Fraunhofer ISE

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem

Bundesländer im Transformationsprozess

WEGE ZU EINEM KLIMANEUTRALEN ENERGIESYSTEM:

Bundesländer im Transformationsprozess

Connor Thelen, Hannah Nolte, Markus Kaiser, Patrick Jürgens, Paul Müller, Charlotte Senkpiel, Christoph Kost

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg

Weitere Expertinnen und Experten des Fraunhofer ISE haben die Erstellung der Studie unterstützt:

Andreas Bett, Wolfgang Biener, Bruno Burger, Tobias Eisler, Verena Fluri, Ulf Groos, Christoph Hank, Hans-Martin Henning, Sebastian Herkel, Stefan Keller, Robert Kohrs, Saskia Kühnhold-Pospischil, Friedrich Mendler, Marek Miara, Peter Nitz, Leonhard Probst, Stefan Reichert, Peter Schossig, Jessica Thomsen, Harry Wirth

Die Studie wurde am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE erstellt und durch Modellentwicklungsarbeiten in dem BMWK geförderten Projekt TRANSDE und in dem BMBF geförderten Projekt ARIADNE unterstützt. Die Autoren danken für die Unterstützung in diesen beiden Projekten.

Zitationsvorschlag:

Thelen, C., Nolte, H., Kaiser, M., Jürgens, P., Müller, P., Senkpiel, C., Kost, C.
„Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Bundesländer im Transformationsprozess“,
2024, Fraunhofer ISE.

Freiburg im Breisgau, November 2024 (Version April 2025)

Zusammenfassung

Die vorliegende Studie untersucht verschiedene Wege zum Erreichen der Klimaneutralität in Deutschland bis zum Jahr 2045. Dabei werden gesellschaftliche und geopolitische Entwicklungen in vier Szenarien abgebildet und die Transformation des Energiesystems auf Bundeslandebene betrachtet.

Systemstudien wie diese ermöglichen eine umfassende Analyse des Energiesystems. Diese Studie umfasst die Entwicklungen in den Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude und Verkehr sowie die Berücksichtigung von technischen CO_2-Senken, im nachfolgenden als Negativemissionstechnologien bezeichnet. Durch die Nutzung des Energiesystemmodells REMod, welches Deutschland auf Bundeslandebene abbildet, können verschiedene strukturelle Faktoren der Bundesländer berücksichtigt werden. Zudem ist es möglich, den Energieaustausch innerhalb Deutschlands für Strom und Wasserstoff aus der Gesamtsystemperspektive zu analysieren.

Neben technischen Faktoren sind die gesellschaftliche und geopolitische Entwicklung zentrale Faktoren, die das Gelingen der Energiewende bestimmen und Einfluss auf mögliche Wege zur Klimaneutralität haben. In dieser Studie werden vier mögliche zukünftige Welten modelliert. Das Szenario „Technologieoffen" beschreibt eine kostenoptimale Transformation des Energiesystems. Im Szenario „Effizienz" wird ein beschleunigter Ausbau erneuerbarer Energietechnologien angenommen, der unter anderem durch beschleunigte Genehmigungsverfahren realisiert werden könnte. Zudem wird Energie durch Effizienz- und Suffizienzmaßnahmen besser genutzt. Für dieses Szenario wurde ferner ein geringeres CO_2-Budget angenommen. Das Szenario „Beharrung" zeichnet sich durch Investitionen in Verbrennungstechnologien und eine verzögerte Transformation aus, während im Szenario „Robust" das Energiesystem verschiedenen geopolitischen Krisen und Schocks ausgesetzt ist.

Die wichtigsten Ergebnisse und Erkenntnisse sind:

1. **Das Strom- und Wasserstoffnetz muss ausgebaut werden, um Energie von Bundesländern mit hohem Potenzial an Erneuerbaren Energien in Bundesländer mit hoher Endenergienachfrage zu transportieren.**

   Das Potenzial für Erneuerbare Energien ist in den windstarken Bundesländern im Norden besonders hoch, während eine hohe Endenergienachfrage vor allem in den industriestarken Bundesländern Nordrhein-Westfalen, Baden-Württemberg und Bayern erwartet wird. Zukünftig zeigt sich, dass der Stromaustausch zwischen den Regionen um den Faktor drei bis sechs zunehmen wird. Dementsprechend müssen Höchstspannungsnetze in den kommenden Jahren ausgebaut werden. Wasserstoff (H_2) wird zukünftig vor allem aus Norddeutschland nach Nordrhein-Westfalen transportiert werden. Allerdings ist der Aufbau einer nationalen Wasserstoffinfrastruktur in Form eines Übertragungs- und Verteilnetzes über die gesamte Bundesrepublik nötig, um in allen Bundesländern die Versorgungssicherheit zu garantieren.

2. **Der Ausbau der Erneuerbaren Energien ist zwingend notwendig. Insbesondere die Windenergie ist wichtiger Bestandteil und muss in allen Bundesländern ausgebaut werden.**

   Windenergie und Photovoltaik sind die zentralen Stützen der Energiewende. Im Szenario „Technologieoffen" beträgt im Jahr 2045 der Anteil der Windenergie an der Stromerzeugung 60 % und der Anteil des PV-Stroms 30 %. Dafür ist ein Ausbau der erneuerbaren Energiequellen in allen Bundesländern notwendig. Während sich der Zubau von Photovoltaik aktuell positiv entwickelt, ist der Ausbau von Onshore-Windenergie in einigen Bundesländern aktuell schleppend. Die installierte Kapazität von

Onshore-Windkraftanlagen sollte sich gemäß den Berechnungen bis 2030 im Vergleich zu heute in allen Regionen verdoppeln. Im Jahr 2045 wird ein Kapazitätsbedarf von Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen von rund 290 GW ermittelt. Die installierte Kapazität an Photovoltaik sollte bis zum Jahr 2045 auf rund 420 GW erhöht werden.

3. Im Szenario „Technologieoffen" liegt in den Sektoren Gebäude, Verkehr und Industrie der Schwerpunkt auf der direkten Elektrifizierung. Wärmepumpen und batterieelektrische Fahrzeuge sind zentrale Technologien auf dem Weg zur Klimaneutralität.

Die direkte Elektrifizierung ist dort, wo sie technisch möglich ist, gesamtsystemisch die kostengünstigste Möglichkeit. Bis zum Jahr 2045 steigt der Anteil an Wärmepumpen in Gebäuden im Szenario „Technologieoffen" auf über 50 %, im Individualverkehr werden fast ausschließlich batterieelektrische Fahrzeuge eingesetzt und der Elektrifizierungsgrad in der Industrie steigt auf 72 %. Wasserstoff und Wasserstoffderivate werden nur dort eingesetzt, wo eine direkte Elektrifizierung nicht möglich ist. Dennoch ist der Ausbau einer heimischen Wasserstoffproduktion aufgrund des zukünftig hohen Bedarfs dringend erforderlich. Dies garantiert die nationale Versorgungssicherheit und ermöglicht die effektive Nutzung von Stromüberangeboten in Zeiten hoher Erzeugungsleistung der erneuerbaren Energiequellen.

4. Im Szenario „Effizienz" wird der technologische Wandel durch ambitionierte, politische Maßnahmen beschleunigt und Energie durch Verhaltensänderungen eingespart. Dadurch können die Klimaziele übererfüllt werden.

Aus technischer Sicht sind ambitioniertere Klimaziele durch eine effizientere Transformation und Energienutzung möglich. Dazu ist ein konsequenterer Ausbau Erneuerbarer Energien nötig, der zum Beispiel durch vereinfachte Genehmigungsverfahren beschleunigt werden kann. Zusätzlich wird in diesem Szenario durch Verhaltensänderungen Energie eingespart, indem bewusster und sparsamer geheizt wird, Individualverkehr hin zu öffentlichen Verkehrsmitteln verlagert wird und durch zusätzliche Investitionen zur Effizienzsteigerung der Prozesswärmebedarf der Industrie reduziert wird. Insgesamt kann so die Annahme erfüllt werden, ein im Vergleich zu den anderen Szenarien um 1.000 Mt geringeres CO_2-Budget im Zeitraum 2023 bis 2045 einzuhalten.

5. Im Szenario „Beharrung" werden weiterhin verstärkt Gaskessel installiert, Autos mit Verbrennungsmotor neu zugelassen und der Ausbau der Windenergie an Land ausgebremst. Dadurch steigt die Abhängigkeit von treibhausgasneutralen Energieimporten und es entstehen höhere Kosten für Verbraucher.

Wird die Transformation der Nachfragesektoren durch ein Beharren auf heute dominierenden Technologien ausgebremst, indem weiterhin verstärkt Gaskessel zur Beheizung von Gebäuden installiert und Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor zugelassen werden, erhöht sich der Druck der Transformation in allen anderen Bereichen. Wird zusätzlich der Ausbau der Windenergie weiter ausgebremst, ist eine Transformation des Energiesystems nur durch eine erhöhte Verfügbarkeit an importiertem Wasserstoff und synthetischen Energieträgern möglich. Die Frage, ob diese Importe rechtzeitig und in entsprechenden Umfang zur Verfügung stehen, ist jedoch mit Unsicherheiten behaftet. Es entstehen höhere Kosten für Verbraucher, insbesondere im Personenverkehr und beim Heizen. Außerdem werden die Klimaziele nur durch einen stärkeren Einsatz von Negativemissionstechnologien erreicht.

6. **Im Szenario „Robust“ werden verschiedene geopolitische Unsicherheiten und Klimaveränderungen berücksichtigt. Ein verstärkter Ausbau der Windenergie und eine höhere Elektrifizierung in der Industrie sind dann notwendig, um geopolitische Abhängigkeiten frühzeitig zu reduzieren.**

   Eine Transformation des Energiesystems, die gegenüber verschiedenen geopolitischen Instabilitäten und klimatischen Veränderungen robust ist, bedingt insbesondere in den nächsten Jahren verstärkte Anstrengungen. Um die Abhängigkeiten von Photovoltaikanlagen und Batterieimporten sowie synthetischer Energieträger zu reduzieren, sind ein schnellerer und stärkerer Ausbau der Windenergie auf 360 GW im Jahr 2045, ein zusätzlicher Stromnetzausbau und ein im Vergleich zum Szenario „Technologieoffen“ um fünf Prozentpunkte höherer Elektrifizierungsgrad in der Industrie nötig.

7. **Die Stromnachfrage steigt in allen Bundesländern durch eine zunehmende Elektrifizierung und Sektorkopplung. Vor allem in den nördlichen Bundesländern wird die heimische Wasserstoff-Elektrolyse ein großer neuer und flexibler Stromverbraucher.**

   Durch die Elektrifizierung der Verbrauchssektoren ist bis zum Jahr 2045 in allen Bundesländern mindestens mit einer Verdoppelung der Stromnachfrage zu rechnen. Zusätzlich dazu entsteht in den nördlichen, windreichen Bundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern mit der heimischen Wasserstoff-Elektrolyse ein großer neuer Stromverbraucher. Je nach Szenario ist im Jahr 2045 mit einer Stromnutzung zwischen 1.100 bis 1.550 TWh zu rechnen.

8. **Wasserstoff wird vor allem für die Industrie benötigt. Die heimische Wasserstoffproduktion ist neben dem Wasserstoffimport sinnvoll, da dadurch Produktionsspitzen der Erneuerbaren Energien vom Energiesystem aufgenommen werden können.**

   Wasserstoff wird vor allem für Hochtemperaturprozesse und zur stofflichen Nutzung in der Industrie benötigt. Im Szenario „Technologieoffen“ werden im Jahr 2045 244 TWh Wasserstoff importiert und 126 TWh heimisch, insbesondere im Norden Deutschlands, erzeugt. Neben der Bereitstellung von Wasserstoff haben Elektrolyseure einen systemdienlichen Effekt, da sie flexibel in Zeiten mit hoher Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien betrieben werden. Darüber hinaus kann in Zeiten von Strommangel und Dunkelflauten Wasserstoff in flexiblen Kraftwerken zur Deckung der Stromnachfrage beitragen. Neben dem Aufbau eines nationalen Wasserstoffnetzes sind saisonale Speicherkapazitäten für H_2 von 130 TWh notwendig.

9. **Im Stromsystem ist ein Paradigmenwechsel zu einem flexibleren Betrieb geboten. Neben dem Netzausbau und zusätzlichen Speichern kann dies durch eine flexible Nachfrage über Elektrolyse insbesondere in windreichen Bundesländern und eine flexible Spitzenlastdeckung über Gas- und Wasserstoffturbinen in industriestarken Bundesländern unterstützt werden.**

   Die verschiedenen strukturellen Gegebenheiten der Bundesländer führen zu großen regionalen Unterschieden des Flexibilitätsbedarfs. Um diese Unterschiede auszugleichen, ist der Ausbau der Stromnetze unabdingbar. In den nördlichen, windreichen Bundesländern spielt die flexible Stromaufnahme durch Elektrolyse eine zentrale Rolle, weshalb dort der Großteil der Elektrolysekapazität verortet sein wird. Flexible Gas- und Wasserstoffkraftwerke werden zur Netzstabilität in allen Bundesländern benötigt, insbesondere jedoch in den industriestarken Bundesländern. Flexibel ladende batterieelektrische Fahrzeuge und stationäre Batterien dienen als Kurzzeitspeicher, die insbesondere die Schwankungen in der Erzeugung von PV-Strom ausgleichen.

10. Die Differenzkosten für die Transformation im Vergleich zum Fortschreiben des heutigen Systems belaufen sich im Szenario „Technologieoffen“ im Mittel über die nächsten 25 Jahre auf rund 54 Mrd. € pro Jahr. Das entspricht rund 1,2% des heutigen Bruttoinlandprodukts.

Durch Nachfragereduktion im Szenario „Effizienz“ können die Gesamtkosten des Energiesystems bis zum Jahr 2045 um 550 Mrd. € gegenüber dem Szenario „Technologieoffen“ reduziert werden, die mittleren jährlichen Differenzkosten der Transformation betragen damit hier nur rund die Hälfte derjenigen des Szenarios "Technologieoffen“. Ein beharrendes Verhalten sowie der Aufbau eines Energiesystems, das resilienter gegenüber geopolitischen Einflüssen und Klimaveränderungen ist führen hingegen zu rund ein Drittel höheren Kosten im Vergleich zum Szenario „Technologieoffen“. Die mittleren CO_2-Vermeidungskosten der Jahre 2024 bis 2045 belaufen sich im Szenario „Technologieoffen“ auf 210 € pro Tonne CO_2 und im Szenario „Effizienz“ auf knapp 95 € pro Tonne CO_2. Ein Festhalten an konventionellen Technologien sowie ein verzögerter Ausbau von Erneuerbaren Energien im Szenario „Beharrung“ führen zu mittleren CO_2-Vermeidungskosten von knapp 330 € pro Tonne CO_2.

Inhalt

Zusammenfassung 2

Abkürzungsverzeichnis 7

1 Einleitung 9

2 Methodisches Vorgehen: Das Energiesystemmodell REMod 12
2.1 Grundlegende Modelllogik von REMod 12
2.2 Räumliche Abbildung und Netzinfrastrukturen 15

3 Szenarien und Annahmen 17
3.1 Allgemeine Annahmen der Szenarien 18
3.2 Szenario „Technologieoffen“ 23
3.3 Szenario „Effizienz“ 23
3.4 Szenario „Beharrung“ 24
3.5 Szenario „Robust“ 25

4 Ergebnisse 27
4.1 Primär- und Endenergie 27
4.2 Stromnachfrage 32
4.3 Strombereitstellung 35
4.4 Stoffliche Energieträger und Energieimporte 44
4.5 Übertragungsnetze Strom und Wasserstoff 47
4.6 Flexibilitäten 53
4.7 Industriesektor 62
4.8 Verkehrssektor 67
4.9 Gebäudesektor 71
4.10 Emissionen 75
4.11 Kosten 79

5 Fazit 85

6 Literatur 87

Abkürzungsverzeichnis

Wortabkürzungen

BB	Brandenburg
BCR	Biochair Carbon Removal, Pyrolyse mit Pflanzenkohle
BE	Berlin
BECCS	Bioenergy with Carbon Capture and Storage, Bioenergie mit CO_2-Abscheidung und Speicherung
BEV	Battery Electric Vehicle, Batterieelektrische Fahrzeuge
BHKW	Blockheizkraftwerk
BW	Baden-Württemberg
BY	Bayern
CAPEX	Capital Expenditures, Investitionsausgaben
DACCS	Direct Air Carbon Capture and Storage, Luftdirektabscheidung
EEV	Eigenenergieverbrauch
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ERK	Expertenrat für Klimafragen
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GuD	Gas und Dampf Kombikraftwerk
HB	Bremen
HE	Hessen
HH	Hamburg
HT	Hochtemperaturbereich
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWK	Kraftwerk
LULUCF	Land Use, Land Use Change and Forestry, Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft
MKS	Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie
MV	Mecklenburg-Vorpommern
NET	Negativemissionstechnologien
NI	Niedersachsen
NRW / NW	Nordrhein-Westfalen
NT	Niedrigtemperaturbereich
OPEX	Operational Expenditures, Wartungs- und Betriebskosten
PtG	Power-to-Gas
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
RP	Rheinland-Pfalz
SH	Schleswig-Holstein
SL	Saarland
SN	Sachsen

ST	Sachsen-Anhalt
SynCH_4	Synthetisches Methan
SynFuel	Synthetische Kraftstoffe
TH	Thüringen
THG	Treibhausgas
WP	Wärmepumpe

Chemische Symbole

H_2	Wasserstoff
CH_4	Methan
CO_2	Kohlenstoffdioxid

Einheiten

€	Euro
°C	Grad Celsius
CO_2-Äq	Kohlenstoffdioxid-Äquivalente
ct	Euro-Cent
g	Gramm
Gt	Gigatonnen
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
h	Stunde
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunden
el	Elektrische Leistung
L	Liter
Mt	Megatonnen
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
pkm	Personenkilometer
tkm	Tonnenkilometer
TWh	Terrawattstunden
Vol. %	Volumenprozent

1 Einleitung

Am 17.07.2024 trat die zweite Novellierung des Klimaschutzgesetzes in Kraft. Darin bestätigt die Bundesregierung das Ziel der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045. Dieses Ziel wurde unter anderem als Ergebnis des Urteils des Bundesverfassungsgerichts vom April 2021 im Rahmen der ersten Novellierung des Klimaschutzgesetzes eingeführt. Ob die von der Politik getroffenen Maßnahmen ausreichen, um die Klimaschutzziele zu erreichen, wird im Rahmen des Projektionsberichts bewertet. Dieser wird im Auftrag des Umweltbundesamts von unabhängigen Forschungsinstituten erstellt. Während das THG-Budget in der Periode von 2021 bis 2030 nach den aktuellen Projektionsdaten [1] mit einem Puffer von 47 Mt Kohlenstoffdioxid-Äquivalenten (CO_2-Äq) übererfüllt wird, besteht mit dem aktuellen Maßnahmenpaket für das Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 noch erheblicher Handlungsbedarf. Hier wird eine Verfehlung des Klimaneutralitätsziel im Jahr 2045 um 162,9 Mt CO_2-Äq projiziert [1].

Der durch die Bundesregierung zur Prüfung dieser Projektionsdaten beauftragte Expertenrat für Klimafragen (ERK) stellt jedoch bereits das Erreichen der Klimaziele 2030 in Frage [2]. Es besteht also weiterhin dringender Bedarf mögliche Wege in Richtung Klimaneutralität 2045 zu beschreiben und Lösungen für eine kostengünstige und robuste Transformation des deutschen Energiesystems zu finden.

Wie die von der Bundesregierung gesetzten Ziele aus einer technischen und systemtechnischen Perspektive erreicht werden können, zeigen sogenannte Klimaneutralitätsstudien, die in regelmäßigen Abständen von verschiedenen Institutionen erarbeitet und veröffentlicht werden. Nach der Gesetzesnovellierung im Jahr 2021 erschienen fünf zentrale Studien, die mögliche Transformationspfade zu einem klimaneutralen Energiesystem aufzeigen. Wenngleich unterschiedliche Szenarien betrachtet wurden und verschiedene Modelle zum Einsatz kamen, zeigen sich im Vergleich der Studien [3] bestimmte robuste Ergebnisse, wie beispielsweise, dass erneuerbarer Strom zum Rückgrat der Sektorenkopplung und damit der zukünftigen Energieversorgung werden muss [4]. Größere Unsicherheitsbereiche bleiben insbesondere in der Frage bestehen, in welchen Sektoren und in welchen Umfang Wasserstoff und E-Fuels zum Einsatz kommen. Eine dieser Klimaneutralitätsstudien war die Vorgängerversion der nun vorliegenden Studie „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. Update November 2021: Klimaneutralität 2045“ [5]. Diese Studie, basierend auf Modellrechnungen mit dem Energiesystemmodell REMod, konnte die Szenarienlandschaft dahingehend bereichern, dass unterschiedliche gesellschaftliche Verhaltensweisen und deren Auswirkungen auf mögliche Transformationspfade betrachtet wurden.

Inzwischen ist die Transformation des Energiesystems längst von der Konzeptionierungsphase in der Umsetzungsphase angekommen. Konkrete regionale Umsetzungspläne gewinnen an Bedeutung. Dies zeigt sich auch in der hohen Wichtigkeit, die der Kommunalen Wärmeplanung zugeschrieben wird. Während sich die bisherigen Klimaneutralitätsstudien auf nationale Transformationspfade fokussieren, bleibt offen, welche Strategien aus sektorübergreifender und kostenoptimierender Perspektive auf gemeinsamer regionaler und nationaler Ebene sinnvoll erscheinen.

Die vorliegende Studie greift neue Entwicklungen im deutschen Energiesystem wie die Nachfrageentwicklung, geopolitische Unsicherheiten, Infrastrukturplanungen wie den Stromnetzausbau und das Wasserstoffkernnetz auf und leitet daraus regionalisierte Transformationspfade ab.

Um dies abzubilden, wurden zahlreiche Erweiterungen im Energiesystemmodell REMod implementiert. Eine wesentliche Änderung ist die Regionalisierung des Modells, die es ermöglicht, Transformationspfade der Bundesländer dargestellt in zehn Regionen in Deutschland zu modellieren und das Strom- und Wasserstoffnetz im Modell integriert zu betrachten. In REMod bestehende Wasserstofftechnologien wurden ergänzt, um die optimale Nutzung von Wasserstoff im Energiesystem besser abzubilden. Hierzu gehören die Wasserstoff-Gasturbine, die Wasserstoff-Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in der Industrie und der Wasserstoffkessel sowie die Nutzung von Wasserstoff zur Fernwärmebereitstellung im Gebäudesektor. Außerdem wurden technische Senken zur Abscheidung und langfristigen Speicherung von Kohlenstoffdioxid (CO_2) im Modell implementiert. Diese werden im Folgenden als Negativemissionstechnologien (NET) bezeichnet. Dem Modell stehen drei Negativemissionstechnologien zur Verfügung um im Wesentlichen Residualemissionen, welche nicht vom LULUCF-Sektor ausgeglichen werden können, zu kompensieren: die Luftdirektabscheidung (Direct Air Carbon Capture and Storage - DACCS), Bioenergie mit CO_2-Abscheidung und -Speicherung (Bioenergy with Carbon Capture and Storage - BECCS) und Pyrolyse mit Pflanzenkohle (Biochar Carbon Removal - BCR).

Unter Berücksichtigung der aktuellen Entwicklungen werden in dieser Studie nun aus den folgenden Szenarien möglich Wege zur Klimaneutralität abgeleitet, welche die energiepolitische Debatte in Deutschland sowohl quantitativ als auch qualitativ unterstützen sollen.

Das Szenario **„Technologieoffen“** beschreibt den kostenoptimalen Transformationspfad des Energiesystems zur Klimaneutralität 2045. Dabei werden im Modell bezüglich der Auswahl der verwendeten Technologien hohe Freiheitsgrade angenommen. Diese sind lediglich durch Obergrenzen, wie beispielsweise zukünftige Technologieverfügbarkeiten, oder durch zubaubegrenzende oder lokale Rahmenbedingungen limitiert.

Im Szenario **„Effizienz“** führen Verhaltensänderungen im Gebäude- und Verkehrssektor wie effizienteres Heizen und eine Abkehr vom motorisierten Individualverkehr zu einer Nutzung von nachhaltigeren Verkehrsmitteln wie dem öffentlichen Nah- und Fernverkehr zu einer Reduzierung des Energiebedarfs. Gleichzeitig werden zusätzliche Flächen für den Ausbau erneuerbarer Energiequellen bereitgestellt. In der Folge kann das CO_2-Budgetziel bis zum Jahr 2045 unterschritten und somit die Klimaziele übererfüllt werden. Als Ziel wurden Einsparungen von 1.000 Mt CO_2-Äq definiert.

Das Szenario **„Beharrung“** beschreibt eine Welt, in der ein größerer Widerstand gegenüber zentralen Energiewendetechnologien besteht. So wird zum Beispiel an der Nutzung von Gasheizungen in Wohngebäuden und Gaskesseln in der Industrie länger festgehalten. Auch werden im Verkehrssektor konventionelle Verbrennungsmotoren weiterhin bevorzugt. Technologien wie Windkraftanlagen, die in allen Analysen als zentral für die Energiewende angesehen werden, stehen einer deutlichen Ablehnung gegenüber, wodurch ihr Ausbau nur in begrenztem Umfang stattfinden kann.

Im vierten Szenario **„Robust“** wird das deutsche Energiesystem in einer Welt optimiert, in der Schockereignisse durch geopolitische Unsicherheiten und durch den fortschreitenden Klimawandel auftreten. Durch politische Instabilitäten und zurückhaltendere internationale Zusammenarbeit sind die Importe von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern in geringeren Mengen und zu höheren Preisen verfügbar. Zeitweise angenommene politische Konflikte in Asien reduzieren die Verfügbarkeit von Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern und verlangsamen den Ausbau in Deutschland. Die Einflüsse des Klimawandels werden durch zwei Jahre mit kalten Wintern und einem damit verbundenen erhöhten Heizbedarf sowie zwei Jahren mit geringerer Stromerzeugung aus Windkraft eingebracht. Zusätzlich wird eine verringerte Biomasseverfügbarkeit angenommen.

Der Vergleich der Szenarien zeigt, wie sich die Transformationen zur Klimaneutralität sowie die hierfür benötigten Investitionsbedarfe zwischen den betrachteten Welten unterscheiden.

Die Szenarien wurden mit dem am Fraunhofer ISE entwickelten, sektorübergreifenden Energiesystemmodell REMod gerechnet. REMod bildet neben der Energiewirtschaft auch die Endverbrauchssektoren Verkehr, Industrie und Gebäude modellendogen ab und betrachtet dabei alle relevanten Technologien zur Energiebereitstellung und zur Energieumwandlung. Durch das Einbringen von fünf realen Wetterjahren und der Bedingung, dass die Energiebilanzen zu jeder Stunde erfüllt sein müssen, ergeben sich Technologiezusammensetzungen, die jeweils auf sehr unterschiedliche Wetterbedingungen reagieren können. Die zentrale Bedingung der normativen Szenarien ist das Erreichen der Klimaschutzziele der Bundesregierung. Alle hier betrachteten Szenarien erreichen das Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 sowie eine Reduktion der THG-Emissionen im Jahr 2030 um -65% gegenüber dem Jahr 1990 und im Jahr 2040 um 88% gegenüber 1990. Zusätzlich muss ein THG-Budget von 7,8 Gt CO_2-Äq im Zeitraum 2023 bis 2045 eingehalten werden. Somit können die Analysen genutzt werden, um mögliche Wege in Richtung Klimaneutralität zu identifizieren, ohne dass die vorliegende Studie den Anspruch erhebt, die Zukunft prognostizieren zu können.

2 Methodisches Vorgehen: Das Energiesystemmodell REMod

2.1 Grundlegende Modelllogik von REMod

Das Energiesystemmodell REMod wurde am Fraunhofer ISE entwickelt, um eine sektorgekoppelte und zeitlich hochaufgelöste Optimierung der zukünftigen Energiesysteminfrastruktur in Deutschland zu ermöglichen. Das Ziel der Optimierung sind minimierte Systemkosten, bestehend aus diskontierten Investitions-, Betriebs- und Verbrauchskosten von allen wichtigen Energieinfrastrukturen, angefangen von der Energiebereitstellung wie der Strom- oder Wärmeerzeugung, über Speicher und Netze bis zu Anwendungstechnologien wie Fahrzeugen. Die technologische Transformation der Energiewirtschaft und der Verbrauchssektoren wird jahresscharf optimiert, indem technische Komponenten unter Berücksichtigung ihrer Lebensdauer neu ausgebaut oder ersetzt werden. Der Betrieb des Gesamtsystems wird stündlich unter Berücksichtigung von fünf historischen Wetterjahren simuliert. Der Fokus des Modells liegt auf der Abbildung der Wechselwirkungen zwischen dem Sektor Energiewirtschaft und den Verbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr unter Berücksichtigung des gesamten Transformationspfades. Das Modell umfasst alle relevanten Energieträger, verschiedene Umwandlungs- und Speicheroptionen sowie zahlreiche Technologien in den Verbrauchssektoren [6, 7]. Eine schematische Darstellung des Modells ist in Abbildung 1 zu sehen.

Das Modell verwendet den Ansatz der simulationsbasierten Optimierung, der in [7] ausführlich erläutert und analysiert wird. Der Kern besteht dabei aus einer stündlichen Simulation des Energiesystems von heute bis in ein Zieljahr (z.B. 2045), in der durch verschiedene Energiebereitstellungs- und Flexibilitätsoptionen der Bedarf in jeder Stunde gedeckt wird [8, 9].[1] Hierdurch wird sichergestellt, dass die Energiebilanz stündlich über alle Sektoren und Energieträger ausgeglichen ist. Als zentrale Rahmenbedingung müssen sowohl festgelegte CO_2-Reduktionsziele als auch ein CO_2-Budget im betrachteten Zeitraum eingehalten werden, um die Wege berechnen zu können, die bestimmte (Klima-)Ziele erreichen [6, 7]. Die Methodik des Modells und weiterführende Informationen sind in den folgenden Veröffentlichungen zu finden: [6, 9, 10].

Wie in Abbildung 1 dargestellt, bildet das Modell REMod das gesamte Energiesystem inklusive der Verbrauchssektoren Gebäude, Verkehr und Industrie ab. In der Energiewirtschaft werden konventionelle Kraftwerke, erneuerbare Stromerzeuger, Fernwärmeerzeugung, Speicher für Strom, Wärme und chemische Energieträger, verschiedene Biomasseumwandlungsoptionen sowie Power-to-X-Technologien (Elektrolyse, Methanisierung und Produktion synthetischer Kraftstoffe) berücksichtigt.

Im **Gebäudesektor** wird vorgelagert zunächst die Heizlast berechnet, die sich unter Vorgabe einer Solltemperatur und der Entwicklung der beheizten Wohnfläche ergibt. Zudem wird eine Annahme zur zukünftigen Entwicklung der Heizgradtage getroffen. Hinsichtlich der Heiztechnologien wird in zwei Temperaturniveaus unterschieden: Raumheizkörper mit höherer und Flächenheizungen mit niedrigerer Vorlauftemperatur. Alle Techno-

[1] Im Rahmen der Optimierung werden Lösungsvektoren generiert, die einen technologischen Transformationspfad beschreiben. Diese Transformationspfade werden simuliert und die Simulation gibt die Gesamtsystemkosten zurück an den Optimierungsalgorithmus. Die simulationsbasierte Optimierung reduziert den Rechenaufwand gegenüber einer zusätzlichen Betriebsoptimierung erheblich und ermöglicht eine hohe zeitliche Auflösung innerhalb des Simulationsprozesses unter Berücksichtigung des gesamten Transformationspfads.

logien können in beiden Temperaturniveaus genutzt werden und das Absenken der Vorlauftemperatur stellt ein Optimierungsergebnis dar. Die abgebildeten Heiztechnologien umfassen Kesselheizsysteme (hierbei sind mögliche Brennstoffe Methan, Biomasse, Öl und Wasserstoff), KWK-Anlagen (unter Verwendung von Methan und Wasserstoff), elektrische, brennstoffbasierte und hybride Wärmepumpen sowie Wasserstoffbrennstoffzellensysteme. Alle Technologien können mit Warmwasserspeichern und solarthermischen Kollektoren ergänzt werden.

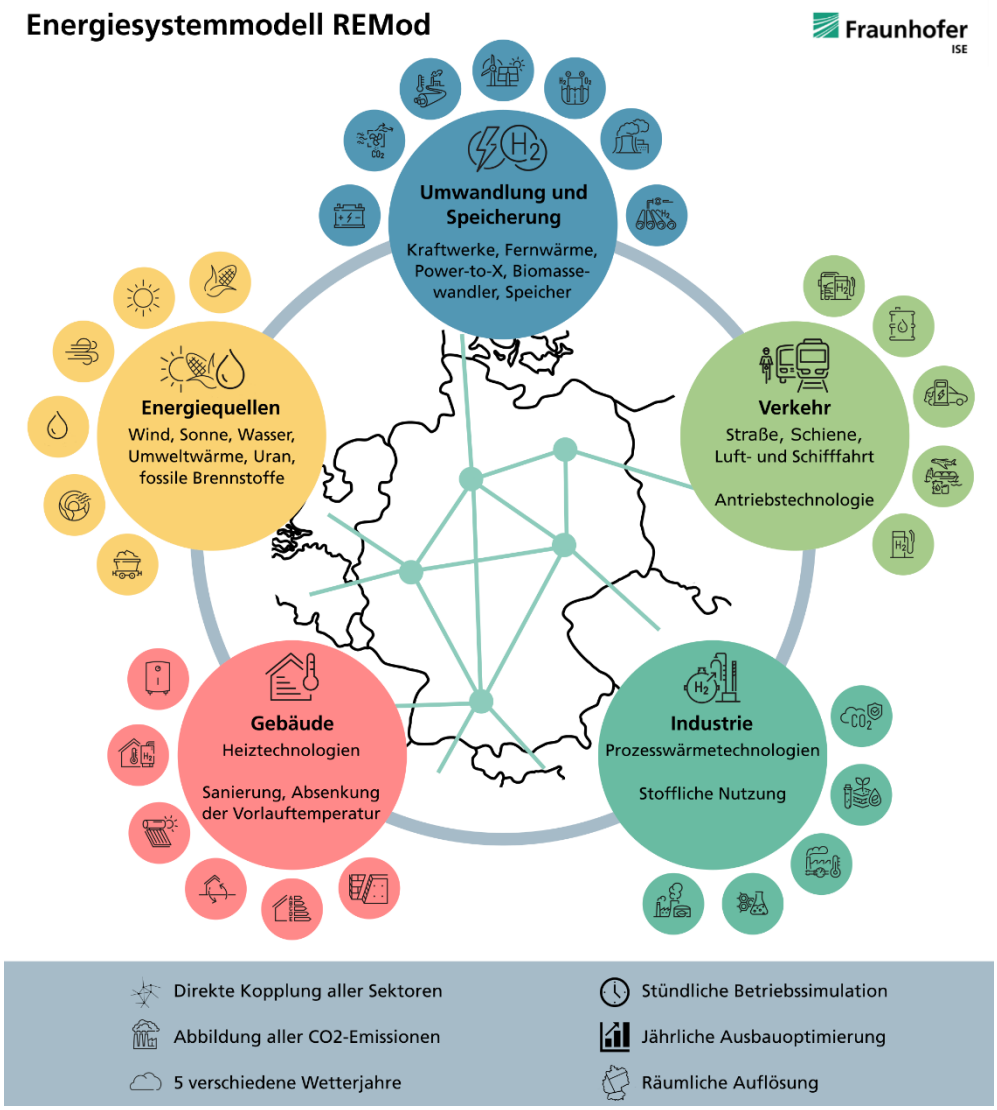


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Energiesystemmodells REMod.

Zusätzlich ist die Wärmeversorgung über Wärmenetze als Option verfügbar. Diese Netze können durch geothermische Anlagen oder Wärme aus KWK-Anlagen, elektrischen Großwärmepumpen, Gaskesseln oder solarthermischen Kollektoren gespeist werden. Zusätzlich können Großwärmespeicher Wärme zwischenspeichern. Im Modell ist hinterlegt, dass Technologien flexibel auf Systemanforderungen reagieren können, indem z.B. in Zeiten geringen Stromangebots thermische Speicher entladen werden, anstatt elektrische Großwärmepumpen zu betreiben. Und im entgegensetzen Fall, in Zeiten eines hohen erneuerbaren Stromangebots, werden Großwärmepumpen betrieben und Speicher gefüllt [8]. Zudem kann im Gebäudesektor der Gebäudebestand unter Annahme von zwei Sanierungstiefen (KfW 70 bis 55 und KfW 40) energetisch saniert werden.

Im **Verkehrssektor** wird der straßengebundene Verkehr in die Teilsegmente PKW und LKW unterteilt. Für diese sind jeweils verschiedene Technologieoptionen implementiert, für die modellendogen eine Investitionsentscheidung getroffen werden kann. Für beide Teilsegmente sind stündliche Fahrprofile hinterlegt, die sowohl den Energiebedarf als auch die Verfügbarkeit des Fahrzeugs für flexibles und bidirektionales Laden definieren. Zusätzlich ist eine Annahme zur Entwicklung des Energiebedarfs für Eisenbahn, Luftfahrt und Schifffahrt im Modell hinterlegt, die gedeckt werden muss. Je nach optimierter Technologiezusammensetzung ergibt sich dadurch der Bedarf an Strom, Wasserstoff und Flüssigkraftstoffen im Verkehrssektor.

Der Bedarf an Prozesswärme in der **Industrie** wird in zwei Temperaturniveaus aufgeteilt: Anwendungen unter 200 °C und Anwendungen über 200 °C. Je nach Temperaturniveau stehen unterschiedliche Technologieoptionen (u.a. KWK-Anlagen, Wärmepumpen, verschiedene Heizkessel) zur Verfügung, die je nach Technologie mit Methan, Wasserstoff, Kohle, Öl oder Biomasse betrieben werden können. Darüber hinaus sind zukünftige Wasserstoffbedarfe über die energetische Nutzung als Nachfrage hinterlegt. Die angenommenen H_2-Bedarfe ergeben sich zum einen aus der Annahme, dass die Primärstahlproduktion in weiten Teilen von der kohlebasierten Hochofenroute auf eine wasserstoffbasierte Direktreduktion umgestellt wird (40 TWh im Jahr 2045). Darüber hinaus ist bis zum Jahr 2045 ein auf 170 TWh steigender Bedarf für Wasserstoff für die stoffliche Verwendung (Feedstock) in den übrigen Industriebranchen hinterlegt.

Neben der Heizlast und Prozesswärme wird in den Sektoren Gebäude und Industrie **Strom** für Anwendungen wie Licht, Kühlung, mechanische Energie und IT genutzt. Diese Stromanwendungen werden durch Lastprofile der Jahre 2011 bis 2015 abgebildet, die auf den Daten des europäischen Verbandes der Übertragungsnetzbetreiber (European Network of Transmission System Operators for Electricity, kurz ENTSO-E) basieren. Für diese Stromanwendung ist eine Prognose integriert, die einerseits Reduktion durch effizientere Anwendungen, andererseits große Anstiege für Kühlung und IT-Anwendungen beinhaltet. In Summe ergibt sich hieraus eine in etwa konstante Nachfrageentwicklung bis 2045. Neue Stromverbräuche von batterieelektrische Fahrzeuge oder elektrische Wärmepumpen werden für die Zukunft modellendogen zusätzlich zu den klassischen Stromanwendungen berücksichtigt.

Drei **Negativemissionstechnologien** (NET) sind in REMod abgebildet: Direktabscheidung von CO_2 aus der Luft und anschließende Speicherung (Direct Air Capture and Storage, DACCS), Verbrennung von Biomasse zur Bereitstellung von Fernwärme mit Abscheidung und Speicherung von CO_2 (Bioenergy Carbon Capture and Storage, BECCS) und Pyrolyse von Biomasse zur Bereitstellung von Fernwärme und Pflanzenkohle (Biochar Carbon Removal, BCR).

Als Eingangsdaten für das Modell dienen historische und projizierte techno-ökonomische Parameter wie Effizienzen und Kosten in jährlicher Auflösung sowie stündliche Profile für erneuerbare Stromerzeugung und Nachfrage in den einzelnen Sektoren. Die historischen Daten des Kraftwerkparks stammen von der Plattform energy-charts.info [11] und die Energienachfrage wurde basierend auf den von EUROSTAT veröffentlichten Energiebilanzen kalibriert [12]. Eine Gesamtübersicht der jeweiligen Datenquellen findet sich in [6].

2.2 Räumliche Abbildung und Netzinfrastrukturen

Zur Berücksichtigung der räumlichen Komponente der Energiesystemtransformation wurde REMod im Vergleich zur Vorgängerstudie zu einem Mehrknotenmodell weiterentwickelt. Dabei werden die 16 deutschen Bundesländer in 10 Regionen abgebildet. Zusätzlich beinhalten alle Regionen mit Außengrenzen die entsprechenden Verbindungen zu den Nachbarländern. Die Zuordnung der Bundesländer zu den 10 Regionen ist in Abbildung 2 dargestellt und definiert sich wie folgt:

- Region 1: Schleswig-Holstein, Hamburg und Mecklenburg-Vorpommern
- Region 2: Niedersachsen und Bremen
- Region 3: Berlin und Brandenburg
- Region 4: Nordrhein-Westfalen
- Region 5: Hessen
- Region 6: Sachsen-Anhalt und Thüringen
- Region 7: Sachsen
- Region 8: Rheinland-Pfalz und Saarland
- Region 9: Baden-Württemberg
- Region 10: Bayern

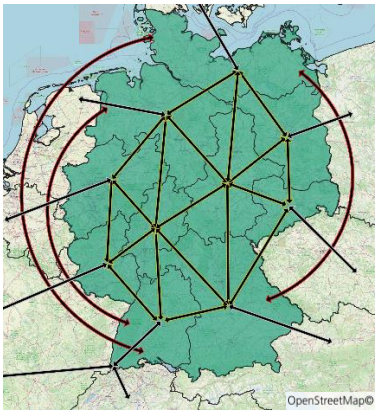


Abbildung 2: Räumliche Auflösung des Energiesystemmodells REMod. [13]

Die grundlegenden Berechnungsmethoden bleiben im Mehrknotenansatz erhalten. Berücksichtigt wird zusätzlich der Strom- und Wasserstoffaustausch zwischen den Modellregionen sowie mit dem Ausland. Dabei werden alle realen Leitungen zwischen zwei Regionen zu einer fiktiven Leitung pro Energieträger aggregiert. Entsprechend des Modellansatzes werden die für den Energieaustausch benötigten Infrastrukturen in Form von Leitungskapazitäten und Energiespeichern jahresscharf optimiert, indem die Kosten (OPEX und CAPEX) für Strom- und Wasserstoffleitungen in die Zielfunktion mit aufgenommen werden. Der Austausch von Strom zwischen den Regionen wird dabei stündlich, der Austausch von Wasserstoff täglich simuliert [6].

