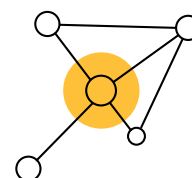
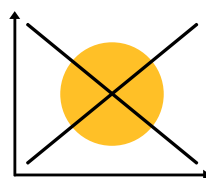
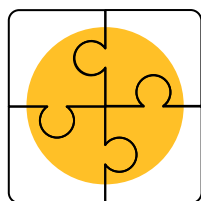
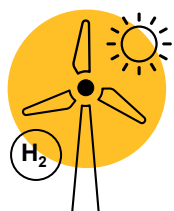


[EWI Policy Brief]

Strompreisbestandteile, Strompreispaket und Verteilungseffekte

November 2023



Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 650 853-60

<https://www.ewi.uni-koeln.de>

Verfasst von:

Philipp Artur Kienscherf, Nils Namockel, Martin Lange

Im Auftrag von:

Gesellschaft zur Förderung des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln e.V.

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik und Energie-Wirtschaftsinformatik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Annette Becker und Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge bilden die Institutsleitung und führen ein Team von mehr als 40 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern. Das EWI ist eine Forschungseinrichtung der Kölner Universitätsstiftung. Neben den Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und private Auftraggeber wird der wissenschaftliche Betrieb finanziert durch eine institutionelle Förderung des Ministeriums für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIKE). Die Haftung für Folgeschäden, insbesondere für entgangenen Gewinn oder den Ersatz von Schäden Dritter, ist ausgeschlossen.

Kernaussagen

- Die deutschen Strompreise sind im internationalen Vergleich hoch. Im Jahr 2022 lagen die Preise für Haushaltskunden um rund ein Viertel über dem EU-Durchschnitt und waren nahezu doppelt so hoch wie jene in den USA.
- Neben strukturellen Faktoren, wie dem Energiemix, hängt der Strompreis in besonderem Maße von politischen Eingriffen, wie den öffentlich-rechtlichen Abgaben, ab. Diese machten im Jahr 2022 in Deutschland einen Anteil von 40 % an den Haushaltsstrompreisen aus.
- Die durchschnittlichen Strompreise variieren zwischen verschiedenen Verbrauchergruppen stark. So zahlte ein durchschnittlicher Haushalt zum 01.04.2022 rund 36,06 ct/kWh, ein Gewerbekunde 25,66 ct/kWh und ein Industriekunde ohne Vergünstigungsanspruch 22,51 ct/kWh. Neben Unterschieden in der Beschaffung ist dies auch auf Differenzen in der Netzentgelt- und Abgabenlast zurückzuführen. Im Rahmen der „Besonderen Ausgleichsregelung“ und weiteren regulatorischen Maßnahmen können Industriekunden ihre Strompreise auf einen Bruchteil jener für Haushalte senken.
- Die besondere Förderung von Industriekunden - etwa im Rahmen des Strompreispaketes - kann vor dem Hintergrund regulierungsökonomischer Theorien gerechtfertigt sein. Adverse Effekte können sich allerdings im Rahmen der Strommarkteffekte sowie alternativen der Gegenfinanzierung ergeben.
- Während Entlastungen für Industriekunden im Allgemeinen die Effizienz innerhalb des Stromsektors erhöhen, führen sie ceteris paribus zur stärkeren Belastung von Haushalten. Solchen Verteilungsimplicationen kann an anderer Stelle begegnet werden, ohne in die Güterpreisbildung einzugreifen.

Einleitung

Steigende Strompreise sind sowohl für Haushalte als auch für Unternehmen in Deutschland eine wachsende Belastung. Während etwa die Hälfte der Haushalte angeben, sich durch zu hohe Strompreise sehr oder eher stark belastet zu fühlen, gingen in 2021 nahezu die Hälfte der Betriebe davon aus, dass Deutschland durch höhere Stromkosten in Zukunft an Wettbewerbsfähigkeit verlieren wird (VZBV, 2023; DIHK, 2021). Die Akzeptanz der Energiewende und Investitionen für Maßnahmen zur Dekarbonisierung hängen wesentlich vom Strompreinsniveau ab (Haucap & Meinhof, 2022). Die Debatte um die Einführung eines Industriestrompreises und die gefundene Kompromisslösung im Strompreispaket unterstreichen die ökonomische, soziale und ökologische Relevanz dieses Themas.

Vor dem Hintergrund der beschriebenen Herausforderungen ist es wichtig zu verstehen, wie sich Strompreise in Deutschland und anderen Ländern für unterschiedliche Verbraucher zusammensetzen und auf welche regulierungsökonomischen Ansätze zur Beantwortung verteilungspolitischer Fragen zurückgegriffen werden können. Strompreise sollten dabei effiziente Anreize setzen, sodass möglichst geringe Wohlfahrtsverluste entstehen. Gleichzeitig müssen Verteilungseffekte von politischen Gestaltungsmaßnahmen innerhalb einer effizienten Preissetzung verstanden werden, damit diese in den politischen Diskurs einfließen können.

Um die Zusammensetzung und Entwicklung der Strompreise zu analysieren, untersucht dieser Policy Brief in einem ersten Schritt die Strompreise in Deutschland im Kontext ausgewählter europäischer Länder sowie den USA. Anschließend werden die einzelnen Strompreisbestandteile disaggregiert. Darauf aufbauend werden die Unterschiede in der Bepreisung der unterschiedlicher Verbrauchergruppen theoretisch analysiert und die Verteilungswirkungen der unterschiedlichen Preise erörtert. Hierbei zeigen wir insbesondere Ansätze zur Aufteilung der Fixkosten, z.B. der Steuerlast, sowie Implikationen der Bestrebungen der Bundesregierung, das produzierende Gewerbe durch den Strompreispaket zu unterstützen.

Strompreise im internationalen Vergleich

Sowohl vor dem Hintergrund des internationalen industriellen Wettbewerbs als auch vor dem Hintergrund des Gerechtigkeitsempfindens sollten die Strompreise in Deutschland in einem internationalen Vergleich kontextualisiert werden. Hierzu wird neben relevanten europäischen Nachbarländern auch der Blick auf die Preisstrukturen in den Vereinigten Staaten gerichtet, die durch den **Inflation Reduction Act** verstärkt als konkurrierender Wirtschaftsstandort wahrgenommen werden.

Europäischer Vergleich

In Abbildung 1 werden die Bruttostrompreise verschiedener europäischer Länder im Jahr 2022 verglichen. Hierbei differenzieren wir die marktlich induzierten Beschaffungs- und Vertriebskosten, die staatlich regulierten Netzentgelte und die staatlich induzierten Abgaben. Es lässt sich erkennen, dass die deutschen Strompreise im europäischen Vergleich mit zu den höchsten zählen. Insbesondere die staatlich induzierten Abgaben liegen über dem EU-Durchschnitt. In Dänemark zahlen Haushaltskunden den durchschnittlich höchsten Preis. Dieser ist doppelt so hoch wie der EU- und dreimal so hoch wie der polnische Durchschnitt.

