qualität der (nicht-)ausgewählten Studien getroffen. Nach Einschätzung der ÜNB handelt es sich bei den dargestellten Studien um diejenigen, die im Mittelpunkt der öffentlichen und politischen Debatte stehen. Darüber hinaus haben insbesondere die Studien KNDE und LFS wichtige Beiträge für die Definition der Szenarien dieses Szenariorahmenentwurfs geliefert. Dies wird an den entsprechenden Stellen im vorliegenden Bericht gewürdigt.

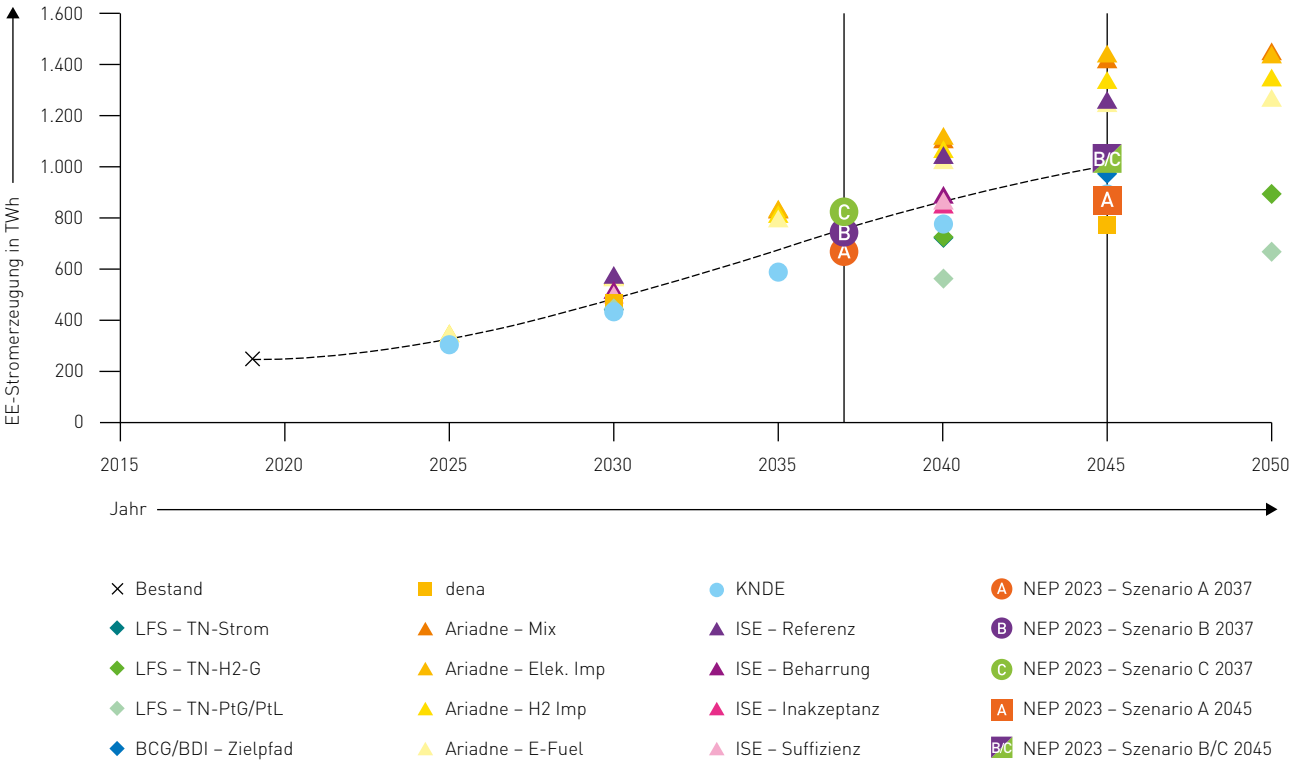
Allen Studien gemein ist neben einem deutlichen Anstieg der erneuerbaren Stromerzeugung (Abbildung 5) auch ein deutlicher Anstieg des Bruttostromverbrauchs (Abbildung 4). Die Bandbreite des in den Szenarien abgebildeten Stromverbrauchs nimmt dabei im Zeitverlauf deutlich zu. Dies ist vor allem durch die Unsicherheit bzgl. der zukünftigen Rolle von Strom bzw. synthetischen Brennstoffen (insbesondere Wasserstoff) als Endenergieträger und der zukünftigen inländischen (strombasierten) Erzeugung dieser synthetischen Brennstoffe begründet.

4 In den folgenden Abbildungen werden jeweils die REMod-Ergebnisse dargestellt. Die Ariadne-Studie enthält Ergebnisse unterschiedlicher Energiesystemmodelle. In den folgenden Abbildungen werden jeweils die REMod-Ergebnisse dargestellt.

Abbildung 4: Studienvergleich – Bruttostromverbrauch in TWh

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

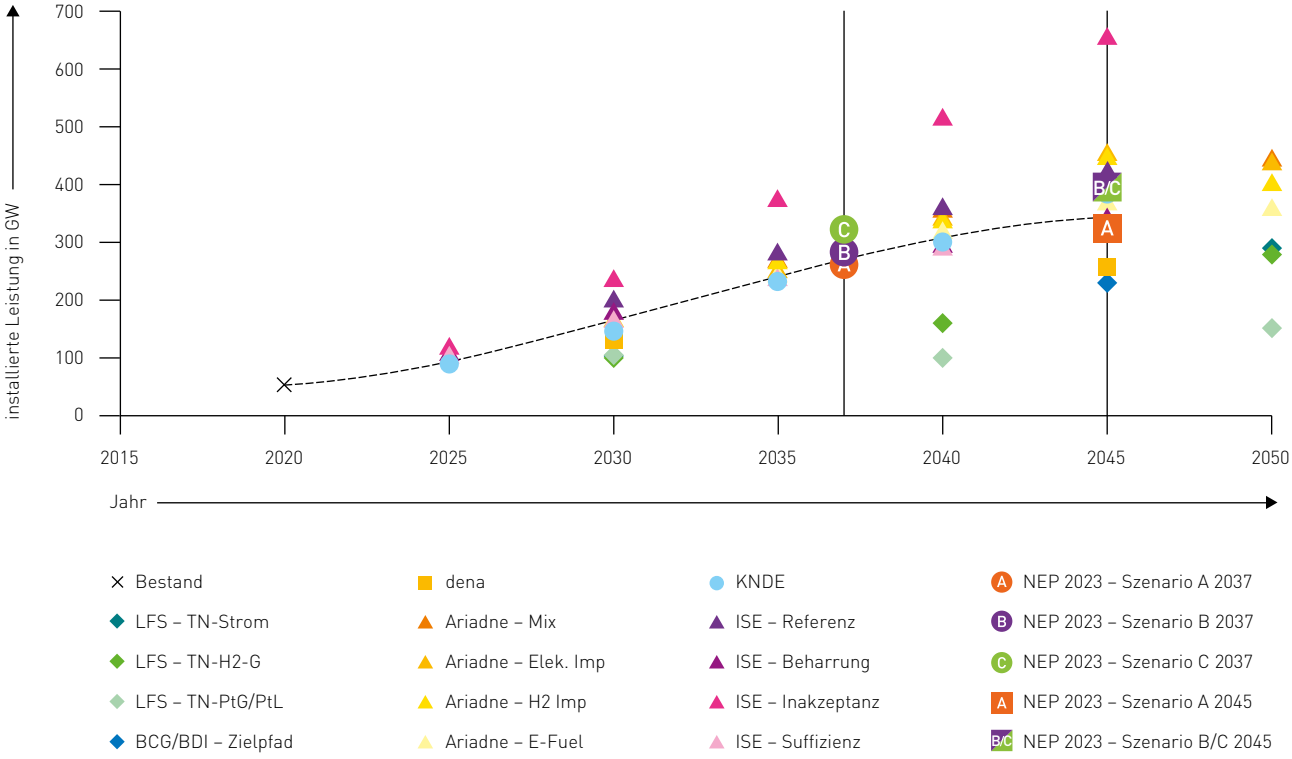
Abbildung 5: Studienvergleich – Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in TWh



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

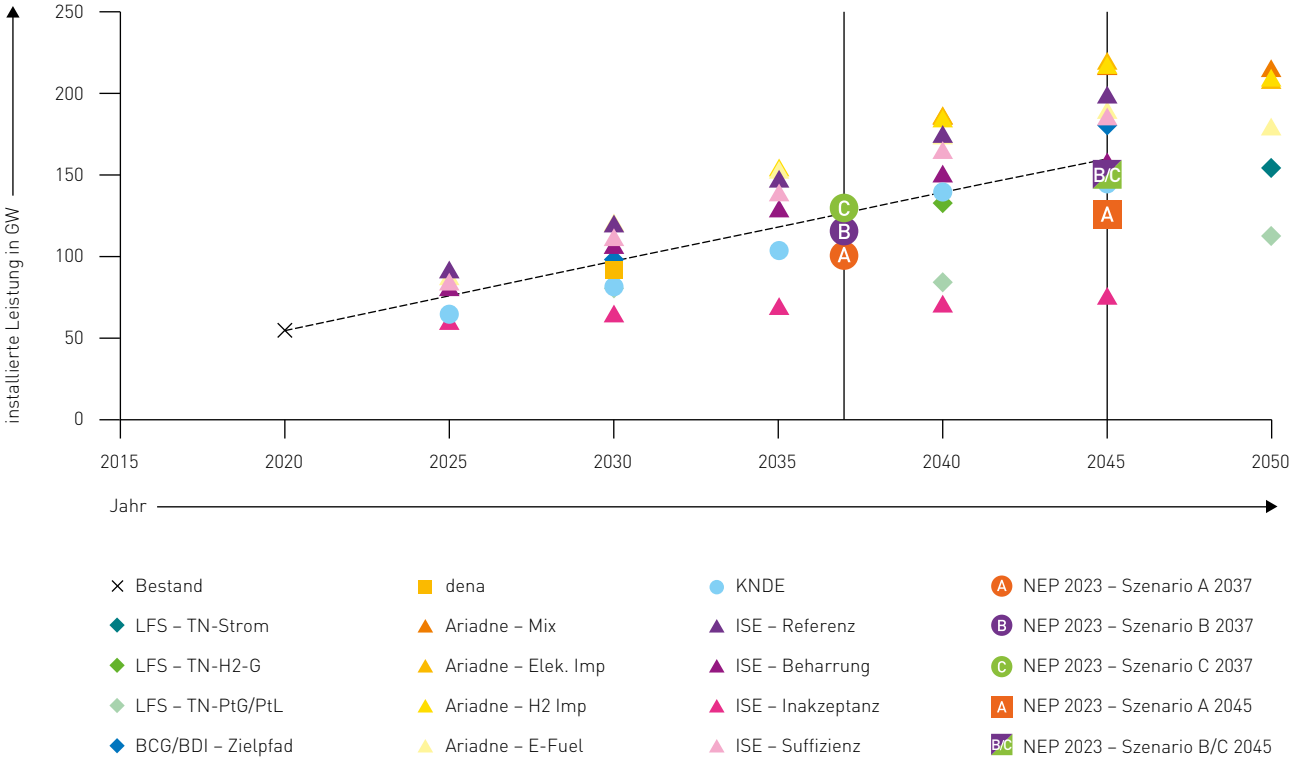
Der Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien geht in allen Studien mit einem deutlichen Ausbau der Stromerzeugung aus Photovoltaik, Onshore-Windenergie und Offshore-Windenergie einher. Auch hier nimmt die Bandbreite zwischen den in den Studien dargestellten Szenarien mit fortschreitendem Zeithorizont zu. Grund hierfür sind neben einem unterschiedlich hohen Stromverbrauch (der unterschiedlich hohe EE-Erzeugungsmengen erforderlich macht) beispielsweise auch unterschiedliche Annahmen zur langfristigen Entwicklung der öffentlichen Akzeptanz und Flächenverfügbarkeit für Windenergieanlagen. Solche Überlegungen führen in manchen Studien zu Szenariovariationen, über die eine unterschiedliche Schwerpunktsetzung zwischen den EE-Technologien abgebildet wird. Im vorliegenden Szenariorahmenentwurf für den NEP 2037 (2023) wird im Einklang mit dem Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung in allen Szenarien davon ausgegangen, dass ein rasanter Ausbau von Photovoltaik, Onshore-Windenergie und Offshore-Windenergie stattfinden muss.

Abbildung 6: Studienvergleich – Installierte Erzeugungsleistung Photovoltaik in GW



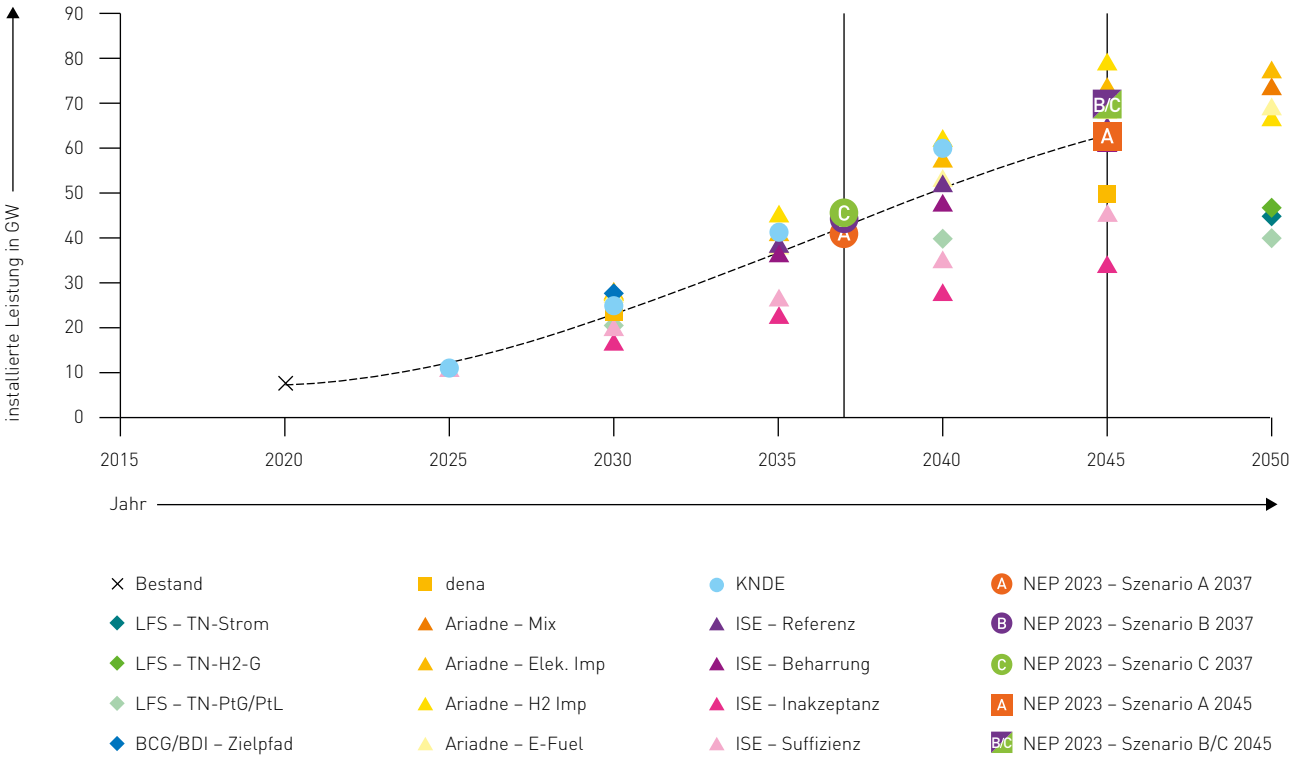
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 7: Studienvergleich – Installierte Erzeugungsleistung Onshore-Windenergie in GW



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 8: Studienvergleich – Installierte Erzeugungsleistung Offshore-Windenergie in GW



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

1 Einführung
2 Szenarienbeschreibung
3 Stromverbrauch
4 Erneuerbare Energien
5 Konventionelle Kraftwerke und Speicher
6 Europäischer Rahmen
7 Brennstoff- und CO_2-Preise

3 Stromverbrauch

3.1 Eingangsüberlegungen und Begriffsdefinitionen

Für den zukünftigen Stromverbrauch in Deutschland sind verschiedene wahrscheinliche Entwicklungspfade denkbar, die durch unterschiedliche Szenarien abgebildet werden. Dabei sind neben der Entwicklung des konventionellen Stromverbrauchs unter Berücksichtigung von Effizienzsteigerungen auch die Integration neuer Verbraucher wie der verstärkte Einsatz von Wärmepumpen, die zunehmende Nutzung von Elektromobilität, der Einsatz von Power-to-X-Technologien sowie neue industrielle Großverbraucher und die Digitalisierung zu berücksichtigen. Der regionalen Verteilung des Stromverbrauchs kommt insbesondere vor dem Hintergrund neuer Lastzentren (beispielsweise neuer Rechenzentren oder großer Power-to-X-Anlagen) eine wichtige Rolle im Zuge der Netzentwicklungsplanung zu. Insgesamt wird in allen Szenarien ein gegenüber heute deutlich steigender Stromverbrauch angenommen. Im Rahmen der Schulterblick-Veranstaltung am 30.09.2021 zum Szenariorahmenentwurf wurde dies von den Teilnehmenden aus Wissenschaft und Fachwelt als realistisch eingeschätzt und befürwortet. Alle betrachteten Studien (siehe Übersicht Kapitel 2.3) weisen ebenfalls steigende Stromverbräuche aus. Auch die Bundesregierung geht in ihrem Koalitionsvertrag von einer Erhöhung des Stromverbrauchs auf 680 – 750 TWh bis 2030 aus.

Für ein besseres Verständnis sollen zunächst die in diesem Kapitel genutzten Begriffe des Netto- und Bruttostromverbrauchs definiert und voneinander abgegrenzt werden. Der Nettostromverbrauch ermittelt sich aus dem Bedarf an elektrischer Energie der Sektoren Industrie, private Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, Verkehr sowie des Umwandlungssektors. Im Bruttostromverbrauch sind zusätzlich die Verluste der Übertragungs- und Verteilnetze, Verluste von Stromspeichern [5] sowie der Eigenbedarf konventioneller Kraftwerke enthalten.

In den folgenden Abschnitten werden die Annahmen zur Entwicklung der zukünftigen Höhe des Stromverbrauchs in Deutschland sowie dessen regionaler Verteilung in den Jahren 2037 und 2045 detailliert beschrieben. Dabei wird die Entwicklung des Stromverbrauchs aufgeschlüsselt nach Anwendungssektor beschrieben.

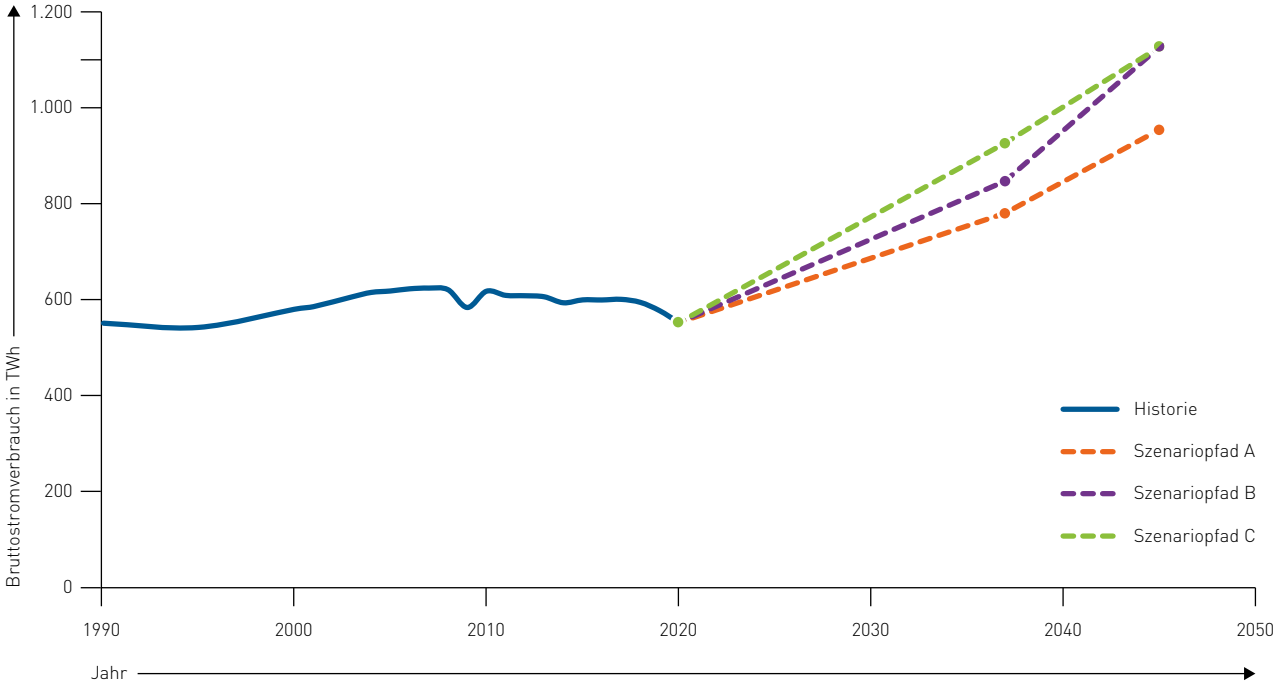
3.2 Übersicht

Es ist bereits heute absehbar, dass der Stromsektor einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung des Energiesystems leisten muss. Eine direkte bzw. indirekte Elektrifizierung ermöglicht eine sukzessive Dekarbonsierung einer Vielzahl von Prozessen, die heute weitgehend fossile Energieträger einsetzen. Als vorgelagerter Sektor spielt die zeitnahe Reduktion der Treibhausgasemissionen bei der Stromerzeugung eine entscheidende Rolle im Rahmen der Systemtransformation. Aufgrund der zunehmenden Sektorenkopplung braucht es für die Stromnetzplanung – insbesondere mit fortschreitendem Zeithorizont – eine Sicht auf das gesamte Energiesystem. Die im vorliegenden Szenariorahmenentwurf dargestellten Annahmen zur Entwicklung der Nachfrageseite beziehen sich daher in wesentlichen Teilen auf Energiesystemstudien, die alle Endenergieverbrauchssektoren modellieren. Dazu zählen insbesondere wie schon in Kapitel 2.3 beschrieben die Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045" (KNDE) und die im Auftrag des BMWi erstellten Langfristszenarien (LFS). Die hinterlegten Annahmen der jeweiligen Studien wurden kritisch hinterfragt und auf ihre Plausibilität hin überprüft.

5 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 auch: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2021/01/et_20_1-2_speicher_buttermann_baten_nieder.pdf

Der Bruttostromverbrauch der einzelnen Sektoren ist an den Werten dieser Studien angelehnt. Die Szenarien B 2037 und B/C 2045 basieren in den Grundannahmen der einzelnen Sektoren auf den Studien KNDE und LFS-TN-Strom. Da diese Studien zum Teil unterschiedliche Betrachtungszeiträume haben, wurden die Werte gegebenenfalls interpoliert. Im Vergleich dazu wird im A-Szenariopfad in den Sektoren Industrie, Wärme und Verkehr vermehrt Wasserstoff eingesetzt, sodass der Grad der direkten Elektrifizierung geringer ausfällt. Der dafür benötigte Wasserstoff kann nicht umfassend aus innerdeutschen Elektrolyseuren gedeckt werden. Infolge eines hohen Anteils an Importen und in der Konsequenz eines geringeren Strombedarfs zur heimischen Wasserstofferzeugung ist in diesem Szenariopfad der Bruttostromverbrauch niedriger. In den Vergleichsszenarien B und C wird eine erhöhte heimische Wasserstofferzeugung unterstellt, welche sich in einem erhöhten Bruttostromverbrauch widerspiegelt. Darüber hinaus ist das Szenario C 2037 von einer im Vergleich zu B 2037 schnelleren Elektrifizierung geprägt und weist einen höheren Bruttostromverbrauch auf.

Abbildung 9: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs je Szenario



Quelle: AGEB, Übertragungsnetzbetreiber

Die Annahmen zu neuen Verbrauchern im Stromsystem wie Wärmepumpen, Elektroautos und Power-to-X-Anlagen werden in den weiteren Unterkapiteln beschrieben. Darüber hinaus wurde eine Abfrage nach neuen Großverbrauchern durchgeführt, die in die Bemessung bzw. die regionale Verortung der sektoralen Stromverbräuche einfließt. Die Großverbraucherabfrage, weiter im Detail in Abschnitt 3.3.2 und 3.3.3 beschrieben, wird insbesondere für die Verortung von neuen Lastzentren, die sich durch die Elektrifizierung der Industrie- und des GHD[6]-Sektors ergeben, herangezogen. Nachfolgend sind die Entwicklungen des Bruttostromverbrauchs aufgeschlüsselt nach Sektor und Szenario dargestellt.

6 Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

Tabelle 2: Übersicht Stromverbrauch in TWh

Stromverbrauch in TWh	Referenz 2018	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B / C 2045
Private Haushalte	**129,0**	**135,5**	**144,4**	**154,3**	**150,0**	**163,3**
davon aus Gerätebestand	127,0	114,3	114,3	114,3	114,3	114,3
davon aus Haushaltswärmepumpen	2,0	21,2	30,1	40,0	35,7	49,0
GHD	**130,0**	**151,0**	**152,9**	**154,9**	**152,8**	**175,2**
davon aus neuen Rechenzentren	0	30,0	30,0	30,0	30,0	50,0
davon aus Wärmepumpen	1,0	4,4	6,3	8,4	6,3	8,6
davon aus Gerätebestand	129,0	116,6	116,6	116,6	116,6	116,6
Industrie	**226,0**	**267,5**	**296,0**	**334,0**	**310,5**	**382,9**
Verkehr	**13,0**	**104,9**	**118,7**	**144,5**	**135,0**	**176,2**
davon aus elektrisch betriebenen Fahrzeugen	1,0	92,9	106,2	131,5	123	162,2
davon aus Schienenverkehr	12,0	12,0	12,5	13,0	12,0	14,0
Elektrolyse	**0**	**56,3**	**60,3**	**64,3**	**108**	**120**
davon Onsite	0	43,7	43,7	43,7	37,8	37,8
davon Offsite	0	12,6	16,6	20,6	70,2	82,2
Fernwärmeerzeugung	**0**	**10,4**	**20,9**	**20,9**	**13,0**	**26,0**
davon aus Elektrodenkessel	0	4,0	8,0	8,0	5,5	11,0
davon aus Großwärmepumpen	0	6,4	12,9	12,9	7,5	15,0
Direct Air Capture	**0**	**0**	**0**	**0**	**21,0**	**21,0**
Netzverluste	**26,0**	**47,4**	**47,4**	**47,4**	**57,4**	**57,4**
Speicherverluste	**2,0**	**3,7**	**3,8**	**4,1**	**4,7**	**5,3**
Umwandlungsbereich *	**46,0**	**2,0**	**2,0**	**2,0**	**1,0**	**1,0**
Nettostromverbrauch	**511,0**	**725,6**	**793,1**	**872,9**	**890,4**	**1.064,5**
Bruttostromverbrauch	**572,0**	**778,7**	**846,4**	**926,4**	**953,5**	**1.128,2**

* Kraftwerkseigenverbrauch und Stromverbrauch des Umwandlungssektors

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, Referenz auf Basis von Veröffentlichungen der statistischen Landesämter

Abweichend zu den verwendeten Referenzen in Tabelle 1 werden in diesem Kapitel immer Werte aus dem Jahr 2018 herangezogen.

Die regionale Verteilung des Stromverbrauchs ist eine wesentliche Einflussgröße für die Auslegung der Stromnetze. Die Regionalisierung des Stromverbrauchs nach Sektoren erfolgt, sofern in den nächsten Unterkapiteln nicht anders beschrieben, nach folgendem Verfahren: Zunächst wird das relative Verhältnis der sektorenspezifischen Verbräuche pro Bundesland 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 2035 (2021). Die Indikatoren umfassen unter anderem Angaben zu Bevölkerung, 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 3 aufgeführt.

Tabelle 3: 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 Sektorale Stromverbräuche

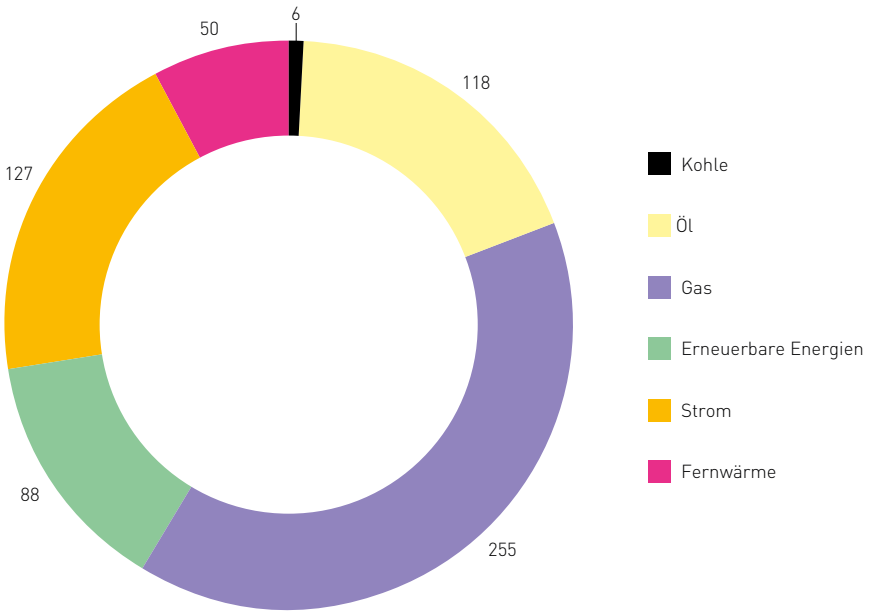
Alle in der Tabelle 3 dargestellten Sektoren werden in den nachfolgenden Unterkapiteln detailliert beschrieben. Die Abgrenzung der Endenergieverbrauchssektoren folgt im Wesentlichen der Definition bzw. den Auswertungstabellen der Arbeitsgruppe Energiebilanzen[7] (AGEB).

3.3.1 Private Haushalte

Laut AGEB zählt jede zusammenwohnende und eine wirtschaftliche Einheit bildende Personengemeinschaft als Haushalt. Der Endenergieverbrauch im Haushaltssektor ist derzeit geprägt durch den Einsatz unterschiedlicher Energieträger (vgl. Abbildung 10). Dabei decken fossile Energieträger wie Erdgas und Mineralöl derzeit knapp 60 % des Endenergieverbrauchs. Während fossile Energieträger maßgeblich zur Deckung des Wärmebedarfs eingesetzt werden, ist die Beleuchtung, der Gebrauch von Haushaltsgeräten sowie digitale Anwendungen bereits weitestgehend elektrifiziert. Mit der Dekarbonsierung des Stromsektors reduziert sich sukzessive die CO_2-Intensität dieser Anwendungen. Die Dekarbonisierung des Sektors der privaten Haushalte wird durch eine effizientere Nutzung der Energieträger, d. h. eine Reduzierung des Endenergieverbrauchs, unterstützt. Einen großen Einfluss hat daher die energetische Sanierung von Wohngebäuden. Zur vollständigen Dekarbonisierung ist darüber hinaus ein Austausch aller Systeme erforderlich, die auf fossilen Brennstoffen basieren, insbesondere Heizungssysteme. Besonders die direkte Elektrifizierung der Raumwärmebereitstellung mittels Wärmepumpen birgt ein hohes Potenzial zur Reduktion des Endenergieverbrauchs.

7 https://ag-energiebilanzen.de/

Abbildung 10: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte 2018 in TWh



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

Quelle: AG Energiebilanzen

Im Prozess der Stakeholder-Beteiligung wurde empfohlen, keine substanzielle Absenkung des Stromverbrauchs der klassischen Haushaltsgeräte durch höhere Effizienz anzunehmen. Es wird davon ausgegangen, dass sich Effizienzgewinne durch Laststeigerungen neuer Verbraucher im Sektor der privaten Haushalte im Zuge der Digitalisierung nahezu ausgleichen. Diese Annahmen für den Gerätebestand bleiben in allen Szenarien gleich, wie in Tabelle 4 verdeutlicht wird.

Tabelle 4: Stromverbrauch der privaten Haushalte

	Referenz 2018	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B / C 2045
Gerätebestand [TWh]	127,0	114,3	114,3	114,3	114,3	114,3
Haushaltswärmepumpen [TWh]	2,0	21,2	30,1	40,0	35,7	49,0
Summe [TWh]	**129,0**	**135,5**	**144,4**	**154,3**	**150,0**	**163,3**

Aufgrund von Rundungen können sich bei Summenbildungen und Berechnung von Prozentangaben geringfügige Abweichungen ergeben.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, Referenz auf Basis von Veröffentlichungen der statistischen Landesämter

Um die Wärmeversorgung der Haushalte zunehmend klimaneutral decken zu können, werden vermehrt Wärmepumpen und dekarbonisierte Fernwärme (siehe dazu Kapitel 3.5) eingesetzt. Zur Ermittlung des Stromverbrauchs durch Haushaltswärmepumpen verwenden die ÜNB folgende Annahmen: Die durchschnittliche Wohnfläche je Wohneinheit beträgt in Ein-und Zweifamilienhäusern laut dena-Gebäudereport 2021[8] rund 118 m². Diese Größe wird für die Zukunft unverändert fortgeschrieben. Die zugrundeliegende Jahresarbeitszahl orientiert sich an den Annahmen der Studie KNDE. In allen Szenarien wird angenommen, dass im Vergleich zu heute durchschnittlich schlechter gedämmte Häuser mit einem höheren spezifischen Heizwärmebedarf mit Wärmepumpen ausgerüstet werden. Dies fällt umso deutlicher aus, je mehr Wärmepumpen installiert werden. Bei den Annahmen zur Anzahl der Wärmepumpen folgt der Szenariorahmenentwurf aktuellen Studien (vgl. KNDE bzw. LFS), die eine Bandbreite von 15 bis 16,4 Millionen installierter Wärmepumpen zur Realisierung eines klimaneutralen Energiesystems (2045 bzw. 2050) aufzeigen. Dies wird als plausibelster Weg zur Erreichung einer klimaneutralen Energieversorgung der privaten Haushalte angesehen. Das Szenario B 2037 folgt mit der Anzahl der Wärmepumpen dem Pfad aus KNDE und LFS-TN-Strom. Im Gegensatz dazu wird im C-Szenario eine höhere Durchdringung von Wärmepumpen angenommen, sodass auch weniger gedämmte Häuser mit Wärmepumpen versorgt werden. Aufgrund des technischen Fortschritts werden die Wärmepumpen mit einer vergleichsweise hohen Jahresarbeitszahl betrieben. Im Szenario B/C 2045 wird eine Anzahl von 16 Millionen Wärmepumpen angenommen, die auf die Sektoren Haushalte und GHD verteilt werden. Diese Anzahl ist vergleichbar mit den getroffenen Annahmen der oben erwähnten Studien.

Im A-Szenario wird diese Zahl nach unten variiert. Hier wird weiterhin angenommen, dass ein niedrigerer spezifischer Heizwärmebedarf vorliegt, da Wärmepumpen vorzugsweise in sanierten Gebäuden mit einem geringeren spezifischen Wärmebedarf verbaut werden. Der Altbestand wird hier vorwiegend über Nahwärmekonzepte oder vereinzelt dezentrale Wasserstoffheizungen beheizt. Tabelle 5 fasst die Annahmen zusammen.

Tabelle 5: Annahmen zur Herleitung des mittleren Stromverbrauchs von Wärmepumpen der privaten Haushalte

	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B/C 2045
Anzahl [Mio.]	5,6	7,4	9,3	10,2	13,6
Wohnfläche [m²]	118	118	118	118	118
Spezifischer Heizwärmebedarf [kWh_{th}/m^2a]	109	117	124	108	111
Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe	3,4	3,4	3,4	3,65	3,65
Elektrischer Bedarf [kWh_{el}/a]	3.800	4.050	4.300	3.500	3.600
Nettostromverbrauch [TWh]	21,2	30,1	40,0	35,7	49,0

Aufgrund von Rundungen können sich bei Summenbildungen und Berechnung von Prozentangaben geringfügige Abweichungen ergeben.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Gleichzeitigkeit des Stromverbrauchs bei Haushaltswärmepumpen ist eine relevante Kennzahl, welche den Anteil aller potenziellen Nutzer beschreibt, die zu einem bestimmten Zeitpunkt zeitgleich elektrische Energie aus dem Stromnetz beziehen. Eine höhere Gleichzeitigkeit kann dabei eine Auslegung der Stromnetze auf höhere Bezugsleistungen erforderlich machen. Der Gleichzeitigkeitsfaktor findet Berücksichtigung bei den Annahmen zur Betriebsweise von Wärmepumpen. Diese variiert zwischen den Szenarien (siehe Kapitel 3.7.1). Im Szenario C 2037 und B/C 2045 erfolgt der Einsatz marktorientiert, in den anderen Szenarien netzorientiert. Eine höhere Marktorientierung geht typischerweise mit einem höheren Gleichzeitigkeitsfaktor einher, da diese auf einem deutschlandweit einheitlichen Marktsignal basiert.

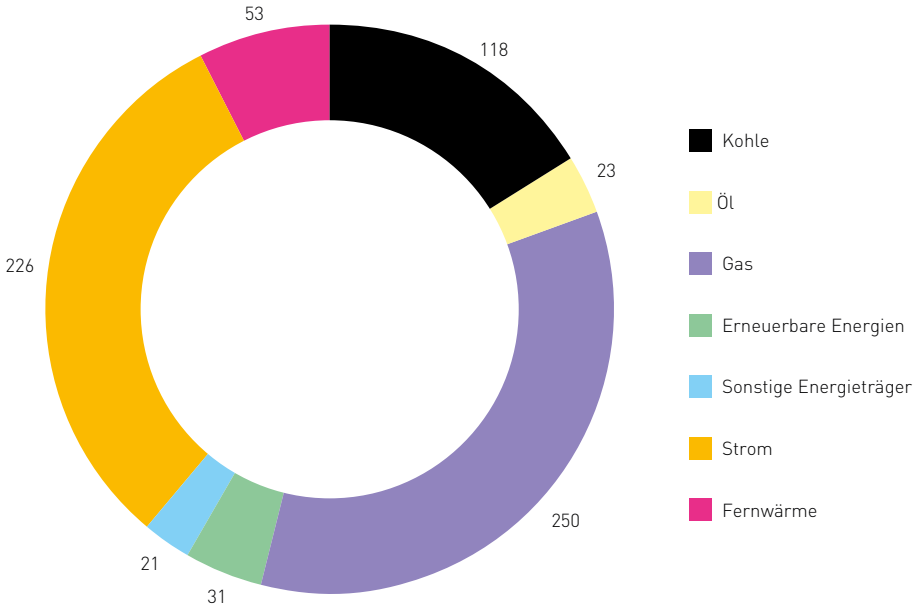
Die Abbildung der tages- und jahreszeitabhängigen Schwankungen des Einsatzes der Haushaltswärmepumpen erfolgt durch die Verwendung eines Standardbezugsprofils. Der tatsächliche Stromverbrauch ist abhängig von den Wetterverhältnissen des Betrachtungsjahres und dem daraus resultierenden Wärmebedarf der privaten Haushalte. Die Flexibilitätsbereitstellung durch Wärmepumpen kann durch Wärmespeicherung realisiert werden. Die Regionalisierung der Haushaltswärmepumpen auf Landkreisebene erfolgt auf Basis der Fortschreibung des Ein- und Zweifamilienhäuserbestands.

8 https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/dena-GEBAEUDEREPORT_2021_Fokusthemen_zum_Klimaschutz_im_Gebaeudebereich.pdf

3.3.2 Industrie

Zum Industriesektor zählen alle produzierenden, verarbeitenden und Handwerksbetriebe ab 20 Beschäftigte. Deutschlands größte Industriezweige sind die Automobil-, Maschinenbau-, Chemische und Elektro-Industrie. Der Endenergieverbrauch im Industriesektor ist geprägt durch den Einsatz vielfältiger Energieträger. In Folge des hohen Verbrauchs an fossilen Energieträgern (insbesondere Erdgas, Mineralöl und Kohle) weist der Sektor weiterhin hohe Treibhausgasemissionen in Höhe von 188 Mio. t CO_2-Äquivalenten im Jahr 2018 auf. Diese werden maßgeblich zur Deckung des Wärmebedarfs als auch zur stofflichen Nutzung eingesetzt. Zur Dekarbonsierung ist der Wärmebedarf der unterschiedlichen Temperaturniveaus durch den Einsatz alternativer Energieträger wie z. B. Strom, Biomasse oder synthetische Brenstoffe (z. B. Wasserstoff) zu decken. Die Erschließung von Effizienzpotenzialen unterstützt die Dekarbonisierung des Industriesektors.

Abbildung 11: Endenergieverbrauch der Industrie 2018 in TWh



Quelle: AG Energiebilanzen

Um möglichst viele Erkenntnisse innerhalb des Entwicklungspfads zu gewinnen, erfolgte in diesem wie im vorherigen Szenariorahmenentwurf eine Abfrage neuer Stromgroßverbraucher. Die Ergebnisse lassen sich den Sektoren Industrie, GHD und Umwandlungsbereich zuordnen.

Die Stromverbräuche des Industriesektors in den einzelnen Szenarien orientieren sich an den Studien KNDE und LFS-TN-Strom. Die resultierenden Werte sind in Tabelle 6 dargestellt. Im Vergleich zu heute steigt der Stromverbrauch in allen Szenarien deutlich an, bis annähernd zu einer Verdopplung in Szenario B/C 2045. Die hohe Bandbreite der Szenarien erklärt sich durch die unterschiedlich starke Nutzung von Wasserstoff oder anderer synthetischer Kraftstoffe (stofflich und energetisch).

Tabelle 6: Stromverbrauch im Industriesektor

	Referenz 2018	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B/C 2045
Industrie / verarbeitendes Gewerbe [TWh]	226	267,5	296,0	334,0	310,5	382,9

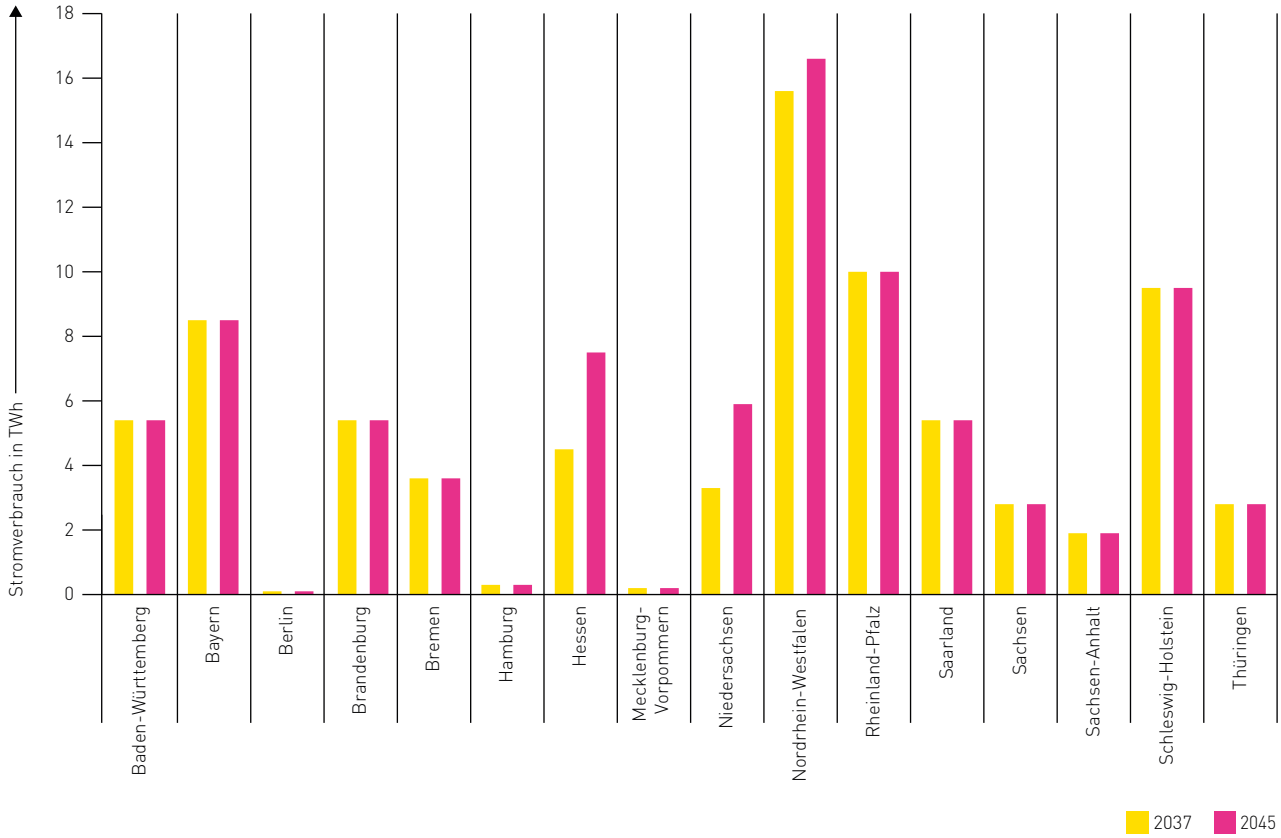
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, Referenz auf Basis von Veröffentlichungen der statistischen Landesämter

Bislang wurde der industrielle Stromverbrauch im Wesentlichen anhand von Bestandsdaten verortet – ergänzt im NEP 2035 (2021) um eine Großverbraucherabfrage zur Erfassung neuer Industriestandorte und neuer Stromverbräuche an bestehenden Industriestandorten. Für diesen NEP 2037 (2023) planen die ÜNB, unterschiedliche Ansätze miteinander zu kombinieren. Zunächst kann eine Stromverbrauchsabschätzung je Industriebranche vorgenommen werden. Insbesondere Wirtschaftszweige sollten dabei mit erwartbar grundlegenden Veränderungen durch Prozessumstellungen aufgrund von Dekarbonisierung detailliert betrachtet werden. In diesen Branchen (z. B. Grundstoffchemie, Metallerzeugung, etc.) ist zu erwarten, dass Prozesse entweder stark elektrifiziert oder auf synthetische Energieträger wie Wasserstoff umgestellt werden. Die szenarienabhängige Stromverbrauchssteigerung kann dann einzelnen Produktionsstätten zugeordnet werden – so ergäbe sich ein neuer Verteilungsschlüssel. Für die anderen Wirtschaftszweige erfolgt die Regionalisierung weiterhin bestandsorientiert unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Großverbraucherabfrage.

Wie bereits im NEP 2035 (2021) wurde eine Großverbraucherabfrage bei direkt unterlagerten VNB sowie ÜNB-intern durchgeführt. Darin wurde um Angabe der aktuellen Anschlussanfragen für mögliche Großverbraucher >10 MW, der dahinterstehenden Projekte und ihren Eckdaten gebeten. Ergänzend wurde zum Teil auf bestehende Anfragen zu Kapazitätserhöhungen bei den ÜNB zurückgegriffen. Die Rückmeldungen zeigen in Summe eine hohe Anzahl an Anschlussanfragen mit teilweise sehr hohen Anschlussleistungen, die in den kommenden Jahren zu realisieren sind. Die angenommene Steigerung des Stromverbrauchs im Industriesektor ist jedoch höher als die Summe aller Rückmeldungen. Daher werden die Mehrverbräuche der Großverbraucherabfrage im industriellen Sektor in erster Linie zur Regionalisierung des Stromverbrauchs genutzt.

Dabei ist weiterhin zu beachten, dass die Abfrageergebnisse auf der einen Seite sehr konkrete Projekte beinhalten, die bereits in Bau sind oder eine Anschlusszusage des Netzbetreibers erhalten haben. Auf der anderen Seite sind auch Projekte enthalten, deren Anschlussanfrage weniger konkret und daher nicht gleichbedeutend mit einer tatsächlichen Realisierung ist. Den ÜNB ist es ein wichtiges Anliegen, auf die Aktualität und die Bedeutung des Themas hinzuweisen und die Problemstellung so transparent wie möglich aufzubereiten. Die Daten wurden nach bestem Wissen plausibilisiert, um zum Beispiel Mehrfachmeldungen auszuschließen. Um berücksichtigt zu werden, müssen die Projekte im Realisierungsstatus mindestens erste konkrete Umsetzungsplanungen vorweisen, sind idealerweise aber bereits in der Detailplanung. Darüber hinaus muss das Jahr der Inbetriebnahme sowie die (zusätzliche) elektrische Bezugsleistung konkret bekannt sein. In Abbildung 12 finden sich die Ergebnisse der Abfrage. Der dargestellte Jahresstromverbrauch basiert auf der Annahme einer durchschnittlichen Auslastung von ca. 70 % (6.000 Volllaststunden). Da es sich bei der Großverbraucherabfrage grundsätzlich um vertrauliche Informationen der jeweiligen Kunden handelt, kann die Veröffentlichung der Ergebnisse nur anonymisiert auf Bundeslandebene für den gesamten Anwendungssektor Industrie erfolgen.

