

KOSTENOPTIMALE TRANSFORMATION DES DEUTSCHEN ENERGIESYSTEMS BIS 2045

Weichenstellungen für ein zuverlässiges, resilientes
und klimaneutrales Energiesystem 24/7

KOSTENOPTIMALE TRANSFORMATION DES DEUTSCHEN ENERGIESYSTEMS BIS 2045

Weichenstellungen für ein zuverlässiges, resilientes und klimaneutrales Energiesystem 24/7

Dr. Charlotte Senkpiel, Dr. Christoph Kost

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, ISE in Freiburg

Weitere Expertinnen und Experten des Fraunhofer ISE haben die Erstellung der Studie unterstützt: Patrick Jürgens, Markus Kaiser, Lina Næs, Hannah Nolte und Dr. Jessica Thomsen

Zitationsvorschlag:

Senkpiel, C., Kost, C. „Kostenoptimale Transformation des deutschen Energiesystems bis 2045“, 2026, Fraunhofer ISE.

Freiburg im Breisgau, Juni 2026

Die Studie wurde im Auftrag der Veranstalter von The smarter E Europe (Solar Promotion GmbH und FWTM GmbH & Co. KG) durchgeführt.

Die Veranstalter bedanken sich bei den Unterstützern der Sonderschau Renewables 24/7:



Inhalt

1	Kurzzusammenfassung	4
2	Die Transformation des deutschen Energiesystems	7
2.1	Ziele der Klimaschutzpolitik in Deutschland	7
2.2	Das Energiesystem heute	8
2.3	Das Energiesystem im Wandel.....	9
3	Zuverlässigkeit	15
3.1	Exemplarische Wochenprofile im Laufe des Jahres 2045	15
4	Kosteneffizienz	24
4.1	Was kostet die Stromerzeugung heute?	24
4.2	Was kostet die Transformation des Energiesystems?	28
4.3	Klimafolgekosten vs. Transformationskosten	30
5	Wachstums- und Wohlfandsförderung	31
5.1	Arbeitsplatzeffekte.....	31
5.2	Regionale Wertschöpfung am Beispiel der Region Hannover	32
6	Resilienz	34
6.1	Reduktion der Abhängigkeit von Energieimporten	34
6.2	Diversifizierung und Redundanz in der Energieversorgung	35
6.3	Berücksichtigung kritischer Rohstoffe und resilienter Lieferketten	36
7	Klimaneutralität	37
7.1	Erreichbarkeit der Klimaschutzziele	37
7.2	Negative Emissionen	38
8	Fazit.....	39
9	Literaturverzeichnis	41

1

Kurzzusammenfassung

Die Transformation des Energiesystems von heute bis zur Erreichung von Klimaneutralität im Jahr 2045 geht mit grundlegenden Veränderungen einher. Der kostengünstigste Weg beschreibt eine Entwicklung, die stark durch Elektrifizierung geprägt ist. Die Strombereitstellung steigt von 443 TWh im Jahr 2025 auf 1607 TWh im Jahr 2045, wovon die direkte Stromnutzung im Endverbrauch auf 955 TWh ansteigt. Diese Entwicklung erfordert eine umfassende Transformation der Stromnetze auf allen Ebenen. Über den reinen Netzausbau hinaus steht dabei die grundlegende Modernisierung im Fokus: Durch Digitalisierung und verstärkte Sektorenkopplung werden die Netze flexibilisiert, um vorhandene Kapazitäten optimal auszulasten. Flankiert wird dieser Prozess durch eine effizientere Organisation von Planung und Betrieb sowie die Integration intelligenter Komponenten wie Smart-Meter und dezentraler Batteriespeicher. Die Rolle von Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen wird dabei zentral, denn mehr als die Hälfte der Primärenergie soll zukünftig durch Wind- und Solarenergie gedeckt werden. Die Transformation und das Erreichen der Klimaschutzziele bergen dabei eine Reihe von Chancen für die Gesellschaft.

Zuverlässigkeit

In der heutigen Energiewelt schwanken Stromangebot und Marktpreise mit dem Wetter. Die Zuverlässigkeit und Versorgungssicherheit des Systems bleiben dabei auch bei einer erneuerbaren Energieversorgung erhalten. Denn einerseits ergänzen sich Sonne und Wind im Jahresverlauf. Und andererseits bilden die verbleibenden Schwankungen die Geschäftsgrundlage für flexible Lasten, Speicher und steuerbare Stromerzeuger insbesondere aus Biomasse und Wasserstoff, die komplementär zu Sonne und Wind betrieben werden. Dabei findet eine starke Vernetzung der Sektoren Strom, Mobilität, Wärme und Industrie statt. Diese unterstützen sich gegenseitig und profitieren voneinander – zum Beispiel, wenn überschüssiger Strom in Wärme und synthetische Energieträger wie Wasserstoff umgewandelt wird.

- Um die Versorgungssicherheit auch in Zeiten geringer erneuerbarer Einspeisung zu garantieren, setzt das System auf verschiedene Flexibilitätsoptionen: Dazu gehören die Speicherung von Überschussstrom in Batterien oder als Wasserstoff, die Nutzung klimaneutraler Gase sowie der europäische Netzverbund. Zudem leisten der flexible Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen und Wärmepumpen in Verbindung mit Wärmespeichern einen entscheidenden Beitrag.
- Dunkelflauten können durch ein kombiniertes System aus Netzverbund, Speichern, flexibler Nachfrage und ergänzenden gesicherten Erzeugungskapazitäten zuverlässig überbrückt werden, sodass auch bei hoher Einspeisevolatilität die Versorgungssicherheit gewährleistet bleibt.

Kosteneffizienz

Die Transformation des Energiesystems sollte kosteneffizient gestaltet werden. Hierbei helfen Energiesystemmodelle kosteneffiziente Lösungen aufzuzeigen. Langfristig können durch die Transformation des Energiesystems Kosten eingespart werden wie beim Import fossiler Energieträger. In Summe zeigt sich, dass Klimaschutz nicht nur ökologisch notwendig, sondern auch volkswirtschaftlich vorteilhaft ist.

- In vielen Bereichen ist die Nutzung von CO₂-freien Technologien heute schon wirtschaftlicher und wird sich weiter verstärken. Ein Bereich stellt beispielsweise die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gegenüber fossiler Stromerzeugung dar. Auch Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge sind inzwischen über die Lebensdauer günstiger. Wind- und Photovoltaikstrom dämpfen die Auswirkungen steigender Gaspreise auf Börsen- und Endkundenstrompreise und erhöhen damit die Preisstabilität sowie den Schutz der Verbraucher vor fossilen Preisschocks.
- Die Mehrkosten für die Transformation, also ohne Berücksichtigung von Ersatzinvestitionen, im Vergleich zum Fortschreiben des heutigen Systems belaufen sich im Mittel über die nächsten 25 Jahre auf rund 54 Mrd. EUR pro Jahr bzw. kumuliert 1,3 Billionen EUR. Langfristig bis zum Jahr 2050 ist die Transformation des Energiesystems jedoch kostenneutral. Die CO₂-Vermeidungskosten sind niedriger als die Klimafolgenkosten, sodass sich durch die Transformation zu einem klimaneutralen Energiesystem volkswirtschaftliche Kostenvorteile ergeben.

Wachstumschancen und Wohlfahrtsförderung

Neben den Kosten, die durch Klimaschutzmaßnahmen entstehen, ist Klimaschutz auch mit positiven makroökonomischen Effekten verbunden. Das zeigen unterschiedliche wissenschaftliche Studien. Denn Investitionen in Energiewendeprojekte schaffen auf allen Ebenen – lokal, regional und national – zusätzliche Wertschöpfung, Beschäftigungseffekte sowie öffentliche Einnahmen. Neue Branchen entstehen durch den Technologieaufbau von Wärmepumpen, Elektromobilität, Speicher, Netze und Leistungselektronik. Damit verbunden entstehen neue Arbeitsplätze in den Berufen Installation, Betrieb und Wartung, beim Ausbau erneuerbarer Energien oder bei der Gebäudesanierung. Gleichzeitig fallen jedoch auch Arbeitsplätze im fossilen Sektor weg und ein hoher Fachkräftebedarf für qualifizierte Berufe kann einen Engpass darstellen. Studien zeigen jedoch, dass sich in Summe positive Beschäftigungseffekte durch Klimaschutzmaßnahmen ergeben.

- Bereits im Jahr 2025 war jede dritte ausgeschriebene Stelle im Bereich Green Economy verortet. In den Bereichen Umweltschutz und Emissionsminderung, Verkehrswende, erneuerbare Energien und Energieeffizienz wurden im Jahr 2025 insgesamt 1,9 Millionen Stellen online ausgeschrieben.
- Investitionen in Energiewendeprojekte erzeugen umfassende Wertschöpfungs-, Beschäftigungs- und fiskalische Effekte auf lokaler, regionaler und nationaler Ebene. Zum Beispiel kann die Erreichung der Klimaschutzziele in der Region Hannover sektorenübergreifend bis 2035 Investitionen von rund 24,9 Mrd. EUR, eine zusätzliche Bruttowertschöpfung von etwa 9,5 Mrd. EUR sowie die Schaffung oder Sicherung von jährlich rund 4.100 Arbeitsplätzen bewirken.

Resilienz

Multiple Krisen prägen das aktuelle Geschehen, von der Klimakrise über die Pandemie hin zu Kriegen in der Ukraine und dem Iran und damit verbundenen Energiepreiskrisen. Der Begriff der Resilienz wird in unterschiedlichen Wissenschaften genutzt und häufig mit dem Begriff „Widerstandsfähigkeit“ übersetzt. Das Gegenteil von Resilienz wird oft als vulnerabel bezeichnet. Durch den fortschreitenden Klimawandel treten häufigere Schadenereignisse auf, was zu steigender Vulnerabilität der Gesellschaft führt. Die Transformation des Energiesystems kann die Risiken des Klimawandels reduzieren und damit zu einer resilienteren Gesellschaft beitragen. Zusätzlich kann durch die Transformation die Resilienz auf mehreren weiteren Ebenen gestärkt werden. Weiterhin bestehen jedoch Abhängigkeiten in Lieferketten für relevante Technologien und Rohstoffe, sodass zum einen die Resilienz der Lieferketten für Technologien wie Batterien oder PV-Systeme deutlich gesteigert werden muss und zum anderen Transformationspfade Kritikalität von Rohstoffen und Lieferketten im besten Fall berücksichtigen sollten, um resilientere Lösungsstrategien aufzuzeigen.

- Reduktion von Energieimporten: Deutschland ist mit einem Importanteil von 67 % am Primärenergieverbrauch und Kosten von rund 2 % des BIP stark abhängig von Energieimporten, was erhebliche fiskalische Risiken erzeugt, wie die Energiekrise 2022/23 mit staatlichen Entlastungsmaßnahmen von 71 (gezielte an Energiekosten ausgerichtete Maßnahmen) bis 187 Mrd. EUR (unter Berücksichtigung allgemeiner Einkommensentlastungen) verdeutlicht. Die Transformation des Energiesystems kann Importabhängigkeiten von fossilen Brennstoffen um etwa 80 % reduzieren und dadurch die Versorgungssicherheit sowie Resilienz signifikant erhöhen. Der zukünftige Bedarf an stofflichen Energieträgern in Form von Wasserstoff, biogenen und synthetischen Energieträgern reduziert sich auf rund 30 % des heutigen Niveaus. Davon wird rund die Hälfte heimisch produziert.
- Wenige zentrale Kraftwerke sind in den aktuellen Auseinandersetzungen primäre Angriffsziele. Viele dezentrale Erzeugungseinheiten bieten hier Vorteile zur Absicherung der Stromversorgung. Werden zunehmend große Kraftwerksstandorte durch viele kleine dezentrale Erzeugungsanlagen ersetzt, reduziert sich die Vulnerabilität der Strom- und Wärmeversorgung und Störungen in der Energieversorgung können besser ausgeglichen werden. Wesentlich hierbei ist jedoch, dass das System so gestaltet ist, dass es ausreichend Redundanzen gibt und kleinere lokale Netze unabhängig betrieben und hochgefahren werden können.
- Zur Reduktion von Lieferkettenrisiken bei Technologien und Rohstoffen – etwa in den Bereichen PV, Batterie und synthetische Energieträger – sind ein beschleunigter Ausbau der Windenergie, ein verstärkter Netzausbau sowie eine höhere Elektrifizierung der Industrie erforderlich.

Klimaneutralität

Um Klimaneutralität zu erreichen ist eine weitreichende Transformation des Energiesystems notwendig. Das Bundes-Klimaschutzgesetz spannt hierfür den gesetzlichen Rahmen auf nationaler Ebene. Die Treibhausgasemissionen in Deutschland im Jahr 2025 lagen laut UBA (2026) bei 649 Mt CO₂-Äq.. Zusätzlich emittierte der Sektor Landnutzung, Landnutzungsänderung und Wald (LULUCF) 27 Mt CO₂-Äq.. Der Sektor mit dem höchsten Emissionsanteil ist die Energiewirtschaft mit 29,1%. Auch wenn aktuell die Erreichung der Klimaschutzziele in Frage steht, wie jüngst der Expertenrat für Klimafragen festgestellt hat, zeigen normative Studien, wie die Klimaschutzziele erreicht werden können. Neben der Reduktion der energiebedingten Treibhausgasemissionen spielen auch natürliche und technische Senken eine wesentliche Rolle zur Erreichung der Klimaschutzziele.

- Sektorübergreifende THG-Neutralität bis 2045 ist grundsätzlich erreichbar, wobei verbleibende Emissionen auf schwer vermeidbare Restemissionen in Industrie sowie internationaler Luft- und Schifffahrt begrenzt sind.
- Restemissionen können durch einen Technologiemix aus Pflanzenkohle, CO₂-Abscheidung und Speicherung bei Bioenergie, Müllverbrennung und aus der Luft ausgeglichen werden. Ein frühzeitiger Markthochlauf von Pflanzenkohle reduziert Risiken bei verzögerter CO₂-Infrastrukturentwicklung.
- Aktuelle klimapolitische Maßnahmen sind unzureichend, da Projektionsdaten eine verbleibende Emissionslücke von 212 Mt CO₂-Äq. bis zur Zielerreichung ausweisen.

Fazit

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Transformation des Energiesystems nicht nur die Möglichkeit bietet, eine zuverlässige und resiliente Energieversorgung sicherzustellen, sondern gleichzeitig kosteneffizient gestaltet werden kann und einen positiven Beitrag zur gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrtsentwicklung leistet. Die vorliegenden Analysen zeigen, dass entsprechende Lösungsräume in unterschiedlichen Ausprägungen existieren und konkret aufgezeigt werden können. Entscheidend für deren Realisierung sind jedoch die richtigen politischen Weichenstellungen sowie ein breiter gesellschaftlicher Konsens und der kollektive Wille zur Umsetzung der notwendigen Maßnahmen. Die Erreichung der Klimaziele ist somit weniger eine Frage technischer oder wirtschaftlicher Machbarkeit, sondern vielmehr eine Frage des politischen Gestaltungswillens und der gesellschaftlichen Bereitschaft zum Wandel.

2

Die Transformation des deutschen Energiesystems

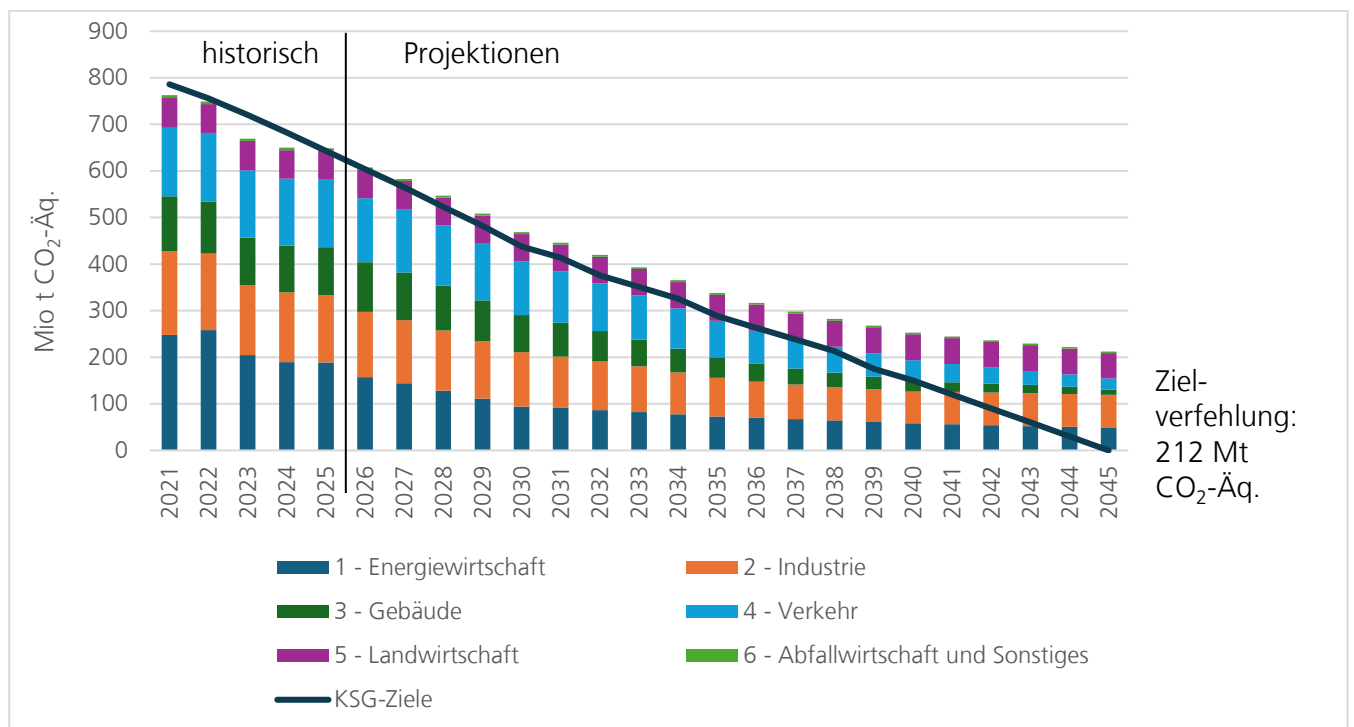
2.1 Ziele der Klimaschutzpolitik in Deutschland

Klimaschutz ist in Deutschland zentral im Bundes-Klimaschutzgesetz verankert. Zur Einhaltung des Übereinkommens von Paris hat Deutschland das Klimaschutzgesetz im Jahr 2019 verabschiedet. Maßgebliche Ziele zur Reduktion der Treibhausgase sind:

- Reduktion um 65 % gegenüber 1990 bis zum Jahr 2030
- Reduktion um 88 % gegenüber 1990 bis zum Jahr 2040
- Treibhausgasneutralität im Jahr 2045
- Nettonegativ-Emissionen im Jahr 2050

Neben sektorenübergreifenden Zielen weist das Bundes-Klimaschutzgesetz auch sektorale Ziele für die Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft und Abfallwirtschaft und Sonstiges bis zum Jahr 2030 aus. Für den Sektor Landnutzung, Landnutzungsänderung und Wald (LULUCF) sieht das Gesetz eine THG-Aufnahmeleistung von 40 Mt CO₂-Äq. im Jahr 2045 vor. Neben den Zielen im Bundes-Klimaschutzgesetz muss sich Deutschland an die europäische Gesetzgebung halten. Hierzu zählt die Europäische Lastenteilungsverordnung, die bis zum Jahr 2030 Ziele für die Sektoren festlegt, die nicht unter den Europäischen Emissionshandel fallen – also insbesondere der Gebäude- und Verkehrssektor.

Abbildung 2-1: Historische und zukünftige Entwicklung der deutschen Treibhausgasemissionen gemäß der Emissions- und Projektionsdaten des Umweltbundesamtes im Vergleich zu den klimapolitischen Zielen



Quelle: UBA (2026)

Der aktuelle Stand zur Entwicklung der Treibhausgasemissionen sowie der Wirksamkeit etablierter Klimaschutzmaßnahmen, die sogenannten Projektionsdaten, wurde am 15. März 2026 veröffentlicht. Die sektorenübergreifenden Ziele bis zum Jahr 2030 könnten demnach knapp erreicht werden. Auf Grund zahlreicher unsicherer Entwicklungen

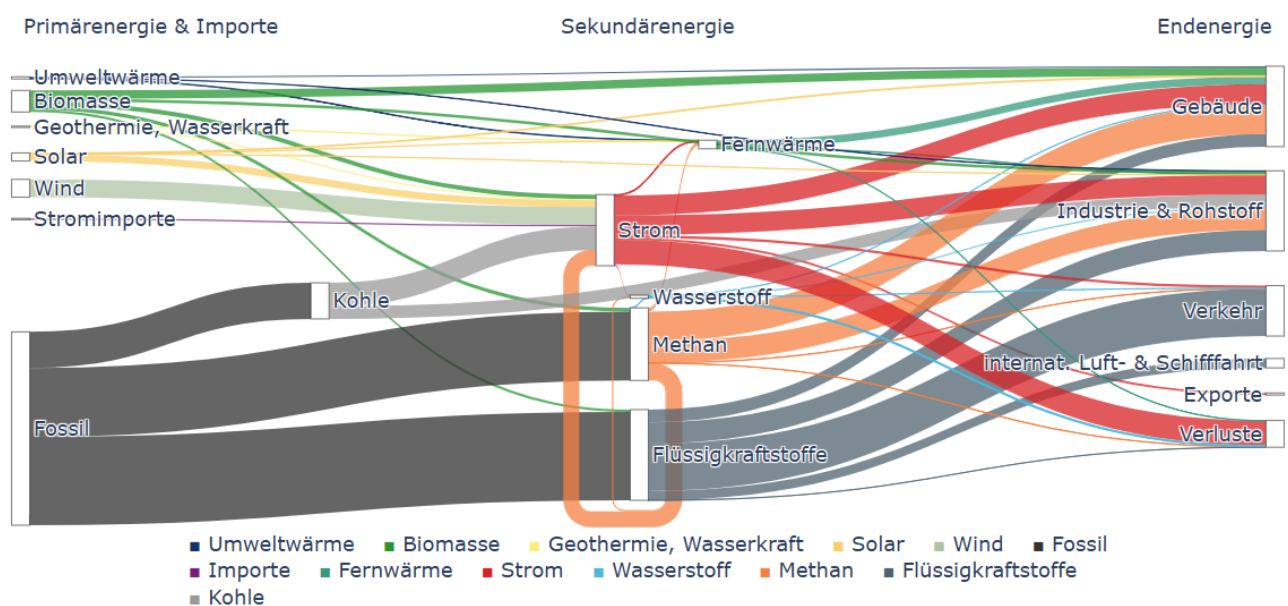
geht das Umweltbundesamt jedoch nicht von einer sicheren Zielerreichung aus. Sicher ist jedoch, dass die Ziele der europäischen Lastenteilungsverordnung deutlich verfehlt werden. Können die Überschreitungen der THG-Emissionen nicht durch andere europäische Länder kompensiert werden, drohen Deutschland Strafzahlungen. In der längerfristigen Entwicklung bis 2045 zeigt sich unter den aktuellen klimapolitischen Maßnahmen eine deutliche Lücke (ohne LULUCF) von 212 Mt CO₂-Äq. zwischen projizierten Emissionen und klimapolitischen Zielen (siehe Abbildung 2-1) (UBA 2026). Hierdurch lässt sich dringender Handlungsbedarf ableiten. Bundeskanzler Friedrich Merz hat sich im April 2026 auf dem internationalen Klimadialog zu den Klimaschutzzielen bekannt hat. Gleichzeitig weist er jedoch auf die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit hin und warnt vor Widerständen in der Bevölkerung (ZDF heute 2026).

