

NEUE WEGE FÜR DIE ENERGIEWENDE („PLAN B“)

DIHK

Wissenschaftliche Studie
im Auftrag der Deutschen
Industrie- und Handelskammer

SEPTEMBER 2025



Auftraggeberin

DIHK | Deutsche Industrie- und Handelskammer

Breite Straße 29
10178 Berlin

Ansprechpartner:

Dr. Ulrike Beland
beland.ulrike@dihk.de

Dr. Sebastian Bolay
bolay.sebastian@dihk.de

Auftragnehmer

Frontier Economics

Im Zollhafen 24
50678 Köln
www.frontier-economics.com

Autoren:

Dr. David Bothe
david.bothe@frontier-economics.com
Dr. Johanna Reichenbach
johanna.reichenbach@frontier-economics.com

Matthias Bieniasch
Gregor Braendle
Laura Coordt
Dr. Matthias Janssen
Felicitas Kuttler
Dr. Stefan Lorenczik
Dr. Julius Stoll

Ulrich Begemann*
Thomas Frewer*
Christof von Branconi*
(*im Rahmen eines Frontier-Unterauftrages
an Global Energy Solutions e.V.)

VORWORT DER AUFTRAGGEBERIN

Liebe Leserin, lieber Leser,

die vorliegende Studie „Neue Wege für die Energiewende („Plan B“)“ stellt einen alternativen Ansatz für die Energiepolitik vor. Im Zentrum steht eine Energiewende, die technologieoffen ist, Kosten reduziert, Raum für Innovationen schafft und die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit als Voraussetzung für wirksamen Klimaschutz ernst nimmt.

Dieser „Plan B“ verzichtet bewusst auf staatliche Detailsteuerung und starre Technologievorgaben und setzt stattdessen auf klare Ziele, Flexibilität und Effizienz. Er ist die Antwort auf das bisherige Narrativ einer vermeintlich alternativlosen, zentral gesteuerten Energiewende, die große wirtschaftliche Chancen verspricht, in der Realität jedoch oft zu erheblichen Belastungen führt. Auf Wunsch unserer Mitgliedschaft haben wir dieses Narrativ einer Realitätsprüfung unterzogen. Den Auftrag für die Untersuchung erhielt im Februar Frontier Economics, das Ergebnis halten Sie nun in den Händen.

Zwei weitere Studien, die im Herbst erscheinen, werden die Analyse vertiefen: Sie beleuchten, wie einzelne Branchen konkret von der aktuellen Energiepolitik betroffen sind und welche Vorteile ein neuer Ansatz bringen könnte. Außerdem wird untersucht, welche institutionellen Anpassungen notwendig sind, um die Energiewende erfolgreicher und zukunftsfähiger zu gestalten.

Die Ergebnisse sind eindeutig: Die Energiewende verursacht enorme Kosten, die nur mit einem neuen politischen Kurs beherrschbar sind. Eine Neuausrichtung muss effektiver, flexibler und internationaler ausgerichtet sein. Gleichzeitig zeigt die Studie, dass Deutschland strukturell nicht mit günstigen Energieressourcen punkten kann, unsere Stärke muss deshalb im Know-how, in technologischer Exzellenz und in Innovationskraft liegen.

Ich wünsche Ihnen eine anregende Lektüre und freue mich auf den gemeinsamen Austausch über die Umsetzung der vorgeschlagenen Ansätze.

Dr. Helena Melnikov

Hauptgeschäftsführerin

Deutsche Industrie- und Handelskammer

Inhaltsverzeichnis

1	Energiewende in Deutschland - Zeit für neue Wege	15
2	Die Fortführung der aktuellen Politik der Energiewende ist mit umfassenden Kostensteigerungen verbunden – zudem gefährden strukturelle Probleme eine erfolgreiche Umsetzung	21
2.1	Zur Transformation der Volkswirtschaft in Richtung Klimaneutralität sind umfassende Investitionen erforderlich	22
2.2	Der Umbau des Energiesystems geht mit hohen Kostensteigerungen einher	26
2.3	Ein großer Teil der Kostensteigerungen resultiert aus der notwendigen Transformation in den Endverbrauchssektoren	38
2.4	Kostenrisiken der Energiewende steigen, wenn Effizienzgewinne ausbleiben und / oder wirtschaftliches Wachstum zunimmt	43
2.5	Eine überbordende Energiewendebürokratie führt zu weiteren Kosten und hemmt Investitions- und Innovationspotenziale	46
2.6	Fazit: Mit der aktuellen Energiewende hat sich Deutschland in eine Sackgasse manövriert – eine Fortführung des Status Quo ist nicht tragfähig	48
3	Die Gestaltung der Energiewende muss neu gedacht werden und sich an zentralen Grundsätzen ausrichten	52
3.1	Energiewende muss neu gedacht werden, punktuelle Anpassungen werden der Größe der Herausforderungen nicht gerecht	52
3.2	Für eine umfassende Neuausrichtung der Energiewende lassen sich zentrale Grundsätze aufstellen	53
4	Eine grundsätzliche Neuausrichtung der Energiewende für mehr Kosteneffizienz und Wettbewerbsfähigkeit ist möglich und schafft die Voraussetzung dafür, dass Klimaziele erreicht werden können	60
4.1	Ein grundlegendes Konzept für die Energiewende auf Basis der übergeordneten Grundsätze verteilt Rollen gezielt zwischen Markt und Staat	60
4.2	Durch die Umsetzung des „Plan B“-Konzeptes können signifikante Kosten eingespart werden	71
4.3	Unternehmen und Verbraucher profitieren von geringeren Energiekostenbelastungen im „Plan B“-Ansatz – auch wenn die Kosten der Energiewende nach wie vor hoch sind	84

5	Das Zielkonzept im neuen „Plan B“-Ansatz ließe sich durch gezielte Anpassungen des aktuellen Politikrahmens ansteuern	89
6	Fazit: „Plan B“ stellt eine Alternative für einen grundlegenden Kurswechsel in der Energiewendepolitik hin zu mehr Innovationen, Wachstum und globalem Klimaschutz dar	96
7	Referenzen	98

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

BESS	Battery Energy Storage System
BEV	Battery Electric Vehicle
BIP	Bruttoinlandsprodukt
CAPEX	Capital Expenditure (Investitionsausgaben)
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism
CCS / CCUS	Carbon Capture and Storage / Carbon Capture, Utilization and Storage
CfD	Contracts for Difference
COMET	Cross-Sector Optimisation Model for the Energy Transition
DAC	Direct Air Capture
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnEfG	Energieeffizienzgesetz
ETS	Emissions Trading System
GEG	Gebäudeenergiegesetz
KI	Künstliche Intelligenz
LNG	Liquefied Natural Gas
nEHS	Nationales Emissionshandelssystem
OPEX	Operating Expenses (Betriebsausgaben)
PEM	Polymerelektrolytmembran (Elektrolyse)
PtL	Power-to-Liquid
PtM	Power-to-Methane
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
SMR	Small Modular Reactor
THG	Treibhausgasemissionen
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan

EXECUTIVE SUMMARY

Die Energiewende ist der deutsche Beitrag zur Eindämmung des globalen Klimawandels und eines der größten volkswirtschaftlichen Transformationsprojekte weltweit.

Dabei wurden bereits beachtliche Erfolge erzielt – zum Beispiel konnte der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in den vergangenen 25 Jahren von 3% auf über 50% gesteigert werden. Die bisherige Transformation ging jedoch auch mit erheblichen volkswirtschaftlichen Kosten einher. Die Energiekosten für Unternehmen und Haushalte sind bereits spürbar gestiegen und zählen zu den höchsten im internationalen Vergleich. Die Belastungen nehmen zudem absehbar weiter zu.

Für die deutsche Wirtschaft ergeben sich daraus zunehmend Wettbewerbsrisiken. Mehr als jedes dritte Unternehmen bewertet die Energiewende bereits heute als nachteilig für die eigene Wettbewerbsfähigkeit, in der Industrie ist es sogar jedes zweite. Erste Verlagerungen energieintensiver Produktion ins Ausland zeigen den Beginn einer Deindustrialisierung. In der Folge drohen erhebliche strukturelle Verluste gut bezahlter Industriearbeitsplätze, die in diesem Umfang absehbar nicht durch schnellen strukturellen Wandel ausgeglichen werden können. Die Abwanderung der Industrie droht zudem oft eine reine regionale Verlagerung ohne positive Klimawirkung zu sein („*Carbon Leakage*“).

Gleichzeitig ist der Weg bis zum Erreichen der Klimaneutralität der gesamten Volkswirtschaft immer noch weit. Der Anteil von erneuerbaren Energien am gesamten Endenergieverbrauch beträgt bisher – trotz der oben genannten Erfolge im Stromsektor – insgesamt nur 22,4%¹. Denn die großen Verbrauchsektoren Gebäudewärme, Prozesswärme und Verkehr werden nach wie vor von fossilen Energieträgern dominiert. Dort steht ein Großteil des Wandels und der für die Umstellung von Endanwendungen und Infrastrukturen notwendigen Investitionen noch bevor.

Die Fortführung der bisherigen Politik („Status Quo“) führt zu starken Mehrbelastungen und gefährdet den Erfolg der Energiewende

Zum Erreichen der Klimaneutralität bis 2045 geht die Planung der Energiewende im Status Quo von hohen Effizienzgewinnen, einer umfassenden Elektrifizierung des Energieverbrauchs und einer fast vollständigen Deckung der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien aus. In der Folge sind weitere erhebliche Kostensteigerungen zu erwarten, die in den kommenden Jahren sowohl Unternehmen als auch Haushalte zusätzlich belasten werden:

- **Hoher Investitionsbedarf über alle Sektoren hinweg:** Unsere Metaanalyse der bestehenden Studienlandschaft zeigt, dass die jährlich erforderlichen Investitionsbedarfe der Energiewende zukünftig ansteigen und beispielsweise im **Jahr 2035 zwischen 113 und**

¹ Siehe Umweltbundesamt (2025c).

316 Mrd. € liegen werden. Zum Vergleich: Die Gesamtheit aller privaten Bruttoinvestitionen in Deutschland betrug im Jahr 2024 – über alle Branchen und Sektoren hinweg – etwa 770 Mrd. €. Der maximale Investitionsbedarf der Energiewende liegt somit in einer Größenordnung von rund 40% der bisherigen privaten Bruttoinvestitionen.

- **Steigende Energiesystemkosten:** Für die Ermittlung der Energiesystemkosten greifen wir zusätzlich zu der Auswertung von veröffentlichten Kostenschätzungen auch auf Frontier Economics Energiemodell COMET zurück. Allein in den nächsten zehn Jahren schätzen wir damit die entstehenden Gesamtsystemkosten in Summe auf 2,1 bis 2,3 Billionen €². Der Kostenanstieg ist dauerhaft: Auch in den darauffolgenden 15 Jahren bis 2050 fallen bei einer Fortsetzung des bisherigen Pfades weitere 2,7 bis 3,2 Billionen € an. Insgesamt ergeben sich damit geschätzte **Gesamtsystemkosten von rund 4,8 bis 5,4 Billionen € für den Zeitraum 2025-2049**.
- **Bürokratielasten:** Die Umsetzung der energiewende-getriebenen Bürokratie verursacht allein auf Bundesebene geschätzt **jährlich rund 10 Mrd. €** an Bürokratiekosten. Hinzu kommen erhebliche Bürokratiekosten im Zusammenhang mit EU-Verordnungen und delegierten Rechtsakten, die keiner nationalen Umsetzung bedürfen, aber auch kommunalen und Landesvorschriften.
- **Herausforderungen in der praktischen Umsetzung:** Neben den finanziellen Belastungen bestehen erhebliche Umsetzungsrisiken. Lange Planungs- und Genehmigungsverfahren, Engpässe bei Fachkräften sowie die begrenzte Verfügbarkeit von Material und Flächen führen dazu, dass die im Status Quo unterstellte Geschwindigkeit des Systemumbaus in der Praxis kaum erreichbar sein dürfte.

Diese Entwicklung verdeutlicht, dass der aktuelle Kurs nicht nur teuer, sondern auch in einer durch Zukunftsunsicherheiten geprägten Welt kaum tragfähig ist. Wenn kein Umsteuern erfolgt, werden nicht nur die Belastungen der Wirtschaft auf Kosten der internationalen Wettbewerbsfähigkeit weiter zunehmen und die Bezahlbarkeit und Akzeptanz der Energiewende gefährdet. Eine solche Entwicklung hätte zudem gravierende Auswirkungen auf das Klima: Das Prinzip des Klimavorreiters Deutschland, der ambitioniertere Klimaziele verfolgt als fast alle anderen Staaten (inklusive der EU), basiert zu einem erheblichen Teil auf der Erwartung, dass andere Länder dem Beispiel Deutschlands folgen – und auf diese Weise global weniger Treibhausgasemissionen anfallen. Dafür wäre es allerdings erforderlich, dass die deutsche Energiewende ein Erfolg wird.

² Viele Studien legen für die zentralen Technologien Annahmen zugrunde, welche die Erwartung widerspiegeln, dass die Investitionskosten pro kW Leistung durch Skaleneffekte und technologische Weiterentwicklung langfristig stark sinken. Jüngste Entwicklungen zeigen, dass globale Lieferkettenprobleme, die Entwicklung von Rohstoffkosten, Zölle und gestiegene Finanzierungskosten kurz- bis mittelfristig die Kostensenkungspotenziale einzelner Technologien erheblich einschränken könnten. Wir ermittelten daher eine Kostenbandbreite auf Basis von variierenden technologiespezifischen Lernkurven, welche die Unsicherheit bei den zukünftigen Technologiekostenentwicklungen explizit berücksichtigt.

Neue Wege für die Energiewende – Zeit für einen „Plan B“

Vor diesem Hintergrund entwickeln wir ein grundlegend neues Konzept für die Energiewende: **Ein einfacher, auf Innovation und Wettbewerb setzender Politikrahmen, der die Transformation zu einer defossilisierten Volkswirtschaft mit der Sicherung von Wohlstand, Resilienz und einem global wirksamen Klimaschutz bestmöglich vereint.**

Das neue Konzept trägt dabei der wesentlichen Erkenntnis Rechnung, dass sich die Zukunft nur begrenzt planen lässt und es daher darauf ankommt, durch die Politik einen „atmenden“ Rahmen zu schaffen (siehe Abbildung 1). Die vorgeschlagene Neuausrichtung setzt dabei nicht auf einen Bruch mit dem bestehenden System, sondern könnte schrittweise aus dem aktuellen Politikrahmen im Status Quo entwickelt werden. Dies illustrieren wir jeweils anhand exemplarischer Umsetzungsschritte - bleiben dabei aber bewusst auf einer hohen Betrachtungsebene. Die detaillierte Ausgestaltung konkreter Umstellungsmaßnahmen ist nicht Gegenstand dieser Studie, sondern soll der Diskussion der politischen Akteure überlassen werden.

Abbildung 1 Ein grundlegendes, neues Konzept für die Energiewende



Quelle: Frontier Economics.

Kern des Ansatzes ist ein umfassendes Cap-and-Trade-System, das sämtliche Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) über alle Sektoren hinweg abdeckt. Dabei wird ein **Zertifikatsbudget** für alle emittierten Treibhausgase festgelegt. Das Budget wird auf Basis eines festgelegten Zielpfades kalkuliert, kann aber dann innerhalb des Zeitraums bis zum Erreichen von Klimaneutralität zeitlich möglichst frei genutzt werden. Das Budget berücksichtigt

auch Negativemissionen sowie die Nutzung anerkannter internationaler Zertifikate. Die konkrete Umsetzung könnte z.B. über den Ausbau des bestehenden EU-Emissionshandelssystems (ETS) zu einem umfassenden Cap-and-Trade-System erfolgen (beschleunigte Einführung des ETS 2, mittelfristige Zusammenführung mit dem ETS 1, Ausweitung auch auf bislang nicht erfasste Emissionsquellen).

Der Zielpfad wird **regelmäßig an die Entwicklung einer definierten internationalen Peer Group (wie z.B. der G20) angepasst**, um einen spieltheoretischen Anreiz für mehr Klimaschutz zu schaffen, ohne durch strukturelle Alleingänge Nachteile für den Standort Deutschland zu erzeugen. Eine Orientierung könnte lauten: Deutschland reduziert maximal „G20+X %“. Eine Umsetzung im ETS könnte beispielsweise über das Einfügen von „Haltepunkten“ erfolgen. An diesen würde überprüft, ob das Reduktionsniveau innerhalb des angestrebten Korridors im Vergleich zu den Anstrengungen der Peer Group liegt.

Neben dem zentralen Cap-and-Trade-System übernimmt der Staat nur klar abgegrenzte Aufgaben, wo Marktversagen oder Koordinationsbedarf besteht. Dazu gehören:

- **Sicherstellung von Technologiewettbewerb und Innovation:** Ziel ist es, ein faires „*Level Playing Field*“ zu etablieren, in dem sich kosteneffiziente und wirksame Lösungen durchsetzen können. Durch den marktlichen, im Cap-and-Trade reflektierten Anreiz zur Emissionsreduktion werden zusätzliche Subventionen und Regulierungen überflüssig. Die bestehende Förderkulisse (z.B. EEG) könnte in diesem System schrittweise zurückgefahren werden.
- Eine staatliche Rolle bleibt bei der **Koordination von Netzinfrastrukturen und Versorgungssicherheit**. Eine sektorenübergreifende Netzplanung – insbesondere für Strom, Gas, CO₂ und Wasserstoff – soll sicherstellen, dass Synergien genutzt und ineffiziente Parallelstrukturen vermieden werden. Exemplarisch könnte dies folgende Elemente beinhalten:
 - Systematische **Verzahnung von Strom-, Methan-, Wasserstoff-, CO₂-** und weiteren Infrastrukturen – koordinierter Ausbau auf europäischer Ebene.
 - **Vorübergehende Zulassung vertikaler Integration** beim Aufbau neuer Infrastrukturen wie Wasserstoff oder CCS.
 - Schaffung einer Rechtsgrundlage für CCUS und andere neue Energieträger.
 - Zeitlicher Ausgleichsmechanismus für den Hochlauf neuer Infrastrukturen – etwa in Form eines Amortisationskontos für CO₂-Netze.
 - Anpassung der Netzentgeltsystematik mit verursachungsgerechtem höheren Leistungspreisanteil.,
 - die **Beschleunigung von Genehmigungen** (z. B. bevorzugte Anschlüsse für systemdienliche Einspeiser).
 - **Gewährleistung der Versorgungssicherheit** – etwa durch Monitoring der gesicherten Leistung im Strommarkt oder durch Sicherstellung einer ausreichenden einheimischen Reservevorhaltung für importierte Energieträger.

- **Gezielte Risikoabsicherung neuer Technologien:** Der Staat unterstützt Investitionen in innovative Klimaschutztechnologien durch konkrete Versicherungsinstrumente – etwa Preisabsicherungen für CO₂ oder Wasserstoff, oder Kreditgarantien nach dem Vorbild der Hermesdeckungen. Es handelt sich dabei um reine Versicherungsmechanismen zur Risikoabsicherung neuer Technologien und Märkte, nicht um Subventionen in der Breite – im ökonomischen Erwartungswert erfolgt keine Transferzahlung, sondern eine Risikoverlagerung zur Verbesserung der Investitionsbedingungen.
- **Investitionen in Forschung und Bildung:** Gerade weil Deutschland bei erneuerbaren Ressourcen einen Wettbewerbsnachteil hat, müssen diese Defizite z.B. über Innovation und Technologieführerschaft kompensiert werden. Dies könnte z.B. sichergestellt werden durch:
 - **Qualifizierungs- und Studienangebote**, um den Bedarf für Fachkräfte entlang der gesamten Wertschöpfungskette zu decken.
 - **Fokussierung öffentlicher Mittel auf Vorhaben** mit systemischer Relevanz, insbesondere dort, wo Marktakteure zurückhaltend agieren.
 - **Unterstützung von Pilot- und Großprojekten**, um neue Technologien unter realen Bedingungen zu erproben und Skalierung zu ermöglichen (z.B. via CAPEX-Förderungen). Förderungen in diesen frühen Marktphasen sollten jedoch stets unter dem Vorbehalt erfolgen, dass die gewonnenen Erkenntnisse branchenweit zur Verfügung gestellt werden und nicht als Wettbewerbshemmnis für weitere Akteure wirken
- **Flankierung** des Cap-and-Trade zur Vermeidung unerwünschter wirtschaftlicher oder gesellschaftlicher Nebenwirkungen durch Grenzausgleichsmaßnahmen und Rückverteilung von Einnahmen:
 - Sollte sich trotz Peer Group Verankerung ein Trend von Carbon Leakage abzeichnen, können gezielte Grenzausgleichsmaßnahmen umgesetzt werden – orientiert an bestehenden Instrumenten wie dem EU CBAM, jedoch in vereinfachter und administrativ schlanker Form.
 - Zudem ist ein Mechanismus zur Rückverteilung möglicher Einnahmen aus dem Emissionshandel an Haushalte, Unternehmen und Mitgliedstaaten vorgesehen. Dieser sollte auch dazu genutzt werden, unerwünschte Verteilungseffekte – insbesondere sozialer Natur – auszugleichen und die gesellschaftliche Akzeptanz zu stärken. Relevant ist dies insbesondere für private Haushalte, bei denen hohe Zusatzkosten durch Emissionspreise entstehen können.

Durch die Umsetzung des Konzepts können erhebliche Kosten eingespart werden

Eine exemplarische Modellierung ermittelt für die Umsetzung des neuen Konzepts erhebliche **Kosteneinsparungen**. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, die aktuelle Energiewende einem „Masterplan“ folgt, während das neue Konzept bewusst einen flexiblen Rahmen schafft, um

auf Unsicherheiten reagieren zu können: Die Ergebnisse von Innovation, unternehmerischen Initiative und Wettbewerb sowie neue Wachstumsimpulse lassen sich aber nicht im Detail planen und berechnen. **Zentrale Vorteile des Konzepts – die Anpassungsfähigkeit und Innovationsanreize sind daher in den folgenden Berechnungen auf Basis exemplarischer Annahmen noch gar nicht abgebildet.**

Allein durch eine effizientere Neuausrichtung der Energiewende – bei identischen Treibhausgasemissionen in Deutschland – können bis zum Jahr 2050 die Gesamtsystemkosten der Energiewende um mindestens 530 bis 910 Mrd. € gegenüber einer Fortführung des Status Quo gesenkt werden (siehe Abbildung 2). Allein dies entspricht einer **Reduktion von etwa 11 bis 17 %** der geschätzten Gesamtkosten der Energiewende. Die Einsparungen entstehen vor allem durch **zwei zentrale Hebel**:

- **Erstens** öffnet das Konzept den **Lösungsraum für alle zur Verfügung stehenden emissionsarmen Technologieoptionen** – unter dem Dach eines übergreifenden Cap-and-Trade Systems. Feste Vorgaben für den Ausbau von Windkraft (Onshore und Offshore) sowie PV werden aufgehoben, der Zubau an Stromerzeugungskapazitäten erfolgt durch einen Wettbewerb aller Technologien am Markt. Unter Berücksichtigung der verfügbaren Potenziale wird eine stärkere Nutzung von Biomasse und emissionsarmen Optionen zugelassen, die nicht auf erneuerbaren Energien basieren, sondern fossile Energieträger nutzen und das CO₂ abscheiden und speichern oder nutzen („Carbon Capture, Utilization and Storage“, CCUS), z.B. in Form von „blauem“ Wasserstoff oder in Form von CO₂-Abscheidung in der Industrie.

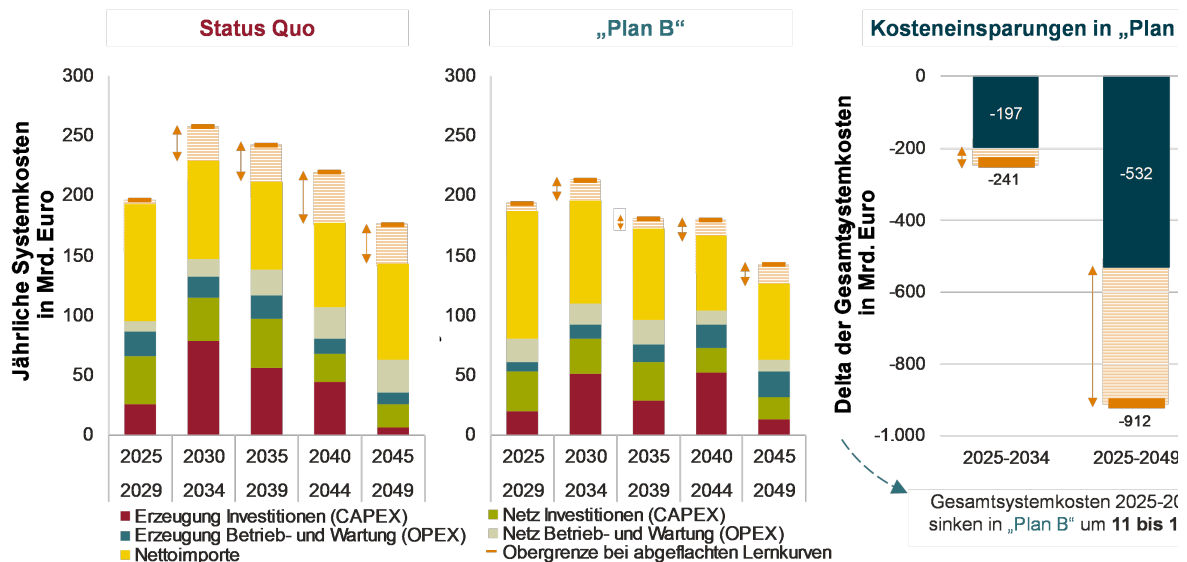
Dies ermöglicht **einen effizienteren TechnologiemiX, bei dem kostengünstige Optionen wie Biomasse, CCS oder auch Importe von Wasserstoff stärker genutzt werden können**, während Vorgaben für teurere und weniger effiziente Verfahren – etwa für bestimmte Ausbaupfade von Wind- oder Solartechnologien – entfallen. Im Ergebnis erfolgt der Kohleausstieg (marktgetrieben) früher, dafür wird Gas stärker genutzt. Teure einheimische Produktion von erneuerbarem „grünen“ Wasserstoff wird durch Importe sowie blauen Wasserstoff ersetzt. Dadurch steigt der Stromverbrauch im Vergleich zum Status Quo weniger stark und der Netzausbau kann kosteneffizienter gestaltet werden. Investitionen in erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten fallen insgesamt geringer aus, insbesondere bei Wind und Aufdach-PV, auch wenn weiterhin ein erheblicher Ausbau notwendig ist.

- **Zweitens** erlaubt die **Abkehr von starren jahresscharfen Zwischenzielen** (z.B. EU-weit 90% Emissionsreduktion bis 2040) **hin zu einem sektorübergreifenden Emissionsbudget** eine bessere zeitliche Abstimmung der Investitionen. Für die Klimawirkung zählt die Summe der Emissionen bis zur Klimaneutralität und nicht der genaue Zeitpunkt, an dem jedes Zwischenziel erreicht wird.

Der Budgetansatz ermöglicht es, kostengünstige Maßnahmen vorzuziehen, während teure Technologien zeitlich gestreckt oder erst später eingesetzt werden. Dies vermeidet die Gefahr, dass ex-ante festgelegte starre Zwischenziele zu ineffizienten oder verfrühten

Investitionen zwingen, obwohl kostengünstigere Alternativen später verfügbar wären. **Investitionen werden an den natürlichen Reinvestitionszyklen orientiert, Kostenverläufe geglättet und unnötige Preisspitzen vermieden** – bei unverändertem Gesamtziel an Treibhausgasreduktionen.

Abbildung 2 Reduktion der Systemkosten durch das neue Konzept („Plan B“) bis 2050



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Die hier betrachteten Energiesystemkosten umfassen Neuinvestitionen in Erzeugungskapazitäten (CAPEX), laufende Betriebskosten (OPEX), Netzinfrastrukturkosten (CAPEX & OPEX) sowie Energieimporte. Notwendige nachfrageseitige Investitionen in den Sektoren Gebäude, Verkehr und Industrie werden nicht berücksichtigt. Modellierungen von Status Quo als und „Plan B“ basieren auf dem gleichen Endenergieverbrauch auf Basis des BMWK O-45-Strom Langfristszenarios. Kosteneinsparungen im „Plan B“ ergeben sich somit ausschließlich über eine effizientere Bereitstellung der Endenergie, nicht über eine Veränderung der Verbrauchsstruktur oder einen „fuel switch“.

Ergebnisse unter bestimmten Technologieannahmen: Es ist ausdrücklich nicht Ziel des „Plan B“, ein bestimmtes Technologieszenario anzustreben oder zu implizieren, dass der nachfolgend in den Analysen gezeigte Technologiemix der optimale wäre. Diese exemplarischen Ergebnisse basieren auf dem aktuellen Wissenstand und Parametern, die zukünftig mit hoher Wahrscheinlichkeit anders ausfallen werden.

Zusätzliche Einsparpotenziale entstehen in Form eines dritten großen Hebels durch eine stärkere globale Verzahnung der Klimaschutzbemühungen:³ Einerseits durch die Anrechnung kostengünstigerer Klimaschutzmaßnahmen im Ausland bei gleichbleibenden Klimazielen, andererseits durch eine flexible Anpassung des Transformationstempos an die Entwicklung internationaler Vergleichsgruppen. Diese internationale Verzahnung kann dazu führen, dass Deutschland letztlich ein größeres Emissionsbudget zur Verfügung steht als es die aktuelle Planung vorsieht. Hierdurch lassen sich weitere Kosteneinsparungen generieren: So würde eine Ausweitung des deutschen Budgets um eine Menge, die einer Verschiebung des Netto-Null Zieles um zwei Jahre entspräche, weitere 80-220 Mrd. € einsparen – mit entsprechendem Skalierungspotenzial.

³ Exemplarisch im Modell gerechnet über eine Erweiterung des nationalen (und EU-weiten) Emissionsbudgets um rund 10%, was einer Streckung des deutschen Klimaziels um zwei Jahre entspricht.

Insgesamt ergeben sich durch das Konzept – je nach Nutzungsgrad der internationalen Kooperation - ein Einsparmöglichkeiten von potenziell weit über eine Billion € bis 2050.

Wichtig ist dabei zu beachten, dass die ermittelten Einsparpotenziale sich nur auf Kostensenkungen im reinen Energiesystem beziehen (d.h. geringere Gesamtkosten für die heimische Erzeugung, Transport, Speicherung und den Import von Energie entstehen). In der Realität werden die Kostensenkungspotenziale noch deutlich höher ausfallen – beispielsweise durch die effizientere Nutzung kostengünstigerer Vermeidungsoptionen in den Endverbrauchssektoren Industrie, Gebäude und Verkehr sowie nicht zuletzt aufgrund der stark reduzierten bürokratischen Aufwände für den Staat und die Unternehmen.

Fazit: Das entwickelte Konzept („Plan B“) stellt eine Alternative für einen grundlegenden Kurswechsel in der Energiewendepolitik hin zu mehr Innovationen, Wachstum und globalem Klimaschutz dar

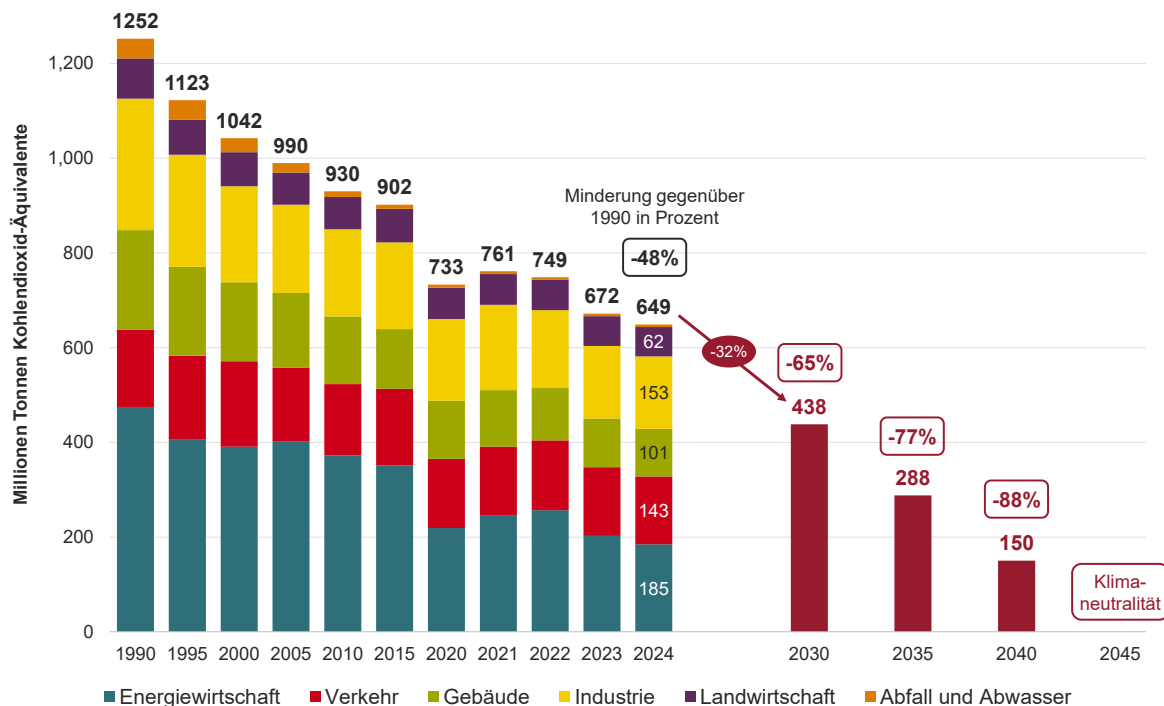
Die Analyse macht deutlich: Der bisherige Kurs der Energiewende ist kaum tragfähig. Das in dieser Studie entwickelte neue Konzept bietet eine Alternative, die ambitionierten Klimaschutz mit wirtschaftlicher Stärke, Kosteneffizienz und internationaler Wirksamkeit verbindet. Die möglichen Einsparungen von potenziell weit über eine Billion € bis 2050 unterstreichen das Potenzial für einen echten Kurswechsel. Erfolgreicher Klimaschutz erfordert nicht starre Vorgaben, sondern einen innovationsfreundlichen, marktorientierten und international anschlussfähigen Rahmen – genau hier setzt das neue Konzept an.

1 Energiewende in Deutschland - Zeit für neue Wege

Die Energiewende ist der deutsche Beitrag zur Eindämmung des globalen Klimawandels. Gleichzeitig ist die deutsche Energiewende eines der größten volkswirtschaftlichen Transformationsprojekte weltweit: In kaum einer anderen entwickelten Volkswirtschaft mit hoher industrieller Wertschöpfung und starker Exportorientierung wurde bisher die Energieversorgung so umfassend von fossilen auf erneuerbare Energien umgestellt.

Im europäischen und globalen Vergleich hat sich Deutschland sehr ambitionierte Klimaziele gesetzt: Die nationalen Treibhausgasemissionen sollen bis zum Jahr 2040 um mindestens 88% gegenüber dem Referenzjahr 1990 gesenkt werden. Bis zum Jahr 2045 beabsichtigt Deutschland vollständig klimaneutral zu sein (siehe Abbildung 3).

Abbildung 3 Entwicklung der historischen Treibhausgasemissionen und erforderlicher Zielpfad zur Klimaneutralität



Quelle: Frontier Economics basierend auf Umweltbundesamt (2025a).

Hinweis: Emissionen nach Sektoren des Bundesklimaschutzgesetzes, ohne Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF); Ziele für 2030, 2035, 2040 und 2045 gemäß Bundesklimaschutzgesetz

Ausgehend von einem Endenergieverbrauch in Deutschland von 2.300 TWh im Jahr 2023,⁴ soll der Energiebedarf für die Stromerzeugung und weite Teile der industriellen Prozesswärme, des Verkehrs und der Gebäudewärme laut Politikziel bis zum Jahr 2045 nahezu vollständig aus erneuerbaren Energiequellen bedient werden.

⁴ Siehe Umweltbundesamt (2025b).

Beachtliche Erfolge, aber auch hohe Kosten und noch ein weiter Weg zur Klimaneutralität

Dabei wurden bereits beachtliche Erfolge erzielt: So konnte im Stromsektor der Anteil erneuerbarer Energien, insbesondere aus Sonne und Wind, in den vergangenen 25 Jahren von 3% auf über 50% gesteigert werden. Die bisherige Transformation war zwar weltweit einzigartig, ging jedoch auch mit erheblichen volkswirtschaftlichen Kosten einher: So wurde im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) für die Förderung der Stromerzeugung vor allem aus Wind und Photovoltaik (PV) in den Jahren 2000 bis einschließlich 2023 Einspeisevergütungen in Höhe von 220 Mrd. € gezahlt.⁵ Hinzu kamen hohe Ausbaubedarfe für die Stromübertragungs- und Verteilnetze, die in den letzten Jahren zu rasch steigenden Netzentgelten geführt haben. Diese höheren Netzentgelte wurden überwiegend von kleinen und mittleren Unternehmen, vom Handel und Gewerbe sowie von privaten Haushalten getragen. Insgesamt liegen die Strompreise für Endverbraucher in Deutschland mittlerweile deutlich über dem Niveau der europäischen und internationalen Handelspartner. Dies wird zunehmend als Gefahr für die Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschland wahrgenommen und führt bereits heute zur Verlagerung von Produktion und Investitionen ins Ausland. Dabei sind die mit großem Aufwand erzielten Klimawirkungen beschränkt: Zwar ist der Anteil erneuerbarer Energien am Strommix deutlich gestiegen. Im Durchschnitt gehört Deutschland jedoch weiterhin zu den sechs EU-Ländern mit den höchsten THG-Emissionen je erzeugter Kilowattstunde Strom.⁶

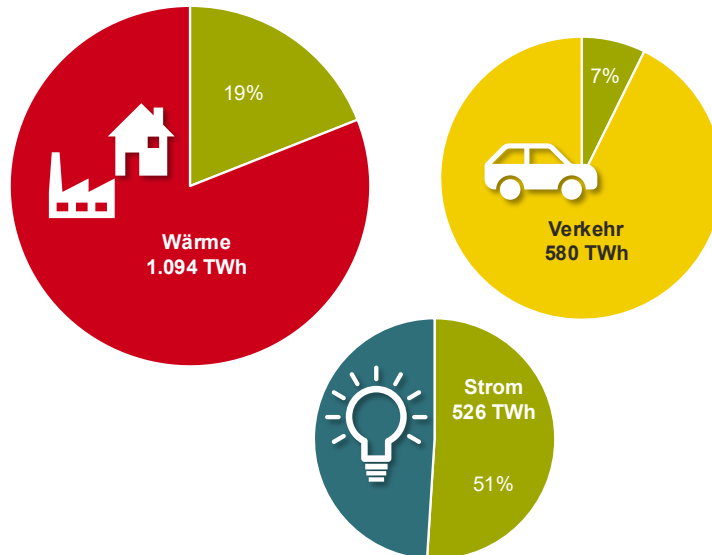
Gleichzeitig ist der Weg bis zum Erreichen der Klimaneutralität der gesamten Volkswirtschaft immer noch weit. Der Anteil von erneuerbaren Energien am gesamten Endenergieverbrauch beträgt bisher – trotz der oben genannten Erfolge im Stromsektor – insgesamt nur 22,4%.⁷ Denn in den großen Verbrauchssektoren Gebäudewärme, Prozesswärme und Verkehr, die nach wie vor von fossilen Energieträgern dominiert werden, steht ein Großteil des Wandels und der für die Umstellung von Endanwendungen und Infrastrukturen notwendigen Investitionen noch bevor. Wie Abbildung 4 zeigt, ist im Wärmesektor bislang nur rund 19% der Endenergienachfrage defossilisiert. Im Verkehrssektor liegt der Anteil mit rund 7% noch niedriger. Der Anteil im Stromsektor liegt zwar bereits bei 51%, jedoch ist davon auszugehen, dass die zweite Hälfte der Defossilisierung beim Strom mit einem überproportionalen Aufwand im Vergleich zum bisher Erreichten einhergehen wird.

⁵ Siehe Statista (2025).

⁶ Siehe EEA (2025). Im Vergleich der THG-Emissionen bei der Stromerzeugung der EU-Mitgliedsländer landet Deutschland auf Rang 6, mit 329 g(CO₂e)/kWh. Der EU-Durchschnitt liegt bei 210 g(CO₂e)/kWh.

