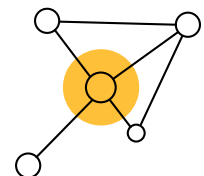
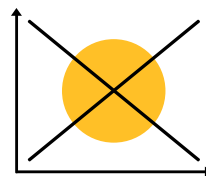
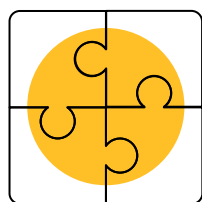
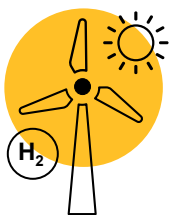


[EWI Policy Brief]

# Strompreisbestandteile, Strompreispaket und Verteilungseffekte

Im Auftrag von: Gesellschaft zur  
Förderung des Energiewirtschaftlichen  
Instituts an der Universität zu Köln e.V.

Dezember 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

**Bitte zitieren als**

Kienscherf, P. A., Namockel, N. & Lange, M. (2023). Strompreisbestandteile, Strompreispaket und Verteilungseffekte. EWI Policy Brief.

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, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIDE). Die Haftung für Folgeschäden, insbesondere für entgangenen Gewinn oder den Ersatz von Schäden Dritter, ist ausgeschlossen.

## Inhaltsverzeichnis

Kernaussagen .....	1
1 Einleitung .....	2
2 Strompreisbestandteile in Deutschland .....	3
3 Strompreise im internationalen Vergleich .....	7
3.1 Strompreise in der EU .....	7
3.2 Strompreise in den Vereinigten Staaten .....	9
4 Entwicklung der Strompreise und Wirkung des Strompreispaketes .....	10
4.1 Allgemeine Entwicklungen.....	11
4.2 Haushalte .....	14
4.3 Gewerbekunden .....	15
4.4 Industrie ohne Vergünstigungen .....	15
4.5 Industrie mit Vergünstigungen .....	16
4.6 Gesamtwirkung der Maßnahmen.....	17
5 Regulierungs- und verteilungsökonomische Aspekte.....	18

## Kernaussagen

- Die Endkundenstrompreise in Deutschland setzen sich aus verschiedenen Bestandteilen zusammen. Neben Beschaffungs- und Vertriebskosten sind dies Netzentgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern.
- Die durchschnittlichen Strompreise variieren zwischen verschiedenen Verbrauchergruppen stark. So zahlte ein durchschnittlicher Haushalt zum 01.04.2023 rund 45,91 ct/kWh, ein Gewerbekunde 33,06 ct/kWh und ein Industriekunde ohne Vergünstigungsanspruch 22,74 ct/kWh. Neben Unterschieden in der Beschaffung ist dies auch auf Differenzen in der Netzentgelt- und Abgabenlast zurückzuführen. Darüber hinaus existieren für bestimmte Industriekunden weitere Vergünstigungsmöglichkeiten wie die „Besondere Ausgleichsregelung“ und die Strompreiskompensation.
- 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. Für Gewerbe- und Industriekunden ergibt sich ein differenzierteres Bild.
- Die Maßnahmen des kürzlich durch die Bundesregierung vorgestellten Strompreispaketes zielen darauf ab, sowohl die Steuerlast als auch die indirekte CO<sub>2</sub>-Preisbelastung für besonders gefährdete Industriebetriebe zu senken. Unter anderem aufgrund steigender Netzentgelte könnten die Endkundenpreise gegenüber dem historischen Niveau mittelfristig dennoch für alle Verbrauchsgruppen steigen.
- Dass sich durch die vorgestellten Maßnahmen die Strompreise für besonders energieintensive Industriebetriebe auf das historische Niveau zurückentwickeln, ist unwahrscheinlich. Für Industriebetriebe, die in der Vergangenheit nicht in vollem Umfang von Vergünstigungen profitieren konnten, sind Kostensenkungen denkbar.
- Haushalte tragen überproportional die Abgabenlast, welche aus der Nutzung von Strom entsteht. Dies wird durch die Maßnahmen des Strompreispaketes voraussichtlich verstärkt. Eine spezifische Entlastung von Industriekunden kann vor dem Hintergrund regulierungsökonomischer Theorien gerechtfertigt sein. Dies liegt unter anderem daran, dass Verbräuche von Industriekunden wesentlich stärker auf Preissignale reagieren. Den sich hieraus ergebenden Verteilungsimplicationen kann an anderer Stelle begegnet werden.

## 1 Einleitung

Steigende Strompreise werden sowohl von Haushalten als auch von Unternehmen in Deutschland als eine wachsende Belastung empfunden. 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 Unternehmen davon aus, dass Deutschland durch höhere Stromkosten in Zukunft an Wettbewerbsfähigkeit verlieren wird (VZBV, 2023; DIHK, 2021). Im Rahmen der Energiekrise 2022 dürften sich diese Bedenken noch verschärft haben. Auch die Akzeptanz der Energiewende und Investitionen für Maßnahmen zur Dekarbonisierung hängen wesentlich vom Strompreisniveau ab (Haucap & Meinhof, 2022). Spätestens die Debatte um die Einführung eines Industriestrompreises und die gefundene Kompromisslösung im Strompreispaket unterstrichen die ökonomische, soziale und ökologische Relevanz der Strombepreisung.

Vor dem Hintergrund der beschriebenen Herausforderungen ist es wichtig zu verstehen, wie sich Strompreise in Deutschland und anderen Ländern für unterschiedliche Verbrauchergruppen zusammensetzen und wie das kürzlich durch die Bundesregierung beschlossene Strompreispaket im Detail wirkt. Strompreise sollten Anreize setzen, sodass Strom möglichst effizient erzeugt und verbraucht wird. Gleichzeitig sollten aber neben Effizienzüberlegungen auch Verteilungseffekte von politischen Gestaltungsmaßnahmen verstanden werden.

Um die Zusammensetzung und Entwicklung der Strompreise zu analysieren, untersucht dieser Policy Brief die Bestandteile deutscher Strompreise für unterschiedliche Verbrauchergruppen. Im Anschluss werden die deutschen Strompreise mit ausgewählten europäischen Ländern sowie den Vereinigten Staaten verglichen. Darauf aufbauend wird näher auf das von der Bundesregierung vorgestellte Strompreispaket für die Industrie eingegangen und vor dem Hintergrund der historischen und künftigen Entwicklung der relevanten Strompreisbestandteile eingeordnet.

Zuletzt werden die verteilungspolitischen Implikationen des Strompreispaketes vor dem Hintergrund regulierungsökonomischer und industriepolitischer Perspektiven erörtert und mögliche Herausforderungen bei der Ausgestaltung diskutiert.

## 2 Strompreisbestandteile in Deutschland

Die Endkundenpreise für Strom setzen sich aus zahlreichen Bestandteilen zusammen. Im Folgenden werden daher die unterschiedlichen Komponenten von Strompreisen in Deutschland detailliert untersucht. Hierzu zählen neben den Kosten für Beschaffung und Vertrieb von Strom die Netzentgelte sowie Steuern, Abgaben und Umlagen. Diese Strompreisbestandteile unterscheiden sich in der Höhe einerseits zwischen den einzelnen Verbrauchern aber andererseits auch zwischen verschiedenen Verbrauchergruppen. Für den Vergleich der Komponentenanteile zwischen den Kundengruppen bietet es sich an, analog zum Vorgehen von Bundesnetzagentur (BNetzA) und Bundeskartellamt (BKartA), vier typische Verbrauchertypen zu definieren:

**Haushalt:** Durchschnittlicher Haushaltskunde mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh in der Niederspannung (BNetzA & BKartA, 2023, S. 177). Hier betrug der durchschnittliche Bruttostrompreis zum 01.04.2023 rund 45,91 ct/kWh (BNetzA & BKartA, 2023, S. 182).

**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. 177). In dieser Verbrauchsgruppe zahlten die Kunden zum 01.04.2023 durchschnittlich einen Preis von 33,06 ct/kWh (BNetzA & BKartA, 2023, S. 191).

**Industrie ohne Vergünstigungen (oV):** Durchschnittlicher Industriekunde mit registrierender Leistungsmessung, 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. 178). In diesem Fall wird davon ausgegangen, dass nur Vergünstigungen in Anspruch genommen werden, welche an keine weiteren Auflagen hinsichtlich des Tätigkeitfeldes des Kunden sowie seines Verbrauchs gebunden sind. Für diese Verbrauchergruppe betrug der durchschnittliche Preis 22,74 ct/kWh (BNetzA & BKartA, 2023, S. 179).

**Industrie mit maximaler Vergünstigung (mV):** Identischer Industriebetrieb wie im Fall Industrie (oV), welcher allerdings alle existierenden regulatorischen Vergünstigungspotenziale vollständig nutzt. Hierdurch hätte ein Industriebetrieb bis zu 5,72 ct/kWh einsparen können (BNetzA & BKartA, 2023, S. 180). Darüber hinaus wurden für den Verbraucher Industrie (mV) potenzielle Vergünstigungen durch die Strompreiskompensation auf Basis von historischen Emissionsfaktoren und -preisen approximiert.

In Abbildung 1 wird die Höhe der einzelnen Kostenkomponenten pro kWh für das Jahr 2023 zum 01. April für die unterschiedlichen Kundengruppen dargestellt. Hierzu wurden auf die Daten von BNetzA und BKartA zurückgegriffen, welche auf Basis von repräsentativen Umfragen alle Preiskomponenten (Leistungspreise, Grundpreise, Verrechnungspreise) berücksichtigen und auf den Strombezug umlegen.