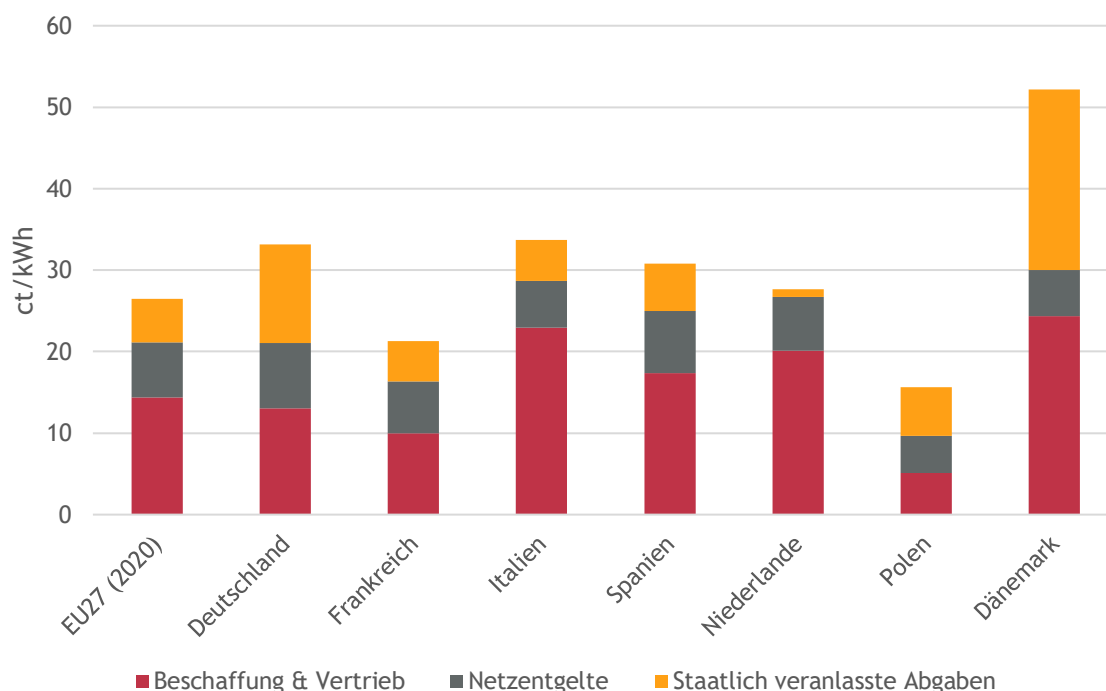


Abbildung 1: Durchschnittliche Strompreise und ihre Komponenten für Haushaltskunden in ausgewählten europäischen Ländern in 2022 (EUROSTAT, 2023)

Fixe Umsatzsteuersätze erhöhen die Preise in Ländern mit hohen Nettokosten. Dies ist insbesondere in Dänemark der Fall, wo die Umsatzsteuer auf Strom 25 % beträgt (Europäische Kommission, 2019). Neben den Abgaben und Netzentgelten ist die

Erzeugungsstruktur ein wesentlicher Faktor für die Höhe der Strompreise. Im Jahr 2022 waren insbesondere in Dänemark, Italien und den Niederlanden die Beschaffungskosten für Strom hoch (Abbildung 1). Dies lag in diesen Ländern auch daran, dass im sogenannten Merit-Order-System oftmals teure Gaskraftwerke preissetzend waren. In Frankreich waren die Preise unter anderem so niedrig, da rund 65% der französischen Haushalte ihren Strom zu einem regulierten Festpreis bezogen (CRE, 2023, S. 11). Ähnlich verhielten sich auch die Strompreise der gewerblichen Kundengruppen, welche in Deutschland auch über dem EU-Durchschnitt liegen.

Strompreise in den Vereinigten Staaten

In Strompreisdebatten wird neben dem europäischen Vergleich oftmals auch das Augenmerk auf die Vereinigten Staaten als weltweit größte Industrienation geworfen. Aufgrund struktureller Unterschiede sind hier die Strompreise niedriger als in Deutschland und anderen europäischen Staaten.

Analog zu den politischen Gegebenheiten ist die Stromversorgung in den USA wesentlich dezentraler organisiert als in Deutschland. So regulieren einige Bundesstaaten die Verbraucherstrompreise vollständig, während in anderen Staaten - entsprechend dem deutschen Regulierungsregime - lediglich die Preise für die Netznutzung reguliert werden. Darüber hinaus existiert kein einheitlicher Großhandelsstrompreis in den USA, sondern dieser unterscheidet sich - im Gegensatz zur einheitlichen deutschen Gebotszone - zwischen den Regionen bzw. zwischen Netzknoten innerhalb der Regionen (*nodal pricing*). In den USA werden auf Bundesebene keine Steuern auf den Verbrauch von Strom erhoben (OECD, 2019, S. 8f.). Darüber hinaus fallen auf Bundesebene weder Abgaben für die Verstromung von Energieträgern (*Energiesteuern*) an, noch nationale Emissionspreise. Ebenso existiert keine allgemeine Umsatzsteuer. Allerdings erheben einzelne Staaten, Bezirke und Städte individuelle Steuern, weshalb sich die Strompreise in den USA je nach Region substantiell unterscheiden. Günstigere Strompreise für Industriekunden können unter anderem durch Steuerbefreiungen erklärt werden (B. Riley Financial, 2023).

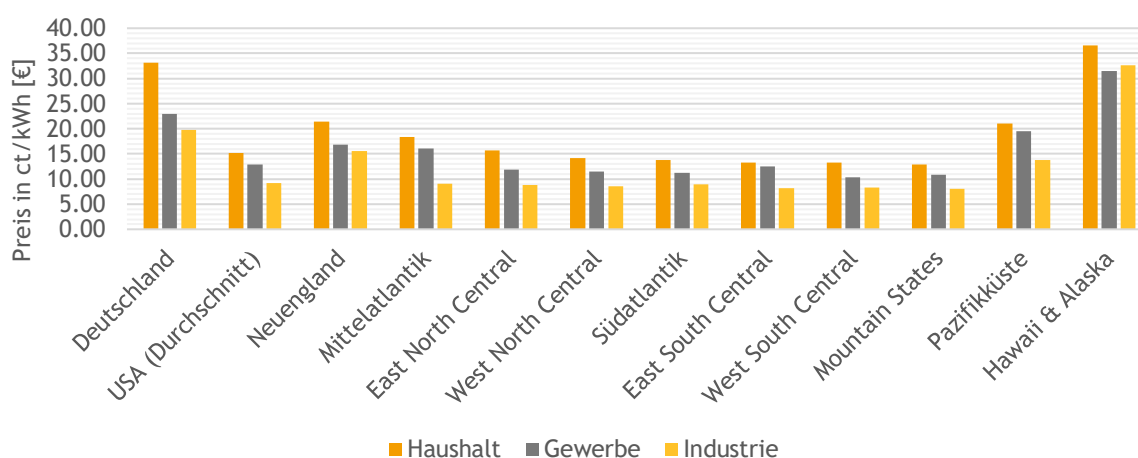


Abbildung 2: Durchschnittliche Strompreise nach Verbrauchergruppen in Deutschland und den Regionen der USA in 2022 (EIA, 2023; EUROSTAT, 2023)

In Abbildung 2 werden die Strompreise für Haushalts-, Gewerben und Industriekunden in Deutschland mit denen der Vereinigten Staaten und ihrer unterschiedlichen Regionen verglichen. Es lässt sich erkennen, dass die deutschen Strompreise im Durchschnitt für alle Verbrauchsgruppen etwa doppelt so hoch sind wie die in US-amerikanischen (Abbildung 2). Der relative Abstand ist für die Industrie am größten, welche durchschnittlich rund 54 % niedrigere Strompreise zahlt. Wäre die Bundesrepublik Deutschland ein amerikanischer Bundesstaat, würden ihre Strompreise lediglich durch jene in Hawaii übertroffen, welches aufgrund seiner geographischen Lage viel in seine Netzstabilität investieren muss und von teuren Öl- und Gasimporten abhängig ist (Hawaiian Electric, 2023). Es ist allerdings auch darauf hinzuweisen, dass die deutschen Verbraucherpreise schon in der Vergangenheit wesentlich teurer als die amerikanischen waren. Die Entwicklung seit Ende des Jahres 2021 verschärft diese Situation allerdings, da die Preise in den USA relativ betrachtet weniger stark stiegen als in Europa (Schiffer & Ulreich, 2023).

Strompreisbestandteile in Deutschland

Im Folgenden werden die unterschiedlichen Komponenten von deutschen Strompreisen detailliert untersucht. Hierzu zählen neben den Kosten für Beschaffung und Vertrieb die Netzentgelte und Abgaben. Letztere unterteilen sich in die Konzessionsabgabe, Steuern und Umlagen. Für den Vergleich der Komponentenanteile zwischen den Kundengruppen bietet es sich an, vier typischen Verbraucher zu definieren:

Haushalt: Durchschnittlicher Haushaltskunde mit einem Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh Jahresverbrauch in der Niederspannung (BNetzA & BKartA, 2023, S. 189). Hier betrug der durchschnittliche Bruttostrompreis zum 01.04.2022 rund 36,06 ct/kWh (BNetzA & BKartA, 2023, S. 304).

Gewerbe: Durchschnittlicher Gewerbekunde mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh, einer Jahreshöchstlast von 50 kW und einer Jahresbenutzungsdauer von 1.000 Stunden in der Niederspannung (BNetzA & BKartA, 2023, S. 189). In dieser Verbrauchsgruppe zahlten die Kunden zum 01.04.2022 durchschnittlich einen Preis von 25,65 ct/kWh (BNetzA & BKartA, 2023, S. 299).