⁷ Siehe Umweltbundesamt (2025c).

Abbildung 4 In einem Großteil der Volkswirtschaft steht die Energiewende noch am Anfang



Quelle: Frontier Economics basierend auf Agentur für Erneuerbare Energien (2025).

Hinweis: Die Abbildung stellt den Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2023 nach Strom, Wärme und Verkehr dar. Der Stromverbrauch in den Bereichen Wärme und Verkehr ist im Bruttostromverbrauch enthalten. Der grün dargestellte Anteil (in Prozent) zeigt, wie viel des Energieverbrauchs in den jeweiligen Bereichen bereits defossiliert ist.

Belastung von Unternehmen und Bevölkerung erreicht Niveau, das Wohlstand und damit Akzeptanz der Energiewende gefährdet

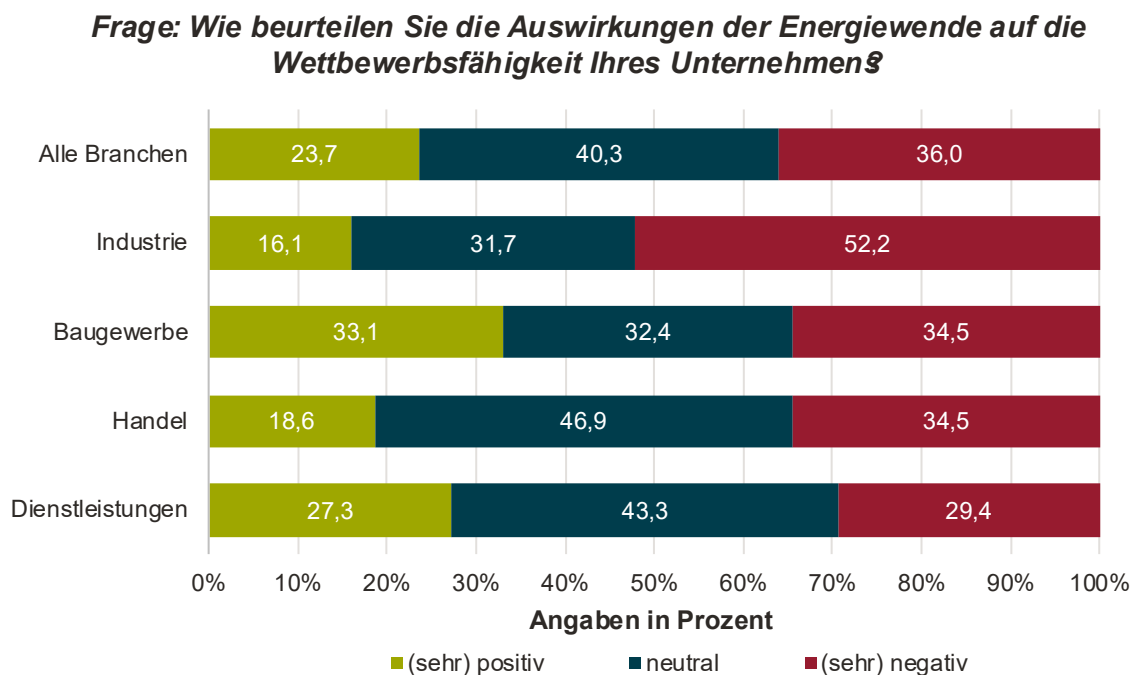
Die Energiewende befindet sich aktuell in einer kritischen Phase – mit einer deutlichen Zunahme der volkswirtschaftlichen und individuellen Belastungen:

- **Zunehmend negative Einschätzung der Energiewende durch Unternehmen in Deutschland:** Laut DIHK-Energiewendebarmometer stehen die Unternehmen der Energiewende mit zunehmender Skepsis gegenüber. Insbesondere die hohen Energiekosten, die unzureichende Infrastruktur, die langwierigen Planungs- und Genehmigungsprozesse sowie die Unsicherheit bei den politischen Rahmenbedingungen werden bemängelt – und als ein Treiber für sinkende Wettbewerbsfähigkeit gesehen. So beurteilt mehr als jedes dritte Unternehmen die Auswirkungen der Energiewende auf die eigene Wettbewerbsfähigkeit als negativ; in der Industrie ist es sogar jedes zweite Unternehmen (siehe Abbildung 5).
- **Massive Kostensteigerungen in den nächsten zwei Jahrzehnten erwartet:** Eine Reihe von in den letzten Monaten veröffentlichten Studien kommt übereinstimmend zu dem Ergebnis, dass die für die Energiewende notwendigen Investitionen in allen Sektoren stark zunehmen werden. Viele Studien betonen zudem, dass für die Erreichung der deutschen Klimaziele ein Großteil dieser Investitionen bereits in den kommenden zehn bis

fünfzehn Jahren erfolgen muss. Daraus resultieren steigende Kosten für Unternehmen und Verbraucher.

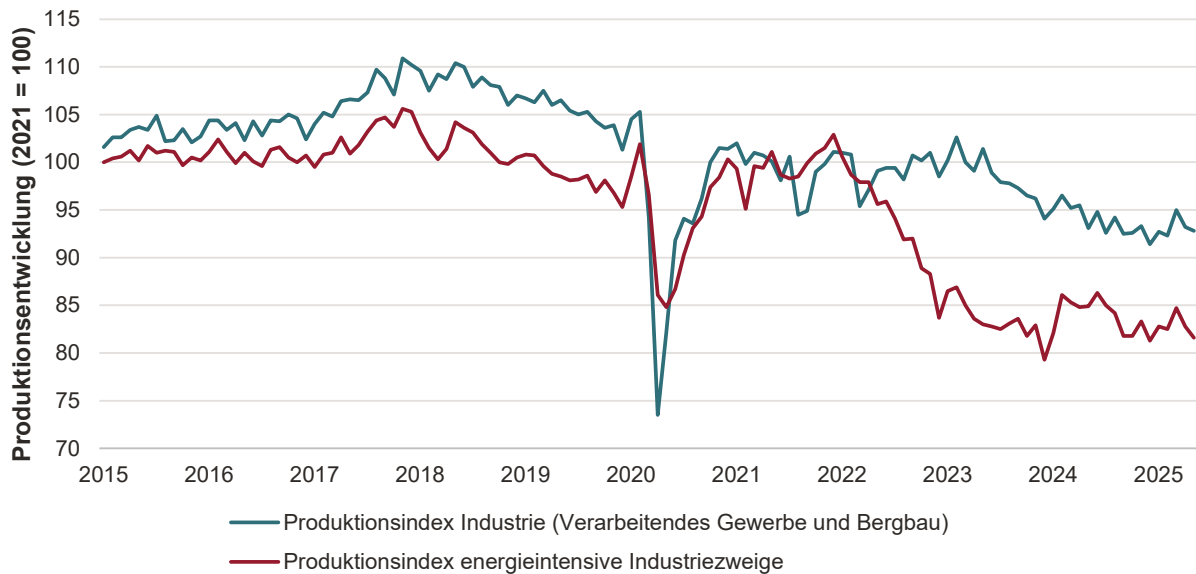
- **Zahlreiche Anzeichen für beginnende Deindustrialisierung:** Bereits jetzt mehren sich die Anzeichen, dass energieintensive Produktion verstärkt ins Ausland verlagert wird und Neuinvestitionen außerhalb von Deutschland geplant werden. Die Produktionsentwicklung in energieintensiven Industriezweigen ist seit Jahren rückläufig (siehe Abbildung 6). Allein in der ersten Hälfte des Jahres 2025 haben zahlreiche Unternehmen, z.B. in der Chemie aber auch in anderen Branchen, Stilllegungen oder Verlagerungen von Produktionsstätten ins Ausland angekündigt.⁸ In der Folge drohen strukturelle Verluste von Hunderttausenden gut bezahlten Industriearbeitsplätzen, die in diesem Umfang nicht durch schnellen strukturellen Wandel ausgeglichen werden können. Die Abwanderung der Industrie bleibt aufgrund des „Carbon Leakage“-Effektes letztlich ohne positive Klimawirkung.

Abbildung 5 Für viele Unternehmen wirkt sich die Energiewende negativ auf die Wettbewerbsfähigkeit aus



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf DIHK (2025).

⁸ Beispielsweise haben die Chemiekonzerne Ineos und Dow die Schließung von Werken in Nordrhein-Westfalen und Sachsen-Anhalt angekündigt. Der Solarglaserhersteller GMB meldete Insolvenz an. In allen Fällen wurden die Entscheidungen größtenteils mit den im internationalen Wettbewerb nicht tragfähigen Energiekosten begründet.

Abbildung 6 Produktionsentwicklung in energieintensiven Industriezweigen

Quelle: Frontier Economics basierend auf Statistisches Bundesamt (2025b).

Im Ergebnis riskiert der aktuelle Politikansatz eine Überforderung der Leistungsfähigkeit der Volkswirtschaft. Wohlstandsverluste und der Verlust von Arbeitsplätzen gefährden die soziale Akzeptanz der Energiewende. In Summe droht daher eine Belastungssteigerung, die eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende als Ganzes gefährdet.

Zeit für ein Neudenken der Energiewende

Den erheblichen volkswirtschaftlichen Kostenbelastung stehen potenzielle Erträge gegenüber: Zum einen könnten langfristig geringere Klimafolgekosten entstehen, wenn Deutschland und Europa ihre Emissionen substantiell senken. Zum anderen besteht die Chance, dass sich ein neuer Technologiesektor für Energiewendetechnologien entwickelt, der künftig als Exportbranche zur Wertschöpfung beiträgt.

Die langfristigen Wirkungen dieser Anstrengungen hängen jedoch von unsicheren externen Faktoren ab. Nur durch eine nachhaltige Begrenzung der globalen Emissionen lassen sich die Klimafolgekosten gering halten: Deutschland und Europas können hier zwar einen maßgeblichen Beitrag leisten. Ein relevanter Hebel zur globalen Emissionsminderung besteht aber nur, wenn alle großen aktuellen und zukünftigen Emittenten substantielle Anstrengungen unternehmen. Zudem hängt der Aufbau eines international wettbewerbsfähigen Industriesektors weniger vom Bestehen eines heimischen Pilotmarktes ab, sondern vielmehr von den wirtschaftlichen Standortbedingungen – insbesondere von Energiepreisen, regulatorischem Umfeld und Verfügbarkeit qualifizierter Arbeitskräfte. Exemplarisch zeigt sich dies am Fall der deutschen Solarindustrie: Zwar entstand durch die stark geförderte Binnennachfrage zunächst eine entsprechende Zulieferindustrie, diese wurde jedoch innerhalb kurzer Zeit nicht

zuletzt aufgrund von Standortnachteilen nahezu vollständig durch asiatische Produzenten verdrängt.

Während mögliche Erträge der Energiewende damit erst später anfallen und unsicher bleiben, sind die Umstellungskosten der Energiewende kurz- und mittelfristig sehr hoch: Die Energiewende führt bereits heute zu spürbaren Mehrkosten für Unternehmen und Haushalten– und die Tendenz bei den Energiekosten ist weiter steigend.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die drängende Frage, in welchem Umfang und mit welchen Mitteln die erwarteten zusätzlichen Belastungen durch die Energiewende in Deutschland vermieden oder zumindest reduziert werden können.

Dafür analysiert die vorliegende Studie, in welchen Bereichen der aktuelle Kurs der Energiewende (dies bezeichnen wir im Folgenden als „Energiewende Status Quo“) gegebenenfalls strukturellen und handwerklichen Fehlern unterliegt, und identifiziert einen mit wenigen zentralen Hebeln ausgestatteten „Plan B“, durch dessen Umsetzung die Energiewende in Deutschland kostengünstiger und effektiver im Sinne des globalen Klimaschutzes gestaltet werden könnte. Im Rahmen der Studiienerarbeitung wurde verschiedene Workshops mit Vertretern aus verschiedenen Industriezweigen und der Wissenschaft durchgeführt, um die Analysen und Ergebnisse zu diskutieren und den vorgeschlagenen neuen Ansatz auf Praxistauglichkeit zu testen.

Inhalt der Studie ist:

- eine **Analyse der kommenden Belastungen durch die Fortführung des aktuellen Pfades** der Energiewende und der wesentlichen Treiber (Kapitel 2);
- eine **Neukalibrierung der Energiewende** unter Berücksichtigung des Erhalts eines wettbewerbsfähigen Industrie- und Produktionsstandortes Deutschland (Kapitel 3); und
- die **Entwicklung eines „Plan B“ als Alternative zum energiepolitischen Status Quo**, um eine langfristige und nachhaltige Erreichung der Ziele der Energiewende sicherzustellen (Kapitel 4).
- Abschließend skizzieren wir, **wie der neue Ansatz** inkrementell aus dem aktuellen Politikmix **entwickelt werden könnte** (Kapitel 5); und
- ziehen ein kurzes **Fazit** (Kapitel 6).

2 Die Fortführung der aktuellen Politik der Energiewende ist mit umfassenden Kostensteigerungen verbunden – zudem gefährden strukturelle Probleme eine erfolgreiche Umsetzung

Energie ist die Grundlage nahezu aller wirtschaftlichen Aktivitäten. Insbesondere in einer stark auf industrieller Wertschöpfung basierenden Volkswirtschaft ist die gesicherte Verfügbarkeit von Energie zu wettbewerbsfähigen Preisen eine zentrale Säule für die Schaffung und den Erhalt von Wohlstand.

Die Energiewende erfordert eine umfassende Transformation in allen Sektoren der Volkswirtschaft. Insbesondere der Umbau der Energieversorgung, der industriellen Prozesse und der Endverbrauchsanwendungen machen erhebliche Investitionen erforderlich. Dafür muss in großem Umfang Kapital mobilisiert werden, das entsprechend nicht für Investitionen in anderen Bereichen zur Verfügung steht. Eine zentrale Herausforderung dabei ist, dass die reine Transformation von Wertschöpfungsketten zur Klimaneutralität an sich häufig zunächst keine bzw. nur begrenzt zusätzliche volkswirtschaftliche Wertschöpfung erzeugt.⁹ Bestehende Anlagen und Infrastrukturen werden oft ersetzt, nicht zusätzlich geschaffen. So wird aktuell eine Umstellung der Stahlproduktion von Kohle auf Wasserstoff als Reduktionsmittel vorangetrieben. Hierüber können die CO₂-Emissionen reduziert werden, allerdings steht den notwendigen Investitionen keine zusätzliche Stahlproduktion gegenüber (im Gegensatz zu einer Situation, in der Investitionen zu einer Erhöhung der in der Volkswirtschaft verfügbaren Kapazitäten getätigt werden). Vereinfacht gesagt: Auch bei einer erfolgreichen Energiewende bleibt die gesamtwirtschaftliche Wertschöpfung in den dann defossilisierten Sektoren ähnlich hoch – jedoch ohne Ausstoß klimaschädlicher Emissionen.¹⁰

Die notwendigen umfassenden Neuinvestitionen in der Energieerzeugung und Energieverteilung sowie die Umstellungsinvestitionen in den Betrieben und bei den Bürgern gehen dabei sowohl zeitlich als auch im Umfang weit über die normalen Re-Investitionszyklen hinaus. In Summe führt dies zumindest in der kurzen Frist zu einer hohen volkswirtschaftlichen Zusatzbelastung. Daher kommen Kostensteigerungen auf Betriebe und Bürger zu, die sich z.B. in weiter deutlich steigenden Energie- und Produktkosten manifestieren werden.

In diesem Kapitel analysieren wir die erwarteten Kostenentwicklungen bei einer Fortsetzung des aktuellen Status Quo der Energiewende und beleuchten die wesentlichen

⁹ Ein möglicher Beitrag zur Wertschöpfung wäre die Vermeidung von Folgekosten des Klimawandels. Der direkte Hebel dieser Maßnahmen auf die Vermeidung von Klimaschäden in Deutschland ist jedoch nur gering, da hierfür die globalen Treibhausgasemissionen entscheidend sind, auf dessen Volumen Deutschland nur einen geringen Einfluss haben. Zudem würden solche Vorteile erst langfristig auftreten und können daher kurzfristig keinen Wertschöpfungsbeitrag leisten.

¹⁰ Zwar führt die Errichtung und Bereitstellung der Energiewendetechnologien selbst zu Wertschöpfung (z.B. im Bereich Maschinen und Anlagenbau), allerdings könnte eine ähnliche Wertschöpfung erzielt werden, wenn diese Investitionen in anderen Bereichen erfolgten, die dann wiederum eine eigene zusätzliche Wertschöpfung generieren.

technologischen und strukturellen Kostentreiber. Dazu werten wir die Ergebnisse von zehn aktuellen Studien zur Energiewende aus. Darüber hinaus ergänzen und validieren wir die bestehenden Kostenschätzungen durch Analysen mit dem Frontier-eigenen europäischen Energiemarktmodell COMET.¹¹ Eurowerte werden dabei im Folgenden – soweit nicht anders vermerkt – stets real in 2024er € angegeben und enthalten keine zukünftige Inflation.

2.1 Zur Transformation der Volkswirtschaft in Richtung Klimaneutralität sind umfassende Investitionen erforderlich

Die Kosten der Energiewende in Deutschland und die zukünftigen Investitionsbedarfe sind in der jüngeren Vergangenheit in einer Reihe von Studien beleuchtet worden. Auch wenn sich diese Analysen hinsichtlich ihrer Methodik und Annahmen unterscheiden, zeigen sie doch ein einheitliches Ergebnis: Der erwartete Investitionsbedarf zur Erreichung der Ziele der Energiewende ist enorm. Auf Basis einer Auswertung von zehn aktuellen Studien schätzen wir die jährlichen Investitionsbedarfe der Energiewende über alle Sektoren hinweg auf mindestens 113 bis 316 Mrd. € im Jahr 2035. Zum Vergleich: Die privaten Bruttoinvestitionen in Deutschland betrugen im Jahr 2024 insgesamt etwa 770 Mrd. €. Zur Umsetzung der Energiewende müssten die jährlichen privaten Investitionen also real um mindestens 15 bis 41% gegenüber dem heutigen Niveau gesteigert werden.

Die aktuellen Energiewendepläne gehen von hohen Effizienzgewinnen, einer umfassenden Elektrifizierung des Energieverbrauchs und einer fast vollständigen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aus

Der politisch von der Bundesregierung letztmalig im Jahr 2022 mit dem sogenannten Osterpaket¹² definierte Weg zur Erreichung der Klimaziele bildet die Grundlage für die nachfolgenden Analysen. Die wesentlichen Eckpfeiler dieses Weges spiegeln sich in dem BMWK Langfristszenario O45-Strom wider, das die Grundlage für unsere Modellierung des zukünftigen Energiesystems in Deutschland bildet.¹³ Die Entwicklung der deutschen Energiewende im Status Quo basiert entsprechend auf einigen zentralen Voraussetzungen und Annahmen:

- **Umfassende Effizienzgewinne:** Die aktuelle Energiewendepolitik plant mit hohen Effizienzgewinnen und daraus folgend einem stark rückläufigen Endenergieverbrauch. Ausgehend vom einem in den Szenarien geschätzten Endenergieverbrauch von 2.400 TWh im Jahr 2025 werden gemäß Langfristszenario O45-Strom in Industrie, Haushalten, Verkehr

¹¹ Eine Erläuterung des Modells findet sich zu Beginn von Kapitel 2.2.

¹² Das am 7. Juli 2022 vom Deutschen Bundestag beschlossene Osterpaket umfasst mehrere Gesetzesvorlagen zum Ausbau der erneuerbaren Energien und zur Änderung des Bundesnaturschutzgesetzes. Eine Übersicht der im Osterpaket enthaltenen Maßnahmen findet sich in BMWK (2022).

¹³ Die „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ modellieren im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz Szenarien für die zukünftige Entwicklung des Energiesystems, mit denen die energie- und klimapolitischen Ziele erreicht werden. Das Szenario O45-Strom der aktuellen Langfristszenarien 3 untersucht dabei eine Entwicklung in Richtung Klimaneutralität, die stark auf der Nutzung von Strom basiert. Siehe Fraunhofer ISI (2025).

und Gebäuden im Jahr 2045 jährlich etwa 650 TWh weniger an Energie verbraucht – das entspricht einem Rückgang der Endenergienachfrage von fast 30% innerhalb der nächsten 20 Jahre.¹⁴

- **Hoher Elektrifizierungsgrad:** Zukünftig wird von einer weitgehenden Elektrifizierung des Energieverbrauchs ausgegangen. Der Anteil von Strom an der Endenergienachfrage wird dafür gemäß Langfristszenario O45-Strom von derzeit etwa 20% auf über 50% im Jahr 2045 steigen. Darüber hinaus wird Strom in erheblichem Umfang für die Erzeugung von grünem Wasserstoff sowie Wasserstoff-Derivaten benötigt, die wiederum als Brennstoff in Anwendungen dienen sollen, die sich nicht leicht direkt elektrifizieren lassen.
- **Erheblicher Ausbau von erneuerbaren Energien:** Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch soll laut Osterpaket bis zum Jahr 2030 mindestens 80% betragen und im Jahr 2035 bei nahezu 100% liegen.¹⁵ Um dies zu erreichen, soll der Ausbau erneuerbarer Energiekapazitäten nach festgelegten technologiespezifischen Ausbaupfaden erfolgen.¹⁶
- **Erreichung der Klimaneutralität im Jahr 2045:** Das Klimaschutzgesetz gibt einen ambitionierten Emissionsreduktionspfad vor. Bis zum Jahr 2040 sollen die CO₂-Emissionen in Deutschland um mindestens 88% gegenüber dem Jahr 1990 reduziert werden.¹⁷ Im Jahr 2045 soll Deutschland klimaneutral sein¹⁸, fünf Jahre früher als von der Europäischen Union angestrebt und deutlich vor vielen internationalen Handelspartnern.

Einen solchen Grad der Veränderung in nur 20 Jahren anzustreben, verdeutlicht das extrem hohe Ambitionsniveau der Energiewendepläne. Denn daraus folgt: Um Deutschland bis 2045 (netto) klimaneutral umzubauen, ergibt sich bei einem annähernd linearen Reduktionspfad ein Restbudget an Treibhausgasen für Deutschland, das für den Gesamtzeitraum der verbleibenden 20 Jahre bis zur Klimaneutralität dem Zehnfachen der heutigen Jahresemissionen entspricht.

Die Schätzungen des jährlichen Investitionsbedarfs der Energiewende über alle Sektoren hinweg für das Jahr 2035 liegen zwischen 113 und 316 Mrd. €

In jüngerer Vergangenheit sind zahlreiche Studien zur Energiewende veröffentlicht worden. Wir haben daher die in Tabelle 1 genannten Studien im Hinblick auf die Kostenschätzungen für Deutschland ausgewertet.

¹⁴ Siehe Energiebedarf des O45-Strom Szenarios im Szenario Explorer der BMWK Langfristszenarien (Fraunhofer ISI, 2025).

¹⁵ Siehe BMWK (2022), S. 3-4.

¹⁶ Die im Osterpaket festgelegten Ausbaupfade sehen einen Anstieg der Kapazitäten für Wind Onshore auf 115 GW, Wind Offshore auf 30 GW und PV auf 215 GW im Jahr 2030 vor. Siehe BMWK (2022), S. 3.

¹⁷ Vgl. § 3 Absatz 1 (2) KSG.

¹⁸ Vgl. § 3 Absatz 2 KSG.

Tabelle 1 Übersicht der in der Meta-Analyse enthaltenen Studien

Autoren/ Hrsg. (Jahr)	Studientitel
Agora Energiewende (2024)	Investitionen für ein klimaneutrales Deutschland. Finanzbedarfe und Politikoptionen.
Ariadne (2025)	Die Energiewende kosteneffizient gestalten: Szenarien zur Klimaneutralität 2045
Aurora Energy Research (2025)	Systemkostenreduzierter Pfad zur Klimaneutralität im Stromsektor 2040
BCG/IW/BDI (2025)	Energiewende auf Kurs bringen. Impulse für eine wettbewerbsfähige Energiepolitik.
BDEW/ EY (2024)	Fortschrittsmonitor 2024 Energiewende
DNV (2025)	Energy Transition Outlook Germany 2025
ewi (2023)	Investitionen der Energiewende bis 2030. Investitionsbedarf im Verkehrs-, Gebäude und Stromsektor.
Fraunhofer CINES (2025)	Wie unterstützen Investitionen in Erneuerbare Energien und Energieinfrastrukturen eine klimaneutrale und wettbewerbsfähige Industrie in Deutschland und Europa?
Prognos (2024)	Klimaschutzinvestitionen für die Transformation des Energiesystems nach Sektoren und Anwendungen
PwC (2024)	Beschleunigte Investitionen in den Klimaschutz lohnen sich – auch ökonomisch

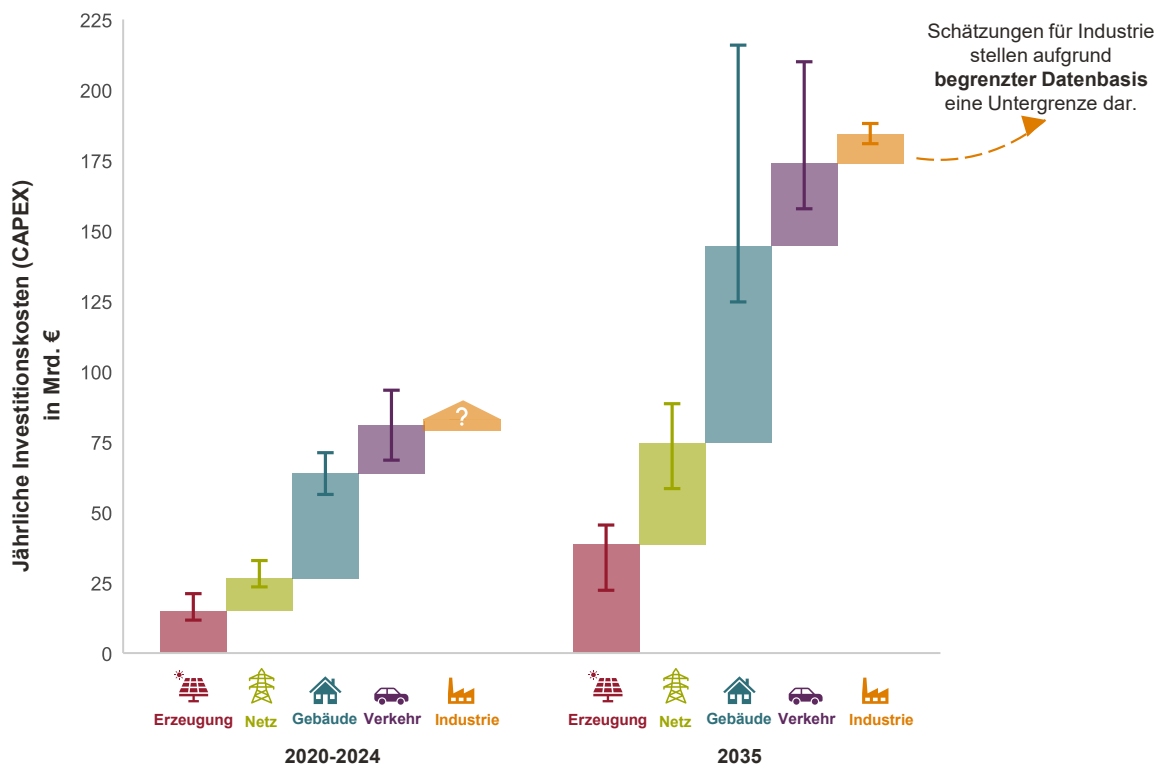
Quelle: *Frontier Economics.*

Die von uns ausgewerteten Studien sind sich darin einig, dass die Umsetzung der Energiewende mit erheblichen zusätzlichen Kosten einhergeht. Nicht nur das Energiesystem muss nahezu vollständig transformiert werden, der Umbau des Energiesystems erfordert zudem hohe Investitionssummen in allen energieverbrauchenden Sektoren, um die Energienachfrage zu senken und Endanwendungen auf (grünen) Strom oder Wasserstoff umzustellen sowie die verbleibenden Restemissionen z.B. durch den Einsatz von Carbon Capture and Storage (CCS) zu minimieren.

Abbildung 7 fasst die ermittelten jährlichen Investitionsbedarfe (CAPEX) der Energiewende aus den zehn in der Meta-Analyse untersuchten Studien zusammen. Die linke Seite der Abbildung stellt die jährlichen Investitionsbedarfe – aufgeteilt auf die Sektoren Energieerzeugung, Energienetze, Gebäude, Verkehr und Industrie – für den Zeitraum 2020 bis 2024 als historischen Vergleichswert dar. Die rechte Seite der Abbildung zeigt die geschätzten jährlichen Investitionsbedarfe im Jahr 2035. Die Abbildung verdeutlicht, dass sich die gesamten jährlichen energiewendebedingten Investitionen in den Jahren 2020 bis 2024 im Mittel auf

etwa 82 Mrd. €¹⁹ beliefen. Demgegenüber sind zur Erreichung der Ziele im Jahr 2035 im Mittel Investitionen von etwa 184 Mrd. € jährlich erforderlich (jeweils dargestellt durch das Ende des gestapelten Balkens). Das entspricht durchschnittlich mehr als einer Verdopplung des jährlichen Investitionsniveaus im Jahr 2035 im Vergleich zum bisherigen Niveau. Der Anstieg der jährlichen Investitionsbedarfe macht deutlich, dass die Energiewende aus Kostensicht immer noch relativ am Anfang steht.

Abbildung 7 Jährliche Investitionsbedarfe der Energiewende auf Basis einer Meta-Analyse von 10 Studien



Quelle: Frontier Economics basierend auf den in Tabelle 1 aufgeführten Studien.

Hinweis: Die Balken zeigen die arithmetischen **Mittelwerte der Investitionsschätzungen** je Sektor, die vertikalen Linien die jeweilige **Spannweite (Minimum bis Maximum)**. Zur besseren Vergleichbarkeit sind die Werte kumulativ dargestellt, wobei jede Kategorie relativ zum Mittelwert der darunterliegenden Sektoren positioniert ist. Die externen Kosten-schätzungen wurden durch eine einheitliche Kategorisierung der Sektoren sowie die Plausibilisierung zentraler Annahmen harmonisiert.

Die Schätzungen in den einzelnen Studien weisen eine hohe Schwankungsbreite auf, was die hohe Unsicherheit der zukünftigen Kostenentwicklungen und der dahinter liegenden Annahmen verdeutlicht. Die Spannbreite der Kostenschätzungen in den einzelnen Sektoren wird in der Abbildung durch die vertikalen Linien dargestellt. Unter Berücksichtigung der

¹⁹ Die gesamte Spannweite der Investitionskostenschätzungen aus den betrachteten Studien liegt zwischen 56–115 Mrd. € pro Jahr.

Unsicherheiten schwanken die geschätzten jährlichen Investitionsbedarfe über alle Sektoren im Jahr 2035 von 113 bis zu 316 Mrd. €. ²⁰

Die Abbildung verdeutlicht, dass die in den nachfrageseitigen Sektoren anfallenden Kosten einen Großteil der energiewendebedingten volkswirtschaftlichen Kosten darstellen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass derartige Kostenschätzungen insbesondere im Bereich der Industrie - mit ihrer unüberschaubaren Anzahl von einzelnen Prozessen - sehr aufwändig sind und daher in den Analysen oft nur ein kleiner Teil berücksichtigt wird.

In den nächsten Abschnitten stellen wir die zentralen Treiber der volkswirtschaftlichen Kostensteigerungen vor. Kapitel 2.2 behandelt dabei die Kostentreiber im Energiesystem, während Kapitel 2.3 auf die Kostensteigerungen durch die erforderliche Transformation der Nachfrageseite eingeht.

2.2 Der Umbau des Energiesystems geht mit hohen Kostensteigerungen einher

Das Energiesystem stellt das Rückgrat jeglicher auf Energienutzung basierender Wertschöpfung einer Volkswirtschaft dar. Es umfasst alle Elemente von der Energiegewinnung über Konvertierung, Transport, Speicherung und Verteilung, die historisch über Jahrzehnte entsprechend dem Bedarf aufgebaut wurden. Verändern sich durch die Energiewende Energieträger, Transportwege oder Speicheranforderungen, ergibt sich ein unmittelbarer Anpassungsbedarf, dessen Kosten entsprechend quantifiziert werden können.

Für die Ermittlung der Energiesystemkosten greifen wir zusätzlich zu der Auswertung von veröffentlichten Kostenschätzungen insbesondere auch auf Frontier Economics' Energiemodell COMET zurück. ²¹ Mit Hilfe des Modells stellen wir in diesem Kapitel zunächst die Systemkosten der Energieversorgung unter der Annahme einer Fortsetzung des aktuellen Status Quo der Energiewende dar.

Um die zu erwartenden Kosten im Status Quo abzubilden, wurde das Modell mit den bestehenden politischen Rahmenbedingungen und Zielsetzungen sowie Annahmen zu Technologiekosten parametrisiert. ²² Die Ergebnisse der Modellierung wurden in einem Reviewprozess

²⁰ Die Spannweite der Investitionsschätzungen ergibt sich aus der Addition der jeweiligen Unter- bzw. Obergrenzen der Schätzungen in den einzelnen Sektoren (dargestellt durch die Unsicherheitsbalken).

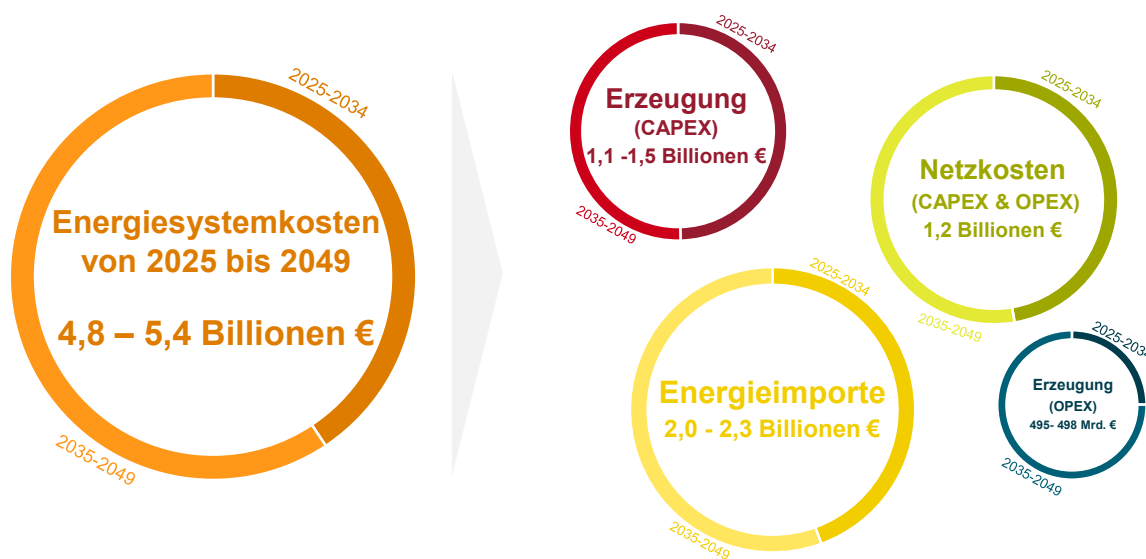
²¹ Das Energiesystemmodell COMET von Frontier Economics ist ein Optimierungsmodell, das die Systemkosten der Energiewende für Deutschland und Europa berechnet. Es bildet alle relevanten Energieträger – von Strom über Wasserstoff bis zu synthetischen Kraftstoffen – und die zugehörige Infrastruktur ab. Dabei simuliert COMET Investitionsentscheidungen unter verschiedenen Szenarien und minimiert die Gesamtsystemkosten bei stündlicher Deckung des Energiebedarfs. Das Modell ist geografisch hochaufgelöst und berücksichtigt neben sektorübergreifenden Energieflüssen auch Engpässe im Übertragungsnetz sowie Extremsituationen wie „kalte Dunkelflauten“. Zu den zentralen Ergebnissen zählen vollständige Energie- und Emissionsbilanzen, Grenzpreise, Investitionsbedarfe und die Zusammensetzung der Energiekosten über die Zeit.

²² Diese speisen sich für Deutschland aus dem Osterpaket 2022, den BMWK Langfristszenarien, sowie auf europäischer Ebene aus dem letzten verfügbaren TYNDP-Report. Die wesentlichen Technologiekostenannahmen basieren auf IEA (2024).

mit den Ergebnissen der ausgewerteten Studien (siehe oben Tabelle 1) verglichen und validiert.

Durch die Energiewende werden die Energiesystemkosten in den nächsten Jahren weiter deutlich steigen. Allein in den nächsten 10 Jahren entstehen Gesamtsystemkosten in Summe von rund 2,1 bis zu 2,3 Billionen € (siehe Abbildung 8). Der Kostenanstieg ist dauerhaft: Auch in den darauffolgenden 15 Jahren bis zum Beginn des Jahres 2050 fallen bei einer Fortsetzung des bisherigen Pfades weitere 2,7 bis 3,2 Billionen € an. Insgesamt ergeben sich damit Gesamtsystemkosten von rund 4,8 bis 5,4 Billionen € für den Zeitraum 2025-2049.²³ Die Gesamtsystemkosten umfassen im Einzelnen Neuinvestitionen in Erzeugungskapazitäten (CAPEX), laufende Betriebskosten (OPEX), Netzinfrastrukturkosten (CAPEX & OPEX) sowie Energieimporte. Auf die einzelnen Kostenkomponenten und ihre wesentlichen Treiber gehen wir im Folgenden näher ein.

Abbildung 8 Gesamtkosten des Energiesystems durch die Energiewende bei einer Fortsetzung des Status Quo, 2025-2049



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Die dargestellten Kostenspannen ergeben sich aus unterschiedlichen Annahmen zu zukünftigen Technologiekosten (Lernkurven). Die Gesamtkosten des Energiesystems im Zeitraum 2025–2049 basieren auf Modellrechnungen unter der Annahme einer Fortführung des Status Quo der Energiewende.

Höhe der Systemkosten hängt stark von zukünftigen Technologiekosten ab

Viele Studien legen für die zentralen Technologien der Energiewende wie Windkraft, PV, Elektrolyseure oder Batterien optimistische Lernkurven zugrunde, die die Erwartung widerspiegeln, dass die Investitionskosten pro Kilowatt (kW) Leistung durch Skaleneffekte und technologische Weiterentwicklung über die Zeit stark sinken. Diese Annahmen sind jedoch mit hoher Unsicherheit behaftet. Jüngste Entwicklungen zeigen, dass globale

²³ Abweichungen gegenüber der Addition der bereits gerundeten Teilsummen sind rundungsbedingt.

