

Regionalszenario 2023

Planungsregion Ost



PLANUNGSREGION
OST



Impressum

Avacon Netz GmbH
Schillerstraße 3
38350 Helmstedt

inetz GmbH
Straße der Nationen 140
09113 Chemnitz

Energieversorgung Halle Netz GmbH
Zum Heizkraftwerk 12
06112 Halle (Saale)

Netze Magdeburg GmbH
Franckestraße 8
39104 Magdeburg

SachsenNetze GmbH
Rosenstraße 32
01067 Dresden

Stromnetz Berlin GmbH
Eichenstraße 3a
12435 Berlin

SWE Netz GmbH
Magdeburger Allee 34
99086 Erfurt

TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
Schwerborner Straße 30
99087 Erfurt

E.DIS Netz GmbH
Langewahler Straße 60
15517 Fürstenwalde/Spree

Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH
Industriestraße 10
06184 Kabelsketal

Netz Leipzig GmbH
Arno-Nitzsche-Straße 35
04277 Leipzig

Netzgesellschaft Potsdam GmbH
Großbeerenstraße 231, Haus 2
14480 Potsdam

SachsenNetze HS.HD GmbH
Rosenstraße 32
01067 Dresden

Stromnetz Hamburg GmbH
Bramfelder Chaussee 130
22177 Hamburg

Stadtwerke Rostock Netzgesellschaft mbH
Schmarler Damm 5
18069 Rostock

WEMAG Netz GmbH
Obotritenring 40
19053 Schwerin

Regionalszenario 2023

Inhalt

1	Einleitung	6
2	Rahmenbedingungen	7
2.1	Gesetzliche Anforderungen	7
2.2	Verzahnung von Netzentwicklungsplan und Netzausbauplan	7
3	Planungsregion Ost	9
3.1	VNB der Planungsregion	9
3.2	Netzgebiet und allgemeine Spezifika	10
3.3	Netz-Kennzahlen der Planungsregion	11
3.4	ÜNB der Planungsregion	11
3.5	Gemeinschaftliche Zielsetzung	12
4	Elemente des Regionalszenarios	13
4.1	Betrachtungshorizont und Stützjahre	13
4.2	Regionalisierung von Erzeugung und Verbrauch	13
4.3	Entwicklung der Erzeugung	14
4.3.1	Thermische Kraftwerke	14
4.3.2	Entwicklung Aufdach-PV-Anlagen	14
4.3.3	Entwicklung Freiflächen-PV-Anlagen	18
4.3.4	Entwicklung Windenergieanlagen	22
4.3.5	Entwicklung Biomasseanlagen	26
4.3.6	Entwicklung Wasserkraftanlagen	27
4.3.7	Entwicklung sonstige regenerative Erzeugung	29
4.4	Entwicklung der Last	29
4.4.1	Allgemeine Verbrauchsentwicklung	29
4.4.2	Elektromobilität	31
4.4.3	Dezentrale Wärmepumpen und Nahwärmeversorgung	36
4.4.4	Fern- und Prozesswärme	40
4.4.5	Industrie und Großverbraucher	47
4.4.6	Wasserstoffelektrolyse	47

4.5	Speicher und Flexibilitäten.....	51
5	Zusammenfassung.....	56
5.1	Vergleich mit dem Netzentwicklungsplan.....	56
5.2	Übersicht der Prognosen	57
6	Abbildungsverzeichnis	59
7	Tabellenverzeichnis	60
8	Literatur.....	61

Abkürzungsverzeichnis

ARGE FNB Ost	Arbeitsgemeinschaft der ostdeutschen Flächennetzbetreiber
BEV	Battery electric vehicle (batterieelektrisches Fahrzeug)
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BHKW	Blockheizkraftwerk
DSM	Demand Side Management
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FCEV-H2	Hydrogen fuel cell electric vehicle (Brennstoffzellen betriebenes Fahrzeug)
EU	Europäische Union
GHD	Gewerbe/Handel/Dienstleistung
GWP	Großwärmepumpe
HEV	Hybrid electric vehicle (Fahrzeug mit Hybridantrieb)
ICE	Internal combustion engine (Verbrennungsmotor)
KBA	Kraftfahrtbundesamt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LKW	Lastkraftwagen
LNF	leichte Nutzfahrzeuge
NAP	Netzausbauplan (der Verteilnetzbetreiber)
NEP	Netzentwicklungsplan (der Übertragungsnetzbetreiber)
NUTS	Nomenclature des unités territoriales statistiques (statistische Hierarchieebene der Europäischen Union)
PHEV	Plug-in hybrid electric vehicle (Fahrzeug mit Hybridantrieb und Anschlussmöglichkeit an eine Ladeeinrichtung)
PKW	Personenkraftwagen
PPA	Power Purchase Agreement
PR Ost	Planungsregion Ost
PtH	Power-to-Heat (direkte Wärmeerzeugung aus Strom)
PV	Photovoltaik
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage
WindBG	Windenergiebedarfsgesetz
WP	Wärmepumpe

1 Einleitung

Der Gesetzgeber hat mit der Neufassung des EnWG vom 19.07.2022, insbesondere mit der Einführung von §14d die Anforderungen an die Netzausbaupläne der Verteilnetzbetreiber (VNB) mit mehr als 100.000 Kunden deutlich erweitert und detailliert. Das Verfahren zur Erstellung der Netzausbaupläne sieht zwei Schritte vor:

1. das Regionalszenario für eine Vorschau von 5 und 10 Jahren und für 2045,
2. der eigentliche Netzausplan mit den voraussichtlich notwendigen Ausbaumaßnahmen für die jeweiligen Betrachtungszeitpunkte.

Während das Regionalszenario von den beteiligten VNB der Planungsregion Ost gemeinsam erstellt wurde, wird der Netzausbauplan auf Basis des Regionalszenarios von jedem der beteiligten VNB selbst erarbeitet. Für die Planungsregion Ost wird es daher ein gemeinsames Regionalszenario aber mehrere Netzausbaupläne geben.

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) erstellen mit dem Netzentwicklungsplan und dem dazugehörigen Szenariorahmen ein vergleichbares Dokument. Ziel der beteiligten VNB der Planungsregion Ost war es nicht, die Zahlen des Szenariorahmens lediglich auf die Verteilnetzebene zu adaptieren. Vielmehr basiert das vorliegende Regionalszenario auf einer eigenen Prognose der beteiligten VNB, gestützt auf der detaillierten Kenntnis der Gegebenheiten im eigenen Netzgebiet und der großen Kundennähe. Für die Prognosen der Entwicklung von Windenergie, Photovoltaik, Wärmepumpen, Elektromobilität und Elektrolyse haben sich die beteiligten VNB Unterstützung durch die Fachexpertise des Fraunhofer IEE Kassel geholt. Hauptaugenmerk des Regionalszenarios ist es, die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung eines CO₂-neutralen Wirtschaftens bis 2045 für die Planungsregion Ost zu ermöglichen. Die Methodik berücksichtigt dabei auch die spezifischen Rahmenbedingungen der Planungsregion Ost, die dazu führen, dass die Planungsregion Ost voraussichtlich einen größeren Beitrag zur Erfüllung der klimapolitischen Ziele leisten wird, als es bezogen auf Flächen- oder Bevölkerungsanteil notwendig wäre.

Die dem Regionalszenario zugrunde liegenden Prognosen basieren auf dem derzeitigen Stand der Technologieentwicklung und auf wahrscheinlichen bzw. politisch vorgegebenen Technologiepfaden. Eine Präzisierung ist während der Fortschreibung der Netzausbaupläne und der zugehörigen Regionalszenarien zu erwarten.

2 Rahmenbedingungen

2.1 Gesetzliche Anforderungen

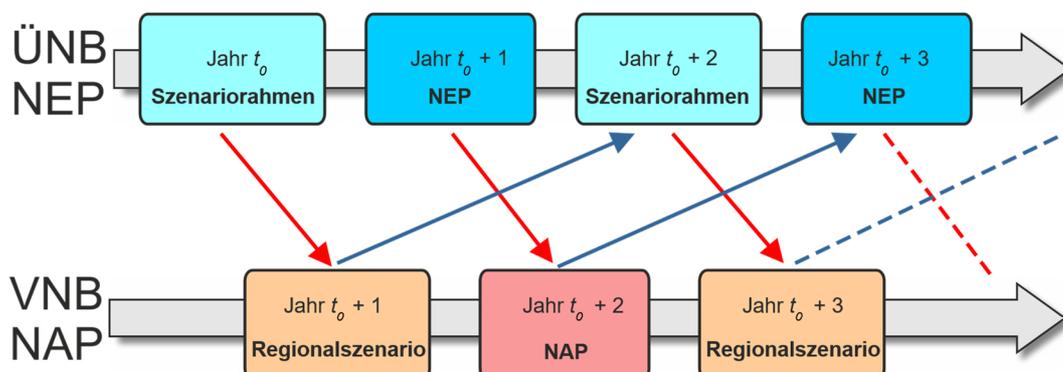
Wie schon einleitend ausgeführt, hat der Gesetzgeber vor dem Hintergrund der anstehenden Umwälzungen in der Energiebranche das EnWG im Jahr 2022 in Teilen überarbeitet und neu gefasst. Dabei sind vor allem die Anforderungen an die Netzausbaupläne der VNB mit mehr als 100.000 Kunden deutlich ausgeweitet worden. Wesentliche Punkte der Neufassung sind:

- Pflicht zur Erstellung eines Netzausbauplanes, erstmalig zum 30.04.2024, danach alle zwei Jahre;
- Bildung von Planungsregionen;
- VNB innerhalb einer Planungsregion müssen sich untereinander abstimmen und ein gemeinsames Regionalszenario unter Einbeziehung der/des ÜNB erstellen;
- das Regionalszenario muss spätestens 10 Monate vor dem Netzausbauplan veröffentlicht werden (erstmalig zum 30.06.2023);
- das Regionalszenario schaut jeweils 5 und 10 Jahre voraus und auf das Jahr 2045;
- im Regionalszenario müssen Angaben zu bestehenden und den erwarteten Entwicklungen für Erzeugung und Lasten enthalten sein;
- und Entwicklungen in anderen Sektoren müssen berücksichtigt werden (v.a. Wärme- und Verkehrssektor).

2.2 Verzahnung von Netzentwicklungsplan und Netzausbauplan

Auch wenn das Regionalszenario der Planungsregion Ost auf eigenständigen Prognosen beruht, sind die Prognosen aus dem Szenariorahmen des Netzentwicklungsplanes der ÜNB eine wichtige Eingangs- und Vergleichsgröße für das Regionalszenario. Die Prognose für das Regionalszenario ist hingegen durch eine weitgehende Bottom-Up-Sichtweise deutlich detaillierter regionalisiert. Die VNB haben eine hohe Anzahl an direkt angeschlossenen Netzkunden und sind eng in das regionale Investitionsgeschehen eingebunden. Daher ist das Regionalszenario wiederum eine Eingangs- und Korrekturgröße für den nächsten Szenariorahmen des Netzentwicklungsplanes.

Um eine enge Verzahnung zwischen den beiden Szenarien und Plänen sicherzustellen, wurde ein zeitlicher Versatz im zweijährigen Zyklus eingeplant. Das ist überblicksmäßig im nachstehenden Schema dargestellt.



Legende:

Jahr: t_0 = 2022

Jahr der Veröffentlichung / Genehmigung
Startjahr 2022 wg. ÜNB-Szenariorahmen

Zeitstrahl / Prozess ÜNB VNB 

Gegenseitige Abstimmungen 



PLANUNGSREGION
OST
Zeichnung Nr. 2023-001

Abbildung 1: Verzahnung von Netzausbau- und Netzentwicklungsplan

2.3 Netzausbauplanung und Netzausbau

Netzbetreiber sind nach §11 Abs. 1 EnWG verpflichtet, Energieversorgungsnetze bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen. Dem folgend sind die bisherigen Prozesse darauf ausgerichtet, Netzausbaumaßnahmen auf Basis eines tatsächlichen Bedarfs zu planen und zu realisieren.

Das vorliegende Regionalszenario stellt eine Annahme zur Entwicklung der für Stromnetze relevanten Technologien dar, um die Klimaschutzziele der Bundesregierung zu erfüllen. Die Verteilnetzbetreiber stellen im darauf aufbauenden Netzausbauplan dar, in welchem Umfang Netzausbau notwendig wäre, wenn die im Regionalszenario dargestellte Entwicklung eintreten sollte.

Es liegt anschließend in der Entscheidung des jeweiligen VNB, ob die ermittelten Netzausbaumaßnahmen in reale Projekte überführt oder zumindest Genehmigungsverfahren eingeleitet werden, um später schneller auf tatsächlichen Bedarf reagieren zu können oder ob abgewartet wird, bis sich die Prognosen verfestigen, um das Risiko zu minimieren, millionenschwere Investitionen zu tätigen, die am Ende nicht benötigt werden.

Oft liegen in den Häusern mehrere Studien, Szenarien oder Prognosen mit unterschiedlichem thematischen Fokus, anderer Methodik und daraus folgend divergierenden Ergebnissen vor, die vor einer Investitionsentscheidung sorgfältig abgewogen werden müssen.

3 Planungsregion Ost

3.1 VNB der Planungsregion

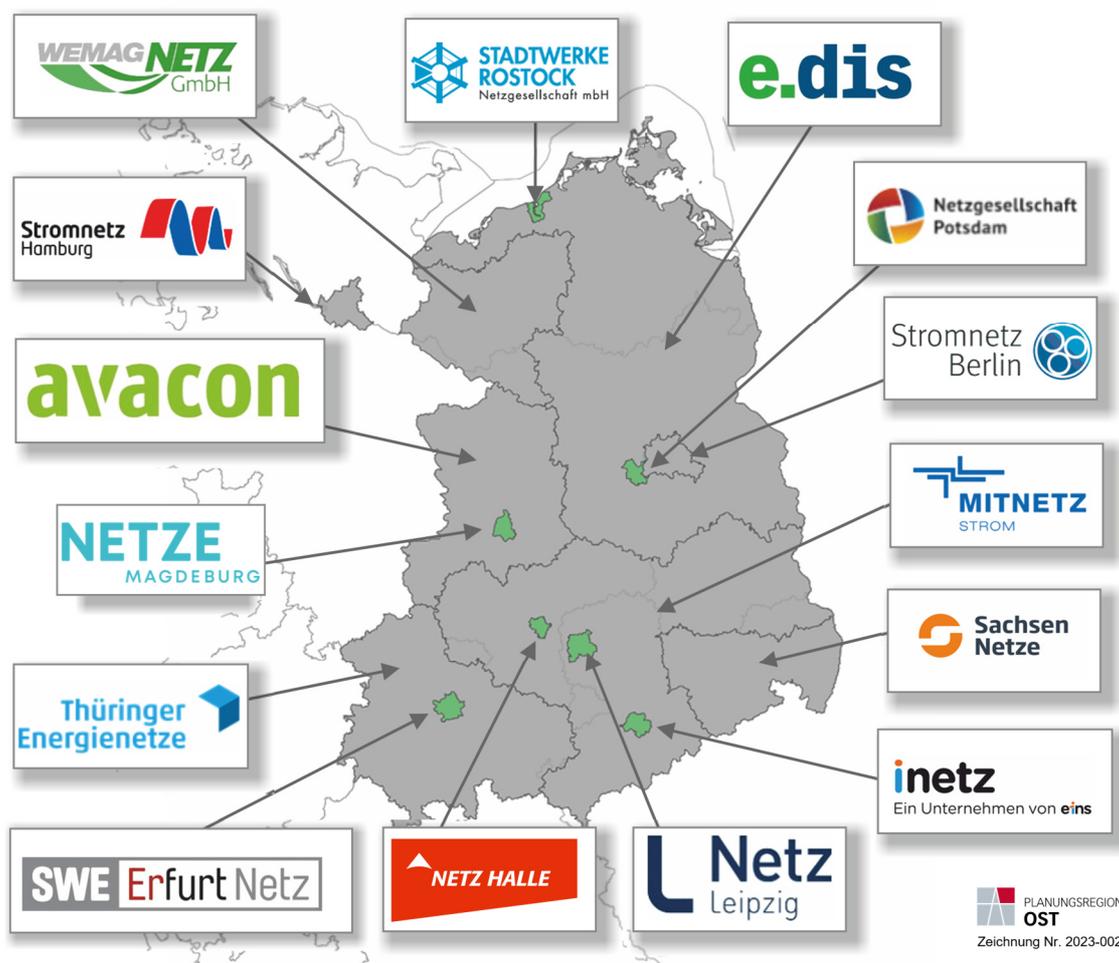


Abbildung 2: Die Planungsregion Ost mit den zur Vorlage eines Netzausbauplanes verpflichteten Mitgliedern

Zur Planungsregion Ost gehören alle VNB, die Netze innerhalb der Bundesländer Berlin, Brandenburg, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen betreiben. Die Planungsregion Ost lässt sich damit anhand der Grenzen der vorgenannten sieben Bundesländer klar umreißen. Von den zur Planungsregion Ost gehörenden VNB sind folgende zur Vorlage eines Netzausbauplanes verpflichtet:

- Avacon Netz GmbH (betrifft den in Sachsen-Anhalt liegenden Teil des Netzes)
- E.DIS Netz GmbH
- inetz GmbH, Chemnitz
- Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH
- Netz Halle GmbH

- Netz Leipzig GmbH
- Netze Magdeburg GmbH
- Netzgesellschaft Potsdam GmbH
- SachsenNetze GmbH und SachsenNetze HS.HD GmbH
- Stromnetz Berlin GmbH
- Stromnetz Hamburg GmbH
- Stadtwerke Erfurt Netz GmbH
- Stadtwerke Rostock Netzgesellschaft mbH
- TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
- WEMAG Netz GmbH¹

3.2 Netzgebiet und allgemeine Spezifika

Das Netzgebiet der Planungsregion Ost ist abseits der größeren Städte geprägt durch eine im bundesdeutschen Vergleich unterdurchschnittliche Bevölkerungs- und Lastdichte. Darüber hinaus gibt es überdurchschnittlich viele Konversionsflächen wie Bergbaurestflächen, ehem. Militärflugplätze, ehem. Truppenübungsplätze und ähnliches. Das hat zur Folge, dass es viel Fläche zur Installation von Freiflächen-Photovoltaik und Windenergieanlagen gibt. Vor allem die Flächenverteilnetzbetreiber waren sehr früh von starkem Zubau an Erzeugungsleistung betroffen und liegen auch heute bundesweit im vorderen Bereich bei den installierten Leistungen.

Gleichzeitig sind aber auch die beiden größten städtischen Verteilnetzbetreiber Deutschlands, Stromnetz Hamburg und Stromnetz Berlin, in der Planungsregion Ost organisiert. Die Planungsregion Ost steht daher vor der spannenden Aufgabe, die Anforderungen an die Stromnetze der Zukunft sowohl für die urbansten als auch die ländlichsten Gebiete Deutschlands abbilden zu dürfen.

Aus historischen Gründen gibt es eine enge Verbindung zwischen Stromnetz Hamburg und Stromnetz Berlin. Beide Netzbetreiber arbeiten schon seit Jahren in der ARGE FNB Ost eng mit den anderen ostdeutschen Flächennetzbetreibern zusammen. Zudem hat die Stromnetz Hamburg mit der 50Hertz Transmission GmbH den gleichen vorgelagerten ÜNB wie die anderen ostdeutschen VNB. Daher war es naheliegend, die Stromnetz Hamburg in die Planungsregion Ost zu integrieren, obwohl das Netz der Stromnetz Hamburg nicht direkt an die Netze der anderen VNB der Planungsregion Ost angrenzt.

¹ inkl. Amt Neuhaus in Niedersachsen

3.3 Netz-Kennzahlen der Planungsregion

Die Planungsregion Ost umfasst ca. 110.000 km² Fläche und hat 18 Mio. Einwohner. Das sind ca. 31% der Fläche und rund 22% der Bevölkerung Deutschlands.

Um einen Eindruck von der Größe des für den Netzausbauplan zu bearbeitenden Stromnetzes zu erhalten sind nachstehend einige Kennzahlen zusammengestellt. Nicht enthalten sind Netzkennzahlen der Netzbetreiber mit weniger als 100.000 Kunden und zum Niederspannungsnetz. Für dieses verlangt §14d EnWG keine Aussagen im NAP.

Anzahl Übergabestellen Höchst-/Hochspannung	63
Stromkreislänge Hochspannungsnetz [km]	21.500
Anzahl Umspannwerke Hoch-/Mittelspannung	1.265
davon kundeneigen	512
Stromkreislänge Mittelspannungsnetz [km]	103.156
Anzahl Netzstationen Mittel-/Niederspannung	101.336
davon kundeneigen	21.631

3.4 ÜNB der Planungsregion

Die 50Hertz Transmission GmbH (50Hertz) betreibt das Stromübertragungsnetz im Norden und Osten Deutschlands und baut es für die Energiewende bedarfsgerecht aus. Das Höchstspannungsnetz hat eine Stromkreislänge von über 10.000 Kilometern, die Regelzone umfasst die Bundesländer Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen sowie die Stadtstaaten Berlin und Hamburg. Anteilseigner von 50Hertz sind die börsennotierte belgische Holding Elia Group (80 Prozent) und die KfW Bankengruppe mit 20 Prozent. Als europäischer Übertragungsnetzbetreiber ist 50Hertz Mitglied im europäischen Verband ENTSO-E.

50Hertz erstellt gemeinsam mit den anderen drei deutschen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) mit Regelzonenverantwortung Amprion, TenneT und TransnetBW alle zwei Jahre in einem mehrstufigen Verfahren den Netzentwicklungsplan Strom und übergibt ihn nach einem öffentlichen Konsultationsverfahren der Bundesnetzagentur (BNetzA). Nach der Bestätigung durch die BNetzA kann der Deutsche Bundestag die empfohlenen Ausbaumaßnahmen an der Stromübertragungsnetz-Infrastruktur per Gesetz in den Bundesbedarfsplan übernehmen. Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Regionalszenarios befindet sich der Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2023) nach Vorliegen der Entwürfe in der Konsultationsphase.