Industrie ohne Vergünstigungen (oV): Durchschnittlicher RLM-Industriekunde mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh, einer Jahreshöchstlast von 4.000 kW und einer Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden in der Mittelspannung (BNetzA & BKartA, 2023, S. 189). In diesem Fall wird davon ausgegangen, dass keine Vergünstigungen in Anspruch genommen werden. Für diese Verbrauchergruppe betrug der durchschnittliche Preis 22,51 ct/kWh, wobei für 80 % der Kunden der Preis maximal um bis zu 60% streute (BNetzA & BKartA, 2023, S. 298).

Industrie mit Vergünstigungen (mV): Identischer Industriebetrieb wie im Fall Industrie (oV), welcher allerdings regulatorische Vergünstigungspotenziale vollständig nutzt. Hierdurch hätte der Verbraucher bis zu 9,73 ct/kWh sparen können, was einer Reduktion um nahezu der Hälfte des Bruttopreises entspricht (BNetzA & BKartA, 2023, S. 299). Darüber hinaus existieren weitere Subventionen für Industriebetriebe mit stromintensiven Produktionsprozessen, z.B. die Strompreiskompensation, die den Durchschnittspreis weiter verringern können.

In Abbildung 3 wurden die Preise für die vier vorgestellten Verbrauchsgruppen nach den unterschiedlichen Preiskomponenten, die nachfolgend detailliert erläutert werden, für den Zeitraum 2021 bis 2023 jeweils zum 01. April des jeweiligen Jahres dargestellt. Dafür wurden alle Preiskomponenten (Leistungspreis, Grundpreis, Verrechnungspreise) einberechnet und auf den Strombezug umgelegt.

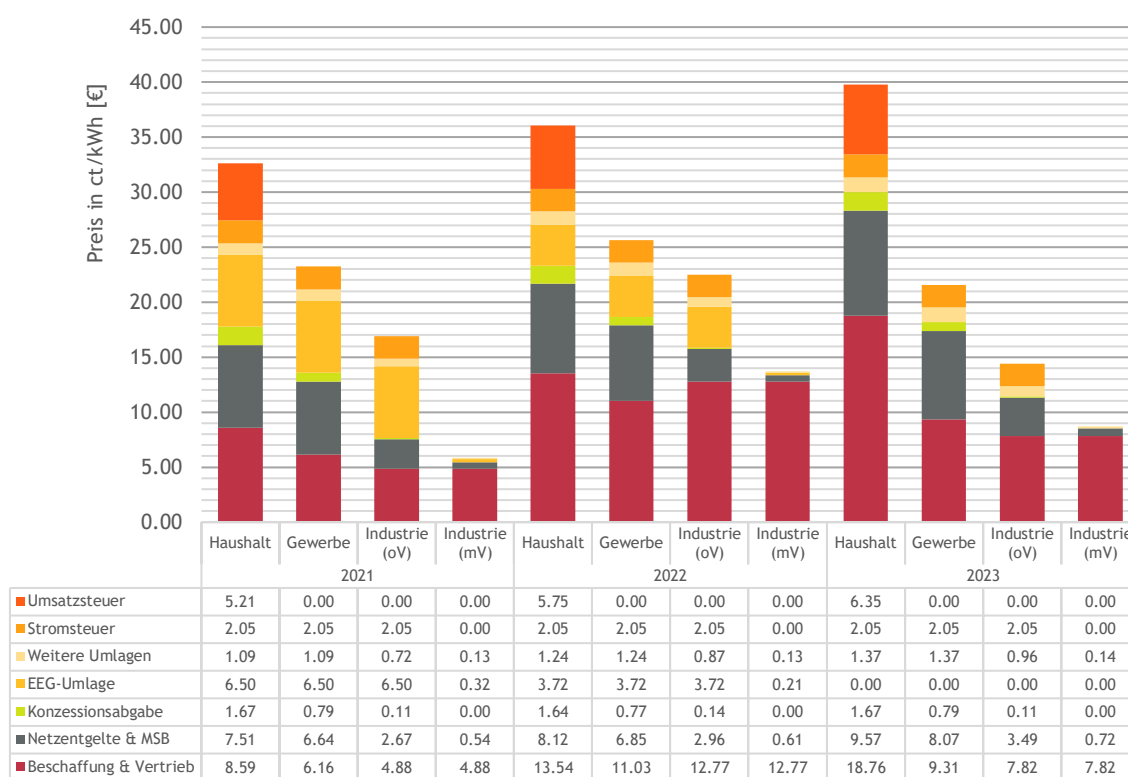


Abbildung 3: Durchschnittliche Kostenkomponenten unterschiedlicher Verbrauchergruppen jeweils zum 01.04. des Jahres (BNetzA & BKartA, 2022; BNetzA & BKartA, 2023)¹

Der Anstieg der Strompreise ist für alle Verbrauchergruppen zu einem erheblichen Teil auf gestiegene Beschaffungskosten in Folge des Krieges in der Ukraine zurückzuführen. Um diese abzufedern, wurde eine Strompreisbremse erlassen, welche einen Großteil des Stromverbrauchs für Haushalte und Gewerbe auf 40 Cent und für Industriekunden auf 13 Cent deckelt. In der zweiten Jahreshälfte de Jahres 2023 sind die Endkundenpreise wieder bedeutend gesunken (Verivox, 2023b).

¹ Die Daten für 2023 basieren auf Prognosen des EWI auf Grundlage von Großhandelspreisen, politischen Entscheidungen sowie weiteren Quellen (BDEW, 2023; Verivox, 2023a; Verivox, 2023b).

Beschaffung und Vertrieb

Die größte Komponente des Strompreises sind die Beschaffung von Strom auf den Großhandelsmärkten und der Vertrieb. Während Energieversorger und Großverbraucher Strom auch in bilateralen Verträgen handeln (over-the-counter), sind die Börsenstrompreise eine gute Annäherung für die tatsächlichen Beschaffungskosten. Der Strompreis an der Strombörse berechnet sich, wie auf Märkten für homogene Güter üblich, nach den Grenzkosten des marginalen Produzenten (Merit Order). Diese Grenzkosten setzen sich für thermische Kraftwerke aus Brennstoffkosten, Energiesteuern und den Kosten, welche mit der Emission von Treibhausgasen verbunden sind, zusammen. Letztere entstehen durch den Kauf von Emissionszertifikaten im Rahmen des EU-Emission Trading System (EU-ETS). Inframarginale Kraftwerke, also solche mit geringeren Grenzkosten als das preissetzende Kraftwerk, erzielen aus der Differenz zwischen Marktpreis und Grenzkosten eine Marge. Besonders stromintensive industrielle Verbraucher können sich im Rahmen der Strompreiskompensation einen Teil des Emissionspreises für klimaneutrale Investitionen erstatten lassen (DEHSt, 2023). Die Bundesregierung plant im Rahmen ihres Strompreispaketes diese Förderung auszubauen (Bundesregierung, 2023).

Die tatsächlichen Beschaffungskosten hängen wesentlich von der Beschaffungsstrategie des Lieferanten oder Verbrauchers ab. So konnten insbesondere industrielle Verbraucher in der Vergangenheit durch kurzfristige, aktive Beschaffungs- und Lastmanagementstrategien und höhere Abnahmemengen niedrigere Beschaffungskosten pro kWh erreichen. Andererseits erhöht sich durch die Abhängigkeit von Großhandelspreisen auch die Exposition gegenüber Preisschocks, wie Abbildung 3 für das Jahr 2022 zeigt (BNetzA & BKartA, 2023, S. 310). Während die Großhandelspreise im Jahr 2023 wieder gesunken sind, legen szenarienbasierte Projektionen nahe, dass die Beschaffungskosten sich mittelfristig auf einem höheren als dem historischen Niveau einpendeln werden und damit nachhaltig einen höheren Anteil am Endkundenpreis haben könnten (EWI, 2022, S. 48; Prognos, 2023, S. 14; Mier, 2022, S. 25).

