

Strommarktdesign und Energiepreise

**Zielkonflikte zwischen den Perspektiven von
Strommarktdesign und Industriepolitik**

SCI4climate.NRW steht für die wissenschaftliche Begleitung der Industrietransformation. Das Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIKE) hat Ende 2022 das Wuppertal Institut, das Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT, das Institut der deutschen Wirtschaft, die VDZ Technology gGmbH und die VDEh-Betriebsforschungsinstitut GmbH (BFI) beauftragt, Transformationspfade für den klimaneutralen Umbau der Industrie in Deutschland zu erforschen. Nordrhein-Westfalen dient dabei als Modellregion. Die Forschung baut auf den Ergebnissen des Vorgängerprojekts SCI4climate.NRW 2018-2022 auf. Die Institute stehen in engem Austausch miteinander und mit Industrie und Politik in der Initiative IN4climate.NRW.



Bibliographische Angaben

Herausgeber:	SCI4climate.NRW
Veröffentlicht:	29. Januar 2026
Autor:innen:	Miriam Ruß
Kontakt:	Miriam Ruß, miriam.russ@wupperinst.org
Bitte zitieren als:	Ruß, Miriam. 2026: Strommarktdesign und Energiepreise. Zielkonflikte zwischen den Perspektiven von Strommarktdesign und Industriepolitik. Ein Bericht von SCI4climate.NRW.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Abbildungsverzeichnis	4
1 Einleitung	5
2 Ziele von Strommarktdesign	6
3 Status Quo im deutschen Strommarkt	7
3.1 Beschaffungskosten.....	8
3.2 Netzentgelte	9
3.3 Steuern und Umlagen.....	10
4 Strukturelle Veränderungen im deutschen Strommarkt	11
5 Rolle der Industrie im Stromsystem	12
6 Kriterien für die Systemdienlichkeit industrieloser Maßnahmen über den Strommarkt	13
7 Fallbeispiel Industriestrompreis	14
7.1 Ausgestaltung des Industriestrompreises	14
7.2 Bewertung des Industriestrompreises	15
8 Zusammenfassung und Ausblick.....	17
Literaturverzeichnis	18

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Anforderungen aus Industrie- und Strommarktperspektive. Quelle: Eigene Abbildung...	7
Abbildung 2: Die verschiedenen Ebenen im Stromsystem. Quelle: eigene Abbildung.....	8
Abbildung 3: Strompreisentwicklung für unterschiedliche Verbrauchsprofile in der Industrie. Quelle: Agora Energiewende. Nutzung nach CC BY 4.0	11

1 Einleitung

Die deutsche Wirtschaft steht an einem kritischen Scheideweg. Langfristig angestrebte Transformationen der Industrie, die notwendig sind für das Erreichen der Klimaneutralität, überlagern sich mit akuten, kurzfristigen Herausforderungen durch geopolitische Risiken und einen intensivierten, internationalen Wettbewerb.

Eine große Relevanz haben dabei Energiepreise, da sie insbesondere für die energieintensive Industrie einen bedeutenden Standortfaktor darstellen. Die Strompreise sind dabei insbesondere auch in Hinblick auf die langfristige Transformation hin zu einer klimaneutralen Industrie relevant, da die Elektrifizierung industrieller Prozesse ein wichtiger Baustein hin zur Klimaneutralität ist. Dafür müssen jedoch die Strompreise erstens niedrig genug sein, dass die Produktion in Deutschland wettbewerbsfähig bleibt und zweitens niedrig genug im Vergleich zu anderen Energieträgern (insbesondere Gas), um einen Umstieg finanziell profitabel zu machen.

Gleichzeitig steht der Strommarkt vor ähnlichen Herausforderungen wie die Wirtschaft im Allgemeinen: Während die Strompreise durch geopolitische Schocks, wie den russischen Angriffskrieg in der Ukraine, massiv in die Höhe getrieben wurden, soll gleichzeitig die Energiewende weiter voranschreiten und das Strommarktdesign dem veränderten Energiesystem angepasst werden. Dabei gilt: Die Energiewende ist schon in vollem Gang. Mit aktuell ca. 60% Strom aus erneuerbaren Energieträgern sind diese kein Nischenprodukt mehr, sondern ein substantieller Teil des Energiesystems. Sie haben dabei durch ihre Mechanismen und Eigenschaften strukturelle Auswirkungen auf Strompreise und Stromerzeugung.

In dieser angespannten Situation werden sowohl kurzfristige, entlastende Maßnahmen als auch langfristige, strukturelle Reformen diskutiert. Die Bandbreite der Vorschläge reicht von industriepolitischen Instrumenten wie der Senkung der Stromsteuer oder Netzentgeltzuschüssen bis hin zu weitreichenden systemischen Reformen des Strommarktdesigns. Während erstere darauf abzielen, Unternehmen und Haushalte schnell zu entlasten, sollen letztere die strukturellen Schwachpunkte des Stromsystems beheben, die sich durch den Übergang von fossilen zu volatilen erneuerbaren Energien ergeben haben.

Dieses Papier untersucht, wie kurzfristige Entlastungsmaßnahmen bei den Strompreisen für die Industrie so gestaltet werden können, dass sie nicht die langfristige Weiterentwicklung und Transformation des Stromsystems behindern, sondern idealerweise sogar unterstützen.

Um dies zu beantworten, werden folgende Aspekte behandelt. Zuerst werden die unterschiedlichen Ziele, die an ein Strommarktdesign aus den verschiedenen Perspektiven gestellt werden, diskutiert. Dabei werden insbesondere industrie(politische) und grundsätzliche System-Ziele kontrastiert. Danach wird das aktuelle Strommarktdesign in Deutschland beschrieben und auf die verschiedenen Komponenten eingegangen, die den Strompreis beeinflussen. Im Anschluss werden die strukturellen Herausforderungen diskutiert, die sich für das Stromsystem aus dem Ausbau erneuerbarer Energien und der angestrebten Dekarbonisierung der Wirtschaft ergeben. Ein besonderer Fokus liegt dabei auf der Rolle und den Bedarfen der Industrie in diesem Transformationsprozess. Darauf aufbauend werden zentrale Kriterien herausgearbeitet, die kurzfristige Entlastungsmaßnahmen erfüllen sollten, um eine kohärente und zukunftsweisende Energiepolitik zu gewährleisten. In einem Fallbeispiel werden die Kriterien genutzt, um den aktuellen Vorschlag eines garantierten Industriestrompreises von fünf Cent pro kWh des BMIWE zu beurteilen.

2 Ziele von Strommarktdesign

Der deutsche Strommarkt steht aktuell im Zentrum einer vielschichtigen Debatte, die von den unterschiedlichen Interessen der Industrie, den systemischen Anforderungen und den politischen Zielen geprägt ist. Auf der einen Seite wurden die hohen Energiepreise im Allgemeinen und die Strompreise im Besonderen als ein Haupthemmnis für die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Industrie identifiziert. Auf der anderen Seite soll der Strommarkt langfristig gut funktionieren.