Lieferkettenprobleme, die Entwicklung von Rohstoffkosten, Zölle und gestiegene Finanzierungskosten kurz- bis mittelfristig die Kostensenkungspotenziale einzelner Technologien erheblich einschränken könnten. So sind zum Beispiel die realen Investitionskosten pro kW Leistung für Windkraftanlagen seit 2020 wieder gestiegen, statt weiter zu sinken.²⁴ Auch langfristig schwanken empirisch beobachtete Lernraten erheblich: Eine Meta-Analyse von Rubin et al. (2015) zeigt, dass historische Lernraten je nach Technologie und Region stark variiert und sich im Zeitverlauf deutlich abgeschwächt haben.²⁵ Wir ermittelten daher eine Kostenbandbreite auf Basis von variierenden technologiespezifischen Lernkurven, die die Unsicherheit bei der zukünftigen Entwicklung der Technologiekosten explizit berücksichtigt.²⁶

Bei einer Fortführung des Status Quo wird der zukünftige Strommix durch Wind und PV dominiert

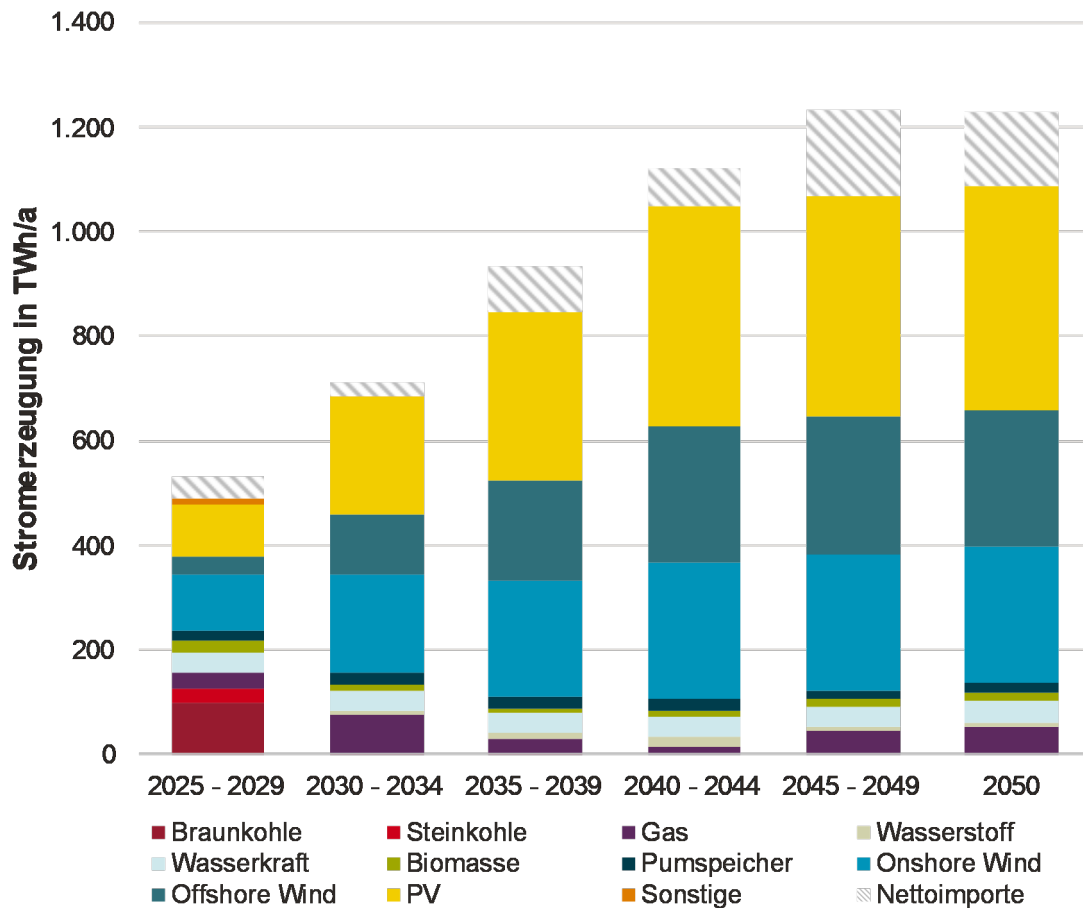
Aufgrund der Elektrifizierung von Endanwendungen in allen Sektoren müsste sich der Stromverbrauch in den nächsten 25 Jahren im Status Quo der Energiewende verdoppeln. Dabei führen die festgelegten technologiespezifischen Ausbauziele für erneuerbare Energien zu einem massiven rechnerischen Zuwachs der Stromerzeugung aus Wind und PV– von etwa 240 TWh im Jahr 2025 auf etwa 950 TWh im Jahr 2050 (siehe Abbildung 9). Bis zum Jahr 2045 werden zudem die verbleibende Nutzung von (fossilem) Erdgas zur Stromerzeugung vollständig durch erneuerbare Alternativen (Biomethan sowie Wasserstoff bzw. dessen Derivate wie Power-to-Methane (PtM)) ersetzt. Zudem zeigt sich in der Modellprognose eine erhebliche Zunahme der Netto-Stromimporte auf 144 TWh im Jahr 2050, um die volatile Erzeugung von Wind und PV auszugleichen.

²⁴ Siehe Deutsche WindGuard (2024), S. 17, für die Kosten von Onshore Windkraftanlagen, oder Danish Energy Agency (2025), S. 5, für die zwischen 2022 und 2025 deutlich gestiegenen Kosten von Offshore Windkraftanlagen.

²⁵ Siehe Rubin et al. (2015).

²⁶ Konkret nehmen wir für die Berechnung der oberen Grenze der Kostenbandbreite für alle Technologien geringere Lernkurveneffekte an, so dass die Investitionskosten (CAPEX) der Technologien pro kW Leistung jährlich nur um 20% der von der IEA (2024) angenommenen Reduktion sinken.

Abbildung 9 Modellierter jährlicher Stromerzeugungsmix in Deutschland bei einer Fortführung des Energiewende Status Quo, 2025-2050



Quelle: Frontier Economics.

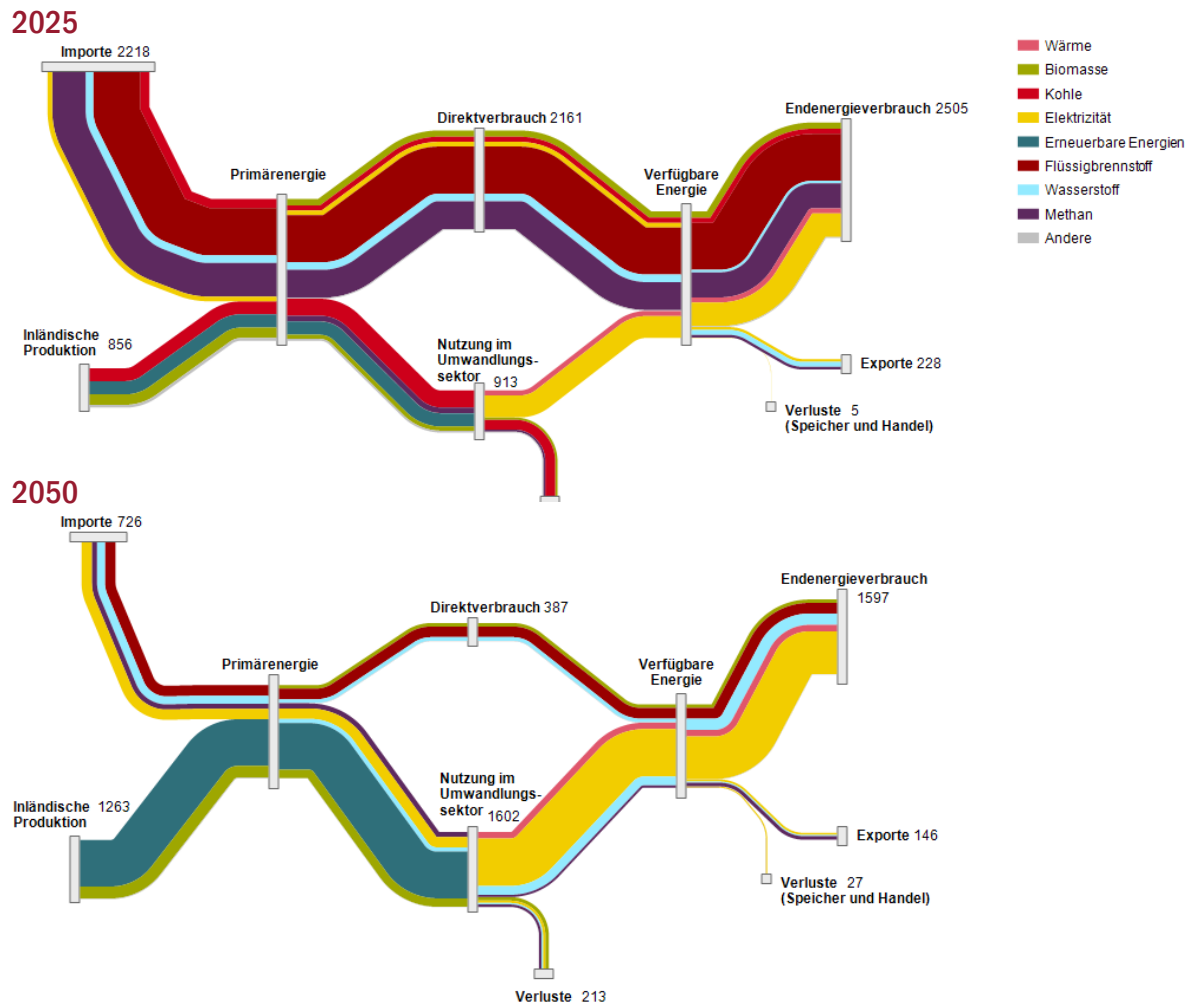
Hinweis: Der Stromerzeugungsmix verändert sich nur geringfügig bei einer Variation der Technologiekostenannahmen. Hier stellen wir daher nur den Erzeugungsmix basierend auf optimistischen Lernraten dar.

Fossile Energieträger werden durch Elektrifizierung, PtX und Biomasse ersetzt; CCS kommt nur sehr begrenzt zum Einsatz

Neben der Defossilisierung der Stromerzeugung müssten auch die Endverbräuche fossiler Energieträger durch erneuerbare Alternativen ersetzt werden. Bei einer Fortführung des Status Quo nähme der Endverbrauch von flüssigen (dargestellt in dunkelrot) und gasförmigen Energieträgern (vor allem Methan, violett) aufgrund einer weitreichenden Elektrifizierung deutlich ab – von 1.559 TWh im Jahr 2025 auf 226 TWh im Jahr 2050 (siehe Energieflussdiagramme in Abbildung 10). Für den Ersatz der fossilen Energieträger in nicht elektrifizierbaren Endanwendungen (z.B. bei Hochtemperaturprozessen in der Industrie) kämen Biomethan und Wasserstoff(-derivate) zum Einsatz. Die Nutzung fossiler Energieträger in Kombination mit Emissionsabscheidung (CCS) wäre nicht vorgesehen. CCS würde ausschließlich bei schwer

oder nicht vermeidbaren Restemissionen eingesetzt, etwa in der Zementherstellung oder in der Abfallwirtschaft.

Abbildung 10 Entwicklung der Energieflüsse in Deutschland bei einer Fortführung des Energiewende Status Quo, 2025 und 2050



Quelle: Frontier Economics

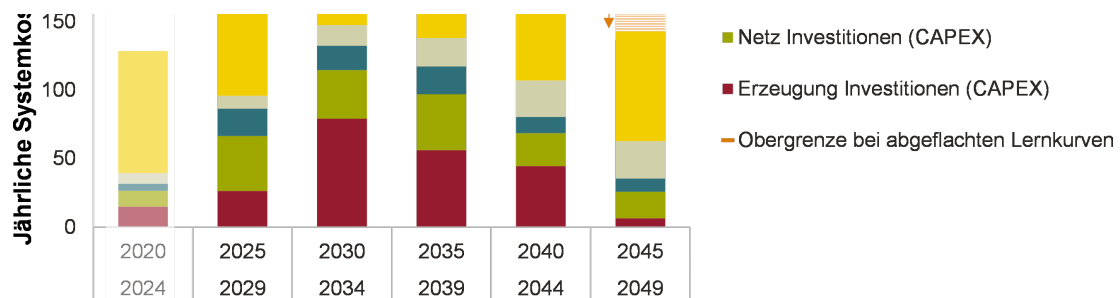
Hinweis: Darstellung der Energieflüsse in TWh für Szenario mit optimistischen Lernkurven, beinhaltet auch stoffliche Nutzung von Energieträgern.

Investitionskosten in Erzeugungs- und Netzinfrastruktur treiben die Mehrkosten im Energiesystem

Die Fortsetzung des Status Quo der Energiewende – mit einem starken Fokus auf dem direkten Einsatz von in Deutschland erzeugtem Wind- und Solarstrom – erfordert massive Neuinvestitionen in die Energieerzeugungs- und Netzinfrastruktur. Um das klimapolitische Zwischenziel (88% Treibhausgas-Emissionsreduktion im Jahr 2040) und das Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 zu erreichen, muss der Umbau zudem sehr schnell erfolgen. Ein Großteil der Neuinvestitionen muss dafür innerhalb der nächsten 15 Jahre getätigt werden – und in den im EU-ETS regulierten Anlagen und Kraftwerken aufgrund des Auslaufens der CO₂-

Zertifikate sogar schon früher. Abbildung 11 zeigt den Verlauf der jährlichen Energiesystemkosten bis zum Jahr 2049, die in den kommenden Jahren deutlich ansteigen werden.

Abbildung 11 Die Energiewende führt zu einem starken Anstieg der jährlichen Kosten für die Errichtung und den Betrieb von Erzeugungs- und Netzinfrastrukturen



Quelle: Frontier Economics basierend auf COMET Energiemodell und externen Studien (siehe Tabelle 1).

Hinweis: Die Grafik zeigt die durchschnittlichen Energiesystemkosten pro Jahr innerhalb der Fünfjahres-Zeiträume. Die hier betrachteten Energiesystemkosten umfassen Neuinvestitionen in Erzeugungskapazitäten (CAPEX), laufende Betriebskosten (OPEX), Netzinfrastrukturkosten (CAPEX & OPEX) sowie Energieimporte. Notwendige nachfrageseitige Investitionen in den Sektoren Gebäude, Verkehr und Industrie werden nicht berücksichtigt. Für den Zeitraum 2020–2024 beruhen die Investitionskosten (CAPEX) in Erzeugung und Netzinfrastruktur auf einer Meta-Review externer Studien. Die Betriebskosten (OPEX) wurden ergänzend durch eine eigene Approximation geschätzt und die Kosten für Energieimporte basieren auf Matthes (2025). Die Obergrenze (orangener Marker) zeigt die jährlichen Systemkosten für die Errichtung und den Betrieb von Erzeugungs- und Netzinfrastrukturen unter der Annahme, dass die technologischen Lernkurven flacher ausfallen.

Im Vergleich zu den jährlichen Investitionskosten von 26 Mrd. € in der jüngeren Vergangenheit vervielfachen sich die notwendigen jährlichen Neuinvestitionen²⁷ (CAPEX) in die Energieerzeugung und die Netzinfrastruktur in den Jahren 2030 bis 2039 selbst bei optimistischer Technologiekostenentwicklung um den Faktor 4. Inklusive der anfallenden laufenden Kosten für Betrieb und Wartung der Anlagen und Netze (OPEX) sowie der Nettoenergieimporte belaufen sich die jährlichen Kosten in der Dekade ab 2030 auf durchschnittlich 212 bis 229 Mrd. €. Bei weniger optimistischen Lernkurven können die jährlichen Systemkosten sogar auf bis zu 257 Mrd. Euro ansteigen. In der darauffolgenden Dekade ab 2040 sinken die jährlichen Neuinvestitionen in die Erzeugungs- und Netzinfrastruktur zwar, da ein Großteil des für die Defossilisierung erforderlichen Zubaus bereits erfolgt ist. Dennoch verbleiben sie selbst bei

²⁷ Wir betrachten an dieser Stelle die Gesamtkosten für die in den jeweiligen Jahren realisierten Neuinvestitionen. Diese stehen dann entsprechend ihrer jeweiligen technischen Lebensdauer auch in den Folgejahren zu Verfügung.

optimistischer Technologiekostenentwicklung mit 68 Mrd. € pro Jahr (ab 2040) und 26 Mrd. € pro Jahr (ab 2045 bis 2049) weiterhin auf einem hohen Investitionsniveau (siehe Abbildung 11).

Obwohl die jährlich zu tätigen Investitionsvolumen ab etwa Mitte der 2030er Jahre wieder sinken, bleiben die tatsächlichen Aufwendungen langfristig hoch: Betrachtet man die Summen aus jährlichen Abschreibungskosten (Investitionskosten verteilt über die Lebensdauer) und weiteren jährlich anfallenden Kosten für Wartung und Betrieb, steigen diese im Zeitverlauf bis 2050 kontinuierlich an. Selbst nach Abschluss eines Großteils der notwendigen Neuinvestitionen verbleibt die jährliche auf die Energiepreise wirkende Kostenbelastung damit bis weit in die Zukunft auf einem hohen Niveau.

Durch den umfassenden Aufbau von neuen, überwiegend regenerativen Erzeugungskapazitäten in Deutschland reduzieren sich im Vergleich zu heute die Nettoenergieimporte (siehe Importe und Exporte oben links sowie unten rechts in Abbildung 10). Nichtsdestotrotz bleibt Deutschland bei einer Fortsetzung der Status Quo Energiewende erheblicher Nettoimporteur von Energie.

Die erheblichen Kostensteigerungen bei der Erzeugung und Bereitstellung von Energie werden im Einzelnen durch zahlreiche Faktoren getrieben, die wir im Folgenden erläutern.

Die Transformationskosten des Energiesystems werden durch ineffiziente staatliche Vorgaben und Markteingriffe unnötig in die Höhe getrieben

Ein wesentlicher Treiber der Investitionskosten in der Stromerzeugung und den Netzen bei einer Fortführung des Status Quo liegt in der technologiespezifischen Ausgestaltung der Ausbauziele für erneuerbare Energien. Die politisch festgelegten Ausbaupfade für Wind (Onshore und Offshore) und PV (Freifläche und Dachanlagen) – kombiniert mit teils sehr großzügiger Förderung – sowie der weitgehende Ausschluss alternativer Optionen (z.B. blauer Wasserstoff oder Erdgas-Nutzung in Kombination mit CCS) schränken den Lösungsraum und den Technologiewettbewerb ein.

Dies führt zu einem ineffizienten Erzeugungsmix etwa dann, wenn kostenintensive Technologien einen hohen Anteil an den Gesamtkosten verursachen, gleichzeitig aber nur einen vergleichsweise geringen Beitrag zur Stromerzeugung leisten. Ein Beispiel für die ineffiziente Ausgestaltung der Energiewende ist der überproportionale Ausbau von Aufdach- gegenüber Freiflächen-PV. Bis Ende 2023 entfielen rund zwei Drittel der installierten PV-Kapazität in Deutschland auf Aufdachanlagen.²⁸ Ein wesentlicher Grund dafür war eine Förderlogik, die kleinere, dezentrale Anlagen bevorzugte, obwohl diese tendenziell mit deutlich höheren spezifischen Investitionskosten verbunden sind als Freiflächenanlagen. So lagen Schätzungen zufolge die spezifischen Investitionskosten im Jahr 2023 bei rund 1.525 €/kW für Aufdachanlagen gegenüber etwa 845 €/kW für Freiflächenanlagen. Der aktuell hohe Anteil kleiner PV-Dachanlagen führt zudem zu einer stärkeren Belastung der Verteilnetze, da sie

²⁸ Siehe Dünzen et al. (2024).

typischerweise ungeregelt einspeisen. Einspeisung aus diesen Anlagen erfolgt dargebotsabhängig stets dann, wenn die PV-Stromerzeugung den Eigenverbrauch des Gebäudes übersteigt. Durch die hohe zeitliche und räumliche Korrelation dieser Einspeisungen ergeben sich entsprechende punktuelle Belastungen der Verteilnetze.

Auch regulatorische Vorgaben für andere Technologien und Energieträger wirken kostensteigernd. Beispielsweise soll zur Erreichung der Klimaziele bis zum Jahr 2045 ein weitestgehender Verzicht auf fossiles Erdgas als Energieträger stattfinden, gleichzeitig mangelt es aber an kostengünstigen Alternativen:

- **Grüner Wasserstoff und synthetisches Methan** sind teuer, insbesondere aufgrund strenger regulatorischer Anforderungen an den Strombezug²⁹ und ungünstiger Standortbedingungen in Deutschland.³⁰
- Der Einsatz von möglichen low-carbon Alternativen wie **Biomethan, blauem Wasserstoff oder Erdgas mit CCS** soll jedoch im Status Quo möglichst gering gehalten werden – zumal blauer Wasserstoff ebenfalls strengen Anforderungen unterliegen könnte, die die Verfügbarkeit kostengünstiger Potenziale einschränken.³¹

Die Modellergebnisse zeigen, dass die aktuellen politischen Vorgaben mit starren Zielen und regulatorischen Vorgaben zu deutlichen Mehrkosten der Energiewende führen – ohne im Vergleich zu kostengünstigeren low-carbon Alternativen einen zusätzlichen Klimabeitrag zu leisten.

Elektrifizierung erfordert umfassenden Ausbau der Stromnetze, gleichzeitig verfällt der Wert bestehender Transportinfrastruktur für Moleküle

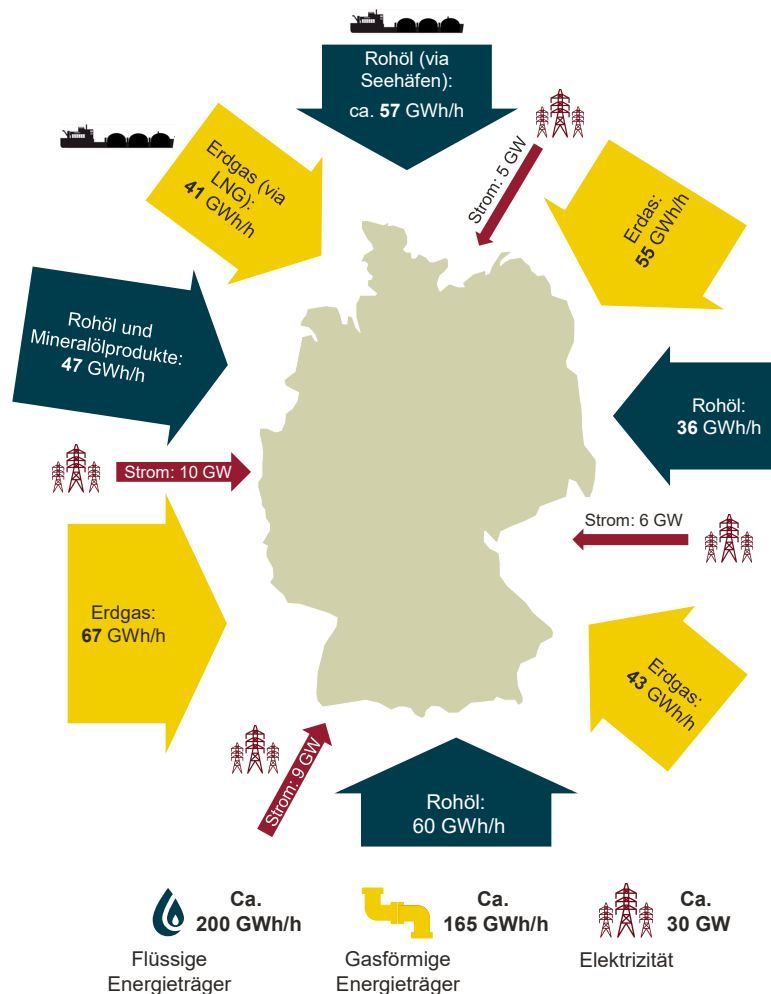
Die umfassende Elektrifizierung aller Sektoren erfordert einen erheblichen Zubau an Stromnetzen und Stromspeichern. Viele dezentrale Erzeugungsanlagen müssen an das Stromnetz angeschlossen und die erzeugten Strommengen zu den räumlich häufig weit entfernten Verbrauchsschwerpunkten transportiert werden. Die Größenordnung des Zubaus ist einmalig: Das künftige Stromnetz muss innerhalb weniger Jahre (unter Berücksichtigung der erzielbaren Effizienzsteigerungen) die Transportfähigkeit der bestehenden Gasnetze und Öltransportinfrastruktur ersetzen, die über Jahrzehnte aufgebaut wurde. Abbildung 12 illustriert dies am Beispiel der aktuellen Energieimportkapazitäten: Während für Erdgas und Öl zusammen rund 365 GWh/h zur Verfügung stehen, beläuft sich die Importkapazität für Strom auf lediglich etwa 30 GW.

²⁹ Siehe z.B. Frontier Economics (2021).

³⁰ Siehe z.B. Bähr et al. (2023).

³¹ Die EU-Kommission hat beispielsweise im August 2025 einen delegierten Rechtsakt zur Methodik der Emissionsbewertung für CO₂-arme Brennstoffe vorgeschlagen (IP/25/1743). Demnach gilt Wasserstoff nur dann als „low-carbon“, wenn mindestens 70% Treibhausgasemissionen gegenüber den fossilen Referenzwerten eingespart werden. Der Vorschlag befindet sich derzeit im Prüfverfahren durch Europäisches Parlament und Rat.

Abbildung 12 Vergleich bestehender Importkapazitäten für gasförmige und flüssige Energieträger sowie für Elektrizität nach Deutschland



Quelle: Frontier Economics basierend auf EMBER (2025), ENTSOG (2025), en2X Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V. (2024) und eigenen Angaben der Betreiber der verschiedenen Infrastrukturanlagen.

Hinweis: Schematische Darstellung der technischen Importkapazitäten Deutschlands für Rohöl (und Mineralölprodukte), Erdgas und Strom. Aus operativen oder kommerziellen Gründen können die tatsächlichen Importkapazitäten in bestimmten Zeiträumen kleiner sein.

Dabei kommt eine strukturelle Besonderheit der Strominfrastruktur zum Tragen: Auf den energetischen Wirkungsgrad bezogen sind Stromanwendungen in der Regel besonders effizient (z.B. Elektroantriebe vs. Verbrennungsmotoren, Wärmepumpen vs. Gasheizungen), dafür ist die Errichtung und Vorhaltung von Stromkapazitäten sowohl in der Bereitstellung als auch den Netzen in der Regel deutlich teurer als bei molekül-basierten Energieträgern wie Öl und Gas. Dies führt dazu, dass Elektrifizierung vor allem dann Kostenvorteile erzielen kann, wenn die vergleichsweise teure Infrastruktur möglichst dauerhaft hoch ausgelastet ist. In Bereichen, die jedoch von einer hohen notwendigen Leistungsvorhaltung geprägt sind, führt Elektrifizierung zu überproportional hohen Infrastrukturkosten. Hierzu gehört z.B. die Gebäudewärme, wo die Kapazität auf extreme Situationen („1 in 20 Winter“) ausgelegt werden muss, jedoch in den

meisten Fällen gar nicht voll genutzt wird. Ähnliches gilt für die Ladeinfrastruktur angesichts eines deutlich schwankenden Ladeverhaltens sowie Verkehrsaufkommens.

Der notwendige Stromnetzausbau spiegelt sich in mehr als einer Verdopplung der jährlichen Investitionskosten in die Netzinfrastuktur in den kommenden Jahren wider (siehe Abbildung 11).³² Zur Finanzierung der Stromnetzinvestitionen werden die spezifischen Stromnetzentgelte zukünftig erheblich steigen müssen, selbst wenn die Gesamtkosten auf eine zukünftig höhere Stromnachfrage umgelegt werden. Gleichzeitig verfällt der volkswirtschaftliche Wert der bestehenden, aber immer weniger genutzten Gasinfrastruktur, was auf mittlere Sicht in ebenfalls steigenden spezifischen Gasnetzentgelten für die kleiner werdende Anzahl an Nutzern resultiert.³³

Ein Energiesystem mit höherer Volatilität erfordert steuerbare Kapazitäten sowie saisonale Speichermöglichkeiten

Zusätzlich zum Um- und Ausbau der Stromerzeugungs- und Transportinfrastruktur stellt die Energiewende neue Anforderungen an das Energiesystem. Da die Einspeisepotenziale von Wind und PV saisonal sowie tageszeit- und witterungsbedingt unterschiedlich ausfallen, müssen für die Absicherung der Stromversorgung im Fall von sogenannten Dunkelflauten³⁴ steuerbare Kapazitäten wie Kraftwerke, Speicher oder Flexibilitätslösungen zugebaut werden. Die Entwicklung der gesicherten Leistung bis 2050 im modellierten Status Quo Energiewende-Szenario ist in Abbildung 13 dargestellt und verdeutlicht den wachsenden Beitrag von Großbatteriespeichern sowie Gaskraftwerken bei gleichzeitig rückläufiger Bedeutung der Kohlekraftwerke. In unserem Status Quo Energiewende-Szenario ergeben sich beispielsweise folgende Kapazitätserweiterungen für das Jahr 2045:

- Nettoerweiterung des bestehenden Gaskraftwerksparks von derzeit etwa 30 GW um zusätzliche 46 GW an (wasserstofffähigen) Kraftwerken, und
- nahezu 450 GWh Batteriespeicherkapazität und Nutzung von kurzfristigen Lastverschiebepotenzialen auf Seiten des Endverbrauchs.

Zusätzlich zu den Kosten für den Aufbau von Wind- und PV-Erzeugungstechnologien entstehen hieraus signifikante Kosten in der Stromerzeugung: In den Jahren 2030 bis 2040 sind pro

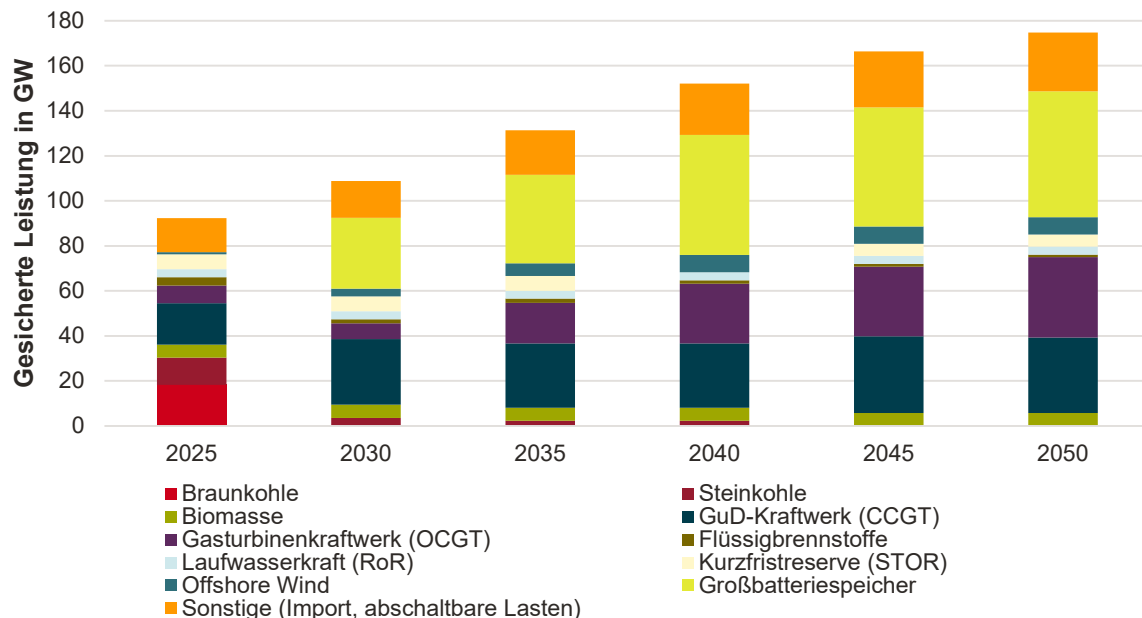
³² Die Modellierung stützt sich dabei auf den im BMWK-Langfristszenario O45-Strom sowie den Netzentwicklungsplänen der BNetzA ausgewiesenen Ausbaubedarf, der sowohl zusätzliche als auch zu verstärkende Leitungskilometer umfasst: Im Übertragungsnetz wird im Zeitraum 2025–2045 ein Ausbaubedarf von rund 54 Tsd. km unterstellt, im Verteilnetz bis 2045 ein Ausbaubedarf von rund 451 Tsd. km.

³³ Die Auswirkungen der zukünftigen Energiesystemkosten auf die Netzentgelte werden im Rahmen einer Folgestudie betrachtet.

³⁴ Als Dunkelflaute bezeichnet man Zeiträume mit gleichzeitiger Dunkelheit und Windflaute, in denen die Einspeisung aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen stark reduziert ist und somit die volatilen erneuerbaren Energiequellen nur begrenzt zur Stromversorgung beitragen können.

Jahr durchschnittlich 6 Mrd. € notwendig, um die Versorgungssicherheit im Stromsystem mit Hilfe von steuerbarer Leistung zu gewährleisten.³⁵

Abbildung 13 Entwicklung der gesicherten Leistung im Energiewende Status Quo-Szenario, 2025-2050



Quelle: Frontier Economics.

Neben der erforderlichen Bereitstellung von gesicherter Leistung müssen in einem Energiesystem, welches auf Erzeugungsseite vorwiegend auf PV- und Windstrom sowie auf Nachfrageseite zunehmend auf elektrischen Anwendungen basiert, in großem Umfang saisonale Flexibilität und Stromspeichermöglichkeiten geschaffen werden. Diese schaffen einen Ausgleich zwischen der – z.B. aufgrund des Raumwärmebedarfs – höheren Stromnachfrage bei gleichzeitig niedrigerer Stromerzeugung (vor allem durch PV) im Winter und der umgekehrten Situation im Sommer. Die saisonale Versorgung erfolgt dabei primär über zwei Wege:

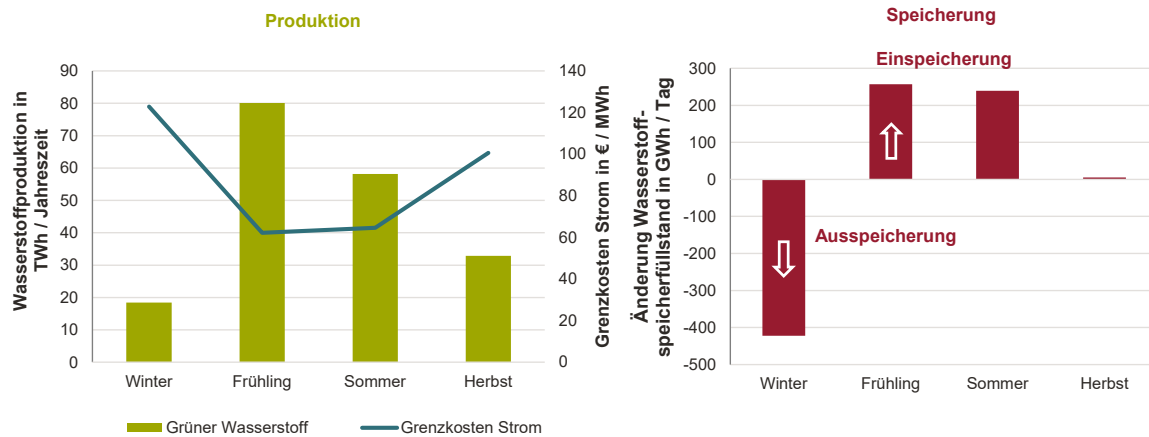
- Die Zwischenspeicherung von im Sommer aus (zusätzlicher) PV- und Windstromerzeugung hergestelltem Wasserstoff in Kavernenspeichern. Dieser wird zur Deckung des saisonal höheren Bedarfs im Winter ausgespeichert und ggf. in Strom rückumgewandelt.
- Den zusätzlichen Import von Energie (Strom, Wasserstoff) im Winter.

Abbildung 14 veranschaulicht die saisonalen Zusammenhänge bei der Energieerzeugung und der Speicherung basierend auf dem modellierten Status Quo-Szenario in 2050: Die linke Grafik zeigt die saisonale Entwicklung der grünen Wasserstoffproduktion in unseren Modellierungen, die im Frühling und Sommer hohe Werte erreicht und im Winter deutlich

³⁵ Diese Kosten sind in den ausgewiesenen Energiesystemkosten als CAPEX und OPEX enthalten (siehe z.B. Abbildung 8).

zurückgeht; parallel dazu verlaufen die Strompreise gegenläufig, mit höheren Niveaus im Winter und niedrigeren im Frühling und Sommer. Die rechte Grafik stellt den saisonalen Speicherbetrieb dar: In den Frühling- und Sommermonaten wird Wasserstoff in großem Umfang eingespeichert, während im Winter erhebliche Mengen ausgespeichert werden.

Abbildung 14 Saisonale Energieerzeugung und -speicherung, 2050
(Schematische Darstellung)



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Die ausgewiesenen Grenzkosten beinhalten (im Gegensatz zu den in Kapitel 4 angegebenen jährlichen Werten) keine Umlagen für gesicherte Leistung und Erneuerbare Energien.

Die zukünftig benötigte Kapazität und die Kosten von Wasserstoffspeichern hängen dabei von einer Reihe unsicherer Faktoren ab, unter anderem:

- Dem Umfang der Nutzung von Wasserstoff in Endanwendungssektoren, vor allem in der Industrie;
- Dem saisonalen Angebot und Preisschwankungen von Wasserstoffimporten; und
- Dem Ausbaupotential und den Kosten für großvolumige Wasserstoffspeicher.

Existierende Studien zeigen derzeit eine Bandbreite für die benötigte Wasserstoffspeicherkapazität im Jahr 2050 von etwa 30 bis über 100 TWh.³⁶ In unseren Szenarien gehen wir von einer Wasserstoffspeicherkapazität von etwa 45 TWh in Deutschland im Jahr 2050 aus.

³⁶ Siehe ewi (2024).

2.3 Ein großer Teil der Kostensteigerungen resultiert aus der notwendigen Transformation in den Endverbrauchssektoren

Damit ein künftiges klimaneutrales Energiesystem funktionieren kann, sind umfassende Investitionen auf der Nachfrageseite – in der Industrie, dem Verkehrs- und dem Gebäudesektor – notwendig. Die dort anfallenden Kosten sind nicht nur beträchtlich, sondern die konkrete Höhe auch mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Das liegt zum einen an der Vielfalt möglicher technologischer Pfade und sektoraler Entwicklungen, zum anderen an Unsicherheiten über die konkreten Kostenentwicklungen einzelner Technologien. Entsprechend groß ist die Spannbreite der Kostenschätzungen, wie oben dargestellt (siehe Abbildung 7 in Kapitel 2.1).

In dieser Studie legen wir den Fokus auf das Energiesystem – verschiedene Optionen zur Defossilisierung der Endverbrauchssektoren werden daher nicht vertiefend quantitativ analysiert, bei der Entwicklung eines alternativen Konzepts für die Energiewende jedoch stets mitbedacht. Im Folgenden geben wir einführend einen kurzen Überblick zu sektorübergreifenden Herausforderungen sowie spezifischen Herausforderungen in den Sektoren Gebäude, Verkehr und Industrie.

Strukturelle Faktoren und heterogene Anreizsysteme stellen in den Endverbrauchssektoren eine erhebliche Transformationsbarriere dar

In allen Endverbrauchssektoren schafft das große Ausmaß der erforderlichen Transformation eine erhebliche Barriere. Zum einen müssen individuelle Akteure handeln: Gerade bei den Energiewendemaßnahmen, die auf den Umbau von Endanwendungen wie Heizungen, Fahrzeugen und Industrieanlagen abzielen (im Gegensatz zu Maßnahmen, die einen Energieträger z.B. durch Beimischung von erneuerbaren Mengen zunehmend klimaneutraler gestalten), müssen Millionen von Besitzern und Unternehmensentscheidern aktiv einen Wandel herbeiführen.

Ähnlich wie beim Ausbau der Energieerzeugung und Netzinfrastruktur ist auch die überwiegend private Infrastruktur in Bereichen wie Gebäuden, Verkehr und Industrie durch lange Investitionszyklen geprägt und entsprechend träge. Zwar können mit ordnungspolitischen Vorschriften und finanziellen Subventionen oder Abgaben Anreize gesetzt werden. Allerdings ist der Druck nicht beliebig steigerbar, wenn der soziale Konsens zur Energiewende nicht gefährdet werden soll. Zudem unterliegt der notwendige Umbau abseits von Anreizen und Vorschriften einer begrenzten Maximalgeschwindigkeit, da Planungs- und Beteiligungsverfahren Zeit erfordern und zugleich Fachkräfte, Materialien und Technik nicht unbegrenzt verfügbar sind. Laut Schätzungen sind für die Umsetzung der Transformation in den kommenden Jahren mindestens 550.000 Fachkräfte verschiedener Qualifikationsniveaus erforderlich, wobei in einer Reihe der identifizierten Berufsgruppen bereits heute ein Engpass an verfügbaren

Arbeitskräften vorliegt.³⁷ Nicht zuletzt gibt es hier auch eine gewisse Konkurrenz um finanzielle und personelle Ressourcen zwischen den energiesystemseitig getriebenen Investitionen und den unabhängig von der Energiewende in einer Volkswirtschaft weiterhin anfallenden Investitionsbedarfen.

Hinzu kommt: Die relevanten Sektoren unterliegen unterschiedlichen regulatorischen Rahmenbedingungen. Während die Emissionen von Teilen der Industrie bereits über das europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS 1) preislich erfasst sind, greifen CO₂-Preise im Gebäude- und Verkehrssektor bisher nur im Rahmen des nationalen Emissionshandels (nEHS) und erst ab 2027 im Rahmen des EU-ETS 2 – mit deutlich niedrigeren geplanten Preissignalen.

