

WWW.FRONTIER-ECONOMICS.COM



NEUE WEGE FÜR DIE ENERGIEWENDE

(„PLAN B“)

ERGÄNZUNGSSTUDIE ZUR GEFÄHR- DUNG VON UNTERNEHMEN



27. OKTOBER 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. Johanna Reichenbach

johanna.reichenbach@frontier-economics.com

Dr. Julius Stoll

julius.stoll@frontier-economics.com

Christof von Branconi*

christof.Branconi@Global-Energy-Solutions.org

Dr. David Bothe

Felicitas Kuttler

Ulrich Begemann*

Thomas Frewer*

(*im Rahmen eines Frontier-Unterauftrages
an Global Energy Solutions e.V.)

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung – Unternehmen in Deutschland brauchen einen Plan B für die Energiewende	4
2	Unternehmen in Deutschland sind bereits heute im internationalen Vergleich hohen Energiekosten ausgesetzt	5
3	Energiewendebedingte Kostensteigerungen für Unternehmen werden bei einer Fortsetzung des Status Quo weiter zunehmen	12
3.1	Steigende Energiekosten schaffen eine zusätzliche direkte Belastung	13
3.2	Indirekte Energiekostensteigerungen zeigen, dass Transformationskosten für Unternehmen mehr sind als direkte Energiekosten	18
3.3	Unternehmen müssen erhebliche Investitionen schultern, um die Energiewende zu ermöglichen	23
3.4	Fazit: Kostensteigerungen für Unternehmen sind mehr als hohe direkte Energiekosten	26
4	Ein Teil der Unternehmen in Deutschland läuft Gefahr, die Zusatzkosten der Energiewende nicht zu überstehen	27
4.1	Unternehmen sind durch die Kostensteigerungen der Energiewende auf unterschiedliche Art und Weise gefährdet	27
4.2	Strukturelle Veränderungen müssen nicht schaden, ein erfolgreicher Strukturwandel braucht jedoch Zeit und ist mit Risiken verbunden	33
5	Fazit: Plan B setzt auf eine Energiewende, die für die Breite der Unternehmen in Deutschland funktioniert	35
5.1	Im Status Quo besteht für einige Industrien in Deutschland akute Gefahr, die Fortführung der Energiewende nicht zu überleben	35
5.2	Plan B kann um spezifische Förderinstrumente ergänzt werden, wo diese unter Abwägung anderer politischer Ziele notwendig sind	37
6	Literaturverzeichnis	40
	Annex A - Anhang	43
A.1	Erweiterter Vergleich internationaler Strom- und Erdgaspreise	43

1 Einleitung – Unternehmen in Deutschland brauchen einen Plan B für die Energiewende

Energie steht am Anfang jeder Wertschöpfung. Sie bestimmt Produktkosten, Investitionspfade und Standortentscheidungen – quer über alle Branchen. Deutschland verfolgt strenge Klimaziele unter vergleichsweise schwierigen Grundvoraussetzungen: Begrenzte heimische Ressourcen für Wind- und Sonnenenergie, Verzicht auf Kernenergie, ein hoher Importbedarf, anspruchsvolle Zwischenziele sowie ein dichtes Regulierungsumfeld. Vor diesem Hintergrund stellt die Energiewende neue Investitionsanforderungen, erhöht Energiepreise und Netzentgelte und verstärkt Unsicherheiten und Risiken.

Die vorliegende Zusatzstudie knüpft an die Ergebnisse der Hauptstudie „Neue Wege für die Energiewende („Plan B“)“ an.¹ Diese hat verdeutlicht: Deutschland wird auch künftig kein Niedrigenergiekostenland sein. Vielmehr werden die Kosten in den nächsten Jahren steigen und langfristig hoch bleiben. Umso wichtiger ist es zu verstehen, welche Branchen wie stark betroffen sein werden. Wir analysieren, über welche Kanäle Belastungen wirken und welche Unternehmen dadurch in besonderem Maße gefährdet sind.

Ziel dieser Studie ist es, die Ausgangslage und den internationalen Kontext zu skizzieren, die direkten und indirekten Kostenkanäle der Energiewende für Unternehmen systematisch offenzulegen, die Gefährdung einzelner Branchen nachvollziehbar zu bewerten und Handlungsoptionen abzuleiten – jedoch ohne das Ziel der Klimaneutralität aus dem Blick zu verlieren. Kurzum: Einen Plan B der Energiewende zu erarbeiten, der für Unternehmen funktioniert.

Denn unsere Analyse zeigt: Unter dem Status Quo der Energiewende ist nicht nur die klassisch energieintensive Industrie von Energiekostensteigerungen betroffen. Aufgrund verzweigter Lieferketten und kumulierender indirekter Effekte reicht der Kostendruck weit in die Breite der Wirtschaft hinein – bis in Branchen, die selbst nur moderat energieintensiv sind, aber stark auf bezahlbare Vorprodukte, Transporte und Arbeitskräfte angewiesen bleiben.

Daraus folgt ein leitendes ordnungspolitisches Prinzip: Am wirksamsten stärkt man Unternehmen, indem man die Gesamtkosten des Energiesystems senkt. Unser „Plan B“ setzt deshalb auf einen einfachen, regelbasierten und marktwirtschaftlichen Rahmen mit Technologie- und Pfadneutralität sowie auf ein umfassendes, atmendes Cap-and-Trade System als Kern mit Möglichkeiten zur internationalen Kompensation von Emissionen. Auf diese Weise lassen sich Preisspitzen dämpfen, Investitionen verstetigen und Bürokratie reduzieren – ohne die Transformation auszubremsen. Spezifische Förderinstrumente können in eng begründeten Ausnahmefällen ökonomisch erforderlich sein; müssen dann aber zielgerichtet, befristet und einfach gestaltet werden, sodass sie den Ordnungsrahmen nicht durch immer neue Einzelinstrumente überfrachten.

¹ Siehe Frontier Economics (2025) Hauptstudie („Plan B“).

2 Unternehmen in Deutschland sind bereits heute im internationalen Vergleich hohen Energiekosten ausgesetzt

Energiekosten stellen für viele Unternehmen einen entscheidenden Wettbewerbsfaktor dar. In Deutschland führt die Belastung der Unternehmen durch hohe Energiepreise zunehmend zu Plänen, Produktionsstandorte ins Ausland zu verlagern.

Eine aktuelle Umfrage der Deutschen Industrie- und Handelskammer (DIHK) zeigt, dass 37 % der Industriebetriebe in Deutschland erwägen, ihre Produktion einzuschränken oder ins Ausland zu verlagern – ein deutlicher Anstieg gegenüber den Vorjahren. Besonders betroffen sind große Unternehmen mit über 500 Beschäftigten, von denen 59 % entsprechende Überlegungen anstellen. Auch unter den energieintensiven Betrieben zeigt sich eine überdurchschnittlich hohe Bereitschaft, ihre Produktion ins Ausland zu verlagern.²

Aber nicht nur energieintensive Großabnehmer sind von hohen Energiekosten betroffen, sondern auch mittlere und kleinere Unternehmen. In Deutschland zählen 99,4 % der Unternehmen zu den kleinen und mittleren Unternehmen (KMU) mit weniger als 250 Beschäftigten, von denen ein erheblicher Anteil ebenfalls im internationalen Wettbewerb steht.

Ein internationaler Vergleich der industriellen Verbrauchspreise für Strom und Erdgas für verschiedene Verbrauchsklassen zeigt, dass Deutschland bereits heute deutliche Standortnachteile gegenüber wichtigen Wettbewerbern innerhalb Europas und weltweit aufweist.

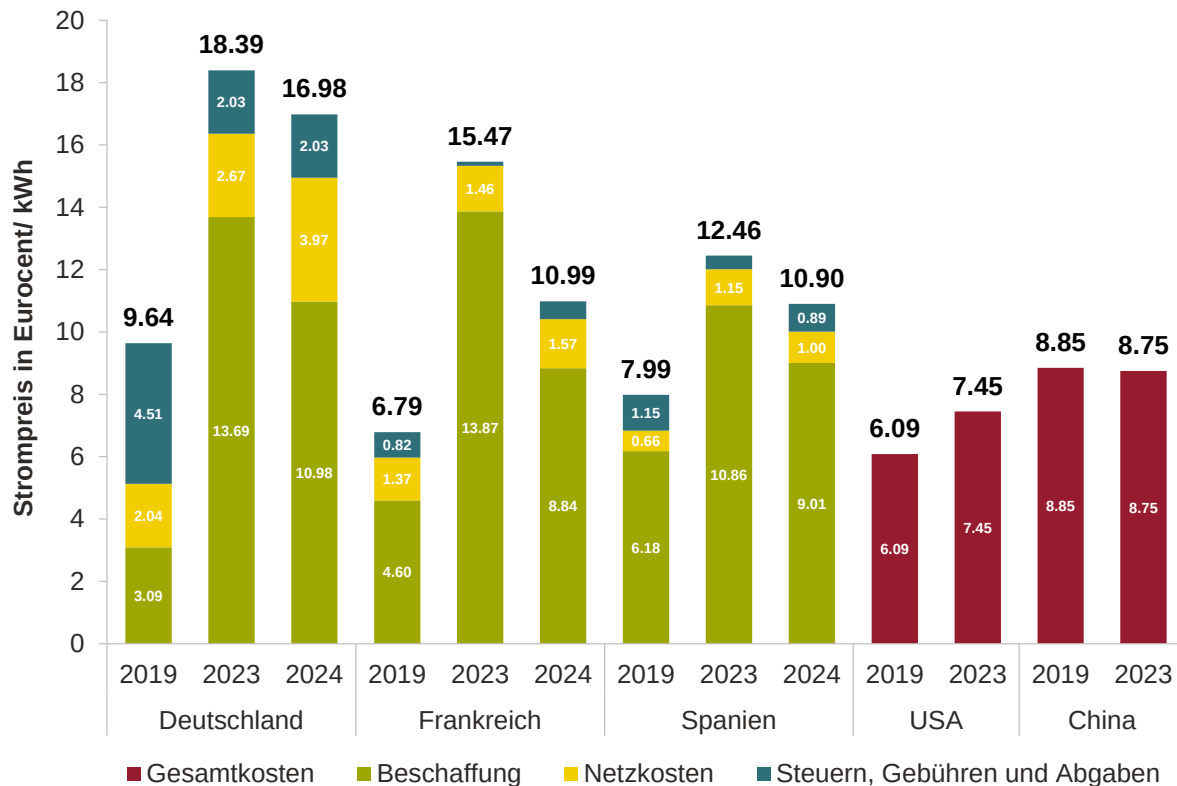
Für den internationalen Kostenvergleich wurden dabei mit **Frankreich, Spanien, den USA und China** vier Länder ausgewählt, deren Unternehmen in direktem Wettbewerb mit Unternehmen in Deutschland stehen – beispielsweise bei der Ansiedlung von Produktionsstandorten oder auf internationalen Absatzmärkten. Darüber hinaus bieten die ausgewählten Länder eine große Bandbreite an potenziellen energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen, was einen umfassenden Vergleich ermöglicht.

Deutschland gehört zu den teuersten Ländern bei industriellen Strompreisen

Abbildung 1 zeigt die Entwicklung der Strompreise der jüngeren Vergangenheit für industrielle Abnehmer mit einem mittleren Jahresverbrauch zwischen 20 und 50 Mio. kWh.

² Siehe DIHK (2025).

Abbildung 1 Strompreise für Unternehmen mit Abnahmemenge von 20 bis 50 Mio. kWh/a



Quelle: Frontier Economics basierend auf Eurostat (2025) für EU, DESNZ (2025) für USA und Agora / AFRY (2023) für China.

Hinweis: Dargestellt sind Strompreise für Industrieannehmer mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 und 50 Mio. kWh, ohne rückerstattungsfähige Steuern, Gebühren und Abgaben. Für die USA wird ein allgemeiner Industriepreis ausgewiesen, da keine Differenzierung nach Verbrauchsklasse möglich ist. Für die europäischen Vergleichsländer werden neben den Jahren 2019 und 2023 auch vorläufige Daten aus dem Jahr 2024 berücksichtigt; für die USA und China liegen aktuellere Daten derzeit nicht vor. Im Jahr 2024 weist Deutschland die höchsten Preise auf – vor allem aufgrund höherer staatlicher Abgaben und Netzkosten im Vergleich zu anderen Ländern.

Unternehmen dieser Abnahmeklasse – häufig mittelständische, energieintensive Betriebe – verzeichneten seit der Energiekrise massive Kostensteigerungen durch gestiegene Energiepreise. In Deutschland haben sich die Strompreise zwischen 2019 und 2023 nahezu verdoppelt, trotz umfangreicher Entlastungsmaßnahmen. Im Jahr 2024 kam es zu einem Rückgang, doch blieb Deutschland mit rund 17 ct/kWh eines der teuersten Länder für Industriestrom. Hauptursachen sind neben gestiegenen Beschaffungskosten auch hohe Netzentgelte sowie Steuern und Abgaben. Bereits 2019 lag der Industriestrompreis in Deutschland deutlich über dem internationalen Niveau, rund 60 % über dem Niveau der USA und knapp 9 % über dem Chinas.³ Die Energiekrise verschärfte diese Differenz erheblich: 2023 zahlten deutsche Unternehmen mehr als doppelt so viel für Strom wie in den USA und rund 110 % mehr als in China. Beim Vergleich der deutschen Industriestrompreise, insbesondere mit dem außereuropäischen Ausland, muss außerdem berücksichtigt werden, dass sowohl innerhalb der USA

³ Aufgrund großer regionaler Unterschiede gibt es in den USA und China nicht 'einen' Energiepreis. Unsere Analyse greift daher auf verfügbare Durchschnittswerte zurück.

als auch in China regional große Preisunterschiede bestehen und diese im Falle Chinas teils industriepolitisch gesteuert sind.

Gegenüber der mittleren Verbrauchsklasse profitieren Großverbraucher in Deutschland mit einem **Jahresverbrauch von über 150 Mio. kWh**, wie z.B. Aluminiumhütten oder Elektro Stahlwerke, zwar von geringeren Netzentgelten aufgrund gleichmäßiger Lastprofile und spezifischen Entlastungen wie der Stromsteuer-Reduktion oder besonderen Ausgleichsregelungen.⁴ Dadurch sind ihre Preise niedriger als bei mittleren Abnehmern, dennoch bleibt Deutschland auch in dieser Gruppe im internationalen Vergleich ein Hochpreisland für Strom (siehe Abbildung 14 in Anhang A.1). Die Preisunterschiede haben sich seit 2019 ebenfalls vergrößert, wenn auch in absoluten Beträgen weniger stark als bei kleineren Verbrauchern.

Auch **kleine Unternehmen** mit einer Abnahmemenge von 20.000 kWh/a oder weniger sind in Deutschland im Ländervergleich den höchsten Strompreisen ausgesetzt (siehe Abbildung 15 in Anhang A.1). Obwohl diese Betriebe meist nicht unmittelbar im globalen Wettbewerb stehen, führen die Preissteigerungen zu hohen Kostenbelastungen, sowohl direkt durch die Energiekosten, oft aber auch durch indirekte Effekte – wie wir später in Abschnitt 3.2 zeigen. Dort, wo derartige Kostensteigerungen nicht oder nur in geringen Teilen an die Kunden weitergegeben werden können, können sich auch für solche Betriebe ohne direkten internationalen Wettbewerb Existenzgefahren ergeben.