Das Stromnetz basiert, wie oben beschrieben, auf einer vereinfachten Version des Bestandsnetzes, inklusive der sich im Bau befindenden Anlagen wie den Gleichstromleitungen von Nord- nach Süddeutschland. Der Kapazitätszubau jeder Leitung wird jahresscharf optimiert. Stromaustausch zwischen zwei Regionen kann nur dann stattfinden, wenn: 1) die Regionen über das Übertragungsnetz miteinander verbunden sind, 2) in einer Region eine positive und in der anderen Region eine negative Residuallast herrscht und 3) im Übertragungsnetz noch ausreichend Kapazität zur Verfügung steht. Der Stromaustausch über das Übertragungsnetz ist die erste Flexibilitätsoption. Das heißt, dass der Stromaustausch über das Stromnetz gegenüber dem Einsatz von Speichern oder flexiblen Kraftwerken präferiert wird. Die Verbindungen zwischen zwei Regionen können dabei sowohl aus einer direkten Leitung als auch aus einer Kombination von bis zu drei regionsverknüpfenden Leitungen bestehen.

Das Wasserstoffnetz wird als neues Übertragungsnetz für diesen Energieträger in der Modellierung berücksichtigt. Hierbei können sowohl Umrüstungen von Erdgasleitungen als auch Neubauten genutzt werden. Die Methode des Wasserstoffaustauschs orientiert sich an der Methode des Stromaustauschs. Im Gegensatz zur Strombereitstellung müssen Wasserstoffbedarf und -bereitstellung jedoch nicht in jeder Stunde ausgeglichen sein, sondern können über Speicher gepuffert werden. Um dies zu berücksichtigen, werden Wasserstoffbedarf und -bereitstellung jeweils über 24 Stunden berechnet. Aus der Differenz aus regionsspezifischem Wasserstoffbedarf und -bereitstellung wird für den folgenden Tag ein Austauschpotenzial berechnet. Dabei werden die aktuellen Wasser-

stoffspeicherstände aller Regionen berücksichtigt. Äquivalent zur Methode des Stromaustausches geschieht dies unter Berücksichtigung der verfügbaren Netzkapazitäten.

Der regionale Austausch weiterer Energieträger wie Gas, Öl, Kohle und Biomasse und die dafür benötigte Infrastruktur werden nicht explizit modelliert. Es wird angenommen, dass die heutige Infrastruktur für den Austausch dieser Energieträger ausreicht und kein weiterer Ausbau nötig ist. Eine ausführliche Beschreibung des Regionalisierungsansatzes und die Auswirkungen auf die Ergebnisse im Vergleich zum Einknotenansatz von REMod, der in vorherigen Studien [5, 13, 14] genutzt wurde, ist in [6] dargestellt.

3
Szenarien und Annahmen

Für das Erreichen der klimapolitischen Ziele des Bundes-Klimaschutzgesetzes (KSG) werden konsistente Transformationsstrategien und Zielbilder benötigt, um Rahmenbedingungen zu setzen und Investitionsentscheidungen treffen zu können. Grundsätzlich gibt es eine Reihe von Handlungsoptionen, welche die Reduktion von energiebedingten Treibhausgasemissionen vorantreiben können. Hierzu zählen der Energieträgerwechsel, Effizienzsteigerung in der Nutzung und Umwandlung, der Rückbau von fossilen Technologien sowie eine Reduktion von Energiebedarfen [15]. Gleichzeitig gibt es eine Reihe von Bedingungen, welche das Transformationsgeschehen beeinflussen. Hierzu zählen unter anderem politische Rahmenbedingungen, Ressourcenverfügbarkeit (Rohstoffe und Energieträger), Akzeptanz (Marktakzeptanz, lokale Akzeptanz und sozio-politische Akzeptanz), Pfadabhängigkeiten/Lock-in Effekte, aber auch Umsetzungsvoraussetzungen wie die Verfügbarkeit von Fachkräften und Kapital.

Szenarienstudien können hier unterstützen, indem sie möglichst kosteneffiziente Transformationspfade aufzeigen, denen jeweils eine eigene Storyline zu Grunde liegt. Mit Hilfe der Energiesystemmodellierung kann dann ein entsprechend quantitatives, konsistentes Zukunftsbild einschließlich des notwendigen Transformationspfades aufgezeigt werden. Angelehnt an die aktuelle gesellschaftliche und politische Debatte sowie die geopolitische Situation werden in dieser Studie vier zentrale Szenarien dargestellt. Die aus einer großen Anzahl möglicher Szenarien greifen die, aus Sicht der Autoren, wichtigsten Rahmensetzungen auf und führen auf unterschiedlichen Wegen zur Erreichung der Klimaneutralität des deutschen Energiesystems. Dies geschieht in dem Bewusstsein, dass es bis zum Jahr 2045 unzählige zentrale und dezentrale Entscheidungen und Investitionen in die Energieinfrastruktur geben wird, die den realen Pfad beeinflussen können. Abbildung 3 zeigt die wesentlichen Eckpunkte der in dieser Studie untersuchten Szenarien. Die vier Szenarien definieren sich wie folgt:

Technologieoffen – Kostenoptimaler Transformationspfad

- Lediglich minimale, technologisch bedingte Einschränkungen des Transformationspfades

Effizienz – Bedarfsreduzierung und Verhaltensänderungen

- Rückgang der Energienachfrage in allen Sektoren
- Hebung zusätzlicher Potenziale für den Ausbau von erneuerbaren Energiequellen

Beharrung – Widerstand gegen EE-Ausbau und Technologiewechsel

- Begrenzter Ausbau von erneuerbaren Energiequellen
- Beharrung auf konventioneller Technologie im Gebäude- und Verkehrssektor
- Verspätete Dekarbonisierung der Industrie

Robust – Resilientes Energiesystem gegenüber Schockszenarien

Berücksichtigung von Schockszenarien

- Lieferengpässe für PV- und Batteriespeicher
- Begrenzte Verfügbarkeit synthetischer Energieträgerimporte
- Klimatische Veränderungen und Folgewirkungen

Abbildung 3: Übersicht der im Rahmen der Studie betrachteten Szenarien.

- **„Technologieoffen“**: Beschreibt eine kostenoptimale Transformation des deutschen Energiesystems, in dem möglichst wenige Einschränkungen und begrenzende Rahmenbedingungen angenommen sind.

- **„Effizienz“:** Zeigt ein Szenario, in dem durch Effizienzsteigerungen und Verhaltensänderungen in allen Sektoren eine reduzierte Nachfrage angenommen wird und die Umsetzungsgeschwindigkeit von Infrastrukturmaßnahmen erhöht wird. In diesem Szenario ist das CO_2-Budget um eine Gigatonne reduziert.

- **„Beharrung“:** Beschreibt ein Szenario, in dem lange auf konventionelle Technologien gesetzt wird und der Zubau von Erneuerbaren Energien in Deutschland schleppend verläuft.

- **„Robust“:** Stellt ein Szenario dar, in dem das Energiesystem im Laufe der nächsten 20 Jahren hohen geopolitischen Instabilitäten sowie starken Auswirkungen des Klimawandels ausgesetzt ist. Ausgedrückt wird dies durch 1) Einschränkung der Preise und Verfügbarkeiten der Importe synthetischer Energieträger, 2) Einschränkungen im Zubau von PV und Batteriespeichern und 3) kalte Winter, Schwachwindjahre und begrenzte Verfügbarkeit von Biomasse.

3.1 Allgemeine Annahmen der Szenarien

Im Rahmen der Modellierung werden verschiedene, zentrale Annahmen getroffen. Diese werden im nachfolgenden dargestellt und sind für alle Szenarien gültig. Erweiterungen und Einschränkungen dieser Annahmen werden in der Beschreibung des jeweiligen Szenarios in Kapitel 3.2 bis Kapitel 3.5 aufgeführt.

Treibhausgas-Emissionen

Alle vier Szenarien eint das Ziel, die Treibhausgasneutralität in Deutschland bis zum Jahr 2045 zu erreichen. Dazu werden zwei zentrale Rahmenbedingungen gemäß den Vorgaben des Klimaschutzgesetzes (KSG) [16] festgelegt: Erstens muss das nationale CO_2-Budget[2] von 8 Gt CO_2-Äq für den Zeitraum von 2023 bis 2045 eingehalten werden. Zweitens müssen die jährlichen Emissionsgrenzwerte des Klimaschutzgesetzes eingehalten werden. Dies erfordert eine Reduktion der CO_2-Emissionen um 65 % bis 2030, um 88 % bis 2040 und eine vollständige Eliminierung der Emissionen ab 2045 im Vergleich zu den Emissionen des Jahres 1990. Nach 2050 schreibt das KSG netto negative Emissionen vor. Diese Rahmenbedingungen gelten auf nationaler Ebene, ohne spezifische Vorgaben für die einzelnen Bundesländer. Die Entscheidung, in welchen Regionen und zu welchem Zeitpunkt die Dekarbonisierung erfolgt, wird daher modellendogen getroffen.

Nicht alle im KSG abgedeckten Emissionen werden direkt im Modell abgebildet und gehen deshalb als exogene Annahme in das Modell ein. Ein Teil der prozessbedingten Emissionen in der Industrie und Emissionen in der Landwirtschaft, energiebedingte nicht-CO_2-Emissionen, Emissionen der Abfallwirtschaft und Emissionen im Sektor Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft - kurz LULUCF (Land Use, Land Use Change and Forestry) - entwickeln sich gemäß der KSG-Reduktionsziele [16]. In der Literatur finden sich verschiedene Annahmen zu Restemissionen und auch der Beitrag vom LULUCF-Sektor wird unterschiedlich bewertet [17]. In dieser Studie werden schwer-vermeidbare Emissionen im Jahr 2045 in der Höhe von 63 Mt CO_2-Äq und eine Senke von 40 Mt CO_2-Äq im Sektor LULUCF angenommen. Die Differenz von 23 Mt CO_2-Äq muss vom Modell über NET gedeckt werden.

[2] Das Budget umfasst neben den im KSG abgedeckten THG-Emissionen auch die Emissionen für internationale Schiff- und Luftfahrt. Hier wurde die Annahme getroffen, dass diese Emissionen linear vom aktuellen Wert auf 0 im Jahr 2045 abnehmen.

Ausbaugrenzen: Energiebereitstellung, Wasserstoff- und PtX-Produktion

Die technologiespezifischen Ausbauobergrenzen sind abhängig vom Ambitionsniveau der jeweiligen Szenarien. Eine Übersicht der getroffenen Annahmen findet sich in Tabelle 1. Durch die Szenarioannahmen im Szenario „Robust" ergeben sich zeitliche Einschränkungen des Technologieausbaus. Diese sind in Kapitel 3.5 Szenario „Robust" beschrieben. Das Potenzial in den einzelnen Regionen ist von den geographischen Gegebenheiten abhängig [18]. Der Ausstieg aus der Steinkohleverstromung wird bis zum Jahr 2032 und aus der Braunkohleverstromung bis zum Jahr 2035 vollzogen.

Negativemissionstechnologien

NET befinden sich aktuell noch in einem frühen Entwicklungsstadium. Sowohl die Zubauobergrenze als auch die damit verbundenen Kosten sind dementsprechend mit großen Unsicherheiten verbunden. Für den maximalen Zubau von NET wurde die Annahme getroffen, dass DACCS, BECCS und BCR in einem Umfang zugebaut werden können, dass jede Technologie einzeln bis zu 50 % der schwer vermeidbaren THG-Emissionen im Jahr 2045 ausgleichen kann. Die Orientierung an den schwer vermeidbaren Emissionen dient dazu, Risiken einer zu optimistischen Prognose von NET, wie etwa fossile Lock-Ins, zu vermeiden. Die Begrenzung jeder einzelnen NET auf 50 % der schwer-vermeidbaren THG-Emissionen entspricht einer nationalen Gesamtkapazität von 11,5 Mt CO_2/Jahr je NET. Mit dieser Begrenzung muss das Modell nicht zwingend das gesamte NET-Potenzial ausnutzen, um die schwer-vermeidbare THG-Emissionen auszugleichen. Vielmehr wird modellendogen und Szenario-abhängig entschieden, welche der verfügbaren Technologien eingesetzt wird. Werden alle drei NET-Technologien in vollem Umfang zugebaut kann über die schwer-vermeidbaren Emissionen hinaus 11,5 Mt CO_2-Äq pro Jahr kompensiert werden.

Tabelle 1: Annahmen zu Technologieobergrenzen und Entwicklung der Nachfragesektoren in den vier untersuchten Szenarien.

	Technologieoffen	Effizienz	Beharrung	Robust
Obergrenzen für installierte Kapazitäten in GWel				
Photovoltaik Freifläche	160	160	100	160
Photovoltaik Dach Süd	175	175	175	175
Photovoltaik Dach Ost-West	175	175	175	175
Wind Onshore	230	260	160	260
Wind Offshore	80	80	100	100
Elektrolyse	100	100	100	100
Power-to-Gas	30	30	60	60
Power-to-Liquid	30	30	60	60
Verbrauchsentwicklung				
Klassische Stromnachfrage	Konstant	Leicht sinkend	Konstant	Konstant
Verkehr	Steigend	Leicht steigend	Steigend	Steigend
Gebäudewärme	Leicht sinkend	Sinkend	Leicht sinkend	Leicht sinkend
Prozesswärme	Leicht sinkend	Sinkend	Leicht sinkend	Leicht sinkend

Import synthetischer Energieträger

Zur Erreichung der Klimaneutralität können nachhaltige, also CO_2-neutral produzierte Energieträger wie Wasserstoff, SynCH_4 (synthetisches Methan) und SynFuel (synthetischer Flüssigkraftstoff) zukünftig eine wichtige Rolle einnehmen. Der Import dieser syn-

thetischen Energieträger nach Deutschland ist im Modell ab dem Jahr 2030 als Option hinterlegt. Entsprechend der erwarteten Entwicklung eines globalen Marktes sind die zur Verfügung stehenden Importmengen zu Beginn begrenzt und nehmen bis ins Jahr 2045 kontinuierlich zu. Zeitgleich wird aufgrund der zunehmenden globalen Produktionskapazitäten von sinkenden Preisen der Energieträger ausgegangen (siehe Abbildung 4). Zusätzlich wird die Annahme getroffen, dass Wasserstoff ab 2030 bis zu einem Anteil von 10 % Vol. in das Gasnetz beigemischt werden kann [19]. Ab 2045 ist im Modell hinterlegt, dass kein nennenswerter Import bzw. Verwendung von konventionellen Energieträgern wie Erdgas, Braun- und Steinkohle, sowie Erdölprodukten mehr stattfindet.

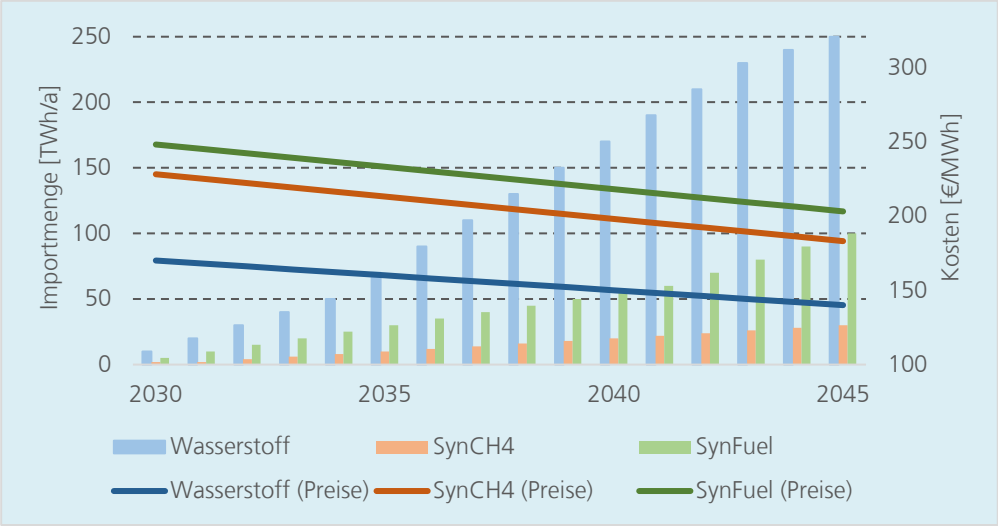


Abbildung 4: Annahmen der maximal zur Verfügung stehenden Importmengen und Preise von synthetischen Energieträgern. [20]

Gebäudesektor

Der Energieverbrauchsentwicklung im Gebäudesektor liegt die Bevölkerungsentwicklung in Deutschland bis zum Jahre 2045 zugrunde. Es wird davon ausgegangen, dass die Bevölkerung von 83,2 Mio. Bürgerinnen und Bürgern im Jahr 2021 auf 85,3 Mio. im Jahr 2030 ansteigt und anschließend kontinuierlich auf 84,6 Mio. im Jahr 2045 sinkt. Entsprechend steigt die beheizte Gebäudefläche bis zum Jahr 2030 um 2,5 % und liegt im Jahr 2045 etwa 1,7 % über dem Niveau von 2021. Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass der Wärmbedarf basierend auf der Entwicklung der Heizgradtage im Zeitraum von 2020 bis 2045 um 5,3% abnimmt. [21][3]

Industriesektor

Der Entwicklung des Energiebedarfs im Industriesektor liegt eine Annahme des Wachstums der deutschen Wirtschaft zugrunde. Es wird angenommen, dass das Bruttoinlandsprodukt zwischen 2025 und 2035 zunächst um 0,6 % bis 1,1 % pro Jahr und ab 2035 um bis zu 1,3 % pro Jahr wächst. Dabei wird weitestgehend von konstanten Produktionsmengen ausgegangen, sodass bis 2050 Deutschland weiterhin einen Exportüberschuss, aber eine ausgeglichenere Handelsbilanz als heute aufweist. [21]

[3] Das Referenzieren des Projektionsbericht 2024 [21] inkludiert in allen nachfolgenden Nennungen den Technische Anhang des Projektionsberichts 2024 [22] sowie die von Europäischen Union zur Verfügung gestellten und mit der Veröffentlichung verbundenen Datensätze [23].

Zusätzlich wird die Annahme getroffen, dass eine Politik des technischen Fortschritts, der Förderung von Innovationen sowie Prozessoptimierung verbunden mit Effizienzsteigerungen zu einem leicht sinkenden Prozesswärmebedarf führen. So liegt die Nachfragereduzierung bis zum Jahr 2045 im Niedrigtemperaturbereich (NT) bis 200 °C bei durchschnittlich 0,5 %/Jahr und im Hochtemperaturbereich (HT) bei 0,15 %/Jahr. [21, 24]

Die Primärstahlproduktion, die aktuell über die kohlebasierte Hochofen-Route läuft, wird in allen Szenarien zu einem Drittel durch zusätzliche Sekundärstahlproduktion ersetzt und zu zwei Dritteln durch wasserstoffbasierte Direktreduktion.

Zusätzlich wird ab dem Jahr 2030 von einer kontinuierlich steigenden Wasserstoffnachfrage für nicht-energetische Anwendungsfälle ausgegangen. Diese resultiert aus Prozessumstellungen und Materialsubstitutionen insbesondere in der metallverarbeitenden und chemischen Industrie. Der Wasserstoffbedarf in der Stahlindustrie steigt bis 2045 auf knapp 40 TWh/Jahr. Für die stoffliche Nutzung steigt der Wasserstoffbedarf bis zum Jahr 2045 auf 170 TWh/Jahr und verbleibt dann auf konstantem Niveau. [4]

Verkehrssektor

Die zentralen Annahmen zur Entwicklung des Personenverkehrs lehnen sich an die jüngste Studie zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) an [25]. Um Konsistenz zwischen der wirtschaftlichen Entwicklung (Energiebedarf des Industriesektors) sowie dem damit verbunden Güteraufkommen herzustellen, wird für den Güterverkehrssektor auf Zahlen des Projektionsberichts 2024 zurückgegriffen [21]. Die Annahmen sind in Tabelle 2 zusammengefasst.

Tabelle 2: Annahmen zur Verkehrsentwicklung im Personen- und Güterverkehr. [21–23, 25, 26]

	Referenz	2030	2035	2040	2045	Einheit
Personenverkehr	1.201	1.267	1.264	1.260	1.257	Mrd. pkm
Güterverkehr	684	756	773	790	809	Mrd. tkm

Personenverkehr: Im Personenverkehr wird eine Zunahme der Verkehrsleistung um 5,5 % bis zum Jahr 2030 angenommen [25]. Danach sinkt die Verkehrsleistung in allen Bereichen, entsprechend der Bevölkerungsentwicklung [21, 25]. Das Auto bleibt auch weiterhin das wichtigste Verkehrsmittel. Auch wenn eine Verlagerung hin zu Carsharing, Ridepooling und Microsharing berücksichtigt ist, spielen diese Mobilitätsformen auch zukünftig eine untergeordnete Rolle. Eine Übersicht der Annahmen findet sich in Tabelle 3.

Tabelle 3: Annahmen zum Modal-Switch im Personenverkehr. [21, 25]

	Referenz	2030	2035	2040	2045	Einheit
PKW	990	1.027	1.024	1.021	1.019	Mrd. pkm
Bus	72	64	64	64	63	Mrd. pkm
Bahn	104	130	130	129	129	Mrd. pkm
Carsharing	2,6	5,7	6	6	6	Mrd. pkm
Ridepooling	0	0,1	0,1	0,1	0,1	Mrd. pkm
Microsharing	0	0,2	0,2	0,2	0,2	Mrd. pkm
Fahrrad	32	40	40	40	40	Mrd. pkm

Im öffentlichen Personenverkehr wird eine kontinuierliche Tendenz der Transformation von der Straße zur Schiene bis 2030 zugrunde gelegt. Während die mit den öffentlichen Bussen zurückgelegten Personenkilometer im Zeitraum von 2019 bis 2045 sinken, wird gleichzeitig ein Nachfrageanstieg bei der Bahn von 24 % erwartet. [25]

Güterverkehr: Entsprechend den Annahmen im Industriesektor einer wachsenden Wirtschaft und der entsprechenden Zunahme nationaler Produkte, wird auch von einer steigenden Güterverkehrsleistung ausgegangen (siehe Tabelle 4). Zusätzlich wird eine Verlagerung von der Straße zur Schiene bis 2030 erwartet. Darüber hinaus wird angenommen, dass 90 % aller Bahnstrecken, welche im Jahre 2023 noch brennstoffbasiert betrieben wurden, bis zum Jahr 2045 elektrifiziert werden [25].

Tabelle 4: Annahmen zur Entwicklung im Güterverkehr. [21]

	Referenz	2030	2035	2040	2045	Einheit
LKW	505.491	545.544	557.699	570.050	586.227	Mio. tkm
Bahn	130.138	155.643	161.329	166.832	170.462	Mio. tkm
Binnenschifffahrt	48.256	54.544	53.899	53.209	52.389	Mio. tkm

Luftverkehr: Im Personenluftverkehr steigt der Mobilitätsbedarf. Während nationale Strecken zunehmend mit der Bahn bedient werden, wird eine anhaltenden Bedarfssteigerung im internationalen Flugverkehr angesetzt. Eine ähnliche Tendenz ist im Frachtluftverkehr berücksichtigt (siehe Tabelle 5). [25]

Tabelle 5: Annahmen zur Verkehrsentwicklung im Luftverkehr. [21–23, 25, 26]

	Referenz	2030	2035	2040	2045	Einheit
Personenluftverkehr National	4.765	4.876	4.793	4.683	4.718	Mio. pkm
Personenluftverkehr International	180.635	308.392	348.520	388.667	446.953	Mio. pkm
Frachtluftverkehr National	50	51	51	50	52	Mio. tkm
Frachtluftverkehr International	13.442	15.270	16.626	17.905	19.677	Mio. tkm

Stromnachfrage

Auch in der „klassischen“ Stromnachfrage sind weiterhin Einsparungen durch Effizienzsteigerungen, beispielsweise in der Beleuchtung und der Nutzung von mechanischer Energie, zu erwarten. Jedoch sind durch eine steigende Stromnachfrage in der Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT), durch Anstieg des Kühlungsbedarfs aufgrund steigender Außentemperaturen oder aufgrund von Verlagerungen im Verkehrssektor von der Straße zur Schiene zusätzliche Strombedarfe wahrscheinlich. Es wird daher angenommen, dass die klassische Stromnachfrage auch zukünftig auf dem heutigen Niveau von 390 TWh/Jahr verbleibt.

3.2 Szenario „Technologieoffen“

Im Szenario „Technologieoffen“ wird die kostenoptimale Transformation des deutschen Energiesystems beschrieben. Hier werden bezüglich der Auswahl der verwendeten Technologien in der Energiebereitstellung, in den Nachfragesektoren sowie hinsichtlich der Flexibilitätstechnologien, Importen synthetischer Energieträger und Negativemissionstechnologien (NET), höchstmögliche Freiheitsgrade angenommen. Diese sind lediglich durch plausible bzw. realistische Obergrenzen, wie beispielsweise zukünftige Technologieverfügbarkeiten, Zubau begrenzende Faktoren wie Installationskapazitäten oder durch lokale Rahmenbedingungen wie beispielsweise Flächenpotenziale für erneuerbare Energieträgerquellen begrenzt.

3.3 Szenario „Effizienz“

Im Szenario "Effizienz" findet ein Wertewandel in der Gesellschaft statt, welcher sektorübergreifend zu effizienterem und suffizienterem Verhalten führt. Dazu zählt eine Reduzierung des Heizbedarfs im Gebäudesektor durch bewusstes und sparsames Heizen, ein anhaltender Trend zur Reduzierung des privaten Individualverkehrs, eine Verlagerung hin zu öffentlichen Verkehrsmitteln, sowie zusätzliche Ambitionen zur Effizienzsteigerung in der industriellen Prozesswärmeerzeugung. Zusätzlich wird der Ausstieg aus der Kohleverstromung um zwei Jahre vorgezogen. Aus diesen Maßnahmen ergibt sich die Möglichkeit, das THG-Budget der anderen Szenarien um 1.000 Mt CO_2-Äq zu unterschreiten. Das Ziel der Klimaneutralität wird auch hier bis zum Jahr 2045 erreicht.

Gebäudesektor

Die gesellschaftlichen Verhaltensänderungen führen zu einem nachhaltigerem Heizverhalten und reduzieren den Wärmebedarf im Gebäudesektor zusätzlich um 5 %. Darüber hinaus wird angenommen, dass auch bei der Sanierung von Gebäuden zusätzliche Anreize geschaffen werden. Die minimale Sanierungsrate liegt in diesem Szenario bei jährlich 1,5 % des Gebäudebestands. [24, 25]

Industriesektor

Auch in diesem Szenario wird von einem wirtschaftlichen Wachstum analog zum Szenario „Technologieoffen“ ausgegangen. Jedoch wird, gestützt durch politische Förderprogramme, durch weitreichende Bemühungen in der Industrie, mit Prozessoptimierung und Effizienzsteigerungen der Bedarf an Prozesswärme zusätzlich reduziert. Im NT-Bereich sinkt die Nachfrage um durchschnittlich um 0,75 % pro Jahr, während sie im HT-Bereich um 0,25 % pro Jahr zurückgeht.

Wasserstoffbeimischung

Die Wasserstoffbeimischung wird landesweit auf ein Niveau von bis zu 20 Vol. % gesteigert. Grundlage hierfür ist, dass bereits in Modellregionen in Deutschland gezeigt werden konnte, dass eine Wasserstoffbeimischung in das Gasnetz von bis zu 20 Vol. % möglich ist. [19]

Verkehrssektor

Personenverkehr: In diesem Szenario wird bei unverändertem Mobilitätsbedarf von einer Verlagerung zwischen den Verkehrsmitteln ausgegangen. Insbesondere durch den Ausbau des öffentlichen Nah- und Fernverkehrsangebots, aber auch durch die Verlagerung privater Fahrten hin zu alternativen Mobilitätskonzepten (Carsharing und Ridepooling) kann die mit dem PKW zurückgelegte Strecke bis zum Jahr 2045 um 10,9 % gegenüber dem technologieoffenen Szenario reduziert werden. [21, 24, 25]

Güterverkehr: Trotz gleichbleibender Gesamtgüterverkehrsleistung wird im Szenario „Effizienz“ von einer Verschiebung von der Straße hin zur Schiene und Binnenschifffahrt ausgegangen. In der Folge dessen reduziert sich die Verkehrsleistung des straßengebundenen Güterverkehrs im Zeitraum von 2023 bis 2045 um 4,6 %, während sich im gleichen Zeitraum die schienengebundene Verkehrsleistung nahezu verdoppelt und die Verkehrsleistung der Binnenschifffahrt um 20 % steigt. [24, 25]

Luftverkehr: Im Luftverkehr wird ebenfalls von deutlichen Effekten der gesellschaftlichen Verhaltensänderungen ausgegangen. Dazu zählen eine Reduzierung der Verkehrsleistung im interkontinentalen Luftverkehr auf das Niveau von 2010, eine Verlagerung von 25 % der innereuropäischen Flüge zu bodengebundenem Verkehr, ein nahezu vollständiger Verzicht auf Inlandsflüge sowie technologisch-bedingte Effizienzsteigerungen. Dadurch kann der Primärenergiebedarf des Flugverkehrs ausgehend vom Jahr 2023 bis zum Jahr 2045 um fast 30 % reduziert werden. [21, 24, 25]

3.4 Szenario „Beharrung“

„Beharrung“ beschreibt ein Szenario, in dem eine Unsicherheit in der Bevölkerung in Bezug auf neue Technologien und zusätzliche Anstrengungen zur Transformation vorherrscht. Folglich werden bis in die 2030er Jahre konventionelle Technologien favorisiert, insbesondere in den Sektoren Gebäude (Gaskessel und geringe Sanierungsbereitschaft) und Verkehr (Individualverkehr und Verbrennungsmotoren). Auch der Ausbau von erneuerbaren Energiequellen wird durch ausbleibende politische Anstrengung und mangelnde Unterstützung in der Bevölkerung verzögert. Politische Ambitionen zur Förderung zukunftsfähiger Technologien und der zügigen Beschleunigung von Transformationsprozessen finden nur in mäßigem Umfang statt. Ein Fokus wird hingegen auf geopolitische Stabilität und den Ausbau von Energiepartnerschaften im Ausland gelegt. Auch im Industriesektor wird von einem geringfügigen Ambitionsniveau zur Umsetzung von Dekarbonisierungsmaßnahmen ausgegangen. Zusätzlich verzögert sich der Ausstieg aus der Kohleverstromung um zwei Jahre.

Energieimporte

Die Beharrung auf konventionellen Technologien ist verbunden mit einem steigenden Bedarf an PtX-Produkten. Es wird angenommen, dass in diesem Szenario durch Kooperationen mit Energieexportländern zusätzliche Importkapazitäten zur Verfügung stehen. Die Importmengen im Jahre 2045 belaufen sich auf bis zu 250 TWh SynFuel, 200 TWh $SynCH_4$ und 350 TWh Wasserstoff.

Gebäudesektor

Es wird angenommen, dass aufgrund der Beharrung auf konventionellen Technologien bis ins Jahr 2035 mindestens 50 % der neu installierten Heizungstechnologien auf Gaskessel entfallen. Dieser Anteil sinkt anschließend, sodass ab 2038 für bis zu 85% der neu installierten Heizsysteme alternative Technologien zum Gaskessel möglich sind. Aufgrund mangelnder Ambition ist auch die Sanierungsrate mit maximal 1 % der Gebäude pro Jahr deutlich geringer als in den anderen Szenarien.

Industriesektor

Für den Industriesektor wird angenommen, dass aufgrund ausbleibender politischer Maßnahmen und eines mäßigen Ambitionsniveaus zur Dekarbonisierung der Austausch des aktuellen Anlagenbestands um 5 Jahre verzögert stattfindet.

Verkehrssektor

Personenverkehr: Es wird ein weiterhin hoher Bedarf an Individualverkehr angenommen. Folglich fällt die Verlagerung der Mobilität zur Schiene und alternativen Mobilitätskon-

zepten wie Carsharing und Ridepooling schwächer aus. Dementsprechend steigt die PKW-Verkehrsleistung und liegt ab dem Jahre 2035 um 3,5 % über dem „Technologieoffen"-Szenario. [24–26]

Batterieelektrische PKWs finden in naher Zukunft keinen größeren Anklang in der Bevölkerung. Bis zum Jahre 2030 liegt der Anteil von Verbrennern an den neu zugelassenen Fahrzeugen bei mindestens 70% und sinkt bis zum Jahre 2040 auf ein anschließend konstantes Niveau von 10 %.

Güterverkehr: Im Gütertransport liegt das Ambitionsniveau der Verlagerung des Güterverkehrs zur Schiene und zur Binnenschifffahrt bei etwa 50 % des „Technologieoffen"-Szenarios. Entsprechend stiegt die Güterverkehrsleistung auf der Straße im Vergleich zum Szenario „Technologieoffen" um 14 %. [24–26]

Auch batterieelektrische LKWs treffen verspätet auf Akzeptanz im Markt. Bis zum Jahr 2030 liegt der Anteil von Verbrennern an den neu zugelassenen Fahrzeugen bei mindestens 90 % und sinkt bis zum Jahr 2040 auf ein anschließend konstantes Niveau von 10 %.

3.5 Szenario „Robust"

Alle Szenarien erfüllen das Ziel der Klimaneutralität und stellen die Energieversorgung zu jeder Stunde, auch in unterschiedlichen Wetterjahren, sicher. Sie sind also grundsätzlich robust. Das Szenario „Robust" geht jedoch darüber hinaus und berücksichtigt gezielt modellierte Schocks für das deutsche Energiesystem und dessen Transformationspfad, bei gleichzeitiger Einhaltung der stündlichen Energieversorgung und Erreichung der Klimaneutralität. Die Annahmen zu den Schocks, die sich aus geopolitischen Ereignissen und Klimaveränderungen entwickeln, sind im Folgenden dargestellt.

Lieferengpässe bei PV-Technik und Batteriespeichern

Derzeit besteht eine hohe Abhängigkeit der Lieferketten von PV-Technik und Batterien vom außereuropäischen Ausland. China spielt eine bedeutende Rolle, da rund 90 % der Unternehmen, die an der globalen Produktion von PV-Modulen und Vorprodukten beteiligt sind, ihren Sitz dort haben [27]. Gleichzeitig wird ein Großteil der heute verbauten Batteriespeicher in China produziert [28]. Im Rahmen dieses Szenarios wird angenommen, dass es zu geopolitischen Instabilitäten kommt, in dessen Folge die Lieferketten unter Druck geraten. Aufgrund der großen Abhängigkeit von Importen der beiden Technologien wird angenommen, dass der Ausbau von PV-Anlagen und stationären Batteriespeichern in den Jahren von 2029 bis 2031 stagniert. Danach wird von einer langsamen Erholung der Lieferketten ausgegangen, welche bis zum Jahre 2034 andauert.

Begrenzte Verfügbarkeit synthetischer Energieträgerimporte

Der Import von Wasserstoff, SynFuels und $SynCH_4$ nach Deutschland kann einen erheblichen Beitrag zur Erreichung der Klimaneutralität leisten. Geopolitische Stabilität, funktionierende Energiepartnerschaften, Akzeptanz und verfügbare Ressourcen in den Herkunftsländern sind hierfür jedoch essenzielle Grundlage. Im Szenario „Robust" wird davon ausgegangen, dass die globalen Produktionskapazitäten für PtX-Produkte langsamer ausgebaut werden als weitläufig erwartet. Der durch ein begrenztes Angebot hervorgerufene Marktdruck führt zu höheren Preisen als im Szenario „Technologieoffen" und verstärktem, globalen Wettbewerb um die verfügbaren Ressourcen. Entsprechend wird angenommen, dass nur die Hälfte der Import-Kapazitäten des Szenarios „Technologieoffen" zur Verfügung stehen (Wasserstoff: 100 TWh, SynFuel: 50 TWh und $SynCH_4$: 15 TWh) und die Preise der jeweiligen Energieträger um 50 % höher liegen.

Klimatische Veränderungen und Folgewirkungen

Aufgrund steigender Temperaturen verbunden mit anhaltender Trockenheit stehen die deutschen Wälder unter besonderer Belastung. Es steigt das Risiko des Schädlingsbefalls und des damit verbundenen Waldsterbens. Im Rahmen dieses Szenarios wird angenommen, dass sich ab dem Jahr 2040 das zur Verfügung stehende Potenzial fester Biomasse um 10 % reduziert.

Zusätzlich ist mit Einfluss des Klimawandels von zunehmenden Wetteranomalien, auch auf dem europäischen Kontinent, auszugehen [29]. Im Rahmen dieses Szenarios wird zum einen der Einfluss von möglichen Schwachwindjahren berücksichtigt. Dafür wird die Erzeugung aus Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen in den Jahren 2036 und 2041 um 10 % reduziert. Darüber hinaus wird entgegen der Annahme von kontinuierlich sinkenden Heizgradtagen in den anderen drei Szenarien davon ausgegangen, dass auch vereinzelt kältere Winter eintreten können. Entsprechend wurden zwei Kälteperioden mit einer um 10 % erhöhten Heizlast in den Jahren 2038 und 2044 angenommen.

4 Ergebnisse

In diesem Kapitel werden zunächst die Ergebnisse der Modellrechnungen zu den zuvor beschriebenen Szenarien („Technologieoffen", „Effizienz", „Beharrung" und „Robust") dargestellt. Dafür werden in jedem Abschnitt zunächst die Entwicklungen in den einzelnen Szenarien gegenübergestellt und diskutiert. Anschließend werden in jedem Abschnitt die Ergebnisse des Szenarios „Technologieoffen" auf Bundeslandebene regionalisiert ausgewertet. Dabei wird auf die Entwicklung der einzelnen Bundesländer sowie die Bedeutung für die nationale Energietransformation eingegangen.

Die Datensätze der Modellergebnisse, die Kostenannahmen und die verwendeten Technologiedaten stehen auf der Website des Fraunhofer ISE (www.ise.fraunhofer.de) sowie auf den Energy-Charts (www.energy-charts.info) zum Download und zur interaktiven Visualisierung zur Verfügung.

4.1 Primär- und Endenergie

- Die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern wird vollständig reduziert, während der Anteil der Wind- und PV-Energie an der Primärenergie von heute 7 % auf 57 % („Beharrung") bis 77 % („Robust") ansteigt.
- In allen vier betrachteten Szenarien sinkt der Primärenergiebedarf deutlich und liegt im Jahr 2045 zwischen 69 % („Effizienz") und 80 % („Beharrung") des heutigen Bedarfs.
- Insbesondere im Verkehrs- und im Gebäudesektor nehmen die Endenergiebedarfe aufgrund von Elektrifizierung und Effizienzsteigerungen deutlich ab.
- Im Zuge der Dekarbonisierung ist anders als heute eine stärkere geographische Trennung zwischen Schwerpunkten von Energiebereitstellung und -bedarfen zu erwarten, so dass insbesondere dem Energieaustausch zwischen den Bundesländern eine hohe Bedeutung zukommt.
- Industriell geprägte Regionen weisen ein geringeres Potenzial zur Reduktion des Endenergiebedarfs aus als Regionen mit bedarfsintensiven Verkehrs- und Gebäudesektoren[4].
- Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern werden im Jahr 2045 aufgrund des guten Windkraftpotenzials ein Drittel der zukünftigen deutschen Primärenergie bereitstellen.

Im Kontext der Energiewende ist ein Wandel im Primär- und Endenergiebedarf von entscheidender Bedeutung, da diese unmittelbar sowohl die Treibhausgasemissionen als auch die Effizienz des Energiesystems beeinflussen. Die Dekarbonisierung des Energiesystems erfordert eine drastische Reduktion der fossilen Energieträger zugunsten erneuerbarer Energieträger. Strom aus erneuerbaren Quellen wie Wind und Sonne wird zum wichtigsten Primärenergieträger werden, um die CO_2-Emissionen zu minimieren und die Klimaziele zu erreichen. Folglich muss die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen als zentrale Säule der Maßnahmen stetig erhöht werden.

[4] Ohne Berücksichtigung der Bedarfe für die stofflichen Nutzung.

Im Jahr 2022 betrug der deutsche Primärenergiebedarf rund 3250 TWh [30]. Abbildung 5 zeigt die Aufteilung des Primärenergieaufkommens auf die wesentlichen Energieträger. Nach wie vor ist dieser durch einen hohen Anteil fossiler Energieträger gekennzeichnet. Mehr als 78 % des gesamten Primärenergiebedarfs wurden im Jahr 2022 durch Kohle, Öl und Gas gedeckt. Darüber hinaus ist Deutschland aktuell stark von Energieimporten abhängig. Im Jahr 2022 wurden 69 % des Primärenergiebedarfs durch Importe gedeckt [12]. Neben den historischen Daten sind in Abbildung 5 die projizierten Primär- und Endenergieverbräuche der vier Szenarien für das Jahr 2045 dargestellt.