Im Jahr 2023 haben die ÜNB erstmals einen NEP-Entwurf vorgelegt und zur Diskussion gestellt, der das Ziel der Klimaneutralität 2045 ermöglicht. Basierend auf dem von der BNetzA genehmigten Szenariorahmen wurden Szenarien für das Übertragungsnetz in den Jahren 2037 und 2045 gerechnet. Der NEP orientiert sich dabei an den Zielstellungen der Bundesregierung, die die Vorgaben beim Ausbau der erneuerbaren Energien an Land und auf See noch einmal deutlich angehoben hat. Mit diesem Klimaneutralitätsnetz wird eine Stromwelt von morgen beschrieben. Darin basiert die Stromversorgung nahezu ausschließlich auf erneuerbaren Energien. Fossile Energieträger spielen in dem klimaneutralen Energiesystem keine Rolle mehr. Es kommen in dem volatilen System nur noch regelbare Wasserstoff-Kraftwerke zum Einsatz, um bei geringer Einspeisung von Strom aus Wind- oder Solarenergie Versorgungssicherheit und Netzstabilität zu gewährleisten. Die Sektorenkopplung von Strom und Wasserstoff wird in diesem NEP ebenso abgebildet wie die Notwendigkeit technisch sehr unterschiedlicher Speichersysteme. Diese dienen dazu, Schwankungen in der Stromeinspeisung auszugleichen und Reserven flexibel für die Systemstabilität zu nutzen.

3.5 Gemeinschaftliche Zielsetzung

Die Bundesregierung hat das Ziel, bis 2045 die Klimaneutralität für Deutschland zu erreichen. Diesem Ziel stellt sich der Szenariorahmen der Übertragungsnetzbetreiber und stellt dazu drei Zielszenarien für das Jahr 2045 auf. Diese unterscheiden sich im Wesentlichen im Anteil der verschiedenen Primärenergieträger und im Anteil von importierten Energieträgern, nicht jedoch im Ziel der Klimaneutralität für 2045. Im Ergebnis fächert der Szenariorahmen damit ein breites Spektrum an Möglichkeiten auf, wie das Ziel erreicht werden kann.

Das Regionalszenario der VNB ist dem Ziel der Klimaneutralität ebenfalls verpflichtet, allerdings beschränkt auf den Beitrag der Planungsregion und in nur einem Szenario. Um dieses Ziel zu erreichen, haben sich die beteiligten VNB darauf verständigt, die Prognosezahlen des Szenariorahmens der NEP nicht einfach auf die Verteilnetzebenen herunterzubrechen, sondern eine eigenständige Bottom-Up-Prognose zu erstellen. Für eine Betrachtung von notwendigen Netzveränderungen in der Mittelspannungsebene sind entsprechende Prognosedaten mindestens auf Ebene der Trafostationen notwendig. Auf dieser Netzebene bestehen große Schwankungsbreiten hinsichtlich der möglichen Entwicklungen, während sich diese auf höheren Netzebenen verringern. Aussagen über Netzveränderungen auf der Mittelspannungsebene sind daher mit erheblich größeren Unsicherheiten behaftet als auf der Hoch- oder sogar Höchstspannungsebene. Darüber hinaus entsteht dadurch ein Gegenpol zur Top-Down-Prognose aus dem Szenariorahmen, der es ermöglicht, den Beitrag der Planungsregion Ost im Spektrum der Szenarien des Szenariorahmens der ÜNB zu verorten.

4 Elemente des Regionalszenarios

4.1 Betrachtungshorizont und Stützjahre

Entsprechend der gesetzlichen Aufgabenstellung betrachtet das Regionalszenario das Zieljahr 2045 und zwei Stützjahre mit jeweils 5 und 10 Jahren Vorlauf. Für das im Jahr 2023 zu veröffentlichende Regionalszenario haben die Planungsregionen gemeinsam 2028 und 2033 als Stützjahre festgelegt.

4.2 Regionalisierung von Erzeugung und Verbrauch

Die Herleitung und Regionalisierung von Erzeugung und Verbrauch wurde für die wesentlichen Treiber der erwarteten Entwicklung (Photovoltaik, Windenergie, Elektromobilität, Wärmepumpen, Power-to-Heat, konventionelle Kraftwerke und Wasserstoffelektrolyse) durch das Fraunhofer IEE in enger Abstimmung mit den beteiligten VNB durchgeführt. Alle anderen Themen wurden von den beteiligten VNB eigenständig bearbeitet und regionalisiert. Die Methodik der Regionalisierung ist in den jeweiligen themenbezogenen Kapiteln beschrieben. Sofern möglich und notwendig wurde die Regionalisierung bis auf die Ebene der Transformatorstationen (Umspannung MS/NS) vorgenommen. Zur Wahrung der Übersichtlichkeit sind die Zahlen im vorliegenden Dokument auf Landkreisebene (NUTS-3)² kumuliert dargestellt.

Die Netzgebiete der 124 nicht zur Vorlage eines Netzausbauplanes verpflichteten Verteilnetzbetreiber der Planungsregion Ost wurden in die jeweiligen Prognosen mit einbezogen. Das stellt die Anwendung einer einheitlichen Prognosemethodik für die gesamte Planungsregion sicher. Die Detailregionalisierung erfolgt für diese Netzgebiete aggregiert auf die Übergabestellen zum vorgelagerten Netzbetreiber.

Zum Verständnis und zur Einordnung der Zahlen sei darauf hingewiesen, dass es sich mit Ausnahme der Zahlen zur allgemeinen Verbrauchsentwicklung (Kapitel 4.4.1) immer um prognostizierte installierte Leistungen der jeweiligen Technologie handelt. Das Regionalszenario enthält keine Aussagen, wie sich die einzelnen Technologien mit Gleichzeitigkeiten und Höchstlastbeiträgen zeitlich überlagern und welche Leistungen letztendlich in den Netzberechnungen zum Netzausbauplan angesetzt werden.

² Zur Vereinfachung sind im vorliegenden Dokument unter dem Begriff Landkreis die NUTS-3-Verwaltungseinheiten Landkreise, kreisfreie Städte und die Bundesländer Berlin und Hamburg subsummiert.

4.3 Entwicklung der Erzeugung

4.3.1 Thermische Kraftwerke

Das Regionalszenario stützt sich beim Einsatz von konventionellen Kraftwerken im Wesentlichen auf eine Auswertung des Marktstammdatenregisters zu konventionellen Energieträgern. Die Liste wurde mit den vorliegenden Erkenntnissen zu laufenden oder geplanten Projekten bei den jeweiligen Betreibern abgeglichen und falls notwendig angepasst.

Für den Kohleausstieg werden bekannte Stilllegungen berücksichtigt. Für die langfristige Prognose wird angenommen, dass es keine thermischen Kraftwerke zur reinen Stromerzeugung mehr geben wird.

Thermische Kraftwerke in Verteilnetzen sind sehr häufig als KWK-Kraftwerke zu Erzeugung von Fern- oder Prozesswärme konzipiert. Ausführungen zur Modellierung und Berücksichtigung von KWK-Kraftwerken im Regionalszenario sind im Kapitel 4.4.4 enthalten.

4.3.2 Entwicklung Aufdach-PV-Anlagen

Für die Ableitung der Entwicklung von Aufdach-PV-Anlagen wird im ersten Schritt über eine Potenzialanalyse die mögliche installierbare Leistung je Kommune ermittelt und dann mit einer optimierten Regression in einer beschränkten Wachstumsfunktion durch den bisherigen Anlagenbestand die zeitliche Entwicklung des Zubaus abgebildet. Dies wird für jede Kommune einzeln durchgeführt und die entsprechenden Stützjahre extrahiert.

Aufdach-PV-Anlagen umfassen alle PV-Anlagen, die auf baulichen Anlagen errichtet werden.

Die Prognose der Entwicklung bedarf in dichtbebauten Städten mit vielen unterschiedlichen Dächern, hohen Bestand (Altbauten, Denkmälern) und großer Varianz an Gebäudetypen (mit einer überaus heterogenen Eigentümerstruktur) eines hohen Detaillierungsgrades. Auch in Kleinstädten oder im ländlichen Raum mit überwiegendem Anteil von Einfamilienhäusern, Gewerbebauten oder großen landwirtschaftlichen Gebäuden ist eine Detaillierung mit Bezug auf die Gebäudestrukturen notwendig.

Die Ableitung der Aufdachpotenziale wurde durch Fraunhofer IEE auf Basis eines 3D-Gebäudemodells durchgeführt. Das 3D-Gebäudemodell liefert die Ausrichtung und Neigung, den Dachtyp und die Gebäudefunktion aller deutschen Gebäude. Aus diesen Daten kann über Annahmen zum Belegungsgrad und der Verschattung eine maximal installierbare Leistung abgeleitet werden.

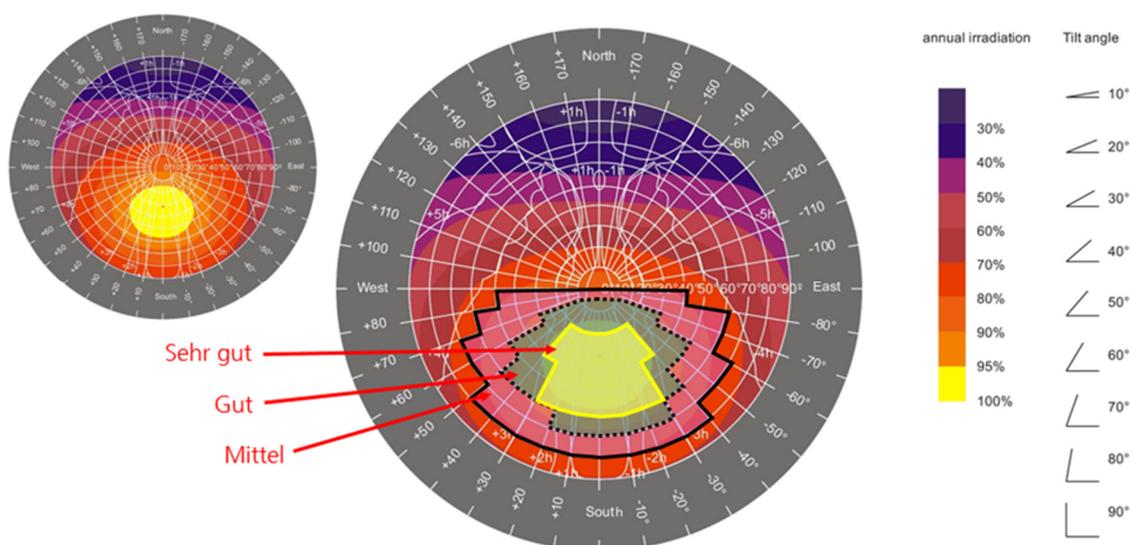


Abbildung 3: Relative Nutzung der Einstrahlung in Abhängigkeit von Ausrichtung und Neigung

Die Aufdachpotenziale werden zusätzlich hinsichtlich ihrer Eignung zur Ausnutzung der Solarstrahlung klassifiziert. Durch die Einteilung in 10°-Schritten (+/-90° um Süden) für die Ausrichtung und 0°-90° (für die Neigung) können die Einstrahlungsbereiche auf die Dachpotenzialflächen angenähert und bewertet werden.

Dachflächen können vielfältig genutzt werden. Neben Dachterrassen, Gründächern, einer nichtgeeigneten Statik oder zu hohem wirtschaftlichen Aufwand zur Installation ist eine Nutzung für Solarthermie möglich. Es besteht eine Konkurrenz zwischen einer Nutzung durch Photovoltaikmodule oder durch Solarthermiekollektoren um dieselben Flächen. Es wird davon ausgegangen, dass die Dachflächen überwiegend mit Photovoltaikmodulen belegt werden und Solarthermie vernachlässigbar sein wird.

Die Berücksichtigung dieser Faktoren erfolgt über die Annahmen zur Ausnutzung des Potenzials über Dachflächenbelegungs-faktoren und ähnliches.

Alles Potenzial, das nicht den Klassen „sehr gut“, „gut“ und „mittel“ zugeordnet wird, wird als „schlecht“ definiert. Da davon auszugehen ist, dass das Potenzial nicht vollständig gehoben werden kann, wird pauschal eine Nutzung von 100 % des sehr guten Potenzials und 50 % des guten Potenzials unterstellt. Zwar wird in der Realität eine durchmischte Nutzung fast aller Potenzialkategorien erwartet, aber die Wahrscheinlichkeit für die präferierte Nutzung von guten und sehr guten Potenzialen ist deutlich höher. Ein zusätzliches Potenzial wird durch die Flachdächer bereitgestellt. Da hier keine Bewertung über die Ausrichtung und Neigung erfolgen kann, wird pauschal eine Ausnutzung von 25 % unterstellt.

Zwar gibt es für einzelne Kommunen sehr detaillierte Solarkataster und Potenzialanalysen, es sollte jedoch in einem ersten Schritt eine einheitliche Methode für die Planungsregion umgesetzt werden. Für einzelne Kommunen kann eine unterschiedliche Nutzung des Potenzials auf Basis der hochaufgelösten Solardaten angesetzt werden, so dass damit auch die Umsetzung spezieller gesetzlicher Regelungen einzelner Bundesländer abbildbar ist.

Für die Entwicklung der PV-Aufdach-Anlagen wird ein sogenanntes logistisches Wachstumsmodell angesetzt, das bei Problemstellungen zur Anwendung kommt, bei denen ein Zuwachs unter Beachtung einer Kapazitätsobergrenze bzw. beschränkten Ressourcen modelliert werden muss.

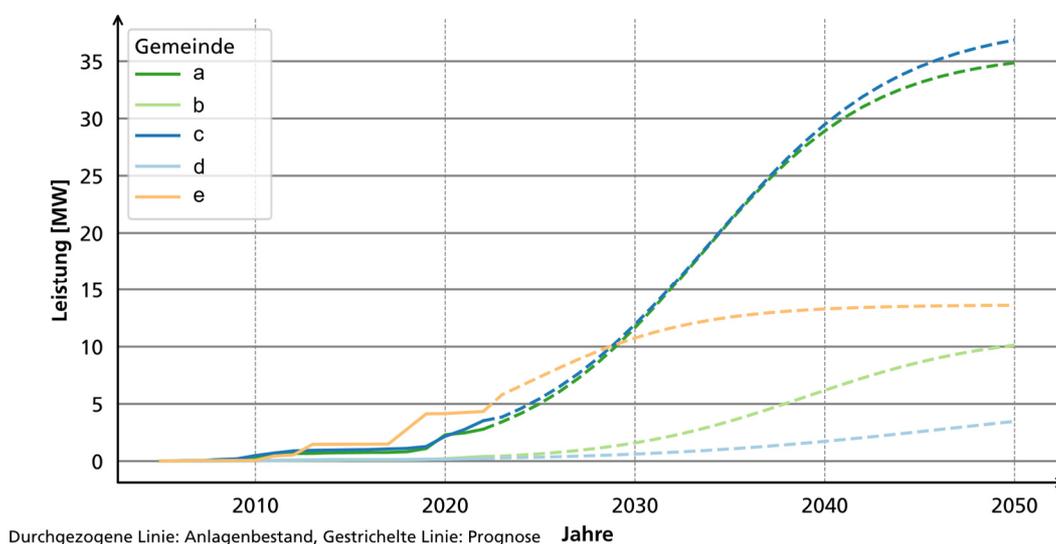


Abbildung 4: Verlauf der historischen Bestandsentwicklung (durchgezogen) und des simulierten Zubaus (gestrichelt) beispielhaft für einige Gemeinden mit Berücksichtigung von Potenzialrestriktionen

So wird der Hochlauf des Bestandes über eine S-förmige beschränkte Wachstumsfunktion fortgeschrieben. Dieser Ansatz folgt der Beobachtung, dass der bisherige Hochlauf als Mischung aus vielen verschiedenen Faktoren einen robusten Indikator für den zukünftigen Hochlauf bildet. So werden die wesentlichen Zusammenhänge zwischen historischer Entwicklung und verfügbarem nutzbaren Potenzialen je Kommune in einer einheitlichen Methodik zur Ableitung des Regionalszenarios aufgezeigt. Für einzelne Gemeinden ist dies beispielhaft in der Abbildung 4 dargestellt. Das Potenzial wird unter anderem wesentlich durch Größe, geografische Lage und Siedlungsstruktur bestimmt.

Der Bestand an PV-Aufdach-Anlagen wird auf Ebene der Kommunen aus dem Marktstammdatenregister (Stand 16.02.2023) entnommen.

Für jedes Jahr seit 2000 wird die Gesamtsumme der installierten Leistung aus den Inbetriebnahmejahren und den Leistungen der jeweiligen PV-Anlagen berechnet. Dann

wird die kumulierte Summe für jedes Jahr bestimmt, was dem jährlichen Gesamtbestand entspricht.

Tabelle 1: Installierte Leistungen Aufdach-PV-Anlagen je Bundesland (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)

Bundesland	Bestand 31.12.2022	Prognose 2028	Prognose 2033	Prognose 2045
Berlin	170	2.020	4.120	8.800
Brandenburg	1.812	3.700	5.530	8.670
Hamburg	70	160	300	1.070
Mecklenburg-Vorpommern	1.346	2.240	2.990	4.200
Sachsen	1.608	3.450	5.400	9.650
Sachsen-Anhalt	1.660	3.630	5.360	8.160
Thüringen	1.221	2.540	3.800	6.370
Planungsregion Ost	7.887	17.740	27.500	46.910

Es wird in den Szenarien kein Rückbau von PV-Anlagen aus dem Bestand angesetzt. Dadurch werden die Bedingungen für die Auslegung der Netzschnittstellen so definiert, dass das gesamte Potenzial in einer Region erschließbar gemacht wird.

Bei einer angenommenen Lebensdauer von PV-Modulen von 25-35 Jahren ist es wahrscheinlich, dass ein Großteil der in den kommenden Jahren installierten Module bis zum Betrachtungshorizont des Langfristszenarios 2045, d.h. zum Zeitpunkt der Veröffentlichung (2023) in 22 Jahren, noch in Betrieb ist bzw. durch neue Module an gleicher Stelle ersetzt wird.

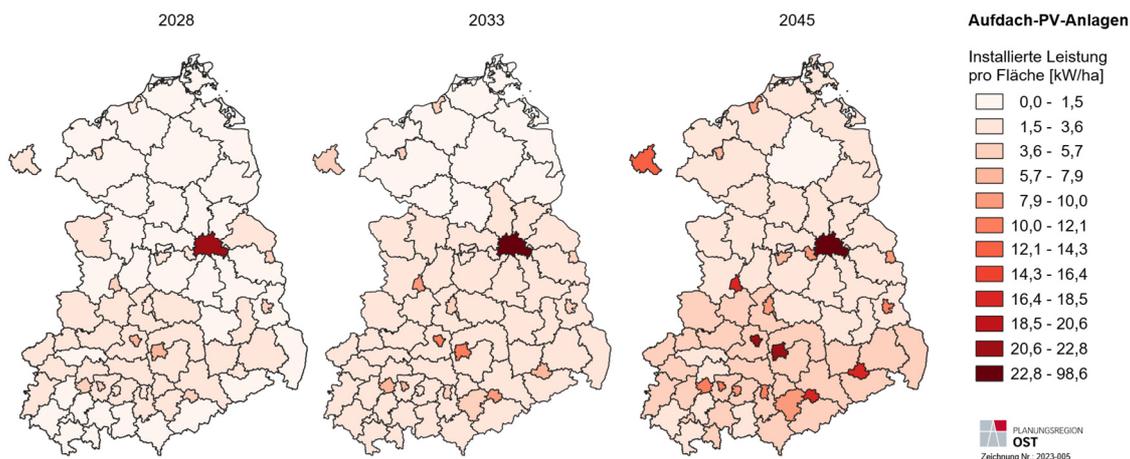


Abbildung 5: Prognose der installierten Leistung von Aufdach-PV-Anlagen in der Planungsregion Ost je Landkreis

4.3.3 Entwicklung Freiflächen-PV-Anlagen

Die Photovoltaik (PV) entwickelt sich zukünftig zur Technologie mit der höchsten installierten Leistung aus erneuerbaren Energien in Deutschland. Diese Entwicklung zeichnet sich insbesondere bei den Freiflächen-PV-Anlagen seit einigen Jahren in der Antragslage bei den VNB ab. Es wird davon ausgegangen, dass sich dieser Trend in den kommenden Jahren fortsetzen und möglicherweise weiter verstärken wird. Die politischen Vorgaben aus Koalitionsvertrag und Osterpaket 2022 sehen eine Vervielfachung des heutigen Anlagenbestandes bis 2030 vor.

Für Freiflächen-PV-Anlagen sprechen die günstige Preisentwicklung, die hohe Flächenverfügbarkeit und ein geringerer Installationsaufwand als bei Dachanlagen. Daneben sehen die VNB einen Trend zu großen PV-Parks, die außerhalb des EEG auf Basis von Power Purchase Agreements (PPA) betrieben werden sollen. Die Dynamik und Akteure unterscheiden sich gegenüber Dachanlagen.

Die Freiflächen-PV umfasst PV-Anlagen, die nicht auf baulichen Anlagen errichtet werden, sondern über eine Aufständigung direkt auf dem Boden – dies schließt auch Agri-PV (aufgeständert auf landwirtschaftlichen Flächen) mit ein. Die Potenzialanalyse identifiziert die Flächen, die für Errichtung von PV-Anlagen prinzipiell geeignet sind und im Rahmen der Zubaumodellierung bebaut werden können. Um aus diesen Flächen direkte Zubauwahrscheinlichkeiten abzuleiten, werden diese zusätzlich anhand verschiedener Parameter bewertet.