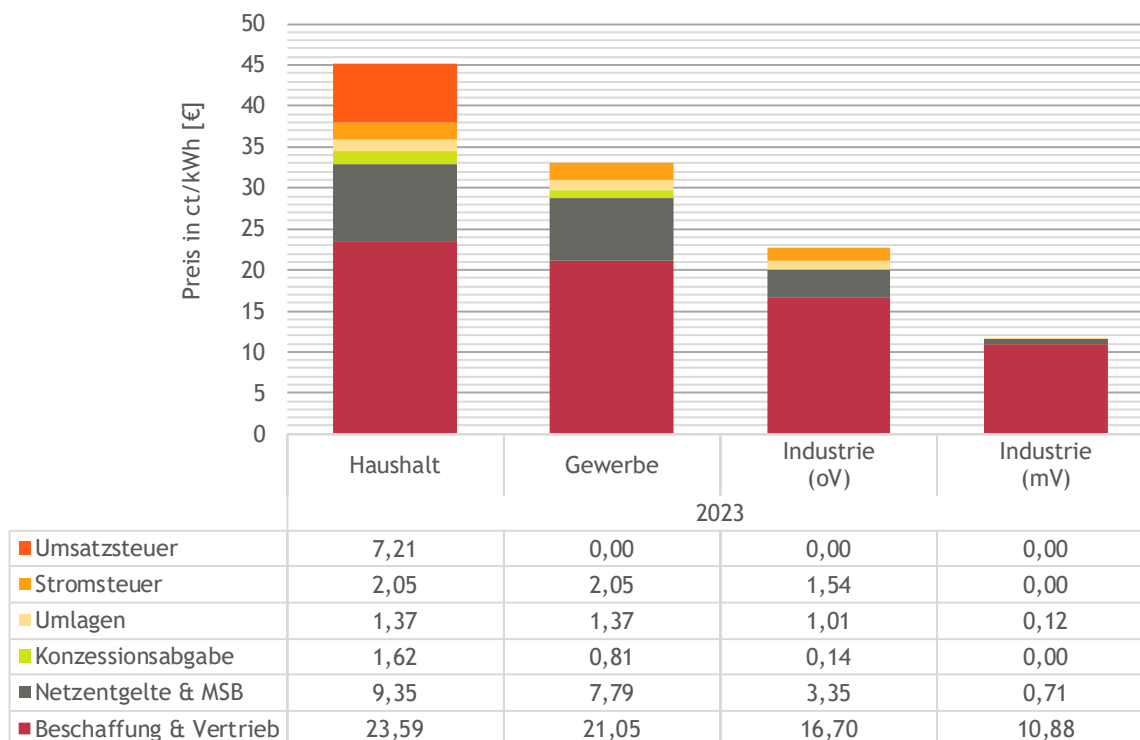


Abbildung 1: Durchschnittliche Kostenkomponenten unterschiedlicher Verbrauchergruppen zum 01.04.2023 (Eigene Berechnungen basierend auf BNetzA & BKartA, 2023, S. 177ff.; EEX, 2023a; Icha & Lauf, 2023)<sup>1</sup>

Es lässt sich erkennen, dass größere Kunden im Durchschnitt geringere Strompreise als Haushalte zahlten. So zahlten Gewerbekunden im Schnitt 27 %, Industriekunden rund 50 % je bezogener Kilowattstunde weniger. Unter Einbezug aller möglichen Einsparpotenziale zahlte ein Industriekunde weniger als ein Drittel des durchschnittlichen Haushaltskundenpreises. Im Folgenden werden die einzelnen genannten Bestandteile näher betrachtet und Gründe für die Unterschiede in den einzelnen Komponenten zwischen Verbrauchergruppen ausgearbeitet.

### Beschaffungs- und Vertriebskosten

Die größte Komponente des Strompreises ist die Beschaffung von Strom auf den Großhandelsmärkten zuzüglich Vertriebskosten. **Vertriebskosten** fallen für die Belieferung des Stroms an den Letztverbraucher an, wenn dieser Strom von einem Versorger bezieht. Diese Kosten 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. Größere Verbraucher, die ihren Strom bei Versorgern beziehen, erhalten in

<sup>1</sup> Im Vergleich zu den Daten der BNetzA wurden zwei Anpassungen vorgenommen. Einerseits wurde im Fall Industrie (oV) für die Industrie der vergünstigte Stromsteuersatz von 1,537 ct/kWh angenommen, da dieser an keine weiteren Auflagen gebunden ist. Darüber hinaus wurden für den Verbraucher Industrie (mV) potenzielle Vergünstigungen durch die Strompreiskompensation auf Basis des maximal anlegbaren Emissionsfaktors von 0,72 t/MWh und Emissionspreisen approximiert, wobei vereinfacht angenommen wurde, dass der gesamte Stromverbrauch auf eine Anlage entfällt.

der Regel günstigere Konditionen in individuelleren Verträgen, welche einen gewissen Mengenrabatt abbilden.

Wenngleich 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 Prinzip). Diese Grenzkosten setzen sich für thermische Kraftwerke im Wesentlichen aus den 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 Systems (EU-ETS) und bestimmen die indirekten CO<sub>2</sub>-Kosten. Bestimmte stromintensive industrielle Verbraucher (351 Industrieunternehmen im Jahr 2021) können sich im Rahmen der Strompreiskompensation (SPK) maximal 75% der im Strombeschaffungspreis enthaltenen Kosten für die CO<sub>2</sub>-Zertifikate zurückerstatten lassen (DEHSt, 2023a; DEHSt, 2023b, S. 3). Der primäre Zweck ist es zu verhindern, dass sich durch die indirekt gezahlten CO<sub>2</sub>-Preise ein Wettbewerbsnachteil auf dem Weltmarkt ergibt. In Abhängigkeit vom CO<sub>2</sub>-Ausstoß des Strommixes und des CO<sub>2</sub>-Zertifikatpreises konnte in der Vergangenheit der Gesamtstrompreis dadurch um schätzungsweise 10 bis 15 % gesenkt werden (siehe Abbildung 1). Besonders stromintensive Industriebetriebe (59 Unternehmen im Jahr 2021) können über die SPK-Beihilfe hinaus eine ergänzende Beihilfe in Abhängigkeit von ihrer Bruttowertschöpfung erhalten (sogenannter „Super-Cap“). Seit 2023 sind Investitionen in bestimmte Klimaschutzmaßnahmen (sogenannte „Ökologische Gegenleistungen“) eine Voraussetzung für die beschriebenen Leistungen aus der Strompreiskompensation (DEHSt, 2022b). Die Strompreiskompensation wird ex-post beantragt, sodass sich für betroffene Unternehmen Verzögerung ergeben.

Abbildung 1 verdeutlicht auch, dass die Kosten darüber hinaus stark von der individuellen Beschaffungsstrategie abhängen können. So konnten Industriekunden aufgrund eines anderen Lastprofils, anderer Strukturrisiken und einer aktiveren Strombeschaffung in der Vergangenheit beispielsweise früher von sinkenden Großhandelsstrompreisen profitieren als Haushaltskunden, die zumeist längerfristige Festpreisverträge eingehen.

### Netznutzungsentgelte

Die zweitgrößte Preiskomponente sind Netznutzungsentgelte. Ein (Netto-)Netzentgelt ist nach Definition der BNetzA 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 zuständigem Verteilnetzbetreiber (BNetzA & BKartA, 2022b, 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 Industriekunden oftmals nicht an das Niederspannungsnetz



angeschlossen sind und daher diese Netzebene nicht mitfinanzieren müssen, zahlen sie im Durchschnitt geringere Netzentgelte (siehe Industrie oV in Abbildung 1). 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 ct/kWh (und im Maximalfall um 90 %) reduziert (siehe Industrie mV in Abbildung 1). Anspruch auf diese Vergünstigung haben insbesondere Großverbraucher, die entweder einen gleichmäßig hohen Stromverbrauch oder ein atypisches Lastprofil aufweisen (BNetzA, 2023c). Diese Reduktion spiegelt wider, dass ein solcher Großkunde weniger stark zu den Netzkosten beiträgt als sein Verbrauch bzw. seine Jahreshöchstlast suggerieren.

### Öffentlich-rechtliche Abgaben

Staatliche Abgaben machten zum 01.04.2023 im Durchschnitt 13 bzw. 12 % des Strompreises der beschriebenen Gewerbe- und Industriekunden und 27 % des Strompreises der Haushaltskunden aus. Durch ihre Vergünstigungen konnten Industriekunden diesen Anteil auf unter einen Prozent senken (siehe Abbildung 1). Der Begriff Abgaben bezeichnet alle Geldzahlungen, die an öffentlich-rechtliche Körperschaften abzuführen sind (Bpb, 2023). Abgaben, die für den Bezug von Strom entfallen, gliedern sich in die Konzessionsabgabe, Steuern und Umlagen und werden in der Regel arbeitsabhängig, also pro Kilowattstunde, berechnet.

Eine **Konzessionsabgabe** ist für das Nutzungsrecht von öffentlichen Verkehrswegen, etwa für die Installation und den Betrieb von Netzinfrastruktur, je kWh zu entrichten. Die Höhe der Abgabe richtet sich nach § 2 KAV neben der Tarifform auch nach der Größe der Gemeinde, in welcher der 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).

Außerdem fallen **Steuern (Stromsteuer und Umsatzsteuer)** für den Bezug von Strom an. Einerseits unterliegen Stromlieferungen - 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 Gewerbe- und Industriekunden fällt sie nicht an, da sie sie über ihre Produkte an die Endverbraucher weitergeben. Andererseits fällt seit 2003 eine Stromsteuer in einer Höhe von 2,05 ct für jede verbrauchte Kilowattstunde Strom an (BMF, 2023). Basierend auf EU-Richtlinien ist ihr initialer Zweck, stärkere Anreize zum Energiesparen zu setzen und eine Senkung der Sozialversicherungsbeiträge gegenzufinanzieren (Deutscher Bundestag, 1998, S. 1). Nach § 9a bzw. § 9b StromStG existieren bereits Ausnahmen für bestimmte industrielle Prozesse und ein verringerter Steuersatz für das produzierende Gewerbe (1,537 ct/kWh), um eine Beeinträchtigung seiner Wettbewerbsfähigkeit zu vermeiden (Deutscher Bundestag, 1998, S. 12).