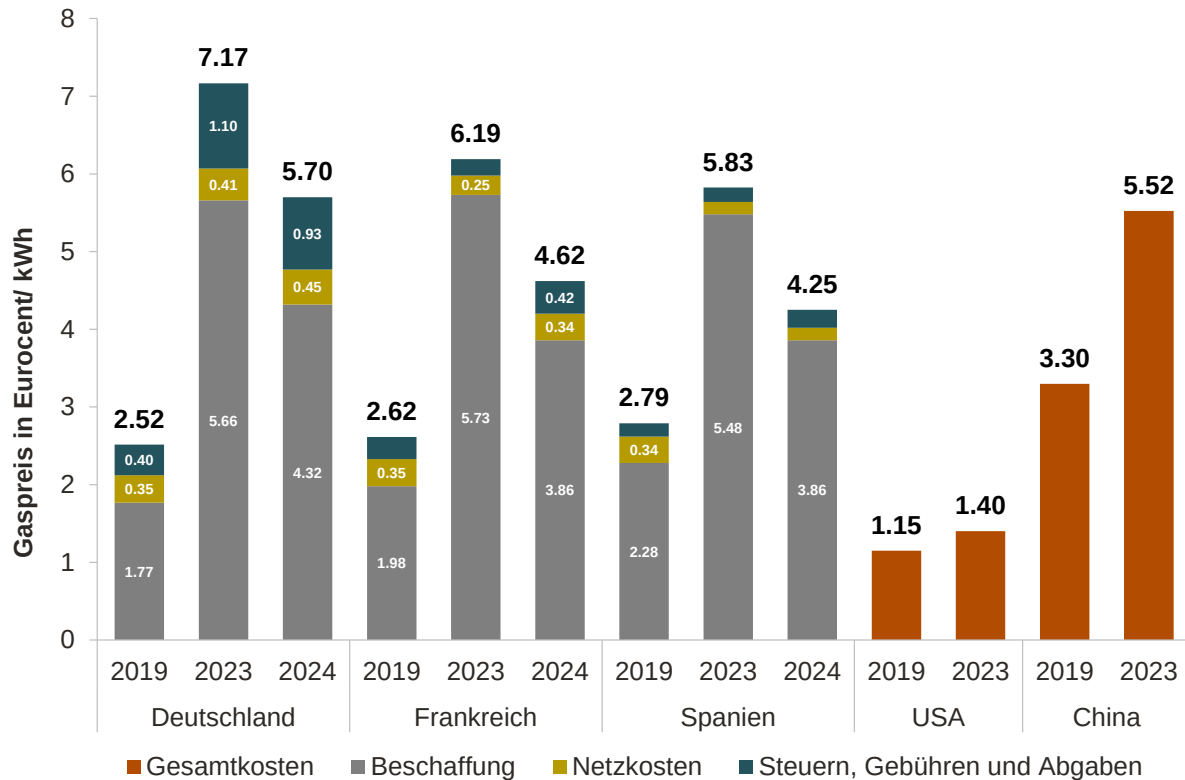
Auch bei Erdgaspreisen für industrielle Verbraucher führt Deutschland den internationalen Vergleich an

Der internationale Vergleich von industriellen Erdgaspreisen zeigt ein ähnliches Bild. Abbildung 2 zeigt dafür beispielhaft die Entwicklung der durchschnittlichen Erdgaspreise für **Industrieunternehmen mit einem mittleren Verbrauch (100.000 – 1 Mio. GJ/a)**.⁵ Die Gaspreise in Europa sind seit 2019 deutlich gestiegen, insbesondere in den Jahren 2022 und 2023 infolge des Rückgangs russischer Pipelineimporte. Auch wenn die Beschaffungskosten für Erdgas innerhalb Europas weniger stark variieren als im Strommarkt, gehört Deutschland insbesondere aufgrund hoher Netzentgelte, Steuern und Abgaben zu den teuersten Standorten in Europa. Obwohl die durchschnittlichen Preise im Jahr 2024 gegenüber den Vorjahren niedriger ausfielen, blieben sie jedoch deutlich über dem Vorkrisenniveau. Außerhalb Europas zeigen sich ähnliche Merkmale wie bei den Strompreisen: In den USA sorgt eine hohe Eigenförderung für stabile und vergleichsweise niedrige Gaspreise, während in China die Industriepreise teils politisch gesteuert sind.

⁴ Zum Beispiel durch die Stromsteuer-Reduktion nach § 9b StromStG oder die Begrenzung der KWK- und Offshore-Netzumlage nach EnFG.

⁵ Ein Jahresverbrauch zwischen 100.000 und 1 Mio. GJ entspricht ca. 27,8 Mio. bis 278 Mio. kWh.

Abbildung 2 Erdgaspreis für Unternehmen mit Abnahmemenge von 100.000 bis 1 Mio. GJ/a



Quelle: Frontier Economics basierend auf Eurostat (2025) für EU, DESNZ (2025) für USA und IEA (2023) für China.

Hinweis: Dargestellt sind Gaspreise für Industrieabnehmer mit einem Jahresverbrauch zwischen 100.000 und 1 Mio. GJ (ca. 27,8 bis 278 Mio. kWh), ohne rückerstattungsfähige Steuern, Gebühren und Abgaben. Für die USA und China wird ein allgemeiner Industriepreis ausgewiesen, da keine Differenzierung nach Abnahmefall möglich ist. Im Jahr 2024 weist Deutschland die höchsten Gaspreise auf – vor allem aufgrund höherer staatlicher Abgaben im Vergleich zu anderen Ländern.

Auch für kleine Unternehmen mit einem **Jahresverbrauch von unter 1.000 GJ⁶** – beispielsweise kleinere Lebensmittelhersteller oder Wäschereien – stiegen die Gaspreise seit 2021 überproportional (siehe Abbildung 17 in Anhang A.1). Nach Frankreich weist Deutschland 2024 die höchsten Preise im internationalen Vergleich auf.

Im Vergleich dazu zahlen **Großverbraucher (1–4 Mio. GJ/a)⁷** wie Raffinerien oder Chemieanlagen aufgrund von Mengenrabatten sowie niedrigeren spezifischen Netzentgelten, Steuern und Abgaben zwar niedrigere Erdgaspreise als Unternehmen mit mittleren oder kleinen Verbrauchsmengen. Allerdings hat sich auch für diese Unternehmen seit der Energiekrise der

⁶ Ein Jahresverbrauch unter 1.000 GJ entspricht ca. einem Verbrauch unter 278.000 kWh.

⁷ Ein Jahresverbrauch zwischen 1 Mio. und 4 Mio. GJ entspricht ca. 278 Mio. bis 1.112 Mio. kWh.

gaspreisbedingte Standortnachteil insbesondere im Vergleich zu den USA deutlich vergrößert (siehe Abbildung 16 in A.1).

Auch zukünftig müssen Unternehmen in Deutschland gegenüber internationalen Wettbewerbern mit einer nachteiligen Energiekostenentwicklung rechnen

Der Standortnachteil deutscher Unternehmen bei Energiekosten gegenüber internationalen Wettbewerbern dürfte sich zukünftig weiter fortsetzen. Mehrere strukturelle und politische Faktoren tragen dazu bei:

- **Ambitionierte klimapolitische Zielsetzungen:** Deutschland verfolgt mit dem Ziel der Klimaneutralität bis 2045 eines der ambitioniertesten Vorhaben weltweit. Andere Länder wie Frankreich, Spanien oder China setzen spätere Zieljahre oder verfolgen flexiblere Strategien.
- **Vergleichsweise geringe Potenziale für Erneuerbare Energien:** Deutschland verfügt im Vergleich zu Ländern wie Spanien oder den USA über geringere Potenziale für Solar- und Windenergie. Zudem sind die vorhandenen attraktiven Erzeugungspotenziale nicht in der Nähe von großen Verbrauchszentren, was einen kosteneffizienten Ausbau erneuerbarer Energien erschwert.
- **Fehlende heimische konventionelle Ressourcen:** Während Länder wie die USA oder China auf umfangreiche Ressourcen eigener fossiler Energieträger zurückgreifen können, ist Deutschland auf Importe angewiesen. Dies erhöht die Abhängigkeit von globalen Preisentwicklungen.
- **Schwindende Vorreiterrolle bei Klimatechnologien:** Die schwierige Ausgangslage Deutschlands in Bezug auf heimische (erneuerbare und fossile) Ressourcen lässt sich zu einem gewissen Grad durch die Nutzung besonders effizienter Technologien und Prozesse sowie die Entwicklung innovativer neuer Anwendungen ausgleichen. Jüngere Studien zeigen allerdings: Trotz einer weiterhin hohen Spezialisierung auf Energieeffizienztechnologien verliert Deutschland im internationalen Vergleich an Innovationsdynamik. Länder wie China, die USA und Südkorea verzeichnen deutlich höhere Zuwachsraten bei Patentanmeldungen und bauen ihre technologische Führungsrolle bei Effizienztechnologien zunehmend aus.⁸
- **Hohe CO₂-Bepreisung:** Die deutsche Industrie ist in den EU-Emissionshandel eingebunden. Mit steigenden Preisen im EU-ETS und der Ausweitung auf weitere Sektoren (EU-ETS 2) wird diese Belastung voraussichtlich zunehmen. So wird für die zukünftige Entwicklung des CO₂-Preises im EU-ETS bis 2045 eine Bandbreite von etwa 180 € bis 350 € pro Tonne CO₂ erwartet.⁹ Die zukünftigen CO₂-Preise im Rahmen des EU-ETS liegen aktuell auf den Forward-Märkten bei 75 € (Ende 2025) bis 82 € (Ende 2028) pro Tonne

⁸ Vgl. Umweltbundesamt (2024).

⁹ Vgl. z.B. Ariadne (2024), BMWK (2025) und EWI (2025).

CO₂.¹⁰ Länder wie die USA und China setzen hingegen auf keine bzw. sehr niedrigere CO₂-Preise, großzügige Zuteilungen oder direkte Subventionen.

Diese Rahmenbedingungen führen dazu, dass deutsche Unternehmen – insbesondere in energieintensiven Branchen – im internationalen Wettbewerb zunehmend unter Druck geraten. Maßnahmen zum Schutz vor Carbon Leakage wie der CO₂-Grenzausgleichsmechanismus (CBAM) können diese Nachteile bislang nur begrenzt ausgleichen.

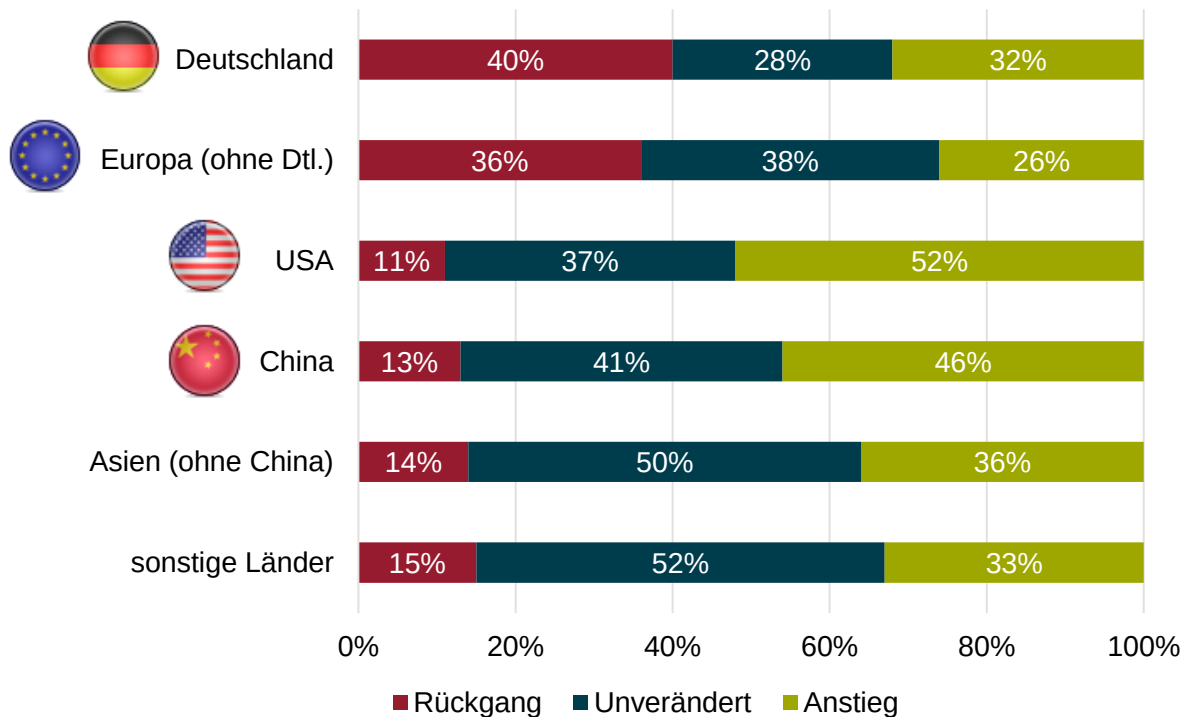
Fazit: Energiepreise haben sich in den letzten 5 Jahren bereits nahezu verdoppelt – und drohen in Zukunft weiter stark zu steigen

Deutschland steht mit seinen ambitionierten Klimazielen und begrenzten natürlichen Ressourcen vor einer besonderen Herausforderung. Bereits heute kämpfen Unternehmen in Deutschland mit hohen Energiekosten und auch zukünftig ist mit einer ungünstigeren Energiekostenentwicklung zu rechnen als in wichtigen Wettbewerberländern. Die Mehrkosten schaffen nicht nur einen kurzfristigen Wettbewerbsnachteil, sondern verursachen schon jetzt einen Rückgang der verbleibenden Investitionstätigkeit. Dies wird am Beispiel der Chemieindustrie deutlich, wo Unternehmen an deutschen Standorten ihre Investitionen überwiegend senken, während sie in den USA und China zunehmen (Abbildung 3).

Insgesamt geraten dabei nicht nur klassisch energieintensive Industrien, sondern zunehmend auch kleine und mittlere Unternehmen ohne hohe direkte Energieintensität unter Druck. Ursächlich dafür sind nicht nur die unmittelbaren Belastungen durch steigende Energiekosten und erforderliche Investitionen in die betriebliche Transformation, sondern auch die indirekten Belastungen, die durch steigende energiewendebedingte Kosten auf Unternehmen einwirken. Die aktuelle Umsetzung der Energiewende riskiert damit, internationale Wettbewerbsfähigkeit zu gefährden. Im nachfolgenden Kapitel 3 gehen wir näher auf die Arten der direkten und indirekten energiewendebedingten Kostensteigerungen für Unternehmen ein.

¹⁰ Siehe ICE (2025).

Abbildung 3 Veränderungen der Investitionsbereitschaft von Unternehmen in der Chemieindustrie in den letzten drei Jahren



Quelle: Frontier Economics basierend auf VCI (2025).

Hinweis: Die Abbildung zeigt die relativen Veränderungen der Investitionsbereitschaft von Unternehmen (Rückgang, Unverändert, Anstieg) in der Chemieindustrie verschiedener Länder in den letzten drei Jahren. Deutschland und die EU verzeichnen die größten Rückgänge, während die USA, China und Asien die größten Zuwächse erfahren haben.

3 Energiewendebedingte Kostensteigerungen für Unternehmen werden bei einer Fortsetzung des Status Quo weiter zunehmen

Die Ergebnisse unserer Hauptstudie ‚Neue Wege für die Energiewende (‘Plan B’)‘ zeigen: Der Umbau des Energiesystems und die Defossilisierung der gesamten Volkswirtschaft ist eines der größten Transformationsprojekte der Bundesrepublik. In den nächsten 25 Jahren belaufen sich allein die Energiesystemkosten (für Erzeugung und Import sowie Transport und Speicherung von Energie) - bei einer Fortsetzung des energie- und klimapolitischen Status Quo - auf insgesamt rund 4,8 bis 5,4 Billionen €.

Die steigenden gesamtwirtschaftlichen Kosten zur Defossilisierung des Energiesystems schlagen sich über Strom- und Gaspreise, Netzentgelte und Abgaben in höheren Energiekosten für alle Verbraucher nieder: Von Haushalten und energieintensiven Unternehmen bis in die Breite von Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen.

Zusätzlich erfordert der Umbau des Energiesystems erhebliche Investitionen auf Nachfrageseite: Die Ergebnisse unserer Meta-Analyse zeigen, dass die notwendigen Investitionen allein im Jahr 2035 im Durchschnitt 110 Mrd. € für die gesamte Volkswirtschaft betragen, etwa doppelt so viel wie heute.

Für Unternehmen im Speziellen bringen die steigenden Energiepreise und Transformationsanforderungen weitere Kostenbelastungen mit sich (siehe Abschnitt 2). Um noch näher zu verstehen, wie die Energiewende auf Unternehmen wirkt, haben wir ausführliche Experteninterviews mit fünf Geschäftsführern von mittelständischen Unternehmen verschiedener Branchen durchgeführt. Im folgenden Kapitel fassen wir die zentralen Erkenntnisse zusammen, stellen drei der Unternehmen als Fallstudien vor und verknüpfen sie mit den Analysen zu Energiekostensteigerungen aus der Hauptstudie sowie mit ergänzenden Auswertungen im Rahmen dieser Untersuchung.

Dafür unterscheiden wir:

- Direkte Kostensteigerungen, die durch steigende Energiekosten (siehe Abschnitt 3.1) getrieben sind sowie durch unmittelbare Investitionserfordernisse für die Transformation (siehe Abschnitt 3.3); und
- Indirekte Kostensteigerungen, die durch die energiewendebedingte Kostensteigerungen, u.a. bei Vorprodukten, Logistik- und Personalkosten sowie Bürokratie- und Verwaltungskosten, verursacht werden (siehe Abschnitt 3.2).

Abbildung 4 Unsere Betrachtung von Kostensteigerungen bei Unternehmen



Quelle: Frontier Economics

3.1 Steigende Energiekosten schaffen eine zusätzliche direkte Belastung

Unsere „Plan B“ Hauptstudie hat aufgezeigt, dass der Umbau des Energiesystems erhebliche volkswirtschaftliche Kosten verursacht. Diese Energiesystemkosten zeigen sich für Unternehmen und Haushalte zuvorderst in den spezifischen Energieträgerkosten und deren Entgelte und Abgaben. Im Rahmen der Hauptstudie haben wir exemplarisch berechnet, wie sich die Kosten für Strom, Methan, Wasserstoff und CO₂ bei einer Fortsetzung der aktuellen Energiewende weiterentwickeln.¹¹ Die Ergebnisse verdeutlichen, dass **für Verbraucher die Energie- und CO₂-Kosten im Zuge der Energiewende kurz- und mittelfristig stark zunehmen werden und erst langfristig wieder mit einem leichten Rückgang zu rechnen ist.** Das langfristige Niveau bleibt jedoch deutlich teurer als die aktuellen Preise, die im internationalen Vergleich bereits im obersten Bereich liegen (vgl. Abschnitt 2).

Im Folgenden ergänzen wir, welche Auswirkungen diese Systemkostensteigerungen auf Unternehmen haben und ergänzen eine neue Auswertung zu den möglichen Entwicklungen bei Netzentgelten.