Abbildung 12: Industrieller Mehrverbrauch in TWh



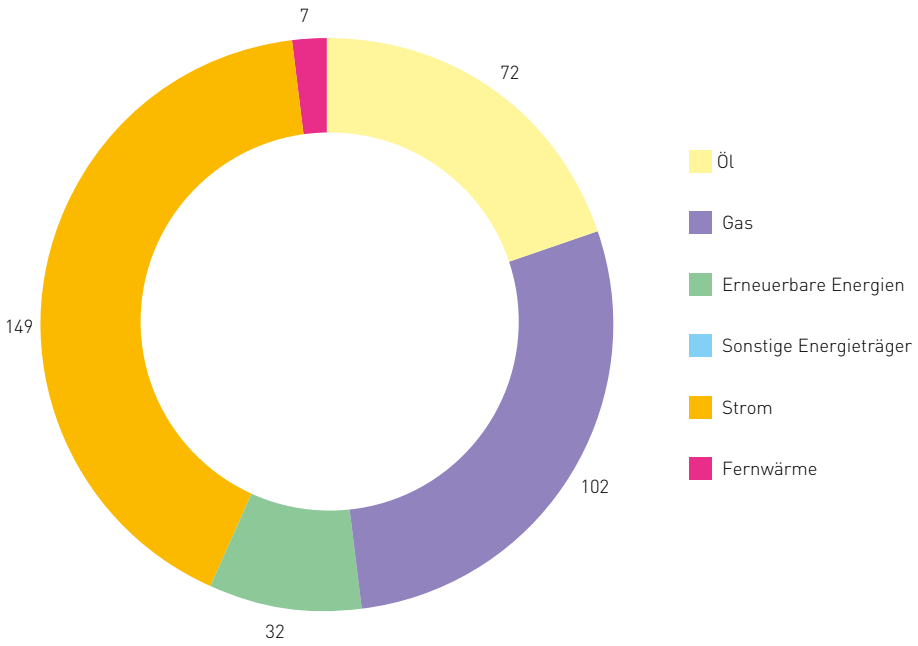
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Der zeitlich steuerbare Einsatz von Industrieprozessen ermöglicht eine Steigerung der lastseitigen Flexibilität. Zur Ermittlung zukünftiger industrieseitiger Flexibilitäten haben die ÜNB in Zusammenarbeit mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft München (FfE) eine Studie durchgeführt. Die entsprechenden Ergebnisse finden sich in Kapitel 3.7.

3.3.3 Gewerbe, Handel, Dienstleistung

Der Verbrauchssektor „Gewerbe, Handel, Dienstleistung" (GHD) umfasst unter anderem das Baugewerbe, büroähnliche Betriebe, Herstellungsbetriebe, Handel, Krankenhäuser, Schulen, Bäder, Landwirtschaft, Textil, Bekleidung, Speditionen und Flughäfen. Der Sektor ist bereits zu einem vergleichsweise hohen Anteil elektrifiziert. Die Treibhausgasintensität der klassischen Stromanwendungen (Beleuchtung, Informations- und Kommunikationstechnologie etc.) sowie bereits elektrifizierter Antriebstechnologien sinkt mit zunehmender Dekarbonisierung des Strommixes. Fossile Energieträger, insbesondere Gase und Mineralöle, die aktuell maßgeblich zur Deckung des Wärmebedarfs sowie zur Bereitstellung mechanischer Energie eingesetzt werden, decken knapp 50 % des Endenergiebedarfs des GHD-Sektors. Zur Dekarbonisierung ist zum einem eine Effizienzsteigerung zur Reduzierung des Energiebedarfs und zum anderen eine Umstellung auf klimaneutrale Energieträger erforderlich. Für einen effizienteren Einsatz klimaneutraler Technologien sind die Voraussetzungen zwar noch nicht gegeben, können aber z. B. über die Steigerung der Sanierungsrate des Gebäudebestands erreicht werden.

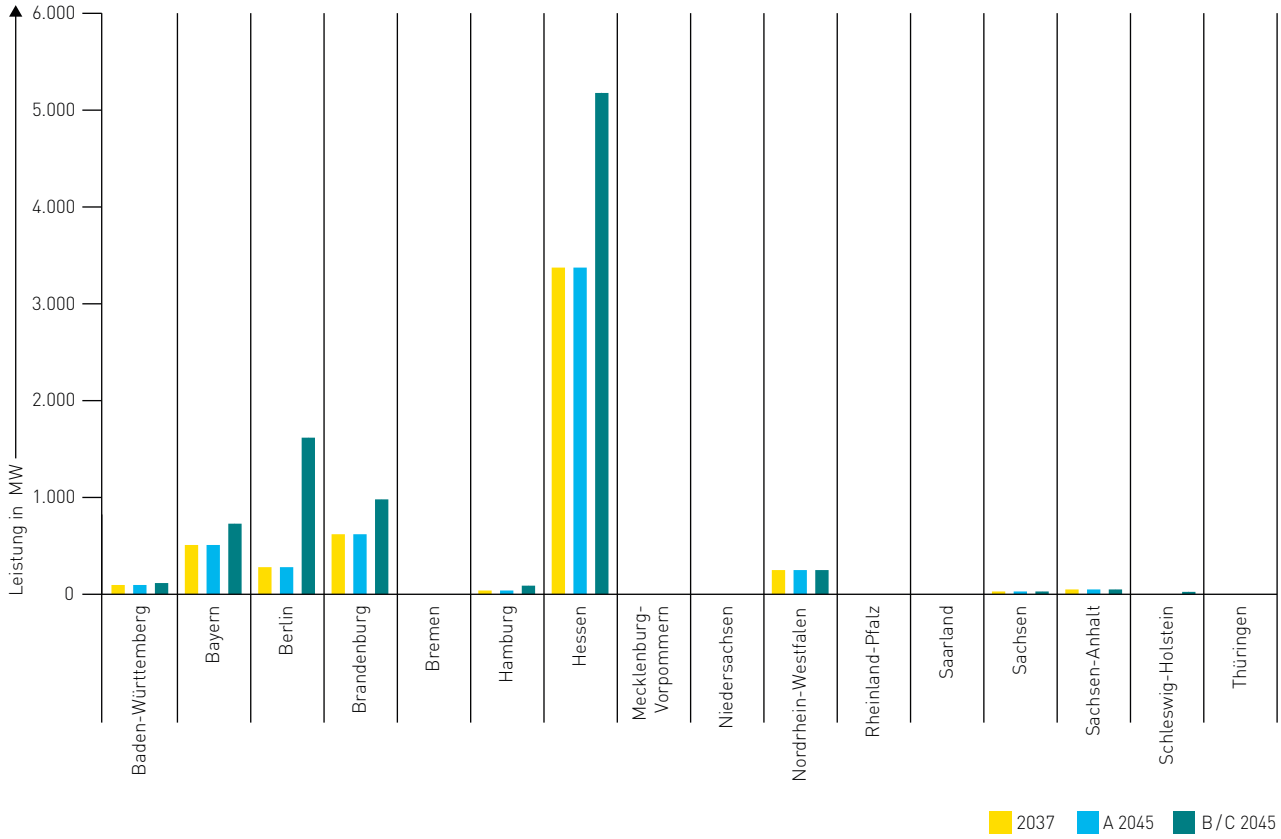
Abbildung 13: Endenergieverbrauch der Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u. übrigen Verbraucher 2018 in TWh



Quelle: AG Energiebilanzen

Der zukünftige Strombedarf im GHD-Sektor der Bestandsanwendungen ist an den Ergebnissen der Studien KNDE und LFS-TN-Strom orientiert. Damit sind Maßnahmen zur Dekarbonisierung des GHD-Sektors wie zum Beispiel Effizienzsteigerung, Austausch fossiler Heiztechnologien und Sanierung des Gebäudebestandes berücksichtigt. Die fortschreitende Digitalisierung der Gesellschaft und der damit zusammenhängende Anstieg des Stromverbrauchs im Bereich Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) spiegelt sich gegenwärtig in der hohen Anzahl von Netzanschlussanträgen für Rechenzentren bei den Netzbetreibern wider. Dieser Trend der digitalen Transformation ist im Szenariorahmenentwurf durch den zusätzlichen Stromverbrauch von Rechenzentren abgebildet. Rechenzentren werden in der Regel in der Nähe bedeutender Internetknoten angefragt und weisen hohe Anschlussleistungen und Stromverbräuche auf. Zusätzlich zum Bestand werden weitere Rechenzentren berücksichtigt, die sich aus der Großverbraucherabfrage der ÜNB ergeben haben. Einige Rechenzentren sind bereits in Bau, andere haben noch keinen verbindlichen Projektstatus. Grundsätzlich werden alle Projekte berücksichtigt, die bereits einen konkreten Netzanschlussantrag bei einem Netzbetreiber gestellt haben. Um die große Unsicherheit in diesem Bereich zu würdigen, wird im Szenario B/C 2045 angenommen, dass weitere Projekte hinzukommen. Dazu werden auch jene berücksichtigt, die aktuell bei den ÜNB oder VNB als Voranfrage vorliegen. Insgesamt übersteigt der Stromverbrauch der gemeldeten Projekte deutlich den Verbrauch, der den Rechenzentren in Studien wie KNDE und LFS zugewiesen ist. Daher geht der hier vorgeschlagene Stromverbrauch der Rechenzentren über den der oben erwähnten Studien hinaus. Abbildung 14 gibt eine Übersicht über die Projekte auf Bundeslandebene.

Abbildung 14: Anschlussleistung neuer Rechenzentren nach Bundesländern in MW



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Insgesamt wird für den Stromverbrauch des GHD-Sektors ein etwas geringerer Verbrauch in bestehenden Anwendungen, darüber hinaus aber ein höherer Stromverbrauch durch Wärmepumpen und vor allem im Bereich Rechenzentren im Vergleich zu heute unterstellt.

Tabelle 7: Stromverbrauch im GHD-Sektor

	Referenz 2018	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B / C 2045
Gewerbe, Handel, Dienstleistung [TWh]	**130,0**	**151,0**	**152,9**	**154,9**	**152,8**	**175,2**
davon neue Rechenzentren [TWh]	0	30,0	30,0	30,0	30,0	50,0
davon Gerätebestand [TWh]	129,0	116,6	116,6	116,6	116,6	116,6
davon Wärmepumpen [TWh]	1,0	4,4	6,3	8,4	6,3	8,6
Anzahl Wärmepumpen [Mio.]	**0**	**1,2**	**1,6**	**1,9**	**1,8**	**2,4**

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, Referenz auf Basis von Veröffentlichungen der statistischen Landesämter

Basierend auf dem sektorenspezifischen Stromverbrauch je Bundesland wird mittels Indikatoren – d. h. regionalen Kennzahlen mit wesentlichem Einfluss auf die nachgefragte Strommenge – der sektorenspezifische Stromverbrauch je Landkreis ermittelt. Die genutzten Indikatoren des GHD Sektors und deren Gewichtung zur Regionalisierung wurde im Rahmen einer Validierung durch die ÜNB vorgenommen und gleicht der des NEP 2035 (2021). Darüber hinaus werden neue Großverbraucher des GHD-Sektors am entsprechenden Standort berücksichtigt.

Tabelle 8: Sektorale Landkreisregionalisierung des GHD Sektors anhand gewichteter Indikatoren

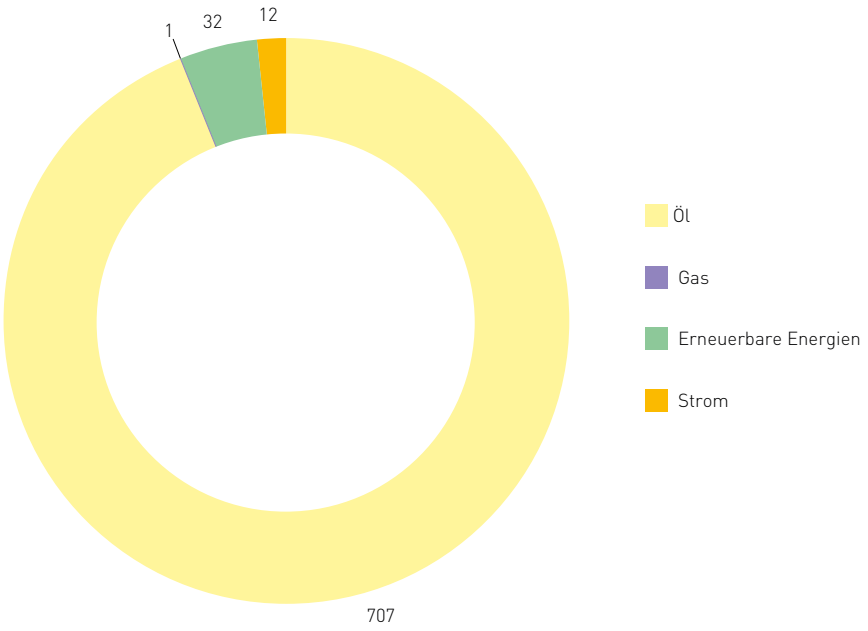
Sektor / Stromanwendung	Indikatoren	Gewichtung
Gewerbe, Handel, Dienstleistung	Erwerbstätige (Inland), Dienstleistung	20 %
	Bruttowertschöpfung, Dienstleistung	80 %

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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 weitestgehend elektrifiziert. Zur Substitution der konventionellen fossilen Kraftstoffe (Benzin, Diesel) ist entweder ein alternativer Kraftstoff (synthetisch) erforderlich oder ein Wechsel der Antriebstechnologie auf batterieelektrische Verfahren oder Brennstoffzellen notwendig.

Abbildung 15: Endenergieverbrauch des Verkehrs 2018 in TWh



Quelle: AG Energiebilanzen

Der Hauptanteil der Steigerung des Stromverbrauchs des Verkehrssektors entfällt auf die zukünftig elektrisch betriebene Pkw- bzw. Lkw-Flotte. Beispielsweise wird bereits für 2037 angenommen, dass der Großteil der Pkw-Flotte elektrisch betrieben wird. Weiterhin wird eine moderate Entwicklung des elektrischen Bedarfs im Schienennah-, -fern-, und -güterverkehr (und teilweise auch des elektrischen Busverkehrs) berücksichtigt. Dieser ist sowohl auf die Erweiterung und Verdichtung des elektrifizierten Netzes als auch auf dessen verstärkte Nutzung zurückzuführen. Der Zuwachs wird in allen Szenarien als gleich unterstellt. Die resultierenden Stromverbräuche sind in Tabelle 9 aufgeführt.

Tabelle 9: Stromverbrauch im Verkehrssektor

	Referenz 2018	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B/C 2045
Verkehr [TWh]	**13,0**	**104,9**	**118,7**	**144,5**	**135,0**	**176,2**
davon aus E-Pkw	1,0	47,9	55,4	63,0	73,1	80,6
davon aus Plug-In-Hybriden	0	8,4	8,4	8,4	6,1	5,0
davon aus leichten E-Nutzfahrzeugen	0	17,6	19,4	21,1	22,9	25,5
davon aus schweren E-Nutzfahrzeugen	0	18,0	18,0	24,0	18,0	24,0
davon aus Oberleitungs-Lkw	0	0	3,0	12,0	0	24,0
davon aus Schienenverkehr	12,0	12,0	12,5	13,0	12,0	14,0
davon aus Busverkehr	0	1,0	2,0	3,0	3,0	3,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, Referenz auf Basis von Veröffentlichungen der statistischen Landesämter

Die Anzahl an Fahrzeugen bzw. die unterstellte Entwicklung orientiert sich an den Szenarien der Studien KNDE und LFS. In Abhängigkeit des Szenarios bewegt sich der Anteil an E-Pkw (einschließlich Plug-In-Hybride) zwischen 52 und 64 % und steigt langfristig auf 90 – 95 % an. Die geringeren Anteile an batteriebetriebenen Fahrzeugen im A-Szenariopfad erklären sich durch eine etwas stärkere Nutzung der Brennstoffzellentechnologie im Vergleich zu Szenario B 2037 und C 2037. Auch für die leichten Nutzfahrzeuge wird in allen Szenarien eine überwiegende Elektrifizierung unterstellt. 2037 ist der „Altbestand" an Fahrzeugen lebensdauerbedingt noch nicht vollständig ersetzt. Die Anteile an batterieelektrisch betriebenen Fahrzeugen variieren zwischen 67 und 80 %. Langfristig werden 87 – 95 % der Flotte direktelektrisch betrieben. Für schwere Nutzfahrzeuge unterscheiden sich die Szenariopfade A bzw. B/C am deutlichsten. Während in den B und C-Szenarien überwiegend batterieelektrische bzw. Oberleitungshybrid-Lkw (OH-Lkw) zum Einsatz kommen, erfolgt im A-Szenariopfad eine Substitution durch die Brennstoffzellentechnologie und synthetische Energieträger. Der Anteil an batterieelektrischen Lkw (mit OH-Lkw) variiert zwischen 30 und 60 % im Jahr 2037 und 29 – 78 % im Jahr 2045. Der verbleibende Anteil wird fast vollständig durch Brennstoffzellenfahrzeuge bedient. Aufgrund der hohen spezifischen Verbräuche und der hohen Jahresfahrleistung im Schwerlastbereich ergibt sich hierdurch auch ein signifikanter Unterschied im Stromverbrauch. Für den Luft- und Schiffsverkehr wird zudem die Nutzung synthetischer Kraftstoffe angenommen. Es wird davon ausgegangen, dass diese aus dem Ausland importiert werden und sich daraus kein zusätzlicher inländischer Stromverbrauch ergibt. Der Strombedarf für die Erzeugung von Wasserstoff wird hier nicht dem Sektor Verkehr zugeordnet; sondern wird im Kapitel 3.4 beschrieben und bilanziert.

Tabelle 10: Anzahl elektrischer Fahrzeuge je Szenario in Millionen

Verkehr	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B/C 2045
E-Pkw [Mio.]	19,0	22,0	25,0	29,0	32,0
Plug-In-Hybride [Mio.]	4,0	4,0	4,0	3,0	2,0
Leichte E-Nutzfahrzeuge [Mio.]	2,0	2,2	2,4	2,6	2,9
Schwere E-Nutzfahrzeuge [Tausend]	150,0	150,0	200,0	150,0	200,0
Oberleitungs-Lkw [Tausend]	0	30,0	100,0	0	200,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die unterstellten Jahresfahrleistungen und spezifischen Verbräuche variieren zwischen den Szenarien nicht. Die entsprechenden Parameter finden sich in Tabelle 11. Für Plug-In-Hybride wird in allen Szenarien eine elektrische Verbrauchsquote von 50 % angenommen. Die Steigerung der elektrisch zurückgelegten Strecken im Vergleich zu heute resultiert aus der Annahme eines Rückgangs der Wirtschaftlichkeit in der Nutzung des konventionellen Antriebsstrangs.

Tabelle 11: Fahrleistungs- und Verbrauchsparameter

Verkehr	Jahresfahrleistung [km/a]	Spez. Verbräuche [kWh/100km]
E-Pkw	14.000	18
Plug-In-Hybride	14.000	30
Leichte E-Nutzfahrzeuge	22.000	40
Schwere E-Nutzfahrzeuge	100.000	120
Oberleitungs-Lkw	100.000	120

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Methodik zur Regionalisierung der Anwendungen im Bereich der Elektromobilität entspricht grundsätzlich der des NEP 2035 (2021). Es folgt eine kurze Beschreibung der Methodik. Detaillierte Informationen sind einer Begleitstudie[9] zu entnehmen, die in 2020 veröffentlicht wurde.

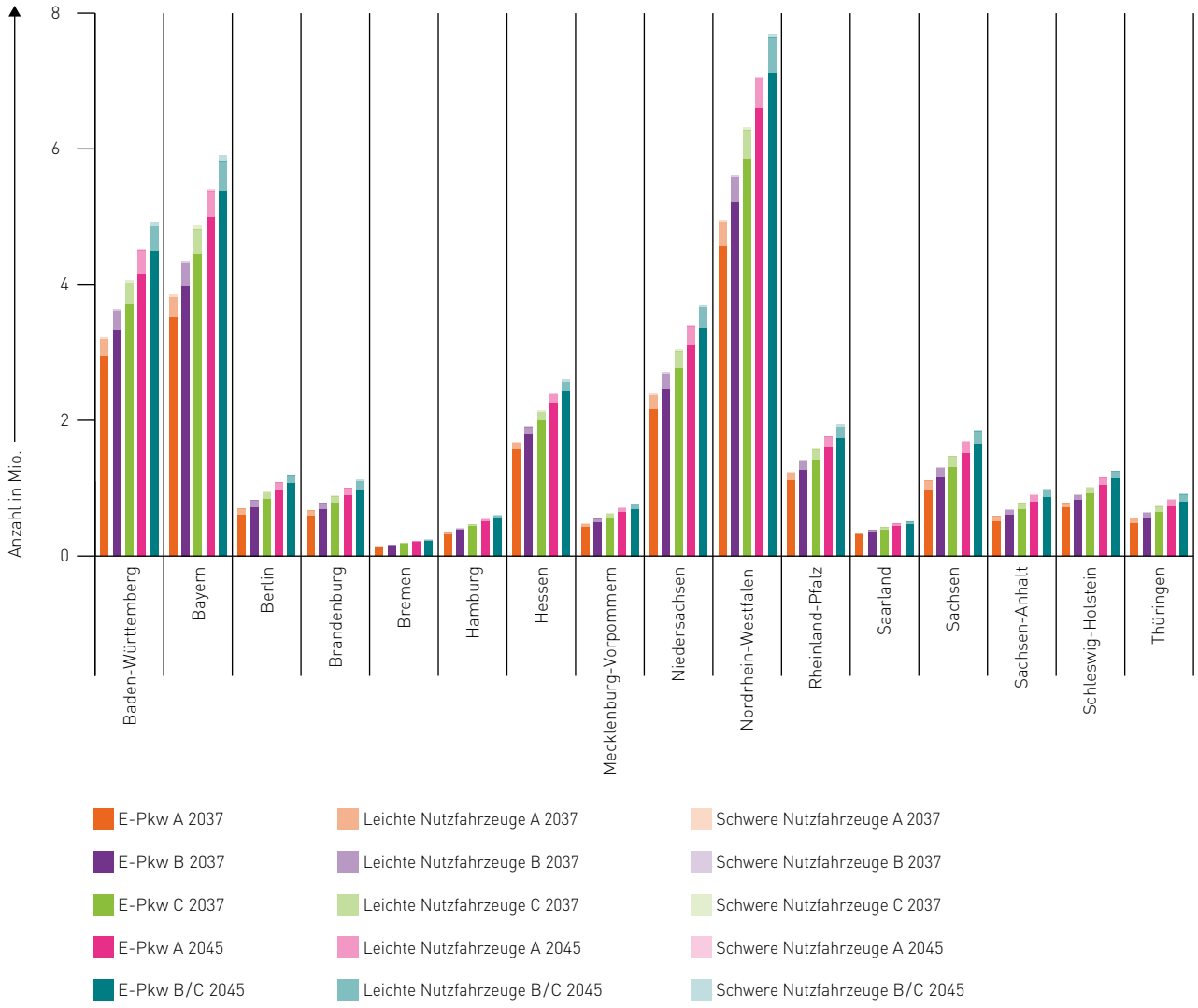
Die Methodik zur Regionalisierung der E-Pkw und Plug-In-Hybride (nachfolgend vereinfachend zusammengefasst unter E-Pkw) basiert auf folgenden Parametern: Anzahl an Garagen, durchschnittliche Pendeldistanz pro Gemeinde, PV-Leistung (Aufdachanlagen), durchschnittliche Wohnfläche und mittleres Einkommen. Das den Pendeldistanzen zugrunde liegende Modell ist das Ergebnis einer Aufbereitung von Pendelstatistiken der Regionalstatistik der statistischen Ämter des Bundes und der Länder durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) aus München. Alle weiteren Größen sind dem Zensus 2011[10] sowie der Regionaldatenbank der statistischen Landesämter entnommen. Die regionale Verteilung der E-Pkw allein reicht allerdings noch nicht zur genauen Verortung der elektrischen Last. Hierfür wird zusätzlich eine Annahme zum Ladeort benötigt. Unter Berücksichtigung des „Masterplan Ladeinfrastruktur"[11] der Bundesregierung wird davon ausgegangen, dass 70 % der durch E-Pkw entstehenden Last durch das Laden am Wohnort oder am Arbeitsplatz gedeckt wird. Die restlichen 30 % entstehen durch das Zurücklegen längerer Strecken sowie mehrtägige Fahrten und fallen hauptsächlich an Schnellladepunkten entlang der Autobahnen bzw. Bundesstraßen an. Die Regionalisierung des Schnellladens an öffentlichen Ladepunkten erfolgt über die Geokoordinaten von Tankstellen aus OpenStreetMap, wobei die tendenziell größeren Marken-Tankstellen eine höhere Gewichtung erhalten als kleinere, freie Tankstellen, da sich diese auch heute in der Zahl der Zapfsäulen unterscheiden. Das Ergebnis dieser Regionalisierung auf Bundeslandebene ist in Abbildung 16 dargestellt.

9 https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/20202027_NEP_Kurzstudie_Emob_Abschlussbericht_1.pdf

10 https://www.zensus2011.de/SharedDocs/Downloads/DE/Publikationen/Aufsaetze_Archiv/2016_12_NRW_Zensus_Vielfalt.pdf

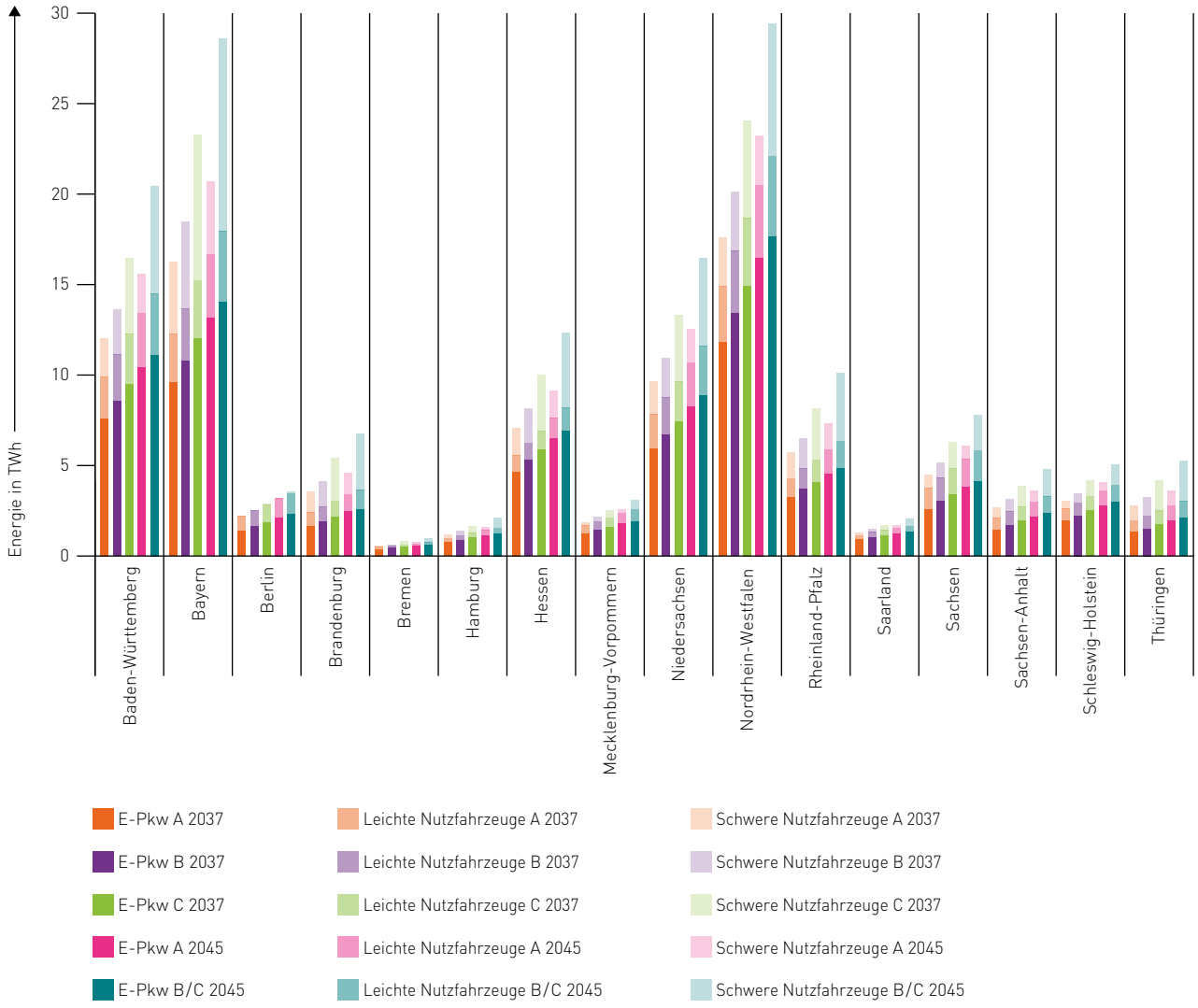
11 https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/masterplan-ladeinfrastruktur.pdf?__blob=publicationFile

Abbildung 16: Anzahl an elektrisch betriebenen Fahrzeugen nach Anwendung, Bundesland und Szenario



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 17: Stromverbrauch aus Elektromobilität nach Anwendung, Bundesland und Szenario



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Bei den E-Pkw wird hinsichtlich der Lastgangmodellierung zwischen den Varianten „Laden zu Hause oder am Arbeitsplatz“ und „Laden an Schnellladesäulen im öffentlichen Raum“ unterschieden. Einfluss auf das Ladeprofil haben der Regionstyp (urban, ländlich) sowie Zeiteffekte (Wochentag, Feiertag etc.). Für die Abbildung der Ladevorgänge am Wohnort oder am Arbeitsplatz wird auf die Verkehrserhebung „Mobilität in Deutschland 2017“[12] des infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft aus dem Jahr 2019 als Datenbasis zurückgegriffen. Neben zeitlich hoch aufgelösten Informationen zum Verkehrsverhalten enthält die Erhebung zu jedem erfassten Tagesfahrprofil neben weiteren Informationen u. a. auch den Regionsgrundtyp des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR), der die Berücksichtigung regionaler Unterschiede im Verkehrsverhalten ermöglicht. Anschließend werden diese Tagesfahrprofile zu Jahresfahrprofilen verknüpft. Unter Berücksichtigung technischer und systemischer Parameter von Fahrzeugen und verfügbarer Ladeinfrastruktur werden jährliche Ladelastgänge von E-Pkw für jeden Regionstyp generiert. Entsprechend der Zuordnung der Regionstypen zu Landkreisen und der zuvor abgeleiteten Anzahl von E-Pkw werden so die spezifischen Ladelastgänge pro Landkreis ermittelt. Zur Ermittlung der Lastgänge resultierend aus Ladevorgängen an Ladesäulen im öffentlichen Raum werden den oben beschriebenen Regionalisierungspunkten entsprechend Zählstellendaten der Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt) an nahe gelegenen Autobahnen zugeordnet. Anhand des Pkw-Fernverkehrsaufkommens werden pro Landkreis nachfolgend die Ladeprofile abgeleitet.

12 http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2017_Ergebnisbericht.pdf

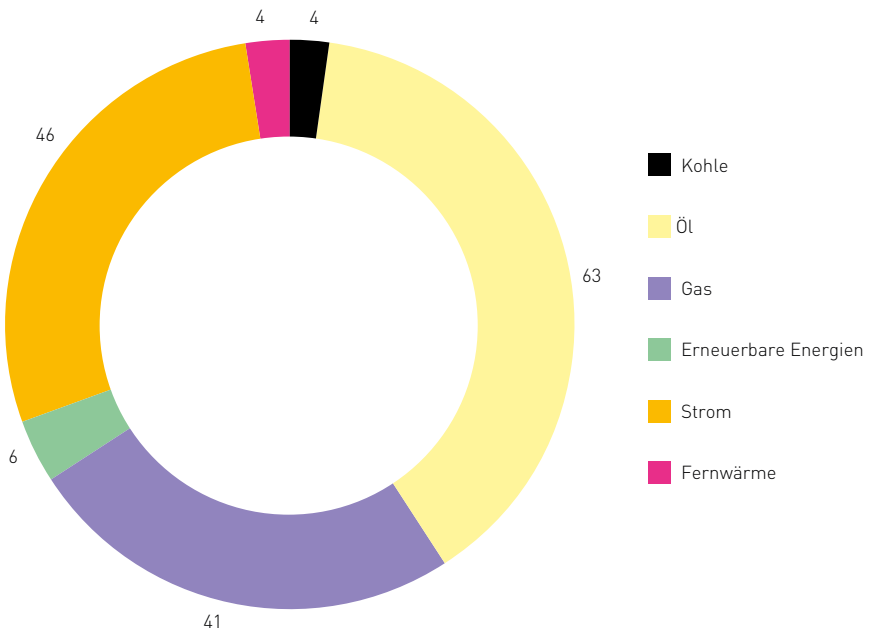
Zur Abbildung der Fahrzeugflotte an leichten Nutzfahrzeugen wird auf die Verkehrserhebung „Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010“[13] als Datenbasis zurückgegriffen. Aus den darin enthaltenen Tagesfahrprofilen werden wie im Bereich der leichten Nutzfahrzeuge zusammenhängende Jahresfahrprofile je Wirtschaftszweig erstellt. Anschließend werden daraus unter Annahme von Ladeverfügbarkeiten zusammenhängende Lastgänge synthetisiert. Im Gegensatz zum Vorgehen der E-Pkws wird in diesem Fall jedoch davon ausgegangen, dass die Ladevorgänge nur auf dem Betriebsgelände und nicht an öffentlichen (Schnell-)Ladesäulen durchgeführt werden können. Zur Ermittlung von Lastgängen für E-Lkw werden erneut Zählstellendaten der Bundesanstalt für Straßenwesen verwendet. Diese werden direkt den Landkreisen zugeordnet.

Mit zunehmender Durchdringung von Elektrofahrzeugen wird das Thema Lademanagement einen immer höheren Stellenwert einnehmen, insbesondere um eine übermäßige Belastung der Verteilnetze zu verhindern. Der Themenkomplex wird im Kapitel 3.7 vertieft.

3.3.5 Umwandlungssektor

Unter Umwandlung ist die Änderung der chemischen und/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, Steinkohlezechen und -brikettfabriken, Braunkohlegruben und -brikettfabriken, Kraftwerke, Erdöl- und Erdgasgewinnung sowie die Mineralölverarbeitung. Entsprechend der Definition des Umwandlungsbereichs würde hierunter ebenso die Produktion von Wasserstoff als Sekundärenergieträger zählen. Dieser wird aber im folgenden Unterkapitel 3.4 bilanziert, um alle Aspekte bzgl. Wasserstoff gebündelt darzustellen.

Abbildung 18: Endenergieverbrauch des Umwandlungsbereichs 2018 in TWh



Quelle: AG Energiebilanzen

13 https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/kid-2010.pdf?__blob=publicationFile

Die Dekarbonisierung der Energieversorgung, der Mobilität und anderer Sektoren führen zu einer ausgeprägten Transformation des Umwandlungsbereichs. Dies führt im Umwandlungsbereich zur Änderung der Höhe und Zusammensetzung des Stromverbrauchs gegenüber heute. Die Mineralölverarbeitung zur Herstellung von Benzin, Diesel und Heizöl wird aufgrund des Austauschs fossiler Heiztechnologien und fossiler Antriebstechnologien deutlich reduziert. Die Braun- und Steinkohlegewinnung wird wie gesetzlich verankert beendet. Der Ausstieg aus der fossilen Stromerzeugung und die Reduktion der Einsatzhäufigkeit der Kraftwerke führt gegenüber heute zu einer deutlichen Reduktion der Umwandlungsverluste im Kraftwerksbereich.

Tabelle 12: Stromverbrauch im Umwandlungsbereich

	Referenz 2018	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B/C 2045
Umwandlungsbereich [TWh]	**46,0**	**2,0**	**2,0**	**2,0**	**1,0**	**1,0**
davon Gewinnung / Verarbeitung von Kohle, Öl, Gas [TWh]	13,0	0	0	0	0	0
davon Kraftwerkseigenverbrauch [TWh]	33,0	2,0	2,0	2,0	1,0	1,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, Referenz auf Basis von Veröffentlichungen der statistischen Landesämter

3.4 Wasserstoff und Elektrolyseure

Die Herstellung und Nutzung von Wasserstoff wird im zukünftigen Energiesystem eine wichtige Rolle einnehmen. Wasserstoff wie auch synthetische Folgeprodukte bspw. Kraftstoffe oder Ammoniak, die in der Betrachtung miteinbezogen sind, ermöglichen die Dekarbonisierung von Anwendungen, die sich nur schwer elektrifizieren lassen. Die stoffliche Nutzung von Wasserstoff in der Chemie- und Stahlindustrie zeigt sich als attraktive Dekarbonsierungsoption. Darüber hinaus ermöglicht der energetische Einsatz von Wasserstoff, den Wärmebedarf unterschiedlicher Temperaturniveaus zu decken. Dies ist vor allem in der Industrie, aber auch im Haushalts- und GHD-Sektor der Fall. Im Verkehrssektor ist die energetische Nutzung von Wasserstoff vor allem im Schwerlastbereich eine Option. Für den Flug- und Schiffsverkehr ist der Einsatz von synthetischen Kraftstoffen auf der Basis von Wasserstoff denkbar. Wasserstoff kann ebenso zur Stromerzeugung in Kraftwerken eingesetzt werden und damit den dortigen Einsatz von fossilem Erdgas ersetzen. Die energetische und stoffliche Nutzung von Wasserstoff birgt folglich ein sehr großes Potenzial zur Reduktion von Emissionen. Eine Voraussetzung dafür ist jedoch, dass die Herstellung des genutzten Wasserstoffs mit sehr geringen oder keinen Emissionen verbunden ist.

Für viele Industrieunternehmen ist die Nutzung von Wasserstoff unerlässlich für ihr Fortbestehen in einem klimaneutralen System. Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, den für Industrieprozesse benötigten Wasserstoff vor Ort (Onsite) mittels Elektrolyse herzustellen. Alternativ kann der benötigte Wasserstoff auch über ein Wasserstoff-Transportnetz bezogen werden, sofern dieses verfügbar ist. Bislang existiert innerhalb Deutschlands als auch im EU-Ausland keine flächendeckende Infrastruktur für den Transport von Wasserstoff. Daher ist zu erwarten, dass Industrieunternehmen, die kurzfristig einem hohen Investitionsdruck unterlegen sind und zusätzlich Fördermittel erhalten können, Onsite-Elektrolyseanlagen errichten werden. Erst mit dem Ausbau eines Wasserstoffnetzes besteht die Option, den Wasserstoff auch fernab von Standorten mit einem Wasserstoffbedarf (Offsite) herzustellen. Auch für den Import von Wasserstoff ist das Vorhandensein einer entsprechenden Infrastruktur notwendig.

Die Ausgestaltung der Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland und Europa ist derzeit mit einer hohen Unsicherheit verbunden, die sich in den Szenarien widerspiegeln soll. Die ÜNB gehen in den Szenarien davon aus, dass in 2037 zwar ein Wasserstoff-Transportnetz vorhanden ist, dieses aber noch nicht flächendeckend zur Verfügung steht und demnach viele Industriestandorte mit einem Wasserstoff-Bedarf noch nicht vollumfänglich angeschlossen sind. Es wird angenommen, dass in Szenario A im Vergleich eine umfangreichere Wasserstoffinfrastruktur zur Verfügung steht und vor allem höhere Wasserstoffimporte realisiert werden können. Importe von Wasserstoff werden grundsätzlich in allen Szenarien – vor allem langfristig – als notwendig erachtet, da die inländischen Erzeugungspotenziale von Wasserstoff infolge begrenzter Flächenpotenziale der erneuerbaren Energien eingeschränkt sind. Für 2045 wird davon ausgegangen, dass sämtliche Industriestandorte mit einem Wasserstoffbedarf in Deutschland an ein zukünftiges Wasserstoff-Transportnetz angeschlossen sein werden (siehe dazu auch die kürzlich veröffentlichten Wasserstoffnetzplanungen[14] der FNB Gas). Auch in diesem Betrachtungsjahr kennzeichnet sich das Szenario A durch eine überdurchschnittliche Importquote von über 80 %, während diese Quote in Szenario B/C bei rund 65 % für 2045 liegt.

Die in den Szenarien unterstellten Wasserstoffbedarfe, inländisch produzierten Wasserstoffmengen sowie Wasserstoffimporte liegen innerhalb der Bandbreite der Studien KNDE und LFS. Für 2037 wird ein Wasserstoffbedarf über alle Sektoren in Höhe von 115 bis 215 TWh, in 2045 zwischen rund 240 und 450 TWh unterstellt.

Im Allgemeinen wird in diesem Szenariorahmenentwurf für den NEP 2037 (2023) zwischen zwei Optionen der zukünftigen Allokation von Elektrolyseuren unterschieden. Die Unterscheidung bedingt auch ein anderes Einsatzverhalten.

- **Onsite-Elektrolyse:** Hierbei handelt es sich um Vor-Ort Elektrolyseure, die am jeweiligen Standort eines Industrieunternehmens zur Deckung des Wasserstoffbedarfs errichtet werden. Die Investition liegt also in den Händen des jeweiligen Industrieunternehmens, welches den Wasserstoff produziert und (direkt) verbraucht. Die Betriebsweise der Elektrolyseure ist daher (zunächst) auf die Deckung des lokalen Bedarfs an Wasserstoff ausgelegt, weshalb angenommen wird, dass die Anlagen relativ hohe Volllaststunden aufweisen. Ihre Produktion wird sich weniger an den Preisschwankungen am Strommarkt orientieren. Grundsätzlich ist es bei den meisten dieser Standorte jedoch wahrscheinlich, dass sie mittel- bis langfristig an ein Wasserstofftransportnetz angeschlossen werden. Im Zuge dieser Entwicklung ist zu erwarten, dass sich der Einsatz der Elektrolyseure flexibilisiert und stärker an den Strommarktpreisen ausrichtet. Im Szenariorahmenentwurf wird pauschal angenommen, dass Onsite-Anlagen in 2037 noch keine flexible Fahrweise aufweisen und ihren Einsatz noch an der lokalen Wasserstoffbedarfsdeckung ausrichten. Dennoch findet der Einsatz schwerpunktmäßig in Stunden mit hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien bzw. niedriger Residuallast statt. Die Anlagen sind mit Volllaststunden von 4.500 h/a vergleichsweise hoch ausgelastet. Es wird angenommen, dass alle Onsite-Anlagen in 2045 einen vollständig marktorientierten Einsatz aufweisen und die entsprechenden Industriebetriebe alternativ Wasserstoff aus einem Wasserstoffnetz beziehen können. Es wird geschätzt, dass die Volllaststunden auf rund 3.000 h/a im Jahr 2045 absinken.
- **Offsite-Elektrolyse:** Bei diesen Anlagen liegt die Annahme zugrunde, dass sie nicht zur Deckung eines lokalen Wasserstoffbedarfs errichtet werden. Stattdessen speisen sie den produzierten Wasserstoff direkt in eine Wasserstoff-Transportstruktur ein, in der der Wasserstoff gespeichert und an die Standorte mit einem entsprechenden Bedarf transportiert wird. Dies können Industriestandorte, aber zum Beispiel auch Kraftwerke sein. Darüber hinaus ist die Zwischenspeicherung in Kavernen oder im Rohrleitungsnetz möglich. Grundsätzlich wird angenommen, dass sich Offsite-Elektrolyseure an den Strommarktpreisen ausrichten werden und ihr Einsatz demnach vollständig flexibel ist. Eine erste Orientierung für einen Einsatzpreis können kurz- und mittelfristig die Opportunitätskosten der konventionellen Gasnutzung geben. Es ist allerdings zu beachten, dass Wasserstoff in der stofflichen Nutzung und in der Mobilität auch andere Produkte und Kraftstoffe ersetzt. Wirtschaftlich sinnvoll können Elektrolyseure erst sein, wenn eine ausreichende Anzahl an Perioden mit geringen Strompreisen bzw. eine hohe Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gegeben ist und ein entsprechend hoher CO_2-Preis für die Substitution von Erdgas oder anderer Kraftstoffe und Produkte gegeben ist. Es wird davon ausgegangen, dass dies bereits vor dem Betrachtungsjahr 2037 der Fall ist. Die Volllaststunden werden 2037 auf 2.000 h/a und im Jahr 2045 bei noch höheren Anteilen erneuerbarer Energien auf 3.000 h/a geschätzt.

14 Wasserstoffnetz 2050: für ein klimaneutrales Deutschland – FNB GAS (https://fnb-gas.de)

Regionalisierung

Zur Bestimmung der zukünftigen Standorte der inländischen Wasserstofferzeugung wird in einem ersten Schritt auf die Großverbraucherabfrage zurückgegriffen. Diese beinhaltet Angaben zu verschiedenen Elektrolyseprojekten, insbesondere solchen, die sich an Industriestandorten befinden und vor Ort einen Wasserstoffbedarf bedienen sollen (Onsite). Zu einem kleineren Anteil sind in der Abfrage auch geplante Offsite-Elektrolyseure enthalten. Berücksichtigt werden Projekte, die mindestens erste konkrete Umsetzungsplanungen vorweisen und Angaben zur elektrischen Anschlussleistung, zu einem konkreten Standort und einem Jahr der geplanten Inbetriebnahme machen konnten. Dies gilt für alle Szenarien entsprechend dem angegebenen Inbetriebnahmejahr. Viele der Projekte befinden sich bereits in einer detaillierteren Planung und werden durch Fördermöglichkeiten als „Important Projects of Common European Interest" (IPCEI) unterstützt.