Sofern der Strom von einem Versorger bezogen wird, fallen weiterhin Vertriebskosten für die Belieferung des Stroms an den Letztverbraucher an. Diese setzen sich insbesondere aus den Aufwänden für Verwaltungs- und Serviceleistungen, wie etwa dem Einkauf von Mengen an der Strombörse oder der Anmeldung von Strommengen beim Bilanzkreisverantwortlichen zusammen. In der Regel fällt hierfür neben einer arbeitsabhängigen Komponente (Arbeitspreis) ein Grundpreis an. Ein höherer Anteil der arbeitsabhängigen Komponente setzt stärkere Anreize zur Reduktion des Stromverbrauchs.

Netznutzungsentgelte

Die zweitgrößte Preiskomponente sind Netznutzungsentgelte. Ein (Netto-)Netzentgelt ist nach Definition der Bundesnetzagentur der „Preis für die Nutzung, die jeder Netznutzer, der Strom durch das Versorgungsnetz leitet, an den Netzbetreiber zahlen muss“ (BNetzA, 2023a). Im Wesentlichen dienen Netzentgelte der Refinanzierung der für den Stromtransport und die Stromverteilung notwendigen Infrastruktur bzw. ihres Betriebs. Während die Netzentgelte auf Ebene der Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2023 erstmals vereinheitlicht wurden (§ 32a StromNEV), unterscheiden sie sich regional je nach den Kosten

des zuständigen Verteilnetzbetreibers (BNetzA & BKartA, 2023, S. 183). Die Abrechnung des Netzentgeltes erfolgt allgemein arbeitsbezogen, leistungsbezogen und/oder anhand eines Grundpreises, welcher insbesondere für nicht-leistungsgemessene Standardlastprofil-Kunden, beispielsweise Haushalte ohne Smart Meter, üblich ist. Da größere Gewerbe- und Industriekunden oftmals nicht an das Niederspannungsnetz angeschlossen sind und daher die kostspieligste Netzebene somit nicht mitfinanzieren müssen, zahlen sie im Durchschnitt geringere Netzentgelte (siehe Industrie oV in Abbildung 3). Darüber hinaus können bestimmte Großverbraucher (Jahresverbrauch oberhalb von 10 GWh) ein individuelles Netzentgelt nach § 19 StromNEV beantragen, welches das zu zahlende Netzentgelt im Durchschnitt um weitere 3 Cent (und im Maximalfall um 90 %) reduziert (siehe Industrie mV in Abbildung 3). Anspruch auf diese Vergünstigung haben insbesondere Großverbraucher, die entweder einen gleichmäßig hohen Stromverbrauch oder ein atypisches Lastprofil aufweisen (BNetzA, 2023b). Diese Reduktion spiegelt wider, dass ein solcher Großkunde weniger stark zu den Netzkosten beiträgt als sein Verbrauch bzw. seine Jahreshöchstlast suggerieren.

Derzeit werden unterschiedliche Vorschläge zur Überarbeitung der Netzentgeltsystematik diskutiert. So existieren Ansätze, um stärkere Anreize für flexibles bzw. netzdienliches Verhalten zu setzen (Hirth & Eicke, 2023). Darüber hinaus wird kritisiert, dass Verbraucher aus Süddeutschland unterproportional an den Kosten des Netzausbaus zur Integration erneuerbarer Energien beteiligt werden, während Verbraucher im Norden und Nordosten Deutschlands höhere Netzentgelte auf der Verteilnetzebene zahlen (Koring, 2019, S. 40).

Öffentlich-rechtliche Abgaben

Staatliche Abgaben machten zum 01.04.2022 im Durchschnitt 30 % des Strompreises der beschriebenen Gewerbe- und Industriekunden und 40 % des Strompreises der Haushaltskunden aus. Diese Abgaben sind Geldzahlungen, die an öffentlich-rechtliche Körperschaften abzuführen sind und werden in der Regel arbeitsabhängig abgerechnet (Bpb, 2023). Abgaben, die für den Bezug von Strom entfallen, gliedern sich in die Konzessionsabgabe, Steuern und Umlagen.

Für das Nutzungsrecht von öffentlichen Verkehrswegen, etwa für die Installation und den Betrieb von Netzinfrastruktur, ist eine **Konzessionsabgabe** zu entrichten. Die Höhe der Abgabe richtet sich nach § 2 KAV neben der Tarifform auch nach der Größe der Gemeinde, in welcher Strom bezogen wird. Um energieintensive Sondervertragskunden zu entlasten, müssen diese gemäß §2 Abs. 4 Satz 1 KAV keine Konzessionsabgabe entrichten (Raue LLP, 2013, S. 10).

Für den Bezug von Strom fallen weiterhin **Steuern** an. Nach § 3 AO dienen Steuern der Erzielung öffentlicher Einnahmen, ohne dass ein Anspruch auf Gegenleistungen besteht. Stromlieferungen unterliegen - ebenso wie alle anderen entgeltlichen Lieferungen von Unternehmen - der Umsatzsteuerpflicht. Diese wird in Höhe von 19 % auf die Gesamtsumme des Strompreises erhoben und dient der allgemeinen Finanzierung von Kommunen, Ländern und dem Bund (BMWK, 2023). Für Gewerbekunden fällt sie nicht an, da sie sie über ihre Produkte an die Endverbraucher weitergeben. Hinzu kommt die Stromsteuer, welche seit

2003 in einer Höhe von 20,50 €/MWh anfällt (BMF, 2023). Basierend auf EU-Richtlinien war ihr initialer Zweck, stärkere Anreize zum Energiesparen zu setzen und eine Senkung der Sozialversicherungsbeiträge gegenzufinanzieren (Deutscher Bundstag, 1998, S. 1). Nach § 9a bzw. § 9b StromStG existieren Ausnahmen und ein verringerter Steuersatz für das produzierende Gewerbe, um eine Beeinträchtigung seiner Wettbewerbsfähigkeit zu vermeiden (Deutscher Bundstag, 1998, S. 12). Im Rahmen des Strompreispaketes plant die Regierung in den kommenden beiden Jahren die reduzierten Sätze temporär von 1,537ct/kWh auf 0,05ct/kWh zu senken, um die Belastung von Industriebetrieben zu verringern (Bundesregierung, 2023).

Umlagen stellen die Gegenfinanzierung bestimmter energiewirtschaftlicher Teilbereiche sicher. Allgemein hat sich etabliert, dass diese Umlagen von den ÜNBs über die Versorger oder VNBs auf die Endverbraucher umgelegt werden. Bis zu ihrer Abschaffung zum 30.06.2022 wurden so etwa über die EEG-Umlage Mittel zur Finanzierung des Ausbaus erneuerbarer Energien bereitgestellt. In Zukunft wird dieser Finanzierungsbedarf primär aus Haushaltsmitteln bereitgestellt. Ebenso wurden Förderungen für Kraftwärme-Kopplungsanlagen (KWKs) über die KWKG-Umlage gegenfinanziert. Aus der Umlage für abschaltbare Lasten wurden bis 30.06.2022 Entschädigungen für bestimmte größere Verbraucher, welche zur Erhöhung der Netzstabilität zeitweise auf ihre Stromlieferungen verzichten, gegenfinanziert (Bundesnetzagentur, 2023c). Über die Offshore-Netzumlage werden Netzausbau und Entschädigungsansprüche von Offshore-Windenergieanlagen ausgeglichen. Die angesprochenen, individuellen Netzentgelte nach § 19 StromNEV werden ebenfalls über eine eigene Umlage gegenfinanziert.

Im Rahmen der „Besonderen Ausgleichregelung“ ist festgelegt, dass bestimmte, besonders energie- bzw. stromintensive Verbraucher reduzierte Umlagesätze erfahren. So sind die Umlagen gemäß § 30 EnFG für alle Großverbraucher, die jährlich mehr als 1 GWh Strom verbrauchen und bestimmte Auflagen einhalten, gedeckelt. Das Ziel ist auch hier die Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit entsprechender Betriebe. Für die EEG-Umlage hieß dies etwa, dass für alle Verbräuche nach der ersten Gigawattstunde der Umlagesatz um 85 % reduziert wurde (§ 64 EEG 2021). Dies bedeutet in Folge, dass neben den Beschaffungskosten auch die Abgabenlast unternehmensspezifisch ist, was die hohe Variabilität der Preise erklärt.