Hohe Stromkosten bei zunehmender Elektrifizierung werden zu einem unmittelbaren Standortrisiko

Insbesondere die erwarteten Stromkostensteigerungen werden von allen Unternehmen als gravierend bezeichnet. Bei den interviewten Unternehmen haben sich die absoluten

¹¹ Vgl. Frontier Economics (2025), S. 84 ff.

Stromkosten bereits in den letzten 5 Jahren zwischen 28% und 86% erhöht. Drohen weitere Steigerungen – gemäß unseren Modellierungen in der Hauptstudie sind bis 2040 Steigerungen bei den Grenzkosten im Strom um 80% zu erwarten – sind diese nach mehrheitlicher Aussage der befragten Unternehmen nicht mehr aufzufangen. Stattdessen würde der Großteil der Unternehmen Investitionen ins Ausland verlagern. Dies zeigt sich exemplarisch im Bereich der Kunststoffverarbeitung, wie unser **erstes Fallbeispiel** aufzeigt.

Fallbeispiel 1: Unternehmen für Kunststoffverarbeitung



Ein mittelständisches Unternehmen mit 600 Mitarbeitern stellt Isolierstoffe aus Kunststoff her. Der Hauptsitz befindet sich in Nordrhein-Westfalen, weitere Standorte gibt es international. Das Unternehmen hat komplexe Produktionsprozesse und einen hohen Energieeinsatz durch thermische Verfahren.

Direkte Kosten

Die Kosten für den Stromverbrauch betragen bereits heute knapp 5 % des Umsatzes. Seit dem Auslaufen langfristiger Verträge im Jahr 2023 mussten neue Stromverträge abgeschlossen werden, die kaum noch Abweichungen von den abgenommenen Strommengen zulassen und deutlich teurer waren. Auch im Gasbereich wurde ein Kostenanstieg von über 180 % verzeichnet. Die CO₂-Kosten, insbesondere durch das BEHG, summieren sich inzwischen auf rund 180.000 € jährlich – mit steigender Tendenz. Bis 2030 rechnet das Unternehmen mit mehr als 500.000 € pro Jahr, was etwa 0,7 % des Umsatzes entspricht.

Indirekte Kosten

Die Herstellung der eingesetzten Vorprodukte wie technischer Kunststoffe und Additive ist sehr energieintensiv. Die Materialkosten allein machen etwa 30 % des Umsatzes aus – ebenso wie die Personalkosten. Der Transportbedarf ist hoch, auch durch internationale Beschaffungswege. Bürokratiekosten sind durch Berichtspflichten (CSR, GEG, EnEfG) und zusätzliche Zertifizierungen gestiegen.

Ausblick und Herausforderungen

Dekarbonisierungsmaßnahmen werden laufend geprüft – darunter Prozessoptimierungen, andere Additive zur Energieeinsparung, alternative Vernetzungsverfahren sowie der Einsatz von Wasserstoff. Der Umbau der gasbefeuerten Anlagen auf Strombetrieb ist derzeit technisch nicht möglich. Eine Integration von PV-Anlagen scheitert oft an Genehmigungsanforderungen und Netzanschlussbedingungen. Zudem ist der Platz dafür auf dem Betriebsgelände begrenzt.

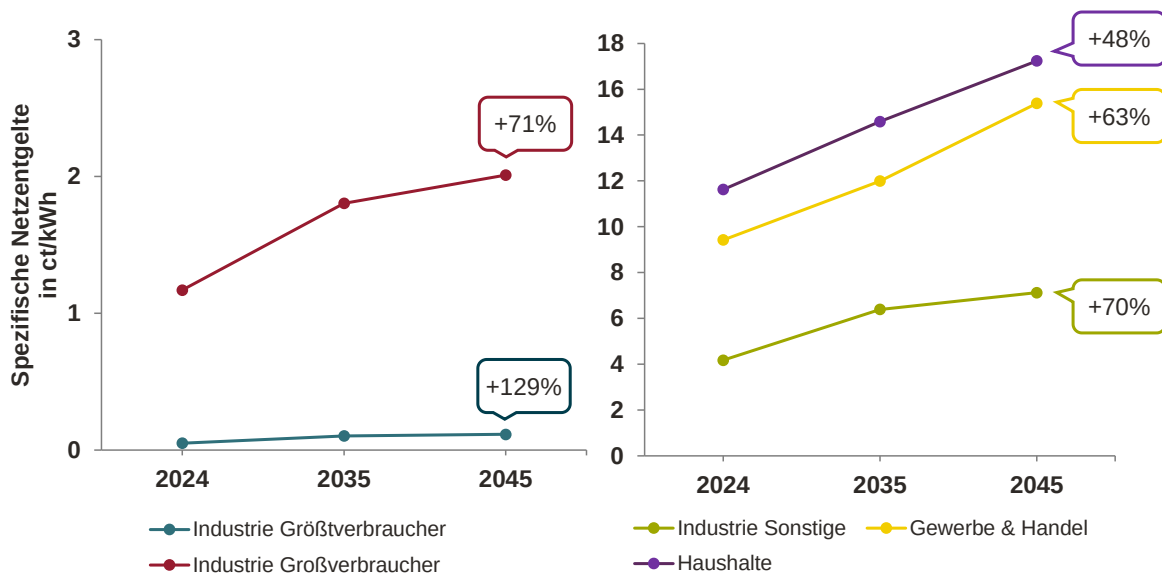
Die Energiekosten stellen einen zentralen Standortfaktor dar und wirken sich direkt auf die Investitionsplanung aus. Während Ersatzinvestitionen am deutschen Standort erfolgen, werden Entwicklungsschritte vermehrt im Ausland geplant.

Über die reinen Beschaffungskosten für Energieträger hinaus ist auch bei den Netzentgelten mit Kostensteigerungen zu rechnen, die wir nachfolgend genauer betrachten.¹²

Zu steigenden Beschaffungskosten kommen perspektivisch stark steigende Stromnetzkosten auf die Verbraucher zu

Eine zunehmende Elektrifizierung in Verbindung mit dem Ausbau erneuerbarer Energien treibt zudem die Infrastrukturkosten für Transport und Verteilung. Im Rahmen unserer modellgestützten Abschätzung der Energiewendekosten im Status Quo (vgl. Kapitel 2 der Hauptstudie) haben wir hierzu auch überschlägige Berechnungen zu den sich ergebenden Effekten auf die von den Unternehmen zu tragenden Netzkosten angestellt: Unter der Annahme, dass die aktuelle Aufteilung der absoluten Netzkosten für die verschiedenen Verbrauchergruppen auch zukünftig bestehen bleibt, würden sich bis 2035 die spezifischen Netzentgelte um etwa knapp 3 Cent/kWh für Gewerbe und Handel sowie etwas über 2 Cent/kWh für die Industrie (ohne Groß- und Größtverbraucher) erhöhen (Abbildung 5). Dies entspricht Steigerungen gegenüber dem aktuellen Stand um etwa 60% bis 70%. Dabei würden kleine und mittlere Unternehmen sowie Haushalte aufgrund hoher spezifischer Netzentgelte den größten Anteil der zusätzlichen Netzkosten tragen.

Abbildung 5 Mögliche Kostensteigerung bei Stromnetzentgelten (exemplarische Schätzung)



¹² Vgl. Frontier Economics (2025) Hauptstudie „Plan B“.

Quelle: Frontier Economics basierend auf BNetzA (2024) und eigenem COMET-Energiemodell basierend auf Frontier Economics Hauptstudie „Plan B“ / BMWK Langfristszenarien.

Hinweis: Für 2035 und 2045 wurden eigene Abschätzungen der Stromnetzentgelte durchgeführt. Grundlage sind sektorspezifische Verbrauchsprognosen sowie berechnete Netzkosten, bestehend aus Investitionen, Abschreibungen, Kapitalverzinsung, Redispatch- und Verlustkosten (Eigene Modellierung basierend auf Frontier Economics COMET-Energiemodell, basierend auf BMWK Langfristszenarien). Die sektorale Verteilung der absoluten Netzentgelte folgt der Struktur von 2024, spezifische Entgelte ergeben sich als Quotient aus sektoralen absoluten Entgelten und Verbrauch.

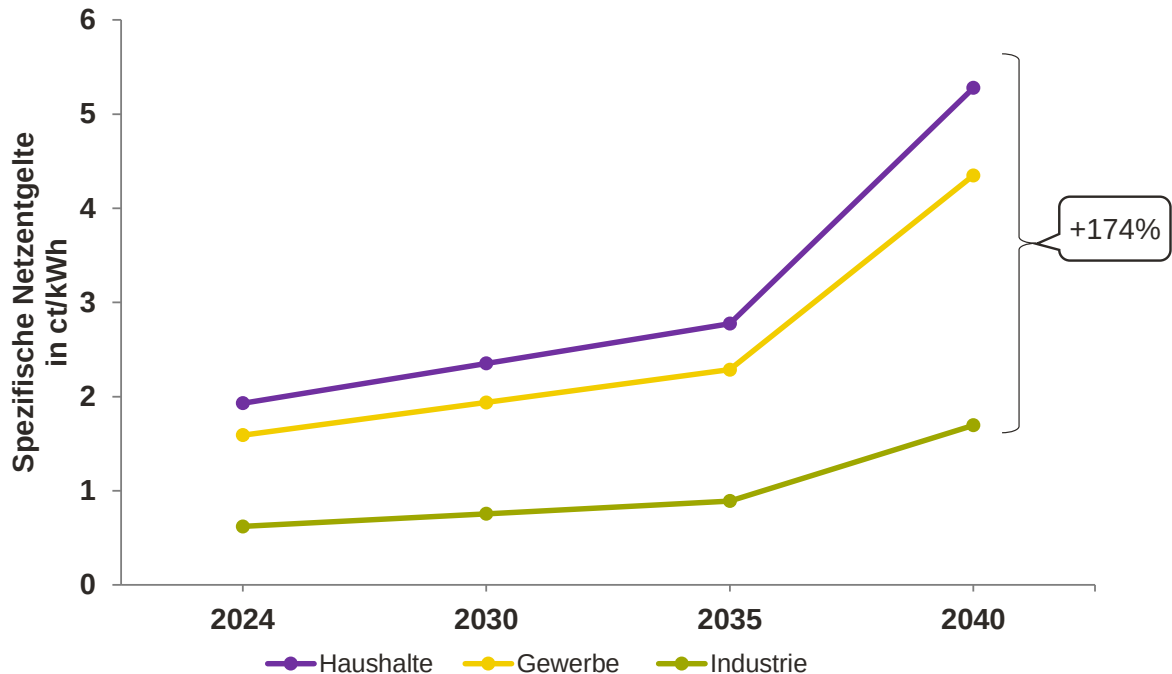
Gasnetzkosten sinken langsamer als ihre Nutzerbasis

Wie auch bei den Stromnetzkosten weisen unsere modellbasierten Schätzungen bei Gasnetzkosten eine steigende Tendenz auf: Zwar sinken die Gesamtsystemkosten des Gasnetzes künftig, da unter der Annahme einer weitreichenden Elektrifizierung vieler Anwendungen der Gasverbrauch in Deutschland bis zum Jahr 2040 um rund zwei Drittel zurückgeht.¹³ Allerdings verteilen sich damit die Kosten der Gasnetzinfrastruktur, die auch bei geringerer Nachfrage noch in weiten Teilen aufrechterhalten werden muss, auf eine immer geringere Anzahl an Nutzern.

In der Folge steigen die spezifischen Netzentgelte spürbar (Abbildung 6): Im Gewerbesektor könnten diese laut unserer exemplarischen Berechnung von 1,6 ct/kWh im Jahr 2024 auf 4,3 ct/kWh im Jahr 2040 steigen. In der Industrie würden sich die Entgelte im selben Zeitraum nahezu verdreifachen, von 0,6 auf 1,7 ct/kWh.

¹³ Siehe unsere Annahmen für das COMET-Energiemodell aus Hauptstudie „Plan B“ / BMWK Langfristszenarien.

Abbildung 6 Mögliche Kostensteigerung bei Gasnetzentgelten (exemplarische Schätzung)



Quelle: Frontier Economics basierend auf BNetzA für Netzentgelte 2024, eigener Schätzung von COMET-Energiemodell / BMWK Langfristszenarien aus Hauptstudie „Plan B“ und Agora Energiewende (2024) für 2030-40.

Hinweis: Eigene Schätzungen für 2030–2040 basieren auf Gasverbrauchsprojektionen (COMET-Energiemodell aus Hauptstudie „Plan B“ / BMWK Langfristszenarien) und linear interpolierten Erlösobergrenzen zwischen 2024 (BNetzA) und 2040 (Agora). Beschleunigte Abschreibungen gemäß KANU 2 nicht berücksichtigt. Die sektorale Aufteilung bleibt konstant gemäß 2024 (BNetzA). Sektorspezifische Netzentgelte ergeben sich aus dem jeweiligen Anteil an der Erlös-obergrenze pro verbrauchter kWh.

CO₂-Preise und deren Unsicherheiten zu Regulierungen schaffen zusätzliche Belastungen

Die CO₂-Bepreisung entwickelt sich zu einem zentralen Kostenfaktor für viele Unternehmen. Neben direkten Aufschlägen auf die Nutzung fossiler Energieträger wirken CO₂-Kosten auch indirekt über höhere Preise für Transport, Verpackungen und Vorprodukte. Zusätzliche Unsicherheit entsteht durch politische Zwischenziele,¹⁴ die erhebliche Mehrbelastungen auslösen. In aktuellen Zielpfaden steigen die CO₂-Kosten bis zum Jahr 2045 auf 180 € bis 350 € pro Tonne¹⁵ – mit spürbaren Auswirkungen auf Unternehmen mit begrenzter Substitutionsfähigkeit, wie in unserem **zweiten Fallbeispiel** aus der Chemieindustrie deutlich wird.

¹⁴ Wie zum Beispiel das europäische 90 %-Reduktionszwischenziel im Jahr 2040.

¹⁵ Vgl. Ariadne (2024), BMWK (2025) oder EWI (2025).

Fallbeispiel 2: Chemieparkbetreiber



Ein ostdeutscher Chemieparkbetreiber verantwortet die Versorgung mit Energie, Wasser, Abwasser und Logistik für 30 Chemieunternehmen und mehr als 100 Dienstleister. Die eigene Belegschaft liegt bei rund 870 Mitarbeitenden, der gesamte Chemiepark umfasst knapp 15.000 Arbeitsplätze.

Direkte Kosten

Die Energiekosten sind erheblich und machen im Jahr 2024 knapp 20 % des gesamten Umsatzes aus. Besonders Gas stellt für den Chemiepark mit einem Verbrauch von rund 5 TWh/a die Hauptlast dar. Die gesamten CO₂-Kosten des Unternehmens betragen ca. 8,5 Mio. € und lagen damit doppelt so hoch wie der durchschnittliche Gewinn der vergangenen 5 Jahre.

Die eigenen Gas-und-Dampfturbinenanlagen werden hoch flexibel betrieben. Weitere Flexibilität wird vorbereitet, etwa mit Elektrodenkesseln zur Reduktion des Erdgasverbrauchs.

Indirekte Kosten

Die Verwaltungskosten im Zusammenhang mit Energiewende-Maßnahmen sind stark gestiegen. Der Betrieb unterliegt umfangreichen Berichts- und Nachweispflichten – z. B. für Emissionen, Abwärme und Energiemanagementsysteme. Allein für regulatorische Aufgaben sind inzwischen zehn Vollzeitkräfte gebunden. Die Komplexität der Vorschriften und teilweise widersprüchliche Zielsetzungen führen zu ungenutzten Potenzialen, wenn z.B. aufgrund starrer Emissionsgrenzwerte manche Anlagen nicht flexibel betrieben werden können.

Ausblick und Herausforderungen

Der Chemiepark steht unter Druck, seine Wettbewerbsfähigkeit in schwierigen Rahmenbedingungen zu sichern. Trotz halbierten Gaspreise seit 2023 bleibt das Energiekostenniveau etwa doppelt so hoch wie vor der Krise. Als Standortdienstleister hängt es stark von der Auslastung und Investitionsbereitschaft der Chemiekunden ab. Insbesondere in der Basischemie erreicht die Anlagenauslastung keine auskömmlichen Niveaus. Im globalen Wettbewerb wächst der Importdruck aus Asien und auch im europäischen Wettbewerb hat Frankreich mit niedrigeren Industriestrompreisen deutliche Vorteile. Bedeutende Produktionsanlagen der chemischen Industrie wurden in der Region bereits stillgelegt. Damit gehen Synergien im Stoffverbund verloren und die Wettbewerbsposition verschlechtert sich weiter. Initiativen zur Dekarbonisierung wie Wasserstoffprojekte sind zwar angelaufen, stoßen jedoch auf Zurückhaltung im Markt, Stromnetzengpässe, mangelnde Wirtschaftlichkeit und unklare politische Vorgaben. Auch CCU/CCS bleibt wegen hoher Kosten bislang unrentabel.

