

1 Einführung

2 Szenariorahmen und Marktmodellierung

3 Marktsimulationsergebnisse

4 Technologie und Innovationen

5 Offshore-Netz

6 Onshore-Netz

7 Interkonnektoren

8 Maßnahmenübersicht

9 Konsultation

10 Zusammenfassung



2 Szenariorahmen und Marktmodellierung

Zusammenfassung

- Mit dem Szenariorahmen zum NEP 2037/2045 (2025) wurden erneut drei Szenariopfade mit den Zielhorizonten 2037 und 2045 zur Erreichung der Treibhausgasneutralität in Deutschland bis 2045 untersucht.
- Die Spannbreite der Szenarien wurde gegenüber der vorherigen Version bewusst erweitert. Ziel ist es, die Netzausbauplanung für das Klimaneutralitätsnetz bis 2045 unter veränderten Annahmen und unter Berücksichtigung neuer Entwicklungen zu überprüfen und weiterzuentwickeln. Die ÜNB sind insoweit verpflichtet, die gesetzlich festgelegten sowie weiteren klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung zugrunde zu legen.
- Die drei Szenariopfade unterscheiden sich vor allem im Grad der Elektrifizierung, dem damit verbundenen Stromverbrauch, der Rolle von Wasserstoff und dem Ausbau erneuerbarer Energien. Szenario A beschreibt eine geringere Elektrifizierung mit hohem Wasserstoffimport und verzögertem Ausbau erneuerbarer Energien, während Szenario B den gesetzlichen Ausbaupfaden für erneuerbare Energien folgt und sich eng an der Systementwicklungsstrategie orientiert. Szenario C beschreibt einen besonders ambitionierten Entwicklungspfad mit einem sehr hohen Stromverbrauch und den meisten Stromerzeugungskapazitäten.
- Die gemeinsame, sektorübergreifend zwischen den Szenariorahmen Strom und Gas/Wasserstoff abgestimmte Grundlage im Szenariopfad B ermöglicht eine konsistente Netzentwicklungsplanung in den jeweiligen Infrastrukturen. Dazu trägt auch die gemeinsame Basisliste von Elektrolyseurprojekten und Kraftwerken bei, die allen Szenarien zugrunde liegt.
- In allen Szenarien wird im Vergleich zu heute ein deutlich steigender Stromverbrauch angenommen, vor allem durch die Elektrifizierung bislang fossiler Anwendungen sowie dem wachsenden Energiebedarf digitaler Technologien. Im Vergleich zum vorherigen Netzentwicklungsplan wird eine breitere Spanne möglicher Stromverbräuche betrachtet.
- Photovoltaik (PV) sowie Onshore- und Offshore-Windenergie machen in den Szenarien mit knapp 90 % der installierten Erzeugungsleistung den Kern der Stromerzeugung in Deutschland aus. Die Schwerpunkte der Erzeugungsanlagen liegen bei der Onshore-Windenergie in den nördlichen Bundesländern, bei PV-Freiflächenanlagen in den Flächenländern des Nord- und Südostens sowie bei PV-Aufdachanlagen vor allem in Südwürttemberg und Westdeutschland.
- Unter der Annahme eines vollständigen Kohleausstiegs bis spätestens 2037 werden die Kapazitäten für Erdgas- und Wasserstoffkraftwerke auf Basis der Langfristszenarien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE) festgelegt. Die vorgesehenen Leistungen liegen deutlich über denen des vorherigen NEP und erstmals erfolgt eine explizite Unterscheidung zwischen Erdgas- und Wasserstoffkraftwerken.
- Infolge des enormen Zuwachses an Anschlussbegehren stellen Batteriespeicher in allen Szenarien eine wichtige Form der Flexibilitätsbereitstellung dar. Die Leistung von Klein- und Großbatteriespeichern summiert sich auf 88 bis 175 GW. In den Szenariopfaden A und B erfolgt ihr Einsatz vorrangig eigenbedarfs- und marktorientiert, während in Szenario C eine stärkere Ausrichtung auf die Belastbarkeit der Stromnetze vorgesehen ist.
- In allen Szenarien wird für das Ausland das Szenario „National Trends+ (NT+)“ des Ten-Year Network Development Plan 2024 verwendet, das auf Datenmeldungen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber basiert und die Einhaltung der europäischen Klimaschutzziele berücksichtigt.

Dieses Kapitel beschreibt die Rahmendaten des Szenariorahmens sowie die zugrunde liegenden Methoden der Modellierung. Die ersten drei Abschnitte stellen die Szenarienbeschreibung (s. Kapitel 2.1), die Rahmendaten der Genehmigung (s. Kapitel 2.2) sowie die Berechnungsgrundlagen und Beschreibung des Marktmodells dar (s. Kapitel 2.3). In den darauf folgenden Kapiteln wird die Modellierung des Stromverbrauchs nach Sektoren (s. Kapitel 2.4) sowie die Modellierung der Stromerzeugung nach Technologien (s. Kapitel 2.5) erläutert. Die Berücksichtigung des europäischen Auslands wird in Kapitel 2.6 aufgeführt. Kapitel 2.7 zeigt die Ergebnisse der aufbereiteten Rahmendaten. Zuletzt wird in Kapitel 2.8 auf das Trendszenario 2032 verwiesen, welches für die weiteren Analysen im Systemstabilitätsbericht verwendet wird.

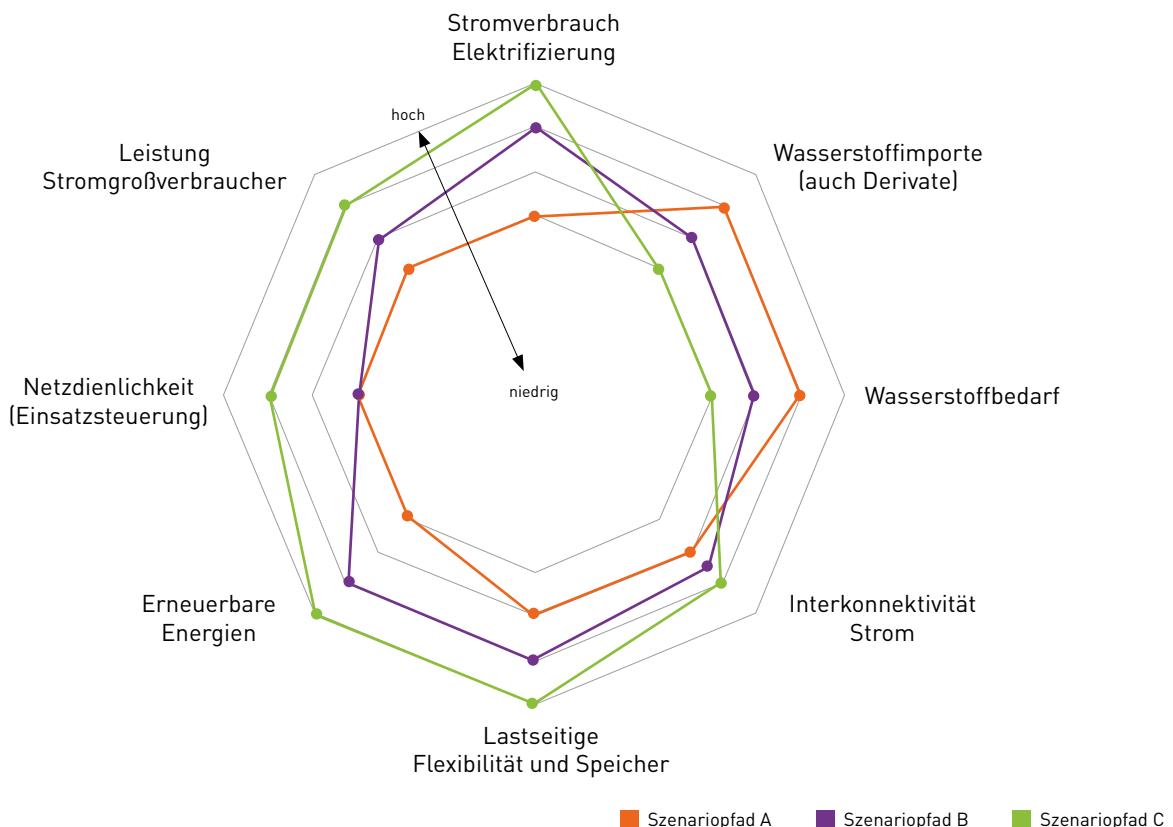
2.1 Szenarienbeschreibung

Der von der BNetzA genehmigte Szenariorahmen betrachtet wie sein Vorgänger drei Szenariopfade für die Zieljahre 2037 und 2045. Die ÜNB legen damit zum zweiten Mal einen Entwurf des NEP Strom vor, der drei Pfade zur Erreichung der Treibhausgasneutralität in Deutschland bis 2045 untersucht. Gegenüber seinem Vorgänger wurde die Spannbreite der Szenarien bewusst erweitert. Ziel ist es, die Netzausbauplanung unter veränderten Annahmen und unter Berücksichtigung neuer Entwicklungen zu überprüfen und weiterzuentwickeln.

Die folgenden Aspekte sind allen genehmigten Szenarien gemein:

- Deutschland erreicht 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.
- Der Bruttostromverbrauch steigt deutlich an. 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 treibhausgasneutralen Energiesystems.
- Es wird weitestgehend eine Kontinuität von heutigen Produktionsmengen und Standorten in der Industrie angenommen. Transformationsbedingte Veränderungen im Strombezug durch die Substituierung fossiler Energieträger werden in allen Szenarien berücksichtigt.
- Deutschland ist auf den Import von Wasserstoff angewiesen. In Deutschland wird Wasserstoff per Elektrolyse erzeugt. Es wird davon ausgegangen, dass die ausländische Erzeugung der von Deutschland importierten Energieträger treibhausgasneutral erfolgt.
- Grundlage ist eine mit dem Szenariorahmen Gas/Wasserstoff abgestimmte Basisliste von Elektrolyseurprojekten und Kraftwerken. Dieses Vorgehen trägt zu einer sektorübergreifenden konsistenten Netzentwicklungsplanung bei.
- Der Anteil erneuerbarer Energien an der installierten Leistung beträgt nahezu 90 %. Photovoltaik sowie Onshore- und Offshore-Windenergie sind die zentralen Stromerzeugungstechnologien.
- Die Integration Deutschlands in den europäischen Binnenmarkt für Strom und die europäische Zusammenarbeit zur Erreichung der Klimaschutzziele nimmt zu. Der europäische Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2024 gibt dabei den Rahmen für die europäischen Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen und die Berücksichtigung neuer Interkonnektoren beziehungsweise Austauschkapazitäten vor.
- Es wird eine Flexibilisierung der Nachfrageseite abgebildet, insbesondere beim Laden von E-Fahrzeugen und dem Einsatz von Wärmepumpen. Dies dient der marktlichen Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und dem Ausgleich der zeitlich schwankenden Stromerzeugung und -nachfrage.
- Der Kohleausstieg wird in allen Szenarien vor 2037 abgeschlossen. Ein Neubau von Kernkraftwerken wird in Deutschland nicht betrachtet. Es wird eine umfängliche Flexibilisierung des verbleibenden konventionellen Kraftwerksparks abgebildet.
- Es wird das aktuell vorherrschende Strommarktdesign in Deutschland und Europa abgebildet. Das bedeutet unter anderem, dass sich Stromangebot und -nachfrage nach den Prinzipien eines Energy-Only-Marktes ausrichten und weiterhin eine deutsche Gebotszone betrachtet wird.

Die von den ÜNB aus der Genehmigung des Szenariorahmens abgeleiteten Unterschiedsmerkmale der Szenarien sind nachfolgend grafisch dargestellt (s. Abbildung 3). Anschließend werden die Szenarien kurz beschrieben.

Abbildung 3: Schematische Darstellung zur Einordnung der Szenariopfade

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Szenariopfad A

Der Szenariopfad A beschreibt eine Entwicklung mit einem vergleichsweise niedrigen Stromverbrauch. Grund dafür ist eine geringere Elektrifizierung in den Verbrauchssektoren, wodurch verstärkt Wasserstoff als alternativer Energieträger zum Einsatz kommt. Da die Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom begrenzt ist, ist Deutschland in diesem Szenario stärker auf Wasserstoffimporte angewiesen. Die Flexibilisierung des Stromverbrauchs sowie der Ausbau von Batteriespeichern bleiben auf einem niedrigen Niveau. Zur Minderung von CO₂-Emissionen wird die Nutzung von Carbon Capture and Storage (CCS) in der Industrie und in Kraftwerken als relevante Option stärker berücksichtigt.

Szenariopfad B

Der Szenariopfad B ist eng abgestimmt mit dem Szenariorahmen Gas/Wasserstoff und orientiert sich an der aktuellen Systementwicklungsstrategie. Er beschreibt eine vergleichsweise effiziente Transformation des Energiesystems, die maßgeblich durch die direkte Elektrifizierung von Anwendungen erreicht wird. Dadurch steigt der Stromverbrauch in allen Verbrauchssektoren deutlich an. Der Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt in diesem Szenario exakt entlang der gesetzlich vorgegebenen Ausbaupfade. Der Import von Wasserstoff sowie die Flexibilisierung des Stromverbrauchs sind moderat ausgeprägt.

Szenariopfad C

Der Szenariopfad C beschreibt eine besonders ambitionierte Entwicklung mit einem hohen Grad an Elektrifizierung und einem umfassenden Ausbau der heimischen Elektrolysekapazitäten. Dadurch ergibt sich der höchste Stromverbrauch aller Szenariopfade, während der Bedarf an Wasserstoffimporten gleichzeitig am geringsten ist. Der Ausbau der erneuerbaren Energien übertrifft in diesem Szenario die gesetzlichen Vorgaben. Die Flexibilisierung des Stromverbrauchs ist stark ausgeprägt und geht einher mit einer teilweise netzorientierten Steuerung von flexiblen Verbrauchern und Speichern.

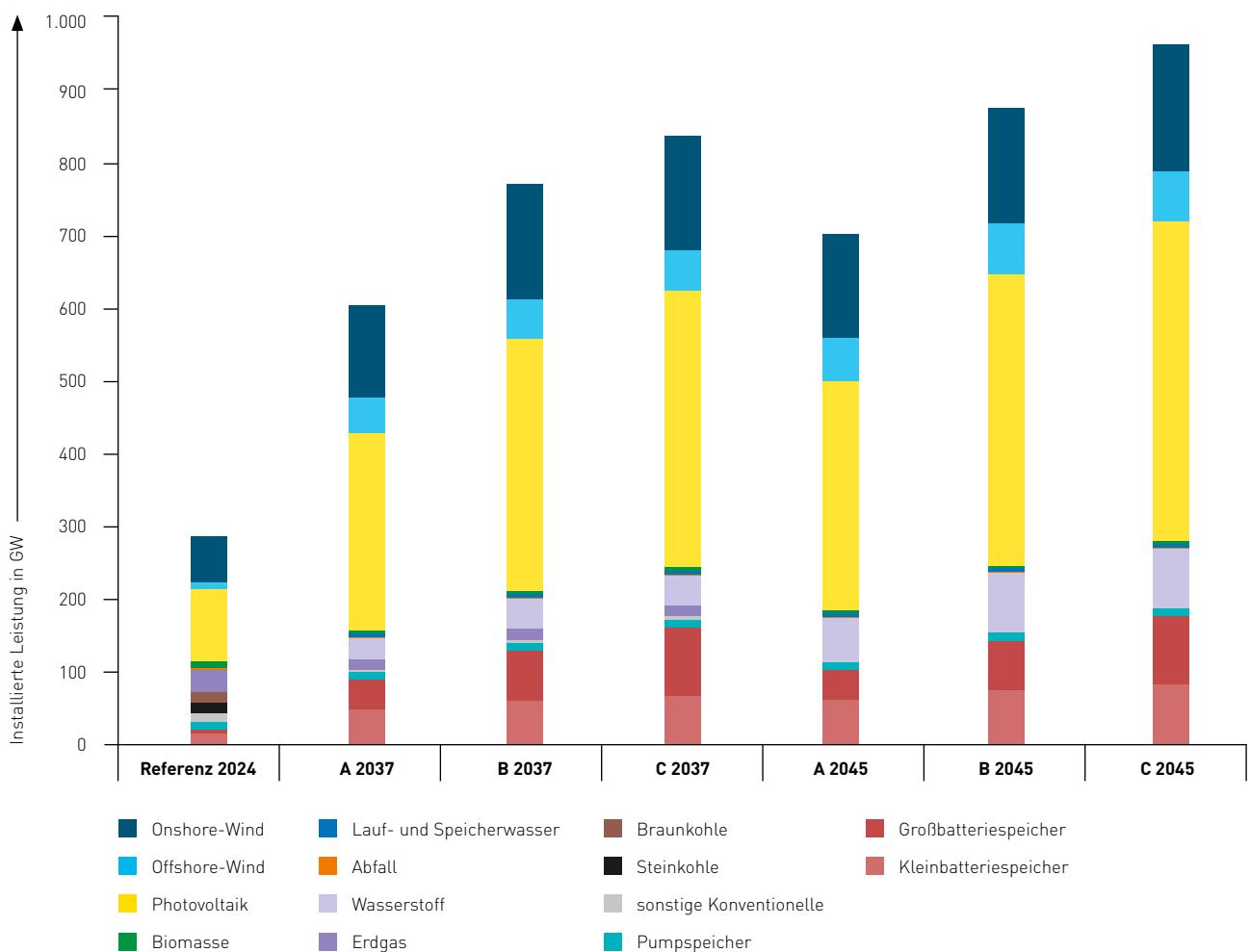
2.2 Rahmendaten der Genehmigung

Ein Überblick über die genehmigten Rahmendaten der Szenarien ist in der folgenden Tabelle 1 zusammengestellt. Zudem ist in Abbildung 4 die installierte Leistung je Energieträger für die Szenarien abgebildet. Dargestellt sind die Werte aus der Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2025-2037/2045 der BNetzA.

Tabelle 1: Übersicht der Szenariokennzahlen

Installierte Leistung in GW							
Energieträger	Referenz 2024	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Thermische Kraftwerke	75,8	48,2	64,2	64,2	62,5	83,5	83,5
Pumpspeicher	9,9	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Summe konventionelle Erzeugung	85,7	60,2	76,2	76,2	74,5	95,5	95,5
Onshore-Wind	63,5	126,6*	158,2	158,2	143,5	160,0	176,0
Offshore-Wind	9,2	50,0	56,0	56,0	60,0	70,0	70,0
Photovoltaik	99,8	270,0	345,4	379,9	315,0	400,0	440,0
Biomasse	9,1	5,0	5,0	5,0	3,0	3,0	3,0
Wasserkraft	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
sonstige regenerative Erzeugung	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Summe regenerative Erzeugung	187,1	457,2	570,2	604,7	527,1	638,6	694,6
Summe Erzeugung	272,8	517,4	646,4	680,9	601,6	734,1	790,1
Stromverbrauch in TWh							
Nettostromverbrauch	464,4	774,8	956,7	994,2	868,7	1.101,8	1.195,1
Treiber Sektorenkopplung							
Elektromobilität in Anzahl in Mio.	2,4	27,8	33,6	37,8	36,8	44,5	44,9
Power-to-Heat in GW	0,8	9,5	25,3	22,2	16,4	26,1	23,3
Wärmepumpen in Anzahl in Mio.	2,0	7,7	8,7	9,5	11,3	13,3	14,0
Elektrolyse in GW	0,2	20,0	42,0	42,0	31,6	58,5	70,0
Weitere Speicher und nachfrageseitige Flexibilitäten in GW							
Kleinbatteriespeicher	9,9	46,7	59,5	65,3	59,7	73,7	80,9
Großbatteriespeicher	1,7	41,1	67,6	94,1	41,1	67,6	94,1
DSM (Industrie und GHD)	1,4	4,6	7,7	8,7	8,4	12,9	14,5

* Die BNetzA hat für dieses Szenario zusätzlich eine Onshore-Windenergieleistung von 140,5 GW genehmigt. Die Analysen hierzu werden Ende April 2026 veröffentlicht.

Abbildung 4: Übersicht über die Verteilung der installierten Leistungen je Energieträger

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Aufgrund der Vielzahl an flexiblen Verbrauchern und Variablen ergibt sich der exakte Stromverbrauch erst aus der Strommarktsimulation. Darüber hinaus weicht die Modellierung im NEP Strom in den folgenden Punkten von den genehmigten Rahmendaten ab:

- Gegenüber der Tabelle 1 auf S. 4 der Genehmigung des Szenariorahmens 2025-2037/2045 werden in der Modellierung für 2037 rund 2 bis 3 GW und für 2045 etwa 1 GW geringere Kraftwerkskapazitäten berücksichtigt (s. Tabelle 1 / Abbildung 4 oben). Hintergrund ist, dass die Genehmigungstabelle Reservekraftwerke für das Jahr 2037 enthält, die im Strommarktmodell nicht zum Einsatz kommen. Zudem basieren die Modelleingangsdaten auf Nettonennleistungen, während in der Tabelle die Bruttonennleistungen der Kraftwerke summiert sind. Bei Großbatteriespeichern ergeben sich kleinere Abweichungen durch Bestandskorrekturen.
- Im Rahmen der Offshore-Optimierung wird der Fokus auf den Energieertrag gelegt, sodass Abweichungen bei den modellierten Leistungen in Höhe von bis zu 1,3 GW im Jahr 2037 und bis zu 2,2 GW im Jahr 2045 auftreten. Weitere Erläuterungen hierzu finden sich in Kapitel 5. Darüber hinaus entstehen in allen Szenarien außer A und B 2037 Abweichungen durch das Projekt OST-2-4-PLUS, das eine zusätzliche Offshore-Leistung von 1 GW in Deutschland anbindet. Im Fokus steht hier der Anschluss von Flächen in der dänischen AWZ (Ausschließliche Wirtschaftszone), aber auch der Anschluss von weiteren Flächen im deutschen Küstenmeer ist weiterhin eine Option dieses Projektes.
- Im Vergleich zur Tabelle 1 auf S. 4 der Genehmigung des Szenariorahmens 2025-2037/2045 wird in der Modellierung eine um 1,5 GW geringere Elektrolyseleistung umgesetzt. Dieser Unterschied ergibt sich zum einen daraus, dass die mit dem Szenariorahmen Gas/Wasserstoff abgestimmte Basisliste ein Offshore-Elektrolyseprojekt enthält, das ohne Anschluss an das öffentliche Stromnetz geplant ist und daher für die Stromsystemmodellierung nicht relevant ist. Zum anderen umfasst die Basisliste einen Elektrolyseur, dessen Strombedarf bereits in der Modellierung der bestehenden Industrielast berücksichtigt wird.