Bei der Modellierung der Freiflächen-PV-Anlagen findet eine umfangreiche geodatenbasierte Modellierung statt, da diese Anlagen generell nicht an bestimmte Flächenkategorien (wie z. B. Dächer) geknüpft sind. Zwar sieht das EEG neben der Nutzung von Flächen entlang von Autobahnen und Schienenwegen auch Konversionsflächen und Ackerflächen in benachteiligten Gebieten vor, allerdings zeichnet besonders im Osten Deutschlands die zunehmende Zahl an Anlagen, die außerhalb des EEG errichtet werden, ein anderes Bild.

Im Rahmen der Potenzialermittlung ist daher keine Einschränkung auf benachteiligte Gebiete vorgesehen. Es wird dennoch das Kriterium der Bodenqualität herangezogen, da davon auszugehen ist, dass sehr gute Ackerböden trotz einer hohen Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik nicht umgenutzt werden. Als Potenzialflächen werden alle Autobahn- und Schienenrandstreifen sowie Ackerflächen mit einer niedrigen Bodenqualität

berücksichtigt. Das Verfahren zur Erstellung der Gesamtpotenzialflächenkarte ist beispielhaft in Abbildung 6 dargestellt.

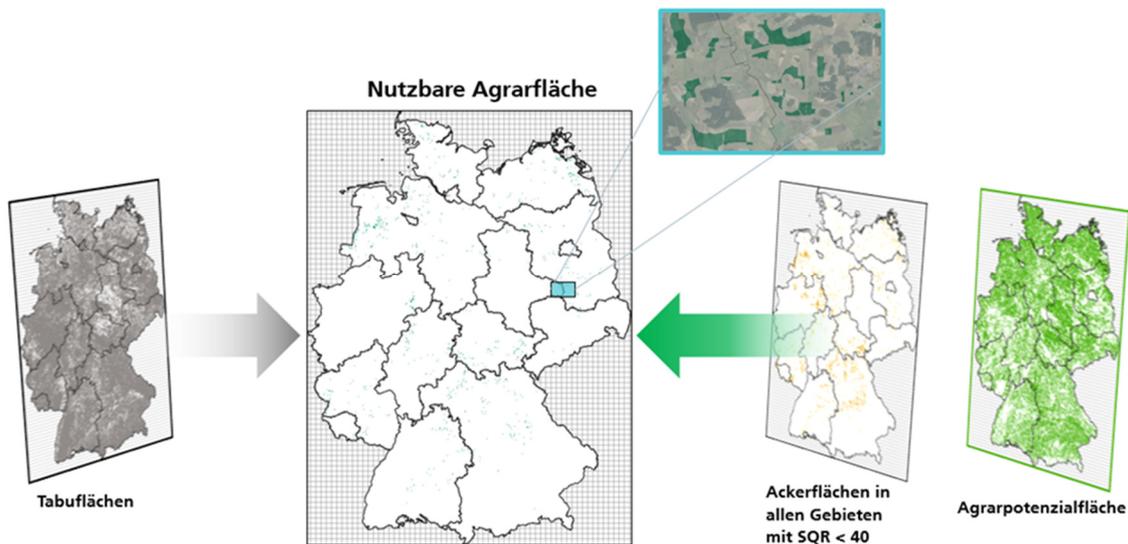


Abbildung 6: Beispielhafte Darstellung der Ermittlung des Agrarflächenpotenzials

Die Potenzialflächengerüste werden durch die Wegnahme von Tabuflächen weiter verkleinert. Zu den Tabuflächen zählen Verkehrswege (Autobahnen, Kraftfahrstraßen, Schienen, Wasserwege), Moore, Gehölze, Sümpfe, Wald- und Siedlungsgebiete sowie Naturschutzgebiete. Zusätzlich werden topographische Aspekte wie nordausgerichtete Hänge berücksichtigt und als Tabuflächen integriert. Die Erstellung der Tabuflächenkarte erfolgt in einem ähnlichen Verfahren wie die Erstellung der Potenzialflächenkarte. Durch Überlagerung der verschiedenen Ausschlussflächendatensätze wird eine Gesamtausschlusskarte erzeugt.

Die verbleibenden Agrarpotenziale, die Potenzialflächen entlang von Verkehrswegen sowie die Konversionsflächen werden dann über ihre Größe, die Strahlungsressource, den Bodenpreis, die Entfernung zu Netzknoten und zur Wohnbebauung gewichtet. Die Flächengröße, die Strahlungsressource und die Entfernung zur Wohnbebauung gehen positiv in die Bewertung ein, die Entfernung zu Netzknoten und der Preis negativ, so dass große und günstige Flächen im ländlichen Raum mit hoher Globalstrahlung und Nähe zu Netzknoten die höchste Gewichtung erhalten.

Für die Globalstrahlung werden Daten des Deutschen Wetterdienstes genutzt (Abbildung 7).

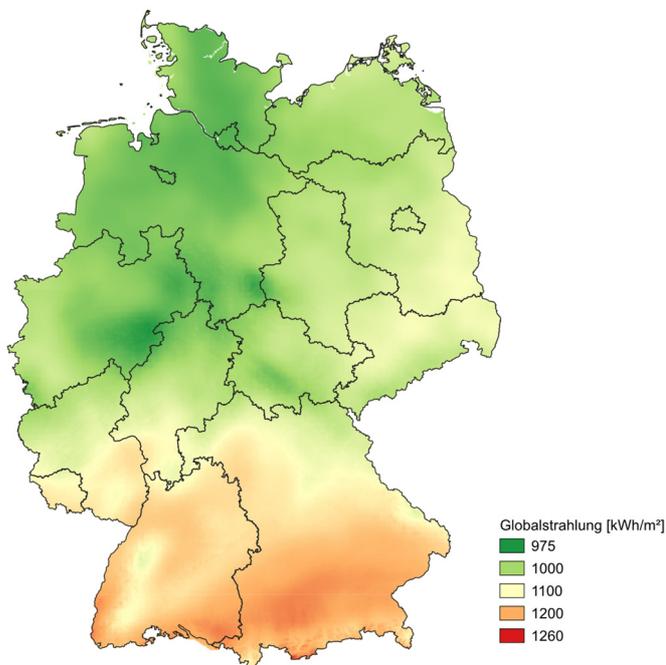


Abbildung 7: Langjähriger Mittelwert der solaren Einstrahlung in Deutschland [kWh/m²]

Die Simulation des Hochlaufs erfolgt für die Freiflächen-PV-Anlagen, unter Nutzung des ermittelten Potenzials je Bundesland, des historischen Zubaus je Bundesland und der momentanen Antragslage der VNB.

Der historische Zubau und der Bestand an Freiflächen-PV-Anlagen ist auf Ebene der Bundesländer aus dem Marktstammdatenregister entnommen.

Für die Entwicklung der Freiflächen-PV wird ein sogenanntes logistisches Wachstumsmodell angesetzt, das bei Problemstellungen zur Anwendung kommt, bei denen ein Zuwachs unter Beachtung einer Kapazitätsobergrenze bzw. beschränkten Ressourcen modelliert wird. So wird der Hochlauf des Bestandes über eine S-förmige beschränkte Wachstumsfunktion fortgeschrieben (Abbildung 8).

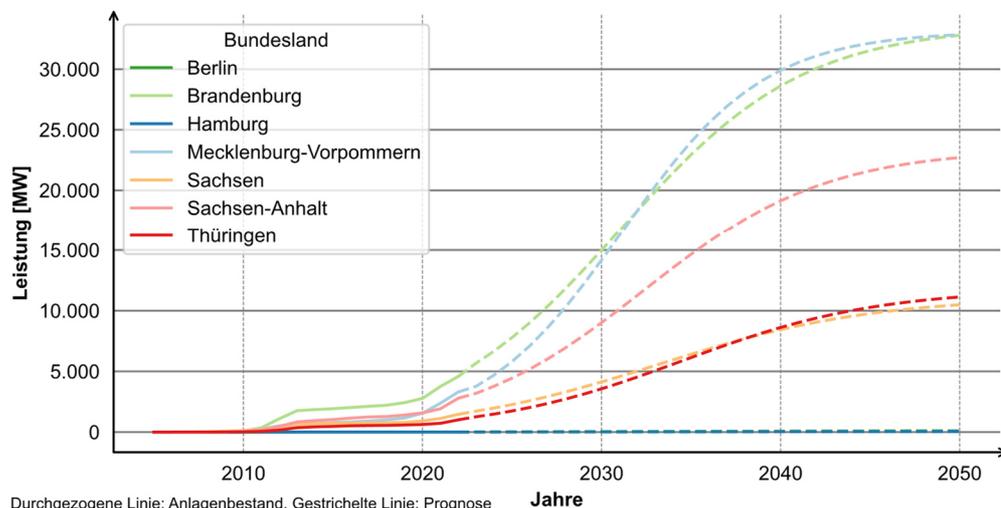


Abbildung 8: Hochlauf der installierten Leistung von Freiflächen-PV

Dieses Vorgehen ermöglicht eine sinnvolle Herleitung künftiger Zubauzahlen mit möglichst wenig zusätzlichen Annahmen und ist ein guter Gesamtindikator für den Verlauf des Zuwachses, da das Zusammenwirken vieler verschiedener Randbedingungen wie Förderregime, Flächenverfügbarkeit, Rechtsfragen usw. implizit enthalten ist.

Tabelle 2: Installierte Leistungen Freiflächen-PV je Bundesland (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)

Bundesland	Bestand 31.12.2022	Prognose 2028	Prognose 2033	Prognose 2045
Berlin	0,2	30	50	90
Brandenburg	3.163	11.840	19.910	31.550
Hamburg	0,9	10	20	40
Mecklenburg-Vorpommern	1.653	10.320	20.350	32.150
Sachsen	960	3.310	5.490	9.770
Sachsen-Anhalt	1.703	6.960	12.420	21.610
Thüringen	713	2.780	5.010	10.200
Planungsregion Ost	8.193	35.250	63.250	105.410

Die so ermittelten Zubauzahlen je Bundesland werden im nächsten Schritt in einem zweistufigen probabilistischen Verfahren regionalisiert. Die Regionalisierung der Freiflächen-PV-Anlagen erfolgt, indem die ermittelten Zubauzahlen nach Abzug des Bestands als Anlagen auf die Potenzialflächen verteilt werden. Alle Anlagen auf einer Fläche werden zu einer einzelnen Großanlage zusammengefasst, sodass der Trend zu PPA-Anlagen abgebildet wird.

Weiterhin wird ein Repowering am gleichen Standort unterstellt, da Flächen, die bereits einmal erfolgreich bebaut worden sind, eine wesentlich höhere Bebauungswahrscheinlichkeit haben als bisher unbebaute Flächen.

Die Abbildung 9 zeigt die regionalisierte installierte Gesamtleistung je Landkreis für die Szenariojahre 2028, 2033 und 2045 der Planungsregion Ost.

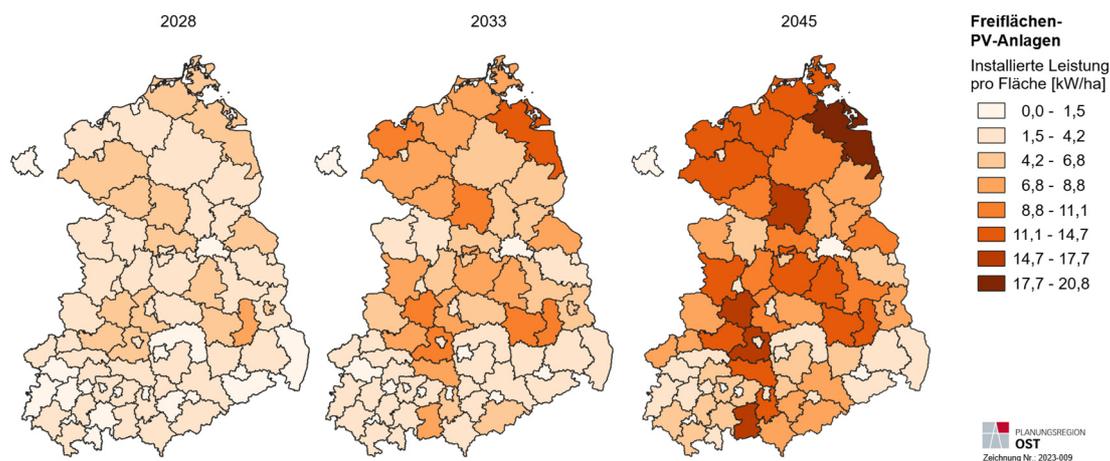


Abbildung 9: Prognose der installierten Leistung von Freiflächen-PV-Anlagen in der Planungsregion Ost je Landkreis

4.3.4 Entwicklung Windenergieanlagen

Die Prognose der Entwicklung der Windenergieanlagen (WEA) wurde durch das Fraunhofer IEE erstellt.

Die Herleitung des Regionalszenarios für die Windenergie an Land erfolgt unter Berücksichtigung des aktuellen Bestands und der genehmigten Anlagen, anhand der räumlich differenzierten Flächenpotenziale sowie unter Berücksichtigung des aktuellen politischen Rahmens für den Ausbau der Windenergie. Insbesondere das Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG) soll in den kommenden Jahren zu einer deutlichen Erhöhung der Flächenverfügbarkeit beitragen.

Methodisch wurden dabei folgende Punkte berücksichtigt:

1. Technologieentwicklung

Windenergieanlagen werden beständig weiterentwickelt. Für die Netzausbauplanung ist dabei von besonderer Bedeutung, welche Anlagenleistung in den ausgewiesenen oder erwarteten Windeignungsgebieten installiert werden kann. Um die beständige Weiterentwicklung der Anlagenleistungen im Regionalszenario angemessen zu berücksichtigen, wurden die Parameter Nennleistung, Rotordurchmesser, Nabenhöhe und spezifische Flächenleistung der zwischen 2012 und Anfang 2022 zugebauten und seit 2019 beantragten WEA analysiert. Die beobachtete Entwicklung wurde fortgeschrieben

und eine mittelfristige technologische Entwicklung abgeleitet, jeweils getrennt für Schwachwind- und Starkwindanlagen.

Tabelle 3 und Tabelle 4 zeigen die wichtigsten Parameter einer angenommenen WEA, wie sie für die Ermittlung des Windenergieausbaus für das Regionalszenario für die jeweiligen Prognosejahre angesetzt wurden.

Tabelle 3: Technologieentwicklung Windenergie an Land (Schwachwindanlage)

Parameter	2022	2028	2033	2045
Wirkleistung (MW)	4,7	5,3	5,7	6,4
Rotordurchmesser (m)	145	159	168	180
Nabenhöhe (m)	160	169	173	175
spez. Flächenleistung (W/m ²)	285	267	258	250

Tabelle 4: Technologieentwicklung Windenergie an Land (Starkwindanlage)

Parameter	2022	2028	2033	2045
Wirkleistung (MW)	5,1	6,0	6,6	7,4
Rotordurchmesser (m)	145	159	168	180
Nabenhöhe (m)	120	129	134	140
spez. Flächenleistung (W/m ²)	310	303	298	290

2. Deutschlandweiter Hochlauf

Der deutschlandweite Ausbaupfad der Windenergie an Land orientiert sich am Mengengerüst der Mittelfristprognose [1] sowie am Ausbaupfad des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2023, § 4). Abbildung 10 stellt den historischen Zubau seit dem Jahr 2015 sowie die Erwartungen der oben genannten Quellen dar. Sowohl die Mittelfristprognose als auch die Ausbautzahlen des EEG 2023 stellen eine deutliche Beschleunigung des Windenergieausbaus gegenüber der historischen Entwicklung der vergangenen Jahre dar. Dabei übersteigt der Ausbaupfad des EEG 2023 noch die Erwartungen der Mittelfristprognose bis 2027.

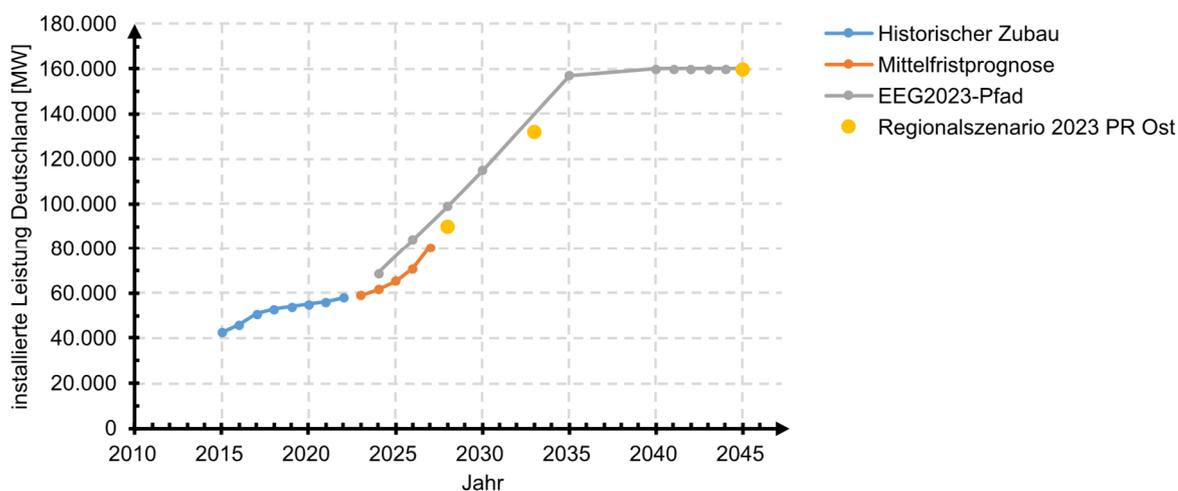


Abbildung 10: Historischer Zubau, aktuelle Ausbaupfade sowie Szenarioannahmen für den Netzausbauplan für die Windenergie an Land

Mit Blick auf die aktuell stark eingeschränkte Verfügbarkeit von Flächen für die Windenergienutzung [2], zuletzt stark gestiegene Materialkosten sowie die Notwendigkeit, die Anlagenproduktion im In- und Ausland in den kommenden Jahren an die gestiegene Nachfrage anzupassen, wird für den NAP zunächst von einem leicht verzögerten Hochlauf gegenüber dem Ausbaupfad des EEG 2023 ausgegangen. Für das Szenariojahr 2028 wird bundesweit daher eine installierte Leistung von 90 GW erwartet. Zu einer Beschleunigung des Ausbaus der Windenergie in den kommenden Jahren trägt unter anderem die im EEG 2023 geschaffene Möglichkeit der finanziellen Teilhabe der betroffenen Kommunen bei (EEG 2023, § 6).

Aufgrund der erwarteten Ausweisung umfangreicher Windenergiegebiete bis Ende 2027 wird in den darauffolgenden Jahren für den NAP mit hohen Netto-Zubauzahlen von ca. 8 bis 9 GW pro Jahr gerechnet, sodass bis 2033 eine installierte Leistung von 132 GW bundesweit erreicht wird.

Bis 2045 wird dann auf die im EEG ausgewiesenen 160 GW aufgeschlossen.

3. Herunterbrechen der Zielzahlen auf Bundesländer

Für die Verteilung der deutschlandweiten Ausbauzahlen der Windenergie an Land für das Szenariojahr 2045 werden einerseits die Flächenbeitragswerte bis zum 31.12.2032 sowie die spezifischen Flächenbedarfe je Bundesland zugrunde gelegt, wie sie im Rahmen der Flächenpotenzialstudie [2] mithilfe einer Anlagenplatzierung für die bekannten Gebietsausweisungen einschließlich Entwürfe ermittelt wurden. Diese weisen für die verfügbaren Flächen (nach Abbildung von Rotor-in) Werte zwischen 1,3 und 3,9 ha/MW auf. Der Wert hängt einerseits von der Anlagenkonfiguration (Stark- und Schwachwindanlagen) sowie andererseits von Größe und Form der Windenergiegebiete ab [3].

Ca. 40 % der nach WindBG auszuweisenden Windenergiegebiete können unbebaut bleiben, um den bundesweiten Zielwert von 160 GW zu erreichen. Dies bedeutet, dass trotz klarer Vorgaben für die Ausweisung von Windenergiegebieten für den eigentlichen Zubau der Anlagen noch ein erheblicher Spielraum verbleibt.

Um diesen Spielraum bei der Ableitung von Leistungszielen je Bundesland abzubilden, werden für die Verteilung auf die Bundesländer Annahmen getroffen, welche Einflussgrößen die Wahrscheinlichkeit einer tatsächlichen Bebauung der Flächen beschreiben können. Hierfür werden

- die Windhöffigkeit an möglichen Anlagenstandorten,
- eventuelle Potenzialüberschüsse gegenüber dem geforderten Flächenbeitragswert sowie
- das Verhältnis zwischen bisherigem Ausbaustand (inkl. Genehmigungen) gegenüber dem möglichen Maximalausbau

berücksichtigt und daraus Korrekturfaktoren abgeleitet, die die wahrscheinliche Erschließung des theoretisch möglichen Windenergiepotenzials je Bundesland abbilden.

Tabelle 5: Herleitung der Windenergie-Prognoseziele für die Bundesländer der PR Ost

Bundesland	zur Bebauung mit WEA verfügbare Fläche zum 31.12.2032 [km ²]	mögl. Leistung für Flächenziel 2032 (Obergrenze) [MW]	im Regionalszenario angesetzte max. inst. Leistung [MW]	Vergleich NEP2045B [MW]
Berlin	4,5	297	120	100
Brandenburg	652,4	18.122	17.145	16.900
Hamburg	3,8	290	222	100
Mecklenburg-Vorpommern	489,2	16.307	12.332	11.300
Sachsen	369,0	17.571	8.312	7.700
Sachsen-Anhalt	450,1	11.541	9.698	12.200
Thüringen	356,5	9.634	6.771	7.000

Die Prognosezahlen für die Stützpunktjahre 2028 und 2033 basieren auf der eingangs erwähnten Annahme, dass nach einer anfänglichen Verzögerung der politisch vorgegebene Ausbaupfad eingehalten wird und es zwischen den Bundesländern keine signifikanten Unterschiede bei der Ausbaugeschwindigkeit gibt.

