

ENDBERICHT

Preisbericht für den Energiemarkt in Baden-Württemberg 2021

ÖLMARKT | GASMARKT | STROMMARKT | WÄRMEMARKT

Auftraggeber:
Ministerium für Umwelt, Klima und
Energiewirtschaft Baden-Württemberg

Leipzig, 20.05.2022



Impressum

Auftraggeber

Ministerium für Umwelt, Klima und
Energiewirtschaft Baden-Württemberg
Kernerplatz 9
70182 Stuttgart

Auftragnehmer

Leipziger Institut für Energie GmbH
Lessingstraße 2
04109 Leipzig

Bearbeitung

[Alexander Schiffler \(Projektleitung\)](#)

Telefon 03 41 / 22 47 62 23

E-Mail Alexander.Schiffler@ie-leipzig.com

[Marcel Ebert](#)

[Lisa Horbach](#)

[Matthias Reichmuth](#)

[Noah Zabel](#)

Laufzeit

Januar 2022 bis Mai 2022

Datum

Leipzig, 20.05.2022

Inhaltsverzeichnis

0 Zusammenfassung	1
1 Einleitung und relevante Rahmenbedingungen	12
1.1 Einleitung	12
1.2 Globale und europäische Rahmenbedingungen	12
1.3 Bundesweite Rahmenbedingungen	14
1.4 Rahmenbedingungen in Baden-Württemberg	15
Teil A – Historische Betrachtung der Preisentwicklung	17
2 Ölmarkt	17
2.1 Internationaler Erdölmarkt	17
2.2 Heizölmarkt für Endverbraucher	19
2.3 Kraftstoffmarkt	23
3 Gasmarkt	27
3.1 Marktstruktur und Wechselverhalten	27
3.2 Preisentwicklung	29
3.2.1 Grenzübergangspreise	32
3.2.2 Steuern und Umlagen	33
3.2.3 Haushalte	34
3.2.4 Industrie und Gewerbe	38
4 Strommarkt	46
4.1 Marktstruktur und Wechselverhalten	46
4.2 Preisentwicklung	49
4.2.1 Entwicklung der Preisindizes nach Verbrauchergruppen	49
4.2.2 Entwicklung der Preisindizes nach Energieträgern	51
4.2.3 Börsenstromhandel	54
4.2.4 Steuern, Abgaben und Umlagen	55
4.2.5 Endverbraucherpreise für Haushalte	57
4.2.6 Industrie und Gewerbe	68
5 Wärmemarkt	79
5.1 Marktstruktur und Wechselverhalten	79
5.2 Preisentwicklung	80
5.2.1 Fernwärme in Deutschland	80
5.2.2 Fernwärme in baden-württembergischen Städten	82
5.2.3 Holzpellets	83
5.2.4 Vergleich aller Wärmeenergieträger	85

Teil B – Energiekosten der Haushalte und Industrie	87
6 Energiekosten	87
6.1 Energiekosten der Haushalte	87
6.2 Stromkosten der Industrie	92
Teil C – Zukünftige Preisentwicklung bis 2028	116
7 Öl	118
7.1 Rohöl und Heizöl	118
7.2 Kraftstoffe	120
8 Erdgas	122
8.1 Preiskomponenten	122
8.2 Haushalte	123
8.3 Industrie	126
9 Strom	129
9.1 Preiskomponenten	129
9.2 Haushalte inkl. Heizstrom	137
9.3 Gewerbe	143
9.4 Industrie	145
10 Anhang	149
11 Verzeichnisse	162
Abkürzungsverzeichnis	163
Abbildungsverzeichnis	166
Tabellenverzeichnis	172
Literaturverzeichnis	173

0 Zusammenfassung

Der vorliegende Bericht liefert einen detaillierten Überblick über die Entwicklung der Energiepreise in Baden-Württemberg und Deutschland, sowie einen Vergleich zu einigen europäischen Ländern und den Vereinigten Staaten von Amerika. Betrachtet werden dabei sowohl die historische Entwicklung in den letzten Jahren bis einschließlich 2021 als auch die grundlegenden Preistrends bis 2028. An dieser Stelle muss allerdings auf die erheblichen Unsicherheiten bei der zukünftigen Einschätzung von Energiepreisen hingewiesen werden, die auch wesentlich von den politischen Rahmenbedingungen, wie beispielsweise dem zum

Zeitpunkt der Erstellung des Berichtes immernoch andauernden Krieg in der Ukraine, abhängen. Zum Thema zukünftiger Einschätzungen von Energiepreisen wird an dieser Stelle auch auf die Aussagen der Einleitung zu Teil C vor Kapitel 7 hingewiesen.

Im Folgenden werden die wesentlichen Ergebnisse für die untersuchten Märkte Öl, Gas, Strom und Wärme zusammengefasst. Graphische Zusammenstellungen der wichtigsten Energiepreis-Indizes finden sich in Abbildung 1 und Abbildung 2. Alle realen Preise werden inflationsbereinigt auf das Basisjahr 2015 bezogen.

Ölmarkt

Historische Betrachtung

Seit den erstmals in der Geschichte auftretenden negativen Rohölpreisen am 20. April 2020 erholten sich die Preise, es kam zu einer längeren Preisralley bis in den Bereich um 60 Dollar pro Barrel. Diese Preisralley setzte sich mit ein paar kurzfristigen Korrekturen ungebremst fort. Im Oktober 2021 überschritten die Rohölpreise die Marke von 80 Dollar pro Barrel.

Der Einfuhrpreis für Rohöl stieg 2021 um 56,6 % gegenüber 2020 und erreichte im Durchschnitt einen nominalen Preis von 38,2 €/100 l (real 34,1 €/100 l), so dass nominal ein um 21,3 % (real 8,3 %) höheres Preisniveau als 2015 (31,5 €/100 l) vorlag.

Die **Heizöl- und Kraftstoffpreise** sind eng an den Rohölimportpreis gekoppelt, so dass auch hier starke Preissteigerungen aufgrund der konjunkturellen Erholungen nach den teilweise historischen Preistiefs hervorgerufen durch die Coronakrise be-

obachtet werden konnten. Im Betrachtungszeitraum von 2006 bis 2021 wurde beim Heizölpreis für Haushalte der absolute Hochpunkt im Juli 2008 mit 93,3 € je 100 l und für das Gewerbe im im gleichen Monat und Jahr mit 77,8 € je 100 l erreicht. Im Vergleich zu den Höchstständen in 2008 fehlten beim Heizölpreis der Haushalte 2021 nur rund 6 €/100 l, beim Preis für gewerbliches Heizöl nur 8 €/100 l. Beim Heizöl für Haushalte stieg der Preis im deutschlandweiten Jahresdurchschnitt nominal um 41,9 % auf 71,1 €/100 l, real um 37,3 % auf 65,1 €/100 l im Vergleich zum Vorjahr. Der Preis für gewerbliches Heizöl (ohne Mehrwertsteuer) stieg nominal um 57,6 % auf 56,9 €/100 l, real um 53,0 % auf 50,8 €/100 l.

In Baden-Württemberg wurde im Februar 2021 für leichtes Heizöl, aufgrund der Entfernung zu den Seehäfen und ohne eigene Fördermöglichkeit, ein um 5,4 % höherer Preis als in Rheinland-Pfalz gezahlt. Die Preisspanne zwischen den Bundesländern betrug teilweise etwa 6 €/100 l. Im

europäischen Vergleich wird deutlich, dass die Heizölpreise in Deutschland¹ (2021: 75,8 €/100 l) aufgrund der niedrigeren steuerlichen Belastung unter dem europäischen Durchschnitt (2021: 79,7 €/100 l) lagen. In Deutschland wurde im Jahr 2021 die CO₂-Bepreisung eingeführt, die im europäischen Vergleich keine größeren Preisunterschiede bewirkte. Bei Superbenzin und Dieselkraftstoff stiegen die nominalen Preise 2021 auf 1,57 €/l bzw. 1,40 €/l an. Die realen Preise erhöhten sich um 17,1 % bzw. 20,6 %. Bei Benzin wurde in Deutschland ein höherer Preis als im EU-Durchschnitt (1,51 €/l) und ein etwa gleiches Preisniveau wie in Frankreich (1,58 €/l) erreicht. Bei Diesel war der Preis im Vergleich zum EU-Durchschnitt (1,36 €/l) etwas höher.

Zukünftige Erwartung

Die zukünftigen Einfuhrpreise für Rohöl wurden auf Grundlage der gehandelten Monatsmittelwerte der Futures für die Handelsmonate Januar, Februar und März (Stand 11. März 2022) für die Jahre bis 2028 eingeschätzt. Nach der schnellen Preiserholung vom Crash durch die Corona-Krise und die weitere Preiserhöhung durch die konjunkturelle

Erholung im Jahr 2021 wird erwartet, dass der nominale Einfuhrpreis bis 2028 um 13,2 % unter dem Preisniveau von 2021 liegt (real 23,5 %). Allerdings steigen die Preise 2022 zunächst weiter stark an.

Ausgehend von der Rohölpreisentwicklung, der CO₂-Bepreisung und unter Annahme eines gleichbleibenden Steuersatzes wird 2028 für Superbenzin nominal ein um 10,2 % (real 0,9 % niedriger) höherer Preis als 2021 (nominal: 1,57 €/l, real: 1,44 €/l) erwartet. Der Preis für leichtes nichtgewerbliches Heizöl könnte 2028 nominal um 26,8 % (real 4,6 %) höher als 2021 sein (nominal: 71,1 €/100 l, real: 65,1 €/100 l). Die Preise von 2021 zu 2022 steigen aufgrund des anhaltenden Kriegszustands in der Ukraine weiter stark an. Die Ergebnisse bis 2028 gelten jedoch nur unter der Annahme, dass die aktuell gehandelten Rohöl-Futures für die kommenden Jahre auch den später tatsächlich realisierten Großhandelspreisen entsprechen. Im Zusammenhang mit der zukünftigen Erwartung der Energiepreise wird besonders auf die Einleitung zu Teil C mit einer Relativierung prognostischer Aussagen hingewiesen.

Gasmarkt

Historische Betrachtung

Die Gasbezugskosten haben sich in Deutschland 2021 im Vergleich zum Vorjahr fast verdoppelt. Im Verlauf der Preise von 2010 bis 2021 zeigte sich ein ungewohnt starker Anstieg. Der **Grenz-übergangspreis** für Erdgasimporte ist um 95,0 % (real

109,1 %) gegenüber dem Vorjahr auf nominal rund 23,5 €/MWh (real 23,2 €/MWh) extrem stark angestiegen. Damit lag der Importpreis wieder oberhalb des Niveaus von 2015 (20,6 €/MWh).

Im Gegensatz zum Vorjahr mussten **private Haushaltskunden** 2021 eine starke Preissteigerung hin-

¹ Die Jahresdurchschnittswerte von [EC 2021] sind im Vergleich zu [BMWi 2021] unterschiedlich hoch. Eine Begründung wird im Kapitel 2.2 beschrieben.

nehmen. Laut einer Auswertung zu Haushaltspreisen in Baden-Württemberg zahlten diese im Jahr 2021 im Durchschnitt um 37,2 % höhere Preise und damit 8,18 ct/kWh (2020: 5,96 ct/kWh). Im Vergleich der Bundesländer liegt Baden-Württemberg bei den Haushaltspreisen mit 8,18 ct/kWh unter dem Bundesdurchschnitt (Haushalte: 8,34 ct/kWh, Gewerbe: 6,34 ct/kWh) und bei den Gewerbepreisen mit 6,24 ct/kWh ebenfalls.

Im Vergleich zu 2015 (6,59 ct/kWh) ergibt sich nominal eine Preiserhöhung für Haushalte in Baden-Württemberg um 24,1 % (real um 13,8 %). Das Preisniveau in Deutschland (nominal: 6,70 ct/kWh, real: 6,14 ct/kWh) liegt unter dem europäischen Durchschnitt (nominal: 7,10 ct/kWh, real: 6,52 ct/kWh). Aufgrund der niedrigeren staatlich veranlassten Preisbestandteile werden in Deutschland vor allem im Vergleich zu den Niederlanden und Dänemark niedrigere Haushaltspreise gezahlt.

Bei den verschiedenen Verbrauchsgruppen der **Industriekunden** gab es 2021 überall eine Preiserhöhung gegenüber dem Vorjahr. In Deutschland lagen die nominalen Preise in der Verbrauchergruppe I1 (Verbrauch < 1.000 GJ) mit 5,08 ct/kWh unter dem europäischen Durchschnitt (5,50 ct/kWh) und in der Verbrauchergruppe I5 (1 Mio. GJ ≤ Verbrauch < 4 Mio. GJ) mit 3,49 ct/kWh oberhalb des europäischen Durchschnittspreises (3,58 ct/kWh). Im Vergleich zu 2020 sind die Preise in dieser Verbrauchergruppe in Deutschland um 88,6 % stark angestiegen.

Zukünftige Erwartung

Die zukünftige Einschätzung der Importpreise basiert bis 2026 auf den Erdgas-Futures der PEGAS-Plattform bzw. auf Terminkontrakten für das THE-Marktgebiet. Die gehandelten Futures wurden für den Zeitraum vom 25.01.2022 bis zum 08.03.2022 abgerufen. Für die Jahre 2027 und 2028 liegen keine Future-Preise vor. Auch wenn keine direkte Kopplung zwischen Öl- und Gaspreisen mehr besteht, so drücken die Rohöl-Futures doch besser die Erwartungen an die Energiemärkte in den Jahren 2027 und 2028 aus. Daher wurde für die Jahre 2027 und 2028 die Preisentwicklung der Rohöl-Futures als Grundlage verwendet und auf die Erdgaspreise übertragen.

Auf der Grundlage der Future-Preise ergibt sich nach einem massiven Preisrückgang im Jahr 2020, im Vergleich von 2021 zu 2022 eine Preissteigerung des Importpreises um 326,0 % auf einen nominalen Wert von 100,01 €/MWh. Bis 2028 wird auf Basis der Futures allerdings nur von einer Steigerung der nominalen Preise um 6,8 % (reale Senkung um 7,6 %) gegenüber 2021 ausgegangen.

Unter der Annahme, dass sich die Netzentgelte einschließlich Messung, Abrechnung und Messstellenbetrieb jährlich in Höhe der angenommenen Inflationsraten erhöhen und die übrigen staatlich veranlassten Anteile konstant bleiben, ergibt sich für sehr große Industriekunden der Verbrauchergruppe I4 ein nominaler Preis von 5,66 ct/kWh bis 2028 und somit eine Preiserhöhung um 37,7 % (real um 19,3 %) gegenüber 2021. Bei Haushalten, deren Preise stärker von den Netzentgelten sowie den staatlich veranlassten Anteilen geprägt sind, könnte der nominale Preis demnach um 30,9 % auf 10,71 ct/kWh, real um 8,1 % auf 8,11 ct/kWh ge-

genüber 2021 ansteigen. Die ermittelten Preise gelten eher für Neukunden als für Bestandskunden, bei denen die Gasversorger Gaslieferungen bereits in zurückliegenden Zeitpunkten einkauften. Die Einkaufsstrategien der Energieversorger können in der Einschätzung der zukünftigen Preisentwicklung nicht berücksichtigt werden. Die Preise gelten unter der Voraussetzung, dass das Gas zum ermittelten Großhandelspreis (Abbildung 76) eingekauft wurde und in dieser Höhe an die Endkunden weiterverkauft wird.

Strommarkt

Historische Betrachtung

Die **Großhandelsstrompreise** sind im Jahr 2021 im Vergleich zum Vorjahr sehr stark gestiegen. Es stellte sich ein durchschnittlicher Preis (Phelix Base-Jahresmittelwert) in Höhe von 96,6 €/MWh (2020: 30,4 €/MWh) ein. Es liegt somit eine nominale Steigerung von 217,8 % (real 207,9 %) gegenüber 2020 und ebenfalls eine starke Erhöhung gegenüber 2015 (31,7 €/MWh) vor. Die stark gestiegenen Spotmarktpreise im Jahr 2021 sind v. a. auf die konjunkturelle Erholung, die starken Preisanstiege bei Kohle und Gas sowie stark gestiegene CO₂-Preise zurückzuführen.

Der nominale Strompreis der **privaten Haushalte** in Baden-Württemberg ist 2021 gegenüber dem Vorjahr um 7,6 % auf 33,79 ct/kWh (2020: 31,39 ct/kWh) angestiegen. Im Jahr 2021 wurden beim günstigsten Tarif in der Grundversorgung um 0,8 % höhere Strompreise als im bundesdeutschen Durchschnitt gezahlt. Im Bundesländervergleich der günstigsten Angebote der örtlichen Grundversorger belegte Baden-Württemberg Platz 11. Im Jahr 2021 gab es die Besonderheit, dass die Grundversorgertarife in den meisten Fällen günstiger waren, als die günstigsten verfügbaren Tarif ohne Vorkasse von einem anderen Anbieter. Nach einer Auswertung des BDEW hingegen sind die Strompreise für Haushalte in Deutschland im Vergleich zum Vorjahr nominal um 1,1 % auf 32,16 ct/kWh gestiegen. Real ergab sich nach dieser Quelle für Deutschland im Durchschnitt eine Senkung um 2,0 %. Der bundesweite nominale Anstieg des Strompreises ist auf die höheren

Netzentgelte und gestiegene Beschaffungskosten (Erzeugung, Vertrieb und Marge) zurückzuführen. Gegenüber 2015 ist der durchschnittliche Haushaltsstrompreis 2021 in Deutschland nominal um 12,0 % gestiegen (real um 2,6 %). In Summe betrug der Anteil der staatlichen Preisbestandteile 2021 am Strompreis der Haushalte 51,1 % (2020: 52,0 %) und ist somit zurückgegangen.

Deutschland weist im Durchschnitt, im Vergleich zu anderen europäischen Ländern, das höchste Strompreisniveau für private Haushalte auf (32,1 ct/kWh). Im Vergleich zum EU-Durchschnitt (22,9 ct/kWh) zahlten Haushalte in Deutschland 2021 einen um 40,2 % höheren Strompreis. Haushalte in Dänemark zahlten 31,7 ct/kWh. Haushalte in den Niederlanden erhalten seit 2020 Rückerstattungen am Jahresende, sodass die Preise (13,7 ct/kWh) im europäischen Vergleich niedriger sind.

Im Gegensatz zu den Haushalten war die relative Erhöhung der Strompreise für **Industriebetriebe** 2021 größer. Die Preiserhöhung von 2020 zu 2021 betrug nominal 20,4 %, real 16,8 %. Seit 2015 (15,23 ct/kWh) stieg der Preis beim Referenzfall eines Mittelspannungskunden um 40,4 % auf 21,38 ct/kWh (real um 25,2 %).

Für **energieintensive Unternehmen**, welche von den verschiedenen Ausnahmetatbeständen bei den staatlich veranlassten Bestandteilen profitieren, ergab sich 2021 eine besonders starke Preiserhöhung um 94,9 % im Vergleich zum Vorjahr. Die Spannbreite bei den Industrie- bzw. Gewerbestrompreisen lag 2021 zwischen 11,87 und

26,79 ct/kWh und hat sich im Vergleich zu 2020 (14,66 ct/kWh) etwas vergrößert. Infolge des höheren staatlich veranlassten Anteils liegen die industriellen Strompreise in Deutschland in den betrachteten Abnahmefällen IC und IF über dem europäischen Durchschnitt.

Zukünftige Erwartung

Ausgangspunkt für die Einschätzung der zukünftigen Entwicklung der Strompreise ist der an der Strombörse EEX gehandelte Future-Preis (Phelix Base Year Future). Es wird erwartet, dass der Börsenstrompreis auf zunächst 202,85 €/MWh im Jahr 2022 weiter ansteigt. Das entspricht einer Steigerung von 2021 zu 2022 um 110,0 %. Im März dieses Jahres wurden Preise von über 450 €/MWh erreicht und somit neue Allzeithochs. Bis 2028 wird unter Zugrundelegung der Future-Preise erwartet, dass nominal eine Höhe von 86,9 €/MWh (real 67,3 €/MWh) erreicht wird. Der durchschnittliche Börsenstrompreis könnte somit nominal 10,0 % (real 21,9 %) niedriger als der des Jahres 2021 liegen.

Bei der zukünftigen Einschätzung der Endverbraucherpreise fallen insbesondere der erwartete Anstieg der Netznutzungsentgelte, der Anstieg der Vertriebskosten und der Marge sowie wieder sinkende Spotmarktpreise ins Gewicht. Die EEG-Umlage entfällt ab dem 1.07.2022 vollständig. Insgesamt liegen damit 2028 die nominalen Strom-

preise für private Haushalte in Baden-Württemberg bei 32,86 ct/kWh (2021: 33,79 ct/kWh), real bei 24,87 ct/kWh und somit unter dem nominalen sowie realen Ausgangsniveau von 2021. Im Vergleich von 2022 zu 2021 fällt der starke Anstieg der Preise aufgrund der stark gestiegenen Börsenstrompreise auf. Real steigen die Preise der Haushalte um 30,9 % auf 40,54 ct/kWh. Die starken Preissteigerungen von 2021 zu 2022 gelten allerdings nicht für die Mehrheit der Stromkunden, sondern werden derzeit für Neukunden beispielsweise in Internetportalen angeboten. Gerade Bestandskunden beim Grundversorger sollten in der Regel nicht von so starken Preiserhöhungen im Jahr 2022 betroffen sein. Die Stromversorgungsunternehmen kaufen Strom zu unterschiedlichen Zeitpunkten im Jahr ein. Die Berechnung der hier dargestellten Preise geben nicht die Einkaufsstrategien der Versorger wieder, sondern den Preis für Endkunden, wenn der Strom zum verwendeten Börsenstrompreis auch eingekauft werden müsste.

Die nominalen Preise für die mittelständische Industrie könnten danach bis 2028 um 18,9 % (real um 29,6 %) im Vergleich zu 2021 sinken. Allerdings steigen die Preise 2022 real um 36,5 % im Vergleich zum Vorjahr. Werden die bisherigen Ausnahmeregelungen beibehalten, sinken die realen Strompreise für die energieintensive Industrie bis 2028 im Vergleich zu 2021 um 18,1 % als direkte Folge der wieder absinkenden Börsenstrompreise.

Wärmemarkt

Historische Betrachtung

Bei den **Fernwärmepreisen** für Haushalte ist die Fortführung des übergeordneten leichten Preisanstiegs im fast 20-jährigen Betrachtungszeitraum

bisher ungebrochen. Seit 2014 verliert dieser steigende Trend jedoch an Dynamik. Im Jahr 2021 betrug der durchschnittliche Fernwärmepreis in Deutschland 8,7 ct/kWh und war gegenüber 2020

(8,6 ct/kWh) somit nur leicht gestiegen, obwohl andere Energieträger teilweise drastige Preiserhöhungen entwickelten. Nominal sind die Preise um 1,2 % gestiegen und real um 1,2 % gesunken. Bei den untersuchten Versorgern in Baden-Württemberg schwankten die Preise 2021 in einer breiten Spanne zwischen 7,3 und 10,8 ct/kWh. Die Spannweite entspricht der der Vorjahresauswertungen.

Die Preise für **Holzpellets** im Jahr 2021 sind um 2,0 % in Baden-Württemberg leicht gestiegen. Allerdings sind starke Preiserhöhungen zum Ende des Jahres 2021 nachgewiesen. Insgesamt lässt sich eine Verbindung zu steigenden Energiepreisen (Erdölpreis) nachweisen. Starke Schwankungen am Ölmarkt haben Auswirkungen auf den Pelletpreis. Starke Preissteigerungen zum Jahresende verdeutlichen diesen Zusammenhang. Gegenüber 2015 sind die Preise nominal um 2,7 %, real um 11,0 % gesunken.

Zukünftige Erwartung

Im Wärmebereich wird auch in diesem Jahr bei den Fernwärmepreisen für Haushalte auf eine Fortschreibung und Einschätzung der zukünftigen Preise verzichtet. Eine zukünftige Einschätzung gerade der fixen Kostenbestandteile, die aus den Kapitalkosten für Erzeugungsanlagen, Transportleitungen und Übergabestationen sowie den Personalkosten für Betrieb, Wartung sowie Instandhaltung bestehen, ist aufgrund der unterschiedlichen Netzbeschaffenheiten badenwürttembergischer Fernwärmelieferanten nicht abschätzbar.

Eine Abschätzung über die Entwicklung der Holzpellet-Preise wird auch in diesem Bericht nicht vorgenommen, da die Preise für Holzpellets stark von der Sägeindustrie abhängen und eine Fortschreibung nur sehr eingeschränkt möglich ist.

Entwicklung der Energiekosten für Haushalte und Stromkosten der Industrie

Insgesamt weisen die **Energiekosten der Haushalte** einen steigenden Trend auf. Im Gegensatz zu bisherigen Beobachtungen war es 2021 vorteilhafter, zu einem günstigeren Tarif des Grundversorgers zu wechseln als zu einem anderen Wettbewerber. Anders als zum Zeitpunkt der Vorjahresauswertung sind die Tarife anderer Stromanbieter aufgrund der stark gestiegenen Börsenstrompreise derzeit teurer.

Die jährlichen Verbrauchskosten für Benzin und Diesel sind im Vergleich zum Vorjahr aufgrund der stark gestiegenen Rohölpreise als Folge der konjunkturellen Erholung nach dem Preisrutsch durch

die Corona-Krise stark gestiegen. Im Vergleich der betrachteten Einsatzstoffe zur Erzeugung von Wärme hatten Haushalte, die ihre Wärme mit Pellets erzeugten, 2021 die niedrigsten Verbrauchskosten.

Beim Anteil der Strombezugskosten an der gesamten Kaufkraft der Haushalte 2021 lag Baden-Württemberg mit 2,3 % im bundesweiten Vergleich an zweitletzter Stelle. Nur in Bayern lag dieser Anteil mit 2,2 % noch niedriger. Der deutsche Mittelwert lag bei 2,4 % und hat sich gegenüber dem Vorjahr (2,2 %) erhöht. Ein Kunde in Mecklenburg-

Vorpommern hatte mit 3,0 % seiner Gesamtkaufkraft den höchsten Anteil.

Der Einsatz von Erdgas hatte eine Erhöhung des Energiekostenanteils an der Kaufkraft um 1,5 % auf insgesamt 8,3 % im Vergleich zum Vorjahr (6,8 %) zur Folge (Abbildung 65). Haushalte, die ihre Wärme und ihr Warmwasser mit Pellets erzeugten, waren im Vergleich zu anderen eingesetzten Energieträgern besser gestellt. Die Energiekosten haben in Abhängigkeit vom eingesetzten Energieträger für die Raumwärmeversorgung einen Anteil von insgesamt etwa 7,4 % (Pellets) bis 10,6 % (Nachtspeicher) an der Kaufkraft der privaten Haushalte.

Für die **Industrie** wurden auf Branchenebene die Stromkosten eines durchschnittlichen Unternehmens betrachtet. Für das Jahr 2020 ergab sich eine Spannweite der durchschnittlichen Strompreise je Branche zwischen 8,6 bis 14,5 ct/kWh (Papierindustrie sowie Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau) und 16,4 bis 20,6 ct/kWh (u. a. Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen sowie Reparatur und Installation von Maschinen und Ausrüstung). Die bedeutendsten Branchen in Baden-Württemberg sind – wie schon im Vorjahr – die Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen (Branchenschlüssel 29), Maschinenbau (28) und die Herstellung von Metallenergieerzeugnissen (25). Der Nettostrompreis für ein

durchschnittliches Unternehmen der Branche 29 erhöhte sich von 2019 zu 2020 um 3,8 %. Der Strompreis war 2020 1,2 ct/kWh höher als 2014 und betrug im Durchschnitt 16,4 ct/kWh. Der Nettostrompreis für ein durchschnittliches Unternehmen der Branche 28 erhöhte sich im Vergleich von 2019 zu 2020 um 4,1 %. 2020 wurde im Durchschnitt ein Nettostrompreis von 18,4 ct/kWh gezahlt. Der Nettostrompreis für ein durchschnittliches Unternehmen der Branche 25 erhöhte sich ebenfalls um 4,4 %, hier wurde im Durchschnitt ein Preis von 18,5 ct/kWh gezahlt.

Auch innerhalb der Branchen liegen in Abhängigkeit der Erfüllung der Entlastungsbedingungen für staatlich induzierte Preisbestandteile teilweise erhebliche Unterschiede bei den zu zahlenden Strompreisen vor. Die Preisunterschiede können insbesondere in energieintensiven Branchen (Chemie, Pharma-Erzeugnisse, Herstellung von Glaswaren, aber auch Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen) sehr hoch ausfallen. Im Jahr 2020 betrug der Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung des durchschnittlichen Unternehmens der Branche 25 6,3 %, der Branche 28 2,5 % und der Branche 29 3,2 %. Die Anteile sind im Vergleich zu 2019 bei den Branchen 29 und 25 leicht gesunken.

Fazit

Zusammenfassend zeigt sich, dass die nominale **Preisentwicklung** im Jahr 2021 gegenüber dem Vorjahr bei allen betrachteten Energieträgern außer bei Fernwärme teilweise von starken Anstiegen geprägt war. Nach dem starken Preisver-

fall aufgrund der Corona-Krise im Jahr 2020 zeigt sich 2021 graphisch eine Erholung im Verlauf der Indizes (Abbildung 1 und Abbildung 2). Die nominalen Preisindizes für den Großhandelsstrompreis

(+209 Prozentpunkte) und für Erdgas der Industrie (+45 Prozentpunkte) erhöhten sich am stärksten.

Im Vergleich zu 2015 liegen die realen Preisindizes aller betrachteten Energieträger, außer bei Pellets und Fernwärme, auf einem höherem Niveau. Insbesondere bei den realen Endkundenpreisen für Strom und Gas der Industriekunden sowie im Stromgroßhandel erhöhten sich die Indizes 2021 gegenüber 2020 am stärksten.

Bei der **zukünftigen Erwartung** zeigen sich für 2022 neue Allzeithochs bei fast allen Energieträgern. Diese absehbare Extremsituation zeigt sich in den Abbildungen an den starken Ausschlägen nach oben. Diese sind graphisch so stark, dass vorherige starke Ausschläge nicht mehr extrem wirken. Der Großhandelsstrompreis könnte nach dem starken Anstieg bis 2022 ab 2023 wieder sinken, bleibt mittelfristig dennoch auf einem hohen Niveau. Die realen Indizes der Strompreise aller Endverbrauchergruppen verzeichnen 2022 gegenüber dem Vorjahr ebenfalls einen starken Anstieg, könnten bis 2028 jedoch wieder stark absinken. Für die realen Strompreisindizes ist durch den Wegfall der EEG-Umlage aus zusätzlichen Einnahmen der CO₂-Bepreisung und Zuschüssen aus Mitteln des Bundeshaushaltes sowie dem erwartetem Wiederabflauen der Börsenstrompreise gegenüber 2021 eine Senkung zu erwarten.

Für den Energieträger Erdgas ist mittelfristig bis 2028 wieder eine Senkung der realen Preisniveaus zu erwarten. Die Preisniveaus könnten allerdings über denen von 2021 liegen. Beim Heizöl könnte das reale Preisniveau 2028 ebenfalls über dem des Jahres 2021 liegen. Bei Benzin könnte der reale

Preis leicht unterhalb des Niveaus aus dem Jahr 2021 liegen.

An dieser Stelle muss allerdings auf die erheblichen Unsicherheiten bei der zukünftigen Einschätzung von Energiepreisen hingewiesen werden, die auch wesentlich von den politischen Rahmenbedingungen, wie beispielsweise der zum Zeitpunkt der Erstellung des Berichtes immernoch andauernde Krieg in der Ukraine, abhängen. Insbesondere sei im Zusammenhang auf das Einleitungskapitel im Abschnitt C hingewiesen.

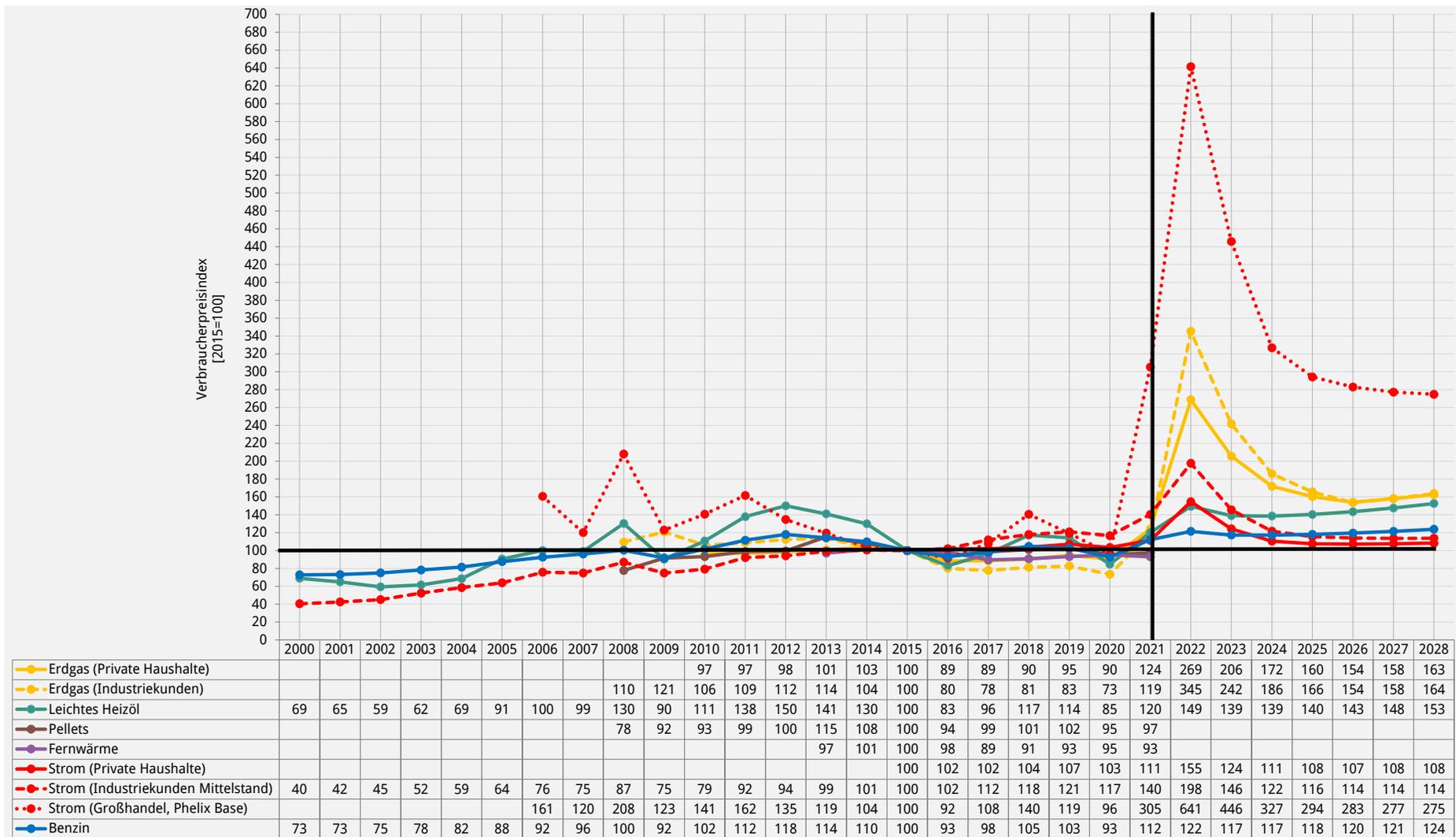


Abbildung 1 Nominale Energiepreis-Indizes seit 2000 mit Prognose bis 2028

Quelle: Datengrundlage der einzelnen Kapitel, Berechnung und Darstellung des IE Leipzig, Dargestellt sind Jahresmittelwerte, Strom: Industrie Mittelstand 160 bis 20.000 MWh Jahresverbrauch, Erdgas: Industriekunden mit 116 GWh Jahresverbrauch,

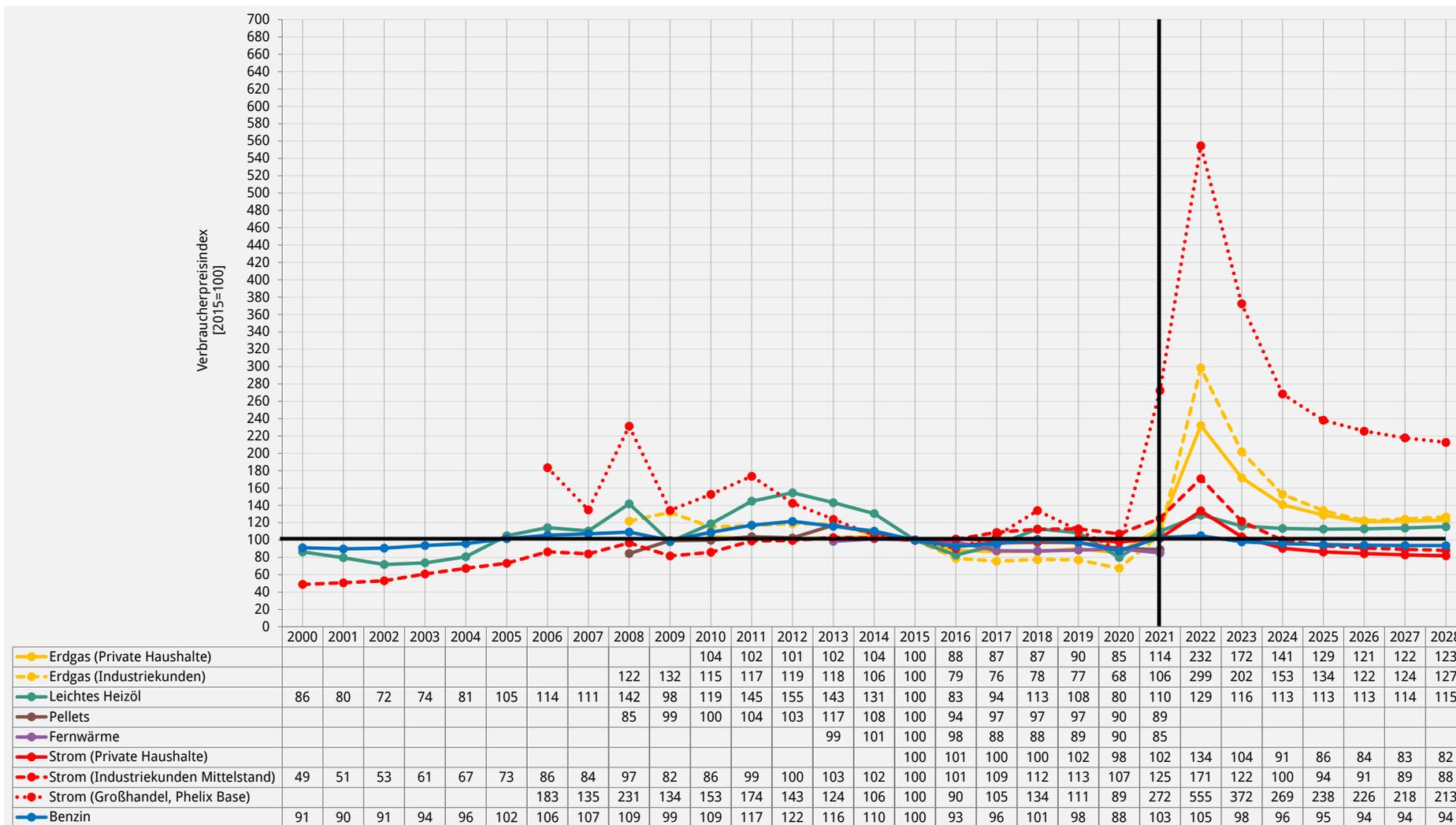


Abbildung 2 Reale Energiepreis-Indizes seit 2000 mit Prognose bis 2028

Quelle: Datengrundlage der einzelnen Kapitel, Berechnung und Darstellung des IE Leipzig, Dargestellt sind Jahresmittelwerte, Inflationsbereinigung zum Basisjahr 2015, Strom: Industrie Mittelstand 160 bis 20.000 MWh Jahresverbrauch, Erdgas: Industriekunden mit 116 GWh Jahresverbrauch

1 Einleitung und relevante Rahmenbedingungen

1.1 Einleitung

In diesem Kapitel wird ein kurzer Überblick über den Aufbau des vorliegenden Berichtes gegeben. Darüber hinaus werden kurz die relevanten Rahmenbedingungen für die Energiepreisentwicklung auf globaler, europäischer und nationaler Ebene sowie in Baden-Württemberg dargestellt. Der Bericht gliedert sich in folgende drei Hauptabschnitte:

- Teil A – Historische Betrachtung der Preisentwicklung
- Teil B – Energiekosten der Haushalte und Industrieunternehmen
- Teil C – Erwartungen der zukünftigen Preisentwicklung bis 2028

Teil A und C bestehen aus mehreren Kapiteln, die jeweils die Märkte für Öl, Gas, Strom und Wärme betrachten.

Zur Bestimmung der realen Preisentwicklung der Haushalte für die Jahre 2022 und 2023 wird mit [Destatis 2022d] den Inflationsraten aus der aktualisierten Konjunkturprognose des Sachverständigenrates in Höhe von 6,1 % und 3,4 % gerechnet. Für die Jahre von 2024 bis 2028

wird die HICP Inflation forecasts „Longer term five years ahead [EZB 2022] in Höhe von 2 % verwendet.

Der BIP-Deflator wird zur Bestimmung der realen Preisentwicklungen für das Gewerbe und die Industrie verwendet. Der BIP-Deflator in der aktualisierten Konjunkturprognose wird mit 3,2 % und 3,5 % für 2022 und 2023 angegeben [Destatis 2022d]. Die Werte dienen zur Bestimmung der realen Preise in 2022 und 2023. Für die Folgejahre wird die Einschätzung der Europäischen Zentralbank aus [EZB 2022a] für 2024 mit 1,7 % und ab 2025 bis 2028 mit 1,5 % als BIP-Deflator-Raten verwendet.

Bei dem Vergleich der Auswertungen unterschiedlicher Quellen zu Energiepreisen können verschiedene Angaben für dieselbe Verbrauchergruppe vorliegen. Gründe hierfür liegen in unterschiedlichen methodischen Herangehensweisen oder Datenstände der Quellen. Soweit sich die Unterschiede erklären lassen, wird im jeweiligen Kapitel darauf hingewiesen.

1.2 Globale und europäische Rahmenbedingungen

Vom 31.10. bis 12.11.2021 fand in Glasgow die 26. Weltklimakonferenz statt, nachdem sie pandemiebedingt um ein Jahr verschoben wurde. Das sogenannte Regelbuch, das die Umsetzung des Pariser Abkommens konkretisieren soll, konnte verabschiedet werden. Unter anderem wurde der Handel mit Emissionszertifikaten neu geregelt. Als „Meilenstein“ wird die Absichtserklärung der Staatengemeinschaft verstanden, den Ausstieg aus der Kohle-

verstromung zu beschleunigen. Außerdem wurden Hilfen für Länder des Globalen Südens sowie eine Nachbesserung der Klimaschutzziele bis 2030 beschlossen [BR 2021].

Die Coronapandemie hat sich auch im Jahr 2021 fortgesetzt. Allerdings erholte sich die Weltwirtschaft nach den Lockdowns 2020 und die Energienachfrage erreichte beinahe das Niveau von 2019.

Dies führte auch wegen weiterhin bestehenden Lieferengpässen zu teils starken Preissteigerungen [BGR 2022]. Eine Entwicklung, die durch die erneute Eskalation im russisch-ukrainischen Konflikt durch den völkerrechtswidrigen Angriffskrieg auf die Ukraine im Februar 2022 noch beschleunigt wurde.

Ende 2020 lieferten Erdöl und Kohle 58 % des Primärenergieverbrauchs weltweit [BGR 2022]. In der EU hatten 2020 die Erneuerbaren Energieträger mit einem Anteil von 38 % die fossilen Brennstoffe (37 %) als wichtigste Energiequelle überholt [EK 2021]. Ziel der EU ist es weiterhin, bis 2050 Klimaneutralität zu erreichen. Am 29. Juli 2021 trat das Europäische Klimaschutzgesetz in Kraft, das die Klimaschutzziele der EU – u.a. eine Reduktion der THG-Emissionen um 55 % bis 2030 – rechtsverbindlich festschreibt. Dazu stellte die Kommission im Juli 2021 das Maßnahmen- und Richtlinienpaket „Fit for 55“ vor, das die Klimaschutzziele in konkrete Richtlinien und Verordnungen übersetzt. Bestehende Vorschriften, wie z. B. die EU-Abgasnorm für Pkw und die Energieeffizienzrichtlinie, sollen verschärft werden. Neu ist z. B. der CO₂-Grenzausgleichsmechanismus, der die Emissionsverlagerung ins EU-Ausland verhindern

soll [ER 2022]. Weiterhin kündigte die EU-Kommission an, den Schiffsverkehr ab 2023 schrittweise in das Europäische Emissionshandelssystem aufzunehmen, um den Treibhausgasausstoß weiter zu senken. Derzeit trägt der Schiffsverkehr mit 3 % zu den europäischen CO₂-Emissionen bei. [EK 2020]. Der EU-Emissionshandel wurde 2005 eingeführt, um der globalen Erderwärmung entgegenzuwirken. Er umfasst rund 40 % der gesamten Treibhausgasemissionen der EU. In Deutschland nehmen ca. 2.000 Betreiber von Anlagen am europäischen Emissionshandel teil. Der durchschnittliche Zertifikatspreis lag 2021 bei rund 54,10 Euro pro Tonne CO₂ [EEX 2021]. Gegenüber dem Vorjahr stieg der Preis damit um 116 % (2020: 24,8 Euro pro Tonne CO₂). Der Gaspreisanstieg fiel 2021 so stark aus, dass verstärkt auf Kohle und Öl zurückgegriffen wurde. Die damit verbundenen CO₂-Mehremissionen und die Vorstellung des „Fit for 55“ Maßnahmenpakets mit einer Reduzierung der CO₂-Zertifikatsmengen sorgten für den steilen Preisanstieg im EU-Emissionshandel [Agora 2022]. Die am Markt ausgegebenen Mengen an Zertifikaten werden durch eine reduzierte Ausgabe mit Hilfe des sog. Linearen Kürzungsfaktors sukzessive weiter verringert [DEHSt 2022].