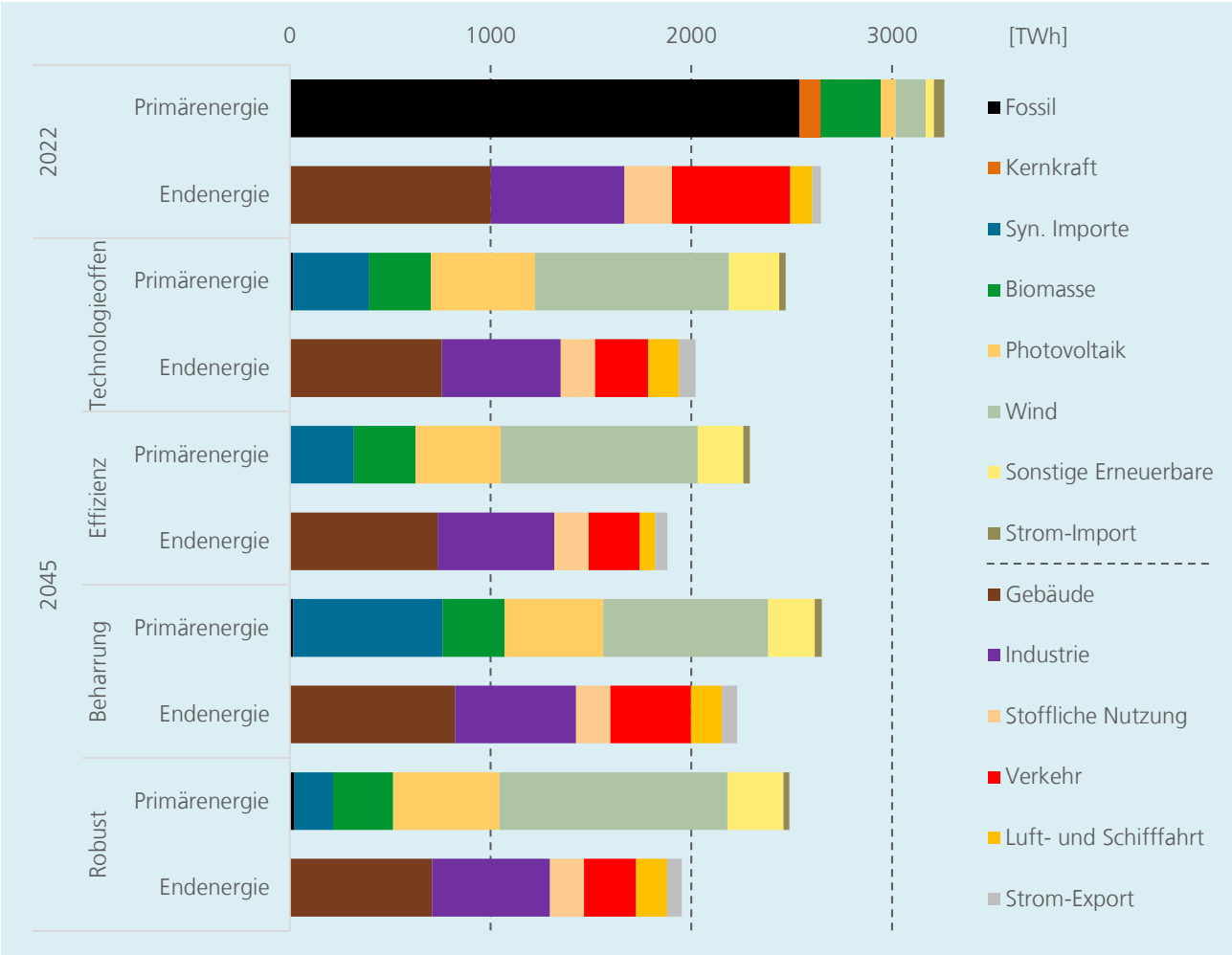


Abbildung 5: Zusammensetzung von Primär- und Endenergie nach wesentlichen Energieträgern und Anwendungsbereichen für das Jahr 2022 [30] und die vier Szenarien im Jahr 2045.

In allen vier betrachteten Szenarien sinkt der Primärenergiebedarf und liegt im Jahr 2045 zwischen 69 % („Effizienz") und 80 % („Beharrung") des Bedarfs des Jahres 2022. Dieser Rückgang begründet sich mit sinkenden Verlusten im Umwandlungssektor aufgrund des immer geringer werdenden Anteil des Stroms aus thermischen Kraftwerken bei gleichzeitig steigendem Anteil von Wind- und Solarenergie.

Fossile Energieträger werden dabei bis zum Jahr 2045 fast vollständig abgelöst und weitestgehend durch erneuerbare Energiequellen ersetzt. In der Folge nehmen bis zum Jahr 2045 Wind- und Solarkraft einen Anteil von 57 % („Beharrung") bis 76 % („Robust") an der Primärenergie ein. Erkennbar ist außerdem, dass perspektivisch die Relevanz synthetischer Importe (Wasserstoff, SynFuel und SynCH_4) zunimmt. Im Jahr 2045 tragen synthetische Importe einen Anteil von 8 % („Robust") bis 28 % („Beharrung") an der Primärenergiebereitstellung bei. Eine vollständige Substitution der fossilen Energieträger

mit synthetischen Energieimporten ist jedoch auf Grund der begrenzten Verfügbarkeit in keinem der Szenarien möglich.

Der Endenergiebedarf der vier untersuchten Szenarien beträgt im Jahr 2045 zwischen 69 % („Effizienz") und 84 % („Beharrung") des Wertes des Jahres 2022. Die Abnahme des Endenergiebedarfs ist vor allem eine Folge von Effizienzsteigerungen durch den Wechsel von fossilen Energieträgern zur direkten Nutzung von Strom. Im Gebäudesektor ist durch den Austausch konventioneller Heizungstechnologien durch Wärmepumpen eine signifikante Steigerung der Effizienz durch die Nutzung von Umweltwärme möglich. Gleichzeitig sinkt der Raumwärmebedarf durch Sanierungsmaßnahmen, was ebenfalls den Endenergiebedarf reduziert. Im Verkehrssektor führt der flächendeckende Umstieg auf elektrisch angetriebene Verkehrsmittel zu Effizienzsteigerungen und entsprechend reduzierter Endenergienachfrage. Gleichzeitig tragen alternative Mobilitätsformen, wie die verstärkte Nutzung öffentlicher Verkehrsmittel und Carsharing, zu einer Reduzierung des Verkehrsaufkommens bei. Im Szenario „Beharrung" kommen diese Maßnahmen, aufgrund der Zurückhaltung gegenüber Technologiewechseln weit weniger zum Tragen, weshalb die Reduktion des Endenergieverbrauchs deutlich geringer ausfällt. Im Szenario „Beharrung" wird daher im Jahr 2045 mit 2152 TWh der höchste Endenergiebedarf erwartet. Gegenteilig können Effizienz- und Suffizienzanstrengungen wie im Szenario „Effizienz" zu zusätzlichen Einsparungen führen und den Endenergiebedarf im Jahr 2045 auf 1819 TWh senken.

Die Umwandlungseffizienz bezeichnet das Verhältnis von genutzter Endenergie zu aufgebrachter Primärenergie und stellt somit ein Maß für die Gesamteffizienz des Energiesystems dar. Im Jahr 2022 lag die Umwandlungseffizienz bei 80 %, was einen Rekord für das deutsche Energiesystem darstellte[5] [30]. Der steigende Anteil erneuerbarer Energiequellen in der Primärenergie führt dazu, dass die Umwandlungseffizienz in den Szenarien „Technologieoffen", „Effizienz" und „Beharrung" weiter ansteigt und im Jahr 2045 zwischen 81 % und 83 % liegt. Lediglich im Szenario „Robust" sinkt die Umwandlungseffizienz auf 76 % und somit unter das Niveau des Jahres 2022. Dies ist darauf zurückzuführen, dass große Mengen synthetischer Energieimporte in diesem Szenario ausbleiben, wodurch mehr Strom als in den anderen Szenarien für die langfristige Speicherung in Wasserstoff und PtX-Produkte umgewandelt werden muss. Dieser Umwandlungsprozess verursacht zusätzliche Verluste, welche sich in der Umwandlungseffizienz widerspiegeln. Im Szenario „Beharrung", in welchem große Mengen synthetischer Importe zur Verfügung stehen, treten diese Verluste nicht auf, wodurch die Umwandlungseffizienz steigt.

Zusammengefasst lassen sich durch die Analyse der Primär- und Endenergie bereits erste zentrale Ergebnisse der Szenarien aufzeigen: Im Vergleich zum Szenario „Technologieoffen" sind im Szenario „Effizienz" die Menge an Primärenergie und entsprechend auch die Investitionen für die Bereitstellung deutlich geringer. „Beharrung" wirkt sich gravierend durch höhere Importe von synthetischem Energieträger aus, woraus sich eine starke Abhängigkeit von Energieexportländern ergibt. Im Szenario „Robust" sind zusätzliche

[5] Dies ist in weiten Teilen auch mit dem Ausstieg aus der Kernkraft begründet. Diese wurden im Verhältnis 3:1 in Primär- und Endenergie einbezogen. Erneuerbare Energie aus Windkraft und Photovoltaik wird dagegen im Verhältnis 1:1 bilanziert, wodurch die hohe Umwandlungseffizienz des Jahres 2022 unter Anderem begründet ist.

Prozessketten und Sicherheiten notwendig, um für die Schocks vorzusorgen und das Energiesystem entsprechend zu dimensionieren.

Neben der Umwandlungseffizienz von Primär- zu Endenergie beschreibt der Nutzungsgrad zwischen End- und Nutzenergie die Effizienz des Energiesystems. Ein höherer Nutzungsgrad zeigt sich dabei durch eine Abnahme des Endenergiebedarfs, der nicht durch Nachfragereduktion bedingt ist. In Abbildung 6 ist erkennbar, dass Regionen übergreifend ein Rückgang des Endenergiebedarfs zu erwarten ist. Dies ist überwiegend auf die zunehmende Elektrifizierung der Nachfragesektoren zurückzuführen. Aufgrund lokaler Gegebenheiten sind jedoch zwischen den einzelnen Bundesländern deutliche Unterschiede in der Endenergienachfrage erkennbar. So fällt in Sachsen-Anhalt und Thüringen die Reduzierung des Endenergiebedarfs[6] (18 % zwischen 2023 und 2045) deutlich geringer aus als in Berlin-Brandenburg, wo im gleichen Zeitraum ein Rückgang von 27 % erwartet wird. Dies ist durch strukturelle Unterschiede zwischen den Regionen begründet. In Berlin dominiert die Endenergienachfrage der Sektoren Gebäude und Verkehr, in denen deutliche Effizienzsteigerungen durch Elektrifizierungsmaßnahmen zu erwarten sind. In Sachsen-Anhalt und Thüringen spielt der Industriesektor hingegen eine größere Rolle. In der Industrie können neben der direkten Elektrifizierung der Prozesswärmebereitstellung auch gasförmige und flüssige Energieträger in begrenztem Umfang zum Einsatz kommen. Damit einhergehend kann ein geringeres Effizienzsteigerungspotenzial erwartet werden.

Abbildung 6 zeigt ebenfalls, dass sich zukünftig eine geographische Trennung von Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkten einstellt. Dabei weisen heutige bedarfsintensive Bundesländer wie beispielsweise Nordrhein-Westfalen, Bayern und Baden-Württemberg auch zukünftig einen hohen Endenergiebedarf auf. Die begrenzten Flächenverfügbarkeiten für Erneuerbare Energien führen in Nordrhein-Westfahlen jedoch dazu, dass der eigene Energiebedarf bilanziell nicht gedeckt werden kann. In Nordrhein-Westfalen stehen im Jahr 2045 einem Endenergiebedarf von 478 TWh nur 349 TWh Primärenergiebereitstellung gegenüber. Nordrhein-Westfalen ist somit zukünftig in besonderem Umfang auf Energieimporte in Form von Strom und Wasserstoff aus anderen Bundesländern angewiesen.

Die Primärenergiebereitstellung verlagert sich entsprechend der Potenziale und Flächenverfügbarkeiten der erneuerbaren Energiequellen bis zum Jahr 2045 vermehrt in die nördlichen und östlichen Regionen Deutschlands. Insbesondere die Küstenregionen weisen, aufgrund ihrer guten Potenziale für Onshore-Windkraft sowie den Anschluss an Offshore-Windkraft, einen erheblichen Primärenergieüberschuss aus. Niedersachen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern werden daher zukünftig besonders für Nordrhein-Westfalen, aber auch für Bayern und Baden-Württemberg, überschüssige Energie in Form von Strom und Wasserstoff zur Verfügung stellen können. Auch Sachsen und Brandenburg werden aufgrund der hohen Flächenverfügbarkeiten für Wind- und PV-Anlagen ihren Stromüberschuss den bedarfsintensiven Regionen zur Verfügung stellen. Aufgrund der geographischen Lage zählen zu den Abnehmerregionen der östlichen Bundesländer in erster Linie Bayern und Baden-Württemberg.

[6] Ohne Berücksichtigung der Bedarfe für die stofflichen Nutzung.

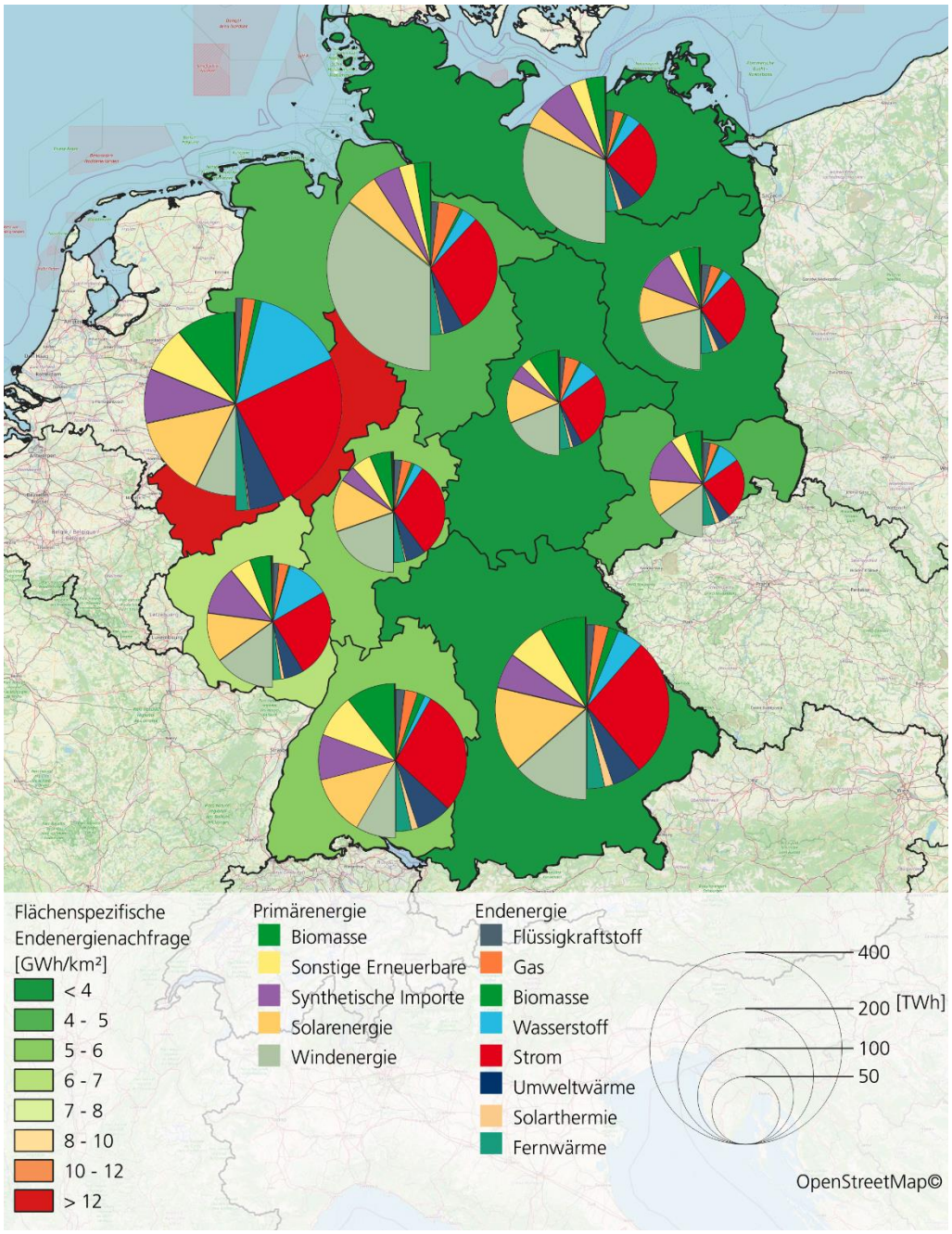


Abbildung 6: Primärenergiebereitstellung und Endenergiebedarfe der einzelnen Regionen für das Jahr 2045 im Szenario „Technologieoffen".

4.2 Stromnachfrage

- Bis zum Jahr 2030 steigt der Strombedarf zwischen 34 % auf 670 TWh („Beharrung“) und 57 % auf 789 TWh („Robust“) an. Im Zeitraum von 2030 bis 2045 ist mit einer weiteren Verdopplung der Stromnachfrage zu rechnen.
- In den Sektoren Gebäude und Industrie steigt aufgrund direkter Elektrifizierung die Stromnachfrage im Jahr 2045 auf 675 TWh (+48 %, „Effizienz“) bis 752 TWh (+66 %, „Robust“).
- Der Verkehrssektor verzeichnet die höchsten Bedarfsanstiege der klassischen Nachfragesektoren. Im Jahr 2045 wird der Verkehr einen Anteil von 13 % bis 14 % des Gesamtstrombedarfs einnehmen.
- Die Verfügbarkeit von nachhaltigen Energieimporten hat den größten Einfluss auf die zukünftige Stromnachfrage. Abhängig von der globalen Verfügbarkeit steigt der Strombedarf für die heimische H_2- und PtX-Produktion im Jahr 2045 auf bis zu 434 TWh („Robust“).
- In allen Bundesländern ist mindestens mit einer Verdopplung des Strombedarfs zu rechnen. Die höchsten Bedarfsanstiege werden in Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern (+129 TWh) und Niedersachsen (+183 TWh) erwartet, was primär auf die dort vorgesehene Wasserstoff- und PtX-Produktion zurückzuführen ist.

Wie in Kapitel 4.1 dargelegt wurde, ist zur Erreichung der Klimaneutralität die Abkehr von fossilen Energieträgern zwingend notwendig. Dabei nimmt Strom zukünftig eine zentrale Rolle im Energiesystem ein. Szenarioübergreifend sind wesentliche Strombedarfsanstiege zu erwarten (siehe Abbildung 7). Während im Jahr 2023 der deutsche Bruttostromverbrauch 501 TWh betrug [31], wird bis zum Jahr 2030 ein Bedarf von 670 TWh („Beharrung“) bis 789 TWh („Robust“) projiziert. Für den Zeitraum von 2030 bis 2045 legen die Modellergebnisse eine weitere Verdopplung des Strombedarfs auf 1227 TWh im Szenario „Beharrung“, bis 1544 TWh im Szenario „Robust“, nahe. Etwa 10 % des zur Verfügung stehenden Stroms sind Verluste, welche auf Abregelung und Übertragungsverluste zurückzuführen sind. Der signifikante Anstieg der Stromnachfrage resultiert aus dem sektorübergreifenden Rückgang konventioneller, fossil betriebener Technologien zugunsten strombasierter Alternativen.

So führt die bis zum Jahr 2045 zunehmende Anzahl von Wärmepumpen im Szenario „Technologieoffen“ zu einem Anstieg des Strombedarfs im Gebäudesektor um 100 TWh. Energiesparendes Heizen sowie eine von 1 % auf 1,5 % erhöhte minimale Sanierungsrate des Gebäudebestands, wie im Szenario „Effizienz“ angenommen, weisen jedoch das Potenzial auf, den zukünftigen Strombedarfsanstieg um mehr als 20 % zu reduzieren. Aufgrund der steigenden Bereitstellung von Prozesswärme durch Wärmepumpen und Elektrodenkessel wird ein Anstieg der Stromnachfrage im Industriesektor von 134 TWh bis 189 TWh bis zum Jahr 2045 erwartet. Dabei wird im Szenario „Robust“ mit 392 TWh zukünftig die höchste Stromnachfrage im Industriesektor projiziert. Dies senkt den Bedarf an flüssigen und gasförmigen Energieträgern und reduziert somit die Abhängigkeit der deutschen Industrie von internationalen Energiemärkten. Sowohl absolut als auch relativ liegen die Strombedarfsanstiege des Verkehrssektors über denen des Industrie- und Gebäudesektors. Dies lässt sich zunächst auf den aktuell geringen Elektrifizierungsgrad zurückzuführen. Gleichzeitig sind die Optionen zur Abkehr von Flüssigkraftstoffen begrenzt. Wie in Kapitel 4.8 diskutiert wird, kann Wasserstoff aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit und der mit der Infrastruktur verbundenen hohen Kosten eine umfassende Elektrifizierung des Verkehrssektors nicht ersetzen. Die Forderung nach uneingeschränkter Mobilität geht folglich mit einem deutlichen Anstieg der Stromnachfrage einher.

Darüber hinaus führen neue Stromanwendungen wie die Wasserstoff- und PtX-Produktion als auch Negativemissionstechnologien zu zusätzlichen Strombedarfen. Während NET mit einem Bedarf von bis zu 18 TWh („Beharrung") im Jahr 2045 jedoch nur einen geringen Einfluss auf die Stromnachfrage haben, trägt die heimische Wasserstoff- und PtX-Produktion in erheblichem Umfang dazu bei. Im Szenario „Technologieoffen" wird für das Jahr 2045 ein Bedarf von 332 TWh für die H_2- und PtX-Produktion erwartet, bei gleichzeitig hohen PtX-Importen aus dem Ausland. Jedoch zeigt sich hier zwischen den Szenarien ein entscheidender Unterschied: So liegt die Stromnachfrage für die H_2- und PtX-Produktion im Szenario „Beharrung" aufgrund der angenommen, hohen Verfügbarkeit von Importen bei 187 TWh. Im Gegensatz dazu führt die eingeschränkte Verfügbarkeit von Importen im Szenario „Robust" dazu, dass der Strombedarf für die heimische Produktion im Jahr 2045 auf 435 TWh ansteigt. Die Entwicklung des globalen Marktes für nachhaltige Energieträger sowie der Umfang, in dem Kooperationen mit Exportländern abgeschlossen werden können, hat folglich den größten Einfluss auf die zukünftige Stromnachfrage.

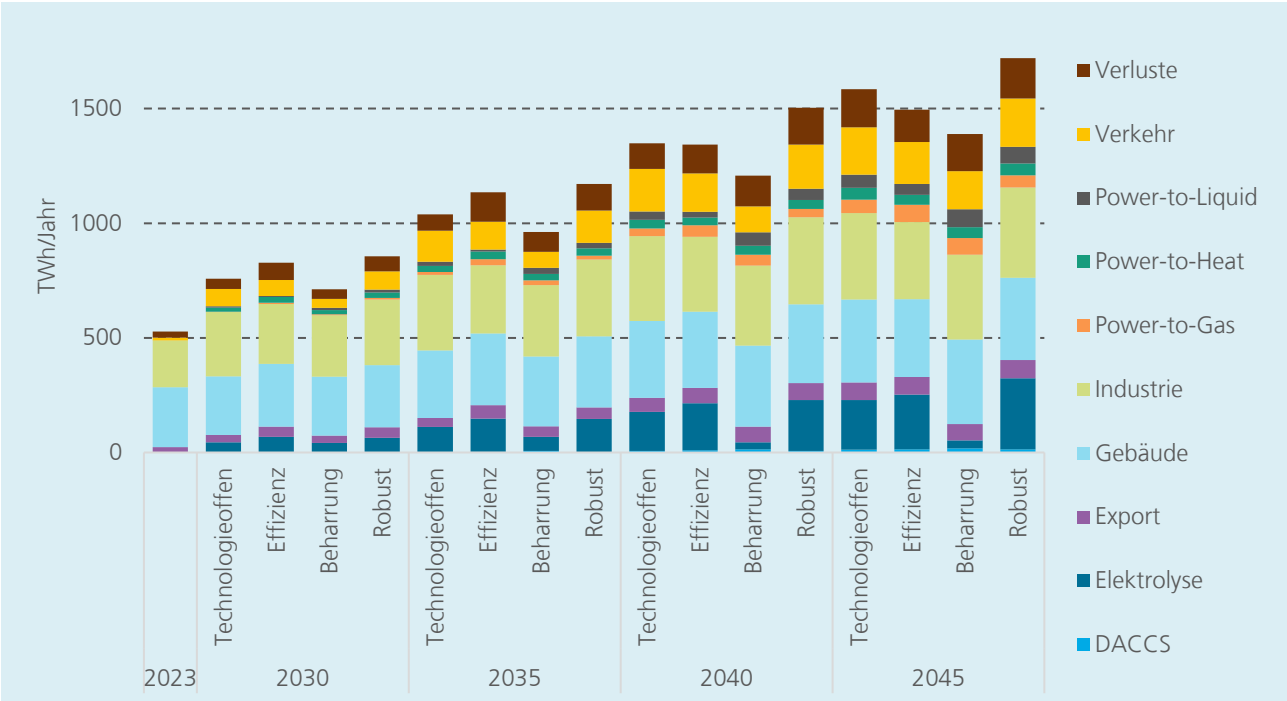


Abbildung 7: Strombedarf des Jahres 2023 und Entwicklung in den vier Szenarien nach Anwendungsbereichen.[7]

Mit Blick auf die einzelnen Regionen in Abbildung 8 ist erkennbar, dass in der Entwicklung der Stromnachfrage deutliche Unterschiede zwischen den Regionen erwartet werden. So weisen die küstennahen Regionen Niedersachsen und Bremen mit einem Zuwachs von 183 TWh und Schleswig-Holstein, Hamburg und Mecklenburg-Vorpommern mit einem Zuwachs von 129 TWh bis zum Jahr 2045, ohne Berücksichtigung von Verlusten und Abregelung, die höchsten Bedarfsanstiege auf. Diese Entwicklung entspricht etwa einer Vervierfachung des heutigen Strombedarfs. Dabei unterschiedet sich der Elektrifizierungsgrad der Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäude nur unwesentlich von

[7] Der Strombedarf für den Wasserstoff, welcher als Ausgangsprodukt für die synthetische Kraftstoff- und Methangasproduktion benötigt wird, ist den benötigten Mengen entsprechend den Kategorien „Power-to-Liquid" und „Power-to-Gas" zugeordnet.

den übrigen Bundesländern. In erster Linie sind die Bedarfszuwächse auf den zukünftigen hohen Strombedarf für die dort vorgesehene Wasserstoff- und PtX-Produktion zurückzuführen. So nimmt im Jahr 2045 in Niedersachen die Wasserstoffproduktion einen Anteil von 25 % und in Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern einen Anteil von mehr als 45 % des Gesamtstrombedarfs ein.

Auch in Bayern (+127 TWh) und Nordrhein-Westfalen (+119 TWh) wird bis zum Jahr 2045 eine erhebliche Zunahme der Stromnachfrage erwartet (ebenfalls ohne Verluste und Abregelung). Beide Bundesländer weisen bereits heute, verglichen mit den anderen Regionen Deutschlands, eine hohe Stromnachfrage auf. Dies ist sowohl auf die dort ansässige Industrie als auch die Bevölkerungsverteilung zurückzuführen. Die relativen Bedarfsanstiege unterscheiden sich folglich nur unwesentlich von den übrigen Bundesländern, in denen ebenfalls mindestens eine Verdopplung der Stromnachfrage erwartet wird.

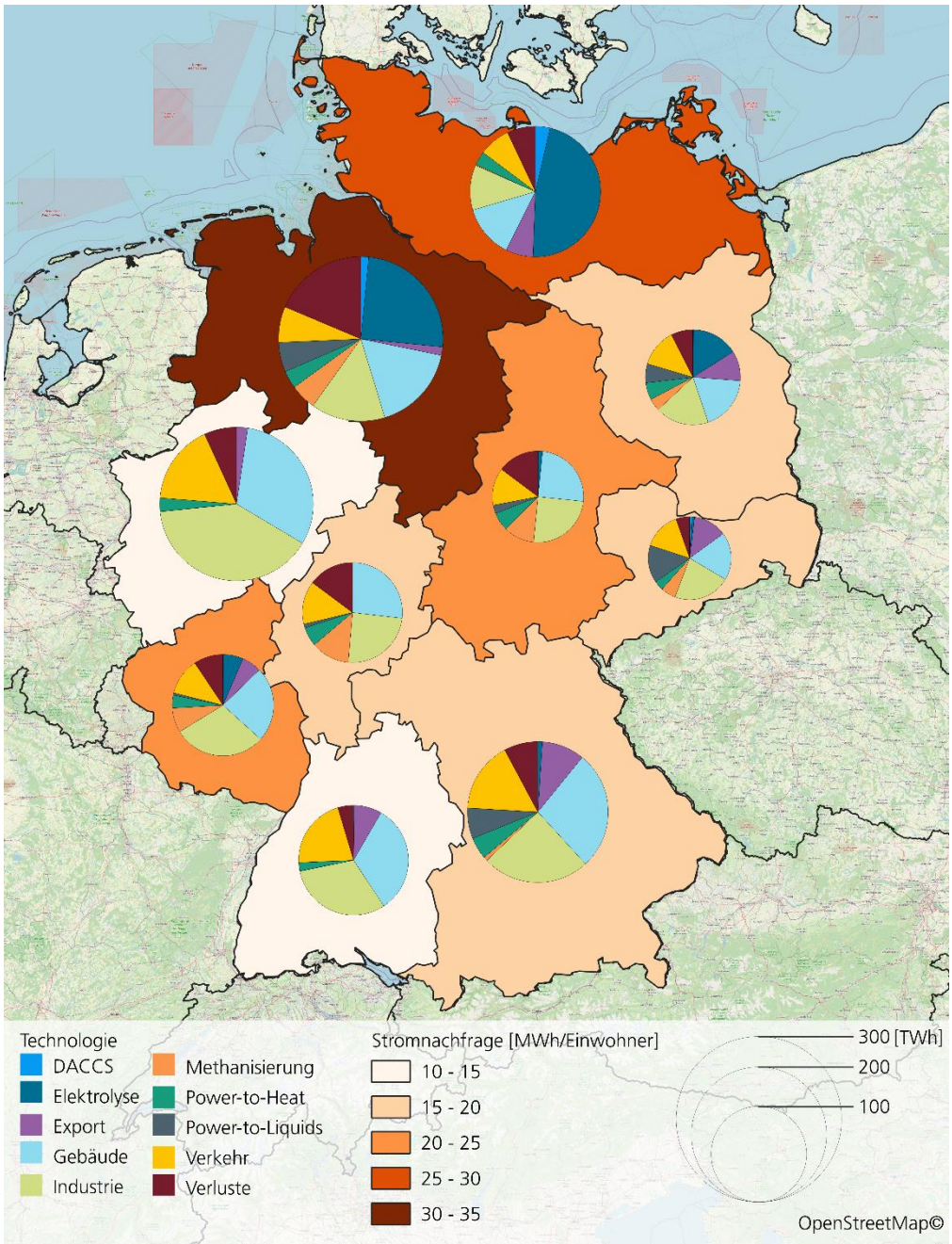


Abbildung 8: Gesamte Stromnutzung in den Regionen dargestellt als pro Kopf Nachfrage im Jahr 2045 des Szenarios „Technologieoffen".

4.3 Strombereitstellung

- Windenergie trägt im Jahr 2045 zu mehr als der Hälfte zur Stromerzeugung bei, PV-Strom zu einem Drittel. Erdgas- und Wasserstoffkraftwerke dienen mit einem Anteil von 6 % bis 8 % primär der Deckung der Spitzenlasten und Überbrückung von Dunkelflauten.
- In allen Szenarien liegt die installierte Kapazität der Photovoltaik im Jahr 2045 bei etwa 450 GW. Zur Stabilisierung des Energiesystems wird im Szenario „Robust" ein zusätzlicher Ausbau der Windkraft von rund 50 GW auf 358 GW notwendig.
- Ein frühzeitiger Ausbau erneuerbarer Energiequellen und eine Übererfüllung der politischen Ziele schafft ein resilientes und robustes System, ohne zu deutlich höheren Kosten zu führen.
- Langfristig ist eine Kapazität von 99 GW bis 116 GW flexibler Gas- und Wasserstoffkraftwerke erforderlich, um Fluktuationen in der Strombereitstellung zu kompensieren.
- In den nördlichen Regionen Deutschlands steigt durch die Onshore- und Offshoreanlagen der Anteil der Windenergie an der Stromerzeugung auf über 80 %.
- Dennoch besteht auch in Süd- und Mitteldeutschland ein erheblicher Bedarf, die Anstrengungen beim Ausbau Erneuerbarer Energien zu verstärken und verfügbare Flächen für den Ausbau der Windkraft und Photovoltaik auszunutzen.

Die zunehmende Elektrifizierung geht mit einem wachsenden Bedarf an Stromerzeugungskapazitäten einher. Zur Erreichung der Klimaneutralität muss die zukünftige Strombereitstellung weitestgehend emissionsfrei erfolgen. Onshore- und Offshore-Windkraft sowie die Photovoltaik sind daher als Schlüsseltechnologien von zentraler Bedeutung. Ein signifikanter Zubau beider Technologien ist in allen Szenarien und bundesländerübergreifend unabdingbar.

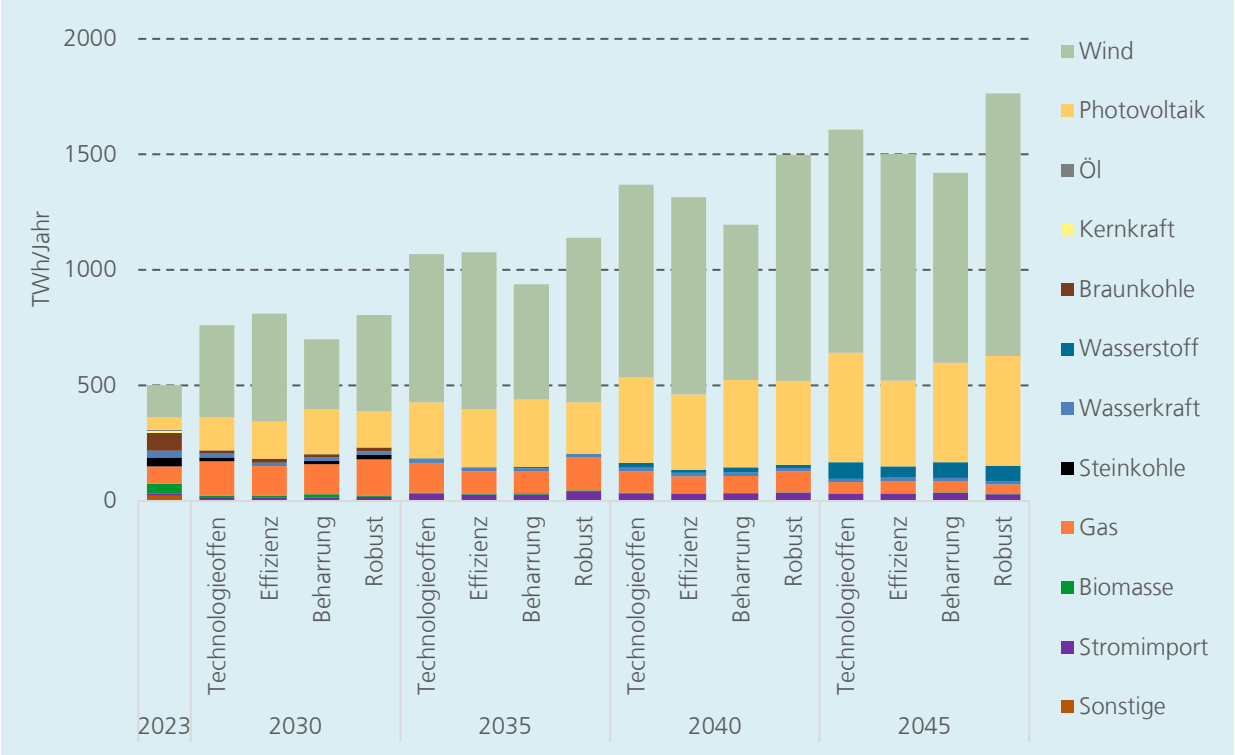


Abbildung 9: Technologiespezifische Strombereitstellung im Jahr 2023 und die Entwicklung bis 2045 in den vier untersuchten Szenarien. [11]

In Abbildung 9 ist eine technologiescharfe Übersicht der Strombereitstellung für das Jahr 2023 sowie die zukünftige Zusammensetzung der vier betrachteten Szenarien dargestellt. Hier ist erkennbar, dass sich der Trend der letzten Jahre, eines steigenden Anteils Erneuerbarer Energien in der Strombereitstellung, fortsetzt. Die Windkraft wird zusammen mit der Photovoltaik die wichtigste Strombezugsquelle. Im Jahr 2045 werden Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen einen Anteil von 58 % („Beharrung") bis 65 % („Effizienz") der Strombereitstellung ausmachen. Der Anteil der Photovoltaik nimmt ebenfalls weiter zu und macht im Jahr 2045 in allen Szenarien knapp ein Drittel der Stromerzeugung aus. In der Folge sinkt die Relevanz der konventionellen Energieträger am deutschen Strommix. Die Kohleverstromung, welche im Jahr 2023 noch mit rund 24 % zur Stromerzeugung beiträgt [11], wird vollständig substituiert. Gaskraftwerke tragen im Jahr 2045 nur noch zu etwa 3 % der Stromversorgung bei. Sie dienen somit nicht mehr der Grundversorgung, sondern analog zu Wasserstoffkraftwerken, primär der Deckung von Spitzenlasten sowie der Überbrückung von Dunkelflauten. Durch diese Transformation sinkt der CO_2-Faktor des deutschen Strommix von 380 g_{co2}/kWh_{el} im Jahr 2023 auf 11 g_{co2}/kWh_{el} im Jahr 2045 (siehe Tabelle 6).

Tabelle 6: Zusammensetzung des Strommixes und CO_2-Faktoren des Szenarios „Technologieoffen". [32]

	Wind und PV	Sonstige Erneuerbare	Gas	Wasserstoff	Sonstige	CO_2-Faktor
2023	39 %	5 %	15 %	0 %	41 %	380 g_{co2}/kWh_{el}
2030	71 %	3 %	20 %	< 1 %	6 %	110 g_{co2}/kWh_{el}
2035	83 %	2 %	12 %	< 1 %	3 %	44 g_{co2}/kWh_{el}
2040	88 %	1 %	7 %	2 %	3 %	25 g_{co2}/kWh_{el}
2045	90 %	1 %	3 %	4 %	2 %	11 g_{co2}/kWh_{el}

Abbildung 10 zeigt die installierte Leistung für Windkraftanlagen unterteilt auf Onshore- und Offshore-Standorte, sowie der Photovoltaik unterteilt auf Dachanlagen in Ost-West und Süd-Ausrichtung sowie Freiflächenanlagen, für die vier betrachteten Szenarien.

Infobox – Kernenergie

Die Rolle der Atomkraft im zukünftigen Energiesystem ist politisch und medial umstritten. Im Rahmen dieser Studie wurden verschiedene Sensitivitäten unter Berücksichtigung des Ausbaus der Kernkraft berechnet.

Dabei wurde die Annahme getroffen, dass ab 2035 in vier Bundesländern jeweils eine Kapazität von 2,5 GW ausgebaut wird. Die CAPEX wurden auf 9.000 €/kW und OPEX entsprechend [34] angenommen. In dieser Sensitivitätsrechnung mit neuen Kernkraftwerken in Deutschland erhöhten sich die Transformationskosten deutlich. Dies deckt sich mit Untersuchungen der Universität Aalborg: die Kosten der Kernenergie übersteigen den systemischen Nutzen durch reduzierten Flexibilitätsbedarf deutlich [33].

Im Szenario „Technologieoffen" ist ausgehend von 2023 bis zum Jahr 2030 eine Verdopplung der installierten Leistung von Onshore-Windkraftanlagen auf 121 GW vorgesehen. Dies entspricht einem Zubau von jährlich 8 bis 9 GW, was den Zubaurekord der Jahre 2013 bis 2017 übersteigt. Um das angestrebte Ausbauziel zu erreichen sind folglich zusätzliche Maßnahmen zur Verkürzung der Planungs- und Bauphase von Windkraftanlagen erforderlich. Bis zum Jahr 2045 ist eine weitere Verdopplung der Kapazitäten auf 229 GW erforderlich, was der vollständigen Ausschöpfung des verfügbaren Potenzials entspricht.

Auch bei der Photovoltaik ist eine Vervielfachung des aktuellen Anlagenbestands zwingend erforderlich, um den Strommix zu dekarbonisieren. Die installierte Kapazität von PV-Anlagen steigt bis zum Jahr 2030 auf 160 GW im Szenario „Technologieoffen“ und auf 200 GW im Szenario „Robust“. Bis zum Jahr 2045 steigt die installierte PV-Kapazität auf 471 GW. Die Photovoltaikanlagen setzen sich in nahezu gleichen Teilen aus Freiflächenanlagen, Süd- und Ost-West-Dachanlagen zusammensetzt. Ost-West-Dachanlagen weisen dabei einen zusätzlichen systemdienlichen Nutzen auf. Die mit der Ausrichtung verbundene Verschiebung der Stromeinspeisung in Richtung der verbrauchsintensiven Zeiten in den Morgen- und Abendstunden kompensiert die vermeintlich geringeren Volllaststunden. Ein vergleichbarer Effekt kann auch durch nachgeführte oder vertikale PV-Anlagen erzielt werden.