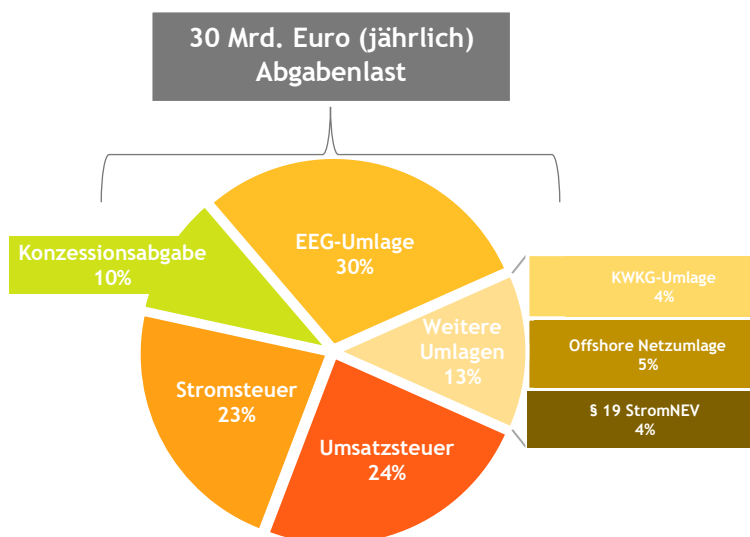


Abbildung 4: Geschätzte Verteilung des Aufkommens strombezogener Abgaben für Endkunden im Jahr 2022

Im Jahr 2022 wurden durch die staatlich induzierten Strompreisbestandteile über alle Verbrauchergruppen hinweg rund 30 Mrd. € eingenommen (siehe Abbildung 4). Während das Aufkommen der Umlagen zweckgebunden von den ÜNB auf separaten Konten verwaltet wird, fließt rund die Hälfte des Abgabengesamtaufkommens dem Staat als Steuereinnahme zu (Abbildung 4). Die auf den Verbrauch von Strom erhobenen Steuern machen rund 2 % der gesamten Steuereinnahmen aus. Insbesondere durch die Umsatzsteuer wird ein überproportionaler Anteil des Aufkommens auf die Haushalte verteilt. Obwohl diese nur 29 % des Stroms verbrauchen, tragen sie über die Hälfte des Abgabengesamtaufkommens (AGEB, 2023, S. 38). In den kommenden Jahren könnte sich dieser prozentuale Anteil durch die im Strompreispaket beschlossenen Vergünstigungen in Höhe von bis zu 12 Milliarden Euro erhöhen (Bundesregierung, 2023). Bei der Verringerung der Abgabenlast für Großverbraucher wird oftmals darauf hingewiesen, dass hierdurch insbesondere die internationale Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie sichergestellt werden soll (BNetzA & BKartA, 2023, S. 299). Im folgenden Kapitel werden weitere Argumente ausgearbeitet, wieso eine differenzierte Aufteilung der Belastung volkswirtschaftlich sinnvoll sein kann.

Regulierungsökonomische Ausgestaltung differenzierter Strompreise

Anhand der Analyse im vorherigen Kapitel lässt sich eine ausgeprägte Differenz der betrachteten Strompreise insbesondere zwischen den unterschiedlichen Verbrauchergruppen erkennen. Neben Unterschieden in der jeweiligen Beschaffungsstrategie sind diese Unterschiede insbesondere auf ein geringeres Netzentgelt und eine geringere Abgabenlast von industriellen Abnehmern zurückzuführen. Im folgenden Kapitel wird erörtert, inwieweit es aus regulierungsökonomischer Sicht bei den staatlich regulierten Bestandteilen sinnvoll sein kann, zwischen unterschiedlichen Verbrauchergruppen zu differenzieren. Hierzu wird Abbildung 5 zur stilisierten Verdeutlichung genutzt. Diese stellt das ökonomische Gleichgewicht des Stromsystems in drei unterschiedlichen Preisregimes da, die im Folgenden näher erläutert werden: **Grenzkostenpreise**, **Durchschnittskostenpreise**, **Ramsey-Boiteux-Preise**. Dabei repräsentieren die Elemente der Grafiken unterschiedliche ökonomische Charakteristika:

- Die **blaue Linie** entspricht den vereinfacht als linear steigend angenommenen Grenzkosten (GK) des Stromsystems. In einem wettbewerblichen Strommarkt entsprechen diese der **Angebotskurve**.
- Die **rote Linie** beschreibt die Durchschnittskosten (DK) des Stroms.
- Der vertikal verlaufenden, **gepunkteten Linien** sind Nachfragekurven von Haushalten (**gelb**) und Industrie (**grau**). Die steilere, graue Linie weist dabei eine **geringere Preiselastizität** auf. Die **durchgezogene, gelbe Linie** beschreibt die gesamte Nachfrage und ergibt sich als Summe beider Linien.
- Konsumenten- und Produzentenrenten sind als **gelbe bzw. blaue Flächen** visualisiert.
- Das Abgaben- bzw. Steueraufkommen ist als **rote Fläche** gekennzeichnet.

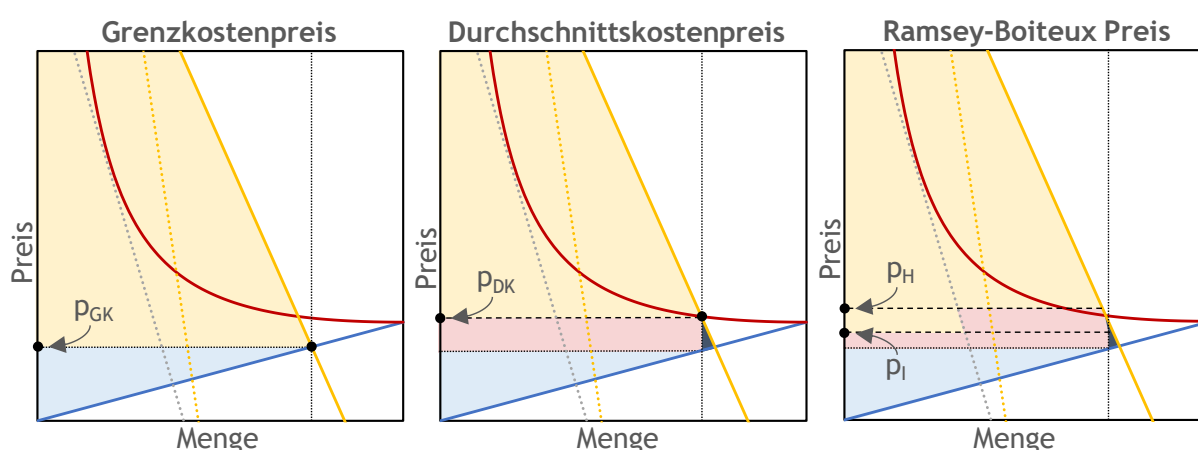


Abbildung 5: Visualisierung unterschiedlicher regulatorischer Optionen der Strombepreisung

Theoretische Würdigung des Fixkostenproblems

Der Strommarkt sollte im Allgemeinen effiziente Anreize für die Erzeugung und die Nutzung von Strom setzen. Darüber ist es gewünscht, weitere Komponenten (bspw. die Stromnetze), die im Stromsystem eingesetzt werden, über die Strompreise zu refinanzieren. Zudem kann es politisch gewollt sein, ein Zielabgabenaufkommen zu generieren, um an anderen Stellen steuerliche Entlastungen zu ermöglichen bzw. Belastungen zu vermeiden.² Diese Ziele stehen dabei teilweise im Widerspruch. Die höchste allokativen Effizienz im Stromsystem wird mittels eines Preises erreicht, der den Grenzkosten entspricht. Diesen bezeichnet man auch als **Grenzkostenpreis** (p_{GK} im linken Graph von Abbildung 5). Aufgrund seiner Vorzüge hinsichtlich ökonomischer Effizienz wird dieser in der Regulierungsökonomie als „first-best“ bezeichnet (Laffont & Tirole, 1993, S. 23). Einige der zuvor besprochenen Strompreisbestandteile repräsentieren die Grenzkosten der Bereitstellung von Energie in Form von Strom. Diese sind zum Beispiel, als Teil der Strombeschaffungskosten, die Brennstoffkosten des Kraftwerkeinsatzes, der arbeitsbezogene Teil der Netzentgelte (insofern er direkt zuordenbarer Verlustenergie entspricht) oder, ebenfalls als Teil des Börsenstrompreises, die Emissionskosten (insofern sie dem Grenzscha-den am Klima entsprechen). Auch die Fixkosten der Erzeugungsanlagen können in Form von sogenannten Knappheitspreisen grundsätzlich effizient über den Börsenstrompreis bepreist und refinanziert werden. In Stunden hoher Last steigt hierbei der Strompreis über die kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung. Unter der Annahme eines freien Marktein- und -austritts, also einer wettbewerblichen Marktstruktur, bildet sich dabei ein wohlfahrtsoptimaler Preis, der den langfristigen Grenzkosten entspricht. Dieser setzt zugleich Anreize in Knappheitssituationen weniger Strom zu verbrauchen und in Kraftwerke zu investieren, die in solchen Situationen Strom erzeugen können.