Aus ökonomischer und systemischer Perspektive soll das Strommarktdesign in erster Linie dafür sorgen, dass Strom verlässlich zu den geringsten möglichen Kosten bereitgestellt wird (Cramton, 2017). Dies beinhaltet zwei Ziele, die durch das Strommarktdesign simultan abgedeckt werden sollen. Zum einen muss der Strommarkt kurzfristig effizient koordinieren, dass die zu dem konkreten Zeitpunkt günstigsten Kraftwerke den Strom produzieren und ins Netz einspeisen. Zum anderen müssen langfristig die richtigen Investitionsanreize gesetzt werden, die dafür sorgen, dass auch in Zukunft der Strommarkt verlässlich und günstig Energie bereitstellen kann. Auch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz hebt diese Funktionen hervor (BMWK, 2024) und spezifiziert zwei weitere Aspekte, nämlich die räumliche und zeitliche Koordination von Angebot und Nachfrage. Dies beinhaltet zum einen, dass lokale Signale Angebot und Nachfrage räumlich begrenzt in Ausgleich bringen und somit die Kapazitäten des Stromnetzes bei der Auslastung mit betrachtet werden sollen. Gleichzeitig müssen auch zu jedem Zeitpunkt Angebot und Nachfrage im gesamten Netz aufeinander abgestimmt werden. Dies sollte in einer Art und Weise geschehen, die die Gesamtkosten des Netzes reduziert. Löschel et al. nutzen das ‚energiepolitische Zielfünfeck einer sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen Energieversorgung‘ als Grundlage für ihren Monitoringbericht aus der Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring (Löschel et al., 2025, S. 5). Der starke Ausbau volatiler erneuerbarer Energien verstärkt dabei die Notwendigkeit flexibel und kurzfristig auf Netzbelaustungen reagieren zu können und Anreize zur systemdienlichen Ausgestaltung der Nachfrageseite zu schaffen (siehe Kapitel 4).

Kurzfristig geht es also darum, die günstigsten Möglichkeiten zur Stromproduktion zu nutzen und dabei Netzkapazitäten mit zu betrachten, während langfristig die „richtigen“ Investitionen angeregt werden müssen. Dabei spielen insbesondere langfristig auch weitere Ziele, wie die Dekarbonisierung und der Ausbau der Erneuerbaren, eine große Rolle. CO₂-Preise und die absolute Reduktion von CO₂-Zertifikaten im europäischen Emissionshandelssystem sollen dazu beitragen, dass fossile Energieträger langfristig nicht mehr rentabel sind.

Aus Perspektive der Industrie und Industriepolitik müssen die Energiepreise jedoch vor allem so gestaltet werden, dass die Industrie in Deutschland langfristig wettbewerbsfähig bleibt. Nach der Energiekrise 2022 sind die Energiepreise in Deutschland zwar wieder gesunken, aber immer noch auf deutlich höherem Niveau als davor (Agora Energiewende, 2025). Auch im europäischen Vergleich gehörten die Strompreise in Deutschland im ersten Halbjahr 2025 zu den höchsten (Destatis, 2025). Da Strompreise einen bedeutenden Standortfaktor darstellen sollen die Energiepreise zum einen kurzfristig gesenkt werden, zum anderen aber auch langfristig kalkulierbar und wenig volatile sein, um verlässliche Rahmenbedingungen zu schaffen. Im Hinblick darauf, dass viele Industriebetriebe aktuell noch einen Großteil ihrer Energie durch Gas bereitstellen, müssen außerdem für die notwendige Elektrifizierung die Strompreise im Vergleich zu Gas finanziell attraktiv sein. Flexibilisierungsmaßnahmen werden aus Industrieperspektive oft kritisch gesehen, da sie als produktionshemmend wahrgenommen werden. Auch strukturelle Reformen des Strommarktes sind durch ihre schwer zu kalkulierenden Auswirkungen

auf die Strompreise oft nicht gewünscht, insbesondere in Branchen, die aktuell durch globale Überkapazitäten oder sehr starken internationalen Wettbewerb grundsätzlich schon unter Druck stehen.

Aber nicht nur die Industrie, sondern auch private Verbraucher werden durch das Strommarktdesign beeinflusst. Hier spielen sozialpolitische Aspekte eine wesentliche Rolle. Ziel ist es, starke regionale Schwankungen zu vermeiden und die Energiepreise für Arbeitnehmer und Haushalte günstig zu halten. Außerdem befürchten Gewerkschaften durch Flexibilisierungsmaßnahmen in Unternehmen Auswirkungen auf Arbeitnehmer durch die dadurch eventuell notwendig werdende Flexibilisierung der Arbeitszeiten. Abbildung 1 fasst die unterschiedlichen Ziele aus Stromsystem- und Industrieperspektive zusammen.

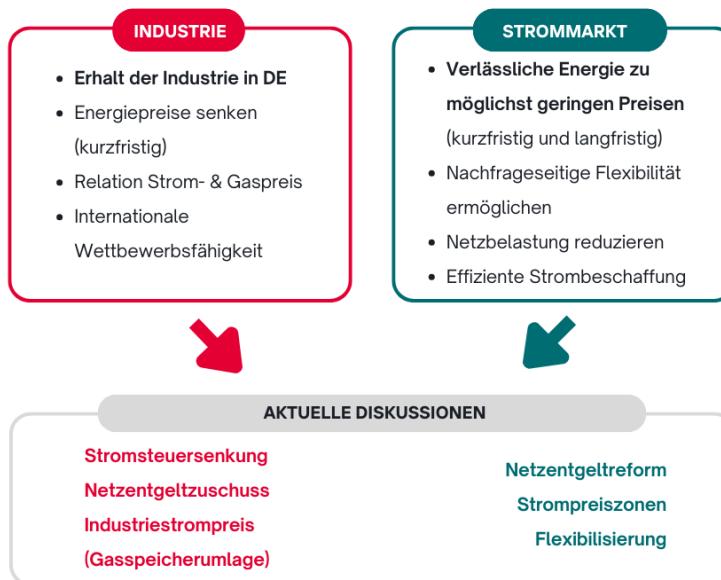


Abbildung 1: Anforderungen aus Industrie- und Strommarktperspektive. Quelle: Eigene Abbildung.

3 Status Quo im deutschen Strommarkt

Der Strommarkt zeichnet sich durch das Zusammenspiel von verschiedenen Akteuren auf unterschiedlichen Ebenen aus. Die Besonderheit besteht dabei darin, dass sich Strom nicht einfach speichern lässt, und daher im Netz Einspeisung und Nachfrage zu jedem Zeitpunkt physisch übereinstimmen müssen. Strom ist also ein Gut, dessen Wert im zeitlichen Verlauf schwankt. Zudem sind Netzkapazitäten zu beachten, sodass auch der geographische Ort der Erzeugung und des Verbrauchs eine große Rolle spielt.

Bis Ende des 20. Jahrhunderts war die gesamte Wertschöpfungskette von der Erzeugung und dem Transport zum Verbraucher meist in einem horizontal integrierten Monopolunternehmen zusammengefasst. Mit der Liberalisierung des Strommarkts in den 90er-Jahren wurde zwischen den natürlichen Monopolen der Netzinfrastruktur und den Wettbewerbsbereichen Produktion und Verkauf unterschieden. Um fairen Wettbewerb zu ermöglichen, wurde gesetzlich vorgeschrieben, dass diese Bereiche nicht mehr unter dem Dach desselben Unternehmens geführt werden dürfen. Dementsprechend ist der heutige Strommarkt zweigeteilt: Während Erzeugung sowie Groß- und Einzelhandel dem freien

Wettbewerb unterliegen, weisen die Netzinfrastrukturen natürliche Monopole auf. Letztere unterliegen einer strengen staatlichen Regulierung, die eine freie Preisbildung ausschließt. Abbildung 2 illustriert diese verschiedenen Ebenen und Regulierungsformen.