Sowohl zur Übererfüllung der Klimaziele („Effizienz“) als auch zur Stärkung des Energiesystems gegenüber äußeren Einflüssen („Robust“) ist ein vorgezogener Ausbau von Windkraft und Photovoltaik notwendig. Bis zum Jahr 2030 steigt daher die installierte Kapazität der erneuerbaren Energiequellen im Szenario „Effizienz“ auf 339 GW und im Szenario „Robust“ auf 317 GW an. Auch im Szenario „Beharrung“ liegt die installierte Kapazität im Jahr 2030 mit 309 GW rund 13 % über dem Szenario „Technologieoffen“. Der Bedarf an zusätzlichen Anlagen ist auf die ablehnende Haltung gegenüber der Windkraft an Land zurückzuführen. Aufgrund der im Vergleich zur Windkraft geringeren Volllaststunden der Photovoltaik ist es notwendig, frühzeitig zusätzliche Kapazitäten zu installieren, um die ausbleibende Stromerzeugung der Windkraft auszugleichen.

Im Zeitraum von 2030 bis 2045 ist in allen Szenarien eine weitere Verdoppelung der Kapazitäten der erneuerbaren Energiequellen notwendig. Dabei sind insbesondere die verfügbaren Flächen für den Ausbau der Windkraft an Land ein entscheidender Faktor. Die zusätzlich geschaffenen Onshore-Standorte im Szenario „Effizienz“ führen dazu, dass sich der Bedarf kostenintensiver Offshore-Anlagen um knapp 30 GW reduziert. Gegenteiliges gilt für das Szenario „Beharrung“. Aufgrund der ablehnenden Haltung gegenüber der Windkraft an Land ist zur Sicherstellung der Stromversorgung ein zusätzlicher Ausbau kostenintensiver Offshore-Windkraftanlagen um 25 % auf 100 GW im Jahr 2045 erforderlich. Im Szenario „Robust“ werden die zusätzlich geschaffenen Flächen sowohl für die Onshore- als auch für die Offshore-Windkraft vollständig ausgenutzt. Nur durch diesen intensivierten Ausbau der Windenergie steht der heimischen H_2- und PtX-Produktion ausreichend Strom zur Verfügung, um die begrenzten Energieimporte zu kompensieren und den zukünftig hohen Wasserstoffbedarf der Industrie decken zu können. Entsprechend findet in Szenario „Robust“ mit einer Kapazität von gut 360 GW im Jahr 2045 der stärkste Zubau der Windenergie statt.

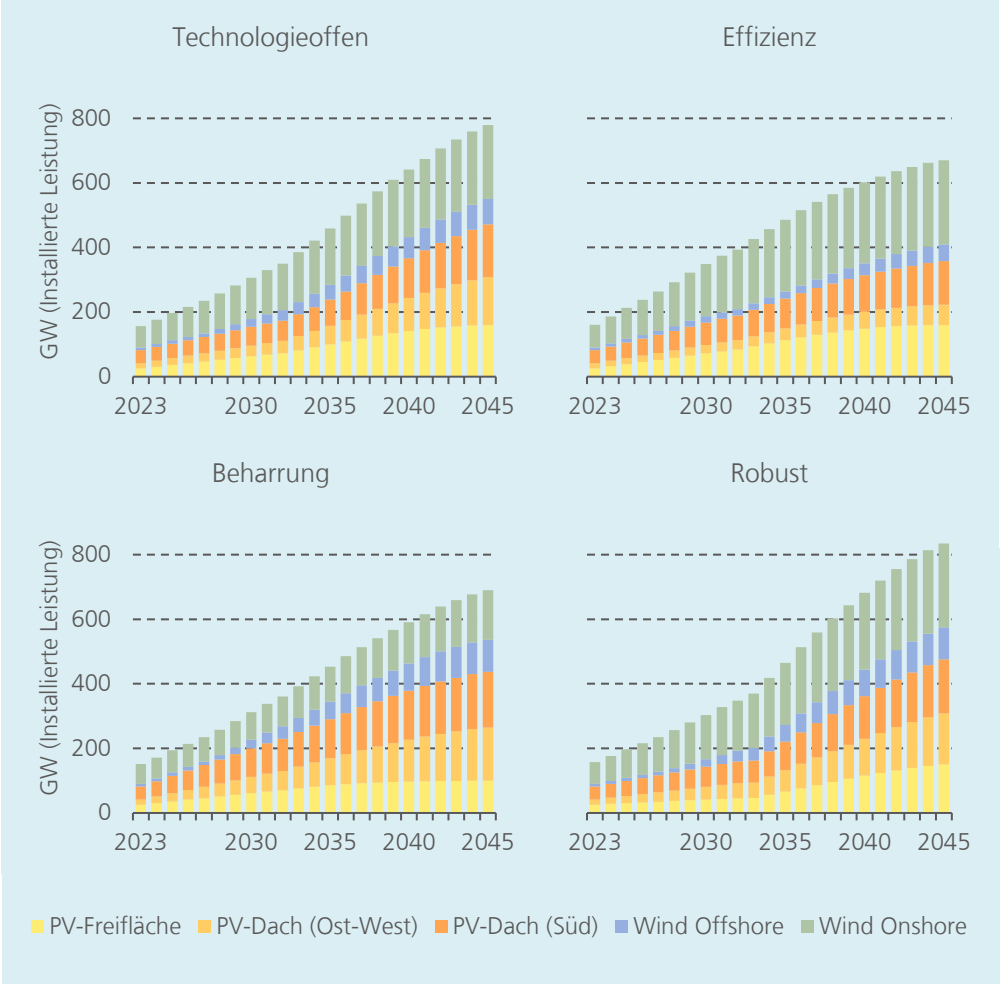


Abbildung 10 Kapazität der erneuerbaren Energiequellen der vier untersuchten Szenarien bis zum Jahr 2045.

Der geplante Ausstieg aus der Kohleverstromung führt dazu, dass zukünftig weniger regelbare Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung stehen werden (siehe Abbildung 11). Gleichzeitig steigt durch den Ausbau der erneuerbaren Energiequellen die Fluktuation in der Strombereitstellung. Um zeitlich begrenzte Disparitäten zwischen Strombereitstellung und Stromnachfrage zu überbrücken, ist daher der Zubau flexibler Spitzenlastkraftwerke erforderlich. Der Kapazitätsbedarf regelbarer Spitzenlastkraftwerke (Gasturbinen, Gasmotoren) steigt über den aktuellen Bestand hinaus auf 99 GW im Szenario „Effizienz“ bis 121 GW im Szenario „Robust“. Ab 2030 erfolgen gleichzeitig die sukzessive Umrüstung der bestehenden Gaskraftwerke vom Methangasbetrieb zur Nutzung von Wasserstoff sowie der Neubau wasserstoffbetriebener Spitzenlastkraftwerke. Im Jahr 2045 ist dann in 58 % („Effizienz“) bis 81 % („Technologieoffen“) der Spitzenlastkraftwerke der Einsatz von Wasserstoff vorgesehen. Die verbleibenden Methangaskraftwerke werden ausschließlich mit SynCH_4 und Biomethan betrieben.

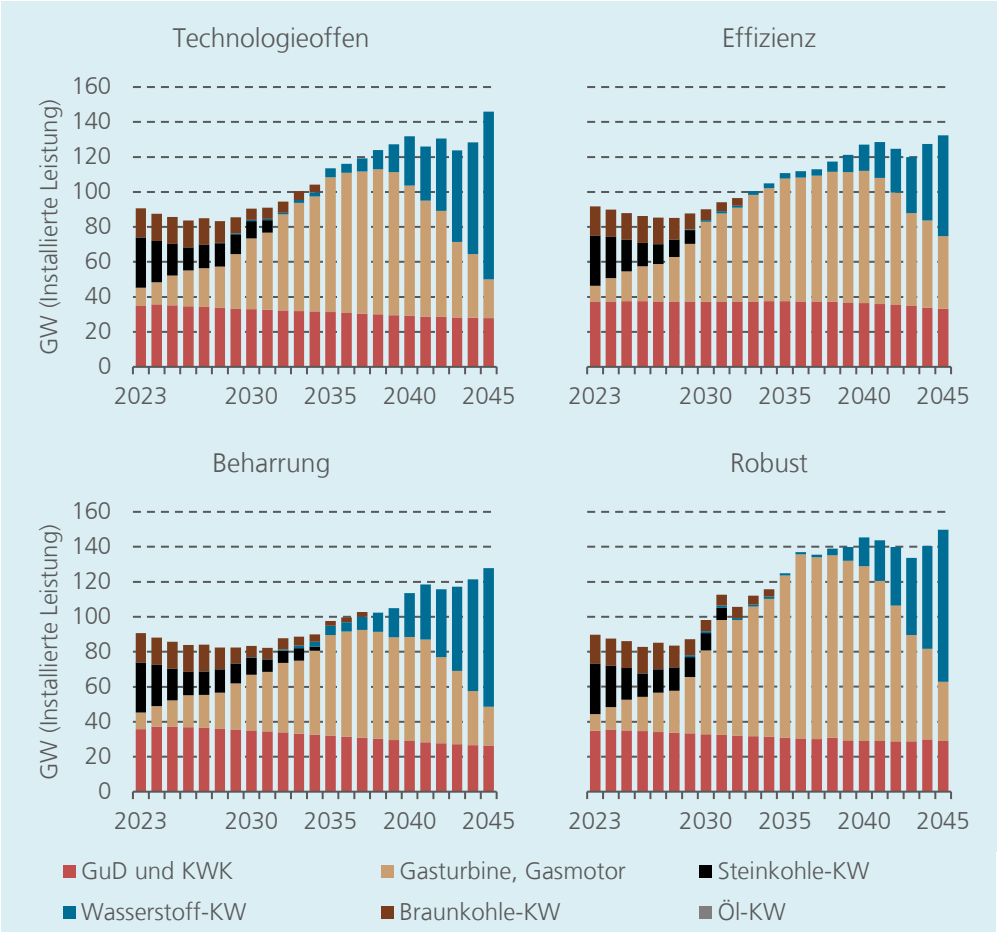


Abbildung 11: Kapazität der regelbaren Kraftwerke in den vier untersuchten Szenarien bis zum Jahr 2045.

Ein Blick auf die regionale Verteilung der Strombereitstellungskapazitäten in Abbildung 12 zeigt, dass in allen Bundesländern die bisherigen Anstrengungen beim Ausbau Erneuerbarer Energien erheblich intensiviert werden müssen. Dies gilt sowohl für den Zubau von Windkraftanlagen als auch für den Ausbau der Photovoltaik. In den nördlichen Regionen, wie Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern, findet eine beträchtliche Kapazitätserweiterung von Windkraftanlagen statt. Die Verortung im Norden begründet sich durch die günstigen Standortbedingungen mit hohen Volllaststunden sowie eine umfangreiche Flächenverfügbarkeit. In Niedersachsen und Bremen steigt die installierte Leistung von Onshore-WKA bis zum Jahr 2035 auf 34 GW, in Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern im gleichen Zeitraum auf 24 GW. Dies entspricht jeweils mehr als einer Verdopplung des aktuellen Anlagenbestands. Gleichzeitig wird in beiden Regionen die Offshore-Windkraft in großem Umfang ausgebaut. Die installierte Leistung in Niedersachen beläuft sich im Jahr 2045 auf 51 GW und in Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern zusammen auf 28 GW im Jahr 2045. In der Folge nimmt der Anteil der Windkraft an der Stromerzeugung weiter zu und liegt, wie in Abbildung 13 dargestellt, in den küstennahen Regionen im Jahr 2045 bei über 80%.

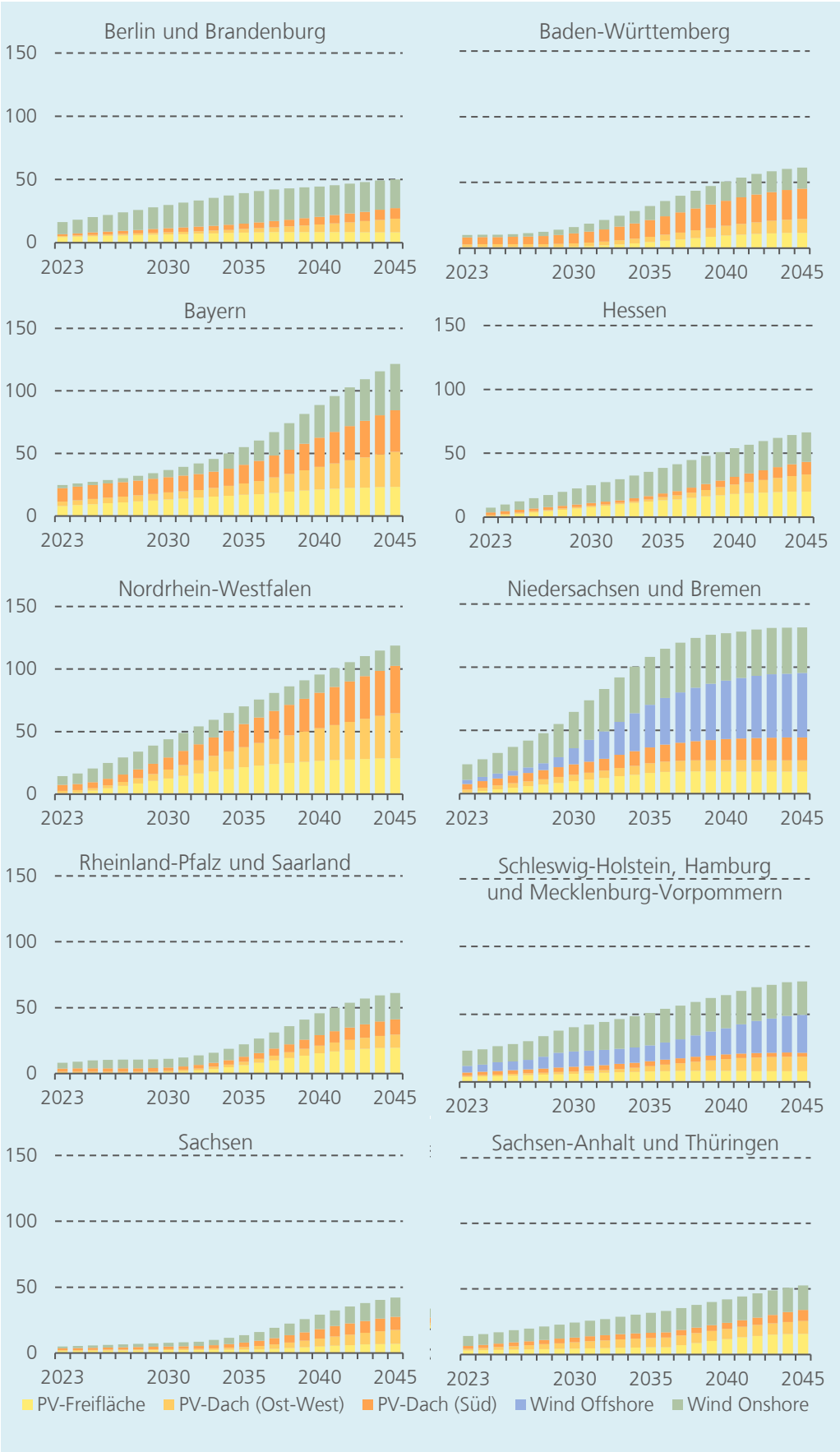


Abbildung 12: Kapazität der Erneuerbaren Energien der Regionen bis zum Jahr 2045 im Szenario „Technologieoffen".

Aber auch außerhalb der norddeutschen Flächenländer besteht ein erheblicher Bedarf einer Kapazitätserweiterung von Onshore-Windkraftanlagen. Dafür müssen weite Teile der den Bundesländern zur Verfügung stehenden Flächen genutzt werden. In Baden-Württemberg und Bayern beispielsweise bedarf es einer Erhöhung der bestehenden Windkraftanlagenkapazitäten auf 16 GW bzw. 37 GW bis zum Jahre 2045. Dies entspricht einer durchschnittlichen Zubaurate von jährlich 0,8 GW in Baden-Württemberg und 1,7 GW in Bayern.

Ebenfalls setzt sich der Trend der letzten Jahre eines beträchtlichen Zubaus der Photovoltaik fort. Wie Abbildung 12 zu entnehmen ist, besteht auch hier in allen Bundesländern bis zum Jahr 2045 ein erheblicher Handlungsbedarf. Besondere Anstrengungen sind beim Ausbau der Photovoltaik in Bayern, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen erforderlich, da hier zukünftig eine besonders hohe Stromnachfrage erwartet werden kann (vgl. Kapitel 4.2). Dieser hohen Nachfrage stehen begrenzte Freiflächen für Windkraftanlagen gegenüber. Folglich müssen zusätzliche PV-Kapazitäten geschaffen werden, um die steigenden Bedarfe zu decken. Dies spiegelt sich auch in der Zusammensetzung des Strommixes wider. Während in allen anderen Regionen die Windkraft den Großteil des Stroms bereitstellt, ist es in Bayern, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen die Photovoltaik (siehe Abbildung 13).

In Abbildung 14 sind die installierten Kapazitäten der regelbaren Kraftwerke der einzelnen Regionen bis zum Jahr 2045 dargestellt. Hier zeigt sich, dass in allen Bundesländern der Bedarf an flexiblen Kraftwerken ansteigt. Besonders hohe Kapazitäten werden dabei in Nordrhein-Westfalen, Bayern und Baden-Württemberg benötigt. Dies ist auf den hohen Strombedarf dieser Regionen zurückzuführen. Durch den hohen Anteil der Photovoltaik im Strommix ist in diesen Bundesländern zudem die Strombereitstellung in besonderem Maße von der Tageszeit abhängig. In der Folge müssen zusätzliche Backup-Kapazitäten in Form von Gas- und Wasserstoffkraftwerken bereitgehalten werden, um die Fluktuation in der Strombereitstellung zu kompensieren. Eine detaillierte Analyse zur Flexibilität in der Strombereitstellung findet sich in Kapitel 4.6.

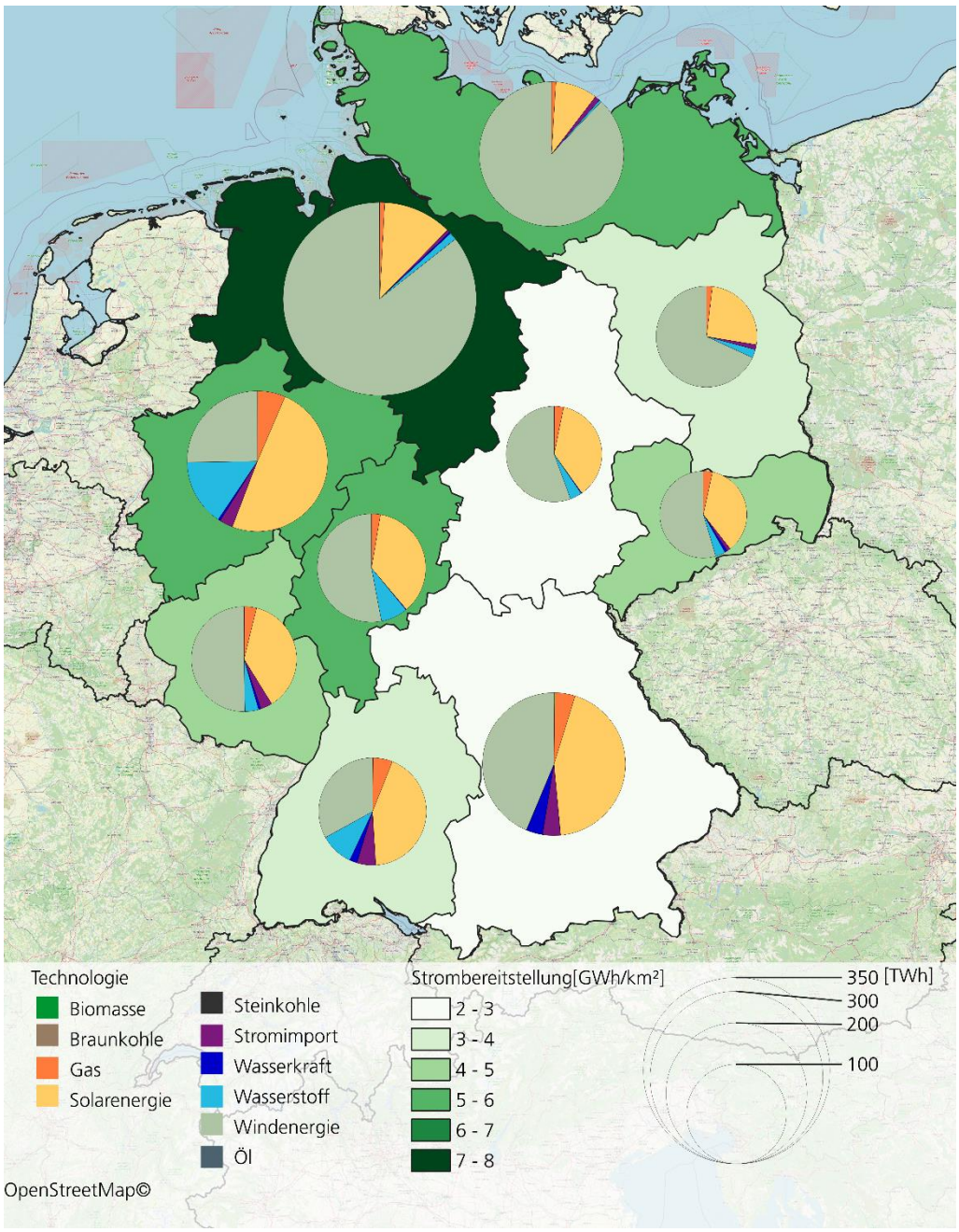


Abbildung 13: Strombereitstellung der Regionen im Jahr 2045 im Szenario „Technologieoffen".

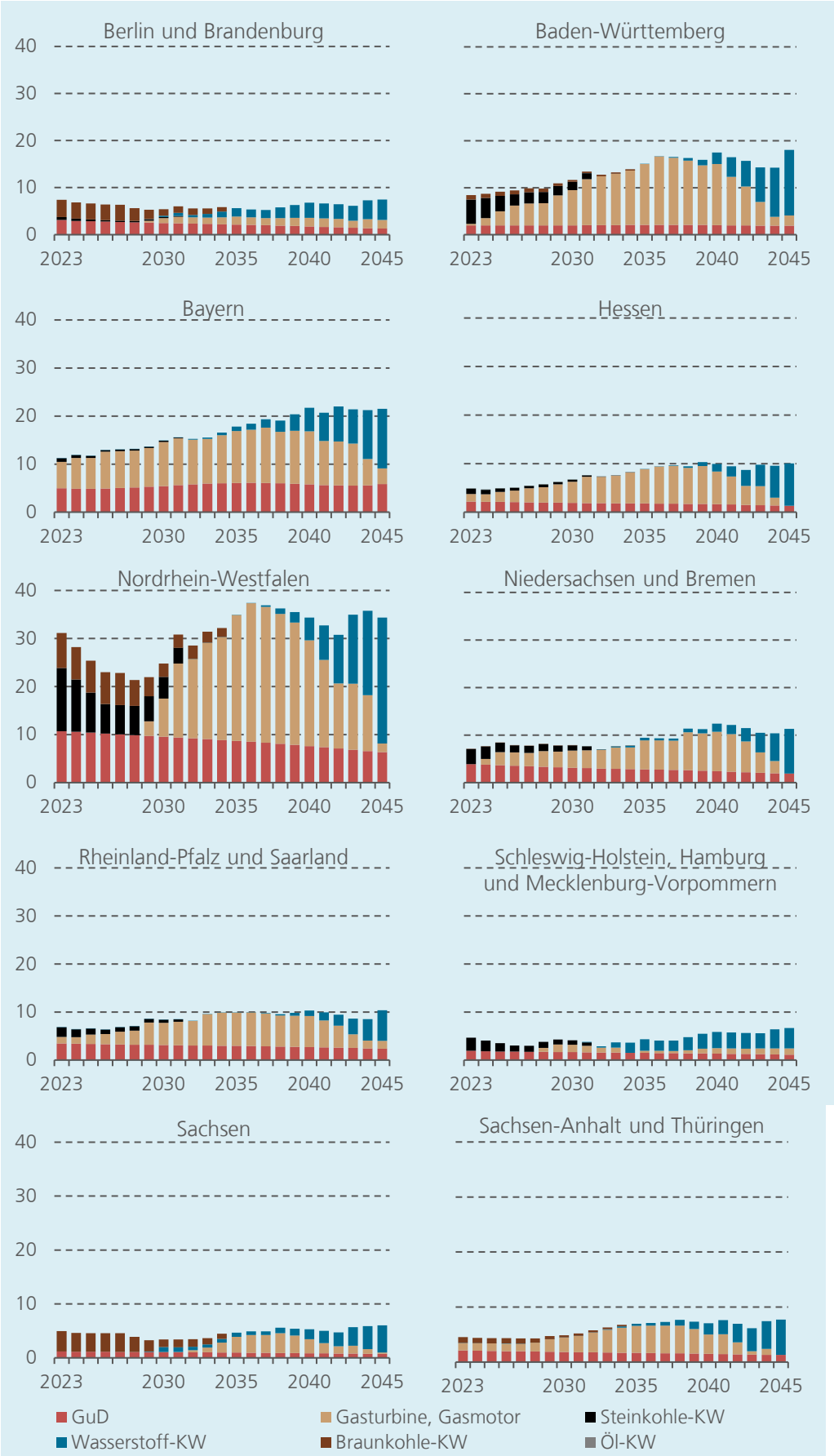


Abbildung 14: Kapazität der regelbaren Kraftwerkskapazitäten der Regionen bis zum Jahr 2045 im Szenario „Technologieoffen“.

4.4 Stoffliche Energieträger und Energieimporte

- Importe von Wasserstoff, SynFuel und $SynCH_4$ ersetzen teilweise konventionelle Energieimporte. Sie stellen somit eine wichtige Säule der Bedarfsdeckung dar. Neben den Importen findet auch eine inländische Produktion von Wasserstoff sowie zu sehr kleinen Anteilen von SynFuel und $SynCH_4$ statt.
- Der Aufbau einer inländischen Wasserstoffproduktion wird, neben den systemdienlichen Effekten, einen wesentlichen Beitrag zur Deckung des Wasserstoffbedarfs leisten. Dies reduziert die Abhängigkeiten von Energieimporten und stärkt gleichermaßen die Resilienz des Energiesystems.
- Bei der Deckung des Gas- und Flüssigkraftstoffbedarfs wird die heimische Erzeugung aus Biomasse an Relevanz gewinnen und zukünftig bis zu 50% des Bedarfs decken.
- Eine Nachfragereduktion kann die Abhängigkeit von Importen deutlich reduzieren, während eine Beharrung auf verbrennungsbasierten Technologien nur mit geopolitischer Stabilität, Akzeptanz in den Exportländern und gut funktionierenden Energiepartnerschaften möglich ist.

Im Jahr 2022 wurden etwa 2236 TWh fossile Energieträger importiert. Davon entfielen 736 TWh auf Erdgas, 1117 TWh auf Mineralöl und rund 313 TWh auf Steinkohle. Hinzu kommen 324 TWh heimisch geförderte Braunkohle [30]. Deutschland ist somit aktuell stark abhängig von Energieimporten. Dies wurde insbesondere in den Jahren 2021 und 2022 ersichtlich, als signifikante Preisanstiege auf dem Weltmarkt zu einer hohen Preisvolatilität bei deutschen Strompreisen führten [11].

Die Ergebnisse des Szenarios **„Technologieoffen“** legen nahe, dass der Bedarf an konventionellen Energieimporten bis zum Jahr 2035 etwa halbiert wird (siehe Abbildung 15). Durch den Ausstieg aus der Kohleverstromung sinkt der Bedarf an Braun- und Steinkohle im Vergleich zu 2022 um etwa 90 % auf 65 TWh. Gleichzeitig führt eine konsequente Elektrifizierung in weiten Teilen des Verkehrssektors zu einer Reduzierung des Bedarfs an Mineralölimporten um mehr als 60 %. Die Importe von Erdgas hingegen verringern sich bis 2035 nur geringfügig, da aufgrund des Kohleausstiegs weiterhin die Nutzung von Erdgas zur Stromerzeugung erforderlich ist. Auch in den Sektoren Industrie und Gebäude besteht über 2030 hinaus ein Bedarf an Erdgas.

Ab 2030 steigt der Import synthetischer Energieträger kontinuierlich an. Im Jahr 2045 werden im Szenario „Technologieoffen“ etwa 240 TWh Wasserstoff, 100 TWh SynFuel und 30 TWh $SynCH_4$ importiert. Dies schöpft die modellexogen vorgegebenen Importobergrenzen von Wasserstoff, $SynCH_4$ und SynFuel nahezu vollständig aus. Energieimporte können somit die zukünftigen Bedarfe von Wasserstoff, $SynCH_4$ und SynFuel nicht vollständig decken. Im Jahr 2045 stammen etwa 34 % des verfügbaren Wasserstoffs, 80% des synthetischen Methans und 50 % der synthetischen Treibstoffe aus heimischer Produktion. Für die heimische $SynCH_4$ - und SynFuel-Bereitstellung wird verstärkt Biomasse genutzt. So werden 125 TWh Methan und 82 TWh synthetische Kraftstoffe aus heimischer Biomasse erzeugt. Über inländische PtX-Anlagen werden im Jahr 2045 hingegen lediglich 27 TWh $SynCH_4$ und 26 TWh SynFuel bereitgestellt.

Energieimporte stellen also weiterhin eine wichtige Maßnahme der Energiebeschaffung dar. Sie können eine nationale Produktion durch Elektrolyse, Power-to-X-Anlagen und Biomasse ergänzen, jedoch nicht vollständig ersetzen. Mit Blick auf die weiteren Szenarien zeigt sich, dass im Allgemeinen die zur Verfügung stehenden Importe in allen Szenarien fast vollständig genutzt werden. Die Verfügbarkeit von synthetischen Energieträgern sowie die Beschaffung in ausreichender Menge sind daher von zentraler Bedeutung und beeinflussen maßgeblich den Entscheidungsfreiraum sowie die Entwicklungen in den verschiedenen Sektoren.

Im Szenario **„Effizienz“** entstehen durch einen konsequenten Zubau von Wind- und PV-Anlagen zusätzliche Kapazitäten für die heimische PtX-Produktion. Gleichzeitig steht aufgrund der Bedarfsreduzierung in den Sektoren Gebäude und Industrie zusätzliche Biomasse für die Biogas- und Biokraftstoffproduktion zu Verfügung. Dadurch werden im Jahr 2045 rund 198 TWh Wasserstoff, 36 TWh synthetisches Methan und 11 TWh synthetische Kraftstoffe über inländische Elektrolyseure und PtX-Anlagen bereitgestellt. Hinzu kommen 50 TWh Biokraftstoffe und 123 TWh Biogas. Auch in diesem Szenario spielen Energieimporte eine wichtige Rolle. Aufgrund der Zunahme der heimischen Produktion wird im Jahr 2045 jedoch weniger als die Hälfte des Bedarfes durch Importe gedeckt.

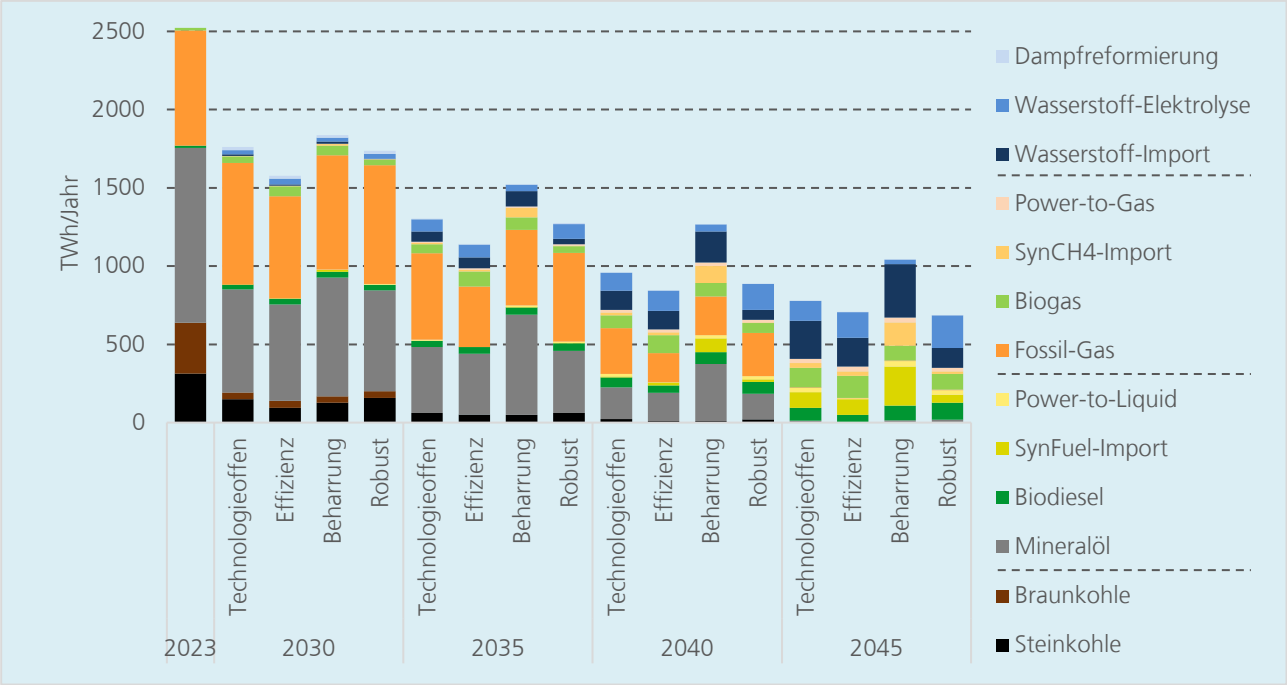


*Abbildung 15: Energieimporte und heimisch produzierte Energieträger der vier untersuchten Szenarien (*Braunkohle wird inländlisch bereitgestellt)*

Im Szenario **„Beharrung“** hingegen liegt der Bedarf synthetischer Importe im Jahr 2045 mit 743 TWh etwa doppelt so hoch wie im Szenario „Technologieoffen“. Davon entfallen 150 TWh auf SynCH_4, 250 TWh auf SynFuel und 340 TWh auf Wasserstoff. Das Szenario hängt folglich sehr stark von geopolitischer Stabilität, Akzeptanz und Umsetzung in den Exportländern sowie zuverlässigen Energiepartnerschaften ab. Dabei liegt die größte Unsicherheit nicht in der Frage, ob sich ein globaler Markt für Wasserstoff- und PtX-Produkte entwickelt, sondern vielmehr, ob dieser rechtzeitig und in ausreichendem Umfang zur Verfügung steht. Gleichzeitig reduziert sich der Anteil der synthetischen Energieträger aus heimischer Produktion. Biodiesel und Biogas kann, trotz eines höheren Bedarfs, nur in ähnlichem Umfang wie im Szenario „Technologieoffen“ bereitgestellt werden. Eine Erhöhung der Produktionsmengen ist aufgrund des begrenzten Biomassepotenzials von 250 TWh/Jahr nicht möglich. Hinzu kommt, dass durch den verzögerten Ausbau an erneuerbaren Energiequellen deutlich weniger Strom für die Elektrolyse und PtX-Anlagen zur Verfügung steht. Insbesondere die H_2-Produktion ist davon betroffen. Der Anteil des inländisch erzeugten Wasserstoffs liegt im Jahr 2045 mit 29 TWh bei nur 8 % des Gesamtbedarfs. Für SynCH_4 liegt der Anteil der heimischen Produktion bei 44 %, für Flüssigkraftstoffe bei 34 % und basiert in weiten Teilen auf Biomasse. Durch den geringen Anteil der heimischen Produktion besteht in diesem Szenario auch eine hohe Abhängigkeit von den Weltmarkpreisen. Darüber hinaus ist die Erreichung der Klimaziele

nicht möglich, sollte zukünftig der Import von nachhaltigen Energieträgern in den erforderlichen Mengen ausbleiben.

Im Szenario **„Robust“** steigen die Importe an synthetischen Energieträgern bis zum Jahr 2045 auf insgesamt 190 TWh an. Durch die begrenzte Verfügbarkeit der Importe entspricht dies einer vollständigen Nutzung der zur Verfügung stehenden Mengen. Zur Deckung der Nachfrage ist in diesem Szenario ein signifikanter Ausbau der heimischen Wasserstoffproduktion notwendig. So werden im Jahre 2045 mehr als 200 TWh und damit 62 % des Wasserstoffbedarfs über die inländische Elektrolyse gedeckt. Die Bereitstellung von SynCH_4 und SynFuel aus heimischer Produktion mit 123 TWh bzw. 136 TWh im Jahr 2045 kann hingegen nicht weiter gesteigert werden. Dies ist primär auf das rückläufige Biomassepotenzial zurückführen, welches die primäre Quelle dieser Energieträger darstellt. Dennoch werden in diesem Szenario insgesamt mehr als 68 % des H_2- und PtX-Bedarfs aus heimischer Produktion gedeckt.

Dieses Szenario zeigt zum einen, dass auch dann ein vollständiger Verzicht auf konventionelle Importe möglich ist, wenn nur geringe Mengen synthetischer Energieträger für den Import zur Verfügung stehen. Darüber hinaus können durch einen systematischen Aufbau einer heimischen Wasserstoffproduktion die Resilienz des Energiesystems gestärkt und gleichzeitig die Abhängigkeiten von globalen Unsicherheiten reduziert werden. Die vollständige Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Importmengen, trotz der angenommenen Preissteigerung von 50 %, verdeutlicht die Relevanz von erneuerbaren Energieimporten, unabhängig von der Preisentwicklung auf den globalen Märkten.

4.5 Übertragungsnetze Strom und Wasserstoff

- Der Ausbau des Stromnetzes ist in allen Szenarien ein Kernelement. Zusätzlich ist ab 2030 der Aufbau eines nationalen Wasserstoffnetzes erforderlich. Im Jahr 2045 werden zwischen den Bundesländern etwa 120 TWh Strom und 150 TWh Wasserstoff ausgetauscht.
- Ein hoher Elektrifizierungsgrad des Energiesystems („Effizienz") sowie zusätzliche Anforderungen zur Stärkung der Resilienz des Energiesystems („Robust") führen zu einem zusätzlichen Netzausbaubedarf.
- Wasserstoff eignet sich als langfristige Energiespeicheroption zum Ausgleich saisonaler Bedarfsschwankungen. Beim Ausbau der Infrastruktur ist daher die Berücksichtigung von H_2-Speicherkapazitäten von mindestens 130 TWh erforderlich.
- Die Bundesländer Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein sind sowohl für die Strom- als auch für die Wasserstoffbereitstellung im Land von zentraler Bedeutung.
- Während Wasserstoff aus dem Norden Deutschlands hauptsächlich zur Deckung des Bedarfs in Nordrhein-Westfalen dient, sind Hauptabnehmerregionen für Strom neben Nordrhein-Westfalen auch Bayern und Baden-Württemberg.
- Für eine optimale Energieverteilung müssen sämtliche bestehenden Stromübertragungskapazitäten ausgebaut und eine umfangreiche Wasserstoffinfrastruktur geschaffen werden.

Übertragungsnetze spielen eine zentrale Rolle in der Energieverteilung zwischen den Bundesländern. Sie ermöglichen den Ausgleich regionaler Disparitäten in der Energiebereitstellung und -nutzung, indem Energie in Form von Strom oder Wasserstoff von erzeugungsstarken in bedarfsintensive Regionen transportiert wird. Darüber hinaus können durch eine entsprechende Netzinfrastruktur auch zeitliche Differenzen von Strombereitstellung und -bedarf überregional ausgeglichen werden. Auf diese Weise stellen Übertragungsnetze eine zusätzliche flexible Option zur Sicherstellung einer stabilen und effizienten Energieversorgung dar.

In Abbildung 16 ist szenarioübergreifend erkennbar, dass der Energieaustausch zwischen den Regionen in den kommenden Jahren an Relevanz gewinnt. Im Szenario „Technologieoffen" steigt die über Strom ausgetauschte Energiemenge kontinuierlich an und liegt im Jahr 2045 bei etwa 120 TWh.

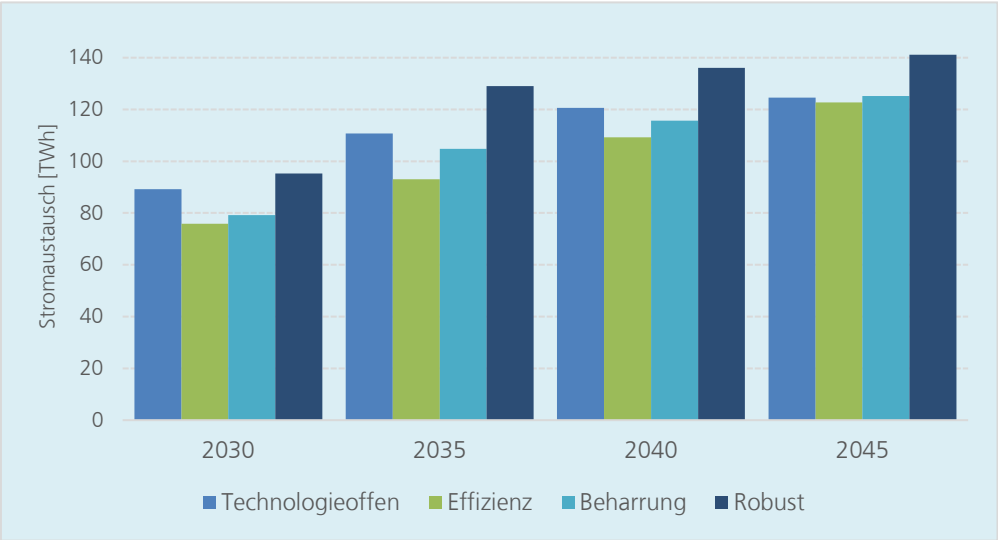


Abbildung 16: Summe des ausgetauschten Stroms zwischen allen Regionen in den vier untersuchten Szenarien bis 2045.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien hat einen großen Einfluss auf die Anforderungen an die Stromübertragungsnetze sowie die ausgetauschten Strommengen. Die zögerliche Haltung beim Ausbau der Onshore-Windkraft führt im Szenario „Beharrung“ dazu, dass die Bundesländer vermehrt den eigenen Strombedarf nicht decken können. In der Folge sind sie verstärkt auf den Stromaustausch untereinander angewiesen. Die ausgetauschten Strommengen über das Übertragungsnetz liegen im Jahre 2045 mit 140 TWh etwa 13 % über den anderen Szenarien. Dies geht mit zusätzlichen Anforderungen an die Stromnetze und deren Ausbau einher.