Industriesektor häufig blinder Fleck der Investitionsplanung in der Energiewende

Die Defossilisierung der Industrie erfordert eine umfassende technologische Umstellung, die hohe Investitionen in Anlagen, Infrastruktur und Prozesse notwendig macht. Im Gegensatz zu den Sektoren Gebäude und Verkehr existieren bislang nur wenige konkrete Schätzungen des durch die Energiewende bedingten Investitionsbedarfs (CAPEX) in der Industrie.³⁸ Die vorhandenen Studien erfassen meist nur ausgewählte Teilbereiche der Industrie, beispielsweise die emissionsintensiven Branchen Zement und Stahl, während andere Branchen kaum berücksichtigt werden. Für viele industrielle Anwendungen fehlen zudem marktreife klimaneutrale Technologien, wodurch die daraus entstehenden Investitionsbedarfe in den Analysen nur teilweise oder gar nicht berücksichtigt werden. Hinzu kommen unterschiedliche sektorale Abgrenzungen (z.B. bei der Zuordnung von Gebäudesanierungen), die mitunter dazu führen, dass bestimmte Investitionen nicht dem Industriesektor zugerechnet werden, aber schlussendlich bei den Industrieunternehmen anfallen. Vor diesem Hintergrund stellen die zuvor in Abbildung 7 dargestellten Investitionsbedarfe für die energiewendebedingte Transformation des Industriesektors eine konservative Untergrenze dar – der tatsächliche Investitionsbedarf dürfte deutlich höher liegen. Die vorhandenen Studien zeigen zudem, dass im Industriesektor die Mehrkosten für den Energiebedarf dominieren, beispielsweise für Wasserstoff und dessen Derivate, während Kapitalkosten eine geringere Rolle spielen.³⁹ In Abbildung 7 sind lediglich CAPEX-Investitionsbedarfe dargestellt. Die von der Industrie mit zu tragenden Energiekostensteigerungen sind in Abschnitt 2.2 ausführlich dargestellt.

Unsichere Technologiewahl und hohe Kosten als zentrale Hemmnisse für die Transformation von Industrieunternehmen

Für eine Folgestudie analysieren wir aktuell die weiteren Auswirkungen der Energiewende auf die Kosten und die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen, beispielsweise über steigende

³⁷ So sind laut einer Analyse von Prognos bereits heute ein Viertel der für die Transformation notwendigen identifizierten Berufe als Engpassberufe klassifiziert. Bei einem weiteren Viertel der identifizierten Berufe gibt es Anzeichen für einen bevorstehenden Engpass. Siehe DIHK/Prognos (2024).

³⁸ Hierzu zählen Ariadne (2025); Agora (2024); PwC (2024); und Prognos (2024), siehe Tabelle 1.

³⁹ Siehe z.B. Ariadne (2025).

Preise für Vorprodukte, sowie steigende Verwaltungs- und Personalkosten. Erste hierfür durchgeführte Interviews zeigen bereits, dass die Herausforderungen neben der umfassenden Kostenbelastung auch in den fehlenden oder unzureichend skalierbaren Alternativtechnologien sowie Barrieren bei der praktischen Umsetzung liegen:

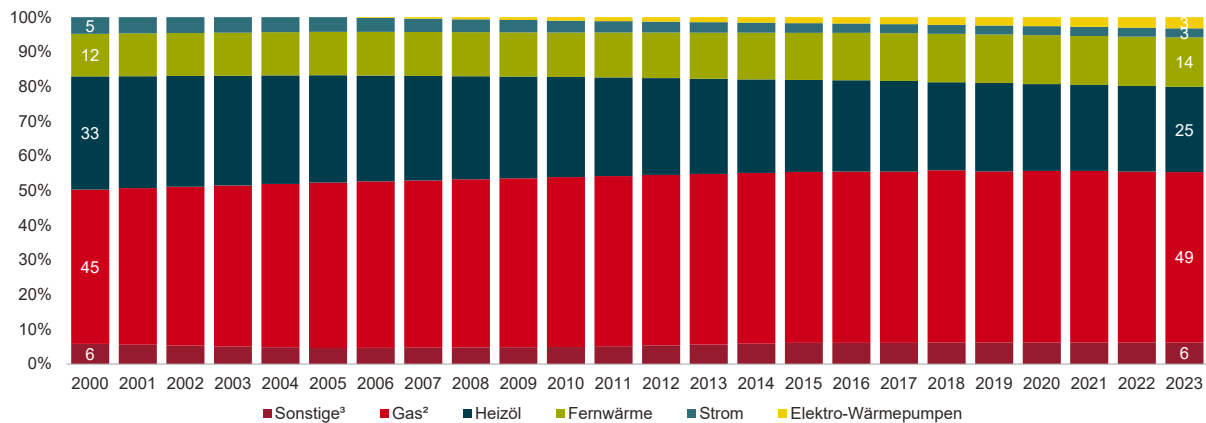
- So steht ein kunststoffverarbeitendes Unternehmen mit hohem thermischem Energieeinsatz vor der Frage, wie sich Prozesse im Temperaturbereich von 300–500 °C künftig klimaneutral betreiben lassen. Der Umstieg auf strombasierte Verfahren scheitert an der technischen Machbarkeit (unzureichende Anlagenstandards, unklare Prozessstabilität), zudem wären auch die notwendigen Netzanschlusskapazitäten nicht verfügbar. Als Alternative zu einer Elektrifizierung wird prinzipiell auch der Einsatz von Wasserstoff erwogen. Dieser ist aber ebenfalls aktuell keine Option – die unklare Verfügbarkeit von Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Preisen sowie die dafür erforderliche, noch zu errichtende Transport- und Lagerinfrastruktur stellen keine verlässliche Planungsgrundlage für Investitionen mit Aussicht auf einen zukünftig wirtschaftlichen Betrieb dar.
- Ein zweites Beispiel zeigt sich im Chemieparks: Hier wurden bereits Dekarbonisierungsmaßnahmen wie die Inbetriebnahme einer großskaligen PEM-Elektrolyse durchgeführt, um langfristig Erdgas zu substituieren. Doch der Ausbau der technologischen Alternativen scheitert bislang: Vor allem die fehlende Wirtschaftlichkeit, aber auch unklare regulatorische Rahmenbedingungen verhindern eine schnelle Skalierung. Auch die ebenfalls im Unternehmen diskutierte Möglichkeit, fossile CO₂-Emissionen durch den Einsatz von CCS zu vermeiden, stellt aufgrund der hohen Kosten und fehlender verlässlicher politischer und regulatorischer Planungsgrundlage keine echte Alternative dar. Da die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen keine wirtschaftliche Weiterführung zuließen, mussten zentrale Prozesse wie die lokale Ammoniaksynthese eingestellt werden. Auch in anderen Produktionsbereichen des Chemieparks nimmt die Unsicherheit aufgrund der Konkurrenz aus Ländern mit günstigeren Energiekosten und teilweise auch geringeren Defossilisierungsvorgaben (z.B. in Asien) massiv zu.

Diese und weitere Fallbeispiele werden in einer Folgestudie ausführlich vorgestellt. Bereits an den wenigen Beispielen wird sichtbar, dass die Investitionsentscheidungen in Industriebetrieben weniger an der grundsätzlichen Bereitschaft scheitern, sondern die den Unternehmen wirtschaftlich und technisch zur Verfügung stehenden Maßnahmen (u.a. Prozessumstellungen und -optimierungen, Elektrifizierung, alternative Energieträger) oftmals schlicht nicht ausreichen, um die Betriebe vollständig zu defossilisieren. Die absehbar hohen Energie- und Transformationskosten am Standort Deutschland stellen dabei insbesondere für die zahlreichen im internationalen Wettbewerb stehenden energieintensiven Unternehmen einen zentralen Standortnachteil dar. In der Konsequenz werden oder wurden energieintensive Prozesse an deutschen Standorten, z.B. im Chemiesektor, bereits eingestellt oder sind akut gefährdet. Aus Mangel an marktreifen Technologiealternativen sowie praktischen und strukturellen Umsetzungshürden fokussieren die untersuchten Unternehmen ihre Investitionsplanung darauf, an deutschen Standorten zwar Ersatzinvestitionen zu tätigen, zukünftige Entwicklungsschritte und Neuinvestitionen aber zunehmend im Ausland durchzuführen.

Gebäudesektor als Schlüsselbereich der Energiewende durch langsamen Fortschritt und strukturelle Hürden geprägt

Ein umfassender Anteil der absehbaren, energiewendebedingten Investitionen auf Nachfrageseite entfällt auf den Gebäudesektor, wie unsere Meta-Analyse zeigt: Zwischen 2020 und 2024 lag die jährliche Investitionssumme im Gebäudesektor im Mittel bei rund 37 Mrd. € (Bandbreite: 30–45 Mrd. €, siehe Abbildung 7). Bis 2035 dürfte sich dieser Wert nahezu verdoppeln: Die Studien erwarten im Schnitt 70 Mrd. € pro Jahr (mit einer Bandbreite zwischen 50 und 141 Mrd. €). Der Großteil dieser Kosten entsteht durch notwendige energetische Sanierungen der Gebäudehülle zur Senkung des Energieverbrauchs sowie den Austausch fossiler Heizsysteme durch Alternativen wie Wärmepumpen, Fernwärmeanschlüsse oder den Einsatz von Biomasse. Der Gebäudesektor war im Jahr 2023 für rund 15% der deutschen Treibhausgasemissionen verantwortlich.⁴⁰

Abbildung 15 Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes¹ in Deutschland



Quelle: Frontier Economics auf Basis von BDEW / Statista.

Hinweis: Anteile für die Jahre 2001-2004, 2006-2009, 2011-2014 interpoliert jeweils auf Basis der Stichjahre 2000, 2005, 2010 und 2015.

¹ Anzahl der Wohnungen in Gebäuden mit Wohnraum; Heizung vorhanden; teilweise geschätzt.

² Einschließlich Bioerdgas und Flüssiggas.

³ Hierzu zählen Festbrennstoffe (Holz, Holzpellets, sonstige Biomasse, Koks/Kohle und sonstige Heizenergie).

Der Fortschritt bei Sanierungen und Heizungstausch war in der Vergangenheit jedoch gering – die Trägheit des Wandels zeigt exemplarisch Abbildung 15 für den deutschen Wohnungsbestand: Im Zeitraum 2000 bis 2023 blieb die Beheizungsstruktur deutscher Wohnungen weitgehend unverändert, mit einem anhaltend hohen Anteil fossiler Energieträger. Grund hierfür sind neben den hohen Investitionskosten gravierende strukturelle Herausforderungen des kleinteiligen Sektors (siehe unten). Zusätzlich erschweren Preisunsicherheiten bei Heiztechnologien und die eingeschränkte Verfügbarkeit von Installateuren eine verlässliche Investitionsplanung – die zur Zielerreichung im Status Quo notwendige Austauschrate von

⁴⁰ Siehe Umweltbundesamt (2025a).

Heizungssystemen würde ein Mehrfaches der heute verfügbaren Handwerkskapazitäten erforderlich machen.

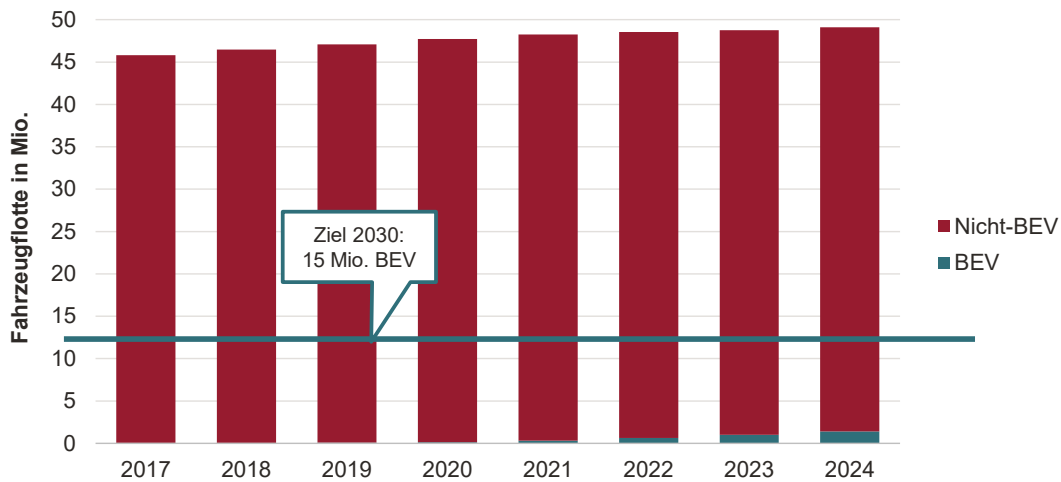
Energiewende im Verkehrssektor erfordert steigende Investitionen

Der Investitionsbedarf zur Transformation des Verkehrssektors steigt im Zuge der Energiewende deutlich an, wie unsere Meta-Analyse der vorliegenden Studien zeigt: 2024-2025 lagen die jährlichen Investitionssummen laut unserer Meta-Analyse im Mittel bei rund 17 Mrd. € (Spannbreite: 5 bis 30 Mrd. €). Bis zum Jahr 2035 steigt dieser Wert auf durchschnittlich 29 Mrd. € jährlich – mit einer Spannbreite von 13 bis 65 Mrd. €.

Der Modal Split – die Aufteilung des Verkehrsaufkommens auf unterschiedliche Verkehrsträger – ist in den vergangenen Jahren weitgehend konstant geblieben⁴¹; der Anteil des Straßenverkehrs (PKW und LKW) bleibt damit hoch. Folglich liegen die Investitionsschwerpunkte im Verkehrssektor zur Erreichung der deutschen Klimaziele in der Beschaffung von PKW und LKW sowie im Ausbau der zugehörigen Kraftstoff- und Ladeinfrastruktur. Im Rahmen der Energiewende im Status Quo steht dabei vor allem die Elektrifizierung der Fahrzeugflotte im Vordergrund. Die Transformation im Verkehrssektor ist dabei durch lange Investitionszyklen geprägt. Zwar erfolgt ein Teil der Fahrzeugbeschaffungen im Rahmen ohnehin notwendiger Ersatzinvestitionen am Ende der Lebensdauer. Soll jedoch z.B. die Geschwindigkeit des Hochlaufs der Elektromobilität deutlich erhöht werden, müssten Fahrzeuge vorzeitig ersetzt werden.

Die damit verbundenen Zusatzkosten im Vergleich zu Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren sowie Akzeptanzprobleme führen zu einem bislang zögerlichen Hochlauf batterieelektrischer Fahrzeuge (BEV). Abbildung 16 zeigt, dass der Bestand an BEV-PKW im Jahr 2024 mit rund 1,4 Mio. Fahrzeugen zwar einen neuen Höchstwert erreichte, zugleich aber noch weit hinter dem politisch gesetzten Ziel von 15 Mio. BEV bis 2030 zurückbleibt.

⁴¹ Siehe Eisenkopf (2025).

Abbildung 16 Anteil rein batterieelektrischer PKW am deutschen Flottenbestand

Quelle: Frontier Economics basierend auf Kraftfahrt-Bundesamt (KBA) (2025).

Hinweis: Die Abbildung zeigt den Anteil rein batterieelektrischer Fahrzeuge (BEV) am deutschen PKW-Flottenbestand im Vergleich zu nicht-batterieelektrischen Fahrzeugen (Nicht-BEV).

Die künftig wachsenden Investitionssummen im Verkehrssektor fallen insbesondere bei den Unternehmen an. Zum einen ist die Umrüstung des LKW-Bestandes, die gemäß der analysierten Studien etwa 35% der gesamten Verkehrsinvestitionen ausmacht, von erheblichen Kosten und Unsicherheiten, z.B. hinsichtlich der Technologieeignung, geprägt. Zudem finanzieren Unternehmen über Flottenfahrzeuge und Dienstwagen zwei Drittel aller PKW-Neuzulassungen für die ersten Betriebsjahre und leisten u.a. über betriebliche Ladesäulen einen Beitrag zum Aufbau der Ladeinfrastruktur.

2.4 Kostenrisiken der Energiewende steigen, wenn Effizienzgewinne ausbleiben und / oder wirtschaftliches Wachstum zunimmt

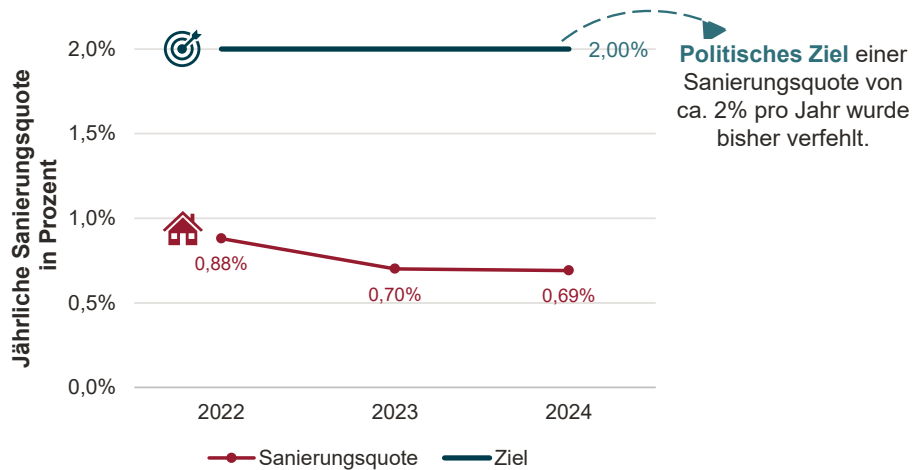
Die bei einer Fortsetzung der aktuellen Politik der Energiewende entstehenden Energiesystemkosten basieren auf einem angenommenen Pfad Richtung Treibhausgasneutralität, der im Status Quo-Szenario neben einer starken Stromnutzung auch eine signifikant sinkende Endenergienachfrage unterstellt.⁴² Damit wird unterstellt, dass ein erheblicher Teil der Defossilisierungsanstrengungen letztlich durch sehr ambitionierte Effizienzsteigerungen (z.B. durch Gebäudedämmung) erreicht werden kann.

Bei einer realistischen Betrachtung zeigt sich jedoch ein anderes Bild: Die aktuelle Transformationsgeschwindigkeit im Verkehrssektor sowie im Gebäudebestand bleibt bislang viel zu gering, um die unterstellten Effizienzsteigerungen zu erreichen. So klafft zum Beispiel eine große Lücke zwischen den zur Zielerreichung erforderlichen Gebäudesanierungsquoten und

⁴² So geht das Szenario O45-Strom davon aus, dass die Energienachfrage in den Jahren von 2025 bis 2050 um insgesamt fast 1.000 TWh sinkt.

den durchschnittlich realisierten Sanierungsquoten in den letzten Jahren, wie Abbildung 17 zeigt: Während zur Zielerreichung eine jährliche Sanierungsquote von rund 2% erforderlich wäre, lag die tatsächliche Quote in den vergangenen Jahren deutlich darunter und sank zuletzt von 0,88% im Jahr 2022 auf 0,69% im Jahr 2024.

Abbildung 17 Entwicklung der Sanierungsquote in Deutschland, 2022-2024



Quelle: Frontier Economics basierend auf B+L Marktdaten Bonn im Auftrag des Bundesverbands energieeffiziente Gebäudehülle e.V. (BuVEG) (2025)

Hinweis: Dargestellt ist die jährliche Sanierungsquote des Gebäudebestandes in Deutschland. Die Sanierungsquote berücksichtigt Sanierungen an Gebäuden in den Bereichen Dach, Fassade und Fenster.

Auch im Verkehrsbereich hinkt der Hochlauf bei den batterieelektrischen Fahrzeugen den ambitionierten Zielsetzungen hinterher (siehe Abbildung 16): Um das politische Ziel von 15 Mio. BEV im Bestand bis Ende 2030 noch zu erreichen, wäre bei linearem Verlauf ein jährlicher Zuwachs von etwa 2,2 Mio. Fahrzeugen notwendig, dies ist mehr als die Summe aller bisher zugelassenen BEV in der deutschen Flotte.

Jüngst erschienene Studien zu Kostensenkungspotenzialen der Energiewende⁴³ sowie der von der Bundesnetzagentur genehmigte neue Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne 2025-2037/2045⁴⁴ verweisen auf potenzielle Kosteneinsparungen, die durch einen geringeren oder langsameren als bisher angenommenen Anstieg der Stromnachfrage und einen entsprechend geringeren oder zeitlich nach hinten verschobenen Infrastrukturausbau möglich wären. Zumindest teilweise werden dabei Kosteneinsparungen auf Basis der Annahme einer fortschreitenden Deindustrialisierung in Deutschland erzielt. Solche Einsparungen kämen auf Kosten des Verlustes von industrieller Wertschöpfung und damit letztlich von gesamtwirtschaftlichem Wohlstand zustande. Ziel einer erfolgreichen Energiewende sollte es jedoch sein, Wertschöpfung und Wohlstand durch wirtschaftliches Wachstum mindestens zu sichern, besser noch zu mehr. So könnten beispielsweise neue Entwicklungen in Zukunftsmärkten – wie der zunehmende Einsatz von künstlicher Intelligenz (KI), der in der Regel mit hohen

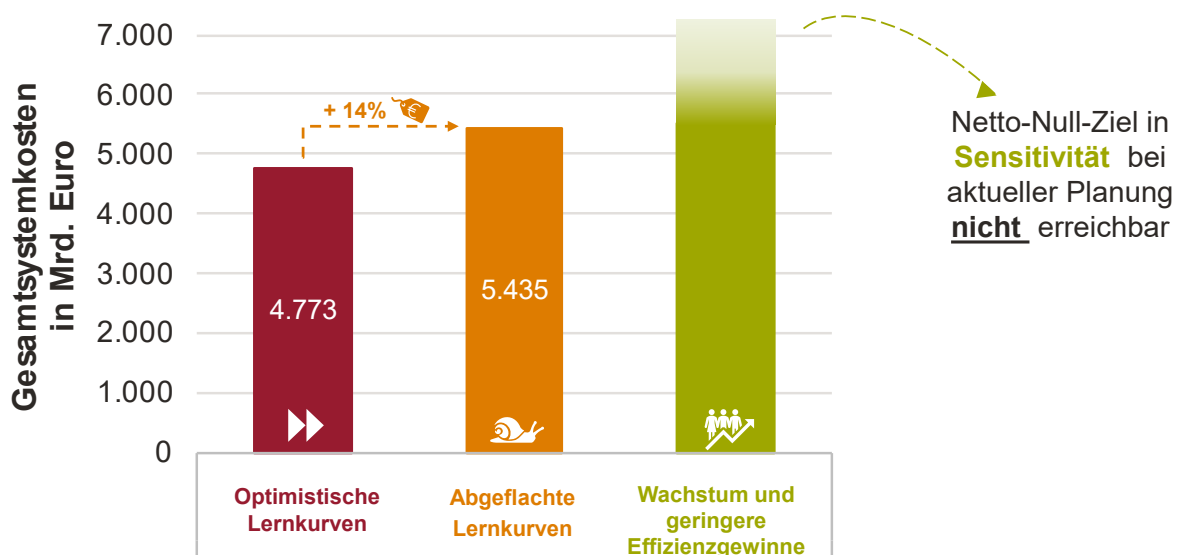
⁴³ Siehe z.B. Aurora (2025) und BCG,IW,BDI (2025) .

⁴⁴ Siehe Bundesnetzagentur (2025).

Stromverbräuchen in Rechenzentren einher geht – oder auch die geplanten Investitionen in die Verteidigung, für zusätzlichen Energiebedarf sorgen.

Wir analysieren daher in einer Sensitivität die Auswirkungen eines stärkeren Wirtschaftswachstums bei gleichzeitig verlangsamter Transformationsgeschwindigkeit der Energieanwendungen.⁴⁵ Unsere Modellierung zeigt: Unter diesen veränderten Rahmenbedingungen wird das Netto-Null-Ziel sogar verfehlt: Im Falle einer verlangsamten Transformation in Kombination mit neuen Energienachfragen ist der im Modell abgebildete Lösungsraum, basierend auf technologischen Einschränkungen und der aktuellen politischen Planung der Status Quo Energiewende, nicht ausreichend, um die angestrebten Klimaziele zu erreichen.

Abbildung 18 Veränderung der modellierten Energiesystemkosten durch die Energiewende bei veränderten Annahmen, 2025-2049



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Die hier betrachteten Energiesystemkosten umfassen Neuinvestitionen in Erzeugungskapazitäten (CAPEX), laufende Betriebskosten (OPEX), Netzinfrastrukturkosten (CAPEX & OPEX) sowie Energieimporte. Notwendige nachfrageseitige Investitionen in den Sektoren Gebäude, Verkehr und Industrie werden nicht berücksichtigt.

Dieses Modellergebnis zeigt somit, dass die aktuelle Planung und Zielsetzung der Energiewende mit einem Wirtschaftswachstum, das zu zusätzlicher Endenergienachfrage führt, nicht kompatibel ist. Neben den direkten Investitionskosten der Energiewende entstünden in einem solchen Fall daher zusätzlich erhebliche Opportunitätskosten durch nicht realisiertes Wachstum. Diese Kosten lassen sich nur schwerlich beziffern, daher deutet dies Abbildung 18 nur qualitativ an. **Die Sensitivität illustriert, dass die Energiewende in ihrer heutigen Form**

⁴⁵ Gegenüber dem Referenzfall unterstellen wir ein etwas höheres BIP-Wachstum von 2% jährlich statt 1,4%, sowie eine Halbierung der angenommenen Sanierungsrate sowie der Wechselraten zu emissionsarmen Technologien wie Wärmepumpen, Fernwärme, batterieelektrischen Fahrzeugen und wasserstoffbasierten Prozessen. Zusätzlich sinkt die Energieintensität in der Industrie nur moderat, während zugleich stromintensive Anwendungen wie KI und Rechenzentren zunehmen. In Summe verringert sich der Endenergiebedarf daher deutlich weniger stark als im Referenzszenario.

weder robust gegenüber verlangsamten Transformationsgeschwindigkeiten ist noch bei dynamischerem Wachstum bzw. langsameren Effizienzgewinnen skalieren kann.

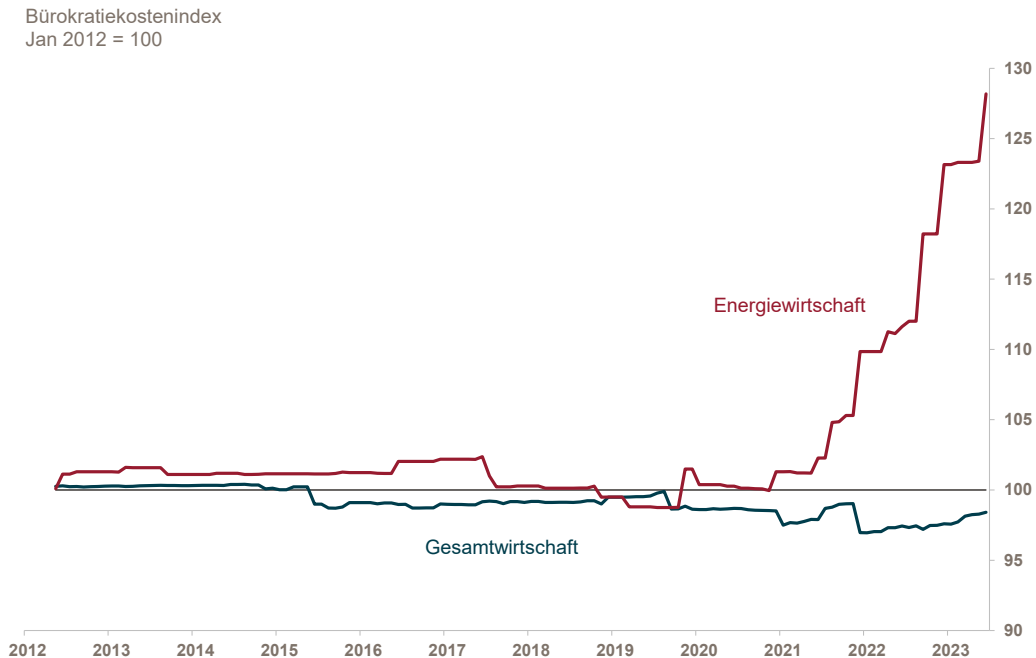
2.5 Eine überbordende Energiewendebürokratie führt zu weiteren Kosten und hemmt Investitions- und Innovationspotenziale

Während die bisherigen Analysen vor allem auf die ökonomischen Auswirkungen der Energiewende durch Investitionsbedarf und laufende Kosten fokussieren, ist die Energiewende darüber hinaus ein äußerst ambitioniertes politisches Projekt. Letztlich dient die Energiewende im Status Quo der Einhaltung einer Vielzahl politisch gesetzter Klimaschutzziele sowie nachgelagerter Sektor- und Technologieziele und bedingt daher einen erheblichen staatlichen Kontroll- und Steuerungsaufwand. Entsprechend entstehen im aktuellen Status Quo auch erhebliche Kosten aus Energiewende-getriebener Bürokratie.

Die Gesamthöhe des mit der Umsetzung von energie- und klimapolitischen Vorgaben und Gesetzen verbundenen Erfüllungsaufwands lässt sich nur schwer messen, da diese bei einzelnen Unternehmen und privaten Haushalten individuell unterschiedlich ausfallen. Eine grobe Indikation zur Höhe der Belastungen lässt sich aus der Datenbank des Statistischen Bundesamtes⁴⁶ ableiten. Dort werden seit dem Jahr 2006 Schätzungen der Bürokratiekosten für Unternehmen dokumentiert. Insbesondere in den letzten Jahren wurden zahlreiche neue Gesetze oder Regulierungen eingeführt, welche die Bürokratiekosten für die Energiewirtschaft erheblich gesteigert haben.

⁴⁶ Die vom Statistischen Bundesamt veröffentlichte Online-Datenbank des Erfüllungsaufwands ist unter diesem [Link](#) abrufbar.

Abbildung 19 Bürokratiekostenindex für die Energiewirtschaft im Vergleich zur Gesamtwirtschaft



Quelle: Frontier Economics basierend auf Seeliger (2024) und Statistisches Bundesamt (2025a).

Hinweis: Der Bürokratiekostenindex des Statistischen Bundesamtes normiert die Bürokratiekosten von Unternehmen auf den Stand von 2012. Nicht enthalten sind Kosten für Haushalte und Verwaltung sowie sonstige Erfüllungsaufwände. Branchenspezifische Indices werden nicht automatisch erstellt und erfordern eine manuelle Bearbeitung der in der Datenbank enthaltenen Werte.

Abbildung 19 verdeutlicht, dass die Bürokratiekosten für die Energiewirtschaft in den Jahren 2020 bis 2023 deutlich zugenommen haben, während die durchschnittlichen Kosten für die Gesamtwirtschaft relativ konstant geblieben sind – Tendenz weiter steigend.

Die mit energie- und klimapolitischen Vorgaben verbundenen Bürokratiekosten betragen über 10 Mrd. € im Jahr

Aktuell enthält die Datenbank allein in den Regelungsbereichen Energie und Klima 135 Normen mit über 1.500 relevanten Vorgaben, die Bürokratiekosten aufgrund von Informationspflichten⁴⁷ in Höhe von etwa 1,6 Mrd. € pro Jahr verursachen.⁴⁸

Darüber hinaus entstehen in Wirtschaft, Verwaltung und bei den Bürgern jedoch weitere erhebliche Folgekosten in Form von sonstigen Erfüllungsaufwänden⁴⁹, die sich insgesamt auf

⁴⁷ Unter den Bürokratiekosten durch Informationspflichten werden Kosten erfasst, die z.B. aufgrund von Dokumentations- und Meldepflichten an Behörden oder für Kontrollen in den Unternehmen entstehen. Vgl. §2 Absatz 2 NKRK.

⁴⁸ Siehe Seeliger (2024).

⁴⁹ Der Begriff Erfüllungsaufwand ist weiter gefasst und beinhaltet den gesamten Zeitaufwand und die Kosten, die in der Wirtschaft, der Verwaltung und bei den Bürgern durch die Einhaltung von Vorschriften und Gesetzen entstehen. Vgl. §2 Absatz 1 NKRK.

rund 8,9 Mrd. € pro Jahr belaufen. Der gesamte laufende Erfüllungsaufwand durch energie-wirtschaftliche und klimapolitische Vorgaben beträgt damit grob geschätzt rund 10,5 Mrd. € im Jahr. Hinzu kommen für einzelne Vorgaben noch einmalig anfallende Kosten, die in Summe weitere rund 10 Mrd. € betragen.⁵⁰

Bei einer Betrachtung der einzelnen Vorgaben mit besonders hohen Bürokratiekosten zeigt sich, dass speziell in den letzten Jahren eine Reihe von sehr kostenintensiven neuen Gesetzen und Verordnungen erlassen wurden. So verursacht allein das Gebäudeenergiegesetz (GEG) einen gesamten jährlichen Erfüllungsaufwand von fast 6 Mrd. € – zusätzlich zu gut 750 Mio. € an Einmalkosten. Ein weiteres Beispiel ist das 2023 in Kraft getretene Energieeffizienzgesetz (EnEfG), das energieintensive Unternehmen unter anderem zur Einführung von Energie- oder Umweltmanagementsystemen, zur Veröffentlichung der getroffenen Effizienzmaßnahmen sowie zur Dokumentation von CO₂-Intensitäten und Abwärmepotenzialen verpflichtet. Allein dieses Gesetz verursacht einmalige Umstellungskosten in Höhe von 818 Mio. € und löst nach den Schätzungen des Statistischen Bundesamtes einen zusätzlichen jährlichen unmittelbaren Erfüllungsaufwand von knapp 300 Mio. € aus.

In der Praxis dürften die Bürokratiekosten insbesondere für Unternehmen noch deutlich höher liegen: So erfasst die Datenbank nur die Erfüllungskosten in Verbindung mit Vorgaben und Gesetzen des Bundes. Erhebliche Bürokratiekosten im Zusammenhang mit EU-Verordnungen und Delegierten Rechtsakten, die keiner nationalen Umsetzung bedürfen, aber auch kommunalen und Landesvorschriften sind also noch hinzuzurechnen.

Die anfallenden Bürokratiekosten machen sichtbar, wie stark die Umsetzung der Energiewende aktuell durch umfassende Detailregulierung und diverse Berichtspflichten geprägt ist. Dies verursacht nicht nur direkte Kosten und mindert Investitionspotenziale, sondern schränkt auch den Gestaltungsspielraum und die Möglichkeiten zur Suche nach möglichst effizienten, innovativen Lösungen erheblich ein.

2.6 Fazit: Mit der aktuellen Energiewende hat sich Deutschland in eine Sackgasse manövriert – eine Fortführung des Status Quo ist nicht tragfähig

Die Umsetzung der Energiewende durch Unternehmen und Verbraucher wird durch ambitionierte Zeitpläne mit starrem Zielbild, technologische Einschränkungen und überbordende Bürokratie zunehmend herausgefordert.

Gerade die aktuelle Politik der Energiewende führt dazu, dass die individuellen Akteure nicht nur mit einem hohen Kostenaufwand belastet sind, sondern auch mit umfassenden regulatorischen Eingriffen und zusätzlichen Auflagen zu kämpfen haben: Diese Effekte sind schwer zu quantifizieren, aber bereits erste überschlägige Schätzungen zeigen, dass die

⁵⁰ Siehe Seeliger (2024).

Energiewende zu deutlich umfassenderen Belastungen für einzelne Unternehmen führt, die weit über die reinen Energiekostensteigerungen hinausgehen.⁵¹

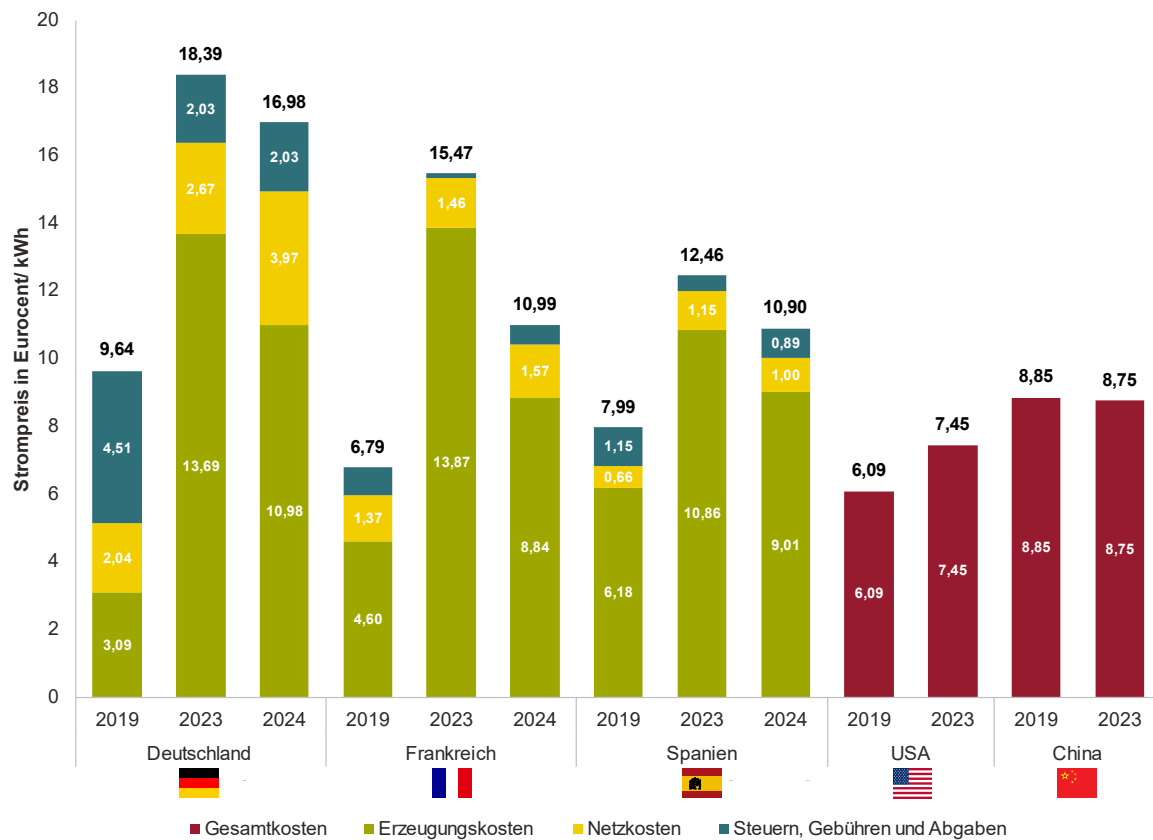
Und nicht zuletzt stehen große Teile der politisch geplanten Energiewende unter dem Vorbehalt, dass diese ja auch in die Praxis umgesetzt werden müssen. Dabei geht es aber nicht nur um Kosten und Fragen der Finanzierung, sondern auch um die Verfügbarkeit von notwendigen Fachkräften. Zum Beispiel würden allein für die Kernbereiche Solar, Wind und Wasserstoff bis 2030 ca. 300.000 zusätzliche Fachkräfte benötigt, um den Übergang zur Klimaneutralität voranzutreiben⁵². Auch die notwendigen Investitionsgüter und Rohstoffe stehen nicht unbegrenzt zur Verfügung – insbesondere auch die für viele neue Energiewendetechnologien erforderlichen Materialien wie Kupfer, Cobalt oder Platin. Entsprechend sind Zweifel begründet, ob die notwendige Transformation in der Praxis überhaupt in der veranschlagten Zeit umgesetzt werden kann. Die aktuellen Entwicklungen legen vielmehr den Schluss nahe, dass zahlreiche der politischen Ziele und Annahmen die tatsächliche Leistungsfähigkeit und die maximale Geschwindigkeit der Transformation überschätzen.

In Summe führt dies zu hohen Belastungen für die Unternehmen und Verbraucher in Deutschland, die letztendlich die Kosten der Transformation tragen müssen. Zudem steht eine stark exportorientierte Wirtschaft kontinuierlich im internationalen Wettbewerb. Die Energiekosten für Unternehmen in Deutschland sind schon jetzt im internationalen Vergleich hoch. Dies zeigt die Abbildung 20 mit einem Vergleich der Stromkosten in ausgewählten Ländern. Im Jahr 2024 weist Deutschland unter den fünf betrachteten Ländern die höchsten Preise auf – vor allem aufgrund höherer staatlicher Abgaben und Netzkosten im Vergleich zu anderen Ländern.

⁵¹ Die weiteren Auswirkungen der Energiewende auf die Kostenbasis und die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen, beispielsweise über steigende Preise für Vorprodukte, sowie zunehmende Verwaltungs- und Personalkosten werden im Rahmen einer Folgestudie adressiert.

⁵² Siehe DIHK/Prognos (2024).

Abbildung 20 Strompreise für Unternehmen mit Abnahmemenge von 20 bis 50 Mio. kWh/a



Quelle: Frontier Economics basierend auf Eurostat (2025a, 2025b) für EU, DESNZ (2025) für die USA und Afry (2023) für China.