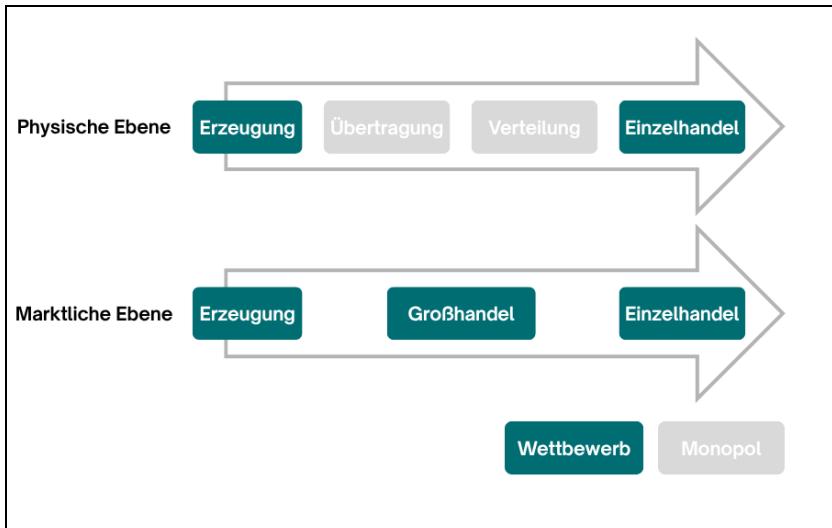


Abbildung 2: Die verschiedenen Ebenen im Stromsystem. Quelle: eigene Abbildung.

Der Endpreis für Verbraucher setzt sich aus daher aus drei verschiedenen Komponenten zusammen: (1) dem Marktpreis für die Beschaffung des Stroms selbst (2) den Netzentgelten, die die Kosten der Netzinfrastruktur decken, sowie (3) Umlagen, Abgaben und Steuern. Für einen Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh lag der Gesamtstrompreis 2025 im Schnitt bei circa 40 Cent pro kWh, davon entfielen ungefähr 40 Prozent auf die Beschaffung, 27 Prozent auf die Netzentgelte und 33 Prozent auf Steuern, Abgaben und Umlagen (bdew, 2025b).

Im Folgenden soll auf alle drei Preisbestandteile kurz eingegangen werden und deren Entstehung erklärt werden.

3.1 Beschaffungskosten

Die Beschaffungskosten unterscheiden sich für verschiedene Marktteilnehmer. Der Großhandelstrompreis ist aber in jedem Fall der preissetzende Bestandteil. Hinzu kommen Aufpreise für Kunden, die nicht direkt am Großhandelsmarkt teilnehmen, sondern über Stromversorger Strom einkaufen. Stromversorger ihrerseits kaufen den Strom am Großhandel, und verkaufen ihn gewinnbringend weiter. Sie können unterschiedlichste Tarife anbieten, die nicht an den Börsenstrompreis gekoppelt sein müssen. Darunter fallen sowohl Industriestromverträge, die sich in der Regel am Börsenstrompreis orientieren, und bei denen Unternehmen stark selbst mitbestimmen, wie die Risikoabsicherung ausgestaltet wird, als auch Standard-Haushaltstarife, die zeitlich invariabel sind und sich aus einem Grundpreis und einem festen Leistungspreis zusammensetzen. Seit 2025 müssen Stromanbieter auch für Haushalte dynamische Stromtarife anbieten. Für diese wird jedoch ein Smart Meter benötigt.

Der Großhandel besteht aus verschiedenen Märkten, es wird unterschieden zwischen dem Handel an der Börse (sowohl auf dem Spot- als auch auf dem Terminmarkt) und dem Handel 'over the counter' (OTC), bei dem Verkäufer und Käufer direkt bilateral oder über einen Broker miteinander agieren. Dabei gilt grundsätzlich, dass der Strompreis im Großhandel zeitvariabel ist, aber regional invariabel, das heißt, Erzeugungs- und Verbrauchsort beeinflussen den Preis innerhalb der deutschen Gebotszone

nicht direkt. Der Day-Ahead Börsenstrompreis gilt dabei als Referenzwert, an dem sich die Akteure orientieren. Durch langfristige, meist rein finanzielle Verträge können sich Verbraucher und Erzeuger jedoch gegen kurzfristige Schwankungen absichern.

Der Marktpreis wird dabei meist durch die Grenzkosten des teuersten Kraftwerks charakterisiert, das gebraucht wird um die Nachfrage zu bedienen. Dies wird oft mit dem Merit-Order Prinzip beschrieben. In Zeiten hoher Nachfrage oder geringer Erneuerbaren-Einspeisung bestimmen daher oft fossile Kraftwerke den Preis. Umgekehrt führen Phasen mit viel Wind- und Sonnenstrom zu niedrigen oder sogar negativen Preisen, da erneuerbare Energien Grenzkosten von nahezu Null aufweisen und konventionelle Kraftwerke aus dem Markt verdrängen. Ein Ausbau der Erneuerbaren Energien verschiebt die Merit-Order-Kurve nach rechts, was die Häufigkeit niedriger Strompreise erhöht. Die flankierende Integration von Speichern ermöglicht es zudem, dieses günstige Angebot zeitlich zu verschieben und Preisspitzen zu glätten, was das System insgesamt stabilisiert.

3.2 Netzentgelte

Netzentgelte sind Gebühren, die Stromkunden für die Nutzung der Stromnetze zahlen. Sie finanzieren den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Stromnetzes und machen einen erheblichen Teil des Strompreises aus. Hier fallen auch die sogenannten Redispatch-Kosten an, die dann entstehen, wenn die Transportkapazitäten zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsort überlastet werden. Wenn beispielsweise die Leitungskapazitäten im Übertragungsnetz an einem windigen Tag nicht ausreichen, um den Windstrom aus Norddeutschland zu den industriellen Verbrauchszentren in West- und Süddeutschland zu bringen, müssen im Norden Windkraftanlagen aus dem Wind gedreht werden und die fehlenden Strommengen durch kurzfristig einspringende (fossile) Kraftwerke im Süden ausgeglichen werden. Für beides wird eine finanzielle Kompensation notwendig, die über die Netzentgelte abgerechnet werden.

Netzentgelte werden von den Verteilnetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern erhoben. Sie sind so konzipiert, dass sie kostendeckend sind, d.h. sie sollen alle Kosten der Netzbetreiber für den Betrieb und die Instandhaltung der Netze abdecken und werden aktuell nur von den Verbrauchern im Netz (und nicht den Einspeisern) bezahlt. Eine Besonderheit ist, dass sich die Entgelte „nach unten“ akkumulieren. Das bedeutet, dass die Kosten der oberen Netzebenen, z.B. die des Höchstspannungsnetzes, auf die Kosten der unteren Netzebenen, z.B. die des Niederspannungsnetzes, umgelegt werden. Letztendlich trägt der Endverbraucher die Kosten der gesamten Netzinfrastruktur, die er zur Stromversorgung nutzt (vgl. Hirth et al., 2024).

Die Netzentgelte werden regional unterschiedlich festgelegt, sind aber zeitlich fixiert. Die Bundesnetzagentur legt dabei Erlösobergrenzen für die Netzbetreiber fest, um eine faire und nicht-diskriminierende Preisgestaltung zu gewährleisten. Die regionalen Unterschiede entstehen durch die geografischen und strukturellen Besonderheiten der einzelnen Netzregionen, wie z.B. die Bevölkerungsdichte oder die Anzahl der Erneuerbare-Energien-Anlagen.