1.3 Bundesweite Rahmenbedingungen

Auch auf Bundesebene zog der Strom- und Gasverbrauch nach dem pandemiebedingten Einbruch 2020 wieder an und erreichte fast das zuvor typische Niveau. Gründe dafür sind die konjunkturelle Erholung sowie das überdurchschnittlich kalte Frühjahr, das u.a. den Gasverbrauch um 4 % steigen ließ. Bereinigt man den Anstieg des Primärenergieverbrauchs von 2,8 % im Vergleich zum Vorjahr um den Witterungseffekt, sinkt der Verbrauchsanstieg auf 0,6 %. Ebenfalls witterungsbedingt fielen die Erträge aus Windenergieanlagen im Jahr 2021 deutlich geringer aus und senkten den Anteil Erneuerbarer Energieträger zugunsten von mehr Kohle- und Atomstrom [BDEW 2022c].

Die Kosten für Strom und Gas stiegen im Vergleich zu 2020 erheblich, u. a. aufgrund höherer Beschaffungskosten und der seit Januar 2021 geltenden CO₂-Bepreisung nach Brennstoffemissionshandelsgesetz, aber auch relativ gesehen durch die niedrigen Preise des Vorjahres und die Rücknahme der Mehrwertsteuersenkung, die im Zuge der Corona-Pandemie beschlossen worden war [Agora 2022].

Die stark gestiegenen Energiepreise zum Ende des Jahres 2021 sorgten für eine deutliche Erhöhung der Inflation. Durch die höheren Energiepreise wurden auch mehrere Energieversorgungsunternehmen in Deutschland insolvent. Die Unternehmen konnten die stark gestiegenen Erdgas- und Strompreise für kurzfristig zu beschaffende Strommengen aufgrund längerer Vertragsbindungen mit den Endkunden nicht weitergeben. Als erstes Unternehmen traf es Optima Energie. Kleinere Unternehmen wie Lition

Energie und Smiling Green Energy folgten [MM 2022]. Kunden die von einer Insolvenz ihres Energielieferanten betroffen waren, wurden im Zweifel durch den Grundversorger beliefert, mussten dann jedoch höhere Preise in Kauf nehmen.

Die Einnahmen aus dem europäischen und dem neuen nationalen Emissionshandel generierten 2021 rund 12,5 Mrd. Euro Einnahmen für Deutschland, die in den Energie- und Klimafonds fließen, um Klimaschutzmaßnahmen zu finanzieren und die EEG-Umlage zu senken [UBA 2022].

Den nationalen Emissionshandel hatte noch die Große Koalition auf den Weg gebracht. Mit Beginn der aktuellen Legislaturperiode legte die neue Bundesregierung ihren Koalitionsvertrag „Mehr Fortschritt wagen“ vor. Der Vertrag zwischen SPD, Bündnis90/Die Grünen und FDP weist der Einhaltung der in Paris verabschiedeten Klimaschutzziele „oberste Priorität“ zu. Zentrales Thema ist auch der Umbau des Wirtschaftssystems zu einer sozial-ökologischen Marktwirtschaft, in der Klimaschutz zum Querschnittsthema wird, dem alle anderen Ressorts Rechenschaft ablegen müssen. Die Energiewende soll beschleunigt werden, idealerweise soll der Kohleausstieg bereits 2030 abgeschlossen sein. Gas wird als „Übergangs-Energieträger“ bevorzugt, bis die Energiewende abgeschlossen ist und sich Wasserstoff als Energieträger der Zukunft etabliert hat [BR 2021a].

Der Ausbau des erneuerbaren Kraftwerkspark schritt 2021 weiter voran. Die installierte Leistung aller EE-Anlagen in Deutschland wuchs um 6,7 Gigawatt, von denen drei Viertel auf Photovoltaik-

anlagen entfällt. Der Windenergieausbau kommt weiterhin schleppend voran, konnte jedoch im Vergleich zum Vorjahr um etwa ein Drittel gesteigert werden. 2021 wurden keine Offshore-Anlagen in Betrieb genommen [Agora 2022]. Die neue Bundesregierung hat sich das ambitionierte Ziel gesetzt, den Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf 80 % anzuheben. Im Jahr 2021 sank ihr Anteil dagegen erstmals seit Jahren deutlich auf 42,3 % (2020: 45,6 %).

Am 1. Januar 2021 trat die aktuell geltende EEG-Novelle in Kraft. Das Gesetz zielt darauf ab, den Ausbau Erneuerbarer Energien voranzutreiben und

sieht dazu u. a. finanzielle Beteiligungen für Kommunen an Freiflächenanlagen und eine EEG-Umlage-Befreiung für kleine Photovoltaik-Dachanlagen vor. So sollen Kostenbelastungen für BürgerInnen und Unternehmen verringert und die Akzeptanz für den Ausbau gesteigert werden.

Das sogenannte „Osterpaket“ als weitere umfangreiche EEG-Novelle wurde verabschiedet und somit der konsequente sowie beschleunigte Ausbau der erneuerbaren Energien beschlossen. Zusätzlich ist die Abschaffung der EEG-Umlage zum 1.07.2022 entschieden.

1.4 Rahmenbedingungen in Baden-Württemberg

Am 8.05.2021 stimmten die beiden Parteien Grüne und CDU dem neuen Entwurf des Koalitionsvertrag zu. Im Koalitionsvertrag „Jetzt für morgen“ wurde festgehalten, dass Baden-Württemberg möglichst schnell klimaneutral werden soll [CDU/Grü 2021]. Dafür wurde das Sofortprogramm Klimaschutz und Energiewende für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien und zur Senkung von Treihausgasemissionen mit insgesamt 17 Maßnahmen beschlossen [UM 2021a]. Um den schleppenden Ausbau der Windenergie in Baden-Württemberg voranzutreiben, wurde eine Vergabeoffensive für die Vermarktung von Staatswald- und Landesflächen für die Windenergienutzung gestartet. Außerdem soll der Ausbau der Photovoltaik auf landeseigenen Gebäuden und Grundstücken schnell weiter voranschreiten.

Im Dezember 2021 erschien die Fortschreibung des Statusberichts zur Energiewende in Baden-

Württemberg. Daraus geht hervor, dass der konventionelle Kraftwerksbestand weiter rückläufig ist. Bis Ende 2022 wird das Kraftwerk Neckarwestheim als letztes Kernenergiekraftwerk geschlossen. Gleichzeitig schreitet der Ausbau Erneuerbarer Energien voran. Eine Verdopplung der Inbetriebnahme neuer Windenergieanlagen im Vergleich zum Vorjahr wurde bereits im Jahr 2020 mit zehn neuen Anlagen erreicht. Im ersten Halbjahr 2021 allein gingen 22 neue Anlagen ans Netz. Mit der Installation von 16.000 neuen Batteriespeichern im Jahr 2020 konnte auch der Ausbau dezentraler Speichersysteme weiter vorangebracht werden. Im Jahr 2020 wuchs der Anteil Erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg weiter auf 41 % (2019: 31,5 % 2018: 28,0 % 2017: 27,5 %) [UM 2021].

Mit der EEG-Novelle 2021 sollte die Einführung von Südquoten in den Ausschreibungsverfahren für Windenergieanlagen die regionale Steuerung des

Windenergie- und Biomasseausbaus stärken. So soll eine Entlastung des Netzengpasses in der Mitte Deutschlands und eine Reduzierung der Systemkosten erreicht werden [BMWK 2021a]. Die Auswirkungen bleiben für Baden-Württemberg vorerst unklar, da die Quoten durch die EU beihilferechtlich noch nicht genehmigt sind [UM 2021]. Sollte die Genehmigung erfolgen, müssen bis 2023 15 % des Ausschreibungsvolumens für Windenergieanlagen süddeutschen Bewerbern erteilt werden. Ab 2024 wächst die Quote auf 20 % [BMWK 2021a].

Die Novellierung des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPIG) im Januar 2021 stellt für Baden-Württemberg einen Ausbaubedarf der Stromübertragungsnetze von rund 230 Trassenkilometern fest, welcher vier Ausbauprojekte entspricht. Aktuell stagniert der Übertragungsnetzausbau wie auch auf Bundesebene [UM 2021].

Der im August 2021 erschienene Szenariorahmen der Fernleitungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 stellt für Baden-Württemberg einen stark wachsenden Bedarf an Gaskapazitäten fest, der dem deutschlandweiten Trend entgegensteht. Aktuell ist die Grenze der Transportkapazität erreicht [FNB 2021]. Der Netzbetreiber in Baden-Württemberg, terranets bw, sieht in seiner Bedarfsprognose einen zusätzlichen Kapazitätsbedarf von 33 % im Südwesten Deutschlands [UM 2021]. Die Situation wurde bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 berücksichtigt und ein umfangreicher Netzausbau befindet sich in Umsetzung [FNB 2021]. Weiterhin haben die FNB über eine Marktabfrage einen steigenden Bedarf für Wasserstoffinfrastruktur ermittelt. Auch in Baden-Württemberg könnten dazu bereits

bestehende Erdgasleitungen genutzt werden [FNB 2020].

Teil A – Historische Betrachtung der Preisentwicklung

2 Ölmarkt

In diesem Kapitel wird auf die Preisentwicklung auf dem internationalen Ölmarkt sowie dem Kraftstoffmarkt in Deutschland eingegangen.

2.1 Internationaler Erdölmarkt

Die Entwicklung der Ölsorten amerikanischer WTI (West Texas Intermediate) und britischer Brent gelten als wichtigste Indikatoren für den Rohölpreis in den Vereinigten Staaten von

Amerika (USA) und Europa. In Abbildung 3 wird der Verlauf seit 2008 gezeigt und auf zentrale Ereignisse hingewiesen, welche Einfluss auf diese Entwicklung genommen haben.

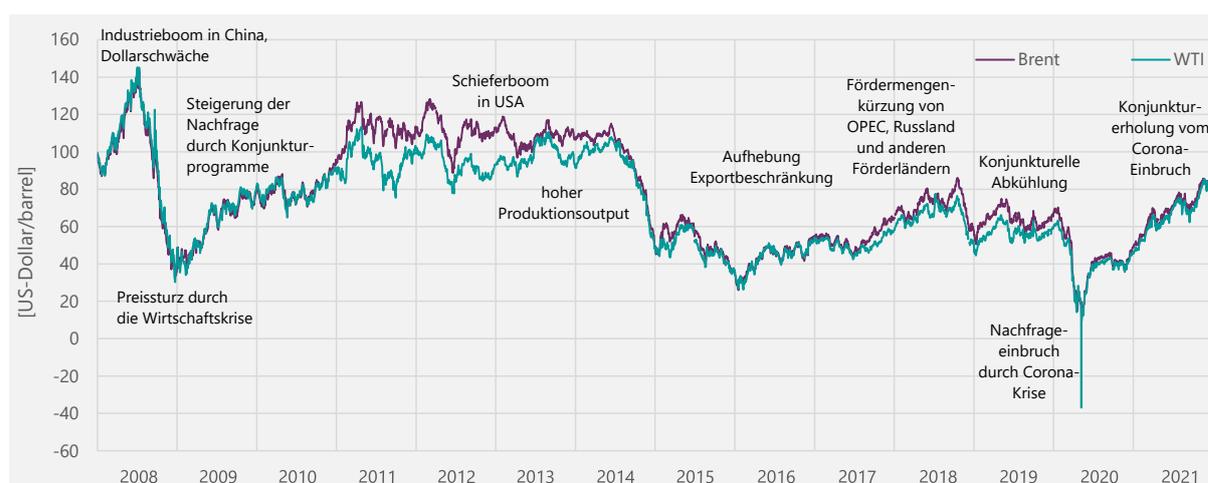


Abbildung 3 Entwicklung der nominalen Ölpreise seit 2008 inklusive Kennzeichnung wesentlicher Ereignisse
Quelle: [EIA 2022] Darstellung: IE Leipzig

In Europa und den USA befanden sich die Ölpreise Mitte des Jahres 2008 noch kurzzeitig auf dem bisher höchstem Niveau von über 140 US-Dollar pro Barrel für den dargestellten Zeitraum und seit Dokumentation der Ölpreise. Als Folge eines drastischen Nachfrageeinbruchs während der Wirtschaftskrise stürzten die Rohölpreisnotierungen bis zum Ende des Jahres 2008 ab. Es wurden Werte von unter 40 Dollar pro Barrel erreicht.

Nach einem erneuten deutlichen Anstieg bis in das Jahr 2011 hinein, führte die Weiterentwicklung der Schieferöl-Fördertechnologie in den USA in den Jahren 2011 bis 2014 und ein daraus folgender Öl-Boom zur Sättigung des Ölmarktes. Dadurch standen die Notierungen der US-Leitsorte WTI stärker unter Preisdruck, so dass sich ein Preisabstand von 5 bis 10 Dollar zu Brent einstellte.

Im November 2014 beschlossen die OPEC-Staaten auf ihrer Konferenz – trotz einer Überversorgung

des Ölmarktes keine Reduzierung der Fördermengen, wodurch unter Führung von Saudi-Arabien ein Verdrängungskampf eingeläutet wurde und die Ölpreise von 100 auf 40 Dollar je Barrel zurückfielen. Viele Ölbohr- und Ölförderfirmen in den USA gerieten dadurch in finanzielle Probleme und stoppten neue Ölbohrvorhaben. Aber auch andere Ölexportländer sowie die meisten OPEC-Länder selbst litten unter diesem Preisdruck. Dieser fallende Trend setzte sich nach einigen Erholungsversuchen auch im Jahr 2015 durch. Anfang 2016 kam es zu einem weiteren signifikanten Rückgang der Ölpreise, wobei Brent und WTI unter 30 Dollar pro Barrel und somit unter das Preisniveau der Wirtschaftskrise von 2008 sanken. In der Septemberkonferenz 2016 in Algier beschlossen die OPEC-Länder dann eine Beschränkung der Ölfördermengen auf ein tägliches Limit von 32,5 Mio. Barrel. Eine Fördermengenkürzung fand zuletzt im Jahr 2008 statt [FAZ 2016]. Als Konsequenz stieg der Ölpreis wieder über die Grenze von 50 Dollar pro Barrel.

Ab Ende Juni 2017 kam es zu einem rapiden Anstieg des Ölpreises. Die Preisralley dauerte vom 21.06.2017 beim Stand von rund 42 USD pro Barrel bis zum Hoch vom 03.10.2018 bei 76,9 USD pro Barrel an. Bis Ende 2018 gab der Rohölpreis wieder deutlich um über 40 % nach und fiel dabei bis unter die Marke bei 45 Dollar pro Barrel. 2019 stiegen die Preise zunächst bis April kontinuierlich an. Seit dem Hoch von ca. 74 Dollar pro Barrel (Brent) schwankten die Preise in einer Bandbreite von ca. 50 bis 70 Dollar pro Barrel mit einzelnen Ausreißern.

Zum Anfang des Jahres 2020 gab es noch Stabilisierungsversuche der Preise in der Region oberhalb von 60 Dollar pro Barrel. Ab Mitte Januar 2020

nahm jedoch der Preiscrash, beschleunigt durch die beginnende Corona-Krise, Fahrt auf. Der Preiscrash fand seinen Höhepunkt mit erstmals in der Geschichte auftretenden negativen Rohölpreisen. Am 20. April 2020 stürzten die WTI Preise auf fast minus 40 Dollar pro Barrel ab. Die zum Zeitpunkt vollen Öllager in den USA und die steigenden Kosten für weitere Lager lösten u.a. die negativen Ölpreise aus. Der Brent Preis fiel nur bis auf die Preisregion um 15 Dollar pro Barrel und blieb im positivem Preisbereich. Für Brent Rohöl ist die Lagerung flexibler. Seit diesem historischen Preissturz im April 2020 erholten sich die Preise, es kam zu einer längeren Preisralley bis in den Bereich um 60 Dollar pro Barrel. Diese Preisralley setzte sich mit ein paar kurzfristigen Korrekturen ungebremst fort. Im Oktober 2021 überschritten die Rohölpreise sogar die 80 Dollar pro Barrel Marke. Im Zeitraum von 2015 bis 2021 kam es nur zum Jahresende 2018 zu Brent-Preisen über 80 Dollar pro Barrel.

Die rasante Preiserholung nach dem Corona-Crash wurden vor allem durch folgende Faktoren hervorgerufen:

- Im Frühjahr 2021 Rohölfördereinbruch in den USA durch ungewöhnlich starke Kälte [WiWo 2021]
- Weltweite Konjunkturerholung und Entspannung nach Preisabsturz als Folge der Corona-Krise [FAZ 2021]
- Uneinigkeit der OPEC+-Staaten bei Verhandlungen über schrittweise Erhöhungen der Fördermengen [Zeit 2021]
- Produktionseinbruch im Golf von Mexiko durch Hurrikan Ida [HB 2021]

- Neu aufkommende Sorgen durch die Omikron-Variante sorgten zeitweise für Preissenkungen [HB 2021a]

Zum Zeitpunkt der Erstellung des Berichtes ist der Krieg in der Ukraine ein zusätzlicher und wesentlicher Preistreiber für den Rohölpreis. Der Krieg in Europa beeinflusst aber im Wesentlichen die Rohölpreise im aktuellen Jahr. Inwiefern sich

2.2 Heizölmarkt für Endverbraucher

Da Heizöl als Raffinerieprodukt eng an die Importpreise von Rohöl gekoppelt ist, bietet sich eine kombinierte Darstellung an, aus der beide Preisentwicklungen ablesbar sind.

Für die Jahre 2006 bis 2021 liegen hierzu Zeitreihen des Bundeswirtschaftsministeriums mit monatlicher Auflösung vor (Abbildung 4, reale Preisdarstellung aus jährlichen Mittelwerten Abbildung 5) [BMWK 2022]. Bei den Heizölpreisen für Haushalte handelt es sich um Bruttopreise einschließlich aller Steuern. Bei den gewerblichen Preisen ist keine Mehrwertsteuer inbegriffen. Dabei wird deutlich, dass sich die monatlichen Preisschwankungen bei den Einfuhrpreisen fast ohne Verzögerung auf den Heizölmarkt durchschlagen.

Offenbar haben sich die Margen in den verschiedenen Wertschöpfungsstufen zeitweise etwas vermindert, denn bei gleicher Besteuerung

die Vorbereitungen des Krieges durch Russland im vergangenen Jahr auf den Rohölpreis bereits auswirkte, kann nicht ausreichend eingeschätzt werden. Allerdings waren zum Ende des Jahres 2021 russische Truppenbewegungen im Grenzgebiet zur Ukraine einigen Marktteilnehmern zufolge bereits Auslöser für Preissteigerungen an den Rohölmärkten.

wurden beim Heizöl 2012 die Preise von 2008 zwar erreicht, aber nicht übertroffen, obwohl der Rohölpreis 2012 im Vergleich für den gesamten Betrachtungszeitraum im Jahresdurchschnitt am höchsten war. Im Betrachtungszeitraum gab es insgesamt drei größere Preiseinbrüche, 2008 hervorgerufen durch die Finanzkrise, 2014 bis Anfang 2016 durch zu hohe Produktionsmengen und Anfang 2020 durch die Corona-Krise. Nachdem 2020 die betrachteten Energiepreise einen allzeit Tiefstwert erreichten stiegen sie bis zum Jahresende 2021 wieder stark und zügig an. Der Jahreshöchstpreis wurde dabei im November erreicht, wo nicht gewerbliche Verbraucher im Schnitt 87,16 Euro pro 100 Liter für Heizöl zahlen mussten. Im Jahr 2021 sind die Preise im Durchschnitt nominal um über 40 % im Vergleich zum Vorjahr gestiegen. Im Mittel wurde 2021 für Heizöl (Haushalte) 71,1 Euro je 100 l und für Heizöl (Gewerbe) 56,9 Euro je 100 l gezahlt.

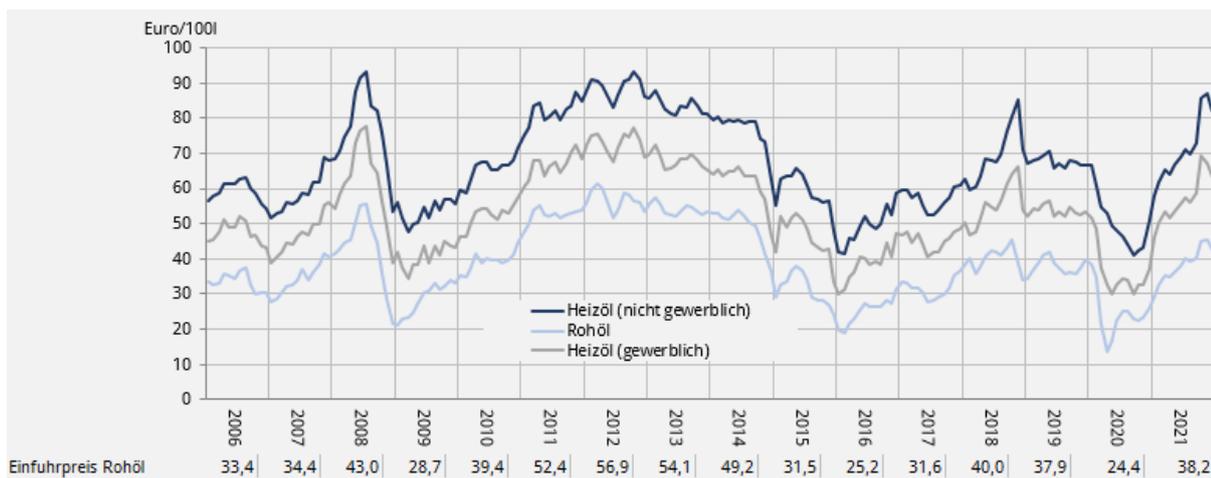


Abbildung 4 Entwicklung der gewerblichen und nicht-gewerblichen Endverbraucherpreise für Heizöl und Einfuhrpreise für Rohöl in Deutschland 2006-2021 (nominal, monatliche Durchschnittswerte)
Quelle: [BMWK 2022] Darstellung: IE Leipzig

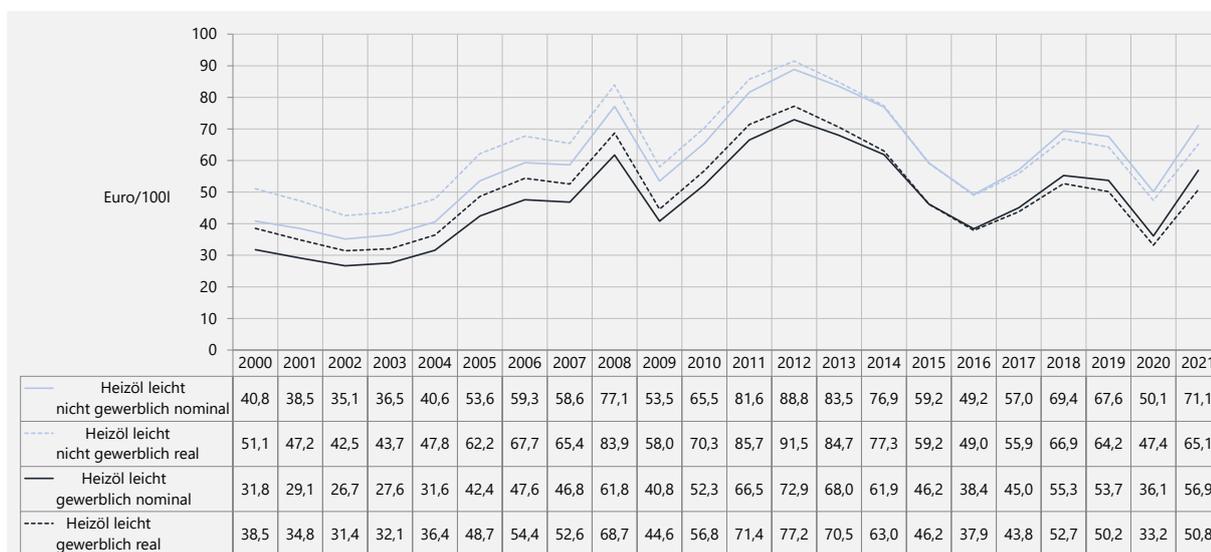


Abbildung 5 Nominale und reale Preise für leichtes Heizöl nicht gewerblich und gewerblich bis 2021 (Jahresdurchschnittswerte)
Quelle: [BMWK 2022] Darstellung: IE Leipzig

Im europäischen Vergleich entscheidet insbesondere die Mineralölsteuer über den Endverbraucherpreis für Heizöl, so dass Energieverbraucher in Ländern mit höheren Heizölsteuern

überwiegend Erdgas als Brennstoff zur Wärmebereitstellung verwenden. So weichen die Preise für nicht-gewerbliches Heizöl 2021 vor allem in Dänemark, aber auch den Niederlanden

(145,6 bzw. 109,9 Euro je 100 Liter) durch ihre Steuerkomponente stärker vom europäischen Durchschnitt (79,7 Euro je 100 Liter) ab. Im Vergleich zum Vorjahr sind die Preise für Endverbraucher in Dänemark um rund 24 % angestiegen. In den Niederlanden wurde der Preisanstieg der Beschaffungskosten (Energiekomponente) durch Senkung der Steuerkomponente im Vergleich zum Vorjahrespreis in etwa konstant gehalten. Die günstigeren Preise für Heizöl in Deutschland (75,8 Euro je 100 Liter im Jahr 2021) und Frankreich (90,2 Euro je 100 Liter im Jahr 2021), die einen sehr ähnlichen Heizölpreisverlauf aufweisen, sind in Abbildung 6 vergleichend dargestellt. Der Heizölpreis in Deutschland liegt unter dem europäischen Durchschnitt und betrug im Jahr 2021

nur fast die Hälfte des dänischen Heizölpreises. Dänemark erhebt seit den Ölkrisen in den 1970er Jahren hohe Steuern auf Heizöl, um Alternativen wettbewerbsfähig zu machen und so die Abhängigkeit vom Öl zu verringern. Die Heizölpreise für den nicht-gewerblichen Einsatz (Haushalte) weichen in Abbildung 6 und Abbildung 5 voneinander ab. Dies liegt darin begründet, dass die Europäische Kommission [EC 2022] einen wöchentlichen Preis an jedem Montag im Jahr veröffentlicht², aus denen dann der Jahresmittelwert gebildet wird, während in den Energiedaten [BMWK 2022] monatliche Durchschnittspreise zusammengetragen werden, die basierend auf einer Indexreihe des statistischen Bundesamtes und einem realen Preis aus dem Jahr 2002 bestimmt werden.

² Daten des Energie Informationsdienstes (EID), die vom Fachreferat „Energiewende in der Mobilität,

Kraftstoffmärkte“ des BMWi an die Europäische Kommission gemeldet werden

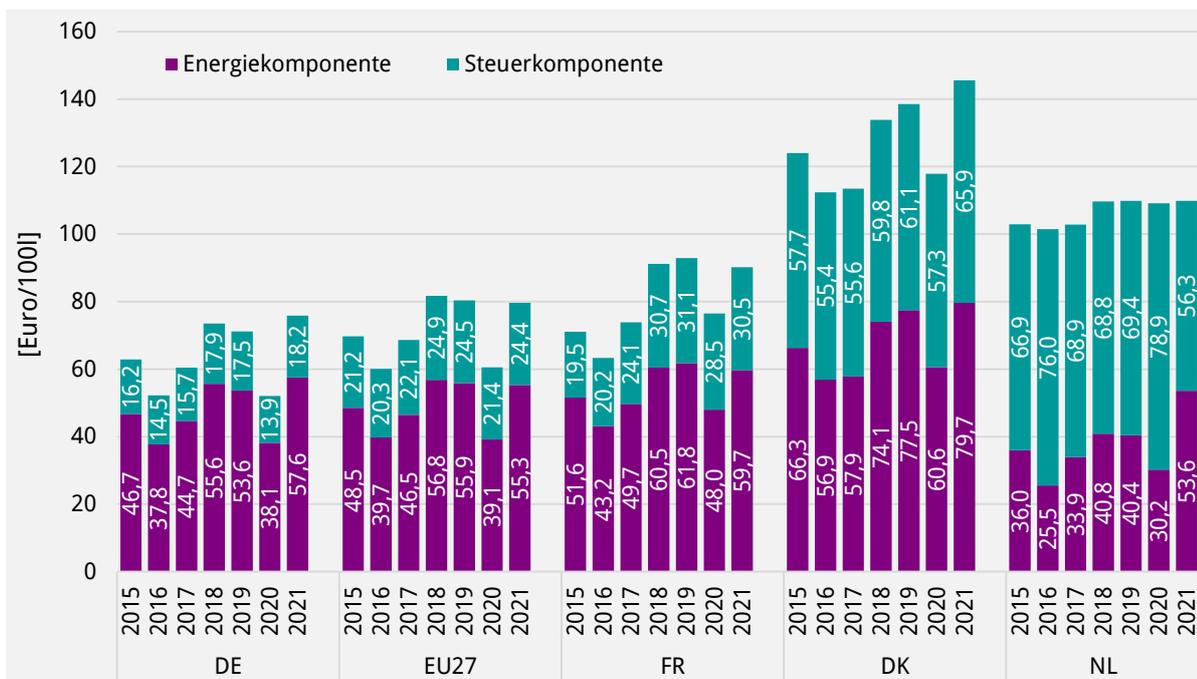


Abbildung 6 Preise auf nicht-gewerbliches Heizöl in Deutschland im Vergleich zu Nachbarländern und dem EU-Durchschnitt 2015 bis 2021

Quelle: [EC 2022] Darstellung: IE Leipzig

Eine regionale Auswertung nach Bundesländern erfolgte über das Internetportal von FastEnergy. Auf der Internetseite können historische Daten zu Heizölpreisen je Postleitzahl abgerufen werden. In Abbildung 7 sind Preise für ländliche Gebiete [BMEL 2019] als Durchschnittswerte für den Monat Februar der Bundesländer abgebildet. Eine Auswertung der Bruttopreise erfolgte nach Stichtagen (1.02./ 15.02./ 28.02.) für die Abnahmemenge von 3.000 Litern Heizöl in Standardqualität nach DIN 51603-1 mit Lieferung an einen Abnehmer. Anhand der drei Stichtage wurde für die Jahre 2015 bis 2021 der Monatsmittelwert für Februar gebildet. Jahresdurchschnittswerte oder Monatsdurchschnittswerte nach Bundesländern sind vom Portalbe-

treiber nicht zu erhalten. 2017 gab es nach Auskunft des Portalbetreibers im untersuchten Gebiet im Saarland einen Händlerwechsel, der dazu führte, dass sich im Vergleich zu allen anderen Bundesländern in dieser Region ein wesentlich höherer Preis ergab. Zwischen den deutschen Bundesländern unterscheiden sich die Endverbraucherpreise für Heizöl in der Regel nur geringfügig (Abbildung 7).

Im Februar 2021 wurde mit 59,1 Euro je 100 Liter (2020: 54,3 SH Euro je 100 Liter) in Rheinland-Pfalz der niedrigste und mit 64,9 Euro je 100 Liter (2020: 62,4 BY Euro je 100 Liter) in Niedersachsen und Sachsen-Anhalt der höchste Preis für nicht-gewerbliche Endverbraucher gemeldet. Baden-Württemberg mit einem Preis von

62,3 Euro je 100 Liter (2019: 61,3 Euro je 100 Liter) belegte Platz 9 im Ländervergleich der Heizölpreise. Höhere Preise in den südlichen

Bundesländern sind vor allem eine Folge der höheren Transportkosten aufgrund der größeren Entfernung zu den Seehäfen [FE 2022].

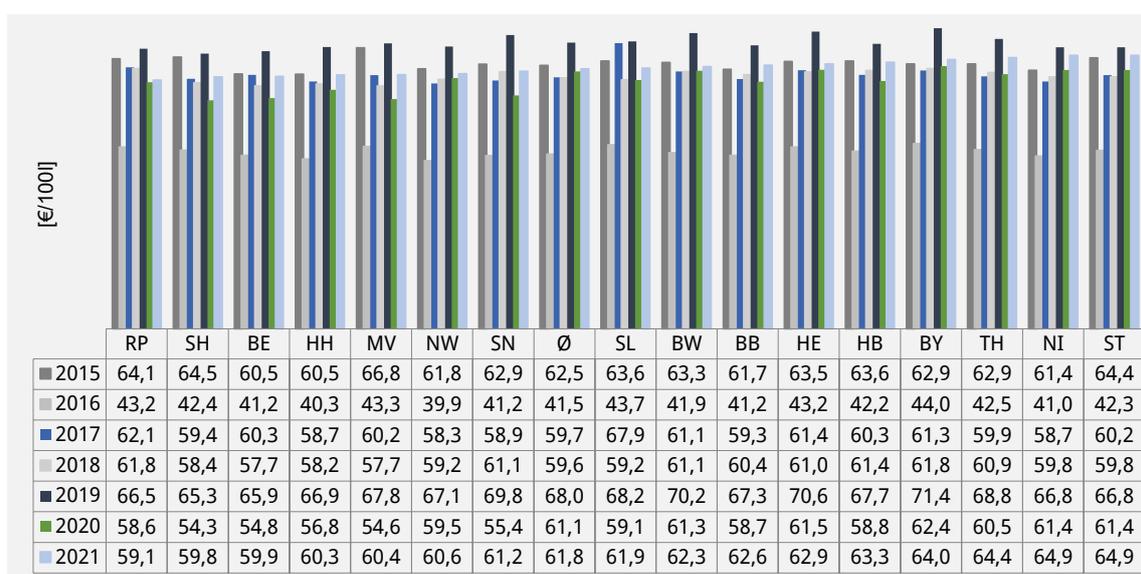


Abbildung 7 Preise für Heizöl bei Belieferung an Haushalte im Bundesländervergleich 2015 bis 2021

Quelle: [FE 2022] Darstellung: IE Leipzig, Reihenfolge in Bezug auf den Preis 2021, Mittelwerte jeweils für den Monat Februar

2.3 Kraftstoffmarkt

Auf Grundlage der Daten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz [BMWK 2022] zeigt Abbildung 8 die Entwicklung der Preisindizes für Superbenzin und Diesel von 2006 bis 2021. Diese sind eng an den Weltmarktpreis für Rohöl gekoppelt und spiegeln dessen Schwankungen entsprechend wider. Auf einen Preisverfall in Folge der Finanz- und Wirtschaftskrise 2008/2009 folgte von 2011 bis Mitte 2014 eine Stabilisierung auf hohem Niveau. Die durchschnittlich höchsten Preise wurden im Jahr 2012 registriert. Mit Ende des Jahres 2014 erfolgte ein Preisverfall, der auf ein Überangebot an Rohöl auf dem Weltmarkt zurückgeht. Auch An-

fang 2016 sowie 2019 sind kurze Einbrüche zu erkennen.

Der Beginn der weltweiten Corona-Krise im Frühjahr 2020 führte zu einem Nachfrageeinbruch, infolgedessen die Preise für Rohöl und damit korrelierte Kraftstoffe stark absanken. Im Jahr 2021 stiegen die Preise wieder stark an, da die kurzfristigen Nachfrageeinbrüche von Ölprodukten durch die Coronakrise nachließen und die konjunkturelle Erholung einsetzte und somit der Rohölpreis stieg. Im November 2021 lagen die Preise um 40 % höher als im Vorjahr. Im Jahresmittel wurden 2021 1,57 Euro pro Liter Superbenzin und 1,40 Euro pro Liter Diesel gezahlt. Im

Vergleich der bisherigen Entwicklungen wurden im Jahr 2021 neue Höchststände bei Superbenzin und Dieselpreisen erreicht. Eine Darstellung der

realen Jahresdurchschnittspreise enthält Abbildung 9.

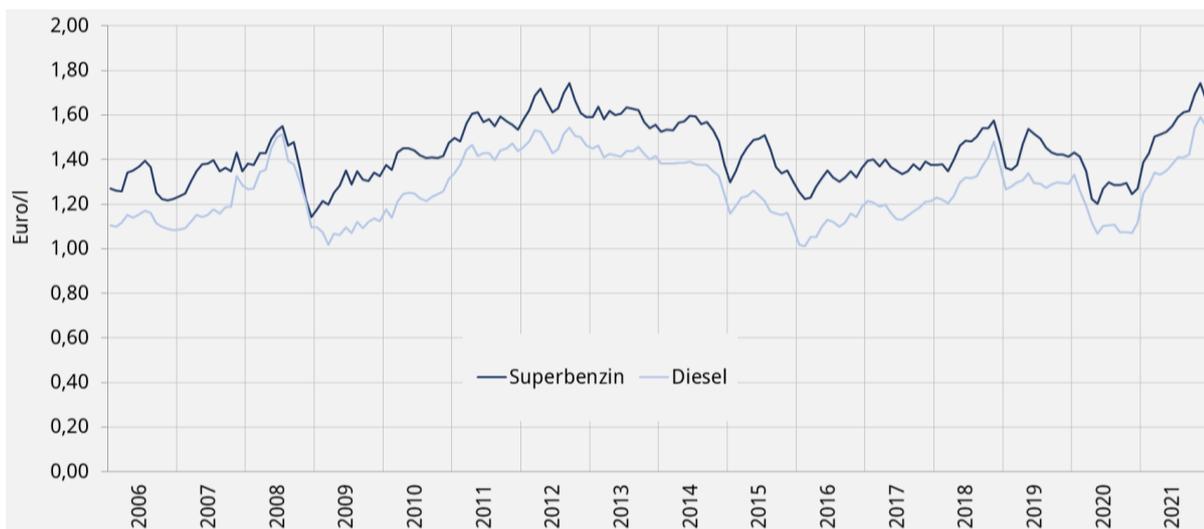


Abbildung 8 Nominale Preise für Superbenzin und Dieselpkraftstoff (monatliche Mittelwerte) 2006 bis 2021

Quelle: [BMWK 2022], Darstellung: IE Leipzig

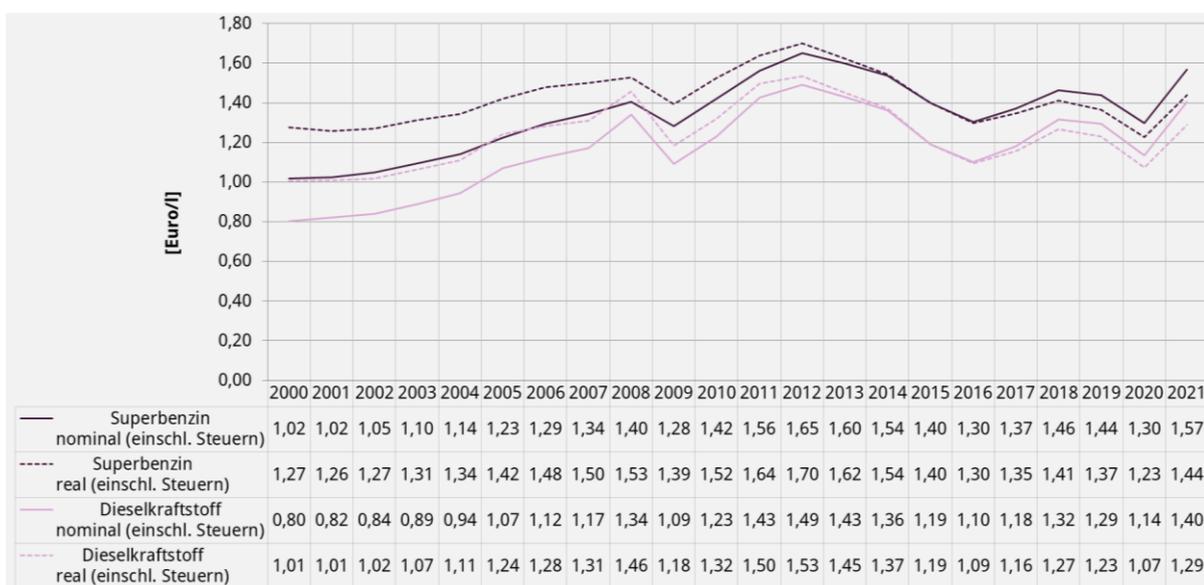


Abbildung 9 Jahresmittel der Preise für Dieselpkraftstoff und Superbenzin von 2000 bis 2021 (nominal und real)

Quelle: [BMWK 2022], Darstellung: IE Leipzig

Im europäischen Vergleich (Abbildung 10) befanden sich die deutschen Endverbraucherpreise 2021 für Superbenzin (1,58 Euro je Liter) auf einem etwas höheren Niveau als der EU27-Mittelwerte (1,51 Euro je Liter), waren aber niedriger als in Dänemark (1,67 Euro je Liter) und den Niederlanden (1,82 Euro je Liter). In Frankreich wurde ein gleich hoher Preis wie in Deutschland gezahlt. Der höchste Wert für Superbenzin wurde im EU-Ländervergleich in den Niederlanden erreicht.

Diesel kostete in Deutschland mit 1,39 Euro je Liter 2021 geringfügig mehr als im europäischen Durchschnitt mit 1,36 Euro je Liter. Gegenüber den ausgewählten Nachbarländern ist Diesel in Deutschland jedoch günstiger gewesen (Abbildung 11). In Frankreich sind die Beschaffungskosten für Diesel am niedrigsten, allerdings

sind die Steuern mit einem Anteil von fast 60 % am höchsten. Der höchste Gesamtpreis wurde in den Niederlanden, mit einem Preis von 1,46 Euro je Liter Diesel, von Verbrauchern gezahlt.

Auch die Preise aus Abbildung 9 und den folgenden Abbildungen zeigen geringe Differenzen bei den Jahreswerten für Deutschland auf. Wie bei Heizöl beruht diese Differenz auf unterschiedlichen Quellen. Die Benzin- und Dieselpreise werden in den Energiedaten [BMWK 2022] aus monatlichen Durchschnittspreisen zusammengetragen, die auf einer Indexreihe des statistischen Bundesamtes und realen Preisen aus dem Jahr 2002 bestimmt werden. Die Preise der europäischen Kommission [EC 2022] ergeben sich aus dem Mittelwert aller Montagswerte, die auf Daten des Energie Informationsdienstes (EID) beruhen.