**Umlagen** stellen die Gegenfinanzierung bestimmter energiewirtschaftlicher Teilbereiche sicher. Allgemein hat sich etabliert, dass die zugehörigen Kosten von den Übertragungsnetzbetreibern über die Versorger oder Verteilnetzbetreiber auf die Endverbraucher umgelegt werden. Während die EEG-Umlage in der Vergangenheit Mittel zur

Finanzierung des Ausbaus erneuerbarer Energien (EE) bereitstellte, finanzierte die Umlage für abschaltbare Lasten die Entschädigungen für bestimmte größere Verbraucher, welche zur Erhöhung der Netzstabilität zeitweise auf ihre Stromlieferungen verzichteten (BNetzA, 2023b). Die angesprochenen, individuellen Netzentgelte nach § 19 StromNEV werden ebenfalls über eine eigene Umlage gegenfinanziert. Die KWKG-Umlage finanziert Förderungen für Kraftwärme-Kopplungsanlagen (KWKs). Über die Offshore-Netzumlage werden Netzausbau und Entschädigungsansprüche von Offshore-Windenergieanlagen ausgeglichen. Im Rahmen der „Besonderen Ausgleichregelung“ ist festgelegt, dass bestimmte, besonders energie- bzw. stromintensive Verbraucher mit über 1 GWh jährlichem Stromverbrauch reduzierte Umlagesätze bei KWKG- und Offshorenetzumlage erfahren können (§ 30 EnFG). Das Ziel ist die Erhaltung der Wettbewerbsfähigkeit entsprechender Betriebe. Nach § 31 EnFG reduziert sich für betroffene Verbraucher die zu zahlende KWK- und Offshorenetzumlage nach der ersten Gigawattstunde um 85 %. Dies bedeutet in Folge, dass neben den Beschaffungskosten und Netzentgelten auch die Abgabenlast von Industriekunden unternehmensspezifisch ist, was eine hohe Variabilität der Preise erklärt.

### 3 Strompreise im internationalen Vergleich

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

#### 3.1 Strompreise in der EU

In Abbildung 2 werden die durchschnittlichen Bruttostrompreise ausgewählter EU-Länder verglichen. Aufgrund fehlender Datenverfügbarkeit werden an dieser Stelle einerseits die Strompreisdaten aus 2022 betrachtet, andererseits unterscheiden sich die definierten Verbrauchergruppen von der bisher genutzten Unterteilung der Verbrauchergruppen, lehnen sich allerdings an diese an<sup>2</sup>. Demnach werden Gewerbekunden als nicht-Haushalte mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 und 499 MWh definiert, Industriekunden wiederum als nicht-Haushalte mit einem Verbrauch zwischen 20.000 und 69.000 MWh. Außerdem werden in den hier genutzten Daten von EUROSTAT die Jahresdurchschnitte anstelle der Preise zum ersten April des Jahres betrachtet (EUROSTAT, 2023).

---

<sup>2</sup> Die Einteilung wurde anhand von Verbrauchsbändern definiert, welche sich an der Einteilung aus dem Monitoringbericht der BNetzA (2023) orientieren. Hierdurch können allerdings Unschärfen zwischen Gewerbe- und Industriekunden nicht ausgeschlossen werden.

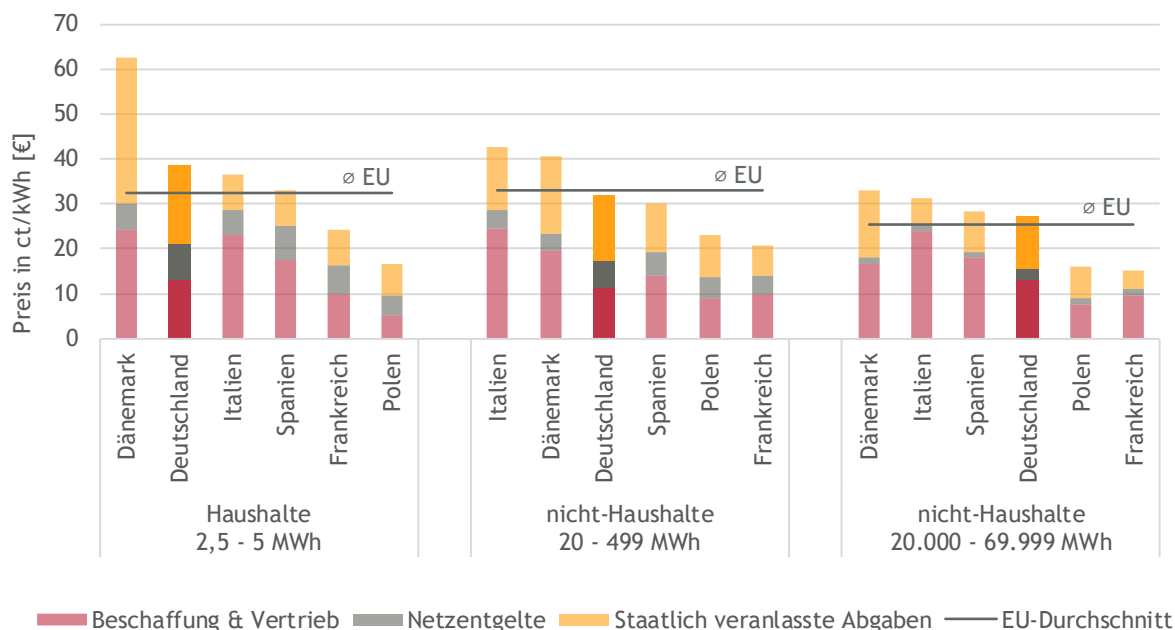


Abbildung 2: Durchschnittliche Strompreise und ihre Komponenten für Haushalte, Gewerbe und Industrie in ausgewählten europäischen Ländern in 2022 (EUROSTAT, 2023)

Der durchschnittliche Strompreis in der EU lag im Jahr 2022 für Haushalte bei 32,25 ct/kWh und war damit um rund 16 % geringer als jener in Deutschland. Abbildung 2 verdeutlicht, dass dabei überdurchschnittlich hohe Abgaben ein wesentlicher Faktor waren. Diese waren allerdings in Dänemark noch deutlich höher, wo die Umsatzsteuer auf Strom 25 % beträgt (Europäische Kommission, 2019). Die Erzeugungsstruktur in den jeweiligen Ländern war ein wesentlicher Faktor für die Höhe der Strompreise. Im Jahr 2022 waren insbesondere in Dänemark und Italien die Beschaffungskosten für Strom hoch (Abbildung 2), was unter anderem daran lag, dass teure Gaskraftwerke hier oftmals preissetzend waren. Neben solchen strukturellen Aspekten basierten die Preisdifferenzen auch auf regulatorischen Eingriffen. So waren in Frankreich die Haushaltsstrompreise unter anderem deswegen vergleichsweise niedrig, da rund 65 % der französischen Haushalte ihren Strom zu einem regulierten Festpreis bezogen (CRE, 2023, S. 11).

Nicht nur in Deutschland waren die Strompreise für Großkunden (also nicht-Haushalte) günstiger als für andere Verbrauchsgruppen. Rechnet man Vergünstigungen wie die Maßnahmen im Rahmen der Carbon-Leakage Verordnung, auf welcher die deutsche Strompreiskompensation basiert hinzu, ist dieser Effekt noch stärker. In diesen Verbrauchsgruppen entsprachen die deutschen Strompreise ungefähr dem europäischen Schnitt. Es lässt sich allerdings auch erkennen, dass die Preise für industrielle Wettbewerber in bestimmten europäischen Ländern wie Frankreich und Polen wesentlich günstiger waren (Abbildung 2). Insbesondere in Frankreich lag dies zuletzt an einer Preisregulierung, durch welche bestimmte französische Unternehmen ihre Beschaffungskosten durch einen regulierten Zugang zu Atomstrom (ARENH) um bis zu 43 % senken konnten (AFRY, 2023, S. 23).

### 3.2 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, beispielsweise einer besseren Verfügbarkeit von Erdgas, sind hier die Strompreise niedriger als in Deutschland und anderen europäischen Staaten.

Analog zu den politischen Gegebenheiten ist das Stromsystem 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 verschiedenen 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.). Außerdem fallen national weder Abgaben für die Verstromung von Energieträgern (*Energiesteuern*) an, noch Emissionspreise. Ebenso existiert keine allgemeine Umsatzsteuer. Allerdings erheben einzelne Staaten, Bezirke und Städte individuelle Abgaben, weshalb sich die Strompreise in den USA je nach Region substantiell unterscheiden (Abbildung 3). Wie in Deutschland können sich auch industrielle Verbraucher in den USA von diesen Abgaben teilweise befreien lassen (B. Riley Financial, 2023).

In Abbildung 3 werden die Strompreise für Haushalts- und nicht-Haushaltskunden in Deutschland (gem. EUROSTAT) mit analogen Verbrauchergruppen der Vereinigten Staaten und ihrer unterschiedlichen Regionen verglichen.

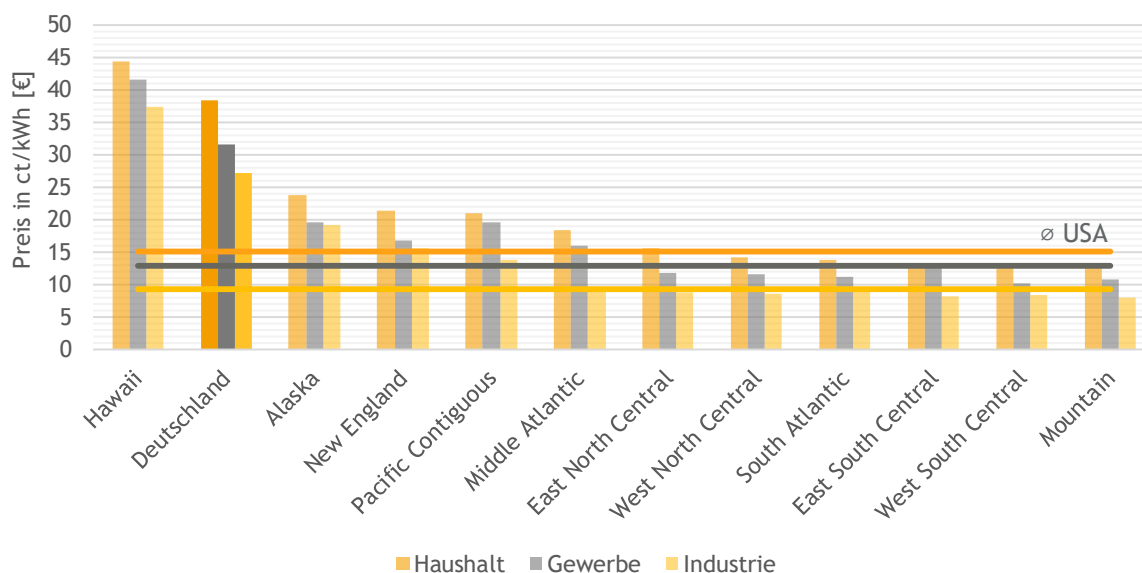


Abbildung 3: Durchschnittliche Strompreise nach Verbrauchergruppen in Deutschland und den Regionen der USA in 2022 (EIA, 2023; EUROSTAT, 2023)

Es lässt sich erkennen, dass die deutschen Strompreise im Durchschnitt für alle Verbrauchsgruppen etwa doppelt so hoch sind wie die US-amerikanischen. Der relative Abstand ist für die Industrie am größten, welche in den USA durchschnittlich rund 66 % niedrigere Strompreise zahlt. Wäre die Bundesrepublik Deutschland ein amerikanischer Bundesstaat, würden ihre Strompreise lediglich durch jene in Hawaii übertroffen, welches aufgrund seiner geographischen Lage stark 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 US-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).