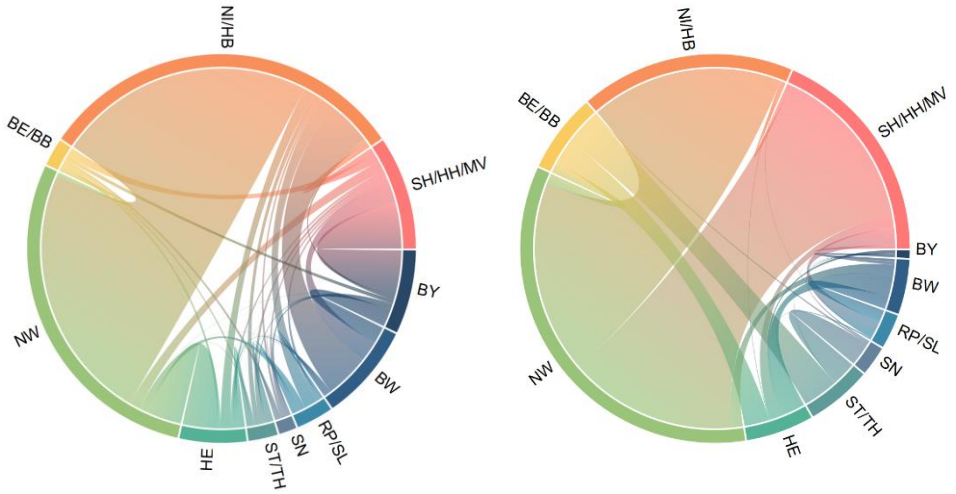


Abbildung 17: Relative Verteilung der ausgetauschten Strommengen (links) und Wasserstoffmengen (rechts) zwischen den Regionen im Jahr 2045 des Szenarios „Technologieoffen“.

Aufgrund der hohen installierten Kapazitäten von Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen entsteht im Norden Deutschlands ein eine zentrale Quelle an Strom aus Erneuerbaren Energien. In den bedarfsintensiven Regionen wie Bayern, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen besteht hingegen aufgrund lokaler Differenzen in der Stromerzeugung und -nachfrage ein zusätzlicher Energiebedarf. In Abbildung 17 sind die ausgetauschten Strommengen des Szenarios „Technologieoffen“ zwischen den jeweiligen Regionen im Jahr 2045 dargestellt. Wie man hier sieht, findet mehr als 80 % des Stromaustauschs zwischen Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen, Schwesig-Holstein, Bayern und Baden-Württemberg statt. Im Jahr 2045 werden aus Niedersachsen 58 TWh nach Nordrhein-Westfalen übertragen, während 10 TWh nach Baden-Württemberg fließen. Die Bundesländer Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern versorgen hauptsächlich Bayern mit 10 TWh und Baden-Württemberg mit 5 TWh. Der Stromaustausch zwischen den übrigen Regionen erfolgt in deutlich geringerem Umfang. Der Schwerpunkt liegt hier weniger auf der Verschiebung großer Energiemengen, sondern vielmehr auf dem Ausgleich lokaler, zeitlich begrenzter Differenzen zwischen Strombereitstellung und -bedarf. Die Stromnetze fungieren somit, wie in Kapitel 4.6 diskutiert wird, als Flexibilitätsoption, da sie den Ausgleich von lokalen Lastspitzen mit Überschussstrom aus anderen Regionen ermöglichen.

In Abbildung 18 sind die notwendigen Übertragungskapazitäten für das Jahr 2045 dargestellt. Hier zeigt sich, dass der Ausbau aller bestehenden Übertragungskapazitäten erforderlich ist, um künftig einen ausreichenden Stromaustausch zwischen den Regionen zu gewährleisten. Ein besonderer Fokus sollte auf die Erweiterung der Nord-Süd- und Nord-West-Verbindungen gelegt werden, da über diese Korridore zukünftig große Energiemengen in die verbrauchsintensiven Regionen transportiert werden.

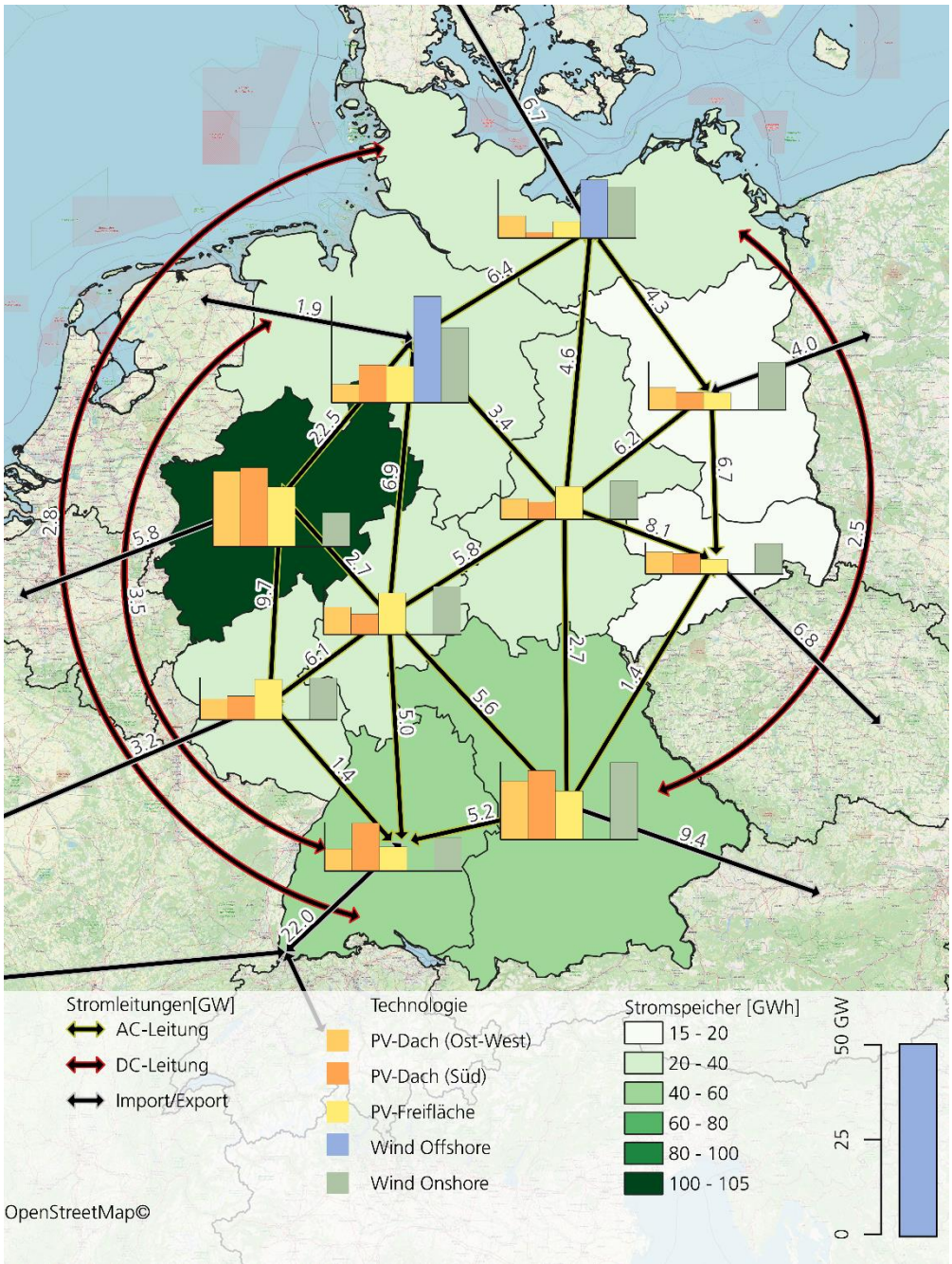


Abbildung 18: Kapazitäten der erneuerbaren Energiequellen und des Übertragungsnetzes des Szenarios „Technologieoffen" im Jahr 2045.

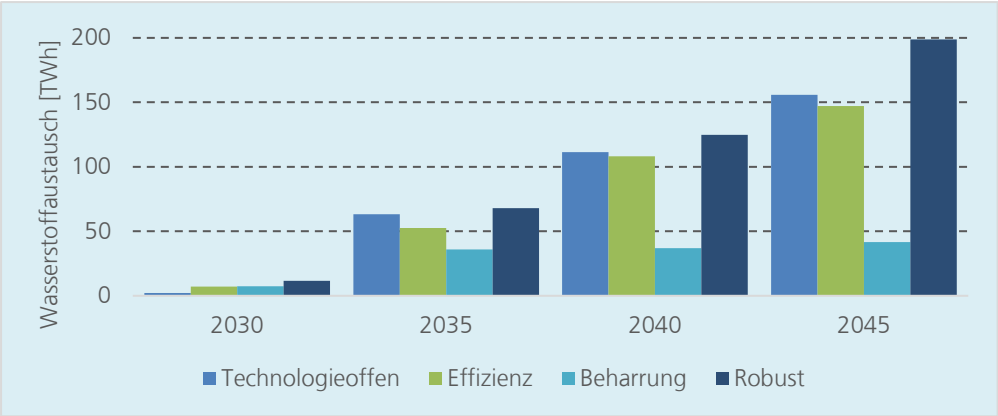


Abbildung 19: Wasserstoffaustausch zwischen den Regionen in den vier untersuchten Szenarien bis 2045.

Die Konzentration der nationalen Wasserstoffproduktion im Norden Deutschlands führt dazu, dass große Mengen Wasserstoff in die bedarfsintensiven Regionen im Süden und Westen Deutschlands transportiert werden müssen. Im Szenario „Technologieoffen" werden im Jahr 2045 zwischen allen Bundesländern etwa 150 TWh Wasserstoff ausgetauscht (siehe Abbildung 19). Um dies zu ermöglichen ist der Aufbau eines nationalen Wasserstoffkernnetzes unausweichlich.

Die Anforderung an das nationale Wasserstoffnetz nehmen dann deutlich zu, wenn die zur Verfügung stehenden H_2-Importe, wie im Szenario „Robust", begrenzt sind und vermehrt auf die inländische H_2-Produktion gesetzt wird. In diesem Fall steigt der Wasserstoffaustauschbedarf zwischen den Bundesländern um 28 % auf 200 TWh im Jahr 2045 (siehe Abbildung 19). Stehen deutlich größere Menge Wasserstoff als Importe zur Verfügung, wie im Szenario „Beharrung" angenommen, sinken die Anforderungen an das nationale Wasserstoffnetz. Im Jahr 2045 werden dann lediglich 40 TWh Wasserstoff zwischen den Bundesländern ausgetauscht. Die abgeleiteten Anforderungen an das Wasserstoffnetz stützen sich jedoch auf die Annahme, dass der European Hydrogen Backbone über alle geplanten Korridore den Import von Wasserstoff nach Deutschland ermöglicht [35]. Stehen diese Korridore nicht in ausreichendem Umfang zur Verfügung, steigen die Anforderung an das nationale Wasserstoffnetz weiter.

Der Aufbau eines nationalen Wasserstoffnetzes trägt somit zur Gewährleistung der regionalen Versorgungssicherheit und der Vereinigung von nationalem Angebot und Nachfrage bei. Zusätzlich kann die Intensivierung einer nationalen Wasserstoffwirtschaft zusammen mit einer entsprechenden H_2-Infrastruktur zur Stärkung der Resilienz in der Energieversorgung beitragen. Hierdurch können Abhängigkeiten sowohl von globalen Märkten als auch von einzelnen Exportländern und -korridoren reduziert werden. Wie in Kapitel 4.4 bereits dargelegt wurde, wird der Großteil des zukünftig in Deutschland produzierten Wasserstoffs im Norden des Landes bereitgestellt. Von dort aus erfolgt die Verteilung des Wasserstoffs über das nationale Wasserstoffnetz in die übrigen Regionen.

Besonders relevant ist daher die Verteilung von den Küstenregionen in den Westen des Landes, insbesondere nach Nordrhein-Westfalen (siehe Abbildung 20). Hier kann zukünftig von einem stark steigenden Wasserstoffbedarf ausgegangen werden, der aufgrund der geringen Eigenproduktion nicht gedeckt werden kann. Im Jahr 2045 werden daher etwa zwei Drittel des nationalen Wasserstoffaustauschs zwischen Norddeutschland und Nordrhein-Westfalen stattfinden (siehe Abbildung 17). Der Kapazitätsbedarf der Wasserstoff-Pipeline zwischen Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen kann dann reduziert werden, wenn verstärkt Wasserstoff direkt nach NRW importiert wird. Dafür würden sich beispielsweise die Niederlande und Belgien als Transitländer anbieten.

Zusätzlich etablieren sich Brandenburg und Sachsen als Wasserstoff-Exportregionen. Der Umfang der bereitgestellten Mengen fällt dabei jedoch deutlich geringer aus als in den küstennahen Bundesländern. Dennoch stellt Brandenburg im Jahr 2045 über 21 TWh und Sachsen 7 TWh den übrigen Bundesländern zur Verfügung (siehe Abbildung 17). Aufgrund der geografischen Lage werden damit primär Hessen, Thüringen und Sachsen-Anhalt versorgt, welche aufgrund der fehlenden Außengrenzen nicht die Möglichkeit haben, auf H_2-Importe zurückzugreifen.

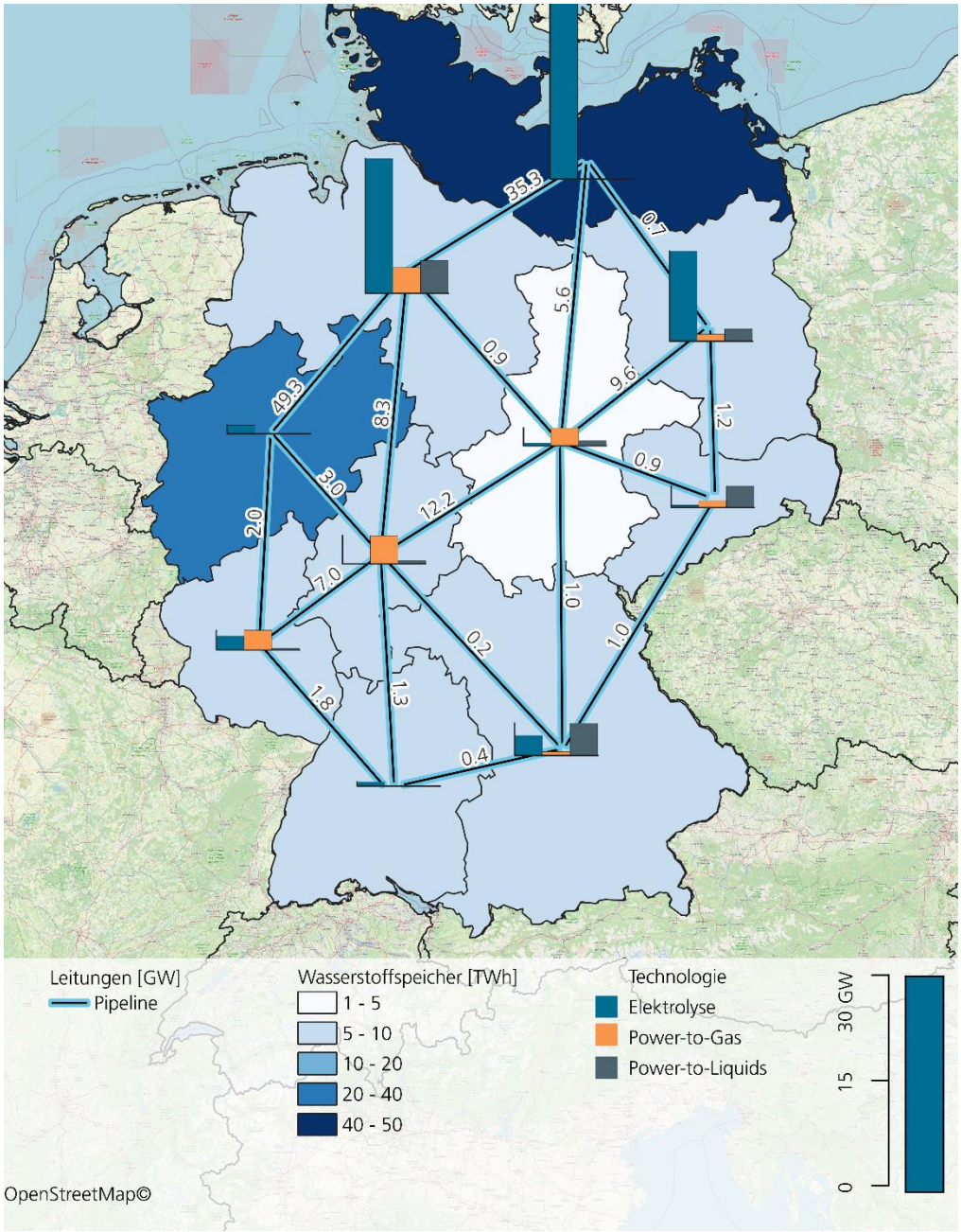


Abbildung 20: Kapazitäten von Elektrolyse- und PtX-Anlagen und Übertragungskapazitäten zwischen den Regionen im Szenario „Technologieoffen" im Jahr 2045.

Der Aufbau einer nationalen Wasserstoffinfrastruktur ist folglich notwendig, um bis zum Jahr 2045 ausreichende Übertragungskapazitäten für eine flächendeckende Versorgung aller Bundesländer mit Wasserstoff zu gewährleisten. Dafür bedarf es zum einen der Schaffung ausreichender Leitungskapazitäten von den Hauptproduktionsregionen im Norden Deutschlands in die bedarfsintensiven Regionen im Westen des Landes. Darüber

hinaus stellt eine flächendeckende Anbindung aller Bundesländer sicher, dass H_2-Importe aus allen Bezugskorridoren den Bedarfen entsprechend verteilt werden können. Gleichzeitig haben die zur Verfügung stehenden Importkorridore sowie die über jeden Korridor beziehbaren Mengen einen erheblichen Einfluss auf den Kapazitätsbedarf der Wasserstoffinfrastruktur.

4.6 Flexibilitäten

- Flexibel einsetzbare Technologien zur Energieumwandlung und -speicherung können Differenzen in der Energiebereitstellung und -nachfrage überbrücken und sind ein entscheidender Baustein eines dekarbonisierten Energiesystems.
- Im Szenario „Technologieoffen“ werden bis 2045 insgesamt 67 GW Elektrolyseure, 16 GW Power-to-Gas- und 16 GW Power-to-Liquid-Anlagen installiert. Ein resilientes Energiesystem („Robust“) setzt verstärkt auf die heimische H_2-Produktion mit einer Elektrolysekapazität von bis zu 80 GW.
- Zusätzlich entsteht bis zum Jahr 2045 ein Bedarf an flexiblen Kurzzeitstromspeichern von etwa 350 GWh bis 600 GWh. Diese können durch stationäre Batteriespeicher oder Vehicle-to-Grid bereitgestellt werden.
- Der Ausbau von Wärmespeichern ist in allen Szenarien notwendig. Wärmespeicher können die durch hohe Elektrifizierung auftretenden Spitzenlasten in der Stromnachfrage kompensieren.
- Die geographisch unterschiedlichen Potenziale für Windkraft- und Photovoltaikanlagen führen zu großen regionalen Unterschieden in den installierten Flexibilitätstechnologien. Elektrolyseure werden in Küstenregionen mit Zugang zur Offshore-Windkraft ausgebaut, Stromspeicher primär in bedarfsintensiven Bundesländern mit einem hohen PV-Anteil am Strommix.
- Der Stromaustausch zwischen den Regionen stellt eine weitere wichtige Option zur flexiblen Deckung regionaler Spitzenlasten dar. Der Ausbau der Übertragungsnetze ist somit ein wichtiger Beitrag zur nationalen Versorgungssicherheit.

Fluktuierende Erneuerbare Energien sind für den Erfolg der Energiewende von zentraler Bedeutung und werden bis zum Jahr 2045 zur tragenden Säule der Energieversorgung. Der weitere Ausbau dieser Technologien erfordert jedoch, dass die zeitlich variierende Stromeinspeisung möglichst effizient im Energiesystem genutzt wird. Dafür ist es notwendig, Erzeugung und Verbrauch von Strom zu jedem Zeitpunkt in Einklang zu bringen. Flexibel einsetzbare Technologien dienen der Energieumwandlung und -speicherung. Sie können Disparitäten zwischen Bereitstellung und Bedarf überbrücken und sind somit entscheidend für ein robustes Energiesystem.

Batteriespeicher sind eine mögliche Flexibilitätsoption und fungieren als Kurzzeitspeicher, in dem sie primär PV-Strom aus der ertragsreichen Mittagszeit einspeichern und zu den Tagesrandzeiten mit hohen Strombedarfen zur Verfügung stellen. Stationäre Batterien sind eine Form der Stromspeicher für das Energiesystem. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, Fahrzeugbatterien in begrenztem Umfang (siehe Kapitel 3) als flexible Stromspeicher durch Vehicle-to-Grid zu nutzen. Die Verwendung vorhandener Fahrzeugbatterien wirkt sich zusätzlich positiv auf den Rohstoff- und Investitionsbedarf aus. Pumpspeicher sind ebenfalls als Kurzfristspeicher einzuordnen. Aufgrund des in weiten Teilen ausgeschöpften Potenzials wird hier in Deutschland keine nennenswerte Kapazitätserweiterung zu erwarten sein. Flexible Spitzenlastkraftwerke können Strom in Zeiten hoher Nachfrage kurzfristig zur Verfügung stellen. Aktuell werden diese ausschließlich mit Methangas betrieben, ab 2030 ist dann der Einsatz von Wasserstoff möglich. Stromimporte und -exporte in das europäische Ausland bieten dem deutschen Energiesystem eine weitere Flexibilitätsoption. Das Potenzial ist jedoch von der Stromverfügbarkeit der Nachbarländer abhängig und somit nur in begrenztem Umfang nutzbar [10].

Elektrolyseure, PtG- und PtL-Anlagen fungieren in Zeiten eines Stromüberangebots als flexible Stromabnehmer [8]. Aufgrund der langfristigen Speicherbarkeit dienen PtX-Produkte als Energiespeicher zur Überbrückung von saisonalen Effekten in der Energiebereitstellung. DACCS als Negativemissionstechnologie ist eine weitere Option für die bereitstellungsorientierte Stromnachfrage. In Zeiten eines Stromüberangebots können

DACCS-Anlagen betrieben werden und CO_2 aus der Luft abscheiden. Weitere Flexibilitäten stehen in der Fernwärmebereitstellung zur Verfügung. Hier werden bei einem Strommangel Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und bei einem Stromüberangebot Wärmepumpen betrieben. Mithilfe von Wärmespeichern können Lastwechsel überbrückt und somit eine nachfrageorientierte Wärmeversorgung garantiert werden.

Durch die angestrebte Transformation zu einem klimaneutralen Energiesystem ist szenarioübergreifend ein signifikanter Zubau von flexiblen Kapazitäten in Form von Batterie- und Wärmespeichern sowie Elektrolyseuren und PtX-Anlagen notwendig. Abbildung 21 zeigt die installierten Kapazitäten von Elektrolyseuren, PtL- und PtG-Anlagen der vier untersuchten Szenarien bis zum Jahr 2045. Darin ist erkennbar, dass der Bedarf von PtL- und PtG-Anlagen in allen Szenarien in vergleichbaren Umfang notwendig ist. So wird für beide Technologien szenarioübergreifend für das Jahr 2045 ein Kapazitätsbedarf von 15 GW bis zu 23 GW projiziert. Lediglich im Szenario „Effizienz" liegt der Bedarf für PtL-Anlagen bei 5 GW, da verstärkt Biomasse für die Bereitstellung von nachhaltigen Flüssigkraftstoffen zum Einsatz kommt, bei gleichzeitig geringe Nachfrage.

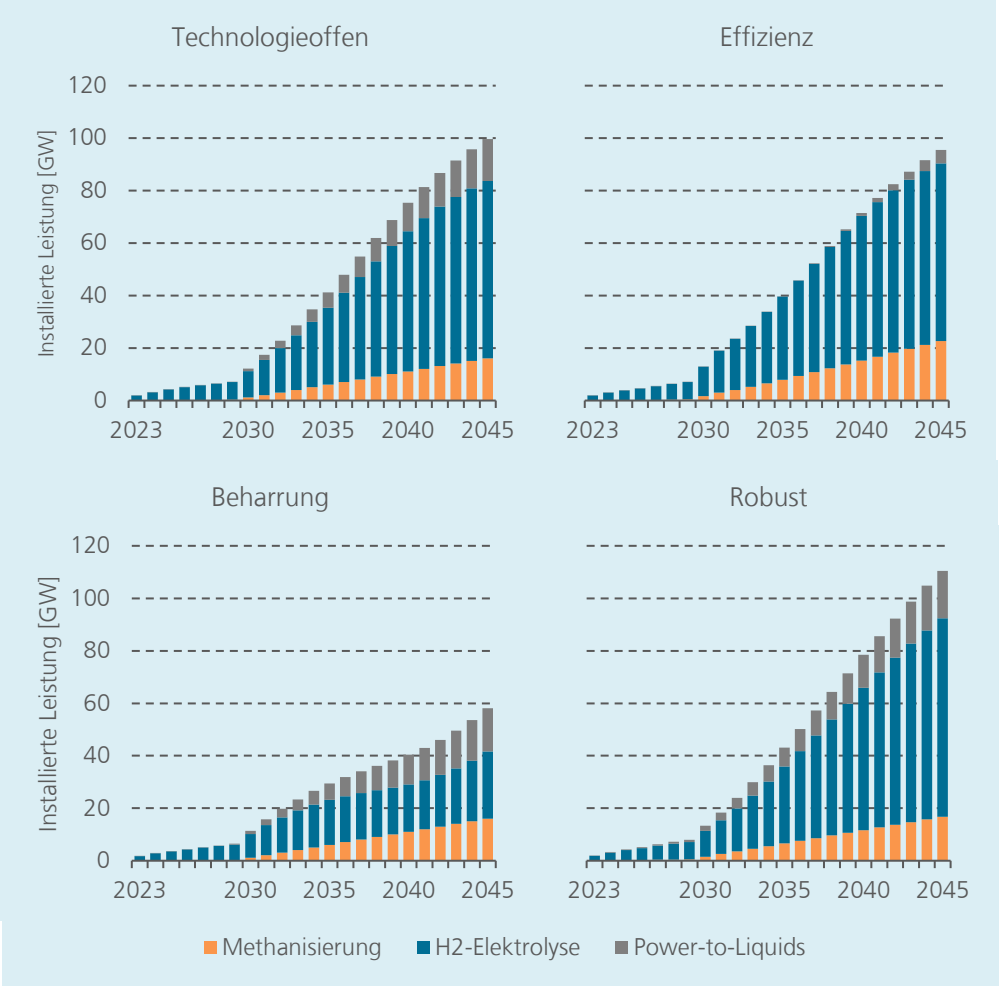


Abbildung 21: Kapazitäten von Elektrolyseuren, Power-to-Gas (Methanisierung) und Power-to-Liquid-Anlagen der vier untersuchten Szenarien.

Deutliche Unterschiede sind hingegen beim Aufbau einer heimischen Wasserstoffwirtschaft erkennbar. Unter Einbeziehung der Ergebnisse aus Kapitel 4.3 zeigt sich zunächst eine deutliche Korrelation zwischen dem Ausbau von Elektrolyseuren und Windkraftanlagen. Eine tiefergehende Analyse dazu findet sich in [8]. In den Szenarien „Technologieoffen" und „Effizienz" werden bis zum Jahr 2035 etwa 30 GW und bis 2045 etwa 68 GW Elektrolysekapazitäten installiert. Diese werden in Zeiten eines Stromüberange-

bots, resultierend aus einer hohen Einspeisung von Wind- und PV-Anlagen, betrieben und können somit Angebot und Nachfrage zusammenführen. Der hohe Zubau von Elektrolyseuren zeigt, dass die damit einhergehenden, systemdienlichen Effekte der heimischen Wasserstoffproduktion, selbst bei geringeren Bezugskosten von Wasserstoff aus Exportländern, überwiegen und damit auch höhere Bereitstellungskosten rechtfertigen.

Im Szenario „Robust", in dem zusätzliche Flächen für den Ausbau der Windkraft geschaffen werden, ist mit einer Kapazität von 75 GW im Jahr 2045 der umfangreichste Zubau von Elektrolyseuren erkennbar. Dies ist auf die begrenzte Verfügbarkeit von Wasserstoffimporten zurückzuführen. Folglich muss die heimische Produktion intensiviert werden, um die steigenden H_2-Bedarfe des Industriesektors decken zu können. Im Szenario „Beharrung" erfolgt der Aufbau der heimischen Wasserstoffproduktion nur in sehr begrenztem Umfang. Bis zum Jahr 2045 werden lediglich 25 GW an Elektrolysekapazität installiert. Der begrenzte Ausbau der Windkraft in diesem Szenario führt dazu, dass nicht ausreichend Strom zur Verfügung steht, um zusätzliche Kapazitäten für die heimische Wasserstoffproduktion zu realisieren. Die Folge davon ist eine hohe Abhängigkeit von Wasserstoffimporten, globalen Energiemärkten, politischer Stabilität und Kooperationsvereinbarungen mit Exportländern.

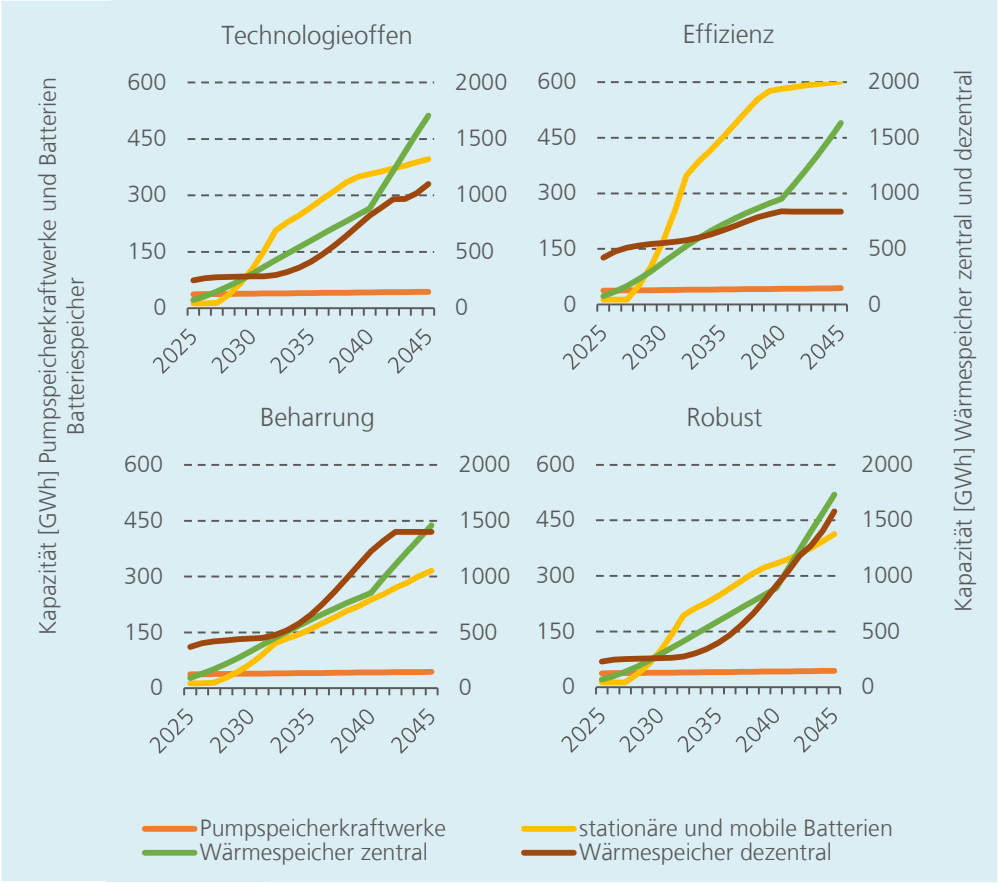


Abbildung 22: Installierte Kapazitäten von Strom- und Wärmespeichern bis 2045 der vier untersuchten Szenarien.

Abbildung 22 zeigt den Ausbau der Stromspeicher (Batteriespeicher und Pumpspeicherkraftwerke) und den Bedarf an zentralen und dezentralen Wärmespeichern in den vier untersuchten Szenarien. Dabei ist erkennbar, dass sowohl für Batteriespeicher als auch für Wärmespeicher in allen Szenarien erheblicher Zubaubedarf besteht. Das Potenzial für Pumpspeicher ist aufgrund der langjährigen Tradition dieser Technologie in Deutschland

weitestgehend ausgenutzt. Entsprechend ist hier kein nennenswerter Zubau möglich. In den Szenarien „Technologieoffen“ und „Robust“ stehen im Jahr 2045 etwa 400 GWh Batteriespeicher zur Verfügung. Aufgrund des geringeren Strombedarfs in Folge der verlangsamten Elektrifizierung im Szenario „Beharrung“ werden hier im Jahr 2045 nur etwa 300 GWh Stromspeicher benötigt. Im Szenario „Effizienz“ hingegen wird verstärkt auf Batteriespeicher als Flexibilitätsoption gesetzt. Dies ist unter anderem auf eine höhere Akzeptanz in der Bevölkerung zurückzuführen, ihre batterieelektrischen Fahrzeuge für bidirektionales Laden mit Vehicle-to-Grid zur Verfügung zu stellen.

Auch bei den Wärmespeichern ist szenarioübergreifend ein erheblicher Kapazitätszuwachs erkennbar. Der Grund hierfür liegt in dem hohen Elektrifizierungsgrad der Wärmebereitstellung im Gebäudesektor durch den Zubau von Wärmepumpen. Dieser führt zu erheblichen Lastspitzen in der Stromversorgung, wenn in den Wintermonaten der Heizbedarf überregional zunimmt. Thermische Speicher sind aus systemischer Sicht eine effiziente und kostengünstige Option, diese Lastspitzen zu reduzieren und können somit dazu beitragen Überkapazitäten in der Strombereitstellung zu vermeiden.

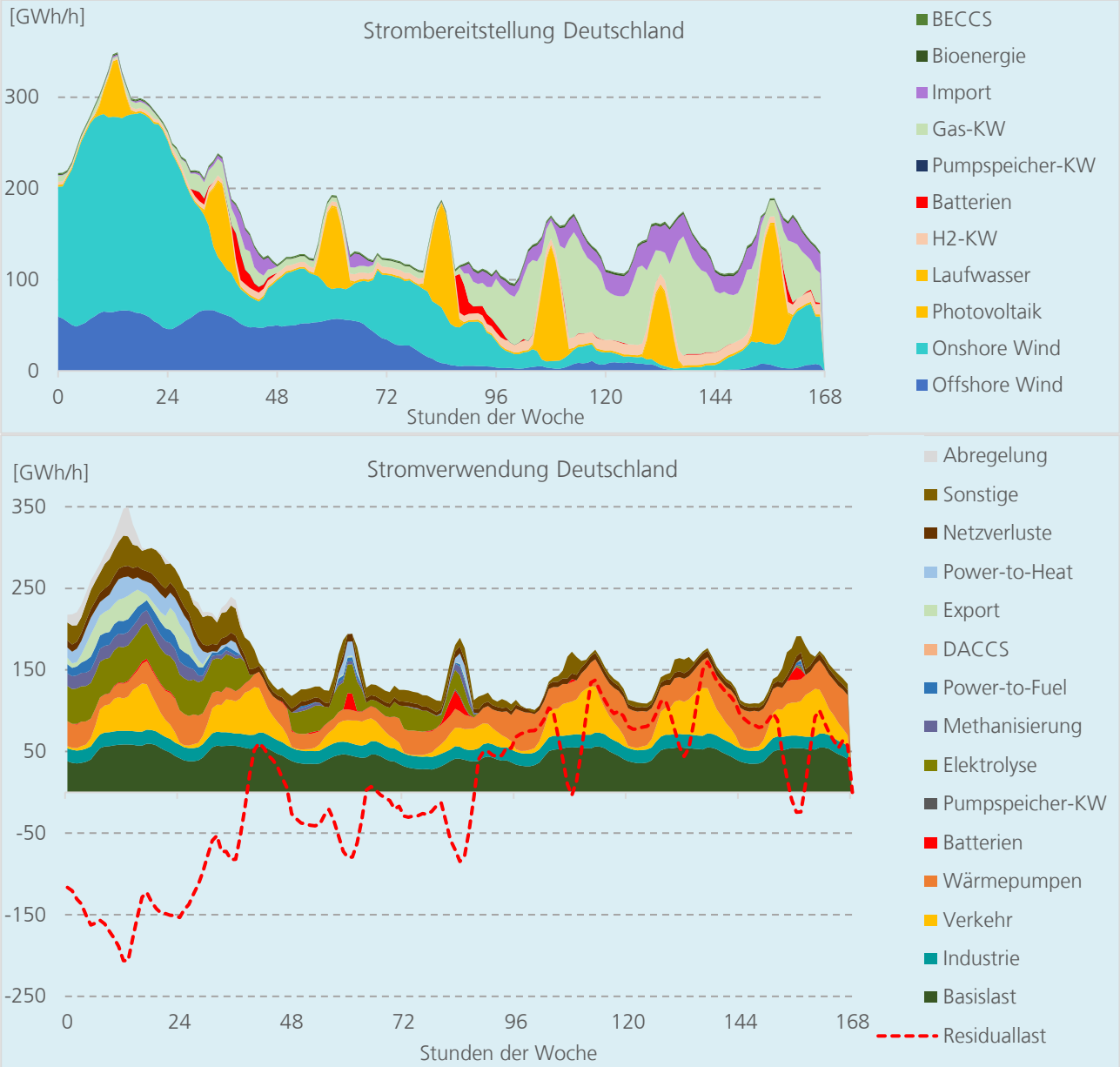


Abbildung 23: Strombereitstellung und -verwendung in Deutschland einer Woche im Januar 2045 im Szenario „Technologieoffen“.

Abbildung 23 zeigt exemplarisch die nationale Strombereitstellung und -nachfrage einer Woche im Januar 2045. Hier zeigt sich, dass die Stromnachfrage in der gesamten Periode über 100 GWh/h und damit kontinuierlich etwa 20 % über dem historischen Nachfragerekord liegt [11]. Die Residuallast ist definiert als Differenz aus unvermeidlicher Stromnachfrage und unvermeidbarer Strombereitstellung. Zu Beginn der dargestellten Woche liegt eine negative Residuallast vor, es steht also mehr Strom zu Verfügung als nachgefragt wird. Dies ist insbesondere auf die hohe Einspeisung von Windkraftanlagen zurückführen. Flexible Technologien wie beispielsweise Elektrolyseure und PtX-Anlagen werden in Zeiten negativer Residuallast betrieben und nutzen somit das Stromüberangebot. Darüber hinaus wird ein Teil der Stromerzeugung in Nachbarländer exportiert. Ab Stunde 48 ist ein Wetterumschwung zu beobachten. Die Strombereitstellung aus Windkraftanlagen geht zurück, zeitgleich steigt die Einspeisung der Photovoltaik. Batteriespeicher werden verstärkt genutzt, um den Stromüberschuss aus der Mittagszeit zu den Tagesrandzeiten zu verschieben. In der zweiten Wochenhälfte kann die Stromnachfrage nicht vollständig aus Erneuerbaren Energien und Batteriespeichern gedeckt werden. Es steigt der Anteil von Wasserstoff- und Methangas-betriebenen Spitzenlast- und GuD-Kraftwerken an der Strombereitstellung. Zusätzlich nehmen in der zweiten Wochenhälfte die Stromimporte zu.