3.2 Indirekte Energiekostensteigerungen zeigen, dass Transformationskosten für Unternehmen mehr sind als direkte Energiekosten

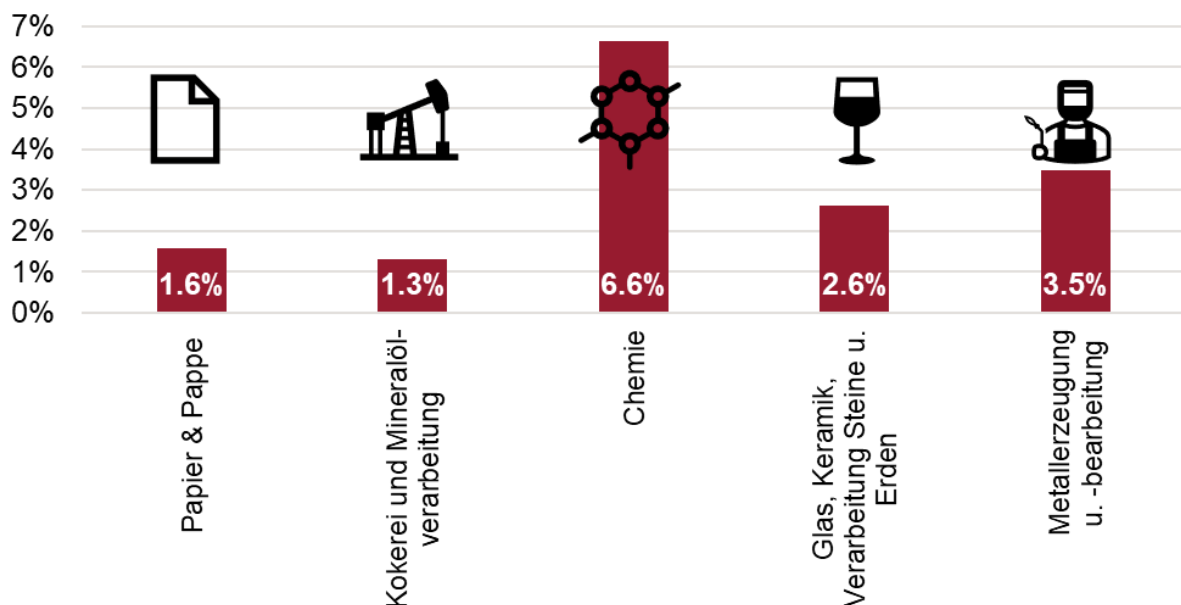
Höhere Energiekosten und zusätzliche Investitionsausgaben führen zu direkten Kostensteigerungen für Unternehmen. Darüber hinaus führen höhere Energiekosten und Vorgaben im Zusammenhang mit der Energiewende auch auf indirekten Wegen zu zusätzlichen

Belastungen für Unternehmen. Unsere Analysen der indirekten Kosteneffekte zeigen: **Die Kostenbelastung der Unternehmen durch die Energiewende geht weit über die von hohen Energiekosten direkt betroffenen energieintensiven Betriebe hinaus, sondern trifft die breite Masse der Unternehmen in Deutschland.** Wir betrachten dafür im Folgenden, wie sich steigende Energiekosten mittelbar auf die Kosten von Vorprodukten, Logistikleistungen, Personalkosten sowie Bürokratie- und Verwaltungskosten auswirken.

Vorprodukte – Kosten steigen insbesondere bei energieintensiven Grundstoffen

Die Energiewende entfaltet ihre wirtschaftliche Belastung zunehmend über die Kosten der eingesetzten Vorprodukte und Rohstoffe. Besonders stark betroffen sind Grundstoffe wie Silikon, Glasseide, Aluminium oder chemische Vorprodukte, deren Herstellung mit hohem Energieeinsatz verbunden ist. Zwar ist die energieintensive Industrie direkt für nur einen vergleichsweise geringen Anteil an der gesamten Bruttowertschöpfung in Deutschland verantwortlich. Sie trägt jedoch mit 16 % einen maßgeblichen Anteil zur Bruttowertschöpfung des verarbeitenden Gewerbes bei (Abbildung 7). Die gestiegenen Strom- und Gaspreise für die Grundstoffindustrie schlagen somit mittelbar über die Lieferkette auf weiterverarbeitende Unternehmen durch.

Abbildung 7 Anteil der Bruttowertschöpfung der energieintensiven Industrien am verarbeitenden Gewerbe



Quelle: Frontier Economics basierend auf der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung des Statistischen Bundesamtes.

Hinweis: Die Abbildung zeigt den Anteil der Bruttowertschöpfung des verarbeitenden Gewerbes, der aus energieintensiven Industrien kommt.

Der Effekt verstärkt sich durch energiebezogene Preisaufschläge auf Zwischenprodukte: Verpackungen, Additive, Hilfsstoffe und Chemikalien enthalten oft verdeckte Energieanteile. Für Branchen mit geringen Margen entstehen daraus strukturelle Kostenrisiken. Gleichzeitig sinkt

die Fähigkeit von Endkunden höhere Kosten zu absorbieren, da auch dort die Energiewende zu Mehrbelastungen führt. Diese Erfahrung wird in unserem **dritten Fallbeispiel** greifbar gemacht.

Fallbeispiel 3: Handelsunternehmen



Ein Energiehandelsunternehmen eines großen deutschen Lebensmittelhandelskonzerns übernimmt die Beschaffung und das Energiemanagement für die Einzelhandelskette. Die versorgte Energiemenge umfasst derzeit 3 TWh Strom sowie etwa 650 GWh Gas pro Jahr.

Um volatilen Energiemärkten zu begegnen, investiert das Unternehmen in eigene PV-Kapazitäten. Parallel werden Energiesysteme optimiert, indem Abwärme aus Kühlprozessen genutzt wird. Die notwendige Flexibilisierung des Energiebezugs erfordert einen Mehraufwand bei Management- und Budgetierungsprozessen.

Direkte Kosten

Die Entlastung durch die Abschaffung der EEG-Umlage hat dazu beigetragen, das Kostenniveau zu stabilisieren, dennoch wird weiterhin mit einem hohen Strompreisniveau gerechnet. Erdgas wird nur noch für spezifische Nutzungen wie Blockheizkraftwerke oder Produktionsprozesse eingesetzt. Aufgrund der hohen Bedeutung von Budgetplanungen in der Handelsbranche, schaffen CO₂-Kosten zusätzliche Unsicherheit, weil ihre Entwicklung eng an politische Kurswechsel gekoppelt ist.

Indirekte Kosten

Angelehnt an die Erfahrungen aus der Energiekrise 2022 und 2023 rechnet das Handelsunternehmen durch die Kostensteigerungen der Energiewende mit kontinuierlichen Preisanstiegen bei Vorprodukten wie Verpackungsmaterialien und Druckerzeugnisse sowie Transportkosten. Zusätzlich erhöhen gestiegene Berichterstattungspflichten und energiewirtschaftliche Vorschriften den Personal- und Koordinationsbedarf.

Ausblick und Herausforderungen

Während die Branche nicht im internationalen Wettbewerb steht, treffen die energiebedingten Kosteneffekte auf ein margenschwaches Geschäft. Dies führt zu einer hohen Kostenweitergabe der Branche an Kunden, welche die Inflation im Lebensmitteleinzelhandel zuspitzt.

Der Aufbau von Infrastruktur für PV-Anlagen oder Ladesäulen stößt in der Praxis auf Hürden durch unterschiedliche technische Vorgaben der Verteilnetzbetreiber und Bauämter. Auch unzureichende Rückmeldungen auf Anschlussanfragen führen zu Verzögerungen, die Projektabläufe verteuern.

Logistikkosten

Die Auswirkungen der Energiepreisentwicklung infolge der Energiewende zeigen sich nicht nur in der direkten Energiebeschaffung, sondern zunehmend auch entlang der Wertschöpfungsketten – insbesondere im Bereich Transport und Logistik.

Der Gütertransport auf der Straße illustriert diese Entwicklung: Mit einem Anteil von rund 79 % ist der Straßengüterverkehr per LKW zentral für die Logistik in Deutschland. Hierbei entfallen etwa 50 % der Transportkosten auf die Fahrzeug- und Treibstoffkosten. Die Umstellung auf erneuerbare Antriebe verläuft im LKW-Sektor jedoch langsamer als bei PKW durch eine geringere Kostendegression. Zum Beispiel liegen die Anschaffungskosten aktueller Elektro-LKW etwa doppelt so hoch wie bei vergleichbaren Dieselmotoren.¹⁶ Parallel hierzu wird der Weiterbetrieb konventioneller Fahrzeuge teurer. Selbst bei einem stabilen Rohölpreis erhöhen ETS2 und steigende THG-Quotenverpflichtungen die Dieselskosten. Für 2030 ist mit Preisen zwischen 2 € und 3 €/Liter zu rechnen, bis 2035 sind Spitzen von bis zu 4 €/Liter möglich.¹⁷ Hierzu kommen Mautgebühren sowie gestiegene Anforderungen an klimafreundliche Lieferketten,¹⁸ die zu erheblichen Mehrbelastungen führen können.

Vor allem Unternehmen, die Güter mit einer geringen Wertdichte (€/kg) transportieren müssen, wie in der Grundstoffindustrie, bei Lebensmittelproduzenten und im Handelsgewerbe, berichten von deutlich gestiegenen Transportkosten.

Personalkosten

Energiepreissteigerungen fließen sowohl direkt über Strom und Heizkosten als auch indirekt über andere Güter und Dienstleistungen, wie Verkehr oder Nahrungsmittel, in die Entwicklung der Verbraucherpreise ein. Hierdurch steigen die allgemeinen Inflationserwartungen („*Greenflation*“). Diese höhere erwartete Inflation führt wiederum zu einem Anpassungsdruck bei den Löhnen: Beschäftigte fordern höhere Gehälter, um ihre reale Kaufkraft zu sichern.

Die Energiekrise 2022 hat diesen Mechanismus verdeutlicht, indem Energiekostensteigerungen in Europa für bis zu 50 % der Inflation verantwortlich waren.¹⁹ Unternehmen mit hoher Personalintensität können damit unter Druck geraten. Etwa 5 % des Verbraucherpreisindex gehen auf direkte (4 %) und indirekte Energiekosten (1 %) zurück.²⁰ Das bedeutet, dass ein Energiepreisanstieg von 20 % die Gesamtinflation um 1 % erhöhen würde. Auch künftig

¹⁶ Siehe z.B. Mercedes: eActros ca. 300.000 € gegenüber Actros L ca. 150.000 €; Volvo: FH electric ca. 250.000 € gegenüber FH500 ca. 125.000 €.

¹⁷ Eigene Berechnung basierend auf linear steigenden Annahmen: ETS2 Preis 150 €/tCO_{2e}, Ölpreis von 65 US\$/Barrel, THG-Quotenpreis von 280 €/tCO_{2e} und THG-Quote von 37,5 % bis zum Jahr 2035.

¹⁸ Siehe zum Beispiel CSDDD oder EUDR.

¹⁹ Vgl. ECB (2022).

²⁰ Vgl. ECB (2024).

können steigende CO₂-Preise diesen Effekt verstärken, da sie die Kosten fossiler Energieträger direkt erhöhen und so zusätzlichen Inflationsdruck erzeugen.

Von steigenden Lohnforderungen durch energiepreisbedingten Teuerungen sind vor allem personalintensive Branchen mit geringen Lohnniveaus betroffen, wie zum Beispiel in der Bauwirtschaft, dem Handel oder dem Gastgewerbe. In diesen Bereichen entfallen häufig über 50% der Gesamtkosten auf Löhne.

Bürokratie- und Verwaltungskosten

Auch auf der Verwaltungsebene schafft die Energiewende hohe indirekte Kosten für Unternehmen, da die Umsetzung Informationspflichten und Erfüllungsaufwände nach sich zieht und volatilere Stromkosten ein anspruchsvolleres Energiemanagement mit sich bringen:

- **Bürokratiekosten:** Viele energiewirtschaftliche Regelungen basieren auf detaillierten Vorgabe- und Nachweispflichten für Unternehmen, die Personalressourcen binden. Gesetze wie das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz oder das Marktstammdatenregister erzeugen komplexe Melde- und Dokumentationsprozesse, für die Unternehmen oft zusätzliches Personal einstellen oder Berater engagieren müssen. Oft entsteht ein Mehrfachaufwand durch parallele, aber nicht kompatible Datenabfragen unterschiedlicher Verordnungen zum gleichen Thema. Allein das 2023 in Kraft getretene Energieeffizienzgesetz (EnEfG) verursacht für Unternehmen einen jährlichen Erfüllungsaufwand von mindestens 231 Mio. €. ²¹
- **Verwaltungsaufwand durch komplexeres Energiemanagement:** Die durch volatile Erzeugung verursachten stark schwankenden Marktpreise erfordern von Unternehmen die Einführung zusätzlicher Energiemanagementsysteme. Dadurch entstehen zusätzliche Personalkosten, etwa für interne Energiebeauftragte oder externe Dienstleister. Für kleine und mittlere Unternehmen ist dies besonders herausfordernd, da der administrative Aufwand im Verhältnis zur Größe überproportional ins Gewicht fallen kann.

Die qualitativen Ergebnisse zu den einzelnen Kategorien indirekter Kosten haben wir auf Basis von Experteninterviews und eigener Auswertungen auf die relevanten Sektoren übertragen. Abbildung 8 fasst zusammen, wie sich die indirekten Kostensteigerungen der Energiewende in den verschiedenen Unternehmensbranchen bemerkbar machen und welche Sektoren besonders stark betroffen sind.

²¹ Vgl. Frontier Economics (2025) basierend auf Seeliger (2024).

Abbildung 8 Bewertung der Wirkung von indirekten Energiekostensteigerungen der Energiewende auf einzelne Branchen

	Vorprodukte	Transportkosten	Personalkosten	Verwaltungskosten
Grundstoffe (inkl. Chemie)	●●○	●●●	●●○	●●●
Konsumgüter	●●●	●○○	●●○	●●○
Lebensmittel- und Getränke	●●○	●●○	●●○	●●○
Maschinen-, Anlagen- und Fahrzeugbau	●●●	●●○	●○○	●●○
Elektrotechnik und Elektronik	●●○	●○○	●●○	●○○
IT und Kommunikationstechnologien	●○○	●○○	●●○	●○○
Bau- und Immobilienwirtschaft	●●●	●●●	●●●	●●○
Verkehr, Logistik und Luftfahrt	●○○	●●●	●●●	●●○
Handel	●○○	●●●	●●●	●●○
Finanz- und Versicherungswirtschaft	●○○	●○○	●○○	●○○
Gesundheitswirtschaft und Pharma	●●○	●○○	●●○	●○○
Gastwirtschaft	●●●	●●○	●●●	●○○
Sonstige Dienstleistungen	●○○	●●○	●●●	●○○

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Diese Abbildung zeigt den Einfluss von indirekten Kostensteigerungen durch die Energiewende auf einzelne Branchen. Die qualitativen Ergebnisse setzen sich zusammen aus eigener Recherche und der Auswertung von Experteninterviews mit Unternehmen aus den entsprechenden Branchen.

3.3 Unternehmen müssen erhebliche Investitionen schultern, um die Energiewende zu ermöglichen

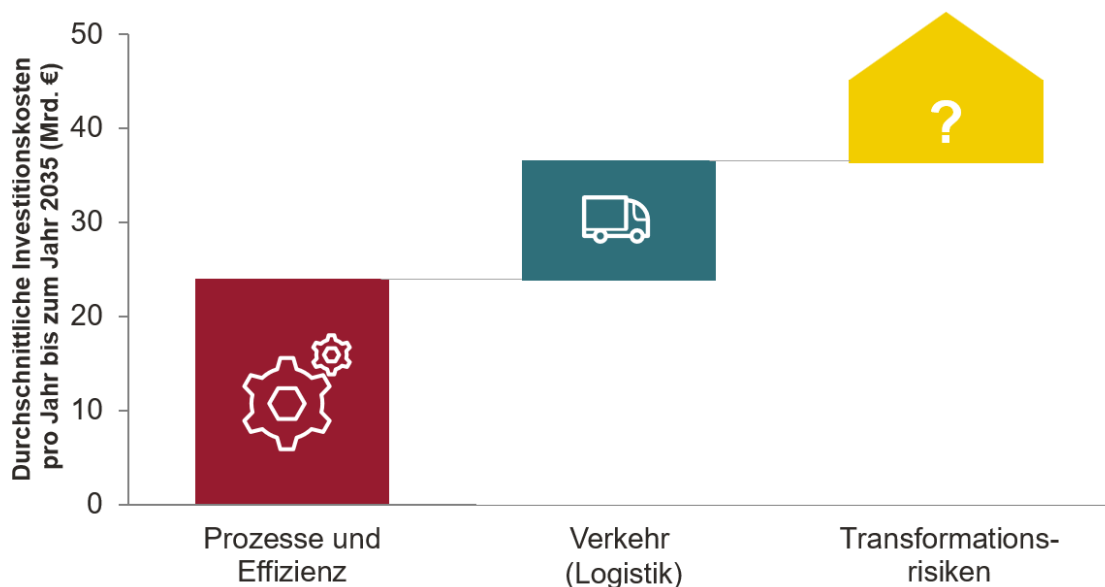
Um die Produktionsprozesse zu defossilisieren und künftig vorrangig erneuerbare und emissionsarme Energien nutzen zu können, müssen Unternehmen zusätzliche Investitionen vornehmen:

So müssen Unternehmen häufig fossile Primärprozesse umstellen, die nicht direkt elektrifizierbar sind (etwa mittels wasserstoffbasierter Direktreduktionsanlagen in der Stahlindustrie), oder die durch schwer vermeidbare CO₂-Emissionen charakterisiert sind (etwa mit CO₂-Abscheidungsanlagen in der Zementherstellung). Darüber hinaus folgt aus den hohen Energiepreisen ein hoher Investitionsbedarf in Energieeffizienzmaßnahmen (Umstellung Beleuchtung, Lüftungsanlagen oder Druckluftsystemen), um den Kostensteigerungen entgegenzuwirken.