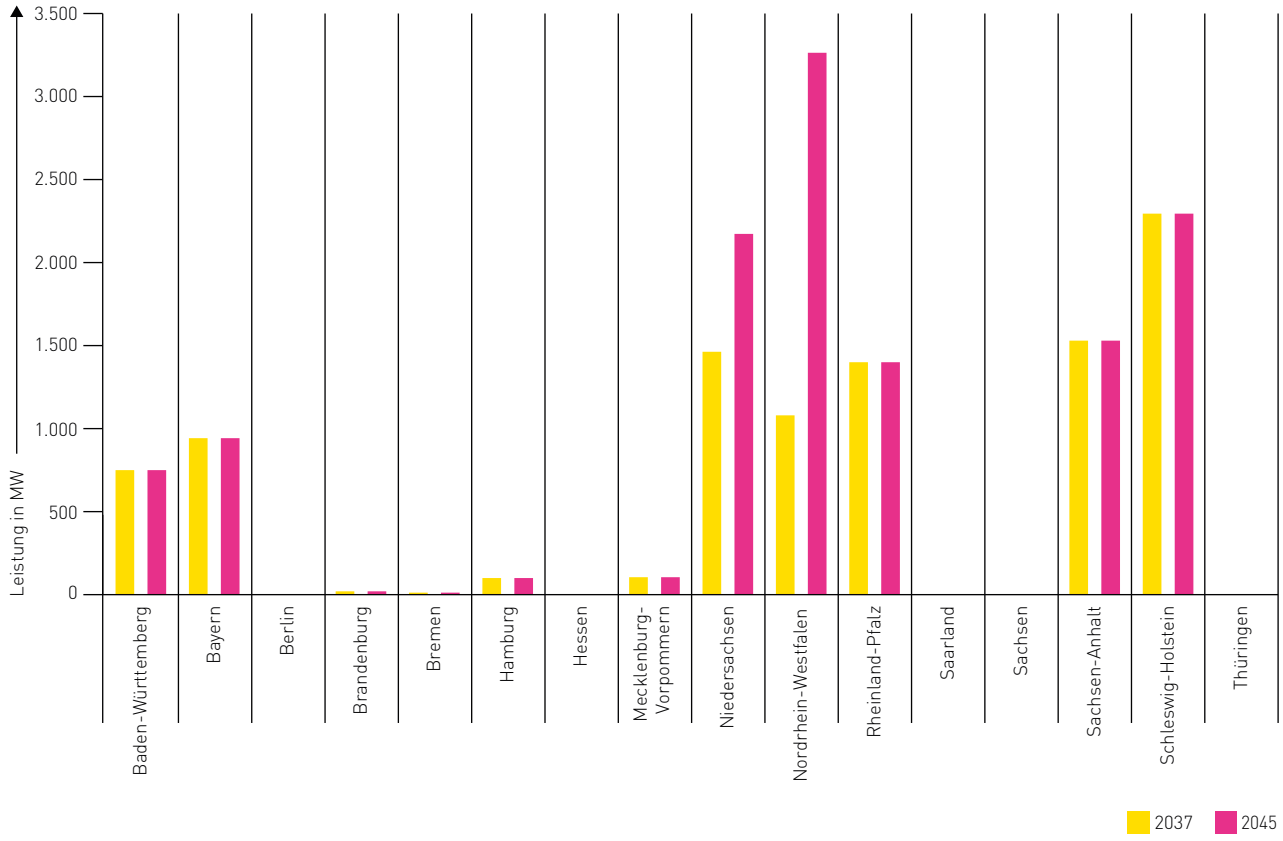
Über die genannten Projekte hinaus sind zur Bedarfsdeckung weitere inländische Elektrolyseure anzunehmen. Für die Verortung dieser Elektrolyseure gibt es keine konkreten Anhaltspunkte. Es bestehen große Unsicherheiten, auch weil aus dem bestehenden Rechtsrahmen heraus keinerlei Einschränkungen bei der Standortwahl resultieren. In den einschlägigen Studien (siehe Kapitel 2) wird zumeist eine erzeugungsnahe Verortung, vorzugsweise in den norddeutschen (Küsten-)Regionen, als sinnvoll und systemdienlich erachtet. Hintergrund ist, dass über eine solche Verortung möglicherweise Engpässe im Stromnetz und Redispatchbedarf reduziert werden können. Auch die BNetzA hatte in der Genehmigung des Szenariorahmens für den vergangenen NEP 2035 (2021) eine schwerpunktmäßige Verortung der Anlagen im nördlichen Teil Deutschlands festgelegt. Es wird vorgeschlagen, für den NEP 2037 (2023) ebenfalls entsprechende Allokationssignale (bspw. aufgrund eines politisch-regulatorischen Rahmens) zu unterstellen und eine Regionalisierung der verbliebenen Leistung von Elektrolyseuren vorzunehmen, die sich an Standorten mit besonders hohen regionalen Überschüssen aus EE-Stromerzeugung bzw. an geeigneten Standorten zur Vermeidung von Netzengpässen und Redispatchbedarf orientiert. Die Wahl der Standorte ist somit abhängig von den unterstellten Szenarien sowie vom Netzausbauzustand, ebenso von der HGÜ-Konfiguration und den Offshore-Netzverknüpfungspunkten. Die ÜNB befinden sich dazu außerdem in fortlaufender Abstimmung mit den Fernleitungsnetzbetreibern Gas (FNB), da neben der Strom auch die zukünftige Wasserstoffinfrastruktur eine wichtige Rolle bei der Verortung solcher Anlagen spielt. Es ist zu evaluieren, welche aus Sicht des Stromnetzes sinnvollen Standorte auch auf der Seite der Gas-Infrastruktur erschließbar sind bzw. mit welchem Aufwand diese Standorte erschlossen werden können. Insgesamt ist im NEP 2037 (2023) ein großer Anteil der Power-to-Gas-Anlagen über diesen Ansatz zu regionalisieren (siehe Tabelle 13). Aufgrund dessen besteht an dieser Stelle das Risiko, dass der Netzausbaubedarf unterschätzt wird, falls die tatsächliche Verortung der Elektrolyseure später stark von der getroffenen Annahme abweicht.

Tabelle 13: Annahmen zur Entwicklung von Elektrolyseuren

		Referenz 2018	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B/C 2045
Leistung [GW]	Onsite-Elektrolyseure	<0,1	9,7	9,7	9,7	12,6	12,6
	Offsite-Elektrolyseure		6,3	8,3	10,3	23,4	27,4
	Gesamt	**<0,1**	**16,0**	**18,0**	**20,0**	**36,0**	**40,0**
Stromverbrauch [TWh]	Onsite-Elektrolyseure	0,4	43,6	43,6	43,6	37,8	37,8
	Offsite-Elektrolyseure		12,6	16,6	20,6	70,2	82,2
	Gesamt	**0,4**	**56,2**	**60,2**	**64,2**	**108,0**	**120,0**

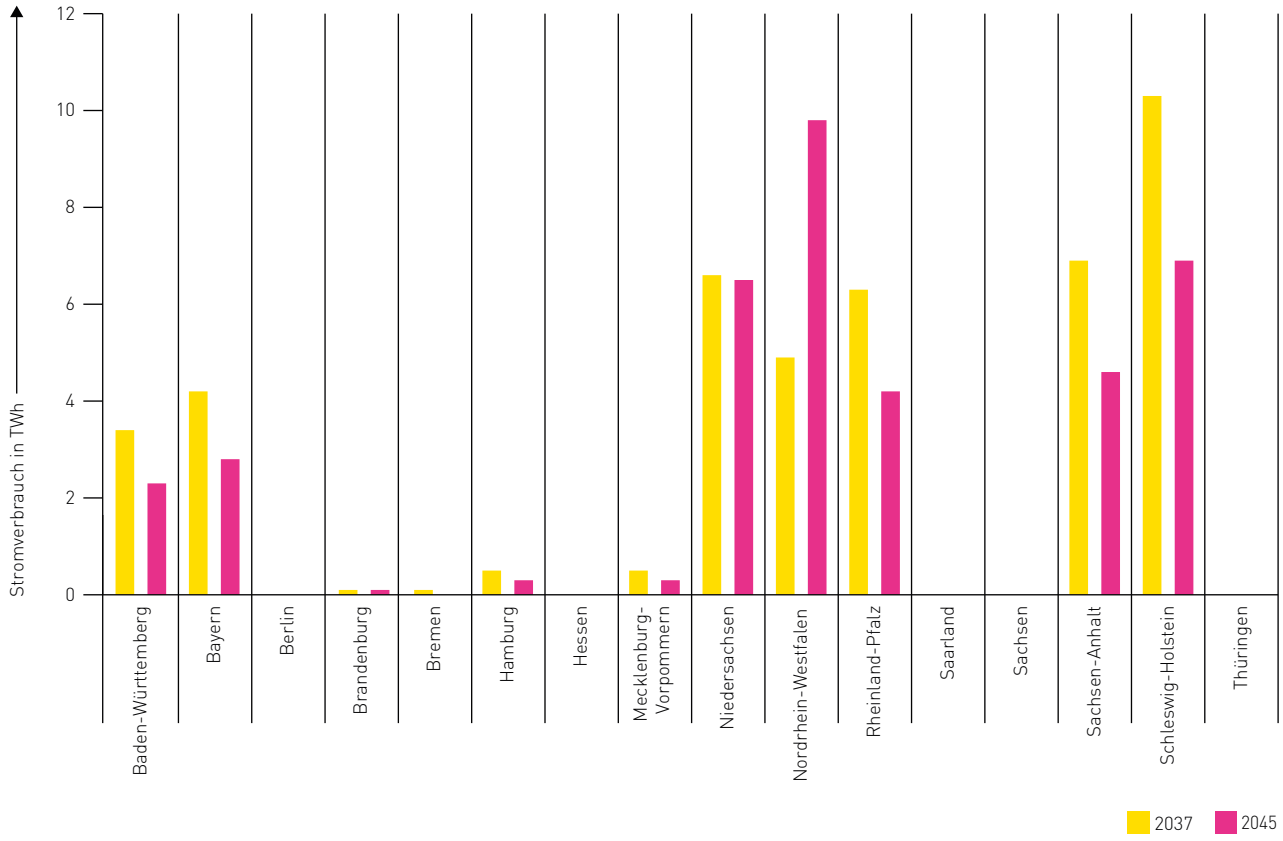
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 19: Leistung Onsite-Elektrolyseure in MW



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 20: Stromverbrauch Onsite-Elektrolyseure in TWh



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.5 Fernwärme

Auch in der öffentlichen Fernwärmeversorgung und bei der Wärmeerzeugung für industrielle Prozesse wird von einer zunehmenden Elektrifizierung ausgegangen. Es wird dabei angenommen, dass neben den elektrischen Wärmeerzeugern jeweils mindestens ein alternativer Wärmeerzeuger im Wärmenetz verfügbar ist (z. B. eine mit Wasserstoff betriebene KWK-Anlage oder Heizwerk), sodass sich der Einsatz der elektrischen Wärmeerzeuger unmittelbar am Strommarkt orientieren kann. In den folgenden Erläuterungen wird zwischen Großwärmepumpen und Elektroheizern unterschieden.

Bereits heute sind in Deutschland knapp 1 GW Elektroheizer in Betrieb. Es wird angenommen, dass Elektroheizer insbesondere zur Flexibilisierung von Industrie-KWK-Anlagen installiert werden. Hier sind aufgrund des hohen Temperaturniveaus Elektroheizer dem Einsatz von Wärmepumpen vorzuziehen. Die Gesamtleistung der Elektroheizer wird anhand der Studie KNDE in den Szenarien B 2037, C 2037 und B/C 2045 bemessen. Im Szenario A 2037 und A 2045 wird von einer niedrigeren installierten Leistung ausgegangen, da hier angenommen wird, dass teilweise eine Substitution durch Wasserstoff-Heizanlagen stattfindet.

Großwärmepumpen zeichnen sich im Niedertemperaturbereich gegenüber Elektroheizern durch eine deutlich höhere Effizienz aus. Aus diesem Grund wird davon ausgegangen, dass im Bereich der öffentlichen Fernwärmeversorgung vorrangig Großwärmepumpen installiert werden. Gegenüber Haushaltswärmepumpen wird die Jahresarbeitszahl mit 2,8 aufgrund des höheren Temperaturniveaus in Fernwärmenetzen deutlich geringer angesetzt. Diese Annahme und die Höhe der installierten Leistung sind an die Studie KNDE angelehnt. Die Annahmen zu Regionalisierung und Fahrweise von Großwärmepumpen an KWK-Anlagen der öffentlichen Fernwärmeversorgung erfolgt auf Basis des Klimaschutzszenarios „Zentral" der Kurzstudie „Entwicklung der Wärmenetze und deren Wärmeerzeuger in Deutschland", die in Kooperation mit der FfE durchgeführt wurde, und deren Szenario an die Studie KNDE angelehnt ist. Die installierte Leistung von Großwärmepumpen beträgt danach 5,4 GW in den Szenarien B 2037 und C 2037 und 6,3 GW im Szenario B/C 2045. Analog zu den Elektroheizern wird im Szenariopfad A von einer niedrigeren installierten Leistung ausgegangen, da eine Substitution mit Wasserstoff-Heizanlagen stattfindet. Eine Übersicht ist in Tabelle 14 dargestellt.

Tabelle 14: Annahme zur Entwicklung und Stromnachfrage von Großwärmepumpen und Elektroheizern

		Referenz 2018	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B/C 2045
Leistung [GW]	Großwärmepumpen	0,8	2,7	5,4	5,4	3,1	6,3
	Elektroheizer		5,0	10,0	10,0	6,9	13,8
	Gesamt	**0,8**	**7,7**	**15,4**	**15,4**	**10,0**	**20,1**
Stromverbrauch [TWh]	Großwärmepumpen	<1	6,4	12,9	12,9	7,5	15,0
	Elektroheizer		4,0	8,0	8,0	5,5	11,0
	Gesamt	**<1**	**10,4**	**20,9**	**20,9**	**13,0**	**26,0**

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Der Einsatz von Elektroheizern und Großwärmepumpen richtet sich neben der Wärmenachfrage insbesondere nach dem Strompreis. Sie kommen also dann zum Einsatz, wenn einerseits im jeweiligen Fernwärme- oder Industrienetz ein entsprechender Wärmebedarf besteht und andererseits die Strompreise gering sind. Während bei höheren Strompreisen KWK-Anlagen zur Wärmebereitstellung genutzt werden, kommen die elektrischen Wärmeerzeuger vor allem bei niedrigen Strompreisen zum Einsatz. Aufgrund der höheren Effizienz von Großwärmepumpen kann ihr Betrieb im Vergleich zu Elektroheizern dabei bereits bei höheren Strompreisen wirtschaftlich sein. Zur Abschätzung des Stromverbrauchs wird auf Basis der voraussichtlichen Strompreisverteilung in den Jahren 2037 und 2045 für Großwärmepumpen von 2.400 Volllaststunden und für Elektroheizer von 800 Volllaststunden ausgegangen.

3.6 Direct Air Capture

Da in einigen Sektoren wie der Landwirtschaft in absehbarer Zukunft weiterhin unvermeidbare Emissionen anfallen werden, müssen diese an anderer Stelle durch „negative" Emissionen ausgeglichen werden, um das Ziel der Klimaneutralität zu erreichen. Ein gangbarer Weg hierbei ist Bioenergie mit CO_2-Abscheidung und –Speicherung (BECCS), wobei im Szenariorahmen davon ausgegangen wird, dass dieses Verfahren vorzugsweise im Industriesektor zum Zuge kommt und keinen direkten Einfluss auf den Stromverbrauch hat. Ein weiterer Weg, um Emissionen der Atmosphäre zu entnehmen, ist die Methode „Direct Air Capture" (DAC), also die direkte Abscheidung von CO_2 aus der Umgebungsluft mit der anschließenden Speicherung oder Wiederverwendung des CO_2. Hier folgt der Szenariorahmen den Annahmen der Studie KNDE. Es wird angenommen, dass 20 Mt CO_2 in den Szenarien A 2045 und B/C 2045 direkt der Atmosphäre entnommen werden, was einem Stromverbrauch von ca. 21 TWh entspricht, um den elektrischen und thermischen Energiebedarf (mittels Hochtemperaturwärmepumpen) der Anlagen zu decken. Es wird davon ausgegangen, dass die Anlagen weitestgehend kontinuierlich im Einsatz sind und nur in Spitzenlastzeiten abgeschaltet werden (Volllaststunden: 7.000 h/a). Hinsichtlich der Regionalisierung der Anlagen ist es auf der einen Seite naheliegend, dass sie sich aufgrund des hohen regionalen Stromangebots und der Nähe zu potenziellen CO_2-Speicherstätten in Küstennähe befinden. Auf der anderen Seite ist langfristig auch der Bedarf an Kohlenstoff für bestimmte industrielle Prozesse zu beachten. Zur Deckung des Bedarfs kann neben Biomasse zum Beispiel das mittels DAC abgeschiedene CO_2 in Frage kommen. Es ist also ebenso eine Möglichkeit, dass DAC-Anlagen bedarfsorientiert an den jeweiligen Industriestandorten verortet sind. Weitere Überlegungen sind langfristig der Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur zum Transport von CO_2 oder die mögliche Verlagerung von Industrieprozessen auf Basis von Kohlenstoff in Küstennähe. Es wird daher vorgeschlagen, die DAC-Anlagen nach beiden Kriterien zu verorten. Gerne können Hinweise hierzu im Rahmen der Konsultation eingebracht werden.

Tabelle 15: Kennzahlen der Direct Air Capture Anlagen

	Referenz 2018	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B/C 2045
Stromverbrauch [TWh]	0	0	0	0	21,0	21,0
Installierte Leistung [GW]	0	0	0	0	3,0	3,0
Entnommene Emissionen [Mt CO_2]	0	0	0	0	20,0	20,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.7 Flexibilitätsdimensionierung

Mit dem zunehmenden Anteil an fluktuierender Erzeugung aus erneuerbaren Energien im Stromsystem erhöht sich der Bedarf an Flexibilität für eine optimale Integration derselben. Flexibilität kann durch regelbare Erzeuger, Verbraucher und Speicher zur Verfügung gestellt werden. Innerhalb dieses Abschnitts sollen insbesondere Flexibilitätsoptionen und deren Einsatz im Bereich der Verbraucher thematisiert werden. Dazu zählen auch PV-Batteriespeicher auf Haushaltsebene sowie Großbatteriespeicher, deren Einsatzverhalten in Kapitel 5.4.2 dargestellt ist. Das (flexible) Einsatzverhalten von Elektrolyseuren sowie Großwärmepumpen und Elektroheizern wurde bereits in Kapitel 3.4 und 3.5 beschrieben.

3.7.1 Haushaltsnahe Flexibilitäten

Vor allem die Höhe von Lastspitzen ist relevant für die Dimensionierung der Niederspannungsnetze. Sofern diese Spitzen verringert werden können, sinken die notwendigen Ausbaumaßnahmen bzw. die zugehörigen Kosten. Im NEP 2035 (2021) wurden daher erstmalig haushaltsnahe Verbraucher (private E-Pkw und Haushaltswärmepumpen) und deren Flexibilität im Stromverbrauch genutzt, um die Spitzen des gesamten Stromverbrauchs (neue und konventionelle Stromverbraucher) zu glätten. Der Grad an „Netzorientierung" im Hinblick auf die Betriebsweise der Anwendungen wurde über die Szenarien variiert. Ein hoher Grad an Netzorientierung führte zu einer stärkeren Verschiebung der Lastspitzen von Hochlastphasen (insbesondere abends) hin zu weniger lastintensiven Zeitpunkten, da flexible Anwendungen den Stromverbrauch ensprechend netzorientiert steuern. Diese Vorgehensweise hatte das Ziel, möglicherweise notwendigen Netzausbau in unterlagerten Netzen zu begrenzen. Anders als beim marktorientierten Einsatz liegt der Fokus nicht auf einer möglichst umfassenden Nutzung des Energieangebots der erneuerbaren Energien. So wurden flexible Lastelemente nicht verstärkt in Situationen verschoben, in denen ein möglichst großes Angebot erneuerbarer Erzeugung vorhanden war. Anders als bei einem rein marktorientierten Einsatz – bei dem der flexible Verbrauch in ausgeprägten Starklastphasen erfolgen kann – erfolgt daher bei der netzorientierten Betriebsweise eine nicht optimale Integration von Erneuerbaren. Ebenfalls wurden im NEP 2035 (2021) die Heimbatteriespeicher im Rahmen der Eigenbedarfsoptimierung genutzt, um Einspeisung aus Aufdach-PV von Phasen mit Erzeugungsüberschuss (tagsüber) in Phasen mit Lastüberschuss (abends) zu verschieben.

Im Gegensatz hierzu sollen zukünftig die Flexibilität der beschriebenen Anwendungen (E-Pkw, Haushaltswärmepumpen und zugehörige Wärmespeicher sowie Heimbatteriespeicher) kombiniert genutzt werden. In den Szenarien A 2037, A 2045 und B 2037 soll die Betriebsweise erneut netzorientiert erfolgen. Hierbei soll allerdings nicht mehr lediglich die resultierende Haushaltslast (einschließlich der beschriebenen Anwendungen), sondern die Residuallast – konkret die Haushaltslast abzüglich der PV-Einspeisung aus Aufdachanlagen – geglättet werden. In den Szenarien C 2037 und B/C 2045 erfolgt der Einsatz hingegen marktorientiert, sodass eine Abhängigkeit zum Strombörsenpreis abgebildet wird. Dies kann im Vergleich zur netzorientierten Betriebsweise zu einer besseren EE-Integration führen, indem durch niedrige Strompreise beispielsweise Anreize entstehen, zu Zeiten eines sehr hohen Angebots an erneuerbaren Energien besonders viel Strom zu verbrauchen. Ein marktorientierter Einsatz kann dadurch im Gegensatz zum netzorientierten Ansatz jedoch zu einer höheren Belastung der Stromnetze führen.

3.7.2 Flexibilitäten in Industrie und Gewerbe-, Handels-, Dienstleistungssektor

Die Flexibilisierung der industriellen Stromnachfrage sowie der Nachfrage aus dem Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung erfolgt in den Szenarien über sogenanntes Lastmanagement (auch Demand Side Management, DSM). Dies beschreibt die Veränderung des Nachfrageverhaltens von Stromkunden bzw. die Anpassung des Einsatzes der entsprechenden Stromanwendungen. Angestoßen wird Lastmanagement u. a. durch zeitlich variable Tarife oder Anreizzahlungen, sodass der Stromkunde seine Bezugskosten reduzieren kann. Zudem kann Lastmanagement beim übergeordneten Einsatz im Stromversorgungssystem zur Vermeidung von Lastspitzen und zur Integration erneuerbarer Energien beitragen.

Es werden üblicherweise drei Arten von Lastmanagement unterschieden: Lastabschaltung, Lastverlagerung und Eigenerzeugung:

- 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 Energiekosten-Einsparungen durch die Abschaltung höher ausfallen als die Opportunitätskosten, die durch den Verzicht auf die Bereitstellung der entsprechenden Energiedienstleistung auftreten.
- Lastverlagerung bzw. Lastverschiebung beschreibt die Verschiebung der elektrischen Last von Zeitpunkten hoher Strompreise in solche mit niedrigeren Strompreisen. Die Preisdifferenz zwischen den zwei Stunden muss hierbei die mit der Lastverlagerung einhergehenden Kosten (z. B. 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 eine Studie in Zusammenarbeit mit der FfE und Guidehouse durchgeführt. Im Rahmen des Gutachtens werden sowohl bestehende als auch mittel- bis langfristige Lastmanagementpotenziale in Deutschland beschrieben, quantifiziert und verortet. Hierbei wird zwischen Industrieprozessen, industriellen Querschnittstechnologien (QST) und GHD-Prozessen unterschieden.

Die Entwicklung der Lastmanagementpotenziale folgt den Rahmenbedingungen der im Szenariorahmenentwurf angenommenen Szenarien. Ausgehend vom B-Szenariopfad wird im Bereich der industriellen Prozesse anhand von Produktionsmengenentwicklungen die Entwicklung der entsprechenden Lastmanagementpotenziale bis 2045 bestimmt. Für das A- bzw. C-Szenario werden die Produktionsmengen des Referenzszenarios technologiespezifisch auf eine geringere bzw. höhere Direktstromnutzung angepasst. Die installierten Leistungen des Referenzjahres werden entweder recherchiert oder mittels Volllaststunden berechnet und anhand der Produktionsmengenentwicklungen fortgeschrieben.

Im Gegensatz zu den Industrieprozessen liegt bei den industriellen Querschnittstechnologien keine Abhängigkeit zu den Produktionsmengenentwicklungen vor. Vielmehr wird – zunächst szenarienunabhängig – eine durchschnittliche Effizienzsteigerung von 0,8 % pro Jahr sowie ein mittleres jährliches Wirtschaftswachstum von 1,3 % unterstellt. Eine Ausnahme bildet an dieser Stelle der Bereich „Raumwärme und elektrische Warmwasserbereitstellung". In diesem Fall wird das Elektrifizierungspotenzial für Wärmepumpen basierend auf der derzeit fossilen Raumwärmebereitstellung bis 2045 linear skaliert und die Warmwasserbereitstellung in Abhängigkeit der Entwicklung des Industriestromverbrauchs fortgeschrieben.

Die betrachteten Technologien im GHD-Sektor, wie zum Beispiel die Abwasser- und Wasserversorgung, sind bis 2045 maßgeblich von der Bevölkerungsentwicklung abhängig, welche tendenziell einen Rückgang zu verzeichnen hat. Einen konträren Verlauf weisen die Rechenzentren auf, für die bis 2045 aufgrund der verstärkten Digitalisierung ein deutlicher Zuwachs des Stromverbrauchs bzw. der installierten Leistung zu erwarten ist.

Ausgehend von der zeitlichen Entwicklung dieser installierten Leistungen wird je Technologie das praktische Flexibilitätspotenzial für den Fall der Lastreduktion zuzüglich der Lastverschiebung bestimmt. Je nach Branche ergeben sich so zunächst Flexibilitätspotenziale – die allerdings nicht zwangsläufig gehoben werden. Hierfür wird mittels Erschließungsraten je Stützjahr anschließend das tatsächlich erschlossene Potenzial ermittelt – das Potenzial, welches dem Strommarkt effektiv zur Verfügung steht. Die Erschließungsraten variieren in Abhängigkeit der Technologie und des Szenarios. Insbesondere aufgrund individueller Unternehmensplanung und weiteren Faktoren sind die Erschließungsraten im langfristigen Zeithorizont – insbesondere bis 2045 – mit Unsicherheiten behaftet. Daher wird ein zeitlicher Verlauf der Erschließungsraten unterstellt, welcher implizit unternehmensinterne, regulatorische und administrative Hemmnisse berücksichtigt. Die Hemmnisse werden sukzessive abgebaut und ermöglichen mittelfristig den schnellen Hochlauf der verbraucherseitigen Flexibilisierung. Der Kurvenverlauf der Erschließungsraten ist im unmittelbaren Zeithorizont durch einen langsamen Anstieg charakterisiert, der mittelfristig in einen exponentiellen Anstieg übergeht und anschließend langfristig abflacht. Dieser Verlauf lässt sich durch die Normalverteilung von realen Lastmanagement-Abrufkosten um den angenommenen Wert im Verhältnis zu über die Jahre zunehmenden Preisspreizungen begründen: Je höher die Preisspreizungen werden, für desto mehr Betriebe lohnt sich Lastmanagement wirtschaftlich. Dies führt in der Übersetzung zu einer S-Kurve, die auch die typische Kurvencharakteristik der Marktdurchdringung neuer Technologien widerspiegelt.

Die resultierenden DSM-Potenziale finden sich in Tabelle 16. Die räumliche Verteilung von DSM erfolgt anhand des Stromverbrauchs in den Sektoren Industrie sowie GHD auf Ebene der Landkreise.

Tabelle 16: Angenommene Potenziale zur Abschaltung und Verschiebung der Stromnachfrage je Szenario

Potenzial [GW]	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B/C 2045
Industrie	**2,5**	**3,0**	**4,1**	**5,3**	**6,7**
davon abschaltbar	0,8	1,0	1,5	1,3	2,0
davon verschiebbar	1,7	2,0	2,6	4,0	4,8
GHD	**2,5**	**2,6**	**3,1**	**3,6**	**5,3**
davon abschaltbar	0	0	0	0	0
davon verschiebbar	2,5	2,6	3,1	3,6	5,3

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.8 Netz- und Speicherverluste

Zur Abschätzung des Bruttostromverbrauchs werden im Folgenden Annahmen zur Entwicklung der Netz- und Speicherverluste getroffen. Der zusätzlich zu berücksichtigende Kraftwerkseigenverbrauch ist aufgrund der geringen Stromerzeugung in thermischen Kraftwerken nur noch sehr gering und wird wie im vergangenen NEP 2035 (2021) mit 1 – 2 TWh abgeschätzt (siehe Tabelle 12).

3.8.1 Netzverluste

Netzverluste sind die Differenz aus erzeugter elektrischer Leistung (z. B. in Kraftwerken bzw. EE-Anlagen) und der genutzten elektrischen Leistung aller Verbraucher (z. B. Haushalts- oder Industriekunden). Netzverluste entstehen hauptsächlich durch den Ohm'schen Widerstand von Übertragungsleitungen, Verluste in den Leistungstransformatoren (z. B. Umspannung von 380 kV auf 220 kV) sowie Verluste im Rahmen der Blindleistungskompensation. Die hier berücksichtigen Netzverluste umfassen alle Spannungsebenen sowie die Umspannung. Die Entwicklung der Netzverluste in den Spannungsebenen Hoch-, Mittel-, und Niederspannung ist vereinfacht in allen Szenarien auf dem heutigen Niveau angenommen. Die Netzverluste in der Höchstspannung steigen gegenüber heute in allen Szenarien an und stellen eine Abschätzung auf Basis vergangener NEP Berechnungen dar. Dabei werden die Netzverluste der Höchstspannung jeweils für ein Betrachtungsjahr 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).

Tabelle 17: Netzverluste

	Referenz 2018	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B/C 2045
Netzverluste [TWh]	24,6	47,4	47,4	47,4	57,4	57,4
davon Netzverluste in Hoch-, Mittel-, und Niederspannung [TWh]	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4
davon Netzverluste in Höchstspannung [TWh]	7,2	30,0	30,0	30,0	40,0	40,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, Referenz auf Basis des Monitoringberichts 2019

3.8.2 Speicherverluste

Weitere Verluste ergeben sich im Bereich des Einsatzes von Pump- und Batteriespeichern. Die Verluste werden in folgender Tabelle abgeschätzt und sind im Zuge der Marktsimulationen zu plausibilisieren.

Tabelle 18: Speicherverluste

	Referenz 2018	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B/C 2045
Speicherverluste [TWh]	2,0	3,7	3,8	4,1	4,7	5,3
davon Pumpspeicher [TWh]	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
davon Batteriespeicher [TWh]	0	1,7	1,8	2,1	2,7	3,3

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.9 Jahreshöchstlast

Aus der Aggregation aller sektoralen Stromverbrauchsprofile ergibt sich je Szenario der zeitliche Verlauf des Gesamtstromverbrauchs und die nationale Jahreshöchstlast, d. h. der maximal während eines Jahres auftretende Strombezug. Die resultierende Jahreshöchstlast ist in einem zunehmend flexibilisierten System stark abhängig von der Einspeisung der volatilen Erzeuger und den sich darauf ausrichtenden Verbrauchern. Deren Einsatz wird allerdings erst im Zuge der Strommarktsimulationen bestimmt. Es kann an dieser Stelle also nur eine qualitative Abschätzung der Entwicklung der Jahreshöchstlast gegeben werden.

Insbesondere Haushaltswärmepumpen, die vor allem in Kälteperioden mit ohnehin hoher Last einen erhöhten Strombedarf zeigen, haben tendenziell einen großen Einfluss auf die Jahreshöchstlast. Gleiches gilt für neue Stromgroßverbraucher wie Rechenzentren, die im Jahresverlauf einen weitestgehend konstant hohen Strombedarf aufweisen. Der Stromverbrauch der Elektromobilität beträgt dagegen in der Regel nur einen Bruchteil der aggregierten Leistung von Elektrofahrzeugen. Für viele Power-to-Heat- und Power-to-Gas-Anlagen wird ein weitgehend strommarkt-orientierter Betrieb angenommen, der dazu führt, dass Knappheitssituationen durch diese Anlagen nicht weiter verschärft werden.

Der steigende Stromverbrauch durch die Integration neuer Stromverbraucher übersteigt den Effekt von Effizienzsteigerungen, sodass in Summe in allen Szenarien ein deutlicher Anstieg der Jahreshöchstlast gegenüber dem heutigen Niveau zu erwarten ist. Bereits im NEP 2035 (2021) wurde eine signifikante Steigung des Stromverbrauchs auf über 100 GW projiziert. Es ist zu erwarten, dass sich dieser Trend fortsetzt und insbesondere aufgrund zunehmender Lastflexibilität weiter verstärkt. Die Höhe der unflexiblen Jahreshöchstlast ist eine relevante Größe für die Versorgungssicherheit (siehe Kapitel 5.6) und hat damit erhebliche Auswirkungen auf die Dimensionierung des Stromsystems. Dies gilt sowohl in Bezug auf die Auslegung der Stromnetze als auch in Bezug auf die Notwendigkeit gesicherter Stromerzeugungskapazitäten. Der Netzentwicklungsplan konzentriert sich dabei auf die Aspekte der Netzdimensionierung.

1 Einführung
2 Szenarienbeschreibung
3 Stromverbrauch
4 Erneuerbare Energien
5 Konventionelle Kraftwerke und Speicher
6 Europäischer Rahmen
7 Brennstoff- und CO_2-Preise

4 Erneuerbare Energien

Bei den erneuerbaren Energien wird im Rahmen des Netzentwicklungsplans Strom (NEP) zwischen Anlagen des Typs Windenergie an Land (onshore) und auf See (offshore), Photovoltaik auf Dachflächen und auf Freiflächen, Biomasse und Laufwasser unterschieden. Für jede dieser Erzeugungstechnologien sind fundierte Annahmen hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung des Nettozubaus zu treffen. Basis hierfür ist der zum Referenzstichtag 31.12.2020 in Betrieb befindliche Anlagenbestand.

4.1 Anlagenbestand

Die Bestandsleistungen der erneuerbaren Energien zum Referenzstichtag 31.12.2020 sind in der nachfolgenden Tabelle angegeben. Es wird stets die Leistung der in das deutsche Stromnetz einspeisenden Einheiten betrachtet. Speicherwasserkraftwerke werden in der Kraftwerksliste separat erfasst.

Tabelle 19: Installierte Leistung erneuerbarer Energien zum 31.12.2020

Erzeugungstechnologie	Installierte Leistung zum 31.12.2020 [GW]
Onshore-Windenergie	54,4
Offshore-Windenergie	7,8
Photovoltaik	53,7
Biomasse	8,8
Laufwasser	3,9
Sonstige Erneuerbare	0,6

Quelle: Informationsportal Erneuerbare Energien (AGEE-Stat), Kraftwerksliste BNetzA

4.2 Politischer Rahmen

Mit Unterzeichnung des Koalitionsvertrages von SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP am 07.12.2021 ergeben sich neue Ausbauziele für erneuerbare Energien. Die neuen Ausbauziele für Onshore-Windenergie und Offshore-Windenergie sowie Photovoltaik gehen dabei deutlich über die Ziele in der aktuellen Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), die zum 01.01.2021 in Kraft getreten ist, hinaus. Wie in Kapitel 1.2 beschrieben, soll der in § 1 EEG 2021 genannte Zielanteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von 65 % gemäß Koalitionsvertrag auf 80 % im Jahr 2030 angehoben werden. Ebenso sollen die in § 4 EEG 2021 genannten Ausbaupfade für die verschiedenen erneuerbaren Technologien weiter angehoben werden. Bis zum Jahr 2030 sollen im Bereich Photovoltaik nun 200 GW anstatt 100 GW installiert werden. Außerdem sollen 2 % der Landesflächen für die Nutzung durch Onshore-Windenergie ausgewiesen werden. Die Kapazitäten für Offshore-Windenergie sollen auf 30 GW im Jahr 2030, 40 GW im Jahr 2035 und 70 GW im Jahr 2045 gesteigert werden.

Das übergeordnete Ziel der Treibhausgasneutralität spätestens bis zum Jahr 2045, das bereits durch die im August 2021 in Kraft getretene Novelle des KSG ausgewiesen wird, bleibt im Koalitionsvertrag bestehen. Weder im Klimaschutzgesetz noch im Koalitionsvertrag sind sektorenspezifische Emissionsminderungspfade zwischen 2030 und 2045 angegeben. Allerdings ist mit Blick auf die Nutzung erneuerbarer Energien naheliegend, dass der Stromsektor bereits deutlich vor 2045 treibhausgasneutral sein muss. Daraus ergibt sich nicht nur bis zum Jahr 2030, sondern auch darüber hinaus ein steiler Ausbaupfad bei den Technologien Onshore- und Offshore-Windenergie sowie Photovoltaik.

Es ist zu erwarten, dass die Ziele aus dem Koalitionsvertrag in der laufenden Legislaturperiode in einen neuen gesetzlichen Rahmen für den Ausbau und die Förderung der erneuerbaren Energien münden werden. Für die Ausbaupfade in diesem Szenariorahmenentwurf ist neben den Zielen des Klimaschutzgesetzes folglich der vorliegende Koalitionsvertrag eine wichtige Grundlage.

Tabelle 20: Ausbauziele der erneuerbaren Energien gemäß Koalitionsvertrag

Erzeugungstechnologie	Technologiespezifische Ausbauziele gem. Koalitionsvertrag vom 07.12.2021
Onshore-Windenergie	Ausweisung von 2 % der Landesflächen zur Nutzung durch Onshore-Windenergie
Offshore-Windenergie	2030: 30 GW
	2035: 40 GW
	2045: 70 GW
Photovoltaik	2030: 200 GW

Quelle: Koalitionsvertrag

Ergänzend zu den übergeordneten Zielen des Bundes werden von den Bundesländern ebenfalls Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien angegeben. Da die Ausweisung dieser Ziele bislang jedoch in teils sehr unterschiedlichen Messgrößen und Zieljahren erfolgt, sind ein unmittelbarer Vergleich und die Einordnung in ein Gesamtbild schwierig. In Anhang A.1 findet sich, u. a. basierend auf einer Abfrage durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), eine Zusammenfassung der wichtigsten Ziele der Bundesländer zum Ausbau erneuerbarer Energien.

4.3 Zukünftige Entwicklung der erneuerbaren Energien

In den Szenarien wird ausgehend vom Bestand zum Referenzstichtag 31.12.2020 eine Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen der erneuerbaren Energien dargestellt. Alle Szenarien beschreiben einen möglichen Weg hin zu dem politischen Langfristziel der Klimaneutralität in Deutschland bis spätestens 2045. Um dieses Ziel erreichen zu können, wird in allen Szenarien ein sehr forcierter Ausbau erneuerbarer Energien unterstellt. Die im Koalitionsvertrag genannten Zwischenziele für 2030 sind Bestandteil der Betrachtung.

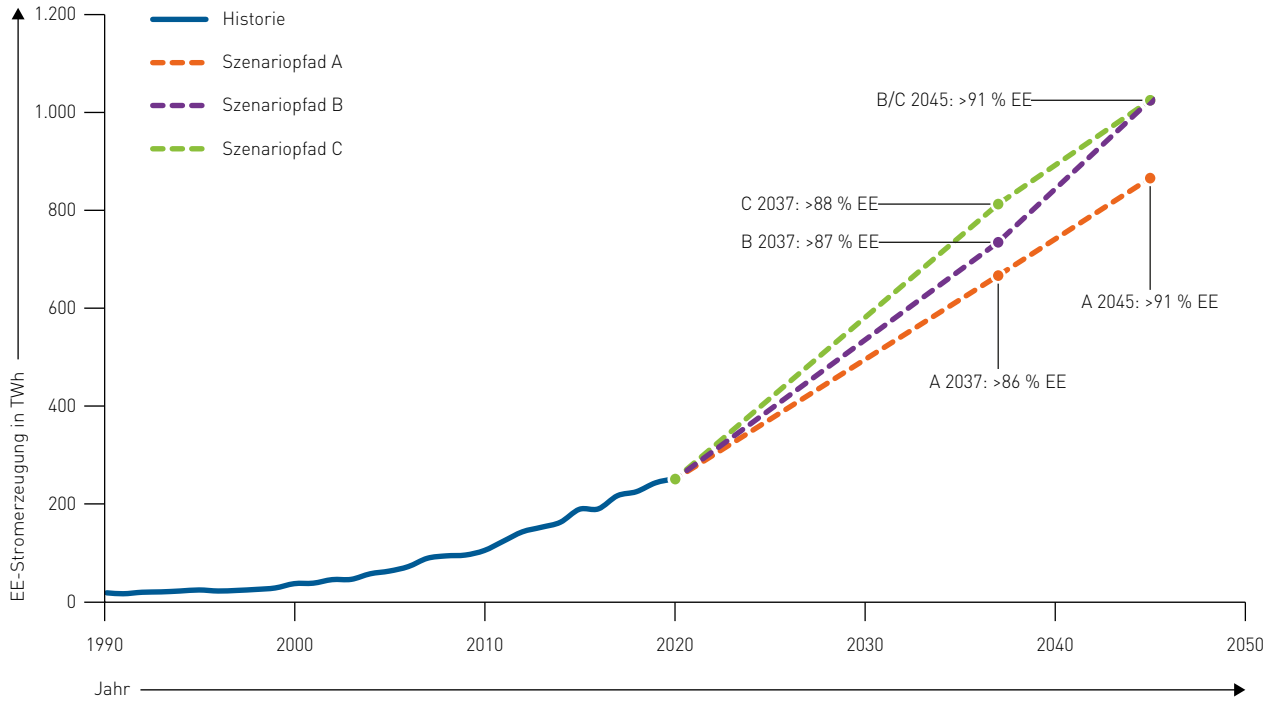
Ausgehend von einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Höhe von rund 250 TWh im Jahr 2020 wird in allen Szenarien ein im Vergleich zu den vergangenen Jahren deutlich stärkerer Zuwachs an Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erforderlich sein. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass laut Koalitionsvertrag bereits im Jahr 2030 ein Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von 80 % erreicht werden soll. Im Jahr 2020 lag dieser Anteil noch bei 45 %.

Der im Szenariorahmenentwurf angenommene Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien fällt aufgrund der Variation der Annahmen zur Entwicklung des zukünftigen Energiesystems unterschiedlich stark aus. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird im Szenario A 2037 mit 666 TWh und in den Szenarien B 2037 und C 2037 mit 735 TWh und 813 TWh angenommen. Bis zum Jahr 2045 steigt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf 866 TWh bis 1.025 TWh. Der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch liegt im Szenario A 2037 bei >86 %, im Szenario B 2037 bei >87 % und im Szenario C 2037 bei >88 %. 2045 beträgt der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch in allen Szenarien >91 %.[15] Damit liegt dieser Anteil in allen Szenarien über dem im Koalitionsvertrag anvisierten Anteil von 80 % für das Jahr 2030.

15 Der EE-Anteil umfasst nur die direkte inländische Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Die Stromerzeugung aus Wasserstoff oder Speichern ist darin nicht enthalten. Die zusätzliche Berücksichtigung der indirekten Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung (bspw. über die Rückverstromung von erneuerbar erzeugtem Wasserstoff) wurde zu einem höheren EE-Anteil führen. Die angegebenen Werte sind daher als untere Grenze zu verstehen. Beide Szenarien für 2045 sind klimaneutral.

Es wird darauf hingewiesen, dass ein Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch unter 100 % dennoch eine treibhausgasneutrale Stromerzeugung in Deutschland bedeuten kann. In den Szenarien für das Zieljahr 2045 mit einem EE-Anteil von >91 % liegt eine treibhausgasneutrale Stromerzeugung weitestgehend vor. Lediglich dem konventionellen Anteil der Stromerzeugung aus Abfallkraftwerken werden noch sehr geringe Mengen an CO_2-Emissionen in Höhe von ca. 5 Mio. t zugerechnet. Diese sind in jedem Fall niedriger als die angesetzten, durch den Stromsektor entnommenen CO_2-Emissionen aus Direct Air Capture (siehe Kapitel 3.6). Für die weitere Deckung des Stromverbrauchs in Deutschland stehen Pump- oder Batteriespeicher, thermische Kraftwerke auf der Basis von Wasserstoff oder Stromimporte zur Verfügung. Da davon ausgegangen wird, dass die Speicher in Zeiten hoher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien geladen werden und der in den Kraftwerken verfeuerte Wasserstoff treibhausgasneutral hergestellt wurde, gilt die Stromerzeugung ebenso als treibhausgasneutral, obwohl sie per Definition nicht dem direkten EE-Anteil zugerechnet wird.

Abbildung 21: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und ihr Anteil am Bruttostromverbrauch



Quelle: AGEB, Übertragungsnetzbetreiber

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien setzt sich im Wesentlichen zusammen aus der Einspeisung von Onshore-Windenergie und Offshore-Windenergie, Photovoltaik, Biomasse und Laufwasser. Außerdem wird die Stromerzeugung aus Speicherwasserkraftwerken und 50 % der Einspeisung aus Abfallkraftwerken inkludiert. Da sowohl der Bruttostromverbrauch als auch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erst in der Marktsimulation des Netzentwicklungsplans detailliert ermittelt werden können, werden die genannten Richtwerte im Rahmen der Szenariengestaltung zunächst geschätzt. Zu dieser Schätzung gehört auch eine Annahme der durch Spitzenkappung oder marktseitige Einsenkung nicht integrierbaren Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Auf Basis von Erfahrungswerten wird dieser Abschlag mit 25 TWh für 2037 und 40 TWh für 2045 angesetzt. Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass diese Werte und insbesondere der Wert für das Szenariojahr 2045 aufgrund einer Vielzahl möglicher Wechselwirkungen in der Marktsimulation mit sehr großen Unsicherheiten verbunden sind. Grundsätzlich werden für die Abschätzung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien die in Tabelle 21 dargestellten Volllaststunden zugrunde gelegt. Der Bruttostromverbrauch wird auf Basis von Tabelle 2 (Kapitel 3) bestimmt. In Kapitel 4.4 findet sich eine umfassende Aufschlüsselung der getroffenen Annahmen zur Ermittlung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch.

Im Bereich Onshore-Windenergie wird aufgrund der technologischen Entwicklung und eines Trends hin zu größeren Rotordurchmessern und Nabenhöhen eine deutliche Erhöhung der Volllaststundenzahl gegenüber heute erwartet. Darüber hinaus wird gegenüber dem NEP 2035 (2021) eine Unterscheidung der Volllaststundenzahl zwischen den verschiedenen Zielhorizonten unterstellt. Während im Zieljahr 2037 eine Volllaststundenzahl von 2.400 h/a angenommen wird, wird im Jahr 2045 ein etwas höherer Wert von 2.500 h/a zugrunde gelegt. Es wird davon ausgegangen, dass in diesem Zeitraum weitere Windenergieanlagen aus dem Bestand durch moderne, ertragreichere Anlagentypen ersetzt werden.

Für Offshore-Windenergie wird weiterhin die Volllaststundenzahl aus dem NEP 2035 (2021) in Höhe von 4.000 h/a angenommen. Neben einer möglichen Steigerung der Volllaststunden zukünftiger Offshore-Windenergieanlagen durch technologische Weiterentwicklungen haben vor allem gegenseitige Verschattungseffekte der Offshore-Windparks einen großen Einfluss auf den Ertrag. Eine genaue Prognose der Volllaststunden für die Jahre 2037 und 2045 ist ohne Kenntnis über die tatsächlichen Windverhältnisse sowie zukünftige Ausgestaltung der Windpark-Layouts nicht möglich.

Für Biomasse wird eine Reduzierung der Volllaststundenzahl gegenüber dem NEP 2035 (2021) von 3.700 bis 3.900 h/a auf 3.000 h/a angenommen. Da die Stromerzeugung aus Biomasse grundsätzlich regelbar ist, wird angenommen, dass sich die Anlagen weiter zunehmend an Preissignalen ausrichten und flexibilisiert werden. Eine Auslegung regelbarer Einheiten auf sehr hohe Volllaststunden ist in einem Stromsystem mit hohen Anteilen fluktuierender Erzeugung nicht sinnvoll.

Für Photovoltaik wird gegenüber heute keine signifikante Änderung der Volllaststunden erwartet, sodass weiterhin etwa 950 h/a zugrunde gelegt werden. Die Annahmen entsprechen denen des NEP 2035 (2021).

Für Laufwasser wird gegenüber dem Bestand aufgrund von erwarteten Effizienzsteigerungen ein leichter Anstieg der Volllaststunden auf 4.400 h/a erwartet. Die Annahmen decken sich mit denen des NEP 2035 (2021).

Tabelle 21: Volllaststunden erneuerbarer Energien

Erzeugungstechnologie	Annahme Volllaststunden in 2037 / 2045
Onshore-Windenergie	2.400 / 2.500
Offshore-Windenergie	4.000
Photovoltaik	950
Biomasse	3.000
Laufwasser	4.400
Speicherwasser	2.800
Abfall (davon 50 % erneuerbar)	6.100

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

4.3.1 Offshore-Windenergie

Für die Offshore-Windenergie sind sowohl im deutschen Küstenmeer als auch in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der Nord- und Ostsee Flächenpotenziale vorhanden. Neben den deutschen Gewässern kommen zudem Flächenpotenziale für die Offshore-Windenergie in den AWZ der Nord- und Ostsee Anrainerstaaten in Betracht.

Studien zum Potenzial der Offshore-Windenergie in Deutschland

Neben den in Kapitel 2.3 aufgezeigten Studien beschäftigen sich weitere Studien mit dem Potenzial der Offshore-Windenergie in der deutschen Nord- und Ostsee. Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass das Potenzial der Offshore-Windenergie oberhalb des derzeit gesetzlichen Ausbauziels gemäß Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) von 40 GW bis 2040 liegt und eine Größenordnung von bis zu 70 GW aufweist. Wobei für letzteren Wert gegebenenfalls Offshore-Gebiete in einer benachbarten AWZ einbezogen werden müssten. Weitere Informationen können dem Anhang entnommen werden (siehe Anhang A.2).

Leistungsdichte und Energieertrag

Für die Offshore-Flächen der Nordsee-Gebiete in den Zonen 4 und 5 sowie für die Gebiete N-11 bis N-13 in Zone 3 (siehe Abbildung 22) wird eine Leistungsdichte von 8 MW/km² angenommen. Für die Ostsee nehmen die ÜNB entsprechend des Flächenentwicklungsplans (FEP) 2020 des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) eine Leistungsdichte von 10 MW/km² an. Im Rahmen der Fortschreibung des FEP kann auch eine davon abweichende Leistungsdichte für diese Gebiete festgelegt werden. Für den NEP 2037 (2023) werden für die Offshore-Windenergie weiterhin Volllaststunden von 4.000 h/a angenommen. Diese Annahme ist identisch mit dem NEP 2035 (2021). Weitere Informationen können dem Anhang entnommen werden (siehe Anhang A.2).