- Die Berücksichtigung eines aktualisierten Datenstandes der Stromgroßverbraucher und die Anpassung der Industriestromverbräuche führen zu veränderten Demand Side Management-Potenzialen (DSM-Potenzialen) im Vergleich zur Tabelle 1 auf S. 4 der Genehmigung des Szenariorahmens 2025-2037/2045. Die Bundesnetzagentur hatte den ÜNB im Rahmen der Genehmigung eine Aktualisierung der Werte aufgegeben. Die für die Modellierung angesetzten DSM-Potenziale sind in Kapitel 2.4.9 erläutert.

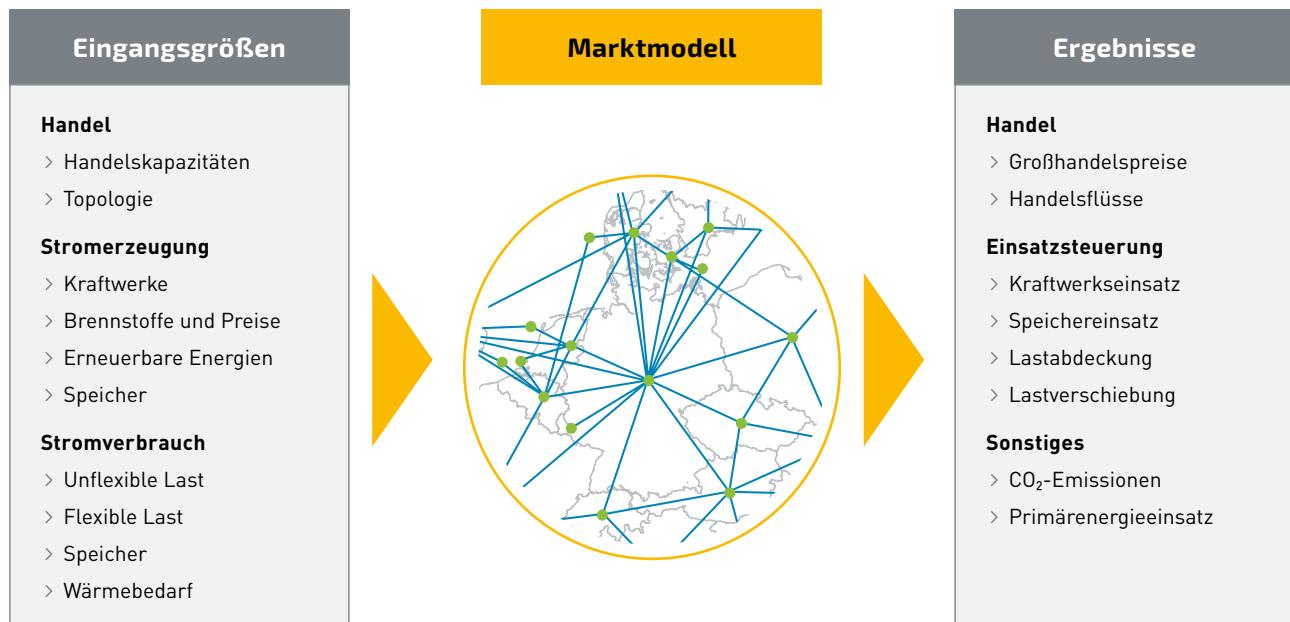
2.3 Berechnungsgrundlagen und Marktmodell

Die Rahmendaten und Vorgaben aus dem genehmigten Szenariorahmen bedürfen einer umfassenden Aufbereitung, um sie für die Marktsimulation und die nachfolgenden Netzanalysen nutzen zu können. Hierzu greifen die ÜNB neben den Rahmendaten der Genehmigung des Szenariorahmens auf eine gemeinsame, umfangreiche Datenbasis aus sozio-ökonomischen, technischen und meteorologischen Daten sowie Geoinformationen zurück. Ein abgestimmtes System aus verschiedenen Werkzeugen setzt die im Szenariorahmen beschriebenen Methodiken um und führt die Daten zu einem konsistenten Eingangsdatensatz, der anschließend für die Markt- und Netzmodellierung im Rahmen des NEP verwendet wird.

Als Ergebnis dieser Aufbereitung liegt ein Datensatz in folgendem Umfang vor:

- **Räumliche Auflösung:** Größere Erzeugungsanlagen und Verbraucher sind standortscharf mit allen für die Strommarktmittelung relevanten Informationen hinterlegt. Kleinere Anlagen und Verbraucher werden innerhalb von Deutschland auf Ebene von Gemeinden und Stadtbezirken, mindestens jedoch aggregiert auf Ebene der Landkreise und kreisfreien Städte angegeben. Über diese Zwischenebenen erfolgt eine Projektion auf Netzknoten für die nachgelagerten Netzanalysen.
- **Zeitliche Auflösung:** Erzeugungs- und Verbrauchsprofile liegen in stündlicher Auflösung für ein Jahr vor. Wetterabhängige Profile basieren auf meteorologischen Daten des Jahres 2012. Ergänzend sind weitere Zeitreihen enthalten, etwa zu Verfügbarkeiten und Einsatzrestriktionen von Kraftwerken oder zur Wärmenachfrage in Fernwärmennetzen. Viele Einsatzzeitreihen auf der Erzeugungs- und Verbrauchsseite werden erst im Rahmen der Strommarktsimulation berechnet.
- **Technologische Auflösung:** Stammdaten und Zeitreihen liegen getrennt nach Technologien und räumlichen Kategorien vor. Stromerzeuger, Stromverbraucher und Speicher in Deutschland und Europa sind in über 250 verschiedene Technologieklassen untergliedert. Jede Klasse ist durch spezifische technische Parameter sowie Annahmen zu Flexibilität und Kosten gekennzeichnet.
- **Europäischer Stromhandel:** Im Datensatz sind die europäischen Marktgebiete sowie deren Verbindungen untereinander abgebildet. Die Handelsoptionen zwischen den Marktgebieten werden entweder über feste oder zeitlich variierende Kapazitäten (Net Transfer Capacity, NTC) beschrieben oder sie werden durch einen Flow-Based Market Coupling-Mechanismus (s. Kapitel 2.6) dargestellt. Darüber hinaus sind Brennstoff- und CO₂-Preise angegeben.

Diese Eingangsdaten zur Modellierung der Erzeugung, des Handels und des Verbrauchs elektrischer Energie im gesamten europäischen Stromsystem fließen in ein Strommarktmittel ein. Die Abbildung 5 gibt einen schematischen Überblick über das Modell sowie dessen Ein- und Ausgangsgrößen.

Abbildung 5: Marktmodell

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Karte: Countries - GISCO - Eurostat

Marktmodell

Das Marktmodell wird als mathematisches Optimierungsproblem formuliert und simuliert. Diese Simulation wird als Marktsimulation bezeichnet. Wesentliche Ergebnisse der Marktsimulation sind der kostenminimale stundenscharfe Einsatz von Stromerzeugern, Speichern und flexiblen Lasten, die resultierenden Gesamtkosten der Stromerzeugung zur Nachfragedeckung sowie der grenzüberschreitende Stromaustausch für jedes Marktgebiet. Die Marktsimulation wird von den vier deutschen ÜNB mit Regelzonenverantwortung gemeinsam durchgeführt, wobei für jedes Szenario und Betrachtungsjahr eine separate Marktsimulation erfolgt. Die Ergebnisse der Marktsimulation werden in Kapitel 3 vorgestellt. Die räumlich und zeitlich detaillierte aufgelösten Zeitreihen von Stromerzeugung und Stromverbrauch sind ihrerseits wiederum eine zentrale Eingangsgröße für die anschließenden Netzanalysen und bestimmen den Übertragungsbedarf im deutschen Stromnetz (s. Kapitel 6).

Das für den NEP Strom verwendete Marktmodell bildet die Erzeugung elektrischer Energie zur Deckung des Strombedarfs im gesamten europäischen Stromsystem ab. Dabei gilt der Grundsatz, dass die Stromerzeugung und der Stromverbrauch zu jedem Zeitpunkt im Gleichgewicht sind. Für Deutschland erfolgt darüber hinaus auch die Deckung der Wärmenachfrage im Marktmodell. Die Zielvorgabe der Marktsimulation ist eine Einsatzoptimierung der Stromerzeugungstechnologien, Speicher und der flexiblen Lasten zu möglichst geringen variablen Kosten, wobei für Deutschland zusätzlich gekoppelt die variablen Kosten der Wärmeerzeugung berücksichtigt werden. Die Einsatzreihenfolge der Erzeuger eines Marktgebietes folgt somit weitestgehend zu den Grenzkosten der Stromerzeugung (Merit-Order-Prinzip). Nach dieser Logik wird der Einsatz der Erzeuger aufsteigend nach den jeweiligen Grenzkosten ermittelt, bis eine ausreichend hohe Einspeiseleistung erreicht ist, um die Last zum betrachteten Zeitpunkt zu decken. Neben den Erzeugern können flexible Lasten und Speicher zum Ausgleich von Erzeugung und Last bei minimalen Gesamtkosten beitragen. Flexible Lasten unterteilen sich in drei Gruppen: Abschaltbare, verschiebbare und zuschaltbare Lasten. Die ersten beiden Gruppen reduzieren ihren Strombezug oder verschieben diesen zeitlich zu den jeweiligen Opportunitätskosten, wenn diese unter den Grenzkosten der nächstteuren Erzeugungseinheiten liegen. Zuschaltbare Lasten werden eingesetzt, wenn der Wert ihres Ausgangsprodukts, z. B. Wasserstoff aus Elektrolyse, über den Grenzkosten der Stromerzeugung liegt, was insbesondere bei einem hohen Angebot erneuerbarer Energien der Fall ist. Speicher, wie z. B. Groß- und Kleinbatteriespeicher, ermöglichen die Einspeicherung von Energie mit geringen Erzeugungskosten und Ausspeicherung der Energie in Zeiten mit höheren Erzeugungskosten, wobei Verluste aufgrund des Wirkungsgrades des Speichers berücksichtigt werden. Die Einspeisung aus Pump- beziehungsweise Speicherwasserkraftwerken ist zudem von den jeweiligen Zuflussmengen und Speicherfüllständen abhängig.

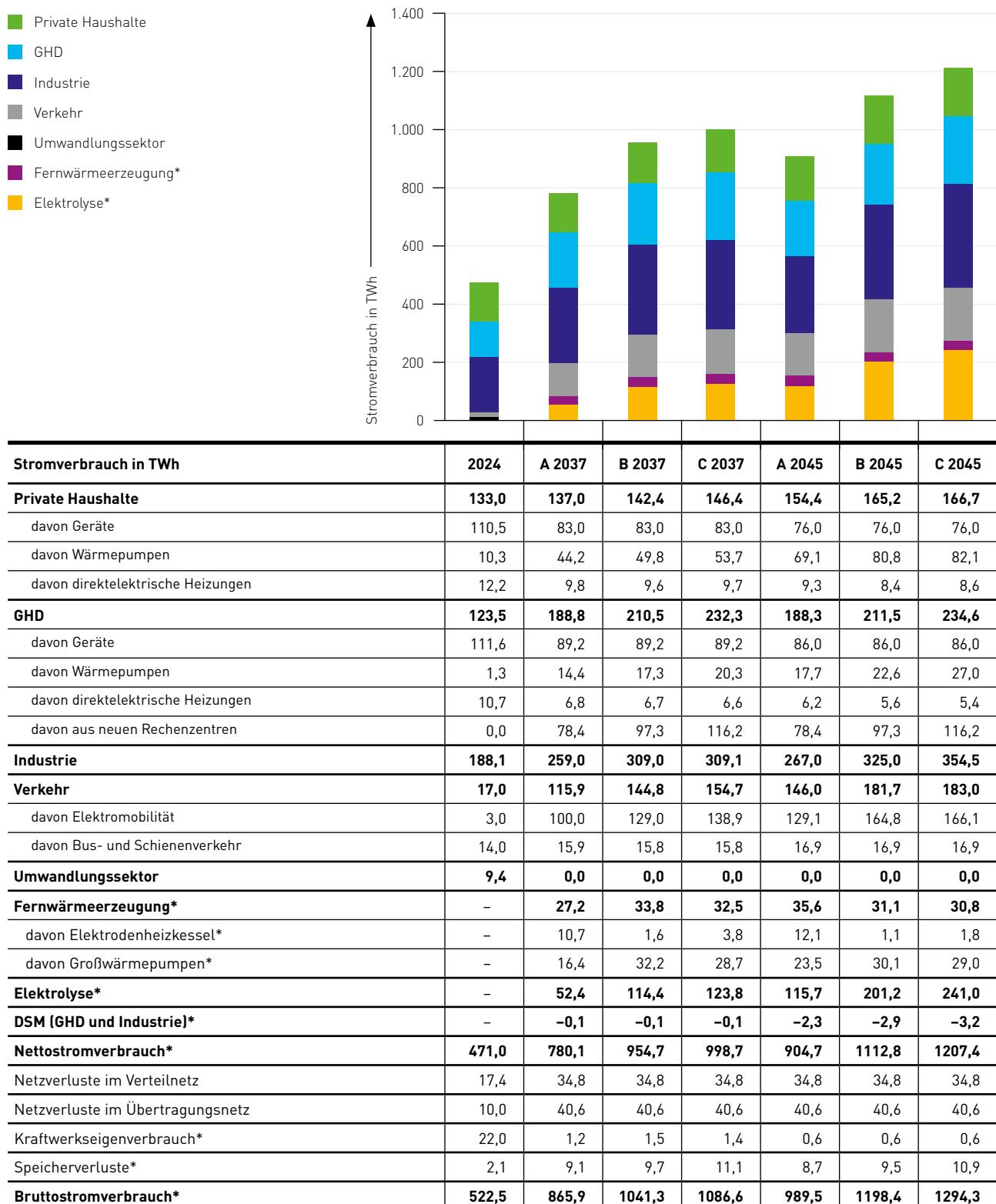
Die geographische Distanz oder elektrische Verbindung zwischen Erzeugern und Verbrauchern innerhalb eines Marktgebietes spielt gemäß der derzeitigen Ausgestaltung des Strommarktes für die Ermittlung der kostenoptimalen Einsätze keine Rolle. Im Gegensatz zum Stromnetz sind Wärmenetze in Deutschland kleinteiliger und nicht zusammenhängend, weshalb bei der Modellierung des Wärmemarktes die Aufteilung in einzelne Wärmenetze und -regionen entsprechend berücksichtigt wird: Wärmeerzeugungseinheiten müssen dem jeweiligen Wärmenetz zugeordnet sein, um zur Deckung der lokalen Wärmenachfrage beitragen zu können.

Um die Größe des Optimierungsproblems der Marktsimulation für ein Szenario-Zieljahr beherrschbar zu halten, erfolgt die Optimierung schrittweise. Zunächst wird das System für ein komplettes Jahr mit geringer Detailtiefe optimiert, um saisonale Effekte zu berücksichtigen. Hierbei erfolgt insbesondere eine Optimierung der saisonalen Speicherwasserfüllstände. Die Ergebnisse aus dieser Voroptimierung bilden die Rahmenbedingungen für das eigentliche Marktmodell. Aufgrund der Modellkomplexität ist es in diesem Schritt nicht möglich, alle 8.760 Stunden des Jahres auf einmal zu optimieren. Stattdessen erfolgt die Zerlegung des mathematischen Problems in mehrere Blöcke, welche unabhängig voneinander parallel optimiert werden. Innerhalb dieser Blöcke werden Zeitscheiben mit einer Dauer von ca. einer Woche sequenziell berechnet. Die aufeinander folgenden Zeitscheiben überlappen sich, weshalb diese Vorgehensweise „rollierende Planung mit Voraussicht“ genannt wird. Dabei erfolgt die Ermittlung des stündlich aufgelösten Einsatzes der Erzeugungsanlagen und flexiblen Lasten in Europa unter Berücksichtigung diverser Betriebsrestriktionen und der Voroptimierung aus dem vorhergehenden Schritt. Durch die parallele Berechnung der einzelnen Blöcke werden Betriebsrestriktionen, welche über die Schnittstellen einzelner Blöcke wirken, unter Umständen nicht berücksichtigt, sofern sich diese nicht aus der Optimierung des kompletten Jahres mit geringerer Detailtiefe ergeben.

2.4 Modellierung des Stromverbrauchs

In allen Szenarien wird gegenüber heute ein deutlich ansteigender Stromverbrauch angenommen. Bei der Elektrifizierung von Anwendungen, bei denen heute weitgehend fossile Energieträger eingesetzt werden, leistet der Stromsektor einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung des Energiesystems. Dies betrifft zum Beispiel den Einsatz von Wärmepumpen, die Nutzung der Elektromobilität im Verkehrssektor oder die Elektrifizierung von industriellen Prozessen. Ein zusätzlicher Treiber des zukünftigen Stromverbrauchs ist der wachsende Energiebedarf digitaler Technologien, etwa in Rechenzentren infolge des zunehmenden Einsatzes künstlicher Intelligenz.

Im Szenariopfad A wird in den Verbrauchssektoren ein verstärkter Einsatz von Wasserstoff unterstellt, verbunden mit höheren Importen von Wasserstoff. Die Szenariopfade B und C weisen im Vergleich ein höheres Niveau der Elektrifizierung auf, wobei im Szenariopfad C zusätzlich eine höhere Eigenversorgung Deutschlands hinsichtlich der Wasserstofferzeugung durch Elektrolyseure angenommen wird. Der zusätzliche Strombedarf durch neue industrielle Stromverbraucher wie Rechenzentren ist im Szenariopfad A am niedrigsten und im Szenariopfad C am höchsten. Abbildung 6 zeigt den resultierenden Nettostromverbrauch nach Sektor und Szenario.

Abbildung 6: Nettostromverbrauch nach Sektor/Anwendungsbereich

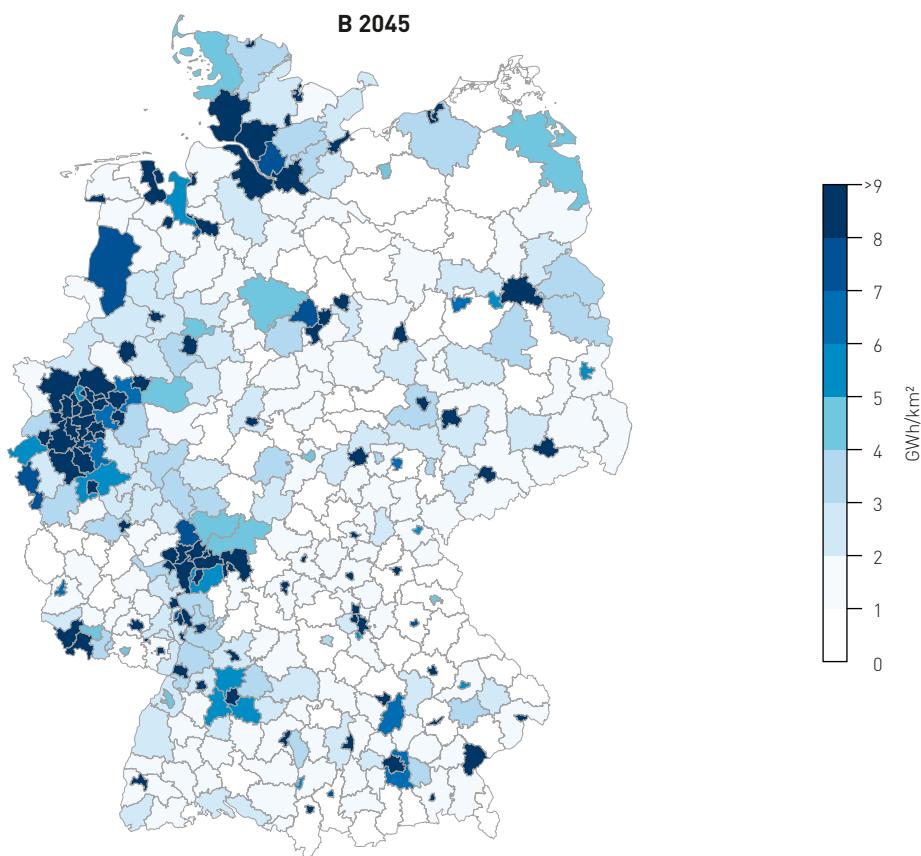
Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

* Diese Angaben enthalten bereits Ergebnisse der Strommarktsimulation.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In den folgenden Abschnitten werden die grundlegenden Annahmen zur Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland sowie dessen regionale Verteilung und zur Modellierung der zeitlichen Verläufe aufgeschlüsselt nach Sektoren beschrieben. Der resultierende regionale Gesamtstromverbrauch ist in Abbildung 7 exemplarisch für das Szenario B 2045 dargestellt. Die Verbrauchsschwerpunkte unterscheiden sich zwischen den Szenarien nur geringfügig.

Abbildung 7: Regionaler Gesamtstromverbrauch für das Szenario B 2045



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

2.4.1 Neue Stromgroßverbraucher

Zur Herleitung und Regionalisierung der sektoralen Stromverbräuche werden verschiedene Indikatoren und Kriterien herangezogen. Mit diesen kann die zukünftige Entwicklung des Stromverbrauchs über sogenannte Top-Down-Modellierungsansätze ausgehend von einer übergeordneten Ebene wie Deutschland bis auf regionale Ebenen hinunter beschrieben werden. Abseits der Modellierung zeigt sich eine Transformation heute bereits konkret in den Planungen vieler Industrie- und Energieunternehmen. An zahlreichen Standorten setzen sich Industriebetriebe intensiv mit der Dekarbonisierung ihrer Produktionsprozesse auseinander und planen entsprechende Umbauten. Die Errichtung von Batteriespeichern oder Elektrolyseuren wird an ausgewählten Standorten in konkreten Projekten vorangetrieben und im Bereich der Digitalisierung beobachten die Netzbetreiber aktuell viele Vorhaben zum Bau neuer Rechenzentren. Zur realitätsnahen Prognose dieser zukünftig hohen punktuellen Lasten haben die ÜNB im Zuge des Szenariorahmenentwurfs und darüber hinaus verschiedene Datenabfragen durchgeführt. Die Daten basieren einerseits auf Netzanschlussanfragen oder Netzanschlusszusagen bei Verteilnetzbetreibern und ÜNB und andererseits auf einer Marktabfrage, die erstmalig gemeinsam mit den Fernleitungsnetzbetreibern Gas (FNB Gas) durchgeführt wurde. Um die Annahmen im NEP auf möglichst aktuelle Informationen von Stromgroßverbrauchern aufzubauen, wurde der Datenstand im Vergleich zum Szenariorahmenentwurf (Einreichung Juni 2024) mehrfach aktualisiert. Die letzte Aktualisierung wurde im März 2025 vorgenommen und für die Annahmen der sektoralen Stromverbräuche im Szenariorahmen berücksichtigt. Die Integration der erhobenen Daten in die Szenarien wird in den Kapiteln 2.4.3 bis 2.4.7 erläutert.