## 4 Entwicklung der Strompreise und Wirkung des Strompreispaketes

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

Daher hat sich die Bundesregierung am 9. November 2023 auf Maßnahmen geeinigt, durch welche die Strompreise des verarbeitenden Gewerbes reduziert werden sollen. Im Folgenden werden die beschlossenen Maßnahmen beschrieben und im Kontext der allgemeinen Entwicklung der Strompreisbestandteile eingeordnet.

### Maßnahmen des Strompreispakets

Das Strompreispaket der Bundesregierung beinhaltet im Wesentlichen die folgenden beiden Maßnahmen (Bundesregierung, 2023a):

- **Stromsteuersenkung:** Die Stromsteuer für das produzierende Gewerbe soll in den Jahren 2024 und 2025 von 1,537 ct/kWh auf das europarechtlich zulässige Minimum von 0,05 ct/kWh herabgesenkt werden (Europäische Kommission, 2023).
- **Ausbau und Verlängerung der Strompreiskompensation:** Die Kompensation der indirekten CO<sub>2</sub>-Kosten für bestimmte stromintensive Industriebetriebe soll einerseits um fünf Jahre verlängert und andererseits durch die Abschaffung des Selbstbehalts ausgeweitet werden. In der bisherigen Regelung mussten Betriebe die CO<sub>2</sub>-Kosten für eine Gigawattstunde selbst zahlen. Darüber hinaus wird auch die ergänzende Beihilfe („Super-Cap“) ebenso verlängert und durch die Abschaffung des Sockelbetrags verstärkt.

Das von der Bundesregierung entworfene Paket verringert somit einerseits die Abgabenlast und andererseits die Beschaffungskosten durch die Kompensation indirekter CO<sub>2</sub>-Kosten.

## 4.1 Allgemeine Entwicklungen

### Beschaffungskosten

Zwischen den Hochpreisjahren 2021 und 2022 ist der durchschnittliche Großhandelsstrompreise von 93 auf 230 Euro/MWh gestiegen. Dies lag in erster Linie am starken Anstieg der Erdgaspreise als Folge eines verringerten Gasangebotes aufgrund des Angriffs Russlands auf die Ukraine und einer weltweit hohen Gasnachfrage. In der Folge verteuerte sich der Betrieb von Gaskraftwerken signifikant (Mier M. , 2022b, S. 17). Eine geringere Verfügbarkeit von europäischen Wasser- und Atomkraftwerken verstärkte diese Situation weiter, da hierdurch die teuren Gaskraftwerke häufiger preissetzend waren (Mier M. , 2022a, S. 16). Außerdem stieg die CO<sub>2</sub>-Intensität des deutschen Strommixes, was unter anderem mit der verstärkten Kohleverstromung als Konsequenz hoher Erdgaspreise zusammenhing. Während im Jahr 2021 die Erzeugung einer Kilowattstunde Strom 410 Gramm CO<sub>2</sub>-Ausstoß verursachte, waren es 2022 434 Gramm (Icha & Lauf, 2023). Gleichzeitig stieg der EU-ETS-Preis zwischen 2021 und 2022 von 54 auf 81 Euro/t-CO<sub>2</sub>eq, auch durch die erhöhte Nachfrage nach Zertifikaten durch die Kohleverstromung. Dies entspricht einem Anstieg des indirekten CO<sub>2</sub>-Preises von 2,2 ct/kWh auf 3,5 ct/kWh (EEA & Ember, 2023).

Während im Jahr 2023 die Großhandelsstrompreise wieder fielen, hatten viele Endkunden, insbesondere Haushalte und Gewerbe, bereits hochpreisige Festpreisverträge abgeschlossen, sodass sich in den Endkundenpreisen im Jahr 2023 erneut eine deutliche Steigerung gegenüber dem Jahr 2022 zeigt.

In Abbildung 4 werden die historische Entwicklung der Börsenstrompreise (Spot-Markt) sowie der Szenarienraum für die künftige Entwicklung der Strombeschaffungskosten bis zum Jahr 2030 projiziert. Für die zukünftigen Börsenstrompreise wurden aktuelle Kurse auf dem Terminmarkt herangezogen, welche aufgrund einer geringen Liquidität ab 2026 allerdings starken Unsicherheiten unterliegen. Während die Großhandelspreise im Jahr 2023 gegenüber 2022 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 (Gierkink, et al., 2022, S. 48; Prognos, 2023, S. 14; Mier M. , 2022a, S. 25; Verivox, 2023a). Wesentliche preisbestimmende Faktoren des Szenariorahmens sind der allgemeine Elektrifizierungsgrad, die Erdgaspreise und der Zubau Erneuerbarer Energien (Gierkink, et al., 2022). Selbst für den Fall, dass nur eine moderate Elektrifizierung stattfindet, die Erdgaspreise niedrig sind und ein hoher Ausbau von Erneuerbaren stattfindet, könnten die Preise mittelfristig deutlich über denen vor der Krise liegen. Während in Zukunft mit einer geringeren Abhängigkeit von Gaspreisen gerechnet wird, könnten die CO<sub>2</sub>-Zertifikatpreise des EU-ETS signifikant steigen (Prognos, 2023). Diese lagen im Jahr 2016 bei 5,20 Euro/Tonne und stiegen bis zum Jahr 2022 auf 81,04 Euro/Tonne. Insbesondere vor diesem Hintergrund soll das Strompreispaket gefährdete Industriebetriebe durch die Strompreiskompensation schützen. Höhere Emissionspreise bedeutend auch, dass die Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien ein wesentlicherer Faktor für die Höhe der mittel- und langfristigen Strombeschaffungskosten sein wird (Prognos, 2023).

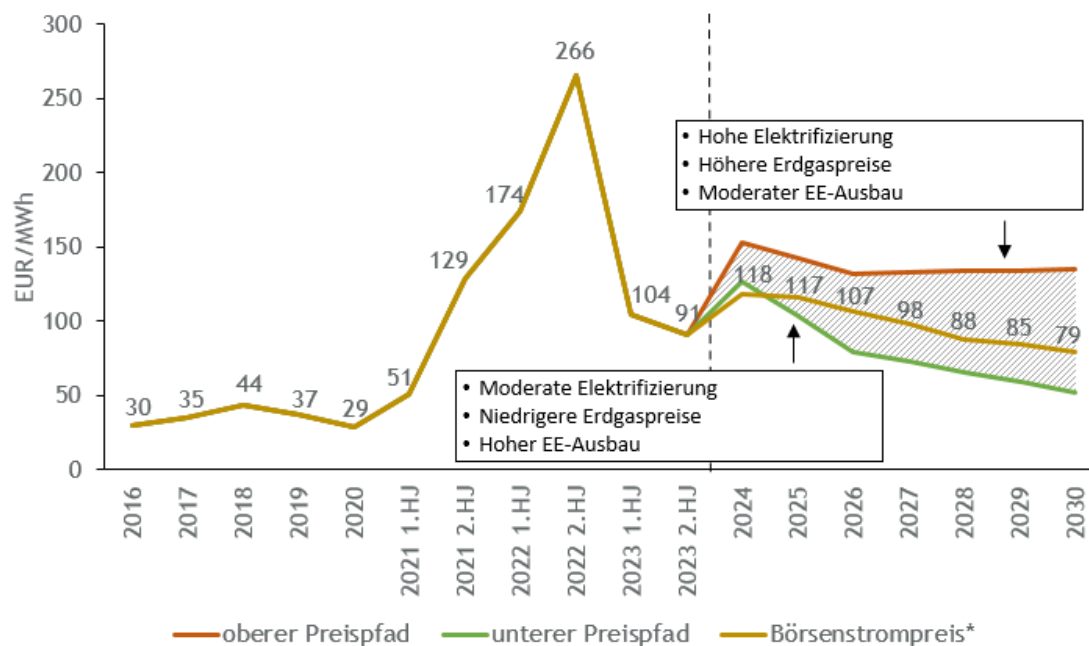


Abbildung 4: Historische und prognostizierte Großhandelstrompreise von 2016 bis 2030 (Gierkink, et al., 2022, S. 48ff.; EEX, 2023b; BNetzA, 2023f)

Für das europäische Ausland besteht ein ähnliches Marktumfeld (Huneke & Münnich, 2023). Daher ist auch in anderen Ländern damit zu rechnen, dass industriepolitische Maßnahmen für Vergünstigungen bei Beschaffungspreisen sorgen. So ist etwa in Frankreich geplant, durch eine regulierte Preissetzung für Industriebetriebe einen gesicherten Beschaffungspreis von 7 ct/kWh zu erreichen (EURACTIV, 2023). Kurzfristig könnten die Preise allerdings durch das Auslaufen befristeter Beihilfen im Rahmen des Temporary Crisis Framework (TCF) steigen, da dann der Rechtsrahmen für bestimmte Subventionen (z.B. die Strompreisbremsen in Deutschland) wegfielen.