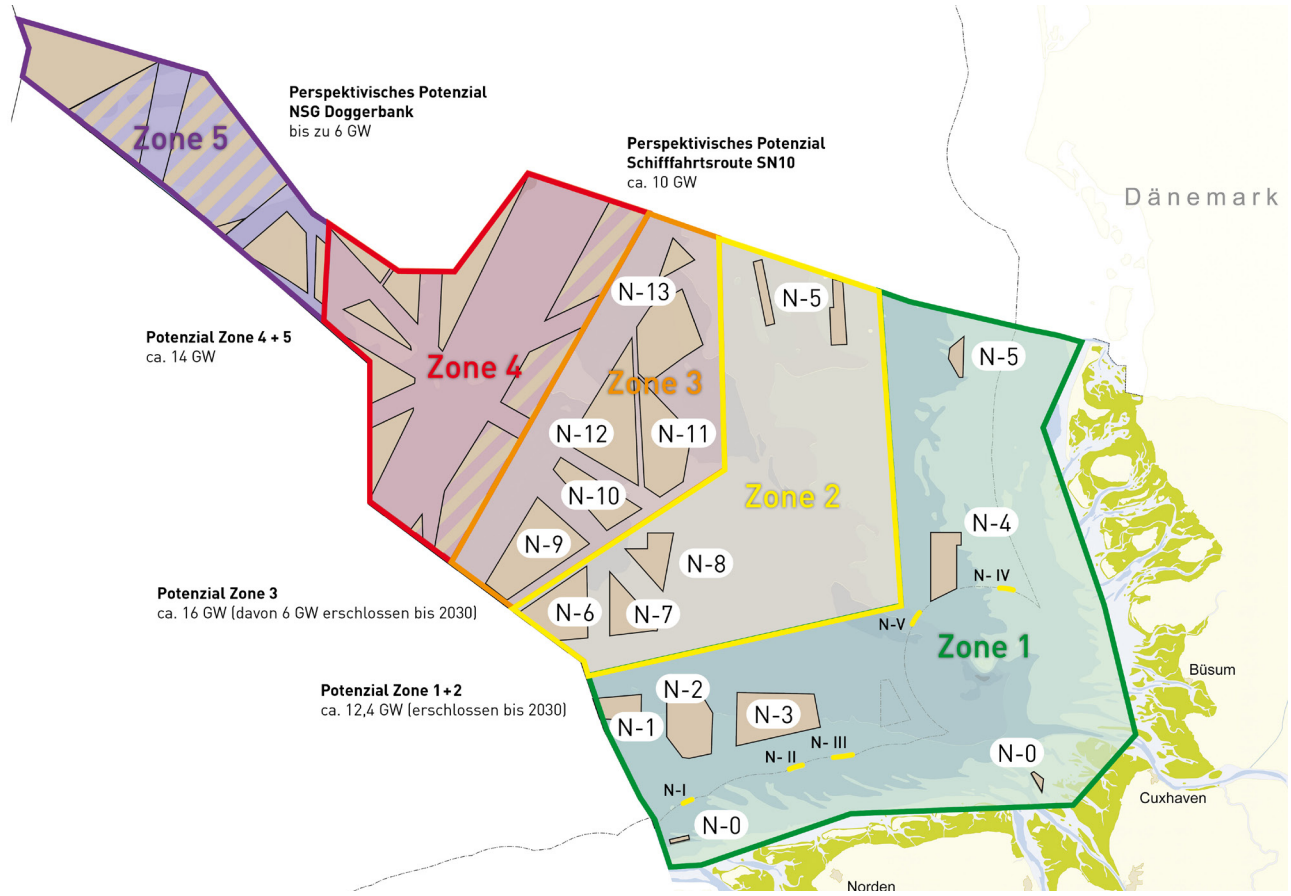
Flächenpotenziale in den ausschließlichen Wirtschaftszonen der maritimen Anrainerstaaten

Aufgrund der derzeitigen Festlegungen in den Raumordnungsplänen ist das Flächendargebot für die Nutzung der Offshore-Windenergie im deutschen Küstenmeer und der deutschen AWZ begrenzt. Unter diesen Bedingungen bietet die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in den AWZ der Nord- und Ostsee-Anrainerstaaten eine weitere Möglichkeit für Deutschland, das Offshore-Potenzial durch Anrechnung der Offshore-Erzeugungsleistungen auf die eigenen Ausbauziele zu erhöhen. Die Bundesregierung hat diese Thematik im Koalitionsvertrag berücksichtigt und vereinbart, dass sie europäische Offshore-Kooperationen weiter vorantreiben und grenzüberschreitende Projekte in Nord- und Ostsee stärken möchte. Für die Anbindung von OWP in benachbarten AWZ nach Deutschland und die Realisierung von sogenannten Hybrid-Projekten (siehe Kapitel 6.2) fehlen noch die entsprechenden europa-politischen Rahmenbedingungen.

Offshore-Potenziale in der Nordsee

Über das Offshore-Startnetz der Nordsee des NEP 2035 (2021) werden ca. 9 GW Offshore-Erzeugungsleistung bis Ende 2025 an das Übertragungsnetz angeschlossen. Gemäß FEP 2020 werden in den Jahren 2026 bis 2030 weitere OWP in der Nordsee mit einer Erzeugungsleistung von ca. 9,4 GW an vorhandene oder neue Offshore-Netzanbindungssysteme angeschlossen. Bis Ende des Jahres 2030 sind somit die im Raumordnungsplan (ROP) für die deutsche AWZ in der Nordsee und in der Ostsee 2021 festgelegten Vorrang- und Vorbehaltsgebiete für Offshore-Windenergie in den Zonen 1 und 2 der Nordsee mit einer Erzeugungsleistung von ca. 12,4 GW vollständig erschlossen. Die Gebiete für Offshore-Windenergie in Zone 3 der Nordsee, wie dargestellt in Abbildung 22, weisen gemäß FEP 2020 eine Erzeugungsleistung von 16 GW auf, von denen ca. 6 GW bereits bis Ende 2030 erschlossen werden. Die installierte Erzeugungsleistung in der Nordsee steigt somit auf ca. 18,4 GW bis Ende des Jahres 2030.

Abbildung 22: Gebiete für Offshore-Windenergie in der deutschen Nordsee



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Nach dem Jahr 2030 erfolgt zunächst die Netzanbindung der restlichen Flächen in den Gebieten N-11 bis N-13 der Zone 3 der Nordsee mit einer Erzeugungsleistung von ca. 10 GW. Im Anschluss werden die Gebiete in den Zonen 4 und 5 der Nordsee erschlossen, welche im Rahmen des ROP AWZ 2021 erstmals als Vorranggebiet, Vorbehaltsgebiet oder bedingtes Vorbehaltsgebiet für Offshore-Windenergie festgelegt worden sind. Die Erzeugungsleistung dieser Gebiete beträgt bei einer angenommenen Leistungsdichte von 8 MW/km² ca. 14 GW, wobei die exakte Bestimmung der voraussichtlich zu installierenden Erzeugungsleistung dieser Gebiete in der Fortschreibung des FEP 2020 erfolgt. Innerhalb der FEP-Fortschreibung kann es zu Abweichungen von den durch die ÜNB getroffenen Annahmen kommen, die in den nachfolgenden NEP-Prozessen berücksichtigt werden.

Für die Erreichung des gesetzlichen Ziels der Klimaneutralität in Deutschland bis zum Jahr 2045 sind über die bisher im ROP AWZ 2021 definierten Gebiete weitere Gebiete für die Nutzung durch Offshore-Windenergie erforderlich. Weiteres Offshore-Potenzial in der Nordsee besteht beispielsweise innerhalb des Naturschutzgebiets (NSG) Doggerbank. Dieses ist gemäß ROP AWZ 2021 gut für die Windenergienutzung geeignet und bietet ein zusätzliches Offshore-Potenzial von bis zu 6 GW, sofern eine Nutzung naturverträglich möglich ist.

Weiteres Offshore-Potenzial befindet sich innerhalb der Schifffahrtsroute SN10. Gemäß dem ROP AWZ 2021 sind einige Bereiche innerhalb der Schifffahrtsroute SN10 bis zum Jahr 2035 als befristetes Vorranggebiet und anschließend als Vorbehaltsgebiet für die Schifffahrt festgelegt. Die alternative Nutzung dieses befristeten Vorranggebiets ab dem Jahr 2035 durch die Offshore-Windenergie, welche bereits in den ersten Konzeptionen des ROP AWZ 2021 enthalten gewesen ist, würde unter den getroffenen Annahmen bei einer Fläche von ca. 1.250 km² ein zusätzliches Offshore-Potenzial von ca. 10 GW bergen. Das BSH hat die Möglichkeit einer Nutzung dieser Gebiete innerhalb der Schifffahrtsroute SN10 bereits in einem ersten Gutachten untersuchen lassen. Demnach erscheint zumindest die Nutzung von Teilen der potenziellen Gebiete innerhalb der Schifffahrtsroute SN10 als möglich, auch wenn im Gutachten aufgrund der derzeitigen Rahmenbedingungen von einer entsprechenden Nutzung abgeraten wird.

Basierend auf dem Koalitionsvertrag zur Offshore-Windenergie nehmen die ÜNB an, dass neben den im ROP AWZ 2021 definierten Vorrang- und Vorbehaltsgebieten sowie bedingten Vorrang- und Vorbehaltsgebieten zukünftig weitere Gebiete für die Nutzung durch Offshore-Windenergie in Nord- und Ostsee zur Erreichung der Klimaneutralität in 2045 zur Verfügung stehen, insbesondere das oben erwähnte zusätzliche Offshore-Potenzial in der Nordsee von bis zu 16 GW.

Weitere Offshore-Erzeugungsleistung im Bereich des Küstenmeeres in Niedersachsen oder Schleswig-Holstein wird aufgrund dortiger Gebiete zum Schutz von Natur- und Landschaft sowie bedeutender Schifffahrtsstraßen mit Zufahrten zu den deutschen Nordseehäfen und Flüssen derzeit nicht berücksichtigt. Aus den vorherigen Ausführungen wird somit ein Offshore-Potenzial in der deutschen Nordsee von ca. 58,4 GW gesehen, welches im vorliegenden Szenariorahmenentwurf zugrunde gelegt wird. Des Weiteren wird angenommen, dass die Möglichkeit besteht, OWP aus den AWZ von Nordsee-Anrainerstaaten an das Übertragungsnetz in Deutschland anzuschließen.[16]

Offshore-Potenzial in der Ostsee

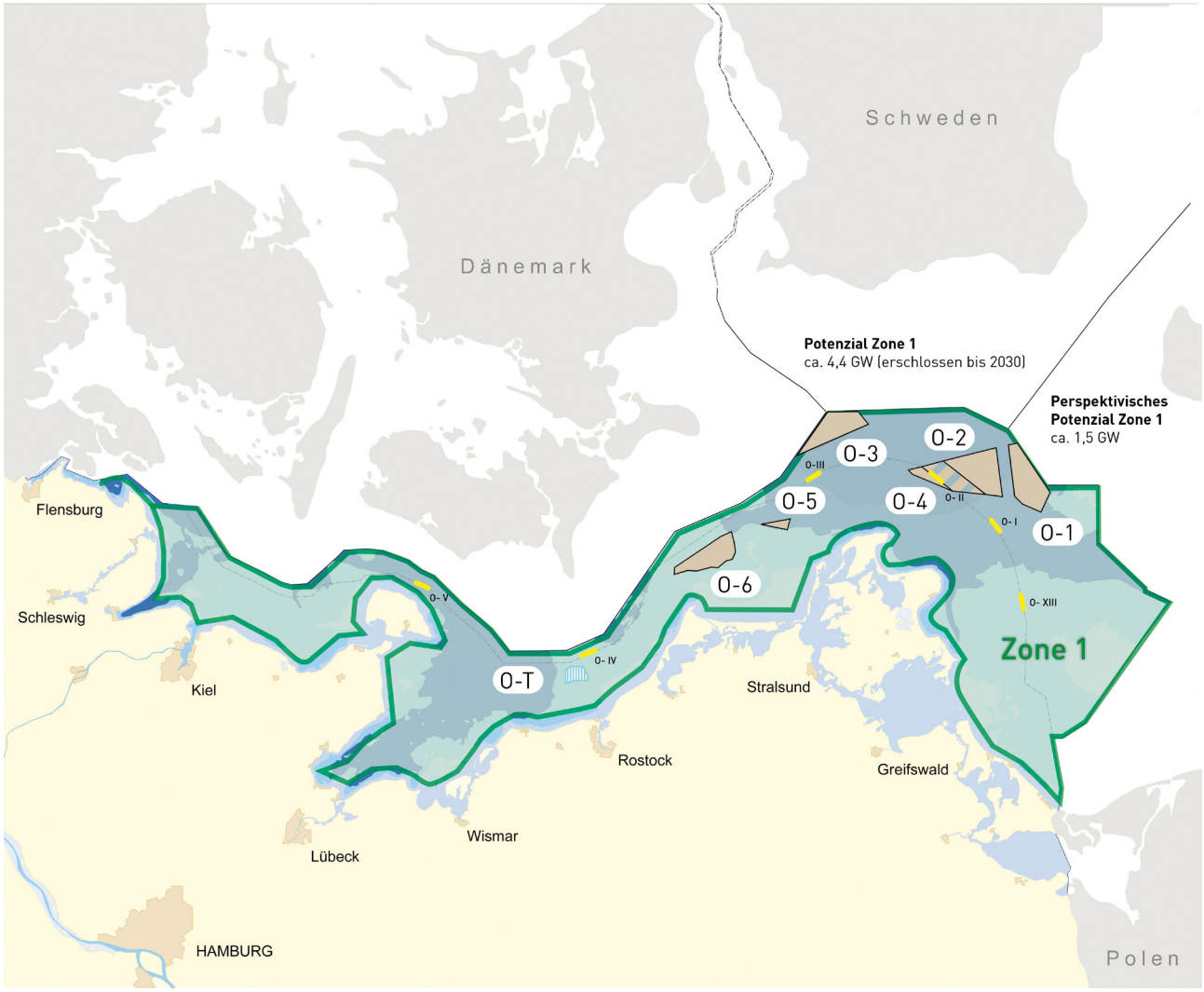
Über das Offshore-Startnetz der Ostsee des NEP 2035 (2021) werden ca. 1,8 GW Offshore-Erzeugungsleistung bis Ende 2025 an das Übertragungsnetz angeschlossen. In den Jahren 2026 bis 2030 kommen aus verschiedenen Planungsprozessen und Regelungen noch weitere OWP bzw. Erzeugungsleistungen in der Ostsee hinzu.

Für die Restfläche im Gebiet O-1 in der AWZ wurde im FEP 2020 eine Erzeugungsleistung von ca. 0,3 GW festgelegt und in der Teilfortschreibung des FEP 2020 ist für das Testfeld im Küstenmeer die Festlegung einer Erzeugungsleistung von ca. 0,18 GW geplant. Für das Testfeld wird aber unterstellt, dass im Zuge der Fortschreibung des Landesraumentwicklungsprogramms (LEP) 2016 von Mecklenburg-Vorpommern (MV) weitere Flächen im regionalen Umfeld des Testfeldes festgelegt werden, die zu einer Gesamt-Erzeugungsleistung von bis zu 0,3 GW führen.

Die Fortschreibung des ROP AWZ 2021 führte zur Erweiterung und Festlegung des Gebiets EO2 (Gebiet O-2 gemäß FEP 2020) als Vorranggebiet sowie zur Neuschaffung des Gebiets EO2-West als Vorbehaltsgebiet für Offshore-Windenergie ab 2025, wie dargestellt in Abbildung 23. Der Vorbehalt entfällt, wenn das für Schifffahrt zuständige Bundesministerium nicht bis zum 30.06.2022 gegenüber dem für Raumordnung zuständigen Bundesministerium nachweist, dass das Gebiet EO2-West aus zwingenden Gründen für die Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs für die Schifffahrt benötigt wird. Im Rahmen der Fortschreibung des FEP 2020 erfolgt durch das BSH die genaue Flächenbewertung in den Gebieten EO2 und EO2-West bzw. die Festlegung der Erzeugungsleistung. Aufgrund der Flächengrößen wird in Verbindung mit einer Leistungsdichte von 10 MW/km² eine Erzeugungsleistung von ca. 0,6 GW und ca. 0,4 GW abgeschätzt.

16 https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Fortschreibung/_Anlagen/Downloads/Gutachten_Schifffahrtsroute_10.pdf;jsessionid=EE46B7C2E3DC3C3AC75B1F7462F6EC75.live21321?__blob=publicationFile&v=4

Abbildung 23: Gebiete für Offshore-Windenergie in der deutschen Ostsee



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Novellierung des EnWG 2021 brachte eine wesentliche Änderung in Bezug auf die Anbindungsverpflichtung der ÜNB mit sich. Nach § 17d Abs. 6 und 7 EnWG sind die ÜNB nunmehr verpflichtet OWP, die eine Genehmigung zum Bau von Windenergieanlagen im Küstenmeer nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz erhalten haben, anzubinden. Diese Regelung umfasst im Küstenmeer der Ostsee derzeit eine Erzeugungsleistung von ca. 1 GW. Diese Erzeugungsleistung wird im Prozess des NEP 2037 (2023) im Rahmen der Marktsimulationen, der Netzberechnungen und der Ausbauziele berücksichtigt, aber aufgrund der gesetzlichen Regelungen gem. § 17 d Abs. 6 ff. EnWG werden die hierfür erforderlichen Netzanbindungssysteme nicht Bestandteil des Zubau-Offshorenetzes des NEP.

Bis Ende des Jahres 2030 sind somit die derzeit im ROP 2021 festgelegten Vorrang- und Vorbehaltsgebiete für Offshore-Windenergie in der deutschen AWZ und die im LEP MV 2016 festgelegten Gebiete im Küstenmeer der Ostsee mit einer Erzeugungsleistung von ca. 4,4 GW vollständig erschlossen.

Für die Erreichung des gesetzlichen Ziels der Klimaneutralität in Deutschland bis zum Jahr 2045 sind über die bisher definierten deutschen Gebiete aber weitere Gebiete für die Nutzung durch Offshore-Windenergie erforderlich.

In der Ostsee wird unter anderem diesbezüglich bis 2037 Potenzial aus der AWZ des Anrainerstaates Dänemark berücksichtigt. Über das Hybrid-Projekt „Bornholm Energy Island" (BEI) (siehe Kapitel 6.2) sollen mindestens 2 GW Offshore-Erzeugungsleistung nach Dänemark und Deutschland integriert und mit einer Interkonnektorkapazität von ca. 2 GW an Deutschland angebunden werden.

Zum anderen gibt es weitere Potenziale im Küstenmeer der Ostsee. Im Rahmen der Fortschreibung des LEP MV 2016 (ca. 2026) soll die Ausweisung weiterer Flächen für die Offshore-Windenergie geprüft werden. Im Szenariorahmen wird daher unterstellt, dass durch den LEP ein zusätzliches Potenzial mit einer Erzeugungsleistung von ca. 1 GW festgelegt und bis 2037 angebunden werden kann. Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass bis 2045 zusätzliche Potenziale durch die Fortschreibung des ROP AWZ 2021 von ca. 0,5 GW sowie ca. weitere 2 GW aus der AWZ eines Ostsee-Anrainerstaates zur Verfügung stehen und angeschlossen werden können. Im Ergebnis ergibt sich ein Offshore-Potenzial für die deutsche Ostsee von ca. 5,9 GW und für die AWZ der Ostsee-Anrainerstaaten von ca. 4 GW, das im vorliegenden Szenariorahmen zugrunde gelegt wird.

Rückbau

Im NEP 2037 (2023) werden erstmalig Außerbetriebnahmen von OWP berücksichtigt. Aufgrund bisher ausstehender Erkenntnisse über die tatsächliche Lebensdauer der OWP gehen die ÜNB für den vorliegenden Szenariorahmen davon aus, dass die OWP nach 25 Jahren außer Betrieb genommen und zurückgebaut werden. Für die Bestimmung des Rückbaus der Offshore-Erzeugungsleistung wird jeweils der 31.12. des Vorjahres der Betrachtungsjahre 2037 und 2045 zugrunde gelegt. Es wird davon ausgegangen, dass die Flächen der zurückgebauten OWP nach einer gewissen Übergangszeit prinzipiell für die weitere Nutzung durch Offshore-Windenergie zur Verfügung stehen. Im vorliegenden Szenariorahmenentwurf wird angenommen, dass dies nach dem Jahr 2045 der Fall ist. Weitere Informationen können dem Anhang entnommen werden (siehe Anhang A.2).

Szenarien für die Zieljahre 2037 und 2045

Im Folgenden werden für die Zieljahre 2037 und 2045 verschiedene Szenarien für den Ausbau der Offshore-Windenergie dargestellt, die unter den vorhandenen Rahmenbedingungen und Restriktionen angesetzt werden können. Hierbei werden Offshore-Erzeugungsleistungen nicht nur aus dem deutschen Küstenmeer und der deutschen AWZ unterstellt, sondern auch aus den AWZ der Nord- und Ostsee-Anrainerstaaten.

Basierend auf den maximalen Leistungen der Offshore-Windenergie in Szenario C 2035 des NEP 2035 (2021) in Höhe von 30,4 GW wird der Ausbau der Offshore-Windenergie in Szenario A 2037 in Höhe von einem 2 GW-Offshore-Netzanbindungssystem mit einer Übertragungsspannung von 525 kV DC pro Jahr in Zone 4 der Nordsee in den Jahren 2036 und 2037 fortgesetzt. Neben dem Anschluss von 6 GW Offshore-Erzeugungsleistung aus den Zonen 4 und 5 der Nordsee sind in Szenario A 2037 die Flächenpotenziale der Zonen 1 bis 3 der Nordsee in Höhe von 28,4 GW vollständig erschlossen. Für die Nordsee ergibt sich somit eine installierte Brutto-Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie von ca. 34,4 GW in A 2037. In der Ostsee erfolgt ein Ausbau der Offshore-Windenergie von ca. 4,4 GW bis zum Jahr 2037 innerhalb des Küstenmeeres und der deutschen AWZ auf Basis des LEP MV 2016 und des ROP AWZ 2021. Ergänzt wird dieser Zubau in der deutschen Ostsee von einem perspektivischen Potenzial von ca. 0,5 GW im Küstenmeer durch die Festlegung im Rahmen der Fortschreibung des LEP MV 2016 und durch die Anbindung von bis zu 2 GW Offshore-Erzeugungsleistung aus der dänischen AWZ mit dem Hybrid-Projekt BEI. Daraus ergibt sich für A 2037 unter Berücksichtigung eines Rückbaus von OWP in Nord- und Ostsee in Höhe von ca. 0,5 GW eine Netto-Offshore-Erzeugungsleistung von ca. 40,8 GW (siehe Tabelle 22).

In den Szenarien B 2037 und C 2037 wird der Zubau der Offshore-Windenergie in Nord- und Ostsee im Zeitraum 2036 bis 2037 im Vergleich zu Szenario A 2037 um ca. weitere 3,5 GW bzw. 4,5 GW erhöht. In beiden Szenarien wird die Realisierung von zwei weiteren 2 GW-Offshore-Netzanbindungssystemen aus den Zonen 4 und 5 der Nordsee im Vergleich zum Ausbaupfad in A 2037 angenommen, wobei an das letzte Netzanbindungssystem in B 2037 lediglich eine Erzeugungsleistung von ca. 1 GW angeschlossen ist. In der Ostsee erfolgt in den Szenarien B 2037 und C 2037 ein gesteigerter Ausbau der Offshore-Windenergie innerhalb des Küstenmeers um ein weiteres perspektivisches Potenzial von ca. 0,5 GW auf ca. 5,4 GW. In Summe ergibt sich somit eine Netto-Offshore-Erzeugungsleistung von ca. 44,3 GW in Szenario B 2037 und ca. 45,3 GW in Szenario C 2037, jeweils unter Berücksichtigung des Rückbaus von OWP in Höhe von ca. 0,5 GW (siehe Tabelle 22).

Beide Offshore-Szenarien für das Zieljahr 2045 sehen eine vollständige Bebauung der im ROP AWZ 2021 für die Windenergie ausgewiesenen Gebiete in der Nord- und Ostsee vor. Dies würde für die Offshore-Windenergie in der Nordsee einen Bruttoausbau von ca. 42,4 GW bedeuten, der den Rückbau der bestehenden OWP nach Ende ihrer genehmigten Betriebsdauer nicht berücksichtigt. Auch in der Ostsee sehen beide Szenarien einen vollständigen Ausbau der im ROP AWZ 2021 ausgewiesenen Gebiete in Höhe von ca. 3,1 GW vor, zusätzlich zu den im LEP des Landes Mecklenburg-Vorpommern vorgesehenen Flächen für die Offshore-Windenergie mit einer voraussichtlichen Erzeugungsleistung von ca. 1,3 GW. Das gemeinsame Leistungspotenzial dieser Flächen in der Nord- und Ostsee beläuft sich somit auf ca. 46,8 GW. Um ein klimaneutrales Energiesystem in 2045 zu ermöglichen, sind darüber hinaus sowohl in Szenario A 2045 als auch in Szenario B/C 2045 weitere Gebiete für die Offshore-Windenergie erforderlich. Hierfür werden in beiden Szenarien einerseits die weiteren Potenzialflächen innerhalb der deutschen AWZ in der Nord- und Ostsee sowie dem Küstenmeer der Ostsee vorgesehen und andererseits auch der Anschluss von Offshore-Flächen aus den AWZ der Nord- und Ostsee-Anrainerstaaten angenommen.

Das Szenario A 2045 sieht vor, dass zusätzlich zum planerisch gesicherten Offshore-Potenzial gemäß ROP AWZ 2021 ca. 20 GW Offshore-Erzeugungsleistung aus der Nordsee angeschlossen werden. Es wird angenommen, dass davon ca. 16 GW in der deutschen AWZ (NSG Doggerbank + Schifffahrtsroute SN10) verortet sind und ca. 4 GW aus der direkten Anbindung von OWP in den AWZ der Nordsee-Anrainerstaaten stammen. In der Ostsee wird zu dem planerisch gesicherten und perspektivischen Potenzial der Szenarien B und C 2037 im Szenario A 2045 nur angenommen, dass ein zusätzliches Offshore-Potenzial von ca. 1 GW Erzeugungsleistung aus den AWZ der Ostsee-Anrainerstaaten angeschlossen wird. Durch die getroffenen Annahmen hinsichtlich des Rückbaus von OWP wird bis zum Jahr 2045 eine Leistung von ca. 7,5 GW in Nord- und Ostsee zurückgebaut. Für das Szenario A 2045 bedeutet dies ein Nettoausbau der Offshore-Windenergie auf ca. 63,3 GW.

Das Szenario B/C 2045 sieht gegenüber dem Szenario A 2045 einen insgesamt erhöhten Offshore-Windenergieausbau vor. Innerhalb der Nordsee wird neben dem planerisch gesicherten Leistungspotenzial von ca. 42,4 GW gemäß dem ROP AWZ 2021 ein weiterer Zubau von ca. 26 GW Offshore-Erzeugungsleistung mit Netzanschluss an das deutsche Übertragungsnetz angenommen. Dabei wird ebenso wie im Szenario A 2045 angenommen, dass innerhalb der Nordsee-AWZ perspektivisch weitere ca. 16 GW zusätzlich zu den bisher für die Windenergie im ROP AWZ 2021 vorgesehenen Gebieten zur Verfügung stehen. Um einen steileren Ausbaupfad der Offshore-Windenergie abzubilden, wird jedoch ein deutlich erhöhter Anteil von ca. 10 GW aus OWP in den AWZ der Nordsee-Anrainerstaaten angenommen. Das Szenario B/C 2045 berücksichtigt für die Ostsee zusätzlich zum Szenario A 2045 ein über den ROP AWZ 2021 hinausgehendes perspektivisches Potenzial von ca. 0,5 GW sowie den Anschluss von ca. 1 GW Erzeugungsleistung aus den AWZ der Ostsee-Anrainerstaaten. Somit beläuft sich die Erzeugungsleistung auf ca. 5,9 GW aus der deutschen Ostsee und ca. 4 GW aus den AWZ der Ostsee-Anrainerstaaten. Für den Rückbau werden dieselben Maßstäbe wie in A 2045 angesetzt, wodurch sich für B/C 2045 ein Nettoausbau von ca. 70,8 GW ergibt (siehe Tabelle 22).

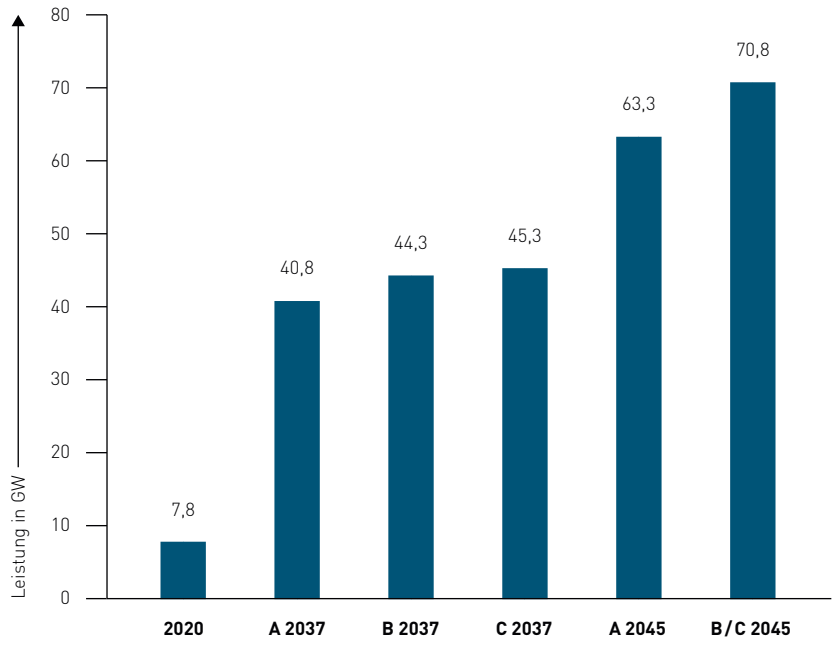
Tabelle 22: Installierte Erzeugungsleistung Offshore-Windenergie in Nord- und Ostsee

Leistung [GW]	31.12.2020	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B/C 2045
Nordsee planerisch gesichert	6,7	34,4	37,4	38,4	42,4	42,4
Ostsee planerisch gesichert	1,1	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
Nordsee perspektivisch	–	–	–	–	16,0	16,0
Ostsee perspektivisch	–	0,5	1,0	1,0	1,0	1,5
Nordsee (ausl. AWZ)	–	–	–	–	4,0	10,0
Ostsee (ausl. AWZ)	–	2,0	2,0	2,0	3,0	4,0
Nordsee Rückbau	–	– 0,5	– 0,5	– 0,5	– 6,4	– 6,4
Ostsee Rückbau	–	– 0,1	– 0,1	– 0,1	– 1,1	– 1,1
Summe	**7,8**	**40,8**	**44,3**	**45,3**	**63,3**	**70,8**

Bei der Aufsummierung der Einzelwerte ergeben sich Rundungsabweichungen

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 24: Installierte Erzeugungsleistung Offshore-Windenergie



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Flexibilitäten bei der Ermittlung und Nutzung der Offshore-Erzeugungsleistung

Die begrenzte Flächenverfügbarkeit der deutschen Meeresgewässer sowie die verschiedenen Nutzungen, zu denen neben der Offshore-Windenergie insbesondere die Schifffahrt, die Fischerei, die Forschung, der Naturschutz und die Verteidigung gehören, stellen eine Herausforderung für die Realisierung von deutlich mehr als 40 GW Offshore-Erzeugungsleistung dar, wie sie weitestgehend im ROP AWZ 2021 gesichert sind. Für die perspektivischen Flächenbedarfe der Offshore-Windenergie bedeutet dies, dass eine gewisse Unsicherheit bzgl. deren tatsächlicher Umsetzung besteht. Aus diesem Grund sind die in den Szenarien A 2045 und B/C 2045 getroffenen Annahmen zur Leistungsermittlung der potenziellen Flächen für Offshore-Windenergie, beispielsweise innerhalb des NSG Doggerbank und der Schifffahrtsroute SN10, nicht als absolut gesichert anzusehen. Ebenso verhält es sich mit den angenommenen Netzanschlüssen von OWP in den AWZ der Nord- und Ostsee-Anrainerstaaten an das deutsche Übertragungsnetz. Das Offshore-Potenzial kann darüber hinaus Veränderungen unterliegen. Dies betrifft in erster Linie die im Koalitionsvertrag vorgesehene Priorisierung der Offshore-Windenergie in den deutschen Meeresgewässern gegenüber anderen Nutzungen sowie die Abstimmung zwischen den Nord- und Ostsee-Anrainerstaaten hinsichtlich der regulatorischen Rahmenbedingungen für den grenzüberschreitenden Anschluss von OWP aus den Meeresgewässern anderer Staaten. Eine Anpassung und Präzisierung findet in den fortlaufenden NEP-Prozessen statt. Die Nutzung der Flächen für die Offshore-Windenergie wäre prinzipiell auch für die Wasserstofferzeugung auf See möglich. Um eine möglichst große Flexibilität für die Energieverwendung zu gewährleisten, befürworten die ÜNB eine prioritäre Verortung der Elektrolyseure an Land (siehe Anhang A.2).

Berücksichtigung des Vorentwurfs zur Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans

Am 17.12.2021 wurde vom BSH der Vorentwurf zur Fortschreibung des FEP veröffentlicht. Das BSH schlägt vor dem Hintergrund der im Koalitionsvertrag genannten Ausbauziele für Offshore-Windenergie eine im Vergleich zu den Annahmen der ÜNB zum Teil deutlich höhere Leistungsdichte für die Offshore-Flächen der Nordsee-Gebiete in den Zonen 3, 4 und 5 von bis zu 11,5 MW/km² vor. Dies würde dazu führen, dass das Potenzial für Offshore-Windenergie in der Zone 3 von 16 GW auf 20 GW und das Potenzial in den Zonen 4 und 5 von 14 GW auf 22 GW im Vergleich zu den Annahmen der ÜNB ansteigen könnte. Das BSH erwartet als Folge der vorgeschlagenen Erhöhung der Leistungsdichte im Vorentwurf des FEP eine Reduzierung der mittleren Volllaststundenzahl auf ca. 3.100 h/a in den Zonen 1 bis 3.

Die Fortschreibung des FEP befindet sich noch in einem frühen Stadium und entsprechende Begleitforschungen im Auftrag des BSH sind noch nicht abgeschlossen. Zudem wird der Fortschreibungsprozess noch mehrere Konsultationsrunden durchlaufen. Die im Vorentwurf veröffentlichten Werte können sich somit noch ändern. Die ÜNB sehen daher davon ab, den Vorentwurf des FEP im vorliegenden Szenariorahmen zugrunde zu legen. Die zusätzlichen Potenziale für Offshore-Windenergie aus dem Vorentwurf des FEP stellen eine zusätzliche Flexibilität zur Erreichung der szenariospezifischen Offshore-Ausbauziele der ÜNB dar. Weitere Erkenntnisse aus dem Fortschreibungsprozess des FEP können durch die BNetzA im Rahmen der Genehmigung des Szenariorahmens berücksichtigt werden.

Restriktionen und Chancen

Die Errichtung von Offshore-Netzanbindungssystemen stellt an alle Beteiligte hohe Anforderungen. Insbesondere sind den Beschleunigungspotenzialen in der Realisierung einzelner Offshore-Netzanbindungssysteme aufgrund der Marktverfügbarkeiten von Dienstleistern, Herstellern etc. und der notwendigen Genehmigungsverfahren Grenzen gesetzt, die mit Blick auf eine beschleunigte Energiewende zu Risiken in der Umsetzung führen.

Sämtliche Maßnahmen zur Beschleunigung sind frühzeitig anzugehen und einzuleiten. Durch ein Verzögern wichtiger Entscheidungen werden die Ambitionen zur Erreichung der Klimaneutralität in 2045 stetig größer. Für einen beschleunigten Ausbau der Offshore-Windenergie, bei dem auch Synergien genutzt werden können, sollten bereits heute Chancen und Restriktionen erkannt und aufgegriffen werden, um entsprechende Weichen stellen zu können. Weitere Informationen können dem Anhang entnommen werden (siehe Anhang A.2).

Offshore-Vernetzung

Die ÜNB reagieren mit innovativen Konzepten auf die zunehmenden Risiken und Herausforderungen zur Erreichung der Klimaneutralität.

Die seeseitige Vernetzung von Offshore-Netzanbindungssystemen auf nationaler und internationaler Ebene erhöht ihre Flexibilität. Hybride Offshore-Infrastrukturen, bei denen die radiale OWP-Anbindungsleitung um eine Interkonnektorleitung erweitert ist, ermöglichen zudem zusätzlich den grenzüberschreitenden EE-Stromhandel. Die seeseitige Vernetzung muss dabei in enger Abstimmung mit dem Ausbau landseitiger DC-Korridore erfolgen. Ziel dabei ist eine volkswirtschaftlich sinnvolle DC-Vernetzung von Offshore-Anbindungsleitungen mit den DC-Korridoren an Land. Zudem führen die ÜNB parallel zum Prozess des NEP 2037 (2023) eine Studie durch, um im Rahmen einer Kosten-Nutzen-Analyse die volkswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit einer Vernetzung der Offshore-Netzanbindungssysteme auf nationaler und internationaler Ebene zu ermitteln. Dazu verfolgen bereits einige Initiativen und Konzepte der ÜNB das Ziel, eine seeseitige Vernetzung in DC-Technologie zu etablieren.

Eine Umsetzung zur seeseitigen Vernetzung auf nationaler und internationaler Ebene können die Bornholm Energy Island und der North Sea Wind Power Hub (NSWPH) bieten. Der NSWPH wurde bereits im NEP 2035 (2021) im Rahmen einer Sensitivität des Szenarios C 2035 untersucht. Die Beschreibung der Modellierung der BEI und des NSWPH im NEP 2037 (2023) erfolgt in Kapitel 6.2.

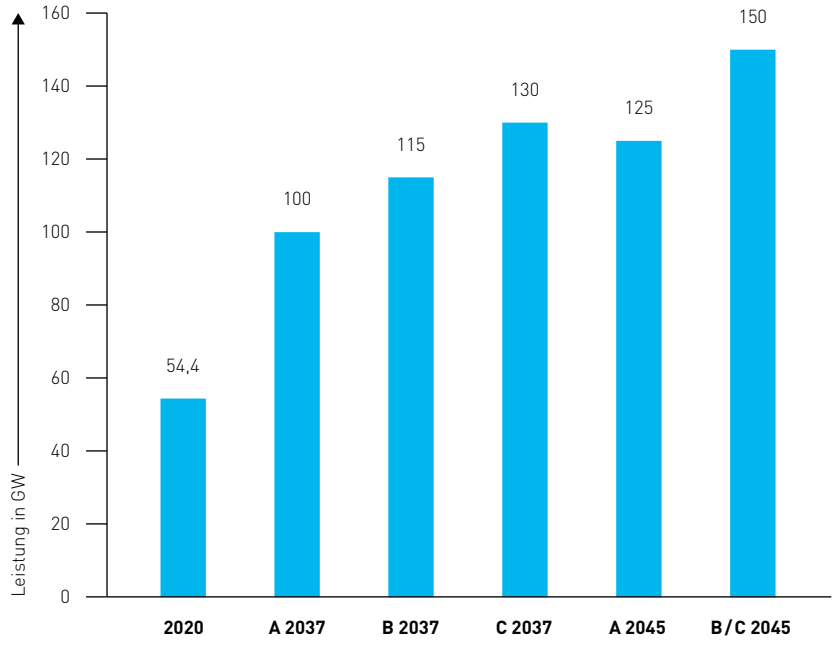
4.3.2 Onshore-Windenergie

Für Onshore-Windenergie werden im Koalitionsvertrag vom 07.12.2021 keine expliziten Kapazitätsziele genannt. Werden die weiteren Ziele im Koalitionsvertrag zum Anteil erneuerbarer Energien, zum Bruttostromverbrauch und zu den Leistungen von Offshore-Windenergie und Photovoltaik jedoch in einen Zusammenhang gebracht, kann eine Leistung von Onshore-Windenergie in der Größenordnung von rund 85 – 110 GW für das Jahr 2030 abgeschätzt werden. Diese Leistung liegt über dem aktuellen Ausbauziel von 71 GW für 2030 gemäß § 4 EEG 2021 und bedeutet bereits kurzfristig eine starke Anhebung des Ausbaupfads. Dies gilt umso mehr in Anbetracht dessen, dass viele Windenergieanlagen in den kommenden Jahren das Ende ihrer Lebensdauer erreichen und nach wie vor gesellschaftliche Akzeptanzprobleme und Hürden in den Flächenausweisungen und Genehmigungsverfahren den Ausbau der Windenergie verzögern. Mit Blick auf die Flächenausweisungen sieht der Koalitionsvertrag eine Ausweisung von 2 % der Landesflächen für die Nutzung von Onshore-Windenergie vor. Dies bedeutet, dass auch Bundesländer mit aktuell restriktiveren Abstandsregelungen eine deutliche Steigerung der installierten Leistung von Onshore-Windenergie ermöglichen sollen.

Die verschiedenen Ausbaupfade für Onshore-Windenergie in diesem Szenariorahmenentwurf sind in der folgenden Abbildung 25 visualisiert. Die dargestellten Werte zur installierten Leistung liegen in etwa im Mittel der in den genannten Studien (Kapitel 2.3) betrachteten Szenarien. Für das Szenario A ergibt sich ausgehend vom Bestand zum 31.12.2020 eine durchschnittliche jährliche Nettozubaurate von 2,7 GW bis zum Jahr 2037 und von 3,1 GW zwischen 2037 und 2045, für das Szenario B von 3,6 GW bis 2037 und von 4,4 GW zwischen 2037 und 2045 und für das Szenario C von 4,4 GW bis 2037 und von 2,5 GW zwischen 2037 und 2045. In Szenario C wird also bereits kurz- bis mittelfristig ein sehr steiler Zubaupfad verfolgt, der sich dann ab dem Jahr 2037 abschwächt. In den Szenarien A und B wird im Vergleich ein geringerer Nettozubau bis 2037 unterstellt, der dazu führt, dass langfristig noch einmal eine Anhebung des Zubaupfads erfolgen muss.

Es ist zu beachten, dass der für die Erreichung des Nettozubaus notwendige Bruttozubau aufgrund eines zu erwartenden Anlagenrückbaus deutlich abweichen kann. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass kurz nach der Jahrtausendwende ein deutlicher Zuwachs der Installationen von Windenergieanlagen zu beobachten war. Diese Anlagen werden in den kommenden Jahren vollständig zurückgebaut oder durch neue Anlagen ersetzt.

Abbildung 25: Installierte Erzeugungsleistung Onshore-Windenergie



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Regionalisierung Onshore-Windenergie

Die ÜNB haben für den Szenariorahmenentwurf zum NEP 2037 (2023) gemeinsam mit dem Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) eine Methodik zur räumlichen Verteilung der Anlagen (Regionalisierung) entwickelt und angewandt.

Zur Regionalisierung von Onshore-Windenergieanlagen wird analog zum Netzentwicklungsplan NEP 2035 (2021) zunächst für jedes Szenario eine Allokation der installierten Leistung auf Ebene der Bundesländer vorgenommen. Davon ausgehend wird innerhalb der Bundesländer unter Nutzung eines Regionalisierungsmodells ein anlagenscharfer Zubau modelliert. Die detaillierten methodischen Schritte der kleinräumigen Bestands- und Potenzialanalyse sowie die Zubaumodellierung für Onshore-Windenergieanlagen werden in Anhang A.3 genauer erläutert.

Allokation auf Bundeslandebene

Für die vorgelagerte Allokation der deutschlandweiten installierten Leistung auf Bundeslandebene werden zunächst folgende Daten für jedes Bundesland ermittelt:

(1) Aktueller Anlagenbestand mit Referenz 26.08.2021[17]

(2) Genehmigte Anlagen mit Referenz 21.08.2021[18]

(3) Potenzialfläche für den Zubau von Windenergieanlagen, umgerechnet in Leistung anhand eines spezifischen Flächenbedarfs für Windenergieanlagen im Bundesland

(4) Zwei Prozent der Landesfläche, umgerechnet in Leistung anhand eines spezifischen Flächenbedarfs für Windenergieanlagen im Bundesland

Für jedes Bundesland wird zunächst ein Kurzfriststützpunkt definiert, der den bereits heute absehbaren, kurzfristigen Zubau der Windenergie repräsentieren soll. Der Kurzfriststützpunkt der Bundesländer ergibt sich dabei aus dem jeweiligen Anlagenbestand zum 26.08.2021 (1) zuzüglich der bereits genehmigten Windenergieanlagen mit Stand 21.08.2021 (2). Der Kurzfriststützpunkt bildet für jedes Bundesland den Ausgangspunkt für den weiteren Zubau (nachfolgend: Netto-Restzubau) und stellt damit gleichzeitig eine untere Grenze für die Windenergieleistung jedes Bundeslandes dar.

Für die Verteilung des Netto-Restzubaus auf die Bundesländer ist zunächst die relative Verteilung des Flächenpotenzials in Leistung (3) auf die Bundesländer maßgeblich. Grundlage für die Ermittlung des Flächenpotenzials ist die in Anhang A.3 unter „Potenzialanalyse“ beschriebene Weißflächenanalyse. Die Flächengrößen, die sich aus dieser Potenzialanalyse ergeben, werden anhand eines mittleren spezifischen Flächenbedarfs in Leistung umgerechnet. Der mittlere spezifische Flächenbedarf wird dabei für jedes Bundesland anhand einer von der Windressource abhängigen, erwarteten Anlagenkonfiguration ermittelt. Er gibt den Flächenbedarf für die Installation einer Windenergieanlage wieder. Darüber hinaus wird für jedes Bundesland eine Leistung (4) ermittelt, die sich aus der Nutzung von 2 % der Landesfläche durch Windenergie (2 %-Flächenziel) und dem jeweiligen mittleren spezifischen Flächenbedarf ergibt.

Der Netto-Restzubau wird nun in einem iterativen Vorgehen anhand der relativen Potenzialverteilung auf die Bundesländer aufgeteilt. Sobald in einem Bundesland das 2 %-Flächenziel erreicht wird, wird der relative Verteilungsfaktor in diesem Bundesland um 50 % abgewertet. Über das 2 %-Flächenziel wird also ein Schwellenwert abgebildet, ab dem in einem Bundesland möglicherweise weniger Flächen für die Windenergienutzung zur Verfügung stehen und der Zubau in diesem Bundesland so gebremst wird. Nach Abwertung des Potenzials eines Bundeslandes ergibt sich eine neue relative Potenzialverteilung, die verwendet wird, um den noch übrigen Teil des Netto-Restzubaus auf die Bundesländer aufzuteilen. Der Prozess wird so lange wiederholt, bis die installierte Leistung des jeweiligen Szenarios auf Bundesebene erreicht ist. Die Abwertung des Potenzials kann pro Bundesland nur einmalig erfolgen.

17 https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Datendownload

18 Fachagentur Windenergie an Land

Zusammenfassend führt der beschriebene Ansatz dazu, dass die Verteilung des Zubaus an Windenergieanlagen auf die Bundesländer in erster Linie an den jeweiligen Flächenpotenzialen orientiert wird. Windhöffigkeit oder Standortertrag werden in der Methodik nur mittelbar über die spezifischen Flächenbedarfe und insofern berücksichtigt, dass in der Potenzialanalyse ein Mindestertrag vorausgesetzt wird. Darüber hinaus wird kein Faktor angesetzt, der einen stärkeren Zubau in besonders windhöffigen Bundesländern ermöglichen würde. Aktuelle bundeslandspezifische Abstandsregelungen wie die 10 H-Regel in Bayern werden mit Blick auf die Zeithorizonte 2037 und 2045 und die aktuelle politische Diskussion außer Betracht gelassen. Insgesamt ergibt sich daher ein etwas höherer Zubau in den süddeutschen Regionen.

Im Rahmen der Konsultation können gern Hinweise dazu eingebracht werden, ob die Methodik zur Allokation der Windenergieleistung auf die Bundesländer zwischen den Szenarien variiert oder ob weitere Faktoren, z. B. zur Berücksichtigung der Windhöffigkeit oder Wirtschaftlichkeit von Standorten, in die Methodik integriert werden sollten.

Die resultierenden installierten Leistungen für Onshore-Windenergie nach Bundesland sind in Tabelle 23 dargestellt. Das 2 %-Flächenziel wird dabei in den Szenarien B und C 2037 sowie in A 2045 in Schleswig-Holstein und Sachsen-Anhalt erreicht und überschritten. In Szenario B/C 2045 wird das Ziel zusätzlich in Brandenburg überschritten.