2.4.2 Private Haushalte

Im Sektor der privaten Haushalte sind Verbraucher wie Haushaltsgeräte, Beleuchtung und Anwendungen der Informations- und Kommunikationstechnologie bilanziert, die bereits heute weitestgehend elektrifiziert sind. Raumwärme und Warmwasser werden heutzutage hingegen überwiegend durch fossile Energieträger bereitgestellt. Im Zuge der Dekarbonisierung des Sektors der privaten Haushalte wird einerseits eine Umstellung der Beheizungsstruktur und andererseits eine höhere Effizienz unterstellt. Das Laden von privaten E-Fahrzeugen wird dem Verkehrssektor zugerechnet (s. Kapitel 2.4.5).

Im Bestand werden grundsätzlich Einsparpotenziale durch effizientere Geräte angenommen. Entsprechend sinkt der Stromverbrauch des Gerätebestands in den Szenarien von aktuell rund 112 TWh auf 83 TWh im Jahr 2037 und weiter auf 76 TWh im Jahr 2045. Dennoch steigt in Summe der Stromverbrauch im Haushaltssektor an, da eine starke Elektrifizierung der Wärmebereitstellung durch die Inbetriebnahme zahlreicher Wärmepumpen angenommen wird. Die Anzahl der Wärmepumpen wird zwischen den Szenarien variiert, wodurch sich die Haushaltsstromverbräuche in den Szenarien unterscheiden (s. Abbildung 6).

Methode zur Regionalisierung

Der Stromverbrauch des Gerätebestands wird auf Basis der Daten der statistischen Landesämter des Jahres 2023 auf die Bundesländer verteilt. Davon ausgehend wird der Stromverbrauch des Gerätebestands anhand der gewichteten Faktoren Bevölkerung, Anzahl der Haushalte und Einkommen auf Ebene der Landkreise und kreisfreien Städte bestimmt. Zur Regionalisierung von Wärmepumpen werden die Ergebnisse der Begleitstudie „Regionalisierung Gebäudewärme“ verwendet, die von den ÜNB gemeinsam mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE) durchgeführt wurde. Hier wird zunächst eine Aufteilung der Wärmebedarfe und Wärmetechnologien auf Bundeslandebene vorgenommen. Im weiteren Verlauf erfolgt eine kleinräumige Regionalisierung, die auf einem Einzelgebäudemodell beruht.

Methode zur Herleitung von Lastprofilen

Die räumlich aufgelösten Stromverbrauchsprofile des Gerätebestands basieren auf einer Skalierung eines Standardlastprofils mit dem oben genannten Stromverbrauch pro Landkreis. Die Basis dafür bieten die 2025 aktualisierten Standardlastprofile Strom des Bundesverbands der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW). Für die Modellierung des zeitabhängigen Stromverbrauchs von Wärmepumpen wird zunächst der tägliche Wärmebedarf je Haushalt bestimmt. Dies erfolgt auf Basis des jährlichen Heizwärmebedarfs eines repräsentativen Dreipersonenhaushalts unter Zuhilfenahme eines Standardlastprofilverfahrens sowie regionalen Temperaturdaten. Ausgehend vom täglichen Wärmebedarf werden mithilfe eines typischen Tageslastgangprofils stündliche Wärmebedarfe ermittelt. Diese werden unter Berücksichtigung der temperaturabhängigen Leistungszahl der Wärmepumpen in stündliche Strombedarfe überführt. Darüber hinaus wird in den Szenarien teilweise eine flexible Einsatzweise von Wärmepumpen unterstellt, welche in Kapitel 2.4.8 beschrieben wird.

2.4.3 Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

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

Es ist zu berücksichtigen, dass im Zuge der fortschreitenden Digitalisierung und der wachsenden Bedeutung künstlicher Intelligenz auch in Deutschland zahlreiche neue Rechenzentren erwartet werden. Der damit verbundene Strommehrbedarf konzentriert sich vor allem auf Regionen mit Nähe zu Internetknotenpunkten und zu Kunden mit hohem Datenbedarf. Weitere relevante Standortfaktoren sind die Verfügbarkeit geeigneter Netzanschlusspunkte und geeigneter Flächen, eine gute infrastrukturelle Anbindung sowie die Möglichkeit zur Nutzung erneuerbarer Energien. Die Abbildung neuer Rechenzentren in den Szenarien basiert dabei ausschließlich auf konkreten Meldungen im Rahmen der Datenabfrage (s. Kapitel 2.4.1). Im Vergleich zum Szenariorahmenentwurf werden in der Genehmigung des Szenariorahmens aktualisierte Daten mit Stand März 2025 vorgegeben, die eine im Vergleich höhere Stromnachfrage durch Rechenzentren abbilden. Die Berücksichtigung der Projekte erfolgt abhängig vom Fortschritt der Projekte differenziert nach Szenario: Im Szenariopfad A werden Projekte bis inklusive des Status „fortgeschrittene Planung“ berücksichtigt. Im Szenariopfad B sind darüber hinaus alle Projekte mit dem Status „Planung“ zu 25 % und im Szenariopfad C zu 50 % ihrer Anschlussleistung berücksichtigt. Durch diese Abstufung wird die Unsicherheit hinsichtlich der Realisierungswahrscheinlichkeit der aktuell geplanten Projekte abgebildet. Es ergibt sich eine Bandbreite des Stromverbrauchs der Rechenzentren von 78 bis 116 TWh zwischen den Szenarien A 2045 und C 2045.

Methode zur Regionalisierung

Der Stromverbrauch des Gerätebestands im GHD-Bereich wird auf Basis von Stromverbrauchsdaten der statistischen Landesämter des Jahres 2023 auf die Bundesländer verteilt. Davon ausgehend wird der Stromverbrauch des Gerätebestands anhand der gewichteten Faktoren Anzahl Erwerbstätige und Bruttowertschöpfung im Dienstleistungssektor auf Ebene der Landkreise und kreisfreien Städte abgeschätzt. Für die Regionalisierung von Wärmepumpen im GHD-Sektor wird die in Kapitel 2.4.2 erwähnte Methode aus der Begleitstudie „Regionalisierung Gebäudewärme“ verwendet. Rechenzentren werden standortscharf mit den Standortinformationen aus der Großverbraucherabfrage abgebildet.

Methode zur Herleitung von Lastprofilen

Die Generierung der Lastprofile des GHD-Gerätebestands erfolgt ähnlich zum Sektor der privaten Haushalte auf Basis von Standardlastprofilen des BDEW. Hierbei ergeben sich pro Landkreis individuelle Kombinationen einzelner Profile pro GHD-Wirtschaftszweig, welche gemäß Anzahl Beschäftigter und der Bruttowertschöpfung pro Wirtschaftszweig gewichtet werden. Die Profilgenerierung der Wärmepumpen erfolgt analog zum Sektor private Haushalte. Die Profile der Rechenzentren basieren auf einem gemessenen Profil, wobei zusätzlich je nach modelliertem Standort ein temperaturabhängiger Anteil des Lastgangs addiert wird.

2.4.4 Industrie

Zum Industriesektor zählen alle produzierenden, verarbeitenden und Handwerksbetriebe ab 20 Beschäftigten. Deutschlands größte Industriezweige sind die Automobil-, Maschinenbau-, Chemie- und Elektroindustrie. Derzeit werden die fossilen Energieträger Erdgas, Mineralöl und Kohle maßgeblich zur Deckung des Wärmebedarfs und zur stofflichen Nutzung eingesetzt. Im Zuge der Dekarbonisierung ist der Wärmebedarf unterschiedlicher Temperaturniveaus durch den Einsatz alternativer Energieträger wie zum Beispiel Strom, Biomasse oder Wasserstoff zu decken. Die Erschließung von Effizienzpotenzialen unterstützt die Dekarbonisierung des Industriesektors.

Die Annahmen zur Entwicklung des industriellen Stromverbrauchs stützen sich einerseits auf die Langfristszenarien des BMWE sowie die Kurzstudie „Stromverbrauchsmodellierung des Industriesektors im Kontext der Dekarbonisierung“ der FfE. Darüber hinaus werden konkrete Projekte aus der Datenabfrage (s. Kapitel 2.4.1) in die Stromverbrauchsmodellierung integriert. Die BNetzA hat in ihrer Szenariohmgengenehmigung darauf hingewiesen, dass sich aufgrund der Datenaktualisierung im März 2025 leichte Abweichungen der Gesamtstromverbräuche des Industriesektors gegenüber der Tabelle 1 auf S. 4 der Genehmigung des Szenariohahmens 2025–2037/2045 ergeben können. Die resultierenden Industriestromverbräuche sind in Abbildung 6 aufgeführt. Wie bei den Rechenzentren, erfolgt auch im Industriesektor eine statusabhängige Berücksichtigung von Projekten: Im Szenariopfad A werden ausschließlich Projekte mit fortgeschrittenem Planungsstatus betrachtet. In den Szenariopfaden B und C werden zusätzlich alle Projekte mit dem Status „Planung“ vollständig berücksichtigt.

Methode zur Regionalisierung

Die Regionalisierung der Industriestromverbräuche basiert auf einer Kombination der Ergebnisse der oben genannten Industriestudie und den gemeldeten Bedarfen der Großverbraucherabfrage. Im Rahmen der Studie wurde eine Methodik entwickelt, mit der heutige und zukünftige Strom- und Wasserstoffverbräuche (inkl. Derivate) regionalisiert werden können. Für jedes Zieljahr und Szenario wird daraus der industrielle Stromverbrauch auf Ebene der Landkreise und kreisfreien Städte abgeleitet.

Die Entwicklung des industriellen Stromverbrauchs wird dabei auf regionaler Ebene durch herkömmliche und transformationsbedingte Änderungen beschrieben. Die herkömmliche Verbrauchsentwicklung resultiert aus Veränderungen der Wirtschaftsleistung und Effizienzsteigerungen. Die transformationsbedingte Verbrauchsentwicklung ist durch einen Energieträgerwechsel mit dem Ziel der Dekarbonisierung von Prozessen bedingt. Auf regionaler Ebene werden die standortscharf bekannten Stromgroßverbraucher mit den innerhalb der Studie ermittelten herkömmlichen und transformationsbedingten Steigerungen des Stromverbrauchs verrechnet. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass sowohl bekannte Entwicklungen als auch szenariospezifische Vorgaben zum Industriestromverbrauch konsistent abgebildet werden. Eine Verlagerung von Industrieproduktion ins Ausland oder innerhalb Deutschlands wird nicht betrachtet.

Methode zur Herleitung von Lastprofilen

Sowohl für die Anteile des Industriestromverbrauchs, die sich aus dem Bestand und der herkömmlichen Verbrauchsentwicklung ergeben, als auch für neue Stromgroßverbraucher und den transformationsbedingten Zuwachs des Industriestromverbrauchs werden Standardlastprofile je Industriezweig verwendet. Diese resultieren aus der oben genannten Industriestudie und basieren überwiegend auf gemessenen Daten von repräsentativen Industriestromverbrauchern. Die Profile werden skaliert, um die oben beschriebenen Annahmen zu regionalen Stromverbräuchen der einzelnen Industriesektoren zu erfüllen.

2.4.5 Verkehr

Der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor, der die Bereiche Schienen-, Straßen- sowie Luftverkehr, aber auch Küsten- und Binnenschifffahrt umfasst, wird aktuell zumeist durch den Einsatz von Mineralöl zur Erzeugung von mechanischer Energie gedeckt. Der Schienenverkehr bildet eine Ausnahme und ist bereits heute weitgehend elektrifiziert.

Zur klimaneutralen Substitution konventioneller Antriebstechnologien betrachten die Szenarien überwiegend einen Umstieg auf Elektromobilität. Diese wird in die Kategorien Elektro-PKW (E-PKW), Plug-in-Hybride, leichte und schwere batterieelektrische Nutzfahrzeuge, Schienenverkehr sowie elektrischer Busverkehr eingeteilt. Im Luftverkehr und der Binnenschifffahrt wird keine nennenswerte Elektrifizierung angenommen.

Methode zur Regionalisierung

Die Regionalisierung des Stromverbrauchs von E-PKW und Plug-in-Hybridern basiert auf mehreren Strukturparametern. Dazu zählen die Anzahl an Garagen, die durchschnittliche Pendeldistanz je Gemeinde, die installierte Leistung von Photovoltaik-Aufdachanlagen, die durchschnittliche Wohnfläche sowie das mittlere Einkommen. Es wird davon ausgegangen, dass 70 % des Stromverbrauchs von E-PKW und Plug-in-Hybridern durch das Laden am Wohnort oder am Arbeitsplatz verursacht wird. Die verbleibenden 30 % entfallen auf Ladevorgänge während längerer Fahrten, insbesondere an Schnellladepunkten entlang von Autobahnen und Bundesstraßen.

Methode zur Herleitung von Lastprofilen

Zur Modellierung der Lastgänge wird eine Methode aus der „Kurzstudie zu Ladeprofilen von elektrischen Fahrzeugen“ des Fraunhofer-Instituts für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) 2024 herangezogen. Die Erstellung der Fahrprofile erfolgt differenziert nach spezifischen Mobilitätsgruppen, die als hinreichend homogen angenommen werden. Innerhalb jeder Gruppe ist das Fahrverhalten nach Jahresfahrleistung, Pendleranteil und Urlaubsfahrten statistisch repräsentiert. Für jedes Elektrofahrzeug einer Mobilitätsgruppe werden Wegeketten generiert, die sowohl Alltagsfahrten mit als auch ohne Pendelanteil abbilden. Aus den resultierenden Fahrprofilen werden anschließend zeitlich aufgelöste Ladezeitreihen abgeleitet. Neben festen Lastzeitreihen wird das Laden von E-PKW als teilweise flexibel modelliert, was in Kapitel 2.4.8 beschrieben wird.

2.4.6 Wasserstoff und Elektrolyseure

Wasserstoff und seine synthetischen Folgeprodukte gelten als zentrale Bausteine zur Dekarbonisierung des Energiesystems. Besonders in schwer elektrifizierbaren Bereichen in der Industrie oder in Teilen des Verkehrssektors kann Wasserstoff eine klimafreundliche Alternative darstellen. Die zukünftige Rolle von Wasserstoff hängt dabei nicht nur von technologischen Entwicklungen, politischen Rahmenbedingungen und dem Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur ab. Unsicherheiten beim Hochlauf in Deutschland ergeben sich nicht zuletzt aus wirtschaftlichen und wettbewerblichen Faktoren und angesichts der noch unbekannten Entwicklung internationaler Wasserstoffmärkte und -handelsstrukturen.

Die genehmigten Szenarien spiegeln unterschiedliche Annahmen zum Wasserstoffhochlauf in Deutschland wider. Die Vorgaben in der Genehmigung des Szenariorahmens beziehen sich dabei ausschließlich auf die Berücksichtigung von Elektrolyseuren zur Wasserstofferzeugung in Deutschland. Es werden keine konkreten Importquoten oder Wasserstoffbedarfe festgelegt. Der Szenariopfad A geht von einem geringeren Ausbau von Elektrolyseuren in Deutschland und einem höherem Wasserstoffimport aus, während der Szenariopfad C einen starken Ausbau der heimischen Elektrolysekapazitäten auf bis zu 70 GW vorsieht. Der mittlere Szenariopfad B ist mit dem Szenario 2 des Szenariorahmens Gas/Wasserstoff abgestimmt und orientiert sich am Szenario O45-Strom der Langfristszenarien des BMWE.

Die Annahmen zu den Elektrolyseurprojekten für die Jahre 2037 und 2045 stützen sich auf eine gemeinsame Marktabfrage der ÜNB und der FNB Gas (s. Kapitel 2.4.1). Als Ergebnis liegt eine konsolidierte Projektliste mit einer Gesamtleistung von 87 GW vor, wobei für den verbindlichen Projektsockel ausschließlich fortgeschrittene Projekte einbezogen werden. Diese Liste bildet eine einheitliche Datengrundlage für die Berücksichtigung von Elektrolyseuren als Schnittstelle zwischen den Szenariorahmen Strom und Gas/Wasserstoff und berücksichtigt bis März 2025 vorliegende Projektinformationen. Die genehmigten Elektrolysekapazitäten und der projektbasierte Sockel sind in der nachfolgenden Tabelle 2 dargestellt. Im Rahmen der Modellierung wird ein von 31,6 GW auf 30,1 GW reduzierter Projektsockel angesetzt. Hintergrund dieser Anpassung sind ein Offshore-Elektrolyseurprojekt, das ohne Anschluss an das öffentliche Stromnetz geplant ist, sowie eine bestehende Industrielast, die bereits im Rahmen der Stromverbrauchsmodellierung berücksichtigt wird.

Tabelle 2: Genehmigte Leistung der Elektrolyseure in den Szenarien

in GW	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Elektrolyseure	20,0	42,0	42,0	31,6	58,5	70,0
davon projektbasiert	20,0	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Methodik zur Regionalisierung

Im Szenariopfad A erfolgt die Verortung der Elektrolyseure anhand der Angaben zur Leistung und zum Standort ausschließlich auf Basis des genehmigten Projektsockels. Im Jahr 2037 wird die installierte Leistung dieser Projekte anteilig reduziert, um die im Szenariorahmen vorgegebene Gesamtleistung von 20 GW einzuhalten. Im Jahr 2045 hingegen wird der gesamte Projektsockel vollständig umgesetzt.

In den Szenariopfaden B und C erfolgt die Verortung der Elektrolyseure in zwei Stufen: Zunächst wird wie in Szenario A der Projektsockel berücksichtigt. Anschließend erfolgt ein zusätzlicher, netzdienlicher Zubau, um die jeweils vorgegebene Gesamtleistung des Szenarios zu erreichen. Die Auswahl der Standorte wird dabei im Netzmodell optimiert, mit dem Ziel, neue Engpässe im Übertragungsnetz zu vermeiden. Weitere Standortfaktoren wie die Verfügbarkeit einer H₂-Infrastruktur sowie Projekte mit geringerem Entwicklungsstand bleiben hierbei unberücksichtigt.

Methodik zur Herleitung von Einsatzprofilen

Elektrolyseure werden im Rahmen der Marktmodellierung als zuschaltbare Last modelliert. Um die Modellkomplexität bei der Abbildung einer Vielzahl an Einzelanlagen zu reduzieren, werden Elektrolyseure im Modell pro Marktgebiet technologiescharf aggregiert und im Anschluss an die Marktsimulation wieder auf die einzelnen Einheiten disaggregiert. Etwaige angebundene Wasserstoffnetze oder -speicher werden dabei im Modell nicht explizit abgebildet. Berücksichtigte Parameter bei der Modellierung sind die installierte elektrische Leistung, der Wirkungsgrad der Elektrolyse und die Verfügbarkeit der Anlagen. In der Marktsimulation erfolgt der Einsatz eines Elektrolyseurs, sobald der Elektrizitätspreis eines Marktgebiets unter den Schwellwert für den wirtschaftlichen Einsatz eines Elektrolyseurs fällt. Der Schwellwert ist so bemessen, dass unter Berücksichtigung von Umwandlungsverlusten (Wirkungsgrad von 70 %) die Kosten für die Erzeugung von Wasserstoff gleich der Kosten von Erdgas, inklusive bei der Verbrennung anfallender CO₂-Emissionskosten, liegen. Befindet sich der Strompreis unter dem ermittelten Schwellwert (2037: 33,31 EUR/MWh), beginnen die Elektrolyseure mit der Wasserstofferzeugung.

2.4.7 Fernwärme

Die öffentliche FernwärmeverSORGUNG in Deutschland befindet sich im Wandel, da auch sie im Zuge der Energiewende vollständig dekarbonisiert werden muss. Während bislang fossile Brennstoffe, insbesondere in KWK-Anlagen, die Wärmeerzeugung in Fernwärmenetzen dominieren, steigt der Anteil erneuerbarer Energien kontinuierlich. Power-to-Heat-Technologien wie Großwärmepumpen und Elektrokessel gewinnen dabei zunehmend an Bedeutung und sind als große elektrische Verbraucher ein relevanter Faktor bei der Dimensionierung von Stromnetzen. Die genehmigten Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich des Umfangs des Fernwärmearausbaus und des Grades der Elektrifizierung sowie des Einsatzes von Wasserstoff.

Zur Herleitung der Fernwärmennachfrage in den verschiedenen Szenarien wird auf die von den ÜNB beauftragten Studien „Wärmenetze - Entwicklung der Wärmenetze und deren Wärmeerzeuger in Deutschland“ (2022) und „Regionalisierung Gebäudewärme – Begleitstudie zum Netzentwicklungsplan 2025“ (2025) der FfE zurückgegriffen. Zunächst wird basierend auf der Wärmenetze-Studie für jedes Szenario und Zieljahr eine stündlich aufgelöste Referenz-Jahresfernwärmennachfrage angenommen. Diese umfasst den gesamten Wärmebedarf der deutschen Fernwärmenetze aus den Sektoren private Haushalte, GHD und Industrie für ein Referenzjahr.

Die Begleitstudie „Regionalisierung Gebäudewärme“ unterstellt neue Annahmen und Szenarien hinsichtlich der Entwicklung der Fernwärmennachfrage in den Sektoren private Haushalte und GHD. Die FernwärmeverSORGUNG der Industrie ist nicht Bestandteil der Studie. Um die Jahresfernwärmebedarfe aller Sektoren einschließlich der Industrie auf Grundlage der neuen Daten herzuleiten, werden die Szenarien der beiden Studien für den NEP miteinander kombiniert. Die in Tabelle 3 dargestellte Kombination bildet die genehmigten Szenarien aus Sicht der ÜNB am treffendsten ab.