### Netzentgelte

In den letzten Jahren sind die Netzentgelte für alle Verbrauchergruppen aufgrund erhöhter Kosten für den Netzbetrieb gestiegen. So stiegen sie von 2021 auf 2022 um 9 % für Haushalte und um 11 % für Industriekunden, zwischen 2022 und 2023 um 15 % bzw. 13 %. Neben Netzausbaumaßnahmen, wie etwa für den Anschluss dezentraler EE-Anlagen, trieben ebenfalls die Kosten für Systemdienstleistungen mit denen die Netzbetreiber die Systemstabilität, u.a. durch Maßnahmen zur Frequenzhaltung, erhalten, die Netzentgelte nach oben (BNetzA & BKartA, 2022b, S. 218). Mit einem Wachstum von 2,3 Mrd. Euro auf 4,2 Mrd. Euro pro Jahr stiegen beispielsweise auch die Kosten für das Engpassmanagement zwischen 2021 und 2022 deutlich an (BNetzA, 2023d, S. 4). Engpassmanagement ist dann notwendig, wenn die Kapazität des Stromnetzes nicht ausreicht, um Stromflüsse gemäß Marktergebnis zu gewährleisten. Im genannten Zeitraum erhöhten sich dabei sowohl das Volumen der Maßnahmen (z. B. Einspeisemanagement und Redispatch), als auch die spezifischen Kosten. Dies hängt auch mit dem allgemein erhöhten Preisniveau zusammen.

In einer aktuellen Studie des EWI wird für die Stromnetze im Zusammenhang mit der Energiewende ein Investitionsbedarf von 146 Mrd. Euro bis 2030 projiziert (Schnaars, Ashour Novirdourst, & Terhorst, 2023, S. 13). Folglich ist damit zu rechnen, dass in den kommenden Jahren die Netzentgelte weiter steigen könnten. Da ein Großteil der Investitionen auf Verteilnetzebene anfällt, an welche Industriebetriebe zumeist nicht angeschlossen sind, könnten sich die Unterschiede in der Netzentgeltbelastung zwischen Verbrauchergruppen zukünftig noch stärker ausprägen.

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). Ein anderer diskutierter Punkt, ist die unterproportionale Beteiligung von Verbraucher aus Süddeutschland an den Kosten des Netzausbaus zur Integration erneuerbarer Energien, während Verbraucher im Norden und Nordosten Deutschlands wesentlich höhere Netzentgelte auf der Verteilnetzebene zahlen (Koring, 2019, S. 40). Eine Überarbeitung der Systematik könnte demnach besonders (Groß-)Verbraucher aus den Industrieregionen in Nordrhein-Westfalen und Süddeutschland stärker belasten.

Neben regulatorischen Entscheidungen ist die Zukunftsfähigkeit der Quersubventionierung der Übertragungsnetzentgelte durch den Bund ebenfalls eine wichtige Determinante für das Netzentgeltwachstum, da sie dieses bislang bedeutend abfedert. Während für die Bezuschussung in Höhe von 13 Mrd. Euro im Jahr 2023 hierfür auf Rücklagen aus dem EEG-Umlagekonto zurückgegriffen werden kann, hängt eine zukünftige Finanzierung an der Einrichtung und Nutzung hierfür vorgesehener Haushaltsbudgets und Sondervermögen (Tagesschau, 2023; DIHK, 2022). Entgegen ursprünglicher Planungen sollen die Übertragungsnetzentgelte im Jahr 2024 nicht mehr durch 5,5 Mrd. Euro aus dem Wirtschaftsstabilisierungsfonds stabilisiert werden (TransnetBW, 2023). Hierdurch steigen beispielsweise die Übertragungsnetzentgelte für typische Haushaltskunden voraussichtlich von 3,12 ct/kWh auf 6,43 ct/kWh. Nicht zuletzt aufgrund derartiger Eingriffe ist die Entwicklung der Netzentgelte mit großen Unsicherheiten behaftet.

### **Abgabenlast und Stromsteuerreduktion**

Konzessionsabgabe und Stromsteuer waren in der Vergangenheit weitestgehend konstant. Preissenkend wiederum wirkten die Abschaffung von EEG-Umlage sowie der Umlage für abschaltbare Lasten ab dem 01.07.2022. Hierdurch verringerte sich der Anteil staatlicher Bestandteile am Endpreis für alle Kundengruppen merklich. In Zukunft soll der Finanzierungsbedarf des Ausbaus erneuerbarer Energien primär aus Haushaltsmitteln bereitgestellt werden. Durch die zuletzt höheren Nettostrompreise stieg die gezahlte Umsatzsteuer je kWh, da diese ad valorem berechnet wird.

Jenseits der Stromsteuersenkung des Strompreispakets mit keiner signifikanten Veränderung der staatlichen Preiskomponenten zu rechnen (AFRY, 2023, S. 18; Kemmler, et al., 2020, S. 45). So ist in Zukunft zwar eine höhere Offshore-Netzumlage denkbar, andererseits aber auch eine sinkende KWK-Umlage (AFRY, 2023, S. 18).



Wie zuvor ausgeführt, wirken sich die verschiedenen Strompreisbestandteile in unterschiedlichem Maß auf die Verbrauchergruppen aus. Basierend auf den beschriebenen Projektionen erfolgt daher im Folgenden eine Abschätzung für die vier definierten Gruppen sowie eine Kontextualisierung der zu erwartenden Preise vor dem Hintergrund der Vor-Krisen-Preise. Alle Endkundenpreise sind nominal ausgegeben und beinhalten auf den Energieverbrauch umgelegte Leistungs- und Grundpreise.

## 4.2 Haushalte

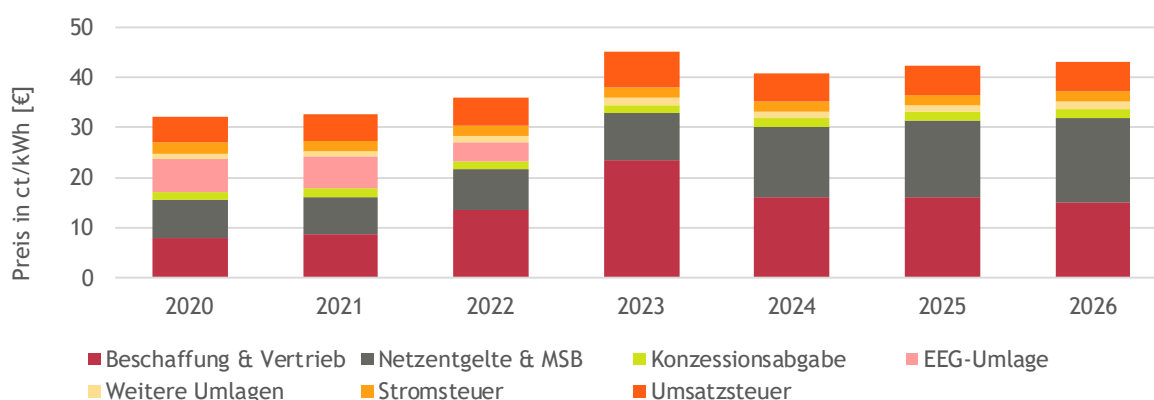


Abbildung 5: Mögliche Entwicklung der durchschnittlichen Komponenten von Haushaltsstrompreisen von 2020 bis 2026<sup>3</sup>

Haushalte zahlten bereits vor der Gaskrise ab Ende des Jahres 2021 die höchsten Preise für Strom. Wegen Verzögerungen durch die Vertriebs- und Tarifstruktur typischer Haushaltskunden zeigten sich die eigentlich im Jahr 2022 auf Rekordniveau gestiegenen Großhandelspreise erst im Jahr 2023 deutlich. Hier lagen die durchschnittlichen Endkundenpreise mit über 45 ct/kWh deutlich oberhalb der Strompreisbremse von 40 ct/kWh.

Mittels Abschaffung der EEG-Umlage und Stabilisierung der Netzentgelte konnte der Preisanstieg gedämpft werden. Durch einen erwartbaren Rückgang der Großhandelsstrompreise gegenüber dem Jahr 2023 ist zudem eine kurzfristige Entspannung zu erwarten. Dennoch scheint in der mittleren Frist unwahrscheinlich, dass die Preise wieder auf das Niveau von vor 2021 zurückkehren, da die weiterhin hohen Stromerzeugungskosten und erwartbar steigende Netzentgelte die Abschaffung der EEG-Umlage auch mittelfristig überkompensieren. Bis zum Jahr 2026 ist eine Entwicklung in Richtung von über 40 ct/kWh erwartbar, wenngleich diese Entwicklungen großen Unsicherheiten hinsichtlich der Finanzierung der Abschaffung der EEG-Umlage und der Quersubventionierung von Übertragungsnetzentgelten unterliegen. Die Projektion für das Jahr 2026 entspricht einer

<sup>3</sup> Die historischen Werte wurden den Monitoringberichten der BNetzA entnommen und die Berechnungsgrundlage analog zu Abbildung 1 angepasst (BNetzA & BKartA, 2021; BNetzA & BKartA, 2022a; BNetzA & BKartA, 2022b; BNetzA & BKartA, 2023; EEX, 2023a; DEHSt, 2023b; DEHSt, 2022a). Für die Entwicklung der Beschaffungspreise wurde den Future Preisen an der Strombörse ein kundenspezifischer Vertriebsaufschlag anhand historischer Daten zugerechnet. Bezüglich der Abgabe- und Netzentgeltentwicklung in 2024 wurden bereits verfügbare Informationen berücksichtigt (Netztransparenz, 2023a; Netztransparenz, 2023b; Bundesregierung, 2023b; Verivox, 2023b; TransnetBW, 2023). Für 2025 und 2026 wurden jene Daten auf Grundlage der historischen Entwicklung extrapoliert. Entsprechend wurde ein Netzentgeltwachstum von 10% angenommen.

Steigerung von 20 % gegenüber dem Jahr 2020, also einer durchschnittlichen Steigerung von etwa 3 % p. a.