Tabelle 23: Installierte Erzeugungsleistung Onshore-Windenergie je Bundesland

Leistung [GW]	Bestand	Kurzfrist-stützpunkt	2 %-Flächenziel*	Flächen-potenzial	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B/C 2045
Baden-Württemberg	1,7	1,9	19,5	63,5	4,1	5,0	5,9	5,6	7,3
Bayern	2,6	2,7	38,3	105,9	6,3	7,8	9,4	8,9	11,6
Berlin	<0,1	<0,1	0,5	0,3	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
Brandenburg	7,8	8,9	17,7	134,1	13,5	15,4	17,4	16,7	18,9
Bremen	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Hamburg	0,1	0,1	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Hessen	2,3	2,7	11,9	79,2	5,4	6,5	7,7	7,3	9,4
Mecklenburg-Vorpommern	3,5	3,7	14,6	111,2	7,6	9,1	10,8	10,2	13,1
Niedersachsen	11,4	12,5	29,7	144,6	17,5	19,5	21,7	21,0	24,7
Nordrhein-Westfalen	6,3	7,4	20,6	62,5	9,6	10,5	11,4	11,1	12,7
Rheinland-Pfalz	3,8	4,1	11,3	55,9	6,1	6,8	7,7	7,4	8,8
Saarland	0,5	0,5	1,5	5,3	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0
Sachsen	1,3	1,3	10,9	56,2	3,3	4,1	4,9	4,6	6,1
Sachsen-Anhalt	5,1	5,3	12,2	162,6	10,9	12,7	14,0	13,5	15,7
Schleswig-Holstein	6,8	8,2	10,3	51,3	10,0	10,5	10,9	10,8	11,4
Thüringen	1,6	1,9	9,2	82,5	4,7	5,9	7,1	6,7	8,8
Deutschland	**55,0**	**61,5**	**209,0**	**1.115,2**	**100,0**	**115,0**	**130,0**	**125,0**	**150,0**

*2 % der Landesfläche. Die Umrechnung in Leistung erfolgt anhand spezifischer Flächenbedarfe für Windenergie je Bundesland.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, IEE

4.3.3 Photovoltaik

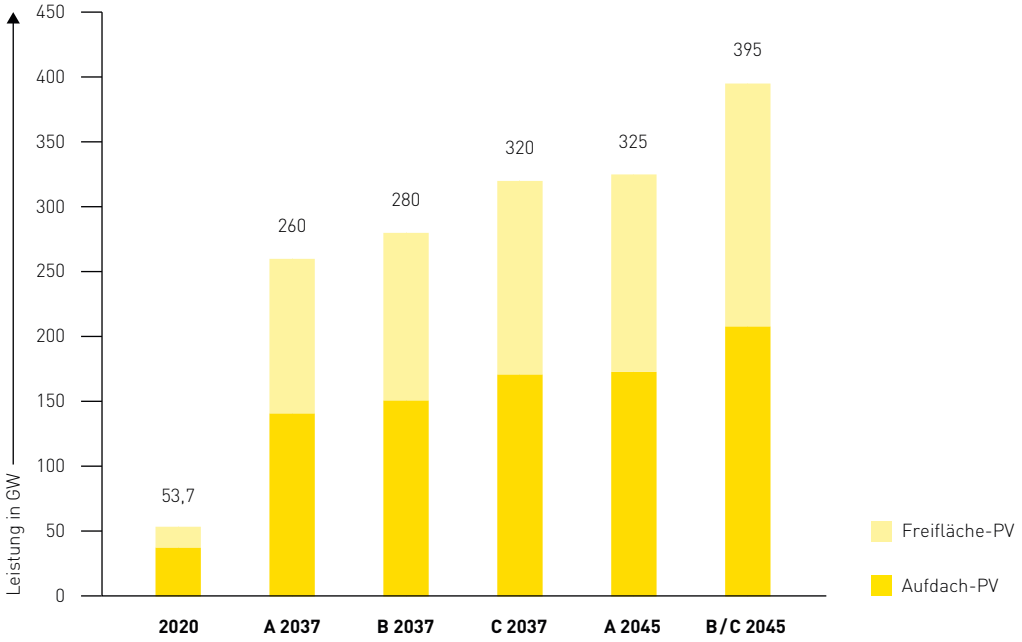
Die Photovoltaik (PV) wird zukünftig die Technologie mit der höchsten installierten Leistung aus erneuerbaren Energien in Deutschland sein. Bereits in den vergangenen Jahren konnte bedingt durch eine günstige Preisentwicklung ein deutlicher Anstieg der Installationen beobachtet werden. Die derzeitige Antragslage bei den Netzbetreibern weist zudem darauf hin, dass sich dieser Trend in den kommenden Jahren fortsetzen und möglicherweise weiter verstärken wird. Das im Koalitionsvertrag beschriebene Ziel von rund 200 GW bis zum Jahr 2030 bedeutet nahezu eine Vervierfachung der derzeit installierten Leistung in weniger als 10 Jahren und eine Verdopplung des derzeitigen Ausbauziels für 2030 nach § 4 EEG 2021. Dazu sollen gemäß Koalitionsvertrag PV-Anlagen auf Dachflächen gewerblicher Neubauten verpflichtend und bei privaten Neubauten die Regel werden.

Der Zubau der Photovoltaik wird unter anderem von der Entwicklung der Strompreise und Vergütungssätze sowie der Kosten für Module und Gesamtkonzepte, z. B. in Verbindung mit Speichern zur Eigenbedarfsdeckung, abhängen. Im Bereich der Freiflächen-PV können durch die Flächennutzungskonkurrenz auch die gesellschaftliche Akzeptanz und genehmigungsrechtliche Hindernisse eine Rolle spielen. In Anbetracht der hohen Ausbauziele des Koalitionsvertrags könnten in Zukunft verstärkt die Verfügbarkeit von Netzanschlüssen und die Kapazitäten zur Installation und Montage limitierende Faktoren sein.

Für die Photovoltaik wird im Vergleich zu heute von einem deutlichen Zuwachs der durchschnittlichen Nettozubauraten ausgegangen. Die verschiedenen Ausbaupfade für Photovoltaik in diesem Szenariorahmenentwurf sind in der folgenden Abbildung 26 visualisiert. Die Annahmen zur installierten Leistung liegen auf einem ähnlichen Niveau wie die Mantelzahlen der Vergleichsstudien in Kapitel 2.3, wobei die Werte im C-Szenariopfad etwas oberhalb des Durchschnitts der dort betrachteten Szenarien liegen. Die Annahme von knapp 395 GW im Szenario B/C 2045 entspricht in etwa dem Wert der KNDE-Studie. Für das Szenario A ergibt sich ausgehend vom Bestand zum 31.12.2020 eine durchschnittliche jährliche Nettozubaurate von 12,1 GW bis zum Jahr 2037 und von 8,1 GW zwischen 2037 und 2045, für das Szenario B von 13,3 GW bis 2037 und von 14,4 GW zwischen 2037 und 2045 und für das Szenario C von 15,7 GW bis 2037 und von 9,4 GW zwischen 2037 und 2045.

Für die Aufteilung des Zubaus von PV-Anlagen in Aufdach- und Freiflächen wird von gleichen Anteilen beider Anlagenkategorien ausgegangen. Während in der Vergangenheit die Freiflächenanlagen nur ca. ein Viertel der zugebauten Leistung ausgemacht haben, wird mit einem Anstieg des Freiflächenanteils in den kommenden Jahren gerechnet. Gründe hierfür sind die sehr hohen erforderlichen Zubauleistungen der Photovoltaik von teilweise deutlich über 10 GW pro Jahr, für die nur begrenzte Kapazitäten für die Installation und Montage von Aufdachanlagen zur Verfügung stehen. Für Freiflächenanlagen ist sowohl der Installationsaufwand geringer als auch zu erwarten, dass Arbeitskräfte hierfür kurzfristig angelernt werden können. Ein weiterer Treiber für eine Verschiebung hin zu mehr Freiflächenanlagen ist der Trend zu großen PV-Parks, die außerhalb des EEG auf Basis von Power Purchase Agreements betrieben werden sollen. Den Übertragungsnetzbetreibern liegen zahlreiche Projekte und Anfragen für derartige Vorhaben vor. Der Anstieg der Börsenstrompreise begünstigt diese Entwicklung.

Abbildung 26: Installierte Erzeugungsleistung Photovoltaik



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Regionalisierung Photovoltaik

Die ÜNB haben für den Szenariorahmenentwurf zum NEP 2037 (2023) gemeinsam mit dem Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) eine Methodik zur Regionalisierung entwickelt und angewandt.

PV-Anlagen werden grundsätzlich nach den Kategorien Aufdach- und Freiflächen-PV differenziert betrachtet. Diese Kategorien unterscheiden sich in den für den Aufbau in Frage kommenden Flächen sowie den Kosten und der Geschwindigkeit des Aufbaus. Für die Kategorie Freiflächen-PV erfolgt analog zu den Onshore-Windenergieanlagen zunächst eine Allokation auf Bundeslandebene.

Die methodischen Schritte der kleinräumigen Bestands- und Potenzialanalyse sowie die Zubaumodellierung für Aufdach- und Freiflächen-PV werden in Anhang A.4 dargestellt.

Allokation auf Bundeslandebene (Freiflächen-PV)

Für die vorgelagerte Allokation der deutschlandweiten installierten Leistung auf Bundeslandebene werden zunächst folgende Daten für jedes Bundesland ermittelt:

(1) Kurzfriststützpunkt auf Basis der EEG-Mittelfristprognose 2022 – 2026

(2) Potenzialfläche

(3) Durchschnittlicher Ertrag der PV-Anlagen (Volllaststunden)

Für jedes Bundesland wird zunächst ein Kurzfriststützpunkt definiert. Dieser ergibt sich aus der bundeslandspezifischen Leistungsprognose für das Jahr 2026 aus der EEG-Mittelfristprognose 2022 – 2026 (1). In diesem Wert spiegelt sich der Bestand zuzüglich der erwarteten Entwicklung für die nächsten Jahre unter Berücksichtigung der Ergebnisse der letzten Ausschreibungsrunden und bekannter Anträge für Direktanschlüsse bei den ÜNB wider.

Zusätzlich wird für jedes Bundesland die Potenzialfläche für Freiflächen-PV-Anlagen auf Basis der in Anhang A.4 beschriebenen Potenzialanalyse ermittelt. Die Gewichtung der Potenzialflächen in den Bundesländern wird so parametriert, dass die Potenzialfläche in dem Bundesland mit dem höchsten durchschnittlichen Ertrag (Baden-Württemberg) doppelt so hoch bewertet wird wie die Potenzialfläche in dem Bundesland mit dem niedrigsten durchschnittlichen Ertrag (Niedersachsen). Als Grundlage für die Abschätzung des Ertrags dient die Strahlungsressource gemessen am Mittelwert der Globalstrahlung zwischen 1991 und 2020. Über diesen Ansatz soll die höhere Erschließungswahrscheinlichkeit für Standorte mit hohen Erträgen, also eine möglicherweise höhere Wirtschaftlichkeit, abgebildet werden. Im Ergebnis werden die Potenziale für Freiflächen-PV in den süddeutschen Regionen deutlich häufiger erschlossen. Die Potenzialausschöpfung liegt im Szenario B/C 2045 in Bayern beispielsweise bei 78 %, während sie in Schleswig-Holstein bei 40 % liegt. Aufgrund ihres hohen Flächenpotenzials werden über diesen Ansatz jedoch auch nördlicheren Bundesländern wie Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern hohe Leistungswerte zugewiesen.

Die resultierenden installierten Leistungen für Freiflächen-PV nach Bundesland sind in Tabelle 24 dargestellt.

Tabelle 24: Installierte Erzeugungsleistung Freiflächen-PV je Bundesland

Leistung [GW]	Bestand	Kurzfrist-stützpunkt	Potenzial*	Relative Verteilung nach Fläche mit Gewichtungsfaktor	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B/C 2045
Baden-Württemberg	0,6	1,5	28,2	11 %	10,6	11,7	14,0	14,3	18,2
Bayern	4,4	12,0	51,3	19 %	27,2	29,1	32,8	33,4	39,9
Berlin	0	0	0	0 %	0	0	0	0	0
Brandenburg	4,0	6,1	29,1	8 %	12,3	13,0	14,5	14,8	17,4
Bremen	0	0	0,2	0 %	0	0	0,1	0,1	0,1
Hamburg	0	0	0,1	0 %	0	0	0	0	0
Hessen	0,4	0,9	17,3	5 %	4,6	5,0	5,9	6,1	7,7
Mecklenburg-Vorpommern	1,8	4,3	41,7	10 %	12,6	13,6	15,6	15,9	19,5
Niedersachsen	0,6	0,9	67,8	13 %	11,8	13,2	15,9	16,3	21,0
Nordrhein-Westfalen	0,3	0,6	22,6	5 %	4,7	5,2	6,3	6,4	8,2
Rheinland-Pfalz	0,6	1,3	27,0	8 %	7,6	8,4	10,0	10,2	13,0
Saarland	0,2	0,7	2,4	1 %	1,3	1,4	1,5	1,6	1,8
Sachsen	1,4	2,0	9,7	3 %	4,3	4,6	5,2	5,2	6,2
Sachsen-Anhalt	1,6	4,6	26,6	7 %	10,6	11,3	12,8	13,0	15,6
Schleswig-Holstein	0,7	1,6	18,9	4 %	4,8	5,2	6,0	6,1	7,5
Thüringen	0,7	1,6	23,4	6 %	6,6	7,2	8,4	8,6	10,8
Deutschland	**17,0**	**38,2**	**366,5**	**100 %**	**119,0**	**129,0**	**149,0**	**152,0**	**187,0**

* Es werden nur Flächen mit einer Mindestgröße von 1 ha berücksichtigt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, IEE

Allokation auf Bundeslandebene (Aufdach-PV)

Die Regionalisierung der Aufdach-PV ergibt sich unmittelbar aus der in den Anhang A.4 beschriebenen kleinräumigen Bestands- und Potenzialanalyse sowie Zubaumodellierung. Eine vorgelagerte Allokation auf Bundeslandebene wird bei Aufdach-PV nicht vorgenommen. Die folgende Tabelle 25 zeigt die Gesamtleistung der Bestandsanlagen je Bundesland sowie das Gesamtpotenzial und die ermittelte installierte Leistung je Bundesland und Szenario.

Tabelle 25: Installierte Erzeugungsleistung Aufdach-PV je Bundesland

Leistung [GW]	Bestand*	Potenzial	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B/C 2045
Baden-Württemberg	6,1	34,3	21,8	23,3	26,0	26,3	30,9
Bayern	10,3	52,0	36,7	38,9	43,1	43,5	49,9
Berlin	0,1	4,5	0,5	0,6	0,7	0,7	0,9
Brandenburg	1,5	11,8	5,5	5,9	6,7	6,8	8,4
Bremen	0,1	1,4	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4
Hamburg	0,1	3,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,5
Hessen	2,0	19,6	8,0	8,6	10,0	10,1	12,6
Mecklenburg-Vorpommern	1,2	6,6	3,9	4,2	4,7	4,8	5,6
Niedersachsen	3,8	34,5	14,8	16,0	18,3	18,5	22,8
Nordrhein-Westfalen	5,5	55,6	21,4	23,1	26,6	26,9	33,3
Rheinland-Pfalz	1,8	15,1	7,4	7,9	9,1	9,3	11,4
Saarland	0,4	3,2	1,5	1,6	1,8	1,9	2,3
Sachsen	1,4	12,6	5,2	5,5	6,4	6,4	8,0
Sachsen-Anhalt	1,5	10,5	5,1	5,5	6,2	6,3	7,6
Schleswig-Holstein	1,2	11,5	4,8	5,2	5,9	6,0	7,3
Thüringen	1,0	8,9	3,9	4,2	4,9	4,9	6,1
Deutschland	**38,0**	**285,3**	**141,0**	**151,0**	**171,0**	**173,0**	**208,0**

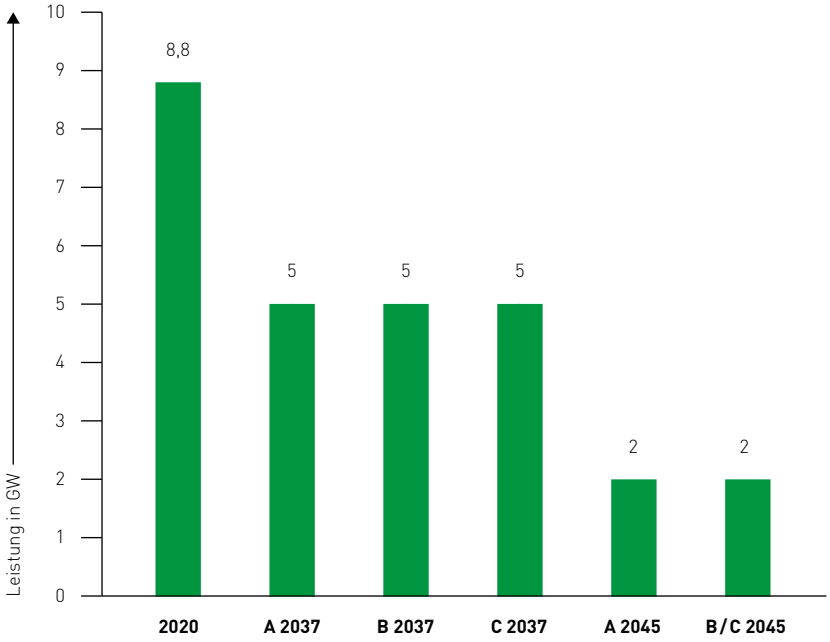
*Basierend auf den Geodaten des IEE

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, IEE

4.3.4 Biomasse und Laufwasser

Die Erzeugungsleistung von Biomasse- und Biogasanlagen liegt derzeit bei ca. 8,8 GW. Bis zu den Jahren 2037 und 2045 wird von einem Rückgang der Erzeugungsleistung aus Biomasseanlagen ausgegangen. Ein Weiterbetrieb von bestehenden Anlagen nach Ablauf der EEG-Förderung wird für viele Anlagen wirtschaftlich schwieriger darstellbar sein, insbesondere wenn im Zuge des weiteren Fortschreitens der Energiewende eine höhere Flexibilisierung von Stromerzeugern erforderlich sein wird. Auch aufgrund ihrer begrenzten Verfügbarkeit erscheint es fraglich, ob Biomasse weiterhin in der gleichen Größenordnung wie heute im Stromsektor eingesetzt wird. Stattdessen könnte sie zur Dekarbonisierung in anderen Sektoren (z. B. zur Bereitstellung von Prozesswärme) genutzt werden, wo ihre Nutzung zum Teil mit höheren Wirkungsgraden verbunden ist. Darüber hinaus kann Biomasse als biogene Kohlenstoffquelle für industrielle Prozesse dienen, die auch mit voranschreitender Transformation des Energiesystems Kohlenstoff benötigen. Bis zum Jahr 2037 wird von einem durchschnittlichen jährlichen Nettorückbau von rund 220 MW ausgegangen und von 2037 bis 2045 von einem jährlichen Nettorückbau von 375 MW.

Abbildung 27: Installierte Erzeugungsleistung Biomasse



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Für Laufwasser wird keine Änderung der installierten Leistung im Vergleich zum Bestand angenommen. Die installierte Leistung beträgt in allen Szenarien 3,9 GW.

Regionalisierung Biomasse und Laufwasser

Für Biomasse und Laufwasser wird eine Regionalisierung entsprechend des aktuellen Anlagenbestands angenommen. In Tabelle 26 sind die auf Bundesländer aggregierten installierten Leistungen aufgeführt. Sowohl für Biomasse als auch für Laufwasser, bei denen kein Zubau erwartet wird, entfallen die Potenzialanalyse und die Zubaumodellierung.

Tabelle 26: Installierte Erzeugungsleistung Laufwasser und Biomasse je Bundesland

Leistung [GW]	Laufwasser – alle Szenarien	Biomasse – alle Szenarien 2037	Biomasse – alle Szenarien 2045
Baden-Württemberg	0,9	0,5	0,2
Bayern	2,3	1,1	0,4
Berlin	0	0	0
Brandenburg	0	0,3	0,1
Bremen	0	0	0
Hamburg	0	0	0
Hessen	0,1	0,2	0,1
Mecklenburg-Vorpommern	0	0,2	0,1
Niedersachsen	0,1	1,0	0,4
Nordrhein-Westfalen	0,2	0,5	0,2
Rheinland-Pfalz	0,2	0,1	0
Saarland	0	0	0
Sachsen	0,1	0,2	0,1
Sachsen-Anhalt	0	0,3	0,1
Schleswig-Holstein	0	0,3	0,1
Thüringen	0	0,2	0,1
Deutschland	3,9	5,0	2,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

4.4 Zusammenfassung der installierten Leistung erneuerbarer Energien je Szenario

Die im vorherigen Abschnitt 4.3 beschriebenen Annahmen und die Herleitung der Anteile der erneuerbaren Stromerzeugung am Bruttostromverbrauch sind in der folgenden Tabelle 27 je Szenario zusammengefasst.

Tabelle 27: Installierte Leistung und abgeschätzte Erzeugungsmengen (TWh) von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien

	Bestand	A 2037		B 2037		C 2037		A 2045		B/C 2045	
	GW	GW	TWh	GW	TWh	GW	TWh	GW	TWh	GW	TWh
Offshore-Wind	7,8	40,8	163,2	44,3	177,2	45,3	181,2	63,3	253,2	70,8	283,2
Onshore-Wind	54,4	100,0	240,0	115,0	276,0	130,0	312,0	125,0	312,5	150,0	375,0
Photovoltaik	53,7	260,0	247,0	280,0	266,0	320,0	304,0	325,0	308,8	395,0	375,3
Biomasse	8,8	5,0	15,0	5,0	15,0	5,0	15,0	2,0	6,0	2,0	6,0
Laufwasser	3,9	3,9	17,0	3,9	17,0	3,9	17,0	3,9	17,0	3,9	17,0
Abfall (erneuerbarer Anteil)*	0,8	0,8	5,0	0,8	5,0	0,8	5,0	0,8	5,0	0,8	5,0
Speicherwasser	1,4	1,4	3,9	1,4	3,9	1,4	3,9	1,4	3,9	1,4	3,9
Abschätzung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch											
Summe der abgeschätzten Stromerzeugung [TWh]		691,2		760,2		838,2		906,4		1.065,4	
Pauschaler Abschlag für Spitzenkappung und marktseitige Einsenkung [TWh]		–25,0		–25,0		–25,0		–40,0		–40,0	
Summe der abgeschätzten Stromerzeugung inkl. Abschlag [TWh]		666,2		735,2		813,2		866,4		1.025,4	
Bruttostromnachfrage [TWh]**		778,7		846,4		926,4		953,5		1.128,2	
Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch***		>85,5 %		>86,9 %		>87,8 %		>90,9 %		>90,9 %	

* 50 % der Gesamtleistung und Energiemenge von Abfallkraftwerken

** für Szenariojahre exklusive Stromverbrauch aus Speichern

*** Der EE-Anteil umfasst nur die direkte inländische Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Die Stromerzeugung aus Wasserstoff oder Speichern ist darin nicht enthalten. Die zusätzliche Berücksichtigung der indirekten Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung (bspw. über die Rückverstromung von erneuerbar erzeugtem Wasserstoff) würde zu einem höheren EE-Anteil führen. Die angegebenen Werte sind daher als untere Grenze zu verstehen. Beide Szenarien für 2045 sind klimaneutral.

Hinweis: Sämtliche Energiemengen stellen lediglich eine Abschätzung im Rahmen der Szenariobildung dar. Die Energiemengen im Netzentwicklungsplan sind u. a. abhängig von der detaillierten Regionalisierung der Stromerzeugungsanlagen und ihrem Einsatz in der Marktsimulation.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Höhe und zeitlicher Verlauf der Jahresstromerzeugung hängen neben der Regionalisierung der Stromerzeugungsanlagen (vgl. Anhang A.3 und A.4) auch von den zugrunde gelegten Wetterbedingungen ab. Dies gilt vor allem in Bezug auf die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten, da diese im Jahresvergleich größeren Schwankungen unterliegen. Für die Ermittlung der Zeitreihen soll wie in den vorherigen drei NEP das Wetterjahr 2012 genutzt werden. Dieses ist insbesondere aufgrund seiner im Jahresvergleich durchschnittlichen Windeinspeisung sehr gut für eine repräsentative Abbildung der Wetterverhältnisse in Deutschland und Europa geeignet.

4.5 Methode zur Berücksichtigung der Spitzenkappung

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 Verteilnetzbetreiber 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.

Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen vor, die aus den vorherigen Netzentwicklungsplänen bekannte Methodik zur Spitzenkappung wieder zu verwenden. Die Übertragungsnetzbetreiber sind jedoch ausdrücklich für andere Vorgehensweisen offen und weisen auf die Möglichkeit hin, diese im Rahmen der Konsultation des Szenariorahmenentwurfs einzubringen.

1 Einführung
2 Szenarienbeschreibung
3 Stromverbrauch
4 Erneuerbare Energien
5 Konventionelle Kraftwerke und Speicher
6 Europäischer Rahmen
7 Brennstoff- und CO_2-Preise

5 Konventionelle Kraftwerke und Speicher

Konventionelle Kraftwerke werden auch in einem klimaneutralen Stromsystem weiterhin benötigt, die zur Erreichung von Netto-Null Emissionen langfristig mit klimaneutralen Brennstoffen betrieben werden müssen. Im Gegensatz zu den meisten EE-Technologien unterliegt ihr Einsatz keinen fluktuierenden Schwankungen und kann somit flexibel an den aktuellen Bedarf angepasst werden. Mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung gewinnen auch Speicher an Bedeutung. Im Folgenden werden die Annahmen zu konventionellen Kraftwerken und Speichern für den NEP 2037 (2023) im Detail erläutert. Am Ende wird auf den Aspekt der Versorgungssicherheit eingegangen.

Bei der Ermittlung des zukünftigen konventionellen 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 Übertragungsnetzbetreiber liegen und in das deutsche Stromnetz einspeisen.
- Es wird der gesamte Kraftwerkspark erfasst, unabhängig davon, ob Kraftwerke in industrielle, andere private oder öffentliche Netze einspeisen.
- Die angegebenen Kraftwerksleistungen sind Nettonennleistungen aller Kraftwerke 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 Konventionelle Kraftwerkskapazitäten

Ausgangslage für die Ermittlung des Kraftwerksparks, basierend auf den gegebenen Abgrenzungen, ist eine Bestandsaufnahme der aktuell in Betrieb, in Bau und in Planung befindlichen sowie der vorläufig stillgelegten Kraftwerke. Als Datengrundlage für die Dimensionierung des konventionellen Kraftwerksparks sind die internen Bestands-, Zubau- und Rückbaulisten der Bundesnetzagentur (BNetzA) mit Stand 15.11.2021 und das Marktstammdatenregister der BNetzA genutzt worden. Die Annahmen zur Stilllegung von Kraftwerken basieren auf bekannten Stilllegungsanzeigen, politischen Zielstellungen und einer pauschalen Annahme zur technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer von 45 Jahren.[19]

Im Koalitionsvertrag von SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP wird eine Beschleunigung des Kohleausstiegs anvisiert. Idealerweise soll dies bereits bis 2030 geschehen. Im Szenariorahmenentwurf wird daher angenommen, dass sämtliche Stein- und Braunkohlekraftwerken vor 2037 aus dem Strommarkt ausscheiden. Auch emissionsintensive Kuppelgaskraftwerke der Stahlindustrie tragen in den Zieljahren nicht mehr zur Stromerzeugung bei. Durch die Umstellung auf wasserstoffbasierte Verfahren lassen sich signifikante CO_2-Emissionseinsparungen in der Stahlerzeugung erzielen. Kraftwerke, die mit Mineralöl befeuert werden, gehen bis spätestens 2045 vom Netz. Der Großteil von ihnen wird bis dahin ohnehin das Ende der technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer erreicht haben.

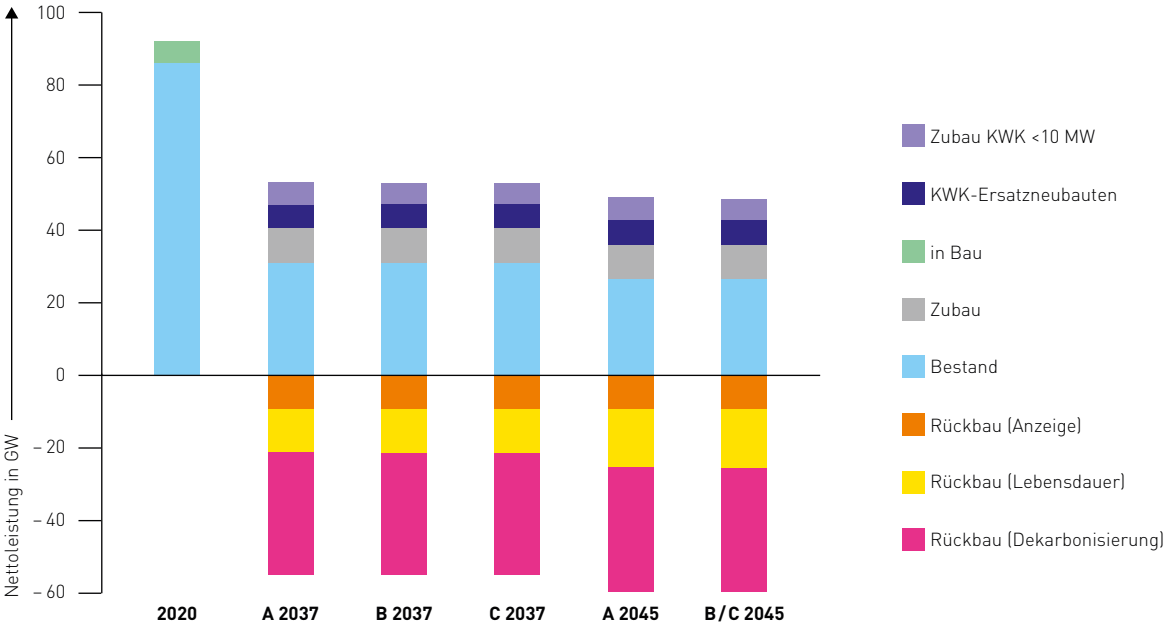
Zur Dekarbonisierung des verbliebenen Kraftwerksparks müssen Gaskraftwerke langfristig statt mit Erdgas mit Wasserstoff betrieben werden, wodurch bereits in 2037 zum Teil Wasserstoff in diesen Kraftwerken zum Einsatz kommt. Im Rahmen der Modellierung des Kraftwerkseinsatzes wird jedoch keine Differenzierung zwischen Erdgas und Wasserstoff vorgenommen. Es wird angenommen, dass Wasserstoff und Erdgas 2037 auf demselben Preisniveau liegen. Die Modellierungsparameter unterscheiden sich nicht. Aus diesem Grund muss für 2037 auch keine Annahme darüber getroffen werden, in welchen Gaskraftwerken welcher Brennstoff zum Einsatz kommt. In 2045 wird kein Erdgas mehr zur Stromerzeugung genutzt. Bis 2045 wird damit ein fast vollständiger Umstieg auf klimaneutrale Energieträger im deutschen Kraftwerkspark vollzogen. Einzig der Betrieb von Abfallkraftwerken kann in 2045 noch mit CO_2-Emissionen verbunden sein.

19 Bestimmung der Außerbetriebnahme bei Kraftwerken erfolgt auf Basis bekannter Stilllegungen, gesetzlicher Vorgaben und Annahmen zur technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer. Ausnahme sind hier Wasser- und Abfallkraftwerke, bei denen von einer unbegrenzten Lebensdauer ausgegangen wird.

Zur Deckung der Wärmenachfrage in den Fernwärmenetzen wird bei Stilllegung von KWK-Anlagen eine Investition in KWK-Ersatzneubauten angenommen. Aufgrund der zunehmenden Nutzung von alternativen Quellen in der Fernwärmeerzeugung ist die installierte KWK-Leistung allerdings rückläufig. Sie bieten dem Stromsystem eine besonders hohe Flexibilität, da sie in Zeiten geringen EE-Angebots nicht nur Strom bereitstellen, sondern durch ihre Wärmeauskopplung auch den Einsatz von stromverbrauchenden Wärmeerzeugern im Fernwärmenetz reduzieren können.

Der Vergleich des ermittelten konventionellen Kraftwerksparks mit dem aktuellen Bestand von 86 GW (Stand 31.12.2020) weist in Abhängigkeit von Zieljahr und Szenario einen maximalen Rückgang auf bis zu 49,8 GW auf. In den Szenarien werden darüber hinaus jedoch weitere, nicht exakt verortete Kraftwerkskapazitäten (sogenannte lastnahe Reserven) angenommen, die in diese Berechnung nicht einbezogen sind. (siehe Kapitel 5.6)

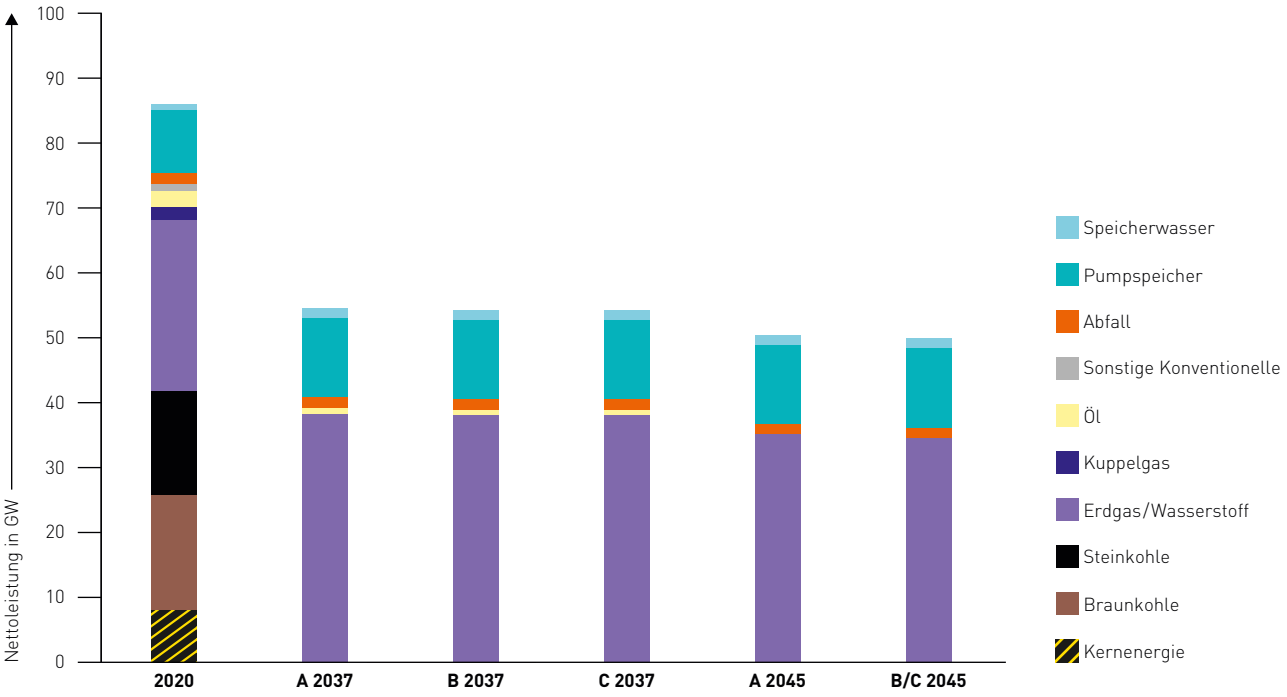
Abbildung 28: Erwartete Entwicklung der Leistung konventioneller Kraftwerke in Deutschland



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Hauptbestandteil des Kraftwerksparks in den vorgeschlagenen Szenarien sind gasbefeuerte und hydraulische Kraftwerke.

Abbildung 29: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Folgenden werden die getroffenen spezifischen Annahmen je Energieträger genauer erläutert.

5.1.1 Gaskraftwerke

Allein durch den Wegfall der installierten Leistung der Kern- und Kohlekraftwerke reduziert sich der Kraftwerkspark im Vergleich zu heute (Stand 31.12.2020) schrittweise um rund 42 GW. Um auch weiterhin jederzeit den Stromverbrauch decken zu können, sind neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien ebenso regelbare Kraftwerke entscheidend. In einem Energiesystem mit primär fluktuierender Stromerzeugung müssen diese Kraftwerke möglichst flexibel auf Erzeugungs- sowie Laständerungen reagieren können. Der Einsatz wird sich zukünftig vermehrt auf vergleichsweise wenige Stunden im Jahr konzentrieren, in denen nicht ausreichend Strom aus erneuerbaren Energiequellen oder Speichern zur Lastdeckung verfügbar ist. Zur Deckung der Residuallast bleiben nach dem Ausstieg aus der Kernenergie und Kohleverstromung daher vor allem Gaskraftwerke ein wichtiger Bestandteil der Stromerzeugung.

Langfristig ist eine Umstellung auf einen klimaneutralen Brennstoff (z. B. Wasserstoff) zwingend erforderlich. Unter Berücksichtigung des Koalitionsvertrages der Regierungspartien SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP sollen neue Gaskraftwerke „H_2-ready“ sein, um langfristig umgerüstet werden zu können.

Daher wird in diesem Szenariorahmenentwurf angenommen, dass aktuell in Bau oder in Planung befindliche Kraftwerksprojekte diese Voraussetzung bereits erfüllen und somit alternativ auch Wasserstoff oder ein Erdgas-Wasserstoff-Gemisch nutzen können. KWK-Anlagen, die ihre technisch-wirtschaftliches Lebensdauer erreichen, werden ebenfalls durch KWK-Anlagen ersetzt (siehe Abschnitt KWK-Ersatzneubauten), die Wasserstoff nutzen können. Der Zeitpunkt der Umrüstung des jeweiligen Kraftwerkstandorts auf den Einsatz mit Wasserstoff oder ein anderes synthetisches Gas lässt sich aus heutiger Sicht allerdings kaum abschätzen. Für die Netzentwicklungsplanung ist dies voraussichtlich auch nicht entscheidend, da der resultierende Netzausbaubedarf kaum durch thermische Kraftwerke determiniert wird, die vornehmlich zu Zeitpunkten eingesetzt werden, in denen die Einspeisung aus erneuerbaren Energien gering ist.

Im Folgenden wird die Methodik zur Ermittlung der zukünftigen Leistung von KWK-Ersatzneubauten und KWK-Kleinanlagen (KWK <10 MW) beschrieben. Soweit keine konkreten Neubau- oder Ersatzplanungen bekannt, werden darüber hinaus keine Ersatzinvestitionen an Standorten angenommen, an denen Nicht-KWK-Anlagen in den nächsten Jahren außer Betrieb gehen. Im Anschluss an die Ausführungen zu KWK-Anlagen wird die Gesamtleistung der explizit verorteten Gaskraftwerke dargestellt.

KWK-Ersatzneubauten

Neben der Bereitstellung von elektrischer Leistung zur Deckung der Stromnachfrage gibt es heute auch eine hohe Anzahl an Kraftwerken, die zudem einen Wärmebedarf decken. Dieser Wärmebedarf ist in der Mehrzahl der Fälle nicht an die Lebensdauer des Kraftwerkes gekoppelt und besteht auch nach Außerbetriebnahme des Kraftwerkes weiter.
In Vorbereitung zur Erstellung des Szenariorahmens haben die ÜNB eine Studie zur Entwicklung dieses Wärmebedarfs in Kooperation mit der FfE mit dem Titel „Entwicklung der Wärmenetze und deren Wärmeerzeuger in Deutschland“[20] durchgeführt. Hier wurde analysiert, wie sich die absolute Nachfrage in den verschiedenen Fernwärmenetzen in Deutschland entwickelt und welcher Teil dieser Nachfrage voraussichtlich auch zukünftig durch KWK-Anlagen gedeckt werden muss. Dabei zeigt sich, dass der relative Anteil der Wärmebereitstellung durch thermische Kraftwerke sinkt und alternative (insbesondere erneuerbare und strombasierte) Wärmequellen eine immer wichtigere Rolle spielen. Dennoch bleibt ein signifikanter Bedarf an KWK-Ersatzneubauten bestehen, der entsprechend zu dimensionieren ist. Bei den KWK-Ersatzneubauten ist die zu deckende Wärmenachfrage maßgeblich. Die KWK-Neubauten werden so dimensioniert, dass die Wärmenachfrage gedeckt werden kann. Die elektrische Leistung der Kraftwerke ist prinzipiell nicht fest vorgegeben, sondern hängt von der realisierten Technologie ab.

Zunächst bestimmen die ÜNB alle Kraftwerke mit Wärmeauskopplung, die bis zum Betrachtungszeitpunkt 2037 außer Betrieb gehen[21]. Handelt es sich bei dem jeweiligen Kraftwerk um eine Anlage der öffentlichen Fernwärmeversorgung, so ist das Kraftwerk potenziell relevant für einen Ersatzneubau. Ob ein Neubau erforderlich ist, hängt jedoch auch davon ab, wie sich der Wärmebedarf in der jeweiligen Wärmeregion entwickelt und ob dieser Bedarf von den sich noch in Betrieb befindenden Kraftwerken in der Region gedeckt werden kann. Sofern der Wärmebedarf in 2037 auch ohne einen KWK-Ersatzneubau bedient werden kann, wird kein Zubau unterstellt. Verbleibt hingegen ein nicht gedeckter Wärmebedarf, so werden wegfallende Kraftwerke durch einen Neubau ersetzt. Sofern konkrete Neubauprojekte für KWK-Anlagen bekannt sind, werden diese auch entsprechend berücksichtigt. Im Allgemeinen ist aber nicht bekannt, welche Kraftwerke ersetzt werden. Vom nicht gedeckten Wärmebedarf wird der Beitrag von konkreten Neubauprojekten, sofern bekannt, abgezogen. Die verbleibende Leistung wird gleichmäßig auf die zu ersetzenden KWK-Anlagen verteilt. Dieses Vorgehen wird prinzipiell für den langfristigen Betrachtungszeitraum 2045 analog angewendet. Hier werden allerdings die bereits in 2037 erforderlichen Ersatzneubauten berücksichtigt.

20 Das Gutachten zum Wärmebedarf wird im ersten Quartal 2022 auf der Internetseite des Netzentwicklungsplans (https://www.netzentwicklungsplan.de) veröffentlicht.

21 Bestimmung der Außerbetriebnahme bei Kraftwerken erfolgt auf Basis bekannter Stilllegungen, gesetzlicher Vorgaben und Annahmen zur technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer.

Um die Emissionsziele zu erreichen, wird davon ausgegangen, dass, wie oben beschrieben, alle Neubauten neben Erdgas auch mit Wasserstoff betrieben werden können. Die letztendlich resultierende elektrische Leistung ist von der konkreten Technologie des Neubaus bzw. deren Stromkennzahl abhängig. Die Stromkennzahl gibt das Verhältnis von elektrischer zu thermischer Leistung an, die im Betrieb bereitgestellt werden können. Je nach Technologie schwankt dieser Wert zwischen 0,5 bei BHKW-Anlagen (auf 1 MW thermische Leistung können 0,5 MW elektrisch bereitgestellt werden) und 2 bei GuD-Anlagen. Für die Dimensionierung der elektrischen Leistung im aktuellen Szenariorahmen haben sich die ÜNB für eine Stromkennzahl von 0,8 entschieden, was dem Neubau durch Gasturbinen entspricht. Die tatsächliche Investitionsentscheidung ist eine Einzelfall-Entscheidung und von vielen Faktoren abhängig, die hier im Einzelnen nicht analysiert werden können. Gasturbinen haben aus Sicht der ÜNB aber den Vorteil, dass sie relativ geringe Investitionskosten aufweisen und flexibel agieren können. Letzteres meint, dass sie durch ihre relativ hohe, schnell verfügbare elektrische Leistung sowohl bei Engpässen auf dem Strommarkt einsetzbar sind, als auch weitere Wärmeleistung bereitstellen können (via Power-to-Heat). Diese Flexibilität ist in den hier skizzierten Energiesystemen von großem Vorteil.

Für den Zubau an KWK-Ersatzneubauten wird, wie oben beschrieben, davon ausgegangen, dass alle neu gebauten Kraftwerke Wasserstoff als Brennstoff verwenden können. Dies beinhaltet auch die Annahme, dass an allen Kraftwerksstandorten eine entsprechende Gas-Infrastruktur zur Verfügung steht, um die neuen Anlagen mit Wasserstoff oder in der Übergangszeit mit Erdgas zu versorgen. Insbesondere bei zu ersetzenden Braun- und Kohlekraftwerken ist dies nicht zwangsläufig der Fall. Die ÜNB haben sich hier bei der Dimensionierung mit den FNB Gas abgestimmt und einen Bedarf von ca. 25 km an Neubau in Gas-Infrastruktur festgestellt, der benötigt wird, um alle KWK-Ersatzneubauten entsprechend zu realisieren. Ohne diese zusätzliche Gas-Infrastruktur kann der zuvor bestimmte KWK-Neubau nicht realisiert werden.

Die ÜNB begrüßen Hinweise zur zukünftigen Bereitstellung von Wärme in Fernwärmenetzen und zur Auslegung von KWK-Anlagen im Rahmen der Konsultation.

KWK-fähige Kleinkraftwerke (KWK <10 MW)

Neben den KWK-Ersatzneubauten wird in allen Szenarien ein Zubau von KWK-Kraftwerken <10 MW mit Energieträger Erdgas/Wasserstoff angesetzt. Randbedingungen für den Zubau kleiner KWK-Anlagen sind dabei u. a. die Bestimmungen des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG). Hier ist im Zuge der Novelle des KWKG 2017 die KWK-Ausschreibungsverordnung in Kraft getreten. Seit Dezember 2017 sind damit Ausschreibungen für die Förderung von KWK-Anlagen zwischen 1 MW und 50 MW sowie für sogenannte innovative KWK-Systeme vorgesehen. Für den Zeitraum 2018 bis 2025 beträgt das Ausschreibungsvolumen nach § 3 KWKAusV 150 MW für KWK-Anlagen (Anlagenleistung 1 MW bis 50 MW) und 50 MW für innovative KWK-Systeme (Anlagenleistung 1 MW bis 10 MW), wobei der Anteil der innovativen KWK-Systeme in den Folgejahren langsam ansteigen soll. Anlagen außerhalb des Ausschreibungssegments können allerdings unverändert eine Förderung nach KWKG in Anspruch nehmen, was die mittelfristige Prognose entsprechend erschwert. Die langfristige Entwicklung der KWK-fähigen Kleinkraftwerke ist insgesamt stark von den Förderbedingungen abhängig und daher mit größerer Unsicherheit behaftet.

Es wird vorgeschlagen, die installierte Leistung der konventionellen KWK-Anlagen <10 MW wie im vorangegangenen Szenariorahmen auf Basis von Bestandsdaten und einer Analyse des historischen Zubaus abzuschätzen. So wurden nach Informationen des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) im Zeitraum 2019 bis 2021 pro Jahr im Mittel knapp über 100 MW an erdgasbetriebenen KWK-fähigen Kleinkraftwerken in der Leistungsklasse bis 10 MW errichtet, davon ein Großteil im Leistungsbereich unter 1 MW.

Wie auch im letzten Szenariorahmenentwurf wird bis zum Jahr 2025 ein vergleichbarer Zubau angenommen, der an die obige Entwicklung sowie die regionalen Potenziale im Bereich der KWK-fähigen Kleinkraftwerke anknüpft. Ab dem Jahr 2026 wird ein szenarioabhängiger, sich jährlich reduzierender Zubau angenommen. Im A-Szenario, welches von einer ausgeprägteren Wasserstoffinfrastruktur ausgeht, reduziert sich der jährliche Zubau um 5 MW, sodass ab dem Jahr 2045 (nach 20 Jahren) kein Zubau mehr erfolgt. Im B- und C-Szenario reduziert sich der Zubau um jährlich 10 MW, sodass ab dem Jahr 2035 (nach 10 Jahren) kein Zubau mehr erfolgt. Die Regionalisierung der Anlagen orientiert sich weiterhin an den Bestandsdaten des BAFA. Ausgehend von einem Bestand konventioneller KWK-Anlagen <10 MW von rund 4,9 GW (Stand: 31.12.2018) ergibt sich die in Tabelle 28 dargestellte installierte Leistung je Szenario. Es wird angenommen, dass ausschließlich Gas-KWK zugebaut werden, die sowohl mit Erdgas als auch mit klimaneutralen Gasen befeuert werden können.