2.2 Das Energiesystem heute

Fossile Energieträger dominieren unsere heutige Energieversorgung, erneuerbare Energiequellen tragen zu rund einem Fünftel zur Deckung des deutschen Primärenergieverbrauchs bei (AGEB 2026). Die Energieflüsse im heutigen Energiesystem sind in Abbildung 2-2 dargestellt. Insgesamt machen Mineralöle 36 % des Primärenergiebedarfs aus. Eingesetzt werden sie vor allem als Diesel, Benzin und Kerosin im Verkehrssektor, in der Industrie als Energieträger und Rohstoff sowie im Gebäudesektor als Heizöl in Ölheizungen. Gase machen 27 % des Primärenergieverbrauchs aus. Erdgas wird vorrangig im Gebäudesektor zur Beheizung und Warmwasserbereitstellung verwendet, in der Industrie zur Bereitstellung von Prozesswärme und in der Energiewirtschaft zur Stromerzeugung in Gaskraftwerken. 14 % des Primärenergieverbrauchs sind Braun- und Steinkohle, die zur Stromerzeugung in Kohlekraftwerken oder in der Industrie stofflich genutzt werden, wie in der Stahlherstellung. Gasförmige und flüssige Energieträger werden also heute fast ausschließlich aus fossilen zum Großteil importierten Energieträgern bereitgestellt. Geringe Anteile der Biomasse werden als Biomethan dem Erdgasmix beigemischt oder als Biodiesel und Benzin den flüssigen Kraftstoffen zugefügt.

Die Stromnachfrage im Netz lag im Jahr 2025 bei 443 TWh (energy-charts.info). Durch die erneuerbaren Energieträger Wind, Sonne, Biomasse, Geothermie und Wasserkraft wurde im Jahr 2025 der Großteil der Stromlast im Netz (55 %) gedeckt, durch Kohle und Gas die verbleibende Netzlast. Hierbei treten bei der Umwandlung in Strom jedoch erhebliche Energieverluste auf. Strom wird derzeit überwiegend im Gebäude- und Industriesektor genutzt.

Abbildung 2-2: Energieflüsse im heutigen Energiesystem Deutschland im Jahr 2025



2.3 Das Energiesystem im Wandel

Zum Erreichen der klimapolitischen Ziele besteht Handlungsbedarf, wie die Projektionen auf Basis aktueller Entwicklungen zeigen (vergleiche Kapitel 2.1). Doch wie kann eine kostenoptimale Transformation eines transnationalen und nationalen Energiesystems – unter Berücksichtigung aller Energieträger und Verbrauchersektoren – im Einklang mit den erklärten Klimazielen und der Gewährleistung einer sicheren Energieversorgung erreicht werden? Hierbei helfen Energiesystemmodelle, konkrete Transformationsdynamiken abzubilden und dabei die Wechselwirkungen innerhalb des Energiesystems zu berücksichtigen.

Das Energiesystemmodell REMod beruht auf einer kostenbasierten, nicht-linearen Optimierung (trans-)nationaler Energieversorgungssysteme, deren CO₂-Emissionen ein vorgegebenes Budget und vorgegebene jährliche Reduktionsziele nicht überschreiten. Das Optimierungsziel besteht darin, alle Generatoren, Speicher, Konverter und Verbraucher zu minimalen Kosten so zu dimensionieren, dass die Energiebilanz des Gesamtsystems zu jeder Stunde erfüllt wird. Jede Technologieeigenschaft kann hierbei in beliebiger Detailtiefe abgebildet werden. So können z.B. verschiedene Ladestrategien für batterie-elektrische Fahrzeuge oder die Interaktion von thermischen Speichern mit unterschiedlichen Heizungssystemen realitätsnah abgebildet werden. Im Modell wird somit neben der ökologischen Nachhaltigkeit und Wirtschaftlichkeit auch die Versorgungssicherheit durch eine hohe technische Detailtiefe sowie zeitliche Auflösung berücksichtigt. Durch das Einbringen realer Wetterdaten wird auch der Einfluss extremer Wetterjahre auf das Energiesystem betrachtet. Ebenso können durch einen Mehr-Knoten-Ansatz unterschiedliche Regionen (z.B. EU-Staaten oder Bundesländer) in dem Betrachtungsraum abgebildet und deren Interaktion untereinander untersucht werden, wodurch Rückschlüsse auf Infrastrukturmaßnahmen möglich sind. (FH ISE 2026)

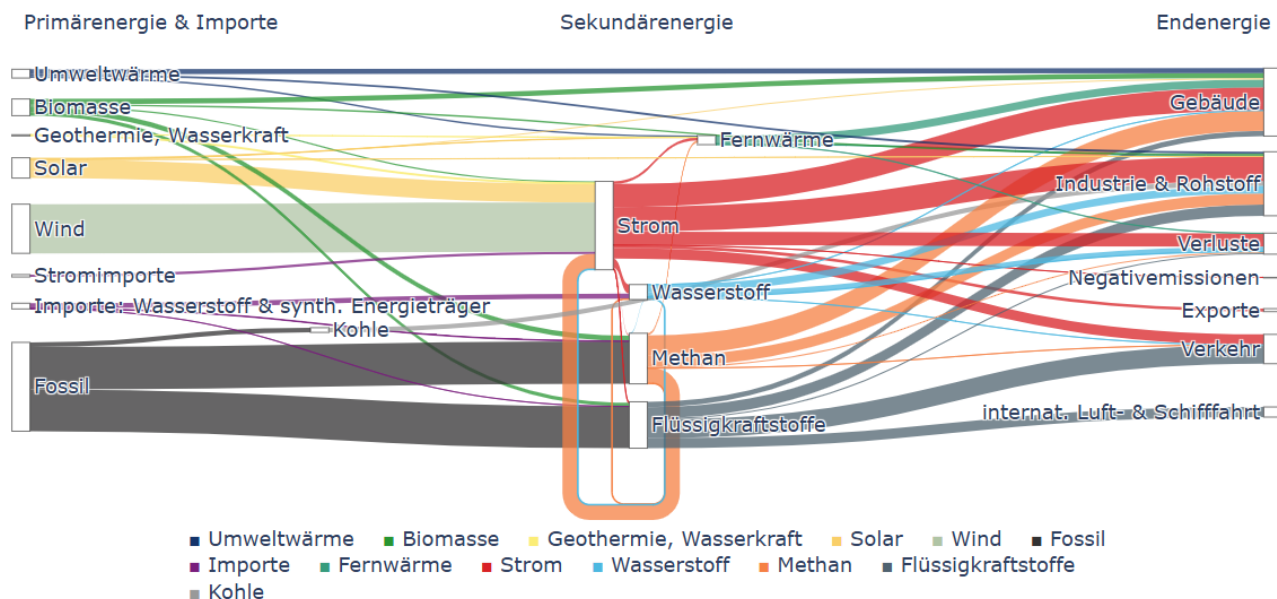
Innerhalb der Studie „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem“ des Fraunhofer ISE (Thelen et al. 2024) wurden mit dem Energiesystemmodell REMod vier unterschiedliche Zukunftsszenarien aufgezeigt. Das Ziel unterschiedlicher Szenarien ist auf der einen Seite die Ableitung robuster Entwicklungen und auf der anderen Seite die Identifikation sensibler Transformationsbereiche und die Ableitung von (politischen) Handlungsempfehlungen daraus. Die ausführliche Studie inklusive Datenanhang findet sich hier¹. Zudem sind die Szenarien auf der Seite der energy-charts² visualisiert. Die Daten, die im Rahmen dieser Studie genutzt werden, beziehen sich auf das Szenario „Technologieoffen“ der Studie. Dieses Szenario beschreibt eine kostenoptimierte Transformation 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.

Innerhalb der nächsten 10 Jahre bis zum Jahr 2035 zeigen die Modellergebnisse bereits deutliche Veränderungen im Energiesystem (siehe Abbildung 2-3). Die Menge fossiler Energieträger reduziert sich um die Hälfte, gleichzeitig zeigt sich eine Zunahme der erneuerbaren Energieträger Wind und Solar um jeweils den Faktor 3. Die gesamte Stromnachfrage steigt vom Jahr 2025 bis zum Jahr 2035 um Faktor 2,4 an und beträgt 1068 TWh. Getrieben ist der Anstieg der Stromnachfrage durch die zunehmende Elektrifizierung der Verbrauchssektoren (Verkehr, Gebäude, Industrie) sowie neue Verbraucher wie IT-Anwendungen und Rechenzentren sowie die Elektrolyse zur Herstellung von heimischem Wasserstoff oder Power-to-Heat zur Nutzung von Überschussstrom zur Bereitstellung von Wärme. Im Jahr 2035 werden zudem bereits synthetische gasförmige und flüssige Energieträger durch Power-to-Gas und Power-to-Liquids heimisch erzeugt. Es findet ein Einstieg in den Import von Wasserstoff, synthetischem Methan und Flüssigkraftstoffen aus Drittländern statt.

¹ [Studie: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem – Bundesländer im Transformationsprozess - Fraunhofer ISE](#)

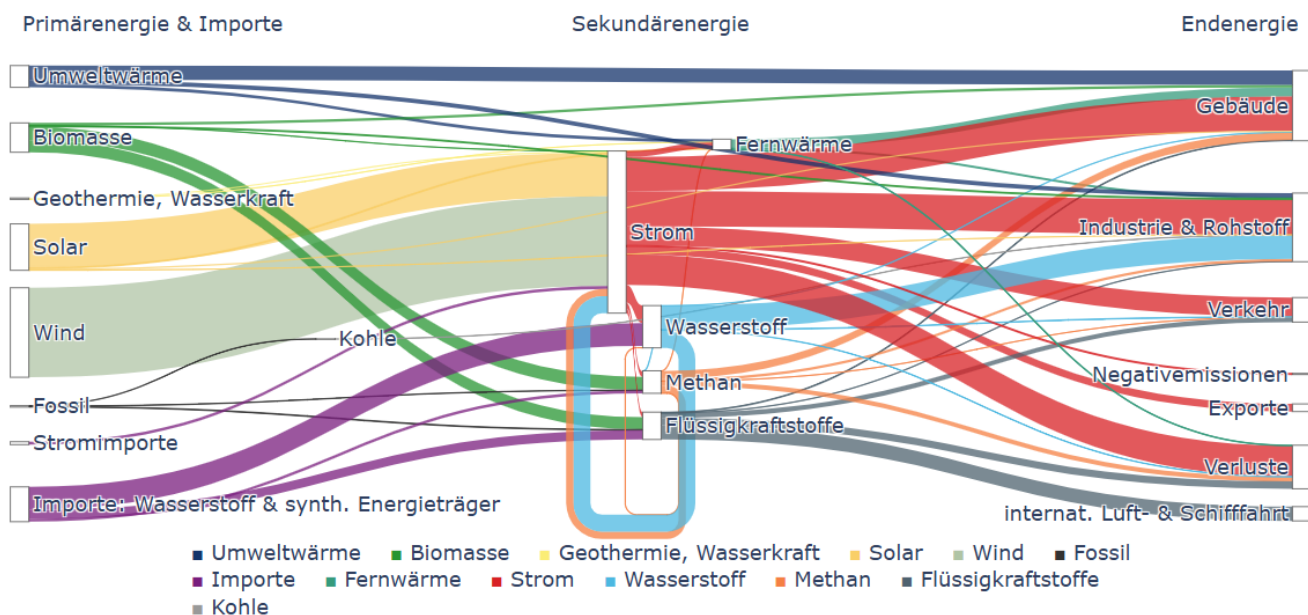
² [Transformationspfade | Installierte Leistung](#)

Abbildung 2-3: Modellierter Energieflüsse im Energiesystem Deutschland im Jahr 2035



Die Dominanz von Strom ist im klimaneutralen Energiesystem im Jahr 2045 zentral, wie in Abbildung 2-4 zu sehen ist. Mit 1600 TWh hat sich die Stromnachfrage noch einmal deutlich um Faktor 3,6 gegenüber der heutigen Strombereitstellung erhöht. Die Stromnachfrage wird zu 60 % durch Windkraftanlagen und 30 % durch Photovoltaikanlagen gedeckt. Die verbleibenden 10 % werden durch die Rückverstromung von Wasserstoff in Wasserstoffturbinen, durch Gaskraftwerke (die mit einem Mix aus Biomethan, synthetischem Methan und Wasserstoff betrieben werden), Importe und Strom aus Wasserkraftwerken gedeckt. Fossile Energieträger werden nicht mehr importiert, dafür Wasserstoff, synthetische flüssige und gasförmige Energieträger. Die flüssigen Energieträger werden für Luft- und Schifffahrt eingesetzt, gasförmige Energieträger zur Rückverstromung und im Gebäudesektor zum Betrieb verbleibender Gaskessel. Wasserstoff kommt vorrangig im Industriesektor zum Einsatz, dort vor allem in der stofflichen Nutzung.

Abbildung 2-4: Modellierter Energieflüsse im Energiesystem Deutschland im Jahr 2045



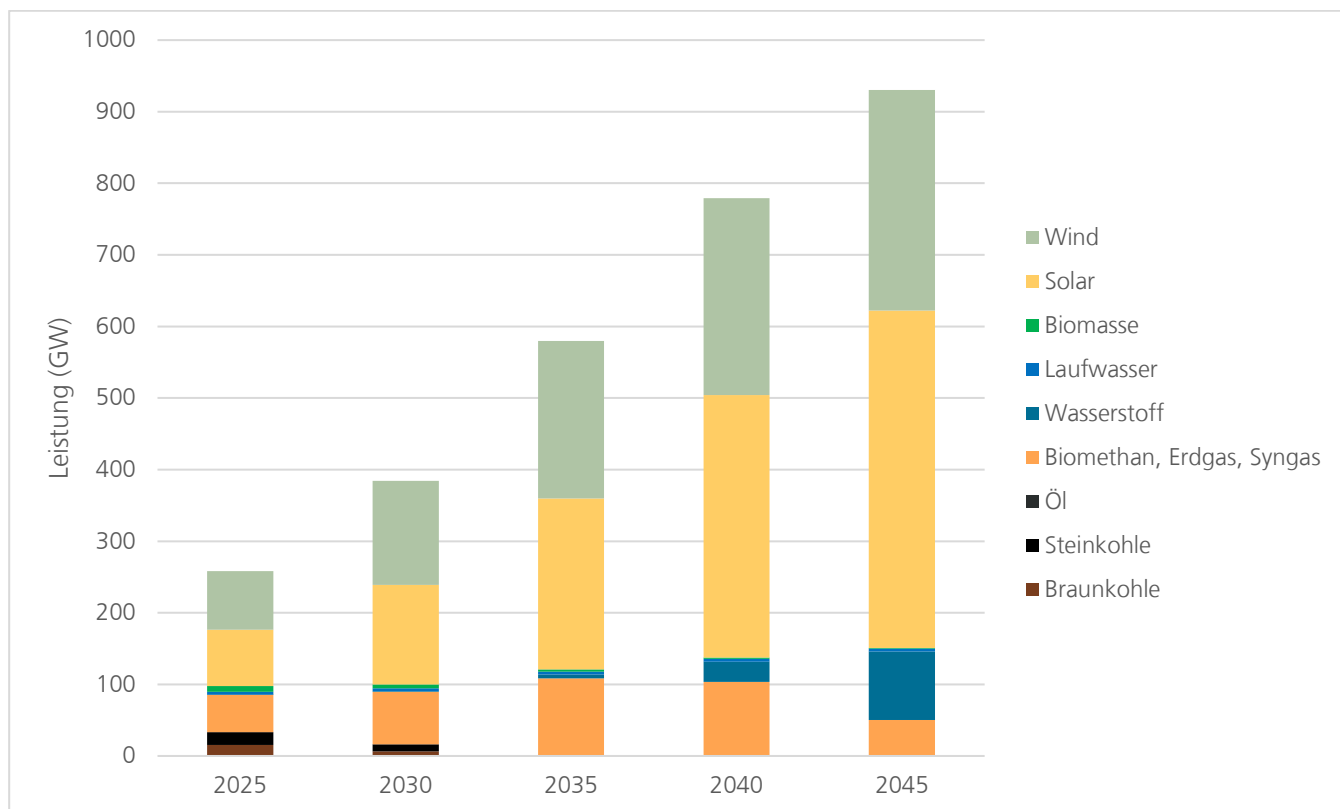
Der **Gebäudesektor** wird weg von den heute dominierenden Technologien Gas- und Ölkessel vorrangig zugunsten von Wärmepumpen und Fernwärme transformiert. Wärmepumpen machen einen Anteil von 53 % am Technologiemix im Gebäudesektor aus, Fernwärme 19 %. Der Mix der Fernwärme setzt sich zu 71 % aus der Bereitstellung durch Großwärmepumpen und Power-to-Heat, sowie 12 % aus KWK-Anlagen zusammen, die mit dem Gasmix aus Biomethan, Wasserstoff und synthetischem Gas betrieben werden. Jeweils weitere 7 % machen Biogasanlagen und Solarthermie aus. Der Anteil von Holzkesseln halbiert sich bis zum Jahr 2045 auf 7 %, da Biomasse vor allem zur Herstellung von Biodiesel und Biogas verwendet werden sollte. Auf Grund der Lebensdauer von rund 20 Jahren verbleiben 15 % Gaskessel im Technologiemix, die mit dem Gasmix aus Biomethan, synthetischem Methan und Wasserstoff betrieben werden. Der Endenergieverbrauch im Gebäudesektor reduziert sich von 950 TWh im Jahr 2025 auf 757 TWh im Jahr 2045 um 20 %. Neben dem Austausch der Heizsysteme ist der Rückgang des Endenergieverbrauchs auf die Sanierung von Gebäuden zurückzuführen.

Den größten Energieverbrauch des **Verkehrssektors** macht der straßengebundene Verkehr aus, wo heute fossile Antriebsarten dominieren. Die Modellergebnisse zeigen sowohl im PKW- als auch im LKW-Segment eine nahezu vollständige Transformation zu Elektroantrieben bis zum Jahr 2045. Dadurch reduziert sich der Endenergieverbrauch von 595 TWh im Jahr 2025 auf 265 TWh im Jahr 2045 deutlich. Wasserstoff nimmt im Verkehrssektor eine untergeordnete Rolle ein. Für ausgewählte Anwendungsfälle kann Wasserstoff aber eine zusätzliche Option zur Elektrifizierung darstellen.

Die Elektrifizierung der Prozesswärme ist eine Kernstrategie zur Dekarbonisierung der **Industrie**. Für den Temperaturbereich unterhalb von 200 °C stellen Hochtemperaturwärmepumpen die zentrale Technologie dar. Für den Temperaturbereich darüber kommen unterschiedliche Technologien wie Elektrodenkessel oder Wasserstoffkessel zum Einsatz. 271 TWh Wasserstoff und PtX-Produkte sind im Jahr 2045 in der Industrie nötig, um den Bedarf für Feedstock (63 %) und Hochtemperatur-Prozesswärme (16 %) zu decken. Zusätzlich müssen schwer vermeidbare Emissionen des Sektors durch CO₂-Abscheidung ausgeglichen werden.

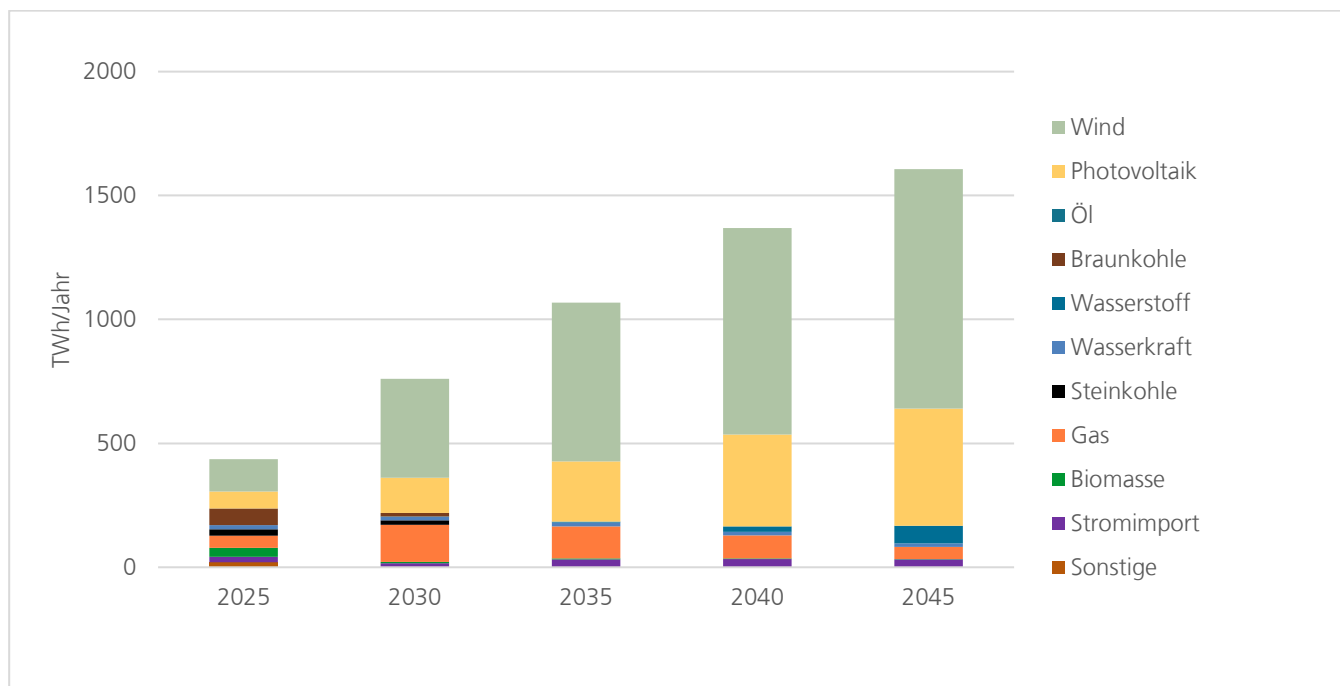
In der **Energiewirtschaft** scheiden die Kohlekraftwerke gemäß Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) aus (siehe Abbildung 2-5). Die installierte Leistung von Windkraftanlagen steigt von 79 GW heute, auf 220 GW in 2035 und 308 GW im Jahr 2045. Die Leistung von Photovoltaik verdoppelt sich bis zum Jahr 2035 auf 239 GWp, bis 2045 auf 470 GWp. Zur Deckung von Spitzenlasten und zur Sicherstellung der Resilienz sind zudem flexible Back-up-Kraftwerke vorgesehen.