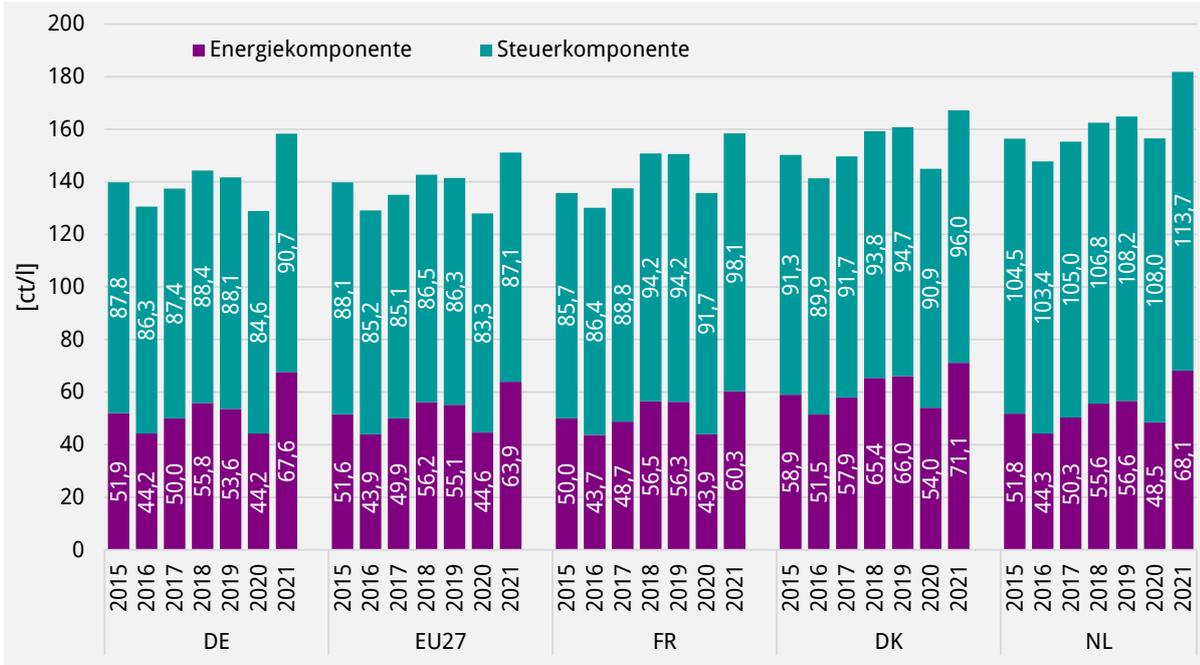


Abbildung 10 Preise für Superbenzin in Deutschland im Vergleich zu Nachbarländern und EU-Durchschnitt 2015 bis 2021
 Quelle: [EC 2022] Darstellung: IE Leipzig

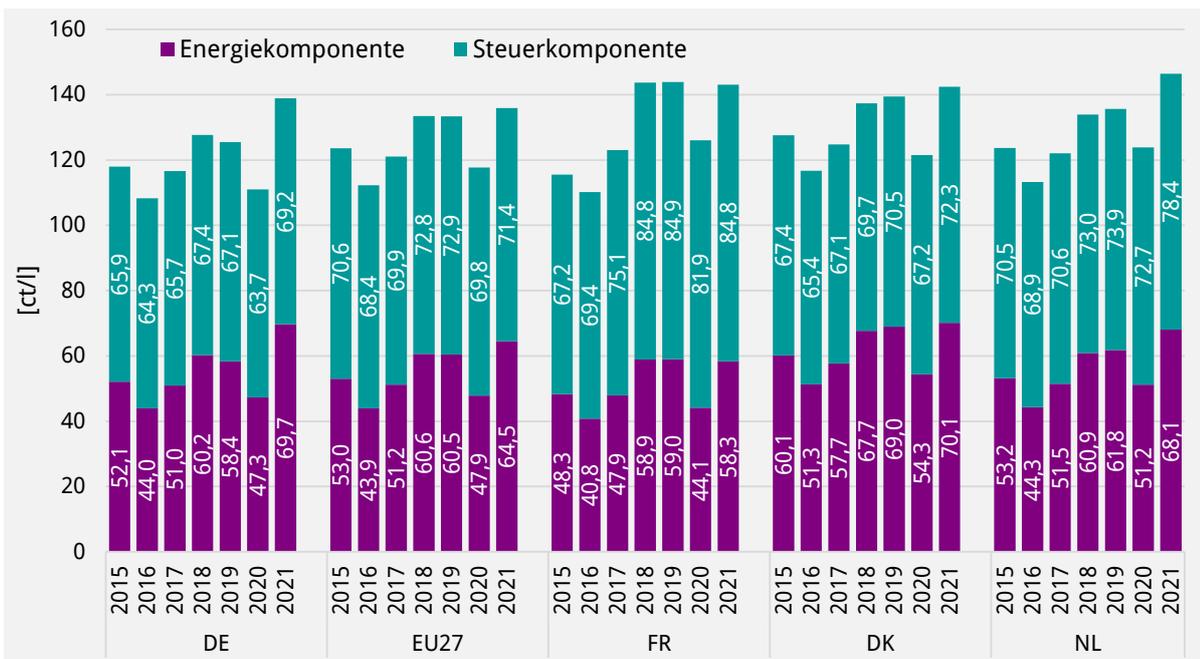


Abbildung 11 Preise für Diesel in Deutschland im Vergleich zu Nachbarländern und EU-Durchschnitt 2015 bis 2021
 Quelle: [EC 2022] Darstellung: IE Leipzig

3 Gasmarkt

Dieses Kapitel gibt einen Überblick zu den Entwicklungen am Gasmarkt. Hierzu zählen sowohl Markt- und Strukturentwicklungen als auch die Gaspreisbestandteile sowie die Preisentwicklung für verschiedene Abnehmergruppen.

3.1 Marktstruktur und Wechselverhalten

Im Jahr 2015 startete die Umstellung der Gasnetze zur Versorgung von Gas mit niedrigem Brennwert (L-Gas) auf Gas mit höherem Brennwert (H-Gas). Die Versorgung mit L-Gas (Belieferungen aus den Niederlanden) werden perspektivisch weiter zurückgehen, sodass eine entsprechende Umrüstung von Endgeräten notwendig ist. Es wird davon ausgegangen, dass die Umstellung 2021 bis 2025 rund 4.700 RLM-Kunden (Gewerbe- und Industriekunden) und 2,1 Mio. SLP-Kunden (Haushaltskunden) betrifft. Notwendig wird die Umstellung der L-Gasgebiete vor allem im Norden und Westen Deutschland [BNetzA 2022].

Durch den Krieg in der Ukraine und den damit verbundenen Sanktionen der westlichen Länder gegenüber Russland als größten Erdgaslieferanten für Deutschland ist derzeit nicht abschätzbar, welche Auswirkungen sich für den Gasmarkt in Deutschland ergeben werden. Im Kapitel 8 zur zukünftigen Erwartung der Gaspreise ergeben sich jedoch drastische Preissteigerungen für die Endkunden. Aus den öffentlichen Diskussionen geht hervor, dass die Erdgasabhängigkeit von Russland schnellstmöglich eingeschränkt werden soll. Als Ergänzungen zu russischen Gasimporten werden LNG-Gaslieferungen per Schiff und die Erhöhung

der Abnahmemengen von Erdgas anderer Zulieferer diskutiert.

Deutschland importierte 2020³ insgesamt 1.674 TWh Erdgas, was einer Senkung um rund 1,7 % gegenüber dem Vorjahr (1.703 TWh) entspricht. Deutschland bezog 2020 rund 11,6 % seiner importierten Gasmengen aus den Niederlanden, 20,9 % aus Norwegen, 67 % aus den GUS-Ländern (einschl. Russland) und 0,57 % aus Belgien. Auf die heimische Erdgasförderung entfielen 2020 rund 50,3 TWh und 10,1 TWh Biogas wurden in das Gasnetz eingespeist [BNetzA 2022].

Im Gegenzug exportierte Deutschland 2020 etwa 814,2 TWh Erdgas-Transitmengen und damit 16,1 % mehr als im Vorjahr. Mit rund 57 % wurde das meiste Erdgas aus Deutschland nach Tschechien exportiert (entspricht einem Zuwachs um 27,9 % im Vergleich zum Vorjahr), es folgen die Niederlande mit 16,1 % und die Schweiz mit 7,5 % [BNetzA 2022]. Damit bleibt Deutschland ein wichtiges Gastransitland in Europa.

Seit der Liberalisierung des Gasmarktes im Jahr 2006 steigt die Zahl der Gasanbieter. So wie Stromkunden ihren Stromanbieter wechseln können,

³ Mengen für 2021 werden erst im Frühjahr 2023 mit dem nächsten Monitoringbericht der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

haben Gaskunden die Möglichkeit, ihren Gasanbieter zu wechseln. Im Jahr 2020 wechselten über 1,65 Mio. Haushaltskunden (2019: rund 1,6 Mio.) in Deutschland ihren Gasanbieter, was einer anzahlbezogenen Lieferantenwechselquote von 12,9 % (2019: 11,3 %) entspricht [BNetzA 2022].

2020 waren in 94 % der Netzgebiete mehr als 50 Gaslieferanten tätig. In über 67 % der Netzgebiete waren es sogar mehr als 100 Gaslieferanten. Im bundesweiten Durchschnitt konnten Letztverbraucher aus 133 (2019: 129) Gaslieferanten wählen, im Bereich der Haushaltskunden im Durchschnitt zwischen 113 Gaslieferanten [BNetzA 2022]. Im Zeitverlauf zeichnet sich eine jährliche Erhöhung der Lieferantenzahl für die Versorgung der Endkunden ab.

Die wechselnden Gaskunden bei den Haushalten haben im Durchschnitt einen höheren Verbrauch

(24 MWh gegenüber 20 MWh im Bundesdurchschnitt). Weiter verfestigt hat sich der Trend, dass sich ein immer größerer Anteil der Haushaltskunden nicht vom örtlichen Grundversorger beliefern lässt, 2020 betraf dies 35,1 % (2019: 34,3 %) aller Haushaltskunden (siehe Abbildung 12).

Bei den Industrie- und Gewerbekunden ist die mengenbezogene Lieferantenwechselquote 2020 für alle Verbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 300 MWh (einschl. Gaskraftwerken) im Vergleich zum Vorjahr von 9,0 % auf 7,3 % gesunken. [BNetzA 2022]. 2020 wurden nahezu 100 % der Industrie- und Gewerbekunden durch Verträge außerhalb der Grundversorgung gebunden. Nur 0,2 TWh (2019: 0,3 TWh) bzw. 0,04 % der Großabnehmer wurden vom Grundversorger versorgt (Abbildung 13).

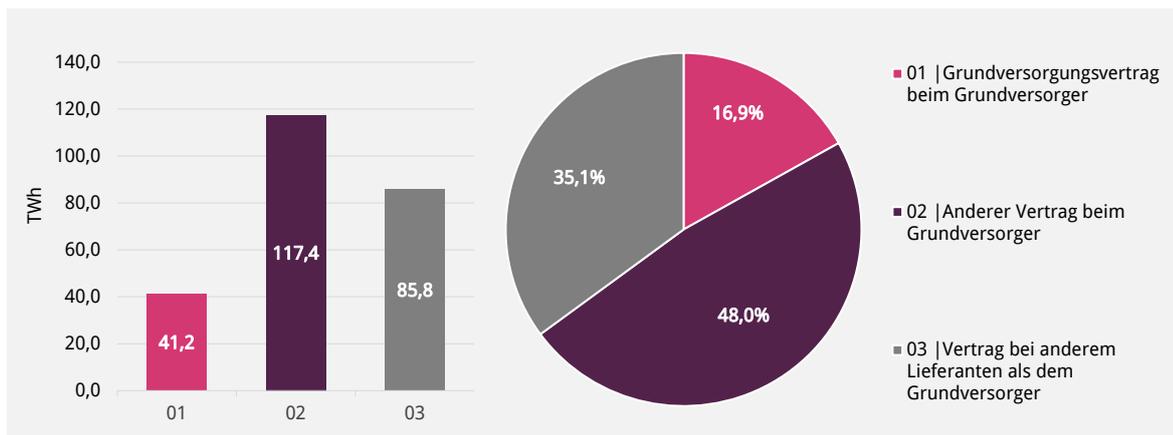


Abbildung 12 Vertragsstruktur (mengenbezogen) von Haushaltskunden 2020
 Quelle: [BNetzA 2022], Darstellung IE Leipzig

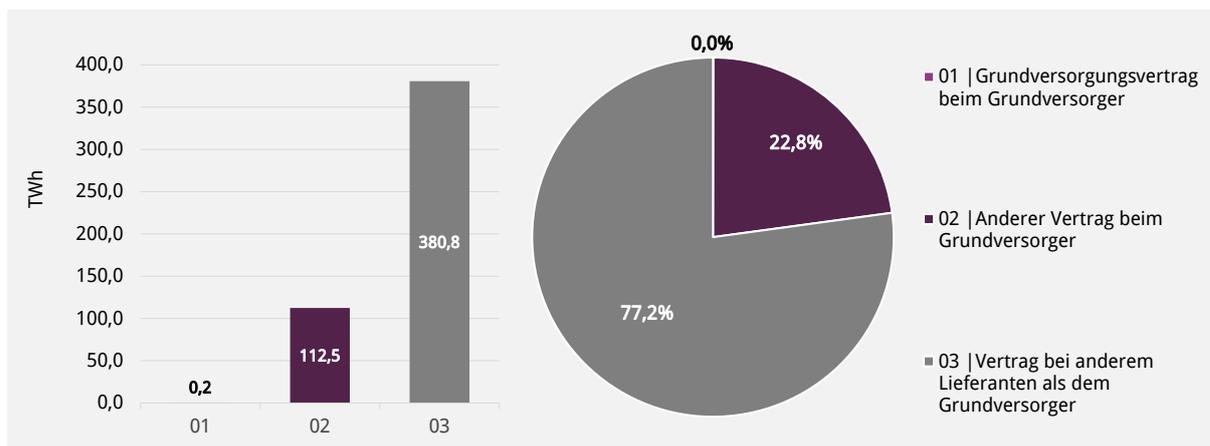


Abbildung 13 Vertragsstruktur (mengenbezogen) von Industrie- und Gewerbekunden 2020

Quelle: [BNetzA 2022], Darstellung IE Leipzig

3.2 Preisentwicklung

Zur Beschreibung der Preisentwicklung werden zunächst die Erzeuger-Preisindizes für Erdgas für verschiedene Verbrauchergruppen dargestellt. Danach erfolgen Darstellungen der Grenzübergangspreise und der Steuern sowie Umlagen. Die Entwicklungen der Gaspreise für die Sektoren „Haushalte“, „Industrie und Gewerbe“ erfolgt anschließend getrennt und detaillierter. Dabei werden die Entwicklungstendenzen jeweils zunächst im europäischen und deutschen Kontext betrachtet. Je nach Datenverfügbarkeit werden dann die Preisanalysen auf das Land Baden-Württemberg bezogen und mit anderen Bundesländern verglichen.

In Abbildung 14 sind die vom Statistischen Bundesamt (Destatis) monatlich veröffentlichten Änderungen der nominalen Preisindizes für Erdgas für unterschiedliche Verbrauchergruppen bis 2021 dargestellt. Bei den Indizes handelt es sich um Erzeugerpreise bei der Abgabe an die vier betrachteten Verbrauchergruppen. Bei allen Ver-

brauchergruppen zeigte sich von 2009 bis zum Jahresende 2012 eine kontinuierliche Steigerung der Preisindizes. Dabei unterliegen die Indizes für Kraftwerke und Industrie größeren Schwankungen als die der Haushalte und die von Handel und Gewerbe. Deutlich wird dies bei Betrachtung der letzten beiden Jahre 2020 und 2021. Innerhalb kürzester Zeiträume durchliefen die Indizes für Kraftwerke und der Industrie den Tiefpunkt als Folge der Coronakrise, um explosionsartig ohne Stopp neue Rekord-Höchststände zum Ende des Jahres 2021 zu erreichen. Die Verläufe der Preisindizes der Kraftwerke und Industrie ähnelten bisher stark denen der Rohölpreisverläufe aus Abbildung 3. Größere Schwankungen (Preissteigerung und starke Senkungen) waren eine Folge der Ereignisse am Weltmarkt für Rohöl. Ende 2021 entkoppelte sich der Verlauf der Indizes von dem des Rohöls, weil die starken Preissteigerungen eine Folge der stark gestiegenen Erdgaspreise an der Börse waren

(kurzfristiger Einkauf von industriellen Großverbrauchern). Für die Erzeugerpreise bei der Abgabe an Haushalte und das Gewerbe gelten Tarife längerfristiger. Die Preisindizes stiegen auf Rekordniveau im Dezember 2021, für die Industrie bis auf 276 % und für Kraftwerke bis auf 328 % im Vergleich zu 2015.

Gründe für die extremen Preissteigerungen sind der rasante konjunkturelle Aufschwung der Wirtschaft nach den Corona-Tiefs [WiWo 2022], die allgemein niedrigen Gasspeicherstände und vor allem der historisch niedrige Gasspeicherstand des größten Gasspeichers im niedersächsischen Reden, der von Gazprom betrieben wird [ARD 2022].

In Tabelle 1 ist die Entwicklung der Preisindizes in einer Betrachtung der letzten 12 Jahre dargestellt. Die Werte sind sowohl nominal als auch inflationsbereinigt (real) angegeben. Die Jahresdurchschnittswerte sind von 2020 zu 2021 in allen betrachteten Verbrauchergruppen angestiegen. Im Vergleich zu den Preissteigerungen bei den Kraftwerken und der Industrie, wo sich die Preisindizes mehr als verdoppelt haben, ist die Preissteigerung im Durchschnitt für Handel und Gewerbe sowie Haushalte viel geringer. Bei Betrachtung der realen Indizes ist der Preisindex der Haushalte fast gleich hoch wie im Vorjahr, bei allen anderen Indizes sind reale Preissteigerungen eingetroffen (Tabelle 1).

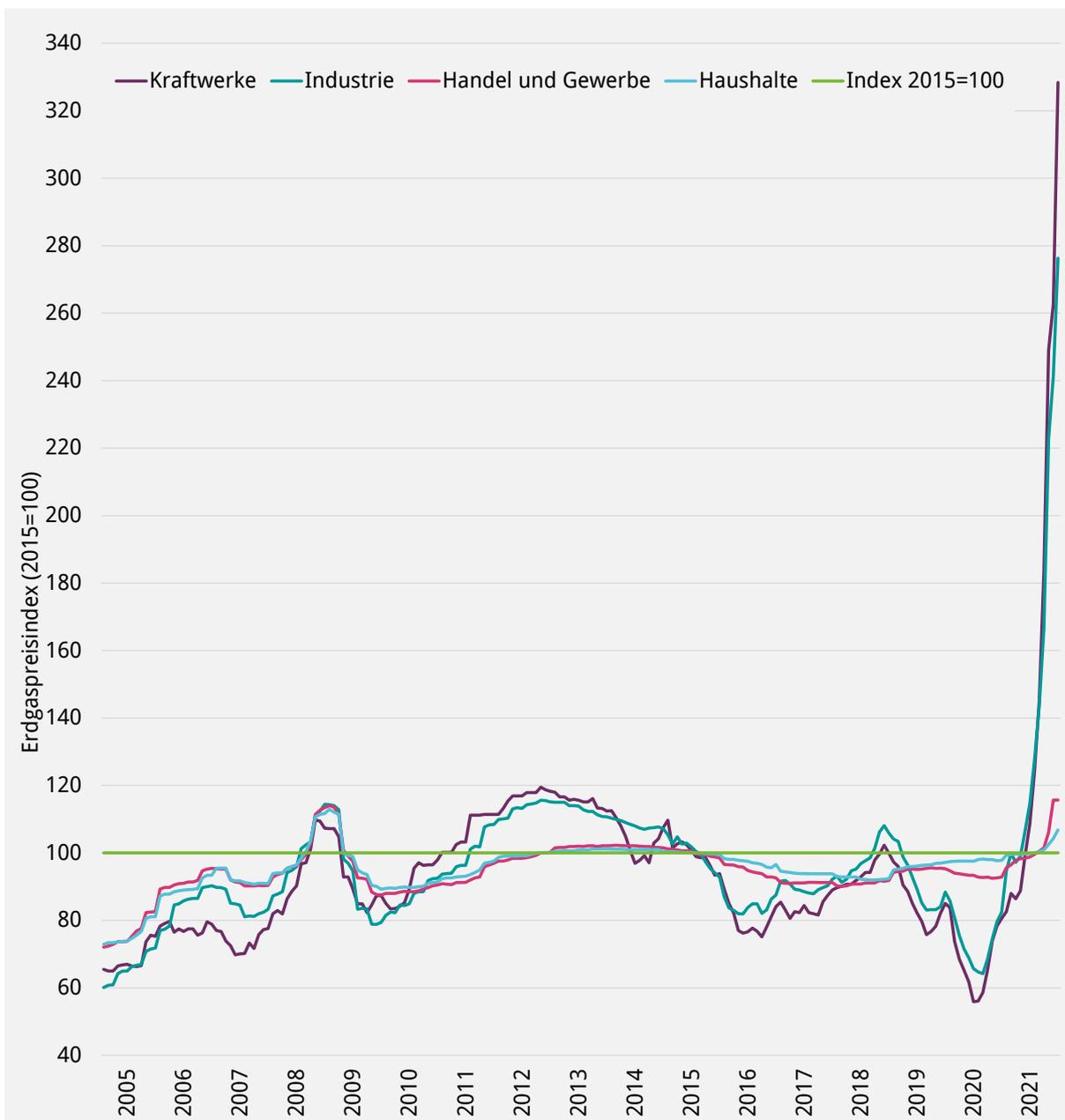


Abbildung 14 Entwicklung der monatlichen Preisindizes für Erdgas für verschiedene Verbrauchergruppen in Deutschland 2005-2021 (nominal)

Quelle: [Destatis 2022], Darstellung IE Leipzig

NOMINAL (Index 2015=100)												
Verbraucher	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
■ Kraftwerke	90,9	106,4	116,7	115,3	103,5	100,0	79,9	83,9	94,5	84,8	68,5	153,9
■ Industrie	86,8	100,0	113,3	113,1	108,3	100,0	84,2	89,9	98,4	91,0	73,5	149,2
■ Handel und Gewerbe	88,9	92,7	98,8	101,9	102,0	100,0	94,7	91,2	91,0	95,1	93,3	102,0
■ Haushalte	90,1	94,3	99,4	100,9	101,0	100,0	97,2	94,0	92,5	96,2	97,7	101,0
REAL (Basisjahr 2015)												
Verbraucher	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
■ Kraftwerke	98,7	114,2	123,5	119,6	105,4	100,0	78,9	81,6	90,1	79,2	63,0	137,3
■ Industrie	94,2	107,4	119,9	117,4	110,3	100,0	83,1	87,4	93,8	85,0	67,6	133,1
■ Handel und Gewerbe	96,5	99,5	104,5	105,7	103,9	100,0	93,5	88,7	86,8	88,8	85,8	91,0
■ Haushalte	96,7	99,1	102,4	102,4	101,5	100,0	96,7	92,2	89,1	91,4	92,4	92,6

Tabelle 1 Entwicklung der Preisindizes (Jahresdurchschnittswerte) für Erdgas für verschiedene Verbraucher in Deutschland (Werte nominal und real mit Preisbasis 2015)

Quelle: [Destatis 2022], Darstellung IE Leipzig

3.2.1 Grenzübergangspreise

Ein wesentlicher Indikator für die Entwicklung des Erdgaspreises ist der vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) veröffentlichte Grenzübergangspreis. Dieser wird in vertraulichen, längerfristigen Verträgen zwischen gasexportierenden und -importierenden Gesellschaften geregelt und überwiegend mit festen Abnahme- bzw. Lieferverpflichtungen ausgehandelt [Konstantin 2017].

In Abbildung 15 ist die Entwicklung des Grenzübergangspreises von Erdgas seit 2010 dargestellt. Der Grenzübergangspreis folgt aufgrund der zum Teil noch bestehenden Ölpreisbindung der Preisentwicklung von Rohöl, allerdings mit einer zeitlichen Verzögerung und weniger ausgeprägten Preisschwankungen. Der Wettbewerb zwischen den Energieträgern führt dazu, dass sich steigende oder fallende Weltmarktpreise eines wichtigen Energieträgers (z. B. Erdöl) auch auf die Preistendenzen der übrigen auswirken.

Nach einem Höchstwert von 2,98 ct/kWh im April 2012 sank der Grenzübergangspreis vor

allem aufgrund des Ölpreisverfalls 2014 und des wachsenden LNG-Angebots (LNG: liquefied natural gas; Flüssigerdgas) aus Übersee auf 1,30 ct/kWh im Mai 2016. Seit diesem Tief war bis Ende 2018 ein steigender Trend erkennbar. Darauf folgte eine Umkehr der Entwicklung. Nach raschem Sinken der Preise wurde im August 2019 mit 1,22 ct/kWh ein neues Mehrjahrestief erreicht. Beim Rohöl erfolgte der Preissturz bereits zum Jahresende 2018. Nach einer kurzen Erholung stürzte der Preis als Folge der Corona-Krise im Juli 2020 auf ein neues Tief bei 0,87 ct/kWh. In den 90er Jahren gab es ähnlich niedrige Preise, allerdings verblieb der Preis länger auf diesem niedrigen Niveau. Im Jahr 2020 setzte nach dem schnellen Rücksetzer auch genauso schnell wieder eine Preiserholung ein. Seit dem Tief, hervorgerufen durch die Coronakrise, stieg der Preis mit einer kleineren Pause zum Ende des Jahres 2020 bis Anfang des Jahres 2021 stark an. Dieser steile Preisanstieg setzte sich das gesamte Jahr 2021 fort. Im Vergleich von Januar zu Dezember 2021 betrug die Preissteigerung

356 %, der Jahresdurchschnittswert des Jahres 2021 verdoppelte sich fast im Vergleich zum Jahr 2020 auf insgesamt 2,35 ct/kWh.

Neben dem direkten Import durch Verträge mit ausländischen Gasproduzenten bietet die Energiebörse EEX (European Energy Exchange) den Gasanbietern eine weitere Möglichkeit Gasmen- gen zu beziehen. Die Erdgasbörsenpreise (siehe

Anhang, Abbildung 96) zeigen im betrachteten Zeitraum einen ähnlichen Verlauf wie der Grenz- übergangspreis. Für die Beschaffung von kurz- fristigen Liefermengen von Erdgas mussten zeit- weise über 160 Euro/MWh gezahlt werden. In 10 Jahren Handel am Spotmarkt waren das historisch hohe Preise, die es so in der dargestell- ten Zeitreihe bisher noch nicht gab.

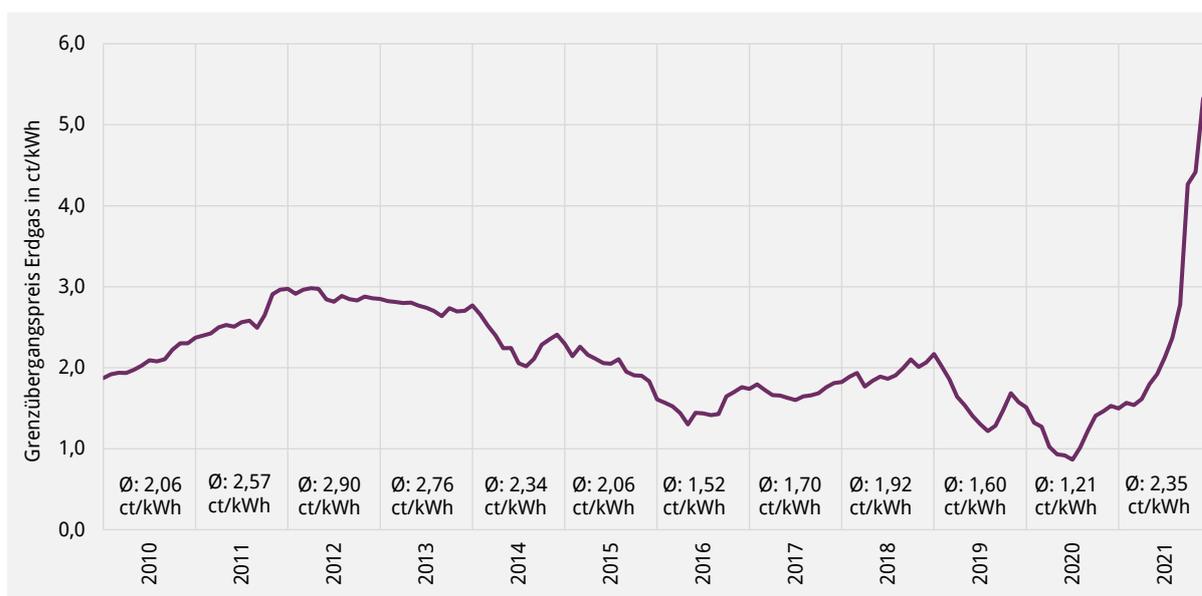


Abbildung 15 Entwicklung des Grenzübergangspreises für Erdgasimporte nach Deutschland von 2010 bis 2021

Quelle: [BAFA 2022], Darstellung IE Leipzig, Anmerkung: Nach vorläufigen Berechnungen des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) für das Jahr 2020.

3.2.2 Steuern und Umlagen

Der Gaspreis für Endverbraucher im Jahr 2021 setzte sich in Deutschland aus folgenden Kostenbestandteilen zusammen:

- Gasbeschaffung und Vertrieb
- Netzentgelte
- Entgelt für Messung, Abrechnung und Messstellenbetrieb
- Konzessionsabgabe
- Steuern (Gas- und Mehrwertsteuer)

▪ CO₂-Abgabe

In Abbildung 16 ist die Zusammensetzung des Erdgaspreises im Jahr 2021 für Haushalte und Industriekunden gegenübergestellt. Gemäß Monitoringbericht 2021 der Bundesnetzagentur [BNetzA 2022] belief sich der Gaspreis für Haushaltskunden mit einem jährlichen Gasverbrauch zwischen 5.556 kWh und 55.556 kWh (20 GJ und 200 GJ), Band II, Eurostat: D2 über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert) zum Stichtag 1. April

2021 auf 6,69 ct/kWh (2019: 6,31 ct/kWh) und damit 0,38 ct höher als im Vorjahr. Davon entfielen nicht ganz die Hälfte 44 % vom Gesamtpreis auf Gasbeschaffung und Vertrieb. Die Netzentgelte machten 22 % des Erdgaspreises aus. Der Anteil von Steuern und Abgaben lag für Haushalte bei 32 %. Erstmals zu verrichten war die CO₂-Abgabe, die mit 0,46 ct/kWh 7 % des Preises ausmachte. Während die Erdgassteuer bundes einheitlich 0,55 ct/kWh beträgt, können die Netzentgelte und Konzessionsabgaben regional variieren.

Für Industriekunden wurde gemäß Monitoringbericht 2021 der Bundesnetzagentur [BNetzA 2022] ein Abnahmefall von 116 GWh (Band ID; Eurostat: I4) mit einer Jahresnutzungsdauer von 4.000 Stunden zugrunde gelegt. Der durchschnittliche Gaspreis für Industriekunden lag zum Stichtag 1. April 2021 bei 2,87 ct/kWh (2020: 2,54 ct/kWh) und damit 13 % über dem Vorjahr. Der Anteil an Steuern und Abgaben lag bei 34 % und damit 12 % höher als im Vorjahr, da auch Industriekunden nun eine CO₂-Abgabe zahlen müssen. Die Preise für Beschaffung und Vertrieb machten 55 % (2020: 64 %) am gesamten Erdgaspreis aus.

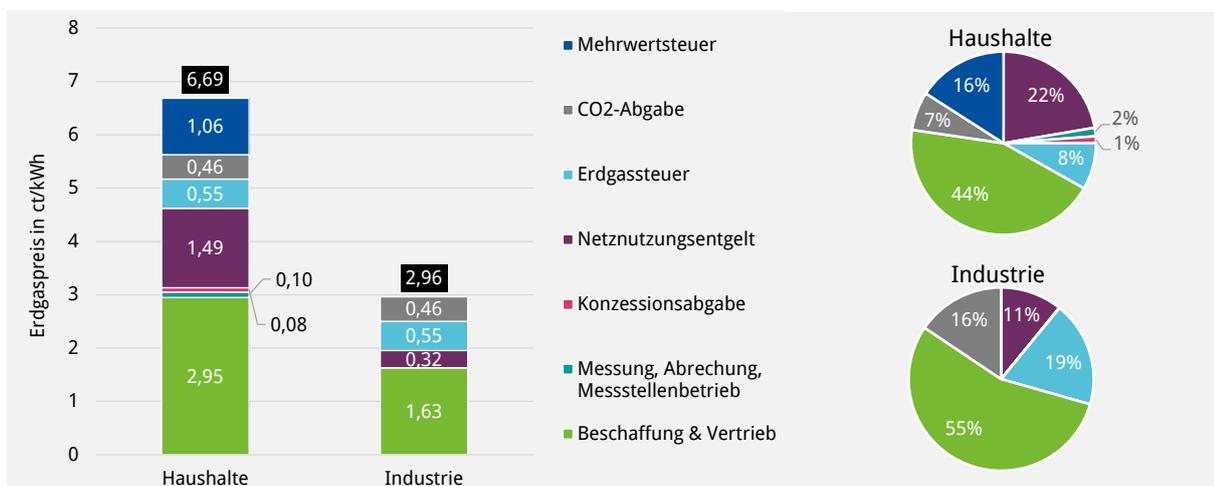


Abbildung 16 Zusammensetzung des Gaspreises für Haushalte (Abnahmefall 20-200 GJ) und Industrie (Abnahmefall 116 GWh) in Deutschland zum Stichtag 1. April 2021
Quelle: [BNetzA 2022], Darstellung IE Leipzig

3.2.3 Haushalte

Das Statistische Amt der Europäischen Union (Eurostat) stellt Daten zu Erdgaspreisen verschiedener Abnehmergruppen zur Verfügung. In der Europäischen Union sind die Haushaltsgaspreise (bei einem Jahresverbrauch zwischen 5.500 und 55.000 kWh) zwischen 2020 und 2021

auf 7,10 ct/kWh im Jahresdurchschnitt angestiegen. Im ersten halben Jahr 2021 betrug der Durchschnittspreis noch 6,38 ct/kWh. In der zweiten Jahreshälfte ist der Preis im Durchschnitt um 22,6 % auf 7,82 ct/kWh angestiegen. Für deutsche Haushaltskunden stieg der Erdgaspreis

in diesem Zeitraum um 10,0 % und wurde bei Eurostat für 2021 mit 6,70 ct/kWh ausgewiesen.

Werden die nominalen Preise für Haushaltskunden aus Angaben des Monitoringberichtes (Abbildung 16) mit denen von Eurostat (Abbildung 17) verglichen, fällt ein Unterschied auf, der folgenden Hintergrund hat: Bei beiden Quellen wird der gleiche Jahresverbrauch betrachtet, bei [BNetzA 2022] ist es jedoch eine Stichtagsauswertung zum 1. April 2021 und bei [Eurostat 2022] der Durchschnittswert für 2021.

Der „staatlich veranlasste Anteil“ umfasst alle Steuern und Abgaben auf den Erdgaspreis im jeweiligen Land, in Deutschland also Gassteuer, Konzessionsabgabe, CO₂-Bepreisung und Mehrwertsteuer. Nach den Angaben von Eurostat bestanden die deutschen Haushaltsgaspreise 2021 zu 32,1 % (2020: 25,3 %) aus Steuern und Abgaben, somit knapp unterhalb des EU-Durchschnitts, in der EU betrug der Anteil 32,6 % (2020: 32,4 %). Der europäische Vergleich zeigt, dass das Gaspreisniveau in Deutschland im Vergleich zum europäischen Durchschnitt und Ländern wie Dänemark, Frankreich und den Niederlanden am niedrigsten liegt. Dies liegt vor

allem darin begründet, dass Dänemark und die Niederlande einerseits zwar vergleichsweise geringe Beschaffungskosten für Erdgas, andererseits aber mit 50,0 % (Dänemark) und 60,5 % (Niederlande) den höchsten Anteil von Steuern und Abgaben am Gaspreis für Haushalte aufweisen. In den Niederlanden möchte die Regierung, dass durch die vergleichsweise hohe Besteuerung sparsamer und effizienter mit Energie umgegangen wird [NL 2022]. In Dänemark ist allerdings der Anteil für die Beschaffungskosten im Vergleich zum Vorjahr auf 50,0 % von vorher 38,2 % stark angestiegen. Dänische Haushalte mussten eine Preissteigerung von insgesamt 43,0 % und damit die höchsten Preise im dargestellten Vergleich hinnehmen.

In Frankreich liegen die Haushalts-Erdgaspreise über denen von Deutschland. Die Beschaffungskosten für Erdgas sind höher, der Anteil der Steuern und Abgaben ist im letzten Jahr etwas niedriger. In Abbildung 18 sind die realen Erdgaspreise dargestellt. Auch beim Vergleich der realen Preise sind diese in Deutschland am niedrigsten.

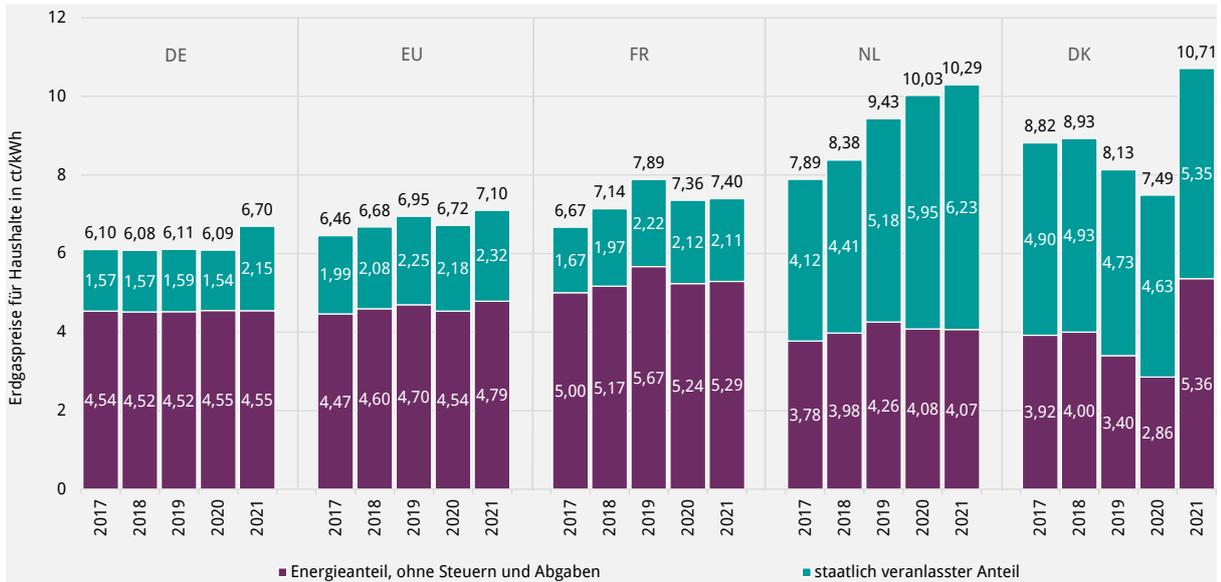


Abbildung 17 Nominale Erdgaspreise für Haushaltskunden im europäischen Vergleich 2017-2021

Quelle: [Eurostat 2021], Darstellung IE Leipzig

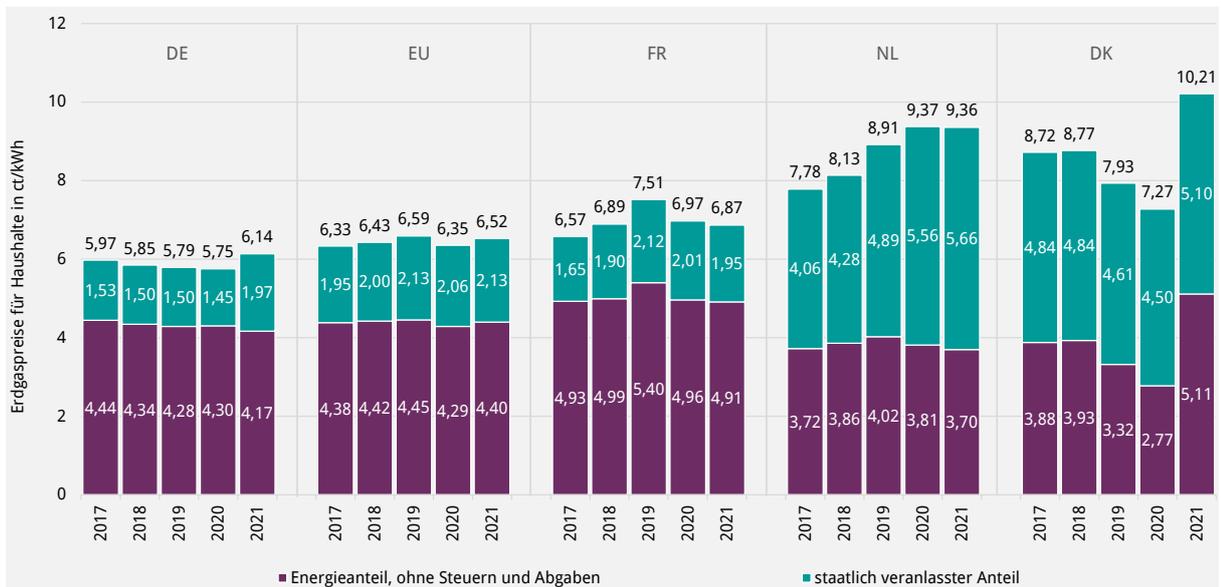


Abbildung 18 Reale Erdgaspreise für Haushaltskunden im europäischen Vergleich 2017-2021

Quelle: [Eurostat 2022], [Eurostat 2022b], Darstellung IE Leipzig

Für den bundesweiten Vergleich der Erdgaspreise wurden Daten des Verbraucherportals Verivox ausgewertet. Sie

beziehen sich auf Haushalte mit einem durchschnittlichen Verbrauch von 20.000 kWh pro Jahr bei einer Heizleistung von 13 kW. Es

werden die günstigsten Tarife der Grundversorger herangezogen. Alternative Anbieter sind im Schnitt günstiger.

Die Erdgaspreise der Grundversorger für Haushaltskunden sind in Baden-Württemberg im Vergleich zum Vorjahr (5,96 ct/kWh) um rund 37,2 % auf 8,18 ct/kWh gestiegen. Trotz dieser hohen Preissteigerung bleibt Baden-Württemberg noch unter dem Bundesdurchschnitt. Der Preis im Bundesdurchschnitt ist im Vergleich zum Vorjahr um 50,2 % angestiegen. In Bremen und Bayern liegen die Erdgaspreise noch unter 8 ct/kWh (Abbildung 19). Die Kosten für

Marge, Beschaffung und Vertrieb lagen in Baden-Württemberg diesmal unter dem Bundesdurchschnitt. Die Kosten für Netzentgelte waren höher als im Bundesdurchschnitt. Baden-Württemberg belegte in diesem Jahr den dritten Platz beim Bundesländervergleich, im Vorjahr war es noch Platz 12.

Die Preise aus Abbildung 19 [Verivox 2022] und Abbildung 16 [BNetzA 2022] fallen für Haushalte in Deutschland unterschiedlich aus. Gründe sind hier verschiedene Erhebungsmethoden und Stichtage der verwendeten Quellen.



Abbildung 19 Erdgaspreise für Haushaltskunden nach Bundesländern 2021

Quelle: [Verivox 2022], Darstellung IE Leipzig, Stichtag 01.12.2021

Ein Teil der bundeslandspezifischen Preisdifferenz von Erdgas lässt sich auf den in Flächenländern höheren Verteilungsaufwand und dem laufenden – zur Erhöhung der Versorgungssicherheit nötigen – Ausbau des Gasnetzes, z. B. in Baden-Württemberg zurückführen. Dieser

spiegelt sich in den Netzentgelten als Teil des Erdgaspreises wider. 2021 lag die Höhe der Netzentgelte im Dezember im Bundesdurchschnitt bei 1,61 ct/kWh (2020: 1,57 ct/kWh) und in Baden-Württemberg bei 1,68 ct/kWh (2020: 1,64 ct/kWh) und damit geringfügig um 2,4 %

höher als im Vorjahr von Verivox dokumentiert wurde (Abbildung 20).

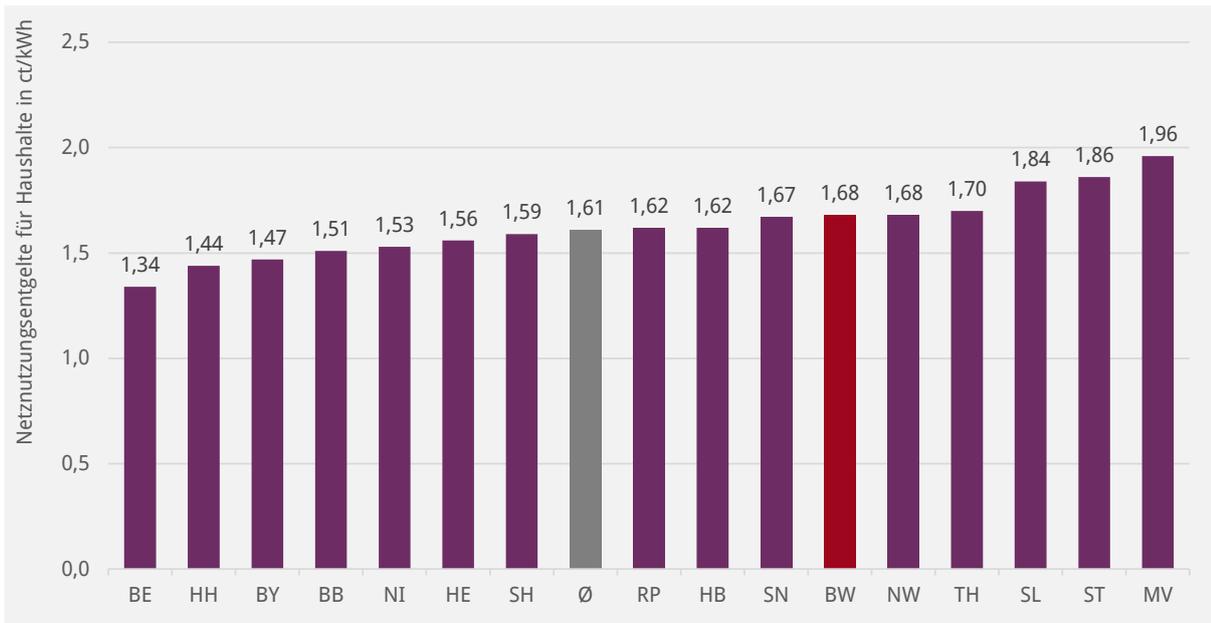


Abbildung 20 Netzentgelte für Haushaltskunden nach Bundesländern 2021

Quelle: [Verivox 2022], Darstellung IE Leipzig, Stichtag 1.12.2021

3.2.4 Industrie und Gewerbe

Aus der „Marktübersicht Strom- und Gaspreise für Haushalte und Gewerbe“ des Verbraucherportals Verivox wurden die Tarifangebote der örtlichen Grundversorger ausgewertet und in Abbildung 21 gegenübergestellt. Dabei handelt es sich um durchschnittliche Preise zum 01.12.2021, inklusive aller Steuern und Abgaben. Betrachtet wurden Gewerbekunden mit einem jährlichen Verbrauch von 90.000 kWh und einer Heizleistung von 50 kW. Es wurden nur die günstigsten Angebote der örtlichen Grundversorger berücksichtigt, soweit diese im Internet veröffentlicht werden. Im bundesweiten Vergleich 2021 lag Baden-Württemberg an fünfter Stelle und verbesserte sich gegenüber dem zwölf-

ten Platz im Vorjahr (Abbildung 21). Der Erdgaspreis in Baden-Württemberg betrug 2021 6,24 ct/kWh und verteuerte sich im Vergleich zum Vorjahr um 1,41 ct/kWh (2020: 4,83 ct/kWh). Im Bundesdurchschnitt wurden um 1,6 % leicht höhere Preise gezahlt als in Baden-Württemberg. Um 37 % sind die Preise im Bundesdurchschnitt, in Baden-Württemberg um 29 % im Vergleich zum Vorjahr gestiegen. Bundesweit war in Sachsen-Anhalt Erdgas mit 5,29 ct/kWh am günstigsten. Die höchsten Preise waren im Saarland (7,41 ct/kWh) vorzufinden.