Tabelle 3: Kombination von Fernwärme-Szenarien für die NEP-Szenariopfade

NEP-Szenariopfad	Szenario der Studie „Wärmenetze“	Szenario der Studie „Regionalisierung Gebäudewärme“
A	Zentral	A
B	Trend	B
C	Trend	C

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Hinsichtlich der FernwärmeverSORGUNG differenziert die Studie „Regionalisierung Gebäudewärme“ zwischen einem mittleren und hohem Fernwärmennetzausbau und einer geringen bis hohen Sanierungsrate im Gebäudesektor. Dabei wird in Szenario A ein ambitionierter Fernwärmearausbau bei gleichzeitig hohem Einsatz von Wasserstoff zur FernwärmeverSORGUNG angenommen. Hieraus resultiert in Szenario A 2037 und A 2045 trotz des steigenden Fernwärmebedarfs der niedrigste Strombedarf für Großwärmepumpen und Elektrokessel. In den Szenariopfaden B und C liegt der Fernwärmearausbau im mittleren Bereich. Gleichzeitig steigt die Elektrifizierung der Fernwärme, was zu einem höheren Strombedarf von Fernwärmeanwendungen führt. Eine Übersicht über die Annahmen für Großwärmepumpen und Elektrokessel ist in Tabelle 4 dargestellt:

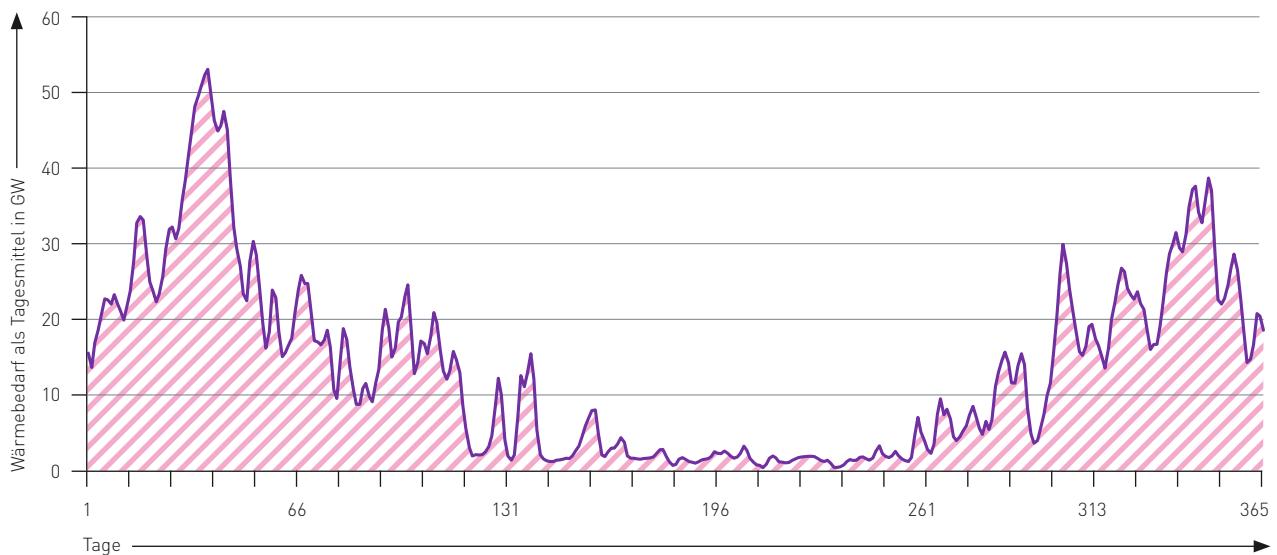
Tabelle 4: Genehmigte Leistungen der Power-to-Heat-Technologien in den Szenarien

in GW	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Großwärmepumpen	3,2	11,5	8,3	5,3	12,7	9,8
Elektrokessel	6,3	13,8	13,8	11,1	13,5	13,5

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Durch die neuen Fernwärmebedarfe der Sektoren private Haushalte und GHD aus der Studie „Regionalisierung Gebäudewärme“ ergibt sich im Vergleich zur Wärmenetze-Studie eine neue Gesamt-Jahresfernwärmennachfrage. Zusätzlich wird unterstellt, dass der gemeinsame Anteil der Sektoren private Haushalte und GHD an der Gesamt-Jahresfernwärmennachfrage aus der Studie „Wärmenetze“ konstant bleibt. Hieraus ergibt sich automatisch eine Anpassung der absoluten auf den Industriesektor entfallenden Jahresfernwärmennachfrage, da dieser Anteil ebenso gleich bleibt. Aus dem Quotienten der neu berechneten Gesamt-Jahresfernwärmennachfrage und der Referenz-Jahresfernwärmennachfrage ergibt sich ein **Skalierungsfaktor a**. Die Gesamtwärmennachfrage in den Szenarien B und C 2045 orientiert sich gemäß diesen Schritten eng an der umgerechneten Fernwärmennachfrage der Orientierungsszenarien Strom der BMWE-Langfristszenarien.

Für die Modellierung im Strommarktmodell wird die Referenz-Jahresfernwärmennachfrage basierend auf den Ergebnissen und dem entsprechenden Szenario der Wärmenetze-Studie auf die Fernwärmennetze in Deutschland aufgeteilt. Anschließend wird die Referenz-Jahresfernwärmennachfrage je Fernwärmennetz um eine Basis-Wärmeerzeugung reduziert, die im Rahmen der Marktsimulation nicht berücksichtigt wird. Diese umfasst die Wärmeerzeugung aus Biomasse, Geothermie, Solarthermie und industrieller Abwärme. Die Basis-Wärmeerzeugung ergibt sich ebenfalls aus den Szenarien der Wärmenetze-Studie je Fernwärmennetz. Die Differenz aus Referenz-Jahresfernwärmennachfrage und Basis-Wärmeerzeugung wird mit dem **Skalierungsfaktor a** multipliziert und auf das Wetterjahr 2012 umgerechnet, um den in der Marktsimulation zu deckenden residualen Wärmebedarf je Fernwärmennetz zu erhalten (s. Abbildung 8). Auf Basis des Wetterjahres 2012 ergibt sich in den Szenarien die Gesamt-Jahresfernwärmennachfrage nach Tabelle 5:

Abbildung 8: Verbleibender Gesamtwärmebedarf in B 2045 nach Abzug der Wärmebereitstellung aus Geothermie, Solarthermie, Bioenergie und industrieller Abwärme

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 5: Resultierende Gesamt-Jahresfernwärmennachfrage in den Szenarien auf Basis des Wetterjahres 2012

in TWh	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Gesamt-Jahresfernwärmennachfrage	166,4	157,0	146,9	183,5	161,1	161,1

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Methodik zur Regionalisierung

Die Regionalisierung von Großwärmepumpen und Elektrokesseln erfolgt in zwei Stufen. Als Basis für die erste Stufe dienen die Ergebnisse der Markt- und Netzbetreiberabfrage (s. Kapitel 2.4.1). Hierbei werden ca. 2,1 GW an Power-to-Heat-Projekten berücksichtigt und den Fernwärmennetzen zugeordnet. Die Annahmen zur Regionalisierung zusätzlicher Großwärmepumpen und Elektrokessel zur öffentlichen FernwärmeverSORGUNG basieren in einer zweiten Stufe auf der Begleitstudie „Regionalisierung Gebäudewärme“. In einer Bottom-up-Betrachtung werden kleinräumige Wärmenetzpotenziale ermittelt und weitere Technologien zur FernwärmeverSORGUNG verteilt.

Methodik zur Herleitung von Einsatzprofilen

Im Strommarktmodell erfolgt modellendogen eine gesamtkostenminimale Deckung des FernwärmeverSORGUNGS in den Fernwärmennetzen. Über diese Modellierung wird eine bessere Abbildung der Einsatzrandbedingungen von KWK-Anlagen und der systemischen Rückkopplungen der Wärmeversorgung ermöglicht. KWK-Anlagen, Heizkessel, Großwärmepumpen und Elektrokessel sowie Wärmespeicher sind neben der Zuordnung zum deutschen Strommarktgebiet jeweils Fernwärmennetzen zugeordnet. Im Rahmen der Modellrechnung werden neben den Kosten für die Stromerzeugung auch die Kosten der Wärmebereitstellung aller abgebildeten Fernwärmennetze minimiert. In Zeiten niedriger Strompreise bietet sich eine Wärmebereitstellung durch Power-to-Heat-Anlagen wie Wärmepumpen und Elektrokessel an, während KWK-Anlagen häufig bei höheren Strompreisen zum Einsatz kommen. KWK-Anlagen werden in Entnahme-Kondensations- und Gegendruck-Anlagen unterteilt, die sich in ihren Betriebsweisen und ihrer Abhängigkeit von Strom- zu Wärmeerzeugung unterscheiden. Während bei Gegendruckanlagen die Wärmeerzeugung strikt linear von der Stromerzeugung abhängig ist (und umgekehrt), bieten Entnahme-Kondensations-Anlagen zusätzliche Flexibilität und können in Abhängigkeit des Strombetriebspunktes die Wärmeerzeugung variieren (und umgekehrt). Der Arbeitsbereich wird durch die minimale und maximale elektrische Leistung, die maximale Wärmeentnahme sowie die Stromkennzahl und Stromverlustkennziffer begrenzt. Daneben werden Wärmespeicher und Heizkessel berücksichtigt.

2.4.8 Flexibilität von Haushalten

Haushaltsnahe Flexibilitäten gewinnen im Zuge der Energiewende zunehmend an Bedeutung. Technologien wie Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und Batteriespeicher bieten neue Flexibilitätspotenziale und ermöglichen die gezielte Verlagerung des Stromverbrauchs in Zeiten niedriger Preise. Sie können damit zu einer besseren marktlichen Integration erneuerbarer Energien beitragen. Eine netzorientierte Nutzung dieser Flexibilitätspotenziale erfolgt in Szenario C, insbesondere um lokale Verbrauchsspitzen zu reduzieren.

Das Flexibilitätspotenzial von Wärmepumpen hängt vom Wärmebedarf und den technischen Eigenschaften der Gebäude ab. Der Heizbetrieb einer Wärmepumpe kann zeitlich verschoben werden. Dazu wird entweder vor dem Bedarf stärker geheizt (mit höheren Innentemperaturen) oder nach dem Bedarf (bei niedrigeren Innentemperaturen). Bei geringer Nachfrage nach Raumwärme ist der Stromverbrauch niedrig, wodurch sich nur begrenzte Spielräume der Steuerung ergeben. Auch an kalten Tagen mit hohem Wärmebedarf ist die Flexibilität eingeschränkt, da eine zu starke zeitliche Verschiebung des Betriebs zur Auskühlung der Gebäude führt. In den Szenarien wird angenommen, dass marktorientierte Haushalte die Last ihrer Wärmepumpe um bis zu 4 Stunden vorziehen können, um auf Preissignale zu reagieren.

Elektrofahrzeuge bieten Flexibilität durch die zeitliche Steuerung des Ladevorgangs. Voraussetzung dafür ist, dass die Fahrzeuge über längere Zeiträume hinweg an der Ladeinfrastruktur angeschlossen sind. Die Ladeleistung kann flexibel angepasst werden, solange der Mobilitätsbedarf gedeckt ist. Das Potenzial zur Lastverschiebung ergibt sich unter anderem aus dem Mobilitätsverhalten, dem bevorzugten Ladeort (zu Hause oder am Arbeitsplatz) sowie dem Wohnumfeld (städtisch oder ländlich). Das Flexibilitätspotenzial von verschiedenen E-Fahrzeugtypen wurde in einer [Begleitstudie des Fraunhofer IEE 2024](#) analysiert.

Haushaltsbatteriespeicher werden aktuell meist in Kombination mit Photovoltaikanlagen installiert und dann vorrangig zur Eigenverbrauchsoptimierung genutzt. Ihr systemisches Potenzial (etwa zur Speicherung von Windstromüberschüssen) wird bislang jedoch nur begrenzt ausgeschöpft. Langfristig erscheint eine stärker marktlich orientierte Betriebsweise der Haushaltsbatteriespeicher sinnvoll, wie sie in den Szenarien berücksichtigt ist. Diese hängt stark von technischen Voraussetzungen ab wie der Verfügbarkeit von Smart-Metern, interoperablen Geräten und der Fähigkeit der Haushalte, Preissignale zu erkennen und darauf zu reagieren. Eine marktseitige Einbindung der Haushaltsbatteriespeicher ließe ihr großes systemisches Potenzial gezielt nutzbar machen.

Der genehmigte Szenariorahmen berücksichtigt ein breites Spektrum möglicher Flexibilitätsnutzung im Haushaltsbereich. Im Szenariopfad A wird angenommen, dass organisatorische und wirtschaftliche Hürden die marktseitige Beteiligung haushaltsnaher Flexibilitäten deutlich einschränken. Im Gegensatz dazu geht Szenariopfad C davon aus, dass viele Haushalte aktiv am Strommarkt teilnehmen und zusätzlich auf lokale Netzengpässe reagieren (Netzorientierung). Marktorientierte Haushalte steuern ihren Stromverbrauch gezielt und laden bzw. verbrauchen Strom bevorzugt zu Zeiten niedriger Marktpreise. Haushalte, die sich weder am Strommarkt noch an Netzengpässen orientieren, nutzen ihre Batteriespeicher primär zur Eigenverbrauchsoptimierung und erschließen die Flexibilitätspotenziale ihrer Wärmepumpen sowie Elektrofahrzeuge nicht. Tabelle 6 gibt einen Überblick über die in den Szenarien angenommenen Anteile marktorientierter beziehungsweise netzorientierter Haushalte:

Tabelle 6: Anteile der marktorientierten und netzorientierten Haushalte

in %	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Anteil marktorientierte Haushalte	20	35	35	30	55	55
Anteil netzorientierte Haushalte	0	0	25	0	0	25

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Marktmodell wird das antizipierte Flexibilitätspotenzial von Haushalten in Form von Speichern dargestellt. Diese Speicher verfügen über zeitabhängige Leistungsgrenzen und Speichervolumina, die die Flexibilität beim Betrieb von Wärmepumpen sowie beim Ladevorgang von Elektrofahrzeugen abbilden. Die marktorientierte Modellierung berücksichtigt, dass ein Elektrofahrzeug nur dann geladen werden kann, wenn es tatsächlich angeschlossen ist. Um diese Einschränkungen realistisch darzustellen, erfolgt eine Einteilung der Haushalte in hinreichend homogene Kategorien, beispielsweise heimladende Pendler oder leichte Nutzfahrzeuge (s. Kapitel 2.4.5). Dadurch wird sichergestellt, dass ein Fahrzeug, das typischerweise mittags nicht angeschlossen ist (z. B. ein Pendlerfahrzeug), nicht fälschlicherweise durch die Ladeleistung eines anderen, angeschlossenen Fahrzeugs ersetzt wird. Zusätzlich stellen Bedingungen zum Speicherfüllstand sicher, dass sowohl der Mobilitätsbedarf als auch der Wärmebedarf der Haushalte gedeckt werden. Haushaltsbatteriespeicher werden als Speicher modelliert, deren Leistung und Speichervolumen zeitunabhängigen Bedingungen unterliegen. Die Flexibilität wird im Modell so eingesetzt, dass der Strombezug die Systemkosten minimiert. Das bedeutet: Heizen oder Laden wird unter Einhaltung der Bedarfsgrenzen für Mobilität und Wärme zu Zeiten mit niedrigen Strompreisen bevorzugt.

Der netzorientierte Einsatz von haushaltsnahen Flexibilitäten im Szenariopfad C wird wie folgt modelliert: Als Indikator für lokale Netzüberlastungen dient die stündliche Residuallast auf Landkreisebene, die vor der Marktsimulation ermittelt wird. Im Rahmen einer Voroptimierung wird der Einsatz von 25 % der Haushaltsbatteriespeicher, E-Fahrzeuge und Wärmepumpen in jedem Landkreis so bestimmt, dass Spitzen der Residuallast minimiert werden. Dabei werden alle technischen Restriktionen der jeweiligen Technologien eingehalten, etwa Mindestladezustände von E-Fahrzeugen, die den Mobilitätsbedarf sicherstellen. Dieser Ansatz führt beispielsweise dazu, dass Batteriespeicher und Elektrofahrzeuge bevorzugt in Stunden mit hoher regionaler Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien geladen werden, also dann, wenn die Einspeisung die lokale Nachfrage deutlich übersteigt und potenziell zu hohen Netzbelastrungen führen könnte. Diese Optimierung des Einsatzverhaltens haushaltsnaher Flexibilitäten trägt somit im Szenariopfad C dazu bei, lokale Netzengpässe zu reduzieren.

2.4.9 Flexibilität in Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

Die Flexibilität der Stromnachfrage in der Industrie sowie im GHD-Sektor wird in den Szenarien mittels DSM modelliert. Die angenommenen DSM-Potenziale reichen von 9,1 GW bis 13,8 GW im Jahr 2037 und von 13,9 GW bis 18,9 GW im Jahr 2045. Die Unterschiede zwischen den Szenarien ergeben sich insbesondere aus Annahmen zum industriellen Stromverbrauch, zur Verbreitung von Power-to-Heat-Anlagen in der Wärmeversorgung sowie zur Anzahl neu entstehender Rechenzentren. Die Modellierung basiert auf der Annahme, dass ausgewählte Prozesse ihr Nachfrageverhalten abhängig von wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen anpassen können. Die daraus resultierenden abrufbaren DSM-Potenziale sind in Tabelle 7 dargestellt. Durch die in der Genehmigung vorgeschriebene Aktualisierung des Datenstands zu Stromgroßverbrauchern (s. Kapitel 2.4.1) ergibt sich ein höheres Potenzial im Industrie- und GHD-Sektor als ursprünglich in der Tabelle 1 auf S. 4 der Genehmigung des Szenariorahmens 2025-2037/2045 ausgewiesen. Ursache hierfür sind Anpassungen des Stromverbrauchs in der Industrie, eine stärkere Verbreitung von Power-to-Heat-Anlagen in der Fernwärme sowie zusätzliche Leistung durch neue Rechenzentren.

Tabelle 7: DSM-Potenziale

in GW	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Industrie	4,7	8,4	7,8	7,8	11,0	10,4
davon abschaltbar	1,8	2,1	2,1	1,8	2,1	2,3
davon verschiebbar	2,9	6,3	5,7	5,9	8,9	8,1
GHD	4,3	5,2	6,1	6,1	7,3	8,5
davon abschaltbar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
davon verschiebbar	4,3	5,2	6,1	6,1	7,3	8,5
Summe	9,1	13,6	13,8	13,9	18,3	18,9

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Methodik zur Regionalisierung

Die regionale Verteilung der DSM-Potenziale orientiert sich an den Ergebnissen des beauftragten Gutachtens „Regionale Lastmanagementpotenziale“. Im Rahmen dieser Studie werden sowohl bestehende als auch mittel- bis langfristige Lastmanagementpotenziale in Deutschland beschrieben, quantifiziert und auf Ebene der Landkreise und kreisfreien Städte verortet. Hierbei wird zwischen Industrie- und GHD-Prozessen sowie Querschnittstechnologien unterschieden.

Methodik zur Herleitung von Einsatzprofilen

Der Abruf der DSM-Potenziale erfolgt strompreisbasiert im Rahmen der Strommarktmödellierung. Dabei werden den jeweiligen DSM-Prozessen neben den Abrufkosten prozessspezifische technische Parameter wie maximale Abrufdauern, Mindeststillstandzeiten oder maximale Verschiebedauern zugewiesen. Industrieanwendungen, die bei hohen Strompreisen ihren Verbrauch reduzieren können, werden als abschaltbare Prozesse modelliert. Verschiebbare Prozesse werden beispielsweise im Zusammenhang mit Temperaturregelungen modelliert. In diesem Fall wird der vermiedene Verbrauch zu einem späteren Zeitpunkt nachgeholt.

2.4.10 Verluste

Neben dem Nettostromverbrauch entstehen in einem Elektrizitätsversorgungssystem verschiedene Formen von Verlusten. Hierbei handelt es sich um Energie, die nicht unmittelbar Endverbrauchern zugeordnet wird und dennoch durch eine Stromerzeugung gedeckt werden muss. In erster Linie umfasst dies ohmsche Verluste oder Verluste durch Koronaentladungen in Stromleitungen. Unterschieden wird dabei zwischen Übertragungs- und Verteilnetzverlusten. Hinzu kommen Speicherverluste, die bei der Umwandlung und Speicherung von Energie in Pumpspeicherkraftwerken oder Batteriespeichern entstehen. Auch der Eigenverbrauch von thermischen Kraftwerken wird den Verlusten zugerechnet. Aus dem Nettostromverbrauch zuzüglich dieser Verluste errechnet sich der Bruttostromverbrauch (s. Abbildung 6).

In den Szenarien wird angenommen, dass Netzverluste zukünftig ansteigen werden. Verteilnetzverluste werden in einer Höhe von 34,8 TWh berücksichtigt, was in etwa einer Verdoppelung gegenüber dem heutigen Niveau entspricht. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Netzelastung und der Netzausbaubedarf in den Verteilnetzen durch den dezentralen Anschluss sehr vieler neuer Stromerzeuger und Stromverbraucher deutlich ansteigen werden. Die Übertragungsnetzverluste werden auf Basis von Netzanalysen approximiert. Die Höhe der Speicherverluste hängt von der Anzahl der Speicherzyklen sowie den Wirkungsgraden der eingesetzten Speichertechnologien ab. Mit dem Ausbau der installierten Leistung von Batteriespeichern steigt auch die absolute Verlustmenge in diesem Bereich. Demgegenüber sinkt der Kraftwerkseigenverbrauch deutlich von rund 22 TWh im Jahr 2024 auf etwa 2 TWh im Jahr 2037 und rund 1 TWh im Jahr 2045. Grund hierfür ist der stark rückläufige Einsatz konventioneller Kraftwerke.

2.5 Modellierung der Stromerzeugung

Im Folgenden wird das methodische Vorgehen zur Modellierung der erneuerbaren Energien beschrieben, mit besonderem Fokus auf deren räumliche Verteilung und zeitliche Einspeisecharakteristik. Anschließend erfolgt die Darstellung der Modellierung weiterer Stromerzeugungsanlagen, darunter thermische und hydraulische Kraftwerke sowie Batteriespeicher. Dabei werden die Herleitung der installierten Kapazitäten, deren Parametrierung sowie ihr Einsatz im Stromsystem erläutert. Abschließend werden die Annahmen zu den CO₂- und Brennstoffpreisen vorgestellt, die einen zentralen Einfluss auf die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke haben.

2.5.1 Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien stellen in den Szenarien des NEP 2037/2045 (2025) die zentrale Säule der zukünftigen Stromerzeugung in Deutschland dar. Es wird zwischen Anlagen des Typs Windenergie an Land (Onshore-Windenergie) und auf See (Offshore-Windenergie), Photovoltaik auf Dachflächen und auf Freiflächen, Biomasse sowie Lauf- und Speicherwasser unterschieden. Für jede dieser Erzeugungstechnologien sind fundierte Annahmen hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung des Nettozubaus zu treffen. Sonstige erneuerbare Energien werden aufgrund ihrer geringen Leistung nicht explizit betrachtet. Der Fokus liegt insbesondere auf dem Ausbau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Die Annahmen variieren zwischen den Szenarien und bilden eine Bandbreite von wahrscheinlichen Entwicklungen ab, welche sich an dem politischen Ziel der Treibhausgasneutralität in Deutschland bis 2045 orientieren. Im Vergleich zu heute wird mit mindestens einer Verdreifachung der installierten Leistung an Wind- und PV-Anlagen bis 2045 gerechnet.