Industrieunternehmen profitieren aus verschiedenen Gründen oft von günstigeren Netzentgelten. Einer der Gründe ist die höhere Netzanschlussebene von Großverbrauchern, wie z.B. der Hoch- oder Höchstspannungsebene. Die Kosten für die höheren Netzebenen sind in der Regel geringer, da es weniger Umspannschritte und Netzinfrastruktur bis zum Endverbraucher gibt.

Darüber hinaus legt Paragraph 19 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) die Bedingungen für individuelle Netzentgelte fest, die in Form der atypischen Netznutzung oder des sogenannten

Bandlastprivilegs gewährt werden können. Diese Regelungen ermöglichen es Netznutzern, ihre Netzentgelte unter bestimmten Voraussetzungen erheblich zu reduzieren. Insbesondere beim Bandlastprivileg profitieren Industrieunternehmen mit einer sehr hohen Auslastung von über 7.000 Vollaststunden von einer Reduktion der Entgelte um bis zu 90 Prozent. Dadurch werden Unternehmen belohnt, die sehr gleichmäßig Strom beziehen. Durch den starken Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien ist nun jedoch eine flexible Nachfrage viel eher gefragt. Das Bandlastprivileg erschwert größere Flexibilität, da eine Reduktion der Vollaststunden zu einem Wegfall der Subvention führen könnte. Die anfallenden Kosten werden auf die restlichen Netznutzer, also Haushalte und die mittelständische Industrie, umgelegt und fallen für diese Nutzer zusätzlich an. Dies ist im nächsten Abschnitt erklärt.

3.3 Steuern und Umlagen

Die dritte Komponente des Strompreises sind verschiedene Steuern, Abgaben und Umlagen. Letztere dienen primär dazu, spezifische Kosten der Stromversorgung oder netzbezogene Lasten umzuverteilen. Während Haushaltskunden in der Regel die volle Last aller Komponenten tragen, profitieren energieintensive Industrieunternehmen von umfassenden Entlastungs- und Privilegierungsregelungen.

Zu den wesentlichen Preisbestandteilen gehören:

- Die KWKG-Umlage zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung.
- Die §19 StromNEV-Umlage („Bandlastprivileg“), über die Netzkostenneutralisierungen für stromintensive Betriebe finanziert werden.
- Die Offshore-Netzumlage, die Kosten für die Anbindung von Windparks auf See abdeckt.
- Staatliche Abgaben wie die Stromsteuer sowie die Konzessionsabgabe an Kommunen für die Nutzung öffentlicher Verkehrswege. Die Stromsteuer beträgt aktuell 2,05 Cent für Haushalte.
- Die Mehrwertsteuer wird für Privatkunden auf den gesamten Endpreis des Stroms erhoben.

Im Gegensatz dazu greifen für die Industrie zahlreiche Reduktionen. So wurde die Stromsteuer für alle verarbeitenden Gewerbe auf das europäische Mindestmaß von 0,05 Cent gesenkt. Besonders stromintensive Unternehmen erhalten zudem eine Strompreiskompensation. Diese dient als Subvention, um die indirekten Kosten des europäischen Emissionshandels (CO₂-Preis), die über den Strompreis weitergegeben werden, auszugleichen und die internationale Wettbewerbsfähigkeit zu sichern. Die bis 2022 erhobene EEG-Umlage zur Förderung erneuerbarer Energien ist mittlerweile für alle Verbrauchergruppen entfallen und wurde durch Finanzierung aus dem Klima- und Transformationsfonds ersetzt.

Im Jahr 2025 musste ein Haushalt mit einem Verbrauch von 3.500 kWh durchschnittlich 12,7 Cent pro kWh Steuern, Umlagen und Abgaben zahlen. Davon entfiel mit 6,33 Cent die Hälfte auf die Mehrwertsteuer, 2,05 Cent auf die Stromsteuer, 1,67 Cent auf die KWKG-Umlage und 1,56 Cent auf die §19 Umlage. Industrieunternehmen mit einem Jahresverbrauch 160.000 bis 20 Mio. kWh, die von der reduzierten Stromsteuer profitieren, zahlen hingegen nur noch ca. 2,2 Cent Steuern, Umlagen und Abgaben, hauptsächlich bestehend aus der Umlage für §19 (0,9 Cent) und der Offshore-Netzumlage (0,8 Cent). Für Industrieunternehmen, die vom Bandlastprivileg profitieren entfällt natürlich die dazugehörige Umlage, sodass sich Umlagen und Steuern auf insgesamt 1,07 Cent reduzieren (bdew, 2025b). Abbildung 3 verdeutlicht, dass der Gesamt-Strompreis in der Industrie stark von den Vergünstigungen im Bereich der Netzentgelte und Steuern, sowie Subventionen, insbesondere der Strompreiskompenstation, abhängt.



Abbildung 3: Strompreisentwicklung für unterschiedliche Verbrauchsprofile in der Industrie. Quelle: Agora Energiewende. Nutzung nach [CC BY 4.0](#)

4 Strukturelle Veränderungen im deutschen Strommarkt

Durch die Energiewende haben erneuerbare Energien mittlerweile einen Anteil von knapp 60% der Stromproduktion in Deutschland. Erneuerbare, vor allem Wind- und Solarenergie haben jedoch grundsätzlich andere Charakteristika als die herkömmlichen, fossilen Energieträger. Sie zeichnen sich durch Grenzkosten nahe Null aus, während fossile Kraftwerke die Primärennergieträger Kohle, Gas und Öl einkaufen müssen, und sind an externe Wetterbedingungen für die Produktion von Strom gebunden und daher volatile. Beide Charakteristika haben Einfluss auf den Strommarkt. Ersteres bedeutet, dass Erneuerbare Energien immer als erstes im Strommarkt anbieten, wenn sie verfügbar sind, und damit grundsätzlich den Strompreis drücken, da teurere Anlagen nicht mehr so häufig und so viel laufen müssen: der sogenannte Merit-Order-Effekt. Auf der anderen Seite sorgen sie für stärkere Volatilität im Strompreis, da sie nicht jederzeit zur Verfügung stehen.

Auch geographisch verändert sich die Stromproduktion, da erneuerbare Energien dort entstehen, wo viel Wind/Sonne verfügbar ist, und sich industrielle Zentren und Stromerzeugung nicht mehr unbedingt in geographischer Nähe zueinander befinden. Insbesondere Photovoltaik-Anlagen werden zudem sehr stark dezentral ausgebaut (auf Eigenheimen/Dachflächen). Dadurch verändert sich auch die Einspeisedynamik im Stromnetz. Während fossile Kraftwerke meist direkt an die oberste Netzebene angeschlossen sind und damit der Strom lange Zeit tatsächlich in den Netzebenen hauptsächlich von ‘oben nach unten’ floss, sind nun viele dezentrale Erzeuger auf der untersten oder den mittleren Netzebenen angeschlossen und geben den Strom ‘nach oben’ weiter. Hinzu kommt, dass kleine, private Erzeuger keinen Zugang zum Großhandelsstrommarkt haben und dementsprechend ihre Stromeinspeisung nicht an den Großhandelspreisen ausrichten können. Stattdessen wurden für private PV-Anlagen Einspeisevergütungen festgelegt, so dass der Strom zu einem festen Preis abgenommen wird. Dies ermöglicht zwar eine Einspeisung des Stroms in das Netz, aber verhindert eine Orientierung an den Preissignalen im Großhandel.