Die Netzentgelte in Baden-Württemberg liegen mit 1,43 ct/kWh über dem Bundesdurchschnitt von 1,30 ct/kWh (Abbildung 22). Im Vergleich zu

2020 liegen die Netzentgelte in Baden-Württemberg um 0,04 ct/kWh höher. Der Stadtstaat Berlin weist 2021 die geringsten Netzentgelte für Gewerbekunden auf, was vor allem auf eine höhere Nachfragedichte und eine bessere Auslastung der Netzinfrastruktur zurückzuführen ist.

Eine Auswertung der Gaspreise für Industriekunden nach Bundesländern ist aufgrund nicht zur Verfügung stehender Daten leider nicht möglich. Diese Verträge sind individuell ausgehandelt und die Daten müssen nicht veröffentlicht werden.



Abbildung 21 Erdgaspreise für Gewerbekunden nach Bundesländern 2021

Quelle: [Verivox 2022], Darstellung IE Leipzig, Stichtag 1.12.2021

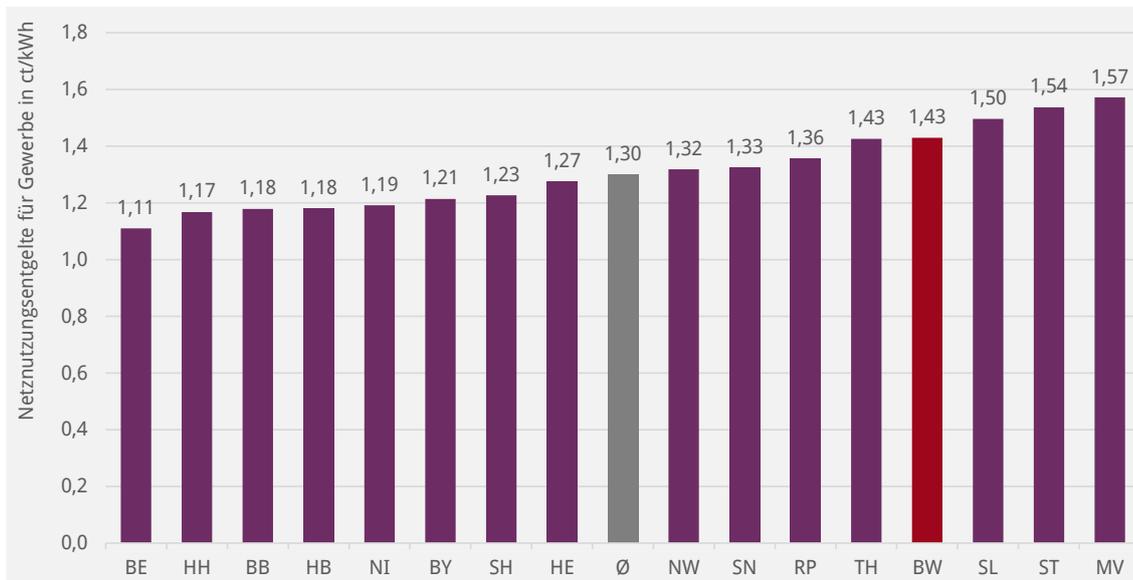


Abbildung 22 Netzentgelte für Gewerbekunden nach Bundesländern 2021

Quelle: [Verivox 2022], Darstellung IE Leipzig

Die Auswertung der Daten des Statischen Amtes der Europäischen Union (Eurostat) zu den Industriegaspreisen umfasst die drei Verbrauchergruppen I1, I3 und I5:

- Gruppe I1: Verbrauch < 1.000 GJ
- Gruppe I3: 10.000 GJ ≤ Verbrauch < 100.000 GJ
- Gruppe I5: 1 Mio. GJ ≤ Verbrauch < 4 Mio. GJ.

Genau wie für den Strombezug gilt auch für den Bezug von Erdgas: Je mehr Energie ein Unternehmen verbraucht, desto niedriger liegt der Endverbraucherpreis je verbrauchter Einheit. Unterschiede zwischen den Preisen für Haushalte und Industrie liegen unter anderem darin begründet, dass der Industrie aufgrund der meist geringeren Anzahl an beteiligten Marktstufen und der größeren Gasabnahmemenge günstigere Preise pro verbrauchte Einheit angeboten werden. Weiterhin zahlen viele Industriekunden weniger Steuern

und Abgaben sowie Netzentgelte (siehe Abbildung 16). Zudem sind bei der Darstellung der Industriepreise erstattungsfähige Kosten wie Mehrwertsteuer sowie weitere erstattungsfähige Steuern und Abgaben nicht inbegriffen.

Die Daten von Eurostat zeigen gegenüber dem Vorjahr in den Verbrauchergruppen I3 und I5 stark gestiegene nominale Gaspreise. Dies beruht vor allem auf den gestiegenen Beschaffungskosten für Erdgas (Abbildung 23 ff.). Mit einer Erhöhung von 185,4 % sind die nominalen Preise in der Verbrauchergruppe I5 in Dänemark am stärksten gestiegen.

Die niedrigsten Preise werden in der Verbrauchergruppe I5 erzielt. Deutschland erreichte mit 3,11 ct/kWh den niedrigsten Preis in der Gruppe der betrachteten Länder. Im Jahr 2021 lag der nominale Erdgaspreis im EU-Durchschnitt, je nach Verbrauchergruppe, zwischen 3,26 und

5,50 ct/kWh (2020: 1,81 ct/kWh und 4,88 ct/kWh). Mit 8,09 ct/kWh wurde 2021 der höchste Preis in der Verbrauchergruppe I1 in Dänemark erreicht. Für die Niederlande wurden 2018, 2019, 2020 und 2021 für die Verbrauchergruppe I1 aufgrund „geringer Zuverlässigkeit“ in den Eurostat-Daten kein Wert ausgewiesen.

In Deutschland stiegen die Preise in der Verbrauchergruppe I1 gegenüber dem Vorjahr um 14,4 % auf 5,08 ct/kWh an und liegen in dieser Verbrauchergruppe unter dem europäischen Durchschnitt. In der Verbrauchergruppe I5 liegen sie mit 3,49 ct/kWh (2020: 1,85 ct/kWh ebenfalls unter dem EU-Durchschnitt (3,58 ct/kWh). Für Dänemark sind die nominalen Gaspreise 2021 in den Verbrauchergruppen I1 bis I5 am stärksten gestiegen. Ein höherer staatlich veranlasster Preisbestandteil und gleichzeitig stark gestiegene Beschaffungskosten führten im Vergleich der EU-Länder zu höchsten nominalen Industriegaspreisen.

In der Vergangenheit waren die staatlich veranlassten Preisbestandteile in Deutschland für alle Verbrauchergruppen der Industrie (Ermäßigung für produzierendes Gewerbe) noch fast gleich hoch, bei ca. 0,4 ct/kWh. In den letzten

beiden Jahren steigt dieser Anteil jedoch stetig an. Im Jahr 2021 wurde die CO₂-Bepreisung eingeführt. Europaweit ist der Anteil von Steuern und Abgaben stärker nach Verbrauchsklassen gespreizt und ist 2021 in unterschiedlichem Maße angestiegen. Damit lag der Anteil von Steuern und Abgaben

- in der Verbrauchsgruppe I1 in Deutschland bisher immer deutlich unterhalb des europäischen Durchschnitts, 2021 ist dieser Unterschied mit -4,2 % allerdings nicht mehr so groß,
- in der Verbrauchergruppe I3 2021 sogar um 40,5 % höher als im europäischen Durchschnitt,
- für Großverbraucher der Verbrauchergruppen I5 in Deutschland weiterhin erheblich höher (+85,7 %) als im europäischen Durchschnitt.

Den höchsten Steuer- und Abgabenanteil verzeichnete im Jahr 2021 Dänemark, wo Steuern und Abgaben in der Verbrauchergruppe I1 34,3 % (2020: 49,6 %) des Endpreises ausmachten, aber auch in den Niederlanden betrug dieser Anteil in der Verbrauchergruppe I3 34,4 % (2020: 44,3 %). In Frankreich war in der Verbrauchergruppe I5 mit 3,4 % (2020: 6,3 %) der Anteil für Steuern und Abgaben am niedrigsten.

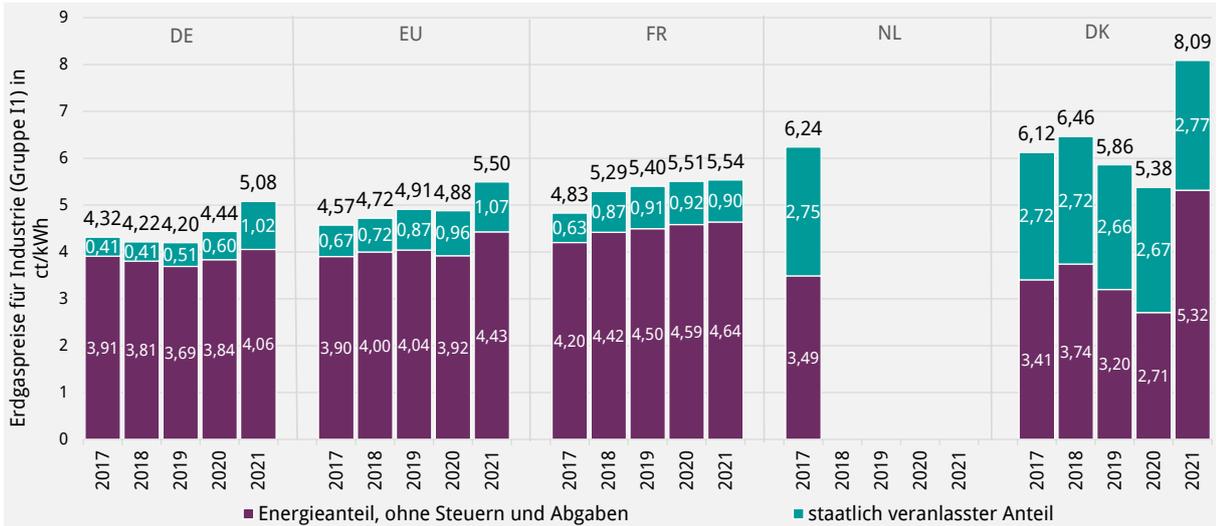


Abbildung 23 Nominale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe I1 der Industrie im europäischen Vergleich 2017-2021

Quelle: [Eurostat 2022], Darstellung IE Leipzig, Gesamtpreise ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben

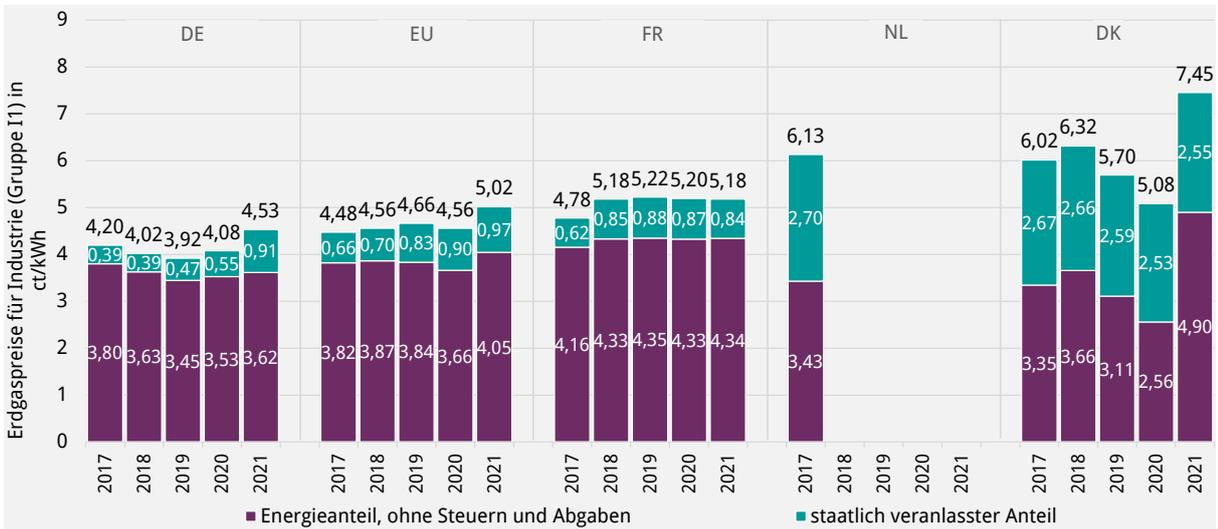


Abbildung 24 Reale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe I1 der Industrie im europäischen Vergleich 2017-2021

Quelle: [Eurostat 2022], [Eurostat 2022a], Darstellung IE Leipzig, Gesamtpreise ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben

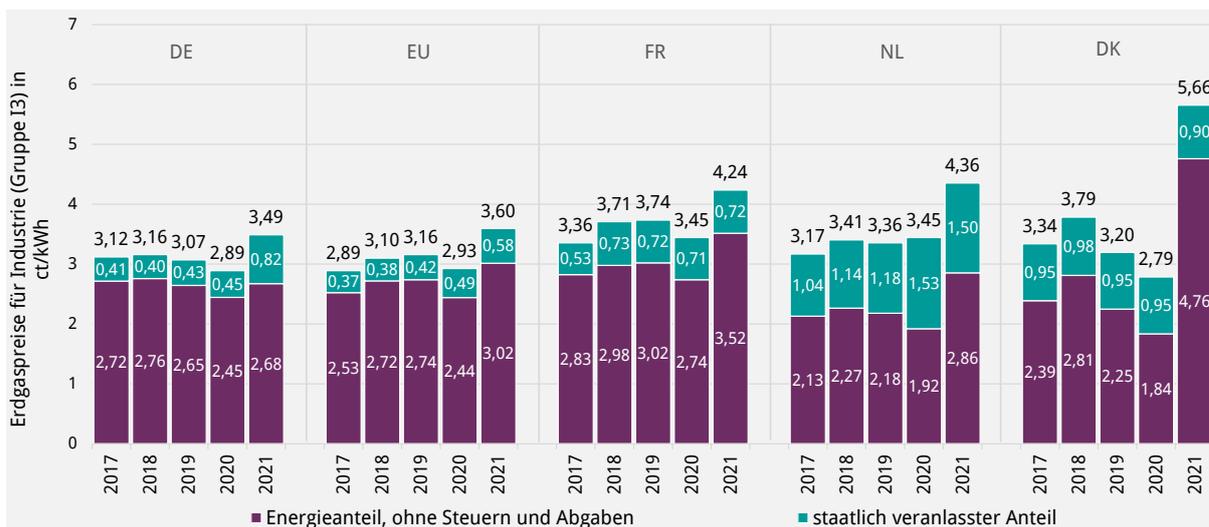


Abbildung 25 Nominale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe I3 der Industrie im europäischen Vergleich 2017-2021

Quelle: [Eurostat 2022], Darstellung IE Leipzig, Gesamtpreise ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben

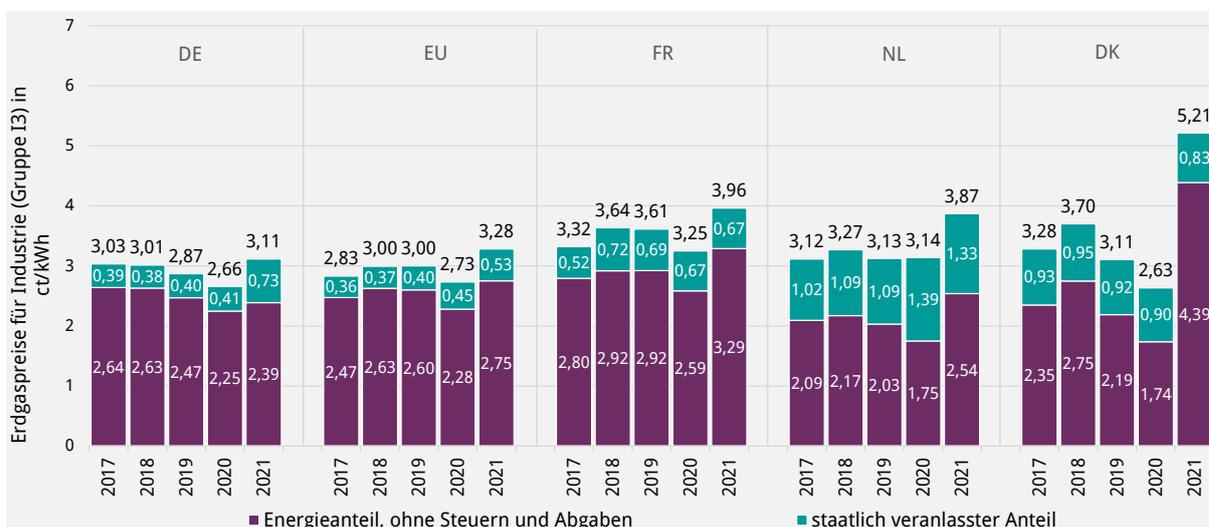


Abbildung 26 Reale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe I3 der Industrie im europäischen Vergleich 2017-2021

Quelle: [Eurostat 2022], [Eurostat 2022a], Darstellung IE Leipzig, Gesamtpreise ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben

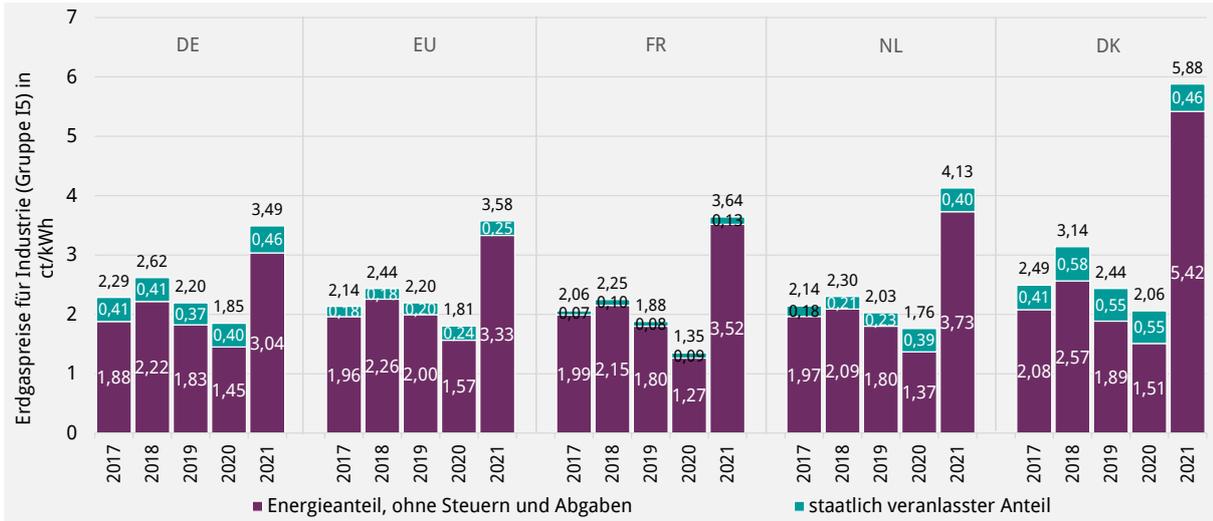


Abbildung 27 Nominale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe I5 der Industrie im europäischen Vergleich 2017-2021

Quelle: [Eurostat 2022], Darstellung IE Leipzig, Gesamtpreise ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben

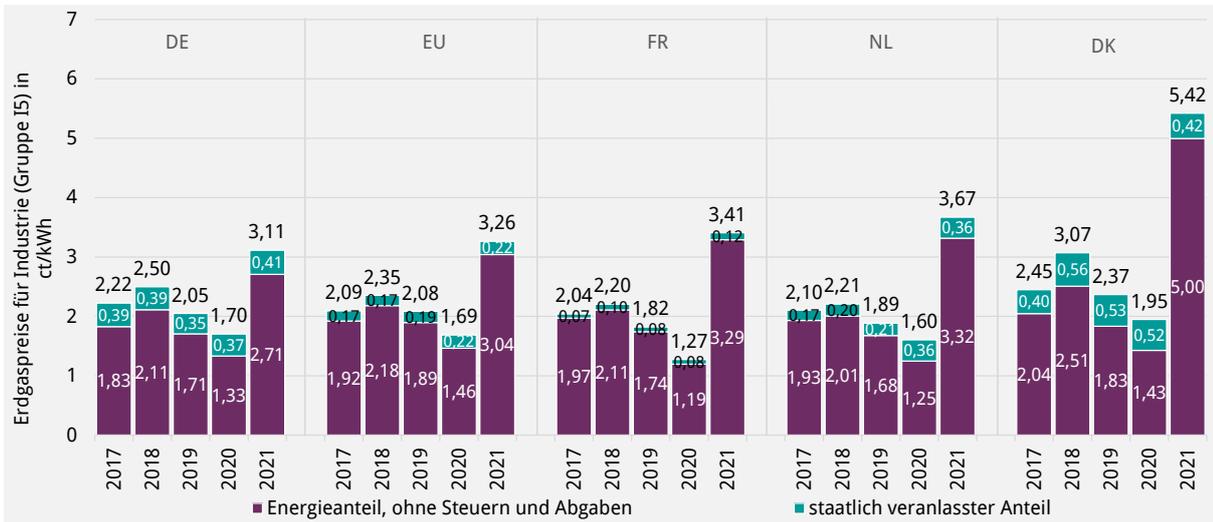


Abbildung 28 Reale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe I5 der Industrie im europäischen Vergleich 2017-2021

Quelle: [Eurostat 2022], [Eurostat 2022a], Darstellung IE Leipzig, Gesamtpreise ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben

Im nächsten Schritt werden die Gaspreise über Europa hinaus mit denen in den Vereinigten Staaten von Amerika (USA) verglichen. Dort werden entsprechende Statistiken bei der Energy Information Administration (EIA) geführt. Beim Vergleich der deutschen bzw. europäischen Industriegaspreise sei darauf hingewiesen, dass die von der EIA erhobenen und publizierten Daten keine Differenzierung hinsichtlich unterschiedlicher Gasbezugsmengen, d. h. Verbrauchergruppen, erlauben. Dadurch ist ein sinnvoller Vergleich mit den in Eurostat angegebenen und nach Verbrauchergruppen unterschiedenen Werten für Deutschland und Europa nur eingeschränkt möglich.

Im Industriesektor zeigt sich eine große Spannweite der Gaspreise in den USA. Der niedrigste Preis lag 2021 mit umgerechnet 1,08 ct/kWh in West Virginia und der höchste bisher dokumentierte Preis (nur 20 Bundesstaaten mit Angaben) mit 2,91 ct/kWh in Massachusetts (Abbildung 29). Im Durchschnitt lag der amerikanische Gaspreis für Industriekunden 2021 bei 1,59 ct/kWh und damit deutlich unter den deutschen (3,49 ct/kWh) bzw. europäischen (3,58 ct/kWh) durchschnittlichen Werten in der Verbrauchergruppe I5.

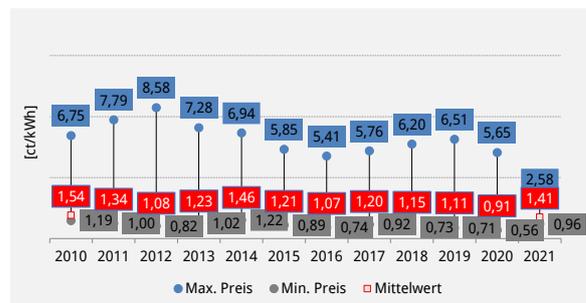
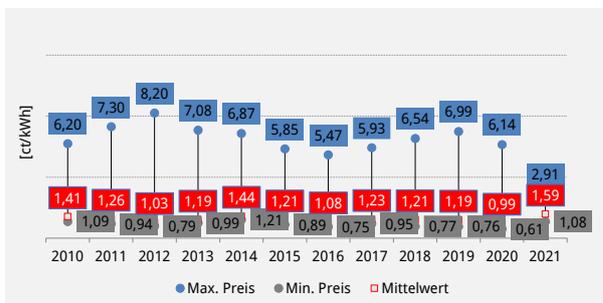


Abbildung 29 Nominale (links) und reale (rechts) Erdgaspreise für die Industrie in den USA

Quelle: [EIA 2022a], [DB 2022], Darstellung IE Leipzig, Angaben in Eurocent je kWh, Anmerkung: mit Stand 13.05.2022 liegen nur Angaben zum Gaspreis für 20 Bundesstaaten vor

4 Strommarkt

Im vorliegenden Kapitel zum Strommarkt werden die unterschiedlichen Preisniveaus der einzelnen Verbrauchergruppen dargestellt. Eine ausführliche Aufgliederung der Strompreisbestandteile schafft Klarheit darüber, wodurch die Preisunterschiede entstehen.

4.1 Marktstruktur und Wechselverhalten

Stromhandel

An den Strommärkten der EEX Group wuchs das Handelsvolumen 2021 um 5 % gegenüber dem Vorjahr auf 7.405,7 TWh (2020: 7.077,4 TWh). Die gehandelten Strommengen in deutschen Strom-Futures erhöhten sich ebenfalls und betrugen 3.097,6 TWh. Der Handel mit Strom-Futures ist einer der EEX-Kernmärkte. Insgesamt bestätigte die EEX als Plattform im Stromhandel ihre weltweite Führungsposition erneut [EEX 2022].

Zum Ende des Jahres 2021 wurden die Kernkraftwerke Brokdorf, Grohnde und Gundremmingen (Block C) vom Netz getrennt. In Deutschland sind nur noch drei Kernkraftwerke in Betrieb. Diese sollen bis spätestens zum 31. Dezember 2022 ebenfalls abgeschaltet werden. Durch den beschlossenen Kohleausstieg sind drei Blöcke (Nennleistung jeweils 300 MW) der Braunkohlekraftwerke Neurath, Niederaußem und Weißweiler ebenfalls vom Stromnetz abgetrennt wurden [SMARD 2022]. Die Anzahl der Stunden mit negativen Börsenstrompreisen verringerte sich auf insgesamt 139

Stunden, im Vorjahr waren es noch 298 Stunden [SMARD 2022].

2021 wurden 17,4 TWh Netto an Strom in Nachbarländer exportiert. Damit ist der Nettoexport im Vergleich zu 2020 zurückgegangen. Der prozentuale Anteil des Rückgangs betrug 5,9 %, 2020 waren es noch 18,5 TWh [BNetzA 2022a]. Die Reduzierung ergab sich durch den Zuwachs der Stromausfuhr auf 57,0 TWh (2020: 52,4 TWh) bei gleichzeitigem größerem Zuwachs der Stromimporte auf 39,6 TWh (2020: 33,9 TWh) [BNetzA 2022a]. Der größte Stromabnehmer für Deutschland war Österreich mit 18,45 TWh, gegenüber dem Vorjahr blieb die Stromliefermenge fast gleich hoch. Strom wurde aus Polen, Dänemark, Schweden und Norwegen netto importiert. Den größten Anteil mit 9 TWh hatte Dänemark [SMARD 2022]. Der Handel mit Belgien und Norwegen ist seit November 2020 bzw. April 2021 möglich und erhöht somit die Handelsmöglichkeiten für Stromexporte und Stromimporte für Deutschland weiter.

Wechselverhalten

Seit 1998 können mit dem Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts private und gewerbli-

che Stromkunden zwischen verschiedenen Stromversorgern wählen.

Laut dem Monitoringbericht 2021 der Bundesnetzagentur [BNetzA 2022] haben sich im Jahr 2020 fast 5,4 Mio. Haushaltskunden (2019: 4,48 Mio.) entschieden, ihren Stromanbieter zu wechseln. Das waren 2020 10,9 % aller Haushaltskunden (2019: 9,9 %).

Der Anteil der Haushaltskunden, die durch einen anderen Lieferanten als ihren Grundversorger mit Strom versorgt wurden, ist gegenüber dem Vorjahr angestiegen. Der von ihnen bezogene Strom machte 2020 37,9 % des gesamten Haushaltsstroms aus (2019: 33,5 %). Hingegen wurde 24,7 % (2019: 26,3 %) des Stroms über den Grundversorgungsvertrag beim Grundversorger bezogen (Abbildung 30).

In der Letztverbraucher­kategorie mit mehr als 10 MWh Jahresverbrauch (hierzu zählen Gewerbe- und Industriekunden) wechselten 2020 11,6 % ihren Stromanbieter (2019 11,7 %). Seit 2017 befindet sich die Lieferantenwechselquote dieser Kategorie auf einem sinkenden Niveau [BNetzA 2022].

Bei den Gewerbe- und Industriekunden wurden 2020 nur 0,1 % der Strommengen aus Grundversorgungs­verträgen beim Grundversorger bezogen (2019: rund 0,2 %). Mit 75,5 % (2019: 72,9 %) wurde der größte Teil der Strommengen 2020 über Sonderverträge oder besondere Tarife von anderen Lieferanten als den Grundversorgern geliefert (Abbildung 31).

Zum Ende des Jahres 2021 gestaltete sich der Wechsel zu einem anderen Stromlieferanten schwieriger als die Jahre zuvor. Die hohen Beschaffungskosten für Strom sorgten für ein geringeres Angebot an Neukundentarifen bei Lieferantenwechselportalen wie z. B. Verivox. Einige Grundversorger bieten wesentlich höhere Tarife für Neukunden an, während Bestandskunden zunächst von starken Preiserhöhungen verschont blieben [MM 2022].

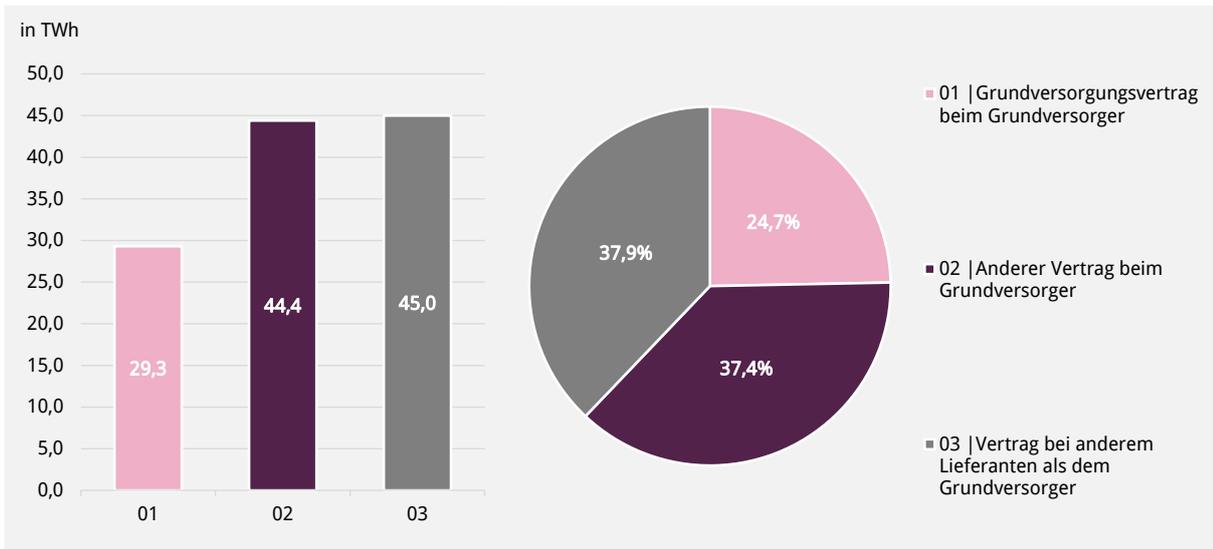


Abbildung 30 Vertragsstruktur (mengenbezogen) von Haushaltskunden 2020

Quelle: [BNetzA 2022], Darstellung IE Leipzig

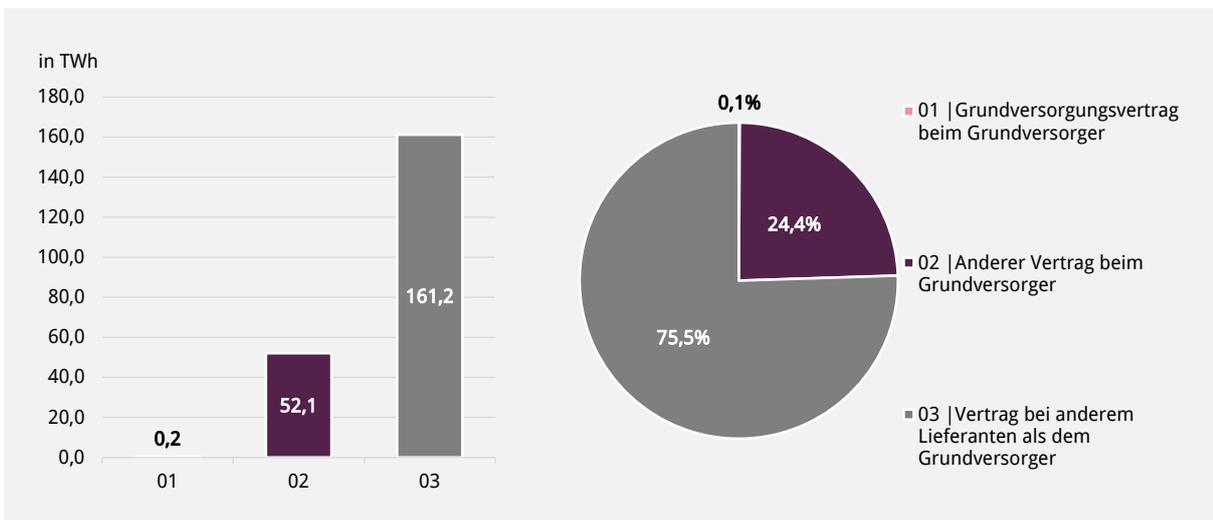


Abbildung 31 Vertragsstruktur (mengenbezogen) von Industrie- und Gewerbekunden 2020

Quelle: [BNetzA 2022], Darstellung IE Leipzig

4.2 Preisentwicklung

Im Folgenden werden – nach einer vorangestellten Überblicksbetrachtung – die Entwicklung der Großhandelsstrompreise sowie weiterer Einflussfaktoren auf die Strompreise beschrieben.

Die Entwicklungen der Strompreise sowie Strompreisbestandteile für den Sektor Haushalte und den Sektor Industrie und Gewerbe werden an-

schließend getrennt dargestellt. Hierbei werden die Entwicklungstendenzen jeweils zunächst im europäischen bzw. deutschen Kontext betrachtet. Nachfolgend wird – soweit Daten zur Verfügung stehen – der Strommarkt in Baden-Württemberg beschrieben. Dabei lassen auch Vergleiche zu anderen Bundesländern Rückschlüsse auf die Position Baden-Württembergs zu.

4.2.1 Entwicklung der Preisindizes nach Verbrauchergruppen

Die vom Statistischen Bundesamt monatlich veröffentlichten Änderungen der nominalen Preisindizes für Strom weisen über alle Verbrauchergruppen in Deutschland bis 2021 grundsätzlich einen steigenden Trend auf (Abbildung 32). Für private Haushalte, Handel und Gewerbe hatte dieser Aufwärtstrend Anfang 2013 durch die Erhöhung der EEG-Umlage noch einen starken Schub erhalten. Bis 2016 blieben die Preise jedoch stabil, da gesunkene Beschaffungspreise die weiter leicht steigenden Umlagen und Abgaben kompensierten. Nach einem Preisanstieg Anfang 2019 sowie 2020, der mit dem Beginn der Corona-Pandemie abrupt endete, blieben die Indizes wieder weitgehend konstant. Im Jahr 2021 sind die Indizes weiter leicht gestiegen, zeigten aber allerdings nicht so starke Schwankung wie die Indizes der Sondervertragskunden (Abbildung 32).

Die Sondervertragskunden der Hochspannungsebene (Anschluss mit mehr als 1 kV Spannung) konnten von 2011 bis Anfang 2016 von stabilen bis sinkenden nominalen Preisen profitieren. Im

weiteren Verlauf ist der Index von starken Schwankungen betroffen. Anziehende Rohstoffpreise im Jahr 2018 und die Corona-Pandemie 2020 sorgten für starke Schübe bzw. Einbrüche. Besonders stellt sich der steile Preisanstieg des Index-Wertes im Zeitraum von 2020 bis 2021 dar. Dieser starke Anstieg ist eine Folge der Preisbildung an den Energiebörsen für den Einkauf kurzfristiger Liefermengen. Hauptsächlich sind der stark gestiegene Gaspreis (niedrige Gasspeicherstände, CO₂-Bepreisung, Ausgangslage nach der Coronakrise, Gasnachfrage im asiatischen Raum und schließlich russische Truppenbewegungen im Grenzgebiet der Ukraine) und die stark gestiegenen CO₂-Zertifikatspreise (Ankündigung der Reduzierung der CO₂-Zertifikatemengen im EU-ETS als Folge des im Juli 2021 vorgestellten Fit-for-55-Pakets) für die extremen Steigerungen der Preisindizes für Sondervertragskunden verantwortlich [Agora 2022]. Es kamen also mehrere Preissteigerungseffekte zusammen.

Nach Inflationsbereinigung stellen sich auch die realen Preise für Strom der Haushaltskunden, Handel und Gewerbe sowie der Sondervertragskunden mit Anschlussleistung unter 1 kV zunächst steigend dar, d. h. die Steigerung der Strompreise war im zurückliegenden Jahrzehnt etwas stärker als die der allgemeinen Lebenshaltungskosten (für private Haushalte) bzw. als die Inflation des Bruttoinlandsprodukts (für die Wirtschaft). Ab Mitte 2016

stieg der Index der Sondervertragskunden mit Anschlussleistung über 1 kV an, blieb dann 2019, trotz des nominalen Anstiegs, im Vergleich zum Vorjahr auf einem ähnlich hohen Niveau und fiel 2020 deutlich. Im Vergleich von 2020 zu 2021 ergeben sich sehr geringfügige reale Preissenkungen bei privaten Haushalten und Handel sowie Gewerbe. Bei den Sondervertragskunden gibt es starke reale Preissteigerungen (Tabelle 2).

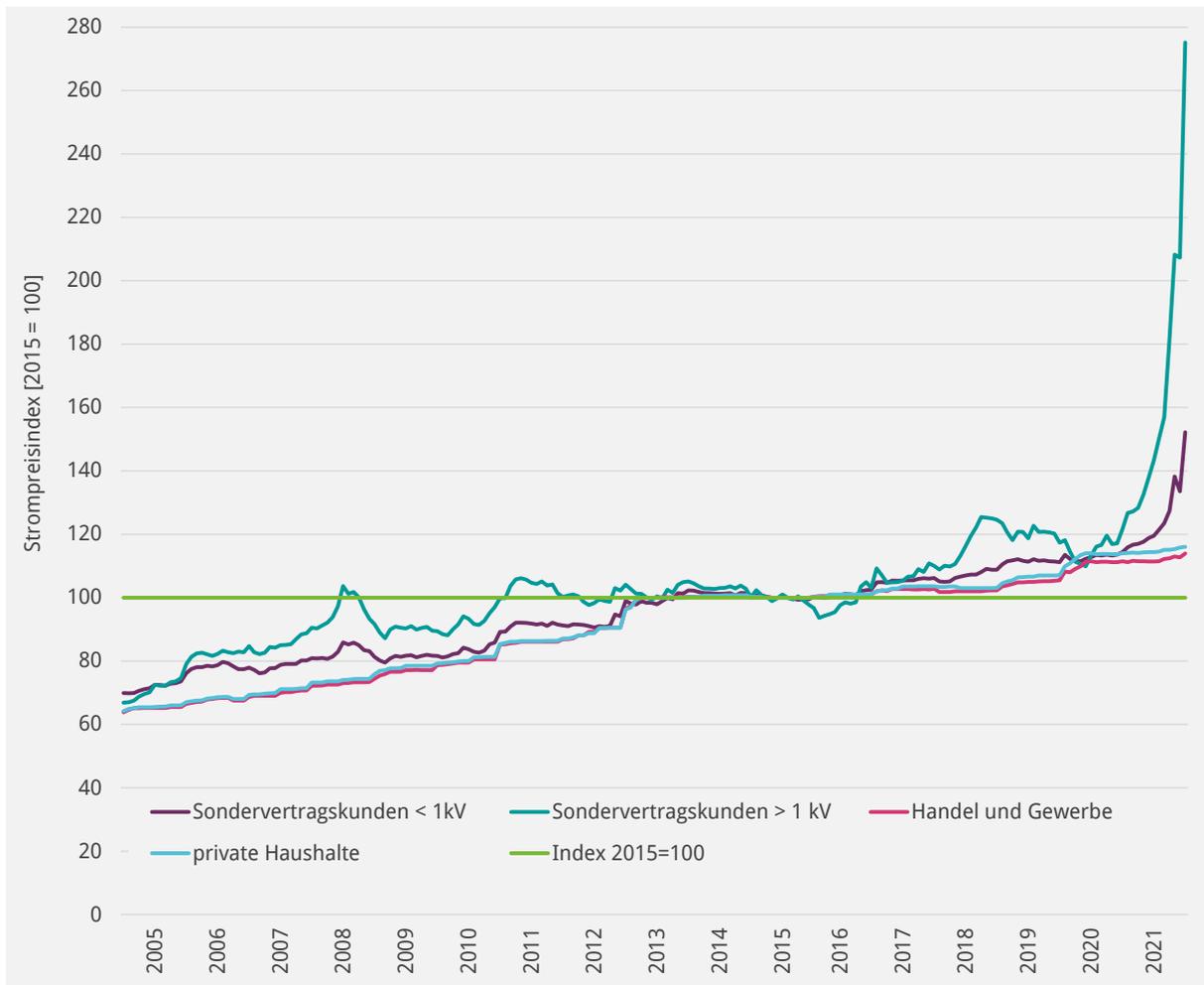


Abbildung 32 Nominale Entwicklung der Preisindizes für Strom in Deutschland (Monatsmittelwerte)

Quelle: [Destatis 2022], [Destatis 2022a], Darstellung: IE Leipzig, Sondervertragskunden sowie Handel und Gewerbe inkl. Steuern und Abgaben, jedoch ohne Mehrwertsteuer; private Haushalte inkl. aller Steuern und Abgaben

NOMINAL (Index 2015=100)												
Verbraucher	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
■ Sondervertragskunden < 1kV	83,1	91,3	91,7	99,1	101,5	100,0	101,0	105,5	107,0	111,5	113,0	125,1
■ Sondervertragskunden > 1kV	91,9	103,7	100,0	101,8	103,4	100,0	98,3	107,3	117,6	120,4	115,5	164,6
■ Handel und Gewerbe	79,7	85,9	89,0	99,5	100,4	100,0	100,7	102,5	102,0	104,8	110,5	112,0
■ Private Haushalte	80,3	86,2	89,0	99,3	100,6	100,0	100,9	103,1	103,2	106,4	113,1	114,8
REAL (Index 2015=100)												
Verbraucher	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
■ Sondervertragskunden < 1kV	90,1	98,0	97,0	102,9	103,4	100,0	99,6	102,6	102,1	104,2	103,9	111,7
■ Sondervertragskunden > 1kV	99,7	111,3	105,7	105,6	105,3	100,0	97,0	104,3	112,1	112,5	106,2	146,9
■ Handel und Gewerbe	86,5	92,2	94,2	103,2	102,3	100,0	99,4	99,7	97,3	97,9	101,6	100,0
■ Private Haushalte	86,2	90,5	91,6	100,8	101,1	100,0	100,3	101,1	99,4	101,0	106,9	105,2

Tabelle 2 Nominale und reale Entwicklung der Preisindizes für Strom in Deutschland (Jahresmittelwerte)

Quelle: [Destatis 2022], [Destatis 2022a], Darstellung: IE Leipzig, Basisjahr zur Preisbereinigung: 2015, Sondervertragskunden sowie Handel und Gewerbe inkl. Steuern und Abgaben, jedoch ohne Mehrwertsteuer; private Haushalte inkl. Steuern und Abgaben

4.2.2 Entwicklung der Preisindizes nach Energieträgern

Die monatlichen Preisindizes des Statistischen Bundesamts für die Beschaffung fossiler Energieträger beziehen sich auf Einfuhrpreise, bei Braunkohle auf die inländische Förderung und Bereitstellung vor Ort. Die Entwicklung der betrachteten Preisindizes der Energieträger stellen einen wesentlichen Einflussfaktor auf die Höhe der Stromgestehungskosten der Kraftwerke dar.

Der 2012 einsetzende Abwärtstrend beim Erdgaspreis erreichte Anfang 2016 einen Tiefpunkt. Nachdem der Index für den Erdgaspreis zwischen 2016 und 2018 erneut steigt, erreicht der Index zunächst Mitte 2019 und im Zuge der Corona-Pandemie Mitte 2020 den im Betrachtungszeitraum niedrigsten Wert, stieg zum Ende des Jahres jedoch wieder deutlich an. Von Januar bis Dezember 2021 erhöhte sich der Index-Wert um über 200 Punkte und erreichte im Dezember mit 284 Prozentpunkten ein neues Allzeithoch im Betrachtungszeitraum (Abbildung 33). Für die starke Erhöhung des Index

im Jahr 2021 sind mehrere Faktoren verantwortlich, welche im Abschnitt 4.2.1 bereits aufgezählt sind.