Tabelle 28: KWK-Anlagen <10 MW je Szenario

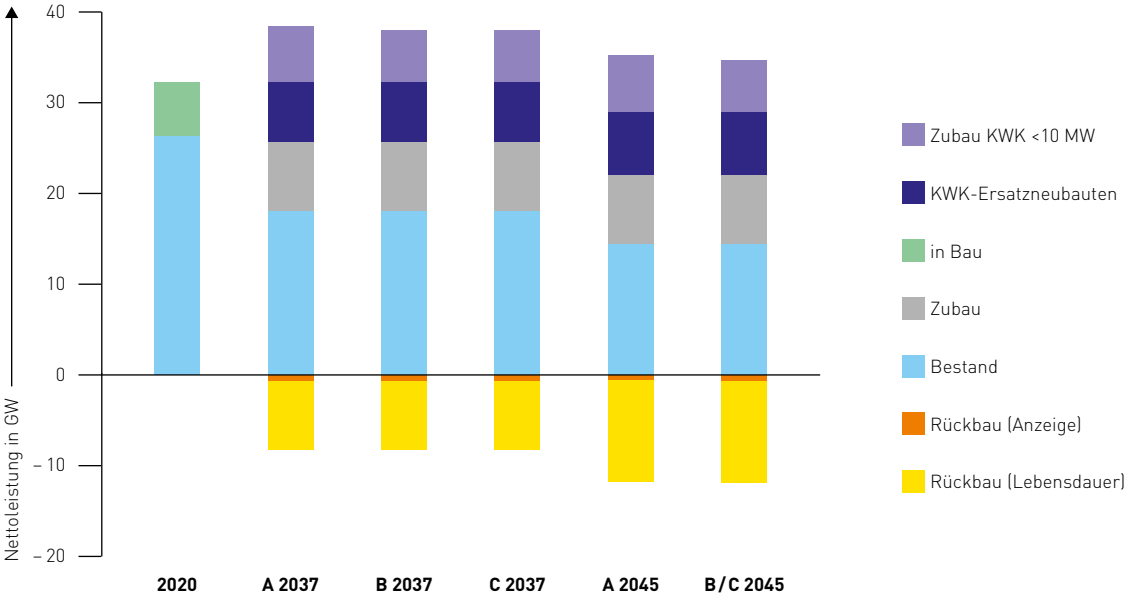
	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B/C 2045
KWK-Anlagen <10 MW [GW]	6,1	5,7	5,7	6,2	5,7

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Gesamtleistung an explizit verorteten Gaskraftwerken

Die Gesamtleistung der explizit verorteten Gaskraftwerke bestimmt sich aus dem heutigen Bestand, den aktuell in Bau oder Planung befindlichen Anlagen sowie den pauschalen Annahmen zur technisch-ökonomischen Lebensdauer, den KWK-Ersatzneubauten und den KWK <10 MW. In den Szenarien steigt die installierte Leistung von gasbefeuerten Kraftwerken von aktuell 26,3 GW (Stand 31.12.2020) bis 2037 im A-Szenario auf 38,4 GW und im B- sowie C-Szenario auf 38,0 GW. Durch das Ausscheiden weiterer Kraftwerke aufgrund des Erreichens ihrer technisch-ökonomischen Lebensdauer sinkt dieser Bestand bis 2045 im A-Szenario auf 35,1 GW und im B/C-Szenario auf 34,6 GW ab.

Abbildung 30: Erwartete Entwicklung der Leistung aus Gaskraftwerken

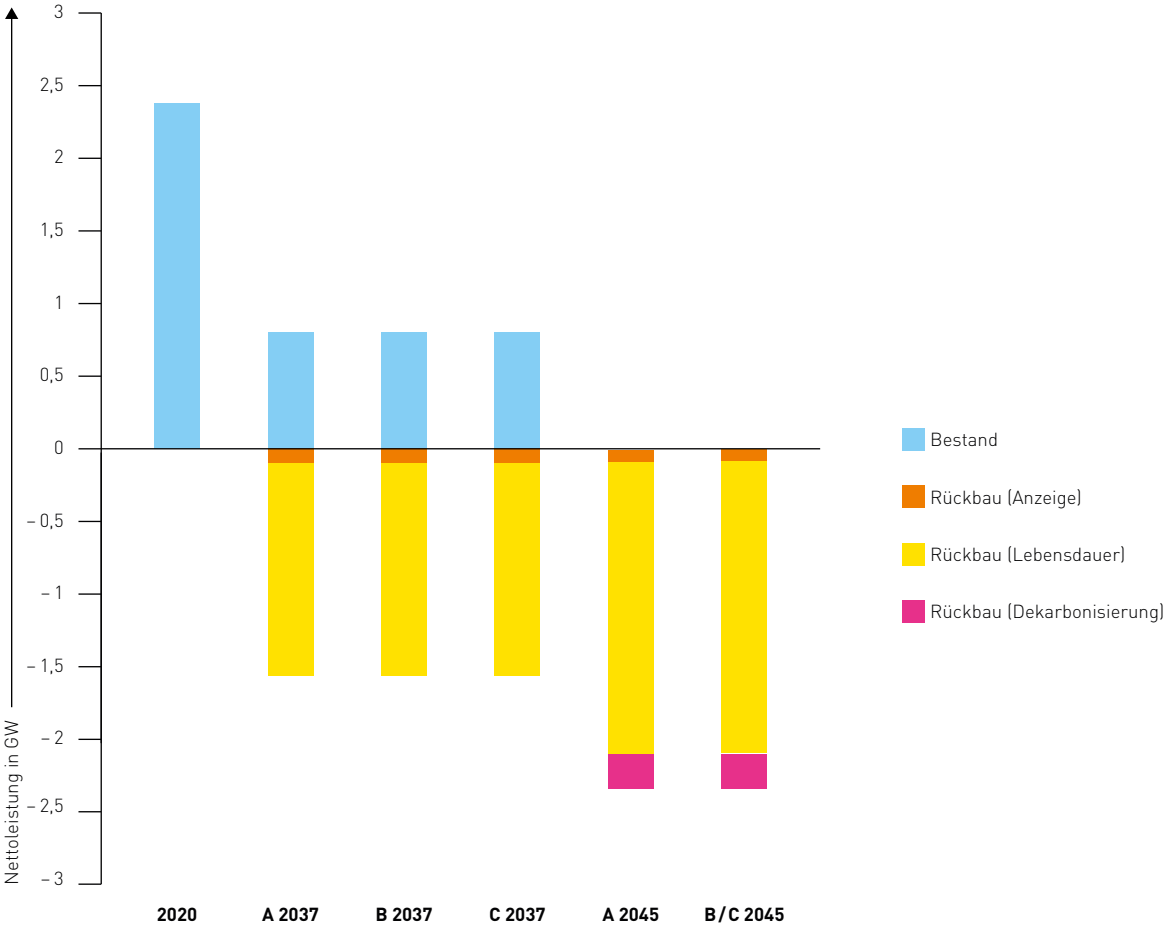


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

5.1.2 Mineralölkraftwerke

Es wird von einem Rückbau von Mineralölkraftwerken auf Basis der angenommenen technisch-betriebswirtschaftlichen Lebensdauer von 45 Jahren ausgegangen. Damit reduziert sich in den vorliegenden Szenarien die installierte Leistung von aktuell 2,4 GW (Stand 31.12.2020) auf 0,8 GW in 2037. Bis 2045 erfolgt ein vollständiger Rückbau.

Abbildung 31: Erwartete Entwicklung der Leistung aus Mineralölkraftwerken

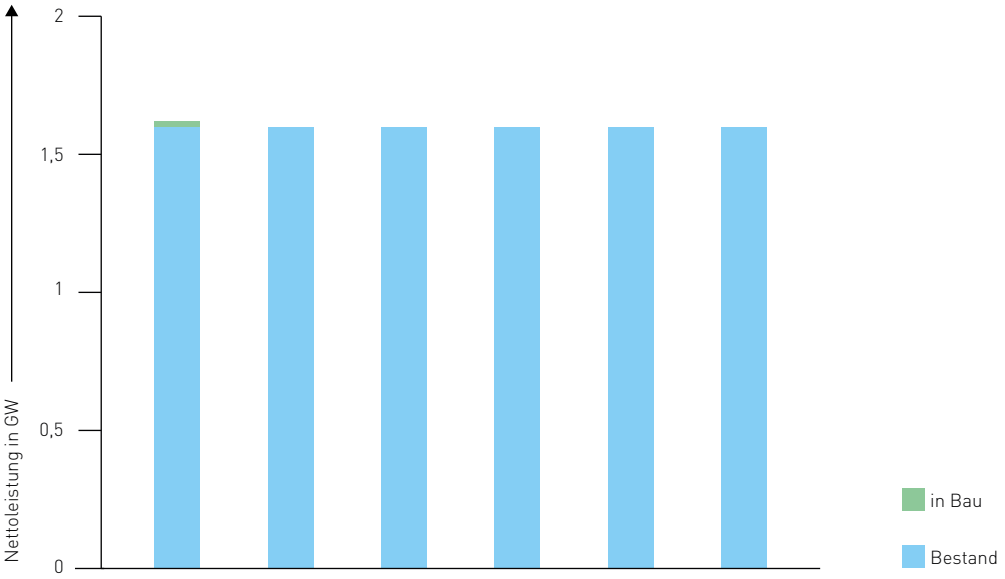


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

5.1.3 Abfallkraftwerke

Im vorliegenden Szenariorahmenentwurf wird von einem unbeschränkten Weiterbetrieb der Anlagen mit dem Energieträger Abfall ausgegangen. Es wird angenommen, dass Abfallkraftwerke hauptsächlich zum Zweck der Abfallentsorgung eingesetzt und entsprechend auch weiterhin benötigt werden. In allen Szenarien werden in Bau und in Planung befindliche Abfallkraftwerke ab dem Jahr der geplanten Inbetriebnahme berücksichtigt. 50 % der in Abfallkraftwerken verarbeiteten Abfallmengen bestehen dabei aus biogenem Abfall, dessen Verbrennung nicht mit Netto-CO_2-Emissionen verbunden ist. Dieser Anteil der Stromerzeugung wird dementsprechend der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zugerechnet. Aber auch über 2045 hinaus werden CO_2-Emissionen durch die Verbrennung von Abfall entstehen. Diese sind dauerhaft nicht vermeidbar und müssen über eine Abscheidung direkt am Kraftwerk und anschließende Speicherung bzw. Nutzung (Carbon Capture and Storage / Usage – CCS / CCU) oder über negative Emissionen an anderer Stelle, beispielsweise mittels Direct Air Capture (vgl. Kapitel 3.6), ausgeglichen werden.

Abbildung 32: Erwartete Entwicklung der Leistung aus Abfallkraftwerken

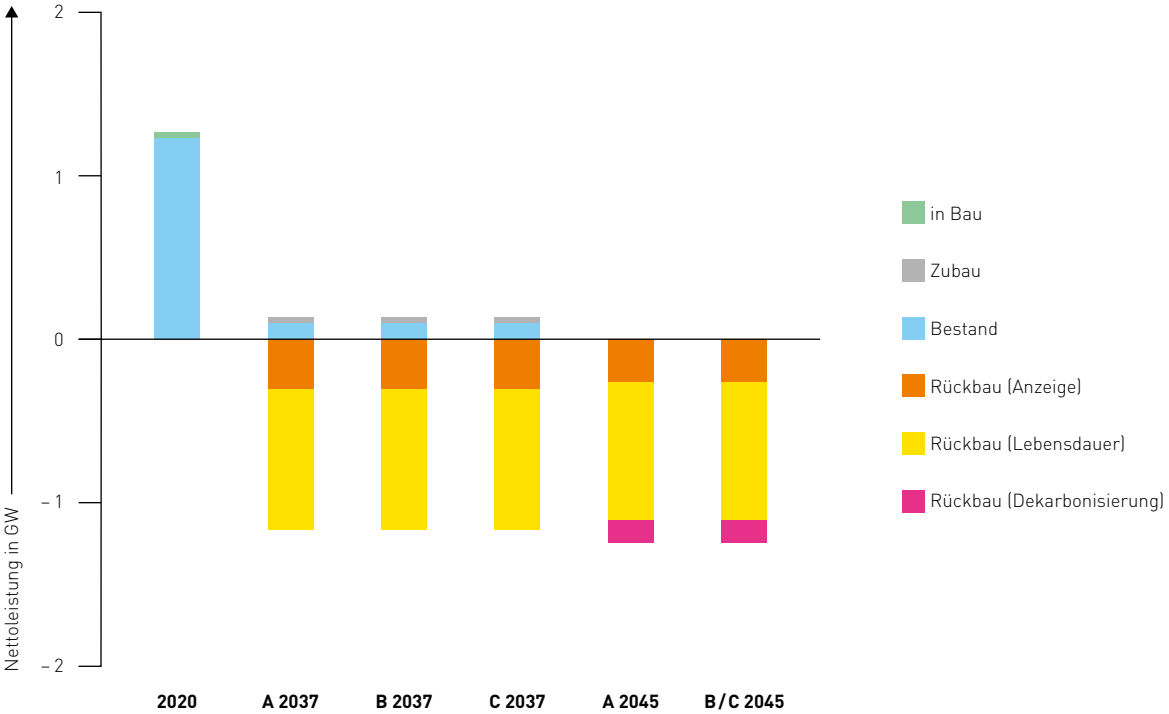


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

5.1.4 Sonstige konventionelle Kraftwerke

Als sonstige konventionelle Kraftwerke werden Kraftwerke ohne eindeutige Zuordnung eines Energieträgers eingeordnet. Hierunter fallen zum Beispiel Ersatzbrennstoffkraftwerke. Insofern keine Stilllegung angezeigt ist, erfolgt die Außerbetriebnahme von sonstigen konventionellen Kraftwerken nach einer technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer von 45 Jahren. Teilstilllegungen werden als Rückbau (Leistungsreduktion) berücksichtigt. In 2037 sind noch bis zu 0,2 GW an installierter Leistung sonstigen Kraftwerken zuzuordnen. Bis 2045 erfolgt ein vollständiger Rückbau.

Abbildung 33: Entwicklung der sonstigen Kraftwerkskapazitäten



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

5.2 Einsatzrestriktionen von Kraftwerken

Wenn Kraftwerke in der Marktmodellierung strommarktgetrieben eingesetzt werden, bedeutet dies, dass sich ihre Stromerzeugung unmittelbar an den Marktpreisen für elektrische Energie orientiert. Bei entsprechend niedrigen Marktpreisen findet abhängig von den technischen Eigenschaften des Kraftwerks[22] keine oder nur eine verminderte Erzeugung statt. Diese technischen Parameter werden für alle Kraftwerke berücksichtigt.

Neben der Stromerzeugung für die öffentliche Stromversorgung erfüllen viele Kraftwerke jedoch zusätzliche Versorgungsaufgaben, welche einem rein strommarktorientierten Betrieb entgegenstehen. Dies umfasst 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 zunehmende Anteil fluktuierender Energieträger an der Stromversorgung eine stärkere Strommarktorientierung und Flexibilisierung der konventionellen Kraftwerke. Entsprechend der Ausführungen in Kapitel 3.5 wird davon ausgegangen, dass in Fernwärmenetzen neben KWK-Anlagen zukünftig vermehrt alternative Technologien zur Wärmebereitstellung zur Verfügung stehen. Dies können beispielsweise (Groß-)Wärmepumpen sowie mit Gas, Holzpellets oder Strom betriebene Heizkessel sein. Wärmespeicher (zum Teil auch zur langfristigen Speicherung) 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 stark vom lokalen Technologiemix abhängig und von hoher Komplexität geprägt. Im Rahmen des NEP erfolgt eine Abbildung der Wärmeseite, die sich insbesondere auf die Auswirkungen auf Stromangebot und -nachfrage konzentriert. In Folge der Flexibilisierung der KWK-Anlagen, die in allen Szenarien angenommen wird, wird eine Ausweisung der wärmebedingten CO_2-Emissionen aus KWK-Anlagen nur eingeschränkt möglich sein. Aufgrund des Zusatznutzens und der erhöhten Wirtschaftlichkeit, die sich aus der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme ergibt, wird angenommen, dass KWK-Anlagen gegenüber vergleichbaren konventionellen Kraftwerken ohne KWK-Eigenschaft bevorzugt zur Stromproduktion eingesetzt werden, wenn es zeitgleich einen zu deckenden Bedarf an Wärme gibt.

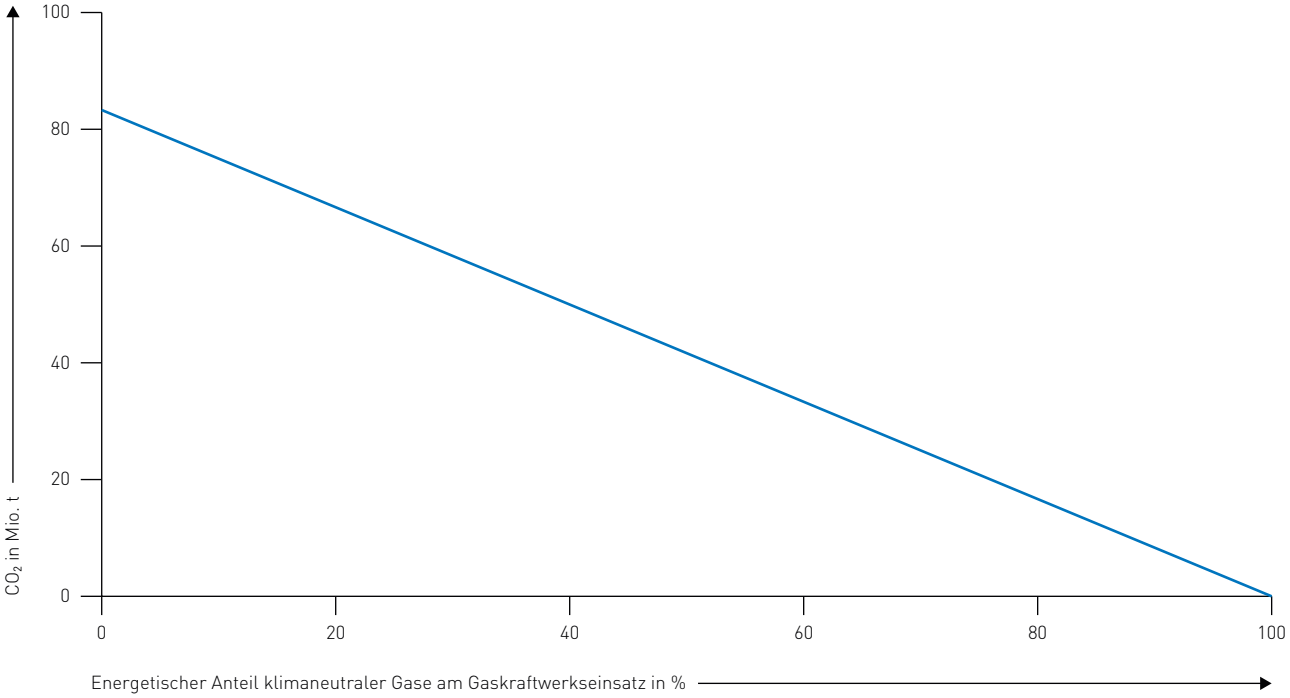
5.3 CO_2-Emissionen

Für die Zeit nach 2030 existieren bislang keine sektorenspezifischen Emissionsreduktionsziele. Es ist dennoch absehbar, dass in 2037 neben Erdgas auch synthetische Gase (vermutlich Wasserstoff) in Gaskraftwerken zur Stromproduktion genutzt werden müssen, um die CO_2-Emission im Stromsektor weiter zu verringern. Ein etwaiger höherer Bezugspreis für klimaneutrale Gase kann durch höhere CO_2-Kosten, die mit dem Einsatz von Erdgas verbunden sind, kompensiert werden. Eine exakte Prognose, welches Gas 2037 mit den niedrigsten Kosten verbunden ist, gestaltet sich aus heutiger Sicht sehr schwer. Für den NEP 2037 (2023) wird angenommen, dass die Stromproduktion mit grünem Wasserstoff in etwa mit den gleichen Grenzkosten verbunden ist wie die Stromproduktion mit Erdgas (siehe auch Kapitel 7). Somit ist es für den modellseitigen Einsatz eines Gaskraftwerkes unerheblich, ob es komplett mit Erdgas, mit grünem Wasserstoff oder einem Gemisch aus beiden betrieben wird.

Im vergangenen NEP wurde für das Szenario B 2040 ausgewiesen, zu welchem Anteil klimaneutrale Gase in Gaskraftwerken genutzt werden müssen, um eine vorgegebene CO_2-Emissionsobergrenze einzuhalten. Im kommenden NEP 2037 (2023) möchten die ÜNB den Zusammenhang zwischen dem Einsatz klimaneutraler Gase und den CO_2-Emissionen des Stromsektors noch transparenter darstellen. Statt den notwendigen Anteil klimaneutraler Gase in Gaskraftwerken zur Erreichung einer vorgegebenen Emissionsobergrenze auszuweisen, schlagen die ÜNB ein Diagramm wie in Abbildung 34 dargestellt vor. In dieser exemplarischen Abbildung zeigt sich der notwendige Einsatz von klimaneutralen Gasen für eine beliebige CO_2-Emissionsobergrenze.

22 Hierzu zählen insbesondere Mindestbetriebs-und Stillstandszeiten sowie die technische Mindestlast eines Kraftwerks.

Abbildung 34: Exemplarische Darstellung der CO_2-Emissionen in Abhängigkeit des Anteils von klimaneutralen Gasen in Gaskraftwerken



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In den Szenarien 2045 erfolgt die Annahme, dass alle Gaskraftwerke mit Wasserstoff betrieben und sich (außer durch die Verbrennung von Abfall) keine CO_2-Emissionen aus dem Kraftwerkspark ergeben werden.

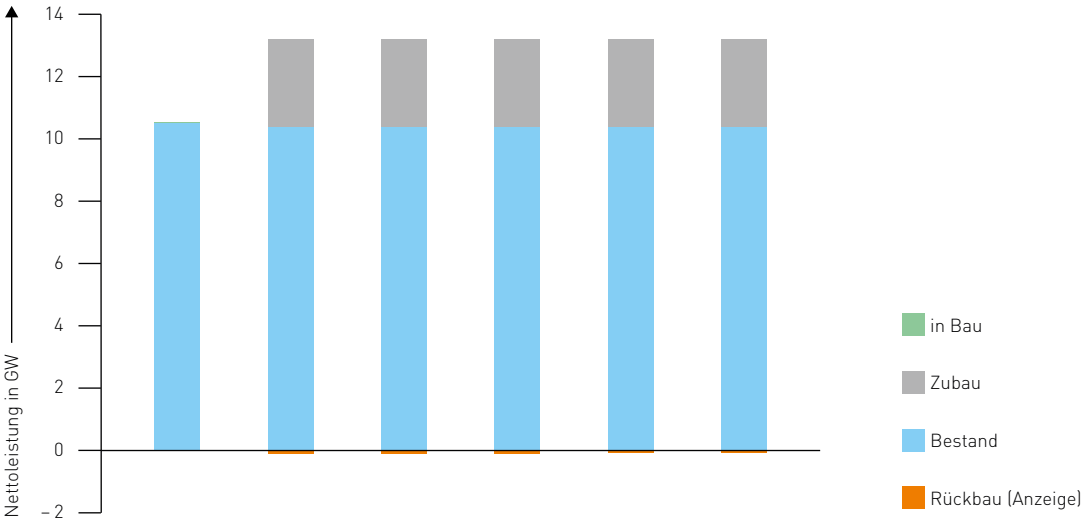
5.4 Hydraulische Kraftwerke und Speicher

Im Folgenden werden die Annahmen zu hydraulischen Kraftwerken und Speichern näher beschrieben.

5.4.1 Hydraulische Kraftwerke

In allen Szenarien wird von einem unbeschränkten Weiterbetrieb von Pumpspeicher- und Speicherwasserkraftwerken ausgegangen. Pumpspeicher und Speicher im Allgemeinen erbringen in einem zunehmend durch fluktuierende Erzeugung geprägten Energiesystem einen wichtigen Beitrag zur Integration von erneuerbaren Energien und teilweise zur Bereitstellung gesicherter Leistung. Es wird angenommen, dass entsprechende Anreize zu einem Weiterbetrieb oder einer Betriebswiederaufnahme der heutigen Bestandsanlagen bestehen werden. Zudem werden alle bekannten in Bau oder in Planung befindlichen Anlagen berücksichtigt.

Abbildung 35: Entwicklung der hydraulischen Kraftwerkskapazitäten



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

5.4.2 Batteriespeicher

Mit dem zunehmenden Anteil an fluktuierender Erzeugung im Stromsystem erhöht sich der Bedarf an Flexibilität für eine optimale Integration der erneuerbaren Energien deutlich. Laut Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP sollen Speicher als eigenständige Säule des Energiesystems rechtlich hinterlegt werden. Ebenfalls ist eine Kostendegression im Bereich der Batterie-Speichersysteme beobachtbar. Alle genannten Aspekte dürften dafür sorgen, dass insbesondere Batteriespeicher in Zukunft deutlich an Relevanz gewinnen werden. Im Rahmen der Untersuchungen des NEP 2037 (2023) soll zwischen zwei unterschiedlichen Arten von elektrischen Batteriespeichersystemen unterschieden werden: Großbatterie- und PV-Heimspeicher.

Der zukünftige Bedarf an Großbatteriespeichern ist mit großer Unsicherheit behaftet und neben der installierten PV-Leistung insbesondere auch von der Verfügbarkeit anderer Flexibilitäten abhängig. Mit bis zu 57 GW (Szenario B/C 2045) liegt die im Szenariorahmenentwurf angesetzte Leistung im Bereich der KNDE-Studie, in der eine vergleichbare PV-Leistung angenommen wird. Der Zubau von Großbatteriespeichern orientiert sich am Zubau von Freiflächen-PV-Anlagen. Unter der Annahme eines linearen PV-Zubaus werden ab 2030 etwa ein Drittel (30 %) der zugebauten Anlagen mit Großbatteriespeichern ausgerüstet. Ab 2035 steigt der Anteil auf 70 %. Ab 2040 wird jede zugebaute Freiflächen-PV-Anlage mit einem Großbatteriespeicher ausgerüstet. Für die räumliche Verteilung der Großbatteriespeicher wird die Annahme getroffen, dass diese verstärkt in der Nähe von Freiflächen-PV-Anlagen errichtet werden. Bestandsanlagen bzw. bekannte Planungen werden unabhängig davon in allen Szenarien berücksichtigt.

Neben den Großbatteriespeichern wird auch ein starker Zuwachs an dezentralen Kleinspeichern im Bereich von GHD und privaten Haushalten erwartet. Der Anteil der Gebäude-PV-Anlagen mit Heimspeichern steigt im Vergleich zum letzten NEP 2035 (2021) stark an. Die PV-Heimspeicher werden an den Zubau von Gebäude-PV-Anlagen angelehnt. Während in den nächsten Jahren nur knapp mehr als die Hälfte aller neuen PV-Aufdachanlagen mit zugehörigem Speichersystem errichtet werden, steigt diese Quote bis 2035 auf 100 % an. Die installierte Leistung dezentraler PV-Heimspeicher beträgt dadurch in allen Szenarien zwischen 38 – 47 % der installierten Leistung von PV-Aufdachanlagen.

Es wird angenommen, dass das Verhältnis aus Speicherkapazität zu installierter Leistung sowohl bei Großbatterie- als auch bei PV-Heimspeichern ca. 2 kWh/kW beträgt. Die Batteriespeicher können bei maximaler Leistung also für maximal zwei Stunden Energie ein- bzw. ausspeichern, bis sie vollständig geladen bzw. entladen sind. Darüber hinaus wird für die Dimensionierung des Wechselrichters in Abhängigkeit der installierten Leistung der PV-Anlage der Faktor 0,7 angenommen. Gerne können in der Konsultation zum Szenariorahmen Hinweise zu diesen Annahmen eingebracht werden.

Bezüglich der Betriebsweise von Großbatteriespeichern wurde im NEP 2035 (2021) auf deren Einsatz am Regelenergiemarkt fokussiert. Für den kommenden NEP schlagen die ÜNB eine überwiegend strommarktorientierte Betriebsweise vor. Ein solches Einsatzverhalten führt zu einer verbesserten Integration erneuerbarer Energien und erscheint vor diesem Hintergrund systemdienlich. Es kann jedoch – in Abhängigkeit der Regionalisierung und der Wetterbedingungen – auch zu einer höheren Belastung der Stromnetze führen. Gerne können Hinweise zur Betriebsweise von Großbatteriespeichern in die Konsultation des Szenariorahmenentwurfs eingebracht werden.

Tabelle 29: Batteriespeicher je Szenario

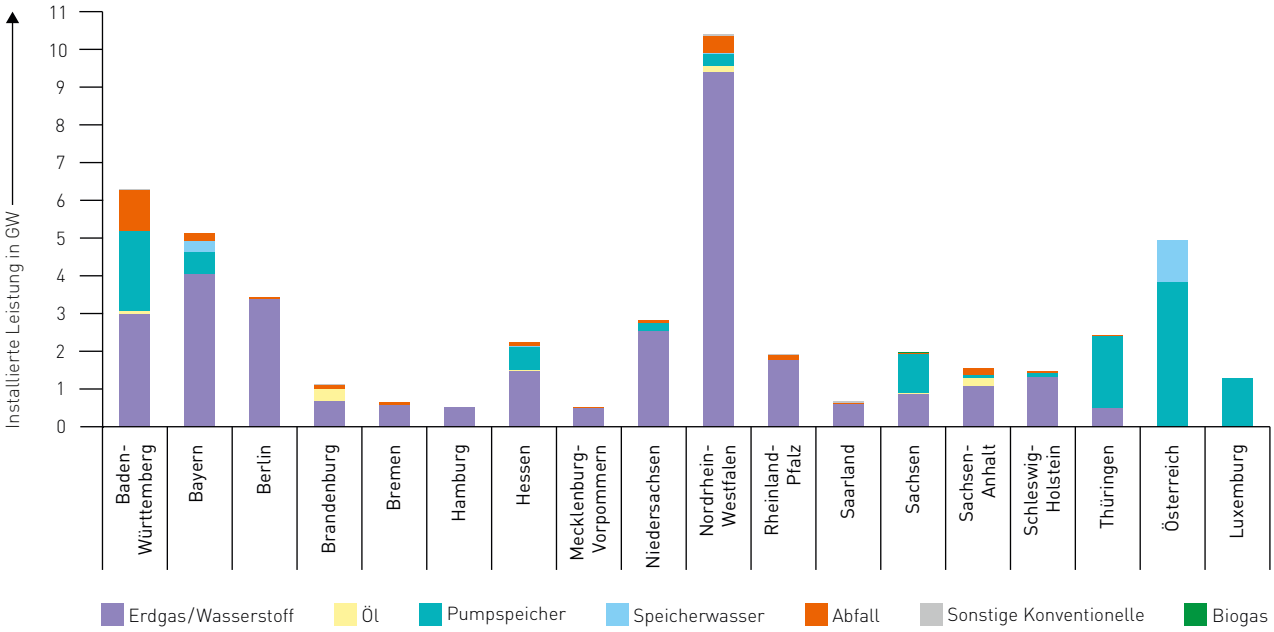
	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B/C 2045
PV-Heimspeicher [GW]	53,7	59,4	70,8	76,6	97,8
Großbatteriespeicher [GW]	20,7	22,5	26,0	46,3	57,1

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

5.5 Bundeslandaufteilung

Die folgenden Abbildungen stellen die bundeslandspezifische Verteilung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten (ohne lastnahe Reserven und KWK <10 MW) je Szenario dar.

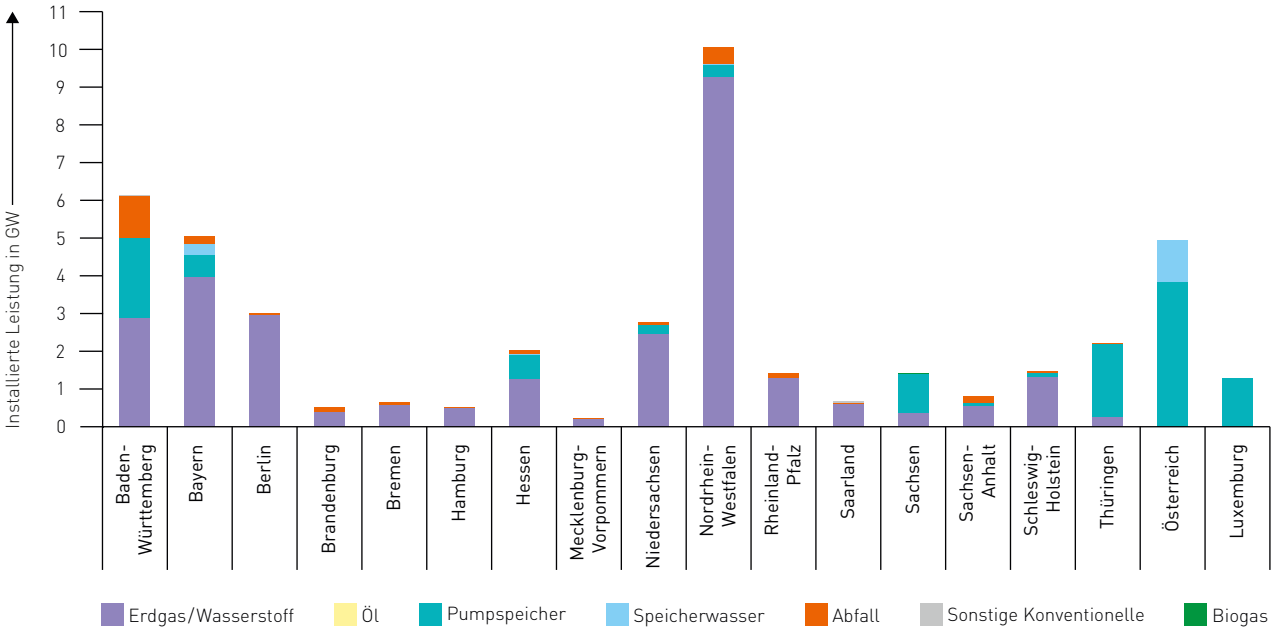
Abbildung 36: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten je Region in 2037



Installierte Leistung [MW]	Erdgas / Wasserstoff	Öl	Pump-speicher	Speicher-wasser	Abfall	Sonstige Konventionelle	Biogas
Baden-Württemberg	2.995,8	70,0	2.116,0	0	111,1	10,1	0
Bayern	4.050,7	0	594,0	268,5	214,1	0	0
Berlin	3.404,4	0	0	0	36,0	0	0
Brandenburg	692,8	305,5	0	0	117,9	23,5	0
Bremen	563,3	0	0	0	91,0	0	0
Hamburg	509,2	0	0	0	24,0	0	0
Hessen	1.465,5	24,8	623,0	20,0	112,2	28,0	0
Mecklenburg-Vorpommern	491,1	0	0	0	17,0	0	0
Niedersachsen	2.537,1	0	220,0	0	73,2	0	0
Nordrhein-Westfalen	9.407,3	161,9	303,0	15,0	467,8	34,8	0
Rheinland-Pfalz	1.791,7	0	0	0	107,9	10,3	0
Saarland	614,1	0	0	0	27,6	42,0	0
Sachsen	879,8	17,0	1.045,2	0	15,7	0	5,0
Sachsen-Anhalt	1.085,7	212,5	79,7	0	182,8	0	0
Schleswig-Holstein	1.317,4	0	119,1	0	33,4	0	0
Thüringen	506,8	0	1.911,4	0	12,1	0	0
Österreich	0	0	3.855,5	1.092,5	0	0	0
Luxemburg	0	0	1.291,0	0	0	0	0
Summe	**32.312,6**	**791,7**	**12.157,9**	**1.396,0**	**1.643,8**	**148,7**	**5,0**

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 37: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten je Region in 2045



Installierte Leistung [MW]	Erdgas / Wasserstoff	Öl	Pump-speicher	Speicher-wasser	Abfall	Sonstige Konventionelle	Biogas
Baden-Württemberg	2.892,2	0	2.116,0	0	111,1	0	0
Bayern	3.965,7	0	594,0	268,5	214,1	0	0
Berlin	2.960,4	0	0	0	36,0	0	0
Brandenburg	405,6	0	0	0	117,9	0	0
Bremen	563,3	0	0	0	91,0	0	0
Hamburg	486,7	0	0	0	24,0	0	0
Hessen	1.269,5	0	623,0	20,0	112,2	0	0
Mecklenburg-Vorpommern	210,4	0	0	0	17,0	0	0
Niedersachsen	2.471,4	0	220,0	0	73,2	0	0
Nordrhein-Westfalen	9.278,9	0	303,0	15,0	467,8	0	0
Rheinland-Pfalz	1.293,3	0	0	0	107,9	0	0
Saarland	614,1	0	0	0	27,6	0	0
Sachsen	359,4	0	1.045,2	0	15,7	0	5,0
Sachsen-Anhalt	552,2	0	79,7	0	182,8	0	0
Schleswig-Holstein	1.317,4	0	119,1	0	33,4	0	0
Thüringen	279,5	0	1.911,4	0	12,1	0	0
Österreich	0	0	3.855,5	1.092,5	0	0	0
Luxemburg	0	0	1.291,0	0	0	0	0
Summe	**28.919,9**	**0**	**12.157,9**	**1.396,0**	**1.643,8**	**0**	**5,0**

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die installierte Leistung der Großkraftwerke ist zwischen den Szenarien gleich und unterscheidet sich nur zwischen den Zieljahren 2037 bzw. 2045. Die Abweichungen in der gesamt installierten Leistung zwischen dem Szenario A und den Szenarien B/C ergibt sich aus den unterschiedlichen Annahmen zum Zubau bei den KWK <10 MW.

5.6 Aspekte zu Versorgungssicherheit

Mit dem Ausstieg aus der Kohleverstromung und dem bereits seit 2011 gesetzlich verankerten Kernenergieausstieg werden in den kommenden Jahren zwei Grundpfeiler der konventionellen Stromerzeugung in Deutschland vollständig abgelöst. Im Zuge dieser Transformation ergeben sich große Herausforderungen bei der Wahrung der Versorgungssicherheit in Deutschland und Europa. Dabei wird beispielsweise darüber debattiert, ob sich Deutschland in allen auftretenden Situationen selbst versorgen können muss und inwiefern Importe aus dem Ausland in kritischen Situationen (z. B. einer kalten Dunkelflaute) als gesichert gelten können. Der Gesetzgeber schreibt in § 51 EnWG dazu ein fortlaufendes Monitoring der Versorgungssicherheit in Deutschland durch die Bundesnetzagentur vor. Auf europäischer Ebene wird das Versorgungssicherheitsniveau regelmäßig von ENTSO-E unter anderem im Rahmen von Seasonal Outlooks[23] und dem European Resources Adequacy Assessment (ehemalig: Mid-Term Adequacy Forecast[24]) untersucht. Letzterer wurde im November 2021 in erster Fassung basierend auf der im Clean Energy Package festgehaltenen Methodik (siehe dazu auch Kapitel 6) veröffentlicht. Die vorgegebene Methodik soll bis 2024 im vollen Umfang umgesetzt werden.

Die Aufgabe des Netzentwicklungsplans und seines Szenariorahmens ist es nicht, die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit sowie den Bedarf und die Wirkung von Investitionsanreizen im Zeitverlauf zu bewerten. Es wird wie in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen ein Kriterienkatalog angenommen, nach dem der regelbare Erzeugungspark und seine Standorte je Szenario plausibel entwickelt werden. Darüber hinaus trifft der Szenariorahmen Annahmen zum europäischen Kraftwerkspark und zu Interkonnektoren sowie eine Vielzahl von Annahmen zur Flexibilität von Stromverbrauchern und zu Speichern. Insbesondere die Flexibilität der Verbraucher und Speicher wird in einem System mit zunehmender fluktuierender erneuerbarer Erzeugung immer wichtiger und trägt nicht nur zur EE-Integration, sondern in hohem Maße auch zur Wahrung der Versorgungssicherheit bei. In diesem Szenariorahmenentwurf wird allerdings keine eigene Analyse vorgenommen, welches Maß an Flexibilität von Stromverbrauchern oder welche Höhe an regelbarer Kraftwerksleistung oder Speichern langfristig zur Wahrung der Versorgungssicherheit notwendig bzw. kostenoptimal ist.

Die Dimensionierung der Szenarien folgt bei der Entwicklung des regelbaren Erzeugungsparks, der Speicher sowie der Flexibilitäten von Stromverbrauchern in weiten Teilen einem Bottom-Up-Ansatz. Dabei wird für die Netzentwicklungsplanung beim konventionellen Kraftwerkspark für den Zu- und Ersatzneubau zunächst auf bekannte Kraftwerksstandorte und -projekte zurückgegriffen. Darüber hinaus wird unterstellt, dass weitere, möglicherweise notwendige Kraftwerksreserven nach netzdienlichen Anreizen allokiert werden. Dementsprechend wird im Szenariorahmenentwurf vorgeschlagen, modellseitig vorwiegend lastnahe Reserven (z. B. Gasturbinen) anzunehmen. Durch die lastnahe Verortung wird die Generierung eines zusätzlichen Netzausbaubedarfs vermieden. Die lastnahen Reserven sollten dabei so parametriert werden, dass sie erst nach den explizit verorteten Kraftwerken und auch erst nach anderen innerdeutschen Flexibilitäten (z. B. DSM) eingesetzt werden.

Gleichzeitig sollte bei der Parametrierung auch das europäische Ausland berücksichtigt werden, sodass es in den Marktsimulationen nicht zu Verzerrungen in den Handelsbilanzen aufgrund unterschiedlicher Kriterien zur Dimensionierung der Reserven im In- und Ausland kommt. Die Maßstäbe für die Modellierung von Reserven sollten in Deutschland und im Ausland vergleichbar sein – sowohl für die Bemessung der Kapazitäten als auch für die Grenzkosten der Erzeugung. Im Rahmen der CO_2-Bilanzierung würden für die lastnahen Reserven die Eigenschaften einer Gasturbine angenommen, weshalb die gleichen spezifischen Emissionen wie bei Gas-Marktkraftwerken entstehen.

23 https://www.entsoe.eu/outlooks/seasonal/

24 https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/

1 Einführung
2 Szenarienbeschreibung
3 Stromverbrauch
4 Erneuerbare Energien
5 Konventionelle Kraftwerke und Speicher
6 Europäischer Rahmen
7 Brennstoff- und CO_2-Preise

6 Europäischer Rahmen

Im Rahmen des European Green Deals wurde das Langfristziel der Treibhausgasneutralität in allen EU-Mitgliedstaaten bis 2050 festgesetzt und im Juni 2021 in europäisches Recht überführt. Mittelfristig bis 2030 ist daher eine Reduktion der CO_2-Emissionen um 55 % gegenüber 1990 zu erzielen. Eine zunehmende Stärkung des europäischen Binnenmarktes erleichtert die Integration der fluktuierenden erneuerbaren Energien, die bis 2030 bereits 32 % des europäischen Energiemixes decken sollen.

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 den Marktgebieten ermöglicht. Durch einen möglichst integrierten Strombinnenmarkt soll innerhalb der Europäischen Union der Wettbewerb noch weiter gestärkt werden, um so für alle Verbraucher den Zugang zu möglichst kostengünstiger Energie zu fördern. Darüber hinaus können durch ein eng vermaschtes Übertragungsnetz im europäischen Verbund weiter entfernt liegende Erzeugungskapazitäten, z. B. aus regenerativen Energien oder Speichern, zusätzlich erschlossen werden. Zukünftig sollen die dem grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten daher deutlich ansteigen. Das EU-Legislativpaket „Saubere Energie für alle Europäer (Clean Energy for all Europeans Package)“[25] sieht unter anderem vor, dass spätestens ab 31.12.2025 mindestens 70 % der Leitungskapazität für den Handel zwischen den europäischen Marktgebieten genutzt werden kann. Als weitere Maßnahme zur verbesserten Systemintegration von erneuerbaren Energien und zur Stärkung des europäischen Strombinnenmarktes wird bis 2030 ein Stromverbundziel[26] von 15 % angestrebt (grenzüberschreitende Übertragungskapazität bezogen auf die installierte Erzeugungsleistung je Marktgebiet).

Die dem Strombinnenmarkt zur Verfügung gestellten Austauschkapazitäten zwischen den einzelnen Marktgebieten spielen eine wichtige Rolle, da durch Handelsaktivitäten die Übertragungsaufgabe des europäischen Verbundnetzes sowie der Kraftwerkseinsatz in den einzelnen Marktgebieten wesentlich beeinflusst wird. Der zukünftige Einsatz der Stromerzeugungsanlagen in Deutschland und damit auch die Transportaufgabe für das Übertragungsnetz wird somit aufgrund der zentralen Lage innerhalb Europas und der gut ausgebauten Verbindungen zu den Anrainerstaaten von den Entwicklungen in den Nachbarländern abhängig sein. Für die Dimensionierung eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes in Deutschland können Höhe, Zeitpunkt und Richtung der Stromflüsse zwischen Deutschland und den angrenzenden Marktgebieten von großer Bedeutung sein.

Demzufolge sind für den NEP neben den Annahmen für das deutsche Stromsystem auch die Entwicklungen der Last und der Erzeugungslandschaft im übrigen Europa relevant und finden daher Eingang in den Szenariorahmenentwurf. Um die Wechselwirkungen des europäischen Verbundnetzes berücksichtigen zu können, werden in den Marktsimulationen und der Netzberechnung des NEP 2037 (2023) die Marktgebiete des ENTSO-E Netzverbundes mit einbezogen. Dazu werden neben den nationalen Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen auch Annahmen zu den zukünftigen Handelskapazitäten zwischen den europäischen 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 nationalen Netzentwicklungsplan dar. Der TYNDP eignet sich daher sehr gut für die Einbettung der nationalen Szenarien in den europäischen Kontext. Für die Erstellung der europäischen Eingangsdaten für den NEP 2037 (2023) kann dabei auf die Szenariodaten des TYNDP 2022 zurückgegriffen werden. Diese Daten sind im Draft Scenario Report des TYNDP 2022[27] wiederzufinden, welcher im Oktober 2021 veröffentlicht wurde. Auf Basis der Konsultation des Draft Scenario Reports können sich noch Änderungen ergeben. Für den NEP 2037 (2023) sollen die bis dahin verfügbaren Daten genutzt werden.

25 https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en

26 https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/electricity-interconnection-targets_en

27 https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/

Der TYNDP 2022 enthält analog zum TYNDP 2020 jeweils drei Szenarien für die Zeithorizonte 2030 und 2040: National Trends, Global Ambition und Distributed Energy. Für die zwei letztgenannten sind ebenfalls Szenarien für 2050 vorhanden.

- Das Szenario National Trends ist dabei das Szenario des TYNDP 2022, welches ausschließlich auf Basis von Datenmeldungen der europäischen ÜNB erstellt wurde. Es spiegelt die aktuellen energiepolitischen Entwicklungen in den einzelnen europäischen Staaten wider. Die nationalen Energie- und Klimapläne (National Energy and Climate Plans – NECPs)[28] sind dabei explizit berücksichtigt. In diesen übersetzen die Mitgliedsstaaten der EU die europaweiten Energie- und Klimaschutzziele auf nationale Ziele für den Zeitraum 2021 bis 2030. Das 2030 Climate & Energy Framework[29] der EU ist damit in den National Trends Szenarien abgebildet.

  Da sich die NECPs lediglich auf den Pfad bis 2030 fokussieren, ist eine Übertragung der darin enthaltenen Ziele und Maßnahmen über 2030 hinaus nach 2050 mit großen Unsicherheiten behaftet. Auch aus diesem Grund ist kein National Trends Szenario für 2050 verfügbar.

Die beiden anderen Szenarien Global Ambition und Distributed Energy basieren auf den National Trends Szenariodaten, sind jedoch mit einem Top-Down-Ansatz von ENTSO-E und ENTSO-G erstellt worden und werden somit auch für das Jahr 2050 ermittelt. Übergeordnete Ziele dieses Ansatzes sind die auf europäischer Ebene verankerte Reduktion der EU-weiten Emissionen um mindestens 55 % bis 2030 und Klimaneutralität der EU in 2050 sowie Kompatibilität mit dem 1,5 °C-Ziel des Paris-Abkommens. Unter der Berücksichtigung der von den europäischen ÜNB gemeldeten technologiespezifischen Ausbaupotenzialen werden zwei grundsätzlich verschiedene Entwicklungspfade aufgezeigt:

- Das Szenario Global Ambition gestaltet die Energiewende auf internationaler Ebene. Die Erzeugung von Strom ist dabei durch große Offshore-Windparks und PV-Anlagen geprägt. Eine kohlenstoffarme Energieversorgung wird darüber hinaus durch einen großen Anteil an Importen und einen globalen Energiehandel sichergestellt. Bis zum Zieljahr 2050 sinkt der Energiebedarf insgesamt infolge der Erschließung von Energieeffizienzpotenzialen und der fortschreitenden Elektrifizierung. Strom aus erneuerbaren Energien wird vorrangig für die direkte Elektrifizierung und die Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen eingesetzt, aufgrund der hohen Importmengen grüner Energie jedoch in geringerem Maße als in Distributed Energy.