Methodik und Ergebnisse der Regionalisierung

Die zukünftige regionale Verteilung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien wird mithilfe eines Modells der FfE ermittelt. Grundlage hierfür sind Geodaten, Bestandsanalysen sowie regionale Prognosen. Durch die Auswertung von Potenzialflächen werden Gebiete identifiziert, die sich besonders für den Ausbau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen eignen. In der Modellierung wird in diesen Gebieten aufgrund ihrer hohen Eignung ein bevorzugter Ausbau unterstellt. Außerdem werden bekannte Großprojekte und ausgewiesene Windvorrangflächen berücksichtigt.

Die regionale Verteilung der Laufwasser- und Speicherwasserkraftwerke orientiert sich am Anlagenbestand und bleibt weitgehend unverändert. Bei Biomasseanlagen wird bis 2037 und 2045 ein Rückgang der Stromerzeugungsleistung angenommen. Hintergrund ist die zunehmende Relevanz alternativer Einsatzmöglichkeiten von Biomasse, etwa in der Industrie oder als Kraftstoffquelle.

Im Folgenden werden die Grundzüge der Methodik zur Regionalisierung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen dargestellt. Eine ausführliche Beschreibung der angewandten Methodik zur kleinräumigen Verteilung sowie der zugrunde liegenden Annahmen und Datengrundlage ist unter www.netzentwicklungsplan.de/StudieRegionalisierungEE abrufbar. Eine umfassende Beschreibung der Annahmen zur zukünftigen Entwicklung von Offshore-Windenergieanlagen erfolgt in Kapitel 5.

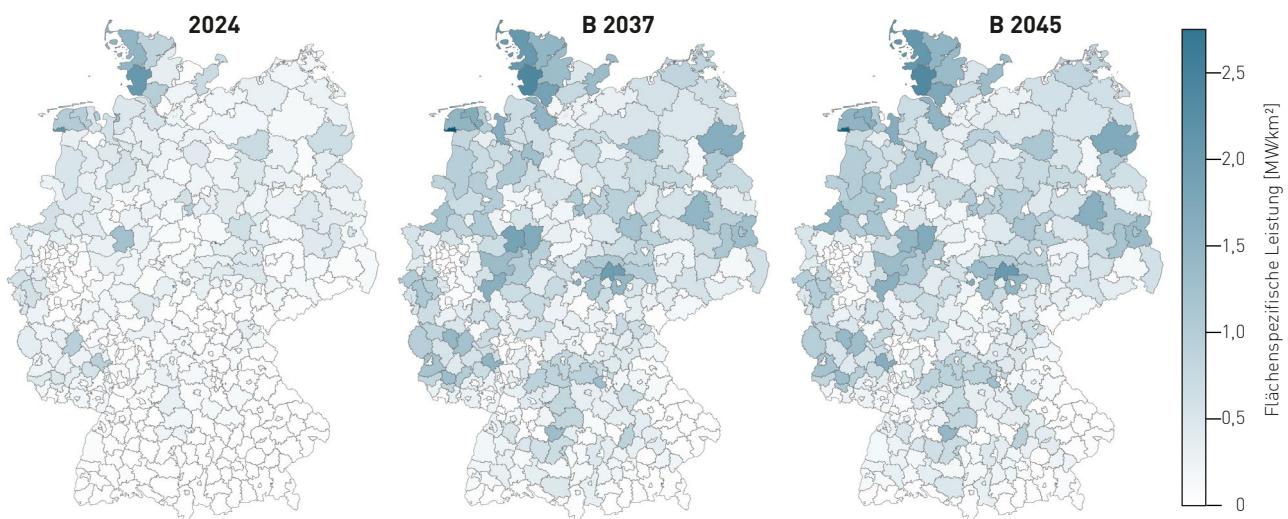
Onshore-Windenergie

Die Regionalisierung der Onshore-Windenergieanlagen beginnt mit der Festlegung der installierten Leistungen auf Ebene der Bundesländer. Hierbei wird für jedes Bundesland ein Kurzfriststützpunkt bestimmt, der den bereits heute absehbaren, kurzfristigen Zubau der Windenergie abbildet. Darauf aufbauend erfolgt eine iterative Verteilung des Restzubaus auf die Bundesländer über einen Verteilungsschlüssel. Dieser Schlüssel repräsentiert das verfügbare Zubau-potenzial eines Bundeslandes und berücksichtigt sowohl die identifizierten Potenzialflächen als auch eine Bewertung der Flächen anhand von Konfliktrisikoklassen. Für jedes Bundesland wird zudem eine weiche Leistungsobergrenze ermittelt. Diese entspricht jeweils der installierten Leistung auf zwei Prozent der Landesfläche beziehungsweise den Flächenbeitragswerten je Bundesland gemäß dem Wind-an-Land-Gesetz (Anlage zu § 3 Abs. 1 WindBG). Nach Erreichung dieser Leistungsobergrenze wird der weitere Ausbau in diesem Bundesland verlangsamt angenommen.

Dieser methodische Ansatz gewährleistet, dass sowohl der aktuelle Ausbaustand und kurzfristige Entwicklungen als auch langfristige Potenziale und politische Ausbauziele angemessen berücksichtigt werden. In Zukunft wird weiterhin ein Großteil der installierten Leistung in den nördlichen Bundesländern zu finden sein, wobei auch in den südlichen Regionen ein starker Ausbau erwartet wird. Die Karten in Abbildung 9 verdeutlichen die beschriebene Entwicklung und ermöglichen durch die flächenspezifische Darstellung einen regionalen Vergleich. Ein Großteil des Ausbaus wird bereits bis 2037 erwartet.

Im Rahmen der kleinräumigen Verteilung der Anlagen hat das Repowering bestehender Windenergieanlagen Vorrang. Außerdem werden bekannte Vorrang- und Eignungsgebiete für Onshore-Windenergieanlagen prioritär erschlossen. Weitere Flächen werden entsprechend ihrer im Begleitdokument beschriebenen Restriktionen erschlossen.

Abbildung 9: Flächenspezifische Darstellung der installierten Leistung von Onshore-Wind im Szenariopfad B



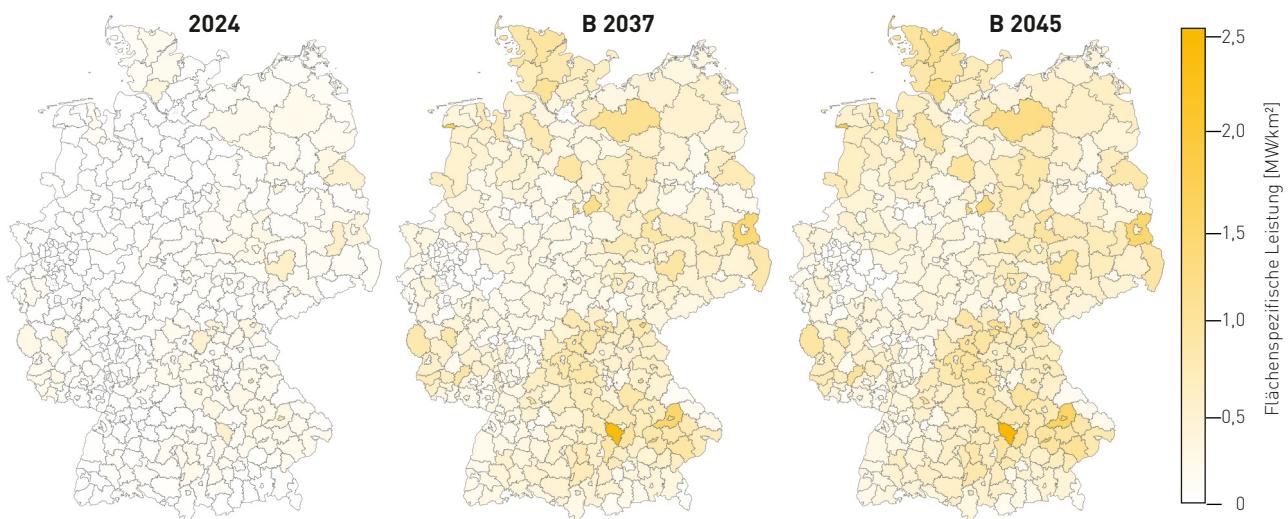
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Photovoltaik

Ausgehend vom Bestand wird der Zubau der Photovoltaikanlagen gleichmäßig auf die beiden Kategorien Aufdach- und Freiflächen-PV verteilt. Für die Freiflächen-PV erfolgt analog zu den Onshore-Windenergieanlagen zunächst eine Verteilung auf Ebene der Bundesländer. Durch Kurzfriststützpunkte werden bereits heute absehbare Entwicklungen abgebildet. Der darüberhinausgehende Zubau wird anhand des verfügbaren technischen Potenzials auf die Bundesländer verteilt. In der anschließenden kleinräumigen Verteilung werden besonders geeignete Flächen priorisiert erschlossen, beispielsweise Flächen entlang von Autobahnen oder Bahnstrecken vor landwirtschaftlich genutzten Flächen. Für die Aufdach-PV ergibt sich die Regionalisierung unmittelbar aus der im Begleitdokument beschriebenen kleinräumigen Bestands- und Potenzialanalyse sowie der Zubaumodellierung. Eine vorgelagerte Verteilung auf Ebene der Bundesländer wird bei Aufdach-PV nicht vorgenommen.

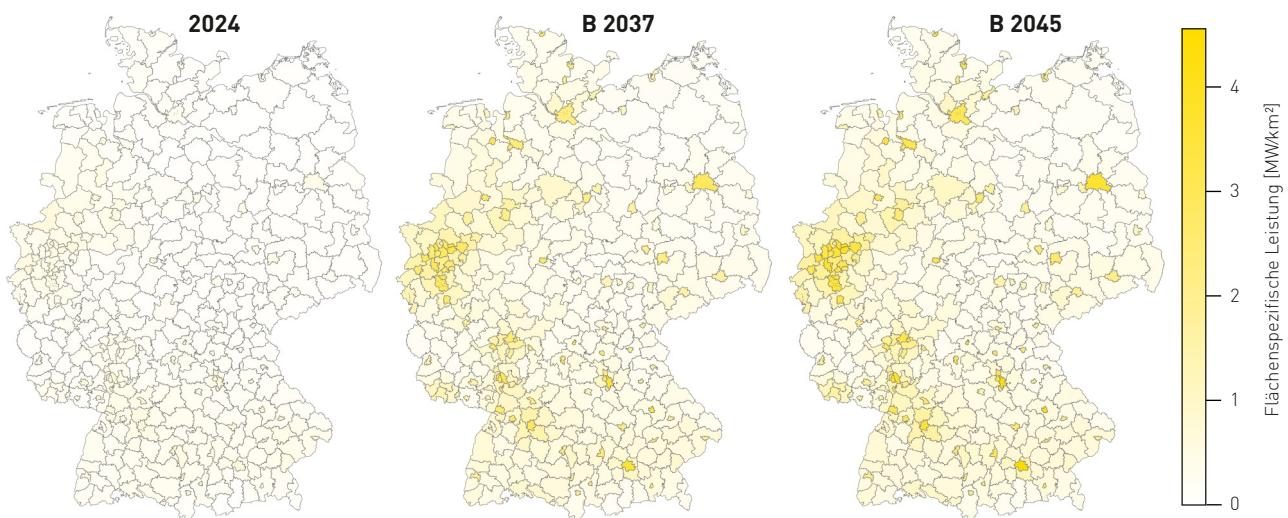
In allen Bundesländern kommt es zu einem deutlichen Anstieg der installierten PV-Leistung, wobei die Freiflächenanlagen vorrangig im Nord-Osten und im Süd-Osten Deutschlands ausgebaut werden. Aufdachanlagen hingegen haben in West- und Süddeutschland, sowie in bevölkerungsstarken Regionen ihre Schwerpunkte. Beide Entwicklungen werden durch die Karten in Abbildung 10 und 11 veranschaulicht. Wie bei der Entwicklung der Onshore-Windenergie wird auch bei Photovoltaik bereits bis 2037 ein deutlicher Zubau an Leistung erwartet. Außerdem wird deutlich, welche Regionen für die flächenintensive Nutzung durch Windenergie- und PV-Freiflächenanlagen unter den skizzierten Rahmenbedingungen bevorzugt werden.

Abbildung 10: Flächenspezifische Darstellung der installierten Leistung von PV-Freifläche im Szenariopfad B



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 11: Flächenspezifische Darstellung der installierten Leistung von PV-Aufdach im Szenariopfad B



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Modellierung der Erzeugungszeitreihen

Für Aufdach- und Freiflächen-Photovoltaik sowie Onshore-Windenergie werden wetterabhängige Stromerzeugungszeitreihen erstellt. Dabei fließen sowohl die regionale Verteilung der Anlagen als auch deren technische Eigenschaften in die Modellierung ein. So wird beispielsweise bei Windenergieanlagen von einer künftig steigenden Nabenhöhe ausgegangen, deren Einfluss auf das Erzeugungspotenzial explizit berücksichtigt wird. Das Ergebnis sind räumlich und zeitlich hochauflöste Zeitreihen, die die wetterabhängige Stromerzeugung der Anlagen abbilden. Durch diese Modellierung wird eine realistische Gleichzeitigkeit der Erzeugungsprofile erreicht und die Abbildung lokaler Wetterereignisse sicher gestellt. Die zugrunde liegenden Vollaststunden orientieren sich an den genehmigten Rahmendaten. Die Einspeisezeitreihen von Photovoltaik- und Windenergieanlagen sind aufgrund der hohen Gesamtleistungen von hoher Relevanz für den Strommarkt. Insbesondere der Einsatz der im System befindlichen Flexibilitäten wird sich maßgeblich an der erneuerbaren Erzeugung ausrichten.

Für die Offshore-Windenergie werden gebietsscharfe Einspeisezeitreihen aus der von den ÜNB beauftragten Studie zur Offshore-Optimierung (s. Kapitel 5.2.2) verwendet. Diese wurde vom Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme (IWES) für den Netzentwicklungsplan durchgeführt. Die Zeitreihen berücksichtigen den optimierten Ausbau in den Offshore-Gebieten sowie daraus resultierende Abschattungseffekte.

Biomassekraftwerke stellen eine eingeschränkt regelbare Erzeugungstechnologie dar. Es wird angenommen, dass der Energieträger Biomasse überwiegend kontinuierlich anfällt und nur begrenzt gespeichert werden kann. Unter Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden Biomasse können Biomassekraftwerke ihre Stromerzeugung entsprechend der Angebots- und Nachfragesituation am Strommarkt anpassen. Im Rahmen der Strommarktmmodellierung erfolgt dies, indem Biomassekraftwerke ihre zugewiesene Stromerzeugung innerhalb eines Tages frei verschieben können. Bei der Wasserkraft ergeben sich die Einspeisezeitreihen und die Parametrierung aus dem zugrunde liegenden Wetterjahr und dem Anlagenbestand.

In diesem NEP erfolgt keine explizite Modellierung von Spitzenkappung im Verteilnetz. Dennoch wird bei der Ermittlung des Netzausbaubedarfs sichergestellt, dass Maßnahmen nicht nur durch einzelne Erzeugungsspitzen begründet werden, sondern strukturelle Engpässe im Netz auflösen.

Modellierung im Strommarkt

Im Strommarktmmodell produzieren erneuerbare Energien überwiegend entsprechend ihrer Erzeugungsprofile. Ihr Einsatz erfolgt aufgrund der sehr geringen variablen Kosten gemäß dem Merit-Order-Prinzip vorrangig gegenüber konventionellen Kraftwerken mit höheren Grenzkosten. Eine Ausnahme bildet die Biomasse, deren Stromerzeugung innerhalb eines Tages flexibel verschoben werden kann.

Die Anlagen werden im Marktmodell technologiescharf pro Marktgebiet aggregiert und im Anschluss an die Markt simulation wieder disaggregiert. Eine marktseitige Abregelung ihrer Stromerzeugung erfolgt nur, wenn eine vollständige Integration als Resultat von Angebot, Nachfrage, Speichereinsatz und Flexibilitätseinsatz sowie Handelsaustausch mit dem Ausland nicht möglich ist. Es kommt in diesen Fällen zu nicht integrierbarer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Gemäß der aktuell gültigen Marktmechanismen spielen innerdeutsche Netzrestriktionen, welche die Aufnahme von Strom aus erneuerbaren Energien möglicherweise verhindern, bei der Ermittlung dieses Überschusses keine Rolle. Die Netzrestriktionen werden erst im Rahmen der Netzanalysen deutlich und wirksam.

2.5.2 Kraftwerke und Speicher

Thermische Kraftwerke stellen in einem klimaneutralen Energiesystem eine wichtige Flexibilitätsform dar. Als regelbare Stromerzeugungseinheiten können sie ihren Einsatz flexibel an den Bedarf anpassen. Infolge des Ausstiegs aus der Kohleverstromung bilden Erdgas- und Wasserstoffkraftwerke den Großteil des thermischen Kraftwerksparks in den Szenarien. Darüber hinaus leisten hydraulische Kraftwerke und eine wachsende Zahl an Batteriespeichern einen weiteren wichtigen Beitrag zur Flexibilitätsbereitstellung und zur Integration erneuerbarer Energien.

Modellierung des thermischen und hydraulischen Kraftwerksparks

Die im Szenariorahmen festgelegten Kapazitäten für Erdgas- und Wasserstoffkraftwerke sind mit dem Szenariorahmen Gas/Wasserstoff abgestimmt und orientieren sich pauschal an den in den Langfristszenarien des BMWE ausgewiesenen Leistungen. Sie liegen deutlich oberhalb des vorherigen NEP. Dabei basiert der Szenariopfad A auf dem Langfristszenario 045-H2, während in den Szenariopfaden B und C das Szenario 045-Strom zugrunde gelegt wird. Über diesen Ansatz ergibt sich zwischen den Szenarien ein unterschiedlicher Kraftwerkspark. Im Zieljahr 2037 wird der Kraftwerkspark zwar überwiegend mit Wasserstoff betrieben, aber weiterhin durch Erdgaskraftwerke ergänzt. Im Jahr 2045 ist eine vollständige Versorgung der deutschen Gaskraftwerke mit Wasserstoff vorgesehen. Die Stromerzeugungsleistung von Wasserstoffkraftwerken liegt in B und C 2045 um etwa 20 GW höher als in A 2045 (s. Tabelle 8). Ergänzt wird der thermische Kraftwerkspark durch die Stromerzeugung aus der Verbrennung von Abfällen und sonstigen konventionellen Energieträgern. Hierunter fällt auch die Stromerzeugung in dezentralen Blockheizkraftwerken.

Hydraulische Kraftwerke, insbesondere Pumpspeicherkraftwerke, sind ein weiterer wichtiger Bestandteil des deutschen Kraftwerksparks. Auf Basis des aktuellen Bestands sowie unter Berücksichtigung von Rückbau, laufenden Bauvorhaben und geplanten Projekten stehen sowohl im Zieljahr 2037 als auch im Zieljahr 2045 insgesamt 12,0 GW an Pumpspeicherkapazität zur Verfügung. Die installierten Nettoleistungen des deutschen Kraftwerksparks nach Energieträger sind in Tabelle 8 dargestellt.

Tabelle 8: Installierte Leistungen des konventionellen Kraftwerksparks

in GW	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Wasserstoff	28,7	40,4	40,4	60,6	81,3	81,3
Erdgas	13,9	15,2	15,2	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9
Abfall	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Sonstige konventionelle Kraftwerke	2,5	4,5	4,5	0,3	0,3	0,3
Summe	58,8	73,9	73,9	74,6	95,4	95,4

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Neben den Kraftwerksparkapazitäten ist auch die standortbezogene Kraftwerksliste mit dem Szenariorahmen Gas/Wasserstoff abgestimmt. Sie umfasst sowohl den aktuellen Bestand als auch Anschlussanträge und von Kraftwerksbetreibern gemeldete Planungsprojekte. Um die in den Szenarien definierten Kapazitäten abzubilden, wird ein Zubau von Erdgas- und Wasserstoffkraftwerken auf Basis der geplanten Projekte angenommen. Die Berücksichtigung einzelner Projekte richtet sich dabei nach dem jeweiligen Projektstatus. Im Szenariopfad A, in dem eine geringere Leistung vorgegeben ist, werden vorrangig Projekte mit hoher Realisierungswahrscheinlichkeit einbezogen. Eine Besonderheit ergibt sich für das Szenario A 2037, in dem die Leistung aller Erdgaskraftwerke gleichmäßig um rund 50 % reduziert wird, um die genehmigte Zielkapazität zu erreichen. Für das Zieljahr 2045 wird ein über die geplanten Projekte der Kraftwerksliste hinausgehender Zubau von Wasserstoffkraftwerken angenommen, um die Lücke zur aus den Langfristszenarien abgeleiteten Zielkapazität zu schließen. Diese zusätzlichen Anlagen werden lastnah verortet.

In allen Szenarien und Zeithorizonten werden Wasserstoffkraftwerke ausschließlich als Spitzenlastkraftwerke modelliert. Für Erdgaskraftwerke wird in Szenario A 2037 der Einsatz von CCS zur Begrenzung der Emissionen aus der Verfeuerung von Erdgas unterstellt, wobei Auswirkungen auf technische Eigenschaften und ihre Grenzkosten in der Modellierung vernachlässigt werden. In den Szenarien B und C 2037 wird zur Emissionsbegrenzung angenommen, dass alle deutschen Erdgaskraftwerke als Spitzenlastkraftwerke mit Gasturbinen und im Vergleich zu Wasserstoffkraftwerken reduziertem Turbinenwirkungsgrad eingesetzt werden. Die lastnah verorteten Wasserstoffkraftwerke im Jahr 2045 gehen ohne Zusatzkosten in die Strommarktsimulation ein. Um ihre in der Szenariorahmengenehmigung beschriebene Nachrangigkeit in der Merit-Order angemessen zu berücksichtigen, wird ein niedrigerer Turbinenwirkungsgrad im Vergleich zu Kraftwerken mit bekannten Standorten modelliert.

Da in den vorliegenden Szenarien nicht ausgeschlossen werden kann, dass es in bestimmten Situationen zu einer Unterdeckung der Stromnachfrage innerhalb einzelner Marktgebiete kommt, werden in allen Marktgebieten zusätzlich sogenannte lastnahe Reserven berücksichtigt. Diese Reserven sind so parametriert, dass ihr Einsatz erst erfolgt, nachdem alle anderen verfügbaren Stromerzeuger und Flexibilitätsoptionen ausgeschöpft sind. Die Berücksichtigung lastnaher Reserven dient der besonderen Anforderung an einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb gemäß § 12b Abs. 2 Satz 2 EnWG.