Auch der Braunkohle-Index, der aufgrund des heimischen Abbaus grundsätzlich keinen Weltmarktschwankungen unterliegt, brach Mitte 2020 leicht ein und stieg zum Jahresende wieder auf das ursprüngliche Niveau. Im Jahr 2021 beträgt der durchschnittliche Index-Wert rund 107 Prozentpunkte und bleibt ohne größere Schwankungen konstant (Abbildung 33). Anders verhielt sich der Steinkohle-Index dieser erhöhte sich von Anfang bis Ende des Jahres 2021 um 152 Prozentpunkte. Die Steinkohleverstromung nahm aufgrund der sehr hohen Erdgaspreise zu. In der Merit Order lag Steinkohle durch den hohen Preis vor Erdgas. Der hohe Erdgaspreis verschaffte Steinkohle trotz höherer Emissionen an CO₂ ein wahres Comeback und sorgte für eine höhere Nachfrage und somit einer Erhöhung der Steinkohlepreise (Abbildung 33).

Zusätzlich zu den Preisindizes der Primärenergie-träger enthält Abbildung 33 auch die Spotmarktpreise für Strom und die der CO₂-Zertifikate im Europäischen Emissionshandel (EUA). Auffällig ist die Lücke im Preisverlauf von April 2008 bis Januar 2009. Ausgehend von einem Preis in Höhe von wenigen Cent, wurde der Spotmarkthandel vollständig ausgesetzt. Neue Zertifikate in der 2. Handelsperiode wurden nur verzögert ausgegeben, der Handel kam zum Erliegen. Der Preis der CO₂-Zertifikate lag 2016 und 2017 bei nur noch rund einem Drittel seines Vergleichswertes von 2010. Seit Anfang 2018 sind die Preise der CO₂-Zertifikate stark gestiegen und erreichten 2019 ein zwischenzeitliches Allzeithoch. Nach dem coronabedingten Preisrutsch im Frühjahr 2020 erholten sich die Preise für CO₂-Zertifikate jedoch rasch. Innerhalb des Jahres 2021 stieg der Indexwert um über 600 Prozentpunkte auf ein neues Allzeithoch (Einzelsicht im Anhang Abbildung 97). Durch den höheren Verbrauch von Kohle und Öl, hervorgerufen durch die hohen Erdgaspreise, erhöhte sich die Nachfrage an CO₂-Zertifikaten für Kraftwerks- und Industriebetreiber. Parallel dazu plant die EU die Verschärfung des Europäischen Emissionshandels (EU-ETS)

[Agora 2022]. Diese beiden Umstände ließen den Preis für CO₂-Zertifikate 2021 sehr stark ansteigen.

Der Spotmarktpreis für Strom (in Abbildung 33 über den Phelix Base Index dargestellt) erhöhte sich im Jahresverlauf 2021 um über 500 Prozentpunkte. Am Jahresende waren es fast 700 Prozentpunkte im Vergleich zur Ausgangsbasis von 2015. Damit zeichnete sich ein ähnlich starker Preisanstieg für den Spotmarktpreis Strom wie für CO₂-Zertifikate ab. Der Spotmarktpreis verteuerte sich durch die stark gestiegenen Erdgas- und Kohlepreise. Der mittlere Strompreis der 500 teuersten Stunden hat sich gegenüber dem Vorjahr auf 422 Euro je MWh fast verfünffacht [Agora 2022]. Der durchschnittliche Jahres-Index Wert hat sich im Vergleich zum Vorjahr mehr als vervierfacht. Die Volatilität des Strompreises am Spotmarkt erhöhte sich im Vergleich zum Vorjahr weiter.

Bezogen auf die Jahresmittelwerte folgt in Tabelle 3 eine inflationsbereinigte Darstellung der Indizes (bezogen auf das Kalenderjahr 2015). Die Indizes für die realen Preise von Braunkohle fielen im Vergleich zu 2020 leicht, alle anderen realen Indizes nahmen stark zu.

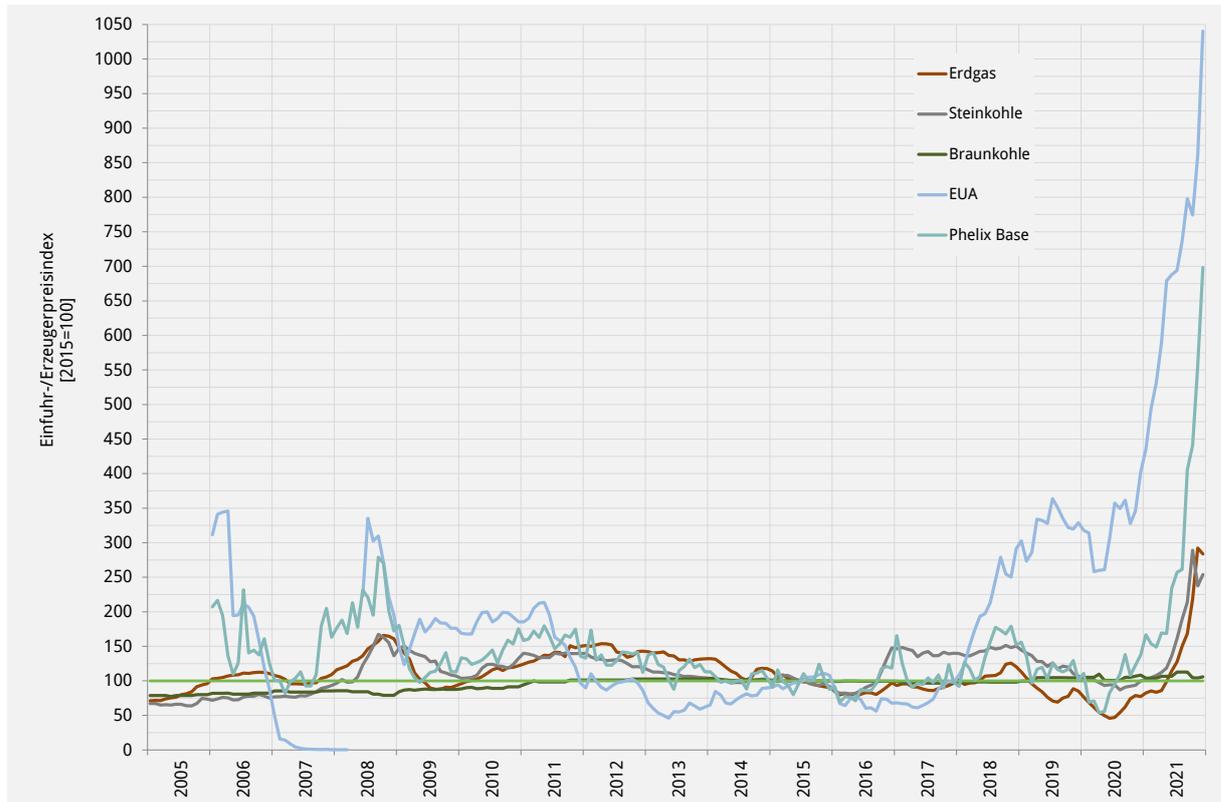


Abbildung 33 Nominale Entwicklung der Preisindizes für die Einfuhr bzw. Erzeugung fossiler Energieträger (Monatsmittelwerte)

Quelle: [BMWK 2022], [Destatis 2022a], Darstellung: IE Leipzig Einfuhrpreisindex für den Import von Erdgas (ohne Steuern und Abgaben) bzw. Erzeugerpreisindex für heimische Braunkohle und Steinkohle.

NOMINAL (Index 2015=100)												
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
■ Erdgas	110,4	137,7	145,9	135,0	116,5	100,0	83,6	91,4	107,9	85,7	62,5	149,2
■ Steinkohle	116,9	137,8	128,5	109,1	100,2	100,0	97,5	141,3	144,1	125,0	95,9	168,8
■ Braunkohle	89,8	98,7	101,6	102,5	101,5	100,0	99,5	97,0	98,1	103,4	104,4	106,9
■ EUA	186,6	168,8	95,9	58,2	77,6	100,0	69,8	75,9	206,7	323,0	321,8	693,5
■ Phelix Base	140,4	161,5	135,3	119,5	103,5	100,0	91,4	107,8	140,3	119,1	96,2	305,0
REAL (Basisjahr 2015)												
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
■ Erdgas	119,9	147,9	154,3	140,1	118,6	100,0	82,5	88,8	102,8	80,1	57,5	133,2
■ Steinkohle	126,9	148,0	135,9	113,2	102,0	100,0	96,2	137,3	137,4	116,8	88,2	150,6
■ Braunkohle	97,5	106,0	107,4	106,4	103,4	100,0	98,2	94,3	93,6	96,6	96,0	95,4
■ EUA	202,6	181,2	101,4	60,4	79,1	100,0	68,9	73,8	197,1	301,8	295,9	618,7
■ Phelix Base	152,4	173,4	143,2	124,0	105,4	100,0	90,2	104,8	133,8	111,2	88,4	272,2

Tabelle 3 Nominale und reale Entwicklung der Preisindizes für die Einfuhr bzw. Erzeugung fossiler Energieträger (Jahresmittelwerte)

Quelle: [BMWK 2022], [Destatis 2022a], Darstellung: IE Leipzig Einfuhrpreisindex für den Import von Erdgas (ohne Steuern und Abgaben) bzw. Erzeugerpreisindex für heimische Braunkohle und Steinkohle, Inflationsbereinigung: Preisbasis 2015.

4.2.3 Börsenstromhandel

Die Energiedaten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz dokumentieren auch die Börsenstrompreise am Spotmarkt, die an der EEX gehandelt werden (Abbildung 34).

Zwischen 2011 und 2016 ist der Jahresmittelwert der Spotmarktpreise (Grundlast) stetig gefallen. Der Abwärtstrend wurde durch den hohen Anteil erneuerbarer Energien und deren stetigen Ausbau begünstigt. Außerdem führten das Überangebot an Strom, fallende Rohstoffpreise und niedrige Zertifikatpreise im Emissionshandel zur zusätzlichen Begünstigung des Abwärtstrends. Der Anstieg der Börsenstrompreise bis Ende 2018 ist eine indirekte Folge wieder anziehender Preise für Primärenergieträger und europäische CO₂-Zertifikate (EUA). Seit Beginn 2019 führten der hohe Anteil erneuerbarer Energien, die gesunkenen

Brennstoffpreise und eine hohe Kraftwerksverfügbarkeit zu niedrigeren Börsenstrompreisen [Agora 2021].

Die gesunkenen Spotmarktpreise im Frühjahr 2020 sind auf den Corona-pandemiebedingten Nachfragerückgang, vor allem in der energieintensiven Industrie, bei gleichzeitig hoher Produktion aus erneuerbaren Energien sowie niedrigen Erdgas- und Kohlepreisen zurückzuführen. Im Zuge der Lockerungen und der konjunkturellen Erholung erhöhten sich die Börsenstrompreise im Vergleich zu 2021 weiter stark. Begünstigt durch den starken Preisanstieg von Kohle und Gas sowie rasch steigender CO₂-Preise stiegen die Börsenstrompreise zum Ende 2021 auf ein neues Allzeithoch an. Der Jahresdurchschnittspreis ist mehr als dreimal so hoch wie der des Vorjahres (Abbildung 34).

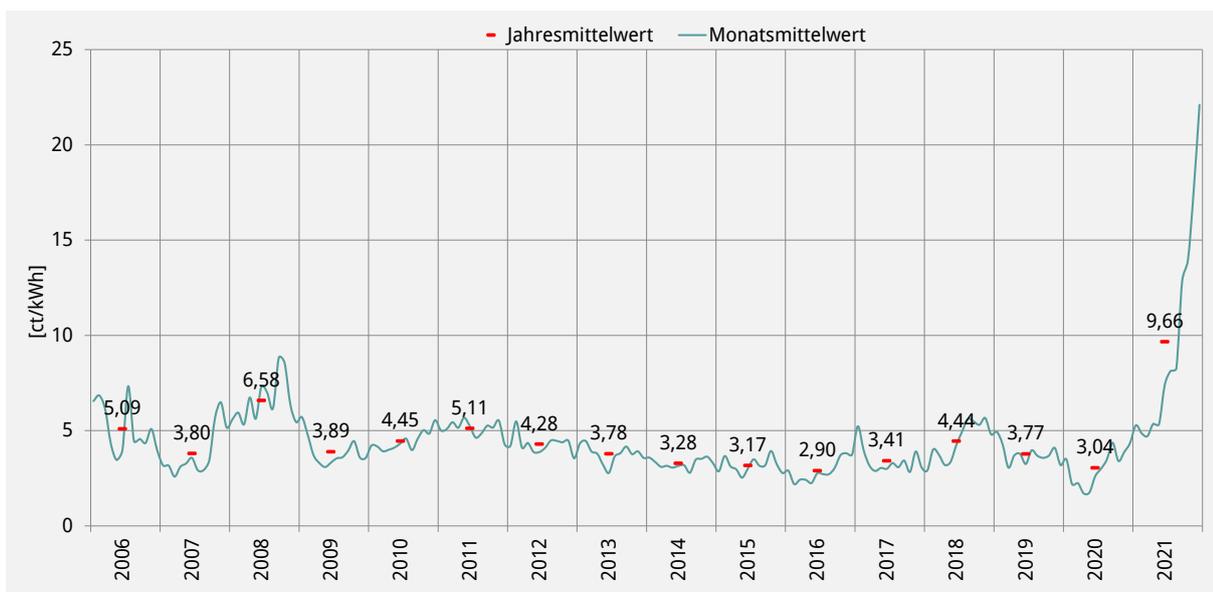


Abbildung 34 Monats- und Jahresmittelwerte der nominalen Börsenpreise für Strom am Spotmarkt

Quelle: [BMWK 2022], Darstellung: IE Leipzig, Daten für Grundlast (Phelix Base)

4.2.4 Steuern, Abgaben und Umlagen

EEG-Umlage und Privilegierung

Für das Jahr 2021 hatte die Bundesregierung die Deckelung der EEG-Umlage auf 6,5 ct/kWh beschlossen. Um dies zu ermöglichen wurde die EEG-Umlage, die ohne Deckelung bei 9,651 ct/kWh läge, mit 3,151 ct/kWh durch den Bund bezuschusst.

Der größte Teil der EEG-Umlage 2020 kann mit 2,790 ct/kWh den Kosten für die Photovoltaik zugeordnet werden. Der zweitgrößte Bestandteil entfällt mit 1,815 ct/kWh auf die Energie aus Biomasse. 1,660 ct/kWh entfallen auf Windenergie an Land und 1,335 ct/kWh auf Windenergie auf See [ÜNB 2020].

Zurückzuführen ist der starke Anstieg der EEG-Umlage, der durch den Bundeszuschuss nicht wirksam wird, auf den pandemiebedingten Nachfragerückgang beim Stromletztverbraucher sowie niedriger Börsenstrompreise [ÜNB 2020].

Die EEG-Umlage stellt weiterhin einen wesentlichen Bestandteil der Strompreise dar. Die Kernumlage entspricht der Differenz zwischen prognostizierten Ausgaben und Einnahmen der Netzbetreiber.

Hinzu kommt die Verrechnung des Kontostands vom 30.09. des jeweiligen Vorjahres sowie die Liquiditätsreserve der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zur Überbrückung der saisonalen

Schwankungen zwischen Monaten mit höheren Einnahmen (meist im Winter) und solchen mit höheren Ausgaben (meist im Sommer bei hoher Einspeisung aus PV).

Die Verrechnung des Kontostands führte für 2015, 2018 und für 2019 zu einer Absenkung der EEG-Umlage, da das EEG-Konto in den jeweiligen Vorjahren hohe Überschüsse aufwies. Im Jahr 2020, sowie in den übrigen Jahren, konnten die Effekte der wachsenden Kernumlage nicht kompensiert werden, sodass die EEG-Umlage anstieg.

Für 2022 ist die EEG-Umlage auf 3,723 ct/kWh gedeckelt und beträgt damit etwas mehr als die Hälfte des Vorjahreswertes. Grund dafür ist eine gesunkene Kernumlage, sowie Rückstände aus dem Vorjahr und der Bundeszuschuss. Die hohen Rücklagen aus dem Vorjahr ergeben sich aus dem 2021 stark angestiegenen Strompreis. 2022 wird eine Zunahme um 11 TWh und eine Gesamtmenge von 239 TWh aus regenerativen Energien prognostiziert, was einer Deckungslücke von 19,8 Milliarden Euro entspricht. Daraus ergibt sich eine Kernumlage von 5,7 ct/kWh. Davon entfallen nach Berechnungen ca. 2,5 ct/kWh auf PV, 1,4 ct/kWh auf Biomasse, 0,7 ct/kWh auf Windenergie an Land und 1,1 ct/kWh auf Offshore-Windenergie [ÜNB 2021].

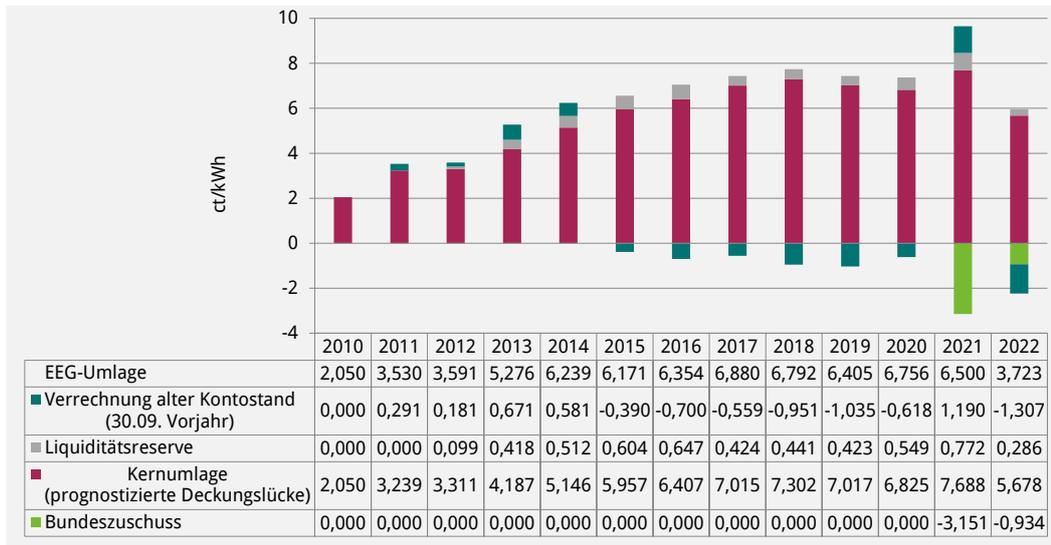


Abbildung 35 Komponenten der EEG-Umlage 2010 bis 2022

Quelle: [IE 2021], [ÜNB 2021], Darstellung: IE Leipzig.

Steuern und Abgaben nach Verbrauchergruppen

In Abbildung 36 sind alle Steuern, Abgaben und Umlagen für verschiedene Verbrauchergruppen dargestellt. Die Belastung einer Kilowattstunde Strom bei dem betrachteten durchschnittlichen Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh mit Steuern und Abgaben liegt im Jahr 2021 bei 16,43 ct/kWh.

Ein Gewerbebetrieb mit einem Jahresverbrauch von 10.000 kWh zahlt insgesamt 11,30 ct/kWh, ein Industriebetrieb ohne Entlastungsmöglichkeiten 9,08 ct/kWh und ein Industriebetrieb mit Entlastungsmöglichkeiten zahlt 0,22 ct/kWh.

Der größte Bestandteil der Steuern und Abgaben war 2021 wie in den Vorjahren die EEG-Umlage in Höhe von 6,50 ct/kWh (Abbildung 36).

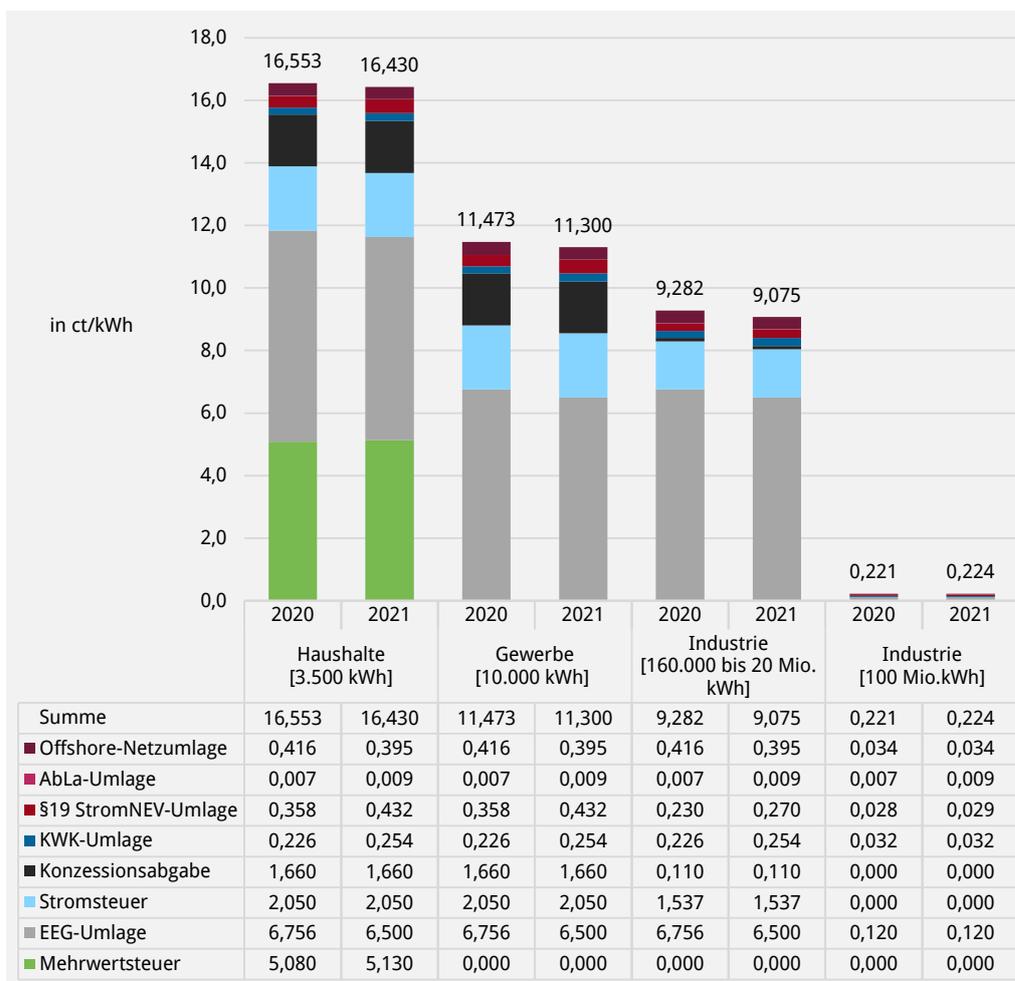


Abbildung 36 Steuern und Abgaben auf Strom nach Verbrauchergruppen 2020 und 2021

Quelle: [BDEW 2022], Darstellung: IE-Leipzig,

4.2.5 Endverbraucherpreise für Haushalte

Europa, Deutschland und USA

Das Statistische Amt der Europäischen Union (Eurostat) stellt Daten zu Strompreisen verschiedener Abnehmergruppen für alle EU-Länder zur Verfügung. Im folgenden Abschnitt liegt der Fokus auf dem Vergleich zwischen Strompreisen deutscher Haushalte und der Europäischen Union ab 2017.

Die Strompreise für einen Haushalt mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh sind im EU-Durchschnitt zwischen 2017 und 2021, außer im Jahr 2020, schrittweise gestiegen. 2021 sind die betrachteten Durchschnittsstrompreise alle angestiegen. Den höchsten Anstieg um 12,3 % mussten Haushalte in Dänemark hinnehmen. In

Deutschland und Frankreich stiegen die Haushaltsstrompreise 2021 gegenüber dem Vorjahr um 6,2 % und 3,0 % an. Laut der Daten von Eurostat sind die Strompreise inkl. aller Steuern und Abgaben in den Niederlanden 2020 und 2021 stark gesunken. Die starke Senkung ist derzeit nur mit hohen Reduzierungen bei den Steuern und Abgaben zu erklären. Der Grund für diesen niedrigeren Preis ist eine Steuerrückerstattung. Dies ist ein fester Betrag pro Jahr, um den Grundbedarf für den Energieverbrauch anzuerkennen. Diese Rückerstattung ist für Haushalte (über 400 Euro in den Jahren 2020 und 2021) recht erheblich, wodurch der Preis pro kWh einschließlich aller Steuern gesenkt wurde [SNI 2022].

Bei absoluter Betrachtung werden deutlich höhere nominale Haushaltsstrompreise in Deutschland und Dänemark im Vergleich mit dem EU-Durchschnitt deutlich. Dies ist maßgeblich auf den hohen staatlich veranlassten Anteil (Steuern, Abgaben und Umlagen) zurückzuführen: Der Anteil staatlicher Abgaben, Umlagen und Steuern beträgt 2021 in der EU 36,0 % (2020: 40,3 %) und in Deutschland 50,9 % (2019: 52,5 %).

Die Preisanteile ohne Steuern und Abgaben sind in Deutschland zwischen 2017 und 2021 um 14,2 % und in der EU um 16,6 % angestiegen. Die Erhöhung der Anteile sind 2021 hauptsächlich eine Folge der gestiegenen Kostenanteile für Energie und Versorgung.

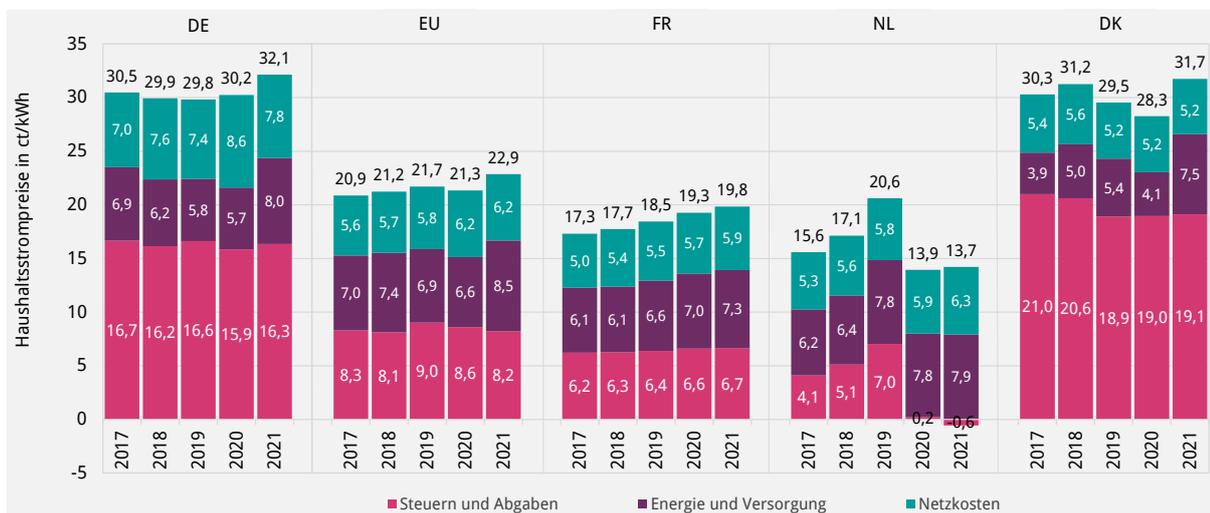


Abbildung 37 Haushaltsstrompreis im europäischen Vergleich (nominal)

Quelle: [Eurostat 2022]; [Eurostat 2022c] Verbrauchsgruppe DC (2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr), Preise in den Niederlanden enthalten Steuerrückerstattungen.

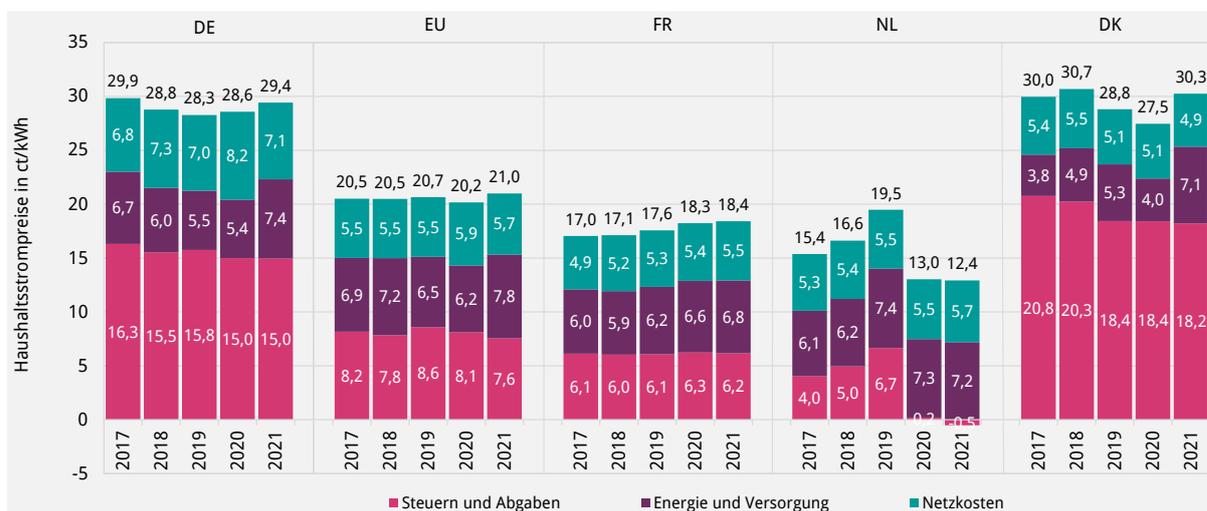


Abbildung 38 Haushaltsstrompreis im europäischen Vergleich (real)

Quelle: [Eurostat 2022], [Eurostat 2022b]; [Eurostat 2022d], Verbrauchsgruppe DC (2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr), Preise in den Niederlanden enthalten Steuerrückerstattungen.

Abbildung 38 zeigt die Entwicklung der realen Preise. Dazu wurden die harmonisierten Verbraucherpreis-Indizes (HVPI) der EU sowie von Deutschland und den betrachteten Ländern in Bezug auf das Basisjahr 2015 herangezogen.

Während die nominalen Haushaltsstrompreise über die Jahre 2017 bis 2021 in der EU (9,6 %) und in Deutschland (5,4 %) stiegen, sind die realen Haushaltsstrompreise in Deutschland (-1,4 %) leicht gesunken (Abbildung 38).

Der Haushaltsstrompreis in Deutschland lag real 2021 einschließlich aller Steuern, Abgaben und Umlagen um 40,1 % (2020: 41,7 %) über dem EU-Durchschnitt.

Betrachtung der Preise in Deutschland

Eine Gliederung des durchschnittlichen Haushaltsstrompreises in Deutschland in seine Bestandteile wird vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft veröffentlicht [BDEW 2022]. Dieser zeigt die Entwicklungen seit 1998. Innerhalb des

Die Bandbreite der nominalen Strompreise inkl. Steuern und Abgaben der Haushalte in der Europäischen Union reichte 2021 von 10,02 ct/kWh in Ungarn, bis 32,14 ct/kWh in Deutschland. In Dänemark gibt es mit 60,2 % den höchsten staatlich veranlassten Anteil, dort lagen die Strompreise auf einem ähnlich hohen Niveau aber etwas niedriger wie in Deutschland (mit einem staatlich veranlassten Anteil von 50,9 %). In den Niederlanden ist der ausgewiesene Strompreis nicht plausibel, eine Antwort zum Sachverhalt beim statistischen Amt in den Niederlanden zur Klärung steht noch aus. (Abbildung 95 im Anhang).

Kostenblocks „Erzeugung, Transport, Vertrieb“ wurden ab 2006 die Kostenentwicklung der Netzentgelte gesondert ausgewiesen (Abbildung 39). Nach zwei Jahren mit sinkenden Preisen – infolge der Strommarktliberalisierung – erreichten die

Preise 2000 ihren Tiefpunkt. Danach stiegen die Kosten für Erzeugung, Transport und Vertrieb des Stroms bis 2008 wieder auf das Niveau von 1998 an. Stabil blieben die Konzessionsabgaben über den gesamten Zeitraum sowie seit 2003 die im Jahr 1999 eingeführte Stromsteuer. Beim Vergleich der Angaben von [Eurostat 2022] und [BDEW 2022] fallen Preisunterschiede auf. Der BDEW (Jahresverbrauch der Haushalte von 3.500 kWh) erhebt eigene Daten, während Eurostat (Jahresverbrauchs-

band Haushalte 2.500 bis 5.000 kWh) Angaben zu den Preisen vom Statistischen Bundesamt erhält.

2021 wurde die EEG-Umlage im Vergleich zum Vorjahr um 3,8 % auf 6,50 ct/kWh abgesenkt (2020: Anstieg um 5,5 %; 6,76 ct/kWh) und liegt damit immer noch auf einem relativ hohen Niveau. Die EEG-Umlage bildete 2021 den drittgrößten Preisbestandteil nach den Netzentgelten sowie der Komponente Erzeugung, Vertrieb und Marge (Abbildung 39).

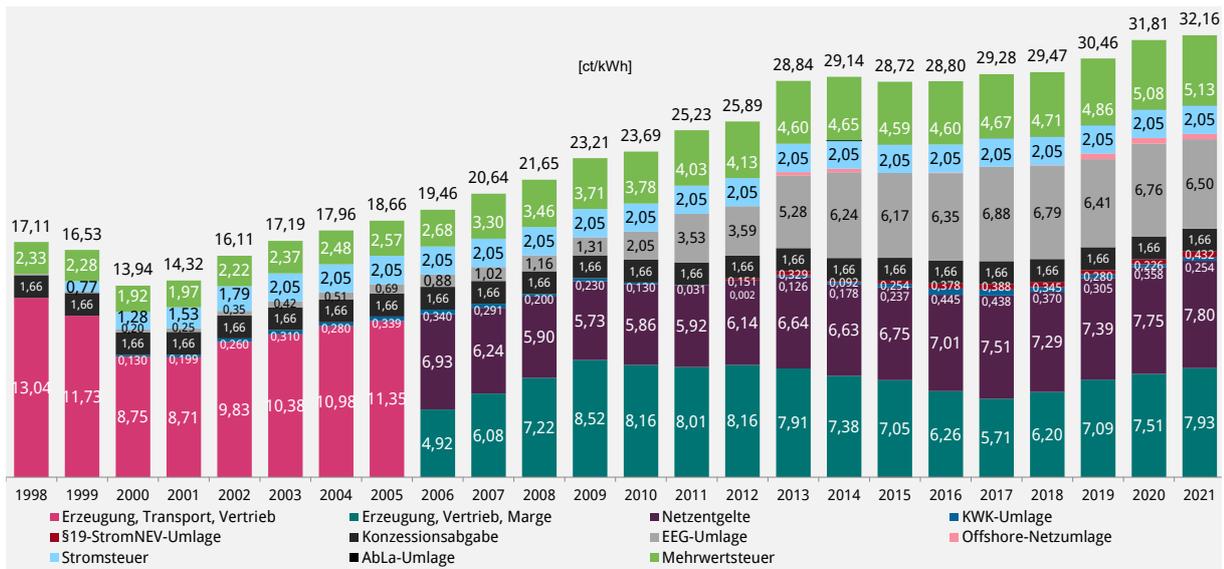


Abbildung 39 Entwicklung des Haushaltsstrompreises und dessen Bestandteile in Deutschland (nominal)

Quelle: [BDEW 2022], Darstellung: IE-Leipzig, angegeben ist der durchschnittliche Strompreis eines Haushaltes mit einem Stromverbrauch von 3.500 kWh pro Jahr.

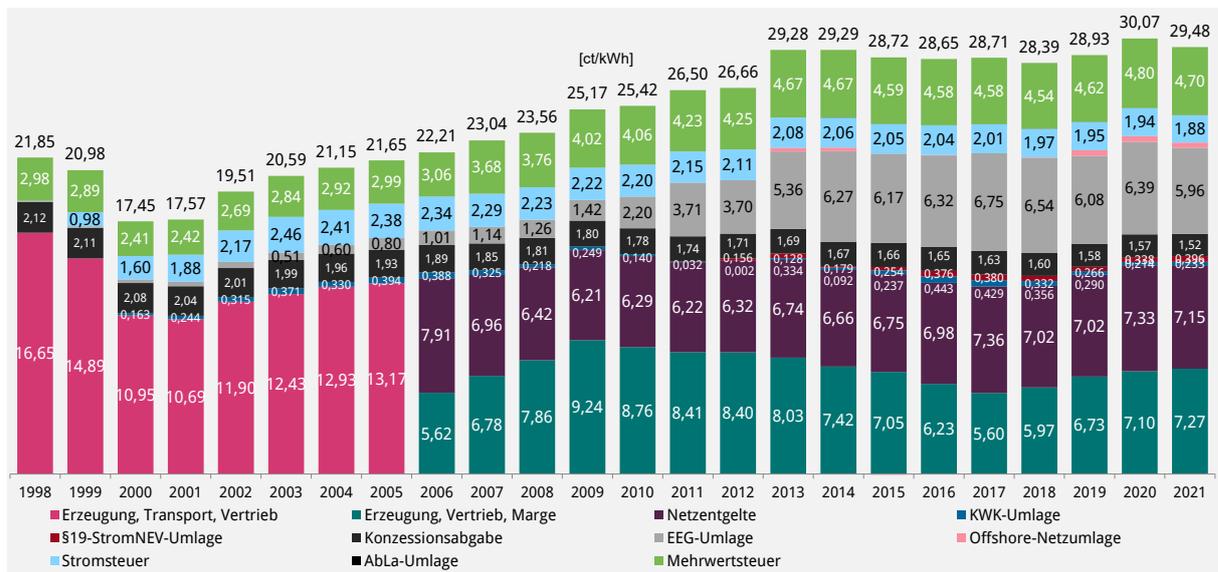


Abbildung 40 Entwicklung des Haushaltsstrompreises und dessen Bestandteile in Deutschland (real)

Quelle: [BDEW 2022], Darstellung: IE-Leipzig, Basisjahr zur Preisbereinigung: 2015, angegeben ist der durchschnittliche Strompreis eines Haushaltes mit einem Stromverbrauch von 3.500 kWh pro Jahr.

Die Summe aus Steuern und Umlagen ist 2021 um 0,74 % im Vergleich zum Vorjahr gesunken (2020: Anstieg von 3,6 %). Insgesamt entfielen 2021 51,1 % und somit über die Hälfte des Strompreises (2020: 52,0 %) privater Haushalte auf Steuern, Abgaben und Umlagen, d. h. auf staatlich veranlasste Strompreisbestandteile. Der Kostenblock Erzeugung, Vertrieb und Marge stieg im Vergleich zum Vorjahr um 5,6 % (2020: Anstieg um 5,9 %). Die

nominalen Preise 2021 sind insgesamt um 1,1 % (2020: 4,4 %) höher als im Vorjahr. Nach Inflationsbereinigung sind die Preise von 2020 zu 2021 um 2,0 % gesunken. Über den Gesamtzeitraum seit 1998 ergibt sich insgesamt eine reale Preissteigerung von 34,9 % bzw. 1,3 % jährlich. Dies bedeutet, dass die Strompreise für Haushalte in diesen 23 Jahren stärker angestiegen sind als die Lebenshaltungskosten insgesamt (Abbildung 40).

Baden-Württemberg

Die Marktübersicht der Strompreise des Verbraucherpreisportals Verivox mit Stand 1.12.2021 zeigt einige Veränderungen gegenüber der Vorjahresauswertung (Abbildung 41). Betrachtet wurden der jeweils günstigste Tarif der Grundversorger und der Anbieter ohne Vorkasse, soweit diese im Internet verfügbar waren. Der Strompreis für die Grundversorgung in Baden-Württemberg lag 2020 im Bundesländervergleich mit 31,39 ct/kWh auf dem

letzten Platz. 2021 liegen die günstigsten verfügbaren Tarife ohne Vorkasse bei über 33,19 ct/kWh, beim Tarif des Grundversorgers bei 28,84 ct/kWh (Bremen). Baden-Württemberg liegt mit 33,79 ct/kWh bei den günstigsten Tarifen des Grundversorgers über dem Bundesdurchschnitt, die Preise erhöhten sich um 7,6 % gegenüber 2020 (31,39 ct/kWh). Im Bundesländervergleich der

günstigsten Grundversorger-Tarife belegte Baden-Württemberg 2021 Platz 10.

Eine Kilowatt-Stunde Strom ist 2021 bei Anbietern ohne Vorkasse ab 33,19 ct erhältlich (Bremen) gewesen. Im Vorjahr lag der teuerste Tarif in dieser Sparte acht Cent unter diesem Preis. In Baden-Württemberg kostete eine Kilowatt-Stunde bei einem freien Anbieter mindestens 34,88 ct. Im Vergleich zum Vorjahr ist das eine Steigerung von 54,6 %.

Die Differenz zwischen Grundversorgern und alternativen Anbietern war historisch gesehen meist positiv: Versorger ohne Vorkasse konnten günstigere Tarife anbieten. Außer in drei Bundesländern hat sich dieses Verhältnis umgekehrt. In Berlin, Mecklenburg-Vorpommern und Hamburg war der Bezug vom Grundversorger noch am teuersten (Abbildung 41 rechts). In den verbleibenden Ländern verkleinerte sich die Preisdifferenz zwischen den Anbietern enorm. Diese betrug in Baden-Württemberg 2020 noch 8,83 ct/kWh. 2021 bleibt noch eine Differenz von 1,09 ct/kWh. Die Ursache für die Umkehrung der Preisdifferenzen liegt in den stark gestiegenen Energiepreisen begründet. Viele Grundversorger haben im Vorfeld besser Strom eingekauft und kalkuliert, sodass ihre Angebote ak-

tuell teilweise attraktiver sind als die der „historisch“ günstigeren freien Versorger [Verivox 2022a]. Eine weitere Auswirkung der Preisdynamik ist die Konzentration der Stromversorger auf Bestandskunden, sodass insgesamt weniger Neukundentarife zur Auswahl stehen.

Neben einer unterschiedlichen Wettbewerbsintensität kann die absolute Höhe der Strompreise im Bundesländervergleich im Wesentlichen durch unterschiedlich hohe Netzentgelte begründet sein. Die Netzentgelte weisen im Bundesdurchschnitt und für Baden-Württemberg einen steigenden Trend gegenüber dem Vorjahr auf (Abbildung 42). Die Netzentgelte für Strom sind in den nördlichen und östlichen Bundesländern tendenziell höher. Gründe für diese Unterschiede liegen in den unterschiedlichen Auslastungen der Netze. Zudem sind die Kosten für die Übertragungsnetze in den Gebieten mit einer hohen Einspeisung aus erneuerbaren Energien erheblich höher. Zur bundesweiten Angleichung der Netzentgelte der Übertragungsnetzbetreiber wird ein einheitlicher Anteil der Kosten ermittelt, der seit 2019 jährlich um 20 % wächst und in fünf Schritten bis 2023 zu bundesweit gleich hohen Netzentgelten führen soll.

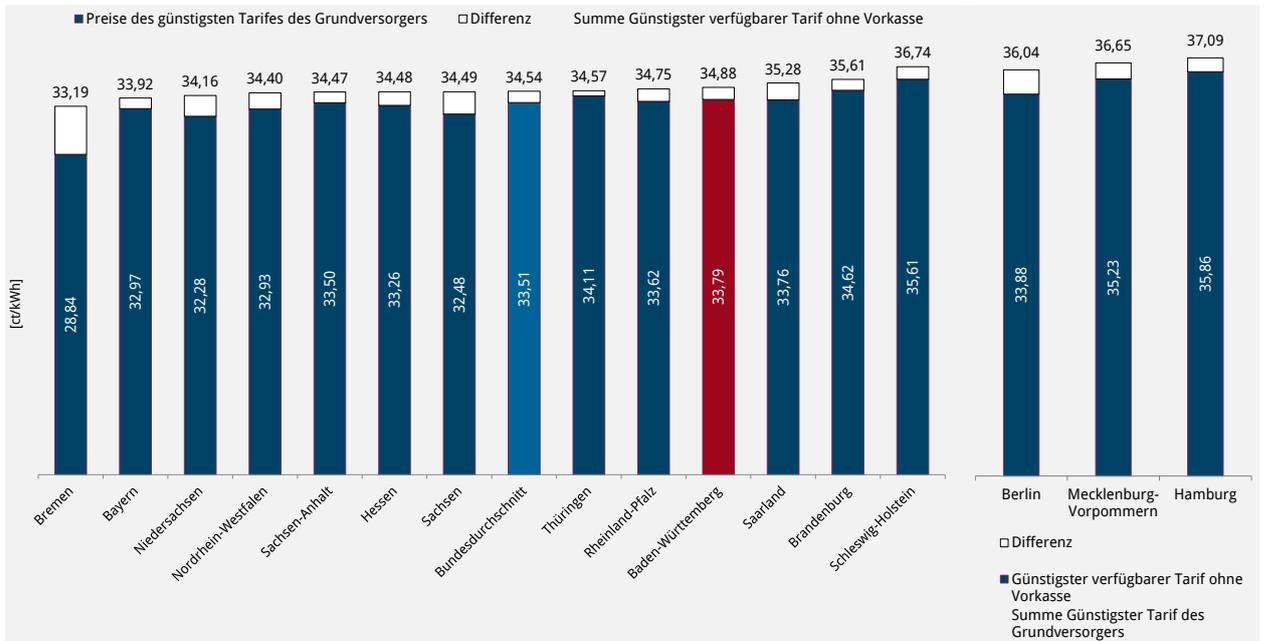


Abbildung 41 Marktübersicht über Strompreise einschließlich aller Steuern, Abgaben und Umlagen für Haushaltskunden nach Bundesländern

Quelle: [Verivox 2022] Stand: 1.12.2021, Berücksichtigt wurden die günstigsten Tarifangebote ohne Vorkasse, soweit diese im Internet veröffentlicht werden. Angebote, die nur begrenzt verfügbar sind, wurden nicht berücksichtigt. Sowie Preise des günstigsten Tarifes des örtlichen Grundversorgers. Betrachtet sind Haushalte mit einem Stromverbrauch von 3.500 kWh pro Jahr. Fälle, in denen der Preis des günstigsten Tarifes ohne Vorkasse den Preis der Grundversorger übersteigt, werden ohne Differenz dargestellt.