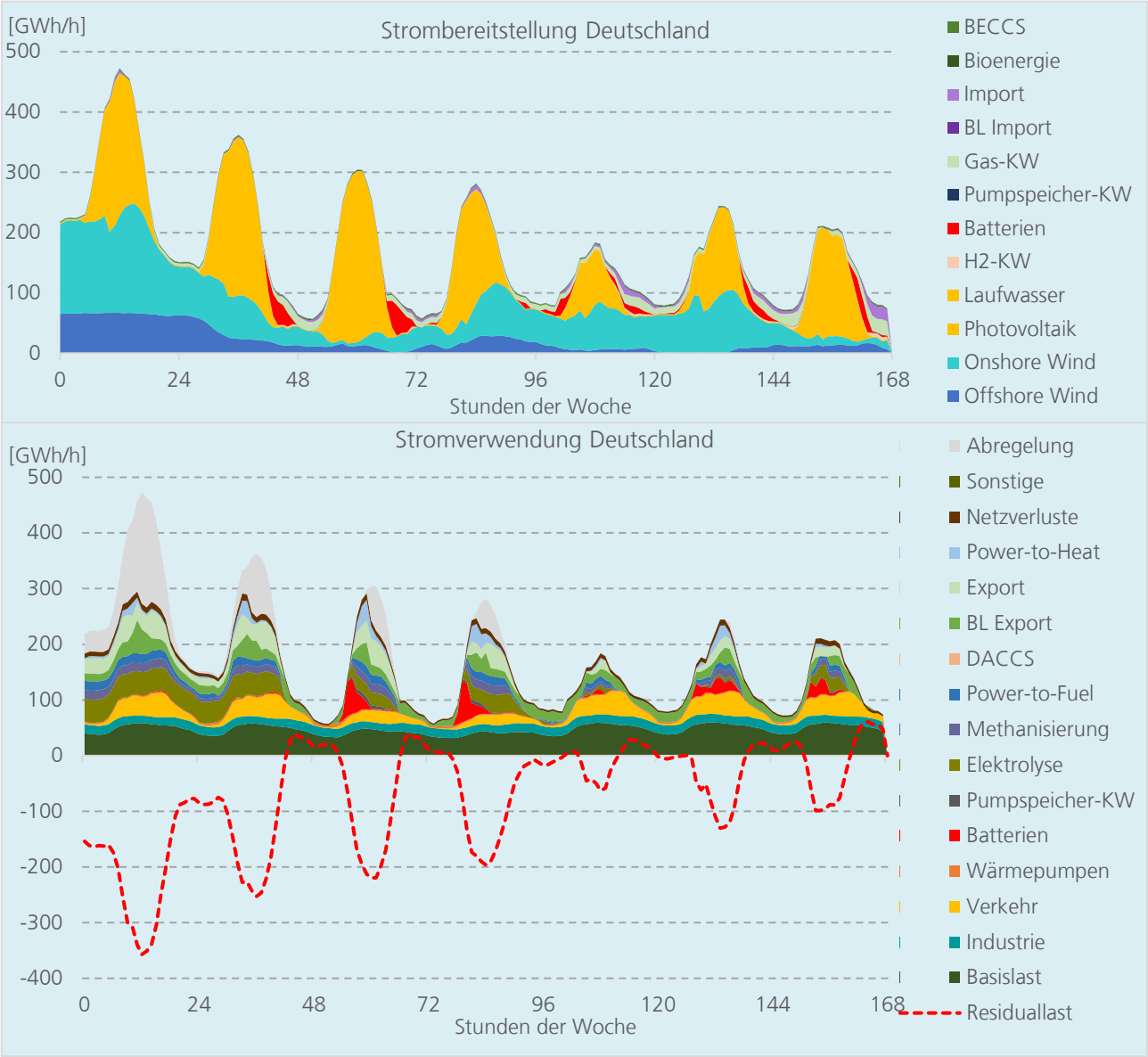


Abbildung 24: Strombereitstellung und -verwendung in Deutschland einer Woche im Juli 2045 im Szenario „Technologieoffen".

Abbildung 24 zeigt die Strombereitstellung- und Verwendung einer typischen Sommerwoche im Juli 2045. Die Stromnachfrage liegt im Allgemeinen aufgrund der ausbleibenden Wärmenachfrage deutlich niedriger als im Januar. Die fast durchgehend negative Residuallast impliziert, dass die Stromnachfrage in weiten Teilen aus Erneuerbaren Energien gedeckt werden kann. Darüber hinaus werden durch die Einspeisespitzen der Photovoltaik zu den Mittagszeiten die Batteriespeicher geladen und Elektrolyseure und PtX-Anlagen auf Volllast betrieben. Dennoch kann der bereitgestellte Strom nicht vollständig vom System aufgenommen werden. Die Folge sind Abregelungen um die Mittagszeit. Die wenigen Perioden mit positiver Residuallast konzentrieren sich im Wesentlichen auf die Abendstunden. Batteriespeicher können die Stromversorgung zu diesen Zeiten weitestgehend decken. Spitzenlast- und GuD-Kraftwerke werden folglich in deutlich geringerem Umfang als in den Wintermonaten benötigt.

Die geographischen Unterschiede Deutschlands und die daraus resultierenden Einschränkungen für den Ausbau erneuerbarer Energiequellen führen zu großen regionalen Unterschieden in der Nutzung von Flexibilitäten. Besonders gut ist dieser Unterschied in der Installation von Elektrolyseuren und Batteriespeichern zu erkennen. Wie in Abbildung 20 zu sehen ist, werden knapp 80 % der Elektrolyseure in den Bundesländern mit Zugang zu Offshore-Windkraft installiert. Die hohen Volllaststunden von Offshore- aber auch von Onshore-Windkraftanlagen führen zu einer besseren Auslastung von Elektrolyse-, PtG- und PtL-Anlagen, wodurch die Gestehungskosten für Wasserstoff, SynFuel und SynCH_4 sinken. Gleichzeitig eignen sich diese Energieträger besonders für die mittel- bis langfristige Energiespeicherung. Dies spiegelt sich auch in der Strombereitstellung und -verwendung wider (siehe Abbildung 25). In Niedersachsen und Bremen ist in der gezeigten Woche fast durchgängig eine negative Residuallast zu beobachten. Die Nachfrage der Sektoren Gebäude, Industrie und Verkehr ist vergleichsweise gering. In der Folge stehen große Menge Strom für die H_2- und PtX-Produktion zur Verfügung. Obwohl das Stromüberangebot den anderen Bundesländern zur Verfügung gestellt wird, sind Abregelungen zu Beginn der Woche nicht vermeidbar.

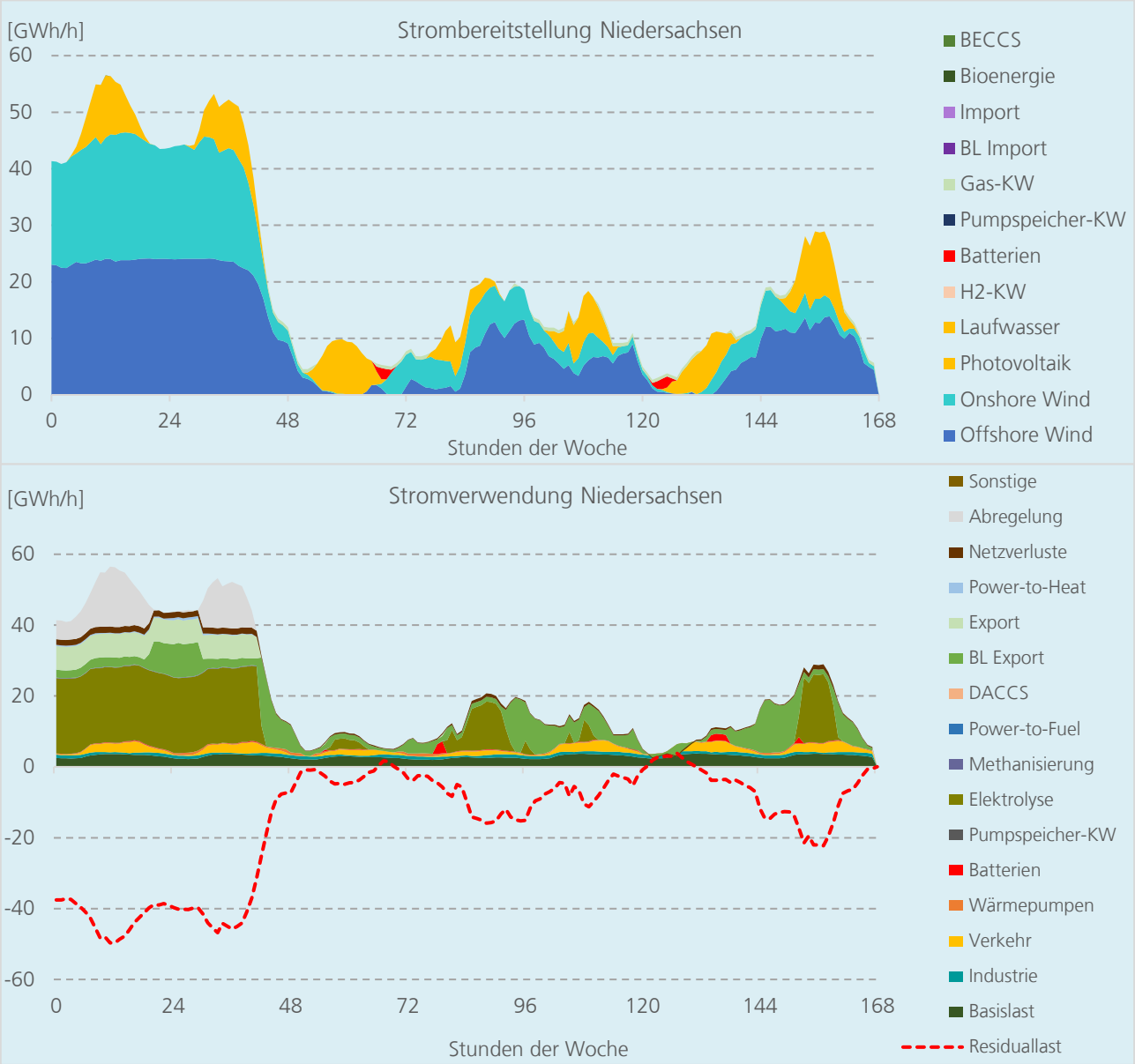


Abbildung 25: Strombereitstellung und -verwendung in Niedersachsen und Bremen einer Woche im Juli 2045 im Szenario „Technologieoffen".

Abbildung 18 zeigt die installierten Kapazitäten von stationären und mobilen Batteriespeichern in den einzelnen Bundesländern. Hier zeigt sich eine Konzentration der Kapazitäten in Bundesländern, in denen die Photovoltaik einen hohen Anteil an der Strombereitstellung einnimmt. Durch die hohe Fluktuation in der Strombereitstellung der Photovoltaik entsteht ein zusätzlicher Bedarf an Kurzzeitspeichern, um die hohe Erzeugung in der Mittagszeit sowie die hohen Bedarfe in den Morgen- und Abendstunden zu vereinen. Auf Nordrhein-Westfalen (100 GW), Bayern (60 GW) und Baden-Württemberg (60 GW) entfallen daher mehr als 50 % der verfügbaren stationären und mobilen Batteriespeicherkapazitäten.

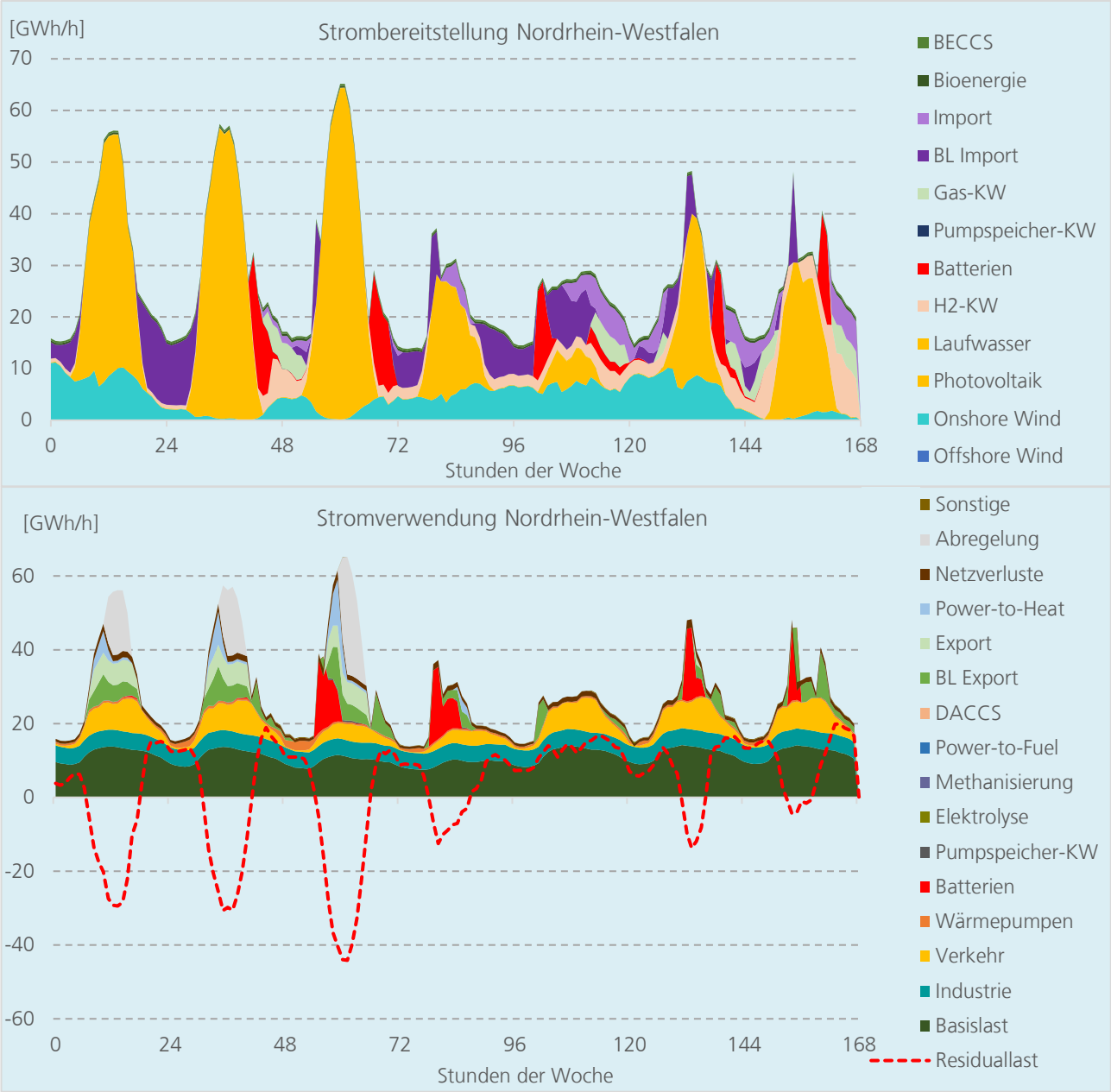


Abbildung 26: Strombereitstellung und -verwendung in Nordrhein-Westfalen einer Woche im Juli 2045 im Szenario „Technologieoffen".

Dies spiegelt sich auch in der Betrachtung von Strombereitstellung und Stromverwendung in diesen Regionen wider. Abbildung 26 zeigt die bereits für Niedersachsen diskutierte Juliwoche für Nordrhein-Westfalen. Hier ist eindrücklich der hohe Anteil der Photovoltaik an der Strombereitstellung sowie die damit verbundenen Herausforderung für

das Energiesystem ersichtlich. Insbesondere zu Beginn der Woche sind tägliche Vorzeichenwechsel der Residuallast zu erkennen. Um die Mittagszeit weist NRW ein deutliches Stromüberangebot auf. Neben dem Betrieb der flexiblen Energieumwandlungstechnologien und dem Beladen von Stromspeichern, wird Strom den übrigen Bundesländern und angrenzenden Nachbarländern zur Verfügung gestellt. Zu den Tagesrandzeiten wird der Strombedarf durch die zuvor mit PV-Strom beladenen Batteriespeicher gedeckt. Diese können aber den lokalen Strommangel über Nacht nicht vollständig decken. Stattdessen wird zunächst aus anderen Bundesländern sowie den europäischen Nachbarländern Strom importiert. Zeitweise kommen zusätzlich auch flexible Kraftwerke zum Einsatz.

Der Vergleich von Abbildung 25 und Abbildung 26 zeigt, wie stark geographische Gegebenheiten innerhalb Deutschlands einen Einfluss auf die regionale Stromversorgung haben. So führen allein die Unterschiede in den Potenzialen und Flächenverfügbarkeiten für Wind- und PV-Anlagen zu verschiedenen Ausprägungen bei der Auswahl von Flexibilitätsoptionen. Dennoch konnten für alle geographischen Besonderheiten in Deutschland entsprechende Lösungsoptionen zur Dekarbonisierung des Energiesektors aufgezeigt werden. Diese garantieren eine kontinuierliche Stromversorgung. Dafür ist neben der geeigneten Auswahl der verfügbaren Flexibilitätsoptionen auch der Stromaustausch zwischen den Bundesländern sowie der Import und Export mit Nachbarländern ein relevanter Baustein der Versorgungssicherheit.

4.7 Industriesektor

- Die Elektrifizierung der Prozesswärme ist in allen Szenarien eine Kernstrategie zur Dekarbonisierung der Industrie: Der Elektrifizierungsgrad in der Industrie steigt im Szenario „Technologieoffen“ von 30 % (2022) auf 72 % (2045). Dabei sind Hochtemperaturwärmepumpen eine zentrale Technologie für die Bereitstellung von Prozesswärme unter 200 °C.
- 271 TWh Wasserstoff und PtX-Produkte sind im Szenario „Technologieoffen“ im Jahr 2045 in der Industrie nötig, um den Bedarf für Feedstock (63 %) und Hochtemperatur-Prozesswärme (16 %) zu decken.
- Eine robuste Transformation des Energiesystems hat einen 5 % größeren Elektrifizierungsgrad im Industriesektor zur Folge. Ein Nachfragerückgang im Szenario „Effizienz“ ermöglicht einen verstärkten Einsatz von biogenem Methan und einen 2 % geringeren Elektrifizierungsgrad. Ein auf konventionelle Technologien beharrendes Verhalten hat einen verstärkten Einsatz von importiertem Methan und einen 5 % geringeren Elektrifizierungsgrad zur Folge.
- Der industrielle Endenergieverbrauch verteilt sich heterogen auf die Regionen. Nordrhein-Westfalen hat mit 253 TWh den höchsten Bedarf, Berlin/Brandenburg mit 33 TWh den niedrigsten.

Der Industriesektor verursachte im Jahr 2023 etwa 23% der deutschen THG-Emissionen [36]. Der Energieverbrauch des Industriesektors lag 2022 bei 905 TWh[8]. Insbesondere wird die Energie eingesetzt, um Prozesswärme bereitzustellen oder den stofflichen Bedarf an Energieträgern (Feedstock), z.B. in der Herstellung von Kunststoffen, zu decken [30]. Zum anderen steht der Industriesektor vor zentralen Herausforderungen:

1) Eine Transformation in der Industrie wird erschwert durch besonders kapitalintensive Technologien mit langen Lebensdauern [37].
2) Stofflich genutzte Energieträger, ca. ein Viertel des Energiebedarfs in der Industrie, müssen durch THG-neutrale, synthetische Energieträger ersetzt werden.
3) Prozessbedingte Emissionen[9] machen ca. ein Drittel der THG-Emissionen im Industriesektor aus und können nicht durch einen Wechsel der Energieträger vermieden werden.

Um THG-Neutralität zu erreichen, kommt es darauf an, den Energieträger in der Bereitstellung von Prozesswärme zu wechseln, den fossilen Feedstock durch einen THG-neutralen, synthetischen Feedstock zu ersetzen, den Energieverbrauch insgesamt durch Effizienz- oder Suffizienzstrategien zu senken, und schwer vermeidbare Emissionen durch CO_2-Abscheidung auszugleichen. Alle Szenarien in dieser Studie gehen davon aus, dass industrielle Standorte bestehen bleiben und keine Verlagerung innerhalb Deutschlands oder aus Deutschland heraus stattfindet.

[8] Dieser Wert weicht von der AGEB-Bilanzierung ab und schließt folgende Beiträge ein: 1) Endenergieverbrauch der Industrie (AGEB: „Bergbau, Gew. v. Steinen u. Erden, Verarb. Gewerbe“), 2) nichtenergetischer Verbrauch, 3) Energieverbrauch von Kokereien und Hochöfen, die hauptsächlich der Produktion von Stahl zugeordnet werden können.

[9] Prozessbedingte Emissionen entstehen nicht bei der Verbrennung von fossilen Energieträgern, sondern in chemischen Reaktionen z.B. bei der Herstellung von Zement.

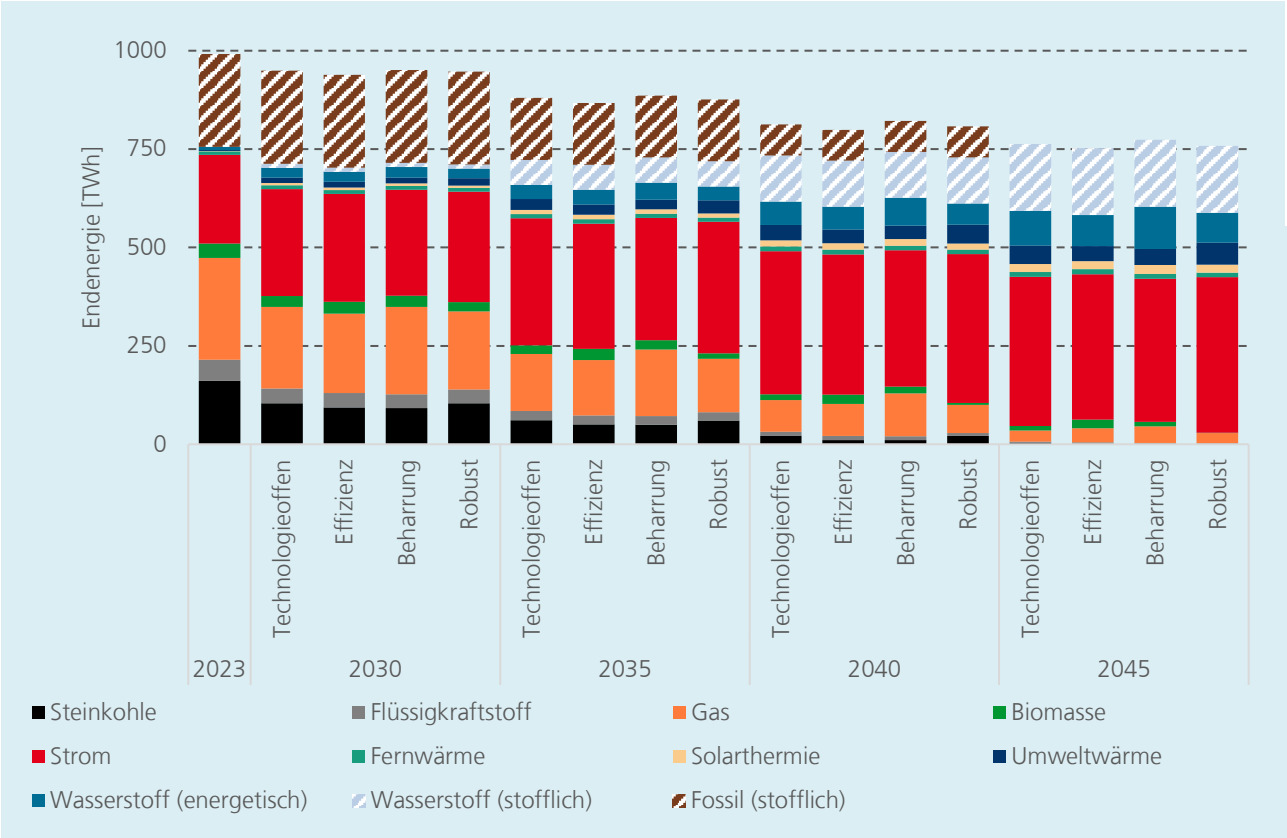


Abbildung 27: Endenergieverbrauch in der Industrie inkl. stofflicher Nutzung für die vier Szenarien. Die Werte für das Jahr 2023 sind den Energiebilanzen [30] entnommen.

Abbildung 27 zeigt die Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Industriesektor, aufgeteilt nach Energieträgern, in den Jahren 2023 bis 2045. Die Grafik zeigt zwei zentrale Entwicklungen über alle Szenarien, hier spezifiziert für das Szenario „Technologieoffen" und für die energetische Nutzung:

1) Der Anteil von Strom steigt stark an. 2022 betrug der Stromverbrauch 201 TWh und wurde nur zu 17 % für Prozesswärme eingesetzt [38]. Bis 2045 verdoppelt sich der Stromverbrauch im Szenario „Technologieoffen" auf 379 TWh. Der Elektrifizierungsgrad[10] in der Industrie steigt von 30 % im Jahr 2022 auf 72 % im Jahr 2045. Der zusätzliche Stromverbrauch dient allein zur Bereitstellung von Prozesswärme. Damit ersetzt Strom hauptsächlich die 200 TWh Erdgas, die im Jahr 2022 im Industriesektor genutzt wurden. Der Verbrauch von Methan verringert sich im Szenario „Technologieoffen" auf 28 TWh und wird 2045 ausschließlich über biogenes oder synthetisches Methan bereitgestellt. Einen wichtigen Beitrag im Endenergiemix 2045 leisten Wasserstoff mit 88 TWh, der auch für die Rohstahlproduktion eingesetzt wird, Biomasse mit 11 TWh und Solarthermie mit 20 TWh.

2) Der Endenergieverbrauch insgesamt fällt im Zeitraum 2022 bis 2045 auf 89 % des Anfangswertes. Das hat zwei Gründe: Zum einen sind mit Strom betriebene Technologien, wie Hochtemperaturwärmepumpen oder Elektrodenkessel, deut-

[10] Hier berechnet als der Anteil von Strom und Umweltwärme, die für elektrisch betriebene Wärmepumpen benötigt wird, an dem energetisch genutzten Teil des Endenergieverbrauchs.

lich effizienter als fossil betriebene Technologien wie Gaskessel. Zum anderen ist in den Szenarien eine rückläufige Prozesswärmenachfrage hinterlegt[11], um einen generellen Effizienzgewinn in industriellen Prozessen zu berücksichtigen.

Im Szenarienvergleich fällt auf, dass das Szenario „Robust" einen höheren Elektrifizierungsgrad von 77 % aufweist. Durch den zusätzlichen Strom kann der Bedarf an Methan und Wasserstoff um 16 TWh reduziert werden. Gas und Wasserstoff sind wegen Unsicherheiten im Import weniger verfügbar als im Szenario „Technologieoffen". Die Szenarien „Effizienz" und „Beharrung" dagegen weisen einen geringeren Elektrifizierungsgrad von 70 % („Effizienz") und 67 % („Beharrung") auf. Das Szenario „Effizienz" geht von einem nachhaltigen und suffizienten Verhalten aus, und damit einhergehend einem stärker sinkenden Energiebedarf, von dem ein prozentual größerer Teil über Biomasse gedeckt werden kann und nicht elektrifiziert werden muss. Das Szenario „Beharrung" geht von einem um 5 Jahre verzögerten Rückbau von fossil betriebenen Technologien und einer deutlich höheren Verfügbarkeit von synthetischen Importen aus. Beides führt dazu, dass im Vergleich zum Szenario „Technologieoffen" 2045 knapp 50 % mehr Methan in der Industrie benötigt wird.

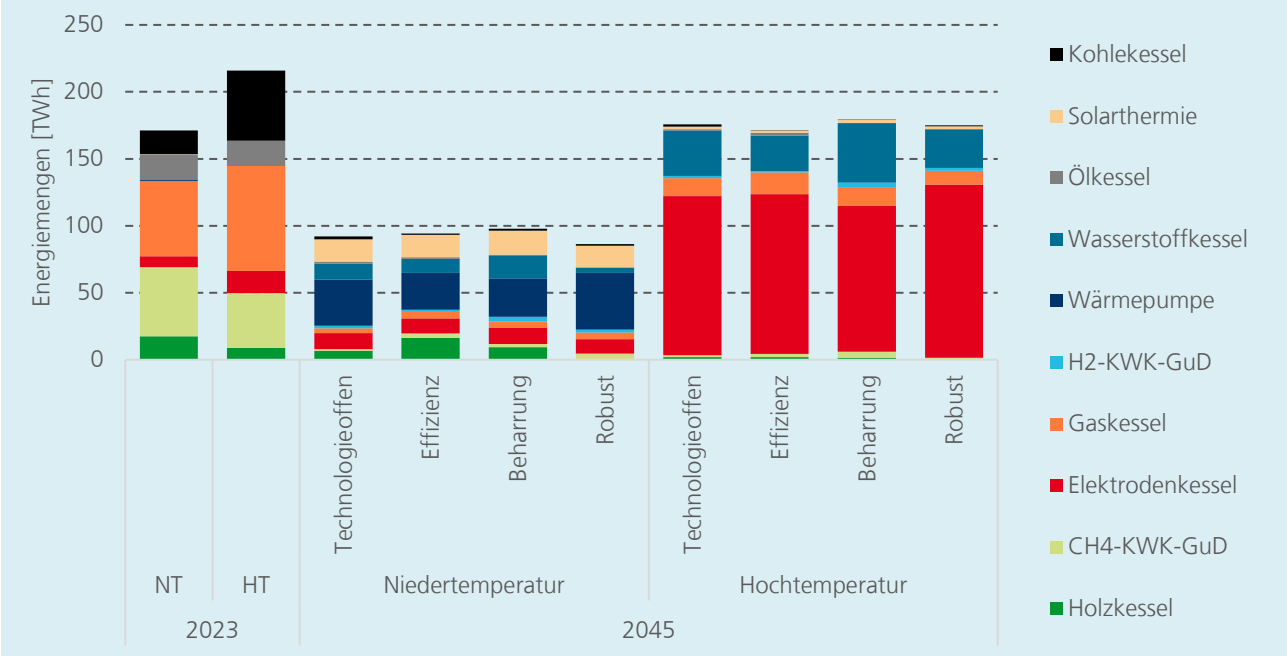


Abbildung 28: Endenergieverbrauch für industrielle Prozesswärme für die Temperaturniveaus unter 200°C (links) und über 200°C (rechts) für das Jahr 2023 und 2045.

Abbildung 28 zeigt den Endenergieverbrauch für das Jahr 2023 und für das Jahr 2045 für alle vier Szenarien, aufgeteilt nach Prozesswärme < 200°C und > 200°C. Dabei werden drei Entwicklungen deutlich:

1) Hochtemperaturwärmepumpen sind eine Schlüsseltechnologie für Temperaturen bis 200°C und machen zwischen 44 % („Effizienz") und 64 % („Robust") in den vier Szenarien aus. Elektrisch bereitgestellte Hochtemperaturprozess-

[11] In den Szenarien „Technologieoffen", „Beharrung" und „Robust": Prozesswärme <200°C nimmt um 0,5 %/a ab, >200 °C um 0,125 %/a. Im Szenario „Effizienz": Prozesswärme <200 °C nimmt um 0,75 %/a ab, >200 °C um 0,25 %/a.

wärme ist der Schlüssel für Temperaturen über 200°C und macht zwischen 61 % („Beharrung“) und 74 % („Robust“) aus.

2) Wasserstoff- und Gaskessel sind in allen Szenarien eine wichtige Ergänzung in der Bereitstellung von Prozesswärme und machen in der Niedertemperatur zwischen 7 % („Robust“) und 18 % („Beharrung“) und in der Hochtemperatur zwischen 22 % („Robust“) und 33 % („Beharrung“) aus.

3) Biomasse und Solarthermie spielen in allen Szenarien eine kleine Rolle. Dabei kommt für die industrielle Anwendung insbesondere auch konzentrierende Solarthermie zum Einsatz, da sie Temperaturen bis zu 400°C bereitstellen kann.

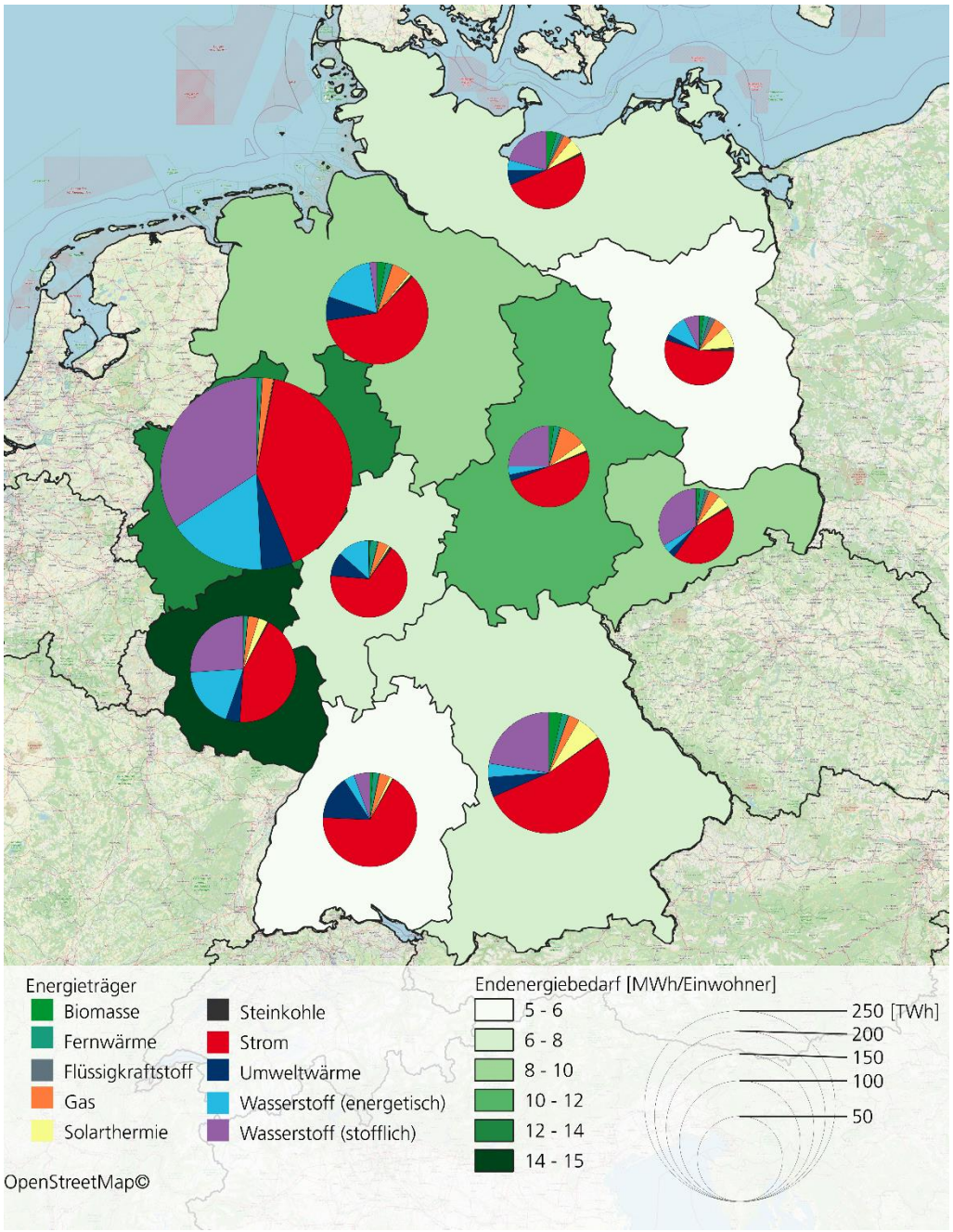


Abbildung 29: Regionaler Endenergieverbrauch in der Industrie inkl. stofflicher Nutzung in den Kreisdiagrammen im Jahr 2045 im Szenario „Technologieoffen“.

Abbildung 29 zeigt den Endenergiebedarf des Industriesektors je Region und Energieträger. Industrielle Standorte bleiben in allen Szenarien bestehen. Damit verteilt sich der

industrielle Energiebedarf genauso heterogen auf die Regionen wie heute: Nordrhein-Westfalen hat mit 33 % den größten Anteil. Bayern, Niedersachsen/Bremen, Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz/Saarland folgen mit Anteilen zwischen 8 % und 13 %. Die übrigen fünf Regionen haben jeweils einen Anteil von etwa 5 %. Insbesondere die Regionen um Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen, Rheinland-Pfalz und Saarland, in denen heute Primärstahl in Hochöfen erzeugt wird, sind 2045 auf grünen Wasserstoff angewiesen. Der Wasserstoffbedarf für die stoffliche Nutzung kann im Jahr 2045 über ein Viertel (Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz/Saarland) des gesamten Energiebedarfs des Industriesektors ausmachen. Die Verfügbarkeit von Wasserstoff zu konkurrenzfähigen Preisen ist somit für diese Bundesländer direkt und in erheblichem Ausmaß mit dem Erhalt von Industriestandorten verknüpft.

4.8 Verkehrssektor

- Verbrennungsmotoren werden in allen Szenarien, soweit möglich, durch batterieelektrische Fahrzeuge ersetzt. Dadurch ist trotz der Annahme einer steigenden Verkehrsleistung ein Rückgang des Endenergiebedarfs um mehr als 50 % zu erwarten.
- Wasserstoff nimmt im Verkehrssektor eine untergeordnete Rolle ein. Für ausgewählte Anwendungsfälle kann Wasserstoff aber eine zusätzliche Option zur Elektrifizierung darstellen.
- Eine verzögerte Elektrifizierung des Verkehrssektors, wie im Szenario „Beharrung" angenommen, führt neben einer verstärken Abhängigkeit von Kraftstoffimporten auch zu steigenden Kosten.

Im Jahr 2022 belief sich der Endenergiebedarf des Verkehrssektor auf 590 TWh, wovon 82 % auf den Straßenverkehr, 15 % auf den Luftverkehr und 3 % auf Schienenverkehr und die Küsten- und Binnenschifffahrt entfielen [30, 38]. Dabei sind Mineralölprodukte mit einem Anteil von 93 % am Endenergiebedarf weiterhin der wichtigste Energieträger des Sektors. In der Folge trug der Verkehrssektor im Jahr 2022 mit 148 Mio. t CO_2-Äq zu rund 20 % der nationalen Emissionen bei. Der straßengebundene Personen- und Lastverkehr macht dabei 98 % dieser Emissionen aus [36].

Für den Verkehrssektor wird die Annahme getroffen, dass der Energiebedarf der Binnenschifffahrt, des brennstoffbasierten Schienenverkehrs sowie des Luftverkehrs aufgrund der Anforderungen hoher Energiedichten auch weiterhin durch flüssige Energieträger gedeckt wird. Die Dekarbonisierung dieser Bereiche des Verkehrssektors ist daher nur durch die Verwendung von CO_2-neutralen, flüssigen Energieträgern wie SynFuels und biogene Kraftstoffe möglich. Im straßengebundenen Personen- und Güterverkehr besteht hingegen die Möglichkeit, durch die Option verschiedener Antriebstechnologien, die aus systemischer Sicht kostengünstigste Zusammensetzung der Energieträger für den Verkehrssektor zu bestimmen. Dafür stehen neben den herkömmlichen Verbrennungsmotoren auch die Möglichkeit zur Elektrifizierung durch batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) sowie die Nutzung von Wasserstoff in Brennstoffzellen-Fahrzeugen zur Auswahl.

Nachdem die Ziele des Klimaschutzgesetzes zur Reduktion der CO_2-Emissionen im Verkehrssektor in den Jahren 2022 und 2023 verfehlt wurden, hat die Bundesregierung die Ziele zur Transformation des motorisierten Individualverkehrs intensiviert. Die Anzahl batterieelektrischer Fahrzeuge soll bis zum Jahr 2030 auf 15 Mio. ansteigen. Um dieses Ziel zu erreichen, müsste der Anteil von Elektrofahrzeugen an den Neuzulassungen in den kommenden sechs Jahren bei durchschnittlich 56 % bis 75 % liegen[12]. Dass dies möglich ist, zeigt sich am Beispiel von Norwegen, wo der Anteil von BEV an den Neuzulassungen im Juli 2024 bei 92 % lag [39].

Die Modellergebnisse legen nahe, dass eine konsequente Elektrifizierung des personengebundenen Individualverkehrs sogar über die Ziele der Bundesregierung hinaus anzustreben ist. So steigt die Anzahl batterieelektrischer Fahrzeuge im Jahr 2030 in den Szenarien „Technologieoffen", „Effizienz" und „Robust" auf 19,5 bis 20,8 Mio. Fahrzeuge (siehe Abbildung 30). Bis zum Jahr 2045 werden dann nahezu alle Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor durch BEV ersetzt. Im Szenario „Beharrung", in dem eine ablehnende Haltung gegenüber der Elektrifizierung des Verkehrssektors angenommen wurde, findet keine vollständige Elektrifizierung des motorisierten Individualverkehrs bis zum Jahr 2045

[12] Hochrechnung unter der Annahme von 3 bis 4 Millionen Neuzulassungen pro Jahr.

statt. Im Jahr 2030 sind in diesem Szenario 9,6 Mio. batterieelektrische Fahrzeuge zugelassen. Bis ins Jahr 2045 wird ein Elektrifizierungsgrad von 70 % erreicht. Die verbleibenden Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren sind aufgrund der Klimaschutzziele im Jahr 2045 vollständig auf synthetische und biogene Kraftstoffe angewiesen.

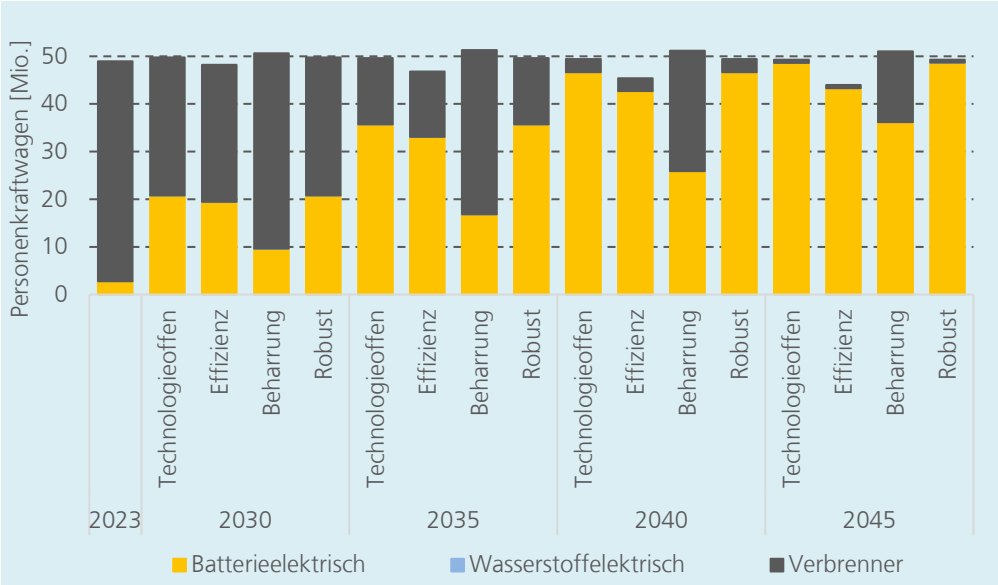


Abbildung 30: Anzahl zugelassener Personenkraftwagen nach Antriebstechnologie in den vier untersuchten Szenarien.