In der Praxis sind, insbesondere für Haushaltskunden, die Grenzkosten des Stromverbrauchs bereits durch gängige Tarifstrukturen verzerrt. Fixpreistarife mit einer Preisbindung von üblicherweise einem Jahr oder länger reduzieren die Anreize für einen Strommehr- oder -minderverbrauch in Niedrig- bzw. Hochpreiszeiten. Hinzu kommen fehlende regionale Anreize. Während also der Börsenstrompreis grundsätzlich am ehestens den Grenzkosten der Stromerzeugung entspricht, weist dieser als Strompreisbestandteil „Beschaffung“ bereits deutliche Abweichungen von einer „first-best“-Gestaltung auf.

Nicht alle Teile der Stromversorgung können wettbewerblich organisiert werden. Der Netzbetrieb stellt ein natürliches Monopol dar. Netzbetreiber haben daher keine unmittelbaren Anreize, ihre tatsächlichen (Grenz-)Kosten transparent zu machen, weswegen die Anreizregulierung ein Benchmarking der Netzbetreiber vorsieht, um eine kostengünstige Stromverteilung zu gewährleisten. Auch wenn durch einen entsprechenden regulatorischen Rahmen alle Kosteninformationen transparent vorliegen, sind die einzelnen Kostenkomponenten im Allgemeinen nur schwer und unter enormem Transaktionskostenaufwand einzelnen Verbrauchern und Verbräuchen zuzuordnen, sodass

² Steuern haben neben ihrem Beitrag zum Haushalt auch eine Lenkungswirkung. So wurde die Stromsteuer ursprünglich zumindest teils mit dem Ziel erhoben, zum Energiesparen anzuregen. Im Sinne einer sogenannten Pigou-Steuer kann eine solche Lenkungswirkung dann effizient sein, wenn sie Marktversagen bspw. aufgrund externer Effekte wie Umweltschäden internalisiert.

vollkommen **kostenreflexive Netzentgelte** kaum auszugestalten sind. Neben Herausforderungen im Rahmen der Zuordnung von Kosten bestehen in der praktischen Ausgestaltung der Netzentgelte weitere Verzerrungen insbesondere hinsichtlich der fehlenden bzw. adversen Regionalisierung von Netzentgelten sowie den harten Bezugsgrenzen im Rahmen des § 19 StromNEV, die der Flexibilisierung der industriellen Nachfrage entgegenstehen können.

Alle Fixkosten, die nicht als Grenzkosten darstellbar sind³, müssten in einem first-best Regime von einem Dritten (etwa dem Staat) finanziert werden, was im fixkostenintensiven Stromsektor eine erhebliche Summe darstellt (Laffont & Tirole, 1993, S. 29; Borszcz, 2004, S. 20). Hierbei können Anreize fehlen, die Fixkosten zu minimieren (Löschel, Rübbecke, Ströbele, & Pfaffenberger, 2020, S. 124). Aufgrund der vorgenannten Herausforderungen ist ein first-best-Preis in der Praxis somit nicht ohne Weiteres umzusetzen.

Als Alternative zur Grenzkostenbepreisung bestehen verschiedene „second-best“-Konzepte, die die Finanzierung von Fixkosten bzw. das Erheben eines definierten Steueraufkommens ermöglichen. Beim **Durchschnittskostenpreis** (p_{DK}) zahlen alle Verbraucher einen Preis in Höhe der tatsächlichen gesamten Durchschnittskosten pro Energieeinheit, siehe mittlere Kachel in Abbildung 5. Dadurch ist die Finanzierung der Fixkosten bzw. ein hinreichendes Steueraufkommen sichergestellt (hier als rote Fläche dargestellt). Ein Nachteil ist hierbei, dass die Durchschnittskosten unzulänglich die Kosten einer weiteren Einheit abbilden. Im Stromsystem liegen die Grenzkosten üblicherweise unterhalb der Durchschnittskosten, sodass durch jede weitere Einheit Strom geringere Kosten anfallen, als durch den Durchschnittskostenpreis abgebildet werden. Entspricht der Endkundepreis den Durchschnittskosten, verringert sich daher der Stromverbrauch der einzelnen Verbrauchergruppen (die gelbe Nachfragekurve trifft die rote Durchschnittskostenkurve weiter links als die blaue Angebotskurve). Hierdurch entstehen Wohlfahrtsverluste (in der Abbildung als graues Dreieck dargestellt), da die Zahlungsbereitschaft für eine zusätzliche Einheit Strom oberhalb der volkswirtschaftlichen Kosten für deren Bereitstellung liegt. Somit werden zwar die Finanzierung und das Steueraufkommen sichergestellt, aber die allokativen Effizienz reduziert.

Ramsey-Boiteux Preis

Eine weitere second-best Lösung im Rahmen der preisorientierten Regulierungsökonomik ist der Ramsey-Boiteux-Preis (RBP) (Dehmel, 2011, S. 33; Jeddi & Sitzmann, 2021). Der RBP besteht aus den Grenzkosten und einem spezifischen Preiszuschlag zur Finanzierung der Fixkosten, welcher antiproportional von der Preiselastizität der individuellen Nachfrage abhängt. Das heißt, dass inelastischere Verbrauchergruppen stärker zur Deckung der Fixkosten bzw. zum Steueraufkommen beitragen. Das Kalkül hierbei ist, dass diese inelastischen Verbrauchergruppen weniger stark auf die Preiserhöhung durch die

³ Nähme man an, dass die Netzkosten nur durch die Höchstlast des Netzes getrieben würden, ließen sie sich effizient durch einen Leistungspreis mit entsprechendem Gleichzeitigkeitsfaktor finanzieren. Stromverbraucher, die nicht zur Höchstlast des Netzes beitragen, müssten demnach keine Netzkosten tragen. Wengleich solche Leistungsbestandteile in der derzeitigen Netzentgeltregulierung eingehen, lässt sich dieses System kaum vollständig umsetzen. Hierzu müsste sich in Echtzeit ein Knappheitspreis der Netznutzung einstellen und Endverbraucher mit einer Zahlungsbereitschaft unterhalb dieses Preises müssten von der Netznutzung ausgeschlossen werden. Hierbei beständen enorme Hürden hinsichtlich der Planbarkeit und technischen Umsetzbarkeit.

Fixkostenumlage reagieren. Sie weichen demnach nur in geringem Umfang von ihrer theoretischen optimalen Stromnachfrage bei Vorliegen eines Grenzkostenpreises ab, sodass die allokativen Effizienz weiterhin hoch ist. In der dritten Kachel in Abbildung 5 ist ein solches Preisregime durch zwei unterschiedliche Endkundenpreise (p_H für Haushalte und p_I für Industrie) abgebildet, die über bzw. unter den Durchschnittskosten liegen. Es lässt sich erkennen, dass die Wohlfahrtsreduktion (graue Fläche) im Falle von differenzierten Ramsey-Boiteux-Preisen kleiner als im Fall uniformer Durchschnittskostenpreise ist. Das Abgaben- bzw. Steueraufkommen (rote Fläche) entspricht dem gleichen Umfang wie beim Durchschnittskostenpreis. Die empirische Evidenz legt nahe, dass RBP zu nahezu wohlfahrtsmaximalen Allokationen führen können (Chao & Wilson, 2020). Verbrauchergruppen, die empfindlicher auf den Strompreis reagieren, sollten im Sinne der Wohlfahrtsmaximierung demnach weniger zur Fixkostenfinanzierung beitragen (Löschel, Rübhelke, Ströbele, & Pfaffenberger, 2020, S. 128; Dehmel, 2011, S. 32). In der Praxis sind dies oftmals Industrieunternehmen, weshalb sich die in Abbildung 1 dargestellten Unterschiede in der Abgabenlast somit grundsätzlich ökonomisch rechtfertigen lassen (Csereklyei, 2020).