Damit ergeben sich sowohl kapitalintensive Umstellungen in Grundstoffbranchen als auch breit gestreute Investitionsbedarfe im Mittelstand. Initiale Schätzungen gehen davon aus, dass Unternehmen bis 2045 allein für diese Prozessumstellungen jährlich bis zu 24 Mrd. € investieren müssen, von denen ein erheblicher Anteil keine Ersatzinvestitionen darstellt, sondern

ausschließlich zur Klimazielerreichung anfällt (siehe Abbildung 9).²² Dabei ist zu beachten, dass diese Investitionen häufig keine zusätzliche Wertschöpfungspotenziale schaffen und damit wenn überhaupt nur einen begrenzten Beitrag zum Wirtschaftswachstum liefern.

Abbildung 9 **Jährliche Mehrinvestitionen und -Ausgaben für Unternehmen im Zuge der Energiewende für beispielhafte Bereiche**



Quelle: Frontier Economics basierend auf Agora Energiewende (2024) und Hauptstudie „Plan B“.

Hinweis: Die Grafik zeigt die Höhe der durchschnittlich jährlichen Investitionskosten (CAPEX) für Unternehmen im Zuge der Energiewende in den Bereichen Prozesse und Effizienz, Verkehr sowie mögliche Transformationsrisiken. Prozess und Effizienzkosten basieren auf Agora Energiewende (2024), Verkehrskosten greifen auf die Meta-Analyse der „Plan B“ Hauptstudie zurück und bilden Ausgaben für LKW und deren Ladeinfrastruktur ab. Die dargestellten Kosten enthalten auch Ersatzinvestitionen. Die Kosten zu Transformationsrisiken stellen eine Schätzung dar.

Die gesamte Transportlogistik auf der Straße muss auf erneuerbare Antriebsarten für LKW und Transporter umgestellt werden

Ein erheblicher Teil der Transformationskosten im Verkehrssektor entsteht direkt bei Unternehmen.²³ Firmen müssen ihre Pkw- und Transportflotten durch Fahrzeuge mit erneuerbaren Antriebsarten ersetzen und gleichzeitig die Infrastruktur für das Laden oder Betankung von Mitarbeiter- und Lieferfahrzeugen einrichten. In Branchen mit hohem Anteil am Güterverkehr, etwa der Logistik, dem Bau oder dem Handel, steigen die Kosten zusätzlich durch die Einführung von Nutzfahrzeugen mit erneuerbaren Antriebsarten.

²² Vgl. Agora Energiewende (2024).

²³ Zum Beispiel wurden Im Jahr 2023 zwei Drittel aller neuen PKWs von gewerblichen Haltern zugelassen (Kraftfahrt-Bundesamt, 2025).

Die Daten einer Meta-Auswertung von ersten Schätzungen im Rahmen unserer Hauptstudie zeigen, dass allein der Umbau von Nutzfahrzeugen bis zum Jahr 2045 Investitionen von jährlich €12,6 Mrd. erforderlich macht.²⁴ Insbesondere die neu aufzubauende Infrastruktur für das elektrische Laden oder Betanken mit erneuerbaren Treibstoffen macht dabei ein Drittel dieser Kosten aus.

Viele Unternehmen werden mit grundlegenden Transformationsrisiken konfrontiert

Neben den erheblichen Investitionsbedarfen zur Defossilisierung und Senkung der Energieverbräuche sehen sich Unternehmen im Zuge der Energiewende mit spezifischen Transformationsrisiken konfrontiert, die finanzielle, technologische und organisatorische Herausforderungen schaffen wie zum Beispiel:

- **Technische und ökonomische Grenzen der Umstellung:** Bestimmte Prozesse lassen sich entweder nicht oder nur zu prohibitiv hohen Kosten auf erneuerbare Energieträger umstellen. Für energieintensive Branchen kann dies eine unmittelbare Bedrohung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit und in Einzelfällen eine Existenzgefährdung darstellen (siehe Fallbeispiel 1: Unternehmen für Kunststoffverarbeitung).
- **Begrenzte Flexibilität industrieller Prozesse:** Viele Produktionsabläufe erfordern eine gleichmäßige Energieversorgung, um Qualität und Effizienz zu sichern. Schwankende Strompreise aus erneuerbaren Quellen lassen sich in manchen Prozessen nur eingeschränkt nutzen (siehe Fallbeispiel 2: Chemieparkbetreiber) oder mit bestehenden Regulierungen nicht umsetzen.
- **Planungsunsicherheit und steigende Kapitalkosten:** Die Umstellung auf alternative Energieträger schafft Unsicherheit hinsichtlich Preisentwicklungen, Regelungsrahmen und technologischem Fortschritt. Die begrenzte Verfügbarkeit alternativer Energieträger wie Strom (Wartezeiten für Verstärkung des Netzanschlusses) zur Elektrifizierung oder von Wasserstoff verschärft die Unklarheit. Diese Faktoren erhöhen Risikoaufschläge, erschweren die Investitionsplanung und können damit zu höheren Finanzierungskosten führen.
- **Opportunitätskosten:** Die Defossilisierung bindet erhebliche Mittel, die sonst für andere Investitionszwecke, z.B. in Forschung und Entwicklung zur Verfügung stünden. Dadurch entstehen Opportunitätskosten in Form entgangener Innovationen und Produktivitätsfortschritte – ein Zusammenhang, der schwer zu beziffern ist, doch in der Gesamtbewertung nicht vernachlässigt werden sollte.

²⁴ Die mittleren Investitionskosten für die Defossilisierung des Verkehrssektors aus der Meta-Analyse der Hauptstudie betragen künftig jährlich etwa 32 Milliarden Euro, wobei 39% auf Nutzfahrzeuge entfallen.

3.4 Fazit: Kostensteigerungen für Unternehmen sind mehr als hohe direkte Energiekosten

Die Auswertungen in diesem Kapitel verdeutlichen, dass steigende Energiekosten nicht nur die energieintensive Industrie belasten, sondern ein Problem für die Wirtschaft in ihrer Breite darstellen. Wertschöpfungsketten sind komplex: Nahezu alle Unternehmen sind auf bezahlbare Vorprodukte, günstige Transportmöglichkeiten und stabile Löhne angewiesen, um ihre Produkte und Dienstleistungen wettbewerbsfähig zu halten.

Wir illustrieren hierbei nur Erstrundeneffekte. Dennoch muss bedacht werden, dass z.B. höhere Logistikkosten auch mit weiteren indirekten Kostenfaktoren interagieren und zum Beispiel steigende Frachtkosten auch zu höheren Vorleistungspreisen führen. Mit ihren deutlichen Kostensteigerungen in den kommenden Jahren verteuert die Energiewende nicht nur Energie, sondern streut Kosten in die gesamte Wirtschaft. Damit wächst der Druck auch in eigentlich wenig energieintensiven Bereichen.

Der Gipfel der Gefährdung ist noch nicht erreicht – die Energiewende wird Kosten weiter steigen lassen und auch in Zukunft hoch halten

Die Befunde der Hauptstudie „Plan B“ zeigen: Dieser Kostendruck ist nicht temporär. Unter einer Fortführung des Status Quo der Energiewende steigt damit das Risiko, dass Unternehmen in Deutschland im Vergleich zu internationalen Wettbewerbern dauerhaft benachteiligt werden. Dieses Risiko ist besonders akut, wenn sich Deutschlands Klimapolitik bei einer Fortführung der aktuellen Energiewende erheblich von der Politik anderer Industrienationen unterscheidet.

In Summe steigt die Gefahr eines weiter zunehmenden Abbaus bzw. Abwanderung insbesondere energieintensiver Unternehmen aus Deutschland. Diese Entwicklung führt nicht nur zu Wohlstandsverlusten in Deutschland, die aufgrund von Wertschöpfungsketteneffekten über die direkt betroffenen Industrien hinausgehen, sondern führt bei niedrigeren Klimastandards in den Zielländern sogar zu weltweit steigenden Treibhausgasemissionen. Im nachfolgenden Kapitel arbeiten wir heraus, welche Branchen aufgrund der steigenden Kosten der Energiewende im Kontext ihrer internationalen Wettbewerbssituation besonders gefährdet sind.

4 Ein Teil der Unternehmen in Deutschland läuft Gefahr, die Zusatzkosten der Energiewende nicht zu überstehen

Die Analyse der Kosten der Energiewende hat gezeigt, dass auf Unternehmen erhebliche Mehrkosten zukommen. Diese Mehrkosten ergeben sich nicht nur aus höheren Energiekosten und zusätzlichen Investitionen, sondern entstehen auch durch z.B. teurere Vorprodukte, höhere Transportkosten und steigende Bürokratiekosten.

Gleichermaßen verdeutlicht der internationale Energiekostenvergleich, dass Deutschland bereits heute eines der höchsten Energiekostenprofile hat und sich eine weitere Steigerung abzeichnet. Demgegenüber haben andere Länder entweder deutlich bessere Voraussetzungen für einen kostengünstigen Umstieg auf erneuerbare Energien (z.B. Spanien), einen pragmatischeren Ansatz im Hinblick auf den Einsatz alternativer emissionsarmer Energieträger (z.B. Frankreich) oder verfolgen insgesamt eine deutlich weniger ambitionierte Zielsetzung bei der Defossilisierung ihrer Energiesysteme (z.B. China oder USA).

Der internationale Vergleich ist für die Frage relevant, welche Unternehmen von den Kostensteigerung der Energiewende von Abwanderung bedroht sind. Denn dieses Risiko tragen in primär Unternehmen, deren Produkte und Dienstleistungen im internationalem Wettbewerb stehen.

Vor allem jene Branchen, deren Güter weltweit in einheitlicher Qualität angeboten und zu Referenzpreisen gehandelt werden, sind in ihrer Existenz von Abwanderung betroffen. Düngemittel, Stahl oder Papier folgen internationalen Referenzpreisen und Qualitätsspezifikationen. Bei höheren Kosten in Deutschland könnte sich die Beschaffung ins Ausland verlagern, ohne dass Abnehmer in Deutschland wesentliche Produktunterschiede in Kauf nehmen müssen.

Gleichzeitig können auch Branchen außerhalb des internationalen Wettbewerbs bedroht sein. Wenn ein Restaurant von höheren Energiekosten betroffen ist, wird es vorrangig nicht Kunden an ausländische Restaurants verlieren oder selbst ins Ausland abwandern. Allerdings können auch in solchen Fällen höhere Kosten zu einer relativen Verteuerung der Produkte einer Branche führen und damit deren relative Bedeutung innerhalb der Volkswirtschaft einschränken.

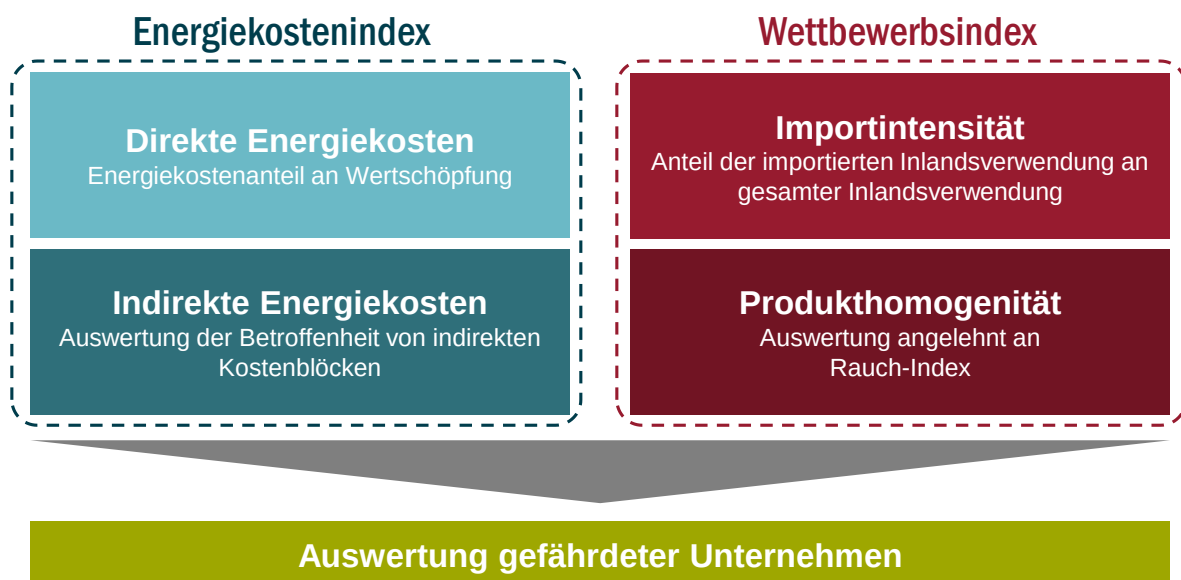
4.1 Unternehmen sind durch die Kostensteigerungen der Energiewende auf unterschiedliche Art und Weise gefährdet

Um genauer zu verstehen, welche Sektoren von den Kostensteigerungen der Energiewende existenziell gefährdet sind, haben wir systematisch deren Betroffenheit von Kostensteigerungen und den Kontext ihrer Wettbewerbssituation analysiert. Hierfür haben wir eine Bewertungsmatrix mit zwei Dimensionen berechnet:

- **Energiekostenindex:** Für die direkten Energiekosten berechnen wir zum einen die **Energieintensität** einer Branche. Dafür nutzen wir die amtlichen Branchenstatistiken,²⁵ um zu analysieren, wie hoch die Ausgaben für Energie im Verhältnis zur relativen Wertschöpfung der jeweiligen Branche sind. Dieses Maß ergänzen wir um die qualitative Bewertung des Einflusses **von indirekten Energiekosten** in den einzelnen Sektoren, basierend auf der Diskussion in Abschnitt 3.2 (siehe Abbildung 8). Je stärker eine Branche von direkten Energiekosten abhängig ist und durch indirekte Kostensteigerungen erfasst wird, desto eher ist die Branche durch künftige Energiekostensteigerungen gefährdet.
- **Wettbewerbsindex:** Unser Maß für die Wettbewerbsintensität setzt sich ebenfalls aus zwei Einzelmaßen zusammen. Um die internationale Gefährdung abzubilden, nutzen wir die **Importintensität**, also wie stark die Binnennachfrage nach Produkten einer Branche bereits durch Importe bedient wird; sie leiten wir aus amtlichen Verwendungsdaten ab,²⁶ die den Anteil importierter Güter am Inlandskonsum zeigen. Diese ergänzen wir um die **Produkthomogenität**, also wie leicht Güter durch gleichartige Ware anderer Hersteller zu ersetzen sind; sie ermitteln wir produktseitig auf Basis einer standardisierten Austauschbarkeits-Einordnung²⁷ und gewichten diese entlang der Produktzuordnung zu den jeweiligen Branchen. Je homogener die Produkte und je ausgeprägter die Importintensität, desto einfacher können Energiekostennachteile dazu führen, dass Abnehmer zu ausländischen Anbietern wechseln.

Abbildung 10 fasst unseren Ansatz und die Berechnung der Indizes zusammen.

Abbildung 10 Methodisches Vorgehen zur Auswertung gefährdeter Unternehmen



Quelle: Frontier Economics.

²⁵ Destatis (2025).