Abbildung 2-5: Entwicklung der installierten Leistung der Stromerzeugungstechnologien



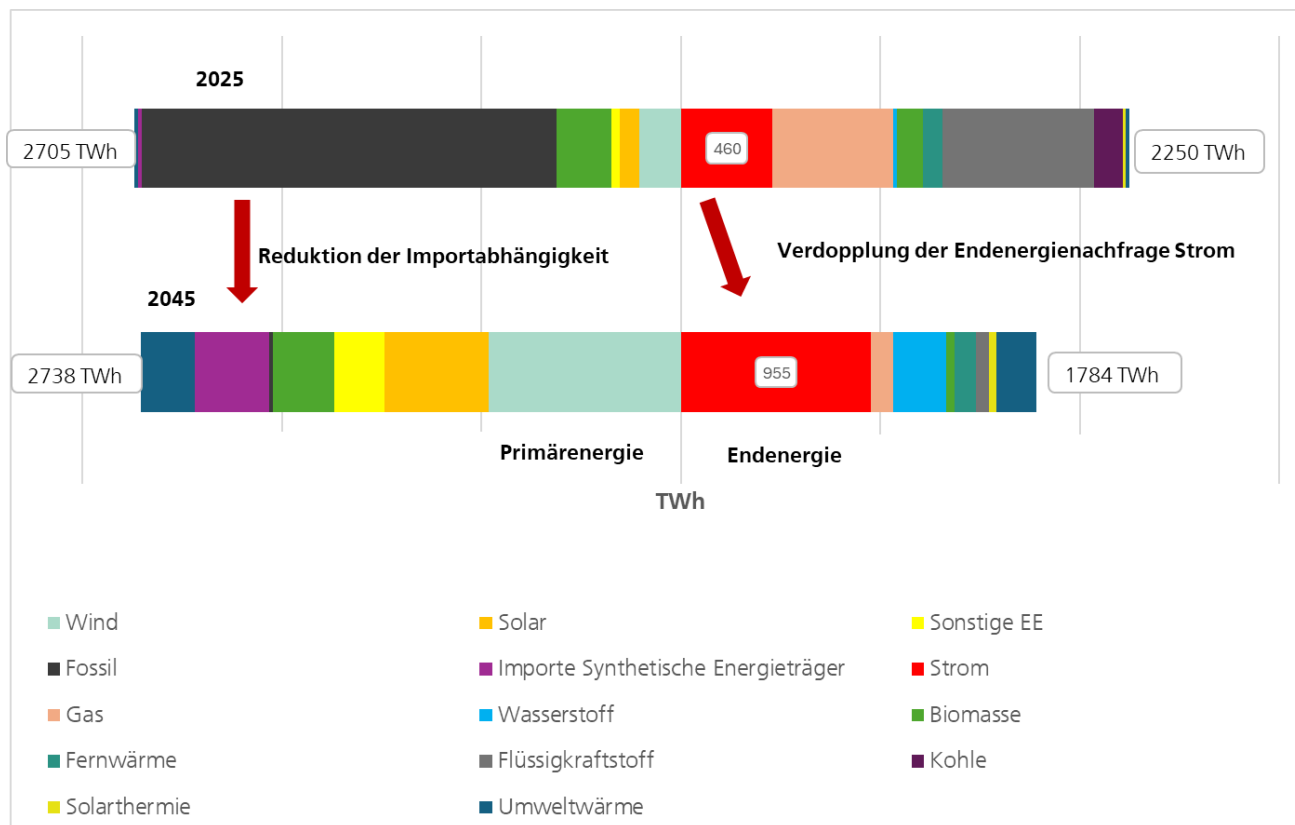
Die Strombereitstellung steigt um den Faktor 3,7 von 443 TWh im Jahr 2025 auf 1606 TWh im Jahr 2045. In Summe ergibt sich ein Stromerzeugungsmix in dem Wind- und Solarstrom 90 % der Stromerzeugung ausmachen, wie in Abbildung 2-6 dargestellt. Die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen beträgt im Jahr 2045 965 TWh. Neben Wind ist die Erzeugung aus Photovoltaikanlagen zentral. Im Jahr 2045 werden 473 TWh durch PV-Anlagen gedeckt.

Abbildung 2-6: Stromerzeugungsmix



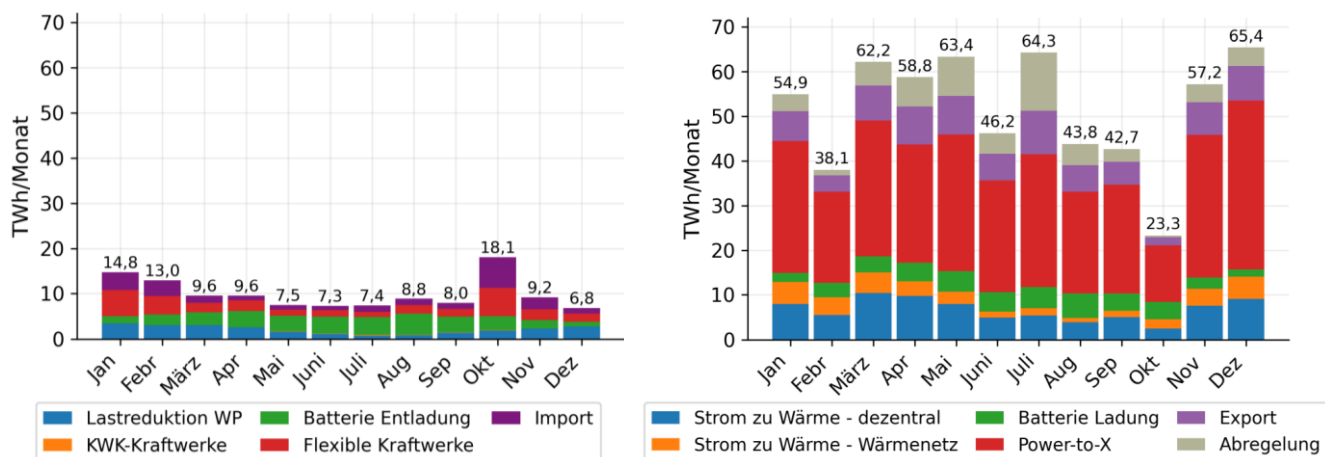
Die heute bestehende Abhängigkeit von Öl- und Gasimporten in der Primärenergiebereitstellung kann durch die Transformation des Energiesystems um 80 % reduziert werden, wie in Abbildung 2-7 dargestellt. Der Großteil der zukünftigen Primärenergiebereitstellung wird durch heimische Ressourcen wie Wind, Sonneneinstrahlung, Umweltwärme, Biogene Energieträger und Sonstige Energieträger wie Wasserkraft und Geothermie gedeckt. Aber auch in Zukunft wird es noch notwendig sein, Energieträger wie Wasserstoff, synthetisches Methan und synthetische Flüssigkraftstoffe zu importieren.

Abbildung 2-7: Transformation der Primär- und Endenergienachfrage von heute zur Erreichung der Klimaneutralität



Um die hohen Anteile erneuerbarer Energien zu integrieren ist die Flexibilisierung des Systems zentral. Die Beiträge flexibler Erzeuger und Verbraucher auf monatlicher Basis sind in Abbildung 2-8 dargestellt. In Zeiten von Strommangel (links in der Abbildung), also in Zeiten mit sogenannter positiver Residuallast, werden stationäre und mobile Batterien entladen, die Last von Wärmepumpen reduziert, Strom aus dem europäischen Verbund importiert sowie KWK-Anlagen und flexible Kraftwerke betrieben. Der Bedarf an Flexibilität ist in den Wintermonaten höher als in den Sommermonaten, da im Winter sowohl eine höhere Last durch Heizen auftritt, das Angebot von Solarstrom niedriger ausfällt und es auch zu Phasen kommen kann, in denen wenig Wind weht (sogenannte kalte Dunkelflauten). Der Bedarf für Lastverschiebung von Wärmepumpen, sowie der Bedarf flexibler Kraftwerksleistung und dem Import von Strom ist daher in den Wintermonaten ausgeprägter als in den Sommermonaten. In den Sommermonaten hingegen kann die Strombilanz durch das Entladen von Batteriespeichern ausgeglichen werden. Der Bedarf an Flexibilität ist mit 18,1 TWh im Oktober am größten, in den Sommermonaten mit rund 7,5 TWh am niedrigsten. Das reale Wetterjahr 2015 liegt den Berechnungen zu Grunde. Der erhöhte Bedarf an Flexibilität im Oktober ist hier als beispielhaftes Ergebnis zu betrachten, nicht als das wahrscheinlichste Auftreten.

Abbildung 2-8: Monatlicher Einsatz von Flexibilitäten bei Strommangel (links) und Stromüberschuss (rechts) im Jahr 2045



Im Vergleich zu Zeiten mit wenig Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Strommangel) treten Zeitpunkte mit Stromüberschuss (negative Residuallast, viel Erneuerbare) deutlich öfter auf (siehe Abbildung 2-8 rechts). Zur Integration der Überschussenergie im System kommen eine Reihe von Flexibilitäten zum Einsatz. Den größten Anteil haben Power-to-X-Anlagen, deren flexibler Betrieb den Strom in speicherbare Energieträger wandelt. Insbesondere in den Wintermonaten wird die Erzeugung von Wärme aus Strom (Power-to-Heat) in Zeiten mit Stromüberschüssen verlagert, während Batteriespeicher höhere Energiemengen in den Sommermonaten zwischenspeichern, da hierdurch insbesondere Peaks durch Solarstrom abgepuffert werden können. Zudem wird das ganze Jahr über Strom exportiert. Zusätzlicher Strom, der nicht genutzt werden kann, wird abgeregelt. Im Sommer treten diese Zeitpunkte öfter auf als in den Wintermonaten. Die Energiemengen bei Stromüberschuss, die flexibel eingesetzt werden sind deutlich höher als in Strommangelzeiten und liegen bei bis zu 65,4 TWh im Dezember. Das Zusammenspiel stündlicher Erzeugung und Verbrauch für eine Auswahl einzelner Wochen im Jahr 2045 zeigt Kapitel 3.

3

Zuverlässigkeit

Die Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch kann sicherstellen, dass das ganze Jahr über zu jeder Stunde ausreichend Strom zur Versorgung der Nachfrage bereitgestellt wird. Im Modell REMod sind fünf unterschiedliche reale Wetterjahre (2011 bis 2015) hinterlegt, um plausible Erzeugungssituationen abzubilden. Das Wetter im Jahr 2045 entspricht dem Wetter im Jahr 2015. Zum Ausgleich kurzfristiger Schwankungen kommen stationäre und mobile Batteriespeicher durch Vehicle-2-Grid-Anwendungen und Pumpspeicher zum Einsatz. Die installierte Leistung beträgt rund 400 GWh. In Strommangelsituationen, in denen wenig Wind weht und die solare Erzeugung gering ist, werden zuvor geladene Batteriespeicher entladen. Durch das europäische Stromnetz wird Strom importiert und Back-up-Kraftwerke wie Wasserstoff-Turbinen kommen zum Einsatz. Im Jahr 2045 werden für diese Zeiten Back-up-Kapazitäten von 120 GW benötigt. Da in solchen Phasen hohe Marktpreise herrschen, reduzieren Verbraucher in Industrie, Gebäude und Verkehr ihre Last deutlich. Flexible Verbraucher wie Power-to-X-Anlagen werden in Zeiten niedrigen erneuerbaren Dargebots nicht betrieben.

Zu Zeiten mit hohen Einspeisemengen fluktuierender Erneuerbarer wird deren Verbrauch hingegen angereizt. So kann Wasserstoff und synthetisches Methan für Zeiten des Strommangels vorgehalten werden. Typischerweise verringert sich der Füllstand des Wasserstoffspeichers in den Wintermonaten, während er über das Frühjahr und die Sommermonate gefüllt wird. Gleichzeitig werden bei Stromüberschuss Batterie- und Pumpspeicher geladen und Strom ins europäische Ausland exportiert. Zudem wird Strom zusammen mit Umweltwärme genutzt, um Wärme direkt bereitzustellen bzw. in Wärmespeichern zwischenspeichern und bedarfsgerecht zur Verfügung zu stellen.

Im Jahresverlauf zeigen sich deutliche Unterschiede in der Stromerzeugung und dessen Verbrauch. So können gerade im Winter hohe Lasten von rund 340 GW in einer Stunde auftreten, da hier neben industriellem Verbrauch und der Verkehrsnachfrage die Wärmenachfrage besonders hoch ist. Im Sommer an einem Wochenende hingegen kann die Last mit 52 GWh in einer Stunde um den Faktor 6,5 geringer sein, wenn niedrige Wärmenachfrage bei gleichzeitig geringer Verkehrsnachfrage zusammenkommen. Im Durchschnitt liegt die Stromnachfrage pro Stunde bei 160 GWh.

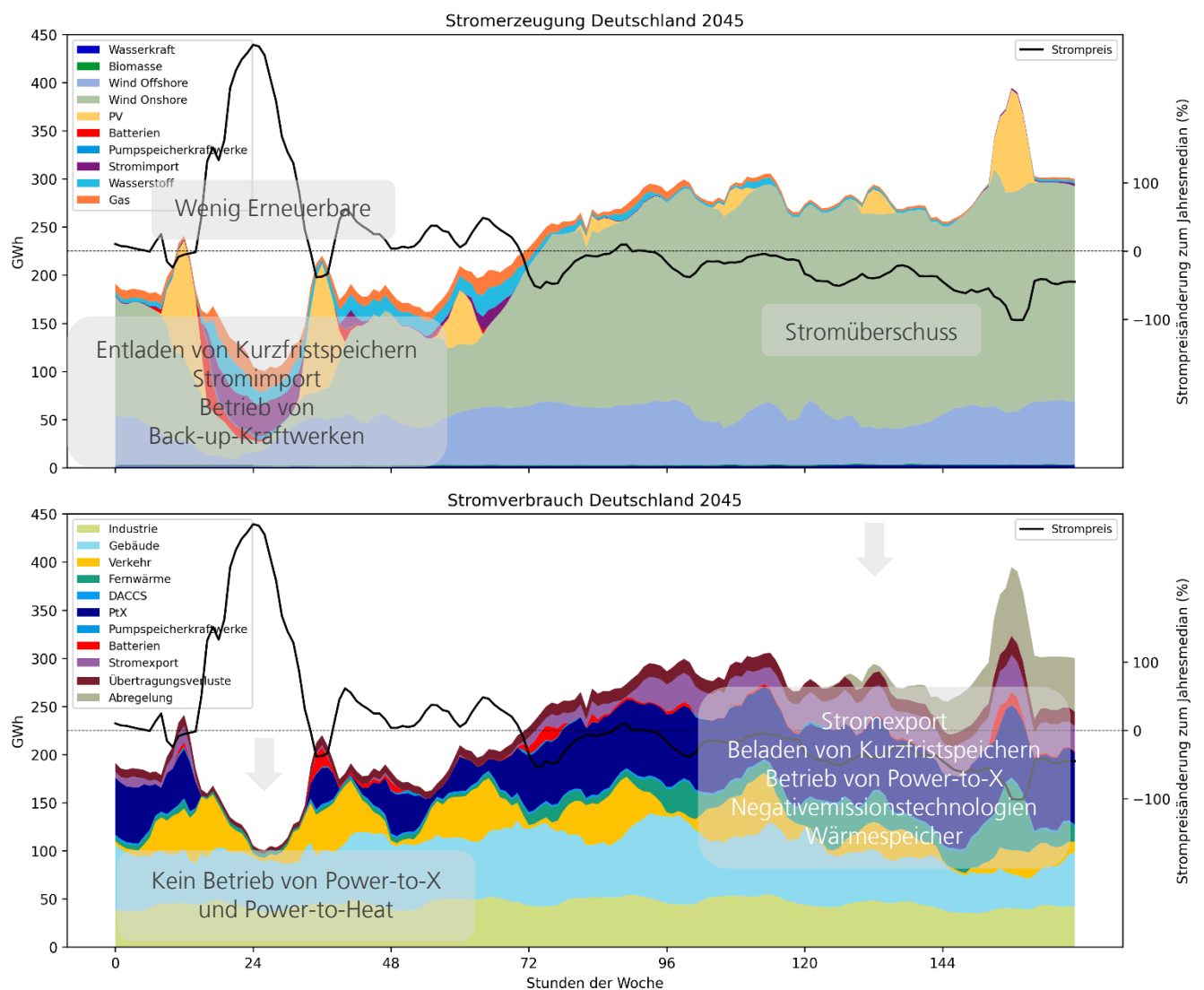
3.1 Exemplarische Wochenprofile im Laufe des Jahres 2045

Der folgende Abschnitt zeigt die Modellergebnisse einer Auswahl von sieben unterschiedlichen Wochen im Jahr 2045 die durch andere Erzeugungs- und Verbrauchssituationen gekennzeichnet sind.

Zeiten mit kurzfristig wenig erneuerbaren Energien im Winter

Im Winter, z.B. in der Januarwoche des Jahres 2045, kann es dazu kommen, dass eine kurze Phase mit wenig erneuerbaren Energien auftritt (siehe Abbildung 3-1). In diesen Phasen zeigen sich deutlich höhere Strompreise im Vergleich zum Jahresmedian im Jahr 2045. Im Energiesystem werden bei kurzfristig geringer Wind- und PV-Einspeisung auf der Nachfrageseite flexible Verbraucher, wie Power-to-X-Anlagen und Power-to-Heat, abgeschaltet. Gleichzeitig werden Speicher entladen, Strom importiert und flexible Back-up-Kraftwerke betrieben. Dieser Phase folgt in dieser beispielhaften Woche eine hohe Winderzeugung. Um den Strom zu nutzen, werden die flexiblen Verbraucher betrieben, Batterien geladen und Fernwärme bereitgestellt und gespeichert. Zudem wird Strom exportiert und es gibt Zeiten, in denen Überschussstrom abgeregelt wird.

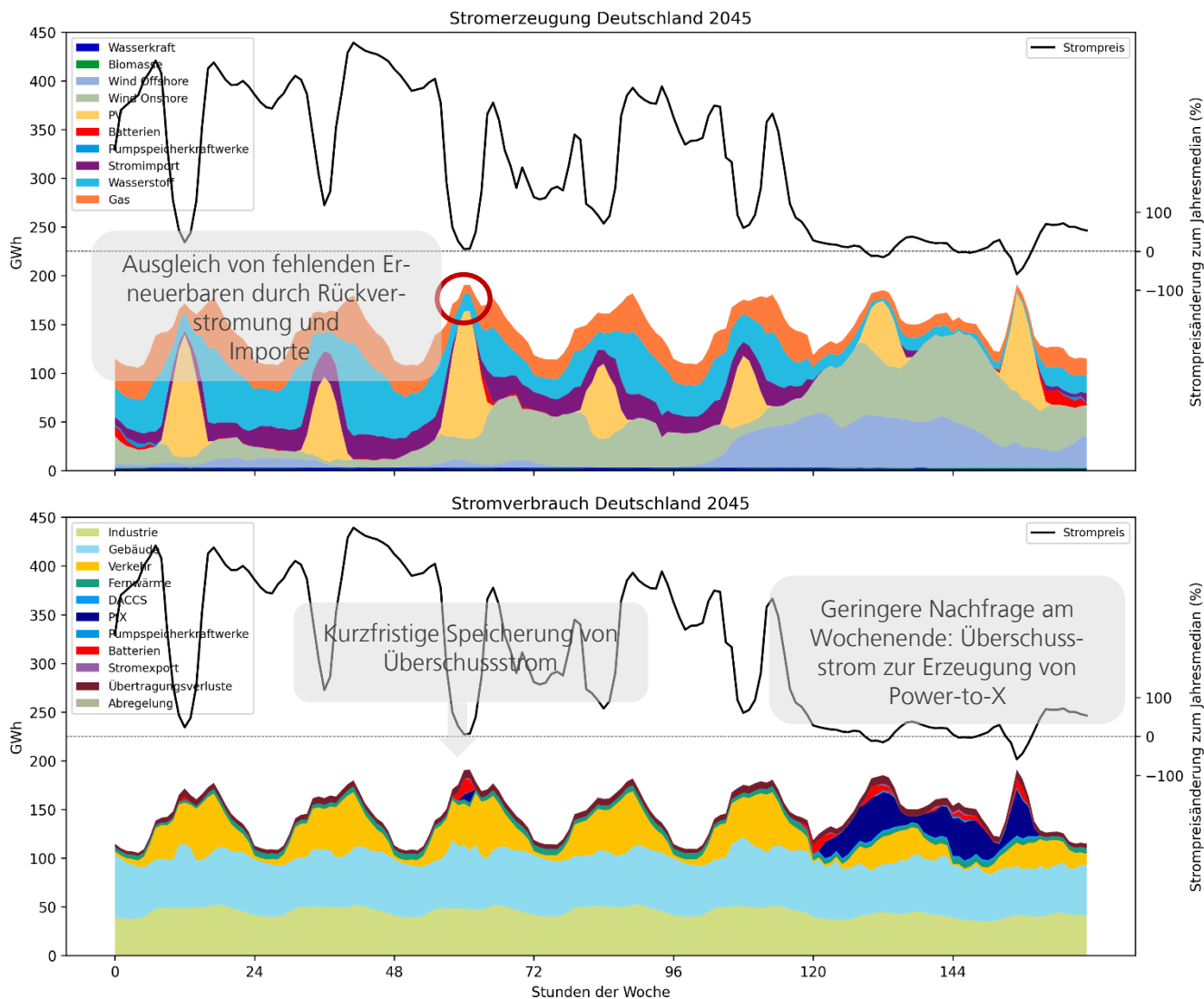
Abbildung 3-1: Stromnachfrage und -erzeugung in einer Januarwoche 2045



Kalte Dunkelflaute im Januar

Später im Januar kommt es zu einer längeren Phase, die von wenig Wind und PV-Einspeisung geprägt ist, wie in Abbildung 3-2 dargestellt, eine sogenannte kalte Dunkelflaute. Die unflexible Nachfrage in den Sektoren Industrie, Gebäude und Verkehr muss zum Großteil über mehrere Tage durch die Rückverstromung von Back-up-Kraftwerken gedeckt werden. Diese werden zum einen mit Wasserstoff in Wasserstoffturbinen und zum anderen mit dem Gasmix (Biomethan und synthetisches Methan) in Gaskraftwerken betrieben. Wichtig ist zu beachten, dass auch in einer Dunkelflaute im Jahr 2045 durch die hohe installierte Leistung von erneuerbaren Energien die Einspeisung von PV- und Windstrom nicht null ist, sondern auch dann geringe Beiträge leistet. Auch Stromimporte können einen Teil der Last decken, da Dunkelflauten selten in großräumigen Gebieten wie Europa gleichzeitig auftreten. Kurzfristige Speicher in stationären und mobilen Batteriespeichern sowie Pumpspeicher können anfangs noch entladen werden und so einen kleineren Teil der Nachfrage decken. Auch bei Auftreten einer PV-Spitze wird kurzfristig Strom zwischengespeichert. Die Beiträge sind jedoch gering. Bei steigendem Windangebot und gleichzeitig niedriger Verkehrsnachfrage am Wochenende tritt gegen Ende der Woche wieder Überschussstrom auf, der zur Beladung von Speichern und zur Power-to-X-Produktion genutzt wird. Im Mittel liegt die Nachfrage pro Stunde bei 145 GWh in dieser Woche.