Wasserstoff als Energieträger spielt im motorisierten Individualverkehr eine untergeordnete Rolle. Dies begründet sich zum einen mit den höheren Kosten einer Tankstelleninfrastruktur für Wasserstofffahrzeuge, als auch dem geringeren Gesamtwirkungsgrad dieser Antriebstechnologie. Ausschlaggebend ist jedoch die Tatsache, dass Wasserstoff auch nach 2045 in begrenztem Umfang zur Verfügung steht. Beispielsweise ist der Einsatz von Wasserstoff in einigen Bereichen des Industriesektors alternativlos. Folglich wird der verfügbare Wasserstoff dringlicher in diesen Bereichen benötigt und steht daher dem Verkehrssektor nicht rechtzeitig in ausreichendem Umfang zur Verfügung. Zusätzlich haben batterieelektrische Fahrzeuge mit der Möglichkeit des bidirektionalen Ladens (Vehicle-to-Grid) einen zusätzlichen systemischen Nutzen. Wie in Kapitel 4.6 dargelegt wurde, sind BEV dadurch eine weitere Option des Energiesystems zur flexiblen Steuerung von Stromangebot und -nachfrage.

Verglichen mit dem Individualverkehr erfolgt die Umstellung im straßengebundenen Güterverkehr von konventionellen hin zu erneuerbaren Antriebstechnologien verzögert und in reduzierten Umfang. Bis zum Jahr 2030 steigt der Anteil batterieelektrischer Fahrzeuge auf 5 % („Beharrung“) bis 21 % („Robust“) an (siehe Abbildung 31). Trotz steigender Verfügbarkeiten von SynFuel-Importen nach 2030 erweist sich die direkte Elektrifizierung aus systemischer Sicht als kostengünstigste Option zur Dekarbonisierung des Güterverkehrs. Entsprechend nimmt der Anteil der batterieelektrischen Fahrzeuge in allen Szenarien nach 2030 spürbar zu. Der Elektrifizierungsgrad liegt im Jahr 2045 zwischen 67 % im Szenario „Beharrung“ und 94 % im Szenario „Robust“. Dabei ist der hohe Anteil der elektrischen Fahrzeuge im Szenario „Robust“ auf die begrenzten Verfügbarkeiten von SynFuel-Importen zurückzuführen. Entsprechend muss hier die Abhängigkeit von Flüssigkraftstoffen frühzeitig reduziert werden. Die Anzahl batterieelektrischer Lastkraftfahrzeuge steigt deutlicher als in den übrigen Szenarien und liegt im Jahr 2045 bei 6,3 Mio. Fahrzeugen.

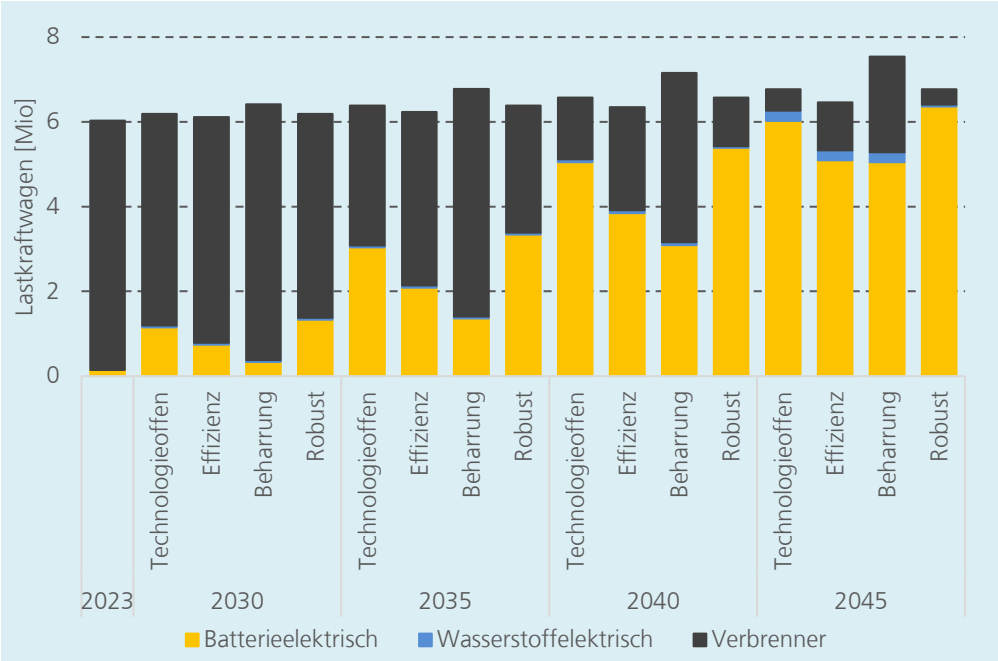


Abbildung 31: Anzahl zugelassener Lastkraftwagen nach Antriebstechnologie in den vier untersuchten Szenarien.

Auch im Güterverkehr nimmt Wasserstoff als Energiequelle eine untergeordnete Rolle ein. Dafür sind die gleichen Gründe zu nennen wie bereits im Abschnitt zum Individualverkehr. In Regionen mit entsprechender Infrastruktur sowie für ausgewählte Anwendungsfälle kann Wasserstoff daher eine sinnvolle, aber zusätzliche Option zur Elektrifizierung darstellen.

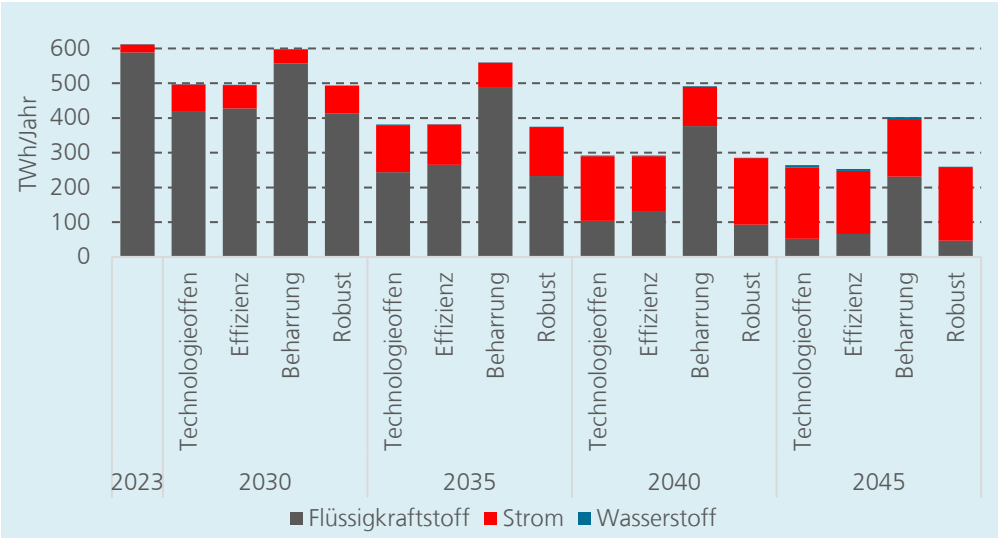


Abbildung 32: Endenergiebedarfe nach Energieträger des straßengebundenen Personen- und Güterverkehrs der vier untersuchten Szenarien.

Die Transformation des Individual- und Güterverkehrs führt zu einem Rückgang des Endenergiebedarfs im Verkehrssektor (siehe Abbildung 32). Dabei ist die Bedarfsreduzierung abhängig vom Ambitionsniveau des jeweiligen Szenarios. Der Endenergiebedarf des Verkehrssektor sinkt in den Szenarien „Technologieoffen", „Effizienz" und „Robust" bis zum Jahr 2030 um 17 %. Dieser Rückgang ist trotz eines steigenden Mobilitätsbedarfs möglich, da die Elektrifizierung mit Effizienzsteigerungen einhergeht. Durch die anhaltende Durchdringung der Elektromobilität sinkt der Endenergiebedarf bis zum Jahr 2045 in den Szenarien „Technologieoffen", „Effizienz" und „Robust" auf etwa 40 % des Ni-

veaus des Jahres 2023. Der Anteil des Stroms am Endenergiebedarf des Verkehrssektor nimmt stetig zu und erreicht im Jahr 2045 einen Anteil von 72 % bis 82 %.

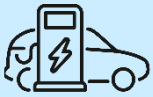
Tabelle 7: Zusammensetzung flüssiger Kraftstoffe für den Verkehrssektor (inkl. Luft- und Schiffsverkehr) im Jahr 2030 und 2045 für die vier untersuchten Szenarien.

		Fossiler Import	PtL	Synth. Import	Biomasse	Gesamt
2030	Technologieoffen	95%	<1%	<1%	4%	541 TWh
	Effizienz	94%	<1%	<1%	5%	524 TWh
	Beharrung	93%	2%	<1%	4%	679 TWh
	Robust	94%	<1%	<1%	5%	535 TWh
2045	Technologieoffen	4%	12%	46%	38%	206 TWh
	Effizienz	<1%	4%	65%	30%	144 TWh
	Beharrung	3%	9%	64%	24%	384 TWh
	Robust	8%	14%	25%	52%	200 TWh

Durch die mangelnde Akzeptanz für erneuerbare Antriebstechnologien im Szenario „Beharrung“ werden zukünftig auch im Straßenverkehr große Mengen Flüssigkraftstoffe benötigt. In Tabelle 7 ist die Zusammensetzung flüssiger Kraftstoffe im Verkehrssektor der vier Szenarien dargestellt. Dabei zeigt sich, dass im Szenario „Beharrung“ 64 % der Flüssigkraftstoffe aus Importen stammen. Dies erhöht nicht nur die Abhängigkeit von Exportländern. Die Nutzung von Flüssigkraftstoffen im Individualverkehr führt ebenfalls dazu, dass die die Kosten für die individuelle Mobilität zwischen den Technologien stark variieren. In der Infobox wird ein Kostenvergleich der mit der Wahl des Energieträgers verbundenen Ausgaben für die individuelle Mobilität dargestellt. Aufgrund der hohen Gestehungskosten von SynFuel und der geringeren Effizienz konventioneller Antriebe liegen die Kosten für die individuelle Mobilität bei mit SynFuel betriebenen Fahrzeugen mit konventionellen Antrieben etwa um den Faktor zwei bis fünf über denen von batterieelektrischen Fahrzeugen.

Infobox – Zukünftige Betriebskosten des motorisierten Individualverkehrs

Bei einem Strompreis von 10 €ct/kWh (PV-Anlage) bis 42 €ct/kWh (Netzbezug) und einem Verbrauch von 18 kWh/100 km ergeben sich für eine Reichweite von 500 km für batterieelektrische Fahrzeuge Kosten zwischen 9,00 € und 37,80 €.



Bei Importkosten von 233 €/MWh ergibt sich ohne die Berücksichtigung der Mineralölsteuer ein Preis von 2,83 €/L. Mit einem Verbrauch von 6 l/100km ergeben sich für eine Reichweite von 500 km für Verbrennungsmotoren Kosten von 85,04 €.

4.9 Gebäudesektor

- In allen Szenarien sinkt die Endenergienachfrage für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser durch Energieträgerwechsel und Gebäudesanierung bis zum Jahr 2045 um 45 % bis 55 % gegenüber dem Jahr 2023.
- Der direkte Elektrifizierungsgrad der Wärmebereitstellung steigt in allen Szenarien deutlich auf 33 % („Beharrung") bis 48 % („Robust") an, während die Rolle von Wasserstoff mit maximal 13 TWh und 1 % bis 3 % am Endenergieverbrauch nahezu vernachlässigbar ist.
- Bis 2045 werden Heiztechnologien betrieben mit Öl, Gas und Biomasse hauptsächlich durch Wärmepumpen (30 % bis 60 % der Anschlüsse) und Fernwärme (18 % bis 21 % der Anschlüsse) ersetzt. Im Szenario „Beharrung" bleiben bis zum Jahr 2045 mehr als 30 % der Gaskessel bestehen, welche mit synthetischem und biologischem Gas betrieben werden (176 TWh in 2045).
- Fernwärme wird zu 60 % bis 80 % durch Großwärmepumpen erzeugt und durch BECCS/BCR, Solarthermie und Gas-KWK ergänzt.
- Wärmepumpen sind in allen Regionen die führende Technologie. Regionale Unterschiede zeigen sich bei Fernwärme und Biomasse: In Berlin und Brandenburg werden im Jahr 2045 mehr als 27 % der Anschlüsse über Fernwärme versorgt. Biomasse findet nur noch in begrenztem Umfang in Regionen mit großem Potenzial wie Bayern, Baden-Württemberg oder Nordrhein-Westfalen Anwendung.

Der Gebäudesektor macht im Jahr 2022 etwa 35 % des Endenergiebedarfs und 30 % der nationalen CO_2-Emissionen aus [31, 36]. Zur Reduktion der Treibhausgasemissionen im Gebäudesektor gibt es zwei Hebel: Zum einen die Reduktion des Endenergiebedarfs, zum Beispiel durch eine energetische Gebäudesanierung, oder durch Suffizienzmaßnahmen wie das Absenken der Solltemperatur oder der Nutzung einer geringeren Wohnfläche pro Person. Zum anderen muss eine Dekarbonisierung der Endenergiebereitstellung durch einen Fuel-Switch erreicht werden.

Gebäudewärme wird in REMod über dezentrale Heizsysteme oder über einen Fernwärmeanschluss abgebildet. Dezentrale Heizsysteme sind Gaskessel, Ölkessel, Biomassekessel, Wasserstoffkessel, Blockheizkraftwerke (BHKW) und Wärmepumpen. In der Fernwärme wird die Wärme durch gas- und wasserstoffbetriebene KWKs, durch Großwärmepumpen und durch Geothermie bereitgestellt. Modellendogen wird durch REMod der Grad und die Tiefe der energetischen Gebäudesanierung sowie der Heiztechnologiewechsel bestimmt. Auch die Zusammensetzung des Energieträgermixes gasförmiger Energieträger sowie der Fernwärme ist ein modellendogenes Ergebnis. Für die energetische Sanierung stehen dem Modell zwei Sanierungstiefen angelehnt an das Gebäudeenergiegesetz (GEG) zur Verfügung: „Effizienzhaus 40" und „Effizienzhaus 55", welche modellendogen optimiert werden.

Die Bereitstellung von Gebäudewärme basiert heute hauptsächlich auf Erdgas und Öl als Energieträgern (siehe Abbildung 33). Über alle Szenarien hinweg zeigt sich jedoch, dass konventionelle Technologien bis 2045 weitreichend durch erneuerbare Wärmebereitstellungstechnologien ersetzt werden. Dabei liegt der Fokus auf der flächendeckenden Verbreitung von Wärmepumpen, welche im Jahr 2045 einen Anteil etwa 60 % der Anschlüsse ausmachen („Technologieoffen", „Effizienz", „Robust", siehe Abbildung 34). Dadurch steigt die Elektrifizierungsrate der Wärmebereitstellung auf 33 % bis 48 % an. Lediglich im Szenario „Beharrung" basieren im Jahr 2045 noch mehr als 30 % der Anschlüsse auf Gasheizungen. Methangas zum Betrieb dieser Heizsysteme kann dann nur noch über Biomasse, Power-to-Gas-Anlagen und synthetische Importe bezogen werden (siehe Kapitel 4.4). Aufgrund der höheren Bezugskosten dieser Energieträger kann dies mit deutlichen Kostensteigerungen für die Verbraucher verbunden sein.

Die Fernwärme kann einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung der Gebäudewärme darstellen, beispielsweise in dicht besiedelten Wohngebieten mit Mehrfamilienhäusern. Die Ergebnisse legen nahe, dass der Ausbau der Fernwärme auch aus systemischer Sicht sinnvoll ist. Der Anteil der Fernwärmeanschlüsse steigt von etwa 13 % im Jahr 2023 auf 18 % bis 21 % im Jahr 2045. Fernwärme wird dann zwischen 100 TWh und 110 TWh der Wärmenachfrage bereitstellen. Dabei wird sich zukünftig die Zusammensetzung der Fernwärme deutlich ändern. Während heute ein Großteil der Fernwärme auf Methangas basiert, werden zukünftig bis zu 80 % der Fernwärme über Großwärmepumpen bereitgestellt. Zusätzlich können NET wie BECCS und BCR bis zu 10 % des Fernwärmebedarfs decken.

Dezentrale Biomassekessel sind in allen Szenarien stark rückläufig. Der Grund liegt in der begrenzten Verfügbarkeit der Biomasse und der vielseitigen Einsatzmöglichkeiten. In einem klimaneutralen Energiesystem wird Biomasse hauptsächlich zur Biogas- und Biokraftstoffproduktion, in geringem Umfang auch für NET, benötigt. Im Gebäudesektor, wo eine Vielzahl an klimaneutralen Technologien zur Verfügung steht, sollte daher auf die Nutzung von Biomasse weitestgehend verzichtet und stattdessen auf eine Elektrifizierung gesetzt werden. Wasserstoff spielt ebenfalls eine untergeordnete Rolle bei der Bereitstellung von Gebäudewärme (1 % bis 3 %). Zwar sind vereinzelt Anwendungsfälle denkbar. Aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von H_2 und den hohen Bedarfen des Industriesektors stellt Wasserstoff jedoch keine flächendeckende Alternative zur Elektrifizierung des Gebäudesektors dar.

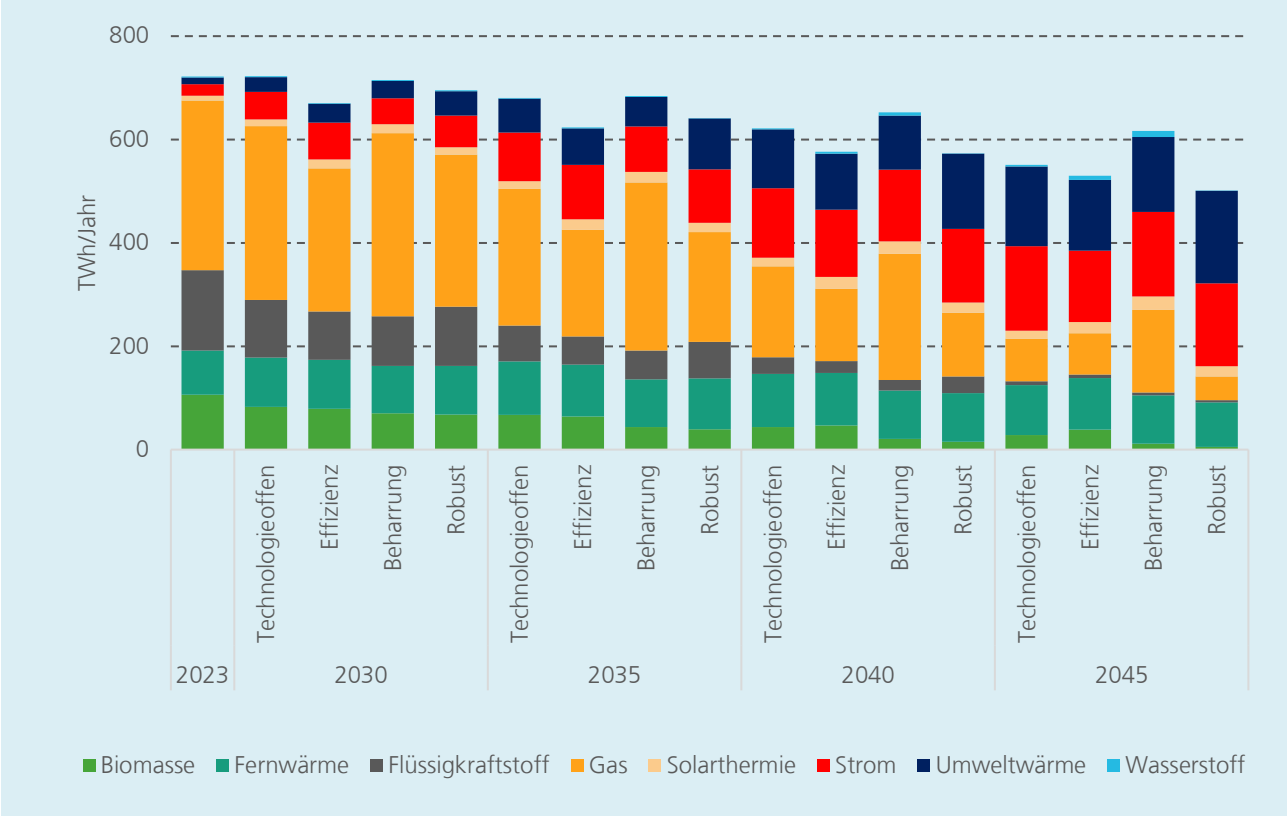


Abbildung 33: Endenergienachfrage zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung im Gebäudesektor der vier untersuchten Szenarien.

Der Endenergiebedarf zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung[13] sinkt durch diesen Transformationsprozess bis zum Jahr 2045 um etwa 45 % („Technologieoffen" und „Effizienz") bis 55 % im Szenario „Robust" (siehe Abbildung 33). Dies ist zum einen auf die mit der Elektrifizierung einhergehende Effizienzsteigerung zurückzuführen. Insbesondere im Szenario „Robust", wo der stärkste Ausbau von Wärmepumpen stattfindet, ist der Beitrag der Umweltwärme mit knapp 200 TWh im Jahr 2045 besonders hoch.

Abbildung 34: Anteile der verschiedenen Heiztechnologien in den vier untersuchten Szenarien bis zum Jahr 2045.

Darüber hinaus tragen Sanierungsmaßnahmen zu einer Reduzierung des Endenergiebedarfs bei. Die Sanierungsrate wird modellendogen optimiert und liegt in den Szenarien „Technologieoffen", „Effizienz" und „Robust" zwischen 1,7 und 1,9 %. Dabei wird weitestgehend das Sanierungsniveau „Effizienzhaus 55" angestrebt. Im Szenario „Robust" wird zusätzlich bis 2045 bei etwa 7 % der Gebäude das Sanierungsniveau „Effizienzhaus 40" erreicht. Dies zeigt, dass die Gebäudesanierung trotz hoher Kosten einen wichtigen Beitrag zu einem klimaneutralen Gebäudesektor leisten kann. Die begrenzte

[13] Ein Anteil des Strombedarfs für „klassische" Stromanwendungen (Kochen, elektrische Geräte, etc.) in Höhe von etwa 200 TWh/Jahr wird nach KSG ebenfalls dem Gebäudesektor zugeordnet. Diese Auswertung bezieht sich jedoch lediglich auf den Energiebedarf zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung. Der Beitrag der Umweltwärme wird in der Berechnung der Entwicklung des Endenergiebedarfs ebenfalls nicht berücksichtigt.

Sanierungsrate von 1 % führt im Szenario „Beharrung“ dazu, dass der Endenergiebedarf bis zum Jahr 2045 um lediglich 34 % abnimmt.

Die Entwicklung der Wärmebereitstellung der Regionen ist bedingt durch die Größe der Region, die Einwohnerdichte, den Gebäudebestand, die aktuelle Technologiezusammensetzung sowie die zukünftig in den jeweiligen Regionen verfügbaren Energieträger. Absolut weist Nordrhein-Westfalen (117 TWh) im Jahr 2045 den höchsten Endenergiebedarf für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser auf, gefolgt von Bayern (100 TWh), Baden-Württemberg (78 TWh) und Niedersachsen/Bremen (75 TWh). Dabei wird Strom sowie die Nutzung von Umweltwärme in allen Regionen zukünftig die wichtigste Rolle in der Wärmebereitstellung einnehmen, während sich der Anteil von Gas und Öl Regionen-übergreifend auf 10 % bis 20 % des heutigen Niveaus reduziert.

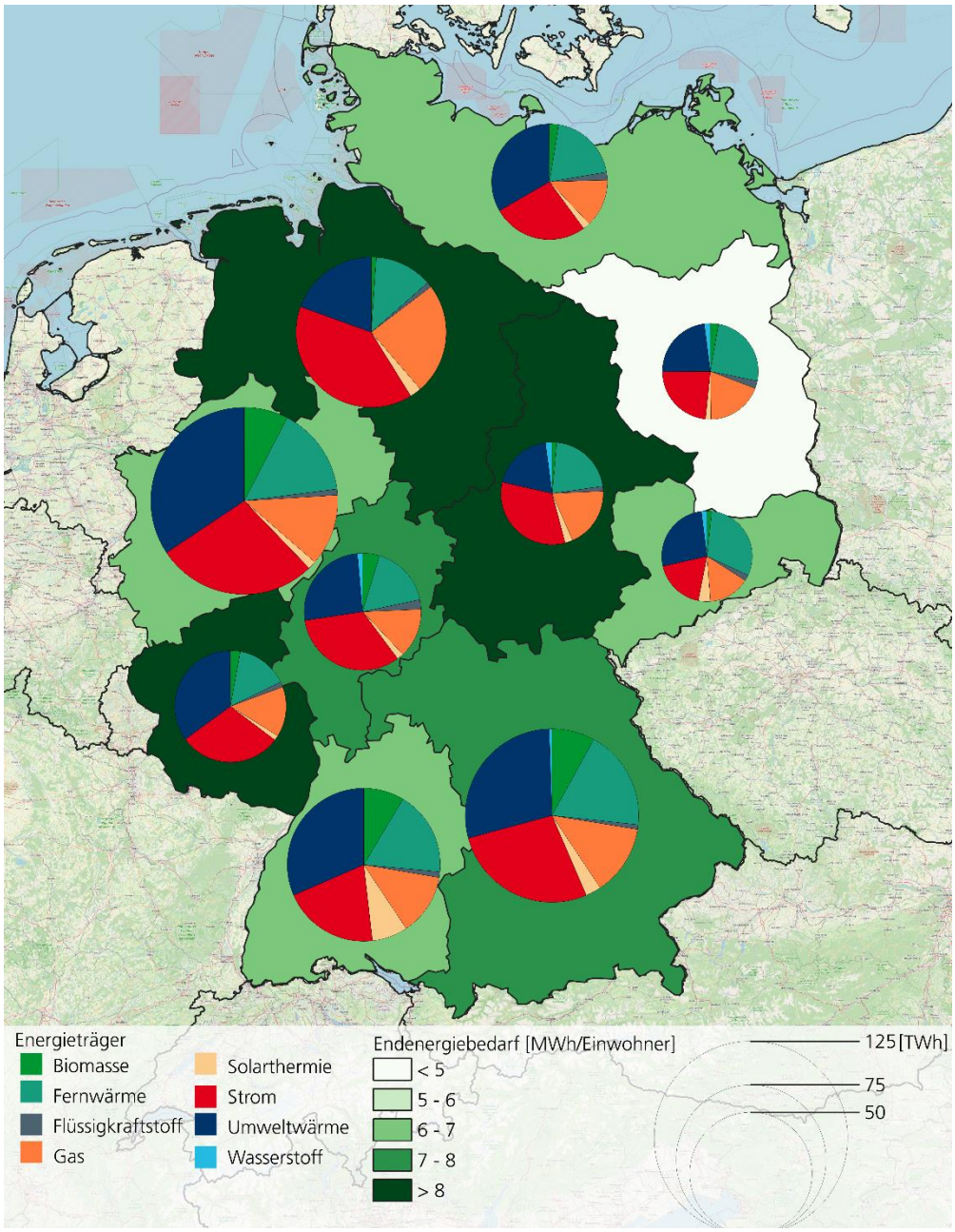


Abbildung 35: Endenergiebedarf für die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung im Jahr 2045 des Szenarios „Technologieoffen“.

4.10 Emissionen

- Eine sektorübergreifende Erreichung der THG-Ziele ist in allen Szenarien möglich. Im Jahr 2045 verbleiben, neben geringen Restemissionen in der Industrie und der internationalen Luft- und Schifffahrt, ausschließlich die schwervermeidbaren Emissionen.
- Negative Emissionen sind notwendig, um schwervermeidbare sowie Restemissionen auszugleichen und THG-Neutralität zu erreichen. DACCS und BECCS scheiden 2045 im Szenario „Technologieoffen" zusammen 25 Mt CO_2 ab und benötigen dafür 12 TWh Strom bzw. 31 TWh Biomasse.
- BCR kann als Technologie mit hohem Reifegrad bereits vor 2035 zum Einsatz kommen und eignet sich besonders als dezentrale Lösung.
- Ein auf konventionellen Technologien fokussiertes Energiesystem im Szenario „Beharrung" muss zu den schwervermeidbaren Emissionen etwa 20 % Restemissionen aus dem Verkehrs- und Industriesektor durch NET abscheiden.
- DACCS wird zu 90 % in den Küstenregionen zugebaut, welche große Stromüberschüsse durch den hohen Anteil der Windenergie aufweisen. BECCS kommt in Regionen mit hohem Biomasseaufkommen wie Bayern und Nordrhein-Westfalen zum Einsatz.

Negative Emissionen bezeichnen die dauerhafte Entnahme von Treibhausgasen aus der Atmosphäre. Negativemissionstechnologien, im KSG als „Technische Senke" bezeichnet, können schwer vermeidbare Residualemissionen ausgleichen und helfen THG-Neutralität zu erreichen. Beispiele hierfür sind Methanemissionen in der Landwirtschaft oder prozessbedingte Emissionen in der Zementindustrie. Zum anderen sind negative Emissionen notwendig, um die THG-Konzentration in der Atmosphäre wieder zu senken, wenn das globale 1,5 °C oder 2 °C-konforme THG-Budget temporär überschritten wird [40]. Das deutsche Klimaschutzgesetz berücksichtigt negative Emissionen bereits [41], da zum einen das für 2045 gesetzte Ziel THG-Neutralität nur mit negativen Emissionen erreichbar ist, und zum anderen nach 2050 explizit netto-negative THG-Emissionen erreicht werden sollen [16].

Abbildung 36 stellt die Entwicklung der CO_2-Emissionen der vier betrachteten Szenarien dar. Hierbei werden die Residualemissionen, die sektoralen Emissionen sowie die negativen Emissionen durch den Sektor LULUCF sowie durch technische Senken dargestellt. Die Residualemissionen reduzieren sich gemäß der getroffenen Annahme von 100 Mt CO_2-Aq. in 2030 auf rund 60 Mt CO_2-Aq. in 2045. Während die Residualemissionen im Jahr 2030 einen Anteil um die 20% an den positiven Gesamtemissionen machen, steigt dieser Anteil auf nahezu 100%. Die energiebedingten Emissionen zeigen gemäß den gesetzten Rahmenbedingungen einen fast vollständigen Rückgang der CO_2-Emissionen bis zum Jahr 2045 in allen vier betrachteten Szenarien. Aufgrund der Annahme eines geringeren THG-Budgets im Szenario „Effizienz" findet die Dekarbonisierung hier deutlich vorgezogen statt. Bereits im Jahr 2030 liegen die Emissionen rund 50 Mt und damit knapp 14 % unter dem Szenario „Technologieoffen". Im Jahr 2045 liegen die Emissionen zwischen einer und sechs Mt CO_2-Aq. Zur vollständigen Erreichung der Treibhausgasneutralität werden diese sowie die verbleibenden schwervermeidbaren Restemissionen durch NET kompensiert (siehe unten). Insgesamt zeigen sich drei Auffälligkeiten bei der sektoralen Betrachtung der vier Szenarien:

1) Die Emissionen des straßengebundenen Verkehrs machen im Szenario „Beharrung" im Vergleich zu den anderen Szenarien in den Jahren 2040 und 2045 mit mehr als 40 % den Großteil der energiebedingten Emissionen aus. Dies ist auf die ablehnende Haltung gegenüber batterieelektrischen Fahrzeugen zurückzuführen.

2) Der Sektor Energiewirtschaft wird in den Szenarien „Effizienz“ und „Beharrung“ am schnellsten dekarbonisiert und trägt im Jahr 2035 zu lediglich 10 % bis 14 % der energiebedingten Emissionen bei. Im Szenario „Effizienz“ ist dies auf das höhere Ambitionsniveau beim Ausbau der Erneuerbaren Energien zurückzuführen. Im Szenario „Beharrung“ steigt durch die verzögerte und in Teilen ausbleibende Elektrifizierung der Dekarbonisierungsdruck auf die Energiewirtschaft, um die Klimaziele erreichen zu können.

3) Die verbleibenden Emissionen im Jahr 2045 teilen sich neben den schwervermeidbaren Restemissionen in allen Szenarien größtenteils auf die Sektoren Industrie sowie internationale Luft- und Schifffahrt auf.

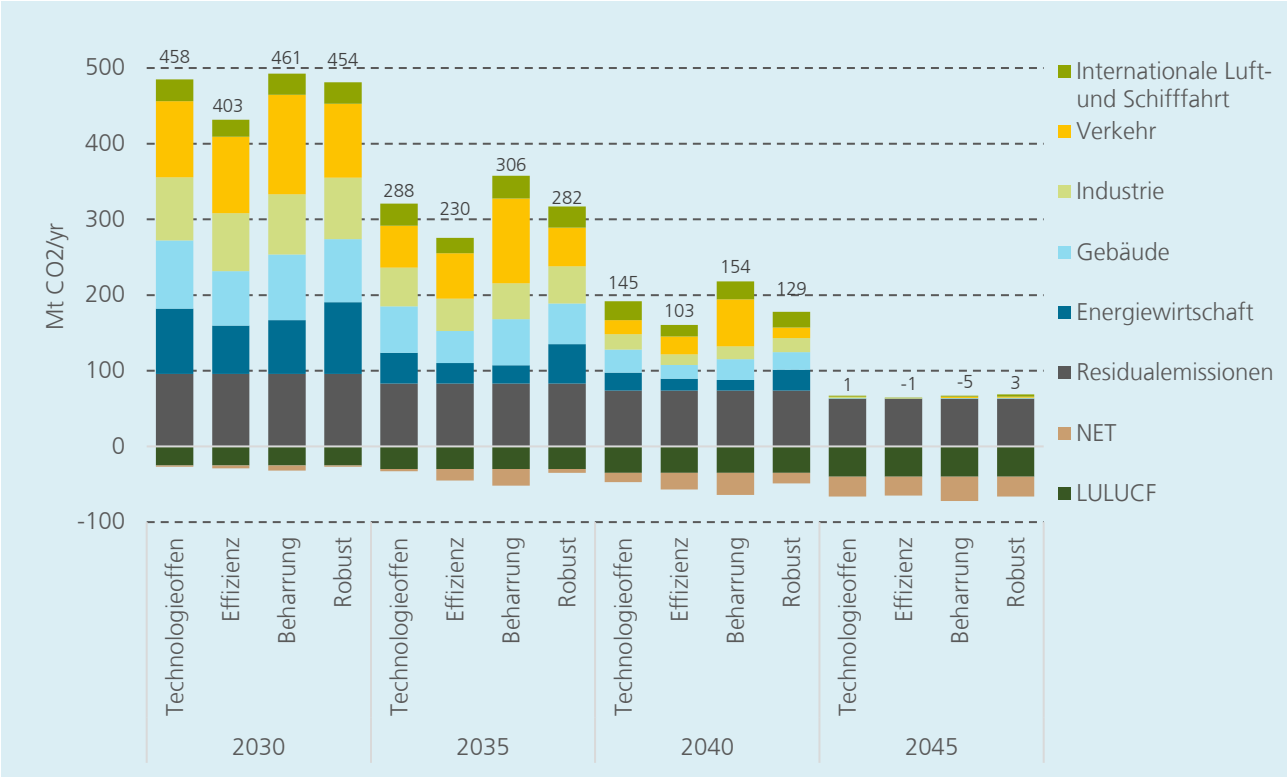


Abbildung 36: Entwicklung der THG-Emissionen in den vier untersuchten Szenarien. Residualemissionen umfassen hier Emissionen in der Land- und Abfallwirtschaft, sowie prozessbedingte Emissionen. Die ausgewiesenen Zahlenwerte weisen das Emissionssaldo (positive Emissionen minus negative Emissionen) aus.

Verschiedene Techniken kommen zum Erzielen von negativen Emissionen in Frage: zum einen technologische Optionen, wie CO_2-Direktabscheidung aus der Luft und -Speicherung (engl. Direct Air Carbon Capture and Storage, DACCS), Verbrennung von Biomasse mit CO_2-Abscheidung und -Speicherung (engl. Bioenergy Carbon Capture and Storage, BECCS) oder Pyrolyse von Biomasse zu Pflanzenkohle (engl. Biochar Carbon Removal, BCR) [41]. Zum anderen können z.B. durch Aufforstung, Wiedervernässung von Mooren oder beschleunigte Verwitterung negative Emissionen erzielt werden. In dieser Studie werden in der Systemoptimierung die technologischen Optionen DACCS, BECCS und BCR berücksichtigt. Dabei handelt es sich um flexibel betriebene DACCS-Anlagen und Biomasse-Verbrennung (BECCS) bzw. -Pyrolyse (BCR) mit Auskopplung von Fernwärme. Zusätzlich wird die Annahme getroffen, dass im Sektor LULUCF eine THG-Senke entsteht, die von 25 Mt CO_2-Äq im Jahr 2030 auf 40 Mt CO_2-Äq im Jahr 20245 steigt, entsprechend den Zielwerten im KSG [16].

Abbildung 37 zeigt die Entwicklung der negativen Emissionstechnologien. In den Szenarien „Technologieoffen“, „Effizienz“ und „Robust“ werden im Jahr 2045 25 Mt CO_2

durch NET abgeschieden. Dies entspricht etwa dem Umfang der schwer-vermeidbaren Emissionen, welche nicht durch den LULUCF-Sektor kompensiert werden. Die Technologieauswahl setzt sich in allen Szenarien zu etwa gleichen Teilen aus DACCS und BECCS zusammen. Lediglich im Szenario „Robust" ist aufgrund der begrenzten Biomasseverfügbarkeit eine verstärkte Tendenz zu DACCS erkennbar. Im Szenario „Beharrung" ist im Jahr mit 32 Mt CO_2 der höchste Ausgleich ausgestoßener CO_2-Emissionen notwendig. Es besteht also zusätzlicher Kapazitätsbedarf von NET, um CO_2 über die schwer-vermeidbaren Emissionen hinaus abzuscheiden. Die angenommene Beharrung auf konventionellen Technologien führt also in direkter Konsequenz dazu, dass zusätzliche Kosten für den Ausbau von NET aufkommen.

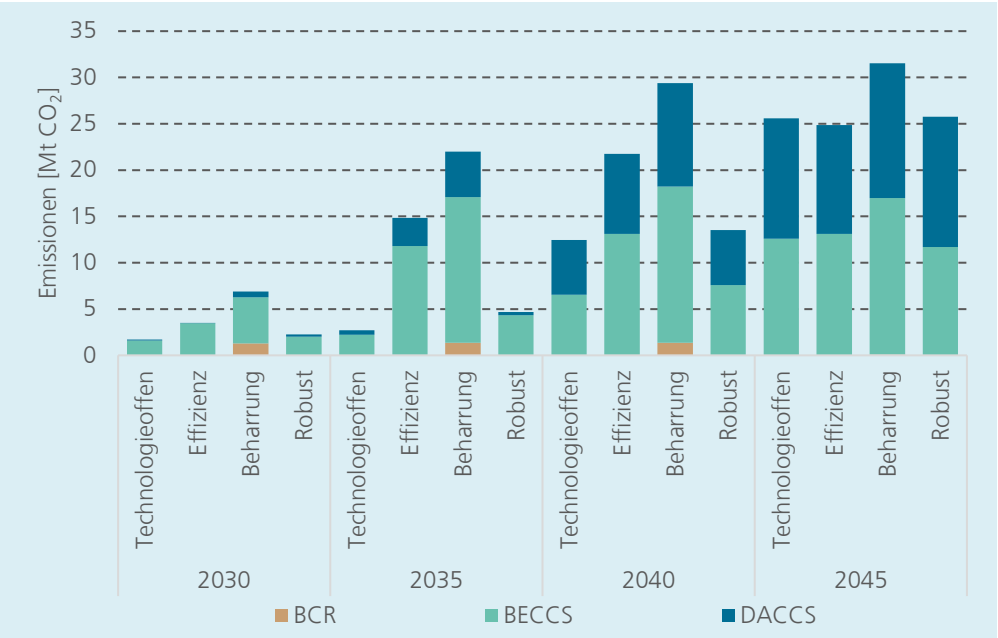


Abbildung 37: Abgeschiedene CO_2-Emissionen der drei NET-Technologien für die vier untersuchten Szenarien.

In allen Szenarien kommen bevorzugt BECCS und DACCS zum Einsatz. Die über DACCS abgeschiedenen Emissionen entsprechen einem Strombedarf von 12 TWh („Technologieoffen") bis 17 TWh („Beharrung"). Dabei werden die DACCS-Anlagen flexibel in Zeiten mit hoher Auslastung der Erneuerbaren Energien betrieben. Der Strom wird für die Ventilatoren zum Einsaugen der Luft und zum Ausheizen der Sorptionsmittel benötigt. Mehr als 90 % aller DACCS-Anlagen werden in den nördlichen Bundesländern mit Zugang zur Offshore-Windkraft installiert. Besonders hier entstehen große Stromüberschüsse, die für das Betreiben von DACCS-Anlagen genutzt werden können. Durch das Betrieben von DACCS-Anlagen als flexible Stromabnehmer können somit Abregelungen reduziert werden.

Die über BECCS abgeschiedenen Emissionen entsprechen einem Biomasseverbrauch von 29 TWh („Robust") bis 41 TWh („Beharrung"). Dabei kommt der zusätzliche systemische Nutzen der Technologie zum Tragen. Neben den abgeschiedenen Emissionen werden über BECCS im Jahr 2045 etwa 9 TWh bis 13 TWh Strom und 10 TWh bis 14 TWh Fernwärme bereitgestellt. Die BECCS-Technologie ist auf Biomasse angewiesen. Entsprechend ist der Einsatz von BECCS vor allem in Bundesländern mit großem Biomassepotenzial vorgesehen. Insbesondere Thüringen, Nordrhein-Westfalen, Bayern und Baden-Württemberg sind daher zukünftig mögliche Standorte.