Tabelle 6: Prognosezahlen Windenergie je Bundesland (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)

Bundesland	Bestand 31.12.2022	Prognose 2028	Prognose 2033	Prognose 2045
Berlin	12	40	80	120
Brandenburg	8.964	10.970	14.150	17.150
Hamburg	117	140	180	220
Mecklenburg-Vorpommern	3.842	5.920	9.220	12.330
Sachsen	1.350	3.060	5.760	8.310
Sachsen-Anhalt	5.460	6.500	8.140	9.700
Thüringen	1.890	3.090	4.980	6.770
Planungsregion Ost	21.635	29.720	42.510	54.600

Die weitere Regionalisierung auf Ebene der Kreise ist aus Abbildung 11 ersichtlich.

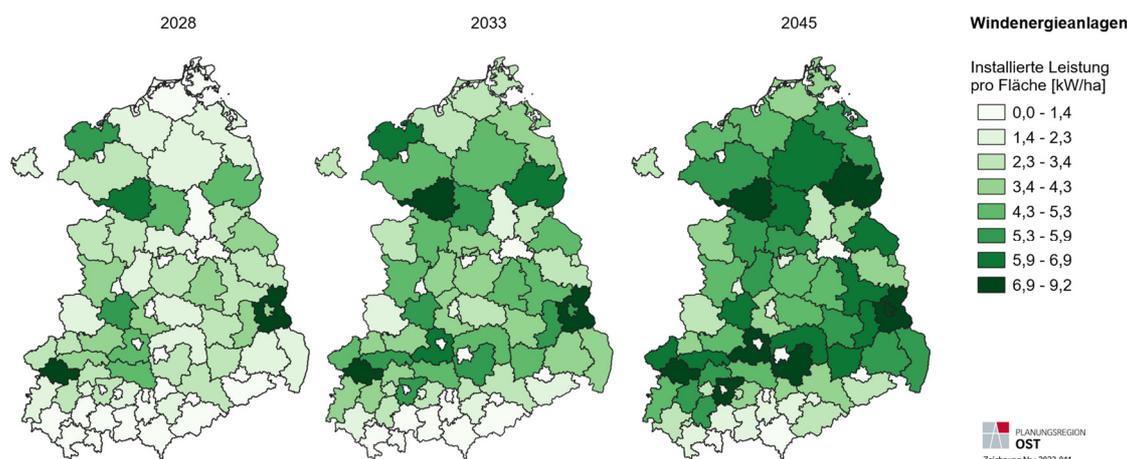


Abbildung 11: Prognose der installierten Leistung von Windenergieanlagen an Land in der Planungsregion Ost je Landkreis

4.3.5 Entwicklung Biomasseanlagen

Biomasseanlagen untergliedern sich im Wesentlichen in Anlagen, bei denen Biomassen direkt in einem thermischen Prozess verwertet wird (z. B. Verbrennung von Holzhackschnitzeln) und Anlagen, bei denen über Vergärung von Biomasse brennbare Gase gewonnen werden, die dann in einem BHKW u. a. in elektrische Energie umgewandelt werden.

Beide Prozesse arbeiten mit beschränkten Ressourcen. Während im ersten meist Restholz verwertet wird, konkurriert der zweite mit der Biomasseerzeugung für Kraftstoffe und der Erzeugung von Nahrungsmitteln. Zudem ist die nutzbare Energiedichte der Biomasse geringer als z.B. bei der Nutzung derselben Fläche als Photovoltaik-Anlage.

Die Bundesregierung sieht im Jahr 2030 bundesweit eine installierte Leistung von 8,4 GW vor (§ 4 Abs. 4 EEG 2023), was etwa dem Erhalt des Status Quo gleichkommt. Die ÜNB rechnen in der Mittelfristprognose 2023-2027 mit einer geringfügig sinkenden Leistung auf rund 7,5 GW deutschlandweit [1] aufgrund der Änderungen im Förderregime des EEG. Die Zahlen wurden für die Planungsregion Ost anhand der heutigen Verteilung regionalisiert.

Abbildung 12 zeigt die räumliche Verteilung der heute und für die Prognosezeitpunkte 2028, 2033 und 2045 installierten Anlagenleistung.

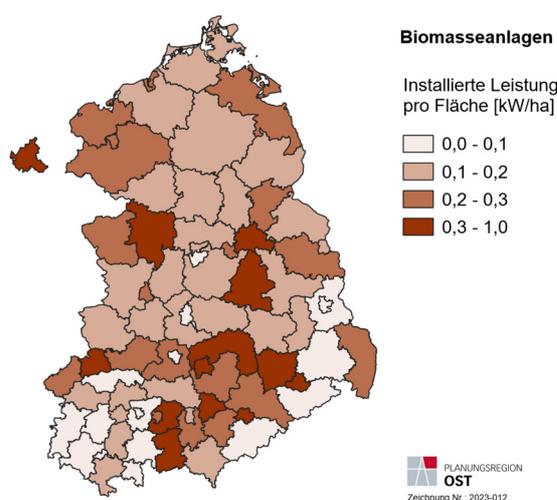


Abbildung 12: Regionale Verteilung der installierten Biomasseanlagen in der Planungsregion Ost für alle Prognosezeitpunkte

Tabelle 7: Prognose Biomasseanlagen (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)

Bundesland	Bestand 31.12.2022	Prognose 2028	Prognose 2033	Prognose 2045
Berlin	42	90	120	120
Brandenburg	495	520	520	520
Hamburg	48	50	50	50
Mecklenburg-Vorpommern	413	450	450	450
Sachsen	306	360	360	360
Sachsen-Anhalt	499	510	510	510
Thüringen	308	310	310	310
Planungsregion Ost	2.111	2.290	2.320	2.320

4.3.6 Entwicklung Wasserkraftanlagen

Wasserkraft ist die älteste erneuerbare Stromquelle. Sie wird seit über 100 Jahren genutzt und ist dementsprechend gut entwickelt. Allerdings beschränkt sich das Potenzial

der Planungsregion Ost weitgehend auf die Mittelgebirgsregionen. Die Prognose beschränkt sich auf Laufwasserkraftwerke. Pumpspeicherwerke werden im Kapitel Speicher und Flexibilitäten betrachtet.

Das Potenzial an Stromerzeugung aus Wasserkraft gilt weitgehend als erschlossen. Im Regionalszenario wird angenommen, dass die Nutzung der Wasserkraft auf dem heutigen Niveau erhalten bleibt und kein nennenswerter Ausbau erfolgt.

Insgesamt spielt die Stromerzeugung aus Wasserkraft in der Planungsregion Ost eine sehr untergeordnete Rolle.

Abbildung 13 zeigt die regionale Verteilung der heute installierten und für die Prognosezeitpunkte 2028, 2033 und 2045 fortgeschriebenen Anlagenleistung im Verteilnetz.

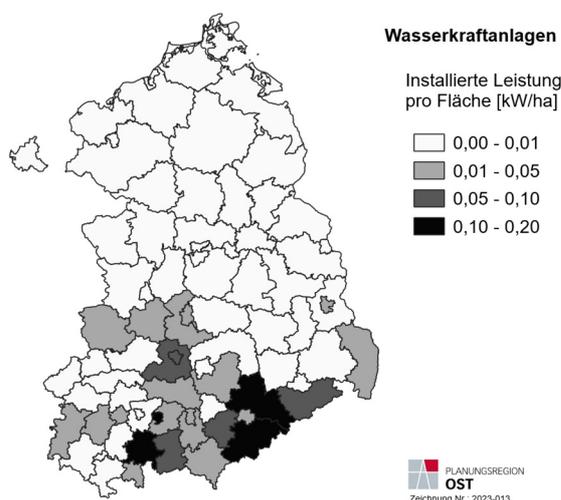


Abbildung 13: Regionale Verteilung der installierten Wasserkraftanlagen in der Planungsregion Ost für alle Prognosezeitpunkte

Tabelle 8: Prognose der Wasserkraftanlagen (Angaben in MW; ohne Pumpspeicheranlagen)

Bundesland	Bestand 31.12.2022	Prognose 2028	Prognose 2033	Prognose 2045
Berlin	0	0	0	0
Brandenburg	5	5	5	5
Hamburg	0	0	0	0
Mecklenburg-Vorpommern	3	3	3	3
Sachsen	92	93	93	93
Sachsen-Anhalt	34	34	34	34
Thüringen	40	40	40	40
Planungsregion Ost	173	174	174	174

4.3.7 Entwicklung sonstige regenerative Erzeugung

Sonstige Anlagen zur regenerativen Stromerzeugung wie Klär- und Grubengas, Geothermie u.ä. haben eine vernachlässigbare Größenordnung im Vergleich zu Wind- und Solarenergie. Nach aktuellem Erkenntnisstand ist nicht zu erwarten, dass Anlagen aus dieser Kategorie einen ernsthaften Einfluss auf den notwendigen Netzausbau in den Verteilnetzen nehmen. Für das Regionalszenario wird daher auf die Prognose zu dieser Anlagenkategorie verzichtet.

Tabelle 9: Bestand sonstiger EE-Anlagen (Angaben in MW)

Bundesland	Bestand 31.12.2022
Berlin	0,0
Brandenburg	2,3
Hamburg	5,2
Mecklenburg-Vorpommern	1,1
Sachsen	2,2
Sachsen-Anhalt	2,5
Thüringen	1,6
Planungsregion Ost	15,0

4.4 Entwicklung der Last

Die sichere Bezugsmöglichkeit der Kunden und Anschlussuchenden mit elektrischer Energie definiert die Versorgungsaufgabe für die Verteilungsnetze.

Neben der Höhe des Stromverbrauchs sind die regionale Verteilung und das Lastprofil im Tages-, Wochen- und Jahresverlauf ausschlaggebend für die Dimensionierung der Stromnetze.

In diesem Kapitel wird die Lastentwicklung getrennt nach allgemeinem Verbrauch, Elektromobilität, Wärmepumpen, Fernwärme, Industrie/Großverbraucher sowie Wasserstoffelektrolyseuren in den Szenarien der Jahre 2028, 2033 und 2045 beschrieben. Als Netto-Verbrauch enthält dieser keine Netz- und Speicherverluste und keinen Kraftwerkseigenbedarf.

4.4.1 Allgemeine Verbrauchsentwicklung

Im Ergebnis der allgemeinen Lastentwicklung werden regional aufgelöste Änderungsfaktoren prognostiziert. Diese Änderungsfaktoren werden mit sektoral differenzierten und regionalisierten gewichteten Indikatoren gebildet. Die Änderungen werden einheitlich auf das Basisjahr 2018 vor der Pandemie bezogen.

Für den Bereich der Industriestromverbräuche wird, wie im Fall der Prozesswärmefachfrage, auf die Szenariodaten des Fraunhofer ISI aus dem Projekt TransHyDE zurückgegriffen. Für Industriebranchen mit grundlegenden Veränderungen der Produktionsprozesse wurde in dem Projekt mittels des Modells FORECAST ermittelt, wie sich der regionale Strombedarf der jeweiligen Branche bei grundlegender Umstellung der branchenspezifischen Produktionsprozesse verändert. In dieser Transformation wird erwartet, dass der Stromverbrauch im Industriesektor im Mittel bis 2045 steigt. Hieraus wurde dann die aggregierte Industriestromnachfrage (ohne Bereitstellung von Heißwasser und Dampf) je Szenariojahr auf NUTS3-Ebene übernommen. Im Modell von Fraunhofer IEE erfolgt eine Verortung des aggregierten Stromverbrauchs anhand von sozio-ökonomischen Parametern innerhalb der Landkreise. Basierend auf Bestandsdaten werden Annahmen zur Entwicklung der sozio-ökonomischen Parameter bis in das betrachtete Zieljahr getroffen. Größere Punktlasten und Anschlussanträge werden gesondert modelliert.

Die Entwicklung des Verbrauchs im Haushaltssektor orientiert sich an der Bevölkerungsentwicklung. Für die Ermittlung des Änderungsfaktors ist es notwendig, den demografischen Wandel der Bevölkerung für die Szenariojahre zu berücksichtigen. Die Bevölkerungszahl wird im Wesentlichen von drei Faktoren beeinflusst: durch die Zahl der Geburten, die Zahl der Sterbefälle und den Wanderungssaldo aus der Differenz zwischen Zuzügen und Fortzügen. Als einheitliche Datenbasis wird in den Modellierungen des Regionalszenarios ein von Fraunhofer IEE bearbeiteter konsistenter Datensatz der Bertelsmann Stiftung für alle Landkreise und kreisfreien Städte in Deutschland auf Basis der amtlichen Statistik der Bundesländer verwendet. Unter Berücksichtigung eines Energieeffizienzfaktors wird die Verbrauchsentwicklung für die Szenariojahre prognostiziert. Im Bereich der Haushalte wird ein Rückgang des Verbrauchs von ca. 10 % angenommen.

Für den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen erfolgt eine Regionalisierung auf Basis der Bundesländerstatistiken für die Planungsregion unter Berücksichtigung von Energieeffizienzfaktoren. In den NUTS-3-Regionen, in denen der Industrieverbrauch ansteigt, wird erwartet, dass auch der GHD-Sektor zu einem gewissen Anteil steigen wird, da aufgrund der Industrieansiedlung, der Arbeitsplätze und Pendler auch Dienstleistungen für die dort arbeitenden Menschen und Firmen ausgebaut werden. Dies ist mit einem Kopplungsfaktor berücksichtigt. Insgesamt wird aber im GHD-Sektor ein Rückgang des Verbrauchs von 14 % in Deutschland erwartet.

Die jeweiligen Änderungsfaktoren aus den Sektoren Industrie, Haushalte und Gewerbe/Handel/Dienstleistungen werden je Szenariojahr gewichtet summiert und ergeben den gesamten Änderungsfaktor der Stromverbräuche je NUTS-3-Region. Damit erhält man einen Überblick über den prognostizierten Trend der allgemeinen Verbrauchsentwicklung.

Dieser Trend ist in der folgenden Abbildung 14 für die jeweiligen Szenariojahre dargestellt.

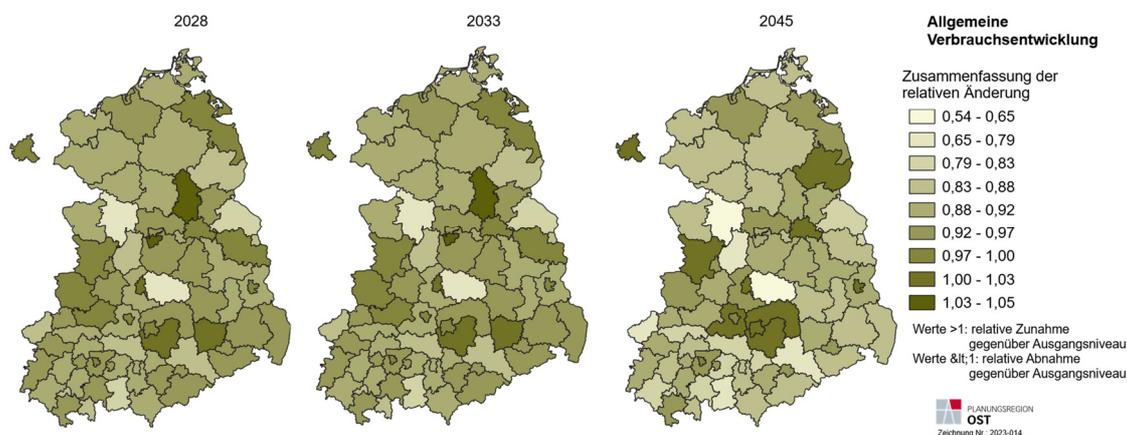


Abbildung 14: Trends der Entwicklung des allgemeinen Verbrauchs für die Szenariojahre

4.4.2 Elektromobilität

Die Elektromobilität wird in die drei Bereiche PKW, leichte und schwere Nutzfahrzeuge untergliedert.

PKW und leichte Nutzfahrzeuge

Zur Ermittlung des Markthochlaufszenarios für die Durchdringung der zukünftigen Fahrzeugbestände wird das sogenannte Modell AgentCarID des Fraunhofer IEE angewendet. Es erfolgt eine jahresscharfe Simulation der Entwicklung der Fahrzeugbestände, die die Grundlage für die weitere Betrachtung der Regionalisierung bildet.

Konkret geht die modellierte Entwicklung des Fahrzeugbestandes von den Bestandswerten des Kraftfahrtbundesamtes (KBA) aus dem Jahr 2021 aus [4], nähert sich in der Gesamtanzahl im Jahr 2030 an ca. 50 Millionen an (orientiert an [5]) und nimmt bis zum Jahr 2050 auf ca. 40 Millionen PKW und leichte Nutzfahrzeuge im Wesentlichen aufgrund des demografischen Wandels bzw. neue Mobilitätskonzepte in den Städten ab.

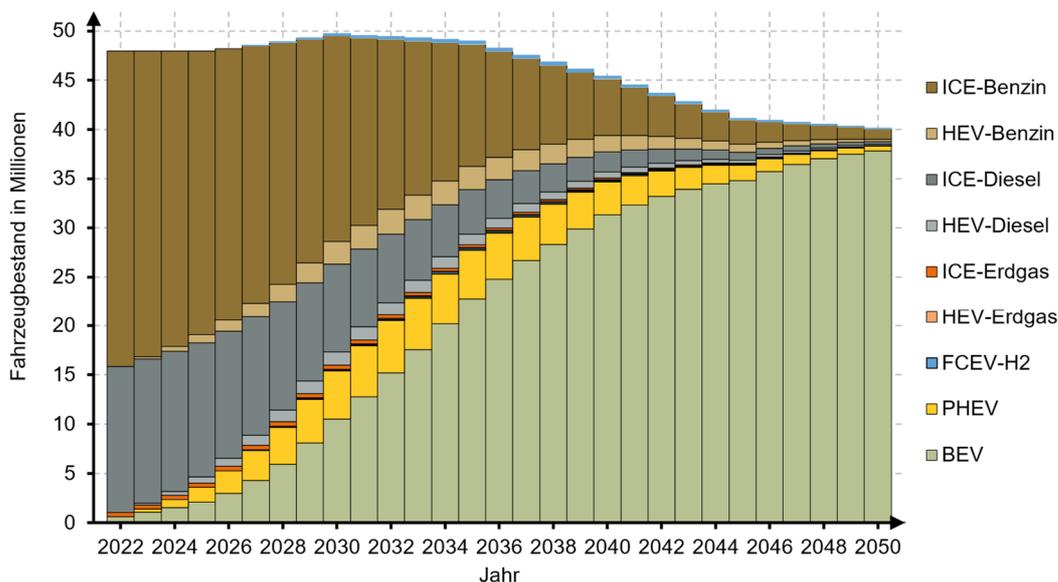


Abbildung 15: Modellierter jährlicher Entwicklung des PKW- und LNF-Fahrzeugbestandes in Deutschland

Für den daraus resultierenden Bereich der Ladebedarfe wird dann zwischen Heimladen und Arbeitgeberladen (11 kW pro Ladepunkt), öffentlichem Laden (22 kW pro Ladepunkt) und Schnellladen (150 kW pro Ladepunkt) unterschieden (PKW-Segment). Hierfür werden die entsprechenden Verhältnisse aus dem Referenzszenario der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur von ca. 43 % (privater Stellplatz am Wohnort), 29 % (Arbeitgeber), 23 % (Kundenparkplatz & Straßenraum) und 5 % (Lade-Hub innerorts) angesetzt. Als zusätzliche regionale Ladeinfrastruktur wird Autobahnladen (bis 350 kW pro Ladepunkt) simuliert. Der Ladebedarf der leichten Nutzfahrzeuge aus Depotladen wird im Bereich schwere Nutzfahrzeuge berücksichtigt.

Für die Methodik werden die E-PKW deutschlandweit auf die Gemeinden nach Zulassungen, Bevölkerungsentwicklung, Regionalstatistische Raumtypologie und zusätzlichen Ladepunkten für Arbeitgeberladen (nach Einpendlerzahlen) verteilt. Aus der Anzahl der E-PKW je Gemeinde und den dafür notwendigen Ladepunkten (Heimladen + öffentliches Normal- und Schnellladen) ergibt sich die kumulierte Anschlussleistung für die Planungsregion Ost. Gleichzeitigkeitsfaktoren des Leistungsabrufs sind dabei noch nicht berücksichtigt.

Zusätzlich zu den notwendigen Ladepunkten in den Gemeinden wird der Ausbau der Autobahnladeinfrastruktur ermittelt. Dies beinhaltet sowohl PKW als auch leichte Nutzfahrzeuge. Schwere Nutzfahrzeuge sind in einer eigenen Methodik, die im folgenden Kapitel beschrieben wird, berücksichtigt. Das Laden findet aber an denselben Raststätten statt und ist additiv.

Leichte Nutzfahrzeuge sind (mit der Ausnahme von Autobahnladen) nicht den Ladepunkten der PKW zugeordnet, sondern separat dem Depotladen, da sie im folgenden Abschnitt zu schweren Nutzfahrzeugen behandelt werden.

Schwere Nutzfahrzeuge

Bei der Frage, welche Marktentwicklung schwere Nutzfahrzeuge zukünftig nehmen werden, bestehen noch große Unsicherheiten. Diese sind sowohl technologisch als auch darin begründet, dass für dieses Fahrzeugsegment aktuell noch kein Verbrennerverbot analog zu PKW und leichten Nutzfahrzeugen existiert. Die Regionalisierungsmethodik fokussiert gemäß aktueller Markterwartungen, wie sie auch seitens der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur unterstellt werden, batterieelektrisch betriebene LKW. Dieser Punkt weicht von der Technologieaufteilung schwerer Nutzfahrzeuge im NEP 2022 ab, der eine Kombination der Antriebe von batterieelektrischen LKW, Oberleitungs-LKW und LKW mit Brennstoffzellenantrieb vorsieht. Für den Aufbau einer Oberleitungs-Infrastruktur bedarf es politischer Mehrheiten, die derzeit nicht absehbar sind. Deswegen werden die Anteile des Oberleitungs-LKW im Szenario als batterieelektrische LKW interpretiert.