Kraftwerkseinsatzoptimierung

Für Kraftwerke wird zusammen mit erneuerbaren Stromerzeugern, Speichern und flexiblen Lasten ein kostenoptimaler Einsatz unter Einhaltung aller technischen Restriktionen ermittelt. Die Einsatzreihenfolge der Erzeugungseinheiten innerhalb eines Marktgebietes folgt grundsätzlich den Grenzkosten der Stromerzeugung („Merit-Order“) unter Berücksichtigung zusätzlicher Nebenbedingungen der jeweiligen Erzeuger (s. Kapitel 2.3).

Die variablen Kosten von Kraftwerken setzen sich aus Brennstoff-, CO₂- sowie weiteren Betriebskosten zusammen. Darüber hinaus werden Wirkungsgradverluste bei Teillastbetrieb und Anfahrkosten der Kraftwerke berücksichtigt. Bei der Modellierung von Kraftwerken werden technische Restriktionen wie Anfahr- und Abfahrvorgänge, Mindesteinsatz- und Stillstandszeiten, Mindestleistungen sowie geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten abgebildet. Für Abfallkraftwerke sind zusätzlich die täglich zu verwertenden Brennstoffmengen exogen vorgegeben, wobei der Brennstoffeinsatz und die daraus resultierende Stromerzeugung innerhalb eines Tages optimiert wird. Ein stündlicher Mindesteinsatz besteht nicht. Die Bereitstellung von Wärme durch Kraftwerke als Option zur Deckung des regionalen Wärmebedarfs wird zusammen mit der Stromerzeugung optimiert. Eine detaillierte Beschreibung der Modellierung erfolgt in Kapitel 2.4.7.

Modellierung von Großbatteriespeichern

Die zunehmende Bedeutung von Großbatteriespeichern für das zukünftige Stromsystem zeigt sich derzeit konkret in der stark wachsenden Zahl von Netzanschlussbegehren bei den Netzbetreibern. Diese Entwicklung wird einerseits durch eine anhaltende Kostendegression bei Batteriespeichersystemen sowie durch technologische Fortschritte und die Erschließung neuer Speicherarten begünstigt. Andererseits bieten sich Großbatteriespeichern aus heutiger Sicht vielfältige Einsatzmöglichkeiten im Strommarkt, etwa im Day-Ahead- und Intraday-Handel oder bei der Bereitstellung von Regelleistung. Gleichzeitig wird erwartet, dass einige dieser heutigen Erlösquellen mit zunehmendem Ausbau von Batteriespeichern an Attraktivität verlieren, was die wirtschaftliche Perspektive einzelner Projekte verändert. Vor diesem Hintergrund besteht erhebliche Unsicherheit darüber, in welchem Umfang die zahlreichen angekündigten Projekte tatsächlich realisiert werden.

Ausgehend von einem Bestand in Höhe von rund 1,3 GW stützen sich die Leistungen der Großbatteriespeicher im Szenariorahmen ausschließlich auf die vorliegenden Projektlisten mit Stand März 2025. Batteriespeicher mit bereits erteilter Netzanschlusszusage und einem fortgeschrittenen Projektstatus werden in allen Szenarien vollständig berücksichtigt. Projekte, die sich noch in der Planungsphase befinden, werden anteilig mit 25 % ihrer Leistung zusätzlich im Szenariopfad B und mit 50 % zusätzlich im Szenariopfad C angesetzt. Je nach Szenario ergibt sich daraus eine Gesamtleistung der Großbatteriespeicher zwischen 41 und 94 GW. Eine Unterscheidung der installierten Leistung und Speicherkapazität zwischen den Zeithorizonten 2037 und 2045 erfolgt nicht. Für alle Großbatteriespeicher wird ein einheitliches Verhältnis von Speicherkapazität zu Leistung von 2 Stunden angenommen.

Im Rahmen des NEP wird in den Szenariopfaden A und B ein strommarktorientierter Einsatz der Großbatteriespeicher betrachtet. Im Szenariopfad C wird eine Kombination aus strommarktorientierter und netzorientierter Einsatzweise unterstellt. Dafür erfolgt auf Basis der in der Strommarktsimulation ermittelten Einsatzprofile eine vorgelagerte Optimierung, die den Einsatz der Großbatteriespeicher bilanzneutral so anpasst, dass Netzengpässe reduziert werden. Die daraus resultierenden Einsatzprofile der Großbatteriespeicher dienen anschließend als Grundlage für die Netzanalysen.

Modellierung von Kleinbatteriespeichern

Als Kleinbatteriespeicher gelten verbrauchsnahe Batteriespeicher in Haushalten oder im GHD-Sektor mit einer Leistung von unter 1 MW. Sie sind im Bestand bereits deutlich weiter verbreitet als Großbatteriespeicher und werden vorrangig zur Eigenverbrauchsoptimierung in Kombination mit PV-Aufdachanlagen eingesetzt.

In allen Szenarien orientiert sich ihr Zubau ausschließlich am Ausbau von PV-Aufdachanlagen. Bis zum Jahr 2037 wird ein Zubau an Speicherkapazität von 1 kWh für 1 kWp PV-Leistung angenommen und ab 2037 ein erhöhter Faktor von 1,3 kWh/kWp. Für Kleinbatteriespeicher wird ein einheitliches Verhältnis von Speicherkapazität zu Leistung von 2,5 Stunden angenommen. Die Einsatzweise der Kleinbatteriespeicher wird in den Szenarien zu unterschiedlichen Anteilen als eigenverbrauchsoptimierend, marktorientiert oder netzorientiert unterstellt (s. Kapitel 2.4.8).

2.5.3 Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise

Für die Strommarktsimulation werden Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisen zugrunde gelegt. Der Szenariorahmen stützt sich dabei auf den World Energy Outlook 2024 und das „Announced Pledges Scenario“ (APS). Dieses Szenario geht davon aus, dass alle bereits formulierten Energie- und Klimaschutzziele vollständig realisiert werden und Europa bis zum Jahr 2050 Klimaneutralität erreicht. Daraus ergibt sich eine hohe inhaltliche Übereinstimmung mit der Beschreibung des TYNDP-Szenarios „National Trends+“, das als Grundlage für die Modellierung des europäischen Auslands in den Szenarien dient.

Der angegebene Wasserstoffpreis wird nicht auf Basis einer eigenständigen Prognose ermittelt, sondern rechnerisch aus dem Erdgaspreis und den CO₂-Emissionskosten abgeleitet. In der Folge ergeben sich für Gaskraftwerke identische variable Erzeugungskosten, unabhängig davon, ob sie mit Erdgas oder Wasserstoff betrieben werden. Die Annahmen zu den Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisen sind Tabelle 9 und die CO₂-Emissionsfaktoren Tabelle 10 zu entnehmen.

Tabelle 9: Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise

	Szenarien 2037	Szenarien 2045
CO₂-Zertifikatspreise in EUR/t	152,7	172,5
Rohöl in EUR/MWh	34,4	31,8
Erdgas in EUR/MWh	16,9	16,3
Steinkohle in EUR/MWh	5,9	5,3
Wasserstoff EUR/MWh	47,6	51,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 10: CO₂-Emissionsfaktoren nach Energieträgern

in t CO ₂ /MWh _{th}	CO ₂ -Emissionsfaktor
Abfall*	0,165
Braunkohle	0,393
Steinkohle	0,337
Erdgas	0,201
Kernenergie	0,000
Mineralölprodukte	0,287
Wasserstoff	0,000

* Annahme Abfall: 50 % biogener Anteil

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

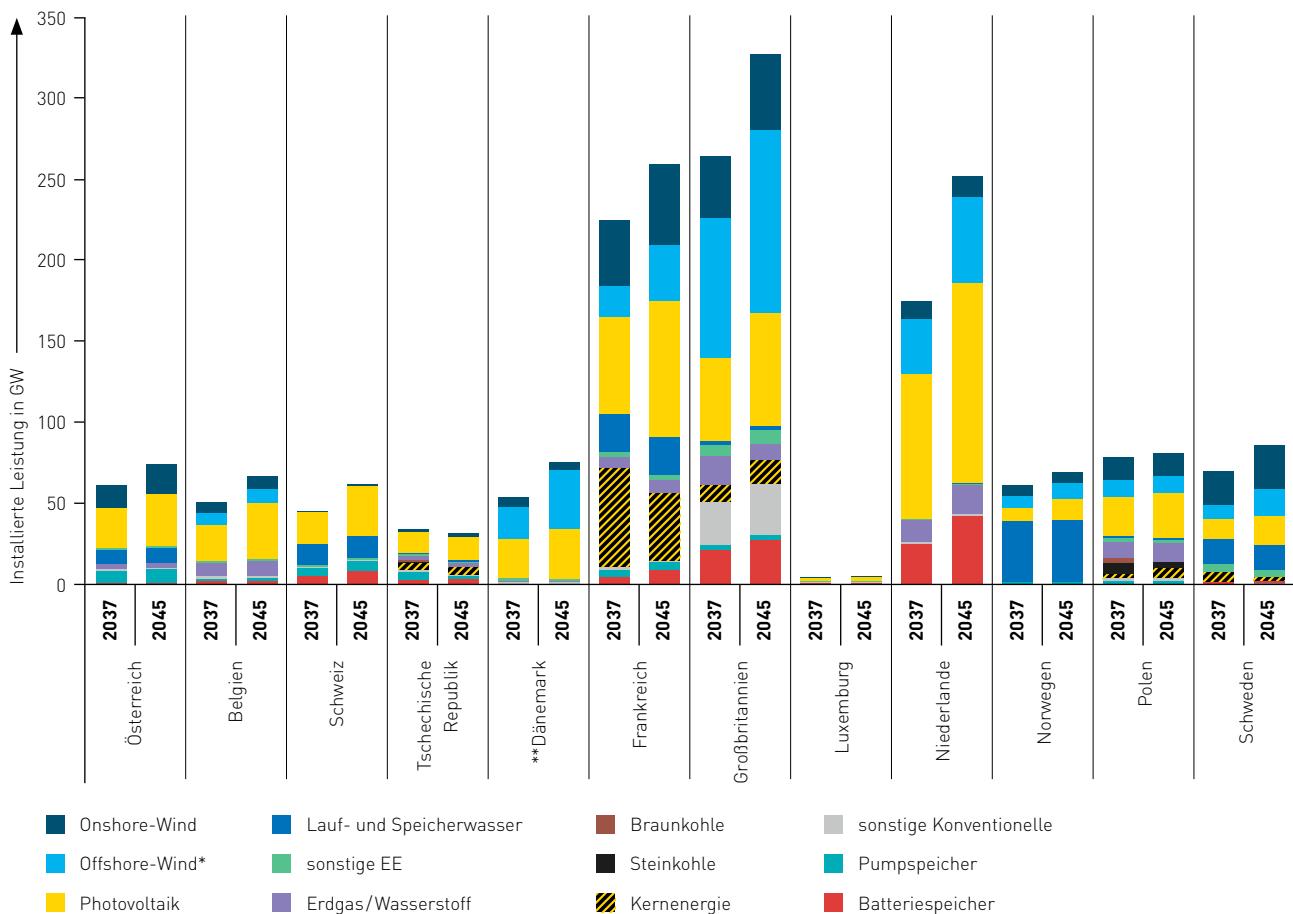
2.6 Nachbildung des Auslands

Deutschland ist aufgrund seiner zentralen Lage in Europa und der Vielzahl an Verbindungen zu benachbarten Marktgebieten eng in den europäischen Strombinnenmarkt eingebunden. Die fortschreitende Integration erneuerbarer Energien in den Nachbarländern sowie der Umbau hin zu einem klimaneutralen Energiesystem in Europa haben daher unmittelbaren Einfluss auf das deutsche Stromsystem. Vor diesem Hintergrund berücksichtigt der Szenariorahmen nicht nur nationale Annahmen zu Erzeugung und Verbrauch, sondern auch die Entwicklung der Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen in anderen europäischen Ländern. Darüber hinaus werden Annahmen zu den zukünftigen Handelskapazitäten im europäischen Verbundnetz getroffen. Nur durch die Berücksichtigung dieser Wechselwirkungen kann ein bedarfs-gerechtes und zukunftsfähiges deutsches Übertragungsnetz geplant werden.

Einbettung der Szenarien in den europäischen Kontext

Für die Abbildung des europäischen Auslandes dient der TYNPD 2024 als zentrale Grundlage. Maßgeblich für die Modellierung der europäischen Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen ist dabei der im Januar 2025 veröffentlichte Endbericht „[TYNPD 2024 Scenarios Report](#)“, der von den europäischen ÜNB (ENTSO-E) gemeinsam mit den FNB Gas (ENTSO-G) erstellt wurde. Der Bericht enthält drei Szenarien, die unterschiedliche Entwicklungspfade für das europäische Energiesystem darstellen. Der genehmigte Szenariorahmen stützt sich dabei ausschließlich auf das Szenario „National Trends+“ (NT+). Dieses basiert auf den nationalen Energie- und Klimaschutzplänen der EU-Mitgliedstaaten und wurde mit Fokus auf die Stützjahre 2030 und 2040 entwickelt. Es spiegelt die erwarteten energiepolitischen Entwicklungen in den europäischen Ländern wider. Zur Herleitung der Stromerzeugungskapazitäten und Verbräuche für das Jahr 2037 erfolgt eine lineare Interpolation zwischen den Jahren 2030 und 2040. Da für das Jahr 2045 kein offizielles NT+ Szenario vorliegt, greifen die Übertragungsnetzbetreiber auf ergänzende Daten zurück, die im Rahmen der NT+ Erstellung bei den Netzbetreibern erhoben wurden. Die folgende Abbildung 12 zeigt die angenommenen installierten Leistungen je Energieträger für das europäische Ausland.

Abbildung 12: Installierte Leistung erneuerbarer und konventioneller Energieträger auf Basis des Szenarios National Trends+ des TYNDP 2024



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

** In C 2037 ist ein dänischer Windpark mit 1 GW zusätzlich zuzuordnen, der über das Projekt OST-2-4+ in Deutschland angeschlossen ist.
Im Wert für 2045 ist dieser Windpark bereits berücksichtigt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Während der TYNDP 2024 die konventionellen Erzeugungskapazitäten aggregiert nach Land und Energieträger darstellt, sind für die Markt- und Netzmodellierung detaillierte, standortscharfe Kraftwerksdaten erforderlich. Daher ergänzen die ÜNB die vorliegenden Daten durch Informationen zum aktuellen Kraftwerksbestand sowie zu geplanten In- und Außerbetriebnahmen. Diese Daten werden in einer gemeinsamen Datenbank gesammelt, regelmäßig aktualisiert und konsistent an die Kennzahlen des TYNDP angepasst.

Handelskapazitäten

Das europäische Verbundsystem bildet die Grundlage für den Energie-Binnenmarkt der Europäischen Union. Durch den länderübergreifenden Austausch von Strom wird die Integration von erneuerbaren Energien gefördert und so eine effiziente und kostengünstige Stromversorgung in der EU sichergestellt. Das Verbundsystem leistet zudem einen elementaren Beitrag zu einer stabilen und sicheren Stromversorgung der europäischen Länder, indem es Stromnachfrage und -verfügbarkeit zusammenbringt und sich die unterschiedlichen Akteure im Falle einer Knappheitssituation aus-helfen und die notwendige Leistung bereitstellen können. Um dies auch in Zukunft sicherzustellen, werden Stromhandel und die zugehörigen Handelskapazitäten zwischen den einzelnen Marktgebieten weiter an Bedeutung gewinnen.

Zur Abbildung der Handelskapazitäten zwischen den Marktgebieten werden in den Berechnungen zum Zieljahr 2045 ausschließlich sogenannte Net Transfer Capacities (NTC) berücksichtigt. In der Strommarktsimulation wird durch NTC die handelbare Strommenge zwischen zwei Marktgebieten stets auf einen konstanten Wert begrenzt. Dieser Ansatz wird in der Genehmigung der BNetzA für den Zeithorizont 2045 aufgrund der hohen Unsicherheiten hinsichtlich des zukünftigen Netzausbauzustands und der Entwicklungen am Strommarkt als geeignet betrachtet.

Die angenommenen NTC basieren auf Daten europäischer Studien. Es werden NTC aus dem [European Resource Adequacy Assessment 2024](#), der jährlich von ENTSO-E veröffentlicht wird, sowie ergänzend die Projektplanungen des TYNDP 2024 zugrunde gelegt. Alle geplanten (hybriden) TYNDP24-Interkonnektor-Projekte ohne Anschluss an das deutsche Marktgebiet werden unabhängig von ihrem Status unter Berücksichtigung des Inbetriebnahmejahres in allen Szenarien vollumfänglich berücksichtigt. Die Offshore-Windenergieleistung eines Landes ergibt sich aus dem TYNDP24-Datensatz NT+ unter Berücksichtigung der zusätzlichen Leistung, die im Zusammenhang mit allen geplanten (hybriden) TYNDP24-Interkonnektor-Projekten steht. Allerdings werden Offshore-Elektrolyse und dafür vorgesehene Offshore-Windenergie grundsätzlich nicht berücksichtigt, wenn diese keine (Inter-)Konnektivität zum Stromsystem haben. Die Offshore-Windenergie-Leistung eines Landes bleibt in Summe in einem NEP-Zeithorizont unverändert. Durch die Berücksichtigung von hybriden Interkonnektoren ändert sich zwischen den Szenarien jedoch die Zuordnung der Offshore-Windenergieleistung zu den (hybriden) Marktgebieten. Dies ermöglicht eine Kosten-Nutzen-Analyse, die allein den Nutzen der Interkonnektivität zum Gegenstand macht. Die Berücksichtigung der geplanten (hybriden) TYNDP24-Interkonnektor-Projekte mit Anschluss an das deutsche Marktgebiet ist in Kapitel 7 in Tabelle 30 erläutert.

Die NTC zu den deutschen Anrainern und der Anrainer untereinander sind nachfolgend für das Jahr 2045 in Tabelle 11 dargestellt. Der Fokus liegt hierbei auf den Anrainerstaaten Deutschlands, sodass die Handelskapazitäten der Anrainer zu weiteren Ländern nicht abgebildet sind. Die Tabelle berücksichtigt auch Handelskapazitäten zwischen zwei Marktgebieten, wenn die Verbindung über ein oder mehrere Offshore-Marktgebiete erfolgt. Weichen die Austauschkapazitäten auf den einzelnen Teilverbindungen über Offshore-Marktgebiete voneinander ab, wird für die Darstellung in der Tabelle die jeweils geringste Austauschkapazität herangezogen.

Das Projektvorhaben Xlinks, das einen Erzeugungspark in Marokko nach Deutschland anbindet, wird im Szenariopfad C berücksichtigt. Wie die BNetzA in ihrer Szenariohahmengenehmigung ausführt, wird das Vorhaben jedoch nicht als Interkonnektor zwischen zwei Marktgebieten, sondern als Erzeugung behandelt. Daher wird hierfür in Tabelle 11 keine Handelskapazität ausgewiesen

Tabelle 11: NTC-Handelskapazitäten der deutschen Anrainer für 2045

in GW	Marktgebiet zu													
	AT	BE	CH	CZ	DE	DKE	DKW	EE	FR	GB	NL	NO	PL	SE
AT	-		1,2	0,9	8,4									
BE		-			3,0		2,0*		3,8	3,8*	6,4*			
CH	1,2		-		5,5				2,2					
CZ	0,9			-	3,0								3,1	
DE	8,5	3,0	7,5	3,0	-	1,8*	5,5*	0,7*	4,8	4,8*	5,0	1,4	3,0	0,6
DKE					2,6*	-	0,6							1,7
DKW		2,0*			5,5*	0,6	-			1,4	0,7	1,4		1,4
EE					2,0*									
FR		5,3	4,5		4,8				-	8,6				
GB		3,8*			4,8*		1,4		8,6	-	4,2*	1,4		
NL		6,4*			5,0		0,7			4,0*	-	0,7		
NO					1,4		1,4			1,4	0,7	-		3,7
PL				3,0	3,0								-	0,6
SE					0,6	1,3	1,4					4,0	0,6	-

* enthält Handelskapazitäten über Offshore-Marktgebiete

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Flow-Based-Verfahren zur Ermittlung von Austauschkapazitäten im Jahr 2037

Für die Ermittlung der Austauschkapazitäten des Zieljahres 2037 wird das Flow-Based-Verfahren (Flow-Based Market Coupling – FBMC) angewendet. Beim FBMC wird die verfügbare Handelskapazität in Abhängigkeit vom Netzzustand sowie vom Handel mit anderen Flow-Based-Regionen optimiert. Zur Bewertung des Netzzustandes werden sogenannte kritische Zweige definiert. Dabei handelt es sich um Netzbetriebsmittel oder Engpässe, die durch den Handel besonders stark beeinflusst werden. Die durch den Handel verursachten Leistungsflüsse dürfen die zur Verfügung stehenden Kapazitätswerte der kritischen Zweige nicht überschreiten.