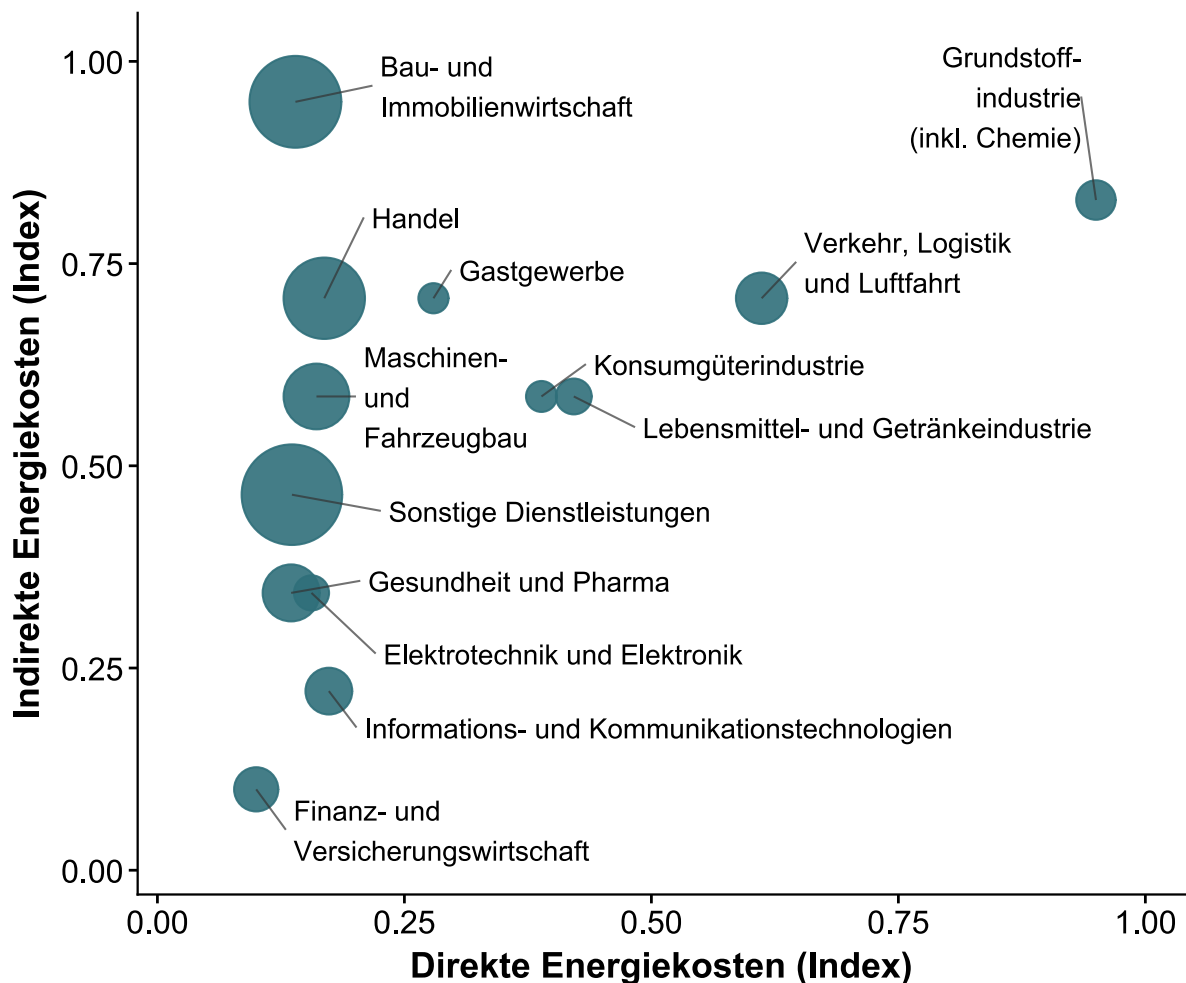
²⁶ Ebd.

²⁷ Rauch (2025).

Indirekte Energiekostensteigerungen durch die Energiewende betreffen weit mehr als nur die energieintensiven Unternehmen

Stellt man die einzelnen Komponenten des Energiekostenindex gegenüber, so zeigt sich ein differenziertes Bild der branchenspezifischen Kostenbelastungen. Abbildung 811 zeigt auf, dass zahlreiche Branchen von den oben beschriebenen **indirekten Auswirkungen steigender Energiekosten auf Vorprodukte, Logistik, Personal und Bürokratie** betroffen sind. Mit wichtigen Branchen wie der Bau- und Immobilienwirtschaft, dem Handel, dem Maschinen- und Fahrzeugbau und dem sonstigen Dienstleistungsgewerbe unterliegen damit maßgebliche Teile der Wertschöpfung in Deutschland indirekten Kostenbelastungen durch die Energiewende – die Betroffenheit geht also weit über die klassischen energieintensiven Unternehmen hinaus.

Abbildung 11 Energiekostenbelastung von Branchen getrennt nach Energiekostentyp

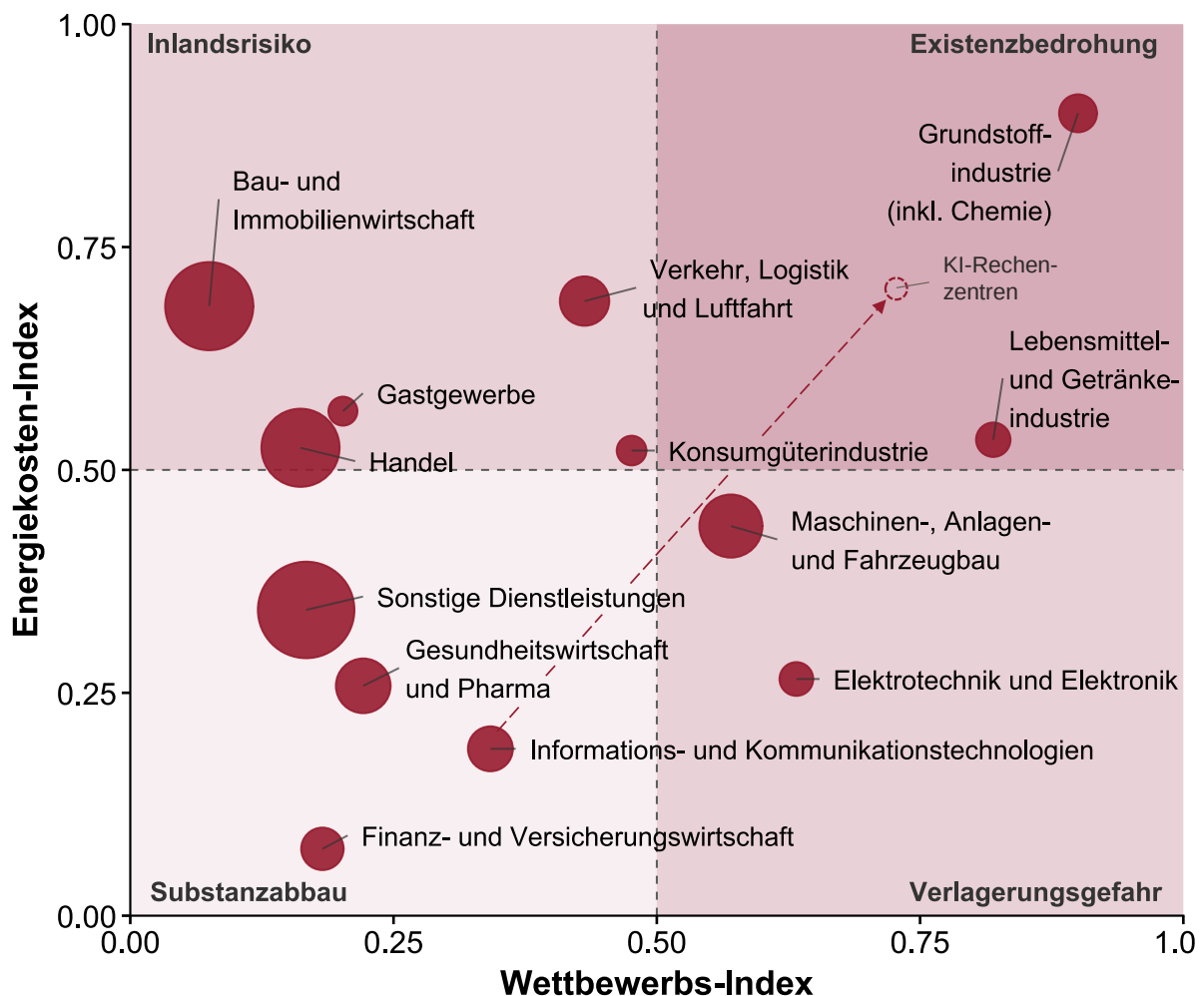


Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Die Abbildung ergänzt die vorangehende Analyse der Wettbewerbs- und Energiekostenrisiken um eine Auftrennung des Energiekosten-Indexes nach direkten (linke Achse) und indirekten Kosten (rechte Achse), siehe Abbildung 10. Die indirekten Energiekosten entsprechen den aggregierten Bewertung aus Abschnitt 3.2, die direkten Energiekosten der Energieintensität der jeweiligen Sektoren im Verhältnis zu ihrer Wertschöpfung. Die Größe der abgebildeten Kreise ist proportional zur Höhe ihrer spezifischen Wertschöpfung.

Die Auswirkungen von steigenden Energiekosten auf die Gefährdung von Unternehmen in Deutschland hängt auch von der Wettbewerbsintensität ab. Wo **hohe Energiekosten** und **hohe Ersetzbarkeit** zusammenfallen, steigt das Risiko von Verlagerungen und Marktanteilsverlusten.²⁸ Abbildung 12 fasst die Ergebnisse zusammen und gliedert die Ergebnisse in vier Arten der Gefährdung für Unternehmen in Deutschland.

Abbildung 12 Durch die Energiewende gefährdete Branchen in Deutschland



²⁸ Unser Ansatz folgt der KUEBLL-Systematik: Abwanderungsrisiken werden dort verortet, wo hohe Energieintensität auf hohe Handelsintensität trifft und damit ein hohes Carbon-Leakage-Potenzial besteht, siehe Europäische Kommission (2022), Abschnitt 4.11.

Quelle: Frontier Economics basierend auf Destatis (2025), Rauch (2025) und eigener Auswertung.

Hinweis: Die Abbildung zeigt, inwiefern Sektoren anhand von Energiekosten (Y-Achse) und Wettbewerbsintensität (X-Achse) durch Energiekostensteigerungen existenziell gefährdet sind (Bereich oben rechts). Der Energiekostenindex setzt sich zusammen aus der Energieintensität der jeweiligen Sektoren im Verhältnis zu ihrer Wertschöpfung (direkte Energiekosten) und deren Betroffenheit von indirekten Kostensteigerungen bei z.B. Vorprodukten oder Transportkosten (indirekte Energiekosten). Der Wettbewerbsindex kombiniert die Importintensität (Anteil der importierten Inlandsverwendung an gesamter Inlandsverwendung für Produkte der Sektoren) und die Homogenität (angelehnt an Rauch-Index) der von der jeweiligen Branche produzierten Produkte (gewichtet). Die Gewichtung der direkten und der indirekten Energiekosten als auch der Importintensität und Produkthomogenität für die jeweiligen Indizes ist 50:50. Die Größe der abgebildeten Sektorenkreise ist proportional zur Höhe ihrer spezifischen Wertschöpfung. Die mögliche Position und Größe von KI-Rechenzentren ist geschätzt.

Existenzbedrohung: Wo hohe Energiekosten auf internationalen Wettbewerb stoßen

Der Fortbestand von Unternehmen in Deutschland ist dann akut bedroht, wenn sowohl eine hohe Abhängigkeit der Wertschöpfung von Energiekosten als auch intensiver internationaler Wettbewerb zusammenkommen. Abbildung 12 verdeutlicht, dass insbesondere die **Grundstoff- und Chemieindustrien** vor großen Herausforderungen stehen. Beide Branchen sind durch einen hohen internationalen Wettbewerbsdruck geprägt: Viele Produkte sind standardisiert, werden auf Großhandelsmärkten gehandelt und unterliegen damit transparenten Referenzpreisen. Gleichzeitig ist die Branche aufgrund ihrer hohen Energieintensität besonders stark von steigenden Energiekosten betroffen. Zusätzlich bestehen gerade in der Grundstoff- und Chemieindustrie erhebliche Transformationsrisiken: Zahlreiche fossile Energieträger dienen nicht nur als Energiequelle sondern auch als Rohstoff für Verfahrens- und Chemieprozesse. Steigende Kosten für Energieträger, hohe CO₂-Preise und unklare Verfügbarkeit von Infrastrukturen, z.B. für Wasserstoff, führen hiermit zu hohen Energiekostenrisiken und stellen einen maßgeblichen Unsicherheitsfaktor dar.

Allerdings sind auch andere, weniger energie-intensive Sektoren wie die **Lebensmittel- und Getränkeindustrie** (und in etwas geringerem Umfang die sonstige Konsumgüterindustrie) in ihrer Existenz bedroht, da dort häufig standardisierte Produkte wie Getreide oder Markenartikel global gehandelt werden. Hinzu kommen indirekte Belastungen durch Energiekostensteigerungen bei Vorprodukten wie Verpackungen oder durch steigende Transport- und Lohnkosten.

Verlagerungsgefahr: Auch Industrien mit vergleichsweise geringeren Energiekostenbelastungen drohen Nachteile im internationalen Wettbewerb

Zusätzlich zeigen die Ergebnisse, dass ein breites Feld mit einer Vielzahl an mittelständischen Unternehmen gefährdet ist, auch wenn diese nicht zur klassischen energieintensiven Industrie zählen. Obwohl die Sektoren des **Maschinenbaus** und der **Elektrotechnik** im Vergleich zu anderen Branchen etwas geringeren Energiekosten ausgesetzt sind, erhöhen steigende direkte und indirekte Energiekostenbelastungen auch hier die **Gefahr von Produktionsverlagerungen**, insbesondere wenn weitere im internationalen Wettbewerb relevante Standortfaktoren wie Arbeitskosten, Steuer- und Abgabenlast oder Zollregelungen hinzutreten.

Inlandsrisiko: Hohe Energiekosten treffen nicht nur die im internationalen Wettbewerb stehende Industrie

Darüber hinaus sind auch Unternehmen in energieintensiven oder von hohen indirekten Energiekosten geprägten Branchen, die nicht gleichzeitig starkem internationalem Wettbewerbsdruck ausgesetzt sind, betroffen. In diesem Fall stellen Kostensteigerungen ein erhebliches **Inlandsrisiko** für die Wertschöpfung und den Wohlstand in Deutschland dar. Zwar besteht in Branchen wie dem Baugewerbe, der Gastwirtschaft oder dem Handel keine akute Gefahr, dass ganze Industrien ins Ausland abwandern. Jedoch wirken sich Kostensteigerungen in diesen Bereichen über steigende Preise unmittelbar auf die Kaufkraft und damit die inländische Nachfrage aus.

Diese Inlandsrisiken strahlen damit negative Effekte auf die Gesamtwirtschaft ab: Steigen etwa im Sektor **Verkehr, Logistik, und Luftfahrt** die Kosten, verringert sich hierdurch die Mobilität von Waren und Menschen innerhalb des Landes als Ganzes. Dies kann zu Effizienznachteilen führen, wenn die bestmöglichen Zwischenprodukte oder Arbeitskräfte aufgrund hoher Transportkosten nicht mehr dort eingesetzt werden, wo sie am produktivsten sind. Ähnlich können steigende Kosten im **Wohnungsbau** dazu führen, dass weniger gebaut wird und dadurch Wohnkosten steigen. Hohe Wohnkosten schaffen nicht nur zusätzlicher Kostendruck bei Verbrauchern, sondern senken zum Beispiel auch die Standortattraktivität für ausländische Fachkräfte im Vergleich zu anderen Ländern: bei gleicher Bezahlung wird bei höheren Wohnkosten Deutschland für Zuwanderer weniger attraktiv.

Substanzabbau: Auch mäßige Energiekostensteigerungen können Substitutions- und Verdrängungseffekte auslösen

Doch auch in Bereichen mit vergleichsweise geringer Energieintensität und niedrigerem internationalen Wettbewerbsdruck kann es zu einem **Substanzabbau** kommen. Steigt künftig der Energiekostenanteil beispielsweise im **sonstigen Dienstleistungssektor**, müssen Betriebe diese zusätzlichen Kosten über Preise an ihre Kunden weitergeben, ohne dass diese hierfür einen Qualitätsgewinn erhalten. Auch wenn diese Kunden nicht plötzlich ins Ausland abwandern, weichen sie womöglich auf andere Angebote mit geringerer Energieintensität aus. Indem Verbraucher zum Beispiel vom Kinobesuch auf einen Streamingdienst wechseln, können auch hier Mehrbelastungen den künftigen Anteil an der inländischen Wertschöpfung verringern.

Zukunftstechnologien sind womöglich gefährdet, bevor sie in Deutschland entstehen

Gleichermaßen bildet der von uns berechnete Energiekosten- und Wettbewerbs-Index nur einen Ausschnitt ab, indem er verschiedene Unternehmen zu allgemeinen Branchen aggregiert. Innerhalb dieser Sektoren können einzelne Unternehmen jedoch stark abweichende Energie- und Wettbewerbsprofile aufweisen.

Zusätzlich sind insbesondere die Wettbewerbsindikatoren vergangenheitsorientiert: Nur weil heute gewisse Produkte und Dienstleistungen in einem geringen Umfang importiert werden, muss dies in Zukunft nicht so bleiben.

Besonders eindrücklich zeigen sich diese beiden Punkte am Beispiel von sogenannten Zukunftstechnologien wie **KI-Rechenzentren**: Diese machen bisher nur einen geringen Anteil am Sektor **Informations- und Kommunikationstechnologien** aus, werden künftig jedoch stark an Relevanz zunehmen. Strompreise werden darüber entscheiden, ob KI-Rechenzentren überhaupt in Deutschland entstehen oder bereits vor ihrer Ansiedelung existenzgefährdet sind, wie in Abbildung 12 angedeutet.

4.2 Strukturelle Veränderungen müssen nicht schaden, ein erfolgreicher Strukturwandel braucht jedoch Zeit und ist mit Risiken verbunden

Strukturwandel gehört grundsätzlich zu den natürlichen Anpassungsprozessen einer offenen Volkswirtschaft. Veränderungen relativer Kosten, etwa im Zuge der Globalisierung oder technologischer Entwicklungen, führen dazu, dass bestimmte Branchen an Wettbewerbsfähigkeit verlieren, während andere wachsen. Solche Verlagerungen können langfristig zu gesamtwirtschaftlichen Effizienzgewinnen und Wohlstandssteigerungen beitragen, auch wenn sie regional oder sektoral mit spürbaren Belastungen verbunden sind.