Für die Methodik werden die schweren Nutzfahrzeuge in 3 Größenklassen und nach Depotladen und Autobahnladen eingeordnet. Die Entwicklung des Gesamtstromverbrauchs in Deutschland zum Laden schwerer Nutzfahrzeuge (in- und ausländische Fahrzeuge) wurde bestimmt auf Basis:

- der Fahrzeuganzahl,
- der spezifischen Fahrleistungen,
- der erwarteten Batteriegrößen,
- des spezifischen Verbrauchs.

Für das Depotladen wird angenommen, dass in 2028 ein Ladepunkt je Fahrzeug benötigt wird. In 2045 teilen sich dann zwei Fahrzeuge einen Ladepunkt.

Die modellierten Größenklassen sind in der folgenden Tabelle aufgezeigt.

Tabelle 10: Modellierte Größenklassen schwere Nutzfahrzeuge

Größenklasse	3,5-12t 	12-26t 	26-40t 
Depotladen	22 kW je Ladepunkt	50 kW je Ladepunkt	100 kW je Ladepunkt
Autobahnladen	Schnellladepunkte 700 kW (2028) bzw. 900 kW (2033) je Ladepunkt		
	100 kW je Ladepunkt zum Nachtladen Auswahl von Tankstellen und wenn notwendig Rastplätze mit langfristig 50-km-Maximalabstand		

Grundlage für die Aufteilung von Depot- und Autobahnladung ist die zukünftige durchschnittliche wirtschaftliche Batteriekapazität. Es wird eine Batteriekapazität für 300 km

als wahrscheinliche Entwicklung erachtet, womit ca. 1/3 der Fahrleistung einer durchschnittlichen Flotte mit Depotladen abgedeckt werden kann. Nach aktueller Literatur (z. B. [6], [7], [8]) und Expertengesprächen sind 300 km Reichweite eine wirtschaftlich sinnvolle Lkw-Auslegung welche für die Speditionen im Hauptsegment der 40-t-LKW (Gesamtmasse) erwartet wird, als Kompromiss zwischen Anschaffungskosten, Reduktion der Nutzlast und Betriebskosten. Aufgrund von Kostenvorteilen gegenüber dem Autobahnladen wird davon ausgegangen, dass das Depotladen schneller hochläuft als das Autobahnladen, das perspektivisch noch nicht flächendeckend zur Verfügung steht. Weiterhin ist aufgrund des ökonomischen Vorteils des Depotladens davon auszugehen, dass Speditionen diesen Anteil maximieren werden. Eine einfache Maßnahme ist beispielsweise das Starten von Fahrten > 300 km mit voller Ladung und Reduktion des Nachladens auf das notwendige Maß. Dadurch ergibt sich ein Anteil von in etwa 50 % für das Depotladen und eine gleiche Größenordnung für die Schnellladung an Autobahnen.

Als Basis für die Gewichtung der benötigten Ladepunkte zwischen vielbefahrenen und wenig befahrenen Autobahnen werden die Verkehrszählungen 2021 der Bundesanstalt für Straßenwesen genutzt.

Entsprechend einer Analyse von Studien wird bei einem hohen Anteil an batterieelektrischen LKW eine Ladestellendichte an Autobahnen von 50 km notwendig sein. Für die Modellierungen der Planungsregion Ost wird bereits für das Jahr 2028 eine Ladestellendichte von 50 km angesetzt, um schon frühzeitig wahrscheinliche Standorte für spätere Autobahnladestandorte in ihren Auswirkungen auf den Netzausbau einbeziehen zu können.

Für die Planungsregion Ost wird davon ausgegangen, dass bereits bestehende Autobahn-Raststätten und autobahnahe Autohöfe prädestiniert dafür sind, in Zukunft über Ladeinfrastruktur zu verfügen. Das Ergebnis zeigt die folgende Abbildung (grüne Markierungen).

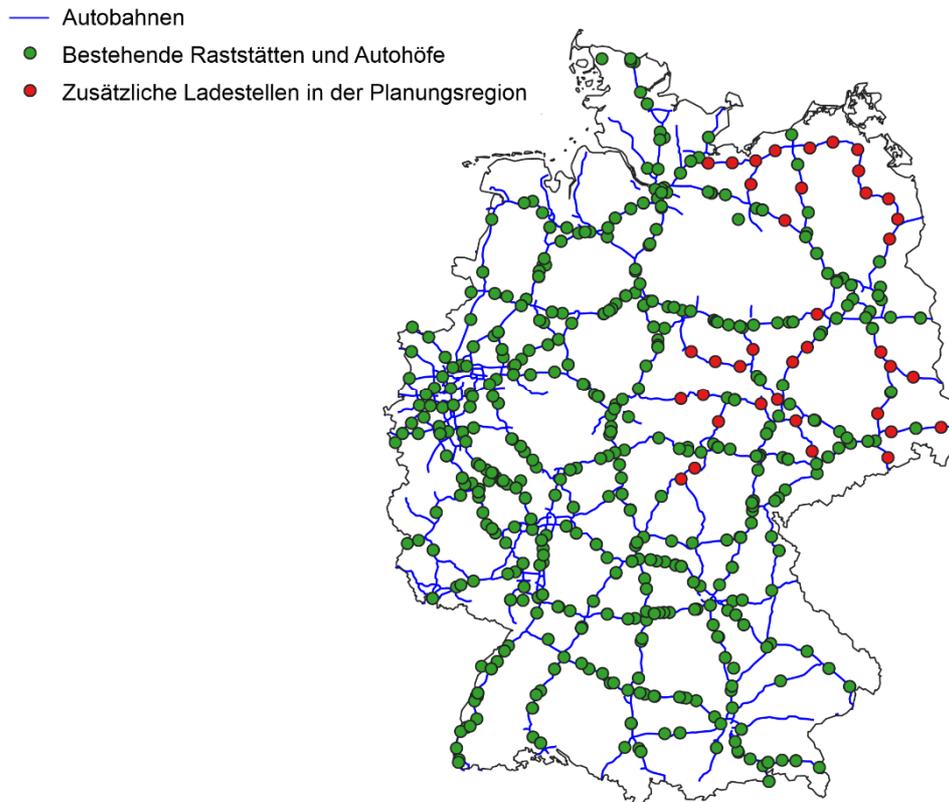


Abbildung 16: Prognose erforderliche Autobahnladestellen

Da die bestehenden Raststätten und Autohöfe zum Teil mehr als 50 km voneinander entfernt sind, wurden für das Gebiet der Planungsregion Ost mögliche, zusätzliche Autobahnladestellen ermittelt, die das Maximalabstandskriterium von 50 km erfüllen (rote Markierungen). Von einer geringeren notwendigen Ladestellendichte auf schwach befahrenen Autobahnen wird abgesehen. Aufgrund des Parkplatzbedarfs für das Übernacht-Laden ist aber davon auszugehen, dass alle diese Standorte elektrifiziert werden.

Der gesamte Energiebedarf zum Laden von E-LKW auf Autobahnen wird zunächst entsprechend des LKW-Verkehrsaufkommens auf die Autobahnabschnitte verteilt, dann zu gleichen Anteilen auf die Ladestellen des jeweiligen Autobahnabschnitts.

Zusammenfassende Darstellung der Gesamtergebnisse Elektromobilität

Die folgende Abbildung zeigt das Gesamtergebnis der Ladeleistungen für PKW, leichte Nutzfahrzeuge und Schwerlastverkehr:

Tabelle 11: Prognose der installierten Ladeleistung je Bundesland (Angaben in MW)

Bundesland	Prognose 2028	Prognose 2033	Prognose 2045
Berlin	1.760	3.410	5.860
Brandenburg	3.210	5.850	8.510
Hamburg	1.400	2.850	4.890
Mecklenburg-Vorpommern	1.790	3.280	4.930
Sachsen	4.100	7.390	10.870
Sachsen-Anhalt	2.300	4.130	6.410
Thüringen	2.190	3.920	5.810
Planungsregion Ost	16.750	30.830	47.280

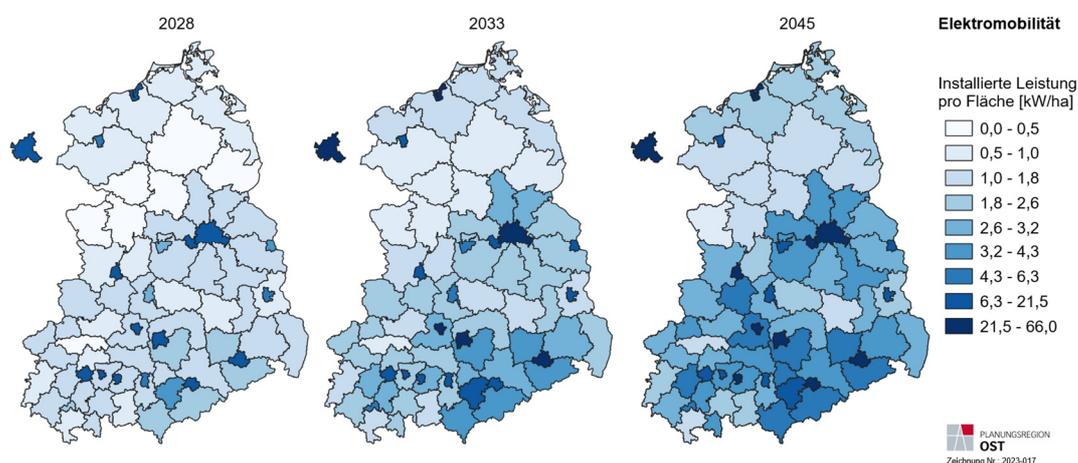


Abbildung 17: Zusammenfassende Darstellung der Gesamtergebnisse Elektromobilität

4.4.3 Dezentrale Wärmepumpen und Nahwärmeversorgung

Im folgenden Abschnitt wird das Verfahren zur Berechnung der Energiebedarfe durch Wärmepumpen (WP) erläutert. Für die Entwicklung der Szenarien kommen Luft-Wasser- und Erdsonden-WP mit und ohne Kombination einer Lüftungsanlage zum Einsatz, welche die Umweltwärme nutzen und somit emissionsärmer arbeiten als fossile Erzeuger. Für Gebäude, welche zukünftig an Nahwärmegebiete angeschlossen werden, muss die Energieversorgung in räumlicher Nähe gewährleistet werden. Hierfür werden Erdsondenfelder mit großen Wärmepumpen als repräsentativ für die Rückwirkungen auf das Stromnetz angesehen. Die Versorgung von Fernwärmenetzen erfolgt dagegen zentral an vom Gebäude entfernten Standorten (siehe nächstes Kapitel). Luft-Luft-WP sind relativ selten, für das elektrische Netz vergleichbar zu Luft-Wasser-WP und werden nicht differenziert betrachtet. Zur Ermittlung des Markthochlaufszenarios für die Durchdringung der Gebäude mit Wärmepumpen wird das Modell AgentHomeID des

Fraunhofer IEE angewendet. Dieses Gebäudebestandsmodell berücksichtigt zusätzlich zu technischen DIN-basierten Bewertungen einzelner Bauteile der Gebäude auch empirisch erhobene Zahlungsbereitschaften der Gebäudeeigentümer und bildet die Entscheidungen für eine Hüllensanierung und Heizungserneuerung unter regulatorischen Rahmenbedingungen und Budgetrestriktionen ab. Dabei werden die neuen Regelungen zu 65 %-EE-Wärme für neue Heizungen ab 2024 (zzgl. sukzessiver Reduktion der Anlagennutzungsdauer), die Effizienz-Anforderungen aus dem Gebäudeenergiegesetz, die Bundesförderung für effiziente Gebäude und Energiepreisentwicklungen inkl. CO₂-Preis abgebildet. Das Modell unterscheidet dabei nach Eigentübertypen und berücksichtigt im Fall von Vermietung die umlegbaren Kosten für energetische Sanierung. Für die Differenzierung zwischen städtischem und ländlichem Raum unter Berücksichtigung des demografischen Wandels sowie für die Wechselwirkungen zwischen Gebäudehülleneffizienz und Stromverbrauch von Wärmepumpen wurde dieser komplexe Modellansatz für die Planungsregion gewählt. Nicht berücksichtigt sind die Entwicklung der Marktverfügbarkeit und der Installationskapazitäten.

Grundlage ist ein Gebäudemodell, welches eine Vielzahl von Parametern bzgl. des Bauwerks und des Haushaltes berechnet. Für jedes Bauwerk liegt ein 3D-Modell mit Informationen zur Außenhülle und Dachstruktur zugrunde und außerdem die Gebäudefunktion bei Nichtwohngebäuden. Aus dem Zensus 2011 stammen Informationen für Wohngebäude (Anzahl der Bewohner je Haushalt, das Gebäudealter sowie Gebäudetyp-Bauweise). Die Daten ermöglichen eine Bestimmung der beheizten Gebäudefläche. Auf Basis umfangreicher Eingangsparameter erfolgt die 5-jahresscharfe Simulation der Entwicklung aller Einzelgebäude der Planungsregion Ost.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass die Anzahl der Wohngebäude und der beheizten Nichtwohngebäude in Deutschland nur gering ansteigt. Im Bereich Wohngebäude wird eine Steigerung von heute 19,4 Mio. auf 21,6 Mio. im Jahr 2045 unterstellt. Durch Abriss und Neubau kommt es aber zu regionalen Verschiebungen. Im Bereich der Nichtwohngebäude bestehen größere Unsicherheiten. Von den 21 Mio. Nichtwohngebäuden fallen derzeit 2 Mio. beheizte Gebäude unter die Regulierung des Gebäudeenergiegesetzes und werden im Szenario als konstant angenommen. Bei Industriebauwerken (ca. 650 Tsd.) besteht die Unsicherheit, ob diese in die Versorgung der Prozesswärme am gleichen Gelände eingebunden sind oder über eine separate dezentrale Heizung verfügen. Zudem ist der Heizungsbedarf vor Ort mit höherer Unsicherheit zu bewerten als für andere Nichtwohngebäude. In der Methodik der Planungsregion Ost werden diese vereinfacht dem Prozesswärmebedarf zugeordnet (siehe nächstes Kapitel).

Für Deutschland werden im Jahr 2030 ca. 6 Mio. dezentrale WP erreicht. Der Anteil von Fern- und Nahwärme erhöht sich langfristig auf ca. 20 % der Gebäude. Der Anteil an der Wärmenachfrage ist höher, da größere Gebäude angeschlossen sind. Luft-WP dominieren den Heizungsmarkt mit entsprechenden Herausforderungen für die elektrischen Netze. Biomasse (im Modell abgebildet als Pelletkessel) können stellvertretend auch für andere Versorgungsoptionen wie z.B. EE-Gase bzw. Wasserstoff interpretiert werden, welche keine Auswirkungen auf das Stromnetz haben.

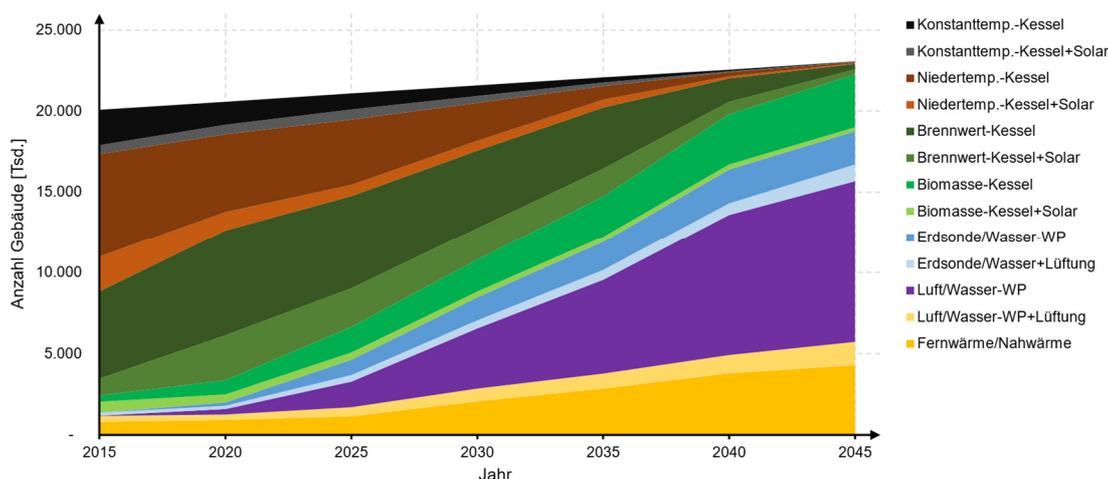


Abbildung 18: Modellierter Entwicklung der Versorgung des Gebäudebestands in Deutschland

Zur Berücksichtigung der Infrastrukturabhängigkeiten vor Ort wird in den regionalisierten Modell-Läufen ein Wärmenetzpotenzial zu Grunde gelegt. Auf Basis der langfristigen Wärmedichten im 100 x 100 m-Raster (Mindestwerte) und bestehenden Fernwärmeanschlüssen, wird ein Ausbaupotenzial für zentrale Fernwärme (Verdichtung + Ausbau im räumlichen Zusammenhang) und geothermischer Nahwärme in anderen Gebieten ermittelt. In Wärmenetzgebieten werden auch dezentrale Wärmepumpen zugelassen. Biomasse wird ausgeschlossen, wenn es eine gleichwertige Alternative für Gebäudeeigentümer gibt.

Die heutigen Installationszahlen für Wärmepumpen sind nur näherungsweise zu ermitteln und auf die Bundesländer zuzuordnen. Ende 2022 waren in Deutschland 980 Tsd. Luft-WP und 405 Tsd. Erdsonden-WP installiert. Die installierte thermische Leistung lässt sich über vereinfachte Annahmen zur Leistungszahl in elektrische Leistung umrechnen. In nachstehender Tabelle wurden die verwendeten Technologien (Erdsonden-WP, Luft-Wasser-Wärmepumpen mit/ohne Heizstab) zusammengefasst.

Tabelle 12: Prognose der installierten elektrischen Leistung dezentraler Wärmepumpen
(Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)

Bundesland	Bestand 31.12.2022	Prognose 2028	Prognose 2033	Prognose 2045
Berlin	30	1.320	2.080	3.720
Brandenburg	400	3.730	5.620	9.010
Hamburg	70	1.790	2.470	3.890
Mecklenburg-Vorpommern	180	2.080	3.120	5.100
Sachsen	510	4.310	6.520	10.850
Sachsen-Anhalt	290	2.350	3.530	5.850
Thüringen	260	2.500	3.660	5.680
Planungsregion Ost	1.740	18.080	27.000	44.100

In neuen Nahwärmenetzen wird eine Versorgung mit Erdsonden als repräsentativ erachtet und der Bezug von thermischer Leistung zu elektrischer Leistung vereinfacht wie bei Einzelgebäuden vorgenommen.

Tabelle 13: Prognose der installierten elektrischen Leistung in Nahwärmenetzen
(Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)

Bundesland	Prognose 2028	Prognose 2033	Prognose 2045
Berlin	130	170	210
Brandenburg	430	510	530
Hamburg	260	310	350
Mecklenburg-Vorpommern	170	200	210
Sachsen	760	880	880
Sachsen-Anhalt	430	490	500
Thüringen	520	610	600
Planungsregion Ost	2.700	3.170	3.280

Die weitere Regionalisierung auf Ebene der Kreise ist aus Abbildung 19 ersichtlich. Dabei werden alle installierten Leistungen (Einzelsonden-WP, Luft-WP, Nahwärme-WP) aufsummiert.

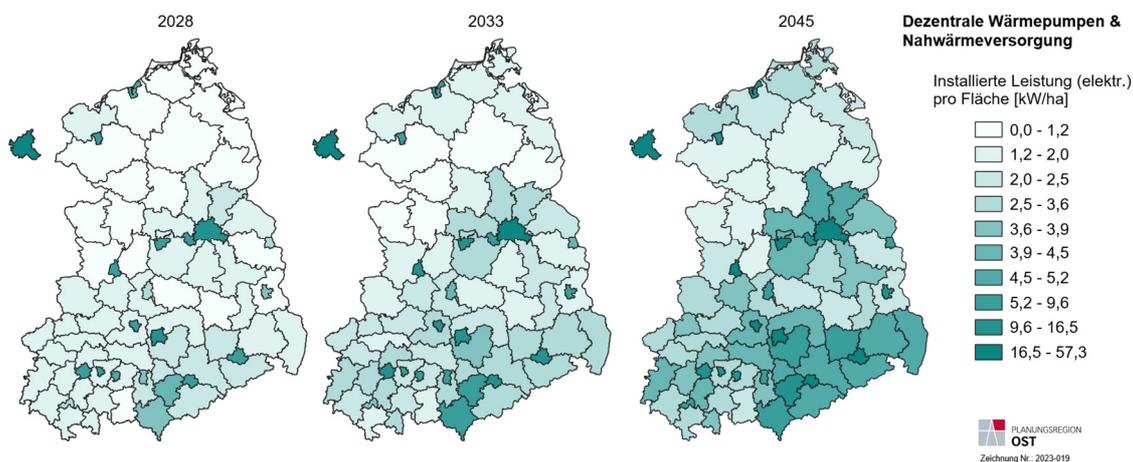


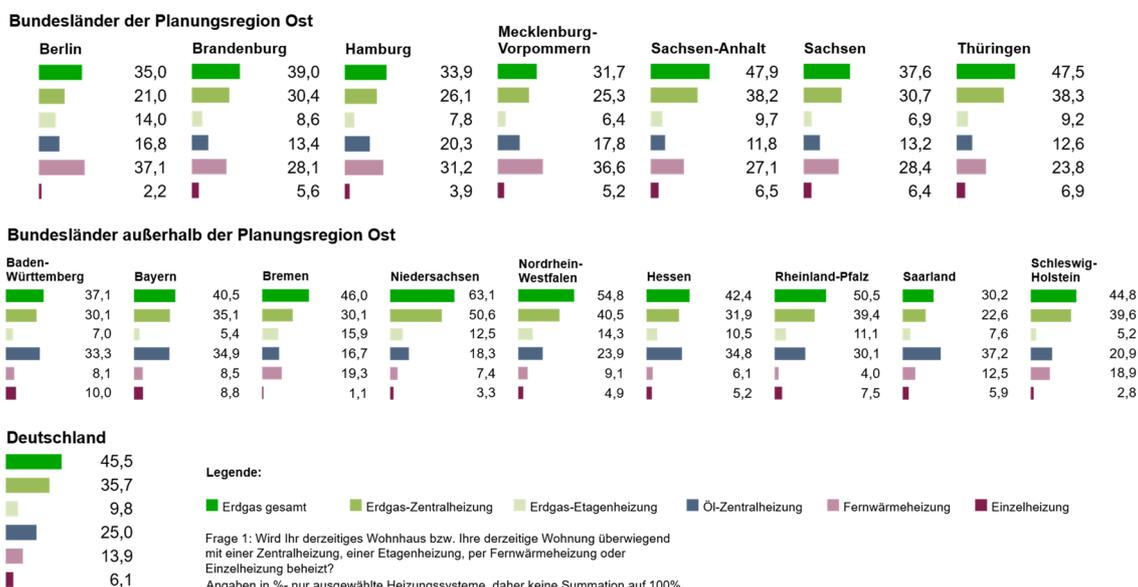
Abbildung 19: Prognose der installierten Leistung (elektrisch) von Dezentralen Wärmepumpen und Nahwärmeversorgung in der Planungsregion Ost

4.4.4 Fern- und Prozesswärme

In diesem Abschnitt wird der Einsatz von Erzeugungsanlagen zur Fernwärme- und Industriewärmeversorgung beschrieben, mit der eine Substitution fossiler Erzeuger in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) vorgenommen wird.