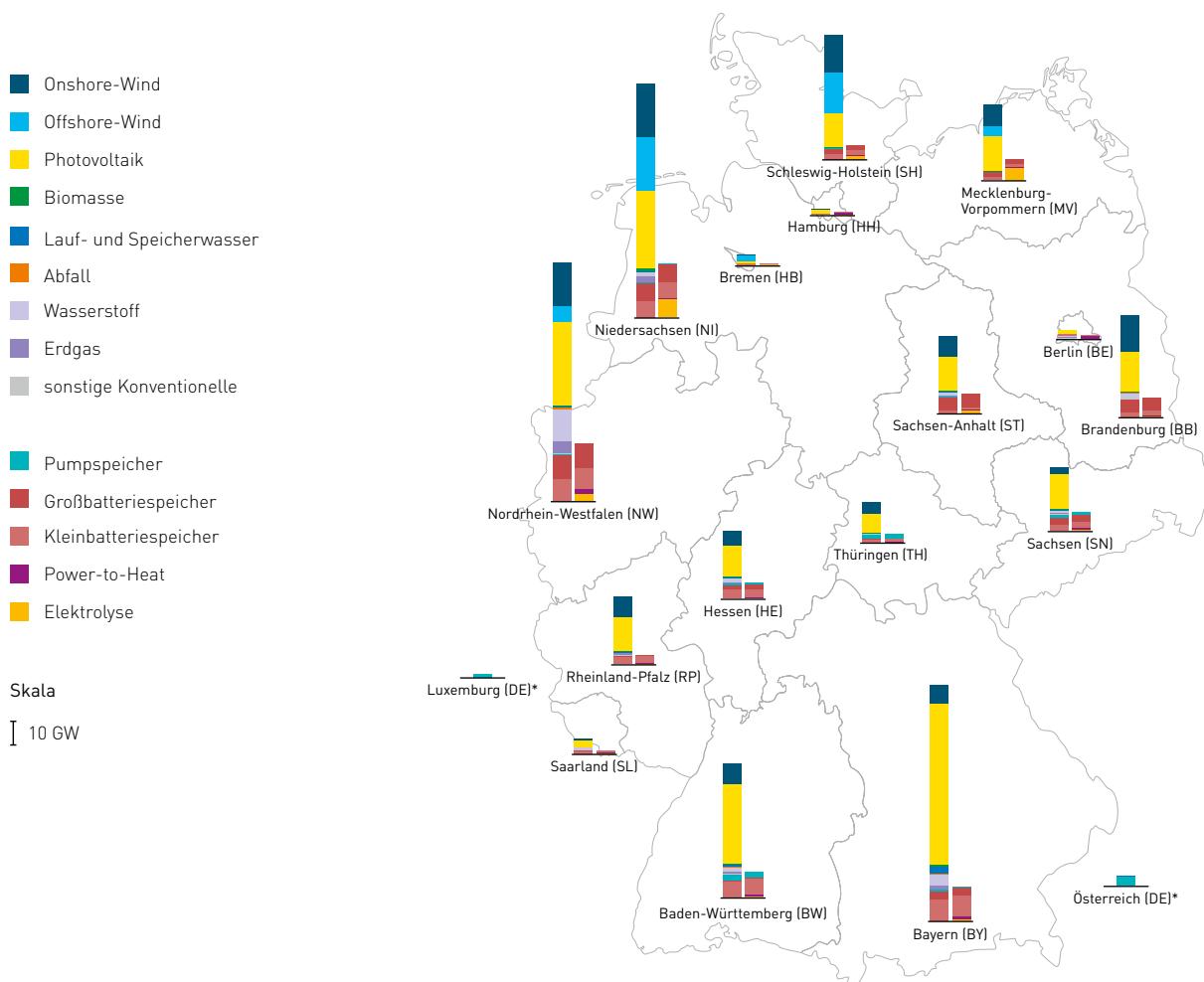
Wie viel beliebige Marktgebiete miteinander handeln, ist im Flow-Based-Verfahren im Gegensatz zum NTC-Verfahren abhängig von allen anderen Handelsflüssen. So sind beispielsweise die Auslastungen kritischer Zweige wie der Interkonnektoren zwischen Deutschland und Österreich sowohl von Handelsflüssen zwischen Deutschland und Österreich als auch zwischen Deutschland und Tschechien stark beeinflusst. Denn auch der Handel zwischen diesen Marktgebieten kann die Interkonnektoren zwischen Deutschland und Österreich belasten.

Zur Bestimmung der kritischen Zweige ist eine detaillierte Kenntnis der Topologie des zukünftigen europäischen Stromnetzes unerlässlich. Im NEP werden, im Gegensatz zur Anwendung im Betrieb, ausschließlich Leitungen zwischen den Marktgebieten (Interkonnektoren) als kritische Leitungen für das FBMC-Verfahren in den Szenarien für das Jahr 2037 berücksichtigt. Für das Betrachtungsjahr 2045 sowie für Verbindungen zwischen Marktgebieten außerhalb der Flow-Based-Region wird das methodisch einfache NTC-Verfahren angewendet, das eine weniger detaillierte Kenntnis des zukünftigen Netzes erfordert.

2.7 Ergebnisse der aufbereiteten Rahmendaten

Die folgenden Abbildungen und Tabellen zeigen die Ergebnisse der aufbereiteten Daten des Szenariorahmens je Bundesland und Szenario. Dargestellt sind die installierten Leistungen von Erzeugungsanlagen, Speichern sowie ausgewählten Verbrauchern. Die Zuordnung der installierten Leistungen erfolgt anhand der geografischen Standorte der Anlagen. Bei einer Zuordnung der Anschlüsse zur elektrischen Netztopologie und den jeweiligen Umspannwerken können sich je nach Bundesland geringfügige Abweichungen in den ausgewiesenen Werten ergeben. Die räumlichen Schwerpunkte der Erzeugungsanlagen liegen bei der Onshore-Windenergie in den nördlichen Bundesländern, bei PV-Freiflächenanlagen in den Flächenländern des Nord- und Südostens sowie bei PV-Aufdachanlagen vor allem in Südwürttemberg und Westdeutschland. Thermische Kraftwerke konzentrieren sich überwiegend auf Nordrhein-Westfalen und teilweise auf Bayern. Auf der Verbrauchsseite befinden sich Elektrolyseure schwerpunktmäßig in windreichen Regionen des Nordens. Für Batteriespeicher lassen sich hingegen keine klaren Standortmuster erkennen. Sie sind über das gesamte Bundesgebiet verteilt.

Abbildung 13: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario A 2037

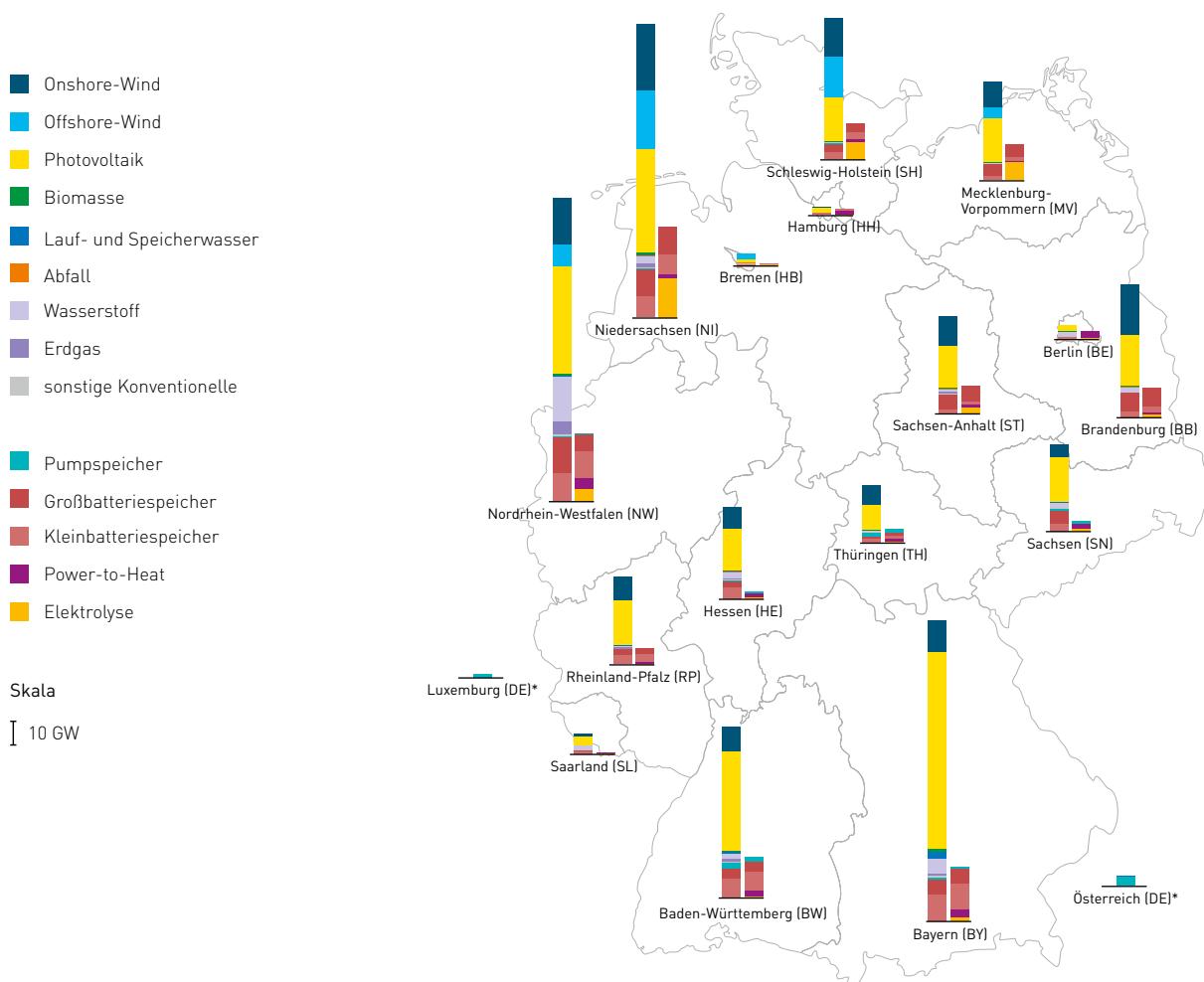


A 2037 in GW	Onshore-Wind	Offshore-Wind	Photovoltaik	Biomasse	Lauf- und Speicherwasser	Abfall	Wasserstoff	Erdgas	sonstige Konventionelle	Pumpspeicher	Großbatteriespeicher	Kleinbatteriespeicher	Power-to-Heat	Elektrolyse	DSM
BW	8,5	0,0	31,6	0,5	0,6	0,1	1,7	0,8	0,4	2,2	0,8	6,0	1,0	0,1	0,9
BY	7,5	0,0	64,1	1,0	2,7	0,2	4,6	1,2	0,4	0,7	3,1	8,4	1,1	0,5	1,3
BE	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,0	0,3	0,8	0,2	0,0	0,0	0,5	1,1	0,0	0,2
BB	14,7	0,0	15,9	0,3	0,0	0,2	2,0	0,3	0,1	0,0	5,3	1,7	0,4	0,2	0,5
HB	0,2	2,4	0,7	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3	0,1	0,1	0,1
HH	0,1	0,0	1,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,4	0,6	0,1	0,1
HE	6,2	0,0	12,4	0,1	0,1	0,2	1,5	0,4	0,1	0,6	1,8	3,5	0,5	0,0	1,3
MV	8,6	4,0	13,7	0,2	0,0	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	2,1	1,1	0,3	4,9	0,2
NI	21,6	21,3	31,2	1,0	0,1	0,1	1,7	2,4	0,2	0,2	7,3	6,4	0,5	7,1	0,9
NW	17,7	6,3	33,2	0,7	0,2	0,5	13,0	4,9	0,4	0,3	9,6	8,6	1,7	2,7	2,1
RP	8,3	0,0	13,8	0,1	0,2	0,1	0,0	1,0	0,1	0,0	0,5	2,8	0,1	0,1	0,4
SL	1,1	0,0	2,7	0,0	0,0	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0	0,1	0,8	0,1	0,1	0,1
SN	3,1	0,0	13,7	0,2	0,1	0,0	1,0	0,5	0,2	1,0	3,1	2,2	0,8	0,3	0,3
ST	8,6	0,0	13,5	0,3	0,0	0,2	0,9	0,6	0,1	0,1	5,2	1,0	0,5	1,0	0,2
SH	15,2	16,0	13,4	0,3	0,0	0,0	0,2	0,1	0,1	0,1	1,9	0,2	1,0	0,4	1,3
TH	5,0	0,0	7,2	0,2	0,0	0,0	0,2	0,2	0,1	1,9	0,2	1,0	0,4	0,0	0,2
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	126,4	50,0	270,0	5,0	4,7	1,9	28,7	13,9	2,5	11,9	41,0	46,7	9,5	18,5	9,1

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.

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

Abbildung 14: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2037

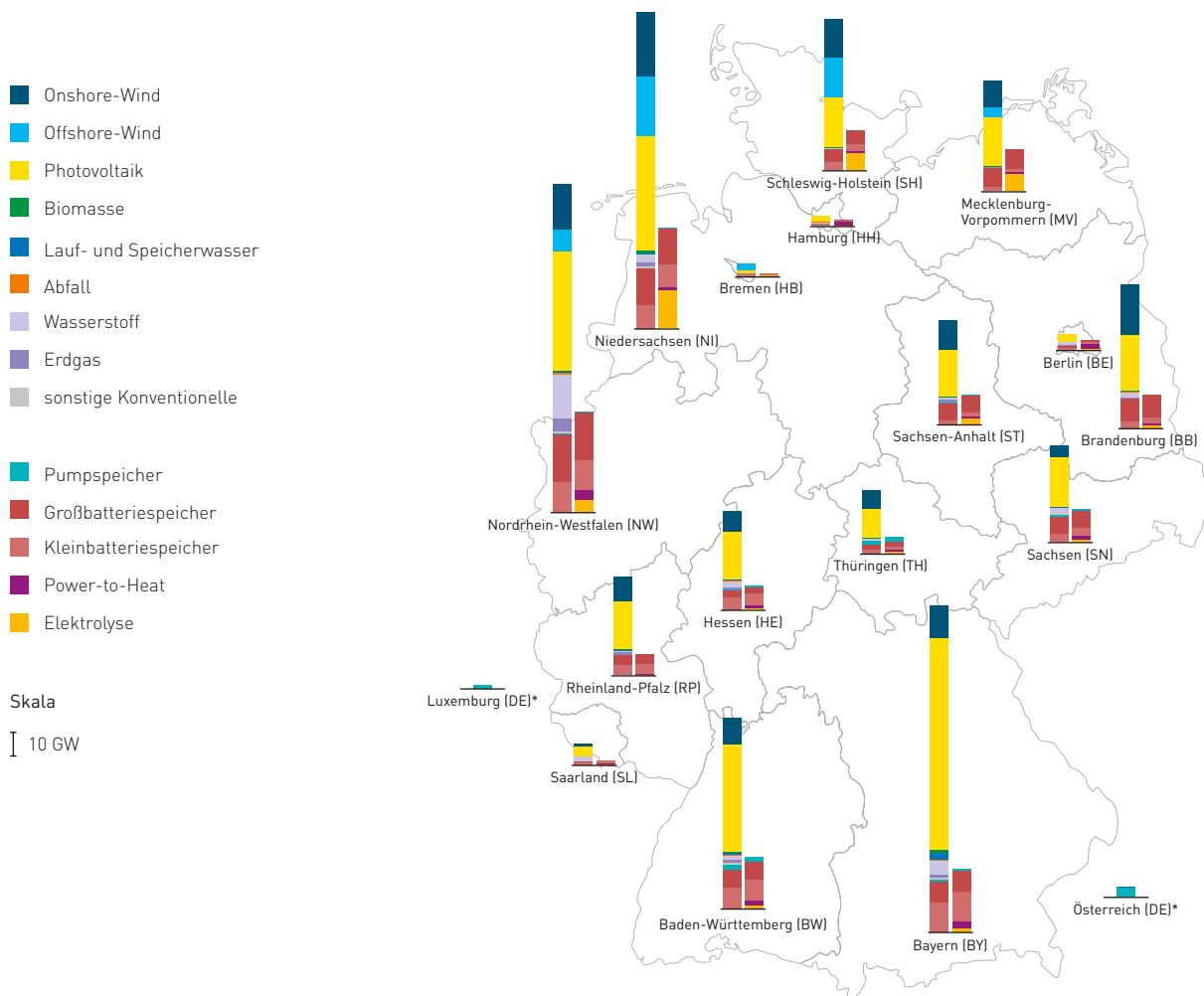


B 2037 in GW	Onshore-Wind	Offshore-Wind	Photovoltaik	Biomasse	Lauf- und Speicherwasser	Abfall	Wasserstoff	Erdgas	sonstige Konventionelle	Pumpspeicher	Großbatteriespeicher	Kleinbatteriespeicher	Power-to-Heat	Elektrolyse	DSM
BW	10,3	0,0	39,5	0,5	0,6	0,1	1,8	1,3	0,7	2,2	3,9	7,4	2,5	0,2	1,5
BY	12,8	0,0	78,5	1,0	2,7	0,2	5,8	1,1	0,7	0,7	5,9	10,5	3,0	1,4	2,0
BE	0,0	0,0	2,6	0,0	0,0	0,0	1,3	0,4	0,2	0,0	0,3	0,7	2,7	0,1	0,3
BB	20,3	0,0	20,3	0,3	0,0	0,2	2,1	0,4	0,1	0,0	7,2	2,2	1,0	1,0	0,7
HB	0,2	2,4	1,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,1	0,1
HH	0,1	0,0	1,7	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,1	0,0	0,1	0,6	1,5	0,2	0,2
HE	8,7	0,0	16,7	0,1	0,1	0,2	2,5	0,8	0,3	0,6	2,1	4,4	1,4	0,6	1,8
MV	10,7	4,0	17,6	0,2	0,0	0,0	0,2	0,3	0,1	0,0	4,8	1,4	0,7	7,0	0,3
NI	26,2	23,6	41,2	1,0	0,1	0,1	2,9	2,0	0,4	0,2	11,0	8,2	1,4	15,6	1,3
NW	18,5	8,7	43,0	0,7	0,2	0,5	17,6	5,4	0,8	0,3	14,4	10,9	4,4	4,4	3,3
RP	9,7	0,0	17,5	0,1	0,2	0,1	0,3	1,2	0,1	0,0	2,2	3,6	0,5	0,1	0,6
SL	1,2	0,0	3,3	0,0	0,0	0,0	2,1	0,1	0,1	0,0	0,1	1,0	0,3	0,2	0,2
SN	4,7	0,0	17,9	0,2	0,1	0,0	2,1	0,2	0,3	1,0	4,9	2,9	2,1	0,7	0,5
ST	11,5	0,0	17,0	0,3	0,0	0,2	0,9	1,1	0,2	0,1	6,0	1,3	1,3	2,0	0,4
SH	15,5	16,0	17,5	0,3	0,0	0,0	0,4	0,0	0,2	0,1	3,6	2,7	1,1	6,8	0,3
TH	7,5	0,0	10,2	0,2	0,0	0,0	0,2	0,3	0,2	1,9	1,0	1,3	1,0	0,4	0,3
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	158,0	54,7	345,4	5,0	4,7	1,9	40,4	15,2	4,5	11,9	67,5	59,5	25,3	40,6	13,6

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.

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

Abbildung 15: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario C 2037



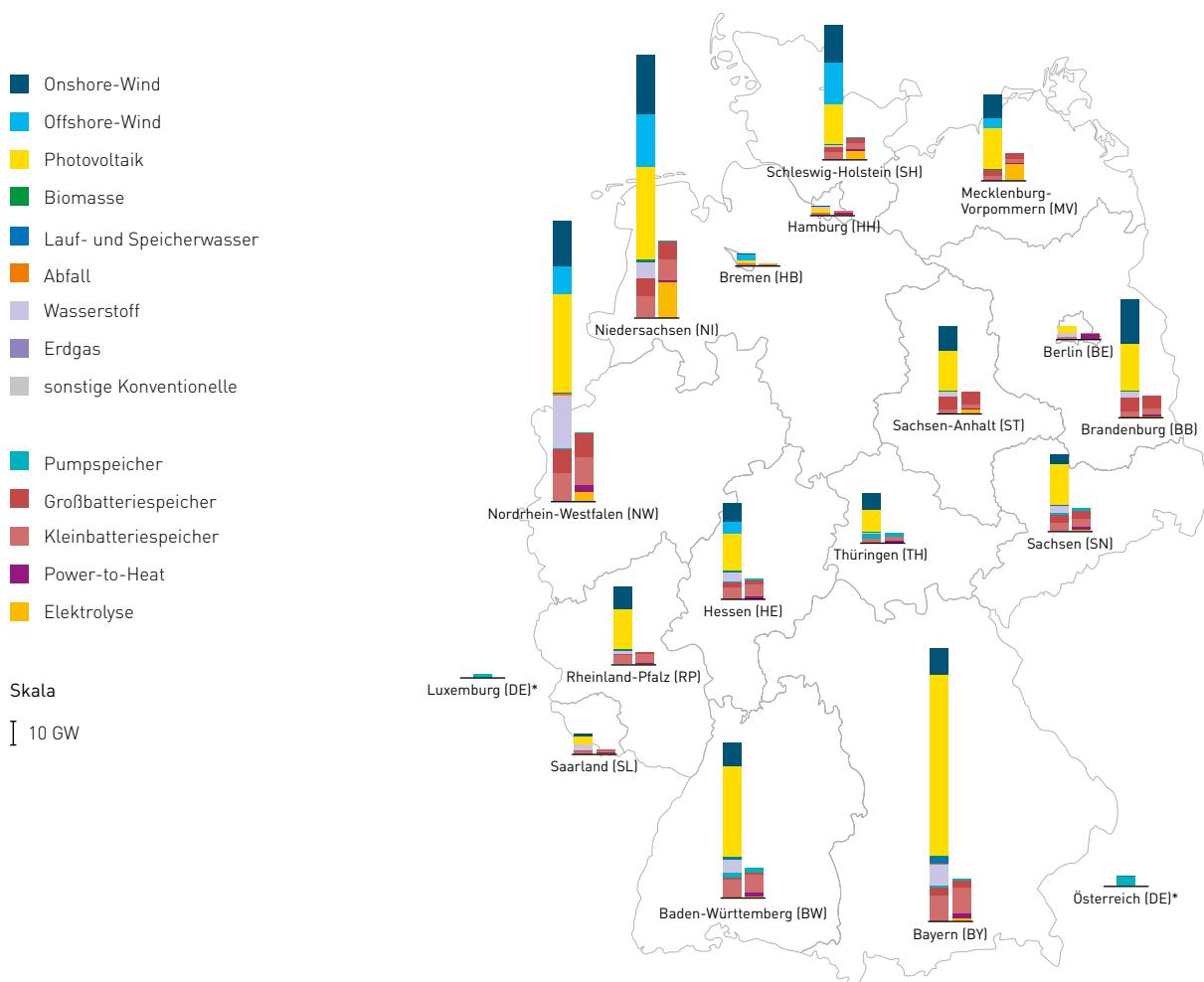
C 2037 in GW	Onshore-Wind	Offshore-Wind	Photovoltaik	Biomasse	Lauf- und Speicherwasser	Abfall	Wasserstoff	Erdgas	sonstige Konventionelle	Pumpspeicher	Großbatteriespeicher	Kleinbatteriespeicher	Power-to-Heat	Elektrolyse***	DSM
BW	10,3	0,0	43,0	0,5	0,6	0,1	1,8	1,3	0,7	2,2	7,1	8,1	2,3	0,9	1,4
BY	12,8	0,0	85,1	1,0	2,7	0,2	5,8	1,1	0,7	0,7	8,7	11,5	2,8	1,5	1,9
BE	0,0	0,0	3,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,4	0,2	0,0	0,6	0,8	2,3	0,1	0,3
BB	20,3	0,0	22,3	0,3	0,0	0,2	2,1	0,4	0,1	0,0	9,1	2,4	0,9	0,8	0,7
HB	0,2	2,4	1,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,1	0,1
HH	0,1	0,0	1,9	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,1	0,0	0,2	0,7	1,3	0,2	0,2
HE	8,7	0,0	18,6	0,1	0,1	0,2	2,5	0,8	0,3	0,6	2,5	4,9	1,2	0,3	2,1
MV	10,7	4,0	19,4	0,2	0,0	0,0	0,2	0,3	0,1	0,0	7,6	1,6	0,6	6,8	0,3
NI	26,2	23,6	45,7	1,0	0,1	0,1	2,9	2,0	0,4	0,2	14,7	9,0	1,2	15,1	1,2
NW	18,5	8,7	47,4	0,7	0,2	0,5	17,6	5,4	0,8	0,3	19,1	12,0	3,8	4,9	3,3
RP	9,7	0,0	19,3	0,1	0,2	0,1	0,3	1,2	0,1	0,0	3,9	3,9	0,4	0,2	0,6
SL	1,2	0,0	3,7	0,0	0,0	0,0	2,1	0,1	0,1	0,0	0,1	1,1	0,3	0,2	0,2
SN	4,7	0,0	19,9	0,2	0,1	0,0	2,1	0,2	0,3	1,0	6,7	3,2	1,8	0,6	0,4
ST	11,5	0,0	18,6	0,3	0,0	0,2	0,9	1,1	0,2	0,1	6,8	1,4	1,2	1,9	0,4
SH	15,5	16,0	19,4	0,3	0,0	0,0	0,4	0,0	0,2	0,1	5,3	3,0	0,9	6,5	0,3
TH	7,5	0,0	11,5	0,2	0,0	0,0	0,2	0,3	0,2	1,9	1,8	1,4	0,9	0,5	0,3
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	158,0	54,7	379,9	5,0	4,7	1,9	40,4	15,2	4,5	11,9	94,0	65,3	22,1	40,6	13,8

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.