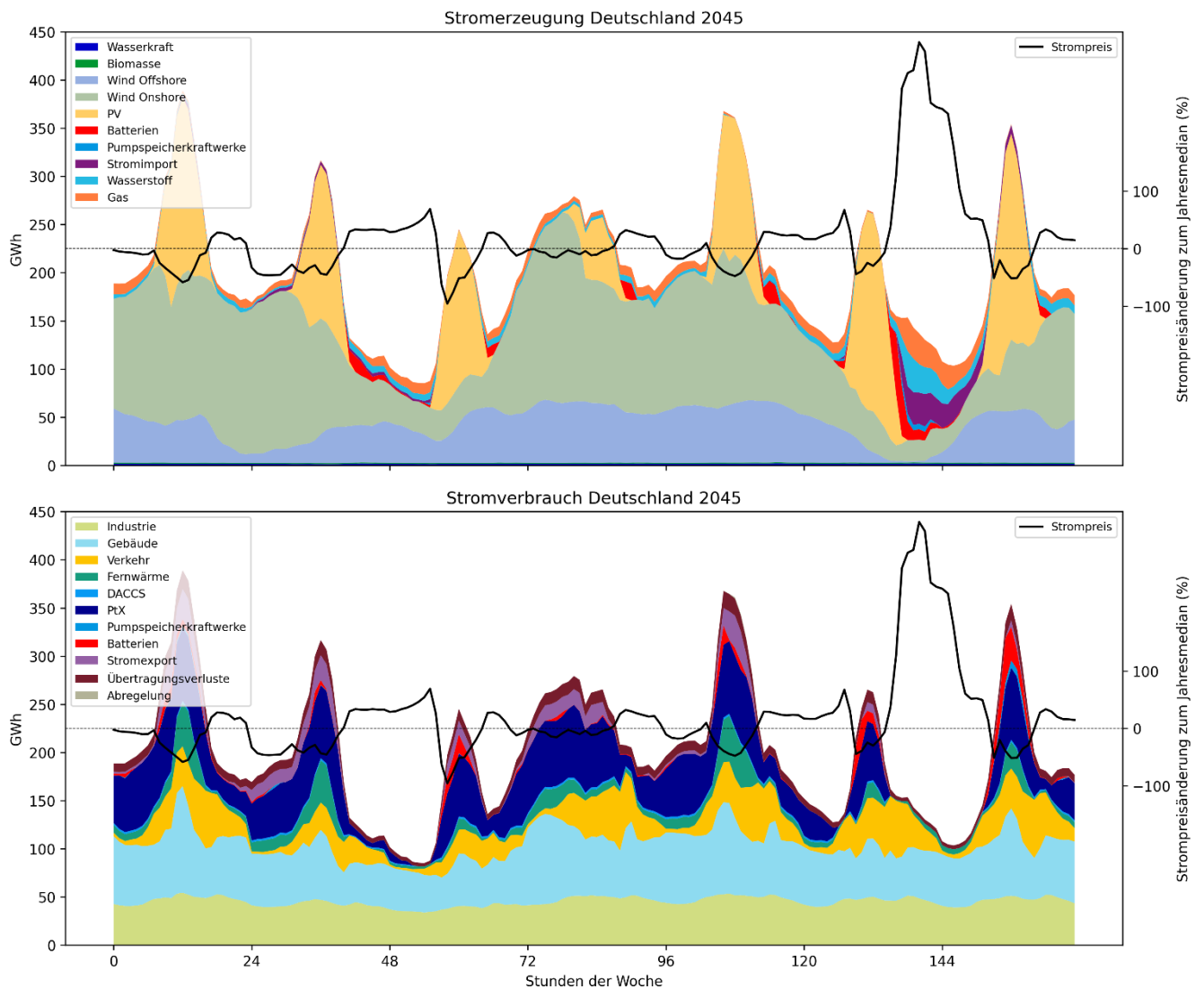
Abbildung 3-2: Stromnachfrage und -erzeugung in einer „Dunkelflaute“ 2045



Beispielhafte Februarwoche – viel Wind

Die ausgewählte Februarwoche zeigt sowohl eine hohe Windeinspeisung als auch PV-Produktion. Die Täler zwischen den PV-Peaks werden durch Rückverstromung sowie den Speicherbetrieb von Kurzfristspeichern gedeckt. Importe spielen gegen Ende der Woche eine Rolle, wenn wenig Windangebot vorhanden ist. Gleichzeitig zeigt sich auf der Verbrauchsseite der Betrieb von Power-to-X-Anlagen. Durch das erhöhte Angebot und den Betrieb flexibler Verbraucher liegt die stündliche Stromnachfrage in dieser Woche im Mittel bei 202 GWh, also um 57 GWh höher als in der Dunkelflautenwoche. Das Ladeverhalten von E-Fahrzeugen folgt bereits heute häufig den Stunden mit hoher PV- und Wind-Erzeugung und kann damit einen relevanten Beitrag zur Flexibilisierung des Stromsystems leisten.

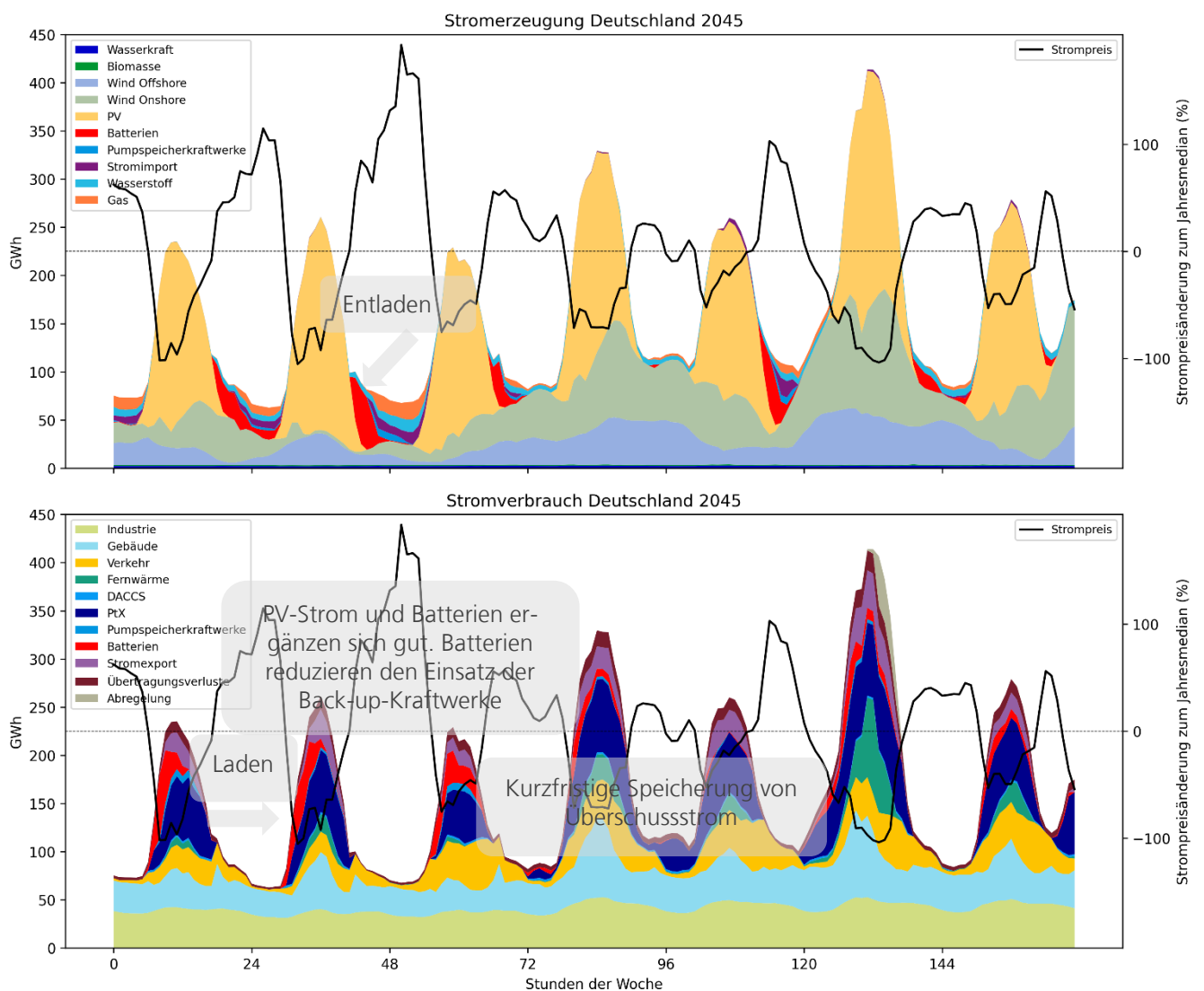
Abbildung 3-3: Stromnachfrage und -erzeugung in einer Februarwoche 2045



Beispielhafte Maiwoche – Viel PV

Die Frühlingsmonate sind von bereits hoher Solareinspeisung geprägt. Abbildung 3-4 zeigt eine Maiwoche, in der täglich eine ausgeprägte Solareinspeisung, bei schwankendem Windangebot charakterisierend ist. In den Einspeisepeaks der PV-Anlagen in den Mittagsstunden werden die stationären und mobilen Batteriespeicher sowie die Pumpspeicher geladen und abends sowie nachts wieder entladen, wenn gleichzeitig geringe Windeinspeisung vorliegt. Durch den Einsatz der Kurzfristspeicher wird weniger Rückverstromung in Back-up-Kraftwerken benötigt. Innerhalb der Zeiten mit hoher Stromerzeugung durch Solarkraftwerke werden Wärmepumpen flexibel betrieben, Power-to-X-Anlagen betrieben und Strom exportiert. Zudem müssen weitere Stromüberschüsse abgeregelt werden. Die mittlere Stromnachfrage in dieser Woche beträgt 161 GWh pro Stunde.

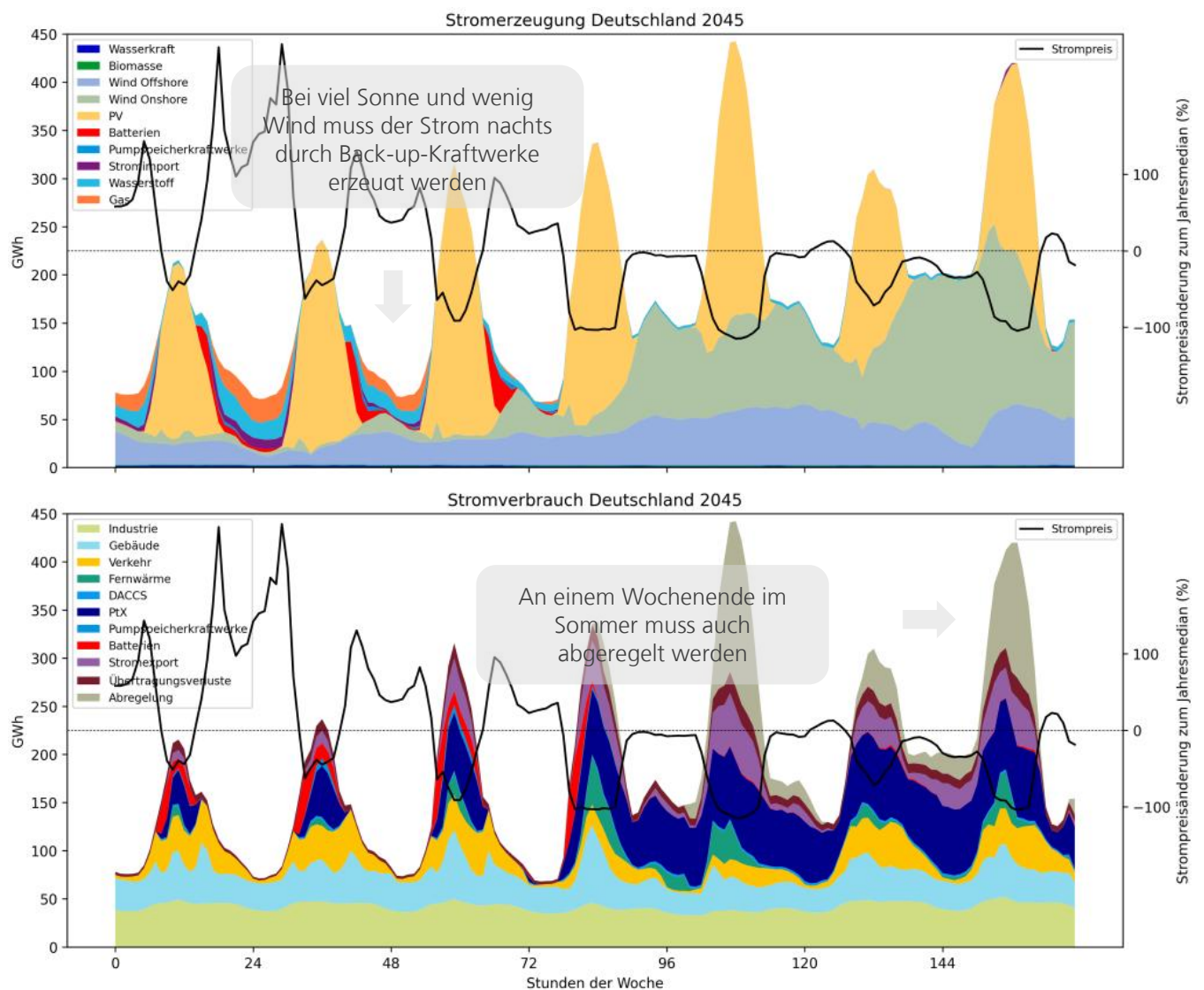
Abbildung 3-4: Stromnachfrage und -erzeugung in einer Maiwoche 2045



Beispielhafte Augustwoche – Viel PV

Eine beispielhafte Sommerwoche im August zeigt Abbildung 3-5. Durch zeitweise wenig Wind-Einspeisung müssen hier die Abend- und Nachttäler nach Entladung der Kurzfristspeicher durch Back-up-Kraftwerke gefüllt werden. Auch hier findet der flexible Betrieb von Power-to-X- und Power-to-Heat-Anlagen während des Tages statt, um den PV-Strom zu nutzen. Am Wochenende, bei geringerer Verkehrsnachfrage und erhöhter Windeinspeisung, muss Strom abgeregelt werden. Die durchschnittliche Nachfrage liegt in dieser Woche bei 148 GWh.

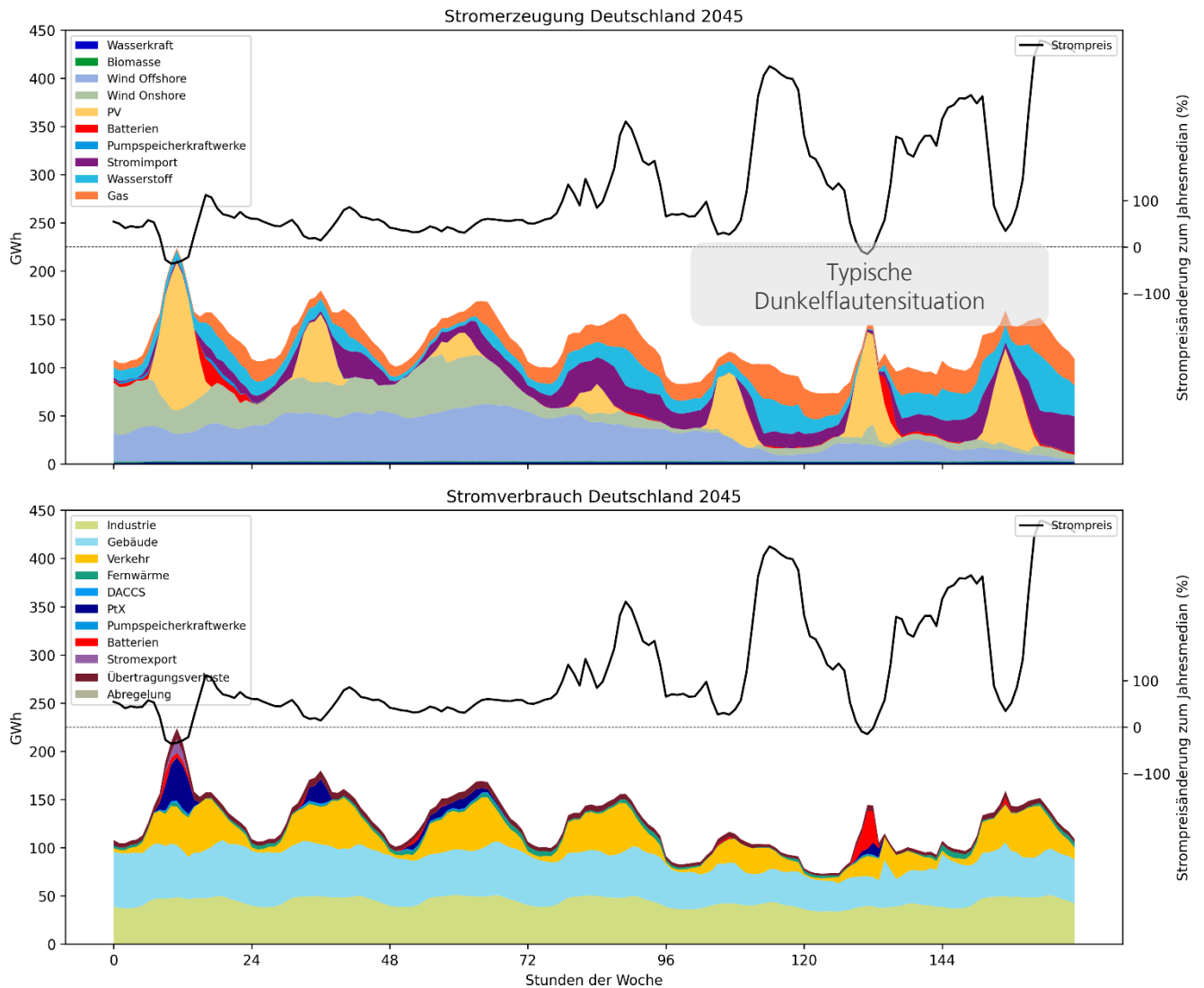
Abbildung 3-5: Stromnachfrage und -erzeugung in einer Augustwoche 2045



Beispielhafte Oktoberwoche – Dunkelflaute

Ähnlich wie im Januar tritt im Jahr 2045 in den Modellergebnissen eine erneute Dunkelflaute auf, wie Abbildung 3-6 zeigt. Die Nachfrage wird auf Grund geringen Angebots reduziert, sodass im Mittel die Nachfrage bei 124 GWh pro Stunde liegt. Verglichen mit der Februarwoche im Schnitt 78 GWh weniger. Zur Überwindung von möglichen Versorgungsengpässen ist die Nutzung von Flexibilität im System, Back-up-Kraftwerken sowie der Stromaustausch im europäischen Verbundsystem essenziell.

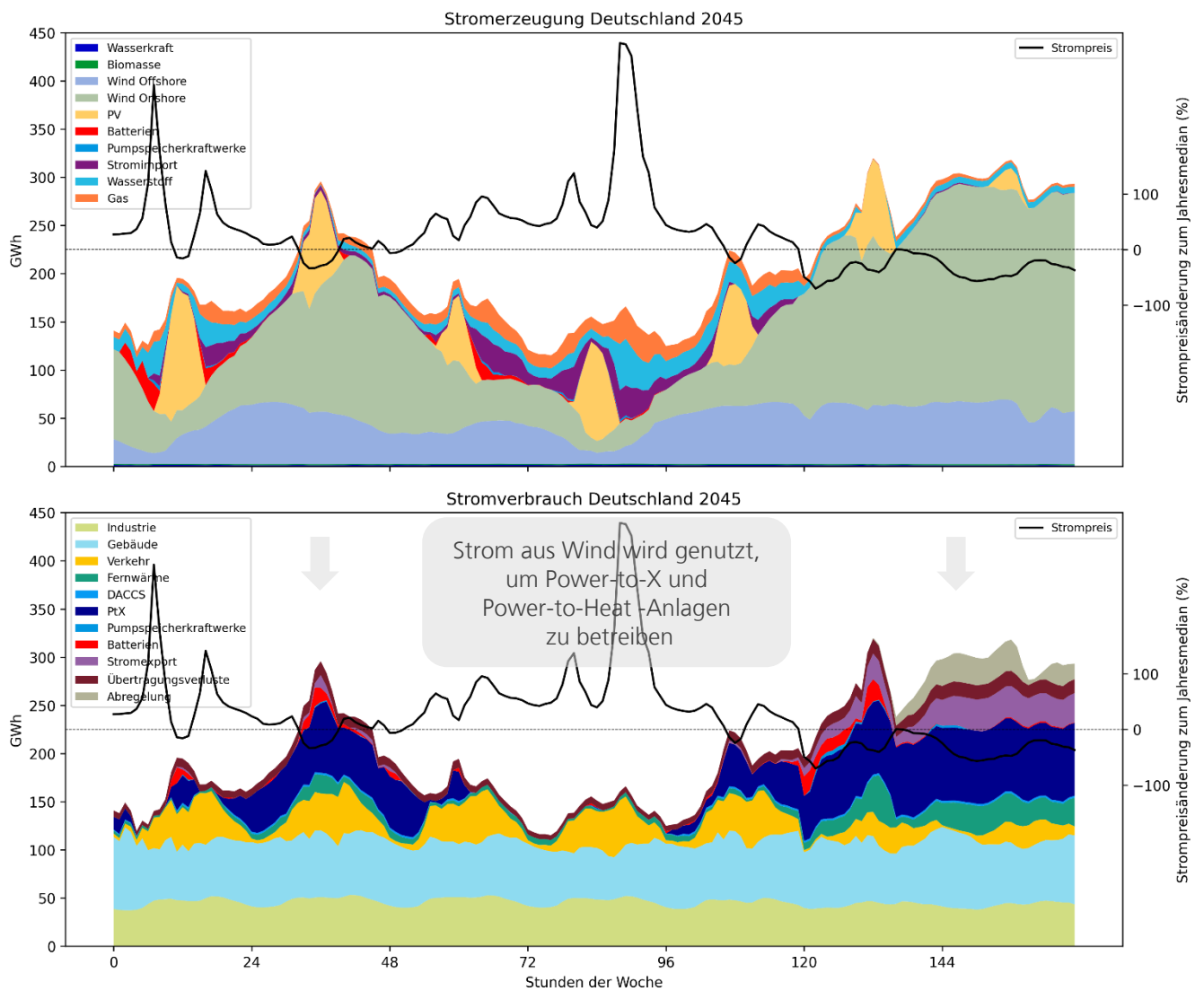
Abbildung 3-6: Stromnachfrage und -erzeugung in einer Oktoberwoche 2045



Beispielhafte Novemberwoche – Viel Wind

Wenn viel Windstrom zur Verfügung steht, wird er genutzt, um flexible Anlagen zu betreiben. Jedoch müssen in Abhängigkeit des Wind- und PV-Stromangebots, auch flexible Kraftwerke genutzt werden, um die Nachfrage zu decken. Die Woche ist geprägt sowohl von Versorgungsengpässen als auch Überschussituationen, in denen Strom abgeregelt werden muss. Die mittlere Nachfrage beträgt in der Novemberwoche 199 GWh pro Stunde.