Auch wenn nicht jede Industrie langfristig in Deutschland bleiben muss, birgt ein kurzfristiger Strukturwandel Risiken

Nicht jede Verlagerung von Produktion ins Ausland ist daher per se volkswirtschaftlich nachteilig. In einigen Fällen kann im Ausland kostengünstiger produziert werden, ohne dass Deutschland dadurch dauerhaft Wertschöpfung verliert oder die Versorgungssicherheit gefährdet wird.²⁹

Ein durch energiepolitische Vorgaben ausgelöster Strukturwandel unterscheidet sich von marktgetriebenen Anpassungen: Er kann zu ineffizienten Standortverlagerungen führen und die Anpassungsfähigkeit der Wirtschaft überfordern. Eine starke, wettbewerbsfähige Volkswirtschaft bleibt jedoch zentrale Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende.

Bei der Erhaltung von Industriezweigen in Deutschland spielen auch Fragen der wirtschaftlichen Resilienz und sicherheitspolitische Überlegungen eine Rolle

Bei der Diskussion zur Erhaltung von Industriezweigen, müssen daher weitere Aspekte berücksichtigt werden:

²⁹ Vgl. Frontier Economics (2023).

- **Carbon Leakage:** Ein Teil der Energiekostensteigerungen in Deutschland ergeben sich aus Regularien (z.B. Verbote einzelner Energieträger) oder künstlichen Verknappungsmaßnahmen (z.B. CO₂-Preis). Es muss sichergestellt werden, dass hierdurch Industrien in Deutschland nicht verdrängt werden, deren Produkte mit gleichen oder höheren Emissionen stattdessen aus dem Ausland importiert werden.
- **Innovation:** Neue Technologien und Humankapital entstehen an Schnittstellen zwischen Branchen. Wenn industrielle Kerne abwandern, dünnen Netzwerke, Zulieferketten und Know-how aus. Die deutsche Innovationsbasis könnte dadurch strukturell gefährdet sein, weil infolge von Pfadabhängigkeiten häufig Forschung, Entwicklung und Talente mitabwandern. Alleine zwischen 2020 und 2023 haben ein Drittel mehr Unternehmen angegeben zu planen, Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten ins Ausland zu verlagern.³⁰
- **Sicherheit:** Der russische Angriffskrieg in der Ukraine hat verdeutlicht, wie bedeutend die kurzfristige Versorgung mit Rüstungsgütern sein kann. Dies betrifft nicht nur die Verfügbarkeit von ausreichenden Rohstoffen und Vorleistungsprodukten, sondern auch die Produktionsfähigkeiten, schnell auf veränderte Anforderungen zu reagieren.
- **Geopolitische Unabhängigkeit:** Geopolitische Unabhängigkeit ist zentral, weil internationale Abhängigkeiten sich schnell in geopolitische Risiken verwandeln können. Zölle, Sanktionen oder Lieferstopps wirken binnen Tagen auf Produktion, Preise und Versorgung, wenn europäische Wertschöpfungsketten keine Grundversorgung gewährleisten können.
- **Soziale Kohäsion:** Wenn große wirtschaftliche Transformationen stattfinden, tragen einzelne Branchen und Regionen häufig erhebliche Anpassungskosten. Nach dem Fall der Mauer hat Deutschland bereits einmal unmittelbare Erfahrung mit einer plötzlichen Deindustrialisierung ganzer Landstriche gesammelt. Rückblickend werden die damit verbundenen gesellschaftlichen Kosten als zu hoch eingeschätzt.³¹

³⁰ Vergleiche DIHK (2023), Abbildung 4.

³¹ See IWH (2024).

5 Fazit: Plan B setzt auf eine Energiewende, die für die Breite der Unternehmen in Deutschland funktioniert

5.1 Im Status Quo besteht für einige Industrien in Deutschland akute Gefahr, die Fortführung der Energiewende nicht zu überleben

Unsere Hauptstudie „Plan B“ hat die volkswirtschaftlichen Kosten der Energiewende verdeutlicht. Unsere Ergänzungsstudie zeigt, dass diese Kosten als direkte und indirekte Energiekosten in der Breite der Unternehmen ankommen - nicht nur bei „klassischen“ energieintensiven Betrieben. Unsere Analysen in Kapitel 4 bringen hervor, dass sich dadurch in vielen Branchen über die energieintensiven Branchen internationale Wettbewerbsnachteile ergeben und Verlagerungen sowie Schließungen drohen. Umso wichtiger ist es, die Energiewende wieder zu einem industriepolitischen Prozess umzubauen. Hierfür haben wir mit „Plan B“ einen Vorschlag gemacht, der auch Unternehmen hilft.

Der Wirtschaftsstandort Deutschland braucht eine energiepolitische Neuausrichtung

Hierfür braucht die Energiewende eine Neuausrichtung entlang klarer Grundsätze: Die Energiewende ist zu komplex und dynamisch, um sie zentral mit Detailvorgaben zu steuern – daher setzt das neue Konzept im „Plan B“ auf einen **einfacheren, regelbasierten und marktwirtschaftlichen Rahmen** mit einem umfassenden, „atmenden“ **sektorübergreifenden Emissionshandel** als zentralem Instrument (Abbildung 13).

Abbildung 13 Grundlegendes, neues Konzept für die Energiewende im “Plan B”



Quelle: Frontier Economics (2025) Hauptstudie (“Plan B”).

Geringere Systemkosten sind der effizienteste Weg, Unternehmen zu fördern

Für alle Unternehmen eröffnet dieser „Plan B“ damit **geringere System- und Beschaffungskosten**, aber auch geringere **indirekte Energiekosten**, **weniger Bürokratie** und **stabilere Investitionsbedingungen** – kurz: Ein robusterer Ordnungsrahmen mit spürbaren **Kostensenkungspotenzialen** von **fast einer Billion Euro**, allein im Energiesystem. Wie die vorliegende Studie zeigt, haben diese Einsparungen das Potenzial mit indirekten Effekten über die gesamte Breite der Wirtschaft zu wirken.

„Plan B“ fördert die Wettbewerbsfähigkeit – verwandelt Deutschland aber nicht in ein Niedrigenergiekostenland

Bei einer Realisierung der identifizierten Kostensenkungspotenziale verbessert sich die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen spürbar: Preise werden abgefedert, Kostenentwicklungen verstetigt und Spielräume für Innovation eröffnet. Gleichwohl wird Deutschland auch mit “Plan B” kein Niedrigenergiekostenland. Im nächsten Abschnitt wird daher diskutiert, welche weiteren Ziele und Maßnahmen notwendig sein könnten, um verbleibende Standortnachteile zu adressieren, ohne neue Abhängigkeiten, Bürokratieauswüchse oder Dauersubventionen zu schaffen. In einigen Bereichen liegen die Lösungsmöglichkeiten auf europäischer Ebene: Auch eine Neuausrichtung der EU-Klimapolitik mit weniger Detailregulierung und mehr

marktwirtschaftlichen Ansätzen ist wichtig, um die Vorschläge des „Plan B“ wirksam werden zu lassen.

Energiepolitik ist notwendig, reicht allein jedoch nicht aus, um Wettbewerbsfähigkeit zu sichern

Zwar stehen hohe Energiekosten im Zentrum vieler Herausforderungen, sie sind jedoch nicht deren alleiniges Problem. Daher muss die Wettbewerbsfähigkeit über den Energiesektor hinaus gedacht werden. Dies umfasst Themen wie eine digitale Verwaltung und Planungsbeschleunigung, eine verlässliche und praxisnahe Regulierung, den schnelleren Ausbau moderner Infrastrukturen sowie die Förderung von Innovation und die Sicherung von Fachkräften durch Bildung und qualifizierte Zuwanderung.

Auch eine Neuausrichtung benötigt Zeit zur Wirkung, die manche Unternehmen nicht mehr haben

Zwischen der Einführung des „Plan B“ und der Entfaltung seiner vollen Wirksamkeit entstünde ein Übergangszeitraum, in dem zusätzliche Unterstützungsmaßnahmen nötig sein können. Im Folgenden diskutieren wir, wie spezifische Förderinstrumente eingesetzt werden sollten und wie nicht.

5.2 Plan B kann um spezifische Förderinstrumente ergänzt werden, wo diese unter Abwägung anderer politischer Ziele notwendig sind

Die Analyse gefährdeter Unternehmen hat gezeigt, wie unterschiedlich die einzelnen Industriebranchen von der Energiewende bedroht sind. Gleichermaßen verdeutlichen die Ergebnisse des „Plan B“, dass mit den Maßnahmen zwar die energiewendebedingten Kosten sinken, aber nicht alle Herausforderungen gelöst werden können. Unter Berücksichtigung weiterer industriepolitischer Ziele (siehe Diskussion in Abschnitt 4.2), können daher zielgerichtete Maßnahmen zum Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit einzelner (Teil-)Branchen gerechtfertigt sein. Die Diskussion um die Einführung eines Industriestrompreises verdeutlicht, wie verschiedene Ziele gegeneinander abgewogen werden müssen:

Beispiel Förderinstrument: Industriestrompreis

Die EU hat am 25. Juni 2025 den Beihilferahmen CISAF beschlossen, der befristete Strompreis-Entlastungen für energieintensive Unternehmen bis 2030 ermöglicht. Die Bundesregierung plant die

Unternehmen der sog. KUEBLL-Liste³² zu entlasten, indem der Strompreis für bis zu 50 Prozent des Jahresstromverbrauchs auf einen Zielpreis von netto 5 ct/kWh gesenkt wird.³³

Zielgenauigkeit und Effektivität

Der Nutzen des Industriestrompreises konzentriert sich auf ein Industriecluster für energie- und handelsintensive Branchen nach der KUEBLL-Systematik (etwa 2.200 Unternehmen). Allerdings werden weite Teile der Industrie, die teilweise durch erhebliche Mischkostenblöcke betroffen ist (Logistik, CO₂- und Personalkosten), nicht erfasst. Finanzielle Lasten werden zudem auf andere Gruppen verlagert, was Verteilungsfragen auslöst und langfristig Unternehmen belastet, die sich nicht auf der KUEBLL-Liste befinden.

Effizienz und Anreizwirkung

Pauschal verbilligte Strompreise für ein Cluster von Unternehmen schwächen langfristig die Anreize zu Effizienz, Lastflexibilität und Prozessinnovationen. Zudem birgt der Industriestrompreis Mitnahmeeffekte, wenn auch Akteure profitieren, die keine strukturelle Hilfe benötigen. Ein breit angelegter Industriestrompreis verzerrt Investitionssignale und kann Transformation verzögern. Grundsätzlich ist der Fokus auf eine zeitlich befristete Maßnahme jedoch positiv zu bewerten, um Dauersubventionen zu vermeiden.

Bürokratie und Umsetzung

Der neue EU-Beihilferahmen CISAf (25. Juni 2025) erlaubt temporäre Entlastungen, verlangt jedoch Gegenleistungen in Form von Dekarbonisierungsinvestitionen. Diese werden Nachweise und Monitoring erfordern, weil Beihilfen notifiziert und an Bedingungen geknüpft werden. Das erhöht den Verwaltungsaufwand bei Staat und Unternehmen, zumal Auflagen und Verbrauchsobergrenzen über die Dauer der Maßnahme überwacht werden müssen.

Fazit

Der Industriestrompreis kann übergangsweise besonders stromkostenexponierten Unternehmen helfen. Er adressiert jedoch keine strukturellen Kostentreiber, verlagert Lasten auf Nicht-Begünstigte, schwächt Effizienzanreize und erhöht Bürokratie, weshalb er nur als eng begrenzte Übergangshilfe und nicht als dauerhaftes Standortinstrument taugt.

Das Beispiel verdeutlicht, dass die Unterstützung einzelner Industriebranchen Zielkonflikten unterliegt. Daher sollten mögliche Entlastungsmaßnahmen einer strengen Notwendigkeitsprüfung unterzogen werden, da die Kehrseiten oft vernachlässigt werden:

³² Die KUEBLL-Liste (Anhang 1 der EU-Leitlinien) definiert die NACE-Branchen, die als besonders energie- und handelsintensiv gelten (siehe Diskussion Abschnitt 4.1) und deshalb für Entlastungen bei Stromabgaben bzw. beihilferechtliche Maßnahmen in Frage kommen.

³³ Vgl. Bundesregierung (2025).

- **Subventionen für eine spezielle Gruppe entsprechen in der Regel einer Steuer für alle anderen Verbraucher:** Jeder Euro, den Industrieakteure nicht selbst für Energie und Infrastruktur zahlen, muss bei Haushalten und anderen Unternehmen erhoben werden. Die Erhebung schafft im Regelfall zusätzliche Wohlfahrtsverluste („*Excess Burden*“).
- **Subventionen erschaffen Bürokratie:** Durch die gezielte Senkung von Preisen entstehen Anreize, Subventionen illegal abzuschöpfen. Um dem entgegenzuwirken, werden Anspruchsprüfung, Nachweispflichten und Monitoring-Aktivitäten notwendig, die Verwaltungskosten bei Behörden und Unternehmen steigern.
- **Subventionen reduzieren die Innovationsaktivität und Effizienz** auf Seiten der Produzenten und riskieren falsche Prioritäten. Einmal besteht die Gefahr, dass Investitionsentscheidungen getroffen werden, die ohne Förderung dauerhaft unrentabel wären und nach ihrem Wegfall wieder zurückgenommen werden. Andererseits entstehen Mitnahmeeffekte, weil auch Investitionen gefördert werden, die ohnehin erfolgt wären. Auf Verbraucherseite beanreizen Subventionen durch verzerrte Preise einen ineffizienten Mehrverbrauch.

Zusätzliche Förderinstrumente sollten daher nur in engen Grenzen eingesetzt werden. Aus diesem Grund folgt der Ordnungsrahmen von “Plan B” dem Prinzip „ein Ziel – ein Instrument“: das Ziel der Klimaneutralität wird allein über ein umfassendes Cap-and-Trade-System erreicht. Sollte dennoch in Ausnahmefällen eine gezielte Förderung notwendig sein, muss sie den bestehenden Rahmen ergänzen, nicht unterlaufen. Vorrang hat es, bestehende Instrumente effizienter, treffsicherer und mit geringerem bürokratischem Aufwand auszugestalten, statt zahlreiche neue Einzelmaßnahmen und Subventionstatbestände zu schaffen, die sich gegenseitig überlagern und im schlechtesten Fall widersprechen.

6 Literaturverzeichnis

- AFRY. (2023). *Internationaler Vergleich von Strompreisen für die Industrie*. Von <http://www.afry.de> abgerufen
- Agora Energiewende. (2024). *Investitionen für ein klimaneutrales Deutschland. Finanzbedarfe und Politikoptionen*. Von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-30_DE_KNDE_Update/A-EW_347_KNDE_Investitionsbedarfe_WEB.pdf abgerufen
- Ariadne. (2024). *Heizkosten und Treibhausgasemissionen in Bestandswohngebäuden*. Von https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/presseinformationen/2024/Ariadne-Analyse_HeizkostenEmissionenGeb%C3%A4ude_Januar2024.pdf abgerufen
- BMWK. (2025). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul Rahmendaten*. Von <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3-O45-Rahmendaten.pdf> abgerufen
- Bundesregierung. (2025). *Regierungspressekonferenz vom 7. Juli 2025*. Von <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/regierungspressekonferenz-vom-7-juli-2025-2363012> abgerufen
- DESNZ. (2025). *International industrial energy prices*: <https://www.gov.uk/government/statistical-data-sets/international-industrial-energy-prices> abgerufen
- Destatis. (2025). *Statistischer Bericht - Input-Output-Rechnung - 2022 (Revision 2024, Stand: August 2024)*. Von <https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/Publikationen/Downloads-Input-Output-Rechnung/statistischer-bericht-input-output-rechnung-2180200227005-rev-2024-august-2024.html> abgerufen
- DIHK. (2023). *DIHK-Innovationsreport*. Von <https://www.dihk.de/resource/blob/106742/1ad5859c4e8d03d48642e3d5ec350cb4/dihk-innovationsreport-2023-data.pdf> abgerufen
- DIHK. (2025). *Energiewende Barometer 2025 der IHK Organisation*. Von <https://www.dihk.de/resource/blob/134842/620a24595b87e1aabf1b9896e62c65b1/energie-energiewende-barometer-2025-data.pdf> abgerufen
- ECB. (2022). *ECB Economic Bulletin, Issue 8/2022*. Von <https://www.ecb.europa.eu/pub/economic-bulletin/html/eb202208.en.html> abgerufen

- ECB. (2024). *ECB Economic Bulletin, Issue 2/2024*. Von <https://www.ecb.europa.eu/press/economic-bulletin/html/eb202402.en.html> abgerufen
- Europäische Kommission. (2022). Von Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen (2022/C 80/01): [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218\(03\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218(03)) abgerufen
- Europäische Kommission. (2025). *CBAM: Commission announces plan to mitigate carbon leakage risk for exporters*. Von https://taxation-customs.ec.europa.eu/news/cbam-commission-announces-plan-mitigate-carbon-leakage-risk-exporters-2025-07-03_en abgerufen
- Eurostat. (2025). *Preise Elektrizität für Nichthaushaltskunden [nrg_pc_205]*.
- EWI. (2025). *Auswirkungen und Preispfade des EU ETS2*. Von https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2025/04/EU-ETS2_Endbericht.pdf abgerufen
- Frontier Economics. (2023). *Die Zukunft der energieintensiven Industrien in Deutschland*. Von <https://www.frontier-economics.com/media/z15a22w4/die-zukunft-der-energieintensiven.pdf> abgerufen
- Frontier Economics. (2025). *Neue Wege für die Energiewende ("Plan B")*. Von <https://www.frontier-economics.com/media/u1vbsfop/frontier-dihk-energiewende-plan-b-03092025-stc-update-stc.pdf> abgerufen
- ICE. (2025). *EUA Futures (as of 1 October 2025)*. Von <https://www.ice.com/products/197/EUA-Futures/data?marketId=8287946> abgerufen
- IEA. (2025). *Countries and regions (vgl. jeweilige Länderreports)*. Von <https://www.iea.org/countries>. abgerufen
- IEEFA. (2025). *Understanding the competitive landscape for China's LNG market*. Von <https://ieefa.org/resources/understanding-competitive-landscape-chinas-lng-market> abgerufen
- IWH. ((2024)). *Die garstige Lücke - Warum Ostdeutschland auch 30 Jahre nach der Vereinigung um 20% ärmer ist als der Westen*. Von <https://www.iwh-halle.de/themen/ostdeutschland> abgerufen
- Kraftfahrt-Bundesamt. (2025). Von Neuzulassungen Jahresbilanz 2023: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/Jahresbilanz_Neuzulassungen/jahresbilanz_node.html abgerufen
- Rauch, J. (2025). *Classification of SITC Rev. 2 commodities into organized exchange, reference priced, and differentiated*. Von https://econweb.ucsd.edu/~jrauch/rauch_classification.html abgerufen

Seeliger, A. (2024). Bürokratiekosten durch Informationspflichten für die Energiewirtschaft: Zunehmende Belastungen. *EW - Magazin für die Energiewirtschaft*(2), 13-15.