Hinweis: Dargestellt sind Strompreise für Industrieabnehmer mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 und 50 Mio. kWh, ohne rückstattungsfähige Steuern, Gebühren und Abgaben. Für die USA wird ein allgemeiner Industriepreis ausgewiesen, da keine Differenzierung nach Abnahmemenge möglich ist.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Vergleich mit den außereuropäischen Ländern nur eingeschränkt aussagekräftig ist. In den USA können industrielle Strompreise je nach Bundesstaat stark variieren und werden teils industriepolitisch gesteuert – auch in China werden die Preise häufig künstlich niedrig gehalten.⁵³ Zukünftig steigt die Belastung durch hohe Energiepreise in Deutschland bei Fortsetzung des aktuellen Kurses wie dargestellt weiter. Der Handlungsdruck ist groß, denn die aktuelle Energiewendepolitik ist nicht nur teuer, sondern wie gezeigt in vielen Bereichen auch strukturell kaum umsetzbar. Wenn kein Umsteuern erfolgt, werden absehbar nicht nur die Belastungen der Wirtschaft auf Kosten der Wettbewerbsfähigkeit weiter zunehmen, sondern mit hoher Wahrscheinlichkeit auch die Klimaziele verfehlt. Zudem muss eine resiliente Energiewende flexibel und skalierbar sein – und sollte auch bei unsicheren zukünftigen Entwicklungen des Technologieangebots und der Energienachfrage wirtschaftlich tragfähig bleiben.

⁵³ Siehe z.B. Prognos (2023).

Aus diesem Grund bedarf es nicht nur einer Optimierung von verschiedenen kleineren Stellschrauben der Energiewende, sondern es bedarf der Aktivierung großer Kostenhebel. Vor diesem Hintergrund plädiert das im Folgenden vorgestellte Konzept eines „Plan B“ für eine grundsätzliche Neuausrichtung der Energie- und Klimapolitik im Sinne des Erhalts von Wohlstand, Wettbewerbsfähigkeit und Klimaschutz in Deutschland.

3 Die Gestaltung der Energiewende muss neu gedacht werden und sich an zentralen Grundsätzen ausrichten

Nachdem die vorangegangenen Analysen den grundsätzlichen Handlungsbedarf aufgezeigt haben, der durch die Fortführung des Status Quo der Energiewende entsteht, werden nun im zweiten Teil der Studie mögliche Anpassungen der Energiewende vorgeschlagen. In diesem Kapitel zeigen wir auf, dass

- angesichts der Größenordnung der identifizierten Herausforderungen kleine, inkrementelle Adjustierungen nicht ausreichend sein werden, sondern es vielmehr eines grundsätzlichen Neudenkens der Energiewende bedarf (Kapitel 3.1); und
- definieren zentrale Grundsätze, an denen sich eine Neuausrichtung der Energiewende orientieren sollte (Kapitel 3.2).

Diese Überlegungen bilden die Grundlage für die Formulierung eines „Plan B“ für die Energiewende in Deutschland im anschließenden Kapitel 4.

3.1 Energiewende muss neu gedacht werden, punktuelle Anpassungen werden der Größe der Herausforderungen nicht gerecht

Die Analysen im Vorkapitel zeigen zweierlei:

- Die Probleme der deutschen Energiewende sind von einer grundsätzlichen Dimension und betreffen die langfristige Wettbewerbsfähigkeit der Volkswirtschaft; und
- der politisch für Deutschland vorgegebene Weg der Energiewende weist mittlerweile einen Komplexitätsgrad mit zahlreichen Wirkungs- und Rückkopplungszusammenhängen auf, der das inkrementelle Optimieren von einzelnen Stellschrauben nahezu unmöglich macht.

Die besondere Herausforderung entsteht dadurch, dass Energiewertschöpfungsketten äußerst komplex sind: Ausgehend von den Energiequellen über die verschiedenen Infrastrukturen für Transport, Speicherung und Konvertierung bis hin zu den Endanwendungen, die üblicherweise auf bestimmte Energieträger ausgerichtet sind. Die Energiewende führt oft dazu, dass diese Ketten - zum Beispiel bei einem Energieträgerwechsel –vollständig umgebaut werden müssen.

Aktuell setzen verschiedene politische Steuerungs- und Anreizsysteme an unterschiedlichen Stellen der Wertschöpfungskette an, interagieren aber jeweils auch untereinander. So hätten z.B. industriepolitisch motivierte Erleichterungen beim CO₂-Preis zwar dämpfende Effekte auf den Strompreis, würden jedoch parallel wiederum den Förderbedarf von EEG-geförderten Anlagen erhöhen, um insgesamt die Erreichung der Klimaziele zu gewährleisten. Somit würden die Erleichterungen an der einen Stelle zu zusätzlichen Kostenbelastungen an anderer Stelle

im System führen. Diese Mehrkosten müssten refinanziert werden. Die Komplexität und Wechselwirkungen macht die Effekte einzelner Eingriffe im existierenden System mittlerweile deutlich schwerer voraussehbar.

„Kleinere“ punktuelle Anpassungen des bestehenden Systems, wie z.B. eine Veränderung des Erdkabelanteils beim Ausbau der Stromnetze oder leichte Veränderungen am Erzeugungsmix, bringen zudem absehbar keine ausreichenden Einsparpotenziale, um die Energiewende tragbar zu machen. Auch die im Rahmen der Erstellung dieser Studie durchgeführten Expertendiskussionen zeigten schnell, dass es zielführender ist, gedanklich einen „Neustart“ der Energiewende vorzusehen, anstatt ausgehend vom Energiewende Status Quo immer neue inkrementelle Änderungen am bestehenden Ansatz zu diskutieren.

Der zweite Studienteil steht daher unter der Leitfrage: „Wie würde man mit dem Wissen- und Erfahrungsstand von heute die Energiewende gestalten?“ Der neu zu erstellende Instrumentenmix „auf der grünen Wiese“ (siehe Kapitel 4) dient dann als Leitbild für Vorschläge zu Politikanpassungen, um den aktuellen klima- und energiepolitischen Status Quo in Richtung des neuen Konzeptes zu überführen (siehe Kapitel 5). Das neue Konzept stützt sich dabei auf eine Reihe von zentralen Grundsätzen, die wir im nächsten Abschnitt erläutern.

3.2 Für eine umfassende Neuausrichtung der Energiewende lassen sich zentrale Grundsätze aufstellen

Zwar ist es gerade ein Vorteil des Ansatzes einer „neu gedachten“ Energiewende, sich von vermeintlichen und tatsächlichen Pfadabhängigkeiten der bisherigen Politikmaßnahmen unabhängig zu machen. Andererseits lassen sich aus den in den letzten Jahrzehnten gemachten Erfahrungen wichtige Erkenntnisse ableiten, die bei einem „Neustart“ berücksichtigt werden sollten, um ähnliche Fehlentwicklungen wie die vorangehend identifizierten zu vermeiden. Allen Überlegungen voran steht dabei die Feststellung, dass eine erfolgreiche Energiewende entscheidend dafür ist, dass Deutschland einen wichtigen Beitrag zur Eindämmung des globalen Klimawandels leistet. Die Neuausrichtung zielt daher darauf ab, die Energiewende effektiver, kostengünstiger, flexibler und international skalierbarer zu gestalten.

Für die Erarbeitung der Studie wurden daher neun zentrale Grundsätze identifiziert und im Rahmen verschiedener Workshops mit Vertretern aus Wirtschaft und Wissenschaft diskutiert. Diese fassen – idealerweise unkontroverse – Erkenntnisse und Fakten zusammen und stellen den Ausgangspunkt für alle weiteren Überlegungen dar. Sie sind in Abbildung 21 dargestellt und werden im Folgenden erläutert.

Abbildung 21 Grundsätze für eine Neuausrichtung der Energiewende



Quelle: Frontier Economics

Grundsatz 1): Wohlstand basiert auf sicherer und wettbewerbsfähiger Energieversorgung, Wohlstandsvermehrung sichert Akzeptanz der Energiewende.

Eine zentrale Grundlage für die Planung der Energiewende muss das Verständnis sein, dass der Energiesektor kein eigenständiger Industriesektor ist. Im Gegenteil: Energienutzung ist die Grundlage so gut wie aller Wertschöpfungsprozesse einer Volkswirtschaft. Ein Großteil des geschaffenen Wohlstands hängt – insbesondere in einer industriell geprägten Wirtschaft wie in Deutschland – unmittelbar von der sicheren Verfügbarkeit von Energieträgern ab, die eine international wettbewerbsfähige Produktion ermöglichen müssen. Hieraus folgt jedoch, dass ein Rückgang der Energienutzung (über energetische Effizienzgewinne hinaus) oft mit einem Rückgang von Wertschöpfung verbunden ist. Dies ließ sich z.B. durch die Einbrüche in der Industrieproduktion in Folge der Energiekrise aufgrund des Ukrainekrieges beobachten.⁵⁴

⁵⁴ So verzeichneten insbesondere die energieintensiven Industriezweige wie Chemie, Glas, Papier und Metallerzeugung deutliche Rückgänge bei der Bruttowertschöpfung. Seit Anfang 2022 ist die Produktion energieintensiver Industriezweige

Die Energiewende mag durch einen verringerten Energieverbrauch zwar leichter zu gelingen erscheinen. Dies führt aber ohne Ersatz der Wertschöpfung zu Wohlstandsverlusten, gefährdet die gesellschaftliche Akzeptanz der Klimaziele und schmälert nicht zuletzt die Leistungsfähigkeit der Wirtschaft, die gerade zur Umsetzung der Energiewende nötig ist (siehe Grundsatz 2).⁵⁵ Zudem würden durch einen anhaltenden Rückgang der Industrieproduktion die inländischen Emissionen zwar sinken, global ergibt sich in der Regel jedoch kein positiver Effekt, wenn die industrielle Fertigung sich lediglich in andere Regionen verlagert – häufig an Orte mit geringeren Umweltstandards und höheren Emissionsintensitäten. Somit könnten die weltweiten Treibhausgasemissionen im Ergebnis möglicherweise sogar ansteigen, während Deutschland zugleich Wertschöpfung, Beschäftigung und Innovationskraft verliert. „Degrowth“ als Mittel zur Erreichung der Energiewende ist daher nicht zielführend. Im Gegenteil sollte eine Energiewende nachhaltiges Wohlstandswachstum durch eine langfristig gesicherte Energieversorgung ermöglichen.

Grundsatz 2): Die Energiewende kann nur aus wirtschaftlicher Stärke heraus gelingen.

Die Ausführungen in Kapitel 2 verdeutlichen die hohen Kosten und die Investitionserfordernisse der Energiewende, denen nicht unbedingt unmittelbare zusätzliche Wertschöpfung gegenübersteht. Damit handelt es sich bei der Energiewende um einen Prozess, der durch Wertschöpfung an anderer Stelle in der Volkswirtschaft finanziert werden muss. Dabei geht es nicht primär um eine monetäre Finanzierung, sondern insbesondere auch um die Bereitstellung von Gütern, Arbeitskraft und Kapital. Die Geschwindigkeit der Transformation zur Klimaneutralität muss sich daher an der Leistungsfähigkeit der Wirtschaft orientieren - je stärker diese ist, desto schneller kann der Umbau vollzogen werden. Ein fester Zeitplan, mit dem die Energiewende vollzogen wird, ignoriert diesen Zusammenhang: Die aktuelle Ausgestaltung der Status Quo Energiewende riskiert damit, dass die Umsetzungsfähigkeit der Wirtschaft überfordert wird. Vielmehr ist ein „atmendes“ System erforderlich, dass sich an die jeweilige maximale Leistungsfähigkeit anpasst. Hierdurch würde die Energiewende von einer starken Wirtschaftskraft profitieren, da aus einer Position der Stärke der Umbau auch entsprechend schneller zu leisten wäre.

Grundsatz 3): Deutschland hat einen strukturellen Nachteil bei natürlichen Ressourcen (wie Wind und Sonne).

Durch die mit der Energiewende verfolgte Umstellung auf erneuerbare Energiequellen ändern sich die energiebezogenen relativen globalen Standortbedingungen, überwiegend zu

fast durchgehend gefallen. Insbesondere aufgrund der anhaltend hohen Energiepreise ist die Produktion der energieintensiven Industriezweige allein von Februar 2022 bis Juli 2023 um rund 17% zurückgegangen, während die gesamte Industrieproduktion einen Rückgang von rund 3% verzeichnete. Siehe Statistisches Bundesamt (2025b) und Abbildung 6.

⁵⁵ Ein verringerter Energieverbrauch wäre dann unproblematisch, wenn er auf einen strukturellen Wandel zurückzuführen ist – etwa durch eine Verschiebung der wirtschaftlichen Aktivität von energieintensiver Grundstoffproduktion hin zu weniger energieintensiven Bereichen wie Dienstleistungen. In einem solchen Fall bedeutet ein Rückgang des Energieverbrauchs nicht automatisch einen Rückgang der Wertschöpfung und damit Wohlstandsverluste. Ein solcher Strukturwandel erfordert jedoch Zeit und lässt sich nicht kurzfristig erzwingen.

Ungunsten des Standorts Deutschland. Während fossile Energieträger wie Kohle, Öl und Gas durch die günstigen Transportmöglichkeiten zu einer gewissen (internationalen) Nivellierung der Energiekosten geführt haben, wird sich dies mit einer Umstellung auf Energieträger mit größeren Herausforderungen im überregionalen Transport wie Strom oder reinem Wasserstoff ändern. Im Rahmen der Energiewende werden die lokalen Verfügbarkeiten von günstigen CO₂-freien Energiequellen an Relevanz gewinnen. In Europa und erst recht global gibt es deutlich geeignetere Standorte für die Nutzung von Wind und Solarenergie. Mit dem Ausstieg aus der Kernenergie ist die wichtigste grundlastfähige, klimaneutrale Technologie ebenfalls aus dem Lösungsraum für Deutschland ausgeschlossen. Der Mangel an kostengünstigen CO₂-freien Energiequellen könnte die Wettbewerbsfähigkeit für bestimmte energieintensive Industrieproduktion in Deutschland langfristig in Frage stellen.⁵⁶

Um die für eine erfolgreiche Energiewende notwendige Wirtschaftskraft zu erhalten, muss diese so ausgerichtet sein, dass derartige strukturelle Nachteile möglichst wenig zum Tragen kommen oder ausgeglichen werden können. Zum einen sollten dafür alle verfügbaren Optionen einen Beitrag leisten können, kosteneffizient nicht-fossile Energie bereitzustellen – etwa durch die verstärkte Nutzung nachhaltiger Biomassepotenziale, den Ausbau von Geothermie oder anderer ergänzender Technologien. Auch CO₂-arme fossile Optionen wie blauer Wasserstoff und CCS, ggf. in Verbindung mit einer Nutzung der (im Vergleich zu Importen relativ emissionsärmeren) heimischen Erdgasressourcen, sollten in den Lösungsraum einbezogen werden.

Zum anderen beruhte die relative Stärke der deutschen Wirtschaft in der Vergangenheit insbesondere auf Innovationskraft, gut ausgebildeten Fachkräften und hochwertigen industriellen Produkten – Fähigkeiten, die für die zukünftige Wettbewerbsfähigkeit eine noch zentralere Rolle spielen werden. Daher besteht auch eine gewisse Konkurrenzsituation um finanzielle Mittel für beispielsweise Maßnahmen für Klimaschutz oder Innovation/Bildung. Dies unterstreicht die Bedeutung eines „atmenden“ Systems.

Grundsatz 4): Technologie ist ein Schlüssel zur Energiewende.

Die Defossilisierung einer Volkswirtschaft ist eine technologische Herausforderung: Wie auch schon bei anderen historischen globalen Umweltherausforderungen (z.B. Schädigung der Ozonschicht durch Fluorchlorkohlenwasserstoffe (FCKW)) liegt der Schlüssel aufgrund des notwendigen globalen sozialen Konsenses nicht primär im Verzicht, sondern in der Entwicklung technischer Alternativen. In den letzten Jahrzehnten sind zahlreiche neue Technologien entwickelt worden, die bereits heute einen großen Beitrag für die Umsetzung der Energiewende leisten, z.B. die Entwicklung leistungsfähiger Stationärbatterien (BESS). Eine neu gedachte Energiewende sollte daher auf die Schaffung von Anreizen für langfristige Innovation und Technologieentwicklung fokussieren, nicht zuletzt um die Energiewende kostengünstiger realisieren zu können. Da zukünftige technologische Entwicklungen nicht vorhersagbar sind,

⁵⁶ Dies zeigt z.B. der internationale Vergleich von Energiekosten für die Produktion ausgewählter energieintensiver Grundstoffe auf Basis erneuerbarer Energien in Bähr et al. (2023).

leistet eine möglichst breite Technologienutzung einen wichtigen Beitrag, den Fortschritt zu fördern.

Grundsatz 5): Markt und Wettbewerb sind die wirksamsten Treiber von Innovation und technologischem Fortschritt.

Die Erfahrung zeigt, dass ein offener Technologiewettbewerb auf Basis von marktlichen Strukturen ein äußerst wirksames Umfeld darstellt, um Innovation und technologischen Fortschritt voranzutreiben und auch tatsächlich die Lernkurvenvorteile zu erzielen, die in verschiedenen Studien modelliert werden. Die Energiewende ist – ebenso wie industrielle Transformationsprozesse in der Vergangenheit – auf kontinuierlichen technologischen Fortschritt angewiesen. Dieser lässt sich jedoch nicht am Reißbrett planen oder durch politische Zielvorgaben verordnen. Vielmehr hat sich immer wieder gezeigt, dass Innovation vor allem dort entsteht, wo Wettbewerb herrscht: Um die besten Ideen, die effizientesten Lösungen und die tragfähigsten Geschäftsmodelle. Ein funktionierender Marktmechanismus setzt genau hier an – durch Anreize für innovative Pioniere, durch den Druck zur Effizienzsteigerung und durch den natürlichen Selektionsprozess über Angebot und Nachfrage.

Der Regulierungsrahmen sollte entsprechend Raum für kreative Ansätze, technologische Vielfalt und unternehmerische Initiative vorsehen. Statt Mikromanagement braucht es hierzu vor allem verlässliche, marktliche Rahmenbedingungen.

Grundsatz 6): Die Energiewende ist ein langfristiger Prozess mit hoher Unsicherheit über die Rahmenbedingungen.

Die Rahmenbedingungen für die Energiewende unterliegen einer Vielzahl exogener Einflüsse, die sich nur schwer oder oft gar nicht vorhersagen lassen – geopolitische Entwicklungen, gesellschaftliche Stimmungen, technologische Durchbrüche oder Rohstoffpreise sind nur einige Beispiele. Daher kann ein Planungsansatz nicht funktionieren, der auf einem einzelnen, heute festgelegten Zielbild beruht („Masterplan“) und versucht, diesen Pfad unter allen Umständen zu Ende zu gehen. Vielmehr bedarf es eines klar definierten robusten Rahmens, der vor allem die mit der Entwicklung und Umsetzung von neuen Technologien und Prozessen verbundenen Risiken managt: Durch das Setzen auf vielfältige Lösungsmöglichkeiten, durch technologie neutrale Pfade und durch energieträgerübergreifendes Denken. Flexible, dezentrale Entscheidungsprozesse im Markt können besser auf neue Informationen und veränderte Realitäten reagieren. Eine intelligente Energiewende muss daher nicht nur auf kurzfristige Effektivität, sondern vor allem auf langfristige Anpassungsfähigkeit hin ausgerichtet werden.

Grundsatz 7): Energieversorgungsketten sind träge und lassen sich nicht beliebig schnell umbauen.

Energiesysteme bestehen aus komplexen, physisch und wirtschaftlich stark vernetzten Infrastrukturen mit langen Investitionszyklen, hoher Kapitalbindung sowie großen Anforderungen an die Betrieb- und Versorgungssicherheit. Der vollständige Umbau solcher

Versorgungsketten – von der Energieerzeugung über den Transport und die Speicherung bis hin zur Verteilung und Nutzung – lässt sich nicht „über Nacht“ verwirklichen.

Selbst unter optimalen Bedingungen sind Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten von Infrastrukturprojekten in einer Größenordnung von mehreren Jahren bis Jahrzehnten unvermeidbar. Eine realistische Planung der Energiewende muss daher anerkennen, dass Veränderungsprozesse ihre eigene zeitliche Logik und Abfolge haben. Es kann daher einen Wert haben, vorhandene Infrastruktur in die Transformation einzubeziehen - insbesondere wenn dies die Transformation beschleunigen und langfristig potenziell zu kosteneffizienten Lösungen führen kann. Dies könnte durch eine Umwandlung von Energieträgern in Bezug auf die Infrastruktur statt einer Anpassung der Infrastruktur an die Energieträger erfolgen - bspw. über die Umwandlung von Strom in Wasserstoff und synthetischem Methan zur Weiternutzung der Gasnetze. Ein (zu) hoher politischer Transformationsdruck – etwa in Form unrealistischer Zielvorgaben – riskiert Fehlallokationen, Ineffizienzen und letztlich auch das Scheitern zentraler Vorhaben.

Das Erreichen der Klimaneutralität im Jahr 2045 würde eine nie zuvor beobachtete Transformationsgeschwindigkeit erfordern. Ein (zu) hoher politischer Transformationsdruck – etwa in Form unrealistischer Zielvorgaben – riskiert aber Fehlallokationen, unnötig hohe Kosten und möglicherweise sogar das Scheitern zentraler Vorhaben. Notwendig ist stattdessen ein langfristiger Planungshorizont mit verlässlichen Rahmenbedingungen, aber realistischer Etappierung unter Einbeziehung der vorhandenen Infrastruktur.

Grundsatz 8): Klimaneutralität kann wirksam nur global erreicht werden.

Der Klimawandel ist ein globales Problem – daher muss auch die Lösung global sein. Nationale Maßnahmen zur Emissionsminderung sind nur dann wirksam, wenn sie tatsächlich einen Beitrag zur weltweiten Emissionsverringerung leisten oder Anreize zur Nachahmung setzen. Allein der Umstand, dass jegliche CO₂-Emissionen eine globale Wirkung haben, macht es erforderlich, die Effektivität von Klimaschutzmaßnahmen nicht an nationalen Reduktionsbilanzen, sondern an ihrem globalen Nettoeffekt zu messen. Daraus folgt: Maßnahmen, die lediglich zu einer Verlagerung emissionsintensiver Tätigkeiten ins Ausland führen („Carbon Leakage“), verfehlen das eigentliche Ziel. Darüber hinaus sollten Emissionsreduktionen - so weit möglich - dort vorgenommen werden, wo dies mit geringstem Aufwand verbunden ist. Eine strategische Ausrichtung der Energiewende muss daher stets auch die internationale Dimension im Blick haben: Durch Technologieexport, den Aufbau globaler Partnerschaften und die Nutzung von internationalen Kooperationsmöglichkeiten.

Grundsatz 9): „Keep it simple“ – einfache Lösungen erleichtern Umsetzung und Akzeptanz.

Eine zu hohe Komplexität ist einer der größten Feinde einer erfolgreichen Transformation. Politische Zielkonflikte, aufwendige Regulierung, kleinteilige Ausnahmetatbestände und bürokratische Prozesse führen nicht nur zu unnötiger Verlangsamung und zu Mehrkosten, sondern untergraben auch die gesellschaftliche Akzeptanz. Eine erfolgreiche Energiewende in

Deutschland kann nicht auf dem Reißbrett geplant werden – sie braucht einfache, nachvollziehbare Regeln – für Bürgerinnen und Bürger ebenso wie für Unternehmen. Einfachheit entsteht vor allem durch marktwirtschaftliche Instrumente, die breite Wirkung entfalten können, ohne jedes Detail vorab zu regeln. So paradox es klingen mag: Weniger Komplexität führt oft zu mehr Steuerungsfähigkeit. Die Vereinfachung von Prozessen, Regularien und Förderlogiken ist daher kein technisches Nebenanliegen, sondern ein zentraler Erfolgsfaktor.

Grundsätze dienen als Fundament für „Plan B“ im folgenden Kapitel

Die beschriebenen Grundsätze dienen als konzeptionelles Fundament für die nachfolgenden Vorschläge zur Neuausrichtung des klimapolitischen Ordnungsrahmens in Deutschland und Europa. Alle der nachfolgend beschriebenen Elemente des „Plan B“ – vom zentralen klimapolitischen Steuerungsinstrument über die Sicherstellung von Investitionsanreizen, die Koordinierung von Energieinfrastrukturen bis hin zur Rolle staatlicher Institutionen – lassen sich direkt aus den verschiedenen Grundsätzen ableiten.

4 Eine grundsätzliche Neuausrichtung der Energiewende für mehr Kosteneffizienz und Wettbewerbsfähigkeit ist möglich und schafft die Voraussetzung dafür, dass Klimaziele erreicht werden können

Ausgehend von den vorangehend dargestellten Grundsätzen leiten wir in diesem Kapitel einen möglichen Instrumentenwechsel für eine von Grund auf „neu gedachte“ Energiewende ab (Kapitel 4.1). Mit modellgestützten Analysen weisen wir exemplarisch nach, dass ein solcher neuer Ansatz erhebliche Einsparpotentiale verspricht, ohne maßgebliche Kompromisse beim Klimaschutz (Kapitel 4.2). Abschließend zeigen wir zudem, wie Unternehmen und Verbraucher von den Einsparpotentialen in Form niedrigerer Energiekosten profitieren könnten (Kapitel 4.3).

4.1 Ein grundlegendes Konzept für die Energiewende auf Basis der übergeordneten Grundsätze verteilt Rollen gezielt zwischen Markt und Staat

Aus den Grundsätzen ergeben sich bereits die zentralen Umriss für das Konzept einer „neu gedachten“ Energiewende: **Ein einfacher, auf Innovation und Wettbewerb setzender Politikrahmen, der die Transformation zu einer defossilisierten Volkswirtschaft mit der Sicherung von Wohlstand, Resilienz und einem global wirksamen Klimaschutz bestmöglich vereint.**

Das nachfolgend skizzierte Konzept trägt dabei der wesentlichen Erkenntnis Rechnung, dass sich die Zukunft nur begrenzt planen lässt und es daher darauf ankommt, durch die Politik einen Rahmen zu schaffen, der flexibel auf technologische, gesellschaftliche und geopolitische Entwicklungen reagieren kann. Im Einklang mit dem Grundsatz, die Komplexität möglichst gering zu halten, versuchen wir, den Rahmen so einfach wie möglich auszugestalten und die Notwendigkeit von Regulierung und bürokratiekosten-treibenden Prozessen zu minimieren.

Im Ergebnis nutzt das Konzept daher ein einzelnes Instrument (ein Emissionshandelssystem oder auch „Cap-and-Trade“-System) zur Steuerung und Einhaltung des Defossilisierungsziels und begrenzt die Rolle des Staates auf die Sicherstellung von fünf flankierenden Säulen (siehe Abbildung 22).

Abbildung 22 Ein grundlegendes, neues Konzept für die Energiewende



Quelle: Frontier Economics.

Cap-and-Trade-System als zentrales Steuerungselement zur Klimazielerreichung

Im Zentrum des neuen Konzepts steht ein umfassendes Cap-and-Trade-System⁵⁷, das **alle Treibhausgasemissionen** der Volkswirtschaft abdeckt. Die konkrete Ausgestaltung folgt mehreren zentralen Funktionsprinzipien:

- **Festlegung eines Emissionsbudgets** für alle Treibhausgase und Vergabe der entsprechenden Zertifikate, wobei das Budget zwar auf Basis eines festgelegten Zielpfades kalkuliert wird, aber dann zeitlich möglichst frei genutzt werden kann. Das Budget berücksichtigt auch Negativemissionen sowie anerkannte internationale Zertifikate. Die zeitliche Flexibilisierung erfolgt über die Möglichkeit von *Banking* (Nutzung von Zertifikaten in

⁵⁷ Ein Cap-and-Trade-System legt eine Obergrenze für den Ausstoß von Treibhausgasen fest und gibt dafür eine entsprechende Menge an Emissionszertifikaten aus. Für jede emittierte Tonne im erfassten Bereich ist ein Zertifikat erforderlich. Diese Zertifikate können zwischen Marktteilnehmern gehandelt werden – wer weniger emittiert, kann überschüssige Zertifikate verkaufen. Wer mehr emittiert, muss zusätzliche Zertifikate zukaufen.

späteren Jahren) und (begrenztem) *Borrowing*⁵⁸ (Ausleihen von Zertifikaten aus späteren Jahren), so dass Unternehmen Emissionen zwischen Perioden verschieben können⁵⁹.

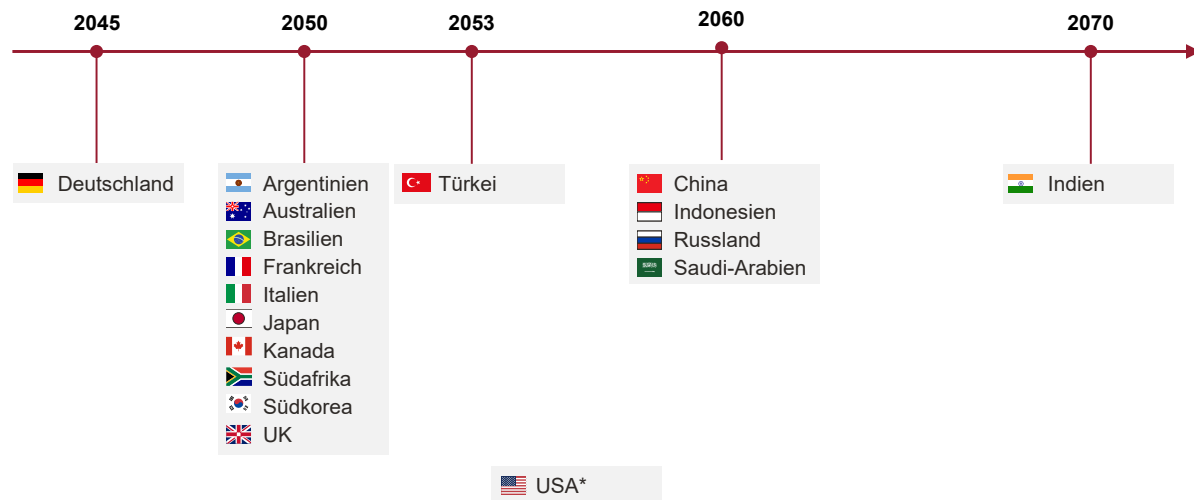
- Der Zielpfad wird regelmäßig an die Entwicklung einer **definierten internationalen Peer Group angepasst**, um ambitionierten Klimaschutz anzureizen, ohne durch strukturelle Alleingänge Nachteile für den Standort Deutschland zu erzeugen. Eine Orientierung könnte lauten: „Deutschland reduziert maximal G20+X %“⁶⁰. In der Exkursbox erläutern wir das spieltheoretische Konzept hinter der Verknüpfung des Zielpfads mit einer Peer Group. Es wird damit sichergestellt, dass Deutschland gegenüber der relevanten Gruppe internationaler Wettbewerber beim Klimaschutz immer einen Schritt vorangeht, ohne jedoch einen zu großen Abstand – mit den daraus resultierenden Risiken für die eigene Wettbewerbsfähigkeit – entstehen zu lassen. Abbildung 23 stellt dar, dass Deutschland bereits heute gegenüber der Mehrzahl der globalen Industrie- und Schwellenländer eine ambitioniertere klimapolitische Zielsetzung verfolgt. Ein effektiver Peer Group Mechanismus berücksichtigt neben den jeweiligen Politikzielen weitere relevante Kennzahlen wie die historische Emissionsentwicklung (ggf. ausgedrückt als Pro-Kopf-Emissionen) und das allgemeine Wirtschaftswachstum in den jeweiligen Ländern.
- Dieser Ansatz wird nach Möglichkeit EU-weit koordiniert verfolgt. Idealerweise verpflichten sich die EU-Länder gemeinsam zu einem solchen Vorgehen mit einem einheitlichen Faktor X. Sollte dies mangels Konsens nicht möglich sein, wäre ein differenziertes Vorgehen denkbar (eine rechtliche Prüfung ist hier nicht erfolgt).

⁵⁸ Um die Gefahr zu reduzieren, dass durch unbegrenztes Vorziehen von Emissionsrechten („Borrowing“) die Glaubwürdigkeit der langfristigen Zielerreichung unterminiert wird, sollte Borrowing ggf. zeitlich (z.B. fünf Jahre) und / oder auch vom Umfang her (z.B. max. 20% des jährlichen Gesamtbudgets) begrenzt werden.

⁵⁹ Potenziell unerwünschte Verteilungseffekte können bei Bedarf separat adressiert werden, siehe hierzu Säule 5 im nachfolgenden Abschnitt.

⁶⁰ Zur Gruppe der G20 gehören die weltweit 19 wichtigsten Industrie- und Schwellenländer sowie die Europäische Union und seit dem Jahr 2023 auch die Afrikanische Union.

Abbildung 23 Übersicht der G20 Klimaneutralitätsziele



Mexiko ist das einzige G20-Mitglied **ohne definiertes Zieljahr** zur Erreichung der Klimaneutralität.



Die Klimaneutralitätsziele der G-20-Staaten **unterscheiden** sich hinsichtlich **rechtlichem Status und Verbindlichkeit**.

Quelle: Frontier Economics basierend auf offiziellen Ankündigungen und dem Climate Action Tracker (2025).

Hinweis: *Unter Präsident Biden galt Klimaneutralität bis 2050 als offizielles Ziel der USA. Die Trump-Administration hat jedoch Anfang 2025 den Austritt aus dem Pariser Klimaabkommen eingeleitet, der im Januar 2026 wirksam wird. Die Fortführung des 2050-Ziels ist daher politisch ungewiss. Die aktuelle US-Regierung hat sich bislang nicht zum 2050-Ziel oder einem anderen Zieljahr bekannt.

Klimaschutz ist ein zentrales Ziel globaler Nachhaltigkeitspolitik. Umso wichtiger ist es, bei der Ausgestaltung konkreter Maßnahmen potenzielle Zielkonflikte mit anderen Nachhaltigkeitszielen über ein Monitoring frühzeitig zu erkennen. Ein Anhaltspunkt könnten hierfür die 17 UN-Nachhaltigkeitsziele bieten (siehe Abbildung 24). Ein systematisches **Monitoring** kann dazu beitragen, unbeabsichtigte **negative Wechselwirkungen zu vermeiden**. Viele der UN-Nachhaltigkeitsziele stehen zumindest teilweise in positiver Wechselwirkung mit dem Klimaschutzziel – z.B. die Ziele „nachhaltige Städte“ oder „nachhaltiger Konsum“ sowie teilweise „Leben an Land“ und „Leben unter Wasser“. Es könnten aber auch Zielkonflikte entstehen, wenn beispielsweise die Kosten von Klimaschutzmaßnahmen arme Bevölkerungsgruppen belasten (möglicher Widerspruch zum Ziel der Armutsbekämpfung) oder der Anbau von Bioenergiepflanzen mit dem Anbau von Nahrungsmitteln in Konkurrenz um Flächen und Wasser steht (möglicher Widerspruch zum Ziel der Bekämpfung von Hunger). Generell kritisch zu sehen sind daher Energie- und Klimamaßnahmen, die letztlich über Wohlstandsverluste („degrowth“) eine implizite Priorisierung von Klimaschutz über andere Nachhaltigkeitsziele vornehmen. Ein Monitoring sollte derartige Zielkonflikte identifizieren und einen politischen Entscheidungsprozess zur Abwägung initiieren. Derartige Abwägungen und die Herbeiführung eines Konsens können schwierig sein. Allerdings sollten derartige Zielkonflikte bewusst gemacht werden, denn es wäre falsch anzunehmen, dass jegliche Klimaschutzmaßnahmen gleichermaßen zur Erreichung der anderen Nachhaltigkeitsziele beitragen.

Abbildung 24 Übersicht der UN-Ziele für nachhaltige Entwicklung



Quelle: UNRIC (2025).

Das „atmende“ Cap-and-Trade-System stellt im neuen Konzept das zentrale Steuerungselement zur Erreichung der Klimaschutzziele dar. Es überführt die hergeleiteten Klimaschutzziele in einen marktlichen Mechanismus. Es ist daher ein Instrument, bei dem die Politik zwar einen regulatorischen Rahmen schafft und die Einhaltung des Rahmens kontrolliert, ansonsten jedoch die Zielerreichung den wirtschaftlichen Akteuren unter größtmöglicher Freiheit überlässt – mit entsprechenden Chancen für Innovation, Effizienz und neue Geschäftsmodelle.

Wenn es gelingt, dass dieses System möglichst alle wirtschaftlichen Bereiche umfasst und durch die Bindung an eine internationalen Vergleichsgruppe auch die wichtigsten Importprodukte aus einem klimapolitischen Regime mit zumindest ähnlichem Anspruchsniveau kommen, wären im überwiegenden Teil der Wertschöpfungsketten die Klimawirkungen bereits „eingepreist“. Die aufwändige Berechnung von Lebenszyklusemissionen zur Darstellung von Klimawirkungen könnte damit teilweise entfallen und die Abwägungen zwischen Alternativen hinsichtlich der Klimawirkung würde vereinfacht. Die Verantwortlichkeiten blieben dezentral bei den Unternehmen der jeweiligen Wertschöpfungsstufe, wo auch jeweils die Entscheidungen über die Defossilisierungsmaßnahmen bestmöglich getroffen werden könnten.

Durch dieses System würde sichergestellt, dass allein zur Klimazielerreichung keine weiteren Instrumente nötig wären. Zusätzlich gibt es jedoch weitere Aspekte, die einer zentralen Koordinierung bedürfen und das übergeordneten Cap-and-Trade-System ergänzen.

Exkurs: Mechanismus zur globalen Wirksamkeit von Klimaschutz

Klimaschutz aus spieltheoretischer Sicht – ein Gefangenendilemma

Die Herausforderungen effektiver internationaler Klimapolitik lassen sich auch spieltheoretisch analysieren. In der Spieltheorie spricht man in diesem Zusammenhang von einem Gefangenendilemma – einer Konstellation, in der gemeinsames kooperatives Verhalten für alle Beteiligten das beste Gesamtergebnis liefert, es aber für jeden Einzelnen rational erscheint, sich nicht zu beteiligen. Die Folge: Ohne verbindliche Abstimmung entscheiden sich die Akteure gegen Kooperation, obwohl kollektives Handeln insgesamt vorteilhaft wäre.

Dieses Dilemma tritt in der globalen Klimapolitik zutage: Wer Treibhausgasemissionen reduziert, trägt dafür die vollen Kosten, profitiert aber nur zu einem wesentlich kleineren Anteil von den vermiedenen globalen Klimaeffekten. Wer nicht beiträgt, trägt keine Kosten und profitiert trotzdem von den Beiträgen anderer („Freeriding“). Der individuelle Anreiz, das Klima zu schützen, verschwindet dadurch nahezu, obwohl gemeinsamer Klimaschutz für alle besser wäre.

Zusätzlich besteht durch die globale Wettbewerbsdynamik die Herausforderung, dass nationale Anstrengungen einzelner Länder beim Klimaschutz wirkungslos sein können (d.h. zu keiner globalen Gesamtemissionsminderung führen), solange nicht alle mitziehen. Ein Beispiel ist die einseitige Einführung von CO₂-Preisen: Unternehmen mit höheren nationalen Kosten durch regionale CO₂-Preise verlieren global an Wettbewerbsfähigkeit und könnten dadurch emissionsintensive Produktion in Länder mit weniger strengen Vorgaben verlagern („Carbon Leakage“). Dort können, z.B. im Fall von relativ emissionsintensiveren Prozessen, die Emissionen sogar steigen, so dass als Folge weniger globaler Klimaschutz bei gleichzeitigem Verlust an Wertschöpfung und Wohlstand im Land mit Klimaschutzambition resultiert. Ohne internationale Verankerung vergleichbarer CO₂-Preise (oder entsprechender Ausgleichsmechanismen) bleibt rein nationale Klimapolitik daher wirtschaftlich riskant und unter Umständen sogar für den Klimaschutz unwirksam.

Mögliche Lösung: Ein internationaler Ansatz mit realer Vorbildfunktion – Vorangehen ohne Alleingänge

Die Notwendigkeit einer internationalen Koordinierung beim Klimaschutz ist lange erkannt und in den entsprechenden UN-Prozessen (UNFCCC) operationalisiert. Die Erzielung einer wirkamen internationalen Koordinierung von Klimaschutzmaßnahmen gestaltet sich dabei jedoch herausfordernd, was sich durch das in der internationalen Klimapolitik bestehende Gefangenendilemma erklären lässt.