### 4.3 Gewerbekunden

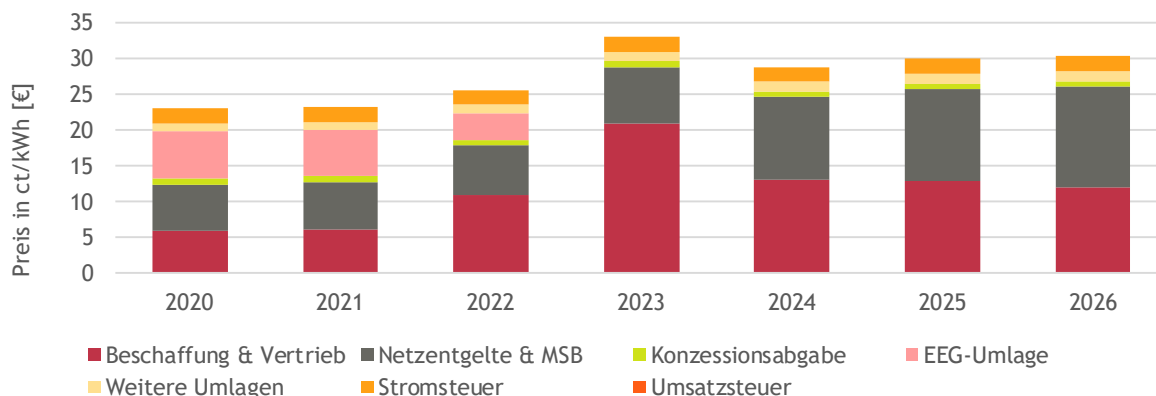


Abbildung 6: Mögliche Entwicklung der durchschnittlichen Komponenten von Gewerbestrompreisen von 2020 bis 2026

Die Datenlage und Projektion für Gewerbekunden zeichnet ein ähnliches Bild wie das für Haushaltskunden. Auch hier konnte durch die Abschaffung der EEG-Umlage eine drastischere Preissteigerung im Jahr 2023 abgefangen werden, die allerdings durch erhöhte Kosten im Bereich anderer Bestandteile mittelfristig kompensiert wird. Das Preisniveau für Gewerbekunden ist erwartbar weitgehend stabil, sodass sich zwischen den Jahren 2020 und 2026 eine Steigerung von etwa 14 % bzw. 2,2 % p.a. einstellen könnte.

### 4.4 Industrie ohne Vergünstigungen

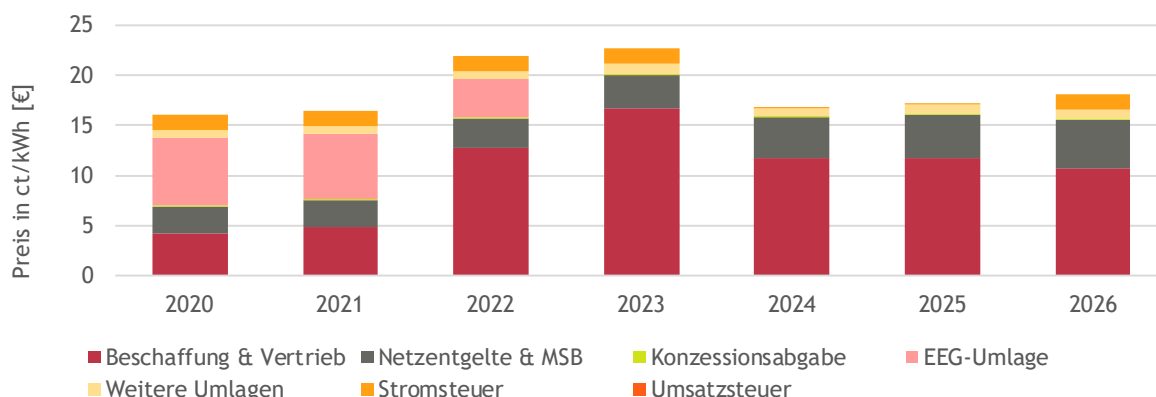


Abbildung 7: Mögliche Entwicklung der durchschnittlichen Preiskomponenten von Industriekunden ohne Vergünstigungsanspruch von 2020 bis 2026

Industriekunden ohne Vergünstigungen waren in der Vergangenheit in besonderem Maße durch die EEG-Umlage belastet und konnten demnach hinsichtlich ihrer zu zahlenden Endkundenpreise deutlich von ihrer Abschaffung profitieren. Aufgrund einer insgesamt reduzierten Abgabelast gegenüber Haushalts- und Gewerbekunden wirken sich Entwicklungen im Bereich der Großhandelsstrompreise bei Industriekunden allerdings vergleichsweise stärker aus, sodass die erwartbaren Preissteigerungen hier in der mittleren Frist die Ersparnisse durch die vermiedenen EEG-Umlage-Kosten kompensieren. In den Jahren 2024 und 2025, in denen die Stromsteuerreduktion von 1,537 ct/kWh auf 0,05 ct/kWh gesichert ist, liegen die Preise erwartbar auf einem ähnlichen Niveau wie im Jahr 2020. Sollte die Stromsteuersenkung auch für das Jahr 2026 finanziert werden können, läge der Endkundenpreis für Industriekunden ohne Vergünstigungen unterhalb des Preises im Jahr 2020. Wäre dies nicht der Fall, ist zwischen 2020 und 2026 eine Steigerung von 7 % bzw. 1,1 % p.a. erwartbar.

#### 4.5 Industrie mit Vergünstigungen

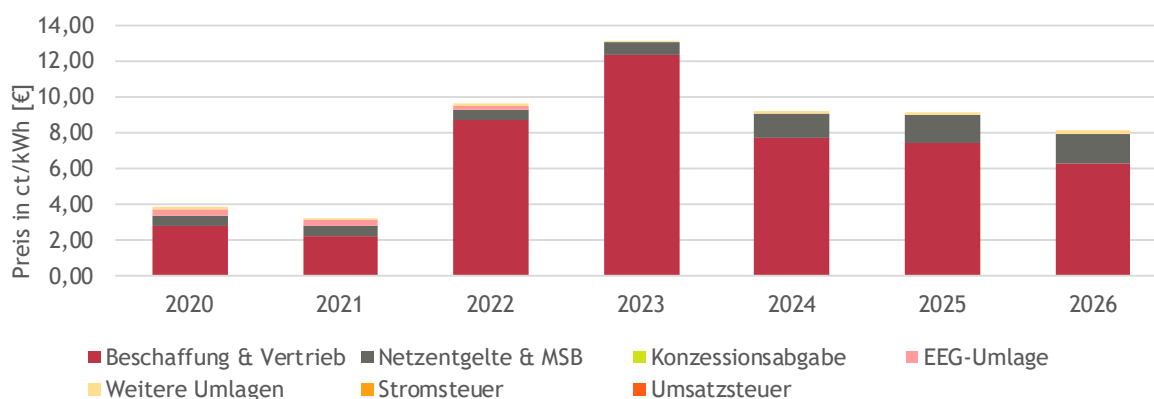


Abbildung 8: Mögliche Entwicklung der durchschnittlichen Preiskomponenten von Industriekunden mit Vergünstigungsanspruch von 2020 bis 2026

Industriekunden mit Vergünstigungen unterlagen in den letzten Jahren den größten Preisschwankungen im Bezug auf ihre Strombezugskosten. So lagen die Preise im Jahr 2023 mit rund 12 ct/kWh knapp drei mal so hoch wie im Jahr 2020, als sie etwa 5,2 ct/kWh zahlten. Aufgrund der Vielzahl von Vergünstigungen, die diese Industriekunden geltend machen können, ist ihr Endkundenpreis hauptsächlich durch die Strombeschaffungskosten determiniert. Obwohl die Strompreiskompensation mit abgeschafftem Selbstbehalt mittelfristig ein wirksames Mittel zur Abdämpfung des CO<sub>2</sub>-Kostenwachstums für betroffene Industriebetriebe darstellt, sind zwischen 2020 und 2026 deutliche Kostensteigerungen von 75 % bzw. 9,8 % p. a. denkbar.

## 4.6 Gesamtwirkung der Maßnahmen

Zwischen dem Jahr 2021 und dem Jahr 2023 sind die Endkundenpreise für alle Verbrauchergruppen signifikant gestiegen. Ein Großteil dieser Steigerung ist auf höhere Beschaffungskosten und Netzentgelte zurückzuführen. Eine noch stärkere Steigerung der Bruttopreise konnte durch die Ende 2022 erlassene Strompreisbremse verhindert werden, welche einen Großteil des Stromverbrauchs für Haushalte und Gewerbe auf 40 ct/kWh und für Industriekunden auf 13 ct/kWh deckelt.

Zumindest kurzfristig profitieren von der **Stromsteuersenkung** des Strompreispaketes nicht nur Industriebetriebe, die bereits in der Vergangenheit Anspruch auf besondere Vergünstigungen hatten, sondern insbesondere auch alle anderen Verbraucher des produzierenden Gewerbes. Die Maßnahme hätte die Stromkosten eines durchschnittlichen Industriebetriebs zum 01.04.2023 um rund 9 % gesenkt. Mittel bis langfristig (in den 2030er Jahren) könnte dieser Effekt allerdings durch die steigenden Netzentgelte wettgemacht werden.

Die Effekte, welche sich aus der Stärkung der **Strompreiskompensation** ergeben, sind wesentlich differenzierter. Da die durch den Wegfall des Selbstbehalts eingesparten Kosten wesentlich von der Anzahl der betroffenen Verbrauchsanlagen abhängen, sind die Vorteile sehr individuell. Allerdings ist damit zu rechnen, dass Unternehmen mit mehr Verbrauchsanlagen oder Standorten stärker von den Regelungen profitieren können. So hätte in 2022 ein Unternehmen mit 24 Anlagen, welche je 1 GWh verbrauchen, rund 37 % seiner Gesamtstromkosten einsparen können, während ein Unternehmen mit einer Anlage, die 24 GWh verbraucht, kaum Auswirkungen gespürt hätte.<sup>4</sup> Ähnlich verhält es sich mit dem Wegfall des Sockelbetrags im Rahmen des „Super-Caps“. Da die EU-Mitgliedstaaten frei über die Selbstbehalte in ihren nationalen Kompensationszahlungen wählen können, kann eine Abschaffung in Summe aber insgesamt zu einer Besserstellung von deutschen Betrieben im internationalen Wettbewerb führen (Görlach, et al., 2020, S. 24).