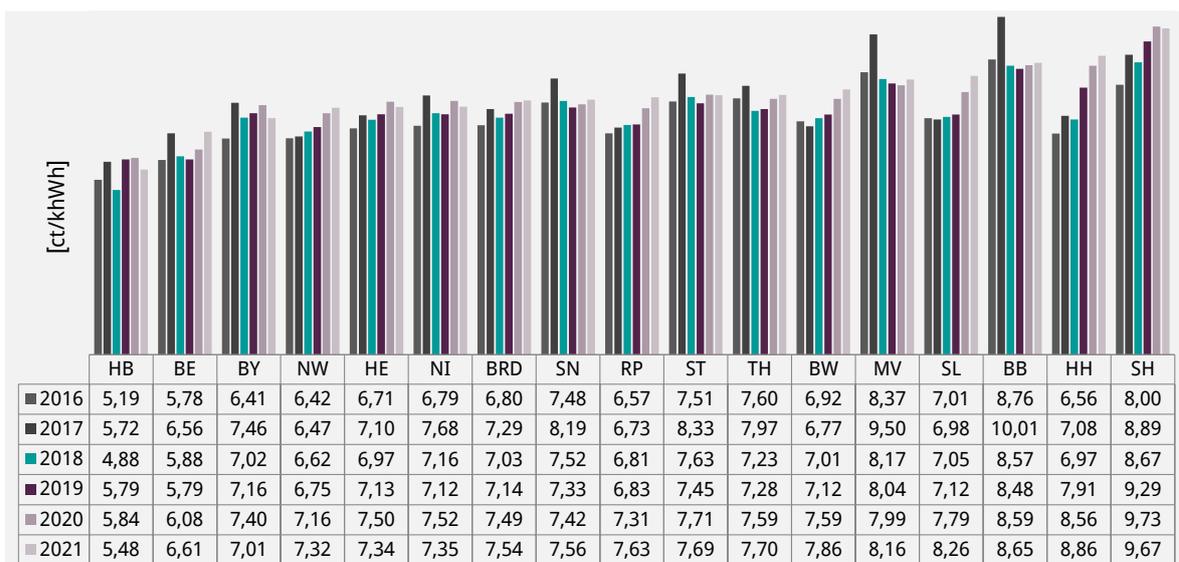


Abbildung 42 Übersicht über die Netzentgelte für Haushaltskunden nach Bundesländern

Quelle: [Verivox 2022] Stand: 1.12.2021, [Verivox 2021] Stand: 1.12.2020, [Verivox 2020] Stand: 1.12.2019, [Verivox 2019] Stand: 1.12.2018, [Verivox 2018] Stand: 1.12.2017, [Verivox 2018a] Stand 1.12.2016, Haushaltskunden mit einem Stromverbrauch von 3.500 kWh pro Jahr.

Seit 2017 verzeichnet Baden-Württemberg einen kontinuierlichen Anstieg der Netznutzungsentgelte um durchschnittlich 0,3 ct/kWh pro Jahr und belegt im Jahr 2021 den elften Rang im Bundesländervergleich (Abbildung 42). Im dargestellten Zeitraum lagen die Preise meist über dem bundesdeutschen Durchschnitt. Höchstwerte erreichen die Netzentgelte in den letzten Jahren in Schleswig-Holstein. Mit 9,67 ct/kWh waren diese 2021 um 23 % höher als in Baden-Württemberg.

Für die Betrachtung der Netzentgelte für die Haushalte innerhalb Baden-Württembergs wurden, wie in den Vorjahren, Preisblätter der relevanten Netzbetreiber ausgewertet. Dazu wurde ein nicht leistungsgemessener Verbrauchsfall von 3.500 kWh bei einem Anschluss an das Niederspannungsnetz angenommen. Abbildung 43 zeigt die Netto-Netzentgelte ab 01.01.2021 der 16 Netzbetreiber im Vergleich.

Über dem baden-württembergischen Durchschnitt von 7,86 ct/kWh (Abbildung 42) liegen vier Anbieter. Die Spanne zwischen günstigstem und teuerstem Preis beträgt über 3 ct/kWh. Drei Netzbetreiber haben ihre Preise zum Anfang des Jahres gesenkt. Dem gegenüber stehen teils Erhöhungen von 10,5 % (SW Eberbach) und 7,9 % (Stuttgart Netze). Die Erhöhungen betragen durchschnittlich 5 %. Ursachen für den Preisanstieg liegen in der schrittweisen Vereinheitlichung der Netzentgelte der Übertragungsnetzbetreiber, aber auch im Anschluss von Anlagen erneuerbarer Energien. Im Einzelfall können jedoch auch andere Ursachen maßgeblich sein. Insgesamt betrachtet ist in der Zeitspanne 2016 bis 2021 ein Trend zur Erhöhung der Netzentgelte erkennbar. Eine Ausnahme bildet der Anbieter N-ERGIE, dessen Netzentgelt seit 2017 kontinuierlich sinkt.

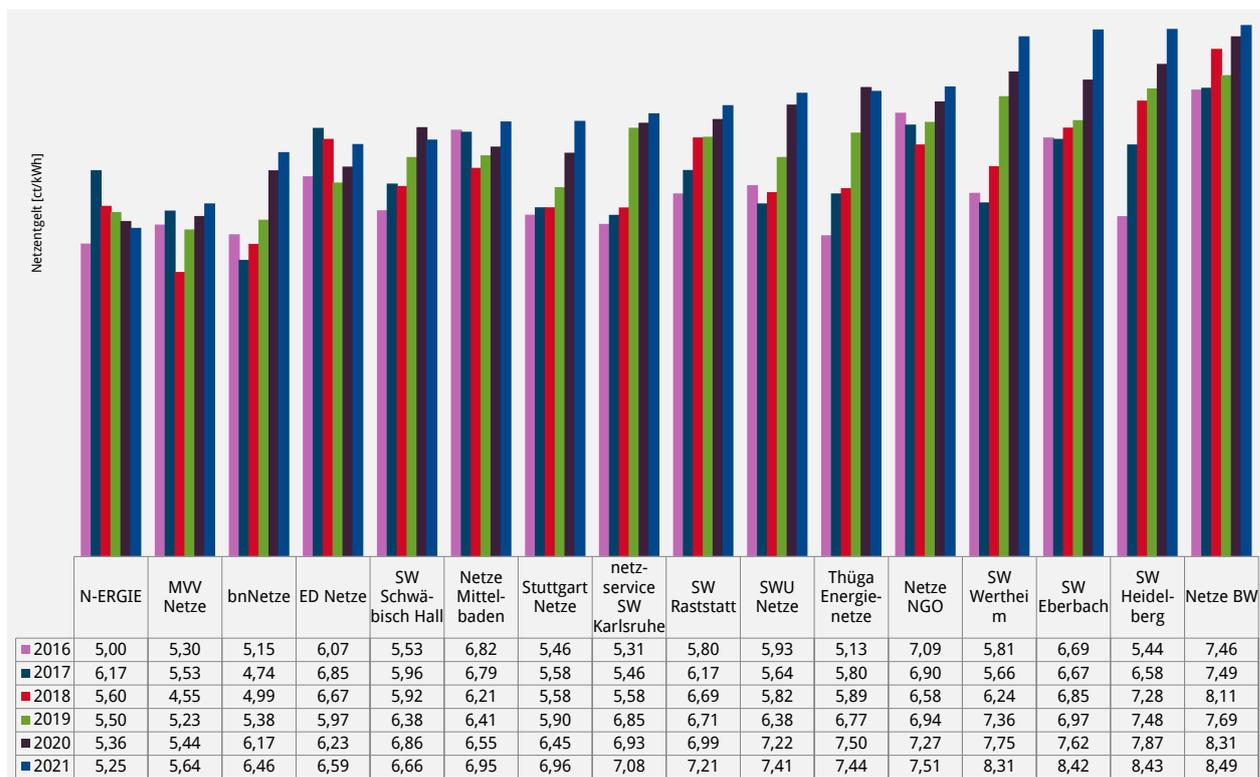


Abbildung 43 Übersicht der zu zahlenden Netzentgelte in Baden-Württemberg für die Haushalte bei unterschiedlichen Netzbetreibern

Quelle: [bnNetze 2021], [ED Netze 2021], [N-ERGIE 2021], [MVW Netze 2021], [Netze BW 2021], [Netze MB 2021], [NGO 2021], [SWR 2021], [STR Netze 2021], [SW KA 2021], [SW EB 2021], [SW HB 2021], [SW SH 2021], [SW WH 2021], [SWU 2021], [Thüga 2021]
 Dargestellt sind Nettonetzentgelte bei einem Verbrauch von 3.500 kWh im Jahr mit Anschluss an der Niederspannung. Die Preisblätter bilden den Stand vom 01.01.2020 ab. Für 2016, 2017, 2018 und 2019 [IE 2021]

Heizstrom

Wie in der Vorjahresanalyse liegt der Betrachtung in diesem Jahr eine Sonderauswertung zu den Tarifen für Nachtspeicherheizungen sowie für Wärmepumpen für private Abnehmer in ausgewählten Städten Baden-Württembergs des Verbraucherportals Verivox zu Grunde. Für den Betrieb von Wärmepumpen erhöht sich dabei normalerweise

die Anzahl der zur Verfügung stehenden Tarifangebote je Postleitzahlgebiet, für Nachtspeicherheizungen geht die Anzahl im Vergleich der Vorjahresauswertungen jährlich leicht zurück. Die ausgewählten Postleitzahlen wurden aus den Vorjahresanalysen unverändert übernommen.

Stromtarife für Nachtspeicherheizungen

Die Strompreise für Nachtspeicherheizungen wurden, wie im Vorjahr, für neun baden-württembergische Städte verglichen und zusammen mit den Daten für 2020 dargestellt (Abbildung 44). Angenommen wurde ein jährlicher Heizstromverbrauch in Höhe von 12.500 kWh. Es ist durchweg ein starker Rückgang der verfügbaren Angebote zu beobachten, da viele Versorger wegen der enorm gestiegenen Beschaffungskosten ihre Neukundenangebote pausiert haben [Verivox 2022a].

Der durchschnittliche Strompreis für Nachtspeicherheizungen stieg um 1,23 ct/kWh. Spitzenreiter ist Heidelberg mit einem Mittelwert von 24,14 ct/kWh. Die günstigsten Angebote sind, wie im Vorjahr, von Anbieter in Höchenschwand und Ulm (beide 19,39 ct/kWh) zu finden, wo auch der geringste Preisanstieg zu verzeichnen ist. Insgesamt fallen die Preisunterschiede in den Städten jedoch eher gering aus.

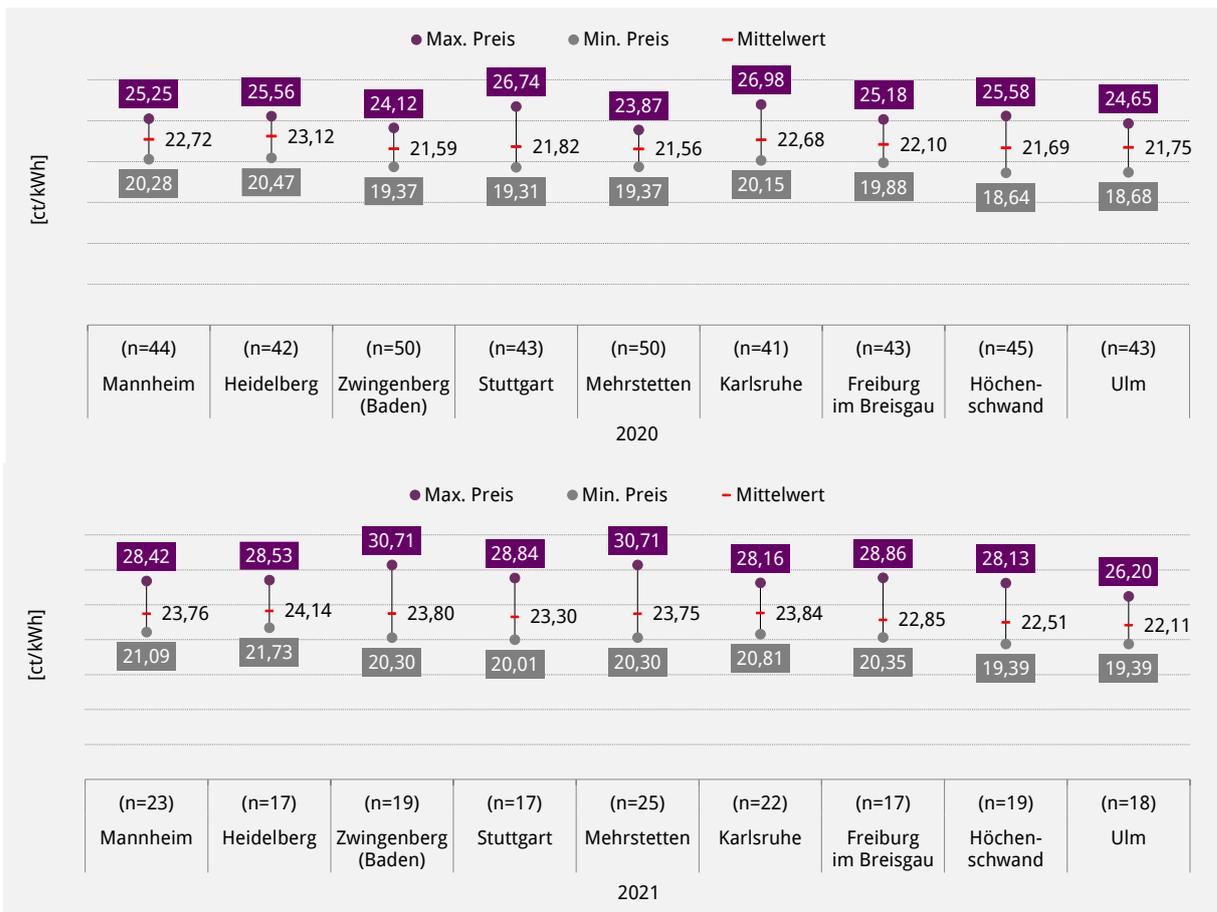


Abbildung 44 Strompreis für private Nachtspeicher-Heizungen in ausgewählten Städten in Baden-Württemberg 2020 und 2021

Quelle: [Verivox 2022b], Darstellung IE Leipzig,

Stromtarife für Wärmepumpen

Auch die Preise für Wärmepumpen wurden von Verivox im Vergleich für die neun Städte ausgewertet. 2021 wurden nur etwa halb so viele Angebote gefunden, wie im Vorjahr. Angenommen wurde ein jährlicher Pumpstromverbrauch in Höhe von 7.500 kWh. Die Unterschiede zwischen den mittleren Strompreisen sind marginal, haben sich

jedoch im Vergleich zu 2020 leicht verteuert ($\bar{\Delta}$ 1,1 ct/kWh). Im Durchschnitt am meisten zahlen KundInnen in Zwingenberg und Mehrstetten. Die günstigsten Tarife finden sich in Ulm. Die Preisspannen zwischen günstigstem und teuerstem Tarif sind in acht von neun Fällen größer geworden (Abbildung 45).

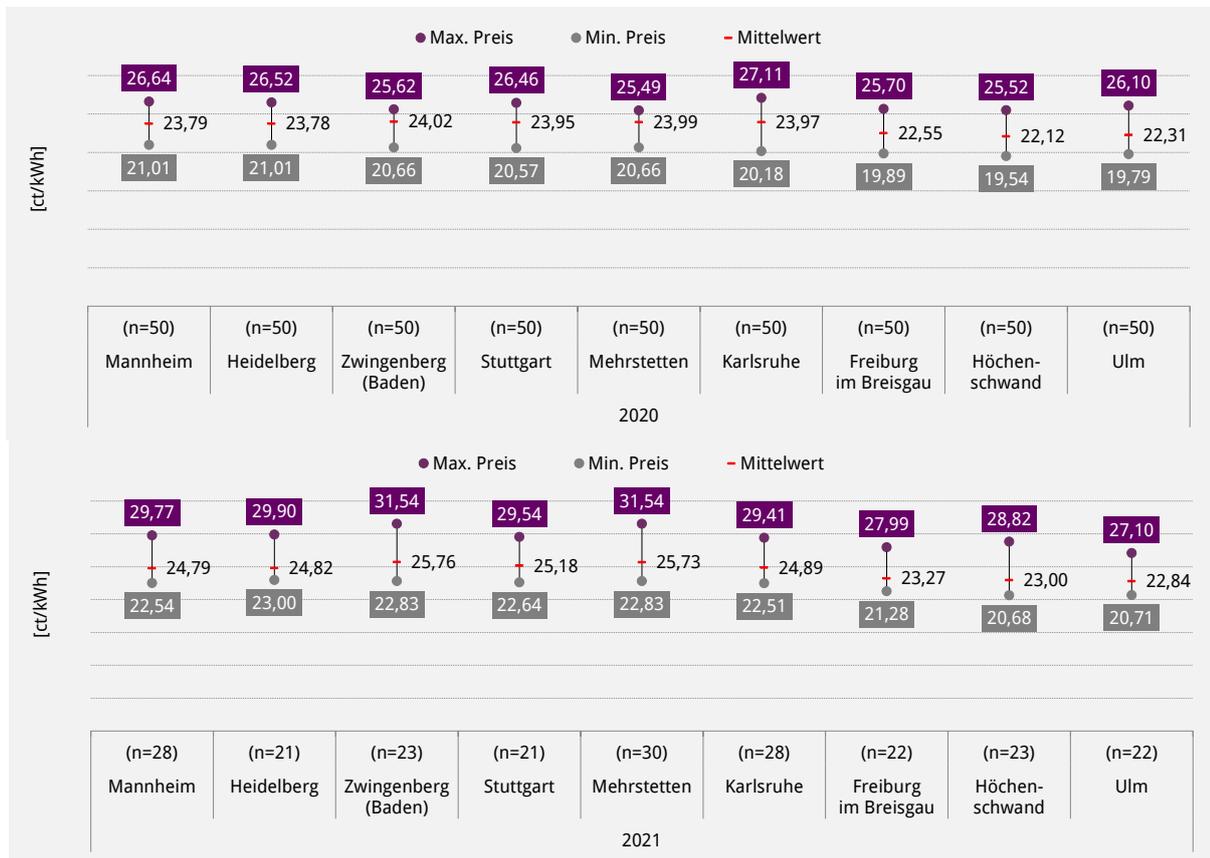


Abbildung 45 Wärmepumpen-Strompreis für Haushalte in Baden-Württemberg 2020 und 2021
 Quelle: [Verivox 2022b], Darstellung IE Leipzig

4.2.6 Industrie und Gewerbe

Europa, Deutschland und USA

In Abhängigkeit von Produktionsstandorten und Unternehmensgröße schreiben Industriebetriebe Lieferverträge deutschland- und europaweit aus. Dies wurde durch die Strommarktliberalisierung ermöglicht. Industriebetriebe mit sehr hoher Stromnachfrage kaufen den Strom auch direkt an der Strombörse ein und können somit vom günstigeren Strombörsenpreis direkt profitieren.

Wie im Vorjahresbericht [IE 2021] werden auch in diesem Jahr die zwei Abnahmefälle (IC und IF) von Eurostat ausgewertet (Abbildung 46 und Abbildung 47). Die Abbildungen beinhalten sowohl nominale wie auch inflationsbereinigte Preise für Deutschland, EU, Frankreich, Niederlande und Dänemark. Weiterhin sind in Abbildung 48 nominale und reale Preise für die Industrie in den USA dargestellt.

Die Industriestrompreise der Verbrauchergruppe IC (Abbildung 46) umfassen Unternehmen mit einem Jahresverbrauch von 500 bis 2.000 MWh und dienen somit als Annäherung an die Gewerbestrompreise. 2021 lag der Strompreis in der Verbrauchergruppe IC (ohne Mehrwertsteuer) in Deutschland mit 18,4 ct/kWh rund 2,2 % oberhalb des Vorjahresstandes. In der EU stieg der nominale Preis auf 13,8 ct/kWh um 10,4 % gegenüber dem Vorjahr. Im Vergleich zum europäischen Mittel wurde in Deutschland im Jahr 2021 also ein um 33,3 % höherer Strompreis bezahlt.

Die Strompreise (ohne Steuern, Umlagen und Abgaben) in Deutschland (9,4 ct/kWh) und dem EU-Durchschnitt (9,5 ct/kWh) lagen in etwa auf dem gleichen Niveau. Der staatlich veranlasste Anteil betrug im Mittel der EU-Länder 31,2 %, während er in Deutschland um 4,7 ct/kWh höher lag und 48,9 % ausmachte. Die Bandbreite für den Abnahmefall der Verbrauchergruppe IC im EU-Ländervergleich ist in Abbildung 94 im Anhang dargestellt. Im Vergleich war der Anteil an Steuern, Umlagen und Abgaben in Finnland (0,07 ct/kWh) und Malta (0,15 ct/kWh) mit 1 % am geringsten. Zusätzlich sind die Netzkosten im Vergleich zu den anderen Ländern in Deutschland höher. Die realen Preise lagen in Deutschland 2021 um 30,2 % über dem Mittelwert der EU, der staatlich veranlasste Anteil betrug mehr als das Doppelte.

Die Verbrauchergruppe IF (Abbildung 47) umfasst Unternehmen mit einem Jahresverbrauch von 70 bis 150 GWh, dazu gehören zum Beispiel große energieintensive Unternehmen wie die Stahl- und Papierindustrie. Der Preis stieg von 2020 auf 2021 um 17,9 %. Mit 12,5 ct/kWh liegt Deutschland damit 23,8 % über dem Durchschnittspreis der EU-

Staaten, der 10,1 ct/kWh betrug. Die Bandbreite für den Abnahmefall der Verbrauchergruppe IF im EU-Ländervergleich ist in Abbildung 94 im Anhang einzusehen.

In Deutschland ist der Anteil an Steuern und Abgaben in der Verbrauchergruppe IF mehr als dreimal so hoch wie im EU-Durchschnitt. Im direkten Vergleich zahlten Industriekunden dieser Kategorie in den Niederlanden 2021 den geringsten Strompreis mit 7,2 ct/kWh und somit 42,4 % weniger als in Deutschland. Betrachtet man die vergangenen Jahre so ist der Preisanstieg von 2020 zu 2021 im Vergleich am höchsten. Selbst in Ländern die seit 2017 relativ stabile Preise aufwiesen, waren diesmal hohe Preissteigerungen belegbar. Aufgrund von unterschiedlichen Befreiungstatbeständen ist eine große Bandbreite an Strompreisen in der Verbrauchergruppe IF möglich. Die realen Preise in der Kategorie IF stiegen in der EU stark um 31,0 % gegenüber dem Vorjahr. Bei den bereinigten Preisen in Deutschland lässt sich 2021 gegenüber 2020 ein realer Anstieg der Preise um 13,3 % erkennen.

Vergleicht man die nominalen Preise der Eurostat-Verbrauchergruppe mit Angaben der Preise von EIA in den USA (Abbildung 48), so fällt auf, dass der Durchschnittspreis in den USA für die Gruppe der Industrials 50,8 % niedriger ist als für die Verbrauchergruppe IF in Deutschland. Beim Vergleich der nominalen Preise der Gruppe IF der anderen EU-Länder ist der Durchschnittspreis der Gruppe der Industrials in den USA ebenfalls niedriger. Die Industriestrompreise sind in den USA von 2017 bis 2021 um 1,0 % gestiegen, im Vergleich von 2020 zu 2019 waren diese noch gesunken. Allerdings ist die Vergleichbarkeit mit den USA nur eingeschränkt

möglich, da Angaben zur zugrunde gelegten Verbrauchskategorie nicht vorliegen.

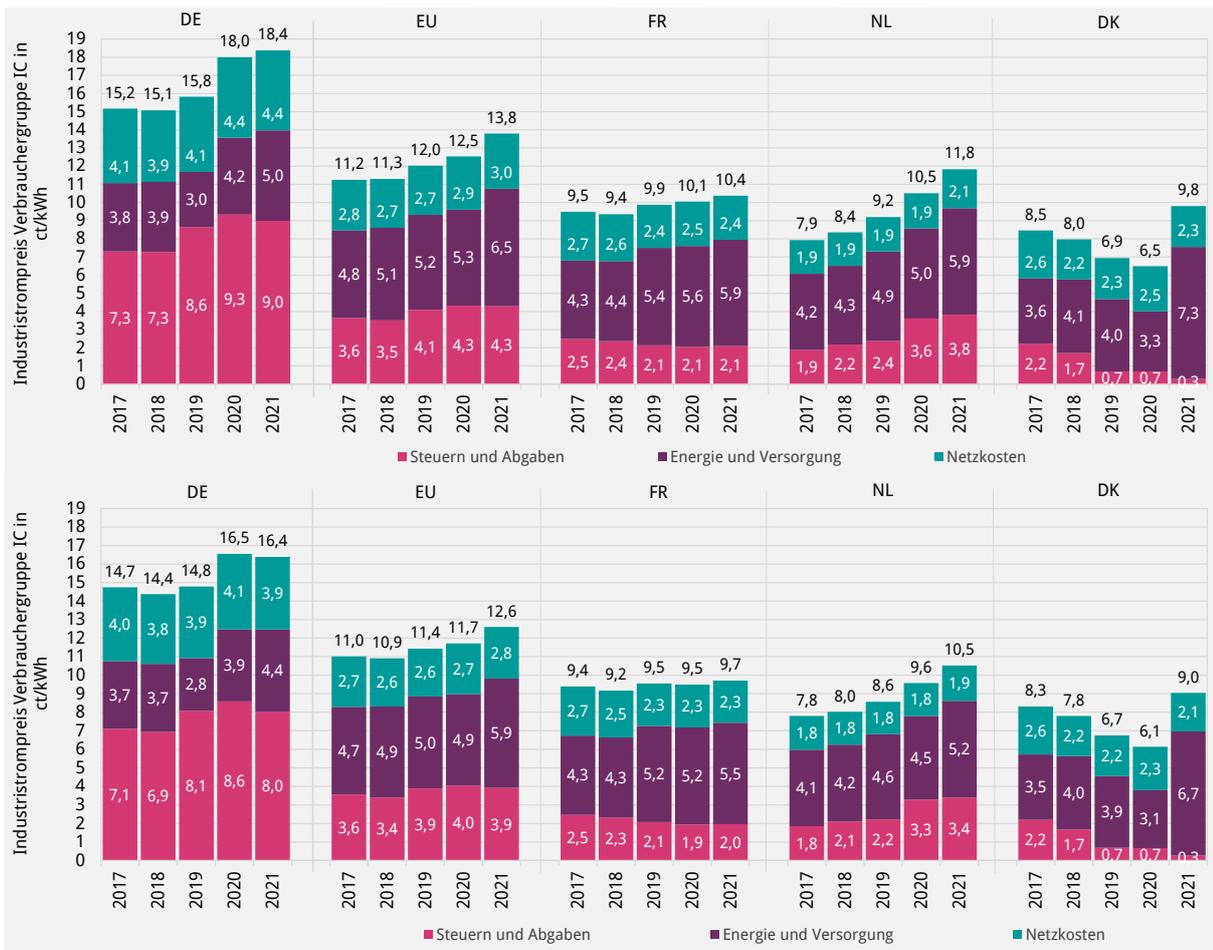


Abbildung 46 Industriestrompreise nominal (oben) und real (unten) im europäischen Vergleich für die Verbrauchergruppen IC

Quelle: [Eurostat 2022], [Eurostat 2022a], Darstellung IE Leipzig, Gesamtpreise inkl. Kommissionsabgabe und sonst. Umlagen/Abgaben (EEG-Umlage, KWK-Aufschlag, §19 StromNEV- Umlage, Offshore-Haftungsumlage und Umlage für abschaltbare Lasten), ohne MWSt. und ohne Stromsteuer. Basisjahr zur Preisbereinigung: 2015.

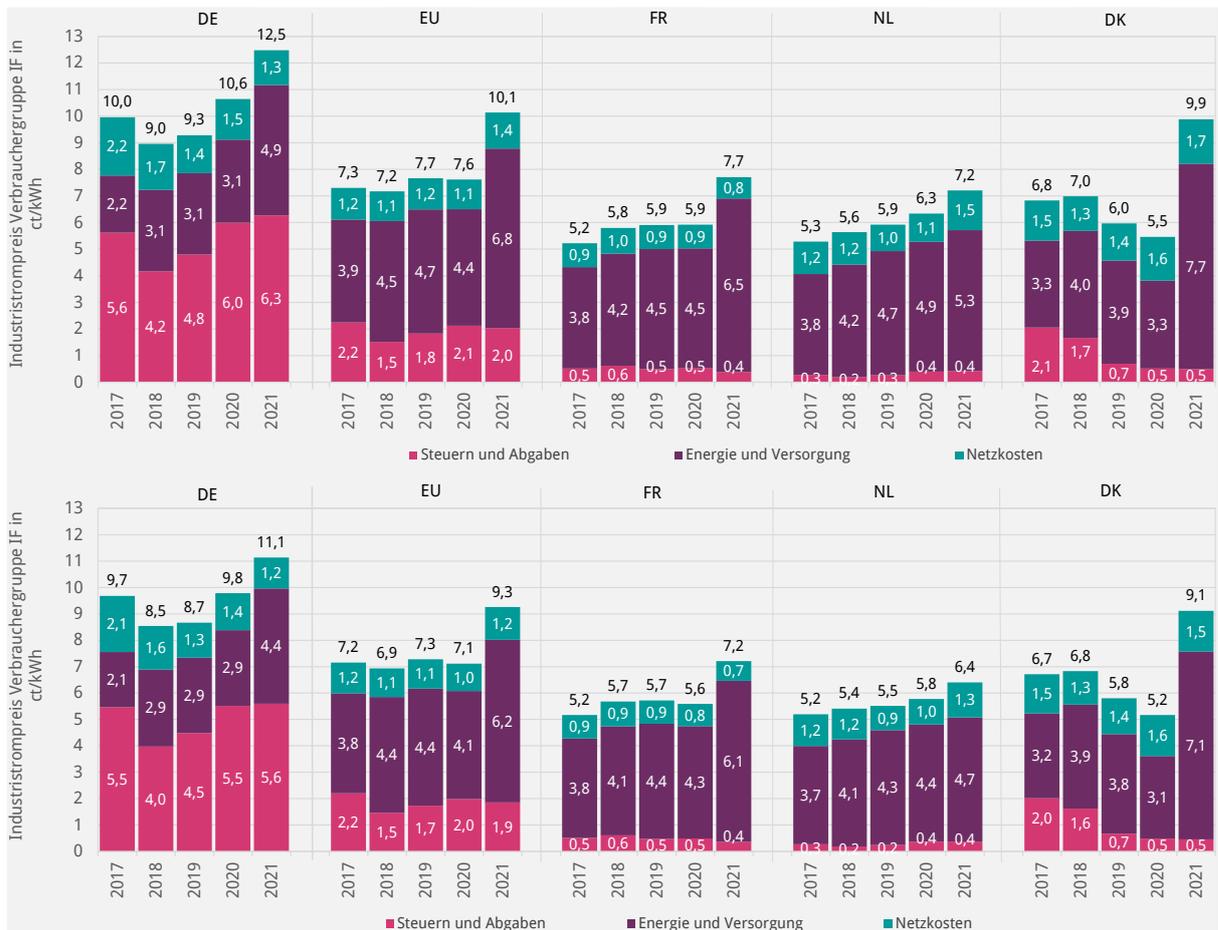


Abbildung 47 Industriestrompreise nominal (oben) und real (unten) im europäischen Vergleich für die Verbrauchergruppen IF

Quelle: [Eurostat 2022], [Eurostat 2022a], Darstellung IE Leipzig, Gesamtpreise inkl. Kommissionsabgabe und sonst. Umlagen/Abgaben (EEG-Umlage, KWK-Aufschlag, §19 StromNEV- Umlage, Offshore-Haftungsumlage und Umlage für abschaltbare Lasten), ohne MWSt. und ohne Stromsteuer. Basisjahr zur Preisbereinigung: 2015.



Abbildung 48 Industriestrompreise, nominal (links) und inflationsbereinigt (rechts) der USA

Quelle: [EIA 2022b] [DB 2022] [BEA 2022], Darstellung IE Leipzig, Die Angaben enthalten alle Versorgungs- und staatliche Gebühren, Abgaben und Steuern. Angaben zur zugrunde gelegten Verbrauchskategorie liegen nicht vor.

Entwicklung der Industriestrompreise in Deutschland

Die Entwicklung des durchschnittlichen nominalen Industriestrompreises wird in [BDEW 2022] für einen Betrieb mit einem Jahresverbrauch zwischen 160 und 20.000 MWh dargestellt (Abbildung 49). Dieser Fall umfasst die Bandbreite der Verbrauchergruppen IB bis ID der Eurostat-Auswertung. Im Trend ist seit der Strommarktliberalisierung im Jahr 1998 ein stetiger Anstieg der nominalen Preise zu erkennen, verursacht durch die kontinuierliche Erhöhung staatlicher Umlagen und die steigenden Kosten für den Stromnetzausbau. Gegenüber dem Vorjahr stiegen die nominalen Preise 2021 um 20,3 %. Eine absolute Änderung in einem Einjahresabstand von über 3,5 ct/kWh ist seit Erfassung der Strompreise noch nicht vorgekommen. Der Anstieg von 66,8% gegenüber dem Vorjahr ist auf den Kostenblock Erzeugung, Vertrieb und Marge zurückzuführen.

Die staatlich veranlassten Strompreisbestandteile sind zwischen 1998 und 2021 etwa um den Faktor 48 angestiegen, da im Jahr 1998 neben einer Konzessionsabgabe in Höhe von 0,11 ct/kWh die Belastung durch das Stromeinspeisungsgesetz (Vorläufer des EEG) lediglich 0,08 ct/kWh betrug. Dagegen summierte sich im Jahr 2021 der staatlich veranlasste Anteil auf 9,08 ct/kWh (2020: 9,28 ct/kWh 2019: 8,95 ct/kWh). Dieser Anteil kann im Einzelfall jedoch stark reduziert werden, wenn insbesondere größere Unternehmen Steuer-

und Umlageermäßigungen nutzen. Der reale Gesamtpreis stieg 2021 im Vergleich zu 2020 um 16,8 %. Im Vergleich zu 1998 betrug der reale Preisanstieg 68,8 % (Abbildung 50).

Die Strompreiszusammensetzung für ein energieintensives Unternehmen, das umfassend von den Ausnahmeregelungen bei den staatlich veranlassten Preisbestandteilen profitiert, ist in Abbildung 51 dargestellt. Durch den niedrigeren staatlich veranlassten Anteil (Steuern, Abgaben, Umlagen), der 2021 gesunken bei 2,1 % lag (2020: 4,1 %), welcher für Haushalts- und Gewerbetunden über 50 % beträgt, ist der Unterschied zu den Strompreisen der – in Baden-Württemberg dominierenden – mittelständischen Industrie und den privaten Haushalten deutlich sichtbar.

Steigende Primärenergieträgerkosten ließen die Preise für die energieintensiven Industriebetriebe von 2016 bis 2018 deutlich ansteigen. Im Vergleich von 2020 zu 2021 ist dieser Anstieg nun fast marginal. Im Jahr 2021 haben sich die Strompreise im Vergleich zum Vorjahr fast verdoppelt.

Während die mittelständische Industrie im Durchschnitt 21,38 ct/kWh zahlte (Abbildung 49), mussten ein energieintensives Unternehmen, das umfassend von den Ausnahmeregelungen beim Strompreis befreit ist, 11,87 ct/kWh zahlen (Abbildung 51).

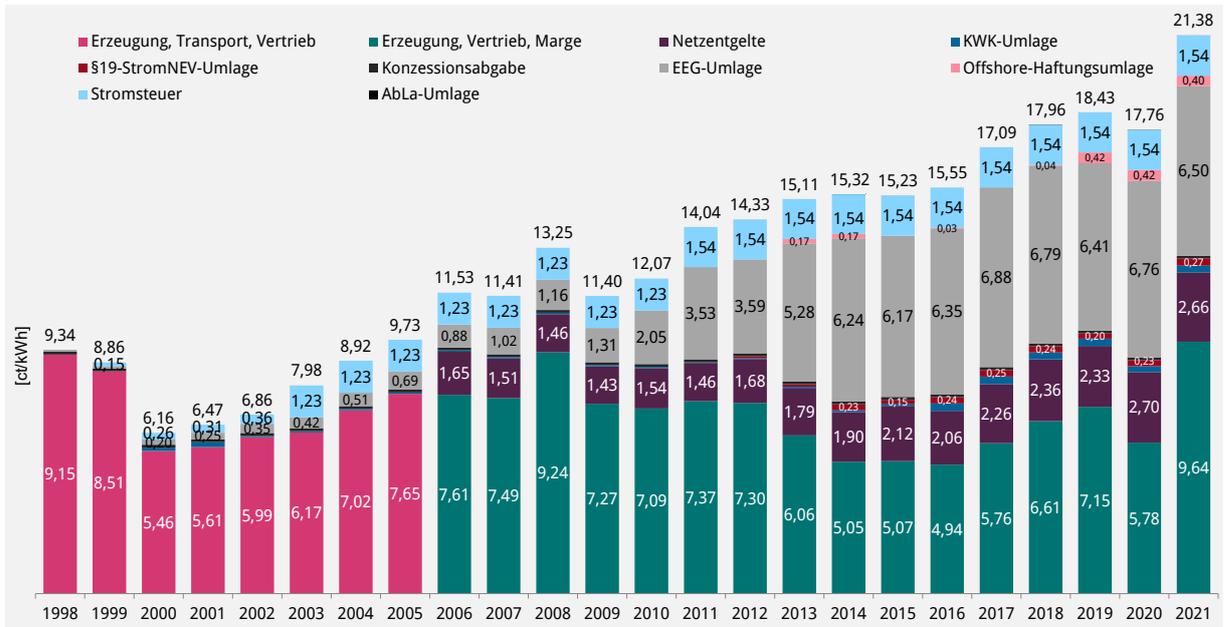


Abbildung 49 Entwicklung nominaler Industriestrompreis (Mittelspannung) und seine Bestandteile in Deutschland

Quelle: [BDEW 2022], Darstellung: IE Leipzig, Berechnungen des IE Leipzig, durchschnittlicher Strompreis eines Mittelspannungskunden (Industrie, stromsteuerermäßig), Abnahme von 160 bis 20.000 MWh, entspricht bei Eurostat Bandbreite von IB bis ID.

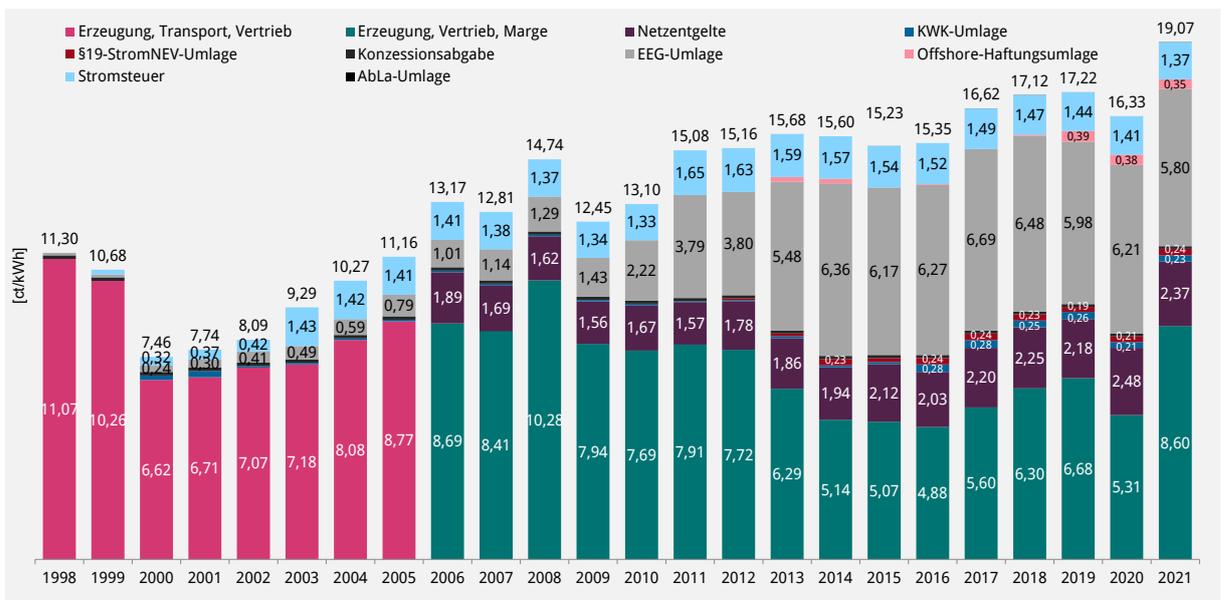


Abbildung 50 Entwicklung realer Industriestrompreis (Mittelspannung) und seine Bestandteile in Deutschland

Quelle: [BDEW 2022], Darstellung: IE Leipzig, Berechnungen des IE Leipzig, durchschnittlicher Strompreis eines Industriebetriebes (stromsteuerermäßig), Mittelspannungs-Versorgung, Abnahme von 160 bis 20.000 MWh Inflationsbereinigung zum Basisjahr 2015.

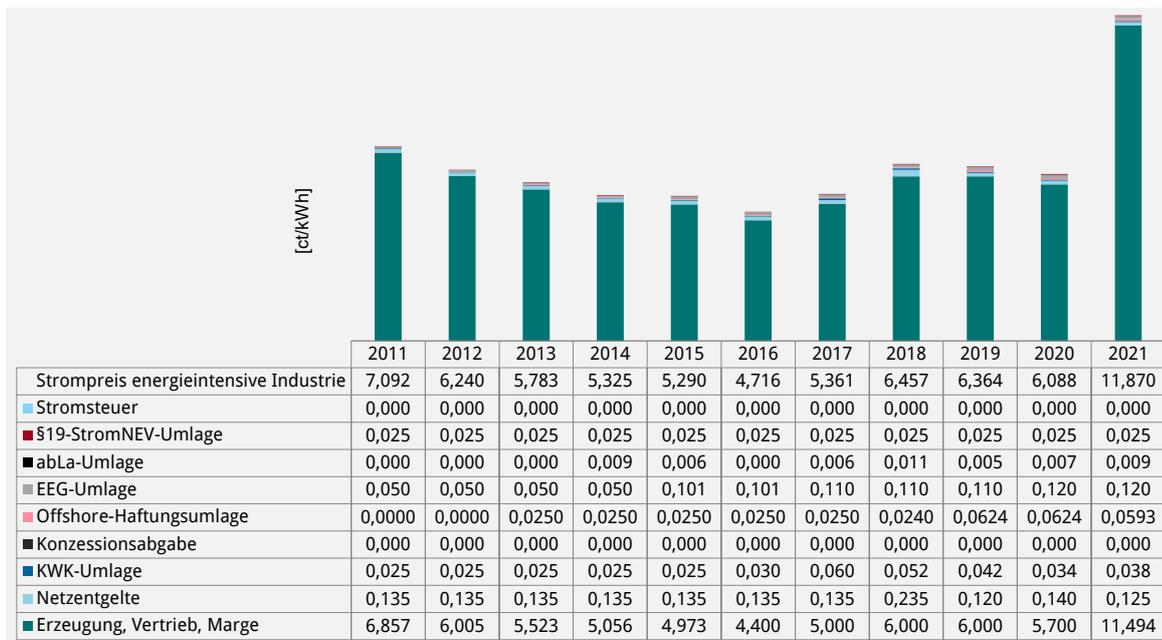


Abbildung 51 Strompreisbestandteile für ein energieintensives Unternehmen mit umfassender Befreiung bei Steuern, Umlagen, Abgaben und Entgelten 2011 bis 2021

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig für Stromabnahme von mehr als 1 GWh/a und umfassende Begünstigung bei mehreren Steuern und Umlagen aufgrund hohen Stromkostenanteils, 2021: Großhandelsstrompreis EEX 9,66 ct/kWh, Vertrieb und Marge 1,84 ct/kWh

Baden-Württemberg

Die Auswertung einer vom Verbraucherportal Verivox veröffentlichten Marktübersicht für Gewerbestrom (bei Eurostat Verbrauchsklassenbereiche IB bis IC, Nettostrompreise ohne MwSt.) zeigt für 2021 (Stichtag 01.12.2021) einen Durchschnittspreis bei einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh. Die Strommarktübersicht für Gewerbekunden zeigt eine deutliche Preissteigerung im Vergleich der Vorjahresauswertung sowohl der Grundversorger-Tarife als auch der Angebote ohne Vorkasse aus dem Internet (Abbildung 52). Im Bundesdurchschnitt kostete eine Kilowattstunde Strom für Gewerbekunden 26,09 ct im günstigsten Grundversorgertarif, in Baden-

Württemberg waren es 26,79 ct. Im Bundesländervergleich belegte Baden-Württemberg den 11. Platz. Die hohen Beschaffungskosten für Strom zwangen die am Markt verfügbaren Anbieter neben den Grundversorgern zu einer Preisanpassung, sodass in großen Teilen Deutschlands die historisch teureren Grundversorger aktuell die günstigsten Tarife anbieten können.