  Das Szenario verfolgt einen ganzheitlichen Ansatz mit Nutzung eines breiten Technologiespektrums, woraus eine vielfältige Verwendung an Energieträgern (Strom, Wasserstoff, Biokraftstoffe) resultiert. So ist beispielsweise die Nutzung synthetischer Brennstoffe im Verkehrs- und Wärmesektor gegenüber dem Szenario Distributed Energy deutlich erhöht. Eine Verlängerung der Lebensdauer und der Neubau von Kernkraftwerken in einzelnen Ländern sowie die Nutzung von CCS in begrenztem Maße werden berücksichtigt.

- Im Szenario Distributed Energy liegt der Fokus auf dem Einsatz von dezentralen Technologien. Ziel ist im Gegensatz zu Global Ambition eine europäische Energieautonomie und somit eine geringe Abhängigkeit vom globalen Energiehandel und -importen. Die Umsetzung erfolgt durch einen maximalen Ausbau der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien besonders auf lokaler Ebene, der durch lokale Initiativen von Gemeinden und Kommunen angetrieben wird. Daher wird ein besonderer Fokus auf Photovoltaik im Zusammenspiel mit Batteriespeichern und die Energieerzeugung zum Eigenverbrauch („Prosumer") gelegt. Die intensivere Nutzung von strombasierten Technologien wie Wärmepumpen und batteriebetriebenen Fahrzeugen sowie eine energetische Kreislaufwirtschaft ermöglichen höhere Effizienzgewinne und somit eine stärkere Reduzierung des Endenergieverbrauchs im Vergleich zu Global Ambition. Zur Integration der hohen Erzeugungsmengen aus erneuerbaren Energien wird der erhöhte Flexibilitätsbedarf durch Batteriespeicher, Demand Side Management sowie stärkere Vernetzung und Kopplung des Strom- und Gassektors gedeckt. Die Abschaltung von Kernkraftwerken gemäß aktueller politischer Vorgaben wird ohne Neubau von zusätzlichen Kernkraftwerken angenommen. Ein geringfügiger Einsatz von CCS wird berücksichtigt.

28 https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/necp.html

29 https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en

Für die Abbildung des europäischen Auslands im NEP 2037 (2023) schlagen die ÜNB vor, das Szenario Distributed Energy in allen Szenarien zu verwenden, da dieses Szenario aus Sicht der ÜNB das passendste Auslandsszenario zur angenommenen deutschen Entwicklung darstellt und gleichzeitig die europäischen Klimaziele durch die gewählte Top-Down Szenarioarchitektur abdeckt. Auch im Konsultationsprozess des Szenariorahmens NEP 2035 (2021) sprachen sich – aufgrund höherer Dekarbonisierungsbestrebungen - die meisten Teilnehmer*innen für das Szenario Distributed Energy aus.

Durch die Verwendung eines Szenarios (anstatt mehrerer) für die Entwicklungen im Ausland sind zudem die Auswirkungen der Unterschiede in den Szenarien für Deutschland deutlicher zu erkennen. Zur Abbildung des Jahres 2037 im NEP 2037 (2023) wird vorgeschlagen, die Werte des TYNDP 2022 der Zieljahre 2030 und 2040 linear zu interpolieren. Da in den aktuellen Diskussionen um den TYNDP 2022 der Fokus auf dem Szenario Distributed Energy liegt, wird seitens ENTSO-E die Erstellung von Kennzahlen aus diesem Szenario für das Zieljahr 2045 in Erwägung gezogen. Sollte es ein solches Betrachtungsjahr geben, könnte dieses direkt für den NEP genutzt werden. Andernfalls wird auch für 2045 eine lineare Interpolation (der Zieljahre 2040 und 2050) vorgeschlagen.

Die länderscharfen installierten Erzeugungsleistungen je Energieträger für die Jahre 2030, 2040 und 2050 werden zum Stand November 2021 in einer Qualitätsschleife über die ÜNB geprüft und lagen zum Zeitpunkt der Erstellung des Szenariorahmenentwurfs noch nicht final vor. Daneben können Zeitreihen für die Stromnachfrage und die Einspeisung aus Wind- und PV-Anlagen sowie Informationen zu Speichern und flexiblen Verbrauchern in den europäischen Ländern den Szenariodaten des TYNDP 2022 entnommen werden.

6.2 Handelskapazitäten

Im NEP 2037 (2023) soll erneut das Flow-Based-Verfahren (Flow-Based Market Coupling – FBMC) zur Ermittlung der dem Handel zur Verfügung stehenden Austauschkapazitäten angewendet werden. Für die sachgerechte Anwendung von Flow-Based Market Coupling ist eine detaillierte Kenntnis über die Topologie des zukünftigen europäischen Stromnetzes zwingend notwendig. Daher schlagen die ÜNB vor, das Flow-Based-Verfahren ausschließlich für das Zieljahr 2037 anzuwenden. Für das Betrachtungsjahr 2045, welches auf nationaler wie europäischer Ebene mit großen Unsicherheiten behaftetet ist, soll das NTC-Verfahren (Net Transfer Capacities) genutzt werden.

FBMC wird heute bereits an den Grenzen der CWE-Region[30] angewendet und soll ab 2022 in der gesamten Core-Region[31] zum Einsatz kommen. An den restlichen Grenzen der Region Continental Europe (ehemals UCTE) wird zunächst weiterhin das NTC-Verfahren genutzt. Der wesentliche Unterschied von FBMC zur Verwendung von NTCs besteht darin, dass verfügbare Kapazitäten nicht zwischen Marktgebieten, sondern auf sogenannten kritischen Zweigen (Critical Network Elements – CNEs) vorgegeben werden. Als kritische Zweige werden diejenigen Netzbetriebsmittel definiert, die durch den Handel besonders stark beeinflusst werden. Die aufgrund der handelsseitig ausgetauschten Strommengen resultierenden Leistungsflüsse dürfen auf kritischen Zweigen die zur Verfügung stehenden Kapazitätswerte (Remaining Available Margin – RAM) nicht übersteigen. Bei der Bestimmung der Kapazitätswerte (RAM) wird berücksichtigt, dass zukünftig je Leitung mindestens 70 % der Übertragungskapazität dem grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung gestellt werden muss. Im Sinne eines bedarfsgerechten Netzausbaus werden im NEP 2037 (2023) als kritische Zweige keine Leitungen innerhalb der Marktgebiete, sondern ausschließlich Leitungen zwischen den Marktgebieten (Interkonnektoren) berücksichtigt.

Zusätzlich zu den verfügbaren Kapazitäten (RAM) der kritischen Zweige muss berücksichtigt werden, wie sich der handelsseitige Austausch von Strom zwischen zwei Marktgebieten auf die betrachteten Leitungen auswirkt. Dieser Zusammenhang wird durch die sogenannten zonalen Power-Transfer-Distribution-Factors (zonale PTDFs) beschrieben. Beträgt bspw. die Differenz der zonalen PTDF-Werte zweier Marktgebiete in betrachteter Handelsrichtung 0,3, so bedeutet dies, dass ein Austausch von 100 MW zwischen diesen Marktgebieten zu einem zusätzlichen Leistungsfluss von 30 MW auf dem betrachteten kritischen Zweig führt.

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

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

Zur Bestimmung der zonalen PTDFs werden zwei Eingangsgrößen benötigt: die nodalen Power-Transfer-Distribution-Factors (nodale PTDFs), welche angeben, wie sich der Leistungsfluss auf einem kritischen Zweig aufgrund von Änderungen der knotenscharfen Netzeinspeisungen ändert, sowie der Generation Shift Key (GSK), welcher eine lineare Abschätzung darstellt, wie sich infolge einer Änderung der Handelsbilanz der Kraftwerkseinsatz und damit die knotenscharfen Netzeinspeisungen im jeweiligen Marktgebiet ändern. Die GSKs sind grundsätzlich davon abhängig, welche Kraftwerke in der jeweiligen Situation ins Netz einspeisen. Sie können daher in jeder Stunde, insbesondere bei einem steigenden Anteil von erneuerbaren Energien, unterschiedlich sein. Zusätzlich werden bei der Erstellung der GSKs die Verfügbarkeiten der Kraftwerke und auch marktseitig getriebene Einspeiseänderungen von Wind- und PV-Anlagen berücksichtigt. Die nodalen Power-Distribution-Factors (PTDFs) hingegen werden im Wesentlichen durch die Netztopologie und damit insbesondere durch neue Interkonnektoren (vgl. Tabelle 35) beeinflusst.

Um sicherzustellen, dass das (n-1)-Kriterium erfüllt ist, werden für jeden kritischen Zweig (CNE) die jeweils kritischsten Ausfälle (Contingency) bestimmt. Die Kombination aus kritischen Zweig und kritischem Ausfall wird als Critical Network Element and Contingency (CNEC) bezeichnet. Um die Auswirkungen des Ausfalls auf die Netztopologie und den sich einstellenden Leistungsfluss korrekt abbilden zu können, werden je CNEC die sich in der spezifische Ausfallsituation ergebenden zonalen PTDFs und RAM-Werte berechnet. Diese bilden zusammen die sogenannte Flow-Based-Domain. Die Flow-Based-Domains enthalten somit für jede Stunde die Information, wie sich der grenzüberschreitende Stromhandel auf einzelnen CNECs auswirkt (zonale PTDFs) und in welcher Höhe Kapazität (RAM) auf diesen zur Verfügung steht. Anders gesagt: Die Flow-Based-Domains beschreiben in Form von linearen Restriktionen die Gesamtheit aller theoretisch möglichen grenzüberschreitenden Austausche, bei denen die auf den Interkonnektoren zur Verfügung stehende Übertragungskapazität auch in kritischen Ausfallsituationen nicht überschritten wird. Es erfolgt keine Zuweisung von Handelskapazitäten zu einzelnen Marktgebietsgrenzen. Im Unterschied zum NTC-Verfahren kann somit der Markt entscheiden, wie entsprechend der jeweiligen Stromangebots- und Nachfragesituation die zur Verfügung stehende Kapazität koordiniert für den Handel zwischen den verschiedenen Marktgebieten genutzt werden soll.

Die Anwendung von FBMC ermöglicht somit, dass in der Flow-Based-Region (Capacity Calculation Region – CCR) die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten optimal entsprechend der Erfordernisse des Marktes genutzt werden können. So können Erzeugungsschwankungen erneuerbarer Energien besser marktgebietsübergreifend ausgeglichen sowie Preisunterschiede zwischen den Marktgebieten reduziert werden.

Zur Abbildung von FBMC im NEP ist eine detaillierte Kenntnis über die jeweiligen Interkonnektoren zwischen zwei Marktgebieten notwendig. Im Rahmen des TYNDP finden stets umfangreiche Abstimmungen zwischen allen europäischen Übertragungsnetzbetreibern zu den Interkonnektoren, die dem europäischen Energiebinnenmarkt zur Verfügung stehen, statt. Grundsätzlich ist in Bezug auf diese Kapazitäten eine vollständige Konsistenz zwischen dem TYNDP 2022 und dem NEP 2037 (2023) anzustreben. Der Umfang des europäischen Referenznetzes bzw. der zu berücksichtigen europäischen Ausbauvorhaben des TYNDP 2022 wird voraussichtlich von ENTSO-E im ersten Quartal 2022 veröffentlicht.

Zusätzlich zu den bereits heute in Betrieb bzw. in Bau befindlichen sowie in den Bundesbedarfsplan aufgenommenen Interkonnektoren nehmen die ÜNB in allen Szenarien des NEP 2037 (2023) die in Tabelle 30 aufgeführten Interkonnektoren und die in Tabelle 31 dargestellten Hybrid-Interkonnektoren mit einer Verbindung nach Deutschland an.[32]

32 Das Projekt „50HzT-P213: Netzverstärkung und -ausbau: Errichtung eines Interkonnektors zwischen Polen und Deutschland (EnLAG, Nr. 12)" wird im NEP2037 (2023) nicht berücksichtigt, da auf Veranlassung von PSE keine Nennung im TYNDP 2022 erfolgt ist.

Tabelle 30: Zusätzlich für den NEP 2037 (2023) berücksichtigte Interkonnektoren auf Basis des Bundesbedarfsplans

TYNDP-ID	NEP 2035 (2021) Referenz	Beschreibung (Start- und Endpunkte z. T. vorläufig)	Von	Nach	AC / DC	Geplante IBN
47	P74	Vöhringen – Westtirol	DE	AT	AC	2030
244	P170	Uchtelfangen – Vigy	DE	FR	AC	2029
225	P313	Second Interconnector	DE	BE	DC	2035
231	P204	Tiengen – Beznau	DE	CH	AC	2030
267	P221 M461a	HansaPowerBridge 2	DE	SE	DC	2035
1.047	P367	Emden – Eemshaven	DE	NL	AC	2035
1.104	P505	Niederstedem – Roost	DE	LU	AC	2030
1.050	–	Tarchon	DE	GB	DC	2028
1.058	–	HVDC Interconnector DE-CH	DE	CH	DC	2037

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Für die NTC-Marktsimulationen im Betrachtungsjahr 2045 sowie für die Abbildung der Handelskapazitäten zwischen Marktgebieten außerhalb der Flow-Based Region in den FBMC-Marktsimulationen werden NTCs basierend auf Daten europäischer Studien bestimmt. Zur Bestimmung der Werte für 2037 werden die aktuellen NTC-Werte aus dem European Resource Adequacy Assessment (ERAA) bzw. dem TYNDP 2022 für das Zieljahr 2030 sowie darüber hinausgehend bekannte Projektplanungen des TYNDP 2022 berücksichtigt.

Um über die bekannten Projekte hinaus auch langfristig adäquate NTCs zu ermitteln, wird folgende Methodik zur NTC-Bestimmung für 2045 vorgeschlagen:

Für die NTCs des deutschen Marktgebiets in Summe wird das für 2030 formulierte EU-Stromverbundziel in Höhe von 15 % der installierten Erzeugungsleistung zugrunde gelegt. Die Austauschkapazitäten unterscheiden sich damit zwischen den Szenarien A und B / C 2045 analog zur Erzeugungsleistung und liegen in der Größenordnung von ca. 85 – 100 GW. Es ist anzumerken, dass die Orientierung am Stromverbundziel hier als pauschale Modellierungsannahme zur Abbildung eines sich weiter vernetzenden europäischen Stromnetzes anzusehen ist. In der Realität ist das Stromverbundziel an weitere Kenngrößen[33] geknüpft, die die Ziele der EU-Energiepolitik reflektieren. Außerdem gilt, dass der Nutzen jedes Interkonnektorprojektes seine Kosten überwiegen muss.

Für die Verteilung der Kapazitäten auf die Verbindungen zwischen den Marktgebieten sind unterschiedliche Ansätze denkbar: Grundsätzlich können die für das Szenariojahr 2037 ermittelten NTC-Werte als Stützpunkt verwendet werden. Ein Ansatz wäre, eine Anhebung der NTC an solchen Grenzen vorzunehmen, an denen in den Optimierungsergebnissen der „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland"[34] ein höherer Nutzen für die Erhöhung der NTC gezeigt wurde. In dieser Studie wurde ein kostenoptimaler Ausbau von europäischen Handelskapazitäten bis 2050 in einem Modell zur Angebotsoptimierung ermittelt, was eine effizientere Erschließung noch nicht ausreichend erschlossener Handelspotenziale ermöglichen kann. Im Ergebnis würde dies vor allem zusätzliche Verbindungen nach Skandinavien bedeuten, während zwischen heute bereits sehr stark verbundenen Marktgebieten keine zusätzlichen Interkonnektoren angenommen würden. Die ermittelten Austauschkapazitäten der Langfristszenarien für Deutschland in 2040 bzw. 2050 liegen in Summe in der Größenordnung des oben genannten Stromverbundziels in A 2045 bzw. B / C 2045. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass die Optimierungsergebnisse des Interkonnektorausbaus der Langfristszenarien für den NEP lediglich als qualitative Orientierung dienen können, da die Optimierung nicht auf den gleichen Szenariodaten basiert.

33 Die Kenngrößen umfassen den Preisunterschied zwischen zwei Marktgebieten (Förderung der Marktintegration für steigenden Wettbewerb), das Verhältnis der Interkonnektorleistung zur Spitzenlast (Förderung der Versorgungssicherheit) und das Verhältnis der Interkonnektorleistung zur EE-Leistung (Förderung der EE-Integration).

34 „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland" (Langfristszenarien 3) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Genauere Informationen im Webinar Netze, abrufbar unter https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/Webinar-Netze.pdf

Alternativ könnten zur Abbildung des Stromverbundziels in Deutschland auch vereinfachte Ansätze wie eine Skalierung der für 2037 ermittelten NTCs verfolgt werden. Da die Handelskapazitäten bei einem solchen Ansatz pauschal an allen deutschen Marktgebietsgrenzen im gleichen Verhältnis erhöht würden, kann es im Vergleich zur Orientierung an der LFS-Studie an einzelnen Grenzen zu einem Ausbau kommen, der sich nicht an prognostizierten Bedürfnissen des Marktes orientiert.

In der Konsultation des Szenariorahmenentwurfs können gern Anregungen und Hinweise zur Bestimmung der NTCs für die Szenarien A und B/C im Langfristzeithorizont 2045 gegeben werden.

Für die Interkonnektorkapazitäten zwischen anderen europäischen Marktgebieten in 2045 schlagen die ÜNB vor, die Ergebnisse der Identification of System Needs Studie (IoSN) des TYNDP 2022 zu verwenden, die im ersten Halbjahr 2022 erwartet werden, um das europäische Szenario in sich möglichst konsistent zu halten.

Neben den genannten Interkonnektoren werden sogenannte Hybrid-Interkonnektoren in der Marktsimulation berücksichtigt. Hybrid-Interkonnektoren kennzeichnen in diesem Zusammenhang Anbindungsleitungen, welche nicht nur Offshore-Windparks anschließen, sondern durch Vernetzung zusätzliche europäische Stromhandels- bzw. nationale Stromtransportmöglichkeiten zur Verfügung stellen, sodass die Anbindungsleitungen effizienter ausgelastet werden können. Zu den berücksichtigten Hybrid-Interkonnektoren zählen die Bornholm Energy Island sowie der North Sea Wind Power Hub. Nachfolgend werden die aus den Projekten resultierenden Interkonnektorkapazitäten aufgezeigt.

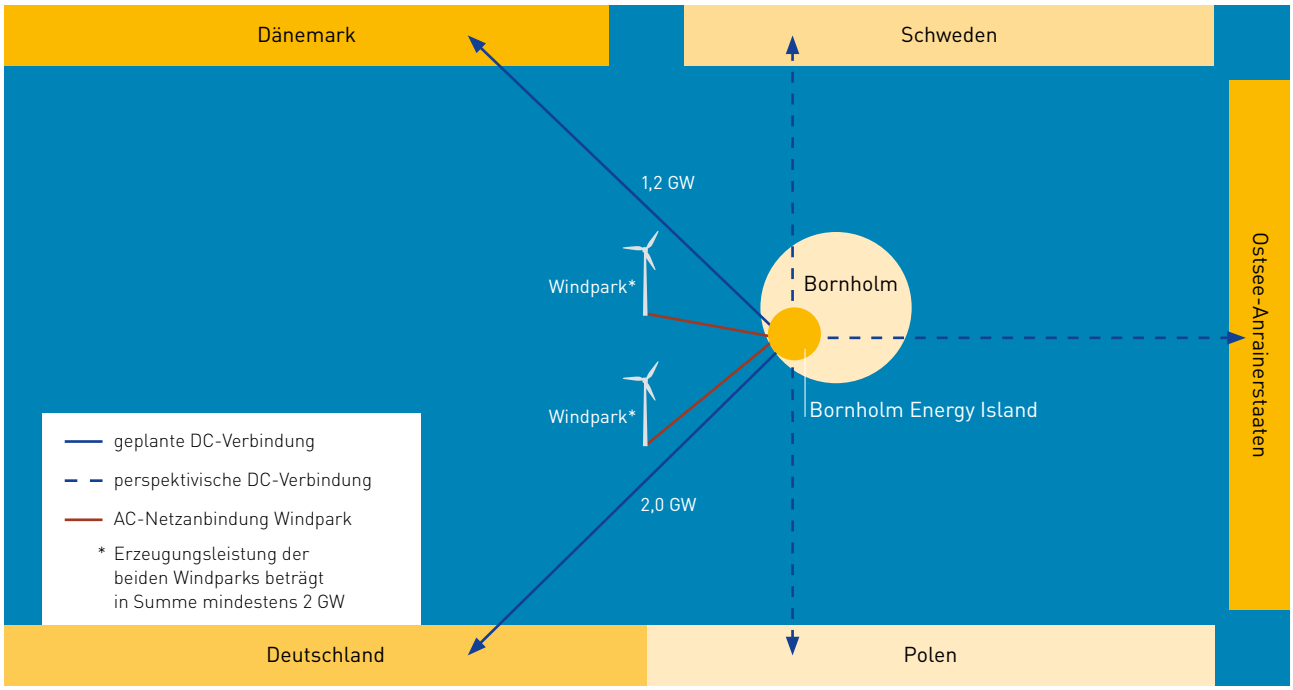
Bornholm Energy Island

50Hertz und der dänische Netzbetreiber Energinet beabsichtigen bis zum Jahr 2030 eine innovative, hybride Offshore-Verbindungsleitung zwischen den dänischen Inseln Seeland, Bornholm und dem Gebiet Vorpommern in Deutschland zu errichten. Diese hybride Verbindungsleitung mit der Bezeichnung „Bornholm Energy Island" (BEI) soll zum einen die Integration von mind. 2 GW Offshore-Erzeugungsleistung nach Dänemark und Deutschland ermöglichen und zum anderen den grenzüberschreitenden Handel im EU-Strombinnenmarkt erweitern. Damit trägt das Projekt zum Green Deal der Europäischen Kommission sowie zur Erreichung nationaler Klimaziele bei.

Beide Netzbetreiber streben den stufenweisen Ausbau des Verknüpfungspunktes auf Bornholm zu einem „Hub" im Sinne eines Netzknotens an. Dies bedeutet, dass sich im späteren Verlauf weitere Ostsee-Anrainerstaaten (wie z. B. Polen, Schweden und/oder weitere Anrainerstaaten) an die Anlagen auf Bornholm anschließen können. Weiterhin soll die Integration potenzieller zusätzlicher Erzeugungsanlagen und Lasten wie Power-to-X-Anlagen auf Bornholm ermöglicht werden. Um dies technisch effizient realisieren zu können, beabsichtigen beide Netzbetreiber die Errichtung einer Multi-Terminal-/Multi-Vendor DC-Lösung (MTDC) auf der Insel Bornholm, welche ein technisches Novum für das europäische Übertragungsnetz darstellen würde. Im Zuge dessen sollen zwei Konverter auf Bornholm sowie je ein Konverter auf Seeland (Dänemark) und in Mecklenburg-Vorpommern errichtet werden, sodass Bornholm jeweils mit einer DC-Verbindung nach Dänemark (1,2 GW) und Deutschland (2 GW) angebunden werden kann.

Zum aktuellen Zeitpunkt laufen Diskussionen in der ministeriellen Arbeitsgruppe zum Marktdesign für hybride Offshore-Projekte, einschließlich BEI. Der Abbildung von BEI im kommenden TYNDP 2022 folgend, soll Bornholm im NEP 2037 (2023) modellseitig als eigenständiges Marktgebiet mit 2 GW Offshore-Windleistung abgebildet werden.

Abbildung 38: Schematische Darstellung von Bornholm Energy Island



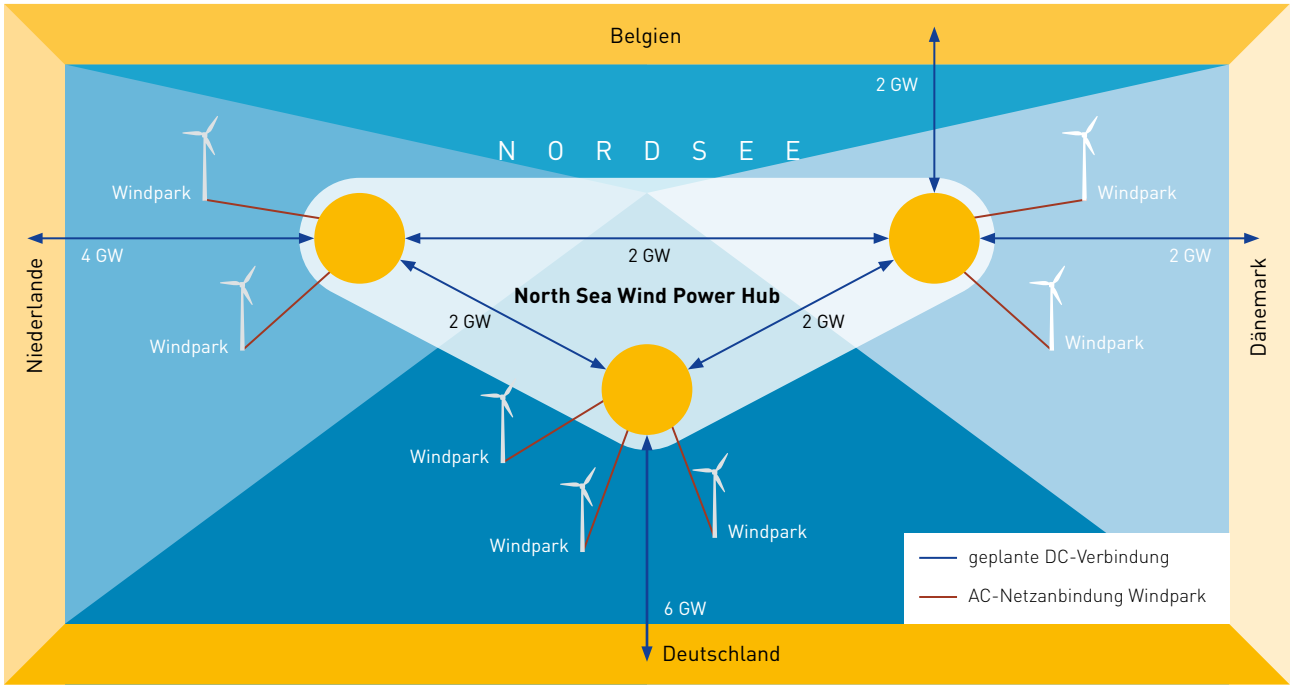
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

North Sea Wind Power Hub

Eine Möglichkeit der seeseitigen Vernetzung auf nationaler und internationaler Ebene bietet der sogenannte North Sea Wind Power Hub (NSWPH), welcher bereits im NEP 2035 (2021) im Rahmen einer Sensitivität des Szenarios C 2035 untersucht worden ist. Im NEP 2037 (2023) soll der NSWPH gemäß der Abbildung im kommenden TYNDP 2022 mit einem „Distributed Hub"-Konzept in den Szenarien für die Betrachtungsjahre 2037 und 2045 modelliert werden. Das „Distributed Hub"-Konzept besteht aus drei seeseitigen Sammelpunkten (Hubs) für Offshore-Windenergie in Deutschland, Dänemark und in den Niederlanden. An den Hub innerhalb der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) sollen 6 GW Offshore-Erzeugungsleistung und an den Hub in der niederländischen AWZ 4 GW Offshore-Erzeugungsleistung angeschlossen werden. Dies entspricht der Darstellung des NSWPH im kommenden TYNDP 2022. Für den Hub in der dänischen AWZ werden die aktuellen Planungen von Dänemark zur „Energy Island" mit ebenfalls 4 GW Offshore-Erzeugungsleistung berücksichtigt. Jeder dieser Hubs stellt dabei eine eigene Gebotszone dar.

Zwischen den Hubs ist jeweils eine DC-Verbindung mit einer Übertragungsleistung von je 2 GW vorgesehen. Entsprechend der angeschlossenen Offshore-Erzeugungsleistung je Hub erfolgt der jeweilige Anschluss an das landseitige Übertragungsnetz mit drei (für Deutschland) bzw. zwei (für die Niederlande) Netzanbindungen mit einer Übertragungsleistung von je 2 GW. Für die dänische „Energy Island" in der Nordsee wird eine Netzanbindung mit einer Übertragungsleistung von 2 GW zur Anbindung des Hubs an die dänische Gebotszone vorgesehen. Zudem wird eine weitere Netzanbindung mit einer Übertragungsleistung von 2 GW nach Belgien gemäß der bilateralen Vereinbarung zwischen Dänemark und Belgien angenommen. Die Summe der Übertragungsleistungen der Anbindungsleitungen vom jeweiligen Hub zum Festland entspricht somit stets der Summe der vom jeweiligen Hub angeschlossenen Offshore-Erzeugungsleistung.

Abbildung 39: Schematische Darstellung des North Sea Wind Power Hubs



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 31: Zusätzlich für den NEP 2037 (2023) berücksichtigte Hybrid-Interkonnektoren

TYNDP-ID	Beschreibung (Start- und Endpunkte z. T. vorläufig)	Von	Nach	AC / DC	Geplante IBN
1106	Bornholm Energy Island (BEI)	BEI	DE	DC	2030
		BEI	DKE	DC	2030
335	North Sea Wind Power Hub (NSWPH)	NSWPH_DE	DE	DC	2035
		NSWPH_NL	NL	DC	2035
		NSWPH_DKW	DKW	DC	2035
		NSWPH_DKW	BE	DC	2035
		NSWPH_DE	NSWPH_NL	DC	2035
		NSWPH_DE	NSWPH_DKW	DC	2035
		NSWPH_NL	NSWPH_DKW	DC	2035

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Wahl des Marktdesigns für BEI und NSWPH ist Gegenstand politischer Entscheidungen. Der Modellierungsvorschlag der ÜNB stellt Konsistenz mit dem TYNDP 2022 sicher, ist aber keine Positionierung bzw. Vorfestlegung der ÜNB zu dem jeweiligen Marktdesign.

1 Einführung
2 Szenarienbeschreibung
3 Stromverbrauch
4 Erneuerbare Energien
5 Konventionelle Kraftwerke und Speicher
6 Europäischer Rahmen
7 Brennstoff- und CO_2-Preise

7 Brennstoff- und CO_2-Preise

Im Rahmen der Marktsimulation ist zur Bestimmung des stundenscharfen Kraftwerkseinsatzes im europäischen Strommarkt eine modellexogene Festlegung der variablen Kosten der Kraftwerke erforderlich. Diese variablen Kosten, zu denen im Wesentlichen die Brennstoff- und Emissionspreise zählen, werden dem Strommarktmodell vorgegeben, um in einem Simulationslauf einen kostenminimalen, stündlichen Kraftwerkseinsatz für Europa zu bestimmen. Im Folgenden werden die Annahmen zur Entwicklung der europaweit geltenden Preise für Brennstoffe und Emissionszertifikate beschrieben. Weiterhin werden die Emissionsfaktoren der jeweiligen fossilen Brennstoffe genannt.

Die Projektion der Preise für fossile Energieträger lehnt sich – ebenso wie die Annahmen zum europäischen Ausland – im Wesentlichen an das Szenario Distributed Energy des TYNDP 2022 an. Mit der Verwendung der gleichen Quelle sowohl für die Annahmen zur Preisentwicklung der Brennstoffe als auch zum ausländischen Erzeugungspark wird insgesamt ein höheres Maß an Konsistenz in der Szenarioerstellung hergestellt. In Kapitel 6 sind der TYNDP 2022 und die darin abgebildeten Szenarien genauer erläutert. Im TYNDP 2022 werden Brennstoffpreise für die Jahre 2030, 2040 und 2050 ausgewiesen. Darauf aufbauend werden anhand einer linearen Interpolation die für den Szenariorahmenentwurf relevanten Preise für das Jahr 2037 und 2045 ermittelt. Die folgende Tabelle 32 stellt entsprechend die für die Szenarien vorgeschlagenen Werte dar.

Tabelle 32: Annahmen zu Brennstoffpreisen für den NEP 2037 (2023) auf Basis des TYNDP 2022

	Einheit	2030 (TYNDP 2022 „Distributed Energy“)	2037 (lineare Interpolation)	2040 (TYNDP 2022 „Distributed Energy“)	2045 (lineare Interpolation)	2050 (TYNDP 2022 „Distributed Energy“)
			NEP Szenario A,B,C 2037		NEP Szenario A, B/C 2045	
Rohöl	[EUR/MWh]	36,3	35,1	34,6	33,7	32,8
Erdgas	[EUR/MWh]	14,5	14,6	14,7	14,7	14,7
Steinkohle	[EUR/MWh]	7,1	6,9	6,9	6,8	6,7
Braunkohle*	[EUR/MWh]	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Kernenergie	[EUR/MWh]	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7

*TYNDP 2022 betrachtet regional unterschiedliche Braunkohlepreise in Europa.
Brennstoffkosten für Braunkohle beziehen sich ausschließlich auf den deutschen Markt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber auf Basis TYNDP 2022[35]

Für den kommenden NEP 2037 (2023) wird vorgeschlagen, die prognostizierten CO_2-Preise des World Energy Outlook (WEO)[36] heranzuziehen (siehe Tabelle 33). Die ÜNB haben sich aufgrund der aktuell stark steigenden Preisentwicklung der CO_2-Zertifikate gegen die CO_2-Preisprognosen des TYNDP 2022 und für die höheren Werte des „Net Zero Emissions by 2050“ (NZE) Szenarios des WEO 2021 entschieden.

Aus Sicht der ÜNB ist die Abweichung von den TYNDP-Werten auch aus dem Grund vertretbar, da sich die Preisprognosen des TYNDP 2022 u. a. auch auf die Werte der älteren Version des WEO – nämlich dem WEO 2020 – stützen.

Ein Update auf die aktuellere Version 2021 des WEO erscheint daher mit Blick auf das hohe CO_2-Preisniveau sinnvoll.

35 https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2021/09/2021-10-TYNDP_2022_Scenario_Building_Guidelines.pdf

36 https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021

Tabelle 33: Annahmen zu CO_2-Preisen für den NEP 2037 (2023) auf Basis des World Energy Outlooks 2021

	Einheit	2030 WEO 2021 NZE	2037 (lineare Interpolation)	2040 WEO 2021 NZE	2045 (lineare Interpolation)	2050 WEO 2021 NZE
			NEP Szenario A,B,C 2037		NEP Szenario A, B/C 2045	
CO_2-Zertifikate	[EUR/t]*	114	160,1	179,8	199,5	220

*Aufgrund der Angaben des WEO 2021 in USD (2020) wurde der durchschnittliche Wechselkurs des Jahres 2020 von 1 USD = 0,877 EUR angesetzt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Für die CO_2-Emissionsfaktoren werden auf Basis des „Nationaler Inventarbericht Deutschland – 2021" des Umweltbundesamtes[37] folgende Werte zugrunde gelegt.

Tabelle 34: Emissionsfaktoren nach Energieträgern

Primärenergieträger	CO_2-Emissionsfaktor [t CO_2 / MWh_{th}]
Abfall *	0,165
Braunkohle	0,393
Erdgas	0,201
Wasserstoff **	0,000
Kernenergie	0,000
Mineralölprodukte	0,286
Steinkohle	0,377

* Annahme Abfall: 50 % biogener Anteil
** Annahme von CO_2-frei erzeugtem Wasserstoff.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, Umweltbundesamt, Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2019

Zukünftig werden zur Stromerzeugung in Gaskraftwerken neben Erdgas vermehrt auch Wasserstoff bzw. andere klimaneutrale Gase eingesetzt. Während die Kosten der Nutzung von Erdgas insbesondere von dessen Brennstoffpreis und dem CO_2-Zertifikatepreis abhängen, ist bei klimaneutralen Gasen nur der jeweilige Brennstoffpreis relevant. Dieser liegt heute noch deutlich über den Gesamtkosten von Erdgas. Für den NEP 2037 (2023) wird jedoch davon ausgegangen, dass die Gesamtkosten von Erdgas und Wasserstoff in 2037 auf einem ähnlichen Niveau liegen. Auf Basis der in Tabelle 32, 33 und 34 angegebenen Parameter belaufen sich die Gesamtkosten in etwa auf 46,8 € / MWh in 2037[38]. In der Marktsimulation ist das Einsatzverhalten von Kraftwerken somit unabhängig davon, ob in diesen Kraftwerken Erdgas, Wasserstoff oder ein Gas-Gemisch eingesetzt wird. Für 2045 wird davon ausgegangen, dass die Brennstoffkosten von Wasserstoff in Deutschland deutlich unter den Gesamtkosten von Erdgas liegen und somit kein Erdgas mehr zur Stromerzeugung genutzt wird. Grund dafür ist neben den sinkenden Wasserstoffpreisen insbesondere der weiter ansteigende CO_2-Preis.

37 https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-05-19_cc_43-2021_nir_2021_1.pdf

38 Kosten von Erdgas = Brennstoffkosten + CO_2-Preis * CO_2-Emissionsfaktor

Anhang

Anhang

A.1 Meldungen der Bundesländer zum Ausbau erneuerbarer Energien

Im Rahmen der Erstellung des Szenariorahmenentwurfs wurden die Bundesländer zu ihren langfristigen politischen Zielen zum Ausbau erneuerbarer Energien mit Fokus auf Windenergie und Photovoltaik befragt. Im Folgenden ist eine Auflistung der aus den Rückmeldungen identifizierten Ziele und Rahmenbedingungen für den Ausbau der erneuerbaren Energien in den Bundesländern dargestellt.

Tabelle 35: Bundeslandabfrage der Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien

Bundesland	Politische Ziele zum Ausbau erneuerbarer Energien						
		2025	2030	2035	2040	2045	2050
Baden-Württemberg	Onshore-Wind	–	–	–	–	–	–
	PV	–	–	–	–	–	–
		› Ziel der Netto-Treibhausgasneutralität bis 2040					
		› EE-Anteil an der Stromerzeugung von 86 % und am Endenergieverbrauch von 80 % bis 2050 (IEKK); Hinweis auf derzeitige Anpassung/Weiterentwicklung auf Basis der neuen EU-Klimaziele					
	Wind	› Abstandsempfehlung zu Windenergieanalagen: 700 m					
	PV	› Identifikation von PV-Freiflächen auf Grün- und Ackerland in benachteiligten Gebieten; derzeit maximal 100 MW pro Jahr					
Bayern	Onshore-Wind	–	–	–	–	–	–
	PV	–	–	–	–	–	–
		› Ziel der Netto-Treibhausgasneutralität bis 2040					
	Wind	› Beibehalten der geltenden 10H-Regel; jedoch Reformierung für Ausnahmetatbestände (z. B. bei Repowering) mit einem Mindestabstand von 1.000 m					
Berlin	Onshore-Wind	–	–	–	–	–	–
	PV	–	–	–	–	–	4,4 GW
		› Verschärfte CO_2-Emissions-Minderung bis 2045 um 95 % gegenüber 1990					
		› EE-Anteil am Endenergieverbrauch von 55 % in 2030					
	Wind	› Wenig geeignete Flächen für Windenergieanlagen aufgrund der Eigenschaft als Stadtstaat.					
	PV	› Verpflichtung zur Installation einer PV-Dachanlage ab 2023 für Neubauten und Bestandsgebäude im Falle einer Dachsanierung					
Brandenburg	Onshore-Wind	–	–	10,5 GW	–	–	–
	PV	–	–	3,5 GW	–	–	–
		› Energiestrategie 2040 aktuell in Arbeit					
		› Verabschiedung neuer EE-Ausbauzahlen für Q1 2022 erwartet					
	Wind	› Ziel zur Ausweisung als Windeignungsgebiet auf 2 % der Landesfläche angesetzt					
	PV	› Ziel für 2030 mit aktuell 4,5 GW bereits übertroffen					
Bremen	Onshore-Wind	–	–	–	–	–	–
	PV	–	–	–	–	–	–
		–					
Hamburg	Onshore-Wind	–	–	–	–	–	–
	PV	–	–	–	–	–	–
	Wind	› Potenziale für einen weiteren Ausbau der Windenergie weitgehend ausgereizt					
	PV	› Verpflichtung zur Installation einer PV-Dachanlage ab 2023 für Neubauten und ab 2025 für Bestandsgebäude im Falle einer Dachsanierung					

Bundesland		Politische Ziele zum Ausbau erneuerbarer Energien					
		2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hessen	Onshore-Wind	–	–	–	–	–	–
	PV	–	–	–	–	–	–
		› Strombedarf soll für das Zieljahr 2045 – 2050 aus 100 % aus erneuerbaren Energien gedeckt werden					
	Wind	› Abschätzung zum Ausbau von Windenergieanlagen geht von einer Leistung von 11 GW als obere Grenze der langfristigen Entwicklung aus					
		› Windenenergieanlagen müssen einen Abstand von 1.000 m zu Wohnbebauung und 100 – 150 m zu bestehenden und geplanten Infrastrukturvorhaben einhalten					
	PV	› Abschätzung zum PV-Ausbau geht von einer Leistung von 25 GW als obere Grenze der langfristigen Entwicklung aus					
Mecklenburg-Vorpommern	Onshore-Wind*	4,7 GW	5,9 GW	–	10,2 GW	–	12,0 GW
	Offshore-Wind	2,1 GW	3,3 GW	4,0 GW	–	–	–
	PV*	8,7 GW	11,6 GW	14,0 GW	–	–	–
	Wind	› Windenenergieanlagen müssen einen Abstand von 1.000 m zu Wohnbebauung und 800 m zu Splittersiedlungen einhalten					
		› In 2040 zwischen 1,25 % und 1,5 % der Landesfläche und in 2050 zwischen 1,5 % und 1,75 % der Landesfläche für Windenergieanlagen an Land					
	PV	› Zuwachs der PV-Anlagen im Verhältnis von 1/3 Dachflächen zu 2/3 Freiflächen					
		› Mögliche Verpflichtung zur Installation einer PV-Dachanlage ab 2025 für Neubauten und Bestandsgebäuden im Falle einer Dachsanierung					
Niedersachsen	Onshore-Wind	–	20,0 GW	–	30,0 GW	–	–
	Offshore-Wind	–	–	–	–	–	–
	PV	–	–	–	65,0 GW	–	–
	Wind	› Windenergie auf 1,4 % der Landesfläche bis 2030 und 2,1 % der Landesfläche ab 2030					
	PV	› Einführung der Solarpflicht auf gewerblichen Immobilien					
		› 2040: 50,0 GW auf Dachflächen und 15,0 GW auf Freiflächen					
Nordrhein-Westfalen	Onshore-Wind	–	10,5 GW	–	–	12,0 GW	12,0 GW
	Offshore-Wind	–	–	4,0 GW	8,0 GW	14,0 GW	18,0 GW
	PV	–	17,0 GW	22,0 GW	27,0 GW	32,0 GW	37,0 GW
	Wind	› Windenergieanlagen müssen grundsätzlich einen Abstand von 1.000 m zu Wohngebieten einhalten					
		› 12 GW Onshore-Wind als langfristig obere Grenze					
	PV	› PV-Ausbauziele werden vermutlich im Rahmen der Aktualisierung der Energieversorgungsstrategie angehoben (s. o.)					
Rheinland-Pfalz	Onshore-Wind	–	8,9 GW	9,0 GW	9,1 GW	–	9,5 GW
	PV	–	7,7 GW	8,2 GW	8,7 GW	–	11,5 GW
		› Der Erzeugungspark in 2040 ermöglicht 35 TWh /a und in 2050 40 TWh /a an EE-Stromerzeugung					
Saarland	Onshore-Wind	–	1,0 GW	–	–	1,5 GW	1,5 GW
	PV Dach	–	1,25 GW	–	–	1,5 GW	1,5 GW
	PV Freifläche	–		–	–	0,8 GW	0,8 GW
		› Energiefahrplan 2030 der Landesregierung visiert einen Anteil von 40 % EE am Stromverbrauch in 2030 an					
	Wind	› Verzicht auf eine landesweite geltende Abstandregelung von Windenergieanlagen zu Gebäuden					
	PV	› Zukünftige FF-PV: 350 MW Agrarflächen, 200 MW Agri-PV, 200 MW entlang von Schienenwegen und Autobahnen, Konversion					
Sachsen	Onshore-Wind	4,4 GW	–	–	–	–	–
	PV**	4,0 GW	–	–	–	–	–
		› Ziel der vollständigen bilanziellen Deckung des Strombedarfs mit EE zum Zeitpunkt des Endes der Braunkohlenutzung					
		› Bis zum Jahr 2030 soll ein zusätzlicher Ausbau von 10 TWh /a an EE realisiert werden					
	Wind	› Es ist vorgesehen, dass Windenergieanlagen einen Abstand von 1.000 m zu Wohngebieten einhalten					

Bundesland		Politische Ziele zum Ausbau erneuerbarer Energien					
		2025	2030	2035	2040	2045	2050
Sachsen-Anhalt	Onshore-Wind	–	–	–	–	–	–
	PV	–	–	–	–	–	–
	–						
Schleswig-Holstein	Onshore-Wind	22,0 TWh	27,5 TWh	–	–	–	–
	Offshore-Wind	8,4 TWh	15,0 TWh	–	–	–	–
	PV	3,5 TWh	4,5 TWh	–	–	–	–
	Wind	› Gemäß Energiewende- und Klimaschutzgesetz ist die Fortschreibung der Ziele für den Ausbau der EE vorgesehen › Onshore Ausbauziele bis 2030 werden voraussichtlich schon 2025 mit 10 GW erreicht › Landesweit stehen Vorranggebiete für die Windenergienutzung von rund 2 % der Landesfläche zur Verfügung					
Thüringen	Onshore-Wind	–	–	–	–	–	–
	PV	–	–	–	–	–	–
	Wind	› Ziel ist es 2040 den Energiebedarf in Thüringen bilanziell durch EE aus eigenen Quellen decken zu können › Derzeitige Fortschreibung der Prognosen für Installation EE in 2030 bis 2050 › Ausbau der Windenergie ist auf 1 % der Landesfläche begrenzt					

* Onshore und PV gemittelt zwischen unteren und oberen Grenze
** Angegebene Werte beziehen sich auf das Jahr 2024

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

A.2 Hintergrundinformationen Offshore-Windenergie

Studien zum Potenzial der Offshore-Windenergie in Deutschland

Unterschiedliche Studien zum Potenzial der Offshore-Windenergie, die die Anpassung des aktuellen gesetzlichen Ausbauziels auf 40 GW in 2040 und den Abschluss der Fortschreibung des Raumordnungsplan (ROP) für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) in der Nordsee und in der Ostsee noch nicht berücksichtigen, geben eine große Bandbreite möglicher Offshore-Potenziale in Deutschland (30 bis 70 GW) an. Eine aktuelle Studie ermittelt für die im ROP AWZ 2021 definierten Gebiete für Offshore-Windenergie in Abhängigkeit unterschiedlicher Annahmen ein Offshore-Potenzial von bis zu 61 GW[39]. Eine andere Studie schlägt darüber hinaus die folgenden Anpassungen der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie vor: 25 GW in 2030, 35 GW in 2035 und 70 GW in 2045[40]. Ein Ausbau der Offshore-Windenergie auf 70 GW wird zudem als Voraussetzung für das Erreichen der Klimaneutralität in 2045 von einer weiteren Studie bewertet[41]. Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass das Potenzial der Offshore-Windenergie in der deutschen AWZ in aktuellen Studien oberhalb des momentanen gesetzlichen Ausbauziels von 40 GW bis 2040 liegt.

Die ÜNB weisen darauf hin, dass hinsichtlich des Beitrags der Offshore-Windenergie zum Erreichen der Klimaneutralität in 2045 nicht einzig die installierte Erzeugungsleistung der Offshore-Windenergie ausschlaggebend ist, sondern auch die im nachstehenden Abschnitt beschriebene Leistungsdichte und der Energieertrag.

39 https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/210922_Wasserstoffpotentialanalyse_Gesamtbericht.pdf

40 https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_06_DE_100Tage_LP20/A-EW_229_Klimaschutz-Sofortprogramm_WEB.pdf

41 https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_231_KNDE2045_Langfassung_DE_WEB_2.pdf

Leistungsdichte und Energieertrag

Einen wesentlichen Einfluss auf das Potenzial der Offshore-Windenergie in der deutschen AWZ haben die Annahmen zu den Faktoren Leistungsdichte (MW/km²) und Volllaststunden (h /a). Da entsprechende Untersuchungen und Festlegungen für die Offshore-Flächen der Nordsee-Gebiete in den Zonen 4 und 5, aber auch für die Gebiete N-11 bis N-13 in Zone 3 sowie der Ostsee-Gebiete EO2 und EO2-West, die in der noch abzuschließenden Fortschreibung des Flächenentwicklungsplan (FEP) 2020 festgelegt werden, haben die ÜNB für den vorliegenden Szenariorahmen u. a. für die AWZ entsprechende Annahmen getroffen.