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, 2022b, S. 299). Auch nach der Hochpreisphase im Jahr 2022 zeigen Projektionen mittelfristig ein höheres als das historische Preisniveau, insbesondere in den Bereichen Beschaffung und Netzkosten. Im Rahmen der Industriestromdebatte wurden zur Sicherstellung der Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Betriebe Stromkosten in Höhe von 6 ct/kWh anvisiert. Sollten die durch die EU festgelegten, anlegbaren **maximalen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren** im Rahmen der Strompreiskompensation konstant bleiben, würde das Ziel von 6 ct/kWh knapp verfehlt werden. Falls aufgrund eines steigenden Anteils erneuerbarer Energien diese Emissionsfaktoren bei gegebenen Großhandelsstrompreisen sinken sollten, könnten die Beschaffungskosten noch höher liegen. Für andere Industrietriebe, die nicht von der CO<sub>2</sub>-Preis-Kompensation und anderen Vergünstigungen profitieren, werden sich möglicherweise deutlich höhere Preise zwischen 15

<sup>4</sup> Hierzu wurde der Durchschnittsgesamtpreis im Fall Industrie (mV) für 2022 mit dem Preis nach Wegfall des Selbstbehalts in Höhe von 38.923,20€ je Anlage verglichen. Der Selbstbehalt berechnet sich als Produkt aus Anzahl angezeigt Anlagen, dem CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor des Abrechnungsjahres, dem EUA-Preis des Abrechnungsjahres sowie dem Strombezug von 1.000 MWh.

und 20 ct/kWh einstellen. Die Haushaltskundenpreise stabilisieren sich mittelfristig erwartbar bei ca. 40 ct/kWh, was insbesondere auch mit steigenden Netzkosten zusammenhängt.

## 5 Regulierungs- und verteilungsökonomische Aspekte

Der Staat hat einen großen Einfluss auf die Strompreisgestaltung und verschiedene Möglichkeiten die Strompreise für bestimmte Verbrauchergruppen anzupassen. In diesem Rahmen bietet es sich an insbesondere die Abgabenlast näher zu analysieren. Darüber hinaus werden in diesem Kapitel verschiedene ökonomische und politische Aspekte angesprochen, welche in der Strompreissetzung zu berücksichtigen sind.

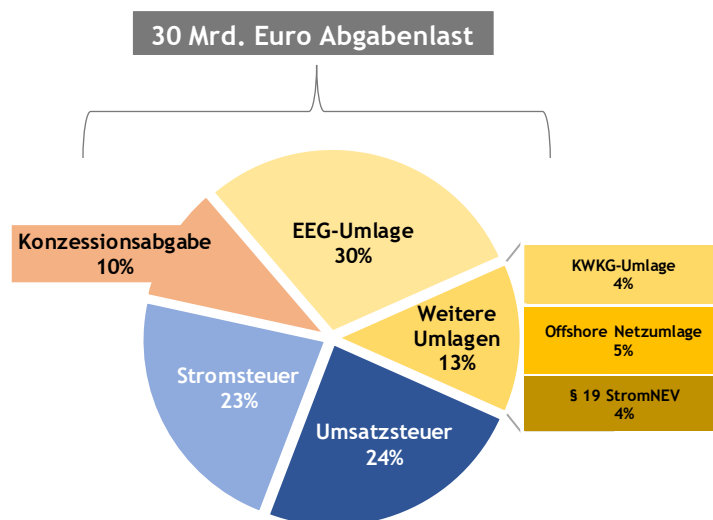


Abbildung 9: Geschätzte Verteilung des Aufkommens strombezogener Abgaben für Endkunden im Jahr 2022

Im Jahr 2022 wurden durch die staatlich induzierten Strompreisbestandteile über alle Verbrauchergruppen hinweg rund 30 Mrd. Euro eingenommen, wobei diese sich in Umlagen und Steuern zur öffentlichen Finanzierung unterscheiden (siehe Abbildung 9). Durch den Wegfall der EEG-Umlage fiel ab Mitte 2022 bereits ein bedeutender Teil der Einnahmen weg.

Während das Aufkommen der Umlagen zweckgebunden von den Übertragungsnetzbetreibern auf separaten Konten verwaltet wird, fließt rund die Hälfte des Abgabengesamtaufkommens dem Staat als Steuereinnahmen zu. 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 nur 29 % des Stromverbrauchs auf Haushalte entfällt, 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 für Industriebetriebe in Höhe von bis zu 12 Milliarden Euro vergrößern (Bundesregierung, 2023a).

Der Ansatz, den die Bundesregierung im Strompreispaket skizziert, zielt auf eine Anpassung der Preisbestandteile ab, nicht auf einen direkten Eingriff in die Preisbildung an der Strombörse (Bundesregierung, 2023a). Ferner ist das Ziel eine Reduktion des absoluten Abgabenumfangs innerhalb des Stromsystems durch die Senkung der Stromsteuerlast für das produzierende Gewerbe.

Unterschiede in der Umlagenlast von Verbrauchergruppen können im Sinne von regulierungsökonomischen Ansätzen wie Ramsey-Boiteux-Preisen vor dem Hintergrund unterschiedlicher Nachfragereaktionen auf die Preissetzung begründet werden. Ramsey-Boiteux-Preise zielen darauf ab, die Wohlfahrt zu erhöhen, indem insbesondere Verbrauchergruppen entlastet werden, die empfindlich auf eine höhere Bepreisung reagieren würden (Löschel, Rübhelke, Ströbele, & Pfaffenberger, 2020, S. 128; Dehmel, 2011, S. 32; Chao & Wilson, 2020). Demnach wäre es ökonomisch effizient, dass Industriebetriebe geringere Umlagen zahlen, da sie mit einer stärkeren Verbrauchsreduktion als Haushaltskunden auf höhere Preise reagieren würden (Csereklyei, 2020). Die korrekte Ausgestaltung von Ramsey-Boiteux-Preisen birgt allerdings Herausforderungen. Die optimale Bepreisung setzt voraus, dass der Regulierer alle Preiselastizitäten kennt. In der Praxis ist dies schwierig, da die Preiselastizitäten nicht nur zwischen Verbrauchergruppen, sondern auch zwischen den einzelnen Verbrauchern sowie ihren Verbräuchen schwanken.

Es wird erwartet, dass auch Haushalte in Zukunft in verstärktem Maße sensibler auf Preise reagieren werden bzw. dies bereits jetzt hinsichtlich ihrer Investitionsentscheidungen tun. So können insbesondere Kaufentscheidungen von Elektroautos oder Wärmepumpen aufgrund ihrer jeweiligen Substituierbarkeit mit anderen Technologieoptionen empfindlich auf Strompreise reagieren. Eine übermäßige arbeitsbezogene Belastung des mutmaßlich unelastischen Haushaltsstromverbrauchs kann zu Unterinvestitionen in diese Technologien führen.

Bei einer Differenzierung der Steuerlast, wie sie das Strompreispaket vorsieht, sind neben der wohlfahrtsökonomischen Perspektive auch verteilungspolitische Effekte zu beachten. Wird ein Großteil des Steueraufkommens insbesondere durch Haushalte getragen, betrifft dies im Regelfall insbesondere einkommensschwächere Haushalte, da sie aufgrund fehlender Substitutions- und Einsparmöglichkeiten weniger in der Lage sind ihren Verbrauch anzupassen (Dehmel, 2011, S. 33; Ashraf & Farhan, 1991, S. 282). Aufgrund der negativen Einkommenseffekte einer erhöhten Abgabenlast für Haushalte ist es denkbar, dass ihre nötigen Einsparungen an anderen Stellen zu einer reduzierten Wohlfahrt führen könnten (Pindyck & Rubinfeld, 2013, S. 174).

Neben einer potentiell zu hohen Bepreisung von Haushalten kann auch eine zu niedrige Bepreisung der Industrie Nachteile haben. So existiert Evidenz dafür, dass eine starke Subventionspolitik zur Senkung der Strompreise für die Industrie kurzfristig die Energiekosten senken kann, langfristig allerdings die Möglichkeit besteht, dass strukturelle Transformationen nicht vorangetrieben werden (Rokicki, et al., 2021, S. 6894). Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn der Strompreis der Industrie unter den sozialen Grenzkosten liegt, da hierbei Wohlfahrtsverluste entstehen und Industrien subventioniert werden könnten, welche innerhalb eines klimaneutralen Energiesystems ohnehin nicht wettbewerbsfähig wären.

Eine weitere Folge der Strompreissenkung für die Industrie ist ein potenziell steigender Stromverbrauch als Reaktion der Industrie (insbesondere aufgrund ihrer höheren Preiselastizität). Abhängig von der Elastizität des Angebots, beispielsweise der Möglichkeit eines erweiterten Ausbaus der erneuerbaren Energien, kann der intendierte Effekt der Preissenkung weitestgehend ausbleiben, wenn sich durch die höhere Nachfrage die Großhandelsstrompreise für alle Verbrauchergruppen erhöhen. Modellbasierte Evidenz besteht etwa dazu, dass der Einsatz der Strompreiskompensation zu einer leichten Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise sorgt (Görlach, et al., 2020, S. 26). Diese Art des crowding-out Effektes könnte in Folge die Preise für alle Verbraucher erhöhen.

Es sei abschließend darauf hingewiesen, dass Strompreiszuschüsse im Allgemeinen entweder durch Budgetanpassungen, Ausgabenkürzungen oder neue Schulden gegenfinanziert werden müssen. Im besten Fall können geringere Steuersätze zumindest in Teilen durch verbesserte Konjunkturbedingungen, eine erhöhte Wirtschaftsleistung und durch eine damit einhergehenden Erhöhung des Steueraufkommens kompensiert werden. Werden die Mindereinnahmen an anderer Stelle durch Steuererhöhungen oder verringerte Subventionen ausgeglichen, können diese im Allgemeinen ebenfalls Verzerrungen hervorrufen und somit die ökonomische Effizienz in anderen Wirtschaftsbereichen reduzieren. Art und Umfang dieser Effekte ist abhängig von der konkreten Ausgestaltung und außerhalb der Betrachtung dieses Policy Briefs. Ähnliches gilt für Instrumente, welche die Verteilungsimplicationen des Strompreispaketes kompensieren könnten. Verteilungsfragen innerhalb der hierfür vorgesehenen 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