Diese Entwicklungen haben Auswirkungen auf die verschiedenen Bestandteile des Strompreises. Zum Einen auf den Großhandelsstrompreis: Durch die ‘ungebremste’ Einspeisung von PV-Strom kommt es zunehmend zu Zeiten mit negativen Großhandelsstrompreisen, nämlich dann, wenn viel erneuerbarer Strom produziert werden kann. Andererseits kann es in Zeiten mit wenig erneuerbarem Strom

(Dunkelflaute) zu kurzfristig sehr hohen Preisen am Spotmarkt kommen – alle, die sich auf dem Terminmarkt abgesichert haben, zahlen dann natürlich trotzdem den im Vorhinein vereinbarten Preis.

Zum Anderen gibt es aber auch einen Effekt auf die Netzentgelte: Die Zunahme lastferner, erneuerbarer Erzeugung, zum Beispiel Off-Shore Windparks an der Ostsee, führt zu erhöhten Netzengpässen im Stromnetz und damit auch zu höheren Redispatch-Kosten (siehe oben). Die Netzentgelte werden daher aktuell durch zwei Faktoren erhöht: Zum einen durch die akut anfallenden Redispatch-Kosten, zum anderen durch die notwendigen Investitionen für den Netzausbau, um den Redispatch in Zukunft wieder zu senken.

Außerdem führt die sich ändernde Produktionsstruktur in der bestehenden Netzentgeltsystematik zu Umverteilungen bei den Netzkosten. Beispielsweise werden Haushalte mit hohem Eigenverbrauch (zum Beispiel durch eine PV-Anlage), nicht nur beim Strompreis, sondern auch bei den Netzentgelten entlastet, da auch diese pro kWh zugekauftem Strom abgerechnet werden. Aber auch regionale Unterschiede in den Netzkosten verstärken sich aktuell, da die Netzkosten regional gewälzt werden müssen und neue (erneuerbare) Erzeugungskapazitäten immer mit der Notwendigkeit eines Netzausbaus einhergehen. Dementsprechend erhöhen sich die Netzkosten gerade dort, wo die Erneuerbaren stark ausgebaut werden, und unabhängig davon, ob der Strom auch dort genutzt wird. Um dem entgegenzuwirken hat die Bundesnetzagentur eine Festlegung zur Verteilung von Mehrkosten in Netzen aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien getroffen, die es Regionen mit besonderes hohem Ausbau von erneuerbaren Energien ermöglicht, diese umlegen zu lassen auf alle Verbraucher.

Durch die strukturellen Veränderungen in der Stromerzeugung gewinnt außerdem die Flexibilisierung der Nachfrage stark an Bedeutung. Sie ermöglicht es Strom effizient dann zu nutzen, wenn er erneuerbar zur Verfügung steht und in Zeiten mit wenig erneuerbarer Produktion weniger zu verbrauchen. Flexibilisierung kann außerdem zur Netzentlastung beitragen, allerdings nur, wenn Preissignale den Verbrauchern ermöglichen, netzdienlich zu agieren.

Es existieren unterschiedliche Ansätze, um diese Herausforderungen regulatorisch anzugehen. Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber haben im April 2025 in ihrer Gebotszonen-Review diskutiert, dass eine Aufteilung der deutsch-luxemburgischen Gebotszone in fünf Preiszonen die wirtschaftliche Effizienz deutlich steigern könnte (ENTSO-E, 2025). Auch das Sektorgutachten Energie der Monopolkommission (Monopolkommission, 2025) diskutiert verschiedene Reformen im Strommarktdesign. Dabei wird zwischen der First-Best Lösung, Knotenpreisen, der Second-Best Lösung, einer Aufteilung der Gebotszonen und der Third-Best Lösung, dynamischen Netzentgelten unterschieden. Da die Umsetzung der ersten beiden Ansätze als politisch schwer durchsetzbar gilt, rücken dynamische Netzentgelte zunehmend in den Fokus der Debatte. Diese bilden auch einen Kernbestandteil der im Oktober 2025 veröffentlichten Orientierungspunkte der Bundesnetzagentur zur künftigen Netzentgeltsystematik ab 2030 (BNetzA, 2025). Im Zentrum steht dabei die Frage, inwieweit dynamische Netzentgelte die Funktion regional und zeitlich differenzierter Preissignale übernehmen können, um die Netzstabilität effizient zu steuern.

5 Rolle der Industrie im Stromsystem

Industrie und Stromsystem haben große Wechselwirkungen. Auf der einen Seite spielt die Nachfrage der Industrie eine wesentliche Rolle im Strommarkt und nimmt fast 45% des Stroms ab (bdew, 2025a). Durch die Elektrifizierung industrieller Prozesse im Rahmen der klimaneutralen Transformation wird

diese Rolle und die Relevanz der Sektorenkopplung in Zukunft noch stärker. Gleichzeitig stockt die Elektrifizierung aktuell, insbesondere auch wegen zu hoher Strompreise und fehlender Planungssicherheit (Agora Energiewende, 2026). Daran wird deutlich, dass auf der anderen Seite die Rahmenbedingungen im Strommarkt auch signifikanten Einfluss auf die Industrie haben. Um Abwanderung (Carbon Leakage) zu verhindern, genießt die Industrie bereits heute, wie oben beschrieben, signifikante Entlastungen bei Netzentgelten und Umlagen im Vergleich zu privaten Haushalten oder dem Kleingewerbe.

Die Flexibilisierung der industriellen Nachfrage wird angesichts der großen Anteile an erneuerbarem Strom immer relevanter. Eine Studie von McKinsey (2025) zeigt in einer Unternehmensumfrage, dass es große Flexibilisierungspotentiale von im Branchenschnitt etwa 10-15% der Lastspitzen gibt. Gleichzeitig werden Hindernisse zur Umsetzung der Flexibilisierung aufgezeigt. Die Unternehmen sehen Hindernisse sowohl in der operativen Komplexität, als auch bei den regulatorischen Unsicherheiten. Die aktuellen Rahmenbedingungen verhindern in manchen Fällen sogar eine Flexibilisierung, so zum Beispiel beim Bandlastprivileg, das nur bei gleichmäßiger Last in Anspruch genommen werden kann (siehe oben).

6 Kriterien für die Systemdienlichkeit industrielicher Maßnahmen über den Strommarkt

Eine kriterienbasierte Bewertung ist sowohl für industrieliche Maßnahmen als auch für energiepolitische Maßnahmen weit verbreitet. Das Ziel dieses Papiers liegt darin, diese beiden Perspektiven zu verknüpfen und einen Kriterienkatalog vorzuschlagen, der sowohl die Notwendigkeit berücksichtigt, energieintensive Industrien zu unterstützen, als auch das Strommarktdesign langfristig zu reformieren und weiter zu entwickeln. Hierzu werden sowohl Vorschläge für Kriterienkataloge aus der Literatur zu grüner Industriepolitik als auch zum Strommarktdesign diskutiert und verknüpft.

In der aktuellen Literatur zu grüner Industriepolitik stehen die Transformation hin zu einer dekarbonisierten Industrie, langfristige Planbarkeit, Umsetzbarkeit, sowie Verteilungsfragen im Vordergrund. So schlagen (Nilsson et al., 2021) einen Kriterienkatalog vor, der sechs Dimensionen für eine Industriepolitik zur Transformation der energieintensiven Industrie umfasst: (1) Zielorientierung, (2) Wissensgenerierung & Innovation, (3) Schaffung und Gestaltung von Märkten, (4) Aufbau von Governance-Kapazitäten, (5) Internationale Kohärenz und (6) Sensibilität für sozioökonomische Auswirkungen von Phase-Outs. Leipprand et al. (2025) definieren zehn Kriterien für zukunftsfähige Industriepolitik, die zur Bewertung sowohl einzelner Politikinstrumente als auch des gesamten Policy-Mix herangezogen werden können. Die Kriterien teilen sich auf in vier Zielkriterien: (1) Transformationsorientierung, (2) Ausgleich regionaler und sozialer Disparitäten (3) Förderung der Resilienz und (4) Sicherung der europäischen und internationalen Kooperation; und sechs weiteren starker prozessorientierten Kriterien: (5) Wettbewerblich, (6) Effizienter Mitteleinsatz, (7) Sektoral, (8) Konsistenz, (9) Transparenz und Partizipation, und (10) Pragmatisch und Lernfähig.