2020 konnten Gewerbekunden in Baden-Württemberg mit einem Tarif ohne Vorkasse noch rund 20 % gegenüber dem Grundversorgungstarif sparen. Im Jahr 2021 liegt der günstigste Grundversorgertarif 1,08 ct unter den Alternativenanbietern. Die linke Grafik in Abbildung 52 zeigt Bundeslän-

der, in denen die Grundversorger-Tarife am teuersten waren. Rechts abgebildet sind jene, die eine umgekehrte Preisstruktur zeigen: Die Grundversorger konnten hier die günstigsten Angebote machen.

Eine Auswertung der Industriestrompreise nach Bundesländern ist nicht möglich, da die einzelnen Stromlieferverträge für Industriebetriebe mit hohem Stromverbrauch nicht veröffentlicht werden müssen.

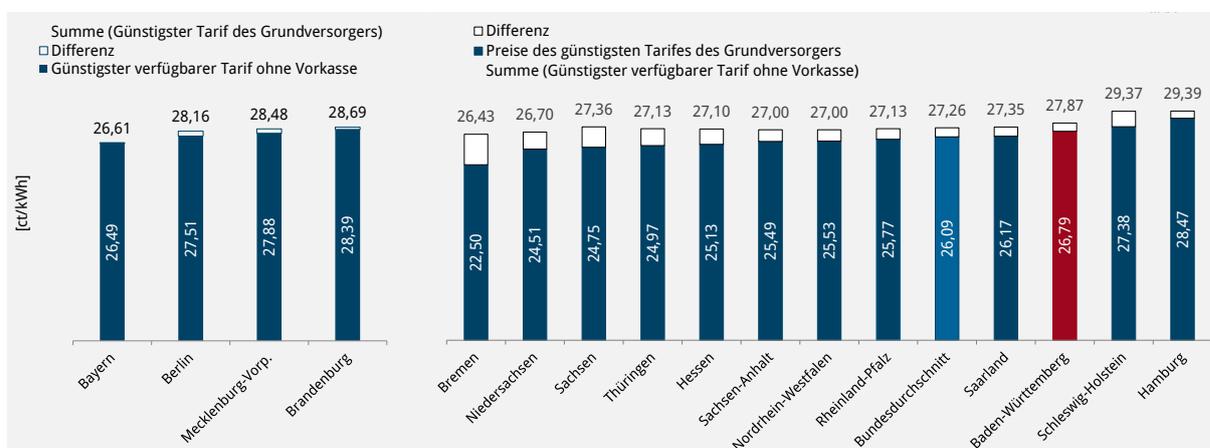


Abbildung 52 Marktübersicht über angebotene Gewerbestrompreise nach Bundesländern

Quelle: [Verivox 2022], Stand: 1.12.2021

Berücksichtigt wurden die günstigsten Tarifangebote ohne Vorkasse, soweit diese im Internet veröffentlicht werden. Angebote, die nur begrenzt verfügbar sind, wurden nicht berücksichtigt. Sowie Preise des günstigsten Tarifes des Grundversorgers, Preise für Gewerbekunden bei einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh. Dargestellt sind Netto-preise.

Abbildung 53 zeigt die Entwicklung der Netznutzungsentgelte über die Jahre 2016 bis 2021 im Bundesländervergleich. Zu den sieben Ländern, die über dem Bundesdurchschnitt liegen, gehört auch Baden-Württemberg mit einem Preis von 6,51 ct/kWh im Jahr 2021. Damit belegt Baden-Württemberg Platz 14 von 16 Bundesländern. Nach einem Absinken der Preise in den Jahren 2016 bis 2018, ist seit 2019 ein stärkerer Anstieg zu verzeichnen. Insgesamt betrachtet verweilen die Kosten für Netznutzung in Baden-Württemberg mit einer Ausnahme im Jahr 2017 auf einem konstant höheren Niveau als der Bundesdurchschnitt. Im Vergleich zu den Nutzungsentgelten für Haushalts-

kunden (Abbildung 42) sind jene für die gewerbliche Nutzung etwa ein bis zwei Cent günstiger.

Ausgehend von einem Gewerbebetrieb mit Anschluss an das Niederspannungsnetz und einem Verbrauch von 90.000 kWh im Jahr, sind in Abbildung 54 die Netzentgelte bei verschiedenen baden-württembergischen Betreibern im Vergleich abgebildet. Die Preise galten ab 01.01.2021 und stellen Netto-Preise dar. Die Spanne reicht von 4,15 ct/kWh (N-ERGIE) bis 7,65 ct/kWh (SW Wertheim). Elf der aufgeführten Netzbetreiber sind günstiger als der ermittelte baden-württembergische Durchschnitt von 6,51 ct/kWh (Abbildung 53).

Im Vergleich zur Entwicklung der Haushalts-Netzentgelte (Abbildung 43) ergaben sich im Gewerbebereich weniger große Schwankungen. Das Preisniveau ist wegen des größeren Jahresver-

brauchs niedriger als bei Haushaltskunden. Vier Anbieter senkten ihre Preise um durchschnittlich 0,11 ct/kWh. Die Erhöhungen betragen im Schnitt 0,4 ct/kWh.



Abbildung 53 Netzentgelte für Gewerbe nach Bundesländern

Quelle: [Verivox 2022] Stand: 01.12.2021, [Verivox 2021] Stand: 01.12.2020, [Verivox 2020] Stand: 01.12.2019, [Verivox 2019] Stand: 01.12.2018, [Verivox 2018] Stand: 01.12.2017, [Verivox 2018a] Stand: 01.12.2016 Preise für Gewerbekunden bei einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh pro Jahr.

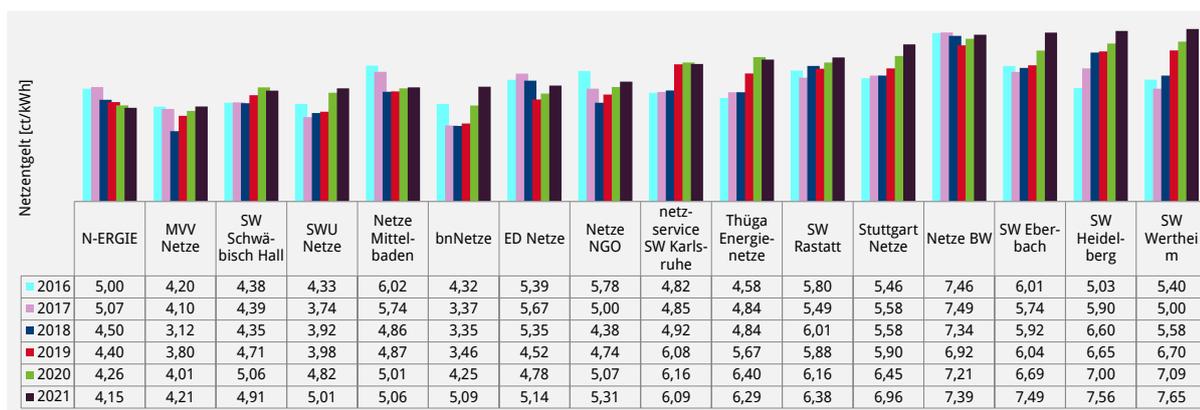


Abbildung 54 Übersicht der zu zahlenden Netzentgelte bei ausgewählten Netzbetreibern in Baden-Württemberg für das Gewerbe

Quelle: [bnNetze 2021], [ED Netze 2021], [N-ERGIE 2021], [MVV Netze 2021], [Netze BW 2021], [Netze MB 2021], [NGO 2021], [SWR 2021], [STR Netze 2021], [SW KA 2021], [SW EB 2021], [SW HB 2021], [SW SH 2021], [SW WH 2021], [SWU 2021], [Thüga 2021]
 Dargestellt sind Nettonetzentgelte bei einem Verbrauch von 90.000 kWh im Jahr mit Anschluss an der Niederspannung. Die Preisblätter bilden den Stand vom 1.01.2021 ab. Für 2016, 2017, 2018, 2019 und 2010 [IE 2021]

Wie hoch die Strompreise für Industriebetriebe mit hohem Stromverbrauch in Baden-Württemberg sind, kann nicht erhoben werden, da hierfür die einzelnen Stromlieferverträge der Verbraucher eingesehen werden müssten, die aber nicht veröffentlicht werden müssen. In der Regel werden Stromlieferverträge der Industrie auch überregional abgeschlossen. Dennoch kann die Höhe der Netzentgelte, für die nicht netzentgeltbefreiten Betriebe aus den Angaben der Netzbetreiber im Internet je Netzgebiet und Spannungsebene ermittelt werden. Diesbezüglich werden folgende Abnahmefälle angenommen, bei denen eine viertelstündige Leistungsmessung erfolgt:

- Niederspannung/180 MWh/2.000 h/90 kW
- Mittelspannung/8.000 MWh/4.000 h/2.000 kW

- Hochspannung / 162.500 MWh / 6.500 h / 25.000 kW

Das Netzentgelt für Industriekunden ist abhängig von der Spannungsebene. Am teuersten ist eine Belieferung über Niederspannung. Der günstigste Tarif lag hier bei 5,3 ct/kWh, der höchste bei 8,0 ct/kWh. Auf der Hochspannungsebene rangieren die Preise zwischen 0,7 und 2,4 ct/kWh. In den meisten der betrachteten Fälle stiegen die Entgelte von 2020 auf 2021, auf der Niederspannungsebene am meisten um durchschnittlich 0,18 ct/kWh (MS: 0,13 ct/kWh). Allein die Entgelte für Hochspannung sanken im Durchschnitt um 0,06 ct/kWh. Der stärkste Anstieg lag bei 0,82 ct/kWh (bnNetze, NS), die größte Absenkung betrug 0,51 ct/kWh (SW Eberbach, NS)

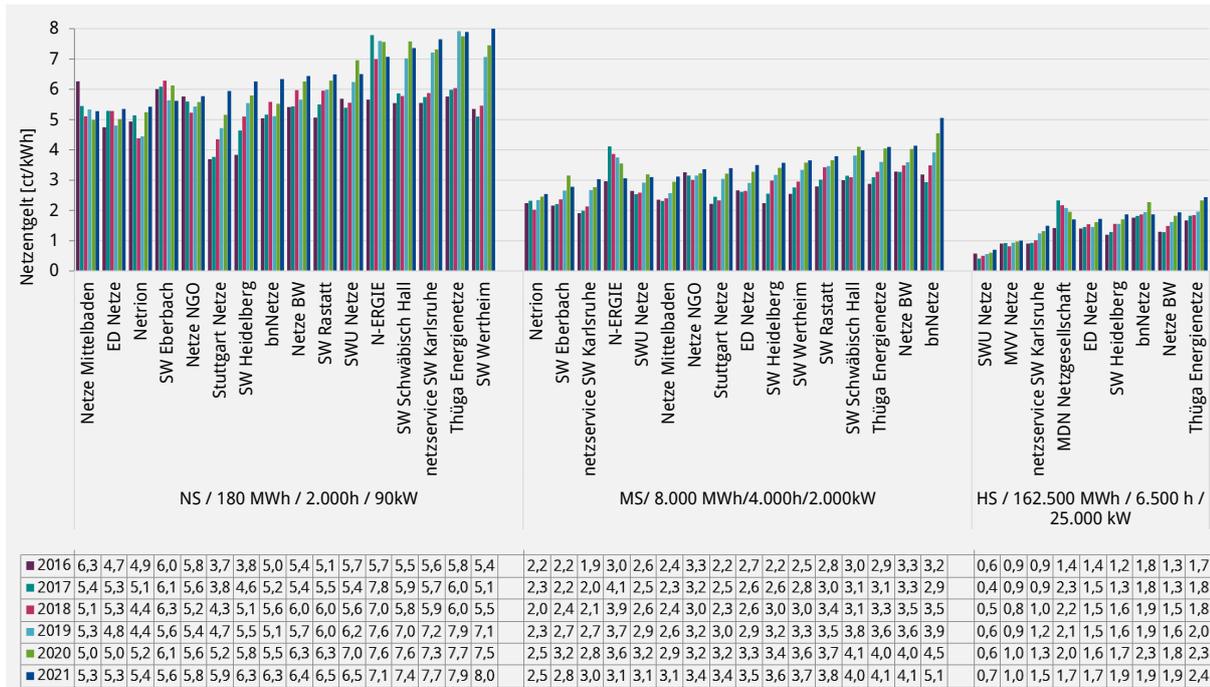


Abbildung 55 Übersicht der Netzentgelte bei ausgewählten Netzbetreibern in Baden-Württemberg für die Industrie
 Quelle: [bnNetze 2021], [ED Netze 2021], [N-ERGIE 2021], [MVV Netze 2021], [Netze BW 2021], [Netze MB 2021], [NGO 2021], [SWR 2021], [STR Netze 2021], [SW KA 2021], [SW EB 2021], [SW HB 2021], [SW SH 2021], [SW WH 2021], [SWU 2021], [Thüga 2021] Die Berechnungen erfolgten mit Hilfe der Angaben aus den Preisblättern der Stromnetzbetreiber (Stand 1.01.2021). Für 2016, 2017, 2018, 2019 und 2020 [IE 2021]

5 Wärmemarkt

Im folgenden Kapitel wird die Nutzung von Fernwärme und Holzpellets näher betrachtet. Sowohl bei den Analysen zur Fernwärme als auch bei denen zu Holzpellets werden historische Werte als Vergleich mit abgebildet. Ein Preisvergleich aller im Bericht betrachteten Wärmeenergieträger für Haushalte rundet das Kapitel ab.

5.1 Marktstruktur und Wechselverhalten

Eine aktualisierte Version der Studie des BDEW „Wie heizt Deutschland 2019“ liegt bei Redaktionsschluss dieses Preisberichtes nicht vor. Nach Auskünften [BDEW 2022b] ist geplant Daten für 2020 und 2021 im Sommer oder Herbst dieses Jahrs zu veröffentlichen.

Die Studie [BDEW 2019] zeigt mit welchem Heizsystem Haushalte in den Bundesländern Wärme erzeugen. Für die Studie lagen 5.653 auswertbare Antwortdatensätze vor. Laut der Autoren der Studie sollen die Ergebnisse für 98 % des gesamten Gebäudebestandes in Deutschland repräsentativ sein. Die Abbildung 56 zeigt eine prozentuale Verteilung nach der Art der Heizsysteme. Zusätzlich wurden Angaben zum eingesetzten Brennstoff erhoben.

In den Vorgängerberichten wurden bereits die Häufigkeitsverteilungen nach Bundesländern für Erdgas-Zentralheizungen und Öl-Zentralheizungen in Wohnungen an dieser Stelle im Bericht vorgestellt. In Abbildung 56 rechts sind die Häufigkeiten der Heizungen mit Fernwärmeeinsatz nach Bundesländern abgebildet. In Baden-Württemberg sind Wohnungen mit Heizungssystemen, die Fernwärme zum Beheizen der Räume einsetzen, im bundesweiten Vergleich eher selten vertreten. Im Vergleich der Bundesländer belegte Baden-Württemberg den 12. Platz. Fernwärmenetze kommen häufiger in ostdeutschen Bundesländern vor (Abbildung 56). Für Erdgasheizungen beträgt der Anteil an den gesamten Heizsystemen in Baden-Württemberg 37,1 %.

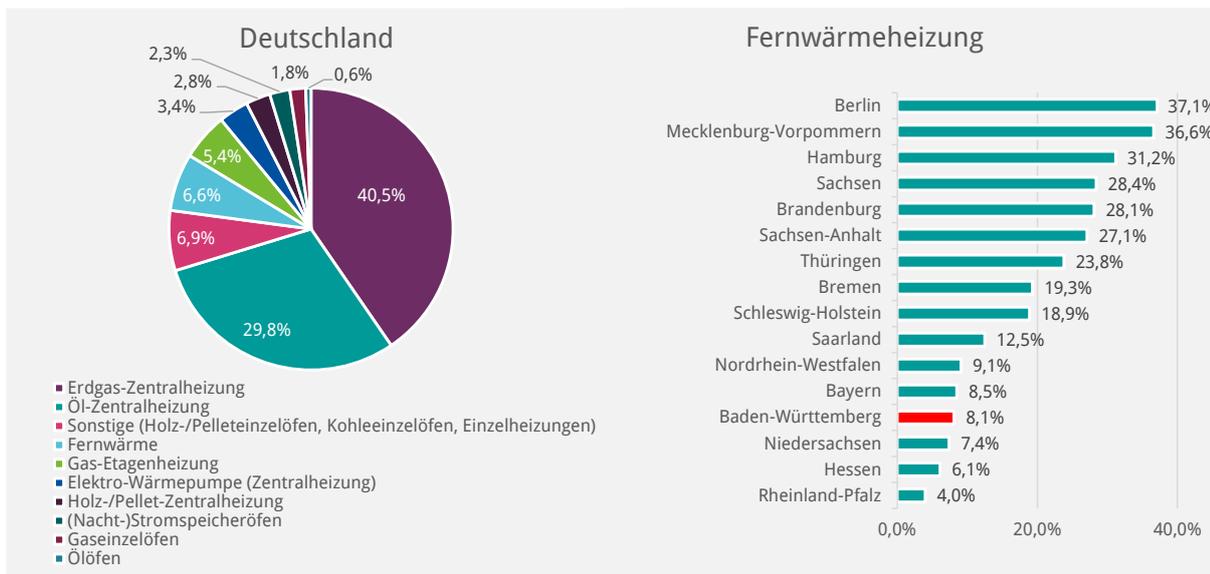


Abbildung 56 Heizungsarten in Wohngebäuden in Deutschland links und Heizen in Wohnungen mit Fernwärme im Bundesländervergleich 2019
 Quelle: [BDEW 2019] Darstellung: IE Leipzig

5.2 Preisentwicklung

5.2.1 Fernwärme in Deutschland

Die durchschnittlichen Preise der deutschen Fernwärmeanbieter werden vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz in einer Statistik dokumentiert. Die monatlich erfassten nominalen Preise zeigen seit 2000 einen insgesamt ansteigenden Trend der allerdings ab dem Jahr 2014 an Dynamik verloren hat (Abbildung 57). Der Einfluss des Energiepreiseinbruchs infolge der Wirtschaftskrise zeigte sich zeitversetzt erst im Jahr 2010. Danach kam es bis zum Jahr 2013 wieder zu einem kontinuierlichen Anstieg, bevor der Fernwärmepreis bis zum Anfang 2017 – infolge des sinkenden Gaspreises – wieder absank. Im Gegensatz zum Grenzübergangspreis von Erdgas, der von 2019 zu 2020 deutlich nachgab, zeigt sich beim Fernwärmepreis die bereits angesprochene Zeitver-

zögerung des Preisverlaufes. Von 2020 zu 2021 ist der nominale durchschnittliche Jahrespreis für Fernwärme kaum gestiegen, lediglich um 0,1 ct/kWh. Der reale Preis ist um 0,1 ct/kWh gefallen (Abbildung 57). Vergleicht man die Verläufe des Fernwärmepreises mit dem des Einfuhrpreises für Erdgas (Abbildung 15) und beispielsweise der Strompreisindizes (Abbildung 32) dann ist erstaunlich, dass der geringe nominale Preisanstieg für Fernwärme von 2020 zu 2021 die Preisexplosionen der anderen Energieträger zum Jahresende 2021 keineswegs abbildet. Die bereits angesprochene Verzögerung des Fernwärmepreises auf Reaktionen bei Preiseinbrüchen bzw. Preissteigerungen zeigt sich auch bei Situationen am derzeitigen Energiemarkt. Die Preise könnten im nächsten Jahr im Bundes-

durchschnitt deutlich steigen. Einige Fernwärmeversorger kündigten an, die Preise - aufgrund stark gestiegener Erdgaspreise - demnächst zu erhöhen [BR 2022]. Bei der Preisentwicklung der Fernwärme wird es darauf angekommen, mit

welchem Brennstoff diese erzeugt wird. Die Wärmeproduktion kann durch andere Energieträger und Brennstoffe wie Müll, Biomasse und Erdwärme unabhängig vom Erdgas erfolgen.

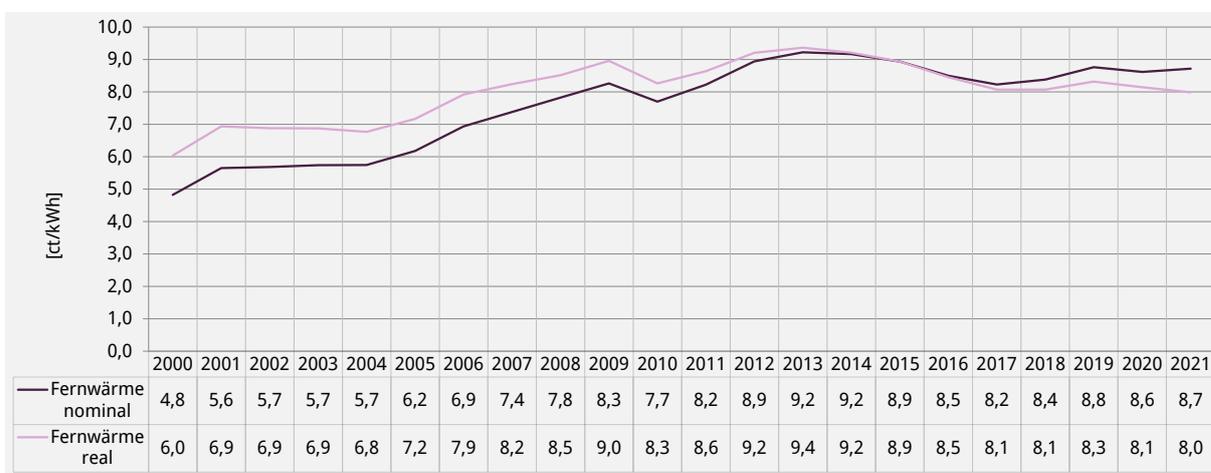


Abbildung 57 Nominale und reale Preise Fernwärme für Haushalte im Jahresmittel von 2000 bis 2021

Quelle: [BMWK 2022] Darstellung: IE Leipzig, Preise einschließlich MwSt. Die Werte entsprechen dem jeweiligen Jahresdurchschnittswert. Reale Preise bezogen auf das Basisjahr 2015.

5.2.2 Fernwärme in baden-württembergischen Städten

Zum Vergleich typischer Fernwärmepreise in Baden-Württemberg wurden die Preisblätter der Fernwärmeversorger in zehn baden-württembergischen Städten ausgewertet und in Abbildung 58 für die Jahre 2014 bis 2021 dargestellt. Genutzt werden ausschließlich Preisblätter von Versorgern, die sowohl Leistungspreise (in €/kW) als auch Arbeitspreise (in ct/kWh) enthalten. Die daraus resultierenden Gesamtpreise werden für folgenden Abnahmefall als Bruttopreise (einschl. MwSt.) gegenübergestellt:

- Anschlussleistung: 6 kW
- Jahresverbrauchsmenge: 15.000 kWh

Am günstigsten waren die Preise für Fernwärme in den Großstädten Stuttgart, Karlsruhe und Mannheim (7,3-7,5 ct/kWh). Am meisten zahlten Abnehmer in Ettlingen und Nürtingen mit über 10,8 ct/kWh. Mit wenigen Ausnahmen (Ettlingen und Radolfzell) sanken die Preise im Vergleich zum Vorjahr.

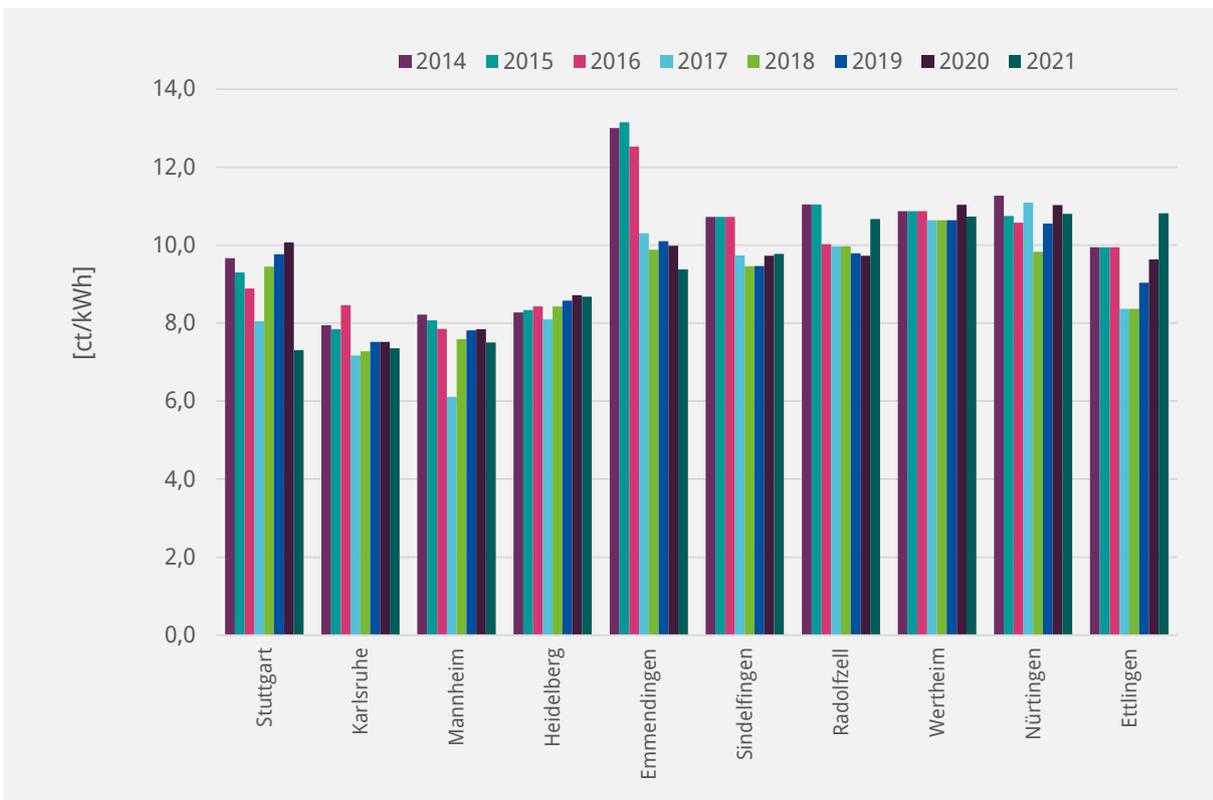


Abbildung 58 Preise für die Lieferung von Fernwärme an Endabnehmer in Baden-Württemberg

Quelle: [SW KR 2021], [SW HD 2021], [MVV 2021a], [EnBW 2022], [SW ET 2021], [SW RZ 2022], [SW NU 2021], [SW SF 2021], [SW WH 2021a], [SW E 2021] Darstellung. IE Leipzig, Abnahmefall Anschlussleistung: 6 kW, Jahresverbrauchsmenge 15.000 kWh

5.2.3 Holzpellets

Der bayerische C.A.R.M.E.N e. V. (Centrale Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk) erfasst kontinuierlich die Preisentwicklung für Holzpellets nach Regionen und Abnahmemengen. Dargestellt sind in Abbildung 59 die Preise in Euro pro Tonne nach Regionen bei der Abnahmemenge von 5 Tonnen. 5 Tonnen Pellets entspricht ungefähr 2.500 l Heizöl. Im Betrachtungszeitraum zeigt sich, dass die Preise sich im Preisbereich von 210 bis 290 Euro/t bewegen. Der Höchststand zum Ende des Jahres 2013 von teilweise über 290 Euro war ein Resultat geringerer Mengen von Sägespänen in der Sägeindustrie, wodurch es am Pelletmarkt zu einer Verknappung des Ausgangsmaterials kam. Danach führten die geringe Nachfrage durch die relativ warmen Winter 2013/2014, 2014/2015 und

der Aufbau von Überkapazitäten zu einer Preissenkung.

Im Jahr 2005 wurde noch ein durchschnittlicher Preis von 177 Euro/t gezahlt. 2021 mussten Verbraucher im Durchschnitt 241 Euro/t zahlen, im Vergleich zu 2020 1,2 % weniger. Insgesamt lässt sich eine Verbindung zu steigenden Energiepreisen (Erdölpreis) nachweisen. Starke Schwankungen am Ölmarkt haben Auswirkungen auf den Pelletpreis durch Herstellungskosten und Transportkosten, die vom Ölpreis abhängen. Dieser direkte Zusammenhang zeigt sich zum Jahresende 2021, wo sich die Pelletspreise durch die Preisexplosion von Erdgas ähnlich verhalten und steil anstiegen. Es wurden Preise von über 400 Euro/t gezahlt.

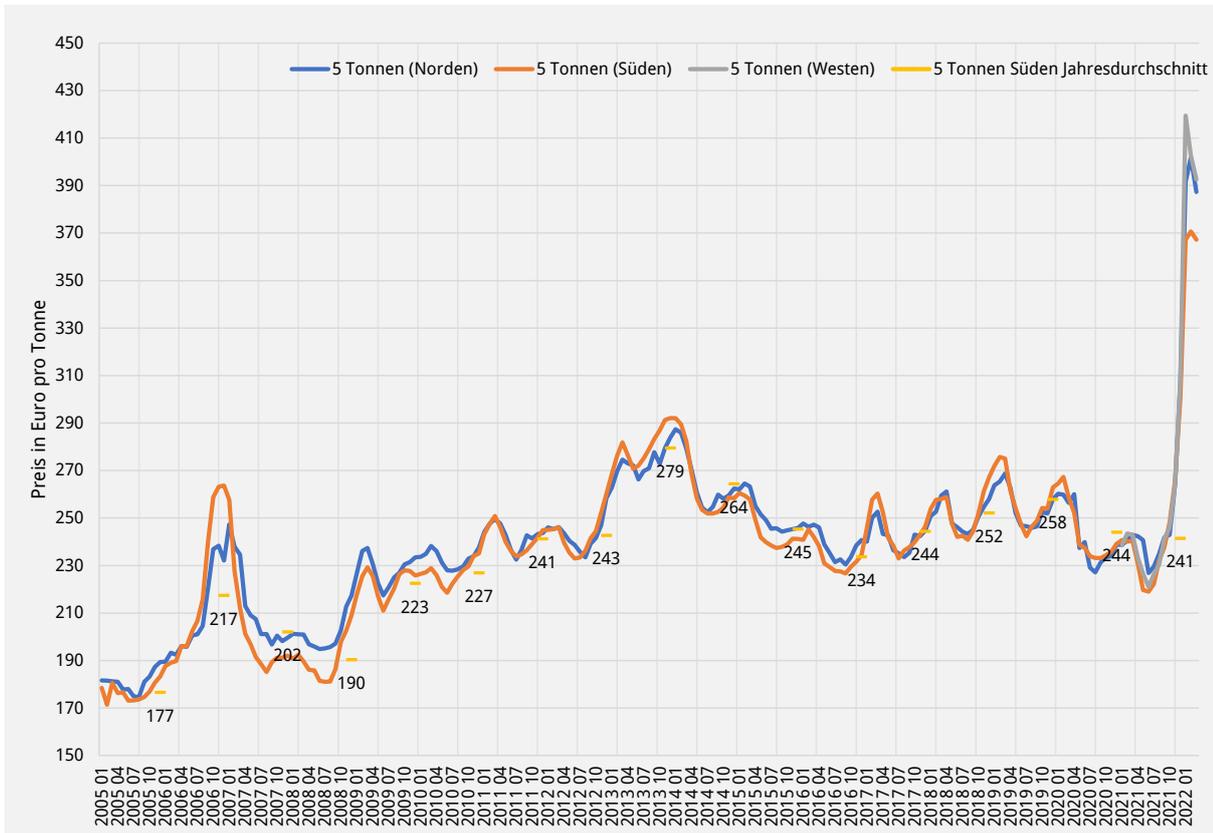


Abbildung 59 Monatliche Durchschnittspreise (5 t) für Pellets nach Regionen in Deutschland 2005 bis 2021
 Quelle: [CARMEN 2022]

Eine Aufgliederung der Preisdaten nach Bundesländern wie im Vorjahresbericht wird aufgrund zu geringem Marktvolumen in einigen Bundesländern von CARMEN nicht mehr angeboten. Auf Anfrage wurden jedoch Angaben für 2021 für Baden-

Württemberg herausgegeben (Abbildung 60). Gegenüber 2015 sind die nominalen Preise 2021 um 2,7 % gesunken, real um 11 % gesunken. Im Vergleich von 2020 zu 2021 sind die nominalen Preise 2 % angestiegen.



Abbildung 60 Jahresdurchschnittspreise für Pellets in Baden-Württemberg 2013-2021

Quelle: [CARMEN 2022a] Darstellung: IE Leipzig

5.2.4 Vergleich aller Wärmeenergieträger

In Abbildung 61 ist ein Vergleich der Indizes der hier behandelten Wärmeenergieträger in nominalen monatlichen Preisen dargestellt. Für die Darstellung der Indexreihe für Pellets & andere Holzprodukte wurden Erzeugerpreise verwendet, bei den anderen Indexreihen handelt es sich um Verbraucherpreise. Eine Reihe der Verbraucherpreise für Pellets liegt nicht vor.

Der Vergleich auf Basis von Indizes ist zweckmäßig, da einige der Energieträger als Einsatzenergieträger (z. B. Heizöl, Holzpellets), andere hingegen nur als Endenergieträger (z. B. Strom, Fernwärme) gehandelt werden. Da die Umwandlungswirkungsgrade jeweils unterschiedlich sind, kann hier auf keine gemeinsame Energieeinheit zurückgegriffen werden.

In der Grafik zeigt sich ein langfristig ansteigender Trend bei Strom. Bei allen anderen Wärmeenergieträgern ist ein deutlicher Anstieg nur bis 2013 er-

kennbar. Zudem lassen sich stärkere Preisschwankungen für bestimmte Energieträger (z. B. Heizöl) ablesen, während die Preisentwicklung bei Strom und Fernwärme stetiger verläuft. Nachdem die Indizes bis 2015 und 2016 teilweise stark nachgaben, ist eine Preissteigerung aller betrachteten Indizes bis zum Jahresende 2019 nachweisbar. Bei Heizöl, Pellets & andere Holzprodukte, Erdgas und Fernwärme gaben die Indizes im Jahr 2020 aufgrund der Corona-Krise deutlich nach. Nur Strom verteuerte sich weiterhin. Vom Corona-Tief ausgehend stieg Heizöl von 85 auf 120 Prozentpunkte am stärksten an. Alle übrigen Indexwerte der Energieträger erhöhten sich ebenfalls, aber teilweise unterschiedlich stark.

Eine Gegenüberstellung von nominalen und realen Jahresmittelwerten ermöglicht Tabelle 4 in einer langen Reihe seit 2010.

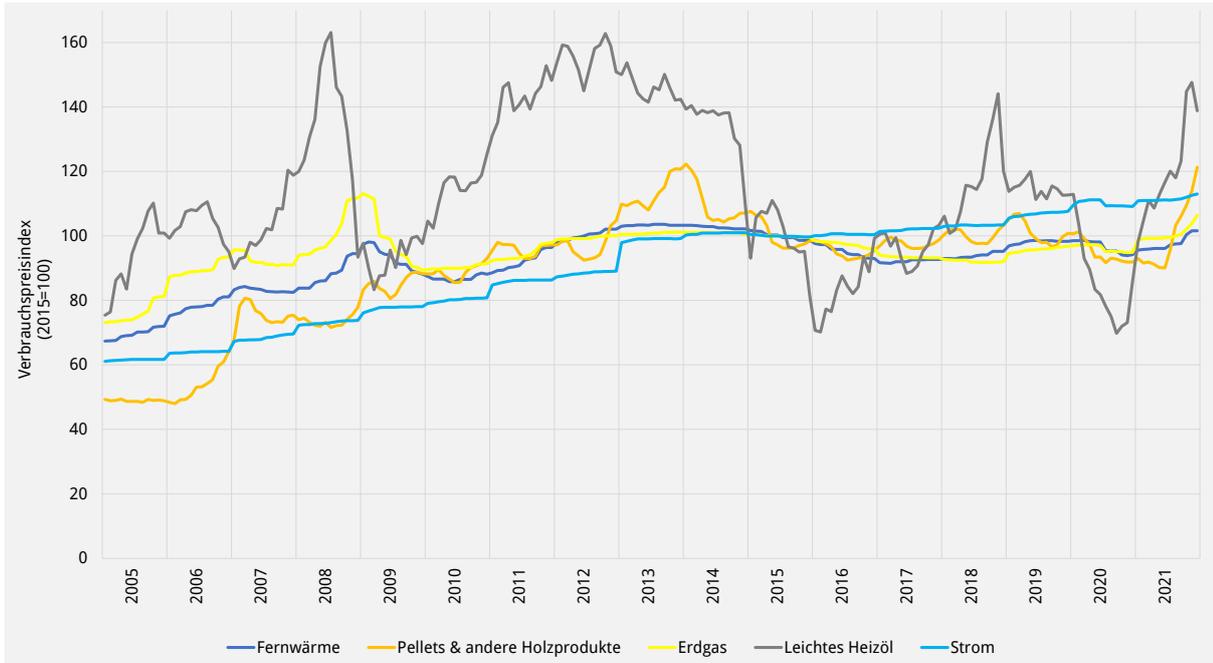


Abbildung 61 Entwicklung der monatlichen Preisindizes für Wärmeenergeträger in Deutschland 2005 bis 2021 (nominal)

Quelle: [Destatis 2022] für Pellets & andere Holzprodukte
 [Destatis 2022a] für Fernwärme, Erdgas, Leichtes Heizöl, Strom Darstellung: IE Leipzig

NOMINAL (Index 2015=100)												
Energeträger	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Fernwärme	86,9	92,2	100,2	103,4	102,7	100,0	95,2	92,2	93,9	98,1	96,5	97,6
Pellets & andere Holzprodukte	88,8	95,9	96,8	113,2	109,8	100,0	95,1	97,6	100,1	101,1	94,9	99,8
Erdgas	90,3	94,4	99,5	100,8	101,0	100,0	97,3	93,4	92,2	95,8	96,1	100,6
Leichtes Heizöl	114,6	142,8	155,5	146,1	134,6	100,0	83,2	96,4	117,4	114,5	84,9	120,4
Strom	80,2	86,0	88,4	98,9	100,8	100,0	100,5	102,0	103,3	106,8	110,0	111,5
REAL (Basisjahr 2015)												
Energeträger	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Fernwärme	93,2	96,8	103,2	104,9	103,2	100,0	94,7	90,4	90,5	93,2	91,2	89,5
Pellets & andere Holzprodukte	95,3	100,7	99,7	114,9	110,3	100,0	94,6	95,7	96,5	96,0	89,7	91,5
Erdgas	96,9	99,2	102,4	102,4	101,5	100,0	96,9	91,6	88,8	90,9	90,8	92,2
Leichtes Heizöl	123,0	150,0	160,1	148,3	135,3	100,0	82,8	94,5	113,1	108,8	80,2	110,3
Strom	86,0	90,3	91,0	100,4	101,3	100,0	100,0	100,0	99,5	101,4	104,0	102,2

Tabelle 4 Entwicklung der Preisindizes (Jahresdurchschnittswerte) für Wärmeenergeträger in Deutschland (Werte nominal und real mit Preisbasis 2015)

Quelle: [Destatis 2022] für Pellets & andere Holzprodukte
 [Destatis 2022a] für Fernwärme, Erdgas, Leichtes Heizöl, Strom Darstellung: IE Leipzig

Teil B – Energiekosten der Haushalte und Industrie

6 Energiekosten

Im Kapitel Energiekosten wird auf die Kosten eingegangen, die durch den Bezug der Energieträger bei den Endkunden entstehen. Nicht dargestellt werden dabei die mit dem Anwendungssystem verbundenen weiteren Kosten wie zum Beispiel für die Instandhaltung oder Investition – es werden also lediglich laufende Energiekosten betrachtet.

6.1 Energiekosten der Haushalte

Energiekosten umfassen die Kosten, die ein durchschnittlicher Haushalt für Transport, Heizung sowie Strom im Jahr 2021 aufwenden musste. Die Kosten für Transport beinhalten die Kosten für Benzin und Diesel, die Kosten für Heizung den Einsatz von Fernwärme, Pellets, Heizöl, Erdgas bzw. Strom für Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen und die Kosten für Strom alle Anwendungen ohne Heizstrom. Ein Vergleich der Kosten erfolgt aufgrund von verfügbaren Datenquellen entweder für einen durchschnittlichen Haushalt in Deutschland oder für Baden-Württemberg. Dabei gilt Folgendes:

- Bei der Betrachtung der Heizkosten für Fernwärme (Mittelwerte Abbildung 58), Heizöl, Pellets, Erdgas, Wärmepumpe und

Nachtspeicherheizung gelten die Auswertungen für Baden-Württemberg (Änderung im Vergleich zum Vorjahresbericht, bei dem noch Durchschnittswerte für Fernwärme und Heizöl für Deutschland verwendet wurden)

- Bei der Betrachtung der Stromkosten gelten die Auswertungen für Baden-Württemberg.
- Bei der Betrachtung der Kosten der Haushalte für Kraftstoffe werden Durchschnittswerte für Deutschland verwendet.

Abschließend werden die Energiekosten je Energieträger für 2020 und 2021 ins Verhältnis zum verfügbaren Haushaltseinkommen in Baden-Württemberg gesetzt.

Transportkosten

In Abbildung 62 sind die jährlichen nominalen Kosten für Benzin und Diesel im zeitlichen Verlauf von 2010 bis 2021 dargestellt. Bei der Berechnung wird davon ausgegangen, dass ein durchschnittlicher Haushalt 850 Liter an Diesel bzw. 935 Liter an Benzin im Jahr verbraucht [IE 2020]. Seit dem Tief der Preise des Jahres 2016 sind diese bis 2018 wieder gestiegen. Das Preis-

niveau von 2012 wurde 2021 noch nicht ganz erreicht. Es deutet sich allerdings an, dass diese Preise zukünftig erreicht bzw. überschritten werden könnten.

Im Vergleich zum Vorjahr sind die Preise für Benzin um 20,9 % auf jährlich 1.467 Euro gestiegen. Bei Diesel sind die Kosten 2021 um 23,7 % höher als 2020. Die durchschnittlichen

Kosten betragen jährlich 1.194 Euro (Abbildung 62).

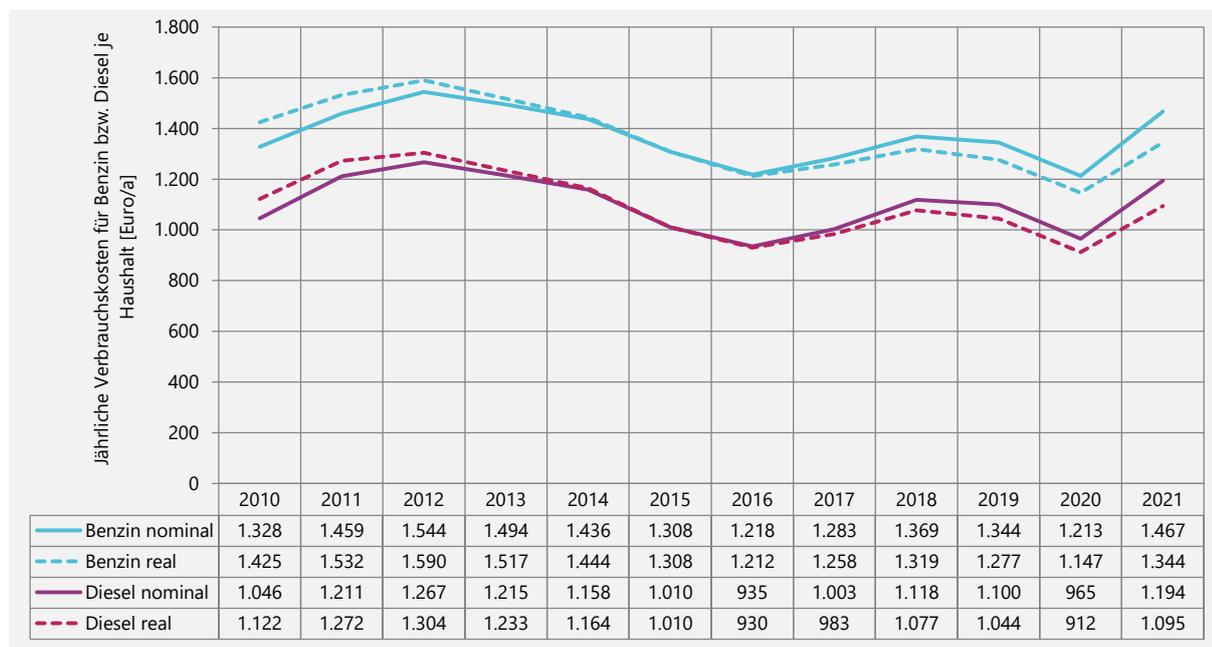


Abbildung 62 Jährliche Verbrauchskosten für Kraftstoffe je Haushalt in Deutschland (real und nominal)

Quelle: Durchschnittliche Verbrauchswerte an Diesel und Benzin [IE 2020], [BMWK 2022] Darstellung und Berechnung: IE Leipzig

Heizkosten

Für einen typischen Einfamilienhaushalt liegen Kennwerte für den Wärmebedarf⁴ abgeleitet aus den typischen Wirkungsgraden für die Heizsysteme, vor [IE 2013] (bei gleichem Nutzwärmebedarf). Bei Zugrundelegung dieser Kennwerte ergibt sich die Entwicklung der Kosten für die Wärmeenergieträger seit 2015, wie sie in Abbildung 63 dargestellt ist. Die Zahlen umfassen nur die laufenden Verbrauchskosten, jedoch weder die Anlageninvestitionen und deren Abschreibungen noch Nebenkosten (Pumpen, Mess-

technik etc.). Es erfolgt also keine Betrachtung der Vollkosten. Die zugrunde gelegten Preise der Energieträger sind in Tabelle 7 im Anhang abgebildet.