Um dieses zu überwinden, sieht unser Konzept eines umfassenden Cap-and-Trade-Regimes einen Mechanismus vor, der gegenseitige Verpflichtung erzeugt und eine implizite Kooperation strategisch anreizt, ohne dass es hierfür multilateraler Vereinbarungen bedarf: Dadurch,

dass das eigene Emissionsbudget bindend an das Handeln anderer Akteure gekoppelt wird, kann ein globaler Anreiz für Klimaschutz (basierend auf einer formalisierten Reziprozität) geschaffen werden: Ein „Freeriding“ anderer Länder ohne eigene Anstrengungen würde ausgeschlossen, da in diesem Fall eben die erlaubten Emissionsniveaus in Deutschland (bzw. Europa) ebenfalls angepasst würden – umgekehrt würden Einsparungen im Ausland durch das garantierte „Übertreffen“ (+X%) in Deutschland (bzw. Europa) einen überproportionalen Einfluss haben. Die Verfolgung opportunistischer Interessen einzelner Länder könnte in diesem System damit zu einem zunehmend international koordinierten Handeln führen.

Die Ausgestaltung einer internationalen Koppelung sollte sich an zwei Prinzipien orientieren:

- **Anerkennung eines fairen Beitrags** zum globalen Klimaschutz: Für Deutschland und die EU werden international höhere Erwartungen an den Beitrag zum Klimaschutz gesetzt – insbesondere wenn (analog zum „Fair Share“ des Pariser Klimaabkommens) Kriterien wie historische Emissionen (pro Kopf oder insgesamt), wirtschaftliche Leistungsfähigkeit und technologische Umsetzungsfähigkeit berücksichtigt werden. Ein ambitionierteres Vorgehen und eine Vorreiterrolle beim Klimaschutz sind angemessen – und im Rahmen internationaler Übereinkommen völkerrechtlich verankert.
- **Absicherung globaler Wirkung:** Gleichzeitig ist klar, dass nationale Maßnahmen und eine reine „Vorbildfunktion“ allein nicht ausreichen, um global wirksamen Klimaschutz zu erreichen (aufgrund des zuvor erläuterten Gefangenendilemmas). Ambitionierte Klimapfade Deutschlands oder Europas entfalten nur dann Wirkung, wenn sie Teil eines koordinierten internationalen Rahmens sind.

In der Folge heißt das konkret: (1.) Deutschland (bzw. idealerweise die EU) sollten vorangehen – jedoch (2.) nicht als bedingungsloser Alleingang, sondern innerhalb eines Mechanismus, der Reziprozität und Verbindlichkeit erzeugt. Die detaillierte Ausgestaltung eines solchen Mechanismus ist nicht Gegenstand dieser Studie.

Denkbar wäre z.B. eine Ausrichtung der eigenen Reduktionsziele an den Klimaschutzanstrengungen der anderen wichtigen Wirtschaftsnationen. Die Gruppe der G20 könnte hier ein Ansatzpunkt sein, da diese Ländergruppe für einen Großteil der globalen Emissionen verantwortlich ist und zugleich die relevantesten Länder des internationalen Standortwettbewerbs umfasst. Aufgrund der Vorreiterrolle sollten die Klimaschutzambition höher sein als die der Peer Group - beispielsweise könnte der Reduktionspfad also „G20 + X%“ lauten. Das X wäre so zu bestimmen, dass die Wettbewerbsnachteile des Standort Deutschland gegenüber den anderen Ländern nicht so groß würden, dass es zu Abwanderungseffekten kommt.

Der Vorschlag beinhaltet große Chancen, aber natürlich auch gewisse Risiken:

- **Chancen:** Gelingt es, einen effektiven Mechanismus zu etablieren, verstärkt sich die globale Wirkung von Klimaschutz und es erhöht sich mittelfristig sogar die Ambition, da andere Staaten einen doppelten Anreiz zur Emissionsreduktion erhalten: Zur Vermeidung von Reputationsverlusten und zur Aufrechterhaltung ambitionierter europäischer

Partnerschaften. Durch eine solche unilaterale Anbindung der eigenen Ziele kann also ein Hebel für mehr internationalen Klimaschutz geschaffen werden, ohne die Notwendigkeit für multilaterale Vereinbarungen.

- **Risiken:** Eine internationale Verankerung könnte dazu führen, dass deutsche Klimaziele im Falle mangelnden internationalen Engagements abgeschwächt würden. Allerdings wäre dies eine Situation, in der der globale Klimaschutz grundsätzlich gefährdet wäre, da einzelne Länder wie Deutschland selbst bei Alleingängen keine ausreichende globale Wirkung entfalten könnten. Im Gegenzug würden in einer solchen Situation aber drohende Verluste an Wettbewerbsfähigkeit der „Vorreiter“-Länder reduziert, so dass die wirtschaftliche Fähigkeit für das Verfolgen einer – dann verlangsamten - Vorreiterrolle weiter erhalten bleibt. Letztlich führt das beschriebene Risiko zu dem Grundsatz zurück, dass eine erfolgreiche Transformation nur mit einer leistungsfähigen Wirtschaft möglich ist.

Wenn wirksam, würde ein solcher Mechanismus die deutsche Vorbildrolle stärken und gezielt mit globaler Wirksamkeit verbinden – das Konzept sieht explizit keine Abschwächung der Klimaziele vor, sondern einen begründeten Anreiz- und Anpassungsmechanismus, der darauf abzielt, den globalen Klimaschutz zu stärken.

Fünf ergänzende staatliche Säulen fokussieren die Aufgaben staatlicher Institutionen darauf, Marktbarrieren und Marktversagen zu überwinden

Neben dem zentralen marktwirtschaftlichen Steuerungsmechanismus zur Klimazielerreichung sind gezielte, unterstützende staatliche Aktivitäten dort vorgesehen, wo Marktversagen vorliegt oder koordinierende Aufgaben erfüllt werden müssen. Dabei ist es nicht die Aufgabe des Staates, vielfältige Unterziele zu definieren und durch interventionistische Maßnahmen umzusetzen, sondern lediglich den Rahmen für einen effektiven Wettbewerb sicherzustellen. Die ergänzenden staatlichen Säulen betreffen insbesondere die folgenden fünf Bereiche:

- **Sicherstellung von Technologiewettbewerb und Innovation:** Der Staat schafft die Voraussetzungen für einen offenen Technologiewettbewerb, indem er einheitliche und diskriminierungsfreie Rahmenbedingungen für alle Klimaschutztechnologien gewährleistet. Ziel ist es, ein faires „*Level Playing Field*“ zu etablieren, in dem sich kosteneffiziente und wirksame Lösungen durchsetzen können. Bestehende Infrastrukturen sollen erhalten, zugänglich gemacht und gegebenenfalls gezielt für alternative Nutzungen geöffnet werden, um Transformationskosten gering zu halten und Pfadabhängigkeiten zu vermeiden.
- Der Staat übernimmt eine koordinierende Rolle bei der Planung und Weiterentwicklung der Energieinfrastruktur:
 - Eine sektorenübergreifende Netzplanung – insbesondere für Strom, Gas, CO₂ und Wasserstoff – soll sicherstellen, dass Synergien genutzt und ineffiziente Parallelstrukturen vermieden werden.

- Zum Zwecke des zügigen Ausbaus neuer Infrastrukturen kann es sinnvoll sein, temporär vertikale Integration entlang der Wertschöpfungskette zuzulassen, sofern dies zur Effizienzsteigerung beiträgt. Dies kann z.B. helfen, die Entwicklung von Wertschöpfungsketten neuer Energieträger und Technologien in lokalen oder regionalen Clustern zu fördern, bevor klar absehbar ist, ob sich diese Energieträger flächendeckend durchsetzen werden und eine weiträumige Infrastruktur erfordern. Dadurch kann Investitionssicherheit verbessert und über eine schnittstellenübergreifende Koordinierung der Markthochlauf neuer Energieträger beschleunigt werden. Wie auch schon bei Strom und Gasnetzen könnte dann in späteren Phasen nach der Etablierung eines neuen Energieträgers der Schwerpunkt zunehmend auf Liberalisierung und einen diskriminierungsfreien Zugang gesetzt werden (*„Geschwindigkeit vor Commodity-Wettbewerb“*).
 - Neue Infrastrukturen – etwa für Wasserstoff oder CO₂ – müssen oft vorlaufend und unter hoher Unsicherheit errichtet werden, bevor sie ausreichend ausgelastet sind. Das führt anfangs zu geringer Nutzung bei hohen Kosten und birgt ein erhebliches Risiko versunkener Investitionen. Hier kann dem Staat eine unterstützende Rolle zukommen. z.B. indem Investitionen abgesichert werden.
 - Zudem ist die Versorgungssicherheit kontinuierlich zu überwachen. Falls sich zeigt, dass der Markt diese nicht verlässlich gewährleisten kann (etwa im Fall kritischer Engpässe oder fehlender Reservekapazitäten), sollte der Staat mit Hilfe gezielter Sicherungsinstrumente eingreifen können. Ein Grund für den Einsatz von Sicherungsinstrumenten kann auch ein gewünschtes Maß an Resilienz und Unabhängigkeit von Importen sein, das über das Niveau im Marktgleichgewicht hinausgeht. Diese Maßnahmen sollen nur im Bedarfsfall greifen und sollten marktliche Anreize ergänzen, nicht ersetzen.
- **Risikoadressierung über gezielte Versicherungsinstrumente:** Investitionen in neue klimafreundliche Technologien sind häufig mit erheblichen Risiken verbunden, die ihre Finanzierung erschweren oder zeitlich verzögern können. Ein Großteil der heutigen technologiespezifischen Förderprogramme (z.B. das Erneuerbare-Energien-Gesetz) wurde u.a. mit solchen Risiken begründet. Während derartige Risiken und „First Mover Disadvantages“⁶¹ in der Tat ein Investitionshemmnis darstellen können, das durch eine Sozialisierung der Risiken überwunden werden kann, ist in der Praxis das Ziel der Risikoabsicherungsaspekte oft mit dem Ziel der Subventionierung von spezifischen Technologien gekoppelt worden. In „Plan B“ würden zukünftige staatliche Eingriffe größtenteils auf die Risikoabsicherung beschränkt und die Wettbewerbsfähigkeit von Energiewendetechnologien durch das zentrale Cap-and-Trade System sichergestellt.

Staatlich unterstützte Risikoabsicherungen lassen sich insbesondere dann rechtfertigen, wenn marktbasierende Versicherungslösungen, beispielsweise Commodity Swaps zur Absicherung der Marktpreisrisiken von liquide handelbaren Energieträgern, entsprechende

⁶¹ Ein „First Mover Disadvantage“ entsteht z.B. dann, wenn der „First Mover“ Erfahrungen generiert (z.B. in Bezug auf das Anlagendesign einer neuen Produktion), die es Nachahmern dann erlauben, eine effiziente Produktion aufzubauen.

Risiken nicht abbilden können. Gründe hierfür können beispielsweise eine mangelnde Datenbasis, illiquide Märkte, nicht kalkulierbare Risiken, eine fehlende Verlässlichkeit des Rechtsrahmens oder eine Kombination aus hohen und schwer quantifizierbaren Risiken sein. Falls sich eine private Versicherungsfähigkeit nicht durch andere Maßnahmen, wie z.B. Maßnahmen zur Förderung liquider Märkte, herstellen lässt, könnte der Staat (bzw. halbstaatliche Akteure wie die KfW) in diesen Fällen gezielte Versicherungsinstrumente bereitstellen. Im Vordergrund stehen dabei Preisvolatilitätsrisiken (nicht Preisniveaurisiken), Technologierisiken sowie Kreditausfallrisiken. Die Absicherung kann beispielsweise durch staatlich abgesicherte Finanzderivate (wie z.B. Optionen oder Contracts for Difference (CfD)⁶²), staatlich koordinierte Ausfallversicherungen oder Kreditgarantien erfolgen. Es handelt sich dabei um Versicherungsmechanismen zur Entwicklung neuer Technologien, nicht um breitgestreute Subventionen – im ökonomischen Erwartungswert erfolgt keine Transferzahlung, sondern eine Risikoverlagerung zur Verbesserung der Investitionsbedingungen.

- **Forschungs- und Bildungsförderung:** Die Energiewende braucht in der Umsetzung sowohl ausreichende technische als auch personelle Kapazitäten. Gerade weil Deutschland bei erneuerbaren Ressourcen einen Wettbewerbsnachteil hat, müssen diese Defizite über Innovation und Technologieführerschaft kompensiert werden. Das betrifft sowohl den Infrastrukturaus- und Umbau in Deutschland als auch die Entwicklung von neuen Klimaschutztechnologien, die künftig international zur Emissionsminderung beitragen können. Forschung und Bildung sind daher nicht nur zur „Bedarfsdeckung“ zu fördern, sondern als wichtiges strategisches Investment der Volkswirtschaft. Im Einzelnen:
 - **Qualifizierung:** Stärkung der Attraktivität von für die Energiewende relevanten beruflichen und akademischen Qualifizierungsangeboten, um den Bedarf an Fachkräften entlang der gesamten Wertschöpfungskette zu decken.
 - **Forschung:** Fokussierung öffentlicher Mittel auf technologieoffene Vorhaben entlang der gesamten Wertschöpfungskette von klimaneutralen Energieträgern und Defossilisierungsoptionen, insbesondere dort, wo Marktakteure zurückhaltend agieren. Zudem ist eine aktive Beteiligung an internationalen Forschungsk Kooperationen essenziell, um Zugang zu globalen Innovationsnetzwerken zu erhalten und sicherzustellen, dass Deutschland bei zukünftigen potenziellen Megatrends nicht den Anschluss verliert.
 - **Förderung erstmaliger Industrieskalierung:** Unterstützung von Pilotprojekten und Projekten zur ersten industriellen Skalierung, um neue Technologien unter realen Bedingungen zu erproben und Skalierung zu ermöglichen (z.B. via Investitionszuschüssen). Förderungen in diesen frühen Marktphasen sollten jedoch stets unter dem

⁶² CfDs sollten mit einem Strike Price (Zielpreis) auf Höhe des Marktpreisniveaus ausgestaltet werden, um die Preisunsicherheit abzusichern, aber eine Subvention von Kosten unterhalb des Marktpreisniveaus zu vermeiden.

Vorbehalt erfolgen, dass die gewonnenen Erkenntnisse branchenweit zur Verfügung gestellt werden und nicht als Wettbewerbshemmnis für andere Akteure wirken.

- **Unerwünschte Verteilungseffekte adressieren:** Damit das zentrale Cap-and-Trade-System seine volle Wirkung entfalten kann, ohne unerwünschte wirtschaftliche oder gesellschaftliche Nebenwirkungen zu verursachen, sind absehbar gezielte Flankierungsmaßnahmen erforderlich:
 - Ein Cap-and-Trade-System kann bei steigenden (und sektorübergreifend einheitlichen) Preisen für Treibhausgasemissionen dazu führen, dass energieintensive Unternehmen an Wettbewerbsfähigkeit verlieren und ihre Produktion ins Ausland verlagern. Dieses sogenannte Carbon Leakage droht insbesondere dann, wenn Unternehmen in anderen Ländern geringeren oder keinen Kostenbelastungen für ihre Treibhausgasemissionen ausgesetzt sind. Die Folge wäre ein Rückgang heimischer Wertschöpfung, ohne dass die globalen Emissionen tatsächlich sinken. Um dies zu verhindern, wird ein systematisches Monitoring eingeführt: Sollte sich ein entsprechender Trend zeigen, können gezielte Grenzausgleichsmaßnahmen eingesetzt werden – orientiert an bestehenden Instrumenten wie dem Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) der Europäischen Union. Bei wirksamer globaler Verankerung von Klimazielen – etwa im Rahmen der G20 – kann ein Grenzausgleichsmechanismus perspektivisch entbehrlich werden, da in diesem Fall auch im Ausland für Unternehmen Kosten für den Ausstoß von Treibhausgasen anfallen würden – etwa durch vergleichbare Cap-and-Trade-Systeme oder andere Bepreisungsmechanismen.
 - Zudem ist ein Mechanismus zur Rückverteilung möglicher Einnahmen aus dem Emissionshandel einzurichten. Dieser sollte primär dazu genutzt werden, unerwünschte Verteilungseffekte – insbesondere sozialer Natur – zu korrigieren und die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende zu stärken. Relevant ist dies insbesondere für (einkommensschwache) private Haushalte, bei denen hohe Zusatzkosten durch Emissionspreise entstehen können. Die Rückverteilung sollte pauschal erfolgen (z. B. über direkte Transfers) oder über steuerliche Entlastungen (z. B. bei Einkommen- oder Körperschaftsteuer).

Im nachfolgenden Abschnitt stellen wir anhand unseres modellbasierten Analyserahmens dar, welche Kostensenkungspotenziale durch die Umsetzung von Teilen des „Plan B“-Konzeptes realisiert werden könnten. In Kapitel 5.5 konkretisieren wir dann, wie sich ausgehend von dem aktuell geltenden politischen und regulatorischen Rahmen durch gezielte Anpassungen dem Zielkonzept angenähert werden kann.

4.2 Durch die Umsetzung des „Plan B“-Konzeptes können signifikante Kosten eingespart werden

Wir haben in Kapitel 2 einen Analyserahmen genutzt, um die Kostenbelastung der Energiewende im Status Quo abzuschätzen. In diesem Unterkapitel nutzen wir den gleichen Analyserahmen um abzuschätzen, inwiefern eine Energiewende gemäß des vorgestellten „neu gedachten“ Zielkonzepts hier zu Einsparungen führen kann.

Dabei sind jedoch die prinzipiellen Einschränkungen der Aussagekraft der quantitativen Ergebnisse zu beachten, auf die wir zunächst hinweisen. Im Anschluss zeigen wir die Ergebnisse der Analyse und gehen auf die drei zentralen Hebel ein, durch die der „Plan B“ zu Kosteneinsparungen führt.

Modellierte Kosteneinsparungen gelten für exemplarische Rahmenbedingungen, die sich in einer unsicheren Zukunft dynamisch entwickeln

In den nachfolgenden Abschnitten schätzen wir mithilfe modellbasierter Analysen, welche Einsparpotenziale die Umsetzung des „Plan B“-Konzeptes für die deutsche Energiewende mit sich bringen könnte. Dabei ist eine Herausforderung, dass die aktuelle Umsetzung der Energiewende einem „Masterplan“ folgt, während es Kern des vorgestellten „Plan B“ ist, gemäß der definierten Grundsätze der Unsicherheit über zukünftige Entwicklungen durch einen flexiblen Rahmen Rechnung zu tragen. Zudem ist ein zentraler Bestandteil des „Plan B“ das Setzen auf Innovation, unternehmerische Initiative und Wettbewerb – so dass die genauen technologischen Lösungen für das Erreichen der Energiewende somit nicht vorhersehbar sind. Außerdem soll das neue Konzept explizit neue Wachstumsimpulse setzen. Daher sind auch zentrale Rahmenparameter wie z.B. der Energiebedarf nicht planbar, sondern nur in ungefähren Größenordnungen abschätzbar. Wenn Deutschland beispielsweise sich als einen attraktiven KI-Standort etablieren würde, wären die Anforderungen an die Energieversorgung andere, als wenn primär auf klassische Industriesektoren gesetzt würde. Damit lassen sich Einsparpotenziale jedoch nur auf Basis von sehr restriktiven, exemplarischen Annahmen über die zukünftigen Entwicklungen quantifizieren.

Andererseits soll der Nachweis erbracht werden, dass die Vorschläge auch einen erheblichen Beitrag zur Kostensenkung leisten können. Wir haben daher modelliert, welche Einsparungen sich durch „Plan B“ ergeben, selbst wenn sich die Rahmenbedingungen ähnlich entwickeln, wie es in der aktuellen Planung der Energiewende erwartet wird.

Für die Modellierung haben wir daher über alle Szenarien hinweg eine einheitliche Endenergienachfrage unterstellt, die der Nachfrage aus dem BMWK-Langfristszenario O-45 Strom entspricht. Das bedeutet, dass sowohl im Status Quo als auch im „Plan B“ der gleiche Endenergieverbrauch antizipiert wird. Kosteneinsparungen im „Plan B“ ergeben sich somit ausschließlich über eine effizientere Bereitstellung der Endenergie, nicht über eine Veränderung der Verbrauchsstruktur oder einen „fuel switch“. Das heißt, dieser weitere Freiheitsgrad mit potenziell großen Einsparungen wird in unserem Szenario noch nicht betrachtet. Insofern

unterschätzen die Ergebnisse die Einsparpotentiale vermutlich noch deutlich. Die Ergebnisse werden überwiegend als Spannbreiten dargestellt, die unterschiedliche Annahmen zu technologischen Lernkurven abbilden – von optimistischen bis zu abgeflachten Entwicklungen.

Entsprechend der Limitierungen und zukünftigen Unsicherheiten sind alle nachfolgend vorgestellten Ergebnisse als exemplarische Schätzungen auf Basis bestimmter Annahmen zu verstehen. Es ist ausdrücklich nicht Ziel des „Plan B“, ein bestimmtes Technologieszenario anzustreben oder zu implizieren, dass der in den nachfolgenden Analysen gezeigte Technologiemarkt der optimale wäre. Diese exemplarischen Ergebnisse basieren auf dem aktuellen Wissensstand und diversen Parametern, die zukünftig mit hoher Wahrscheinlichkeit anders ausfallen werden.

Durch diese Orientierung an ähnlichen Rahmenbedingungen wie im Status Quo – um bereits im direkten Vergleich Einsparpotenziale zu zeigen – bleiben aber viele weitere potenzielle Vorteile des „Plan B“-Konzeptes in den nachfolgenden Analysen generell noch unberücksichtigt. Diese umfassen unter anderem:

- **Effizienzgewinne durch einen deutlich veränderten Endenergieträgermix** – Ein Ansatz des neuen Konzepts ist es, die Weiternutzung der vorhandenen Infrastruktur, wie der Gasnetze, als Lösungsoption einzubeziehen. Hieraus ergeben sich entsprechend auch Optionen für Endnutzer, ihre Endanwendungen mit den angebotenen Energieträgern weiter zu betreiben und hierüber Einsparungen vorzunehmen. Nachfrageseitige Kostensenkungspotenziale bestehen beispielsweise durch die Nachrüstung bestehender Erdgasanwendungen in der Industrie mit CCS anstelle einer Umstellung auf Wasserstoff oder einer vollständigen Elektrifizierung. Derartige Vorteile werden in den nachfolgenden Analysen noch nicht berücksichtigt. Es wird vielmehr derselbe Endenergiemarkt unterstellt wie in der aktuellen Planung der Energiewende im Status Quo.
- **Zukünftige Technologien** – Die Förderung von Innovation und ein hoher Stellenwert von marktwirtschaftlichem Technologiewettbewerb zeichnen den „Plan B“ aus. Daher ist davon auszugehen, dass zukünftig auch neue Technologieoptionen entwickelt werden. Diese heute nicht absehbaren Entwicklungen sind offensichtlich nicht quantifizierbar. Es ist jedoch absehbar, dass der deutlich innovationsfreundlichere Rahmen des neuen gegenüber dem aktuellen dirigistischen Ansatz in diesem Bereich signifikante zusätzliche Potentiale realisieren kann. Ferner sind weitere Kostensenkungen möglich, beispielsweise im Rahmen der Sektorkopplung: So könnte etwa die Erzeugung von Prozesswärme bei höheren Temperaturniveaus durch eine Mischung aus PV/Wind-Überschussstrom und Wasserstoff kostengünstig und systemdienlich defossilisiert werden.⁶³
- **Aufhalten der De-Industrialisierung** – Eines der zentralen Anliegen des „Plan B“-Konzeptes ist die Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschland. Entsprechend des Grundsatzes „Energiewende kann nur aus einer Position der wirtschaftlichen Stärke heraus gelingen“ ist der Erhalt und der Ausbau von industrieller Wertschöpfung in

⁶³ Siehe z.B. ZINQ und Fraunhofer UMSICHT (2025).

Deutschland ein klares Ziel. Damit werden jedoch auch absehbar zusätzliche Energiebedarfe entstehen, die wiederum Rückwirkungen auf die Kosten der Energiewende mit sich bringen. Auch derartige Effekte bleiben in diesem Modellierungsansatz unberücksichtigt.

- **Bürokratie und andere indirekte Energiekosteneffekte** – Auch jegliche positiven Effekte auf weitere Energiewendekosten, z.B. durch Bürokratieabbau sind in den nachfolgenden Analysen nicht enthalten.

Die tatsächlichen gesamtwirtschaftlichen Vorteile werden voraussichtlich somit noch deutlich über den nachfolgenden Schätzungen liegen. Gleichzeitig sind derartige Effekte aber auch noch nicht in den gezeigten exemplarischen Technologiemixen enthalten, so dass auch diese nur als Vergleich zu den Analysen in Kapitel 2 dienen und nicht den Anspruch haben, eine Vorhersage der Zukunft darzustellen.

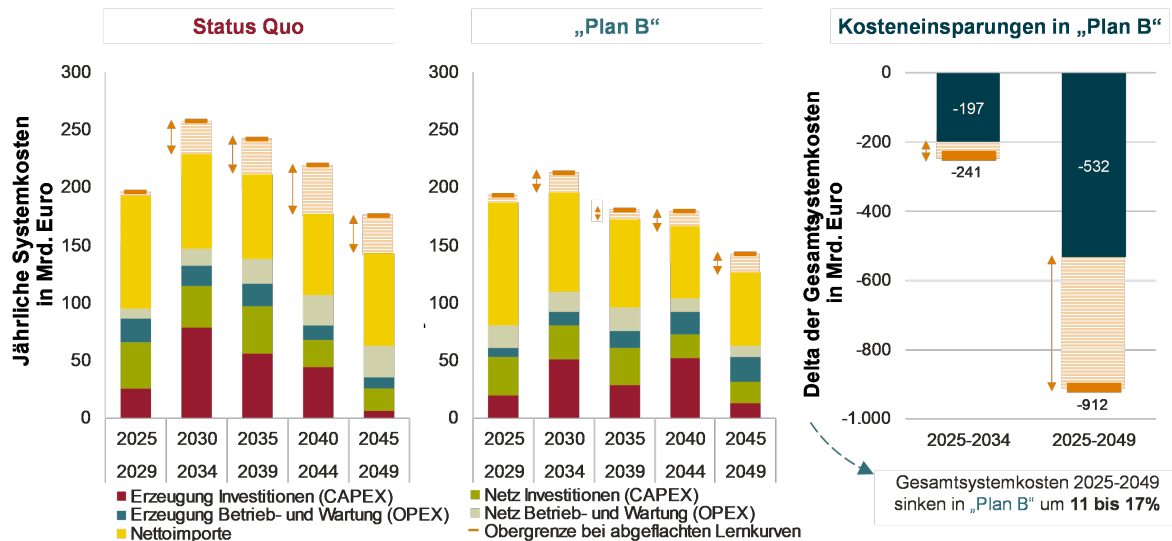
Trotz einschränkender Annahmen zeigt unsere Modellanalyse erhebliches Einsparpotenzial durch „Plan B“

Diese wichtigen Einschränkungen vorausgeschickt, kann selbst der restriktiv gewählte Modellansatz zeigen, dass durch die Umsetzung wesentlicher Maßnahmen des neuen Ansatzes die Energiewende effektiver und kostengünstiger erreicht werden könnte.

In Summe können allein durch eine effizientere Neuausrichtung der Energiewende – bei identischen Gesamtemissionen in Deutschland - bis zum Jahr 2050 die Gesamtsystemkosten der Energiewende um mindestens 530 bis 910 Mrd. € gegenüber einer Fortführung des Status Quo gesenkt werden.⁶⁴ Das entspricht einer relativen Kosteneinsparung von 11 bis 17% (siehe rechte Grafik in Abbildung 25).

⁶⁴ Die hier betrachteten Energiesystemkosten umfassen Neuinvestitionen in Erzeugungskapazitäten (CAPEX), laufende Betriebskosten (OPEX), Netzinfrastrukturkosten (CAPEX & OPEX) sowie Energieimporte. Notwendige nachfrageseitige Investitionen in den Sektoren Gebäude, Verkehr und Industrie werden nicht berücksichtigt.

Abbildung 25 Reduktion der Systemkosten durch „Plan B“ bis 2050



Quelle: Frontier Economics.

Quelle: Die hier betrachteten Energiesystemkosten umfassen Neuinvestitionen in Erzeugungskapazitäten (CAPEX), laufende Betriebskosten (OPEX), Netzinfrastrukturkosten (CAPEX & OPEX) sowie Energieimporte. Notwendige nachfrageseitige Investitionen in den Sektoren Gebäude, Verkehr und Industrie werden nicht berücksichtigt.

Wesentliche Treiber dieser Systemkosteneinsparungen sind zum einen die Nutzung kostengünstigerer Kombinationen von Erzeugungs-, Speicher- und Transport- bzw. Verteilungstechnologien als Konsequenz der Schaffung von Wettbewerb zwischen den Technologieoptionen (siehe nachfolgend „Hebel 1“), zum anderen die Umstellung auf einen sektorübergreifenden Emissionsbudgetansatz („Hebel 2“).

Zu beachten ist, dass die ermittelten Einsparpotenziale sich nur auf Kostensenkungen im reinen Energiesystem beziehen (d.h. dass geringere Gesamtkosten für die heimische Erzeugung, den Transport, die Speicherung und den Import von Energie entstehen). In der Realität werden die Kostensenkungspotenziale aufgrund der oben genannten Einsparungen bei den Endanwendungen – welche in unserer Modellierung nicht erfasst sind – voraussichtlich noch deutlich höher ausfallen.

Neben der Möglichkeit einer effizienteren Technologiewahl ist ein weiterer Bestandteil des „Plan B“ die internationale Verzahnung von Klimaschutzbemühungen – um z.B. durch (implizite oder explizite) internationale Kooperation bei gleichem Investitionsaufwand mehr globalen Klimaschutz zu erreichen. Diese internationale Verzahnung kann dazu führen, dass Deutschland letztlich ein größeres Emissionsbudget zur Verfügung steht, als es die aktuelle Planung vorsieht. Hierdurch ließen sich weitere Kosteneinsparungen erzielen: So würde eine Ausweitung des deutschen Budgets um eine Menge, die einer Verschiebung des Netto-Null Zieles um zwei Jahre entspräche, weitere 80-220 Mrd. € einsparen – mit entsprechendem Skalierungspotenzial (siehe nachfolgend „Hebel 3“).

Insgesamt ergeben sich durch den „Plan B“ – je nach Ausmaß der internationalen Kooperation - Einsparmöglichkeiten von potenziell weit über einer Billion € bis 2050. Da

der „Plan B“ in vielen Bereichen Änderungen gegenüber dem Status Quo vorsieht, ergeben sich entsprechend auch umfassende Änderungen in der Energiewirtschaft. Um mögliche Effekte trennschärfer analysieren zu können, differenzieren wir die Analyse der Kosteneinsparungen im Folgenden entlang drei großer Hebel:

- Hebel 1– Schaffung gleicher Wettbewerbsbedingungen (Level Playing Field) für alle emissionsarmen Technologien
- Hebel 2 – Neuausrichtung der Klimapolitik an einem sektorübergreifenden Emissionsbudgetansatz mit Aufhebung der jahresscharfen Klimaziele
- Hebel 3 – Weitere Einsparpotentiale durch effektivere Ziele in einem international koordinierten Klimaschutzziel

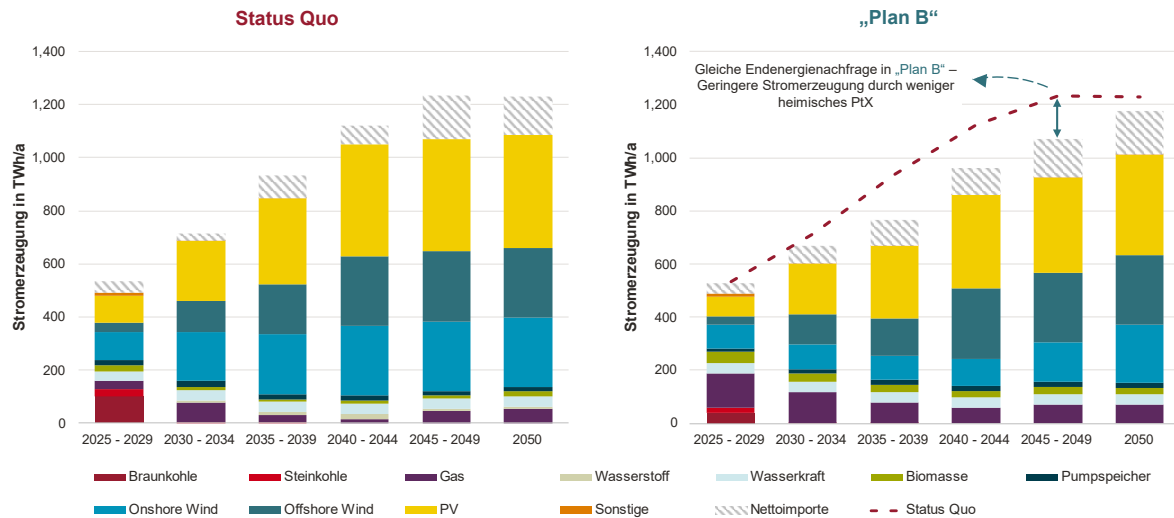
Hebel 1 – Schaffung gleicher Wettbewerbsbedingungen (Level Playing Field) für alle emissionsarmen Technologien:

Ein zentraler Hebel für die Kostensenkungen ist die Aufhebung politischer Vorgaben für die Wahl der zu nutzenden Technologien. Im Sinne einer möglichst technologieutralen und wettbewerbsorientierten Regulierung öffnet „Plan B“ den Lösungsraum für alle zur Verfügung stehenden emissionsarmen Technologieoptionen – unter dem Dach eines übergreifenden Cap-and-Trade Systems. Feste Vorgaben für den Ausbau von Windkraft (Onshore und Offshore) sowie PV werden aufgehoben. Der Zubau an Stromerzeugungskapazitäten erfolgt durch einen freien Wettbewerb aller Technologien am Markt. Unter Berücksichtigung der verfügbaren Potenziale wird eine stärkere Nutzung von Biomasse und von nicht auf erneuerbaren Energien basierenden emissionsarmen Technologien wie blauem Wasserstoff und CCS zugelassen. Abbildung 26 stellt die modellierte Stromerzeugungsstruktur im Energiewende-Status Quo dem Stromerzeugungsmix in „Plan B“ gegenüber.

Durch den technologieutralen, wettbewerbsblichen Regulierungsansatz können erhebliche Kosteneinsparungen realisiert werden, z.B. durch die Fokussierung auf möglichst günstige EE-Erzeugungsoptionen im Inland und eine mittelfristig höhere Auslastung der zur Absicherung vor Dunkelflauten ohnehin nötigen Kapazitäten. Im „Plan B“ erfolgt der Kohleausstieg (marktgetrieben) früher, dafür wird Gas stärker genutzt. Durch den Ersatz von (teurer) einheimischer Produktion von Wasserstoff (und dessen Derivaten) durch blauen Wasserstoff und Importe⁶⁵ fällt im „Plan B“-Szenario der gesamte Stromverbrauch trotz eines angenommenen gleich hohen Endenergieverbrauchs (s.o.) niedriger aus. Auch beim Netzausbau wird der Fokus auf Kosteneffizienz gestärkt, u.a. indem der Erdkabelvorrang im Übertragungsnetzausbau aufgehoben wird. Die Stromnetzkosten werden zusätzlich weiter durch den insgesamt kosteneffizienteren Ausbau der EE-Erzeugungskapazitäten gesenkt.

⁶⁵ Importe hauptsächlich aus Regionen mit vorteilhaften Standorten für Erneuerbare Energien, z. B. Großbritannien, und für die Produktion von blauem Wasserstoff.

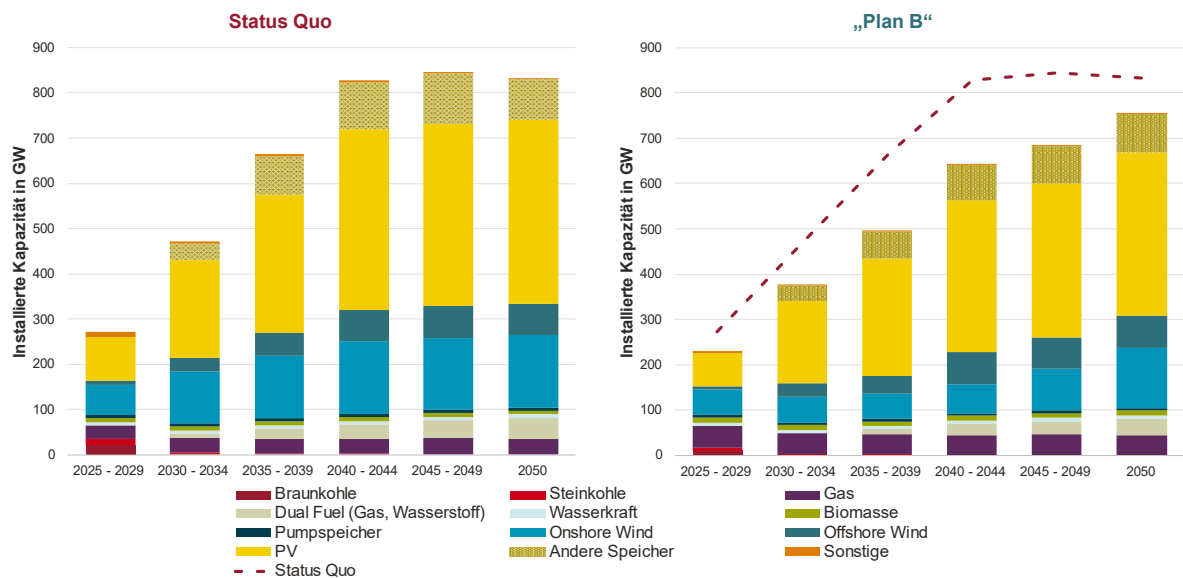
Abbildung 26 Modellierte jährliche Stromerzeugung in Deutschland



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Stromerzeugungsmix für Szenarien mit optimistischen Lernkurven. Exemplarische Schätzungen auf Basis bestimmter Annahmen und Parameter, die zukünftig mit hoher Wahrscheinlichkeit anders ausfallen werden. „Plan B“ strebt kein bestimmtes Technologieszenario an.

Abbildung 27 Installierte Kapazität zur Stromerzeugung in Deutschland



Quelle: Frontier Economics

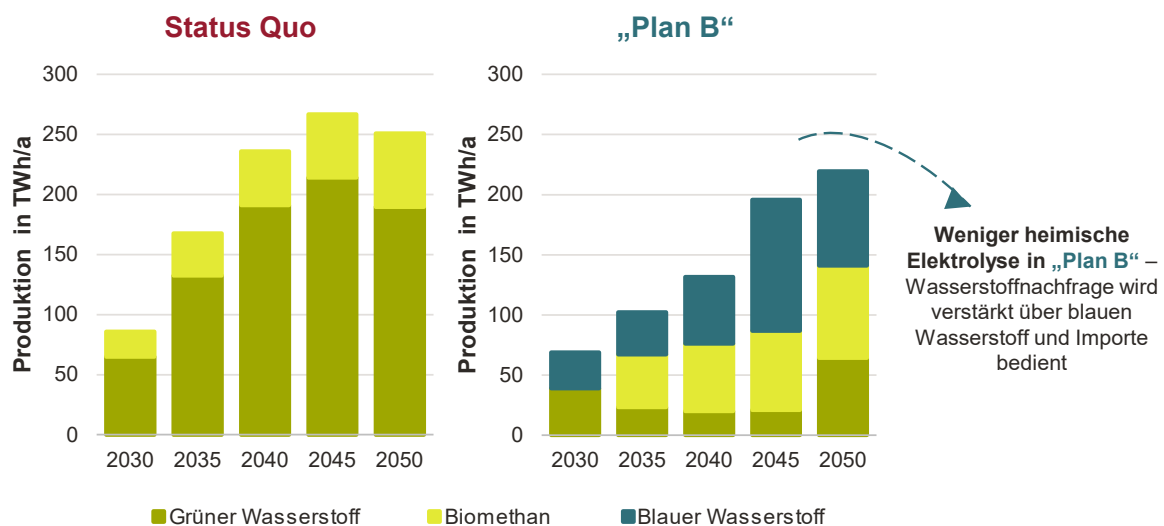
Hinweis: Stromerzeugungsmix für Szenarien mit optimistischen Lernkurven. Exemplarische Schätzungen auf Basis bestimmter Annahmen und Parameter, die zukünftig mit hoher Wahrscheinlichkeit anders ausfallen werden. „Plan B“ strebt kein bestimmtes Technologieszenario an.