Burkhardt et al. (2024) diskutieren Bewertungskriterien für das Strommarktdesign. Kriterien für das Strommarktdesign beziehen sich dabei auf erwünschte Verteilungseffekte, und damit Fairness und Gerechtigkeitsaspekte, auf Effizienz in Bezug auf Investment und Betrieb, und auf die Effektivität in Bezug auf politische Ziele wie zum Beispiel die Dekarbonisierung. Sie spezifizieren fünfzehn Bewertungskriterien, von denen nicht alle in jedem konkreten Fall Anwendung finden müssen: (1) Beitrag zu Klimaneutralität, (2) Kosteneffizienz, (3) Kostenreflexivität, (4) Versorgungssicherheit, (5) Resilienz, (6) Verteilungsgerechtigkeit, (7) Akzeptanz, (8) Teilhabe und Transparenz, (9) EU-Kompatibilität, (10) EU-

Rechtskonformität, (11) Transaktionskosten (Staat), (12) Transaktionskosten (Investoren/Betreiber), (13) Planungssicherheit, (14) Beitrag zur Systemintegration, (15) Wechselwirkung mit anderen Politikinstrumenten.

Es zeigt sich, dass es durchaus Überschneidungen in den Kriterien gibt, insbesondere bei der Definition von übergeordneten Zielkriterien, wie zum Beispiel Transformation hin zu Klimaneutralität, Gerechtigkeitskriterien oder Verteilungsfragen. So betonen Held et al. (2022), dass Gerechtigkeit und ökonomische Effizienz die Grundprinzipien einer Bewertung von Handlungsoptionen darstellen sollten (vgl. Held et al., 2022, S. 6). Zusätzlich sind im Strommarktdesign konkrete Kriterien wie zum Beispiel Systemintegration relevant und müssen auch in einem integrierten Kriterienkatalog Beachtung finden. So beschreiben Agora, epico und dena Grundsätze, wie kurzfristige Reformen, wie der Industriestrompreis dazu beitragen können, die Energiekosten für energieintensive Industrien zu senken, ohne gleichzeitig langfristig notwendige Reformen im Strommarktdesign zu untergraben (Agora Energiewende et al., 2025). Die folgenden sechs Kriterien sollen die zuvor diskutierten Kriterienkataloge zusammenfassen und dabei industriepolitische Aspekte mit strommarkt-spezifischen Anforderungen kombinieren:

1. **Beitrag zu Transformation und Klimaneutralität:** Bündelt die Konzepte der Zielorientierung und Dekarbonisierung.
2. **Europäische Kohärenz und Konsistenz:** Integriert internationale Kooperation sowie die EU-Kompatibilität und EU-Rechtskonformität.
3. **Beitrag zu Sektorenkopplung und effizientem Marktdesign:** Fasst Systemintegration und Kosteneffizienz auf technischer und sektorenspezifischer Ebene zusammen.
4. **Verteilungsgerechtigkeit:** Adressiert die Belastung von Industrie und Haushalten sowie regionale Disparitäten.
5. **Akzeptanz, Teilhabe und Transparenz:** Bewertet die politische und gesellschaftliche Umsetzbarkeit sowie die Qualität der Prozesse.
6. **Resilienz:** Bildet den strukturellen Rahmen zur Absicherung der Versorgungssicherheit und Krisenfestigkeit des Gesamtsystems.

7 Fallbeispiel Industriestrompreis

In diesem Kapitel wird anhand der zuvor entwickelten Kriterien der Vorschlag eines Industriestrompreises des BMWEs bewertet. Zunächst wird der Industriestrompreis auf Basis des BMWE-Vorschlags beschrieben und eingeordnet. Im zweiten Teil werden dann die sechs definierten Kriterien als Bewertungsraster genutzt. Diese Analyse zielt darauf ab, die inhärenten Synergien und Zielkonflikte zwischen industriepolitischen Subventionen und den regulatorischen Erfordernissen eines zukunftsfähigen Strommarktdesigns am Beispiel des Industriestrompreises aufzuzeigen.

7.1 Ausgestaltung des Industriestrompreises

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) hat auf Basis der EU-Leitlinien CISAF (Clean Industrial Deal State Aid Framework) ein Konzept für einen auf drei Jahre befristeten Industriestrompreis vorgelegt, um die deutsche Industrie von 2026 bis 2028 bei den Stromkosten zu entlasten (BMWE, 2025; Europäische Kommission, 2025), wobei die Auszahlung immer rückwirkend stattfindet, also beispielsweise 2027 für das Jahr 2026. Der Industriestrompreis zielt darauf ab, energieintensive Unternehmen, die stark im internationalen Wettbewerb stehen bei den Strompreisen zu unterstützen und gleichzeitig Anreize für die Dekarbonisierung zu setzen.

Das Konzept schöpft den europäischen Rahmen voll aus und basiert auf der 50/50/50 Regel, die der CISAF vorgibt: Der Strompreis wird auf einen Zielpreis von 50 Euro/MWh subventioniert, die Förderung gilt für maximal 50 % des Strombezugs eines Unternehmens und mindestens 50 % des erhaltenen Zu- schusses müssen zweckgebunden in Dekarbonisierungs- oder Flexibilisierungsprojekte reinvestiert werden (siehe unten).

Hinsichtlich des Begünstigtenkreises orientiert sich das BMWE an der sogenannten KUEBLL-Liste¹, wodurch rund 2.000 Unternehmen aus energieintensiven Sektoren antragsberechtigt sind. Im Vergleich zur Strompreiskompensation, von der nur etwa 350 Unternehmen profitieren, ist dies eine deutliche Ausweitung der möglichen Begünstigten. Zur Ermittlung der Förderhöhe wird als Referenzpreis der Jahresmittelwert einjähriger Terminmarktkontrakte herangezogen. Diese Wahl soll sicherstellen, dass Unternehmen weiterhin einen Anreiz haben, ihren Stromeinkauf zu optimieren oder durch flexible Lastverschiebungen am Spotmarkt zusätzliche finanzielle Vorteile gegenüber dem Durchschnittspreis zu erwirtschaften.

Ein besonderes Merkmal des Konzepts ist die Möglichkeit einer degressiven Förderung: Um den Unternehmen kurzfristig eine hohe Liquidität zur Verfügung zu stellen, kann die entlastete Strommenge ungleichmäßig über die dreijährige Laufzeit verteilt werden, sodass beispielsweise im ersten Jahr deutlich mehr als 50 % des Verbrauchs subventioniert werden. Im Gegenzug müssen die Unternehmen die erhaltenen Mittel zweckgebunden reinvestieren. Als förderfähige Investitionsbereiche gelten dabei der Ausbau erneuerbarer Energien, Energiespeicher, Effizienzmaßnahmen, Elektrolyseure sowie die Modernisierung der Netzinfrastruktur und der Abschluss neuer PPAs. Zusätzliche Anreize bietet der sogenannte Flex-Bonus: Sofern ein Unternehmen mindestens 80 % seiner Reinvestitionen gezielt in die Nachfrageflexibilität lenkt, erhöht sich die beihilfefähige Strommenge um weitere 10 %.