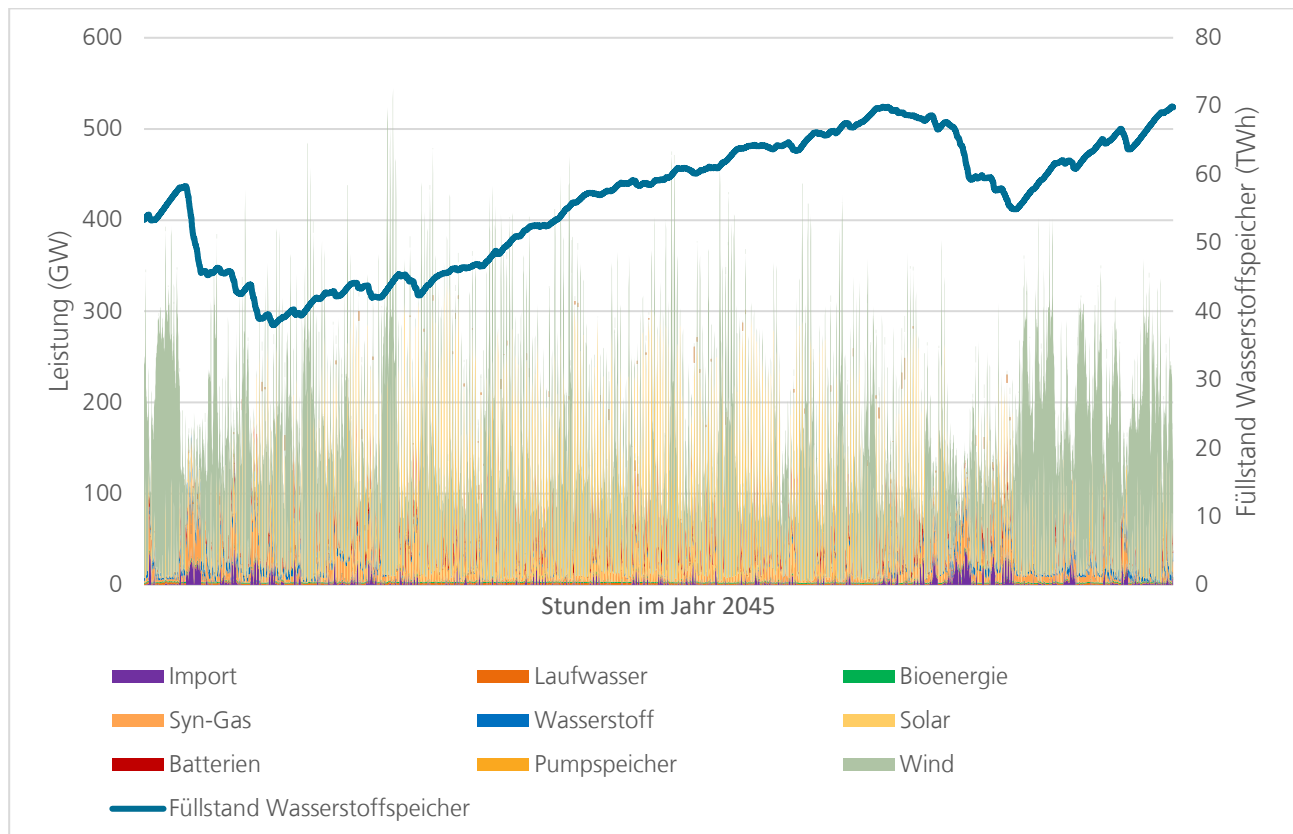
Abbildung 3-7: Stromnachfrage und -erzeugung in einer Novemberwoche 2045



Gesamtschau im Jahresverlauf

Die Einblicke in die einzelnen Wochen des Jahres verdeutlichen den hohen Grad an Flexibilität, der im zukünftigen Stromsystem benötigt wird. Die Rolle der Flexibilisierung ist für die Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien essentiell. Um Phasen zu überbrücken, in denen wenig Wind- und PV-Angebot vorhanden ist, ist die langfristige Speicherung von Energieträgern in Form von Molekülen (Power-to-X) wichtig. So wird in Zeiten von Stromüberschuss der Wasserstoffspeicher gefüllt und in Zeiten mit wenig erneuerbaren Energien Wasserstoff aus dem Speicher entnommen und rückverstromt. Abbildung 3-8 zeigt die Entwicklung des Wasserstoffspeichers über den Jahresverlauf.

Abbildung 3-8: Entwicklung des Wasserstoffspeicherstands im Jahresverlauf 2045



Die Ergebnisse der Modellierung zeigen, dass das Erreichen der Klimaschutzziele und damit einhergehend hohe Anteile erneuerbarer Energien in das Stromsystem integriert werden können. Über alle Stunden des Jahres kann die Deckung der Nachfrage zuverlässig sichergestellt werden. Notwendig ist hierfür neben dem Ausbau erneuerbarer Energien, der nationale und internationale Netzausbau, der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft, der Ausbau von Smart-Metern und Netzsteuerungskomponenten, der Ausbau von Back-up-Kapazitäten und die Flexibilisierung der Verbrauchsseite. Darüber hinaus sind der Ausbau von bidirektionalem Laden und ein passfähiger regulatorischer Rahmen erforderlich.

4 Kosteneffizienz

4.1 Was kostet die Stromerzeugung heute?

Börsenstrompreise

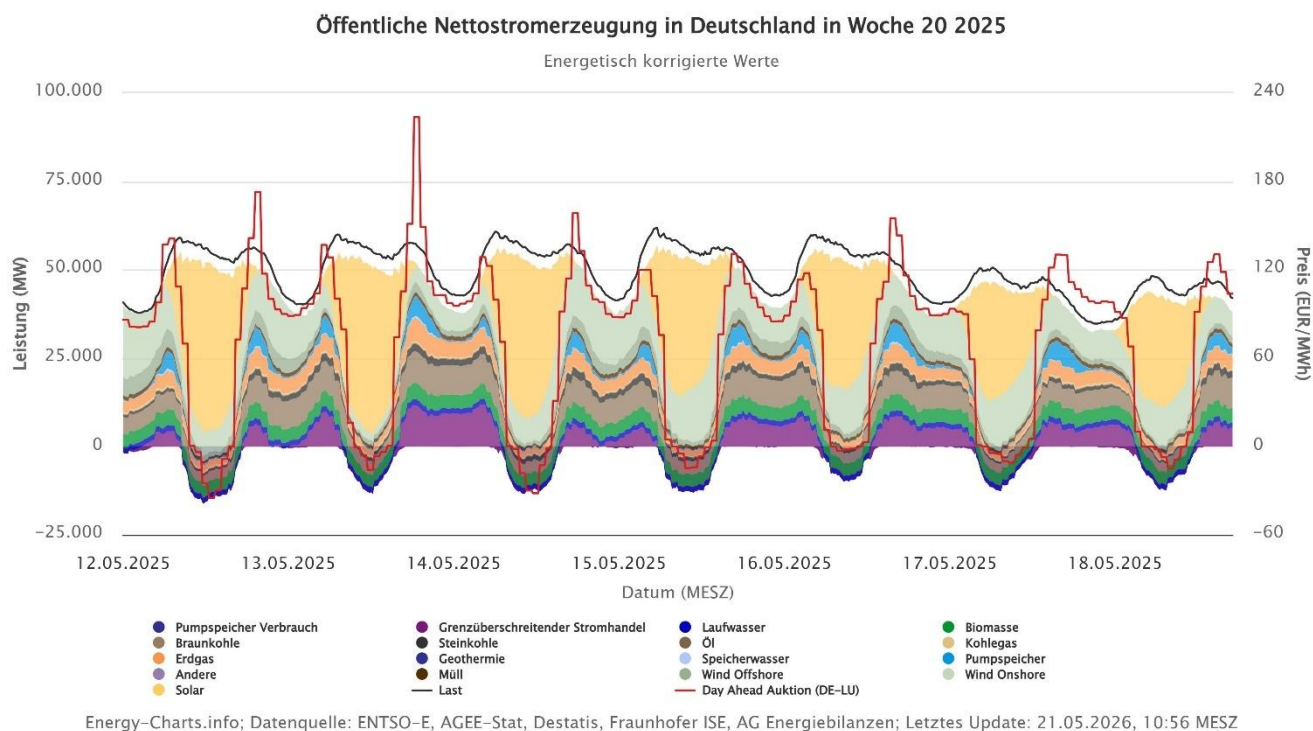
Der mittlere Strompreis für Endkunden liegt heute je nach Verbrauchssegment für einen Haushalt mit 3500 kWh/Jahr bei 37 ct/kWh (Neukunden zahlen deutlich weniger, zwischen 25 und 30 ct/kWh), für einen Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 160.000 bis 20 Mio. kWh in der Mittelspannungsversorgung bei 16,7 ct/kWh. Der Haushaltsstrompreis setzt sich zu 41 % aus Beschaffung und Vertrieb, 34 % Steuern, Abgaben und Umlagen sowie 25 % Netzentgelten zusammen. Während sich der Industriestrompreis zu 85 % aus Beschaffung und Vertrieb und 15 % aus Steuern, Abgaben und Umlagen zusammensetzt. (bdew 2026)

Der Preis ist allerdings stark abhängig vom Verbrauch und von der Beschaffungsstrategie. Ein Großteil der Strombeschaffung wird durch langfristige Lieferverträge abgedeckt. Für die Preisbildung entscheidend ist jedoch der Spotmarkt, dessen Handelsvolumen deutlich geringer ist, als Strom der über langfristige Lieferverträge beschafft wird. Grundsätzlich orientiert sich die Preisbildung am Strommarkt am Prinzip der Merit-Order. Dasjenige Kraftwerk, was zur Erzeugung der letzten nachgefragten kWh benötigt wird, bestimmt den Preis. Die Merit-Order-Kurve reiht die bietenden Stromerzeugungsanlagen gemäß deren Grenzkosten, die sich aus den laufenden Kosten zur Erzeugung einer kWh Strom zusammensetzen, ein. Da Wind- und PV-Anlagen geringe laufende Kosten und keine Brennstoffkosten haben, reihen sie sich ganz vorne in der Merit-Order-Kurve ein.

Abbildung 4-1 zeigt die Stromerzeugung in einer Maiwoche im Jahr 2025. Der Zusammenhang zwischen Erzeugungsmix und Day-Ahead Strompreis ist sehr deutlich zu erkennen. Die Strompreise sind niedrig, wenn viel Solarstrom und Windstrom eingespeist werden. Kommen konventionelle Kraftwerke zum Einsatz, ist der Strompreis teuer. Hohe Strompreise korrelieren mit dem Entladen von Pumpspeichern. Bereits heute, mit Anteilen erneuerbarer Energien von 55,5 % an der Stromlast, zeigt sich eine ausgeprägte Volatilität an den Strommärkten. Die Preisunterschiede reizen dadurch die Flexibilisierung der Last und die Nutzung von Speicherkapazitäten an.

Die Einspeisung erneuerbarer Energieträger, bei gleichzeitig geringer Last führt dazu, dass sich teilweise negative Börsenstrompreise ergeben. Unter Nutzung flexibler Stromtarife können Stromkunden bei sehr niedrigen Strompreisen mit dem Laden eines Elektroautos, der Nutzung von Wärmepumpen oder anderen elektrischen Verbrauchern Geld verdienen. Im Jahr 2025 sind an 575 Stunden oder 6,5 % der Stunden eines Jahres negative Strompreise aufgetreten, was aber nur zu sehr seltenen Endkundenstrompreisen unter 0 EUR/kWh führt. In diesen Stunden werden jeweils sehr hohe Anteile von erneuerbaren Energien im Strommix erzielt.

Abbildung 4-1: Stromerzeugung und Strompreise in einer Maiwoche im Jahr 2025

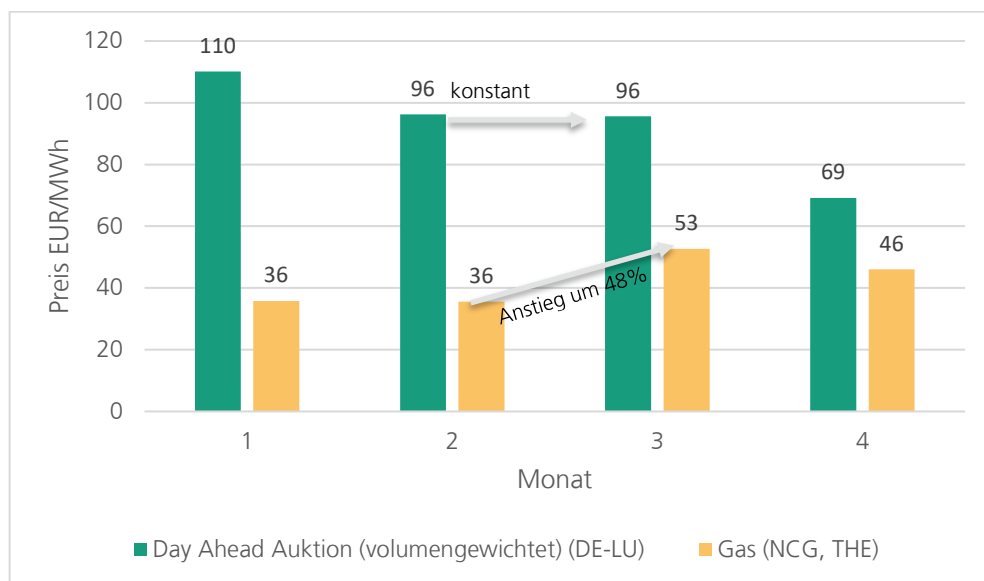


Auswirkungen des Erdgasschocks auf Strompreise in Folge des Iran-Kriegs

Infolge des Iran-Kriegs verzeichnen die Märkte für fossile Brennstoffe Anfang 2026 einen erheblichen Preisanstieg, der sich insbesondere in deutlich höheren Benzin-, Diesel- und Gaspreisen niederschlägt. Bemerkenswert ist dabei, dass die Preise an der Strombörse trotz dieser Entwicklung nahezu konstant geblieben sind und teilweise sogar eine leicht rückläufige Tendenz aufweisen.

Dies zeigt die Preisentwicklung zwischen Februar und März 2026, wie in Abbildung 4-2 zu sehen: Während der Gaspreis im genannten Zeitraum von 35,6 EUR/MWh auf 52,7 EUR/MWh und damit um rund 48 % anstieg, blieb der Börsenstrompreis weitgehend stabil. Diese Divergenz lässt sich auf das Zusammenwirken mehrerer Faktoren zurückführen. Zum einen kam es zu einer Verschiebung im Erzeugungsmix zugunsten der Kohleverstromung, die Gaskraftwerke als preissetzende Technologie teilweise verdrängte (Grund hierfür war auch der leichte Rückgang des CO₂-Preises). Zudem stieg der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung merklich an: Strom aus Photovoltaik-Anlagen erhöhte sich von 2,5 TWh im Februar auf 7,5 TWh im März. Die Erzeugung von Gaskraftwerken verringerte sich von 8 TWh im Februar auf 4,6 TWh im März.

Abbildung 4-2: Entwicklung des Großhandelspreises für Gas und des Börsenstrompreises im Jahr 2026



Quelle: Energy-charts.info

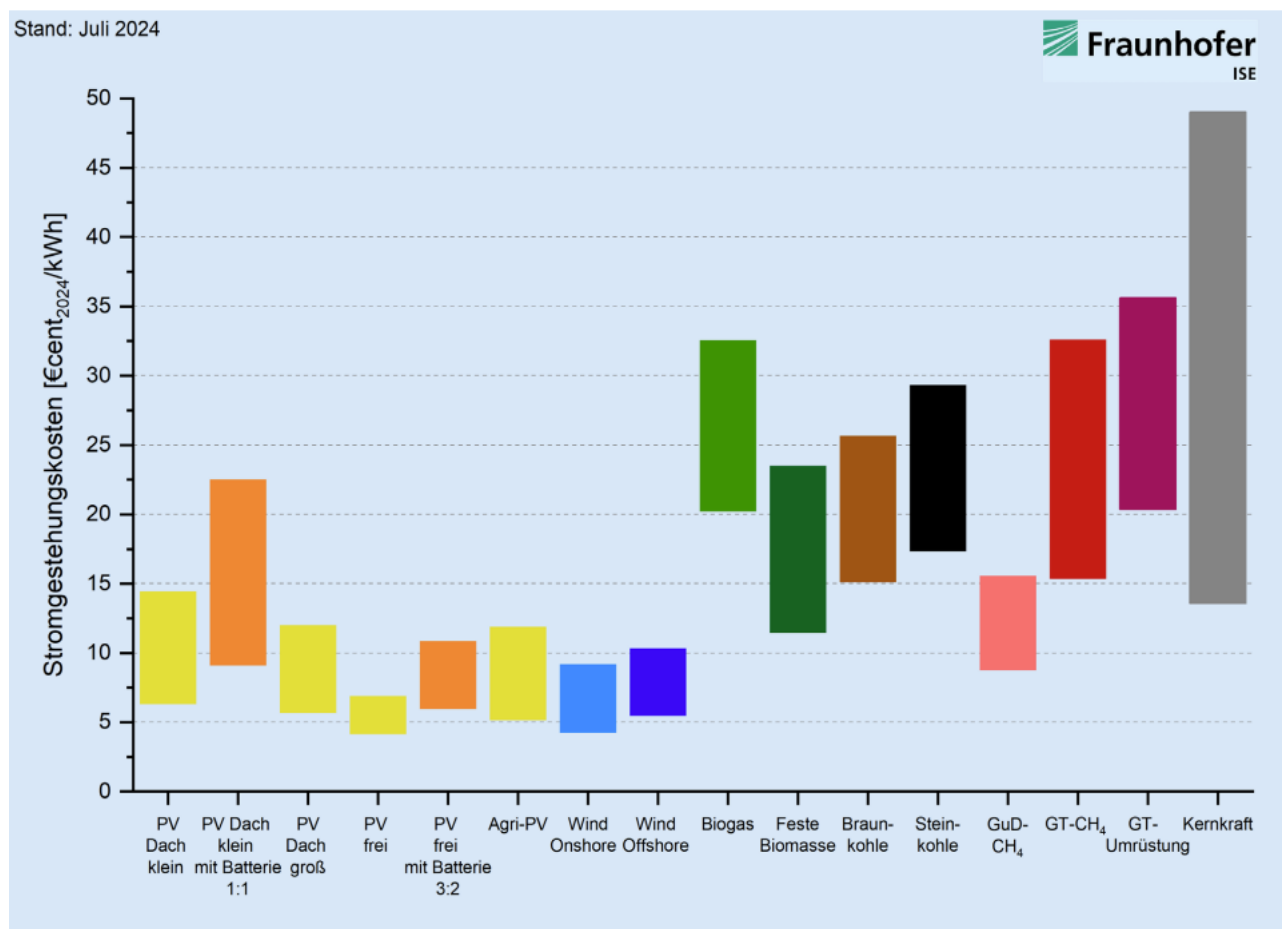
Der bereits hohe Anteil erneuerbarer Energieträger im System beschleunigt eine strukturelle Entkopplung des Strompreises vom Gaspreis. Dies spiegelt sich in der veränderten Stundenhäufigkeit wider, in der Gaskraftwerke preissetzend sind: Im Februar überschritt der Strompreis noch in 270 Stunden – entsprechend 40 % der Zeit – die Grenzkosten der Gaskraftwerke; im März war dies nur noch in 181 Stunden bzw. 24 % der Zeit der Fall. Gleichzeitig nahm die Anzahl der Stunden mit Strompreisen nahe oder unterhalb von null EUR deutlich zu, was die wachsende Bedeutung erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien unterstreicht. Ohne den Beitrag der erneuerbaren Energien wären die Börsenstrompreise folglich noch höher ausgefallen. Von dieser Entwicklung profitieren vor allem Unternehmen, die Strom direkt über die Börse beziehen. Für Endkunden hingegen ist eine kurzfristige Entlastung kaum spürbar, da bestehende langfristige Lieferverträge eine unmittelbare Weitergabe der gesunkenen Spotmarktpreise verhindern.

Stromgestehungskosten

Auch ein Vergleich der Stromgestehungskosten (Vollkostenbetrachtung) unterschiedlicher Stromerzeugungstechnologien zeigt, dass erneuerbare Energieerzeugungstechnologien die günstigste Option sind, Strom bereitzustellen. Stromgestehungskosten berücksichtigen sowohl die Investition als auch Betriebs- und Finanzierungskosten der betrachteten Technologien und diskontieren diese auf das Betrachtungsjahr bezogen auf die Menge des erzeugten Stroms. Abbildung 4-3 zeigt den Vergleich der Stromgestehungskosten verschiedener Technologien.

Strom aus Freiflächenphotovoltaikanlagen ist mit 4,2 bis 6,9 ct/kWh am günstigsten. Große Dachanlagen sind mit 5,6 bis 12 ct/kWh günstiger als kleine Anlagen mit 6,4 bis 14,5 ct/kWh und in einer vergleichbaren Bandbreite wie Agri-PV-Anlagen mit 5,3 bis 11,9 ct/kWh. Werden die Anlagen gemeinsam mit einem Batteriespeicher betrieben, erhöhen sich die Stromsystemkosten. Wind-Onshore Anlagen haben mit 4,2 bis 9,2 und Offshore Anlagen mit 5,5 bis 10,4 ct/kWh ähnliche Stromsystemkosten wie PV-Anlagen.

Abbildung 4-3: Stromgestehungskosten unterschiedlicher Stromerzeugungstechnologien



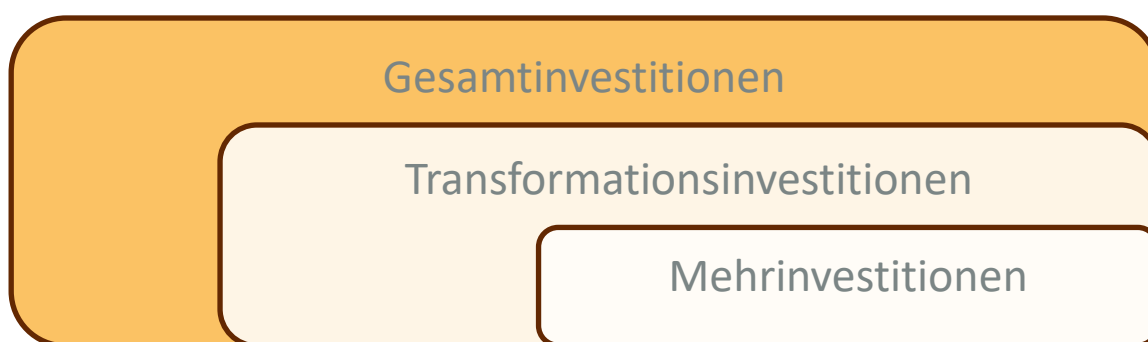
Quelle: Kost et al. (2024)

Die Stromerzeugungskosten von Technologien mit Brennstoffpreisen sind stark abhängig von den Betriebsstunden eines Jahres. So zeigen sich hohe Bandbreiten in den Stromgestehungskosten von Technologien, die mit biogenen Brennstoffen betrieben werden. Die Bepreisung verteuert die Erzeugung von Strom aus Kohlekraftwerken, da der Brennstoff Kohle die höchsten CO₂-Emissionen verursacht. Die Verstromung von Erdgas in Gas- und Dampfkraftwerken ist in 8,9 bis 15,6 ct/kWh die günstigste konventionelle Art der Stromerzeugung, während die Stromerzeugung in Gasturbinen auf Grund geringerer Volllaststunden mit 15,4 bis 32,6 ct/kWh deutlich teuer ist. Eine Umrüstung auf Wasserstoff ist mit noch höheren Kosten verbunden. Die Gestehungskosten von neu zu bauenden Kernkraftwerken ergeben sich zu 13,6 bis 49,0 EURCent/kWh. Die große Bandbreite der Kosten hängt in erster Linie mit den zugrunde gelegten Volllaststunden- und Investitionskostenintervallen zusammen. Eine ausführliche Darstellung des Kostenvergleichs ist in Kost et al. (2024) zu finden.