Leistungsdichte

Für die Nordsee-Gebiete N-9 und N-10, welche bereits bis zum Jahr 2030 erschlossen werden, hat das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) im FEP 2020 eine korrigierte Leistungsdichte von ca. 8 MW/km² festgelegt, welche bereits unterhalb des Mittelwerts der Leistungsdichte für die Gebiete in den Zonen 1 und 2 liegt. Bei den Gebieten N-11 bis N-13 handelt es sich um besonders große und räumlich zusammenhängende Gebiete, in denen Abschattungseffekte der Offshore-Windenergiepark (OWP) untereinander besonders stark ausfallen. Entsprechend führt das BSH bereits im FEP 2020 aus, dass bei einer Leistungsdichte von 8 MW/km² für die Gebiete N-11 bis N-13 „(…) eine deutliche Erhöhung der Ertragsverluste durch Abschattungseffekte im Vergleich zu heute in Betrieb befindlichen OWP zu erwarten ist."

Da die Gebiete in den Zonen 4 und 5 der Nordsee und auch die potenziellen Gebiete innerhalb des Naturschutzgebiet Doggerbank und der Schifffahrtsroute SN10 hinsichtlich der räumlichen Verteilung und des Abstands den Gebieten N-9 und N-10 ähneln und sich deshalb hinsichtlich möglicher Abschattungseffekte nicht so stark beeinflussen sollten wie die Offshore-Windpark (OWP) innerhalb der Gebiete N-11 bis N-13, nehmen die ÜNB pauschal eine Leistungsdichte von ca. 8 MW/km² für alle Gebiete in den Zonen 4 und 5 der Nordsee an.

Für die Ostsee nehmen die ÜNB entsprechend des FEP 2020 eine pauschale Leistungsdichte von ca. 10 MW/km² an. Bedingt durch die neugeschaffenen Gebiete EO2 und EO2-West kann es mit Blick auf die benachbarten Gebiete EO1 und EO4 im Rahmen der Fortschreibung des FEP 2020 noch zu einer Anpassung der Leistungsdichte kommen.

Energieeffizienz bzw. Volllaststunden

Eine weitere kritische Größe für das Erzeugungspotenzial der Offshore-Windenergie sind die sogenannten Volllaststunden, da diese u. a. in Kombination mit der installierten Erzeugungsleistung die erzeugte Strommenge der Offshore-Windenergie bestimmen. Wesentlicher Einflussfaktor für die Annahme der Volllaststunden sind die zunehmenden Abschattungseffekte bei hohen Ausbaugraden der Offshore-Windenergie in der europäischen Nord- und Ostsee. Das Maß der gegenseitigen Abschattung ist Gegenstand aktueller wissenschaftlicher Diskussionen und wird in der Fortschreibung des FEP 2020 vom BSH behandelt werden. Für den Netzentwicklungsplan (NEP) 2037 (2023) werden für die Offshore-Windenergie weiterhin 4.000 Volllaststunden pro Jahr angenommen. Diese Annahme ist identisch mit dem NEP 2035 (2021).

Analysen im Rahmen der Fortschreibung des FEP 2020 haben gezeigt, dass der Parkwirkungsgrad und damit die Volllaststunden mit zunehmender Leistungsdichte und den damit einhergehenden geringen Abständen zwischen den Anlagen und den höheren Abschattungseffekten tendenziell sinken. Dies gilt insbesondere, wenn ein OWP durch einen in Hauptwindrichtung vorgelagerten OWP verschattet wird[42].

Eine weitere Studie hat die Auswirkungen verschiedener Leistungsdichten für den zusätzlichen Ausbau der Offshore-Windenergie in den Zonen 3 bis 5 der Nordsee untersucht, allerdings basierend auf den Offshore-Gebieten vor dem Abschluss der Fortschreibung des ROP AWZ 2021. Es ergibt sich ein eindeutiger Zusammenhang: Je höher die Leistungsdichte, desto größer die Verschattungseffekte und desto geringer die erzielbaren Volllaststunden. Bei einer angenommenen Leistungsdichte von ca. 7,5 MW/km² würden sich in Abhängigkeit der Berechnungsmethodik und der betrachteten Gebiete die Volllaststunden auf eine Bandbreite von ca. 3.300 bis 3.700 h /a reduzieren[43].

42 https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Fortschreibung/_Anlagen/Downloads/Endbericht_Auftrag_Auslegung_Windenergie_Netzanbindungen.pdf?__blob=publicationFile&v=2

43 https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2019/Offshore_Potentials/176_A-EW_A-VW_Offshore-Potentials_Publication_WEB.pdf

Dieses Ergebnis wird auch von einer weiteren Studie mit Fokus auf die Erreichung der Klimaneutralität in 2045 geteilt. Demnach werden die Volllaststunden der Offshore-Windenergie auf ca. 3.700 h/a sinken, da sich „(...) auch Offshore-Windparks (...) untereinander durch Effekte wie Windverschattung und Wirbelbildung beeinflussen können". Aus diesem Grund ist es nach Aussage der Studie voraussichtlich erforderlich, dass Offshore-Erzeugungsleistung mit Einspeisung in das Übertragungsnetz in Deutschland auch außerhalb der deutschen AWZ installiert werden müsste[44].

Ebenfalls bestätigt wird eine absehbare Reduktion der Volllaststunden der Offshore-Windenergie aufgrund zunehmender, teilweise auch grenzüberschreitender Abschattungseffekte in einer aktuellen Studie zum Offshore-Wasserstoff-Potenzial. Dort wird in Abhängigkeit unterschiedlicher Annahmen hinsichtlich potenzieller Gebiete für Offshore-Windenergie (bspw. inklusive der Gebiete innerhalb der Schifffahrtsroute SN10) und anzunehmender Leistungsdichten eine Bandbreite der Volllaststunden für OWP von 3.200 bis 3.700 h/a erwartet[45].

Die jährlichen Volllaststunden der bereits in Betrieb befindlichen OWP innerhalb der Nordsee weisen im Mittel eine Volllaststundenzahl von ca. 4.000 h/a auf. Insgesamt unterstützen die Studien den Trend zur Reduktion der Volllaststunden von 4.300 h/a im NEP 2030 (2019) auf 4.000 h/a im NEP 2035 (2021). Aufgrund der Vielzahl der räumlichen und technischen Faktoren, welche die Effizienz zukünftiger OWP beeinflussen, und einer Vielzahl bisher nicht veröffentlichter Untersuchungen von Instituten und Energieunternehmen zum Nachlauf von OWP bei einem großräumigen Ausbau, sehen die ÜNB im NEP 2037 (2023) allerdings von einer weiteren Reduktion der angenommenen Volllaststunden für Offshore-Windenergie ab. Eine genaue Bewertung der Auswirkungen auf OWP in den Zonen 3 bis 5 der Nordsee und in den Gebieten EO-2 und EO-2-West in der Ostsee durch Abschattungseffekte wird zudem im Rahmen der Fortschreibung des FEP seitens des BSH angestrebt.

Rückbau

Im NEP 2037 (2023) werden erstmalig Außerbetriebnahmen von OWP berücksichtigt. Die Genehmigungsdauer von OWP beträgt in der Regel 25 Jahre nach deren Inbetriebnahme. Die Genehmigungsbescheide des BSH in Verbindung mit der aktuellen Fassung des Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) bieten die Möglichkeit die Genehmigungsdauer der OWP einmalig um 5 Jahre zu verlängern. Inwieweit die OWP-Betreiber die maximale Genehmigungsdauer von 30 Jahren ausschöpfen, den OWP nach 25 Jahren außer Betrieb nehmen oder gegebenenfalls aufgrund wirtschaftlicher Überlegungen nach Ende des Förderungszeitraums nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz den Betrieb eines OWP noch früher einstellen, ist zum jetzigen Zeitpunkt nicht bekannt. Aufgrund fehlender anderweitiger Erkenntnisse gehen die ÜNB für den vorliegenden Szenariorahmen daher davon aus, dass die OWP nach 25 Jahren außer Betrieb genommen und die entsprechenden OWP zurückgebaut werden. Es wird davon ausgegangen, dass in Abhängigkeit der jeweiligen Offshore-Fläche und deren Festlegung als Vorrang- oder Vorbehaltsgebiete für Offshore-Windenergie im ROP AWZ 2021 an gleicher Stelle mit einem noch zu ermittelnden Zeitversatz ein neuer OWP installiert werden kann. Der Zeitversatz ist voraussichtlich erforderlich für den Rückbau des bisherigen OWP und falls erforderlich des Netzanbindungssystems, der Voruntersuchung der Offshore-Fläche durch das BSH, die Ausschreibung der Offshore-Fläche durch die Bundesnetzagentur und die Errichtung des OWP durch den bezuschlagten OWP-Entwickler. Es ist zudem weiterhin unklar, ob die Flächen aufgrund technologischer Weiterentwicklungen der Windenergieanlagen im selben Zuschnitt bebaut werden können. Aufgrund der Unsicherheit der tatsächlichen Dauer dieses Prozesses berücksichtigen die ÜNB OWP nach Ablauf der Genehmigungsdauer von 25 Jahren in den Offshore-Erzeugungsleistungen nicht mehr.

Für die Bestimmung des Rückbaus der Offshore-Erzeugungsleistung wird jeweils der 31.12. des Vorjahres der Betrachtungsjahre 2037 und 2045 zugrunde gelegt, d. h. wenn die Genehmigungsdauer des OWP bis zum 31.12.2036 und bis zum 31.12.2044 abgelaufen ist, wird die Leistung in den Szenarien aufgrund der Vermutung des Rückbaus der OWP nicht mehr berücksichtigt. Dadurch wird die Einspeisung eines OWP, welcher bspw. im Sommer 2020 in Betrieb genommen worden ist, auch noch für das gesamte Betrachtungsjahr 2045 berücksichtigt. Durch den angenommenen Rückbau von OWP bis 2037 bzw. bis 2045 muss zur Erreichung der szenariospezifischen Offshore-Ausbauziele ein höherer Zubau erfolgen, d. h. der Rückbau muss durch die Erschließung zusätzlicher Offshore-Flächen kompensiert werden.

44 https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_231_KNDE2045_Langfassung_DE_WEB_2.pdf

45 https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/210922_Wasserstoffpotentialanalyse_Gesamtbericht.pdf

Für die Szenarien des NEP 2037 (2023) ergibt sich somit folgender Rückbau an Offshore-Erzeugungsleistung, wie in Tabelle 36 dargestellt.

Tabelle 36: Rückbau Offshore-Erzeugungsleistung

Rückbau von Offshore-Erzeugungsleistung [MW]	Nordsee – AWZ	Nordsee – Küstenmeer	Ostsee – AWZ	Ostsee – Küstenmeer	Summe
Rückbau – Stichtag: 31.12.2036	462,0	0	0	48,3	510,3
Rückbau – Stichtag: 31.12.2044	6.151,8	224,4	1.023,0	48,3	7.447,5

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Restriktionen

Gebiete für die Offshore-Windenergie sind in der deutschen Nord- und Ostsee nur in begrenztem Maße verfügbar. Zwar spielt diese Flächenknappheit im Rahmen des Ausbaupfades bis 2037 keine tragende Rolle, sie tritt aber zunehmend bis zum Jahr 2045 in den Vordergrund. Denn bisher als flexibel anzunehmende, potenzielle Gebiete für Offshore-Windenergie werden zur Erreichung der Zielkapazitäten in den Langfristszenarien bereits als verfügbar angenommen. Die Nutzung dieser Gebiete unterliegt jedoch noch ungeklärten regulatorischen und rechtlichen Aspekten sowie wirtschaftlichen Risiken.

Eine Schaffung zusätzlicher Gebiete für die Offshore-Windenergie in Nord- und Ostsee ist vor allem durch Abstimmungen mit anderen Nutzungen insbesondere mit der Schifffahrt, Fischerei, Forschung und dem Naturschutz sowie der Verteidigung möglich. Hinsichtlich der Pläne für die Wasserstofferzeugung auf See sind zudem weitere Abstimmungen zu erwarten.

Über solche Flächenverfügbarkeiten hinaus sind ebenfalls Trassenkorridore zur Querung des niedersächsischen Küstenmeeres (über Grenzkorridor N-III) sowie des Küstenmeeres in Schleswig-Holstein (über Grenzkorridor N-V) hinsichtlich dessen Kapazitäten und landesplanerischen Feststellungen als limitierend zu betrachten. So werden priorisiert die Kapazitäten des Grenzkorridors N-II über Norderney bis zum Jahr 2033 ausgeschöpft. Darüber hinaus kann der Grenzkorridor N-III ins niedersächsische Küstenmeer nach Untersuchungen der ÜNB insgesamt 13 Offshore-Netzanbindungssysteme fassen, wovon zunächst fünf über Baltrum und anschließend acht über Langeoog als möglich anzusehen sind. Hierzu dient das am 18.10.2021 abgeschlossene Raumordnungsverfahren „Seetrassen 2030", welches bereits zwei Offshore-Netzanbindungssysteme über Baltrum landesplanerisch feststellt und sich positiv zur voraussichtlichen Raumverfügbarkeit für drei weitere Querungen der Insel Baltrum äußert. Darüber hinaus kann eine Querung der Insel Langeoog in Betracht gezogen werden bzw. ist ausblickend für eine erneute Prüfung vorzusehen, da auch dort „(...) keine rechtlichen Verbotstatbestände oder verletzten Ziele der Raumordnung bestehen"[46].

Zusätzlich zu den räumlichen Engstellen, die sich im Küstenmeer ergeben, sind insbesondere zeitliche Restriktionen im Offshore-Ausbau zu beachten. Insbesondere das Bauzeitenfenster im Nationalpark Wattenmeer muss beim Ausbau der Offshore-Windenergie streng eingehalten werden. Dieses erlaubt die Durchführung von baulichen Maßnahmen im Küstenmeer lediglich im Zeitraum von Mitte Juli bis Ende September. Eine parallele Umsetzung mehrerer Offshore-Netzanbindungssysteme mit ähnlichen Inbetriebnahmedaten und derselben Grenzkorridorquerung hat somit zwangsläufig einen längeren Vorlauf der Realisierungsmaßnahmen zur Folge.

Die Gesamtrealisierungsdauer eines DC-Netzanbindungssystems beträgt daher unter den aktuell gültigen Rahmenbedingungen ca. 11 Jahre und die eines AC-Netzanbindungssystems ca. 9,5 Jahre. Dieser Zeitraum wird hauptsächlich durch die Baumaßnahmen sowie die zeitintensiven Genehmigungsverfahren bestimmt. Letztere lassen sich durch den Umfang der Untersuchungen in den Genehmigungsverfahren und insbesondere durch die zu minimierenden Betroffenheiten in der Bevölkerung sowie die Einhaltung der landes-, natur- und bodenschutzplanerischen Festlegungen reduzieren.

46 https://www.arl-we.niedersachsen.de/Seetrassen-2030/seetrassen-2030-181711.html

Chancen

Die zuvor genannten regulatorischen, rechtlichen und wirtschaftlichen Aspekte sind von den ÜNB partiell oder nur schwer beeinflussbar. Daher sind Anreize und Maßnahmen zu initiieren, die den genannten Restriktionen entgegenwirken. So können durch eine Priorisierung der Offshore-Windenergie oder durch die kooperative Nutzung von Flächen weitere für die Offshore-Windenergie nutzbare Flächen bereitgestellt werden. Vor dem Hintergrund der Erforderlichkeit dieser Gebiete für die Erreichung der Klimaneutralität in den Szenarien A 2045 und B/C 2045 ist eine Festlegung zusätzlicher Gebiete (bspw. innerhalb des bis 2035 befristeten Schifffahrtvorranggebiets SN10) allerdings frühzeitig notwendig. Denn für eine Realisierung eines oder mehrerer potenzieller Offshore-Netzanbindungssysteme zur Erschließung der bedingten Vorranggebiete in der Schifffahrtsroute SN10 käme eine internationale Entscheidung in 2035 über verkehrslenkende Maßnahmen möglicherweise zu spät. Um mit der Projektierung, mit dem Ziel einer fristgerechten Inbetriebnahme spätestens in 2045, beginnen zu können, ist daher eine belastbare Entscheidungsfindung bereits vor 2035 einzuleiten.

Darüber hinaus wird zunehmend die Inanspruchnahme von derzeit anderweitig genutzten Flächen durch die Windenergie unter den aktuell geltenden Rahmenbedingungen diskutiert. Demnach muss eine Priorisierung der Nutzungen aufgrund der limitierten Flächenpotenziale in der deutschen AWZ überdacht und der Offshore-Windenergie, wie bereits im Koalitionsvertrag angedacht, „(…) Priorität gegenüber anderen Nutzungsformen (…)“[47] eingeräumt werden. Dies ist ein Baustein, um dem Ziel der Klimaneutralität bis 2045 Folge zu leisten und die Offshore-Potenziale bedarfsgerecht ausbauen zu können. Solche Anstrengungen sind jedoch ebenfalls frühzeitig aufzubringen.

Eine Beschleunigung des Ausbaus der Offshore-Windenergie erfordert insgesamt eine entsprechende Beschleunigung der Genehmigungsverfahren innerhalb der AWZ im Küstenmeer und an Land. Ein erster Schritt zur Beschleunigung der Genehmigungsverfahren wäre ein Verzicht auf die Durchführung weiterer Raumordnungsverfahren im Küstenmeer. Dieser Ansatz würde vor allem in der Trassenfindung zur Querung des Küstenmeeres über den Grenzkorridor N-III Anwendung finden. So wäre eine erneute Prüfung der Ergebnisse des Raumordnungsverfahrens „Seetrassen 2030“ zu vermeiden, da die Verfahrensergebnisse bereits einen Vorzug der Insel Langeoog gegenüber anderen ostfriesischen Inseln aufzeigen und sich die Querung der Insel Langeoog als verträglichste Lösung nach Ausschöpfung der Trassenkapazitäten der Insel Baltrum herausgestellt hat[48]. Zusätzlich zu einem Raumordnungsverzicht könnte der Offshore-Ausbau durch parallele Bauaktivitäten an mehreren Lokationen im Nationalpark Wattenmeer deutlich beschleunigt werden. Ähnlich hat eine Aufweitung des Bauzeitenfensters im Küstenmeer eine Beschleunigung der baulichen Maßnahmen zur Folge.

Des Weiteren sind für einen beschleunigten Ausbau der Offshore-Windenergie frühzeitig Marktanreize erforderlich, damit entsprechende Kapazitäten bei Dienstleistern, Werften, Herstellern von See- und Landkabeln sowie der Umrichtertechnik und hoch spezialisierten Dienstleistern (bspw. für Spezialschiffe) aufgebaut werden können. Denn aufgrund des voranschreitenden Offshore-Ausbaus sind bereits die Dienstleister- und Herstellerverfügbarkeiten als limitierender Faktor und insbesondere im Hinblick auf die Umsetzung der zuvor erläuterten Offshore-Szenariozahlen als Restriktion einzuschätzen.

Sämtliche Maßnahmen zur Beschleunigung sind frühzeitig anzugehen und einzuleiten. Durch ein Verzögern wichtiger Entscheidungen werden die Herausorderungen zur Erreichung der Klimaneutralität in 2045 stetig größer. Für einen beschleunigten Ausbau der Offshore-Windenergie, bei dem auch Synergien genutzt werden können, sollten bereits heute Chancen und Restriktionen erkannt und aufgegriffen werden, um entsprechende Weichen stellen zu können.

47 https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/1990812/04221173eef9a6720059cc353d759a2b/2021-12-10-koav2021-data.pdf?download=1

48 https://www.arl-we.niedersachsen.de/Seetrassen-2030/seetrassen-2030-181711.html

Power-to-Gas auf See

Das BSH hatte im Zuge des FEP 2020 die sonstigen Energiegewinnungsbereiche SEN-1 (27,5 km²) in der Nordsee und SEO-1 (7,6 km²) in der Ostsee ausgewiesen, die auch für die Produktion von Wasserstoff genutzt werden können. Die beiden Bereiche dienen aufgrund ihrer sehr geringen Bemessungen der Erforschung und Pilotprojektierung neuartiger, innovativer Technologien zur seeseitigen Produktion von Wasserstoff. Zudem sind im Zuge der Fortschreibung des ROP AWZ, bedingt durch die diversen Nutzungen in der deutschen AWZ (siehe Kap. 4.3.1), keine weiteren sonstigen Energiegewinnungsbereiche ausgewiesen.

Sobald seeseitig die elektrische Energie in Wasserstoff umgewandelt wird, entsteht landseitig eine Nutzungseinschränkung der Energie. Denn durch die seeseitige Wasserstoffelektrolyse entfällt die Flexibilität, bedarfsgerecht zu entscheiden, ob die Energie molekular oder elektrisch genutzt, weiter übertragen oder landseitig in Wasserstoff umgewandelt wird. Diese Flexibilität ist aus Sicht der ÜNB jedoch erforderlich, um die Offshore-Windenergie sowohl effizient und bedarfsgerecht zu integrieren als auch eine sinnvolle Sektorenkopplung zu gewährleisten. Daher befürworten die ÜNB, die Wasserstoffelektrolyseure landseitig bedarfsgerecht zu verorten und zur effizienten Integration der erneuerbaren Energiemengen in das Gesamtenergiesystem zu nutzen.

A.3 Hintergrundinformationen Onshore-Windenergie: Methodik der Bestands- und Potenzialanalyse und Zubaumodellierung

Für die anlagenscharfe Modellierung des Ausbaus der Windenergie an Land wird zunächst ein möglichst vollständiger, georeferenzierter Datensatz aktuell in Betrieb befindlicher sowie bereits genehmigter Windenergieanlagen benötigt. Weiterhin müssen Flächen erfasst werden, die entweder für eine Errichtung von Windenergieanlagen (WEA) ausgewiesen oder zumindest geeignet sind. Mithilfe einer Zubaumodellierung werden die Errichtung neuer Windenergieanlagen sowie der Rückbau in Betrieb befindlicher Anlagen im zeitlichen Verlauf räumlich detailliert abgebildet.

Anlagenbestand

Für die standortgenaue Abbildung des Bestands der Windenergieanlagen an Land werden Datensätze unterschiedlicher Quellen in einer GIS-Datenbank zusammengeführt. Ausgangsbasis ist ein durch das Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung veröffentlichter Datensatz der Windenergieanlagen[49]. Dieser wird zunächst um Anlagen des Marktstammdatenregisters[50] und anschließend mit Datenveröffentlichungen der Bundesländer ergänzt. Für alle Bundesländer, mit Ausnahme von Sachsen-Anhalt, konnten georeferenzierte Datenveröffentlichungen des Windenergieanlagenbestands recherchiert werden. Nach der Zusammenführung erfolgt eine Eliminierung doppelter Anlagen, die durch einen Abstand zu benachbarten WEA von weniger als 1,5 Rotordurchmesser definiert wurden.

Das Zusammenführen mehrerer Datensätze führt dazu, dass der resultierende Datensatz eher zu viele Windenergieanlagen umfasst, da die Daten teilweise falsche Koordinaten aufweisen. Daher erfolgten abschließend eine visuelle Prüfung anhand frei zugänglicher Luftbilder / Satellitendaten sowie eine auf maschinellem Lernen basierende Bilderkennung. Alle Windenergieanlagen, bei denen weder die visuelle noch die maschinelle Erkennung den Standort bestätigten, wurden aus dem Datensatz entfernt, sofern deren Inbetriebnahme vor 2018 liegt. Im Ergebnis konnte auf diese Weise ein weitgehend vollständiger, standortgenauer Datensatz der Bestandsanlagen erstellt werden.

Ein Datensatz der genehmigten, aber noch nicht in Betrieb genommenen Windenergieanlagen (mit Stand 21.8.2021) wurde durch die Fachagentur Windenergie an Land für die Verwendung innerhalb dieses Vorhabens zur Verfügung gestellt. Tabelle 23 in Kapitel 4.3.1 zeigt den resultierenden Anlagenbestand sowie die genehmigten Windenergieanlagen je Bundesland.

49 vgl. Eichhorn et al. (2019)

50 https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR

Potenzialanalyse

Die Potenzialanalyse identifiziert Flächen, die für den Zubau von Windenergieanlagen geeignet sind und im Rahmen der Zubaumodellierung grundsätzlich mit Windenergieanlagen bebaut werden können.

In einem ersten Schritt werden die Flächenausweisungen auf Ebene der Regionalplanung sowie im Rahmen von Flächennutzungsplänen bzw. der Bauleitplanung recherchiert. Hierbei wird auf Vorhaben für das Umweltbundesamt (Flächenanalyse Windenergie an Land I. u. II.) aufgebaut, in dessen Rahmen die Flächenverfügbarkeit für den Ausbau der Windenergie untersucht wird. Die Nutzungsrechte von zunächst nur für die oben genannten Vorhaben bereitgestellten Daten konnten in den meisten Fällen erweitert werden, sodass zumindest auf Ebene der Regionalplanung ein Großteil der Flächenausweisungen verfügbar ist.

Darüber hinaus wird eine deutschlandweite Weißflächenanalyse durchgeführt. Hierbei werden Flächen ermittelt, die aufgrund von anderweitiger Nutzung, Schutzfunktionen sowie physikalischer Gegebenheiten wie der Windhöffigkeit oder der Hangneigung nicht für eine Errichtung von Windenergieanlagen geeignet sind. Im Umkehrschluss ist für die verbleibenden Flächen eine Errichtung von Windenergieanlagen grundsätzlich vorstellbar. Hierbei ist zu beachten, dass die betrachteten Ausschlussflächen und -kriterien nie alle relevanten Aspekte der Raumplanung sowie des Natur- und Artenschutzes abbilden können und somit eher eine Überschätzung des Potenzials darstellen.

Die Weißflächenanalyse berücksichtigt u. a. die Wohngebäude im Innenbereich mit einem Schutzradius von 700 m sowie Wohngebäude im Außenbereich mit 400 m. Darüber hinaus werden diverse Infrastrukturen wie Bahnstrecken, Straßen/ Autobahnen, Freileitungen, Industriegebiete, Flughäfen etc. sowie weitere einer Windenergienutzung entgegenstehende Nutzungen wie militärisch genutzte Gebiete, Anlagen der Flugsicherung und des Deutschen Wetterdienstes ausgeschlossen. Weitere Ausschlussflächen sind diverse Schutzgebiete des Bundesamts für Naturschutz.

Zusätzlich zu der oben genannten Identifikation von Weißflächen erfolgt eine Bewertung der Eignung der Flächen für die Errichtung von WEA. Hierfür werden vier zusätzliche Potenzialanalysen mit vergrößerten Schutzradien sowie restriktiverer Auslegung der Eignung für die Errichtung von WEA durchgeführt.

Zubau

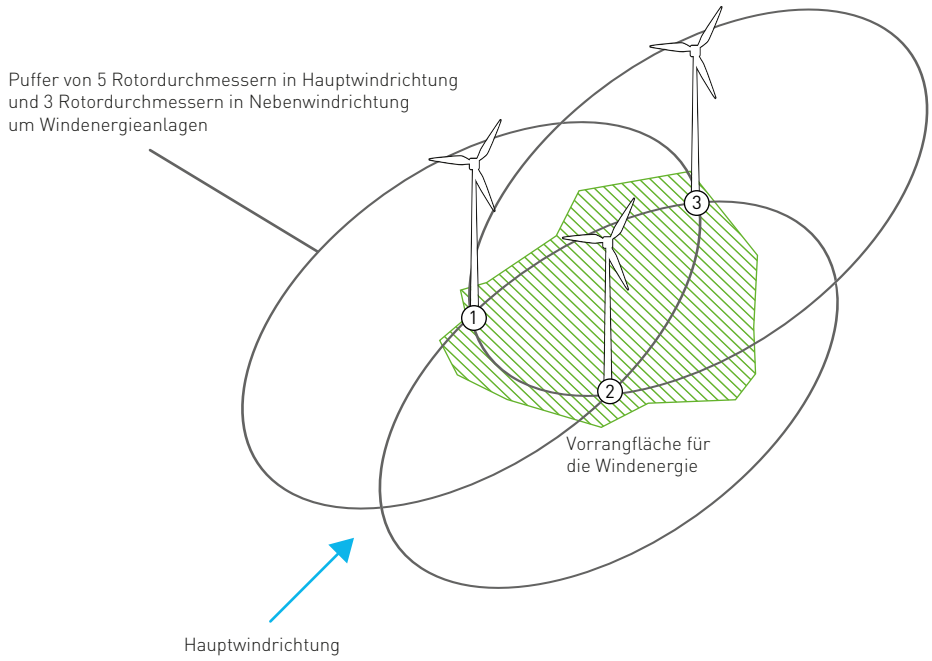
Der Zubau von WEA wird im Modell durch zukünftig zu erwartende Windenergieanlagenkonfigurationen abgebildet. Für die 2037-Szenarien wird eine Anlagenkonfiguration gewählt, die die erwartete durchschnittliche Konfiguration im Zeitraum von 2022 bis 2037 abbildet. Es wird davon ausgegangen, dass der Rotordurchmesser der Anlagen 165 m beträgt. Es wird eine fortschreitende Reduktion der Generatorleistung je Quadratmeter Rotorkreisfläche auf 230 W/m² bei Schwachwindanlagen bzw. 290 W/m² bei Starkwindanlagen angenommen. Entsprechend steigt die Nennleistung der Anlagen auf 4,9 MW bei Schwach- bzw. 6,2 MW bei Starkwindanlagen[51]. Analog werden für den Zubau von Anlagen im Zeitraum von 2037 bis 2045 Turbinen mit 175 m Rotordurchmesser angenommen, wobei die Starkwindanlagen mit 6,9 MW Nennleistung bei einer spezifischen Flächenleistung von 285 W/m² angenommen werden, während Schwachwindanlagen eine Nennleistung von 5,3 MW bei 220 W/m² aufweisen.

Der Zubau im Modell erfolgt sequenziell, wobei während der einzelnen Schritte immer ein Abgleich mit der Zielleistung in den Szenarien erfolgt. Im ersten Schritt wird der Zubau von WEA abgebildet, für die bereits Anschlussanfragen bei den ÜNB vorliegen. Anschließend werden jene Windenergieanlagen im Modell zugebaut, für die bereits eine Genehmigung vorliegt und deren Standorte daher bekannt sind. Dabei werden im unmittelbaren Umkreis der neuen Anlagen stehende Bestandsanlagen im Modell rückgebaut, da diese für einen Weiterbetrieb zu dicht stehen würden. Weiterhin wird ein Rückbau von Altanlagen nach einer Nutzungsdauer von 22 Jahren abgebildet, wobei die Flächen bevorzugt wieder bebaut werden, sofern diese als repoweringfähig angesehen werden.

51 vgl. Bons et. al (2019)

Für die anschließende Modellierung des Zubaus auf den bekannten Flächenausweisungen für die Windenergie erfolgt vorgelagert eine Anlagenplatzierung auf den verfügbaren, freien Flächen (vgl. UBA 2019[52]). Hierbei wird ermittelt, welche Anlagenzahl und -leistung auf den Flächen unter Einhaltung eines Mindestabstands zwischen einzelnen Anlagen von 5 Rotordurchmessern in Haupt- und 3 Rotordurchmessern in Nebenwindrichtung maximal installiert werden kann (Abbildung 40).

Abbildung 40: Anlagenplatzierung zur Ermittlung der installierbaren Anlagenzahl



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Sofern die auf den Flächen installierbare Leistung den Bedarf je Bundesland übersteigt, wird mittels Zufallsziehung eine Fläche ausgewählt, wobei die Zugwahrscheinlichkeit proportional zu der auf der Fläche installierbaren Anlagenzahl ist. Es erfolgt ein Zubau mit einer zufälligen Anzahl zwischen 3 und 10 benachbarten WEA (unter Berücksichtigung der maximal installierbaren Anlagenzahl). Noch freie Flächen werden „zurückgelegt“ und können erneut „gezogen“ werden.

Erst wenn alle bekannten Vorrang- und Eignungsgebiete vollständig bebaut sind, erfolgt ein weiterer Zubau von WEA auf den identifizierten Weißflächen, wobei hier jene Standorte mit höherer Wahrscheinlichkeit „gezogen“ werden, für die weniger Restriktionen bekannt sind bzw. die höhere Schutzabstände aufweisen (s. o.). Auch hier erfolgt vorgelagert eine Ermittlung der installierbaren WEA-Anzahl mithilfe der Anlagenplatzierung. Analog zum Zubau innerhalb der ausgewiesenen Windflächen werden je Zubauzyklus bis zu 10 Anlagen zugebaut und verbleibende Standorte „zurückgelegt“.

52 vgl. Bons et. al (2019)

A.4 Hintergrundinformationen Photovoltaik: Methodik der Bestands- und Potenzialanalyse und Zubaumodellierung

Im Folgenden werden die Methodik zur Ermittlung des Anlagenbestands sowie der Potenzialanalyse und Zubaumodellierung für Photovoltaik detailliert dargestellt.

Abbildung des Anlagenbestands

Der Bestand an PV-Anlagen wird auf Ebene der Postleitzahlen aus dem Marktstammdatenregister entnommen. Dazu werden die Daten zunächst nach Land, Status und Inbetriebnahmejahr gefiltert und Datensätze mit falschen oder fehlenden Feldern entfernt. Anschließend erfolgt die Aufteilung in Freiflächen- und Aufdachanlagen. Beide Mengengerüste werden daran anschließend anhand weiterer Datensätze wie den Netztransparenzdaten plausibilisiert.

Neben den Bestandsanlagen wird ein zweiter Datensatz erzeugt, der die geplanten Anlagen identifiziert. Die Aufbereitung erfolgt hier analog zu den Bestandsanlagen. Die geplanten Anlagen fließen als fester Sockel in die Zubaumodellierung ein.

Potenzialanalyse

Die Potenzialanalyse identifiziert Flächen, die für den Zubau von PV-Anlagen geeignet sind und im Rahmen der Zubaumodellierung grundsätzlich bebaut werden können.

Für die Aufdachanlagen werden die Umringe aller in Deutschland befindlichen Gebäude genutzt. Im ersten Schritt wird aus den Umringen die Grundfläche berechnet und dann über Faktoren die nutzbare Dachfläche geschätzt. Die Dachfläche wird unter Annahme eines spezifischen Flächenbedarfs in installierbare Leistung umgerechnet. Spezielle bauliche Anlagen wie Schallschutzwände entlang von Autobahnen werden nicht berücksichtigt bzw. abgebildet.

Bei den Freiflächen-PV-Anlagen findet eine umfangreichere Modellierung statt, da diese Anlagen generell nicht an bestimmte Flächenkategorien (wie z. B. Dächer) geknüpft sind. Zwar sieht das EEG neben der Nutzung von Flächen entlang von Autobahnen- und Schienenwegen auch Konversionsflächen und Ackerflächen in benachteiligten Gebieten vor, allerdings zeichnet die zunehmende Zahl an Anlagen, die außerhalb des EEG errichtet werden, ein anderes Bild. Es wird daher die Einschränkung auf benachteiligte Gebiete aufgehoben, allerdings trotzdem die Bodenqualität als Kriterium hinzugezogen. Als Potenzialflächen werden alle Autobahn- und Schienenrandstreifen sowie Ackerflächen mit einem vorhandenen Soil Quality Rating[53] kleiner 40 berücksichtigt. Da das Soil Quality Rating vorrangig für Ackerflächen bestimmt wird, fallen durch die Vorgabe, dass ein Wert vorhanden sein muss, weite Teile des Grünlands aus dem Potenzial heraus.

Die Potenzialflächen werden dann durch die Wegnahme von Ausschlussflächen weiter reduziert. Zu den Ausschlussflächen gehören Naturschutzgebiete, Wasserwege und Straßen mit jeweils 10 m Puffer, Ortschaften und Wälder mit 200 m Puffer. Sehr kleine Flächen (unter 1 ha = 0,77 MW) werden im Zuge einer Kleinstflächenbereinigung entfernt. Die übrigen Potenzialflächen werden dann anhand ihrer Strahlungsressource über die erwarteten Volllaststunden gewichtet, sodass Flächen mit viel Einstrahlung und dementsprechend hohen Volllaststunden die höchste Gewichtung erhalten. Für die Strahlungsressource wird der Mittelwert der Globalstrahlung zwischen 1991 und 2020[54] genutzt.

53 https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Boden/Ressourcenbewertung/Ertragspotential/Ertragspotential_node.html

54 https://dwd-geoportal.de/products/GRD_DEU_P30Y_RAD-G_P1Y/

Zubau

Die Zubaumodellierung erfolgt ebenfalls getrennt nach Aufdach- und Freiflächenanlagen. Für die Aufdachanlagen wird postleitzahlscharf vorgegangen. Dabei wird je Postleitzahl mit der bisherigen Änderung der Bestandsanlagen (2000 – 2020) sowie dem maximalen Potenzial eine beschränkte Wachstumsfunktion abgeleitet. Diese ist bis zum Erreichen von 50 % des Potenzials linear und nähert sich dann asymptotisch an die Potenzialgrenze an. Dieser Ansatz folgt der Beobachtung, dass der bisherige Zubau weitgehend linear verlaufen ist, aber ab einem bestimmten Zeitpunkt durch Hinzunahme schlechter geeigneter Flächen abnimmt und sich langsam der Potenzialgrenze nähert.

Bei den Freiflächenanlagen wird zweistufig vorgegangen. Zuerst wird aus einer Anlagenverteilung die Größe einer neuen Anlage gezogen und dann aus den gewichteten Potenzialflächen die Fläche, wo diese Anlage errichtet wird. Ist die Fläche zu klein für die Anlage, wird erneut gezogen, ist sie größer oder gleich, wird der Flächenbedarf der Anlage abgezogen und die Restfläche neu bewertet und wieder in den Pool der Potenzialflächen gegeben. Dieser Vorgang wird so lange durchgeführt, bis die Mantelzahl des Bundeslandes erreicht ist.

Literaturverzeichnis

AG Energiebilanzen e. V. (2021), „Daten und Fakten", https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/ (5.1.2022)

Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität (2021), „Das Klimaschutz-Sofortprogramm – 22 Eckpunkte für die ersten 100 Tage der neuen Bundesregierung", https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_06_DE_100Tage_LP20/A-EW_229_Klimaschutz-Sofortprogramm_WEB.pdf (05.01.2022)

Amt für regionale Landesentwicklung Weser-Ems (2021), „Landesplanerische Feststellung – Raumordnungsverfahren für die Planung von zukünftigen Korridoren für Offshore Anbindungsleitungen im niedersächsischen Küstenmeer, Seetrassen 2030", https://www.arl-we.niedersachsen.de/Seetrassen-2030/seetrassen-2030-181711.html (05.01.2022)

BCG (2021), „Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft", Studie im Auftrag des BDI, https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-2-0-ein-wirtschaftsprogramm-fuer-klima-und-zukunft/ (5.1.2022)

BET, WindGuard, Prognos AG, WP&More (2020), „Unterstützung zur Aufstellung und Fortschreibung des FEP - Zukünftige Rahmenbedingungen für die Auslegung von Offshore-Windparks und deren Netzanbindungssystemen", Studie im Auftrag des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie, https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Fortschreibung/_Anlagen/Downloads/Endbericht_Auftrag_Auslegung_Windenergie_Netzanbindungen.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (05.01.2022)

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2020), „Flächenentwicklungsplan 2020 für die deutsche Nord- und Ostsee", https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Fortschreibung/_Anlagen/Downloads/FEP_2020_Flaechenentwicklungsplan_2020.pdf;jsessionid=DD786C143E80C83AF09AB467A4F91488.live21304?__blob=publicationFile&v=6 (05.01.2022)

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2021), „Entwurf zur Änderung des Flächenentwicklungsplans 2020", https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/FEP_2021/Entwurf_Aenderung_FEP.pdf;jsessionid=8A14DD45A11768E2BE3229B285F25813.live21304?__blob=publicationFile&v=3 (05.01.2022)

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2021), „Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee", https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresraumplanung/Raumordnungsplan_2021/_Anlagen/Downloads/Raumordnungsplan_2021.pdf;jsessionid=12AA0989B6E1EBBEF22240859CC60268.live11292?__blob=publicationFile&v=10 (05.01.2022)

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2021), „Vorentwurf Flächenentwicklungsplan", https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/FEP_2022/Vorentwurf_FEP.pdf;jsessionid=56A2577254A8889C4EAEC4BDDEF5D967.live21322?__blob=publicationFile&v=2 (05.01.2022)

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2021), „Ackerbauliches Ertragspotential der Böden in Deutschland", https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Boden/Ressourcenbewertung/Ertragspotential/Ertragspotential_node.html (5.1.2022)

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020), „Nationaler Energie- und Klimaplan", https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/necp.html (5.1.2022)

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2021), „Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland", https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html (5.1.2022)

Bundesnetzagentur (2021a), „Marktstammdatenregister", https://www.marktstammdatenregister.de (5.1.2022)

Bundesnetzagentur (2021b), „Monitoringbericht 2021“, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (5.1.2022)

Bundesregierung (2019), „Masterplan Ladeinfrastruktur der Bundesregierung Ziele und Maßnahmen für den Ladeinfrastrukturaufbau bis 2030“, https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/masterplan-ladeinfrastruktur.html (5.1.2022)

Buttermann, Hans-Georg; Baten, Tina; Nieder, Thomas (2020), „Methodische Konsequenzen der gegenwärtig praktizierten Behandlung von Stromspeichern in der Energiebilanz“, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 1/2, https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2021/01/et_20_1-2_speicher_buttermann_baten_nieder.pdf (5.1.2022)

Deutsche Energie-Agentur (2021a), „dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität“, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf (5.1.2022)

Deutsche Energie-Agentur (2021b), „dena-Gebäudereport 2021 Fokusthemen zum Klimaschutz im Gebäudebereich“, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/dena-GEBAEUDEREPORT_2021_Fokusthemen_zum_Klimaschutz_im_Gebaeudebereich.pdf (5.1.2022)

Deutsche WindGuard (2021), „Erzeugung von grünem Wasserstoff durch Windenergie auf See – Potenzial und Bedarf in Deutschland“, Studie im Auftrag der Stiftung Offshore-Windenergie, https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/210922_Wasserstoffpotentialanalyse_Gesamtbericht.pdf (05.01.2022)

Deutscher Wetterdienst (2021), „Rasterdaten der vieljährigen mittleren Jahressummen für die Globalstrahlung auf die horizontale Ebene basierend auf Boden- und Satellitenmessungen“, https://dwd-geoportal.de/products/GRD_DEU_P30Y_RAD-G_P1Y/ (5.1.2022)

DNV GL SE (2021), „Verkehrlich-schifffahrtspolizeiliche Risikoanalyse der im Rahmen der Fortschreibung des FEP der deutschen AWZ der Nordsee festzulegenden Gebiete“, Fachgutachten im Auftrag des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie, https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Fortschreibung/_Anlagen/Downloads/Gutachten_Schifffahrtsroute_10.pdf;jsessionid=EE46B7C2E3DC3C3AC75B1F7462F6EC75.live21321?__blob=publicationFile&v=4 (05.01.2022)

DTU Wind Energy, Max-Planck-Institute for Biogeochemistry, Biospheric Theory and Modeling (2020), „Making the Most of Offshore Wind - Re-Evaluating the Potential of Offshore Wind in the German North Sea“, Studie im Auftrag der Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2019/Offshore_Potentials/176_A-EW_A-VW_Offshore-Potentials_Publication_WEB.pdf (05.01.2022)

Eichhorn, Marcus et al. (2019), „Spatial Distribution of Wind turbines, Photovoltic Field Systems, Bioenergy, and River Hydro Power Plants in Germany“, http://doi.org/10.3390/data4010029 (5.1.2022)

Europäische Kommission (2014), „2030 climate & energy framework“, https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en (5.1.2022)

Europäische Kommission (2020), „Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa,“ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/fs_20_1296 (5.1.2022)

Europäische Kommission (n. A.), „Clean energy for all Europeans package“ https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/electricity-interconnection-targets_en (5.1.2022)

Europäische Kommission (n. A.), „Electricity interconnection targets“, https://ec.europa.eu/energy/topics/infrastructure/electricity-interconnection-targets_en (5.1.2022)

ENTSO-E (2021), „European Resource Adequancy Assessment“ https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/ (5.1.2022)

ENTSO-E (2021), „Winter Outlook Report 2021/22 and Summer Review 2021“, https://www.entsoe.eu/outlooks/seasonal/ (5.1.2022)

ENTSO-E, ENTSOG (2021), „TYNDP 2022 Draft Scenario Report", https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/ (5.1.2022)

ENTSO-E, ENTSOG (2021), „TYNDP 2022 Scenario Building Guidelines", https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2021/09/2021-10-TYNDP_2022_Scenario_Building_Guidelines.pdf (5.1.2022)

FNB Gas (2021), „Wasserstoffnetz 2050: für ein klimaneutrales Deutschland",
https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/h2-netz-2050/ (5.1.2022)

Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) (2020), „Kurzstudie Elektromobilität - Modellierung für die Szenarienentwicklung des Netzentwicklungsplans", Studie im Auftrag der 4 Übertragungsnetzbetreiber, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/20202027_NEP_Kurzstudie_Emob_Abschlussbericht_1.pdf (5.1.2022)

Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) (2022), „Wärmenetze – Entwicklung der Wärmenetze und deren Wärmeerzeuger in Deutschland", Studie im Auftrag der 4 Übertragungsnetzbetreiber, in Veröffentlichung,
ab Q1/2022 auf https://www.netzentwicklungsplan.de/ (5.1.2022)

Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) und Guidehouse (2022), „Lastmanagementpotenziale in der Industrie", Studie im Auftrag der 4 Übertragungsnetzbetreiber, in Veröffentlichung,
ab Q1/2022 auf https://www.netzentwicklungsplan.de/ (5.1.2022)

Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE (2022), „Regionalisierung erneuerbarer Energien", Studie im Auftrag der 4 Übertragungsnetzbetreiber, in Veröffentlichung,
ab Q1/2022 auf https://www.netzentwicklungsplan.de/ (5.1.2022)

Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE (2021), „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem – Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. Update November 2021: Klimaneutralität 2045", https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html (5.1.2022)

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Consentec, ifeu und TU Berlin (2021),
„Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3", Studie im Auftrag des BMWi,
https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/dokumente/ (5.1.2022)

infas, DLR, IVT und infas 360 (2018), „Mobilität in Deutschland – MID Ergebnisbericht",
Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur,
http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2017_Ergebnisbericht.pdf (5.1.2022)

International Energy Agency (2021), „World Energy Outlook", https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021 (5.1.2022)

Kopernikus-Projekt Ariadne (2021), „Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 – Szenarien und Pfade im Modellvergleich", https://ariadneprojekt.de/publikation/deutschland-auf-dem-weg-zur-klimaneutralitat-2045-szenarienreport/ (5.1.2022)

Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung (2016), „Landesraumentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern", https://www.regierung-mv.de/serviceassistent/download?id=1576266 (5.1.2022)

Navigant Energy und Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE (2019), „Analyse der kurz- und mittelfristigen Verfügbarkeit von Flächen für die Windenergienutzung an Land", Studie im Auftrag des Umweltbundesamts, https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/analyse-der-kurz-mittelfristigen-verfuegbarkeit-von (5.1.2022)

Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021), „Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann – Langfassung", Studie im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_231_KNDE2045_Langfassung_DE_WEB_2.pdf (5.1.2022)

SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP (2021), „Mehr Fortschritt wagen – Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit, Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP", https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/1990812/04221173eef9a6720059cc353d759a2b/2021-12-10-koav2021-data.pdf?download=1 (5.1.2022)

Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2011), „Vielfältiges Deutschland – Zensus 2011", https://www.zensus2011.de/SharedDocs/Downloads/DE/Publikationen/Aufsaetze_Archiv/2016_12_NRW_Zensus_Vielfalt.pdf (5.1.2022)

Umweltbundesamt (2021a), „Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2021 – Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2019", https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-05-19_cc_43-2021_nir_2021_1.pdf (5.1.2022)

Umweltbundesamt (2021b), „Treibhausgas-Emissionen in Deutschland", https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#treibhausgas-emissionen-nach-kategorien (5.1.2022)

Übertragungsnetzbetreiber (2021), „Mittelfristprognose 2022-2026", https://www.netztransparenz.de/EEG/Mittelfristprognosen/Mittelfristprognose-2022-2026 (5.1.2022)

WVI, IVT, DLR und KBA (2012), „Mobilitätsstudie Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010 (KiD2010) – Ergebnisse im Überblick, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung", https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/kid-2010.pdf?__blob=publicationFile (5.1.2022)

Hinweis zu den Gesetzestexten: Das Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz stellt in einem gemeinsamen Projekt mit der juris GmbH für interessierte Bürgerinnen und Bürger nahezu das gesamte aktuelle Bundesrecht kostenlos im Internet bereit. Die Gesetze und Rechtsverordnungen können in ihrer jeweils geltenden Fassung abgerufen werden. Sie werden durch die Dokumentationsstelle im Bundesamt für Justiz fortlaufend konsolidiert.

Die in diesem Dokument verwendeten Gesetzestexte können unter https://www.gesetze-im-internet.de/index.html mit dem jeweils aktuellen Stand abgerufen werden.