BCR kann als Technologie mit hoher Marktreife bereits vor 2030 zum Einsatz kommen. Davon wird jedoch lediglich im Szenario „Beharrung“ Gebrauch gemacht. Hier ist der Bedarf an negativen Emissionen aufgrund der fortwährenden Nutzung brennstoffbasierter Technologien bereits vor 2030 so hoch, dass nicht auf die Verfügbarkeit von BECCS und DACCs gewartet werden kann. Das bedeutet aber nicht, dass BCR den anderen Technologien unterlegen ist. Insbesondere in ländlicheren Gebieten ohne große, konzentrierte Wärmebedarfe und verfügbare CO_2-Netze kann BCR einen Standortvorteil gegenüber BECCS aufweisen.

4.11 Kosten

- Die Kosten für die Transformation im Vergleich zum Fortschreiben des heutigen Systems belaufen sich im Szenario »Technologieoffen« im Mittel über die nächsten 25 Jahre auf rund 54 Mrd. € pro Jahr. Das entspricht rund 1,2 % des heutigen Bruttoinlandprodukts.
- In den Jahren 2030 bis 2040 werden mit rund 250 Mrd. € pro Jahr die höchsten Investitionen in die Transformation des Energiesystems sowie die dafür notwendige Infrastruktur benötigt.
- Durch Nachfragereduktion im Szenario „Effizienz" können die Gesamtkosten des Energiesystems bis zum Jahr 2045 um 550 Mrd. € gegenüber dem Szenario „Technologieoffen" reduziert werden.
- Ein beharrendes Verhalten führt zu einer ähnlichen Kostensteigerung wie der Aufbau eines robusten Energiesystems, das resilienter gegenüber geopolitischen Einflüssen und Klimaveränderungen ist.
- Im Szenario »Technologieoffen« ergeben sich für die Jahre 2024 bis 2045 mittlere CO_2-Vermeidungskosten von knapp 210 € pro Tonne CO_2, im Szenario »Effizienz« knapp 95 € pro Tonne CO_2 und im Szenario »Beharrung« 330 €.

Zur Quantifizierung der Kosten der Transformation des Energiesystems werden diese im folgenden Abschnitt aufgeschlüsselt.[14] Die benötigten Investitionen (CAPEX) und die Wartungs- und Betriebskosten (OPEX) für den Umbau, Ausbau und Betrieb des Energiesystems werden dafür zwischen den Szenarien verglichen. So wird der Einfluss der verschiedenen Transformationspfade auf die damit verbundenen Kosten für die Energiewende aufgezeigt. Abgebildet sind alle Investitionen, die in den Sektoren Energiewirtschaft, Gebäude, Industrie und Verkehr anfallen. Die Kosten beinhalten nicht nur Klimaschutzinvestitionen, welche zur Absenkung der THG-Emissionen beitragen, sondern Investitionen für alle im Modell abgebildeten Technologien und somit auch die Investitionen in konventionelle, brennstoffbasierte Technologien und die ohnehin anfallenden Ersatzinvestitionen. Für einige Investitionsgüter wie z.B. Übertragungsnetze, Mittelspannungsnetze und Verteilnetze sind Investitionen überschlägig berücksichtigt. Gar nicht enthalten sind Kosten für Infrastrukturmaßnahmen, die nicht unmittelbar Energie- oder Emissionswirkungen haben, wie z.B. nicht energetisch wirksame Gebäudesanierungen oder Hafen- und Straßeninfrastrukturmaßnahmen. Dagegen sind beispielsweise sämtliche Autokäufe, da sie unmittelbar Einfluss auf Emissionen haben, berücksichtigt; diese verursachen allein schon 33 % der Investitionen.

Um eine Einordnung der Transformationskosten durchzuführen, werden die Kosten des heutigen Energiesystems berechnet, und zwar unter der Annahme, dass dieses bis 2045 unverändert weiter betrieben wird. Dieses System verändert demnach seine Struktur nicht und es werden lediglich Ersatzinvestitionen getätigt, um den aktuellen Bestand aller Anlagen zu erhalten. Im Jahr 2045 weist es daher eine ähnliche Endenergienachfrage und CO_2-Emissionen wie das heutige Energiesystem auf, wobei die gleichen Nachfrageentwicklungen wie in den vier Szenarien angenommen wurden. Durch das Fortschreiben des aktuellen Energiesystems wird das Ziel der Klimaneutralität verfehlt. Bei der Kostenermittlung werden wieder ausschließlich OPEX- und CAPEX-Kosten berücksichtigt, nicht aber Zahlungen, die durch eine Bepreisung von CO_2-Emissionen entstehen würden. Dieses Vorgehen ermöglicht es, durch den Vergleich der Gesamtkosten dieses Szenarios mit den vier betrachteten Klimaschutzszenarien mittlere CO_2-Vermeidungskosten zu errech-

[14] Einzelne Zahlenwerte in dem Kapitel 4.11 Kosten wurden im April 2025 korrigiert.

nen. Diese ergeben sich aus dem Verhältnis der Kostendifferenz zwischen einem der Klimaschutzszenarien und diesem Referenzszenario über den gesamten Betrachtungszeitraum und der entsprechenden Differenz an Treibhausgasemissionen.

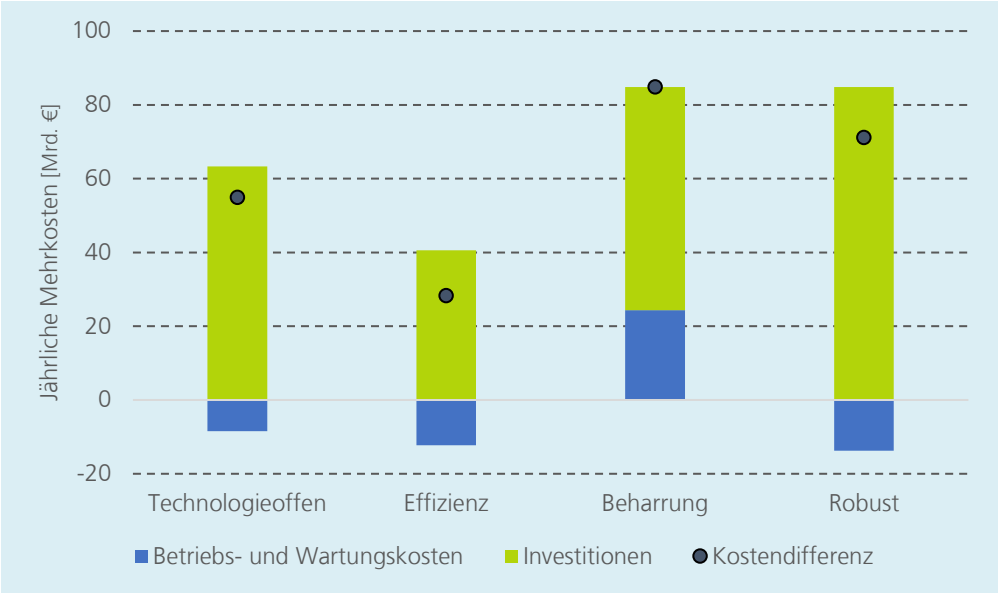


Abbildung 38: Durchschnittliche jährliche Mehrkosten der vier untersuchten Szenarien von 2025 bis 2045 verglichen mit dem Fortschreiben des bestehenden Energiesystems des Jahres 2024.

In Abbildung 38 ist die durchschnittliche, jährliche Kostendifferenz zwischen den vier untersuchten Szenarien und dem fortgeführten System dargestellt. Es zeigt sich, dass der Umbau des Energiesystems hin zur Klimaneutralität mit jährlichen Mehrkosten von rund 54 Mrd. € im Szenario „Technologieoffen" verbunden ist, was 1,2% des Bruttoinlandsprodukts entspricht [42]. Durch einen Fokus auf Effizienz und das Erschließen von Einsparpotenzialen in der Energienachfrage können diese jährlichen Mehrkosten auf knapp 28 Mrd. € reduziert werden. Der Differenzbetrag in den Szenarien „Beharrung" und „Robust" liegt bei rund 70 Mrd. € bis 85 Mrd. € pro Jahr.

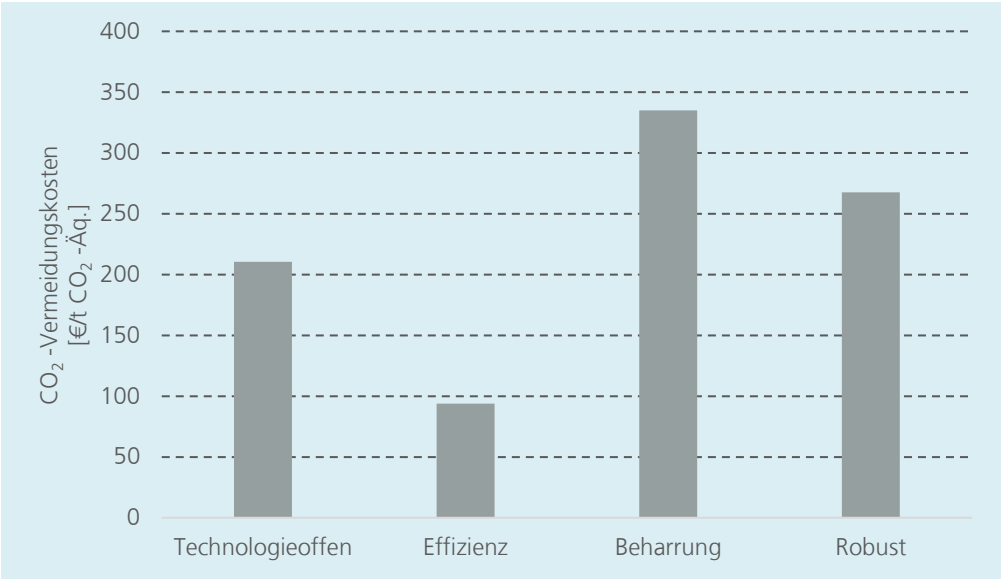


Abbildung 39: Im Mittel der Jahre 2024 bis 2045 resultierende CO_2-Vermeidungskosten.

Im Szenario „Technologieoffen“ betragen die mittleren CO_2-Vermeidungskosten 210 €/t CO_2, während sie in den Szenarien „Beharrung“ und „Robust“ mit 335 €/t CO_2 bzw. 267 €/t CO_2 deutlich höher liegen (siehe Abbildung 39). Im Szenario „Effizienz“ sind sie mit 94 €/t CO_2 hingegen deutlich niedriger. Den Vermeidungskosten können die gesellschaftlichen Kosten des Klimawandels durch umweltbedingte Gesundheits- und Materialschäden, Ernteausfälle und Schäden an Ökosystemen gegenübergestellt werden. Diese werden vom Umweltbundesamt bei einer Höhergewichtung der Wohlfahrt der heutigen Generationen auf 240 €/t CO_2 bis 300 €/t CO_2, bei einer Gleichgewichtung sogar auf 830 €/tCO_2 bis 910 €/t CO_2 beziffert [43].

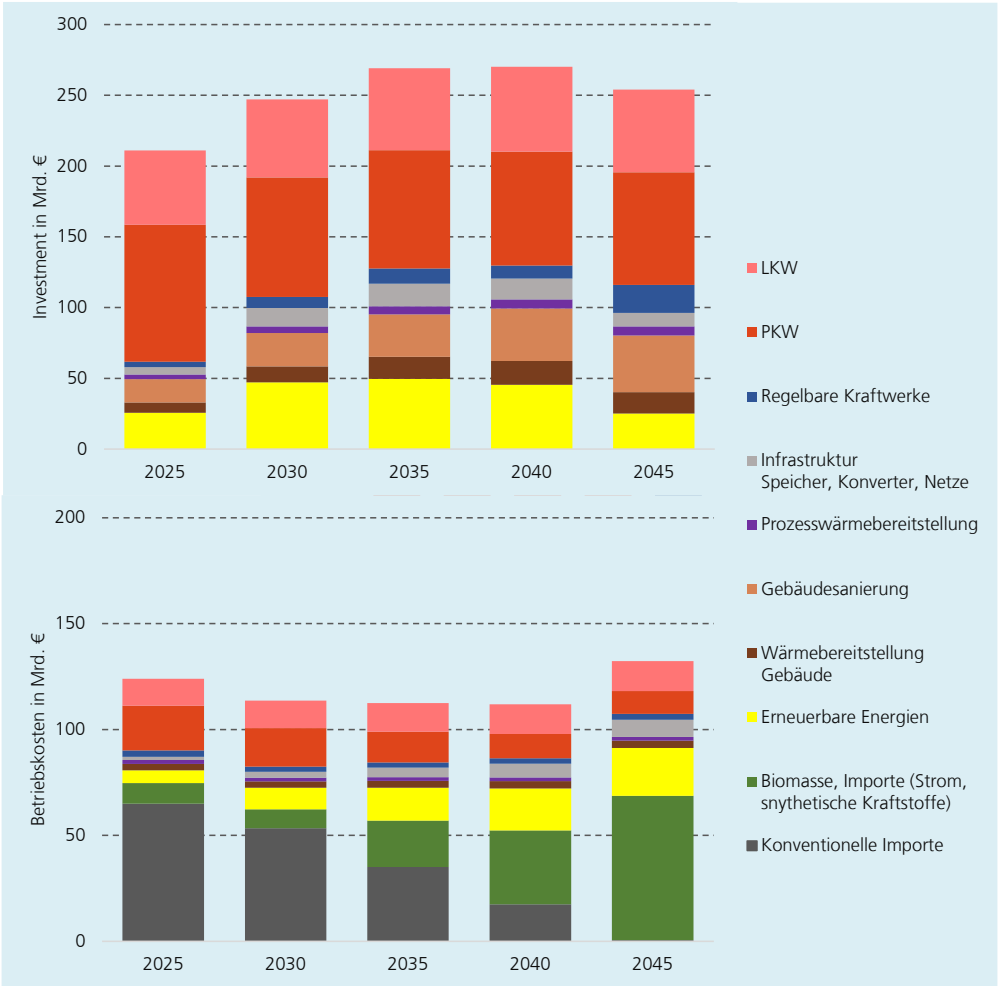


Abbildung 40: Investitionen und Betriebskosten im Szenario „Technologieoffen“.

Eine Aufschlüsselung der Kosten entlang des Transformationspfades in CAPEX und OPEX im Szenario „Technologieoffen“ ist in Abbildung 40 dargestellt. Jährlich fallen zwischen 2025 und 2045 Investitionen von 210 Mrd. € bis 270 Mrd. € an. Gleichzeitig betragen die Betriebs-, Wartungs- und Energieträgerkosten zwischen 110 Mrd. € und 130 Mrd. €. Die jährlichen Ausgaben für das Energiesystem wären damit deutlich geringer als die aktuellen Ausgaben für das Gesundheitssystem von etwa 475 Mrd. € und hätten insgesamt einen Anteil von etwa 7 % bis 10 % am Bruttoinlandsprodukt [42]. Insgesamt ergeben sich so etwa 8,6 Bill. € Aufwände für die gesamte Energieversorgung einschließlich der Transformationsaufwände ab 2025 bis zur Klimaneutralität im Jahr 2045.

Der größte Teil der Investitionen entsteht im Verkehrssektor mit 120 Mrd. € bis 150 Mrd. € pro Jahr. Die Aufschlüsselung der Investitionen im Gebäudesektor zeigt, dass die Sanierung des Gebäudebestands mit 65 % bis 75 % einen größeren Anteil an den Transformationskosten einnehmen wird als der Einbau neuer Heizsysteme. Der höchste Investitionsbedarf entsteht im Zeitraum zwischen 2030 und 2040. Dieser Verlauf korreliert mit den hohen Investitionsbedarfen in Erneuerbare Energien und in die dafür benötigte Infrastruktur. In beiden Kategorien fallen die höchsten Kosten in den 2030er Jahren an. Im Jahr 2035 werden 50 Mrd. € für Windkraft- und PV-Anlagen und für die Energieinfrastruktur weitere 14 Mrd. € benötigt. Die Investitionskosten für flexible, regelbare Kraftwerke steigen von 3 Mrd. € im Jahr 2025 auf 18 Mrd. € im Jahr 2040 und sinken anschließend wieder auf ein Niveau von etwa 13 Mrd. € im Jahr 2045 ab. Diese Kostenentwicklung ist auf den steigenden Bedarf an Flexibilitätsoptionen in Form von regelbaren Methangas- und Wasserstoff-Kraftwerken ab dem Jahr 2030 zurückzuführen. Die Investitionen für die Bereitstellung von Prozesswärme betragen rund 7 Mrd. € im Jahr 2045. Darin enthalten sind jedoch lediglich die Kosten für die Prozesswärmebereitstellung. In spezifischen Branchen, insbesondere in den energieintensiven Wirtschaftszweigen wie beispielsweise der Stahl- und Chemieindustrie, liegt ein hoher Anteil der Investitionen für den Umbau zu einer klimaneutralen Industrie.

In Abbildung 41 zeigt der Szenarienvergleich der Zielszenarien einen deutlichen Unterschied in den Kosten (CAPEX und OPEX) der Transformation des Energiesystems. So ist die Transformation im Szenario „Effizienz“ bis zum Zieljahr 2045 etwa 550 Mrd. € günstiger als das Szenario „Technologieoffen“. In den Szenarien „Beharrung“ und „Robust“ hingegen steigen die Kosten verglichen mit dem Szenario „Technologieoffen“ um 610 Mrd. € bzw. 290 Mrd. €.

Durch die Nachfragereduktion im Szenario „Effizienz“ entstehen in fast allen Kategorien deutlich geringere Kosten als im Szenario „Technologieoffen“. Vor allem können durch die Reduzierung des straßengebundenen Verkehrs insgesamt Kosten in Höhe von etwa 250 Mrd. € eingespart werden. Mit diesem Betrag verteilt auf die Jahre bis 2045 stünde dem Ausbau der Schienen- und Binnenschifffahrt jährlich etwa das Dreifache des aktuellen Investitionsbudgets der Deutschen Bahn (7,6 Mrd. €) zur Verfügung [44]. Durch die geringere Energienachfrage werden Kosten in Höhe von 30 Mrd. € für den Bau und Betrieb von konventionellen Kraftwerken und fossilen Energieträgern und rund 110 Mrd. € für den Ausbau und Betrieb der Erneuerbaren Energien eingespart. Das zeigt, dass der kostengünstige Weg zur Dekarbonisierung des Energiesystems über eine Bedarfsreduzierung erfolgt.

Durch die langsamere und geringere Elektrifizierung im Szenario „Beharrung“ sind sowohl die Kosten für die Stromerzeugung aus regelbaren Kraftwerken als auch für erneuerbare Energiequellen deutlich geringer als im Szenario „Technologieoffen“. Ebenfalls deutliche Kostenreduzierungen in Höhe von 180 Mrd. € gehen aus der auf 1 % reduzierten Sanierungsrate hervor. Dadurch steigt jedoch bei gleicher Wärmenachfrage der Heizbedarf und somit die damit verbundenen Kosten. Aufgrund des steigenden Bedarfs nach individueller Mobilität sowie der Zunahme des straßengebundenen Lastverkehrs fällt die Transformation des Verkehrssektors etwa 410 Mrd. € teurer aus. Die größte Kostendifferenz ist jedoch auf die hohen Importbedarfe von synthetischen Energieträgern zurückzuführen. Dadurch entstehen Mehrkosten in Höhe von knapp 640 Mrd. € im Vergleich zum Szenario „Technologieoffen“. Eine „Beharrung“ auf konventionellen Technologien führt also neben einer hohen Abhängigkeit von Energieimporten in direkter Konsequenz zu höheren Kosten.

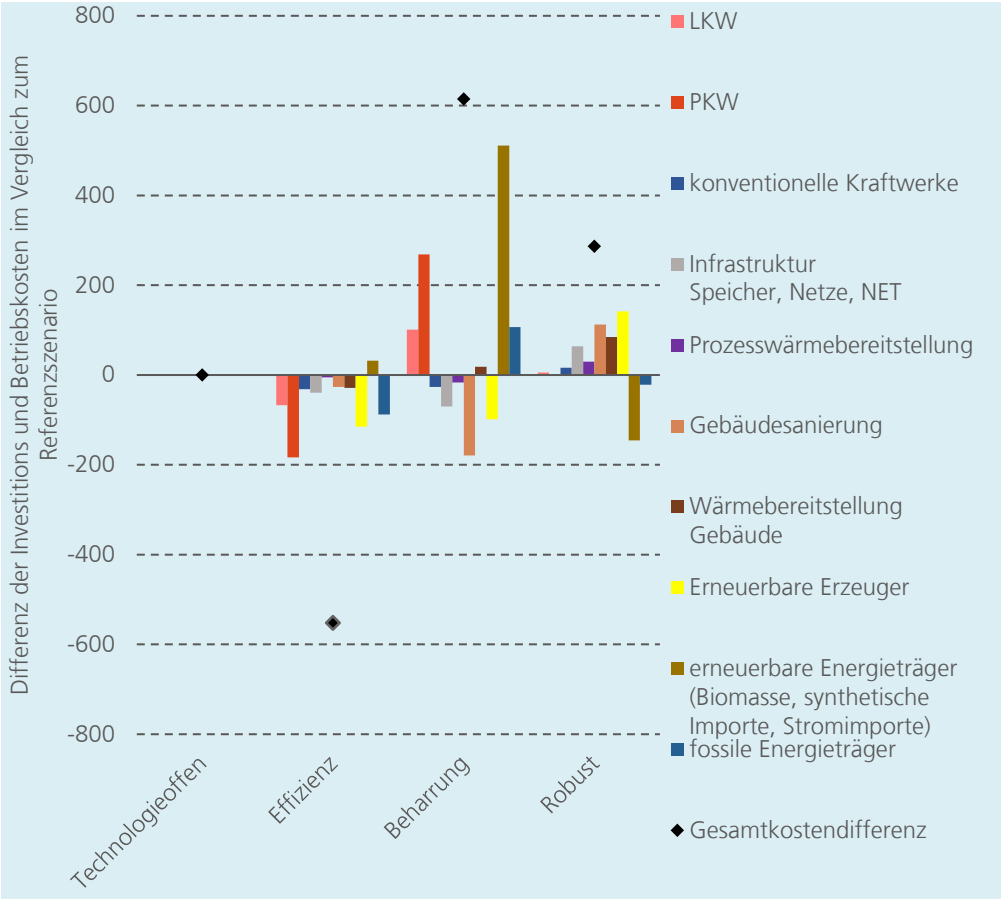


Abbildung 41: Differenz der Kosten der Transformation zwischen den Szenarien im Vergleich zu dem Szenario „Technologieoffen".

Ein resilientes Energiesystem („Robust") benötigt zusätzliche Investitionen für den Aufbau einer heimischen H_2- und PtX-Produktion, um die ausbleibenden Energieimporte auszugleichen. Um den dafür benötigten Strom bereitstellen zu können, steigen die Kosten für den Ausbau der Erneuerbaren Energien (+140 Mrd. €). Auch die Kosten für die Infrastruktur, Energiewandler und Speicher steigen und liegen insgesamt rund 65 Mrd. € über dem Szenario „Technologieoffen". Durch den Fokus auf inländische Produktion sinken jedoch die Importe von Wasserstoff und PtX-Produkten. Dadurch sind bis zum Jahr 2045 Minderausgaben im Umfang von mehr als 145 Mrd. € möglich. Das Szenario „Robust" zeigt, dass die Stärkung der Resilienz des Energiesystems mit zusätzlichen Kosten verbunden ist. Demgegenüber stehen jedoch die nur schwer abschätzbaren Folgekosten globaler Wirtschaftskrisen, welche in einem robusten Energiesystem weniger starke Auswirkungen haben.

Der Szenarienvergleich zeigt, wie sehr das Verhalten der Gesellschaft einen Einfluss auf die Kosten der Transformation hat. Durch die angenommene Nachfragereduktion im Szenario „Effizienz" können so Kosten für die Transformation des Energiesystems vermieden werden. Ein auf verbrennungsbasierten Technologien beharrendes Verhalten hingegen führt zu einer Steigerung der Kosten („Beharrung"). Mit einem zusätzlichen Kostenaufwand gegenüber dem Szenario „Technologieoffen" und ohne zwingende Verhaltensänderungen in der Bevölkerung kann ein Energiesystem aufgebaut werden, das resilienter gegenüber äußeren Einflüssen, energiepolitischen Unsicherheiten und geopolitischen Schocks ist, wodurch negative wirtschaftliche Auswirkungen dieser Faktoren reduziert werden können.

Diese Kostenanalyse stellt kein vollständiges Bild der gesellschaftlichen oder volkswirtschaftlichen Gesamtkosten dar. Es wurden weder externe Kosten, beispielsweise Klimafolgekosten oder Gesundheitskosten, analysiert noch eine volkswirtschaftliche Gesamtanalyse durchgeführt, bei der Wertschöpfungs- oder Beschäftigungsfragen betrachtet werden. Wie oben beschrieben, stellen die Kosten auch nur die Kosten der Technologien dar, die im Modell berücksichtigt sind, inklusive ohnehin anfallender Ersatzinvestitionen. Die Betrachtung ermöglicht jedoch eine allgemeine Beurteilung der von den verschiedenen Szenarien ausgehenden Einflüsse auf die Kosten der Energiesystemtransformation.

5
Fazit

Das Bundes-Klimaschutzgesetz setzt das Erreichen der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 als zentrales Ziel. Die vorliegende Studie zeigt mit diesem Hintergrund mögliche regionale Transformationspfade der Sektoren Energiewirtschaft, Verkehr, Industrie und Gebäude auf, die im Einklang mit den bundespolitischen Zielen stehen, und kann somit Orientierungswissen auf Länderebene bieten. Diese Studie analysiert verschiedene Transformationspfade des Energiesystems im Kontext unterschiedlicher gesellschaftlicher und geopolitischer Entwicklungen.

Werden Investitionen auch zukünftig zu einem höheren Maße in heute noch dominierende, konventionelle Technologien getätigt, so ergibt sich ein ungünstigerer Transformationspfad. Dies zeigt sich an höheren Kosten, einer stärkeren geopolitischen Abhängigkeit sowie einem verzögerten Umbau, welcher die Handlungsspielräume in den nächsten Jahrzehnten merklich einschränkt. Ein technologieoffener Pfad, bei dem ohne weitere, den Lösungsraum begrenzenden Annahmen, allein die mathematische Kostenoptimierung wirksam ist, setzt dagegen verstärkt auf direkte Elektrifizierung verbunden mit einer zunehmenden, hohen Flexibilität im Stromsystem. Dafür müssen dann bereits heute die Weichen gestellt werden, etwa durch einen Ausbau von Wärmepumpen, batterieelektrischen Fahrzeugen und Smart Metern. Gleichzeitig steigt dadurch der Bedarf an nachhaltig produziertem Strom, weshalb in allen Bundesländern ein massiver Ausbau der Erneuerbaren Energien und der Stromnetze notwendig ist.

Die Anstrengungen der Transformation können durch höhere Effizienz reduziert werden. In der Modellierung wurde dies durch mögliche höhere Zubauzahlen berücksichtigt, die sich in der Praxis zum Beispiel aus einfacheren Genehmigungsverfahren oder effizienteren bürokratischen Verfahren ergeben könnten und durch die damit der Ausbau von Stromnetzen und die Installation von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien beschleunigt würden. Zum anderen führen Effizienzsteigerungen bei der Energienutzung, die mit Verhaltensänderungen einhergehen, zu einer Vereinfachung des Weges zur Erreichung der Klimaziele. Unter derartigen Annahmen, die sich insgesamt in einem konsequenten, gemeinsamen Handeln ausdrücken würden, wäre auch eine noch schnellere Erreichung der Klimaziele mit in Summe geringeren Emissionen möglich als sie durch das gültige Klimaschutzgesetz vorgegeben sind.

Der Import von nachhaltig produzierten Energieträgern in Form von Wasserstoff, synthetischen Kraftstoffen und synthetischem Methan wird zukünftig ein wichtiger Bestandteil der Energietransformation werden. Vor diesem Hintergrund scheint es wichtig, Energiepartnerschaften mit möglichen Exportländern auszubauen und internationale Projekte zu fördern, um den Import von nachhaltigen Energieträgern in ausreichendem Umfang zu ermöglichen.

Auf der anderen Seite zeigen sich nicht zuletzt durch den Ukrainekrieg zunehmende geopolitische Spannungen und eine steigende Anzahl globaler Unsicherheiten. Hierauf könnte reagiert werden, um die Resilienz des Energiesystems zu erhöhen. Verstärkte Investitionen in die heimische Produktion von Wasserstoff sind dabei zwar mit zusätzlichen Kosten verbunden, würden aber die Abhängigkeiten von Importen insgesamt reduzieren.

Fazit

Eine techno-ökonomische Pfadoptimierung, wie sie in dieser Studie anhand verschiedener Szenarien und deren getroffene Annahmen durchgeführt wird, kann immer nur einen begrenzten Ausschnitt der Energiewende beleuchten. So lassen sich daraus Wenn-Dann-Aussagen zu Zusammenhängen zwischen der Entwicklung des Anlagenparks und der Infrastruktur und entstehenden Investitionen und Kosten sowie Emissionsentwicklungen ableiten - also z.B.: "Wenn wir von einem Verbrauchsverhalten ausgehen, das zu einem geringeren Konsum von Energiedienstleistungen führt, entstehen geringere Gesamtkosten und zugleich sind schnellere Emissionsminderungen möglich." Fragen dazu, ob und unter welchen Voraussetzungen und welchen politischen Maßnahmen derartige Entwicklungen denkbar sind, sind nicht Gegenstand der Untersuchung und können somit auch nicht beantwortet werden. Ebenso wenig können Aussagen zu wirtschaftlichen Verteilungswirkungen oder Geschäftsmodellen am Energiemarkt Beteiligter abgeleitet werden, da nur Gesamtkosten ermittelt werden. Dennoch soll diese Studie durch eine größere Transparenz über Wirkzusammenhänge im Bereich technischer Entwicklungen, wie des Ausbaus von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien und der Zusammensetzung des Anlagenparks, der Entwicklung der Treibhausgasemissionen und den für die Gesellschaft als Ganzes entstehenden Kosten zur Diskussion über die weitere Ausgestaltung der Energiewende beitragen. Mit den hier durchgeführten Untersuchungen wird der Raum aus technischer Sicht möglicher Entwicklungen stärker ausgeleuchtet. Die regionale Auswertung auf Bundeslandebene zeigt, dass insbesondere die Fragen der regionalen Verteilung stärker in den Blick genommen werden sollten, da sie für die Machbarkeit und Umsetzbarkeit eine entscheidende Rolle spielen.

6 Literatur

[1] R. O. Harthan und H. Förster, "Technischer Anhang der Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland (Projektionsbericht 2024)," 2024. Zugriff am: 29. Juli 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/projektionen_technischer_anhang_0.pdf

[2] Expertenrat für Klimafragen, "Gutachten zur Prüfung der Treisbhausgas-Projektionsdaten 2024: Sondergutachten gemäß § 12 Abs. 4 Bundes-Klimaschutzgesetz," 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://expertenrat-klima.de/content/uploads/2024/06/ERK2024_Sondergutachten-Pruefung-Projektionsdaten-2024.pdf

[3] Prognos, BCC, ewi, Fraunhofer ISI und PIK, "Vergleich der "Big 5" Klimaneutralitätsstudien," 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://ariadneprojekt.de/media/2022/03/2022-03-16-Big5-Szenarienvergleich_final.pdf

[4] F. Ueckerdt *et al.*, "Durchstarten trotz Unsicherheiten: Eckpunkte einer anpassungsfähigen Wasserstoffstrategie: Wie Politik Wasserstoffpfade hin zur Klimaneutralität finden kann," 2021. Zugriff am: 29. Juli 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://ariadneprojekt.de/media/2021/11/Ariadne_Kurzdossier_Wasserstoff_November2021.pdf

[5] J. Brandes, M. Haun, D. Wrede, P. Jürgens, C. Kost und H.-M. Henning, *Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. Update November 2021: Klimaneutralität 2045*. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html

[6] J. Brandes, P. Jürgens, M. Kaiser, C. Kost und H.-M. Henning, "Increasing spatial resolution of a sector-coupled long-term energy system model: The case of the German states," *Applied Energy*, Jg. 372, S. 123809, 2024. doi: 10.1016/j.apenergy.2024.123809. [Online]. Verfügbar unter: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261924011929

[7] P. Jürgens, P. Müller, F. Brandhuber und C. Kost. "Simulation-based optimization as a method for dealing with complexity in energy system modeling." Preprint. [Online.] Verfügbar: https://doi.org/10.21203/rs.3.rs-4862686/v1

[8] N. Gaafar, P. Jürgens, J. S. Schweiger und C. Kost, "System flexibility in the context of transition towards a net-zero sector-coupled renewable energy system—case study of Germany," *Environmental Research: Energy*, Jg. 1, Nr. 2, S. 25007, 2024, doi: 10.1088/2753-3751/ad5726.

[9] P. Sterchele, *Analysis of Technology Options to Balance Power Generation from Variable Renewable Energy Case Study for the German Energy System with the Sector Coupling Model REMod*. Düren: Shaker Verlag GmbH, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://publica.fraunhofer.de/entities/publication/85d23ac1-ede7-490a-aa4f-9f240a891b2f/details

[10] A. Palzer, *Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor*. Stuttgart: Fraunhofer Verlag, 2016.

[11] Fraunhofer ISE. "energy-charts." [Online.] Verfügbar: https://energy-charts.info/

[12] Eurostat. "Komplette Energiebilanzen." [Online.] Verfügbar: https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy_balances/enbal.html

[13] C. Kost, J. Brandes, C. Senkpiel, P. Sterchele, D. Wrede und H.-M. Henning, "Modeling of Persistence, Non-Acceptance and Sufficiency in Long-Term Energy Scenarios for Germany," *Energies*, Jg. 14, Nr. 15, S. 4484, 2021. doi: 10.3390/en14154484. [Online]. Verfügbar unter: https://www.mdpi.com/1996-1073/14/15/4484

[14] P. Sterchele *et al., Studie: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem – Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen*. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2020. [Online]. Verfügbar unter:

https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html

[15] Expertenrat für Klimafragen, "Zweijahresgutachten 2022: Gutachten zur Entwicklung der Treibhausgasemissionen, Trends der Jahresemissionsmengen und zur Wirksamkeit von Maßnahmen (gemäß § 12 Abs. 4 Bundes-Klimaschutzgesetz)," 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://expertenrat-klima.de/content/uploads/2022/11/ERK2022_Zweijahresgutachten.pdf

[16] Bundesamts für Justiz, *Bundes-Klimaschutzgesetz: KSG* (2024), 2027.

[17] Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena). "dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität: Gutachten zur dena-LEITSTUDIE AUFBRUCH KLIMANEUTRALITÄT." Klimaneutralität 2045 - Transformation der Verbrauchssektoren.

[18] S. Risch *et al.,* "Potentials of Renewable Energy Sources in Germany and the Influence of Land Use Datasets," *Energies*, Jg. 15, Nr. 15, S. 5536, 2022, doi: 10.3390/en15155536.

[19] Dr. Holger Dörr, Dipl.-Ing. (FH) Angela Brandes, Dipl.-Ing. Martin Kronenberger, Dipl.-Ing. (FH) Nils Janßen, Dr.-Ing. Stefan Gehrmann. "Wasserstoff in der Gasinfrastruktur: DVGW/Avacon-Pilotvorhaben mit bis zu 20 Vol.-% Wasserstoff Einspeisung in Erdgas – H2-2: Abschlussbericht." Zugriff am: 28. August 2024. [Online.] Verfügbar: https://www.avacon-netz.de/content/dam/revu-global/avacon-netz/documents/avacon_netz/forschungsprojekte/H2-20-Abschlussbericht-final.pdf

[20] Christoph Hank, Marius Holst, Connor Thelen, Christoph Kost, Sven Längle, Achim Schaadt, Tom Smolinka, "Power-to-X Country Analysis: Site-specific, comparative analysis for suitable Power-to-X pathways and products in developing and emerging countries," Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, Freiburg, Mai. 2023.

[21] Roman Mendelevitch, Julia Repenning, Felix Chr. Matthes, Jana Deurer, "Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland - Rahmendaten: Projektionsbericht 2024," Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz, Dessau-Roßlau, Mrz. 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/projektionsbericht_2024_rahmendatenpapier.pdf

[22] Ralph O. Harthan, Hannah Förster, "Technischer Anhang der Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland: Projektionsbericht 2024," Dessau-Roßlau, Jun. 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/projektionen_technischer_anhang_0.pdf

[23] Europäische Union (EU). "GovReg: National projections of anthropogenic greenhouse gas emissions [2024]: Pursuant to Governance Regulation Art.18 (1)(b) / Implementing Regulation Art.38." Zugriff am: 13. August 2024. [Online.] Verfügbar: https://reportnet.europa.eu/public/dataflow/1057

[24] F. B. Kirsten Adlunger, "Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität: RESCUE - Studie," Dessau-Roßlau, 2021. Zugriff am: 5. August 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/rescue_studie_cc_36-2019_wege_in_eine_ressourcenschonende_treibhausgasneutralitaet_auflage2_juni-2021.pdf

[25] Schade W., Stich M., Kleemann M., Berthold D., Scherf C., Krail M., Brauer C., Krauß K., Anstett P., Walther C., Waßmuth V., "Gestaltung des MKS Referenzszenarios für die Periode 2021 bis 2035 (REF-2020): Arbeitspapier im Auftrag des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr," Karlsruhe, 2022. Zugriff am: 5. August 2024.

[26] Ralph O. Harthan, Hannah Förster, "Projektionsbericht 2023 für Deutschland: Gemäß Artikel 18 der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 663/2009 und (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates sowie §10 (2) des Bundes-Klimaschutzgesetzes," Dessau-Roßlau, Aug. 2023. Zugriff am: 5. August 2024. [Online]. Verfügbar unter: http://www.umweltbundesamt.de/publikationen

[27] Dr. Simon Philipps, Werner Warmuth. "Photovoltaics Report 2024." Zugriff am: August 2024. [Online.] Verfügbar: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf
[28] International Energy Agency (IEA). "World Energy Investment 2023." Zugriff am: August 2024. [Online.] Verfügbar: https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2023
[29] A. Kleidon, "Dürren in Deutschland," *Physik in unserer Zeit*, Jg. 55, Nr. 4, S. 190–197, 2024, doi: 10.1002/piuz.202401697.
[30] Florentine Schenke. "AGEB Energiebilanzen - 2023." Zugriff am: 23. August 2024. [Online.] Verfügbar: https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/primaerenergieverbrauch/
[31] Umweltbundesamt. "Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren." Zugriff am: 8. August 2024. [Online.] Verfügbar: https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energietraegern-sektoren#anteil-erneuerbarer-energien-am-gesamten-bruttoendenergieverbrauch
[32] T. L. Petra Icha. "Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2023." Zugriff am: 23.09.24. [Online.] Verfügbar: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/23_2024_cc_strommix_07_2024.pdf
[33] Christoph Kost, Paul Müller, Jael Schweiger, Verena Fluri, Jessica Thomsen. "Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien." Zugriff am: 11. Oktober 2024. [Online.] Verfügbar: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2024_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf
[34] J. Z. Thellufsen *et al.,* "Cost and system effects of nuclear power in carbon-neutral energy systems," *Applied Energy*, Jg. 371, S. 123705, 2024, doi: 10.1016/j.apenergy.2024.123705.
[35] Robert Slowinski, Yasin Sagdur, Rik van Rossum, Alex Kozub, Martijn Overgaag, Ana Amazo Blanco, Alizé Michelet, Geoffrey Ho, Stephanie Kandathiparambil, Poppy London. "European Hydrogen Backbone: Implementation Roadmap - Corss Border Projects and Costs Update." Zugriff am: 9. September 2024. [Online.] Verfügbar: https://ehb.eu/files/downloads/EHB-2023-Implementation-Roadmap-Part-1.pdf
[36] P. G. Dirk Günther, "Berechnung der Treibhausgasemissionsdaten für das Jahr 2022 gemäß Bundesklimaschutzgesetz: Begleitender Bericht," Dessau-Roßlau, Mrz. 2023. Zugriff am: 30. August 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/vjs_2022_-_begleitbericht_final_kurzfassung.pdf
[37] Fabian Joas. "Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement." Zugriff am: 9. September 2024. [Online.] Verfügbar: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7675/file/7675_Klimaneutrale_Industrie.pdf
[38] AGEB. "Anwendungsbilanzen." Zugriff am: 2. August 2024. [Online.] Verfügbar: https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/anwendungsbilanzen/
[39] Opplysningsrådet for Veitrafikken. "OFV Registreringsstatistikk: Autoabsatz im Juli." Zugriff am: 30. August 2024. [Online.] Verfügbar: https://ofv.no/bilsalget/bilsalget-i-juli-2024
[40] V. Masson-Delmotte, Hg. *Global warming of 1.5°C: An IPCC Special Report on impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty*. Cambridge: Cambridge University Press, 2022.
[41] B. Erlach *et al.,* "Was sind negative Emissionen, und warum brauchen wir sie?," 2022, doi: 10.48669/ESYS_2022-2.
[42] Statistisches Bundesamt. "GENESIS-Online Datenbank: deStatis." [Online.] Verfügbar: www.destatis.de

[43] Umweltbundesamt. "Gesellschaftliche Kosten von Umweltbelastungen." Zugriff am: 24. Oktober 2024. [Online.] Verfügbar: https://www.umweltbundesamt.de/daten/umwelt-wirtschaft/gesellschaftliche-kosten-von-umweltbelastungen#gesamtwirtschaftliche-bedeutung-der-umweltkosten

[44] Deutsche Bahn AG. "Deutsche Bahn investiert 2023 Rekordsumme von 7,6 Milliarden Euro in die Starke Schiene: Bilanzpressekonferenz." Zugriff am: 9. Oktober 2024. [Online.] Verfügbar: https://www.deutschebahn.com/de/presse

Kontakt

Dr. Christoph Kost
christoph.kost@ise.fraunhofer.de

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Heidenhofstraße 2
79110 Freiburg
www.ise.fraunhofer.de

Institutsleiter:
Prof. Dr. Hans-Martin Henning
Prof. Dr. Andreas Bett

© Fraunhofer ISE 2024
Deutschlandkarte: istock.com/FrankRamspott