4.2 Was kostet die Transformation des Energiesystems?

Für die Transformation des Energiesystems zur Einhaltung der klimapolitischen Ziele der Bundesregierung entstehen Investitionsbedarfe. In diesem Zusammenhang ist es wichtig die genaue Abgrenzung der Investitionen zu definieren. So unterscheiden sich 1) Gesamtinvestitionen, 2) Transformationsinvestitionen und 3) Mehrinvestitionen wie in Abbildung 4-4 verdeutlicht. Gesamtinvestitionen umfassen die Summe der in einer Volkswirtschaft getätigten Bruttoanlageinvestitionen. Transformationsinvestitionen hingegen stellen die Teilmenge dar, die zum Aufbau eines klimaneutralen Kapitalstocks beiträgt. Die Transformationsinvestitionen werden in Ohnehin-Investitionen und Mehrinvestitionen unterteilt. So beinhalten die Transformationsinvestitionen die gesamten Kosten einer Wärmepumpe oder eines Elektroautos, während die Mehrinvestitionen die Differenz zwischen Wärmepumpe oder Elektrofahrzeug zu ohnehin anfallenden Ersatzinvestitionen in ein fossiles Heizsystem oder Fahrzeug abbilden. (ERK 2025)

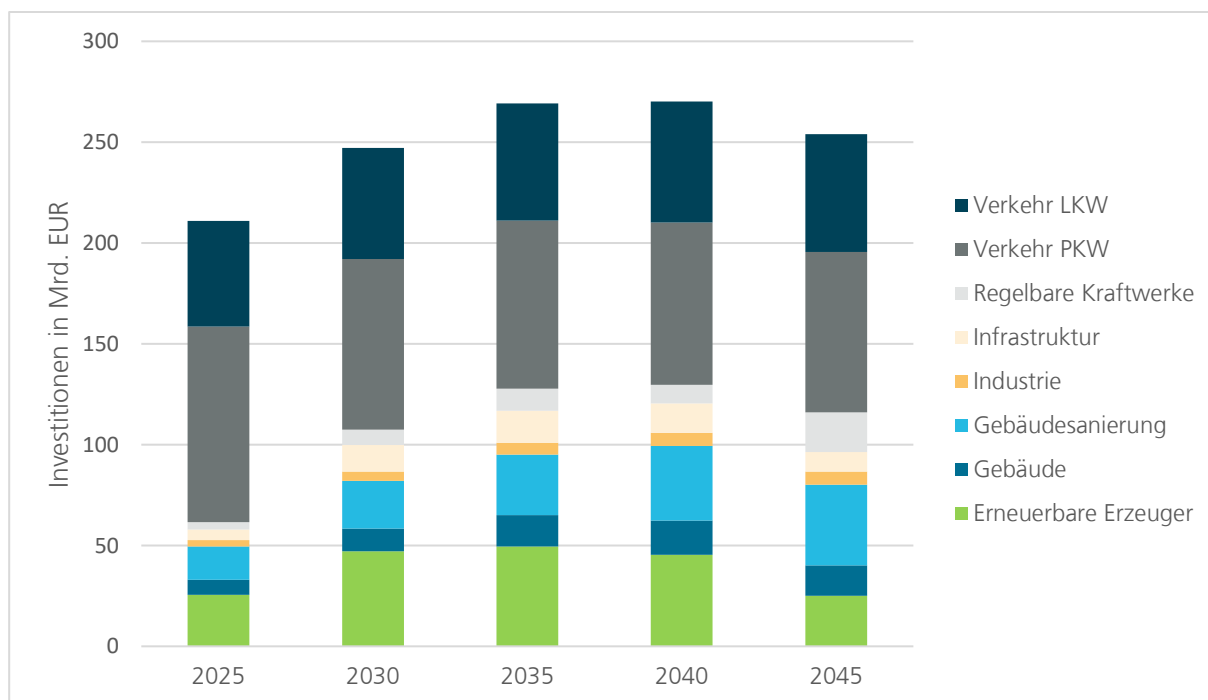
Abbildung 4-4: Unterschiedliche Investitionsaggregate der Investitionskosten.



Darstellung nach ERK (2025) basierend auf Burret et al. (2021)

Die Studie Thelen et al. (2024) weist unterschiedliche Kosten aus. Investitionen, die für die **Transformation** anfallen in denen dementsprechend auch ohnehin anfallende Ersatzinvestitionen enthalten sind, zeigt Abbildung 4-5.

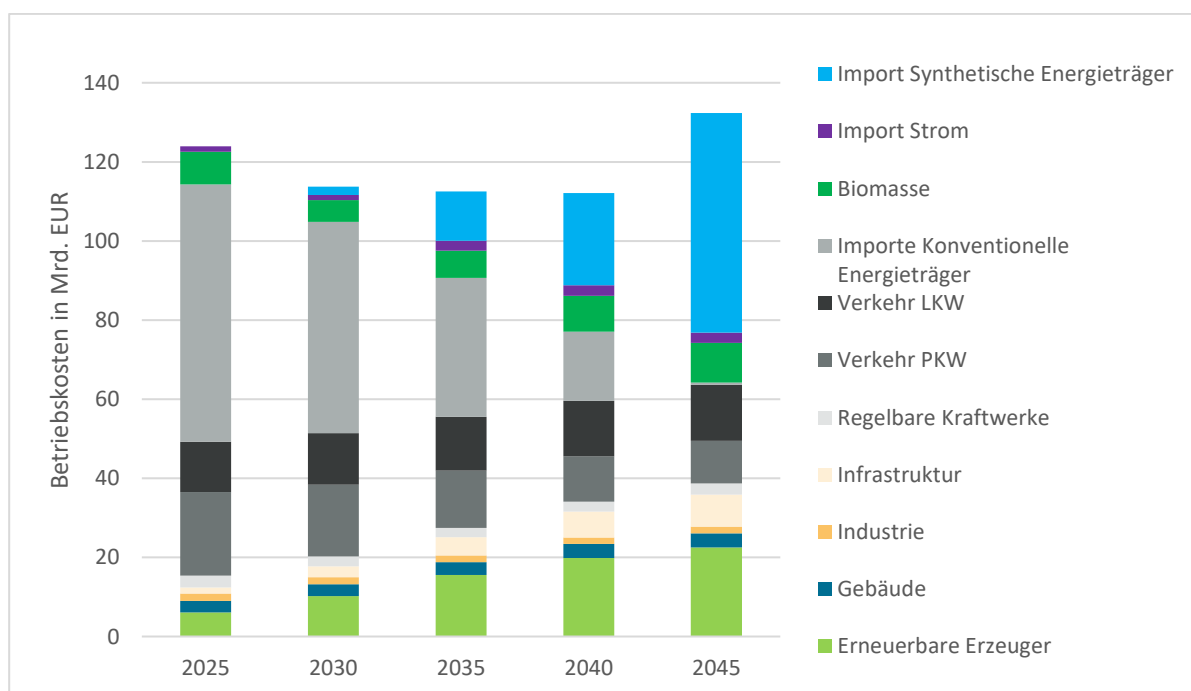
Abbildung 4-5: Transformationsinvestitionen



Hierbei werden also nicht ausschließlich Klimaschutzbezogene Investitionen zur Minderung von Treibhausgasemissionen, sondern sämtliche im Modell REMod abgebildeten Technologiepfade einbezogen – darunter auch konventionelle, brennstoffbasierte Technologien sowie reguläre Ersatzinvestitionen. Für ausgewählte Infrastrukturbereiche wie Übertragungs-, Mittelspannungs- und Verteilnetze wurden Investitionsbedarfe überschlägig berücksichtigt. Nicht im Kostenrahmen enthalten sind demgegenüber Infrastrukturmaßnahmen ohne unmittelbare Energie- oder Emissionsrelevanz, wie etwa nicht-energetische Gebäudesanierungen oder Maßnahmen im Bereich der Hafen- und Straßeninfrastruktur. Investitionen in den Fahrzeugbestand hingegen sind vollständig erfasst, da diese direkte Emissionswirkungen entfalten; allein dieser Posten macht rund 33 % der Transformationsinvestitionen aus. (Thelen et al. 2024)

Im Zeitraum von 2025 bis 2045 sind jährliche Transformationsinvestitionen in einer Bandbreite von 210 Mrd. EUR bis 270 Mrd. EUR zu erwarten. Sektoralt betrachtet dominiert der Verkehrsbereich den Investitionsbedarf mit jährlich 120 bis 150 Mrd. EUR und stellt damit den mit Abstand kapitalintensivsten Transformationsbereich dar. Dies liegt daran, dass alle Ersatzinvestitionen in Fahrzeuge – konkret alle Auto- und LKW-Käufe – berücksichtigt sind. Im Gebäudesektor zeigt sich die energetische Sanierung als größter Investitionsbereich: Sie beansprucht zwischen 65 % und 75 % der sektoralen Transformationsaufwendungen und übersteigt damit den Aufwand für den Heizungstausch. Zeitlich konzentriert sich der Investitionsaufwand auf die 2030er Jahre. Dieser Höhepunkt ist unmittelbar an den deutlichen Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten und die parallel erforderliche Netzinfrasturktur geknüpft: Im Jahr 2035 sind 50 Mrd. EUR für Wind- und Solaranlagen sowie weitere 14 Mrd. EUR für den Infrastrukturausbau erforderlich. Eine charakteristische Verlaufskurve zeigt sich bei steuerbaren Kraftwerkskapazitäten: Deren Investitionsbedarf wächst von 3 Mrd. EUR im Jahr 2025 auf einen Höchstwert von 18 Mrd. EUR im Jahr 2040, bevor er bis 2045 auf etwa 13 Mrd. EUR zurückgeht. Ursächlich hierfür ist der ab 2030 einsetzende Bedarf an regelbaren Ausgleichskapazitäten auf Basis von Methangas und Wasserstoff, die die fluktuierende erneuerbare Einspeisung systemstabilisierend ergänzen. Für die Bereitstellung industrieller Prozesswärme ergeben sich im Jahr 2045 Investitionen von rund 7 Mrd. EUR. Zusätzlich fallen für Betrieb, Wartung und Energieträgerkosten jährlich 110 bis 130 Mrd. EUR an, wie in Abbildung 4-6 dargestellt. Die Ausgaben für Investitionen und den Betrieb des Systems entsprächen einem BIP-Anteil von etwa 7 % bis 10 %. Kumuliert ergeben sich für die Transformationsinvestitionen und den Betrieb des Energiesystems von 2025 bis zur angestrebten Klimaneutralität im Jahr 2045 Transformationsaufwände in Höhe von etwa 8,6 Billionen EUR. (Thelen et al. 2024)

Abbildung 4-6: Betriebskosten im Szenario Technologieoffen



Zusätzlich können die **Mehraufwände** für die Transformation zu einem klimaneutralen Energiesystem im Jahr 2045 gegenüber den ohnehin anfallenden Ausgaben quantifiziert werden. Hierfür wurde eine Vergleichsrechnung durchgeführt, in der davon ausgegangen wurde, dass sich das Energiesystem strukturell nicht ändert und das Ziel der

Klimaneutralität nicht erreicht werden muss. Anfallende Ersatzinvestitionen, am Ende der Lebensdauer der Technologien und Betriebskosten sind jedoch berücksichtigt. Die Differenz der Kosten zwischen den beiden Szenarien ermöglicht so, die Mehraufwände, die für die Transformation anfallen ohne Ersatzinvestitionen zu quantifizieren. Kosten für Emissionszertifikate sind hierbei nicht berücksichtigt. Im Ergebnis zeigt sich, dass der Umbau des Energiesystems gegenüber einer unveränderten Weiterführung der bestehenden Infrastruktur über einen Zeithorizont von 25 Jahren mit einem mittleren jährlichen finanziellen Mehraufwand (Summe aus zusätzlichen Investitionen und Betriebskosten) von rund 54 Mrd. EUR verbunden ist. Gemessen am aktuellen Bruttoinlandsprodukt entspricht dies einem Anteil von 1,2 %. Bezieht man die Mehrausgaben auf die eingesparte Menge an CO₂, ergeben sich sogenannte CO₂-Vermeidungskosten. Für die Jahre 2024 bis 2045 ergeben sich mittlere CO₂-Vermeidungskosten von knapp 210 EUR pro Tonne CO₂.

4.3 Klimafolgenkosten vs. Transformationskosten

Den Aufwendungen zur Treibhausgasminderung lassen sich die gesamtgesellschaftlichen Folgekosten des Klimawandels gegenüberstellen. Durch den voranschreitenden Klimawandel kommt es immer häufiger zu Extremwetterereignissen wie Dürren, Hitzewellen, Stürme und Starkregenereignissen und damit verbundenen Fluten. In Deutschland sind in den Jahren 2000 bis 2021 mindestens 145 Mrd. EUR an Schäden entstanden, davon mindestens 80 Mrd. EUR seit dem Jahr 2018 (Trenczek et al. 2022) (im Mittel 20 Mrd. pro Jahr). Die Flutkatastrophe im Ahrtal führte zu über 40 Mrd. EUR Schäden, insbesondere an Infrastruktur. Verschiedene Studien beziffern die Klimafolgenkosten kumuliert über die Jahre 2022 bis 2050 auf 280 bis 900 Mrd. EUR Klimafolgenkosten (Kemfert). Gleichzeitig wird auf die hohen Unsicherheiten hingewiesen.

Das Umweltbundesamt (UBA 2024) quantifiziert die Klimafolgekosten – bestehend aus klimabedingten Gesundheits- und Sachschäden, landwirtschaftlichen Ertragseinbußen sowie der Degradation natürlicher Ökosysteme – in Abhängigkeit vom zugrunde gelegten intergenerationellen Wohlfahrtsmaßstab in erheblich unterschiedlicher Höhe: Wird das Wohlergehen gegenwärtiger Generationen stärker gewichtet, ergeben sich Schadenskosten von 300 EUR je Tonne CO₂. Eine gleichwertige Berücksichtigung zukünftiger Generationen führt hingegen zu einem deutlich höheren Schadenswert von 880 EUR je Tonne CO₂ und unterstreicht damit die erhebliche Sensitivität der Kostenbewertung gegenüber normativen Diskontierungsentscheidungen. In beiden Fällen liegen die CO₂-Vermeidungskosten mit 210 EUR pro Tonne (siehe Kapitel 4.2 (Thelen et al. 2024)) niedriger als die Klimafolgenkosten. Andere Studien zeigen ein Nutzen-Kosten Verhältnis von 1,8 bis 4,8 auf (Kemfert).

Eine Studie von PwC (2025) zeigt, dass ambitionierter Klimaschutz bis 2050 unter dem Strich kostenneutral ist. Ursächlich hierfür sind zum einen die ab 2030 zunehmend geringeren Energieträgerpreise und zum anderen der Rückgang hoher Transformationsinvestitionen, da die Systemtransformation zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 abgeschlossen ist.

Zusätzlich können eingesparte Kosten durch Klimaschutz ausgewiesen werden: 1) reduzierte Gesundheitsschäden durch Luftverschmutzungen und 2) verringerte volkswirtschaftliche Kosten durch reduzierte Importabhängigkeit. In Deutschland zeigen Studien reduzierte Kosten bei Gasimporten von 15 bis 20 Mrd. EUR pro Jahr, 2 bis 3 Mrd. EUR durch reduzierte Ölimporte und 1 bis 2 Mrd. EUR reduzierte Kosten bei Kohleimporten (Agora Energiewende 2026), 8 bis 12 Mrd. EUR reduzierte Kosten durch vermiedene Gesundheitskosten (Kemfert). So kommt Kemfert zu dem Schluss, dass „[...] die Klimakostenforschung [...] nach zwei Jahrzehnten eine eindeutige Antwort auf die zentrale Frage der Klimapolitik liefert [hat]: Klimaschutz ist nicht nur ökologisch notwendig und ethisch geboten, sondern auch volkswirtschaftlich vorteilhaft. Die Frage ist nicht mehr, ob Deutschland sich ambitionierte Klimaziele leisten kann, sondern ob es sich leisten kann, bei der Umsetzung zu zögern“

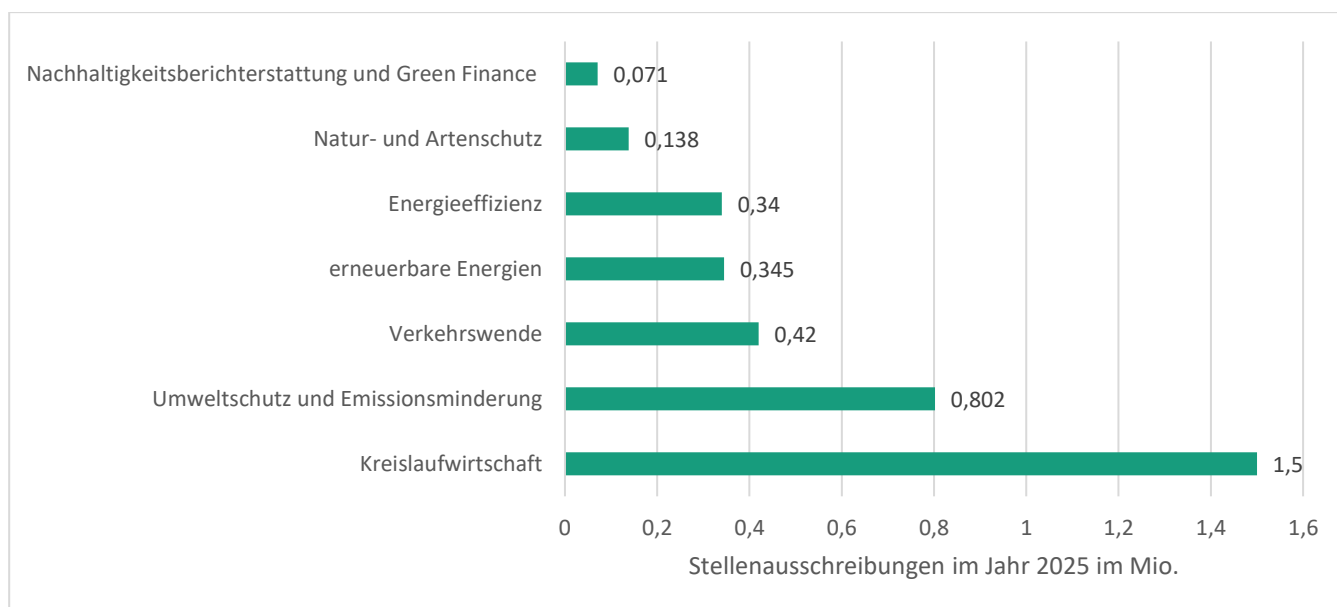
5 Wachstums- und Wohlfahrtsförderung

Neben den Investitionsbedarfen, die durch Klimaschutzmaßnahmen entstehen, ist Klimaschutz mit weiteren positiven makroökonomischen Effekten verbunden. Das zeigen unterschiedliche wissenschaftliche Studien. Denn Investitionen in Energiewendeprojekte schaffen auf allen Ebenen – lokal, regional und national – zusätzliche Wertschöpfung, Beschäftigungseffekte sowie öffentliche Einnahmen. Neue Branchen entstehen durch den Technologieaufbau von Wärmepumpen, Elektromobilität, Speicher, Netze und Leistungselektronik. Damit verbunden entstehen neue Arbeitsplätze in den Berufen Installation, Betrieb- und Wartung beim Ausbau erneuerbarer Energien oder bei der Gebäudesanierung. Gleichzeitig fallen jedoch auch Arbeitsplätze im fossilen Sektor weg und ein hoher Fachkräftebedarf für qualifizierte Berufe kann einen Engpass darstellen. Lisa Becker und Christian Lutz (2021) zeigen jedoch, dass sich in Summe positive Beschäftigungseffekte durch Klimaschutzmaßnahmen ergeben. Im Folgenden werden zwei Aspekte näher betrachtet: 1) Arbeitsplatzeffekte und 2) Regionale Wertschöpfungseffekte in einzelnen Regionen konkret der Region Hannover.

5.1 Arbeitsplatzeffekte

Mit der Transformation des Energiesystems bzw. bei der Transformation zu einer Green Economy, die ökonomisches Wachstum mit Umwelt- und Klimaschutz und sozialer Gerechtigkeit verbindet, entstehen zahlreiche neue Arbeitsplätze. So findet eine Analyse von Büchel et al. (2026) von Onlinestellenanzeigen im Zeitraum 2019 bis 2025 raus, dass jede dritte ausgeschriebene Stelle im Bereich der Green Economy ist. Enthalten sind die Bereiche Kreislaufwirtschaft, Umweltschutz und Emissionsminderung, Verkehrswende, Energieeffizienz, Ausbau erneuerbare Energien, Natur- und Artenschutz sowie Nachhaltigkeitsberichterstattung. Mit 1,5 Millionen Stellenausschreibungen war der Einzelbereich der Kreislaufwirtschaft Jahr 2025 am relevantesten. In Summe ergeben jedoch die Transformationsbereiche Umweltschutz und Emissionsminderung, Verkehrswende, erneuerbare Energien und Energieeffizienz mit 1,9 Millionen Stellen im Jahr 2025 den größten Bereich, wie in Abbildung 5-1 dargestellt.