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

*** Vorläufige Verortung

Abbildung 16: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario A 2045

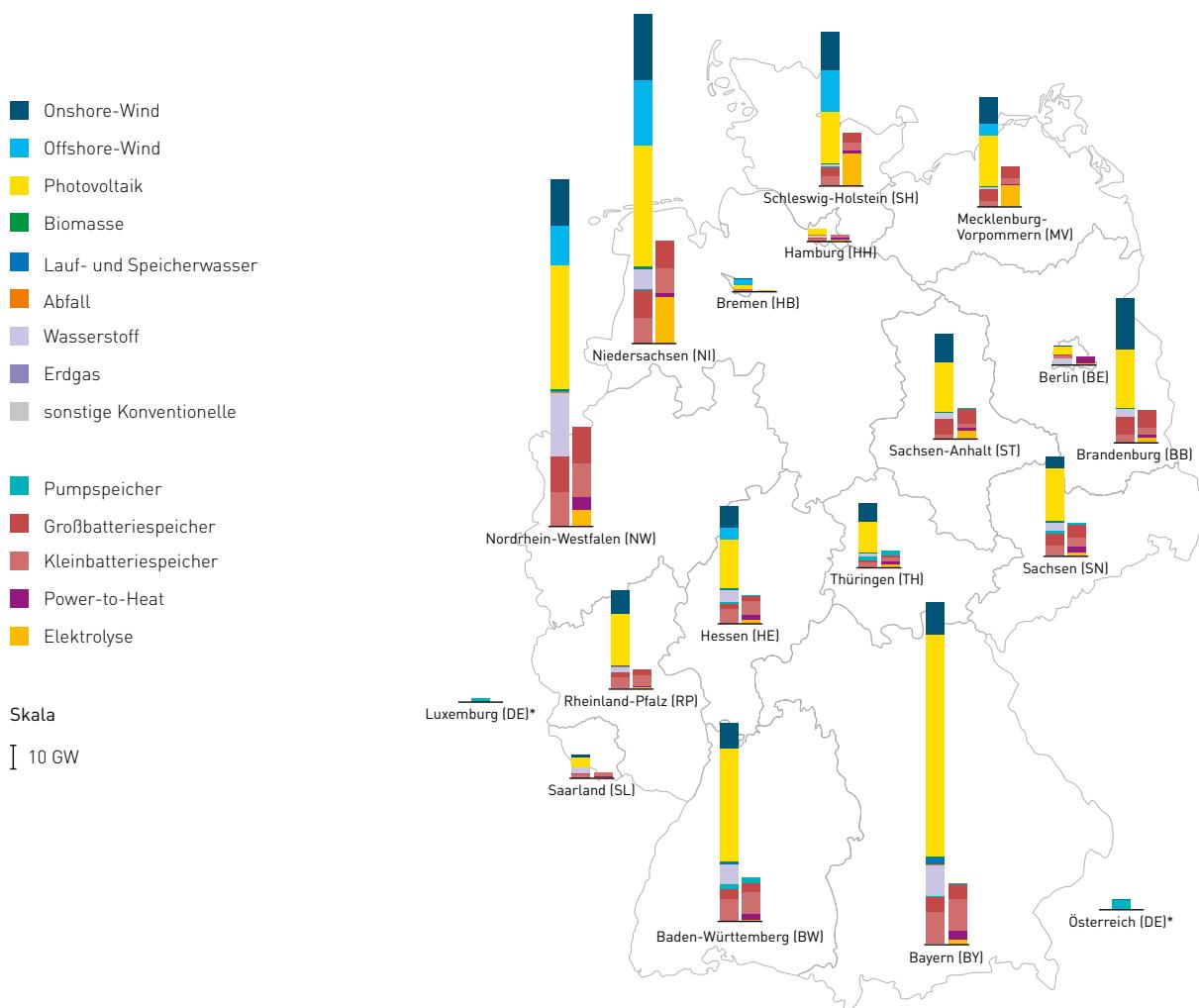


A 2045 in GW	Onshore-Wind	Offshore-Wind	Photovoltaik	Biomasse	Lauf- und Speicherwasser	Abfall	Wasserstoff	Erdgas	sonstige Konventionelle	Pumpspeicher	Großbatteriespeicher	Kleinbatteriespeicher	Power-to-Heat	Elektrolyse	DSM
BW	9,5	0,0	36,1	0,3	0,6	0,1	5,2	0,0	0,04	2,2	0,8	7,0	1,6	0,1	1,5
BY	10,3	0,0	72,5	0,6	2,7	0,2	8,5	0,0	0,04	0,7	3,1	10,1	2,0	1,0	2,0
BE	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	0,0	2,0	0,0	0,01	0,0	0,0	0,8	1,7	0,0	0,3
BB	17,8	0,0	18,5	0,2	0,0	0,2	2,6	0,0	0,01	0,0	5,3	2,3	0,7	0,4	0,8
HB	0,2	2,4	0,9	0,0	0,0	0,1	0,3	0,0	0,00	0,0	0,0	0,4	0,2	0,1	0,1
HH	0,1	0,0	1,5	0,0	0,0	0,1	0,9	0,0	0,01	0,0	0,0	0,7	0,6	0,2	0,2
HE	7,5	4,5	15,0	0,1	0,1	0,2	3,7	0,0	0,01	0,6	1,8	4,5	1,0	0,0	2,0
MV	9,7	4,0	16,1	0,1	0,0	0,0	0,4	0,0	0,01	0,0	2,1	1,6	0,5	6,3	0,3
NI	24,0	20,9	37,1	0,6	0,1	0,1	6,2	0,0	0,02	0,2	7,3	8,3	0,9	13,8	1,4
NW	18,1	11,0	39,0	0,4	0,2	0,5	21,5	0,0	0,05	0,3	9,6	10,9	3,2	3,2	3,3
RP	9,0	0,0	16,0	0,1	0,2	0,1	1,1	0,0	0,01	0,0	0,5	3,5	0,3	0,1	0,6
SL	1,2	0,0	3,1	0,0	0,0	0,0	2,4	0,0	0,00	0,0	0,1	1,1	0,2	0,2	0,1
SN	4,0	0,0	16,3	0,1	0,1	0,0	2,6	0,0	0,02	1,0	3,1	3,1	1,4	0,4	0,5
ST	10,2	0,0	15,6	0,2	0,0	0,2	1,9	0,0	0,01	0,1	5,2	1,3	0,7	1,3	0,3
SH	15,4	16,4	15,9	0,2	0,0	0,0	0,7	0,0	0,01	0,1	1,9	2,8	0,7	3,1	0,3
TH	6,3	0,0	9,0	0,1	0,0	0,0	0,6	0,0	0,01	1,9	0,2	1,4	0,7	0,0	0,3
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	143,3	59,2	315,0	3,0	4,0	1,9	60,6	0,0	0,26	11,9	41,0	59,7	16,4	30,2	13,9

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.

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

Abbildung 17: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2045

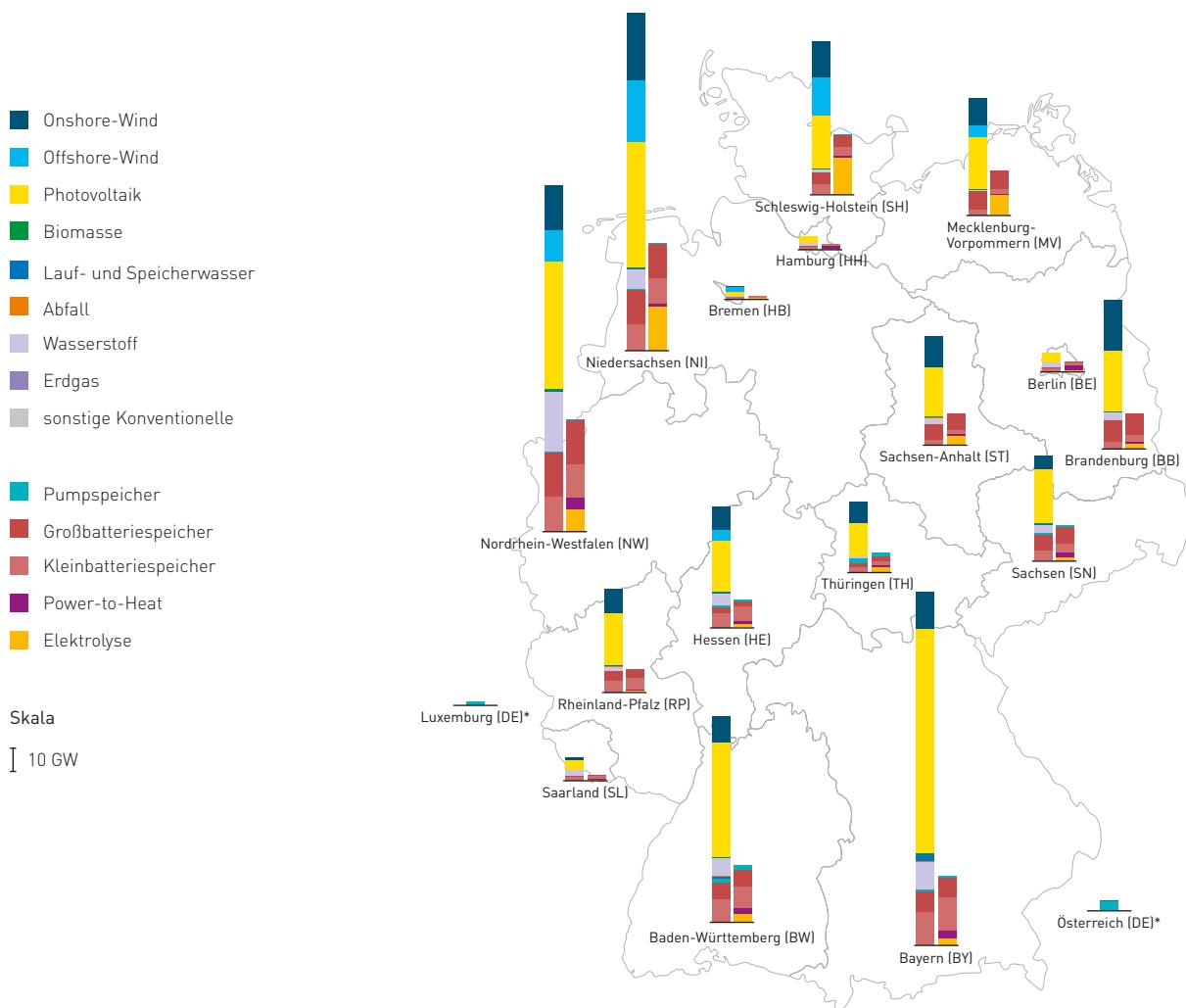


B 2045 in GW	Onshore-Wind	Offshore-Wind	Photovoltaik	Biomasse	Lauf- und Speicherwasser	Abfall	Wasserstoff	Erdgas	sonstige Konventionelle	Pumpspeicher	Großbatteriespeicher	Kleinbatteriespeicher	Power-to-Heat	Elektrolyse	DSM
BW	10,4	0,0	44,9	0,3	0,6	0,1	7,9	0,0	0,04	2,2	3,9	8,6	2,4	0,2	2,0
BY	13,1	0,0	88,7	0,6	2,7	0,2	12,2	0,0	0,04	0,7	5,9	12,6	3,3	1,9	2,6
BE	0,0	0,0	3,3	0,0	0,0	0,0	2,6	0,0	0,01	0,0	0,3	1,0	2,7	0,1	0,4
BB	20,5	0,0	23,5	0,2	0,0	0,2	3,3	0,0	0,01	0,0	7,2	2,8	0,9	1,9	1,0
HB	0,2	2,4	1,2	0,0	0,0	0,1	0,5	0,0	0,00	0,0	0,0	0,5	0,4	0,1	0,1
HH	0,1	0,0	2,2	0,0	0,0	0,1	1,4	0,0	0,01	0,0	0,1	0,9	1,0	0,2	0,3
HE	8,8	4,5	19,8	0,1	0,1	0,2	5,2	0,0	0,01	0,6	2,1	5,5	1,7	1,4	2,5
MV	10,8	4,7	20,5	0,1	0,0	0,0	0,8	0,0	0,01	0,0	4,8	2,0	0,7	8,2	0,4
NI	26,5	26,5	48,4	0,6	0,1	0,1	8,3	0,0	0,02	0,2	11,0	10,2	1,4	18,4	1,8
NW	18,6	15,6	49,9	0,4	0,2	0,5	25,7	0,0	0,05	0,3	14,4	13,2	5,5	6,3	4,3
RP	9,8	0,0	20,2	0,1	0,2	0,1	2,2	0,0	0,01	0,0	2,2	4,4	0,6	0,2	0,8
SL	1,2	0,0	3,9	0,0	0,0	0,0	2,7	0,0	0,00	0,0	0,1	1,3	0,3	0,2	0,2
SN	4,8	0,0	21,1	0,1	0,1	0,0	3,6	0,0	0,02	1,0	4,9	3,9	2,0	1,3	0,6
ST	11,7	0,0	19,5	0,2	0,0	0,2	2,7	0,0	0,01	0,1	6,0	1,6	1,1	3,1	0,5
SH	15,6	16,4	20,6	0,2	0,0	0,0	1,4	0,0	0,01	0,1	3,6	3,5	1,0	12,7	0,4
TH	7,7	0,0	12,4	0,1	0,0	0,0	1,1	0,0	0,01	1,9	1,0	1,7	1,0	1,0	0,4
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,00	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	159,8	70,2	400,0	3,0	4,7	1,9	81,4	0,0	0,26	11,9	67,5	73,7	26,2	57,1	18,3

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.

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

Abbildung 18: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario C 2045



C 2045 in GW	Onshore-Wind	Offshore-Wind	Photovoltaik	Biomasse	Lauf- und Speicherwasser	Abfall	Wasserstoff	Erdgas	sonstige Konventionelle	Pumpspeicher	Großbatteriespeicher	Kleinbatteriespeicher	Power-to-Heat	Elektrolyse***	DSM
BW	11,3	0,0	49,0	0,3	0,6	0,1	7,9	0,0	0,04	2,2	7,1	9,4	2,4	3,2	1,9
BY	16,0	0,0	96,4	0,6	2,7	0,2	12,2	0,0	0,04	0,7	8,7	13,9	3,3	2,7	2,6
BE	0,0	0,0	3,7	0,0	0,0	0,0	2,5	0,0	0,01	0,0	0,6	1,0	2,2	0,2	0,4
BB	22,2	0,0	25,8	0,2	0,0	0,2	3,3	0,0	0,01	0,0	9,1	3,1	0,8	1,9	1,0
HB	0,2	2,4	1,4	0,0	0,0	0,1	0,5	0,0	0,00	0,0	0,0	0,6	0,3	0,3	0,1
HH	0,1	0,0	2,5	0,0	0,0	0,1	1,3	0,0	0,01	0,0	0,2	1,0	0,9	0,2	0,3
HE	10,2	4,5	22,0	0,1	0,1	0,2	5,1	0,0	0,01	0,6	2,5	6,0	1,5	1,2	2,9
MV	12,0	4,7	22,6	0,1	0,0	0,0	0,8	0,0	0,01	0,0	7,6	2,2	0,5	8,2	0,4
NI	29,0	26,5	53,6	0,6	0,1	0,1	8,3	0,0	0,02	0,2	14,7	11,1	1,2	18,6	1,7
NW	19,1	13,3	55,0	0,4	0,2	0,5	25,7	0,0	0,05	0,3	19,1	14,4	4,7	9,3	4,5
RP	10,6	0,0	22,2	0,1	0,2	0,1	2,2	0,0	0,01	0,0	3,9	4,8	0,5	0,5	0,9
SL	1,3	0,0	4,2	0,0	0,0	0,0	2,7	0,0	0,00	0,0	0,1	1,5	0,3	0,2	0,2
SN	5,7	0,0	23,3	0,1	0,1	0,0	3,6	0,0	0,02	1,0	6,7	4,2	1,7	1,3	0,6
ST	13,4	0,0	21,3	0,2	0,0	0,2	2,7	0,0	0,01	0,1	6,8	1,8	0,9	3,6	0,5
SH	15,7	16,4	22,7	0,2	0,0	0,0	1,4	0,0	0,01	0,1	5,3	3,9	0,8	15,4	0,5
TH	9,1	0,0	13,9	0,1	0,0	0,0	1,1	0,0	0,01	1,9	1,8	1,8	1,0	1,8	0,4
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,00	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	175,8	67,8	440,0	3,0	4,7	1,9	81,4	0,0	0,26	11,9	94,0	80,9	23,3	68,6	18,9

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.

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

*** Vorläufige Verortung

2.8 Trendszenario 2032

Der vorliegende NEP betrachtet neben den Planungszeithorizonten 2037 und 2045 zusätzlich ein Trendszenario für das Jahr 2032. Dieses Szenario soll eine Fortführung von sich aktuell abzeichnenden Entwicklungen bis 2032 abbilden und dient unter anderem der Ermittlung des Bedarfs an Blindleistungskompensationsanlagen. Zudem bildet es eine Grundlage für den Systemstabilitätsbericht 2027. Die Ergebnisse für das Trendszenario werden im Rahmen des zweiten Entwurfs veröffentlicht. Hier wird im Folgenden zunächst die Ausrichtung des Szenarios dargestellt.

Das Trendszenario 2032 unterstellt eine verzögerte Elektrifizierung der Endenergiesektoren. Dies betrifft insbesondere den Hochlauf der Elektromobilität sowie die Verbreitung von Wärmepumpen. Zur Abbildung der Entwicklung des Industriestromverbrauchs werden Projekte aus der Großverbraucherabfrage mit einer geplanten Inbetriebnahme bis 2032 und einem fortgeschrittenen Projektstatus integriert. Dies führt insbesondere durch den Neubau von Rechenzentren zu einem deutlichen Anstieg des Stromverbrauchs. Insgesamt wird von einem Bruttostromverbrauch von rund 750 TWh ausgegangen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien schreitet insbesondere im Bereich von Photovoltaikanlagen stärker voran (260 GW), während Windkraftanlagen an Land langsamer ausgebaut werden (115 GW). Damit kann etwa 90 % der Stromnachfrage durch erneuerbare Energien gedeckt werden.

Weiterführende Dokumente und Links

- Bundenetzagentur (2025). Genehmigung des Szeniorahmens 2025-2037/2045.
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/DL_Szeniorahmen/Genehm_SR_2025Strom.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Gemeinsame Marktabfrage der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber zur Erfassung von Wasserstofferzeugung (inkl. Power-to-Gas-Anlagen), -einspeisung, -speicherung und -verwendung sowie Großverbrauchern Strom: <https://infrastrukturbedarf-abfrage-nep.de/> (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) (2025). Regionalisierung Gebäudewärme. Projektion und Regionalisierung von Technologien zur Bereitstellung von Gebäudewärme in Deutschland.
https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2025-11/Endbericht_RegionalisierungGebaeude-waerme_FfE.pdf (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Bundesverband der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft (2025). Standardlastprofile.
https://www.bdew.de/media/documents/Kopie_von_Repr%C3%A4sentative_Profile_BDEW_H25_G25_L25_P25_S25_Ver%C3%B6ffentlichung.xlsx (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI (2021). Langfristszenarien.
<https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/> (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) (2022). Stromverbrauchsmodellierung des Industriesektors im Kontext der Dekarbonisierung. Kurzstudie.
https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-03/Studie_Stromverbrauchsmod_Dekarb_FfE.pdf (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (2024). Kurzstudie: Ladeprofile von elektrischen Fahrzeugen. Modellierung für den Szeniorahmen des Netzentwicklungsplans 2025.
https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-11/Endbericht_Ladeprofile_ekfz_NEP_20241120.pdf (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) (2022). Wärmenetze – Entwicklung der Wärmenetze und deren Wärmeerzeuger in Deutschland. <https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-01/Waermenetze.pdf> (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)

- Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) (2021). Regionale Lastmanagementpotenziale. Quantifizierung bestehender und zukünftiger Lastmanagementpotenziale in Deutschland.
https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-01/Regionale_Lastmanagementpotenziale_DE_0.pdf
(Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) (2025). Regionalisierung des Ausbaus Erneuerbarer Energien und Kleinbatteriespeicher für den Netzentwicklungsplan 2025. Abschlussbericht.
<https://www.netzentwicklungsplan.de/StudieRegionalisierungEE> (Zuletzt abgerufen am: 10.12.2025)
- International Energy Agency (IEA) (2024). World Energy Outlook 2024.
<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024> (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- ENTSO-E (2025). TYNDP 2024 Scenarios Report.
<https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/> (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- ENTSO-E (2024). Resource Adequacy Assessment 2024.
<https://www.entsoe.eu/eraa/2024/> (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)