Obwohl exakte RBP in der Theorie effizientere Märkte versprechen, haben sie auch Nachteile. Einerseits setzen sie voraus, dass der Regulierer alle Preiselastizitäten kennt. Da diese sich jedoch nicht nur zwischen Verbrauchergruppen, sondern auch zwischen den einzelnen Verbrauchern sowie ihren Verbräuchen und im Zeitverlauf schwanken, besteht das Risiko von adversen Effekten. Die fortschreitende Datenbasis durch den Ausbau intelligenter Messsysteme (Smart Meter) vermag in Zukunft die einzelnen Preiselastizitäten genauer zu approximieren. Andererseits hat dieses System den Nachteil, dass ein Großteil der Fixkostenlast insbesondere auf einkommenschwächere Haushalte umgelegt wird, da sie aufgrund fehlender Substitutionsmöglichkeiten weniger in der Lage sind ihren Verbrauch anzupassen (Dehmel, 2011, S. 33; Ashraf & Farhan, 1991, S. 282). Zudem maximieren RBP nur die Effizienz innerhalb des Stromsektors. Aufgrund der negativen Einkommenseffekte einer erhöhten Abgabenlast für Haushalte ist es denkbar, dass ihre nötigen Einsparungen an anderen Stellen zu einer reduzierten Wohlfahrt führen. (Pindyck & Rubinfeld, 2013, S. 174) Auch Haushalte werden in Zukunft erwartbar in verstärktem Maße sensibler auf Preise reagieren bzw. tun dies bereits jetzt hinsichtlich ihrer Investitionsentscheidungen. So können insbesondere Kaufentscheidungen von Elektroautos oder Wärmepumpen aufgrund ihrer jeweiligen Substituierbarkeit mit anderen Technologieoptionen empfindlich auf Strompreise reagieren. Eine übermäßige Belastung des mutmaßlich unelastischen Haushaltsstromverbrauchs kann zu Unterinvestitionen in diese Technologien führen.

Einordnung des Strompreispaketes

Obwohl das verarbeitende Gewerbe in Deutschland bereits geringere Strompreise zahlt, fürchten viele Betriebe insbesondere aufgrund des hohen Wettbewerbsdrucks ihre Produktionskapazitäten in Deutschland reduzieren oder gar aufgeben zu müssen (DIHK, 2021).

Die Lösung, die die Bundesregierung im Strompreispaket skizziert, zielt auf eine Anpassung innerhalb der Preisbestandteile ab, nicht auf einen Eingriff in die Preisbildung an der

Strombörse (Bundesregierung, 2023). Ferner ist das Ziel eine Reduktion des absoluten Abgabenumfangs innerhalb des Stromsystems. Die Abgabenlast wird sowohl durch die Senkung der Stromsteuerlast für das produzierende Gewerbe als auch der Netzentgeltlast (durch mittelfristige Subventionierung der Übertragungsnetzentgelte) reduziert. Vor dem Hintergrund der RBP-Theorie wäre ein solcher differenzierter Eingriff insbesondere aufgrund der höheren Preiselastizität der Nachfrage von Industriekunden zu rechtfertigen. Darüber hinaus plant die Regierung weitere Regelungen, durch welche insbesondere die stromintensive Industrie geschützt werden soll. Hier soll die Strompreiskompensation verlängert und ausgeweitet werden, um Industriebetriebe zu stützen, welche aufgrund einer energieintensiven Produktion und eines starken internationalen Wettbewerbs besonders stark von hohen Preisen betroffen sind (Bundesregierung, 2023). Diese Maßnahme senkt wiederum die Strombeschaffungskosten, indem sie Kosten des Emissionshandels kompensiert.

Die Entlastungen für die Industrie können aber auch ungewünschte Effekte hervorrufen. Es existiert Evidenz dafür, dass eine Subventionspolitik zur Reduzierung der Strompreise kurzfristig die Energiekosten senken kann, langfristig allerdings die Gefahr besteht, dass zu günstige Preisanreize energieineffiziente Industrien mit einer geringen Wertschöpfung stützen und strukturelle Transformationen nicht vorangetrieben werden (Rokicki et al. 2021, S. 6894). Sollte der Strompreis der Industrie unter den Grenzkosten liegen, können hierbei Wohlfahrtsverluste entstehen.

Eine Strompreissenkung erhöht den Stromverbrauch der Industrie, insbesondere aufgrund ihrer Preiselastizität. Hierdurch können sich die Großhandelsstrompreise für alle Verbrauchergruppen erhöhen. Diese Art des crowding-out Effektes kann somit insbesondere Haushaltspreise weiter erhöhen. Abhängig von der Elastizität des Angebots, beispielsweise der Möglichkeit eines erweiterten Ausbaus der erneuerbaren Energien, kann der intendierte Effekt der Preisdifferenzierung nahezu ausbleiben.

Steuersenkungen benötigen eine Gegenfinanzierung aus anderen Quellen, sofern weder die Ausgaben gekürzt noch neuen Schulden aufgenommen werden sollen. Im besten Fall können Steuersenkungen zumindest in Teilen durch verbesserte Konjunkturbedingungen und eine erhöhte Wirtschaftsleistung mit einem damit einhergehenden erhöhten Steueraufkommen kompensiert werden. Werden die Mindereinnahmen durch Steuererhöhungen an anderer Stelle kompensiert, sei darauf verwiesen, dass diese im Allgemeinen ebenfalls Verzerrungen hervorrufen und somit die ökonomische Effizienz in anderen Wirtschaftsbereichen reduzieren können. Art und Umfang dieser Effekte ist abhängig von der konkreten Ausgestaltung und außerhalb der Betrachtung dieses Policy. Ähnliches gilt für Instrumente, die die Verteilungsimplicationen des Strompreispakets kompensieren könnten. Verteilungsfragen innerhalb der hierfür vorgesehen Steuersystematiken anstelle von Eingriffen in die Güterbepreisung zu adressieren kann jedoch den Vorteil haben, eine erhöhte Transparenz über tatsächliche Verteilungswirkungen zu erreichen und gezieltere Eingriffe zu ermöglichen.

Literaturverzeichnis

- AGEB. (2023). *Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2022*. Berlin: AG Energiebilanzen. Abgerufen am 13. 11 2023 von https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/06/AGEB_Jahresbericht2022_20230615_dt.pdf
- Ashraf, J., & Farhan, S. (1991). Welfare implications of Ramsey-Boiteux pricing of electricity in Pakistan. *J. Energy & Dev.*(17), 279. Abgerufen am 09. 11 2023 von https://heinonline.org/hol-cgi-bin/get_pdf.cgi?handle=hein.journals/jeldv17§ion=24
- B. Riley Financial. (2023). *utility sales tax exemption*. Abgerufen am 07. 11 2023 von [brileyfin.com: https://brileyfin.com/capabilities/utility-sales-tax-exemption#form](https://brileyfin.com/capabilities/utility-sales-tax-exemption#form)
- BDEW. (2023). *BDEW-Strompreisanalyse Juli 2023*. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Abgerufen am 07. 11 2023 von <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/#:~:text=Der%20durchschnittliche%20Strompreis%20f%C3%BCr%20Haushalte,3.500%20kWh%2Fa%20enthalten>
- BMF. (2023). *Stromsteuer*. Abgerufen am 07. 11 2023 von [bundesfinanzministerium.de: https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Glossareintraege/S/Stromsteuer.html?view=renderHelp](https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Glossareintraege/S/Stromsteuer.html?view=renderHelp)
- BMWK. (2023). *Staatlich veranlasste Strompreisbestandteile*. (B. f. Klimaschutz, Herausgeber) Abgerufen am 07. 11 2023 von [www.bmwk.de: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/strompreise-bestandteile-staatlich.html#:~:text=Die%20Umsatzsteuer%20f%C3%BCr%20Strom%20betr%C3%A4gt,sonstigen%20staatlich%20veranlassten%20Preisbestandteilen%20erhoben](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/strompreise-bestandteile-staatlich.html#:~:text=Die%20Umsatzsteuer%20f%C3%BCr%20Strom%20betr%C3%A4gt,sonstigen%20staatlich%20veranlassten%20Preisbestandteilen%20erhoben)
- BNetzA & BKartA. (2022). *Monitoringbericht 2021*. Bonn: Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt. Abgerufen am 07. 11 2023 von www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf?__blob=publicationFile
- BNetzA & BKartA. (2023). *Monitoringbericht 2022*. Bonn: Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt. Abgerufen am 03. 11 2023 von www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2022.pdf?__blob=publicationFile&v=6
- BNetzA. (2023a). *Netzentgelte*. (Bundesnetzagentur, Herausgeber) Abgerufen am 07. 11 2023 von [bundesnetzagentur.de: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_06_Netzentgelte/BK8_NetzE.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_06_Netzentgelte/BK8_NetzE.html)
- BNetzA. (2023b). *§ 19 StromNEV-Umlage*. (Bundesnetzagentur, Herausgeber) Abgerufen am 07. 11 2023 von [bundesnetzagentur.de: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A_Z_Glossar/P/Par19_StromNEV_Umlage.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A_Z_Glossar/P/Par19_StromNEV_Umlage.html)
- BNetzA. (2023d). *Hinweise für Verteilnetzbetreiber Elektrizität zur Anpassung der Erlösobergrenze und zur Bildung der Netzentgelte für das Kalenderjahr 2024*. Bonn: Bundesnetzagentur. Abgerufen am 09. 11 2023 von www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_04_InfoRun