Für die Netzausbauszenarien ist von einem etwa doppelt höheren Erschließungsgrad der ostdeutschen Flächenländer im Vergleich zu den westdeutschen Flächenländern auszugehen (siehe Abbildung 20). Die Szenarien bedürfen aber einer aufgabenbezogenen konkreten Betrachtung, weil sich die Fernwärmeerschließung im Wesentlichen auf Städte konzentriert. Hier ist der Ausbauzustand sehr unterschiedlich.

Nach dem aktuellen Erkenntnisstand kommen neben Heizwerken dafür Großwärmepumpen und Elektrodenkessel zum Einsatz, die für das Stromnetz eine zusätzliche Last darstellen (siehe Abbildung 21). Diese Anlagen werden ergänzend zu mittelfristig weiter betriebenen Heizkraftwerken (KWK-Anlagen) eingesetzt. Für das Regionalszenario wird die Prognose von Großwärmepumpen und Elektrodenkesseln durch die aktuellen Prognosen der Fern- und Industriewärmenachfrage bestimmt.



Quelle: BDEW-Studie zum Heizungsmarkt „Wie heizt Deutschland?“, Foliensatz S. 4, September 2019

Abbildung 20: Überblick über genutzte Heizungssysteme in Deutschland (Quelle BDEW)

In Abbildung 21 sind Erzeugung und Lastgang für diese Anlagen in Deutschland 2045 prognostiziert und auf ein Jahr normiert. In der Darstellung ist gemäß aktueller Erkenntnis prognostiziert, dass diese Anlagen in vielen Versorgungsgebieten mit einer CO₂-freien Grundlastherzeugung (z.B. Müllheizkraftwerke, Hochtemperatur-Industrieabwärme, Tiefengeothermie) konkurrieren, welche vereinfacht als Teil der „Heizwerk-Erzeugung“ in Abbildung 21 dargestellt sind. Deshalb wird die Wärmeerzeugung im Sommerhalbjahr durch Heizwerke bereitgestellt.

Über die Nutzung des Wärmespeichers sind aber auch im Sommer in diesem Auslegungsfall häufiger Einsatzzeiten der Großwärmepumpe notwendig. Das ist besonders zu berücksichtigen, wenn die Wärmeleistung nicht ausreichend durch Heizwerke bereitgestellt werden kann.

Wie in der Abbildung ersichtlich ist, sind besonders im Winterhalbjahr Großwärmepumpen und Heizkessel als Last bzw. Verbraucher am Stromnetz zu beachten.

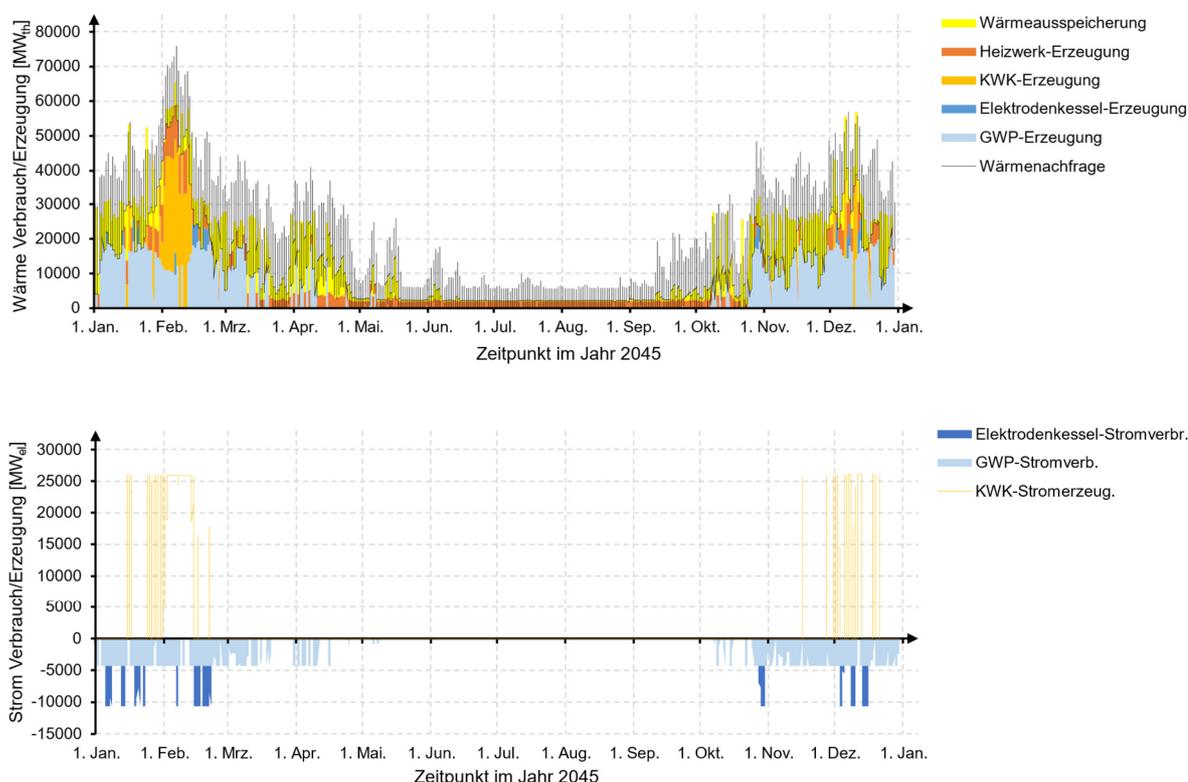


Abbildung 21: Prognose zum Einsatz von KWK- und PTH-Anlagen zur Wärmeerzeugung (thermisch und elektrisch)

Die Entscheidungen für die Investitionen und den Betrieb von KWK-Anlagen, Elektrodenkessel und Großwärmepumpen werden in einem wettbewerblichen Markt in Rückwirkung mit den politischen Prämissen (z.B. dem Ausbau von Wind- und Photovoltaik, Kohleausstieg) und dem verfügbaren CO₂-Budget bzw. CO₂-Preis im Rahmen einer Marktsimulation getroffen.

Nachfrageentwicklung

Die Entwicklung der Nachfrage nach Fernwärme orientiert sich an den BMWK-Langfristszenarien zur Treibhausgasneutralität in 2050, welche auch die Grundlage für den NEP-Szenariorahmen darstellen [9]. Im Ergebnis wird in Anlehnung an den NEP eine Steigerung des Anteils von zentraler Fernwärme auf langfristig 25 % unterstellt (Abbildung 22) während der Industriewärmebedarf sinkt (Abbildung 23).

Derzeit versorgt ein Teil der KWK-Kraftwerke und der Fernwärmenetze auch Industrie-Prozesswärme. Im NEP wird dabei keine Differenzierung zwischen Fernwärme und Industrieprozesswärme vorgenommen. In Hinblick auf die notwendige Temperaturabsenkung zur Integration von Wärme aus erneuerbaren Energien ist es aber wahrscheinlich, dass Industrieverbraucher aufgrund höherer Temperaturanforderungen nicht mehr von einem Fernwärmenetz versorgt werden können, sondern eine Objektnetz-Wärmeversorgung aufbauen müssen. Vor diesem Hintergrund wird Fernwärme vereinfacht pauschal zur Versorgung von Gebäudewärme im Bereich Haushalte und Gewerbe/Handel/Dienstleistungen definiert.

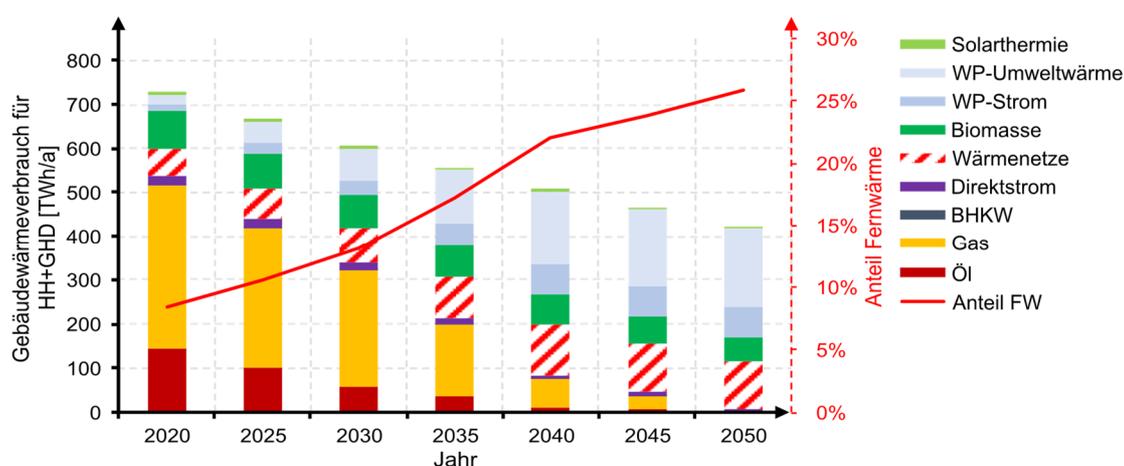


Abbildung 22: Entwicklung des Anteils der Fernwärme für Gebäudeheizung von Haushalten (HH) und Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD) in Deutschland (NEP)

Aufgrund der volkswirtschaftlichen Anforderungen ist mittelfristig mit einem Anstieg des spezifischen Fernwärmebedarfs aus zentraler Erzeugung zu rechnen. Fernwärme stellt neben Strom eine Möglichkeit zur Substitution von Gas- und Ölheizungen dar. Im Fernwärmenetz wird dies durch Netzverdichtung und Netzerweiterung im städtischen Bereich erwartet.

Im Bereich der Industrie-Prozesswärme muss zwischen Heißwasser, Dampf und Öfen unterschieden werden. Da Öfen direkt über Brennstoffe oder Strom befeuert werden, sind nur Heißwasser und Dampf relevant, um diese mit Großwärmepumpen oder Elektrodenkesseln versorgen zu können. Grundlage der Aufteilung und der Entwicklung in beiden Anwendungen sind die Szenariodaten des Fraunhofer ISI, die im Projekt TransHyDE mittels des detaillierten europäischen Nachfragemodells für Industriebranchen FORECAST ermittelt wurden.

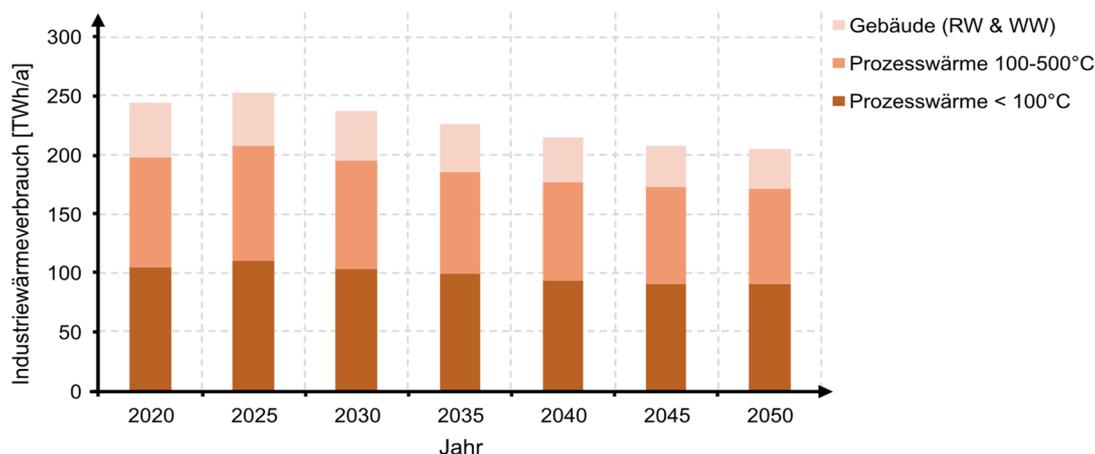


Abbildung 23: Entwicklung des Industrierwärmebedarfs in Deutschland (ohne Öfen)

Thermische Kraftwerke

Für die Entwicklung der thermischen Kraftwerke ist einerseits die Entwicklung der Bestandskraftwerke zu berücksichtigen, andererseits auch der Zubau an neuen Kraftwerken im Markt zu regionalisieren. Im Rahmen des NEP-Szenariorahmens [9] werden dabei auch Projekte, welche sich in Planung, aber nicht im Bau befinden, oder für die bereits eine reale Investitionsentscheidung getroffen wurde, berücksichtigt. Für die Betrachtungen aus Verteilnetzbetreibersicht ist es unerheblich, ob die Umrüstung auf H₂-Betrieb technisch möglich ist oder nicht. Es wird pauschal von einer Weiternutzung des Kraftwerksstandortes ausgegangen.

In der Praxis wäre ein Neubau einer H₂-ready-Gasturbine am selben Standort notwendig. Im BHKW-Bereich bestehen Absichtserklärungen der Hersteller, dass die neusten Anlagen langfristig auf H₂ umrüstbar seien, mit noch ausstehendem Praxisnachweis. Zudem ist in Hinblick auf die aktuelle politische Diskussion zum Marktdesign ohne zusätzliche Kapazitätzahlungen eine Investitionszurückhaltung zu erwarten. Aus den o.g. Gründen werden nur Ersatzinvestitionen an Standorten mit auslaufenden oder bereits stillgelegten Bestandsanlagen berücksichtigt. Für die Planungsregion Ost liegt der Fokus zudem auf KWK-Anlagen. Da Kondensationskraftwerke aus Kostengründen eher größere Leistungsklassen aufweisen und eher am Übertragungsnetz angeschlossen werden, sind diese nicht Bestandteil der Betrachtungen.

Für die Modellierung werden Anlagen ≥ 5 MW aus dem Marktstammdatenregister berücksichtigt. Mini-BHKW und ihre Entwicklung sind dagegen Bestandteil der Einzelgebäudeheizungen. Das Ergebnis der Entwicklung des Anlagenbestands ist in Tabelle 14 dargestellt. Biomasse-Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung sind in Kapitel 4.3.5 mit behandelt.

Tabelle 14: Entwicklung der elektrischen KWK-Kraftwerksleistung ohne Biomasse-Anlagen (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)

Bundesland	Bestand 31.12.2022	Prognose 2028	Prognose 2033	Prognose 2045
Berlin	2.417	1.610	1.840	2.650
Brandenburg	5.093	3.300	1.690	940
Hamburg	609	630	560	1.550
Mecklenburg-Vorpommern	859	880	970	570
Sachsen	4.644	3.050	3.390	1.750
Sachsen-Anhalt	2.285	2.090	2.580	1.550
Thüringen	467	680	960	810
Planungsregion Ost	16.374	12.240	11.990	9.830

Tabelle 15: Entwicklung der elektrischen Leistung von PtH-Anlagen (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)

Bundesland	Prognose 2028	Prognose 2033	Prognose 2045
Berlin	149	393	1.135
Brandenburg	675	552	576
Hamburg	135	203	725
Mecklenburg-Vorpommern	123	217	295
Sachsen	445	788	1.013
Sachsen-Anhalt	1.245	1.334	1.034
Thüringen	114	330	515
Planungsregion Ost	2.886	3.816	5.293

Prämissen der Modellierung und Regionalisierung

Grundsätzlich wird der Anlageneinsatz und der Ausbau von neuen KWK-Anlagen, von Elektrodenkesseln und Großwärmepumpen (im Folgenden als PtH – Power-to-Heat zusammengefasst) deutschlandweit einheitlich modelliert. Dabei erfolgt keine Differenzierung, ob z. B. für die Fernwärmeversorgung lokal individuelle Abwärmepotenziale (Industrieabwärme, großer Fluss, ...) oder z. B. Tiefengeothermiefpotenziale vorliegen. Die Regionalisierung dieser einheitlich ökonomisch designten Systeme erfolgt dann auf das spezifische Nachfragepotenzial. In Hinblick auf Genehmigungsfragen wird es für wahrscheinlich erachtet, dass für den Neubau von H₂-ready-Gaskraftwerken bestehende KWK-Standorte weiter genutzt werden. Hierbei wird unterstellt, dass auch Kohle-KWK-Standorte zukünftig mit Gas bzw. H₂ versorgt werden können, da die Infrastrukturkosten für einen Gasnetzanschluss für große Verbraucher gering sind. Auch Großwärmepumpen werden vereinfacht den KWK-Standorten zugeordnet. Die genaue

Standortauswahl erfolgt durch die beteiligten VNB auf Basis ihrer Netzdaten und Anschlussanträge. Damit können regionale Spezifika genau berücksichtigt werden wie z.B. Nutzung von Abwärme aus Klärwerken und Rechenzentren.

Für KWK-Anlagen auf Basis von Klärgas oder Ersatzbrennstoffen (landläufig Müllverbrennungsanlagen) wird angenommen, dass diese über das Jahr 2045 hinaus betrieben werden, Anlagen auf Basis von Gicht-, Konverter- oder Kuppelgas hingegen nicht.

Große Wärmesenken im industriellen Bereich sind meist über KWK versorgt. Für die Zuordnung des Zubaus wird daher das Wärmeerzeugungsniveau ursprünglicher Industrie-KWK-Anlagen genutzt, um neue Hybridsysteme (Kombination KWK mit Power-to-Heat-Anlagen) anteilig standortscharf zuweisen zu können.

Tabelle 16: Rahmenannahmen zur Modellierung und Regionalisierung von KWK und PtH

	Fernwärme	Industrie-Heißwasser	Industrie-Dampf		
Tech- nologien	Großwärmepumpen, Elektrodenkessel, KWK (Zubau + Bestand), Wärmespeicher, Spitzenlastkessel		Elektrodenkessel, KWK (Zubau + Bestand), Spitzenlastkessel		
2028	Modellierung: <ul style="list-style-type: none"> - nur Berücksichtigung von Bestandskraftwerken und in Realisierung befindlichen Kraftwerken - kein Zubau (Planungszeitraum für Neubauten >5 Jahre!) - Kohle-KW: stärkerer Rückgang als im Gesetz vorgegeben - Erdgas-KW: Nutzung der Restlebensdauer 				
2033	Bestandskraftwerke: <ul style="list-style-type: none"> - Kohleausstieg - Erdgas Rückgang nach Lebensdauer Zubau: <table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 50%;">entsprechend lokalem Wärmebedarf, der nicht durch die Bestandskraftwerke gedeckt werden kann</td> <td style="width: 50%; border-left: 1px solid black;"> <ul style="list-style-type: none"> - standortgleicher Ersatz mit Anlagen gleicher Wärmeleistung, - restliche Leistung entsprechend des verbleibenden Wärmebedarfs je NUTS3-Region </td> </tr> </table>			entsprechend lokalem Wärmebedarf, der nicht durch die Bestandskraftwerke gedeckt werden kann	<ul style="list-style-type: none"> - standortgleicher Ersatz mit Anlagen gleicher Wärmeleistung, - restliche Leistung entsprechend des verbleibenden Wärmebedarfs je NUTS3-Region
entsprechend lokalem Wärmebedarf, der nicht durch die Bestandskraftwerke gedeckt werden kann	<ul style="list-style-type: none"> - standortgleicher Ersatz mit Anlagen gleicher Wärmeleistung, - restliche Leistung entsprechend des verbleibenden Wärmebedarfs je NUTS3-Region 				
2045	<ul style="list-style-type: none"> - keine Bestandskraftwerke Zubau: <table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 50%;">entsprechend lokalem Wärmebedarf</td> <td style="width: 50%; border-left: 1px solid black;"> <ul style="list-style-type: none"> - standortgleicher Ersatz mit Anlagen gleicher Wärmeleistung, - restliche Leistung entsprechend des verbleibenden Wärmebedarfs je NUTS3-Region </td> </tr> </table>			entsprechend lokalem Wärmebedarf	<ul style="list-style-type: none"> - standortgleicher Ersatz mit Anlagen gleicher Wärmeleistung, - restliche Leistung entsprechend des verbleibenden Wärmebedarfs je NUTS3-Region
entsprechend lokalem Wärmebedarf	<ul style="list-style-type: none"> - standortgleicher Ersatz mit Anlagen gleicher Wärmeleistung, - restliche Leistung entsprechend des verbleibenden Wärmebedarfs je NUTS3-Region 				

4.4.5 Industrie und Großverbraucher

Während kleinere Industriebetriebe von der Prognose der allgemeinen Lastentwicklung (4.4.1) miteingefasst werden, gilt dies für größere Industriestandorte oder vergleichbare große Einzellasten wie Rechenzentren oder Bahnnumrichter nicht. Für diese erstellen die VNB Einzelprognosen, in die Erkenntnisse aus Anschlussanmeldungen, Planungsgesprächen oder Branchentrends mit einbezogen werden.