Abbildung 5-1: Stellenausschreibungen im Jahr 2025 mit Bezug zu Green Economy nach Teilbereichen



Daten basieren auf Büchel et al. (2026)

In einer Analyse von Fös Zerkawy und Schubecker (2025) wurde untersucht, welche Effekte sich auf Investitionen und Beschäftigte ergeben, wenn der Ausbau von erneuerbaren Energietechnologien verlangsamt bzw. die Ausbauziele des EEG verfehlt werden. Hierfür wurde die Annahme getroffen, dass der Nettoaufbau erneuerbarer

Energietechnologien um 25 % geringer ausfällt als im EEG vorgesehen. Das Ergebnis der Studie ist, dass unter ansonsten gleichbleibenden Bedingungen die getätigten Investitionen von Unternehmen sowie Bürgerinnen und Bürgern zwischen 7 und 13 Mrd. EUR pro Jahr niedriger ausfallen, was bis zum Jahr 2030 kumuliert 65 Mrd. EUR geringere Investitionen wären. Besonders betroffen wären Investitionen in Photovoltaikanlagen. Die geringeren Investitionen wirken sich negativ auf die Beschäftigungszahlen aus. Konkret wären durch den geringeren Zubau erneuerbarer Energietechnologien im Jahr 2030 rund 65.000 Personen weniger beschäftigt. (Lutz et al. 2025)

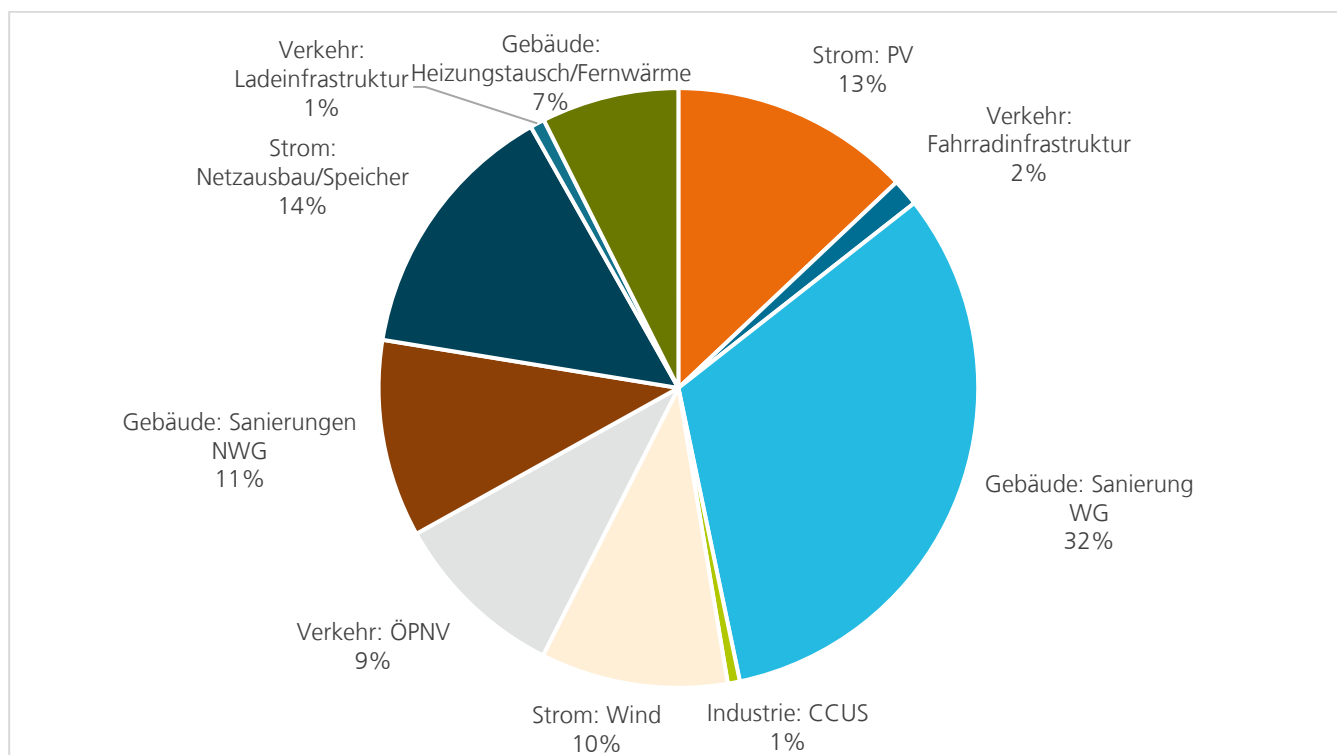
Damit liegen in der Durchführung von Klimaschutzmaßnahmen und den damit verbundenen teilweise neu entstehenden Branchen hohe wirtschaftliche Potenziale für Deutschland, die aktiv vorangetrieben werden sollten, um mögliche Verlagerungen in andere Länder zu vermeiden und weniger vulnerabel in den Lieferketten zu sein, wie beispielsweise in der PV- und Batteriebranche, die durch hohe Marktkonzentrationen in China geprägt sind (siehe auch Kapitel 6.3).

5.2 Regionale Wertschöpfung am Beispiel der Region Hannover

Mit der Transformation zu einem klimaneutralen Energiesystem gehen regionale Wertschöpfungseffekte einher. So zeigen Sixtus et al. (2026), dass Städte und Landkreise ihre Einnahmen aus erneuerbaren Energien bei Erreichen der Ausbauziele von heute 5,5 auf 12,4 Mrd. EUR jährlich bis 2033 mehr als verdoppeln können.

Konkret zeigt eine Untersuchung von Forschenden zu den regionalen wirtschaftlichen Auswirkungen der Energiewende in der Region Hannover (DIW Econ 2025), dass die Transformation zu einem klimaneutralen Energiesystem bis zum Jahr 2035 erhebliche ökonomische Impulse auslösen würde. Die Region Hannover hat sich zum Ziel gesetzt bis zum Jahr 2035 treibhausgasneutral zu werden.

Abbildung 5-2: Investitionen in der Region Hannover zur Erreichung von Klimaneutralität 2035 im Zeitraum 2020 bis 2035



Datenquelle und Abbildung nach DIW Econ (2025)

Nach den Berechnungen könnten allein in der Region Investitionen für die Transformation in Höhe von etwa 24,9 Mrd. EUR in den Jahren 2025 bis 2035 angestoßen werden. Zusammen mit bereits getätigten Investitionen in den Jahren 2020 bis 2025 wären es in Summe 29,5 Mrd. EUR. Abbildung 5-2 zeigt die Aufteilung der Investitionen in

unterschiedliche Segmente. Der Großteil der Investitionen in Höhe von 12,7 Mrd. EUR entfällt auf die Sanierung von Wohn- und Nicht-Wohngebäuden. Für den Ausbau von Stromnetzen fallen Investitionen in Höhe von 4,2 Mrd. EUR, für den Ausbau von Photovoltaik 3,8 Mrd. EUR, für den Zubau von Windkraftanlagen 3 Mrd. EUR, den ÖPNV 2,8 Mrd. EUR und den Heizungstausch sowie den Ausbau von Fernwärme 2,2 Mrd. EUR. Rund 60% der ausgelösten Investitionen sind nach Studienergebnissen direkt regional wirksam. Dies trifft besonders in den Bereichen zu, in denen Planung, Bau und Montage Teil der Wertschöpfung sind. (DIW Econ 2025)

Verbunden mit den Investitionen wurden gemäß der Studie im Zeitraum 2020 bis 2024 1,9 Mrd. EUR zusätzliche Bruttowertschöpfung geschaffen, 80 % bzw. 1,6 Mrd. EUR jährlich davon mit direkten und indirekten Effekten entlang der betroffenen Wertschöpfungskette. Weitere 20 % indirekt über zusätzliches Einkommen und zusätzlichen Konsum. Weitere 9,5 Mrd. EUR zusätzliche Bruttowertschöpfung wird in den Jahren 2025 bis 2035 erwartet. Es entstünde ein zusätzlicher jährlicher Bruttowertschöpfungseffekt in dem Zeitraum von 1,6 % der gesamten regionalen Wertschöpfung des Jahres 2022 oder 760 EUR pro Kopf, bezogen auf die Einwohnerzahl Hannovers. (DIW Econ 2025)

Regionale ökonomische Chancen ergeben sich auch auf dem Arbeitsmarkt. Im Zeitraum 2025 bis 2035 können jährlich etwa 4.100 Arbeitsplätze neu entstehen oder langfristig erhalten bleiben. 80 % davon sind direkte Beschäftigungseffekte entlang der Wertschöpfungskette der Transformation. Der Großteil der Beschäftigung findet im Handlungsfeld Gebäude statt, weitere 1150 Beschäftigte sind im Handlungsfeld Strom verortet. Der Bedarf an qualifizierten Fachkräften wird durch die Ergebnisse unterstrichen. (DIW Econ 2025)

Auch für die kommunalen Haushalte zeigt die Studie deutliche positive Effekte: Für die nächsten elf Jahre rechnet die Studie mit zusätzlichen jährlichen lokalen Steuereinnahmen von ungefähr 47 Mio. EUR. Das entspricht 14 % der öffentlichen Einnahmen, die durch die regionalen Investitionen eingenommen werden. (DIW Econ 2025)

6 Resilienz

Multiple Krisen prägen das aktuelle Geschehen, von der Klimakrise über die Pandemie hin zu Kriegen in der Ukraine und dem Iran und damit verbundenen Energiepreiskrisen. Der Begriff der Resilienz wird in unterschiedlichen Wissenschaften genutzt und häufig mit dem Begriff „Widerstandsfähigkeit“ übersetzt. In Bezug auf den Klimawandel bedeutet Resilienz, dass Menschen und Gesellschaft lernen, mit Krisen, Katastrophen und den Folgen der globalen Erwärmung umzugehen, ihr Verhalten anzupassen und zukünftigen Krisen vorzubeugen. Das Gegenteil von Resilienz wird oft als vulnerabel bezeichnet. (BMZ 2026)

Durch den fortschreitenden Klimawandel treten häufigere Schadenereignisse auf, was zu steigender Vulnerabilität der Gesellschaft führt. Unter anderem treten gehäuft Extremwetterereignisse wie Dürren, Starkregen, Hitzewellen und damit verbundene gesundheitliche Risiken, wirtschaftliche und ökologische Schäden und Ernteaufschläge auf. Die Transformation des Energiesystems kann die Risiken des Klimawandels reduzieren und damit zu einer resilienteren Gesellschaft beitragen. Zusätzlich kann durch die Transformation die Resilienz auf mehreren weiteren Ebenen gestärkt werden. Zum einen reduziert sich die Abhängigkeit von Energieimporten, zum anderen erhöht die zunehmende Dezentralisierung die Diversifikation der Energieversorgung. Dadurch wird insbesondere die Versorgungssicherheit verbessert.

Weiterhin bestehen jedoch Abhängigkeiten in Lieferketten für relevante Technologien und Rohstoffe. Daher muss zum einen die Resilienz der Lieferketten für Technologien wie Batterien oder PV-Systeme deutlich gesteigert werden und zum anderen sollten Transformationspfade die Kritikalität von Rohstoffen und Lieferketten berücksichtigen, um resilientere Lösungsstrategien zu ermöglichen. Im Vergleich zur Abhängigkeit von Energieimporten stellt die Abhängigkeit in der Lieferkette jedoch keine unmittelbare Gefahr für die Versorgungssicherheit dar: Sie setzt das bestehende System nicht unter Druck, sondern beeinflusst vor allem den Bau neuer Infrastruktur.

6.1 Reduktion der Abhängigkeit von Energieimporten

Deutschland ist mit einem Importanteil von 67 % am Primärenergieverbrauch und Kosten von rund 2 % des BIP stark abhängig von Energieimporten. Hierdurch ergeben sich erhebliche fiskalische Risiken, wie die Energiekrise 2022/23 mit staatlichen Entlastungsmaßnahmen von 71 (gezielte an Energiekosten ausgerichtete Maßnahmen) bis 187 Mrd. EUR (unter Berücksichtigung allgemeiner Einkommensenlastungen) verdeutlicht (Kalkuhl et al. 2026) bzw. die aktuellen Auswirkungen des Iran-Kriegs auf Diesel und Benzinpreise zeigen. Neben fiskalischen Risiken besteht die Gefahr, dass es generell zu Lieferstopps von Energieträgern kommen könnte.

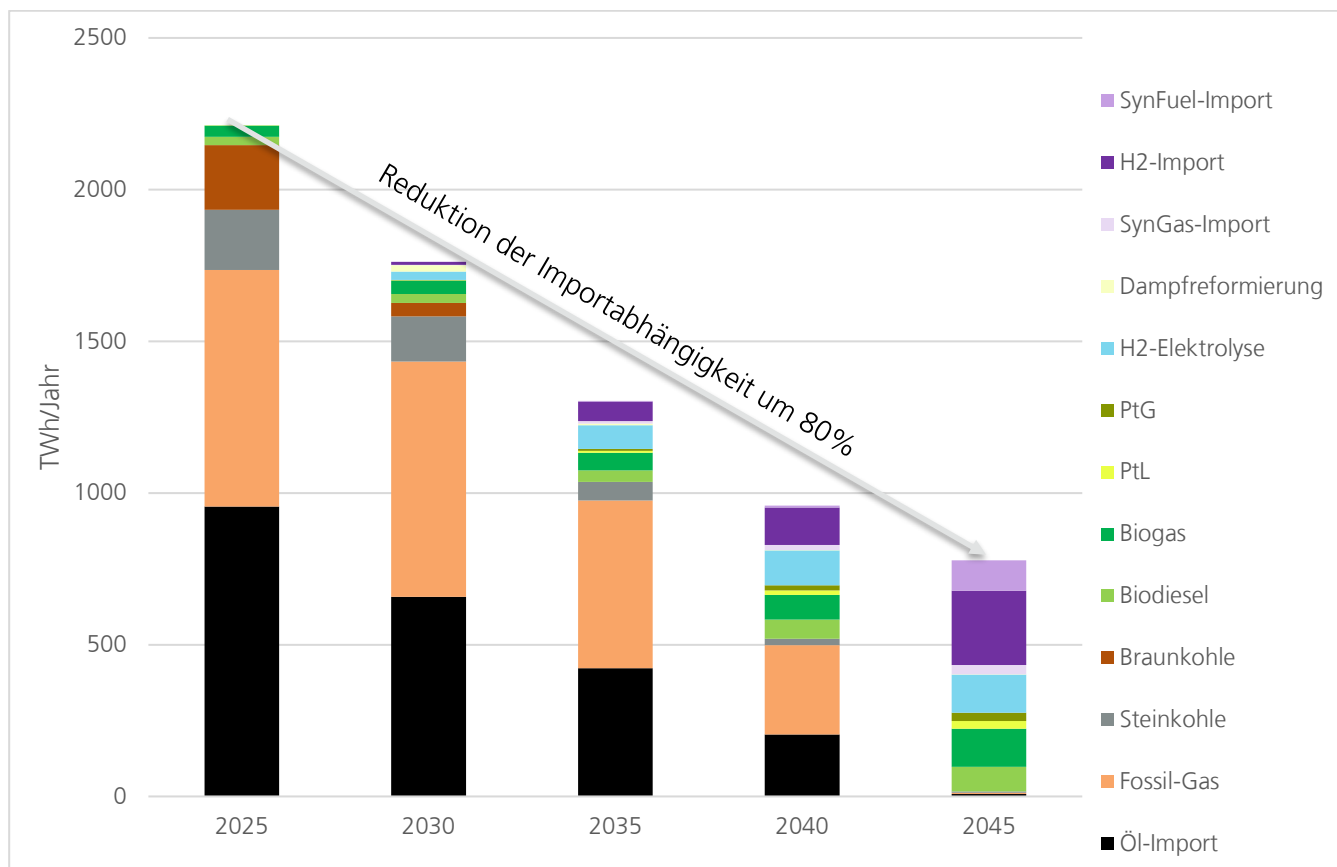
Durch die Transformation des Energiesystems in Richtung Klimaneutralität ergibt sich die Chance, die Abhängigkeiten von Energieträgerimporten deutlich zu reduzieren. Ein Energiesystem, das im Einklang mit den klimapolitischen Zielen der Bundesregierung ist, nutzt überwiegend die heimischen Ressourcen Wind, Sonne, Wasserkraft, Biomasse, Geothermie und Umgebungswärme, wie bereits in Kapitel 2.3 gezeigt. Die Transformation des Energiesystems kann Importabhängigkeiten von Brennstoffen um etwa 80 % reduzieren und dadurch die Versorgungssicherheit sowie Resilienz signifikant erhöhen. Das zeigen die Ergebnisse des Szenarios Technologieoffen aus Thelen et al. (2024). Abbildung 6-1 verdeutlicht die Entwicklung der stofflichen Energieträger im Rahmen des Transformationsprozesses. Der Bedarf an stofflichen Energieträgern reduziert sich von 2211 TWh im Jahr 2025 auf 779 TWh im Jahr 2045 um 65 %. Der verbleibende Bedarf wird aus heimischer Bereitstellung und Importen gedeckt.

Der Ausbau der heimischen Infrastruktur für die Herstellung von stofflichen Energieträgern ist bei der Transformation zentral. Während im Jahr 2025 rund 63 TWh heimisch erzeugt werden, steigt die heimische Erzeugung auf 382 TWh im Jahr 2045, um den Faktor 6. Davon entfallen 80 TWh auf Biodiesel, 25 TWh auf Power-to-Liquid, 125 TWh auf Biogas, 26 TWh auf Power-to-Gas und 126 TWh auf Elektrolyse. Wasserstoff wird dabei vorrangig für die stoffliche Nutzung in der Industrie und zur Rückverstromung zur Flexibilisierung der Energieversorgung genutzt.

Die verbleibenden Importe stofflicher Energieträger sind in ähnlicher Größenordnung wie die heimische Produktion. Sie machen mit 392 TWh aber nur noch 20 % der heutigen Importe aus, wodurch sich eine deutlich geringere Abhängigkeit und damit erhöhte Resilienz des Energiesystems ergibt. Dennoch ist es sinnvoll, zur möglichst risikoarmen

Sicherung der Versorgung Partnerschaften mit Lieferländern einzugehen und dabei auf eine breite Diversifizierung der Bezugsquellen zu achten, um einseitige Abhängigkeiten in Zukunft zu vermeiden.

Abbildung 6-1: Energieimporte und heimisch produzierte Energieträger



6.2 Diversifizierung und Redundanz in der Energieversorgung

Neben der Reduktion der Importabhängigkeiten ergibt sich zusätzliche Resilienz im Energiesystem durch die strukturelle Wandlung des Systems. Wenige zentrale Kraftwerke sind in den aktuellen geopolitischen Auseinandersetzungen primäre Angriffsziele. Werden zunehmend große Kraftwerksstandorte durch viele kleine dezentrale Erzeugungsanlagen ersetzt, reduziert sich die Vulnerabilität der Strom- und Wärmeversorgung und Störungen in der Energieversorgung können besser ausgeglichen werden. Wesentlich hierbei ist jedoch, dass das System so gestaltet ist, dass es ausreichend Redundanzen gibt und kleinere lokale Netze unabhängig betrieben und hochgefahren werden können. Im Stromnetz in Deutschland muss für Redundanzen das n-1 Kriterium erfüllt sein, das sicherstellt, dass im vermaschten Stromnetz im Falle eines Stromausfalls bei Ausfall einer Komponente Ersatzwege existieren. Der Stromausfall in Berlin Anfang Januar 2026 ist ein Beispiel dafür, dass trotz redundanter Planung Vulnerabilität bestehen kann, da beide Kabel auf derselben Trasse verlegt waren.

Bei zunehmendem Anstieg erneuerbarer Energien und dem Wegfall rotierender Massen konventioneller Kraftwerke spielen zukunftsfähige Netzkomponenten wie schwarzstartfähige Wechselrichter eine wichtige Rolle. Neben der Umwandlung von Gleich- in Wechselstrom können sie sich als Spannungsquelle verhalten und dadurch das Stromnetz bilden. Eine breite regionale Verteilung ist wichtig, um resiliente Einheiten im Stromsystem bilden zu können. In kleineren Einheiten wie Haushalten ist eine „private Resilienz“ bereits möglich: Wenn sich ein Kunde vom Netz trennt, darf er sein Haus mit einem netzbildenden Wechselrichter betreiben.

6.3 Berücksichtigung kritischer Rohstoffe und resilienter Lieferketten

Abhängigkeiten – und damit auch Vulnerabilitäten – bestehen für Deutschland derzeit vor allem in den Lieferketten der für die Transformation benötigten Energietechnologien. Hohe Marktkonzentrationen in China bestimmen beispielsweise die Lieferketten von Batteriezellen und Photovoltaikmodulen. Zudem werden in den Technologien Rohstoffe verwendet, die von der EU als kritisch eingestuft werden wie Lithium, Seltene Erden, Magnete oder Gallium. Den Versorgungsrisiken kann zum einen politisch begegnet werden, etwa durch den Net-Zero Industrial Act und den Industrial Accelerator Act, die unter anderem darauf abzielen, die Diversifikation der Lieferketten zu verbessern und die Produktion entlang der Wertschöpfungskette wieder nach Europa (Onshoring) oder andere Drittstaaten zu verlagern (Friendshoring). Die konkreten Umsetzungen stehen jedoch noch aus. Im Bereich kritischer Rohstoffe werden sogenannte Strategische Projekte vergeben. Ein Beispiel hierfür ist das Unternehmen Vulcan Energy, das die heimische Gewinnung von Lithium im Oberrheingraben aufbaut.

Zum anderen kann Resilienz in den Transformationsszenarien berücksichtigt werden, um Orientierungswissen bereitzustellen. In dem Szenario „Robust“ in Thelen et al. (2024) wurde untersucht, welche Effekte sich im Energiesystem ergeben, wenn Lieferengpässe bei PV-Modulen sowie Batteriezellen aus China auftreten. Die Modellergebnisse zeigen, dass eine Reduktion externer Importabhängigkeiten von PV, Batterien und synthetischen Energieträgern mit einem beschleunigten Ausbau der Windenergie auf 360 GW bis 2045, einem verstärkten Netzausbau sowie eine höhere Elektrifizierung der Industrie adressiert werden kann. Eine Verschiebung von PV zu einem erhöhten Ausbau von Windausbau zeigen auch die Ergebnisse von dem Forschungsprojekt RESUME, als Ergebnis einer multikriteriellen Optimierung unter Berücksichtigung von Marktkonzentrationen kritischer Rohstoffe.

7

Klimaneutralität

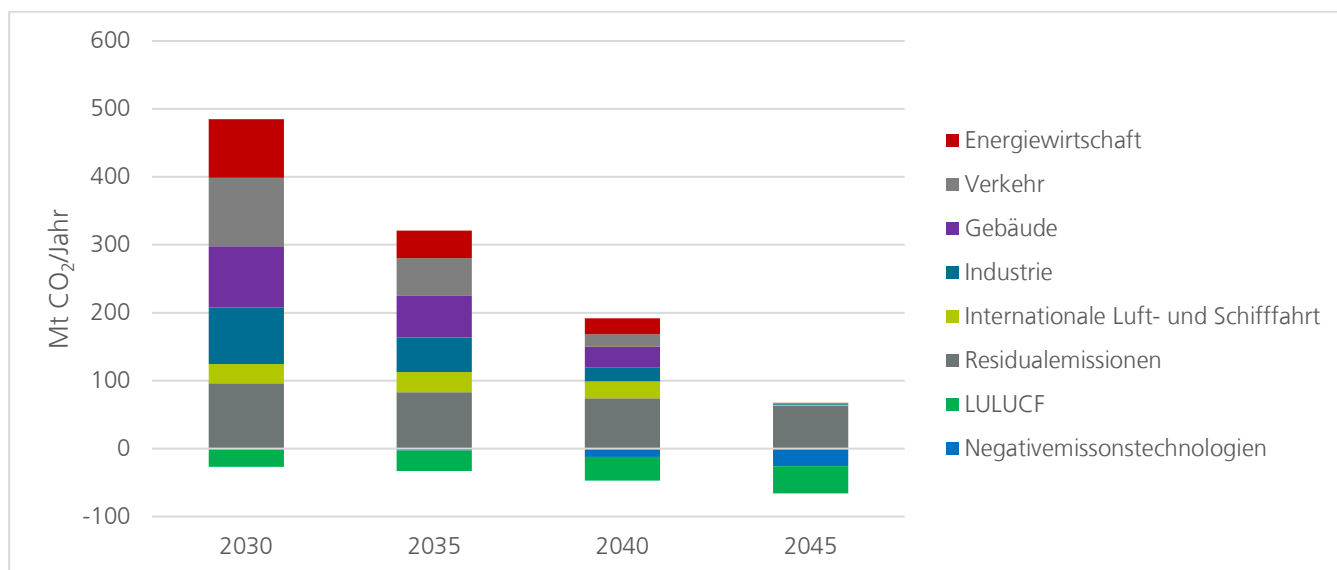
Um Klimaneutralität zu erreichen ist eine weitreichende Transformation des Energiesystems notwendig. Das Bundes-Klimaschutzgesetz spannt hierfür den gesetzlichen Rahmen auf nationaler Ebene und definiert Reduktionsziele (siehe Kapitel 2.1). Die Treibhausgasemissionen in Deutschland im Jahr 2025 lagen laut UBA (2026) bei 649 Mt CO₂-Äq.. Zusätzlich emittierte der Sektor Landnutzung, Landnutzungsänderung und Wald (LULUCF) 27 Mt CO₂-Äq.. Der Sektor mit dem höchsten Emissionsanteil ist die Energiewirtschaft mit 29,1 %, der Verkehrssektor mit 22,5 %, der Industriesektor mit 22,2 %. Der Gebäudesektor hat einen Anteil von 15,9 % und der Landwirtschaftssektor von 9,4 %. Der Rest entfällt auf den Sektor Abfallwirtschaft und Sonstiges. Jeweils 80 % der Emissionen aus den Sektoren Energiewirtschaft und Industrie sind im Europäischen Emissionshandel abgedeckt. Der Großteil der Gebäude und Verkehrsemissionen fallen unter das Brennstoffemissionshandelsgesetz bzw. den nationalen CO₂-Preis und unter die europäische Lastenteilung. Auch wenn aktuell die Erreichung der Klimaschutzziele in Frage steht, wie jüngst der Expertenrat für Klimafragen festgestellt hat (ERK 2026), zeigen normative Studien wie die Klimaschutzziele erreicht werden können. Neben der Reduktion der energiebedingten Treibhausgasemissionen spielen auch natürliche und technische Senken eine wesentliche Rolle zur Erreichung der Klimaschutzziele.