- Abgerufen am 07. 11 2023 von dserver.bundestag.de:
<https://dserver.bundestag.de/btd/14/000/1400040.pdf>
- DIHK. (18. November 2021). Hohe Strom- und Gaspreise belasten Wirtschaft massiv DIHK-Unternehmensumfrage. (Deutscher Industrie- und Handelskammertag, Hrsg.) Berlin. Abgerufen am 03. 11 2023 von
<https://www.dihk.de/resource/blob/61666/38665d703678c137fa95c8b28d8c8d3f/s-trom-gaspreis-umfrage-data.pdf>
- EIA. (2023). *Electricity Data Browser: Average retail price of electricity*. Washington, DC: U.S. Energy Information Administration. Abgerufen am 07. 11 2023 von
<https://www.eia.gov/electricity/data/browser/#/topic/7?agg=0,1&geo=vvvvvvvvvvvo&endsec=vg&freq=A&start=2001&end=2022&ctype=linechart<ype=pin&rtype=s&pin=&rse=0&maptype=0>
- Europäische Kommission. (2019). Mehrwertsteuersätze für Strom in der EU nach Ländern im Jahr 2019 (Stand: 1. Januar). Statista. Abgerufen am 06. 11 2023 von
<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1009584/umfrage/mehrwertsteuer-fuer-strom-in-der-europaeischen-union/>
- EUROSTAT. (2023). *Electricity prices components for household consumers - annual data (from 2007 onwards) [nrg_pc_204_c__custom_8130410]*. Abgerufen am 07. 11 2023 von eurostat.com:
https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/product/view/nrg_pc_204_c
- EWI. (2022). *Szenarien für die Preisentwicklung von Energieträgern*. Abgerufen am 07. 11 2023 von ewi.uni-koeln.de: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/08/EWI-Studie_Preisentwicklung-von-Energietraegern_220822.pdf
- Haucap, J., & Meinhof, J. (2022). Die Strompreise der Zukunft. *Wirtschaftsdienst*, 1, S. 53-60. Abgerufen am 03. 11 2023 von
<https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/s10273-022-3175-7.pdf?pdf=button>
- Hawaiian Electric. (2023). *Average Price of Electricity*. Abgerufen am 07. 11 2023 von hawaiianelectric.com: <https://www.hawaiianelectric.com/billing-and-payment/rates-and-regulations/average-price-of-electricity#:~:text=How%20much%20does%20your%20electricity,bill%2C%20is%20the%20biggest%20driver>
- Hirth, L., & Eicke, A. (2023). *Zeitvariable Verteilnetzentgelte*. Neon Neue Energieökonomik. Abgerufen am 07. 11 2023 von <https://neon.energy/variable-netzentgelte>
- Jeddi, S., & Sitzmann, A. (2021). Network tariffs under different pricing schemes in a dynamically consistent framework. *EWI Working Paper*, 21(01). Abgerufen am 09. 11 2023 von https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2021/01/EWI_WP_21-01_Network_tariffs_under_different_pricing_schemes_Jeddi_Sitzmann.pdf
- Koring, K. (2019). *Lastflussabhängige Kostenumlageverfahren zur Bestimmung von Netzentgelten in Zeiten der Energiewende*. Abgerufen am 07. 11 2023 von https://dokumente.ub.tu-clausthal.de/servlets/MCRFileNodeServlet/clausthal_derivate_00000763/Db114131.pdf

- Laffont, J.-J., & Tirole, J. (1993). *A theory of incentives in procurement and regulation*. Cambridge (MA), USA: MIT Press.
- Löschel, A., Rübhelke, D., Ströbele, W., & Pfaffenberger, W. (2020). *Energiewirtschaft: Einführung in Theorie und Politik* (4. überarbeitete Auflage Ausg.). Berlin/Boston: Walter de Gruyter GmbH.
- Mier, M. (2022). Erdgas- und Strompreise, Gewinne, Laufzeitverlängerungen und das Klima. (i. I.-L.-I. e.V., Hrsg.) *ifo Schnelldienst*, 09, S. 20-26. Abgerufen am 07. 11 2023 von <https://www.ifo.de/DocDL/sd-2022-09-mier-erdgaspreise-strompreise-klima.pdf>
- OECD. (2019). *Taxing Energy Use 2019: Country Note - The United States*. (O. f.-o. Development, Hrsg.) Abgerufen am 07. 11 2023 von [oecd.org](https://www.oecd.org/tax/tax-policy/taxing-energy-use-united-states.pdf): <https://www.oecd.org/tax/tax-policy/taxing-energy-use-united-states.pdf>
- Pindyck, R. S., & Rubinfeld, D. L. (2013). *Mikroökonomie* (8. Auflage Ausg.). Pearson Deutschland GmbH: München.
- Prognos. (2023). *Strompreisprognose*. vbw. Abgerufen am 07. 11 2023 von https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2022/Downloads/vbw_Strompreisprognose.pdf
- Raue LLP. (2013). *Reform des Konzessionsabgabenrechts*. Berlin: Agora Energiewende. Abgerufen am 07. 11 2023 von https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2012/Konzessionsabgabe/Agora_Gutachten_Konzession_12092012_final_web.pdf
- Rokicki, T., Bórawski, P., Gradziuk, B., Gradziuk, P., Mrówczyńska-Kaminska, A., Kozak, J., . . . Wojtczuk, K. (2021). Differentiation and Changes of Household Electricity Prices in EU Countries. *Energies*, 14(21), 6894. Abgerufen am 07. 11 2023 von <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/21/6894>
- Schiffer, H.-W., & Ulreich, S. (2023). Verbraucherpreise für Energie im internationalen Vergleich. *ifo Schnelldienst*, 05, S. 34-41. Abgerufen am 07. 11 2023 von <https://www.ifo.de/DocDL/sd-2023-05-schiffer-ulreich-energiepreise.pdf>
- Verivox. (2023a). *Netznutzungsentgelt*. Abgerufen am 07. 11 2023 von [verivox.de](https://www.verivox.de/strom/themen/netznutzungsentgelt/#:~:text=Im%20Jahr%202013%20mussten%20Haushaltskundinnen,durchschnittlich%20um%20rund%2011%20Prozent): <https://www.verivox.de/strom/themen/netznutzungsentgelt/#:~:text=Im%20Jahr%202013%20mussten%20Haushaltskundinnen,durchschnittlich%20um%20rund%2011%20Prozent>
- Verivox. (2023b). *Strompreisentwicklung 2023 in Deutschland*. Abgerufen am 07. 11 2023 von [verivox.de](https://www.verivox.de/strom/strompreisentwicklung/): <https://www.verivox.de/strom/strompreisentwicklung/>
- VZBV. (11. August 2023). Haushalte fühlen sich durch hohe Energiepreise belastet. (Verbraucherzentrale Bundesverband e.V., Hrsg.) Berlin. Abgerufen am 03. 11 2023 von <https://www.vzbv.de/meldungen/haushalte-fuehlen-sich-durch-hohe-energiepreise-belastet#:~:text=Die%20Umfrageergebnisse%20im%20Detail%3A,weitere%20Entlastungen%20im%20Bereich%20Energie>