- AFRY. (2023). *Kurzstudie: Internationaler Vergleich von Strompreisen für die Industrie*. Berlin: Agora Energiewende. Abgerufen am 28. 11 2023 von [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-25\\_IND\\_Industriestrompreis/Agora\\_Internationale\\_Strompreisstudie\\_AFRY.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-25_IND_Industriestrompreis/Agora_Internationale_Strompreisstudie_AFRY.pdf)
- 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](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&section=24](https://heinonline.org/hol-cgi-bin/get_pdf.cgi?handle=hein.journals/jeldv17&section=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)
- 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 [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. (2021). *Monitoringbericht 2020*. Bonn: Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt. Abgerufen am 2023. 12 05 von [www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Energie-Monitoring-2020.pdf;jsessionid=384F0E0139B66789FCFF47183D1D2E25.2\\_cid371?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Energie-Monitoring-2020.pdf;jsessionid=384F0E0139B66789FCFF47183D1D2E25.2_cid371?__blob=publicationFile&v=4)
- BNetzA & BKartA. (2022a). *Monitoringbericht 2021*. Bonn: Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt. Abgerufen am 07. 11 2023 von [www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht\\_Energie2021.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf?__blob=publicationFile)
- BNetzA & BKartA. (2022b). *Monitoringbericht 2022*. Bonn: Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt. Abgerufen am 03. 11 2023 von [www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2022.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2022.pdf?__blob=publicationFile&v=6)
- BNetzA & BKartA. (2023). *Monitoringbericht 2023*. Bonn: Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt. Abgerufen am 01. 12 2023 von



- <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf>
- BNetzA. (2023a). *Netzentgelte*. (Bundesnetzagentur, Herausgeber) Abgerufen am 07. 11 2023 von [bundesnetzagentur.de](https://www.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). *Umlage für abschaltbare Lasten*. Abgerufen am 07. 11 2023 von [bundesnetzagentur.de](https://www.bundesnetzagentur.de): [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A\\_Z\\_Glossar/A/AbschaltbareLasten\\_Umlage.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A_Z_Glossar/A/AbschaltbareLasten_Umlage.html)
- BNetzA. (2023c). *§ 19 StromNEV-Umlage*. (Bundesnetzagentur, Herausgeber) Abgerufen am 07. 11 2023 von [bundesnetzagentur.de](https://www.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). *Bericht Netzengpassmanagement Gesamtjahr 2022*. Bonn: Bundesnetzagentur. Abgerufen am 28. 11 2023 von [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Ganzjahreszahlen2022.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Ganzjahreszahlen2022.pdf?__blob=publicationFile&v=3)
- BNetzA. (2023f). *Marktdaten*. Abgerufen am 28. 11 2023 von [smard.de](https://www.smard.de): <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten/?downloadAttributes=%7B%22selectedCategory%22:3,%22selectedSubCategory%22:8,%22selectedRegion%22:%22DE-LU%22,%22selectedFileType%22:false,%22from%22:1688162400000,%22to%22:1698793199999%7D>
- Bpb. (2023). *Abgaben*. Abgerufen am 07. 11 2023 von [bpb.de](https://www.bpb.de): <https://www.bpb.de/kurzknapp/lexika/lexikon-der-wirtschaft/18543/abgaben/>
- Bundesregierung. (2023a). *Strompreispaket für produzierende Unternehmen - Bundesregierung entlastet stromintensive Unternehmen*. (P. u. (BPA), Herausgeber) Abgerufen am 10. 11 2023 von [bundesregierung.de](https://www.bundesregierung.de): <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/pressemitteilungen/strompreispaket-fuer-produzierende-unternehmen-bundesregierung-entlastet-stromintensive-unternehmen-2235602>
- Bundesregierung. (2023b). *Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Fraktion der CDU/CSU - Drucksache 20/8880 - Netzentgelte*. (D. Bundestag, Hrsg.) Abgerufen am 28. 11 2023 von [dserver.bundestag.de](https://dserver.bundestag.de): <https://dserver.bundestag.de/btd/20/091/2009166.pdf>
- Chao, H.-p., & Wilson, R. (2020). Coordination of electricity transmission and generation investments. *Energy Economics*, 2020(86), 104623. Abgerufen am 09. 11 2023 von <https://gsb-faculty.stanford.edu/robert-wilson/files/2020/03/Chao->



- 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/strom-gaspreis-umfrage-data.pdf>
- DIHK. (2022). *13 Milliarden Euro: Bundesregierung stabilisiert Netzentgelte auf aktuellem Niveau*. Abgerufen am 28. 11 2023 von dihk.de: <https://www.dihk.de/de/13-milliarden-euro-bundesregierung-stabilisiert-netzentgelte-auf-aktuellem-niveau-85702>
- EEA & Ember. (2023). *Preisentwicklung von CO2-Emissionsrechten im europäischen Emissionshandel (EU-ETS) von 2005 bis 2022 (in Euro pro Tonne CO2-Äquivalent)*. Abgerufen am 28. 11 2023 von [statista.de: https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1304069/umfrage/preisentwicklung-von-co2-emissionsrechten-in-eu/](https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1304069/umfrage/preisentwicklung-von-co2-emissionsrechten-in-eu/)
- EEX. (2023a). *EEX EUA Primary Auction Spot - Download*. Abgerufen am 28. 11 2023 von [eex.com: https://www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/eex-eua-primary-auction-spot-download](https://www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/eex-eua-primary-auction-spot-download)
- EEX. (2023b). *Futures EEX Germany Power Futures*. Abgerufen am 28. 11 2023 von [eex.com: https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/futures#%7B%22snippetpicker%22%3A%2228%22%7D](https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/futures#%7B%22snippetpicker%22%3A%2228%22%7D)
- 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/?agg=0,1&geo=vvvvvvvvvvvo&endsec=vg&freq=A&start=2001&end=2022&ctype=linechart&ltype=pin&rtype=s&pin=&rse=0&maptype=0>
- EURACTIV. (2023). *Atomstrom: Frankreich einigt sich auf Verkaufspreis und Übergewinnabgabe*. Abgerufen am 28. 11 2023 von [euractiv.de: https://www.euractiv.de/section/energie/news/atomstrom-frankreich-einigt-sich-auf-verkaufspreis-und-uebergewinnabgabe/](https://www.euractiv.de/section/energie/news/atomstrom-frankreich-einigt-sich-auf-verkaufspreis-und-uebergewinnabgabe/)
- 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/>
- Europäische Kommission. (2023). *Verbrauchssteuern auf Energie*. Abgerufen am 05. 12 2023 von [taxation-customs.ec.europa.eu: https://taxation-customs.ec.europa.eu/taxation-1/excise-duties/excise-duty-energy\\_de](https://taxation-customs.ec.europa.eu/taxation-customs.ec.europa.eu/taxation-1/excise-duties/excise-duty-energy_de)
- 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](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/product/view/nrg_pc_204_c)

- Gierkink, M. Ç., Diers, H., Keutz, J., Kopp, J., Lilienkamp, A., Moritz, M., . . . Zinke, J. (2022). *Szenarien für die Preisentwicklung von Energieträgern*. Köln: EWI. 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](https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/08/EWI-Studie_Preisentwicklung-von-Energietraegern_220822.pdf)
- Görlach, B., Duwe, M., Velten, E. C., Voß, P., Zelljadt, E., Riedel, A., & Ostwald, R. (2020). *Analysen zum direkten und indirekten Carbon-Leakage-Risiko europäischer Industrieunternehmen*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. Abgerufen am 01. 12 2023 von [https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/\\_Public/52/027/52027342.pdf](https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/_Public/52/027/52027342.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>
- Huneke, F., & Münnich, P. (2023). *Wie weiter nach dem Strompreispaket? Drei wichtige Schritte für günstigeren Industriestrom*. (A. Energiewende, Herausgeber) Abgerufen am 28. 11 2023 von aogra-energiewende.de: <https://www.agora-energiewende.de/aktuelles/wie-weiter-nach-dem-strompreispaket-drei-wichtige-schritte-fuer-guenstigeren-industriestrom>
- Icha, P., & Lauf, T. D. (2023). *Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2022*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. Abgerufen am 28. 11 2023 von umweltbundesamt.de: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2023\\_05\\_23\\_climate\\_change\\_20-2023\\_strommix\\_bf.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2023_05_23_climate_change_20-2023_strommix_bf.pdf)
- Kemmler, A., Kirchner, A., Auf der Maur, A., Ess, F., Kreidelmeyer, S., Piegs, A., . . . Ziegenhagen, I. (2020). *Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050*. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Abgerufen am 28. 11 2023 von [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutachten.pdf%3F\\_\\_blob%3DpublicationFile%26v%3D8](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutachten.pdf%3F__blob%3DpublicationFile%26v%3D8)
- 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
- Löschel, A., Rübbelke, D., Ströbele, W., & Pfaffenberger, W. (2020). *Energiewirtschaft: Einführung in Theorie und Politik* (4. überarbeitete Auflage Ausg.). Berlin/Boston: Walter de Gruyter GmbH.
- Mier, M. (2022a). 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>
- Mier, M. (2022b). *European and German electricity prices in times of natural gas prices*. München: CESifo GmbH. Abgerufen am 28. 11 2023 von <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/272141/1/182285329X.pdf>
- Netztransparenz. (2023a). *KWKG-Umlage*. Abgerufen am 05. 12 2023 von [netztransparenz.de: https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/KWKG/KWKG-Umlage](https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/KWKG/KWKG-Umlage)
- Netztransparenz. (2023b). *Sonstige Umlagen*. Abgerufen am 05. 12 2023 von [netztransparenz.de: https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/Sonstige-Umlagen](https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/Sonstige-Umlagen)
- 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](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](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>
- Schnaars, P. D., Ashour Novirdourst, A., & Terhorst, S. (2023). *Investitionen in die Energiewende bis 2030*. Köln: EWI. Abgerufen am 28. 11 2023 von

<https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/investitionen-der-energiewende-bis-2030/>

Tagesschau. (2023). *Maßnahmen zur Dämpfung der Energiekosten beschlossen*. Abgerufen am 28. 11 2023 von [tagesschau.de: https://www.tagesschau.de/wirtschaft/energiepreise-kabinett-100.html](https://www.tagesschau.de/wirtschaft/energiepreise-kabinett-100.html)

TransnetBW. (2023). *Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen Netzentgelte für 2024*. Abgerufen am 14. 12 2023 von [transnetbw.com: https://www.transnetbw.de/de/newsroom/presseinformationen/uebertragungsnetzbetreiber-veroeffentlichen-netzentgelte-fuer-2024](https://www.transnetbw.de/de/newsroom/presseinformationen/uebertragungsnetzbetreiber-veroeffentlichen-netzentgelte-fuer-2024)

Verivox. (2023a). *Strompreisentwicklung 2023 in Deutschland*. Abgerufen am 07. 11 2023 von [verivox.de: https://www.verivox.de/strom/strompreisentwicklung/](https://www.verivox.de/strom/strompreisentwicklung/)

Verivox. (2023b). *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)

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>