7.1 Erreichbarkeit der Klimaschutzziele

Grundsätzlich können die Treibhausgaseminderungsziele der Bundesregierung erreicht werden. Das zeigen die Ergebnisse aus unterschiedlichen Modellen und Szenarien. Abbildung 7-1 zeigt die Entwicklung der Treibhausgasemissionen für das Szenario Technologieoffen aus Thelen et al. (2024). Die Treibhausgasemissionen setzen sich neben energiebedingten Emissionen vor allem aus den Sektoren Gebäude, Verkehr, Industrie, der Energiewirtschaft und Teilen der Landwirtschaft sowie aus weiteren Emissionen zusammen. Diese sind beispielsweise prozessbedingte Emissionen in der Industrie, wie THG-Emissionen, die bei der chemischen Umwandlung von Rohstoffen – etwa der Zementherstellung – entstehen, Methanemissionen in der Tierhaltung oder Lachgasemissionen bei landwirtschaftlich genutzten Böden. Diese schwervermeidbaren Emissionen werden auch als Residualemissionen bezeichnet, deren genaue Entwicklung mit Unsicherheiten behaftet ist. In Thelen et al. (2024) wird davon ausgegangen, dass die Residualemissionen bis zum Jahr 2045 leicht rückläufig sind. Während sie im Jahr 2030 mit 96 Mt CO₂-Äq. angenommen sind, sinken sie bis zum Jahr 2045 auf 63 Mt CO₂-Äq.. Die THG-Emissionen des Sektors LULUCF orientieren sich an den gesetzlichen Vorgaben des Klimaschutzgesetzes, das vorsieht, im Jahr 2045 eine natürliche Senkenleistung des Sektors in Höhe von 40 Mt CO₂-Äq. zu erzielen. In dem Sektor werden sowohl Quellen als auch Senken miteinander verrechnet.

Die Modellergebnisse zeigen, dass, wenn die Transformation der Sektoren in dem Maße geschieht, wie in Kapitel 2 dargestellt, die energiebedingten Emissionen in allen Sektoren gemäß den gesetzlichen Vorgaben bis zum Jahr 2045 nahezu null betragen. Zwischen den Jahren 2030 und 2035 ist die Dekarbonisierung der Energiewirtschaft durch den Ausbau von erneuerbaren Energietechnologien und den gleichzeitig geringeren Einsatz fossiler Kraftwerke mit einem Rückgang der Emissionen um 53 % am deutlichsten. Der Verkehrssektor reduziert die Emissionen um 45 %, der Industriesektor um 39 % und der Gebäudesektor um 32 %. Aufgrund der beschleunigten Dekarbonisierung des Energiewirtschaftssektors in den vorherigen Jahren reduziert sich die Reduktionsgeschwindigkeit in den folgenden Jahren. Die prozentual größte Abnahme der THG-Emissionen ist im Verkehrssektor mit Ausnahme der internationalen Luft- und Schifffahrt zu verzeichnen. Die Emissionen in diesem Segment sind schwerer zu vermeiden und werden daher erst im Zeitraum 2040 bis 2045 reduziert, indem synthetische flüssige Kraftstoffe genutzt werden.

Abbildung 7-1: Entwicklung der THG-Emissionen im Szenario Technologieoffen



7.2 Negative Emissionen

Die verbleibenden Residualemissionen müssen durch natürliche und technische Senken, sogenannte negative Emissionen, kompensiert werden, um das Ziel der Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 zu erreichen. In Thelen et al. (2024) wurde angenommen, dass die natürlichen Senken wie Wälder und Moore THG-Emissionen aufnehmen können, um mit den Zielen des Bundes-Klimaschutzgesetzes im Einklang zu stehen. Daher verbleiben nach Abzug der Negativemissionen weitere 26 Mt CO₂-Äq., die durch technische Senken gedeckt werden müssen. Zur Erzielung negativer Emissionen durch technische Senken stehen verschiedene technologische Verfahren zur Verfügung. Hierzu zählen insbesondere die Direktabscheidung von CO₂ aus der Atmosphäre mit anschließender Speicherung (Direct Air Carbon Capture and Storage, DACCS), die Verbrennung von Biomasse in Kombination mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung (Bioenergy Carbon Capture and Storage, BECCS), die Verbrennung von Müll in Kombination mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung (Waste-to-Energy Carbon Capture and Storage, WACCS) sowie die Pyrolyse von Biomasse zur Herstellung von Pflanzenkohle (Biochar Removal, BCR), durch die Kohlenstoff langfristig gebunden wird. Nicht energiebezogene Negativemissionstechnologien (z.B. Enhanced Rock Weathering) einschließlich der dazugehörigen Senkenpotentiale werden hier nicht betrachtet. Kaiser et al. (2026) kommen zu dem Schluss, dass ein Technologiemix aus BCR, BECCS, DACCS und WACCS erforderlich ist, um THG-Neutralität im Jahr 2045 zu erreichen. Dabei kann ein frühzeitiger Hochlauf von BCR das Risiko abfedern, Klimaziele wegen eines verzögerten Hochlaufs von CO₂-Infrastruktur und Negativen Emissionstechnologien zu verfehlen.

Tatsächlich ist die Höhe der benötigten Negativemissionstechnologien bisher unklar, da sowohl die real erzielbare Emissionsreduktion im Energiesektor als auch die künftige Senkenleistung des LULUCF-Sektors unsicher sind. Die aktuellen Projektionsdaten zeigen hier in beiden Bereichen deutliche Lücken zur Zielerreichung auf. Ohne technische und natürliche Senken verbleiben gemäß den Daten im Jahr 2045 THG-Emissionen in Höhe von 212,5 Mt CO₂-Äq.. Zusätzlich ist der Sektor LULUCF keine Senke von THG-Emissionen, sondern eine Quelle. Die Projektionsdaten zeigen hier THG-Emissionen in Höhe von 26 Mt CO₂-Äq. anstelle einer Senkenleistung von 40 Mt CO₂-Äq.. Noch drastischer wäre die THG-Quelle im Sektor wenn häufigere Extremwetterereignisse angenommen werden (UBA 2026). Kompensiert werden müsste die mögliche Zielverfehlungen durch eine stärkere Nutzung von technischen Senken. Der Expertenrat für Klimafragen stellt fest, dass insgesamt nicht davon auszugehen ist, dass das Klimaschutzprogramm 2026 der Bundesregierung die Zielerreichungslücken schließt (ERK 2026). So lässt sich schließen, dass trotz technischer Machbarkeit noch deutlicher Handlungsbedarf zur tatsächlichen Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung besteht.

8 Fazit

Die vorliegende Studie analysiert die Transformation des deutschen Energiesystems entlang fünf zentraler Dimensionen: Zuverlässigkeit, Kosteneffizienz, Wachstums- und Wohlfahrtsförderung, Resilienz sowie Klimaneutralität. Die Gesamtschau der Ergebnisse erlaubt eine differenzierte Einschätzung sowohl der technisch-ökonomischen Realisierbarkeit als auch der strukturellen Voraussetzungen für eine erfolgreiche Energiewende.

Technische Machbarkeit und Systemstabilität

Die Modellierungsergebnisse auf Basis des Energiesystemmodells REMod belegen, dass eine zuverlässige Energieversorgung auch unter den Bedingungen eines vollständig erneuerbaren Energiesystems gewährleistet werden kann. Kritische Versorgungssituationen – insbesondere sogenannte kalte Dunkelflauten – lassen sich durch ein abgestimmtes Zusammenspiel aus saisonaler Speicherung, Back-up-Kapazitäten auf Basis klimaneutraler Gase, Lastflexibilisierung sowie dem europäischen Netzverbund zuverlässig überbrücken. Voraussetzung hierfür ist der koordinierte Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten auf rund 300 GW Windkraft und 470 GWp Photovoltaik bis 2045, flankiert durch den Aufbau einer leistungsfähigen Wasserstoffinfrastruktur sowie die Digitalisierung und Flexibilisierung der Netzebenen. Die Versorgungssicherheit bleibt somit auch bei einer Verdreifachung der Stromnachfrage auf 1.600 TWh gewährleistet – vorausgesetzt, die erforderlichen infrastrukturellen und regulatorischen Rahmenbedingungen werden rechtzeitig geschaffen.

Ökonomische Bewertung der Transformation

Aus volkswirtschaftlicher Perspektive ist die Energietransformation langfristig nicht nur kostenneutral, sondern potenziell vorteilhaft. Die Transformationsinvestitionen inklusive Ersatzinvestitionen und Betriebskosten belaufen sich kumuliert für den Zeitraum 2025 bis 2045 auf etwa 8,6 Billionen EUR, was einem jährlichen BIP-Anteil von 7 bis 10 % entspricht. Die reinen Mehrkosten der Transformation gegenüber einem Fortschreiben des fossilen Status quo betragen im Mittel rund 54 Mrd. EUR pro Jahr bzw. kumuliert 1,3 Billionen EUR. Die daraus resultierenden CO₂-Vermeidungskosten von rund 210 EUR pro Tonne CO₂ liegen jedoch signifikant unterhalb der vom Umweltbundesamt ausgewiesenen Klimafolgekosten von 300 bis 880 EUR pro Tonne CO₂. Dieser Befund wird durch weitere Studien gestützt, die ein Nutzen-Kosten-Verhältnis von 1,8 bis 4,8 ausweisen. Langfristig – insbesondere nach Abschluss der Systemtransformation bis 2045 – werden sinkende Energieträgerpreise und reduzierte Importkosten die anfänglichen Mehrinvestitionen kompensieren. Die Schlussfolgerung ist eindeutig: Klimaschutz ist volkswirtschaftlich nicht nur vertretbar, sondern ökonomisch rational.

Wachstums- und Beschäftigungsimpulse

Die Transformation generiert substanzielle makroökonomische Impulse auf lokaler, regionaler und nationaler Ebene. Investitionen in erneuerbare Energien, Gebäudesanierung, Elektromobilität und Netzinfrastruktur lösen Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte aus, die strukturschwachen Regionen in besonderer Weise zugutekommen können. Am Beispiel der Region Hannover wurde exemplarisch gezeigt, dass allein auf regionaler Ebene Investitionen von rund 24,9 Mrd. EUR, eine zusätzliche Bruttowertschöpfung von etwa 9,5 Mrd. EUR sowie die Schaffung oder Sicherung von jährlich rund 4.100 Arbeitsplätzen im Zeitraum 2025 bis 2035 möglich sind. Auf nationaler Ebene unterstreicht die Tatsache, dass im Jahr 2025 bereits jede dritte Stellenausschreibung der Green Economy zuzuordnen war, den strukturellen Wandel des Arbeitsmarktes. Gleichzeitig sind Fachkräftengpässe als systemisches Hemmnis anzuerkennen und durch gezielte Qualifizierungs- und Ausbildungsmaßnahmen zu adressieren.

Resilienz als strategische Dimension

Die Transformation stärkt die Resilienz des Energiesystems auf mehreren Ebenen: Die Importabhängigkeit von fossilen Brennstoffen kann um rund 80 % reduziert werden, was fiskalische Vulnerabilitäten – wie sie die Energiekrise 2022/23 mit staatlichen Entlastungsmaßnahmen von bis zu 187 Mrd. EUR eindrücklich offenbarte – erheblich mindert. Die zunehmende Dezentralisierung der Erzeugungsstruktur reduziert zudem die Angriffsfläche kritischer Infrastrukturen. Verbleibende Abhängigkeiten in den Lieferketten für Schlüsseltechnologien wie Batteriespeicher und

Photovoltaikmodule – geprägt durch hohe Marktkonzentrationen in China – erfordern jedoch komplementäre strategische Maßnahmen, darunter Lieferkettendiversifizierung, den beschleunigten Ausbau der Windenergie sowie eine stärkere Onshoring-Strategie im europäischen Rahmen.

Klimaschutzziele: Machbar, aber politisch bisher nicht ausreichend adressiert

Die normativen Szenarien belegen, dass Treibhausgasneutralität bis 2045 technisch und systemisch erreichbar ist. Restemissionen aus schwer dekarbonisierbaren Bereichen wie der Industrie sowie der internationalen Luft- und Schifffahrt können durch einen Technologiemix aus Pflanzkohle (BCR), BECCS, DACCS und WACCS ausgeglichen werden. Demgegenüber zeigen die aktuellen Projektionsdaten des Umweltbundesamtes eine verbleibende Emissionslücke von 212 Mt CO₂-Äq. gegenüber den gesetzlichen Zielen bis 2045 – ein Befund, den auch der Expertenrat für Klimafragen bestätigt. Dies verdeutlicht, dass die bestehenden klimapolitischen Maßnahmen nicht ausreichen, um die gesetzlich verankerten Ziele zu erreichen.

Gesamteinschätzung

Die vorliegende Studie kommt zu dem Schluss, dass die Transformation des deutschen Energiesystems in Richtung Klimaneutralität technisch machbar, wirtschaftlich vorteilhaft, beschäftigungspolitisch positiv und sicherheitspolitisch geboten ist. Die zentralen Herausforderungen liegen nicht im Bereich der technischen oder ökonomischen Machbarkeit, sondern in der realen Umsetzungsgeschwindigkeit der notwendigen Maßnahmen. Entscheidend wird sein, ob die erforderlichen Investitionen in erneuerbare Energien, Netzinfrastruktur, Speichertechnologien und Wasserstoffwirtschaft zeitgerecht mobilisiert werden und ob der regulatorische Rahmen die Flexibilisierung des Systems konsequent fördert. Die Frage der Klimaneutralität 2045 ist damit letztlich keine Frage der Machbarkeit – sie ist eine Frage des politischen Gestaltungswillens, zukunftsorientierten Unternehmensentscheidungen und der gesellschaftlichen Bereitschaft zum systemischen Wandel.

9

Literaturverzeichnis

- AGEB (2026): Struktur PEV ab 2003. Hg. v. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen. Online verfügbar unter <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/struktur-des-primärenergieverbrauchs-in-deutschland/>.
- Agora Energiewende (2026): Die Energiewende in Deutschland – Stand der Dinge 2025. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2026. Hg. v. Agora Energiewende. Online verfügbar unter <https://www.agora-energie-wende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2025#downloads>.
- bdew (2026): BDEW-Strompreisanalyse April 2026. Hg. v. bdew. Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>.
- BMZ (2026): Resilienz. Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung. Online verfügbar unter <https://www.bmz.de/de/service/lexikon/resilienz-70564>.
- Büchel, Jan; Engler, Jan; Mertens, Armin; Neligan, Adriana (2026): Die deutsche Wirtschaft auf dem Weg zur Green Economy. Eine Analyse von Online-Stellenanzeigen. Hg. v. Bertelsmann Stiftung. Online verfügbar unter https://www.bertelsmann-stiftung.de/fileadmin/files/BiW/Studie_Die_deutsche_Wirtschaft_auf_dem_Weg_zur_Green_Economy.pdf.
- Burret, Heiko; Kirchner, Almut; Kreidelmeyer, Sven; Spillmann, Thorsten; Ambros, Jakob; Limbers, Jan; Brutsche, Andreas (2021): Beitrag von Green Finance zum Erreichen von Klimaneutralität in Deutschland. Hg. v. Prognos AG, Institut für nachhaltige Kapitalanlagen und Nextra Consulting. Online verfügbar unter <https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-Studien-und-Materialien/Green-Finance-und-Klimaneutralitaet.pdf>.
- DIW Econ (2025): Vom Klimaplan 2035 zum Standortvorteil: Regionalökonomische Effekte der Energiewende in der Region Hannover. Eine Studie für die Region Hannover. Hg. v. DIW Econ GmbH. Online verfügbar unter https://www.hannover.de/content/download/1055103/file/DIW%20Econ_Ergebnisbericht_Energiewende%20Hannover.pdf.
- ERK (2025): Zweijahresgutachten 2024. Gutachten zu bisherigen Entwicklungen der Treibhausgasemissionen, Trends der Jahresemissionsgesamtmengen und Jahresemissionsmengen sowie Wirksamkeit von Maßnahmen (gemäß § 12 Abs. 4 Bundes-Klimaschutzgesetz). Hg. v. Expertenrat für Klimafragen. Online verfügbar unter https://expertenrat-klima.de/fileadmin/ERK/Berichte/ERK2025_Zweijahresgutachten-2024.pdf.
- ERK (2026): Prüfbericht zur Berechnung der deutschen Treibhausgasemissionen für das Jahr 2025 und zu den Projektionsdaten 2026. Prüfung und Bewertung gemäß § 12 Abs. 1 Bundes-Klimaschutzgesetz. Hg. v. Expertenrat für Klimafragen. Online verfügbar unter https://expertenrat-klima.de/fileadmin/ERK/Berichte/ERK2026_Pr%C3%BCfbericht-Emissionsdaten2025-Projektionsdaten2026.pdf.
- FH ISE (2026): Nationales Energiesystemmodell mit Fokus auf sektorübergreifende Systementwicklung. Hg. v. Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/de/geschaeftsfelder/systemintegration/energiesystemanalyse/energiesystemmodelle-am-fraunhofer-ise/remod.html>.
- Kaiser, Markus; Senkpiel, Charlotte; Kühnhold-Pospischil, Saskia; Kost, Christoph (2026): Der Hochlauf von Negativen Emissionstechnologien in der Transformation des deutschen Energiesystems. Hg. v. Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme. Online verfügbar unter https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/NETs_Energiesystem_ISE_2026.pdf.
- Kalkuhl, M.; Beaufils, T.; Eydam, U.; Heinemann, M.; Moretti, N.; Peichl, A.; Richter, P. M. (2026): Gezielt entlasten, fossile Importabhängigkeit verringern. Hg. v. Kopernikus-Projekt Ariadne. Potsdam.
- Kemfert, Claudia: Zwei Jahrzehnte Klimakostenforschung: Präventiver Klimaschutz als volkswirtschaftlicher Vorteil. In: DIW Wochenbericht, 38+39, S. 613–619. Online verfügbar unter https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.974516.de/25-38.pdf.
- Kost, C.; Müller, P.; Sepúlveda Schweiger, J.; Fluri, V.; Thomsen, J. (2024): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Stand 2024. Hg. v. Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme. Online verfügbar unter https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2024_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf.
- Lisa Becker; Christian Lutz (2021): Beschäftigungseffekte durch ambitionierten Klimaschutz (GWS Research Report 2021/01). Online verfügbar unter <https://papers.gws-os.com/gws-researchreport21-1.pdf>, zuletzt geprüft am 09.04.2026.
- Lutz, Christian; Becker, Lisa; Kemmler, Andreas; Reuschel, Saskia; Sander, Lukas; Stöver, Britta (2025): Macroeconomic Impacts of Climate Change, Climate Adaptation, and Climate Mitigation in Germany. In: *Sustainability* 17 (13), S. 6175. DOI: 10.3390/su17136175.
- PwC (2025): Klimaschutzinvestitionen lohnen sich. PwC-Studie 2024: Investitions- und Energiekosten der Energiewende. Hg. v. PricewaterhouseCoopers GmbH. Online verfügbar unter <https://www.pwc.de/de/energiewirtschaft/klimaschutzinvestitionen-lohnen-sich.html>.

- Sixtus, Frederik; Riesenhuber, Paul; Wazinski, Constatin; Hinz, Catherina; Salecki, Steven; Baerens, Tidian et al. (2026): Stärkung der regionalen Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Online verfügbar unter https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/staerkung-der-regionalen-wertschoepfung-durch-erneuerbare-energien.pdf?__blob=publicationFile&v=2.
- Thelen, C.; Nolte, H.; Kaiser, M.; Jürgens, P.; Müller, P.; Senkpiel, C.; Kost, C. (2024): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Bundesländer im Transformationsprozess. Hg. v. Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html>.
- Trenczek, Jan; Lühr, Oliver; Eiserbeck, Lukas; Sandhövel, Myrna; Leuschner, Viktoria (2022): Übersicht vergangener Extremwetter-schäden in Deutschland. Methodik und Erstellung einer Schadensübersicht. Hg. v. Prognos AG. Online verfügbar unter https://www.prognos.com/sites/default/files/2022-07/Prognos_KlimawandelfolgenDeutschland_%C3%9Cbersicht%20vergangener%20Extremwettersch%C3%A4den_AP2_1.pdf.
- UBA (2024): Gesellschaftliche Kosten von Umweltbelastungen. Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umwelt-wirtschaft/gesellschaftliche-kosten-von-umweltbelastungen#umwelt-kosten-der-landwirtschaft>.
- UBA (2026): Treibhausgas-Projektionen 2026 - Ergebnisse kompakt. Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgas-projektionen-2026-ergebnisse-kompakt>.
- ZDF heute (2026): Merz: "Klimaschutz darf industrielle Basis nicht gefährden". Hg. v. ZDF heute. Online verfügbar unter <https://www.zdfheute.de/politik/deutschland/klimaschutz-merz-wirtschaft-energie-industrie-100.html>.
- Zerzawy, Florian; Schubecker, Marcel (2025): Wirtschaftliche Vorteile der erneuerbaren Energien und die Folgen eines langsameren Ausbaus. KURZANALYSE FÜR GREEN PLANET ENERGY EG (02/2025). Hg. v. Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft. Online verfügbar unter <https://green-planet-energy.de/fileadmin/docs/publikationen/Studien/studie-wirtschaftliche-vorteile-erneuerbarer-energien-und-folgen-eines-langsameren-ausbaus.pdf>.