7.2 Bewertung des Industriestrompreises

Beitrag zu Transformation und Klimaneutralität

Grundsätzlich ist klar, dass eine weitgehende Elektrifizierung der Industrie eine notwendige Strategie für die Erreichung der Klimaschutzziele in Deutschland und der EU ist. Maßgeblich für die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in Elektrifizierung ist das Verhältnis von Strompreisen zu den Preisen von fossilen Energieträgern, insbesondere Erdgas. Eine Subventionierung der Industriestrompreise verbessert das Verhältnis von Strom- zu Gaspreisen und kann deshalb Investitionen in Elektrifizierung von Industrieprozessen anreizen. Ein weiterer Hebel ist die Reinvestitionsverpflichtung: 50% der erhaltenen Förderung müssen zwingend in Dekarbonisierung, Flexibilisierung oder Energieeffizienz fließen. Damit wird sichergestellt, dass die staatliche Beihilfe nicht rein konsumtiv wirkt, sondern den langfristigen Pfad zur Klimaneutralität unterstützt. Energieeffizienzmaßnahmen wirken sich dabei darüber hinaus positiv für die Unternehmen aus, indem sie zu einer langfristigen Senkung der Energiekosten beitragen. Sowohl die Befristung auf drei Jahre als auch die 48-monatige Umsetzungsfrist für Reinvestitionen erschweren notwendige Investitionen strukturell. Dies behindert letztlich auch die Inanspruchnahme des Industriestrompreises durch die Unternehmen.

Europäische Kohärenz und Konsistenz

Die Maßnahme weist eine hohe Kohärenz zum EU-Rahmen auf, da sie sich stark auf den „Clean Industrial Deal State Aid Framework“ (CISAF) der Europäischen Kommission stützt. Durch die strikte

¹ Die KUEBLL-Liste ist ein Anhang zu den Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien der Europäischen Kommission. Sie führt die Sektoren und Teilsektoren auf, die als besonders energieintensiv und außenhandelsintensiv gelten und daher von Beihilfen profitieren dürfen

Einhaltung der 50/50/50-Regel und der Orientierung an der KUEBLL-Liste für beihilfeberechtigte Sektoren ist das Instrument europarechtlich konsistent. Der Industriestrompreis wird jedoch aus nationalen Mitteln finanziert. Dies kann durchaus zu ungleichen Bedingungen im europäischen Binnenmarkt führen, wenn andere Mitgliedstaaten nicht die fiskalischen Möglichkeiten haben, um einen Industriestrompreis in ähnlicher Weise umzusetzen.

Beitrag zu Sektorenkopplung und effizientem Marktdesign

Durch die Kopplung an den Terminmarkt bleiben die Anreize für eine aktive Teilnahme sowohl am Day-Ahead-Markt als auch am Terminmarkt erhalten. Der Flex-Bonus (Erhöhung der Förderung bei Investitionen in Nachfrageflexibilität) fördert aktiv die Flexibilisierung. Kritisch zu sehen ist jedoch, dass der Industriestrompreis nicht die grundlegenden strukturellen Probleme des Strommarkts adressiert und weiterhin das Risiko birgt, langfristige Marktinstrumente wie PPAs oder andere strommarktbezogene Produkte aus Unternehmensperspektive zu ersetzen, da für die nächsten drei Jahre der Industriestrompreis für die notwendige Absicherung der Preise sorgt. Die marktbezogenen Produkte sind jedoch relevant für die langfristige Planungssicherheit der Unternehmen. Da der Industriestrompreis auf drei Jahre begrenzt ist, ist es wichtig, dass sich Unternehmen darüber hinaus absichern. Gleichzeitig besteht das Risiko, dass stattdessen am Ende der drei Jahre ein großer Anreiz besteht, den Industriestrompreis zu verlängern, da strukturelle Probleme im Strommarkt nicht angegangen wurden. Welche Auswirkungen der Industriestrompreis konkret auf Terminmärkte, PPA-Nachfrage, Effizienzanreize und systemdienliches Verhalten hat, bleibt abzuwarten. Hier spielen insbesondere gleichzeitig stattfindende Reformen in der Netzentgeltsystematik eine relevante Rolle.

Verteilungsgerechtigkeit

Vom Industriestrompreis könnte ein wesentlich größerer Unternehmenskreis profitieren als bislang von der Strompreiskompensation: Rund 2.500 Unternehmen könnten entlastet werden, im Vergleich zu etwa 350, die bislang von der Strompreiskompensation erfasst sind. Gleichzeitig muss kritisch hinterfragt werden, ob eine noch stärkere Entlastung der energieintensiven Industrien als bislang zu rechtfertigen ist. Der Industriestrompreis stellt letztendlich eine Umverteilung von Kosten von der Industrie hin zum Steuerzahler dar (McWilliams et al., 2024). Außerdem erfolgt die Finanzierung aus dem Klima- und Transformationsfond, sodass auch bei diesen Mitteln ein Konkurrenzdruck mit anderen Verwendungszwecken entsteht.

Akzeptanz, Teilhabe und Transparenz

Durch klare Vorgaben (Auszahlung 2027 für 2026) schafft das Konzept kurzfristige Planungssicherheit und Transparenz für die betroffenen Akteure. Die Möglichkeit der Kumulation von Industriestrompreis und Strompreiskompensation bis zum höheren Beihilfe Höchstbetrag erhöht die Flexibilität für Unternehmen. Ein Akzeptanzrisiko liegt jedoch in der hohen bürokratischen Komplexität der Nachweispflichten für die Gegenleistungen. Zudem besteht die Gefahr einer politischen Pfadabhängigkeit: Trotz der Befristung auf drei Jahre könnte der Druck auf eine Verlängerung steigen, falls bis 2028 keine strukturellen Reformen (z. B. bei Netzentgelten) greifen.

Resilienz

Kurzfristig stärkt der Industriestrompreis die Resilienz des Industriestandorts Deutschland, indem er den Wettbewerbsdruck auf Unternehmen mindert und die Situation in einer akuten Krisenphase stabilisiert. Er fungiert als „Brücke“ und kann Anreize zur Elektrifizierung setzen, die zu einer abnehmenden Importabhängigkeit bei fossilen Energieträgern führen kann.

8 Zusammenfassung und Ausblick

In diesem Papier wurde untersucht wie kurzfristige Entlastungsmaßnahmen bei den Strompreisen der Industrie so gestaltet werden können, dass sie nicht die langfristige Transformation des Stromsystems behindern. Dazu wurde auf die aktuelle Ausgestaltung des Strommarkts eingegangen und herausgearbeitet, dass die energieintensive Industrie schon stark von Vergünstigungen profitiert, die auf andere Marktteilnehmer umgelegt werden. Gleichzeitig wird anerkannt, dass für eine weitere Elektrifizierung und Transformation der Industrie wettbewerbsfähige Energiepreise einen zentralen Faktor darstellen. Daher wurden Kriterien ausgearbeitet, die eine Bewertung von Entlastungsmaßnahmen im Sinne des Strommarktdesigns ermöglichen. Der Vorschlag eines Industriestrompreises des BMWE wurde mit Hilfe der Kriterien bewertet.