Darüber hinaus liegen bei den VNB in aller Regel eine Vielzahl von Anschlussanfragen in unterschiedlichen Umsetzungsstadien vor. Insbesondere in der Hochspannungsebene überschreitet erfahrungsgemäß die überwiegende Anzahl der Anfragen das Stadium einer unverbindlichen Erstanfrage nicht. Bei der Prognose der erwarteten Versorgungsaufgabe und den daraus abgeleiteten Netzausbaumaßnahmen ist es daher für die VNB sehr wichtig, die Realisierungswahrscheinlichkeit der angefragten Projekte kritisch einzuschätzen und daraus Schlussfolgerungen für den tatsächlichen Bedarf und evtl. notwendige Netzausbaumaßnahmen zu ziehen ohne das Netz zu überdimensionieren.

Für die Planbarkeit der eigenen Versorgungsaufgabe ist es für Verteilnetzbetreiber von hoher Wichtigkeit, dass die Kunden ihre Planungen frühzeitig mit den VNB teilen und ihn regelmäßig über den Projektfortschritt informieren. Die Kunden legen wiederum großen Wert darauf, dass VNB mit dem Wissen um die Planungen bei den Kunden vertraulich umgehen.

Im Regionalszenario und den darauf aufbauenden Netzausbauplänen werden daher keine Aussagen getroffen, aus denen sich Rückschlüsse auf Planungen einzelner Kunden ziehen lassen. Die betroffenen VNB werden trotzdem die Planungen ihrer Großkunden in die Netzausbauplanungen einbeziehen und ggf. Maßnahmen daraus ableiten. Dabei werden die VNB nur Projekte berücksichtigen, deren Realisierung vom jeweiligen VNB als wahrscheinlich angenommen wird. Indikatoren dafür sind, dass die Investoren Anschlussleistung verbindlich anfragen (verbunden mit der Zahlung von Baukostenzuschüssen) und die Leistung vom Netzbetreiber reserviert wurde. Die Einschätzung des jeweiligen VNB kann aber auch auf einem erkennbaren kontinuierlichen Projektfortschritt beruhen oder auf wiederholten unverbindlichen Anfragen, die die Attraktivität eines Standortes erkennen lassen und beim jeweiligen VNB zur Einschätzung führen, dass sich in dem Gebiet absehbar etwas entwickeln wird.

4.4.6 Wasserstoffelektrolyse

Fraunhofer IEE hat mittels einer Marktsimulation für das Regionalszenario die Höhe einer sich im Strommarkt refinanzierbaren Elektrolyseleistung ermittelt. Als langfristiger Wasserstoffimportpreis wird ein Wert von 85 €/MWh unterstellt. Da Elektrolyseure ein entscheidendes Element zur Integration von EE-Stromüberschüssen darstellen und ein

auf Wasserstoff umgewidmetes Gasfernleitungsnetz ein deutlich höheres Transportpotenzial darstellt als das Stromübertragungsnetz, sollten Standorte für Elektrolyseure grundsätzlich netzdienlich sein. Für den Markthochlauf stellt sich jedoch die Herausforderung eines noch nicht flächendeckend verfügbaren Wasserstoffnetzes.

Aus diesem Grund ist ein Betrieb von Elektrolyseuren direkt an den Industriestandorten (Onsite) wahrscheinlich. Auf Basis der BMWK-Langfristszenarien und damit der regionalisierten Szenarien des Fraunhofer ISI mittels einer detaillierten Modellierung lässt sich ein Anteil von 63 % der Planungsregion Ost an der langfristigen H₂-Industrienachfrage in Nord- und Ostdeutschland als EE-Überschussregion feststellen (Planungsregion Ost + Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Bremen). Es wird das langfristige Nachfragepotenzial je Landkreis und Branche als Wasserstoffgrundlastnachfrage mittels des Wirkungsgrades von Elektrolyseuren in ein elektrisches Leistungspotenzial für den möglichen Zubau von Elektrolyseanlagen umgerechnet. Zudem wird die wirtschaftliche Mindestleistung für Projekte mit 20 MW_{el} angenommen.

Es muss differenziert werden, welche Branchen eine höhere Zahlungsfähigkeit für Wasserstoff aufgrund der fehlenden technischen Möglichkeiten einer Elektrifizierung der Prozesswärme aufweisen. Dies sind insbesondere Metallerzeugung, Grundstoffchemie, sonstige chemische Industrie, Glas und Keramik sowie Nicht-Eisen-Metalle und Gießereien. Hierfür werden höhere Leistungen als wahrscheinlich erachtet. Die Abwärmenutzung der Elektrolyse als wirtschaftliches Kriterium für die Standortwahl wird als weniger relevant gewertet als die Industrienachfrage oder die netzentlastende Wirkung des Standortes.

Für die Regionalisierung wurde ebenfalls Elektrolyse im Zusammenhang mit Offshore-Windenergieerzeugung berücksichtigt.

Für 2045 wird angenommen, dass alle Wasserstoff-Verbrauchsstandorte an das Wasserstoffnetz angeschlossen sind und die vorher installierte Onsite-Elektrolyse dann noch am Standort erhalten bleibt, sich aber am Strommarkt orientiert und nicht mehr Grundlast fährt.

Konkret werden folgende Annahmen für die Stützjahre für Onsite-Standorte getroffen:

Zeitraum

bis 2028	Berücksichtigung von Projekten, die in Bau bzw. gefördert sind (0,7 GW)
2028-2033	Trennung der H ₂ -Nachfrage-Standorte in Branchen mit hohem punktuellen Bedarf (bis zu 500 MW an einem Standort) und Branchen mit geringerem punktuellen Bedarf (20 MW Mindestleistung, ggf. Auslieferung mit Tankwagen). Es ergeben sich bis 2033 insgesamt 0,7 GW Einzelprojekte plus 5,7 GW Zubau

2033-2045 Zubau nur noch für die Chemiebranche in der Uckermark (>500 MW) aufgrund der erst nach 2033 geplanten Anbindung an das H₂-Netz [10]. Es ergeben sich bis 2045 insgesamt 0,7 GW Einzelprojekte plus 7,1 GW Zubau

Die Ausbauplanung hat für das Jahr 2045 eine Kapazität von 80 GW Elektrolyse als wirtschaftlich ergeben mit einer Auslastung von 2900 Volllaststunden. Dies entspricht der oberen Bandbreite der 3 Szenarien des Szenariorahmens des NEP [9]. Für 2030 ist das politische Ziel von 10 GW auch nach Analysen des Fraunhofer IEE wirtschaftlich im Strommarkt darstellbar. Der Markthochlauf bis 2030 ist aufgrund von Lieferengpässen bei Elektrolyseanlagen schwer abschätzbar. Für den Markthochlauf nach 2030 gehen wir von einer Steigerung des jährlichen Zubaus auf 4,8 GW/a aus.

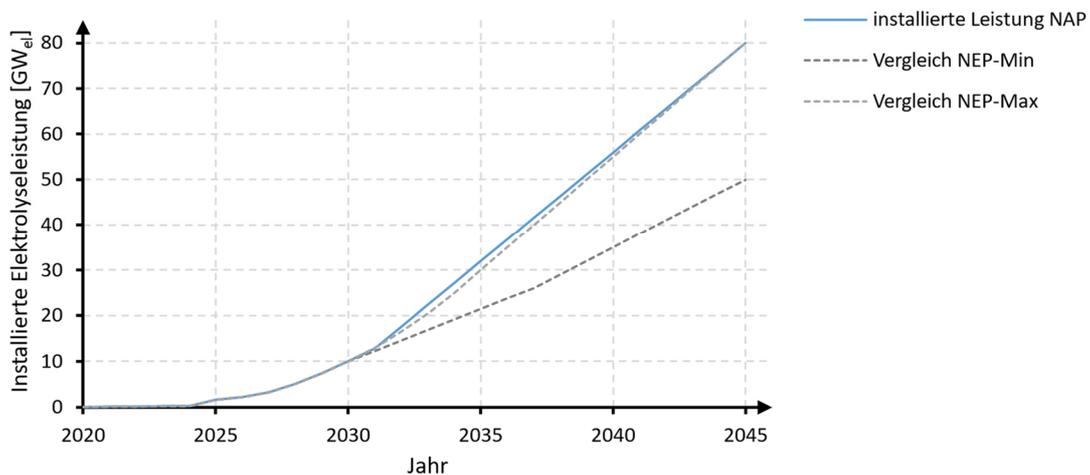


Abbildung 24: Entwicklung der gesamten Elektrolyseleistung in Deutschland im Vergleich zum NEP

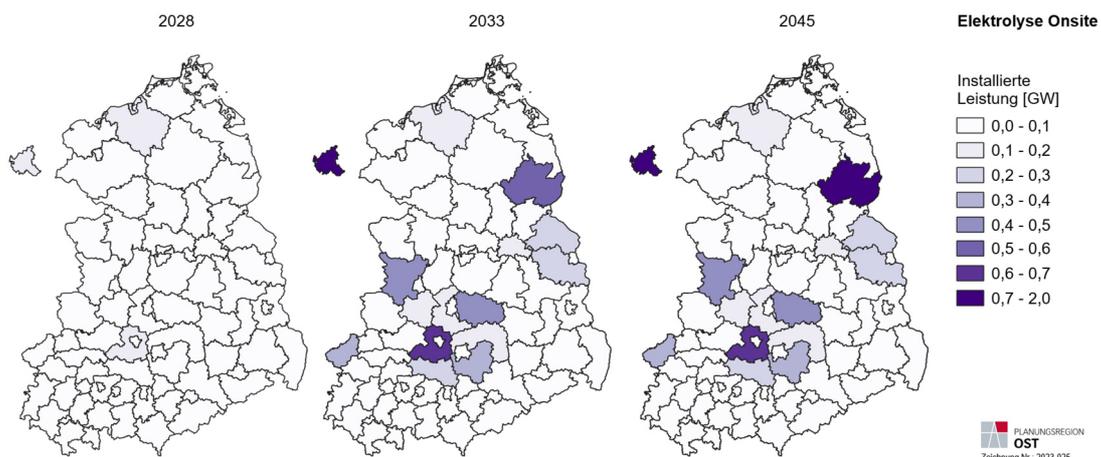


Abbildung 25: Elektrolyseleistung Onsite in der Planungsregion Ost

Die Onsite-Projekte steigen in der Planungsregion von 0,7 GW in 2028, über 5,7 GW in 2033 auf 7,1 GW in 2045.

Mit dem erwarteten Ausbau der Energieerzeugung aus Wind und Sonne werden in einigen Regionen der Planungsregion Erzeugungskapazitäten entstehen, die bei entsprechendem Primärenergieangebot absehbar regelmäßig wesentlich mehr Energie produzieren, als regional verbraucht werden kann. Es nicht zielführend, das Stromnetz so auszubauen, dass das Überangebot an Energie zu jedem Zeitpunkt vollständig abgeführt werden kann, denn regelmäßig wird es auch andernorts keinen Bedarf an diesen Energiemengen geben. Die sinnvollste Lösung zur Nutzung der Energie zu diesen Zeitpunkten ist das Bevorraten für den Winter, wenn der Heizenergiebedarf hoch und das Primärenergieangebot eingeschränkt ist. Einzige derzeit technisch verfügbare und wirtschaftlich vorstellbare Lösung für Langzeitspeicher ist die Umwandlung in Wasserstoff. Um unnötigen Ausbau der Stromnetze zu vermeiden, sollte diese Umwandlung unmittelbar am Erzeugungsort erfolgen. Der Wasserstoff wird dann in die bis dahin ausgebauten bzw. umgestellten Wasserstoffnetze eingespeist und zu den Verbrauchsorten oder Speichern transportiert.

Es wird angenommen, dass diese Offsite-Elektrolyse erst im Zeitabschnitt zwischen 2033 und 2045 eine Rolle spielen wird. Langfristig wird 46,4 GW für Deutschland zusätzliche Elektrolyseleistung durch den Strommarkt angereizt, welche nicht verortet ist. Bestreben zur Kosteneffizienz lässt erwarten, dass diese Leistung in großen Erzeugungsanlagen mit räumlicher Nähe zu Wasserstofffernleitungstrassen entstehen werden. Aufgrund der vergleichsweise großen erwarteten erneuerbaren Erzeugungsleistungen und Anlagengrößen in Nord- und Nordostdeutschland wird für das Prognosejahr 2045 eine Offsite-Elektrolyseleistung von 27,3 GW in der PR Ost erwartet (59 % der Gesamtleistung für Deutschland).

Zur Regionalisierung der Prognoseleistung wurden in einem beidseitigen 20-km-Korridor um die geplanten Wasserstofffernleitungen die Standorte der erwarteten Freiflächen-PV-Anlagen und Windenergieanlagen mit installierten Leistungen ≥ 40 MVA als mögliche Elektrolysestandorte modelliert. Das bildet eine wirtschaftliche Mindestgröße von Elektrolyseanlagen ab. Insgesamt wurden Standorte für 34 GW Elektrolyseleistung nach diesen Kriterien identifiziert, auf die die 27,3 GW leistungsanteilig verteilt wurden. Die Einsatzart und Regionalisierung wird durch das noch zu entwickelnde Marktdesign sowie die regulatorischen Randbedingungen bestimmt werden.

Tabelle 17: Prognose der Elektrolyseleistung (Onsite und Offsite; Angaben in MW; Prognosedaten gerundet)

Bundesland	Prognose 2028	Prognose 2033	Prognose 2045
Berlin	0	200	200
Brandenburg	140	1.300	15.020
Hamburg	160	1.110	1.110
Mecklenburg-Vorpommern	260	280	6.060
Sachsen	5	680	2.820
Sachsen-Anhalt	180	2.250	8.290
Thüringen	0	550	1.650
Planungsregion Ost	745	6.370	35.150

Abbildung 26 zeigt die räumliche Verteilung der Prognose für Offsite-Elektrolyseleistung für das Jahr 2045.

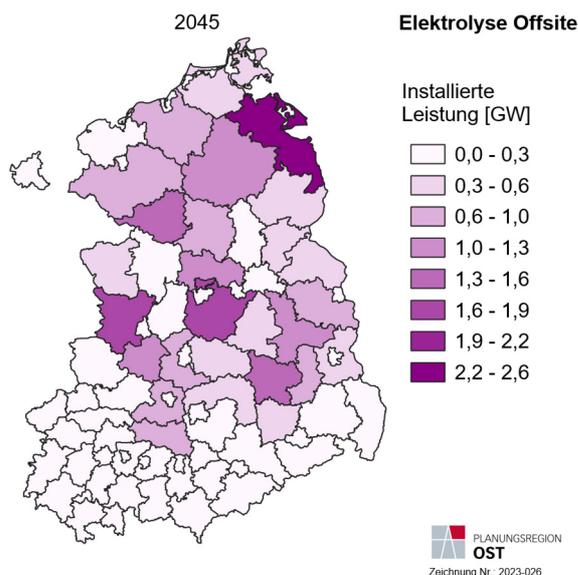


Abbildung 26: Elektrolyseleistung Offsite in der Planungsregion Ost im Jahr 2045

4.5 Speicher und Flexibilitäten

Flexibilität bedeutet, dass Einheiten ihre Erzeugungsleistung bzw. Bezugsleistung zeitlich in gewissem Rahmen verschieben können. Sie können damit auf externe Anforderungen reagieren. Typische Flexibilitäten sind unter anderem:

- Nachtspeicherheizungen
- Batterieanlagen (Großbatterien, Haushaltsbatterien in Kombination mit PV-Anlagen)
- Elektroautos, insbesondere an privaten Ladepunkten

- Wärmepumpen
- Pumpspeicherwerke
- Verschiebbare Lasten im Industriesektor (z.B. Kühlhäuser, Warmhalteöfen)

Unter der Annahme, dass Nachtspeicherheizungen zwar aktuell ein sehr hohes und einfach zu erschließendes Flexibilitätpotential darstellen, in der Zukunft aber aufgrund der besseren Ausnutzung der eingesetzten Elektroenergie durch Wärmepumpen abgelöst werden, wird angenommen, dass es mittelfristig zu einem Rückbau der Anlagen kommt und dass die verbleibenden Anlagen so angesteuert werden können, dass sie keinen Ausbaubedarf in den Verteilnetzen verursachen.

Flexibilität kann vom Flexibilitätsanbieter nach den folgenden Kriterien eingesetzt werden:

- Stochastisch
Nutzung der Flexibilität entsprechend Bedarf an der jeweiligen Anwendung ohne Rücksicht auf externe Vorgaben – entspricht Nutzung konventioneller Lasten, Modellierung über Gleichzeitigkeitsfaktoren möglich
- Eigenbedarfsoptimierung
Nutzung der Flexibilität zur Optimierung des Eigenverbrauches (bei Einzelkunden) bzw. nach anderen lokal festgelegten Kriterien (z.B. Energie-Communities, Systemzellen)
- Systemorientierte Nutzung
Nutzung der Flexibilität entsprechend der (globalen) Anforderungen des Energiesystems, d.h. insbesondere zum Ausgleich von Erzeugung und Bedarf und für Regelleistung. Flexibilitätsnutzung erfolgt entsprechend des aktuellen Marktpreises in der Regelzone, der sich aus Angebot und Nachfrage ergibt. Im Regelfall Synchronisierung der Flexibilitätsnutzung
- Netzorientierte Nutzung
Nutzung der Flexibilität entsprechend der (lokalen) Anforderungen des Verteilungs- (ggf. auch Übertragungs-)netzes zur Vermeidung von Netzengpässen. Die Anforderung wird vom Netzbetreiber (ggf. über Kaskade) vorgegeben. Im Regelfall soll die Vergleichmäßigung der Netzbelastung erreicht werden. Daraus ergibt sich meist eine gegenläufige Anforderung im Vergleich zur systembezogenen Nutzung. Im Sinne des Grundsatzes „Lokale Netzstabilität geht vor globale Systemstabilität“ (weil sonst die globalen Systemdienstleistungen nicht erbracht werden könnten) muss netzbezogene Nutzung gegenüber allen anderen Nutzungsformen priorisiert werden.

Der Begriff „marktorientierte Nutzung“ ist missverständlich, da neben der systemorientierten Nutzung auch die netzorientierte Nutzung über Märkte und marktliche Beschaffung erfolgen kann (und dies von der EU auch angestrebt wird, siehe Blindleistungsbeschaffung), und wird daher hier nicht verwendet.

Aufgrund der vorgesehenen Erzeugungsstruktur (hoher Erzeugungsüberschuss an sonnigen Tagen, hohe Last in kalten Winternächten) ist zu erwarten, dass zukünftig Flexibilitäten im Wesentlichen systemorientiert eingesetzt werden. Dies entspricht auch den Annahmen im NEP, die einen sehr hohen Grad an Strommarktorientierung annehmen [11]. Die Einsatzart wird aber hauptsächlich durch das noch zu entwickelnde Marktdesign sowie die regulatorischen Randbedingungen für die Flexibilitätsnutzung, die von der Politik noch festzulegen sind, bestimmt werden.

Im Regionalszenario wird daher das Flexibilitätspotential ermittelt. Die Art der Nutzung und damit die für die Netzplanung zu berücksichtigenden Leistungen werden im Rahmen der Planungsgrundsätze für den Netzausbauplan beschrieben.

Als Grundlage für die Potentiale können daher die Prognosen für die Entwicklung der Elektromobilität und Wärmepumpen genutzt werden, die in den entsprechenden Abschnitten dieses Regionalszenarios beschrieben sind.

Eine Flexibilität stellen auch Pumpspeicherwerke (PSW) dar. Hier wird aufgrund der aktuellen Wirtschaftlichkeit und der genehmigungsrechtlichen Hürden angenommen, dass die vorhandenen PSW weiter in Betrieb bleiben, aber kein signifikanter Neubau erfolgt. Die in der PSW-Liste des NEP angegebenen Veränderungen werden hier mit integriert (Außerbetriebnahme PSW Niederwartha, eventueller Neubau PSW Leutenberg).

Für die mittel- und langfristige Perspektive ist es notwendig, große Energiemengen über längere Zeiträume (mehrere Wochen und Monate) zu speichern. Nur so kann die regenerativ erzeugte Energie aus Zeiten des Überschusses für die Wintermonate gespeichert werden, wenn dem erhöhten Bedarf für Heizung und Beleuchtung ein deutlich reduziertes Primärenergieangebot gegenübersteht.

Große Energiemengen zu akzeptablen wirtschaftlichen Bedingungen über Wochen und Monate zu speichern, ist aus heutiger Sicht nur mit Wasserstoff unter Nutzung des Gasnetzes und vorhandener Gasspeicher möglich. Diese Form des „Großspeichers“ ist über die Themenkomplexe Wasserstoffelektrolyse und konventionelle Kraftwerke mit Wasserstoffbetrieb bereits berücksichtigt. Weitere Großspeicher (Batteriespeicher) zur langfristigen Speicherung von Energie werden nach Ansicht der beteiligten VNB aus wirtschaftlichen Gründen keine Rolle in einem zukünftigen Stromnetz spielen und werden daher nicht berücksichtigt. Für die prognostizierten Batteriespeicher wird angenommen, dass diese für Kurzzeitspeicherung (maximal Stunden bis wenige Tage) eingesetzt werden.