Entsprechend können Investitionen in Kapazitäten zeitlich flexibler und geringer ausfallen, letzteres insbesondere im Bereich Windkraft und Aufdach-PV. Dennoch: Da der „Plan B“-Modellierung die gleiche exogene Endenergienachfrage zugrunde liegt, müssen weiterhin große

Strommengen bereitgestellt werden. Dies erfordert ebenfalls einen erheblichen Ausbau der Stromerzeugung, wenngleich weniger stark als im Status Quo (siehe Abbildung 27). Wie eingangs erwähnt, würde es in „Plan B“ absehbar zu weiteren Einsparungen durch einen (vermiedenen) Fuel-Switch auf Endanwendungsebene kommen.

Ein wichtiger Treiber für Kostensenkungen ist der Ersatz der Errichtung von erneuerbaren Kapazitäten für eine einheimische Wasserstoff-Produktion durch günstigere Importe. Es werden also die technischen Vorteile der leichteren Transportier- und Speicherbarkeit von Gas/Wasserstoff zur Kostensenkung genutzt, indem auf günstigere Erneuerbaren-Standorte zurückgegriffen wird. Zusätzlich wird die Produktion von „grünem“ Wasserstoff durch einheimisch produzierten blauen Wasserstoff aus Methan mittels CCS ersetzt (siehe Abbildung 28).

Abbildung 28 Produktion klimafreundlicher Gase in Deutschland



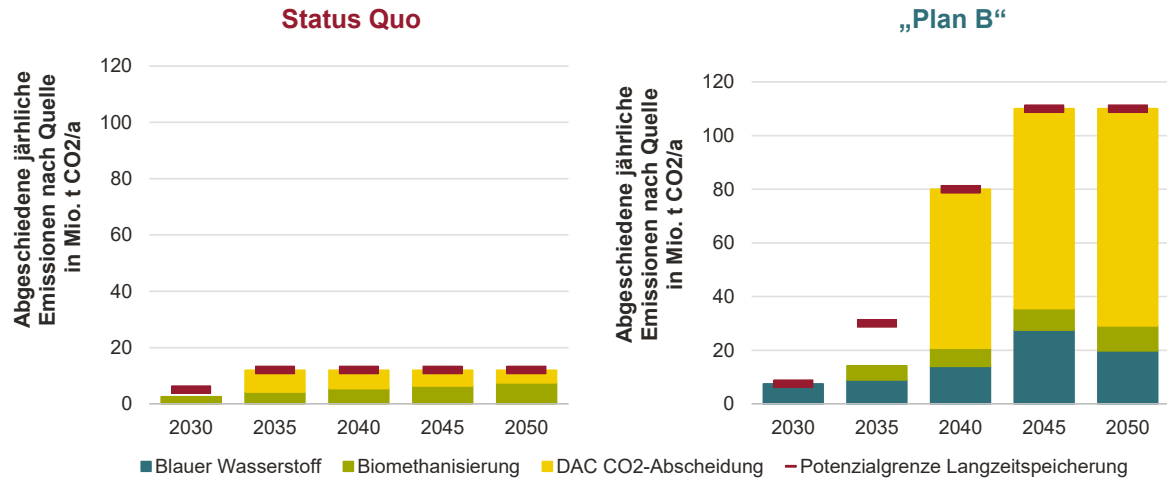
Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Ergebnisse für Szenarien mit optimistischen Lernkurven.

Entsprechend gewinnt CCS als Technologie zur Klimazielerreichung deutlich an Bedeutung, wie der Vergleich der Mengen in Abbildung 29 zeigt. In der „Plan B“-Modellierung werden die Potenzialgrenzen der Langzeitspeicherung von CO₂ voll ausgeschöpft. Zwar kommt auch im Energiewende-Status Quo CCS zum Einsatz, jedoch nur in vergleichsweise geringem Umfang (da dort CCS fast ausschließlich für schwer vermeidbare Emissionen vorgesehen ist). Die Modellierung von „Plan B“ zeigt, wie sich eine Ausweitung der Potenzialgrenzen auswirken würde.⁶⁶ Hier werden deutlich mehr Emissionen abgeschieden und gespeichert, u.a. durch den frühzeitigen Einsatz von blauem Wasserstoff (ab 2030) und eine breitere Anwendung von CO₂-Abscheidung.

⁶⁶ Zum Vergleich: Das technisch mögliche CO₂-Abscheidungspotenzial in Deutschland wird auf rund 360 Mio. t pro Jahr geschätzt (McKinsey, 2024), während das geologisch verfügbare Speicherpotenzial in Deutschland bei etwa 20 Mrd. t CO₂ liegt (Luderer, Kost, & Sörgel, 2021). Eine ausschließliche Speicherung in Deutschland ist jedoch nicht erforderlich – internationale Projekte eröffnen zusätzliche Optionen.

Abbildung 29 Emissionsabscheidung und Speicherung in Deutschland



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Ergebnisse für Szenarien mit optimistischen Lernkurven.

Exkurs: Mögliche Rolle von Kernkraft in der deutschen Energiewende

Der Ausstieg aus der Kernenergie wurde in Deutschland 2023 mit der Abschaltung der letzten drei Kernkraftwerke vollzogen und wird weiterhin kontrovers diskutiert. Im Rahmen eines technologieutralen Politikrahmens, wie ihn der „Plan B“-Ansatz vorsieht, könnte Kernenergie aus inländischer Produktion zukünftig wieder Teil des Stromerzeugungsmixes in Deutschland werden – vorausgesetzt, es finden sich Investoren und Betreiber. Jedoch ist Kernkraft aktuell nicht Teil der Modellierung des „Plan B“-Szenarios:

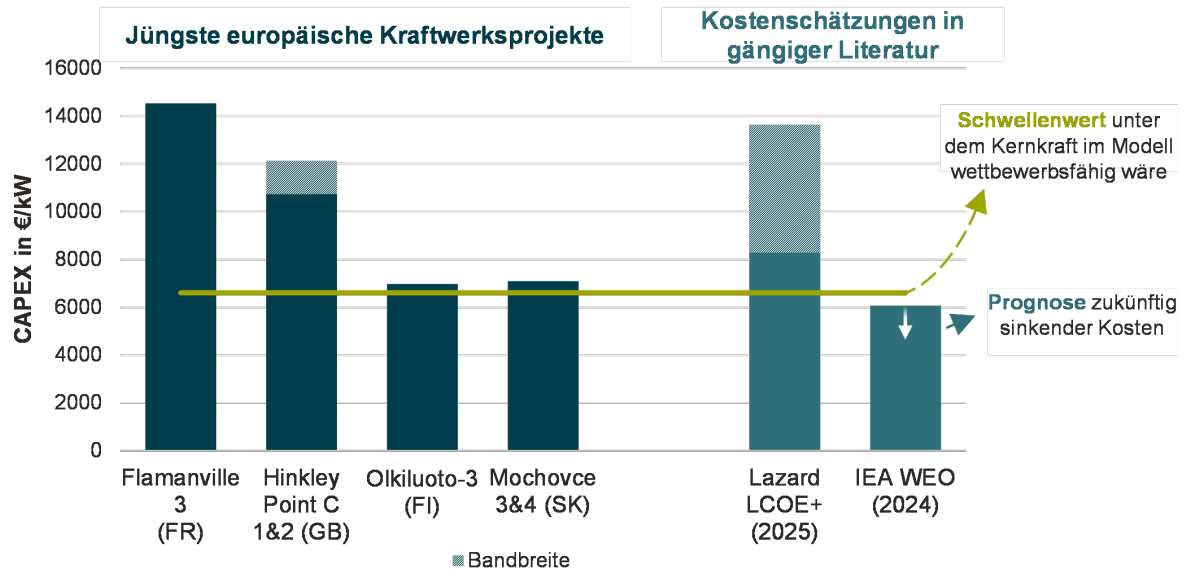
- Der Bau von neuen Kernkraftwerken beansprucht **lange Vorlaufzeiten**. Die reine Bauzeit beträgt bei den meisten Projekten mehr als 10 Jahre.⁶⁷ Hinzu kommen Planungs- und Genehmigungsphasen. Vor diesem Hintergrund erscheint eine Inbetriebnahme neuer Kraftwerke in Deutschland deutlich vor 2045 nicht realisierbar. Diese werden daher keine zentrale Rolle bei der Erreichung der deutschen Klimaziele spielen können.
- Die tatsächlichen **Kosten der Kernkraft sind unsicher** und ein wiederkehrendes Thema in der energiepolitischen Debatte. Entsprechend gibt es eine breite Bandbreite an Kostenschätzungen: Die jüngsten Kraftwerksprojekte in der EU und in Großbritannien weisen Investitionskosten von 7.000 - 16.000 €/kW auf. Die IEA gibt für Kernkraftwerke in der EU-Kosten von etwas über 6.000 €/kW⁶⁸ an und geht davon aus, dass diese langfristig sinken. Investitionskosten von unter 6.000 €/kW lassen sich mit individuellen Einzelprojekten in einzelnen Ländern nur schwer erreichen, dazu bedarf es einer „Serienfertigung“ auf Basis eines standardisierten technischen Designs (wie aktuell z.B. in Südkorea/China).

Unter Berücksichtigung der notwendigen Vorlaufzeiten haben wir die Wettbewerbsfähigkeit von Kernkraft im Modell ab dem Jahr 2045 als Option getestet. Im „Plan B“-Szenario wäre die Stromerzeugung aus Kernkraft unter den für die Modellierung getätigten Annahmen ab einem Schwellenwert der Investitionskosten von etwa 6.600 €/kW wettbewerbsfähig – wobei der genaue Umfang der wettbewerbsfähigen Kapazität davon abhängt, inwieweit diese Kostenschwelle unterschritten werden kann. Die Kostenschätzungen jüngster Projekte in der EU und Großbritannien liegen durchweg oberhalb des genannten Schwellenwerts, zukünftige Kostenprognosen und Kosten serieller Projekte außerhalb Europas eher darunter.

⁶⁷ Bauzeiten von deutlich unter zehn Jahren wurden nur von chinesischen Unternehmen in China und Pakistan erreicht. Für die neuesten Kernkraftwerke in Europa lag/liegt die Bauzeit bei über 15 Jahren. Siehe Schneider and Frogatt (2024).

⁶⁸ Siehe IEA (2024), Annex B.4.

Übersicht zu Investitionskosten für Kernkraftwerke



Quelle: Frontier Economics basierend auf veröffentlichten Kostenschätzungen

Der ermittelte Schwellenwert ist jedoch spezifisch für das hier exemplarisch modellierte Szenario und wird bei anderen Rahmenbedingungen vermutlich anders ausfallen.⁶⁹ Ob Kernenergie aus rein ökonomischer Sicht ein wettbewerbsfähiger Teil des zukünftigen Stromerzeugungsmixes werden könnte, hängt damit entscheidend von der technologischen und kommerziellen Entwicklung – etwa im Bereich kleiner modularer Reaktoren (SMR), serieller Kraftwerksfertigung, etc. – und den damit verbundenen Kostendegressionen ab, welche mit erheblichen Unsicherheiten verbunden sind.

Vor dem Hintergrund solcher Unsicherheiten legt der „Plan B“-Ansatz bewusst **kein starres Zielbild für einen zukünftigen Technologiemix** fest. Stattdessen schafft er einen ordnungspolitischen Rahmen, in dem sich marktbasiert effiziente Lösungen ergeben.

Ein wichtiges Element des „Plan B“-Ansatzes ist allerdings Forschung und Qualifizierung (siehe Säule 4 in Kapitel 4.1). Es bietet sich an, auch bei einer vermutlich eher kleinen Rolle der Kernkraft in der Breite weiterhin in Forschung und Qualifizierung im Bereich Kernenergie zu investieren, um Optionen aufrecht zu erhalten bzw. zu schaffen, damit Deutschland von potenziellen zukünftigen Technologiesprüngen profitieren kann.

⁶⁹ So sieht beispielsweise Fraunhofer ISI (2024) die Wirtschaftlichkeitsschwelle für Investitionskosten von Grundlastkraftwerken bei 9.250 €/kW.

Hebel 2 – Neuausrichtung der Klimapolitik an einem sektorübergreifenden Emissionsbudgetansatz mit Aufhebung der jahresscharfen Klimaziele

Ähnlich wie die Aufhebung der technologischen Vorgaben kann auch die Flexibilisierung des Pfades über die Zeit für signifikante Einsparungen sorgen. In der politischen Diskussion stehen zwar mit Stichjahren verknüpfte Ziele („Klimaneutralität 2045“, „90% Emissionsreduktion in der EU bis 2040“) im Vordergrund, entscheidend ist jedoch die Gesamtmenge der über die Jahre angefallenen Emissionen. Für die Klimawirkung ist somit die Summe der Treibhausgasemissionen über die Zeit relevant, nicht der Zeitpunkt, an dem Neutralität erreicht ist.

„Plan B“ verzichtet daher auf die bestehenden jahresscharfen Emissionsreduktionsziele für die Jahre 2030 und 2040. Gleiches gilt für die Vorgabe, dass Klimaneutralität in Deutschland im Jahr 2045 bzw. im Rest von Europa im Jahr 2050 erreicht werden muss. An die Stelle der jahresscharfen Klimaziele tritt ein sektor- und länderübergreifendes Restemissionsbudget. Das Budget ist jedoch identisch mit der Summe der im Status Quo für die Energiewende über den gesamten Zeitraum anfallenden Emissionen unter dem angenommenen Reduktionspfad. Das verwendete Gesamtbudget an Emissionen beträgt in der Modellierung des Status Quo:

- 6 Mrd. t CO₂ für Deutschland bis zur Erreichung der Klimaneutralität,
- 37 Mrd. t CO₂ für die gesamte EU zur Erreichung der Klimaneutralität.

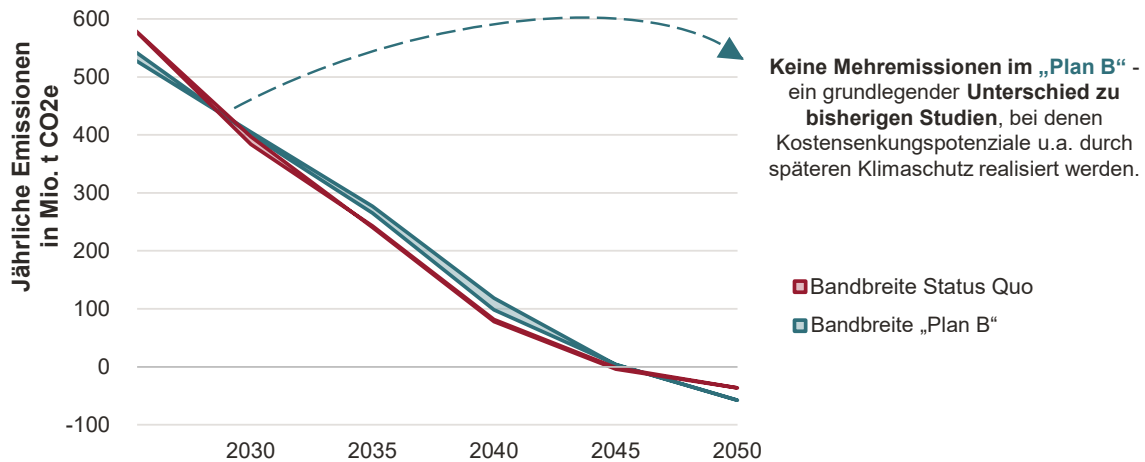
Der Ansatz eines identischen Budgets stellt sicher, dass im modellierten „Plan B“ im Vergleich zu den aktuellen Zielvorgaben für Deutschland und die EU nicht insgesamt mehr CO₂ ausgestoßen wird. Damit wird das gleiche Klimaschutzniveau wie im Energiewende Status Quo gewährleistet (siehe Abbildung 30). Lediglich der Zeitpunkt der tatsächlich anfallenden Emissionen kann freier gestaltet werden.

Letztlich ist es sogar so, dass die alleinige Ausrichtung auf ein festes Zieljahr zur Erreichung der Klimaneutralität, z.B. das Jahr 2045 in Deutschland, ohne Blick auf das Gesamtbudget in Summe je nach Pfad zu unterschiedlichen Gesamtemissionen führen kann. Wenn beispielsweise Emissionsminderungen – bei gleichem Zieljahr für Klimaneutralität – aus Kostengründen erst sehr spät durchgeführt werden, fallen insgesamt mehr Emissionen an.⁷⁰

Der Budgetansatz ermöglicht den Emittenten einen hohen Grad an Flexibilität bei der Frage, zu welchen genauen Zeitpunkten Investitionen in Emissionsminderungen getätigt werden. Dadurch werden die Gesamtkosten der Energiewende gesenkt, da erwartete Kostenentwicklungen und Verfügbarkeiten der verschiedenen Technologien sowie anstehende (Re-)Investitionszyklen besser in den Investitionsentscheidungen berücksichtigt werden können.

⁷⁰ Dies ist in verschiedenen Studien der Fall, die Kostensenkungspotenziale bei der Erreichung der Klimaneutralitätsziele für Deutschland und die EU analysieren (z.B. Aurora (2025), BCG/IW/BDI (2025)). Kosten der Dekarbonisierung werden unter anderem dadurch gesenkt, dass Investitionen in Klimaschutz später getätigt werden, was de facto eine Ausweitung des Emissionsbudgets bedeutet.

Abbildung 30 Jährliche Treibhausgasemissionen in Deutschland



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Dargestellte jährliche Emissionen beinhalten exogene Annahmen zu LULUCF und Abfallwirtschaft aus den BMWK Langfristszenarien (Fraunhofer ISI, 2025). Diese machen insgesamt nur einen kleinen Teil der Gesamtemissionen aus (-21 Mio. t CO₂e in 2030; -37 Mio. t CO₂e in 2045) und sind über alle gerechneten Szenarien konstant. Bandbreiten zeigen Szenarien mit optimistischen und abgeflachten Lernkurven.

In dem in Abbildung 30 dargestellten Ergebnis eines exemplarischen Modelllaufs führt dies dazu, dass der Emissionspfad zunächst geringer ausfällt als im Status Quo-Szenario, es jedoch in den späteren Jahren (2035-2045) zu temporär höheren Emissionsmengen kommt. In Summe können hiermit bei gleichen Gesamtemissionen die Systemkosten gesenkt werden (z.B. durch einen schnellen Ausstieg aus der Kohleverstromung⁷¹, die Nutzung von mehr Gas in der Übergangsphase und einen etwas zeitlich versetzten EE-Hochlauf).

Die exemplarische Modellierung zeigt, dass allein durch eine effizientere Neuausrichtung der Energiewende gemäß „Hebel 1“ und „Hebel 2“ – bei gleicher Gesamtmenge der Treibhausgasemissionen in Deutschland - bis zum Jahr 2050 die Gesamtsystemkosten der Energiewende um mindestens 530 bis 910 Mrd. € bzw. 11 bis 17% gegenüber einer Fortführung des Status Quo reduziert werden (siehe rechte Grafik in Abbildung 25 und entsprechende Erläuterungen).

Hebel 3 – Nutzung internationaler Koordinationsmöglichkeiten als zusätzlicher Hebel zur Kostensenkung

In den bisherigen Modellierungen wurden zur Sicherstellung der Vergleichbarkeit die Gesamtemissionen bis zur Erreichung der Klimaneutralität konstant gehalten. Ein wichtiger zusätzlicher Bestandteil unseres neuen Ansatzes ist jedoch eine deutlich stärkere internationale Verzahnung von Klimaschutzbemühungen – um andere Länder zu mehr Klimaschutzbemühungen zu motivieren und durch geschickte internationale Kooperation bei gleichem

⁷¹ Denkbar wäre auch die Nutzung von Kohlenstoffabscheidung (Carbon Capture) in Kohlekraftwerken – allerdings gibt es bisher weltweit nur wenige kommerzielle Kohlekraftwerke in Kombination mit CCS und die Technologiereife scheint noch nicht ausreichend hoch für eine Berücksichtigung in der Modellierung.

Investitionsaufwand mehr globalen Klimaschutz zu erreichen (siehe hierzu die Ausführungen und den Exkurs in Kapitel 4.1.).

Diese internationale Verzahnung kann dazu führen, dass Deutschland letztlich ein größeres Emissionsbudget zur Verfügung steht als es die aktuelle Planung vorsieht – aufgrund von zwei Mechanismen:

- Nutzung und Anrechnung internationaler Klimaschutzmaßnahmen.⁷² So kann bereits eine moderate Nutzung kostengünstigerer Maßnahmen zur Emissionsminderung außerhalb Europas eine flexiblere Umsetzung der Klimaziele ermöglichen – und das ohne eine Erhöhung der globalen Gesamtemissionen gegenüber dem Status Quo.
- Nutzung sogenannter „Haltepunkte“ im Reduktionspfad zur Sicherstellung der Wettbewerbsfähigkeit, falls die internationale Peer Group (z. B. G20) beim Klimaschutz nicht im gleichen Tempo voranschreitet.

Hier liegt ein weiterer Hebel für Effizienzsteigerungen. Für die Quantifizierung ergibt sich jedoch die Herausforderung, dass sich die Größe dieser Effekte erst im Rahmen der internationalen Abstimmung ergeben und insbesondere auch von den in anderen Ländern verfolgten Klimaschutzniveaus beeinflusst wird.

Um dennoch eine Abschätzung der Größenordnung zu erlauben, modellieren wir nachfolgend exemplarisch ein Szenario „Plan B + 2 Jahresbudgets“, in dem unterstellt wird, dass Deutschland (und der EU) durch internationale Koordination ein zusätzliches Emissionsbudget zur Verfügung steht, das dem Durchschnitt zweier zusätzlicher zukünftiger Jahresemissionen bis zur Erreichung der Klimaneutralität entspricht. In dem bisherigen Zielpfad (der Energiewende im Status Quo) entspräche diese Budgetausweitung für Deutschland einer Verschiebung der Erreichung von Klimaneutralität um 2 Jahre (2047 statt 2045).

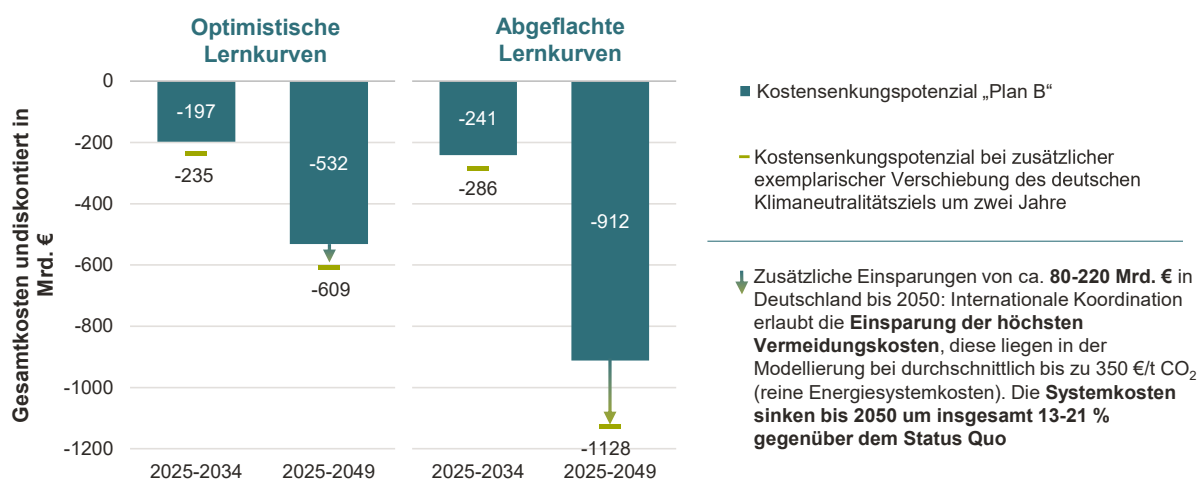
Die Modellierung zeigt: Bereits eine exemplarische Verschiebung des deutschen Netto-Null-Ziels um zwei Jahre kann in Deutschland zu zusätzlichen Kosteneinsparungen von rund 80 bis 220 Mrd. € bis 2050 führen (siehe Abbildung 31).⁷³ Unter der Annahme optimistischer

⁷² Aus ökonomischer Sicht können internationale Zertifikate die Vermeidungskosten deutlich senken, sofern ihre Kosten unter denen heimischer Maßnahmen liegen. Beispielsweise liegen die Vermeidungskosten naturbasierter Maßnahmen wie Aufforstung oder Moorschutz typischerweise bei 20 bis 40 €/t CO₂, während technische Verfahren wie Direct Air Capture (DAC) deutlich teurer sind und perspektivisch bei 300 bis 600 €/t CO₂ liegen – und aktuell sogar weit darüber. In der Praxis sind internationale Offsets jedoch umstritten, insbesondere hinsichtlich ihrer Qualität und Nachhaltigkeit. Ein wirksames Zertifikatesystem muss daher strenge Standards erfüllen.

⁷³ Entsprechend eines modellierten Budgetansatzes entspräche eine Streckung des deutschen Klimaziels um zwei Jahre einer Erweiterung des nationalen Emissionsbudgets um rund 10%. Die zugrunde liegende Dynamik lässt sich fortführen: Bei einer exemplarischen Streckung um sechs Jahre – was einer Budgetausweitung von etwa 30% entspricht – ergäben sich zusätzliche Kosteneinsparungen im Vergleich zu „Plan B“ von rund 150–310 Mrd. €. Die durchschnittlichen Vermeidungskosten der jeweils eingesparten Maßnahmen sinken mit zunehmender Budgetausweitung: Während bei einer Streckung um zwei Jahre Maßnahmen mit durchschnittlich bis zu 300 €/t CO₂ vermieden werden, liegt dieser Wert bei einer Ausweitung um sieben Jahre nur noch bei rund 190 €/t CO₂. Der Grund: Wird das Emissionsbudget leicht ausgeweitet, entfällt zuerst die zuletzt benötigte, teuerste Vermeidungsmaßnahme – die Einsparung je Tonne ist hoch. Mit jeder weiteren Ausweitung streicht man zunehmend günstigere Maßnahmen. Dadurch nimmt die durchschnittliche Kosteneinsparung pro „freigegebener“ Tonne systematisch ab.

technologischer Lernkurven erhöht sich das Gesamteinsparpotenzial damit von rund 530 Mrd. € auf 610 Mrd. €, während es bei abgeflachten Lernkurven von rund 910 Mrd. € auf 1.130 Mrd. € steigt. Diese zusätzlichen Einsparungen ergeben sich aus dem Hebel der internationalen Kooperation, der es erlaubt, die höchsten Vermeidungskosten im deutschen Energiesystem zu umgehen.⁷⁴ Unter Berücksichtigung der rein exemplarisch gewählten Budgetausweitung um 2 Jahresbudgets können die Systemkosten so - bis 2050 um 13 bis 21% gegenüber dem Energiewende-Status Quo-Szenario gesenkt werden.

Abbildung 31 Zusätzliches Kostensenkungspotenzial durch internationale Koordination



Quelle: Frontier Economics.

Quelle: Die hier betrachteten Energiesystemkosten umfassen Neuinvestitionen in Erzeugungskapazitäten (CAPEX), laufende Betriebskosten (OPEX), Netzinfrastrukturkosten (CAPEX & OPEX) sowie Energieimporte. Notwendige nachfrageorientierte Investitionen in den Sektoren Gebäude, Verkehr und Industrie werden nicht berücksichtigt.

4.3 Unternehmen und Verbraucher profitieren von geringeren Energiekostenbelastungen im „Plan B“-Ansatz – auch wenn die Kosten der Energiewende nach wie vor hoch sind

Aus den vorangehend aufgezeigten gesamtwirtschaftlichen Einsparpotentialen, die durch das „Plan B“-Konzept gehoben werden können, würden sich unmittelbar auch Entlastungen für Endkunden ergeben. In diesem Abschnitt fokussieren wir daher abschließend auf die Wirkung

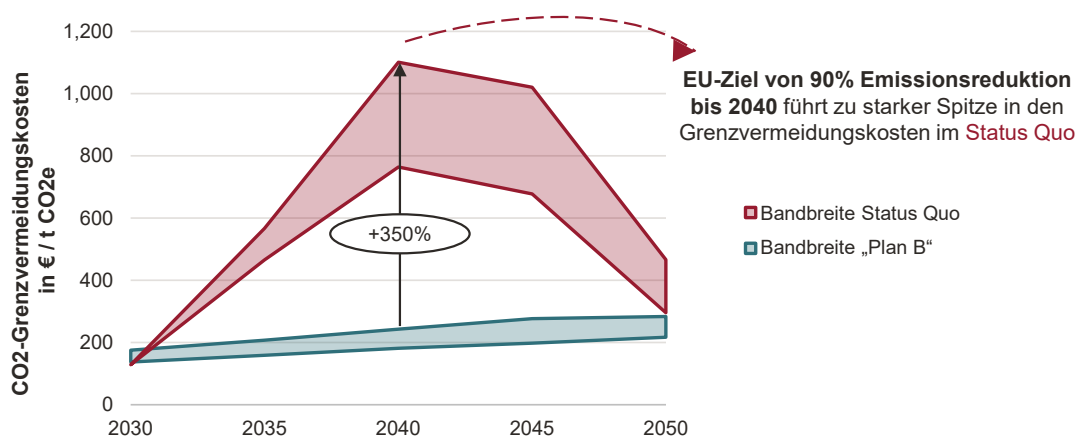
⁷⁴ Bei abgeflachten Lernkurven fallen die Systemkosten insgesamt höher aus, da langsamere technologische Fortschritte und Kostendegressionen angenommen werden. Vor allem der im Status quo vorgegebene EE-Ausbau wird dadurch teurer. Abweichungen von exogenen Vorgaben, wie die hier betrachtete Verschiebung des deutschen Klimaneutralitätsziels um zwei Jahre, ermöglichen in diesem Fall entsprechend höhere Einsparungen.

der Energiewende auf die Energiepreise für Endkunden und zeigen die Entlastungspotentiale durch „Plan B“.

Die volkswirtschaftlichen Kosten für die Energiewende im Status Quo schlagen sich bei Unternehmen und privaten Haushalten insbesondere in Form von steigenden Preisen für Strom und Gas nieder. Bereits heute liegen die Energiepreise in Deutschland – inklusive der Beschaffungskosten, Netzentgelte sowie Steuern, Abgaben und Umlagen – für den Großteil der nicht von temporären Entlastungen profitierenden Unternehmen im internationalen Vergleich auf einem Spitzenniveau.⁷⁵

Die Kosten werden bei einer Fortführung der aktuellen Energiewende-Pläne weiter ansteigen. Ein wesentlicher Treiber für diese Entwicklung liegt in den im Status Quo sich ergebenden massiv steigenden CO₂-Grenzvermeidungskosten (siehe Abbildung 32): Um z.B. das von der EU-Kommission vorgeschlagene Zwischenziel einer Reduktion der CO₂-Emissionen um 90% bis zum Jahr 2040 zu erreichen, muss zeitlich früh in sehr teure und derzeit noch weitgehend unerprobte Vermeidungsoptionen investiert werden. Für die Abscheidung von CO₂ aus der Luft (DAC) existieren beispielsweise Kostenschätzungen von bis zu mehr als 1.000 €/t CO₂.⁷⁶ Die angenommene exogene Endenergienachfrage wird zwar nach 2045 vollständig von CO₂-neutralen Alternativen bedient, damit sinken die Vermeidungskosten aber erst langfristig wieder ab.

Abbildung 32 CO₂-Grenzvermeidungskosten in Deutschland



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Die Bandbreiten zeigen für den Status Quo das Kostenspektrum der Szenarien mit optimistischen und mit abgeflachten Lernkurven, für „Plan B“ ebenso das Kostenspektrum der Szenarien mit optimistischen und abgeflachten Lernkurven, sowie einer exemplarischen Budgeterweiterung um 10%.

Die Aufhebung des strikten, jahresscharfen EU-Reduktionsziels für 2040 in „Plan B“ (Einsparungen durch Hebel 2, siehe Abschnitt 4.1) ermöglicht daher eine Glättung dieses Kostenverlaufs. Abbildung 32 zeigt, dass es durch die Nutzung eines Budget-Ansatzes im „Plan B“ zu

⁷⁵ Dies zeigt exemplarisch der Vergleich internationaler Strompreise für Unternehmen in Abbildung 20.

⁷⁶ Siehe zum Beispiel Fraunhofer ISI (2023).

einer deutlichen Absenkung und Verstetigung der Vermeidungskosten über die Zeit kommt: Die Vermeidungskosten steigen bei einem flexiblen Emissionsbudget im Zeitverlauf nur leicht an.

Die in der Abbildung dargestellten CO₂-Grenzvermeidungskosten sind dabei nicht direkt gleichzusetzen mit CO₂-Preisen - wie beispielsweise im EU-ETS - sondern müssen für einen Vergleich interpretiert werden:

- Zum einen beziehen sich die Grenzvermeidungskosten auf die anfallenden Kosten zur Reduktion der letzten Einheit CO₂, welche notwendig ist, um das entsprechende CO₂-Ziel (im Status Quo jährliche CO₂-Ziele, in „Plan B“ ein Gesamtemissionsziel) zu erreichen. Sie reflektieren daher die Kosten über alle Sektoren hinweg, während sich die CO₂-Preise des EU-ETS 1 überwiegend auf die Vermeidungskosten in den Sektoren Stromerzeugung und (energieintensive) Industrie beziehen.
- Zum anderen besteht für die im EU-ETS verpflichteten Unternehmen auch im Status Quo die Möglichkeit, Zertifikate aus einem Jahr in spätere Jahre zu übertragen („Banking“), während diese Möglichkeit für die EU bzw. Deutschland bei der Erreichung der jahres-scharfen Ziele im Status Quo nicht existiert. In der Folge käme es auch im Status Quo bei den EU ETS Preisen zu einem glatteren Verlauf über die Zeit im Vergleich zur Vermeidungskostenkurve, allerdings auf einem deutlich höheren Niveau als im „Plan B“. Entsprechend senken die Maßnahmen des „Plan B“ auch die Belastung durch CO₂-Preise für Unternehmen und Haushalte im gesamten Zeitraum.

Die Grenzvermeidungskosten wirken sich auch direkt auf die Grenzkosten der jeweiligen Energieträger aus. Dies gilt insbesondere für Strom und Methan (Gas), deren Preise im „Plan B“ deutlich gleichmäßiger verlaufen. Das Preisniveau bleibt jedoch insgesamt hoch.

Abbildung 33 stellt exemplarisch die zukünftige Entwicklung der Grenzkosten der Energieträger Strom, Wasserstoff und Methan (Gas) dar, wie sie sich in dem modellbasierten Vergleich der Status Quo Energiewende und des „Plan B“ ergeben (wobei die zu Beginn von Kapitel 4.2 diskutierten prinzipiellen Einschränkungen in der Aussagekraft der modellbasierten Quantifizierungen zu berücksichtigen sind):

- Grenzkosten⁷⁷ für **Strom**:
 - Der **Status Quo** zeigt einen starken Anstieg mit einem Rückgang erst gegen Abschluss der Energiewende. Kostendämpfend wirkt dabei in den späten Jahren eine Kombination aus sinkenden Emissionskosten, weiter sinkenden Technologiekosten

⁷⁷ Grenzkosten (auch Marginalkosten) sind die sich im Energiesystemmodell ergebenden zusätzlichen Kosten, die durch die Bereitstellung einer weiteren Energieeinheit (z.B. einer zusätzlichen MWh Strom) entstehen. Sie unterscheiden sich damit von den Systemkosten, welche die Gesamtsumme der anfallenden Investitions-, Wartungs- und Betriebskosten darstellen. Die Grenzkosten erlauben keinen direkten Rückschluss auf die Systemkosten. Jedoch können Systemkosten als Indikation für die Entwicklung der Beschaffungskosten und damit letztlich der Energiepreise für Endverbraucher genutzt werden.

und zunehmender Verfügbarkeit günstiger Importoptionen für erneuerbar gewonnene Energieträger zur disponiblen Stromerzeugung (z.B. grüner Wasserstoff).

- Zwar steigen die Kosten im Zeitverlauf auch im „**Plan B**“ an, jedoch deutlich moderater und auf niedrigerem Niveau als im Status Quo und ohne einen deutlichen zwischenzeitlichen Kostenanstiegs.

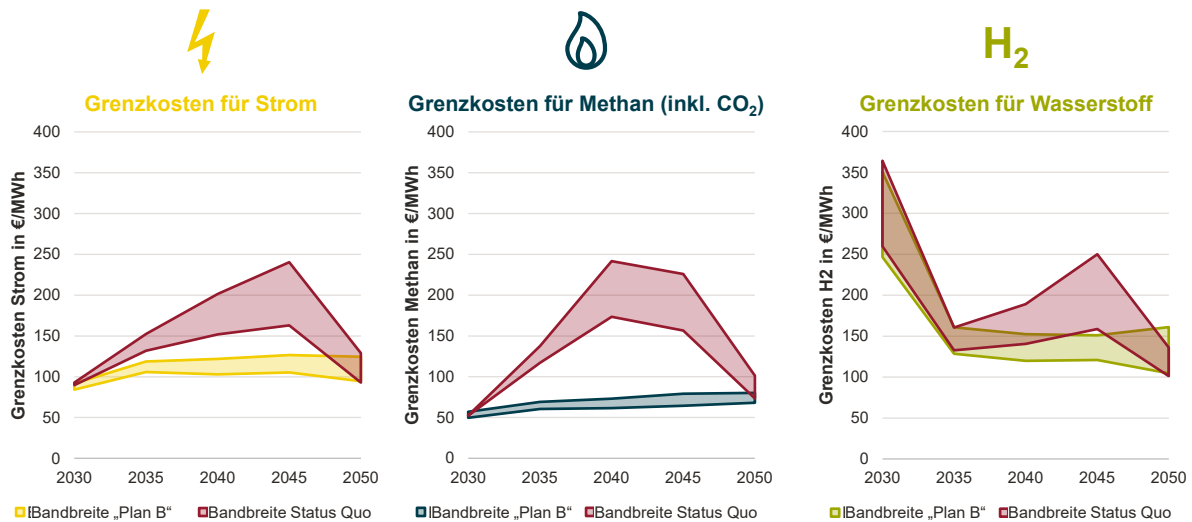
■ Grenzkosten für **Methan** (inklusive der enthaltenen CO₂-Kosten):

- Im **Status Quo** zeigt sich ein noch deutlicherer Anstieg der Methankosten als bei Strom. Der hohe Anstieg wird wesentlich durch die Knappheit der Emissionszertifikate und den damit notwendigen frühen Einsatz emissionsfreier Erdgas-Alternativen bestimmt. Sinkende Kosten in den späten Jahren sind überwiegend auf die rückläufige Nachfrage nach Methan infolge der fortschreitenden Elektrifizierung und Substitution durch alternative Energieträger zurückzuführen.
- Wie schon bei Strom kann auch bei Methan im „**Plan B**“ eine deutliche Moderation des Kostenanstiegs beobachtet werden – im Wesentlichen getrieben durch den verlangsamen Anstieg der CO₂-Kosten. Dadurch steigen die Kosten in den nächsten zwei Jahrzehnten deutlich geringfügiger an.

■ Grenzkosten für **Wasserstoff**:

- Im **Status Quo** zeigt sich eine starke Schwankung der Wasserstoffkosten im Zeitverlauf. Die Kosten sinken zunächst infolge unterstellter techno-ökonomischer Lernkurven, einem schnellen Ausbau von erneuerbaren Energien und damit verbundener Kostendegressionen in der Wasserstoffproduktion. Die Kosten steigen im weiteren Verlauf jedoch wieder an. Dies ist verbunden mit steigendem Verbrauch und steigenden Grenzkosten für Strom, welche die Nutzung von Elektrolyse zur Wasserstoffproduktion teurer machen. Anschließend fallen die Wasserstoffkosten bis 2050 wieder auf ein Niveau von etwa 100-130 €/MWh, dank sinkender Strompreise und angestiegener (und zunehmend günstigerer) Importpotentiale.
- Im „**Plan B**“ zeigt sich zunächst ein ähnlicher Verlauf. Nach anfänglich hohen Kosten aufgrund der sich noch im Aufbau befindlichen Wasserstoffmärkte, ergeben sich jedoch deutliche Kostensenkungen bis 2035. Diese verbleiben von da an auf einem relativ konstanten Niveau bis zum Ende des Betrachtungszeitraums: Ein weiteres Absinken der Technologiekosten und zunehmende Importpotentiale stehen einer steigenden Nachfrage gegenüber – nicht zuletzt im Energiesektor als Ersatz für fossile Brennstoffe.