Grundsätzlich lässt sich sagen, dass ein Industriestrompreis durchaus eine Entlastungswirkung erzielen kann, was sich in der aktuellen Situation, in der die Unternehmen teilweise unter sehr hohem Druck stehen, positiv auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit auswirken kann. Durch den Anreiz zur Elektrifizierung und Dekarbonisierung, kann dies auch einen positiven Beitrag zu Klimaschutz in der deutschen Industrie in den nächsten drei Jahren leisten. Jedoch werden sich die strukturellen Probleme im deutschen Strommarkt, und in der Konsequenz, die hohen Strompreise (inklusive der Netzentgelte) nicht von allein lösen. Zur Kritik am Industriestrompreis gehört auch, dass er, wegen seiner Breite für die öffentliche Hand teuer ist, aber die Entlastungswirkung für jedes einzelne Unternehmen nur mäßig ist. Entsprechend ist auch möglich, dass der Industriestrompreis „das Sterben vieler Unternehmen nicht verhindern, aber das Dahinsiechen verlängern“ wird (Stratmann, 2025). Sollten jedoch die Marktpreise mittelfristig sinken, könnte der Industriestrompreis im Übergang helfen, die Situation zu stabilisieren und den Abwanderungsdruck auf Unternehmen zu mindern (Südekum, 2023).

Der Industriestrompreis ist kein Ersatz für strukturelle Reformen im Strommarkt. Bis 2028 muss klar im Vordergrund stehen Reformen des Strommarkts umzusetzen, die einen langfristig günstigeren Bezug von Strom möglich machen, so dass ein Industriestrompreis nicht mehr notwendig sein wird. Dies wäre auch aus Perspektive der Verteilungsgerechtigkeit ein wichtiger Schritt. Wenn das Strommarktsystem effizienter wird, kann das zu sinkenden Preisen für alle führen, und so die Umverteilung von Kosten, die der Industriestrompreis darstellt, überflüssig machen.

Literaturverzeichnis

Agora Energiewende. (2025). *Factsheets Klima und Energie – Einordnung für die 21. Legislaturperiode.* <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/factsheets-klima-und-energie>

Agora Energiewende. (2026). *Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2025. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2026.* <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2025>

Agora Energiewende, EPICO KlimaInnovation, & Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). (2025). *Wie schaffen wir einen marktlichen und auf erneuerbaren Energien basierenden Industriestrompreis?* <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/wie-schaffen-wir-einen-marktlichen-und-auf-erneuerbaren-energien-basierenden-industriestrompreis>

bdew. (2025a, Juli 15). *Anteil am Stromverbrauch nach Sektoren in Deutschland 2024.* Statista. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/236757/umfrage/stromverbrauch-nach-sektoren-in-deutschland/>

bdew. (2025b, Oktober 13). *BDEW-Strompreisanalyse Oktober 2025.* https://www.bdew.de/media/documents/BDEW_Strompreisanalyse_102025.pdf

BMWE. (2025). *Entwurf: Konzept des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie: Industriestrompreis.* https://cdn.table.media/assets/251107_bmwe_entwurf_eckpunkte_industriestrompreis.pdf

BMWK. (2024). *Strommarktdesign der Zukunft.* BMWK. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=10

BNetzA. (2025). *Netzentgeltkomponenten: Orientierungspunkte der BNetzA.* https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2025/12_2025/02_12_2025/251202_Orientierungspunkte_NEkomponenten.pdf?__blob=publicationFile&v=4

Burkhardt, A., Billerbeck, A., Böttger, D., Brand, H., Egerer, J., Gerhardt, N., Gillich, A., Held, A., Kahles, M., Kamm, J., Hoff, F., Kochems, J., Nienhaus, K., Pfefferer, U., Radke, S., Schill, W.-P., Stecher, M., Stiewe, C., Tekin, E., & Tiedemann, S. (2024). *Kernelemente des Strommarktdesigns – Anforderungen, Ziele, Bewertungskriterien und Handlungsoptionen, (Ariadne-Kurzdossier).* Kopernikus-Projekt Ariadne. <https://doi.org/10.48485/PIK.2024.016>

Cramton, P. (2017). Electricity market design. *Oxford Review of Economic Policy*, 33(4), 589–612. <https://doi.org/10.1093/oxrep/grx041>

Destatis. (2025). *Strompreise—Statistisches Bundesamt.* Strompreise. https://www.destatis.de/Europa/DE/Thema/GreenDeal/_Grafik/strompreise.html

ENTSO-E. (2025). *ENTSO-E Main Report | Bidding Zone Review of the 2025 Target Year.*

Europäische Kommission. (2025). *Beihilferahmen für den Deal für eine saubere Industrie.*

Held, A., Beck, A., Fahl, U., Müller, T., Pahle, M., Buhl, H. U., & Hanny, L. (2022). *Regulatorische Handlungsoptionen für ein klimaneutrales Energiesystem.* https://www.kopernikus-projekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/cbox/2198/live/lw_datei/kurzpapier_handlungsoptionenregulatorik_kopernikus.pdf

Hirth, L., Tiedemann, S., & Schill, W.-P. (2024). *Was sind eigentlich... Netzentgelte?* (S. 11 pages). Potsdam Institute for Climate Impact Research. <https://doi.org/10.48485/PIK.2024.020>

Leipprand, A., Ruß, M., Hermwille, L., & Posch, D. (2025). *Zukunftsfähige Industriepolitik: Wohlstand, Sicherheit und Klimaschutz vereinen.* 91 S. <https://doi.org/10.11586/2025010>

Löschel, D. A., Grimm, D. V., Matthes, D. F., & Weidlich, D. A. (2025). *Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring. Monitoringbericht 2025.* https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/zusammenfassung-monitoringbericht.der-expertenkommission-zum-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=18

McKinsey. (2025). *Flexibilität in der industriellen Stromnachfrage: Ein Schlüssel zur Energie wende in Deutschland?* https://www.mckinsey.de/~media/mckinsey/locations/europe%20and%20middle%20east/deutschland/news/presse/2025/2025-06-16%20flexibilisierung%20stromnachfrage/mckinsey_juni%202025_flexibilisierung%20ind%20stromnachfrage.pdf

McWilliams, B., Sgaravatti, G., Tagliapietra, S., & Zachmann, G. (2024). *Europe's under-the-radar industrial policy: Intervention in electricity pricing.* bruegel. https://www.bruegel.org/system/files/2024-01/PB%2001%202024_3.pdf

Monopolkommission. (2025). *Energie 2025: Wettbewerb und Effizienz für ein zukunftsfähiges Energiesystem. 10. Sektorstudien.* https://monopolkommission.de/images/PDF/SG/SG%20Energie%202025/10.%20Sektorstudien%20Energie%202025_Monopolkommission.pdf

Nilsson, L. J., Bauer, F., Åhman, M., Andersson, F. N. G., Bataille, C., De La Rue Du Can, S., Ericsson, K., Hansen, T., Johansson, B., Lechtenböhmer, S., Van Sluisveld, M., & Vogl, V. (2021). An industrial policy framework for transforming energy and emissions intensive industries towards zero emissions. *Climate Policy*, 21(8), 1053–1065. <https://doi.org/10.1080/14693062.2021.1957665>

Stratmann, K. (2025, November 14). *Kommentar: Der Industriestrompreis ist eine Mogelpackung.* <https://www.handelsblatt.com/meinung/kommentare/kommentar-der-industriestrompreis-ist-eine-mogelpackung/100174558.html>

Südekum, J. (2023). *Pro & Contra Industriestrompreis.* <https://www.wirtschaftsdienst.eu/inhalt/jahr/2023/heft/8/beitrag/pro-contra-industriestrompreis.html>