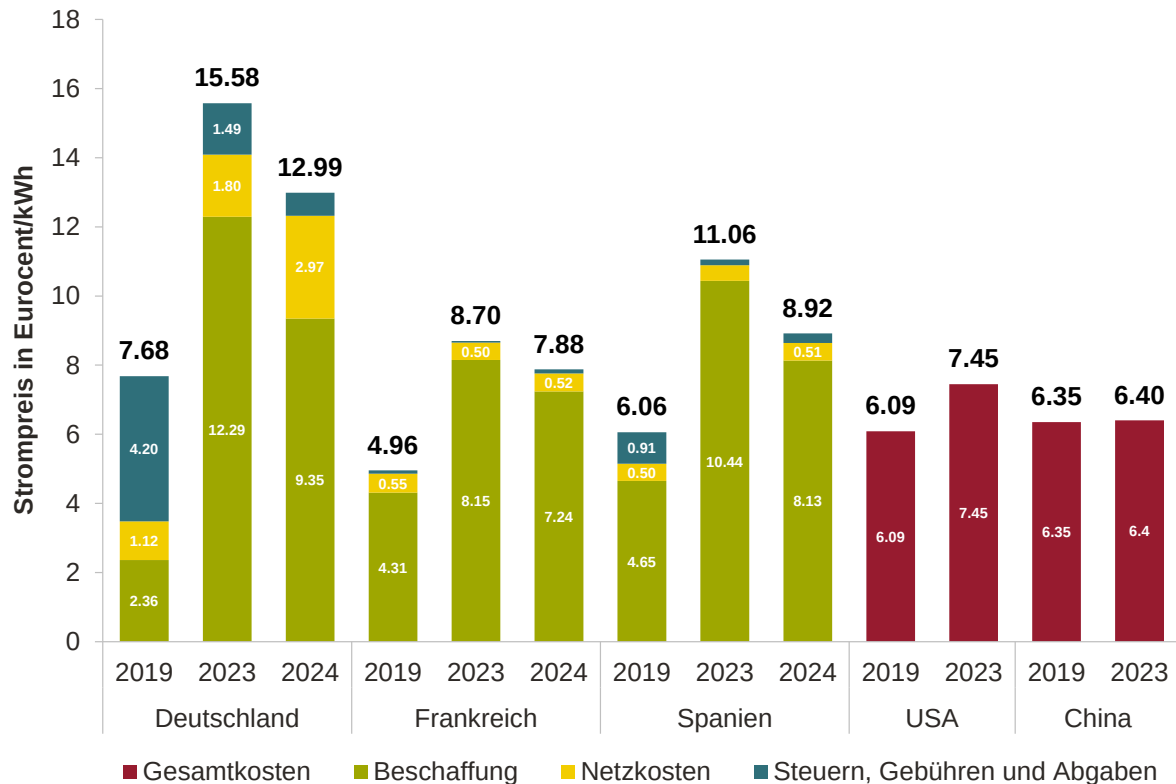
Umweltbundesamt. (2024). *Innovationsmotor Umweltschutz - Forschung und Patente in Deutschland und im internationalen Vergleich*. Von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/02_2024_uib_innovationsmotor.pdf abgerufen

VCI. (2025). *Daten und Fakten: Investitionen im Fokus*. Von <https://www.vci.de/ergaenzende-downloads/investitionen-im-fokus-2.pdf> abgerufen

Annex A - Anhang

A.1 Erweiterter Vergleich internationaler Strom- und Erdgaspreise

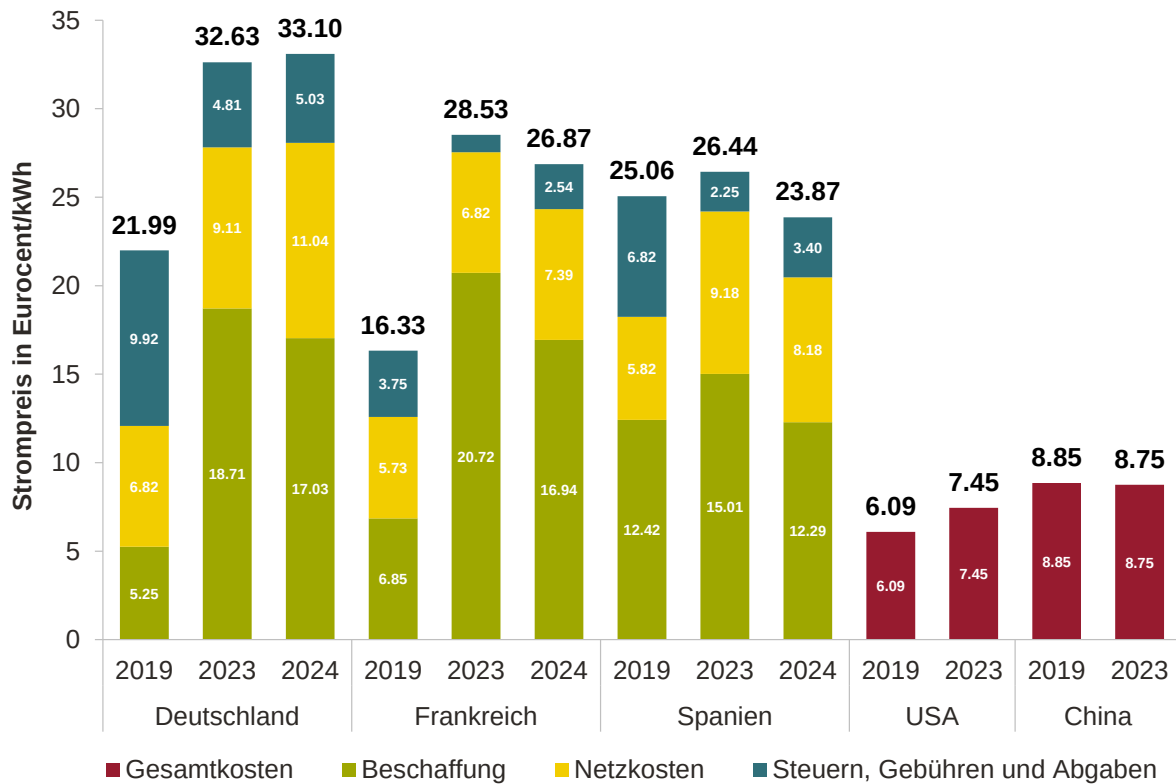
Abbildung 14 Strompreise für Unternehmen mit Abnahmemenge von 150 Mio. kWh/a oder mehr



Quelle: Frontier Economics basierend auf Eurostat (2025) für EU, DESNZ (2025) für die USA und Agora / AFRY (2023) für China.

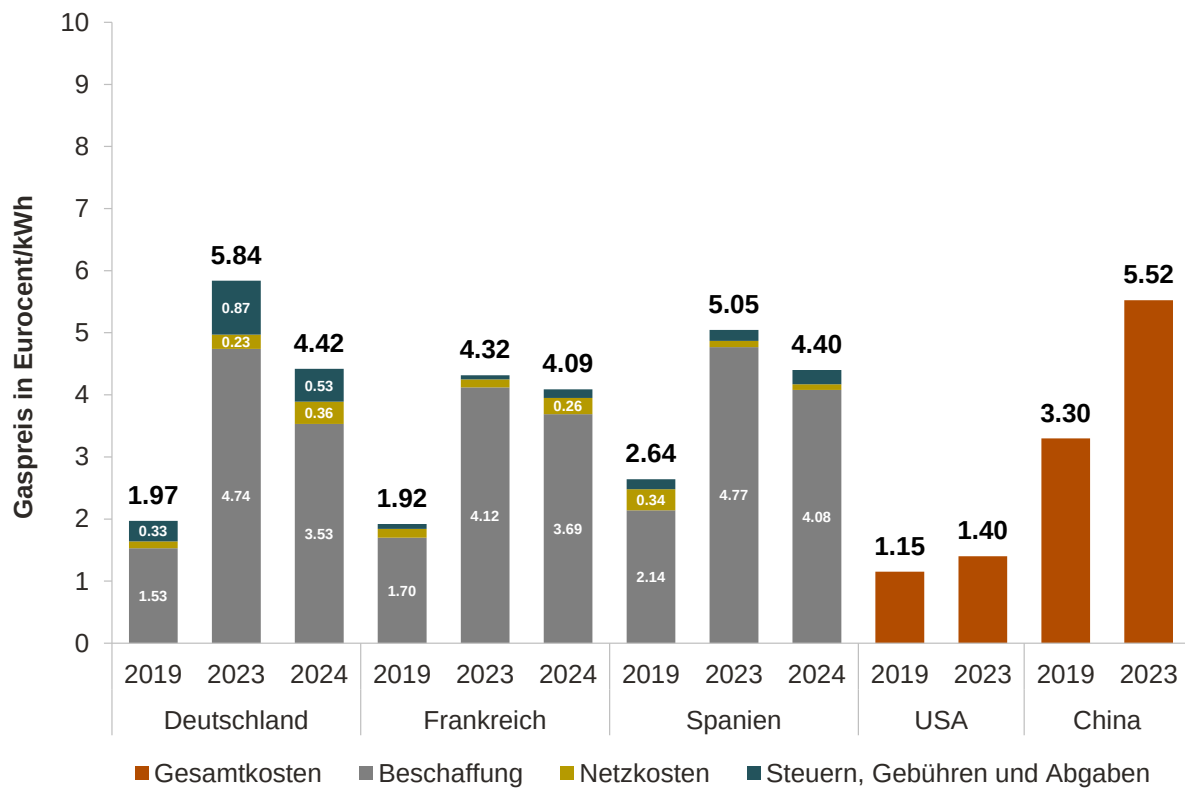
Hinweis: Dargestellt sind Strompreise für Industrieabnehmer mit einem Jahresverbrauch 150 Mio. kWh oder mehr, ohne rück-erstattungsfähige Steuern, Gebühren und Abgaben. Für die USA wird ein allgemeiner Industriepreis ausgewiesen, da keine Differenzierung nach Abnahmefall möglich ist. Im Jahr 2024 weist Deutschland die höchsten Preise auf – vor allem aufgrund höherer Netzkosten im Vergleich zu anderen Ländern.

Abbildung 15 Strompreise für Unternehmen mit Abnahmemenge von 20.000 kWh/a oder weniger



Quelle: Frontier Economics basierend auf Eurostat (2025) für EU, DESNZ (2025) für die USA und AFRY (2023) für China.
 Hinweis: Dargestellt sind Strompreise für Industrieabnehmer mit einem Jahresverbrauch von unter 20.000 kWh, ohne rückstattungsfähige Steuern, Gebühren und Abgaben. Für die USA wird ein allgemeiner Industriepreis ausgewiesen, da keine Differenzierung nach Abnahmefall möglich ist. Im Jahr 2024 weist Deutschland die höchsten Preise auf – vor allem aufgrund höherer Netzkosten und staatlicher Abgaben im Vergleich zu anderen Ländern.

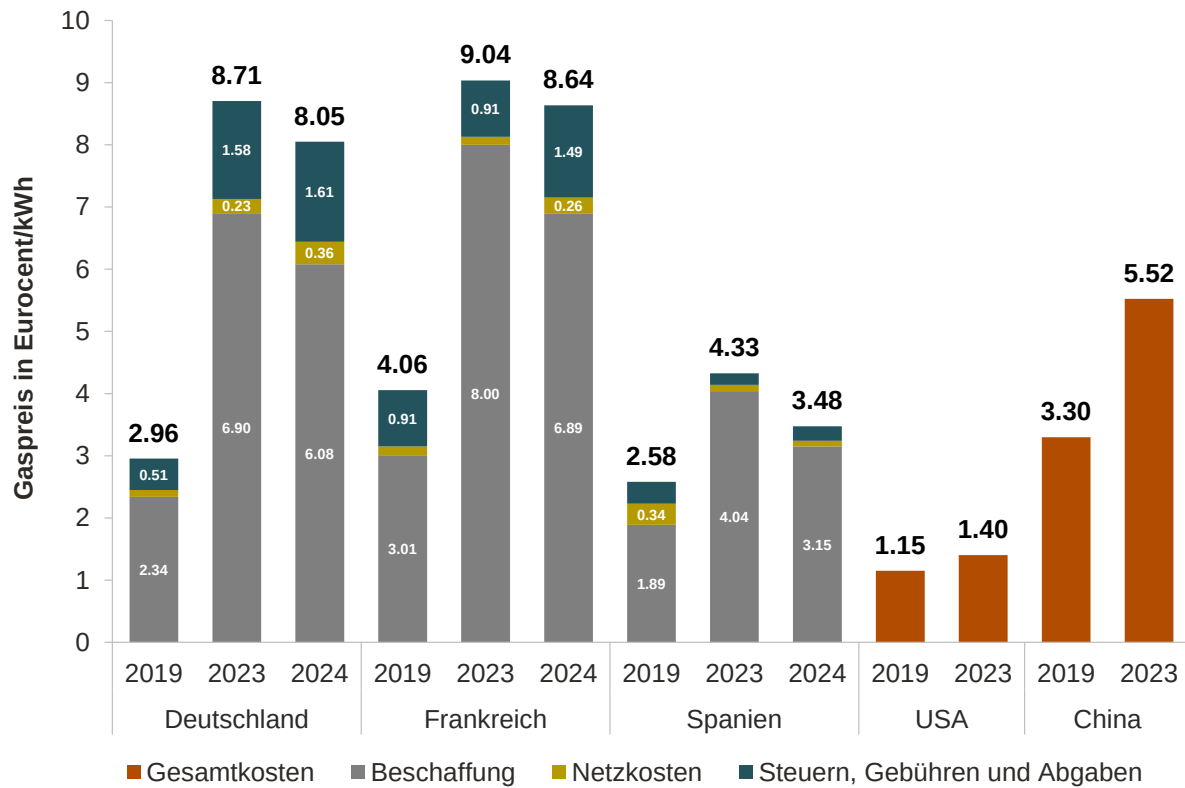
Abbildung 16 Erdgaspreis für Unternehmen mit Abnahmemenge von 1 bis 4 Mio. GJ/a



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

Hinweis: Dargestellt sind Gaspreise für Industrieabnehmer mit einem Jahresverbrauch zwischen 1 und 4 Mio. GJ (ca. 278 bis 1.112 Mio. kWh), ohne rückerstattungsfähige Steuern, Gebühren und Abgaben. Für die USA und China wird ein allgemeiner Industriepreis ausgewiesen, da keine Differenzierung nach Abnahmefall möglich ist. Deutschland zählt auch in dieser Abnehmergruppe weiterhin zu den Ländern mit höheren Gaspreisen – die absolute Differenz zum internationalen Mittelfeld fällt hier jedoch geringer aus als bei kleineren Verbrauchsmengen.

Abbildung 17 Erdgaspreis für Unternehmen mit Abnahmemenge von unter 1.000 GJ/a



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

Hinweis: Dargestellt sind Gaspreise für Industrieunternehmen mit einem Jahresverbrauch von unter 1.000 GJ (ca. 278.000 kWh), ohne rückerstattungsfähige Steuern, Gebühren und Abgaben. Für die USA und China wird ein allgemeiner Industriegaspreis ausgewiesen, da keine Differenzierung nach Abnahmefall möglich ist. Nach Frankreich hat Deutschland die höchsten Preise – bedingt durch vergleichsweise hohe staatliche Abgaben und Netzkosten.

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.