Tabelle 18: Prognose der Pumpspeicherwerke (Angaben in MW)

Bundesland	Bestand 31.12.2022	Prognose 2028	Prognose 2033	Prognose 2045
Berlin	0	0	0	0
Brandenburg	0	0	0	0
Hamburg	0	0	0	0
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0	0
Sachsen	1.085	1.045	1.045	1.045
Sachsen-Anhalt	80	80	80	80
Thüringen	1.509	1.509	1.509	1.911
Planungsregion Ost	2.674	2.634	2.634	3.036

Tabelle 19: Prognose der PV-Batteriespeicher (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)

Bundesland	Bestand 31.12.2022	Prognose 2028	Prognose 2033	Prognose 2045
Berlin	38	70	130	380
Brandenburg	85	1.560	2.330	3.650
Hamburg	16	20	40	140
Mecklenburg-Vorpommern	30	1.460	1.940	2.720
Sachsen	92	1.320	2.070	3.700
Sachsen-Anhalt	54	1.650	2.440	3.720
Thüringen	53	1.010	1.520	2.550
Planungsregion Ost	368	7.090	10.470	16.860

Tabelle 20: Prognose der Großbatteriespeicher (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)

Bundesland	Bestand 31.12.2022	Prognose 2028	Prognose 2033	Prognose 2045
Berlin	1	20	20	30
Brandenburg	101	1.500	2.510	3.970
Hamburg	3	20	20	30
Mecklenburg-Vorpommern	12	1.080	2.190	3.570
Sachsen	110	750	1.230	2.090
Sachsen-Anhalt	93	1.160	2.110	3.860
Thüringen	91	610	1.100	2.150
Planungsregion Ost	411	5.140	9.180	15.700

Entsprechend [12] werden gegenwärtig Demand-Side-Management-Potentiale praktisch ausschließlich im Rahmen der Verordnung zu abschaltbaren Lasten angeboten.

Von diesen Potentialen befinden sich ca. 80 % in Nordrhein-Westfalen und Bayern. Damit stehen den Verteilnetzbetreibern der Planungsregion Ost zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine nennenswerten DSM-Potentiale zur Verfügung. Wie die zukünftigen Regeln für den Zugriff auf DSM-Potentiale aussehen, ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch unbekannt. Daher wurde eine Hochlaufkurve zu den Potentialen entsprechend des NEP-Szenarios B2045 entwickelt. Welcher Teil davon zukünftig für einen netzdienlichen Einsatz in den Verteilnetzen zur Verfügung steht, lässt sich momentan nicht vorhersagen.

Die Werte des DSM-Potentials für 2045 wurden entsprechend des NEP-Szenarios B2045 angesetzt. Für die Jahre 2028 und 2033 wurde die Hochlaufkurve des NEP-Szenarios interpoliert. In Hamburg wird der Großteil des DSM-Potentials von der Aluminiumindustrie zur Verfügung gestellt. Daher wurde dieses als konstant angenommen.

Tabelle 21: Prognose des DSM-Potentials der Industrie und des Gewerbes (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)

Bundesland	Prognose 2028	Prognose 2033	Prognose 2045
Berlin	40	70	240
Brandenburg	130	220	770
Hamburg	220	220	220
Mecklenburg-Vorpommern	20	30	120
Sachsen	80	130	470
Sachsen-Anhalt	40	70	250
Thüringen	40	60	210
Planungsregion Ost	570	800	2.280

5 Zusammenfassung

5.1 Vergleich mit dem Netzentwicklungsplan

Schon während der Erarbeitung des Regionalszenarios wurde durch verschiedene Stakeholder die Frage gestellt, ob und wie das Regionalszenario zum Szenariorahmen des Netzentwicklungsplanes passen wird. Diese Frage ist nicht allgemein und umfassend zu beantworten. Beide Prozesse verfolgen das Ziel, die Szenarien für die Netzauslegung zur Klimaneutralität Deutschlands zu beschreiben. Beide Prognosen decken sich zeitlich für das Jahr 2045 und sind für dieses eine Jahr direkt vergleichbar. Darüber hinaus deckt der Szenariorahmen der ÜNB ganz Deutschland ab und ermittelt in drei Teilszenarien je Betrachtungsjahr den Weg bis 2045. Das Regionalszenario enthält ebenfalls einen Prognosepfad bis 2045 mit anderen Stützjahren und fokussiert auf einen Teil Deutschlands mit deutlich feinerer Regionalisierung.

Nachstehend sind verschiedene Teilaspekte des aktuellen Szenarios B2045 aus dem Szenariorahmen mit dem Regionalszenario verglichen worden. Abgesehen von unterschiedlichen Hochlaufzahlen in der Transformation kann so das gemeinsame Ziel für 2045 in den Blick genommen werden. Die Zahlen aus dem Szenario B2045 beziehen sich dabei ausschließlich auf die Fläche der Regelzone von 50Hertz.

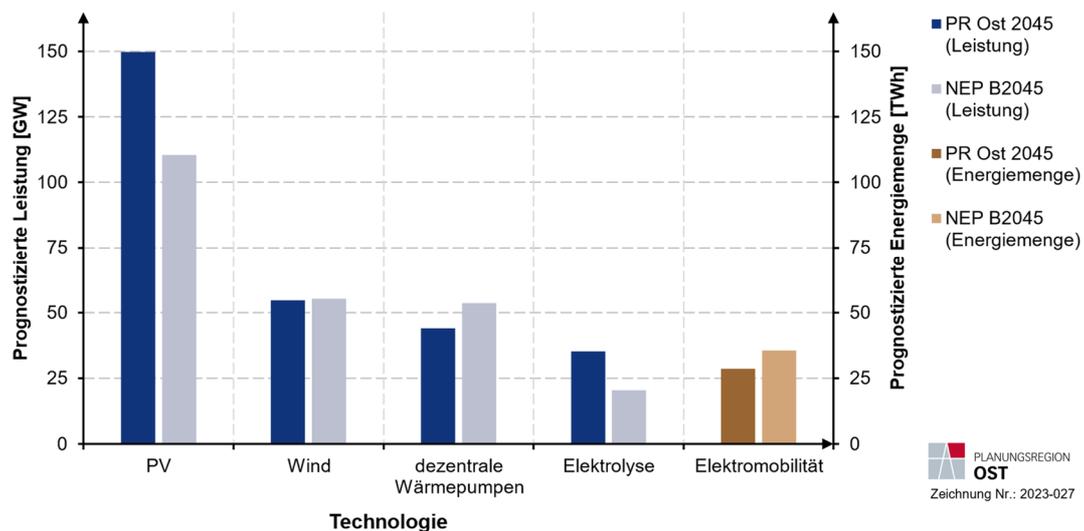


Abbildung 27: Vergleich NEP B2045 mit dem Regionalszenario

Zusammenfassung

Auffällig beim Vergleich der Szenarien sind vor allem folgende Punkte:

1. Die prognostizierten Leistungen von PV-Anlagen im Regionalszenario übersteigen die Prognosen des Szenariorahmens der ÜNB deutlich. In der PV-Prognose des Regionalszenarios hat unter anderem auch die aktuell große Anzahl an Anfragen, verbunden mit teilweise sehr hohen Leistungen (bis mehrere 100 MW pro Standort) Niederschlag gefunden. Auch wenn zu erwarten ist, dass diese Anfragen nicht vollständig realisiert werden, lässt das den Schluss zu, dass sich insbesondere Freiflächen-PV-Anlagen erheblich dynamischer entwickeln werden, als das im Szenariorahmen der ÜNB angenommen wurde.
2. Der Bedarf für Ladeenergie liegt im Regionalszenario unter den Prognosen des Szenariorahmens. Dies ist erklärbar, da der Energiebedarf des Bahnsektors im Szenariorahmen des NEP einbezogen wurde, im Regionalszenario jedoch nicht.
3. Das Regionalszenario sieht für das Prognosejahr 2045 eine erheblich größere Elektrolyseleistung auf dem Gebiet der Planungsregion Ost vor als der Netzentwicklungsplan. Grund hierfür ist vor allem die Verortung von Offsite-Anlagen. Die Allokation dieser Anlagen folgt prinzipiell den gleichen Grundüberlegungen wie im Szenariorahmen des NEP. Eine genauere Analyse der Gründe für die Unterschiede in der Prognose ist leider nicht möglich, da der Szenariorahmen die Methodik der Regionalsierung von Offsite-Anlagen nicht genauer beschreibt. Prinzipiell wird durch erzeugungsnahe Elektrolyseleistung der Transportbedarf im elektrischen System verringert.
4. Bei den dezentralen Wärmepumpen bzw. der Nahwärmeversorgung ergeben sich im Regionalszenario geringere Werte als im Szenariorahmen des NEP. Die Methodik des Regionalszenarios bildet wie beschrieben ein sehr detailliertes Gebäudemodell ab. Aus der demografischen Entwicklung auf dem Gebiet der PR Ost ergibt sich dabei ein teilweise sehr deutlicher Rückgang der Gebäudenutzung. Es wird vermutet, dass dies der wesentliche Faktor für die Differenz zwischen beiden Werten ist.

Wie in Kapitel 2.2 hingewiesen, sollten die Ergebnisse des Regionalszenarios Eingangsgröße für den nächsten Szenariorahmen des NEP sein. Das betrifft insbesondere die deutlich gestiegenen Prognosen zu Freiflächen-PV-Anlagen.

5.2 Übersicht der Prognosen

Die aktuell bereits beschlossenen oder in Vorbereitung befindlichen Gesetzesänderungen der Regierungskoalition bzw. der EU werden eine rasante Transformation des kompletten Energiesektors in Deutschland zur Folge haben. Für die Verteilnetzbetreiber bedeutet dies, dass die Anforderungen an die Stromnetze ebenfalls rasant steigen werden, vor allem wenn die gewohnte hohe Versorgungszuverlässigkeit der Stromnetze erhalten bleiben soll. Die erwartete Elektrifizierung von Industrie, Verkehr und des Wärmesektors

Zusammenfassung

werden zu deutlich steigenden Lasten führen. Eine kommunale Wärmeplanung wird in den nächsten Jahren mehr Klarheit für die Entwicklung schaffen und Eingang in die kommenden Regionalszenarien finden. Gleichzeitig wird sich auch die an den Verteilnetzen angeschlossene Erzeugungsleistung vor allem aus regenerativen Quellen noch einmal vervielfachen. Abbildung 28 verdeutlicht dies in der Gegenüberstellung der erwarteten Entwicklung wesentlicher „Treiber“ im Regionalszenario der Planungsregion Ost.

Daraus ergibt sich eine hohe Unsicherheit, was die räumliche und zeitliche Entwicklung betrifft. Nichtsdestotrotz zeigen die Prognosezahlen ein Zielbild für ein Energiesystem auf dem Weg zur Klimaneutralität in Deutschland und einen Eingangsvektor zur Netzausbauplanung.

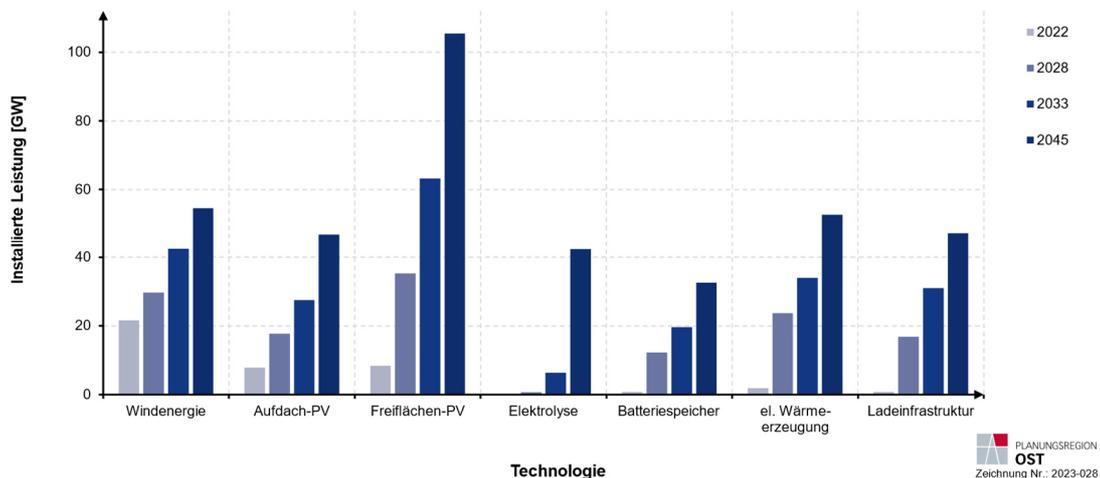


Abbildung 28: Übersicht der Entwicklung wesentlicher Technologien im Regionalszenario der Planungsregion Ost

Zeitpunkte mit hoher Last werden regelmäßig nicht mit Zeitpunkten hoher Erzeugung zusammenfallen. Die Verteilnetze müssen zu jedem Zeitpunkt eine sichere und zuverlässige Stromversorgung für alle angeschlossenen Kunden gewährleisten. Auch wenn die Details erst in den auf dem Regionalszenario aufbauenden Netzausbauplänen ausgearbeitet werden, lässt sich bereits aus den vorliegenden Prognosezahlen erkennen, dass diese Aufgabe nicht ohne einen massiven Ausbau der Verteilnetze in bisher ungekannter Geschwindigkeit zu erfüllen sein wird.

Diese Aufgabe wird umso herausfordernder, da der Abbau von Genehmigungshemmnissen im Leitungsbau bislang vorrangig auf Übertragungsnetze abzielt. Die Verteilnetzbetreiber konkurrieren um die absehbar geringen Ressourcen auf dem Arbeitskräfte- und Dienstleistungsmarkt mit den Errichtern der Anlagen für die benötigten neuen Technologien. Verschärft wird dies durch den Umstand, dass die Generation der „Babyboomer“ in der Hochphase des technologischen Wandels das Rentenalter erreichen wird und noch in besonderem Maße durch die demografische Entwicklung in Ostdeutschland.

6 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Verzahnung von Netzausbau- und Netzentwicklungsplan	8
Abbildung 2:	Die Planungsregion Ost mit den zur Vorlage eines Netzausbauplanes verpflichteten Mitgliedern.....	9
Abbildung 3:	Relative Nutzung der Einstrahlung in Abhängigkeit von Ausrichtung und Neigung.....	15
Abbildung 4:	Verlauf der historischen Bestandsentwicklung (durchgezogen) und des simulierten Zubaus (gestrichelt) beispielhaft für einige Gemeinden mit Berücksichtigung von Potenzialrestriktionen	16
Abbildung 5:	Prognose der installierten Leistung von Aufdach-PV-Anlagen in der Planungsregion Ost je Landkreis.....	17
Abbildung 6:	Beispielhafte Darstellung der Ermittlung des Agrarflächenpotenzials	19
Abbildung 7:	Langjähriger Mittelwert der solaren Einstrahlung in Deutschland [kWh/m ²]	20
Abbildung 8:	Hochlauf der installierten Leistung von Freiflächen-PV.....	21
Abbildung 9:	Prognose der installierten Leistung von Freiflächen-PV-Anlagen in der Planungsregion Ost je Landkreis.....	22
Abbildung 10:	Historischer Zubau, aktuelle Ausbaupfade sowie Szenarioannahmen für den Netzausbauplan für die Windenergie an Land	24
Abbildung 11:	Prognose der installierten Leistung von Windenergieanlagen an Land in der Planungsregion Ost je Landkreis	26
Abbildung 12:	Regionale Verteilung der installierten Biomasseanlagen in der Planungsregion Ost für alle Prognosezeitpunkte	27
Abbildung 13:	Regionale Verteilung der installierten Wasserkraftanlagen in der Planungsregion Ost für alle Prognosezeitpunkte.....	28
Abbildung 14:	Trends der Entwicklung des allgemeinen Verbrauchs für die Szenariojahre	31
Abbildung 15:	Modellierte jährliche Entwicklung des PKW- und LNF-Fahrzeugbestandes in Deutschland	32
Abbildung 16:	Prognose erforderliche Autobahnladestellen.....	35
Abbildung 17:	Zusammenfassende Darstellung der Gesamtergebnisse Elektromobilität	36
Abbildung 18:	Modellierte Entwicklung der Versorgung des Gebäudebestands in Deutschland	38
Abbildung 19:	Prognose der installierten Leistung (elektrisch) von Dezentralen Wärmepumpen und Nahwärmeversorgung in der Planungsregion Ost.....	40
Abbildung 20:	Überblick über genutzte Heizungssysteme in Deutschland (Quelle BDEW).....	41
Abbildung 21:	Prognose zum Einsatz von KWK- und PtH-Anlagen zur Wärmeerzeugung (thermisch und elektrisch).....	42
Abbildung 22:	Entwicklung des Anteils der Fernwärme für Gebäudeheizung von Haushalten (HH) und Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD) in Deutschland (NEP)	43
Abbildung 23:	Entwicklung des Industriewärmebedarfs in Deutschland (ohne Öfen)	44
Abbildung 24:	Entwicklung der gesamten Elektrolyseleistung in Deutschland im Vergleich zum NEP	49
Abbildung 25:	Elektrolyseleistung Onsite in der Planungsregion Ost.....	49
Abbildung 26:	Elektrolyseleistung Offsite in der Planungsregion Ost im Jahr 2045	51
Abbildung 27:	Vergleich NEP B2045 mit dem Regionalszenario	56
Abbildung 28:	Übersicht der Entwicklung wesentlicher Technologien im Regionalszenario der Planungsregion Ost.....	58

7 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Installierte Leistungen Aufdach-PV-Anlagen je Bundesland (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet).....	17
Tabelle 2:	Installierte Leistungen Freiflächen-PV je Bundesland (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet).....	21
Tabelle 3:	Technologieentwicklung Windenergie an Land (Schwachwindanlage).....	23
Tabelle 4:	Technologieentwicklung Windenergie an Land (Starkwindanlage).....	23
Tabelle 5:	Herleitung der Windenergie-Prognoseziele für die Bundesländer der PR Ost.....	25
Tabelle 6:	Prognosezahlen Windenergie je Bundesland (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet).....	26
Tabelle 7:	Prognose Biomasseanlagen (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet).....	27
Tabelle 8:	Prognose der Wasserkraftanlagen (Angaben in MW; ohne Pumpspeichieranlagen).....	28
Tabelle 9:	Bestand sonstiger EE-Anlagen (Angaben in MW).....	29
Tabelle 10:	Modellierte Größenklassen schwere Nutzfahrzeuge.....	33
Tabelle 11:	Prognose der installierten Ladeleistung je Bundesland (Angaben in MW).....	36
Tabelle 12:	Prognose der installierten elektrischen Leistung dezentraler Wärmepumpen (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet).....	39
Tabelle 13:	Prognose der installierten elektrischen Leistung in Nahwärmenetzen (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet).....	39
Tabelle 14:	Entwicklung der elektrischen KWK-Kraftwerksleistung ohne Biomasse-Anlagen (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet).....	45
Tabelle 15:	Entwicklung der elektrischen Leistung von PtH-Anlagen (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet).....	45
Tabelle 16:	Rahmenannahmen zur Modellierung und Regionalisierung von KWK und PtH.....	46
Tabelle 17:	Prognose der Elektrolyseleistung (Onsite und Offsite; Angaben in MW; Prognosedaten gerundet).....	51
Tabelle 18:	Prognose der Pumpspeicherwerke (Angaben in MW).....	54
Tabelle 19:	Prognose der PV-Batteriespeicher (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet).....	54
Tabelle 20:	Prognose der Großbatteriespeicher (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet).....	54
Tabelle 21:	Prognose des DSM-Potentials der Industrie und des Gewerbes (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet).....	55

8 Literatur

- [1] H. Schwaeppe, C. Schmitt, J. Walter, C. Lambriex, F. Preuschoff und R. Schmidt, „Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-Anlagen für die Kalenderjahre 2023 bis 2027,“ RWTH Aachen University, Aachen, 2022.
- [2] M. Bons, M. Jakob, T. Sach, C. Pape, C. Zink, D. Geiger, N. Wegner, O. Boinski und S. Benz, „Flächenverfügbarkeit und Flächenbedarfe für den Ausbau von Windenergie an Land,“ Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, in Veröffentlichung.
- [3] M. Bons, T. Sach, C. Pape und N. Wegner, „Auswirkungen einer Rotor-in-Planung auf die Verfügbarkeit von Windflächen,“ Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, 2022.
- [4] K.-B. (Hrsg.), „Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Zulassungsbezirken,“ Kraftfahrt-Bundesamt, Flensburg, 2022.
- [5] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021), „Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann,“ Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende.
- [6] D. Tol, T. Frateur, M. Verbeek, I. Riemersma und H. Mulder, „Techno-economic uptake potential of zero-emission trucks in Europe,“ Transport & Environment, Agora Verkehrswende, 2022.
- [7] J. Jöhrens, M. Allekotte und F. e. a. Heinig, „Potentialanalyse für Batterie-Lkw, Teilbericht im Rahmen des Vorhabens „Elektrifizierungspotenzial des Güter- und Busverkehrs - My eRoads“,“ ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Heidelberg, 2021.
- [8] F. ENIQ, „Wasserstoff im CO2-neutralen Energiesystem,“ Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V., [Online]. Available: <https://fraunhofer.wasserstoff-story.de/>.
- [9] Bundesnetzagentur, „Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045,“ Bundesnetzagentur, Bonn, 2022.
- [10] V. d. F. G. e.V., „FNB Gas,“ Communication Works – Froning Reise GmbH, [Online]. Available: <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/>. [Zugriff am 22 05 2023].

Literatur

- [11] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023,“ 2023.
- [12] Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Guidehouse Germany GmbH, „Regionale Lastmanagementpotenziale - Quantifizierung bestehender und zukünftiger Lastmanagementpotenziale in Deutschland,“ 2021.
- [13] G. Stryi-Hipp, S. Gölz, C. Bär, S. Wieland, B. Xu-Sigurdsson, T. Freudenmacher und R. Taani, „Expertenempfehlung zum Masterplan Solarcity Berlin, Masterplanstudie und Maßnahmenkatalog,“ Berlin, 2019.