Abbildung 33 Vergleich der Grenzkosten für Energie in Status Quo und „Plan B“



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Bandbreiten zeigen für den Status Quo das Kostenspektrum der Szenarien mit optimistischen und mit abgeflachten Lernkurven, für „Plan B“ ebenso das Kostenspektrum der Szenarien mit optimistischen und abgeflachten Lernkurven, sowie einer exemplarischen Budgeterweiterung um 10%. Grenzkosten für Strom enthalten im Status Quo außerdem Umlagen für den vorgeschriebenen Ausbau erneuerbarer Energien.

Die Ergebnisse der Modellierung verdeutlichen, dass durch den „Plan B“ eine deutliche Verstärkung der Energiekosten über die gesamte Transformationsphase erreicht werden kann und es damit gerade in den nächsten zwei Jahrzehnten, in denen ein Großteil der Energiewende umgesetzt wird, zu einer deutlichen Entlastung der Verbraucher kommt. Zwar kommt es sowohl bei Strom als auch Methan über die Zeit zu einem Anstieg der Energiekosten und auch bei Wasserstoff zeigt sich nach anfänglichen Lernkurveneffekten ein vorläufiges Ende der Kostensenkungen. Jedoch ist wichtig zu betonen, dass die Grenzkosten für Energie nicht mit den gesamten Systemkosten oder Preisen gleichzusetzen sind. Im „Plan B“ sinken die Systemkosten insgesamt deutlich, was sich in niedrigeren Beschaffungskosten für Unternehmen und einer geringeren gesamtwirtschaftlichen Belastung niederschlägt.

Diese Entwicklung spiegelt einen der Grundsätze aus Kapitel 3.2 wider: Deutschland hat einen strukturellen Nachteil bei natürlichen Ressourcen. Selbst bei effizienter Umsetzung der Energiewende ist daher nicht zu erwarten, dass Deutschland über Wettbewerbsvorteile durch niedrige Energiekosten verfügen wird. Die wirtschaftliche Stärke sollte demnach auf anderen Bereichen mit relativer Stärke beruhen – z.B. auf technologischer Innovationskraft.

5 Das Zielkonzept im neuen „Plan B“-Ansatz ließe sich durch gezielte Anpassungen des aktuellen Politikrahmens ansteuern

Bislang haben wir den „Plan B“ auf Basis der Grundsätze als „neu gedachte“ Energiewende entwickelt. In der Realität würde eine Umsetzung jedoch nicht auf der „grünen Wiese“ erfolgen, sondern in ein gewachsenes, komplexes System von Instrumenten und Maßnahmen sowie zahlreichen Akteuren, die sich im Vertrauen auf den Staat und die bestehenden Instrumente positioniert haben, eingreifen.

Nachfolgend zeigen wir exemplarisch, dass sich auch aus dem aktuellen Rahmen durch gezielte Änderungen dieses Zielkonzept ansteuern ließe. Dabei bleiben wir bewusst auf einer hohen Betrachtungsebene, um die grundsätzliche Überführbarkeit zu zeigen. Eine detaillierte Politikempfehlung oder Vorschläge zur Ausgestaltung konkreter Umstellungsmaßnahmen sind nicht Gegenstand dieser Studie. Dies soll der Diskussion der politischen Akteure überlassen werden.

Umsetzung des allumfassenden Cap-and-Trade durch Ausbau des EU-ETS zum zentralen Steuerungsinstrument zur Klimazielerreichung

Zentrales Element des im Vorkapitel skizzierten Konzepts für einen „Plan B“ der Energiewende ist ein umfassendes, „atmendes“ Cap-and-Trade-System. Mit dem EU-ETS ist ein ähnliches Instrument - wenn auch mit deutlich eingeschränkter sektoraler Abdeckung - seit rund 20 Jahren etabliert. Zudem ist mit dem EU-ETS 2 (und nationalen Vorläufern) ein solches System für die Sektoren Verkehr und Wärme angedacht. Entsprechend liegt es nahe, das vorhandene System des EU-ETS zu dem vorgeschlagenen zentralen und umfassenden Steuerungsinstrument auszubauen.

Um das EU-ETS stärker ins Zentrum zu rücken und auszubauen, könnte eine beschleunigte Einführung des ETS 2 (für Verkehr und Wärme) kombiniert mit einer mittelfristigen Zusammenführung mit dem ETS 1 (für Stromerzeugung und Industrie) ein sinnvoller Schritt sein. Längerfristig sollte eine Ausweitung auch auf bislang nicht erfasste Emissionsquellen erfolgen, sodass das jährliche ETS-Emissionsbudget künftig **alle Sektoren** umfasst.⁷⁸

Für neu integrierte Bereiche ist übergangsweise eine kostenlose Zuteilung auf Basis produktbezogener Benchmarks oder eine pro-rata-Zuteilung denkbar (um bereits erfolgte Reduktionsmaßnahmen nicht nachträglich zu pönalisieren). Mittelfristig wäre ggf. eine vereinheitlichte Zertifikatsausgabe über Auktionierung anzustreben. Zusätzlich könnten Zertifikate durch

⁷⁸ Da das EU-ETS ein gemeinsames Instrument aller Mitgliedstaaten ist, setzt eine solche Weiterentwicklung eine kooperative Entscheidung auf europäischer Ebene voraus.

anerkannte Negativemissionen⁷⁹ generiert werden. Eine begrenzte Anrechnung von hochwertigen internationalen Emissionsminderungen („Offsets“) ist ebenfalls möglich, etwa in Anlehnung an etablierte Standards aus früheren Instrumenten wie dem Clean Development Mechanism oder der Joint Implementation⁸⁰.

Die administrative Umsetzung des umfassenden ETS im Markt sollte einfach erfolgen, z.B. indem möglichst nicht einzelne Nutzer von Energieträgern mit THG-Gehalt die Emissionsrechten erwerben müssen. Stattdessen sollten die Inverkehrbringer dieser Energieträger (z.B. (Bio-)Gasversorger) den Erwerb durchführen (analog zum Ansatz des EU-ETS 2).

Ein zusätzliches Element des „Plan B“-Konzepts ist die internationale Verzahnung der Emissionsreduktionsziele. Ein solcher Mechanismus könnte beispielsweise in das EU-ETS eingefügt werden, indem das jährliche Budget zwar weiterhin einem Reduktionspfad folgt, jedoch „Haltepunkte“ eingeführt würden. An diesen Punkten würde überprüft, ob das Reduktionsniveau innerhalb des angestrebten Korridors im Vergleich zu den Anstrengungen einer Peer Group liegt (z.B. entsprechend des in Kapitel 4.1 erläuterten Beispiels einer Reduktion in Höhe der G20-Länder plus X%). Ansonsten würde das aktuelle Emissionsniveau eingefroren, bis die Vergleichsgruppe entsprechend nachgerückt ist. Dadurch wird ein spieltheoretischer Anreiz für mehr Klimaschutz geschaffen, der letztlich auch die politische Glaubwürdigkeit der Zielsetzung steigern könnte. Letzteres ist von besonderer Bedeutung, wie ein Blick auf die aktuelle ETS-Marktentwicklung zeigt: Der Zertifikatspreis im EU-ETS lag im Jahr 2025 bei rund 70 €/t CO₂ – deutlich unter dem Niveau, das Studien⁸¹ als notwendig erachten, um das Emissionsziel bis 2030 zu erreichen (ca. 130 €/t). Da Zertifikatspreise im Emissionshandel auch die Erwartungen für die Zukunft widerspiegeln, deutet der beobachtete Preisabstand darauf hin, dass Marktteilnehmer annehmen, dass die Politik bei einem zu schnellen Preisanstieg eingreifen würde – etwa durch die Freigabe zusätzlicher Zertifikate aus der Marktstabilitätsreserve.

CBAM und Rückverteilung von ETS-Einnahmen als flankierende Maßnahmen

Ein vollumfänglicher Emissionshandel hat auch Auswirkungen auf die Verteilung der Kostenbelastungen auf die einzelnen wirtschaftlichen Akteure und die Wettbewerbsfähigkeit insbesondere von exportorientierten Branchen. Wie in Kapitel 4.3 gezeigt, bedingt ein Erreichen der derzeitigen Klimaziele auch im Rahmen eines einheitlichen Cap-and-Trade-Systems höhere CO₂-Grenzvermeidungskosten als dies von den aktuellen EU-ETS 1 Zertifikatspreisen reflektiert wird. Auch bei einer Umsetzung von „Plan B“ auf Basis des aktuellen Politikrahmens

⁷⁹ Negative Emissionen können durch verschiedene Methoden zur langfristigen Entnahme von Treibhausgasen aus der Atmosphäre generiert werden, z.B. zählen dazu die Aufforstung von Wäldern oder der Einsatz von Direct Air Capture-Technologien zur Abscheidung und späteren Einspeicherung von CO₂ aus der Luft.

⁸⁰ Der *Clean Development Mechanism (CDM)* ermöglichte es Industrieländern im Rahmen des Kyoto-Protokolls, Emissionsminderungsprojekte in Entwicklungs- und Schwellenländern zu finanzieren und sich die erzielten Einsparungen anrechnen zu lassen. Die *Joint Implementation (JI)* verfolgte einen ähnlichen Ansatz, allerdings zwischen Industrieländern, indem Emissionsminderungen durch Projekte in anderen Industriestaaten auf das eigene Ziel angerechnet werden konnten. Beide Instrumente gelten als Vorläufer heutiger internationaler Offset-Standards.

⁸¹ Siehe z.B. Kopernikus Projekt Ariadne (2021).

sollten daher unerwünschte negative Wettbewerbs- und Verteilungseffekte berücksichtigt und ausgeglichen werden:

- **Carbon Leakage** könnte zunächst durch bestehende Instrumente aufgefangen werden: durch freie Zuteilung und den geplanten CBAM auf Importgüter. Bei wirksamer internationaler Zielverankerung (Peer-Group-Modell) könnte ein CBAM langfristig entbehrlich werden, wenn in allen relevanten Wettbewerbsländern ebenfalls ambitionierte Klimaschutzziele gekoppelt mit einer CO₂-Bepreisung verfolgt würden, wodurch entsprechend weniger Möglichkeiten für Carbon Leakage bestehen würden. Im ersten Schritt erfolgt daher ein Monitoring, ob Instrumente für Importe und Exporte zur Gewährleistung eines globalen *Level Playing Fields* erforderlich sind. Sofern notwendig, müsste ein CBAM unbürokratisch und wirksam ausgestaltet werden.
- Etwaige staatliche Einnahmen aus dem Emissionshandel sollten über einen **Rückverteilungsmechanismus** zielgerichtet verteilt werden. Rück- und Umverteilung sollte auf verschiedenen Ebenen geschehen:
 - **Haushalte**, z. B. über pauschale **Pro-Kopf-Zahlungen** oder Steuerentlastungen.
 - **Unternehmen**, z. B. durch gezielte Steuerentlastungen.
 - **Mitgliedstaaten**, z. B. zur **Kompensation unterschiedlich hoher relativer Belastungen** (z.B. wären Haushalte in Osteuropa aufgrund der aktuell emissionsintensiveren Energieversorgung stärker von steigenden Preisen für Treibhausgasemissionen betroffen als Haushalte in Westeuropa).

Der genaue Umfang und die Art der Rückverteilung bedarf einer umfassenden Analyse und sorgfältigen Kalibrierung.

Umfassender ETS macht technologiespezifische Subventionen und Vorgaben überflüssig

In einem ausgebauten ETS sorgt der einheitliche Emissionspreis für ein Einhalten des Emissionsbudgets und schafft einen marktbasierten Anreiz für Emissionsvermeidung. Klimaschutz wird dort betrieben, wo er volkswirtschaftlich am kosteneffizientesten ist. Dadurch werden heutige technologie- und sektorspezifische Regulierungen und Vorgaben überflüssig und könnten tendenziell aufgehoben werden:

- Die bestehende technologiespezifische Förderkulisse (z.B. das EEG) könnte in diesem System zurückgefahren werden. Investitionsförderungen (CAPEX) oder laufende Förderungen (OPEX, CfD) für Einzeltechnologien könnten entfallen – mit Ausnahme der am Schluss des Kapitels beschriebenen gezielten Förderung von Pilotprojekten im Rahmen von Forschung und Entwicklung. Dabei ist sicherzustellen, dass der Vertrauens- und Bestandsschutz für die heute laufenden Fördermaßnahmen gewahrt bleibt.

- Durch die Sicherstellung der Einhaltung der Klimaziele über einen umfassenden Emissionshandel könnten auch ohne weiteres jegliche technologiespezifische Regulierungsvorgaben entfallen, die aktuell deutlich kostentreibend wirken, z. B. zur Definition und Nutzung von grünem Wasserstoff, zur Energieeffizienz von Gebäuden bzw. Produkten oder zur Ausgestaltung der EU-Flottenregulierung.

Durch eine solch radikale Beschränkung der Instrumente auf das wirklich Notwendige würden absehbar auch die Umsetzungs- und Bürokratiekosten sowohl auf Unternehmens- sowie auf staatlicher Seite signifikant gesenkt werden.

Eine staatliche Rolle entsteht bei Versicherungslösungen zur Absicherung von Investitionsrisiken im Rahmen der Energiewende

Wie in Kapitel 4.1 dargestellt, dient ein Großteil der heutigen technologiespezifischen Förderprogramme (z.B. das EEG) nicht nur der Subventionierung, sondern hat auch eine wichtige Rolle für die Risikostreuung, z.B. indem Preisvolatilitätsrisiken von Investitionen gesenkt werden.

Wie zuvor erläutert, würde bei einer entsprechenden Gestaltung des EU-ETS die Notwendigkeit für Subventionen weitgehend entfallen. Falls sich dann das Preisvolatilitätsrisiko als Investitionshemmnis erweist, könnte es sinnvoll sein, Instrumente gezielt für die Risikoabsicherung vorzuhalten. Subventionen und Vorgaben würden daher ersetzt durch staatlich koordinierte Versicherungslösungen, die im Erwartungswert keinen Zuschuss beinhalten, sondern gezielt die Risiken absichern, die privatwirtschaftlich nicht oder nur schwer versicherbar sind. Gleichzeitig können durch die staatliche Rolle Kosten gesenkt werden – etwa durch niedrigere Finanzierungskosten bei abgesicherten Kreditrisiken. Zur Umsetzung können insbesondere (halb-)staatliche Institutionen wie die KfW beitragen. Je nach Risikokategorie sind unterschiedliche Ansätze denkbar:

- **Preisrisiken:** Zur Absicherung volatiler Preise für neue Energieträger und Commodities wie z. B. CO₂, Wasserstoff oder E-Fuels können Preissicherungsinstrumente angeboten werden. Dabei würden diese Instrumente nur das jeweils am Markt sich erwartbar einstellende Preisniveau und damit das Volatilitätsrisiko absichern – nicht aber ein im Vorfeld festgelegtes Preisniveau garantieren. Hierzu würden bereits heute genutzte Finanzinstrumente (z.B. Oil-Swaps im Bereich des Luftverkehrs) zur Anwendung kommen.
- **Technische Risiken:** Neue Technologien sind oft mit erhöhten technischen Ausfallrisiken oder unerwarteten Kostensteigerungen in der Aufbauphase verbunden, die private Versicherer kaum oder nur zu sehr hohen Prämien abdecken. Die KfW zeigt bereits, wie ein solches Modell in der Praxis funktionieren kann: Im Offshore-Windenergieprogramm stellt sie Investoren einen Kostenüberschreitungsrahmen in Form eines Direktkredits zur

Verfügung, der unerwartete Risiken in der Errichtungsphase abfedert. Ähnliche Mechanismen wären ggf. auf andere Energieträger übertragbar.⁸²

- **Kreditausfallrisiken:** Für Klimaschutzprojekte mit langen Amortisationsdauern kann der Staat Kreditausfallrisiken über Garantien oder Bürgschaften absichern. Als bewährtes Vorbild können die sogenannten Hermesdeckungen dienen, bei denen der Bund Exportkreditgarantien für internationale Geschäftsrisiken übernimmt.⁸³ Ein ähnliches Modell ließe sich auf den Bereich klimaschutzrelevanter Inlandsinvestitionen übertragen.

Staatliche Rolle bleibt erhalten bei der Koordinierung der Netzinfrastrukturen und Versorgungssicherheit

Es gibt grundsätzlich ein Mandat für staatliche Eingriffe bei der Koordinierung von öffentlichen Gütern wie der Sicherstellung von Versorgungssicherheit oder der Netzinfrastruktur. Allerdings sollten die Prozesse rund um diese Aufgaben im Sinne des neuen Ansatzes „Plan B“ entschlackt und möglichst technologieoffen und wettbewerblich organisiert werden. Hierzu fassen wir nachfolgend einige erste Gedanken zusammen:

- Als Basis für eine möglichst effiziente Transformation des Energiesystems ist eine **energieträgerübergreifende Netzplanung** sinnvoll. Strom-, Methan-, Wasserstoff und weitere Infrastrukturen wie etwa für CO₂ würden systematisch miteinander verzahnt und auf europäischer Ebene koordiniert ausgebaut – dies wäre z.B. möglich über eine Ausweitung der von der EU-Kommission bereits angedachten integrierten Netzplanung für Strom, Gas und Wasserstoff.⁸⁴
- Um die Investitionskosten des Infrastrukturausbaus verursachungsgerechter abzubilden, könnte die **Netzentgeltsystematik** über einen höheren Leistungspreisanteil angepasst werden.
- **Genehmigungsprozesse** für den Infrastrukturausbau sollten verschlankt und beschleunigt werden. Um prioritäre Projekte (wie den Smart-Meter-Rollout oder systemdienliche Netzausbauvorhaben) zu beschleunigen braucht es pragmatische Vorgaben – z.B. in Form von bevorzugten Genehmigungen von Netzanschlüssen für netz- bzw. systemdienliche Einspeiser (z.B. Großbatterien), verkürzten Fristen, reduzierten Beteiligungspflichten und einheitlichen Verfahrensstandards.
- Für neue Infrastrukturen – etwa im Bereich Wasserstoff oder CCS – könnte in der Markthochlaufphase auf ein **striktes vertikales Unbundling verzichtet** werden, um Investitionsanreize zu stärken und die Koordination zu erleichtern. Im Vordergrund steht in dieser Phase der zügige Infrastrukturaufbau. Zur Vermeidung von Marktverzerrungen könnte eine ex-post-Missbrauchsaufsicht notwendig werden. Ergänzend könnten zeitlich

⁸² Siehe Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) (2025).

⁸³ Siehe Bundesministerium der Finanzen (BMF) (2024).

⁸⁴ Siehe Europäische Kommission (2025).

befristete Gebietskonzessionen vergeben werden, um die Investitionssicherheit zu erhöhen und Planungsprozesse zu straffen.

- Damit alle Defossilisierungsoptionen zur Umsetzung des „Plan B“ zügig zur Verfügung stehen, ist die schnelle **Schaffung einer Rechtsgrundlage für CCUS sowie für neue Energieträger** erforderlich, um Investitionen abzusichern und Genehmigungsverfahren voranzutreiben.
- Zum **Ausgleich der temporalen Effekte beim Hochlauf** neuer Infrastrukturen, insbesondere von CO₂-Netzen, die auf einen langfristig erwarteten Bedarf dimensioniert werden müssen, aber kurzfristig nur auf eine relativ geringe Nachfrage treffen, könnte ein **zeitlicher Ausgleichsmechanismus** zum Einsatz kommen – etwa in Form eines Amortisationskontos, analog zum Wasserstoffkernnetz. So lassen sich Einnahmen und Kosten entkoppeln und eine Finanzierung trotz anfänglich geringer Auslastung absichern.
- Eine staatliche Rolle besteht zudem unverändert bei der **Gewährleistung der Versorgungssicherheit** – etwa durch Monitoring der gesicherten Leistung im Strommarkt oder durch Sicherstellung einer ausreichenden Reservevorhaltung für überwiegend importierte Energieträger. Dabei bedarf es einer sorgfältigen Abwägung wie explizit der Staat zur Bereitstellung der Versorgungssicherheit beitragen sollte.

Stärkung der Rahmenbedingungen für einen innovationsfreudigen Standort

Nicht zuletzt aufgrund der in den Grundsätzen festgestellten Notwendigkeit von technischen Lösungen für den Klimaschutz und der grundsätzlichen Nachteile, die Deutschland bei der Ausstattung mit natürlichen Ressourcen hat, liegt ein wichtiger Schlüssel für eine erfolgreiche Energiewende in Innovation und der zukünftigen (Weiter-)Entwicklung von Technologien. Entsprechend ist es eine zentrale Aufgabe des Staates, sinnvolle und klare Rahmenbedingungen für einen wettbewerbsfähigen und innovationsfreudigen Standort zu schaffen.

Zunächst ist ein technologieneutraler Rechtsrahmen sowohl auf EU- als auch auf Bundesebene Grundvoraussetzung dafür, dass alle verfügbaren Defossilisierungsoptionen nutzbar gemacht werden. Der bestehende Ordnungsrahmen enthält jedoch zahlreiche technologische Einschränkungen, die Innovationen behindern und potenziell wirtschaftlich sinnvolle Optionen einschränken oder sogar ausschließen, z.B. die Einschränkungen zum Angebot synthetischer Kraftstoffe in der BImSchV oder die Beschränkung von CCS auf schwer vermeidbare Emissionen. Solche Regelungen sollten durch risikobasierte, technologieoffene Standards ersetzt werden, um Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden.

Forschung und Innovation bilden die Grundlage für die Erschließung neuer Technologien. Es braucht breite staatliche Investitionen in Grundlagenforschung. Um Technologien aus der Forschung in die Anwendung zu überführen, ist eine gezielte Anschubfinanzierung für Pilotprojekte sinnvoll. In der anschließenden Phase der industriellen Erprobung kann ergänzend – und zeitlich befristet – auch eine Förderung der Betriebskosten (OPEX) erfolgen, sofern das dabei gewonnene Wissen öffentlich zugänglich gemacht wird. Der Staat sollte dabei klare

Kriterien für Förderfähigkeit festlegen. Zentraler Maßstab sollte dabei sein, ob eine Technologie potenziell einen Beitrag zur Defossilisierung oder zu einer langfristigen Emissionsminderung leisten kann. Um die Energiewende in der Praxis realisieren zu können, ist der Aufbau einer breiten Fachkräftebasis sowie die Mobilisierung des Arbeitskräftepotenzials notwendig.⁸⁵

⁸⁵ Eine aktuelle DIHK-Analyse (DIHK und Prognos, 2024) zeigt dabei ein eindeutiges Bild:

- Bis 2030 werden etwa 550.000 zusätzliche Fachkräfte benötigt – allein in den Schlüsselbranchen Photovoltaik, Windenergie, Wasserstoff und zusätzlich zu den heute rund 200.000 Beschäftigten.
- Rund 250 unterschiedliche Berufsbilder – von Facharbeitern über Industriemeister bis zu Ingenieurinnen – sind entlang der gesamten Wertschöpfungskette unverzichtbar.
- Ein besonderer Risikofaktor ist, dass Engpässe längst nicht nur in unmittelbar „grünen Berufen“ wirken: Der Mangel an LKW-Fahrern, Logistikern oder Planerinnen kann die Transformation deutlich verzögern.

6 Fazit: „Plan B“ stellt eine Alternative für einen grundlegenden Kurswechsel in der Energiewendepolitik hin zu mehr Innovationen, Wachstum und globalem Klimaschutz dar

Diese Studie zeigt, dass die bisher verfolgte Strategie der Energiewende absehbar in eine volkswirtschaftliche Sackgasse führt. Mit kumulierten Energiesystemkosten von rund 4,8 bis 5,4 Billionen € bis 2050 erscheint der aktuelle Pfad nicht nur unnötig teuer, sondern auch strukturell ineffizient. Die Ursachen sind dabei vielfältig und liegen in schwer erreichbaren kleinteiligen Zielsetzungen, einem technologischen Mikromanagement mit einseitigem Fokus auf einzelne Technologien und Energieträger sowie einer Vielzahl regulatorischer Eingriffe, die Marktmechanismen und Innovationen behindern.

Diese Strategie führt bereits heute und absehbar zu einer weiter zunehmenden Kostenbelastung für Unternehmen und Haushalte, welche die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschland nachhaltig gefährden. Vor diesem Hintergrund besteht die Notwendigkeit für einen grundlegenden Kurswechsel – neue Wege für die Energiewende.

Das Konzept eines „Plan B“ setzt auf eine fundamentale Entschlackung der Regulierung und die Etablierung eines echten Technologiewettbewerbs als zentralem Treiber für Innovation und Wachstum. Anstelle eines starren Zielbilds wird Klimaschutz über ein einheitliches Cap-and-Trade-System für alle Treibhausgasemissionen gesteuert. Ergänzt wird dieser Ansatz durch eine verstärkte internationale Koordinierung der Klimaschutzbemühungen, um strukturelle Nachteile durch nationale Alleingänge zu vermeiden und Anreize für global koordiniertes Vorgehen zu stärken.

Erfolgreicher Klimaschutz zeichnet sich nicht durch das Einhalten starrer Zieljahre aus, sondern dadurch, dass das in einer Volkswirtschaft bis zum Erreichen der Klimaneutralität verbleibende Restbudget an CO₂-Emissionen sinnvoll eingesetzt wird. Das Konzept setzt genau daran an und kann so auch bei gleichem Ambitionsniveau beim Klimaschutz die Energiewende zu geringeren Gesamtkosten für die Volkswirtschaft, Unternehmen und Verbraucher erreichen.

Eine exemplarische Modellierung, in der ähnliche Rahmenbedingungen unterstellt werden wie in den aktuellen Planungen im „Energiewende Status Quo“, ermittelt für die Umsetzung des „Plan B“-Konzepts bereits erhebliche Kosteneinsparungen im Energiesystem von 530 bis 910 Mrd. € bis 2050. Dies entspricht einer Reduktion von etwa 11 bis 17 % der geschätzten Gesamtkosten der Energiewende. Diese Einsparungen resultieren insbesondere aus einem effizienteren Technologiemarkt sowie der Nutzung aller verfügbaren Vermeidungstechnologien und emissionsarmen Energiequellen wie Biomasse oder CCUS. Perspektivisch könnten zukünftig auch neue Technologien noch weitere Einsparungen ermöglichen, sofern diese

langfristig kosteneffizient zur Verfügung stehen - z.B. Wasserstoffproduktion über Pyrolyse, Tiefengeothermie, monodirektionale Wärmebatterien oder kleine modulare Kernreaktoren.

Zusätzliche Einsparpotenziale bestehen durch eine stärkere globale Verzahnung der Klimaschutzbemühungen. Würde rein beispielhaft hierdurch das deutsche Gesamtemissionsbudget um ein Volumen steigen, das einer Verschiebung des Netto-Null-Zieles um zwei Jahre entspräche, würde dies weitere 80-220 Mrd. € einsparen⁸⁶. Einerseits durch die Anrechnung kostengünstigerer Klimaschutzmaßnahmen im Ausland bei gleichbleibenden Klimazielen, andererseits durch eine flexible Anpassung des Transformationstempos an die Entwicklung internationaler Vergleichsgruppen. So kann die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands auch im Rahmen ambitionierter Klimaziele weitgehend gewahrt bleiben.

Darüber hinaus ist das Konzept robuster gegenüber zukünftig unsicheren Entwicklungen, z.B. den technologischen Wandel, die Kosten, das Wirtschaftswachstum und die Energienachfrage betreffend. Die Vorteile eines technologieoffenen, auf wettbewerblichen Prinzipien basierenden und global verzahnten Systems führen unabhängig von den angenommenen genauen Entwicklungspfaden zu konsequent geringeren Gesamtkosten als die Fortführung des aktuellen energie- und klimapolitischen Status Quo.

Nicht zuletzt ist hervorzuheben, dass die in dieser Studie ermittelten Einsparpotenziale konservativ geschätzt sind. Weitere Reduktionen der Gesamtkosten sind noch nicht berücksichtigt – beispielsweise durch die effizientere Nutzung kostengünstigerer Vermeidungsoptionen in den Endverbrauchssektoren Industrie, Gebäude und Verkehr sowie aufgrund der stark reduzierten bürokratischen Aufwände für den Staat und die Unternehmen. Das Konzept bietet somit nicht nur eine ökonomisch tragfähigere, sondern auch eine einfacher umsetzbare Alternative zur aktuellen Energiewendepolitik.

Trotz der im Vergleich zum Status Quo aufgezeigten Einsparpotenziale bleibt dennoch festzuhalten: Die Energiewende wird – auch bei Verfolgung des „Plan B“-Konzeptes – weiterhin mit erheblichen Kosten verbunden sein. Der Klimaschutz und der Umbau des Energiesystems stellen eine der größten volkswirtschaftlichen Transformationsaufgaben der kommenden Jahrzehnte dar. Umso wichtiger ist es, die Transformation so effizient und wirtschaftsverträglich wie möglich zu gestalten – denn erfolgreicher Klimaschutz kann nur mit einer starken Wirtschaft gelingen. Die Energiewende fordert selbst die Kapazitäten eines ökonomisch leistungsfähigen Staates wie Deutschland heraus – umso mehr bedarf es einer breiten Mobilisierung aller verfügbaren Ressourcen in der Volkswirtschaft, auch im Rahmen von neuen Wegen für die Energiewende.

⁸⁶ Exemplarisch im Modell gerechnet über eine Erweiterung des nationalen (und EU-weiten) Emissionsbudgets um rund 10%, was einer Streckung des deutschen Klimaziels um zwei Jahre entspricht.

7 Referenzen

- ADAC. (2025). *Elektromobilität: Sind die Ziele bis 2030 noch erreichbar?*.
<https://www.adac.de/news/e-monitoring/>. Zuletzt abgerufen: 28.07.2025.
- AFRY. (2023). *Internationaler Vergleich von Strompreisen für die Industrie*.
https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-25_IND_Industriestrompreis/Agora_Internationale_Strompreisstudie_AFRY.pdf.
 Zuletzt abgerufen: 17.07.2025.
- Agentur für Erneuerbare Energien. (2025). *Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2023 nach Strom, Wärme und Verkehr*. <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/energieverbrauch-in-deutschland-im-jahr-2023-nach-strom-waerme-und-verkehr>. Zuletzt abgerufen: 05.08.2025.
- Agora Energiewende. (2024). *Investitionen für ein klimaneutrales Deutschland. Finanzbedarfe und Politikoptionen*.
- Aurora Energy Research. (2025). *Systemkostenreduzierter Pfad zur Klimaneutralität im Stromsektor 2040*.
- Bähr, C., Bothe, D., Brändle, G., Klink, H., Lichtblau, K., Sonnen, L., & Zink, B. (2023). *Die Zukunft energieintensiver Industrien in Deutschland. Eine Studie von IW Consult und Frontier Economics im Auftrag des Dezernat Zukunft*.
- BCG, IW, BDI. (2025). *Energiewende auf Kurs bringen. Impulse für eine wettbewerbsfähige Energiepolitik*.
- Bex, P., Wittberg, V., & Treurniet, A. (2020). *Bürokratiebelastung für Unternehmen bremsen. Eine Studie am Beispiel Gastgewerbe im Auftrag des Deutschen Industrie- und Handelskammertages*.
- Bundeministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). (2022). *Überblickspapier Osterpaket*.
https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0406_ueberblickspapier_osterpaket.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- Bundesministerium der Finanzen (BMF). (2024). *Die Auslandsgewährleistungen des Bundes*.
https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Internationales_Finanzmarkt/Internationale_Finanzpolitik/auslandsgewaehrleistungen-des-bundes.html. Zuletzt abgerufen: 05.08.2025.

- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE). (2025). *KfW-Programm Offshore-Windenergie*.
<https://www.foerderdatenbank.de/FDB/Content/DE/Foerderprogramm/Bund/KfW/kfw-programm-offshore-windenergie.html>. Zuletzt abgerufen: 17.07.2025.
- Bundesnetzagentur. (2025). *Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2025-2037/2045*.
- Bundeverband energieeffiziente Gebäudehülle e.V. (BuVEG). (2025). *Sanierungsquote*.
<https://buveg.de/sanierungsquote/>. Zuletzt abgerufen: 20.08.2025.
- Climate Action Tracker. (2025). *Country ratings*. <https://climateactiontracker.org/cat-data-explorer/country-ratings/>. Zuletzt abgerufen: 05.08.2025.
- Danish Energy Agency (2025). *Technology Brief. Update of offshore wind in the Technology Catalogue*.
- DESNZ. (2025). *International industrial energy prices*.
<https://www.gov.uk/government/statistical-data-sets/international-industrial-energy-prices>.
- Deutsche Industrie- und Handelskammer (DIHK). (2025). *Energiewende-Barometer 2025 der IHK-Organisation*.
- Deutsche WindGuard. (2024). *Kostensituation der Windenergie an Land Stand 2024*.
- DIHK und Prognos. (2024). *Defossilisierung und Klimaneutralität - Fachkräftebedarf und Fachkräftegewinnung in der Transformation*.
- DNV. (2025). *Energy Transition Outlook Germany 2025*.
- Dünzen, K., Krieger, S., & Ritter, D. (2024). *Photovoltaik-Freiflächenanlagen in Deutschland*.
- Eisenkopf, A. (2025). Welche Verkehrsinfrastruktur für die Verkehrswende? *Wirtschaftsdienst*, 105(5), 330-334.
- EMBER. (2025). *Europe Electricity Interconnection Data*. <https://ember-energy.org/data/europe-electricity-interconnection-data/>. Zuletzt abgerufen: 20.08.2025.
- en2X Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V. (2024). *Data Insights. Daten, Trends und Transformation 2024*. https://en2x.de/pdfviewer/datainsights-2024/?auto_viewer=true#page=&zoom=auto&pagemode=none.
- ENTSOG. (2025). *System Capacity Map 2025*.
https://www.entsog.eu/sites/default/files/2025-01/ENTSOG_GIE_SYSCAP_2025_1600x1200_FULL_114_FLAT.pdf.

- Europäische Kommission. (2025). *Hydrogen and decarbonised gas market*.
https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/hydrogen-and-decarbonised-gas-market_en. Zuletzt abgerufen: 05.08.2025.
- European Environment Agency (EEA). (2025). *Greenhouse gas emission intensity of electricity generation, country level*.
<https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/greenhouse-gas-emission-intensity-of-1-1751032678/greenhouse-gas-emission-intensity-of-electricity-generation-country-leve>. Zuletzt abgerufen: 20.08.2025.
- Eurostat. (2025a). *Elektrizitätspreiskomponenten für Nichthaushaltskunde [nrg_pc_205_c]*.
Zuletzt abgerufen: 10.07.2025.
- Eurostat. (2025b). *Preise Elektrizität für Nichthaushaltskunden [nrg_pc_205]*. Zuletzt abgerufen: 10.07.2025.
- ewi. (2023). *Investitionen der Energiewende bis 2030. Investitionsbedarf im Verkehrs-, Gebäude und Stromsektor*.
- ewi. (2024). *Hydrogen Storage in Germany and Europe: Model based analysis up to 2050*.
- EY, BDEW. (2024). *Fortschrittsmonitor 2024 Energiewende*.
- Fraunhofer CINES. (2025). *Wie unterstützen Investitionen in Erneuerbare Energien und Energieinfrastrukturen eine klimaneutrale und wettbewerbsfähige Industrie in Deutschland und Europa?*
- Fraunhofer ISI. (2023). *Direct Air Carbon Capture and Storage*.
- Fraunhofer ISI. (2024). *Modellgestützte Systemanalyse zur potentiellen Rolle von Grundlastkraftwerken im Rahmen eines dekarbonisierten europäischen Energiesystems*.
<https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2024/2304-02900.pdf>.
- Fraunhofer ISI. (2025). *Von Langfristszenarien 3. Wissenschaftliche Analysen zur Dekarbonisierung Deutschlands*. <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/>.
- Frontier Economics. (2021). *Grünstromkriterien der RED II - Auswirkungen auf Kosten und Verfügbarkeit grünen Wasserstoffs in Deutschland*.
- IEA. (2024). *World Energy Outlook 2024*. Paris: IEA.
- Kopernikus Projekt Ariadne. (2021). *Hintergrund: Notwendige CO₂-Preise zum Erreichen des europäischen Klimaziels 2030*. <https://ariadneprojekt.de/publikation/notwendige-co2-preise-zum-erreichen-des-europaeischen-klimaziels-2030>.

- Kopernikus-Projekt Ariadne. (2025). *Die Energiewende kosteneffizient gestalten: Szenarien zur Klimaneutralität*.
- Kraftfahrt-Bundesamt (KBA). (2025). *Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen, FZ13*.
https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz13_b_uebersicht.html. Zuletzt abgerufen: 28.07.2025.
- Luderer, G., Kost, C., & Sörgel, D. (2021). *Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 – Szenarien und Pfade im Modellvergleich*.
- Matthes, F. (2025). *Kosten der Energieimporte nach Deutschland und Europa*.
- McKinsey. (2024). *Rund ein Viertel der deutschen CO₂-Emissionen durch Kohlenstoffspeicherung vermeidbar*.
<https://www.mckinsey.com/de/news/presse/2024-09-05-energiewende-index---ccs>.
Zuletzt abgerufen: 21.08.2025.
- Prognos. (2023). *Energiepreise für die Industrie im internationalen Vergleich. Studie im Auftrag des vbw - Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e.V.*
- Prognos. (2024). *Klimaschutzinvestitionen für die Transformation des Energiesystems nach Sektoren und Anwendungen*.
- PwC. (2024). *Beschleunigte Investitionen in den Klimaschutz lohnen sich – auch ökonomisch*.
- Rubin, E. S., Azevedo, I. M., Jaramillo, P., & Yeh, S. (2015). A review of learning rates for electricity supply technologies. *Energy Policy*, 86, 198-218.
doi:<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.06.011>
- Schneider, M., & Frogatt, A. (2024). *The World Nuclear Industry Status Report 2024*. Mycle Schneider Consulting Project. Von
<https://www.worldnuclearreport.org/IMG/pdf/wnisr2024-v4.pdf> abgerufen
- Seeliger, A. (2024). Bürokratiekosten durch Informationspflichten für die Energiewirtschaft: Zunehmende Belastungen. *EW - Magazin für die Energiewirtschaft*(2), 13-15.
- Statista. (2025). *Höhe der Einspeisevergütung für Strom nach dem EEG in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2023*.
<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/36306/umfrage/entwicklung-der-verguetung-nach-dem-eeg-seit-2000/> . Zuletzt abgerufen: 21.08.2025.
- Statistisches Bundesamt. (2025a). *Bürokratiekostenindex*.
<https://www.destatis.de/DE/Themen/Staat/Buerokratiekosten/Erfuellungsaufwand/buerokratiekostenindex.html>.

Statistisches Bundesamt. (2025b). Bedeutung der energieintensiven Industriezweige in Deutschland. <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Industrie-Verarbeitendes-Gewerbe/produktionsindex-energieintensive-branchen.html>. Zuletzt abgerufen: 01.08.2025.

Umweltbundesamt. (2025a). *Emission von Treibhausgasen – Indikator*. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umweltindikatoren/indikator-emission-von-treibhausgasen>. Zuletzt abgerufen: 01.08.2025.

Umweltbundesamt. (2025b). *Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren*. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energetraegern-sektoren#allgemeine-entwicklung-und-einflussfaktoren>. Zuletzt abgerufen: 04.08.2025.

Umweltbundesamt. (2025c). *Indikator: Anteil Erneuerbare am Bruttoendenergieverbrauch*. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umweltindikatoren/indikator-erneuerbare-energien>. Zuletzt abgerufen: 25.08.2025.

UNRIC. (2025). *Ziele für nachhaltige Entwicklung*. <https://unric.org/de/17ziele/>. Zuletzt abgerufen: 04.08.2025.

ZINQ und Fraunhofer UMSICHT (2025). Smart-Power-to-Heat: Studie zur netzdienlichen Nutzung der Erzeugung von Prozesswärme durch hybride Wärmzufuhr.

Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.