Beim Einsatz von Pellets und Erdgas wurden Haushalte im Betrachtungszeitraum fast ausschließlich mit den niedrigsten laufenden Energiekosten belastet. 2016 profitierten Haushalte mit Heizölheizungen vom niedrigen Heizölpreis. Im Vergleich zum Vorjahr zahlten Haus-

⁴ Fernwärme 19.755 kWh / Pellets 24.925 kWh
Heizöl 20.954 kWh / Erdgas 20.954 kWh /
Wärmepumpe 7.500 kWh / Nachtspeicher 12.500 kWh

halte mit Anschluss am Gasnetz höhere Preise als Haushalte mit Pellet- oder Ölheizungen. Die Energiekostenbelastung der Haushalte für Gaslieferungen stieg fast auf das Niveau von Haushalten mit Fernwärmeanschlüssen und Wärmepumpen. Im Jahr 2021 sparen Haushalte

mit Pelletheizungen gegenüber allen anderen Haushalten mit Einsatz anderer Energieträger zur Erzeugung von Wärme. Die realen Jahreskosten sind im Anhang in Tabelle 8 zusammengetragen.

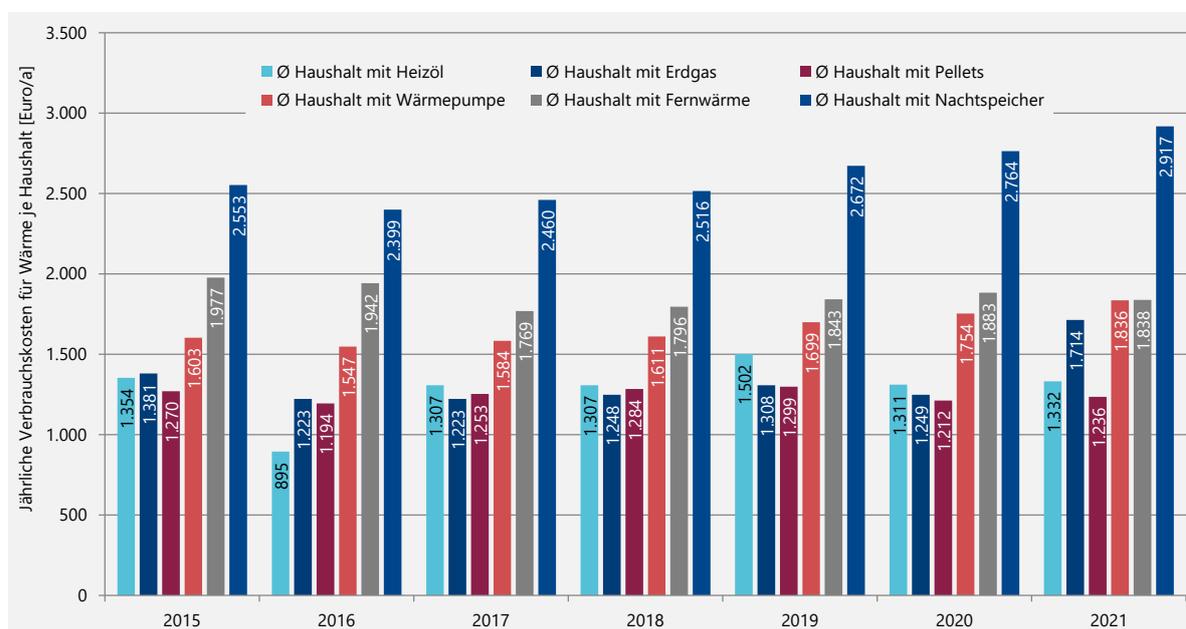


Abbildung 63 Jährliche nominale Verbrauchskosten zur Erzeugung von Wärme je Haushalt in Baden-Württemberg
Quelle: [fastenergy 2022], [CARMEN 2022], [Verivox 2022], [Verivox 2022a], [IE 2013] Darstellung und Berechnung: IE Leipzig.

Stromkosten

Die jährlichen Verbrauchskosten für Stromanwendungen im Haushalt in Baden-Württemberg sind in Abbildung 64 dargestellt. Zwischen 2015 und 2019 zeigte sich eine stetige Zunahme der jährlichen Stromkosten, eine Ausnahme stellte das Jahr 2020 dar. Im Vergleich von 2020 zu 2021 sind die Energiekosten für Strom um 7,6 % auf

eine absolute Höhe von 1.183 Euro pro Jahr angestiegen (bei einem konstanten jährlichen Verbrauch von 3.500 kWh). Der Strompreis entspricht 33,79 ct/kWh (2020: 31,39 ct/kWh) beim günstigsten Tarif des Grundversorgers in Baden-Württemberg.

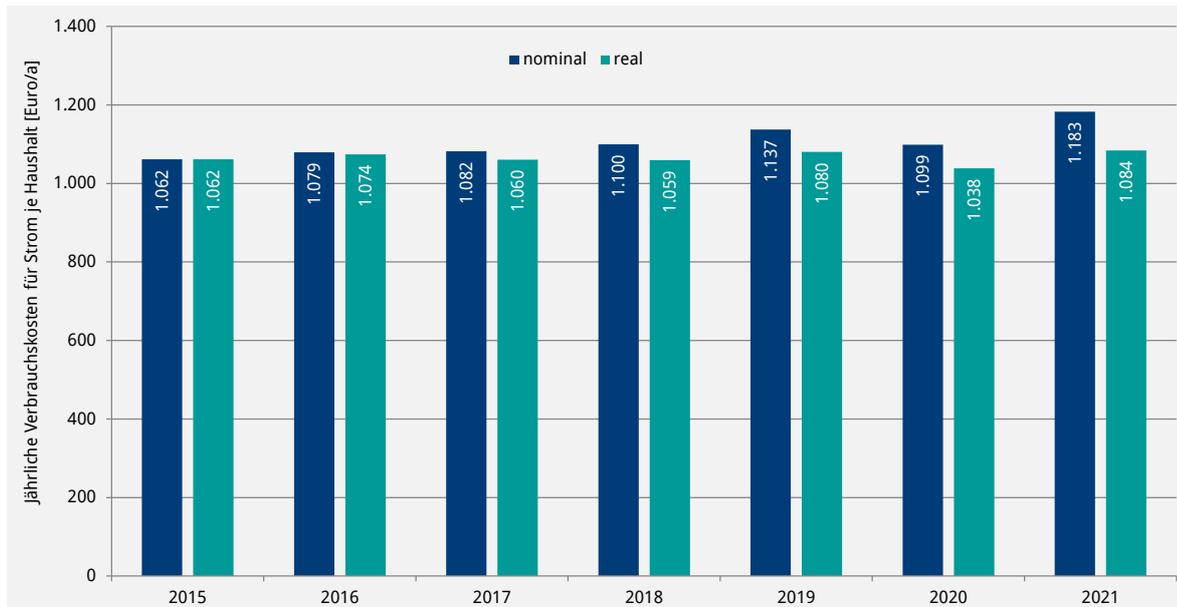


Abbildung 64 Jährliche Verbrauchskosten für Strom je Haushalt in Baden-Württemberg (real und nominal)

Quelle: [Verivox 2022] Stand: 1.12.2021, [Verivox 2021] Stand: 1.12.2020, [Verivox 2020] Stand: 1.12.2019, [Verivox 2019] Stand: 1.12.2018, [Verivox 2018] Stand: 1.12.2017, [Verivox 2018a] Stand: 1.12.2016, [Verivox 2015] Stand: 1.12.2015, Darstellung und Berechnung: IE Leipzig; konstanter Stromverbrauch von 3.500 kWh pro Jahr

Energiekosten im Vergleich zum verfügbaren Einkommen

Nachfolgend wird der Anteil der Energiekosten an der Kaufkraft der Haushalte Baden-Württembergs dargestellt. Zur Ermittlung des Anteils für Kraftstoffkosten wird von Benzin ausgegangen.

Die Energiekosten haben in Abhängigkeit vom eingesetzten Energieträger für die Raumwärmeversorgung einen Anteil von insgesamt etwa 7,4 % bis 10,6 % 2021 (6,8 % bis 9,7 % 2020) an der Kaufkraft privater Haushalte (Abbildung 65). Die Wärmebereitstellung hat sich unabhängig des Energieträgers im Vergleich zum Vorjahr verteuert. Der Energiekostenanteil an der Kaufkraft hat sich für alle Haushalte erhöht, unabhängig vom betrachteten und eingesetzten Heizsystem.

Die größte Erhöhung von 2020 bis 2021 hat beim Einsatz mit Erdgas stattgefunden, die Kaufkraftbelastung erhöhte sich um 1,5 % auf 8,3 %. Der Einsatz mit Pellets stellt die günstigste Variante (7,4 %) im Vergleich dar. Danach folgen Haushalte mit Heizöl (7,6 %), allerdings hätten diese Haushalte im Februar 2021 Heizöl einkaufen müssen. Ein baden-württembergischer Jahresdurchschnittswert für das Jahr 2021 liegt derzeit nicht.

Hierbei ist allerdings zu beachten, dass sich bei Berücksichtigung der Anlageinvestitionen ein anderes Bild einstellen würde. Somit können aus den Ergebnissen lediglich Rückschlüsse für die

laufende Kostenbelastung (brennstoffbezogene Kosten) gezogen werden.

Wählt ein Haushaltskunde in Baden-Württemberg mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh das in Abbildung 66 dargestellte günstigste Angebot seines Grundversorgers mit einem Strompreis von 33,79 ct/kWh, dann beträgt der Kostenanteil für den Strombezug an der

gesamten Kaufkraft des Haushaltes 2,25 % (2020: 2,11 %). Im bundesweiten Vergleich hat Baden-Württemberg damit den zweitniedrigsten (2020: viertniedrigsten) Anteil, Bayern den geringsten. Der deutsche Durchschnittswert liegt 2021 bei 2,40 % (2020: 2,15 %). Ein Kunde in Mecklenburg-Vorpommern wird mit 3,04 % seiner Gesamtkaufkraft am höchsten belastet (Abbildung 66).

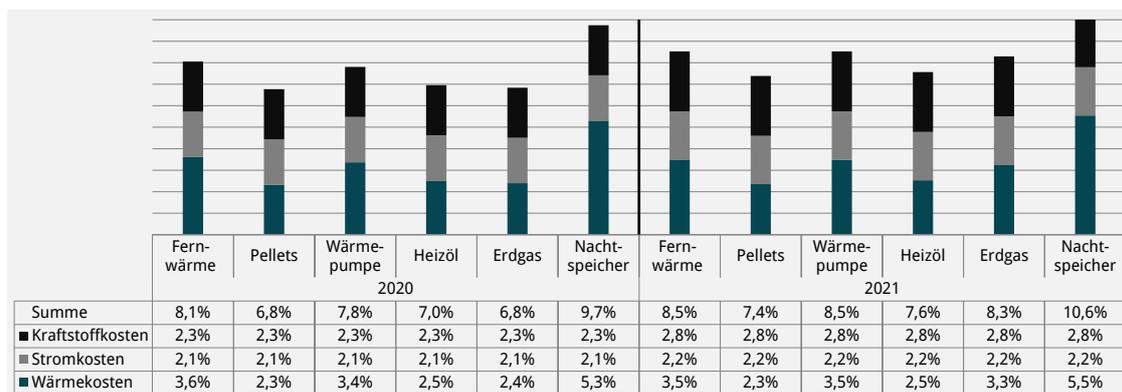


Abbildung 65 Anteil der Energiekosten an der Kaufkraft der Haushalte in Baden-Württemberg im Jahr 2020 und 2021

Quelle: Berechnung des IE Leipzig

Annahmen: jährlich 3.500 kWh Strom, 840 l Superbenzin, Wärmebedarf nach [IE 2013]

Kaufkraft: 52.616 Euro für 2021, 52.079 Euro für 2020; Wärmebedarf: Fernwärme: 19.755 kWh; Pellets: 24.925 kWh; Heizöl: 20.954 kWh; Erdgas: 20.954 kWh.

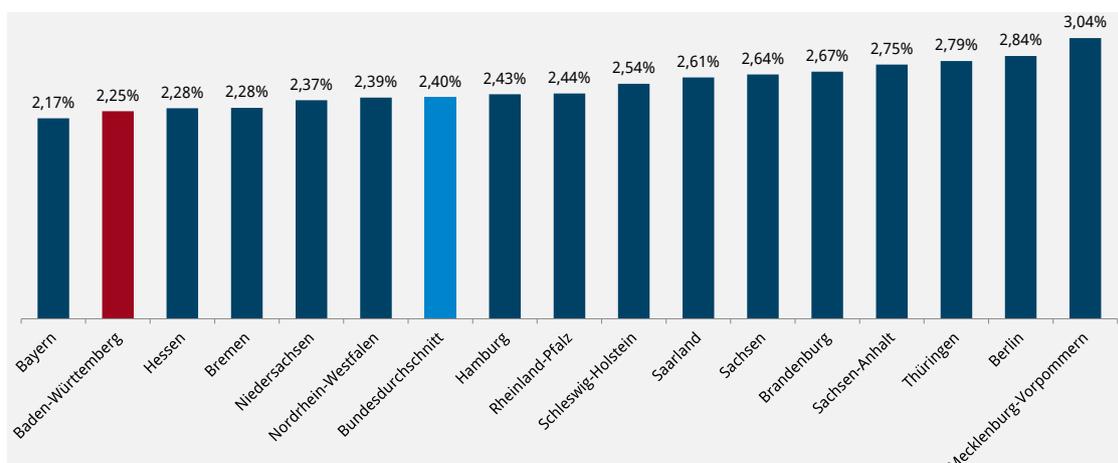


Abbildung 66 Anteil der Stromkosten an der Kaufkraft der Haushalte nach Bundesländern

Quelle: Stromkosten [Verivox 2022], Stand: 1.12.2021, Kaufkraft [MBR 2021]. Berücksichtigt wurden die günstigsten Angebote der örtlichen Grundversorger, soweit diese im Internet veröffentlicht werden. Angebote, die nur begrenzt verfügbar sind, wurden nicht berücksichtigt. Betrachtet sind Haushaltskunden mit einem Stromverbrauch von 3.500 kWh pro Jahr.

6.2 Stromkosten der Industrie

Die Folgen der Belastungen von Industrieunternehmen mit Stromkosten angesichts des hohen Anteils staatlich induzierter und regulierter Preisbestandteile für die internationale Wettbewerbsfähigkeit werden kontrovers diskutiert.

In diesem Kapitel wird daher analysiert, welchen Stellenwert die Stromkosten für die verschiedenen Branchen in Baden-Württemberg besitzen.

Bei den dargestellten Ergebnissen ist zu berücksichtigen, dass die ermittelten Durchschnittswerte nur einen **Orientierungswert** liefern können. Innerhalb der Branchen, die oftmals eine hohe Heterogenität bezüglich Unternehmensgröße, Struktur, Energieverbrauch, etc. aufweisen, liegt oftmals eine erhebliche Spannweite bei den zu zahlenden Strompreisen vor. Durch Befreiungs- oder Minderungstatbestände

für staatlich veranlasste Preisbestandteile können die tatsächlichen Anteile – vor allem bei energieintensiven Unternehmen/Branchen – deutlich unter den dargestellten Durchschnittswerten liegen. Andererseits kann bei – eher kleineren – Unternehmen, die keine Vergünstigungen geltend machen können, der Stromkostenanteil auch deutlich über den dargestellten Durchschnittswerten liegen.

Im Rahmen dieses Projektes erfolgt die Auswertung der Stromkosten nach Branchen für das Jahr 2020 auf Basis des im Jahr 2020 gültigen Rechtsrahmens. Aufgrund fehlender Basisdaten kann eine Auswertung für das Jahr 2021 nicht erfolgen. Damit wird der Vorjahresbericht fortgeschrieben, in dem die entsprechende Auswertung für 2019 enthalten ist.

Datengrundlagen und Methodik – Stromkosten nach Branche für 2020

In der folgenden Analyse wird durchgehend auf verschiedene Verbrauchergruppen des Produzierenden Gewerbes und des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) Bezug genommen. Diese Gruppierung orientiert sich maßgeblich an der Methodik der Energiebilanz Baden-Württemberg. Diese Statistik weist für Verbrauchergruppen den

Stromverbrauch aus und stellt daher eine methodisch gesicherte Datenbasis dar.

Neben dem reinen Stromverbrauch sind für die Analyse der Strompreise des Produzierenden Gewerbes⁵ sowie ausgewählter Verbrauchergruppen im Sektor GHD insbesondere Daten

- zum Umsatz⁶,
- zur Bruttowertschöpfung⁷ und

⁵ *Verarbeitendes Gewerbe und Bergbau*

⁶ *Basisinformation für die Ableitung der Entlastung von der §19 StromNEV-Umlage.*

⁷ *Basisinformation für die Ableitung der Entlastungen von der EEG-Umlage, KWK-Umlage und Offshore-Haftungsumlage.*

- der gezahlten Bruttoeinkommen⁸ an die Arbeitnehmer

von Bedeutung. Im Zusammenhang mit den Wirtschaftszweigklassifikationen (WZ) der Jahre 2003 und 2008 können anhand der genannten Größen die effektiven Entlastungs- bzw. Befreiungstatbestände der staatlich induzierten Strompreiskomponenten analysiert werden.

Ausgehend von den zur Verfügung stehenden wirtschaftsstatistischen Informationen des Jahres 2020 für Baden-Württemberg sowie dem Stromverbrauch im verarbeitenden Gewerbe 2020 werden folgende Verbrauchergruppen analysiert:

- Ausgewählte Verbrauchergruppen des Sektors GHD inkl. Baugewerbe⁹
- Produzierendes Gewerbe nach Wirtschaftszweigen

Insbesondere für die Verbrauchergruppen des GHD-Sektors ist die statistische Fundierung nur unzureichend, sodass wirtschafts- und energie-statistische Daten nicht in der Detailtiefe wie für das produzierende Gewerbe zur Verfügung stehen. Für typische Verbraucher des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistung wurden daher Annahmen getroffen, die die Verbraucher charakterisieren (Stromverbrauch für kleine GHD-Unternehmen bei 10 MWh, für große GHD-Unternehmen bei 40 MWh).

In Tabelle 9 (Anhang) sind die relevanten Strukturdaten der Verbrauchergruppen für Baden-Württemberg aufgeführt. Für die Wirtschaftszweige Kohlenbergbau (WZ 05), Gewinnung von Erdöl und Erdgas (WZ 06), Erzbergbau (WZ 07) sowie Dienstleistungen für den Bergbau und Gewinnung von Steinen (WZ 09) waren im Jahr 2020 keine wirtschaftlichen Aktivitäten zu verzeichnen. Statistische Angaben für die Wirtschaftszweige Tabakverarbeitung (WZ 12) und Kokerei und Mineralölverarbeitung (WZ 19) sind infolge der Geheimhaltungspflichten¹⁰ nicht ausgewiesen.

Anhand der wirtschaftsstatistischen Grunddaten [StaBu 2021a] [StaBu 2021b] sowie dem Gesamtstromverbrauch [SLBW 2021] der jeweiligen Verbrauchergruppe werden durchschnittliche Verbraucher der Verbrauchergruppen für Baden-Württemberg abgeleitet und für die weitere Analyse der Strompreise als Basis definiert.

Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD)

Für das Baugewerbe wurden die Stromverbräuche anhand eines durchschnittlichen nationalen Wertes von 1.540 kWh je Beschäftigten [Schlomann 2015] abgeleitet. Die durchschnittliche Beschäftigtenzahl, Umsätze, Bruttowertschöpfung sowie die gezahlten Bruttoeinkommen je Unternehmen dieser Verbrauchergruppe basieren hingegen auf wirtschafts-

⁸ Basisinformation für die Ableitung der Höhe des Spitzenausgleichs im Rahmen der Stromsteuer.

⁹ Gemäß der Definition des § 3 Nr. 14 EEG 2017 gehört das Baugewerbe nicht zum Produzierenden Gewerbe, in

der Definition nach § 2 Nr. 3 StromStG ist das Baugewerbe Teil des Produzierenden Gewerbes.

¹⁰ Primäre Geheimhaltung: Mindestfallzahl von drei Unternehmen | Sekundäre Geheimhaltung: Ausschluss der Rückrechenbarkeit

statistisch gesicherten Grunddaten für Baden-Württemberg.

Neben dem Baugewerbe wird der Sektor GHD durch eine Vielzahl von Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungsunternehmen geprägt. Infolge der nur unzureichenden Erfassung des Sektors und der Verbrauchergruppen dieses Sektors konnten keine Charakterisierungen anhand von wirtschaftsstatistischen Grunddaten vorgenommen werden. Um dennoch die Wirkung der Strompreiskomponenten auf diesen Sektor darzustellen, wurden zwei typische Verbraucher anhand des Stromverbrauchs, der Beschäftigten und gezahlter Bruttoeinkommen definiert (siehe Tabelle 9 und Tabelle 10 Anhang)

Produzierendes Gewerbe

33 Wirtschaftszweige repräsentieren das Produzierende Gewerbe in Deutschland. In Baden-Württemberg sind aus Gründen der Relevanz sowie Geheimhaltung sechs Wirtschaftszweige statistisch nicht erfasst.

Der Stromverbrauch eines durchschnittlichen Unternehmens wurde auf Basis des Gesamtstromverbrauchs der Wirtschaftszweige des Produzierenden Gewerbes gemäß Stromverbrauch der Industrie in Baden-Württemberg im Jahr 2020 und der Anzahl der Betriebe der Wirtschaftszweige ermittelt.

Zur weiteren Charakterisierung durchschnittlicher Verbraucher je Wirtschaftszweig wurden die durchschnittlichen Beschäftigten, Umsätze, Bruttowertschöpfung (BWS) sowie die gezahlten Bruttoeinkommen je Betrieb der Wirtschaftszweige aus den

wirtschaftsstatistischen Grunddaten ermittelt. Die durchschnittlichen Verbraucher der Wirtschaftszweige des Produzierenden Gewerbes (ohne Baugewerbe) weisen eine deutliche Spanne hinsichtlich der folgenden Merkmale auf.

- 237 bis 15.947 MWh Stromverbrauch je Betrieb
- 30 bis 751 Beschäftigte je Betrieb
- 6 bis 348 Mio. Euro Umsatz je Betrieb
- 2,2 bis 67,7 Mio. Euro BWS je Betrieb
- 1,4 bis 51,0 Mio. Euro gezahltes Bruttoeinkommen je Betrieb

In Tabelle 9 (Anhang) sind die Grunddaten zu den Verbrauchergruppen und in Tabelle 10 (Anhang) zusammenfassend die in der vorliegenden Analyse untersuchten durchschnittlichen Verbraucher der Sektoren GHD und Produzierendes Gewerbe dargestellt.

Die zuvor dargestellten Spannen bei einzelnen Indikatoren zeigen, dass die typischen Verbraucher (Durchschnittswert) die konkrete Situation eines einzelnen Unternehmens nur eingeschränkt widerspiegeln können. Dies gilt nicht nur für einen Vergleich zwischen den Branchen, sondern auch für Unternehmen unterschiedlicher Größe und Energieintensität innerhalb einer Branche. Vor allem durch Entlastungstatbestände bei **umlagebasierten Strompreiskomponenten** – wie nachfolgend erläutert – können auch innerhalb einer Branche erhebliche Unterschiede bei konkreten Einzelunternehmen im Vergleich zum ermittelten typischen Verbraucher (Durchschnittswert) einer Branche auftreten.

Ein wesentliches Kriterium zur Bewertung der Inanspruchnahme von Entlastungen der umlage-

basierten Strompreiskomponenten sind die Anteile der Stromkosten am Umsatz bzw. an der Bruttowertschöpfung. Die Stromkosten wurden dazu auf Basis statistischer verbrauchsabhängiger Nettostrompreise (ohne Entlastungen bzw. Vergünstigungen) für Deutschland [BNetzA 2020] und des Stromverbrauchs des durchschnittlichen Verbrauchers einer Verbrauchergruppe abgeleitet. In Verbindung mit den wirtschaftsstatistischen Grunddaten zu Umsatz und Bruttowertschöpfung wurden die Stromkostenanteile am Umsatz und der Bruttowertschöpfung für den durchschnittlichen Verbraucher einer Verbrauchergruppe bestimmt (siehe Tabelle 10, Anhang). Die so ermittelten Stromkostenanteile als Durchschnittswert bilden die Grundlage für die Zuordnung der durchschnittlichen Verbraucher zu den Entlastungstatbeständen der

- KWK-Umlage,
- § 19 StromNEV-Umlage,
- Offshore-Haftungsumlage und
- EEG-Umlage.

Ausschlaggebend für die **Stromsteuerentlastung** in Sonderfällen (§ 10 StromStG – sog. Spitzenausgleich) ist die Höhe der gezahlten Rentenversicherungsbeiträge des Arbeitgebers. Für die durchschnittlichen Verbraucher in Baden-Württemberg wurden diese auf Basis statistisch verfügbarer Angaben zu den

gezahlten Bruttoeinkommen und dem allgemeinen Rentenversicherungssatz der Arbeitgeber von 9,30% (2020) ermittelt.

Infolge fehlender statistischer Grunddaten zur Bewertung bzw. Einschätzung von Teilaspekten von Entlastungs- und Befreiungstatbeständen werden bestimmte Entlastungstatbestände ausgeschlossen (siehe Tabelle 11, Anhang). Es handelt sich bei diesen Tatbeständen im Wesentlichen um gänzliche Befreiungen von der Stromsteuer und der Netzentgelte, die nur bei bestimmten Vor-Ort-Konstellationen eines Stromverbrauchers für Teile des Stromverbrauchs in Anspruch genommen werden können. Dazu zählen vornehmlich

- die Stromeigenerzeugung und die Nutzung des eigenerzeugten Stroms in räumlicher Nähe einer Stromerzeugungsanlage,
- der Betrieb bestimmter Produktionsprozesse¹¹ und
- die Netznutzung¹² bei bestimmten Bezugscharakteristiken.

Es sei nochmals darauf verwiesen, dass die folgenden Analysen auf den Charakteristika durchschnittlicher Verbraucher innerhalb der Verbrauchergruppen in Baden-Württemberg aufbauen. Die dargestellten Ergebnisse gelten somit nur für die durchschnittlichen Verbraucher. Dennoch ermöglichen die Ergebnisse tendenzielle Aussagen

¹¹ u.a. Elektrolyse, chemische Reduktionsverfahren, Herstellung von Glas und Glaswaren, keramischen Erzeugnissen, keramischen Wand- und Bodenfliesen, Oberflächenveredlung und Wärmebehandlung jeweils zum Schmelzen, Erwärmen, Warmhalten, Entspannen (siehe § 9a StromStG)

¹² u.a. hohe Gleichmäßigkeit der Stromabnahme (Stromverbrauch > 10 GWh, Benutzungszeit > 7.000 h/a) und Verbraucher mit atypischer Netznutzung (d. h. wenn der Höchstlastbetrag des Letztverbrauchers vorhersehbar und erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast in dieser Netz- oder Umspannebene abweicht)

zu den aktuellen Entlastungs- bzw. Belastungssituationen der untersuchten Verbrauchergruppen. Im Einzelfall¹³ werden jedoch die staatlich induzierten Belastungen eines Verbrauchers von der Belastung des durchschnittli-

chen Verbrauchers der Verbrauchergruppe abweichen.

Besonders bedeutende Branchen in Baden-Württemberg und deren Entlastungsmöglichkeiten von Stromkosten

Zur besseren Einordnung der Ergebnisse der Strompreisbelastung der Industrie werden im Folgenden die Branchen mit besonderer Bedeutung für Baden-Württemberg charakterisiert. Dazu wird das produzierende Gewerbe Baden-Württembergs anhand der Anzahl der Beschäftigten, dem Umsatz, der Bruttowertschöpfung und dem Stromverbrauch in einem Ranking dargestellt (siehe Abbildung 98, Anhang).

Entsprechend der statistischen Grunddaten sind die drei bedeutendsten Branchen des produzierenden Gewerbes im Jahr 2020 in Baden-Württemberg

- die Herstellung von Metallerzeugnissen (WZ 25),
- der Maschinenbau (WZ 28) und die
- Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagen-teilen (WZ 29).

Am gesamten produzierenden Gewerbe bzw. deren Wirtschaftsgrößen in Baden-Württemberg haben diese drei Branchen zusammen folgende Anteile im Jahr 2020:

- Anteil an den Beschäftigten: 54,4 %

- Anteil am Umsatz: 58,1 %
- Anteil an der Bruttowertschöpfung: 53,6 %
- Anteil am Stromverbrauch: 39,0 %

Gegenüber der Vorjahresanalyse für das Jahr 2019 hat die Bedeutung der drei Branchen insbesondere bei der Bruttowertschöpfung und dem Stromverbrauch im Jahr 2020 abgenommen. Wesentlich für die Entlastungsmöglichkeiten der Unternehmen dieser Branchen sind der jährliche Stromverbrauch, der Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung und der Stromkostenanteil am Umsatz. In Tabelle 5 sind die Entlastungsmöglichkeiten der drei bedeutendsten Branchen des produzierenden Gewerbes in Baden-Württemberg dargestellt. Im Folgenden werden diese kurz beschrieben:

- Bis zu einem Stromverbrauch von 1 GWh/a sind keine Entlastungen von den staatlich induzierten Umlage-Preisbestandteilen möglich. Die durchschnittlichen Unternehmen der drei bedeutendsten Branchen in Baden-Württemberg weisen einen höheren Stromverbrauch als 1 GWh/a auf und sind damit

¹³ Sofern ein Betrieb bzw. Unternehmen einer Verbrauchergruppe einen deutlich niedrigeren bzw. höheren Stromverbrauch, Stromkostenanteil am Umsatz und an der Bruttowertschöpfung sowie

Beiträgern zur Rentenversicherung gegenüber dem typischen Verbraucher der Verbrauchergruppe aufweist.

prinzipiell in der Lage von Entlastungen zu profitieren (siehe Tabelle 5).

- Mit der Novellierung des KWKG im Jahr 2017 gibt es anstelle der bisher drei Verbrauchergruppen nur noch zwei Kategorien (nichtprivilegierte und privilegierte Letztverbraucher). Anders als nach bisheriger Regelung erfolgt die Begrenzung der KWK-Umlage¹⁴ für den über 1 GWh hinausgehenden Stromverbrauch ab dem Jahr 2019 entsprechend den Voraussetzungen zur Inanspruchnahme der besonderen Ausgleichsregelung des EEG. Diese Regelung gilt ab 2019 analog auch für die Offshore-Netzumlage. Die bedeutendsten Branchen (WZ25, WZ28, WZ29) Baden-Württembergs erreichen die dafür notwendige Stromkostenintensität im Allgemeinen nicht.
- Die bedeutendsten Branchen (WZ25, WZ28, WZ29) erfüllen die Voraussetzung der Letztverbrauchsgruppe B und C (LV Gruppe B und C), d.h. sie gehören im statistischen Sinne dem produzierenden Gewerbe an und können somit eine verminderte § 19 StromNEV-Umlage entsprechend der LV Gruppe B in Anspruch nehmen (siehe Tabelle 5). Eine Entlastung von der § 19 StromNEV-Umlage entsprechend der LV Gruppe C ist für durchschnittliche Unternehmen der Branchen WZ25, WZ 28 und WZ29 nicht möglich, da diese den Tatbestand „Anteil der Stromkosten am Umsatz größer 4 %“ nicht erfüllen und somit nicht als stromintensiv gelten (siehe Tabelle 5).
- Signifikante Entlastungen von der EEG-Umlage können Unternehmen des produzierenden Ge-

werbes vor allem durch die Zugehörigkeit zur Anlage 4 EEG 2017 und die Erfüllung eines definierten Stromkostenanteils an der Bruttowertschöpfung erreichen. Die Unternehmen der drei bedeutendsten Branchen Baden-Württembergs gehören der Anlage 4 (Liste 2) an. Sofern diese einen Stromkostenanteil von mindestens 20 % an der Bruttowertschöpfung erreichen, kann eine Begrenzung der regulären Umlage auf 15 % erfolgen. Entsprechend den statistischen Daten können die hier betrachteten Durchschnittsunternehmen der Branchen WZ 25, WZ 28 und WZ 29 diese Voraussetzung nicht erfüllen und sind damit von einer Begrenzung der regulären EEG-Umlage bzw. Entlastung von dieser ausgeschlossen. Die Daten zu den begünstigten Abnahmestellen der besonderen Ausgleichsregelung zeigen jedoch, dass in der WZ 25 (Herstellung von Metallzeugnissen) und WZ 28 (Maschinenbau) existieren, die die Anforderungen des EEG 2017 erfüllen. 34 Unternehmen der WZ 25 (2,3 % der Branche) und 1 Unternehmen der WZ 28 konnten eine Begrenzung der regulären EEG-Umlage im Begrenzungsjahr 2020 erreichen.

- Die Unternehmen der WZ 25, WZ 28 und WZ 29 gelten im Allgemeinen als Sondervertragskunden und zahlen damit nur eine Konzessionsabgabe von 0,11 ct/kWh [KAV 2006]. In Ausnahmefällen ist deren Strompreis unterhalb des Grenzpreises, so dass diese Unternehmen gänzlich von der Konzessionsabgabe befreit werden können.

¹⁴ Für die KWK-Umlage und Offshorehaftungs-Umlage galt für die Jahre 2017 und 2018 noch eine

Übergangsregelung entsprechend der Kategorisierung in Letztverbrauchergruppen A, B und C.

- Für die durchschnittlichen Unternehmen der Branchen WZ 25, WZ 28 und WZ 29 die dem produzierenden Gewerbe angehören, ist im Allgemeinen eine Ermäßigung des Steuersatzes nach § 9b StromStG möglich. Eine Entlastung in Sonderfällen (Spitzenausgleich) nach § 10 StromStG ist in der Regel nicht möglich.
- Die Voraussetzungen für eine Netzentgeltbefreiung nach § 19 (2) S.2 StromNEV (hohe

Gleichmäßigkeit der Stromabnahme sowie ein Stromverbrauch von mindestens 10 GWh und Benutzungszeit von mindestens 7.000 h/a) erfüllen die durchschnittlichen Unternehmen der WZ 25 und WZ 28 nicht. Die Inanspruchnahme eines individuellen Netzentgeltes nach § 19 (2) S.1 StromNEV steht diesen Branchen bei Erfüllung der Voraussetzungen jedoch offen.

WZ 08	25	28	29
Branche	Herstellung von Metallerzeugnissen	Maschinenbau	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen
Anzahl der Betriebe	1.722	1.570	295
Anzahl BesAR-Abnahmestellen	34	1	0
Bedeutung der Branche in Baden-Württemberg:			
Anteil der Beschäftigten am ProdG	12,1%	25,1%	17,2%
Anteil am Umsatz des ProdG	7,2%	20,9%	30,0%
Anteil der BWS des ProdG	9,5%	23,6%	20,4%
Anteil am Stromverbrauch des ProdG	12,1%	12,0%	14,9%
Charakterisierung durchschnittliches Unternehmen der Branche in Baden-Württemberg:			
Ø Stromverbrauch je Betrieb [MWh/a]	1.703	1.850	12.206
Ø Stromkostenanteil am Umsatz	2,3%	0,8%	0,6%
Ø Stromkostenanteil an der BWS	6,1%	2,4%	3,1%
Ist eine Entlastung für das durchschnittliche Unternehmen der Branche in Baden-Württemberg möglich?			
KWK-Umlage	nein (zu geringer Stromkostenanteil an der BWS)	nein (zu geringer Stromkostenanteil an der BWS)	nein (zu geringer Stromkostenanteil an der BWS)
§ 19 StromNEV-Umlage	ja (Entlastung nach LV Gruppe B, für LV Gruppe C Stromkostenanteil von mind. 4% erforderlich)	ja (Entlastung nach LV Gruppe B, für LV Gruppe C Stromkostenanteil von mind. 4% erforderlich)	ja (Entlastung nach LV Gruppe B, für LV Gruppe C Stromkostenanteil von mind. 4% erforderlich)
Offshorehaftungs-Umlage	nein (zu geringer Stromkostenanteil an der BWS)	nein (zu geringer Stromkostenanteil an der BWS)	nein (zu geringer Stromkostenanteil an der BWS)
Lastabschaltungs-Umlage	nein (alle LV Gruppen zahlen einheitliche Umlage)	nein (alle LV Gruppen zahlen einheitliche Umlage)	nein (alle LV Gruppen zahlen einheitliche Umlage)
EEG-Umlage	nein (zu geringer Stromkostenanteil an der BWS)	nein (zu geringer Stromkostenanteil an der BWS)	nein (zu geringer Stromkostenanteil an der BWS)
Konzessionsabgabe	ja (Inanspruchnahme der Konzessionsabgabe für Sondervertragskunden möglich)	ja (Inanspruchnahme der Konzessionsabgabe für Sondervertragskunden möglich)	ja (Inanspruchnahme der Konzessionsabgabe für Sondervertragskunden möglich)
Stromsteuer	ja (im allg. Erstattungsanspruch nach §9b StromStG)	ja (im allg. Erstattungsanspruch nach §9b StromStG)	ja (im allg. Erstattungsanspruch nach §9b StromStG)
Netzentgelt	nein (Mindestabnahme von 10 GW/h/a erforderlich für Entgeltbefreiung nach § 19 (2) S.2 StromNEV und individuelles Netzentgelt nach § 19 (2) S.1 StromNEV)	nein (Mindestabnahme von 10 GW/h/a erforderlich für Entgeltbefreiung nach § 19 (2) S.2 StromNEV und individuelles Netzentgelt nach § 19 (2) S.1 StromNEV)	nein (ggf. im Falle von 7.000 Vbh Entgeltbefreiung nach § 19 (2) S.2 StromNEV und individuelles Netzentgelt nach § 19 (2) S.1 StromNEV möglich)

Tabelle 5 Möglichkeiten der Stromkostenentlastung für durchschnittliche Unternehmen der bedeutendsten Branchen des produzierenden Gewerbes in Baden-Württemberg 2020

Quelle: [SLBW 2021], [StaBu 2021a] [StaBu 2021b], [KWKG 2020] [StromNEV 2015] [EnWG 2021] [EEG 2017] [StromStG 2015] [KAV 2006], [AbLaV 2016], Auswertung und Darstellung IE Leipzig

Strompreise durchschnittlicher Verbraucher in den Verbrauchergruppen

Im Folgenden werden die Preisbestandteile zusammenfassend nach den staatlich induzierten Strompreiskomponenten und den Kosten für Transport, Beschaffung und Vertrieb inkl. Marge aufgeführt.

Die **staatlich induzierten Preisbestandteile** des Strompreises setzen sich im Jahr 2020 aus den folgenden Komponenten zusammen:

- KWK-Umlage
- § 19 StromNEV-Umlage
- Offshore-Netzumlage
- Abschaltbare Lasten-Umlage
- EEG-Umlage¹⁵
- Stromsteuer
- Konzessionsabgabe

Den größten Einfluss bei den staatlich induzierten Preisbestandteilen haben bei allen Verbrauchergruppen die EEG-Umlage und die Stromsteuer (Abbildung 99, Anhang). Für Verbraucher des GHD-Sektors ist zudem die Konzessionsabgabe ein wesentlicher Preisbestandteil. Die KWK-Umlage, § 19 StromNEV-Umlage und die Offshore-Netzumlage haben für alle Verbrauchergruppen den geringsten Einfluss auf die Summe der staatlich induzierten Preisbestandteile.

Aus Abbildung 99 (Anhang) geht hervor, dass viele der durchschnittlichen Verbraucher in Baden-Württemberg nur in geringem Maße von den Entlastungsregelungen bei den staatlich induzierten Strompreiskomponenten profitieren.

¹⁵ Ohne die Berücksichtigung der Härtefallbestimmungen zur BesAR gemäß § 103 (4) EEG 2017

Einzig die durchschnittlichen Verbraucher der Verbrauchergruppen

- Metallerzeugung und -bearbeitung (WZ 24),
- Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus (WZ 17) sowie
- Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau (WZ 08)

können von signifikanten Entlastungen im Jahr 2020, insbesondere von der EEG-Umlage und der Stromsteuer, profitieren.

Fazit zur Wirkung der staatlich induzierten Preisbestandteile im Jahr 2020:

- Bis zu einem Stromverbrauch von 1 GWh/a sind keine Entlastungen von den staatlich induzierten Umlage-Preisbestandteilen möglich.
- Der Entlastungstatbestand „Anteil der Stromkosten am Umsatz größer 4 %“ hat für das Produzierende Gewerbe unabhängig von der Höhe des Stromverbrauches keine maßgebliche Entlastungswirkung, da mit diesem Entlastungstatbestand nur die § 19 StromNEV-Umlage reduziert werden kann.
- Signifikante Entlastungen können vom Produzierenden Gewerbe vor allem durch die Erfüllung des Entlastungstatbestandes „Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung größer 17 %¹⁶“ bzw. „Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung größer 20 %¹⁷“ erreicht werden. Bei Erfüllung des Entlastungstatbestandes reduziert sich mit zunehmendem

¹⁶ EEG 2017 Anhang 4 Liste 1

¹⁷ EEG 2017 Anhang 4 Liste 2

Stromverbrauch die effektiv zu zahlende EEG-Umlage.

- Entsprechend der statistischen Auswertung auf Basis durchschnittlicher Verbraucher können tendenziell die Wirtschaftszweige „Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau (WZ 08)“, Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus (WZ 17)“ und „Metallerzeugung und -bearbeitung (WZ 24)“ in Baden-Württemberg von den Entlastungen nach § 64 EEG 2017 profitieren.
- Infolge der festen, statischen Entlastungsvoraussetzung (Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung mindestens 17 % oder Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung mindestens 20 % und Stromverbrauch mindestens 1 GWh/a) und durch die damit einhergehende effektiv zu zahlenden EEG-Umlage können deutliche Wettbewerbsverzerrungen¹⁸ zwischen Unternehmen eines Wirtschaftszweiges auftreten. Die umlagesystematisch induzierten Wettbewerbsverzerrungen des EEG werden mit zunehmendem Stromverbrauch größer.
- Die effektiv zu zahlende Stromsteuer unter Berücksichtigung der § 9b und § 10 StromStG ist für Unternehmen umso niedriger, je geringer die Arbeitskosten und je höher der Stromverbrauch eines Unternehmens sind. Davon profitieren insbesondere die Wirtschaftszweige 08,

17, 23 und 24 des Produzierenden Gewerbes in Baden-Württemberg.

- Ein Großteil der durchschnittlichen Verbraucher in Baden-Württemberg profitiert nur in geringem Maße von den existierenden Entlastungsregelungen. Innerhalb der verschiedenen Wirtschaftszweige können sich hier jedoch erhebliche Unterschiede ergeben, die bei der Betrachtung von Durchschnittswerten nicht erkennbar sind.

Die **Kosten für Transport, Beschaffung und Vertrieb** (inklusive Marge) setzen sich aus den folgenden Komponenten zusammen:

- Netzentgelte¹⁹ inkl. Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung
- Beschaffung und Vertrieb (inkl. Marge)

Die Analyse erfolgte für die Netzentgelte auf Grundlage einer speziell für Baden-Württemberg entwickelten Kostenfunktion nach der Methodik aus [SMWA 2013]. Die Netzentgelte sind dabei abhängig von der Jahresstrommenge und der Jahreshöchstleistung. Die Kostenfunktion für Beschaffung und Vertrieb (inkl. Marge) basiert hingegen auf bundesdeutschen Durchschnittswerten (in Abhängigkeit der Abnahmemenge).

Im Allgemeinen nehmen die spezifischen Kosten für Transport, Beschaffung und Vertrieb (inklusive Marge) mit zunehmendem Stromverbrauch ab. Demzufolge sind die Kosten der stromintensiven durchschnittlichen Verbraucher der Verbrauchergruppen Metallerzeugung und -

¹⁸ Bei einem Stromverbrauch von 10 GWh führt im Jahr 2020 beispielsweise der Vorteil eines Unternehmens mit einem Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung von 17 % gegenüber einem Unternehmen mit einem

Stromkostenanteil unter 17 % zu einer Umlageentlastung von ca. 0,52 Mio. Euro/a).

¹⁹ Ohne Berücksichtigung einer Entgeltbefreiung für hohe Gleichmäßigkeit nach § 19 (2) S.2 StromNEV und individuelles Netzentgelt nach § 19 (2) S.1 StromNEV.

bearbeitung (WZ 24), Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus (WZ 17) sowie Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen (WZ 29) deutlich niedriger im Vergleich zu den anderen Verbrauchergruppen des Produzierenden Gewerbes. Die Verbraucher des Sektors GHD sehen sich mit den höchsten spezifischen Kosten konfrontiert (siehe Abbildung 100, Anhang). Mit

zunehmendem Stromverbrauch nimmt der Anteil der Beschaffungskosten an den gesamten Kosten für Transport, Beschaffung und Vertrieb (inkl. Marge) zu; d. h. für die Verbraucher mit einem hohen Stromverbrauch sind die Beschaffungskosten der wesentliche Faktor für Preisoptimierungen.

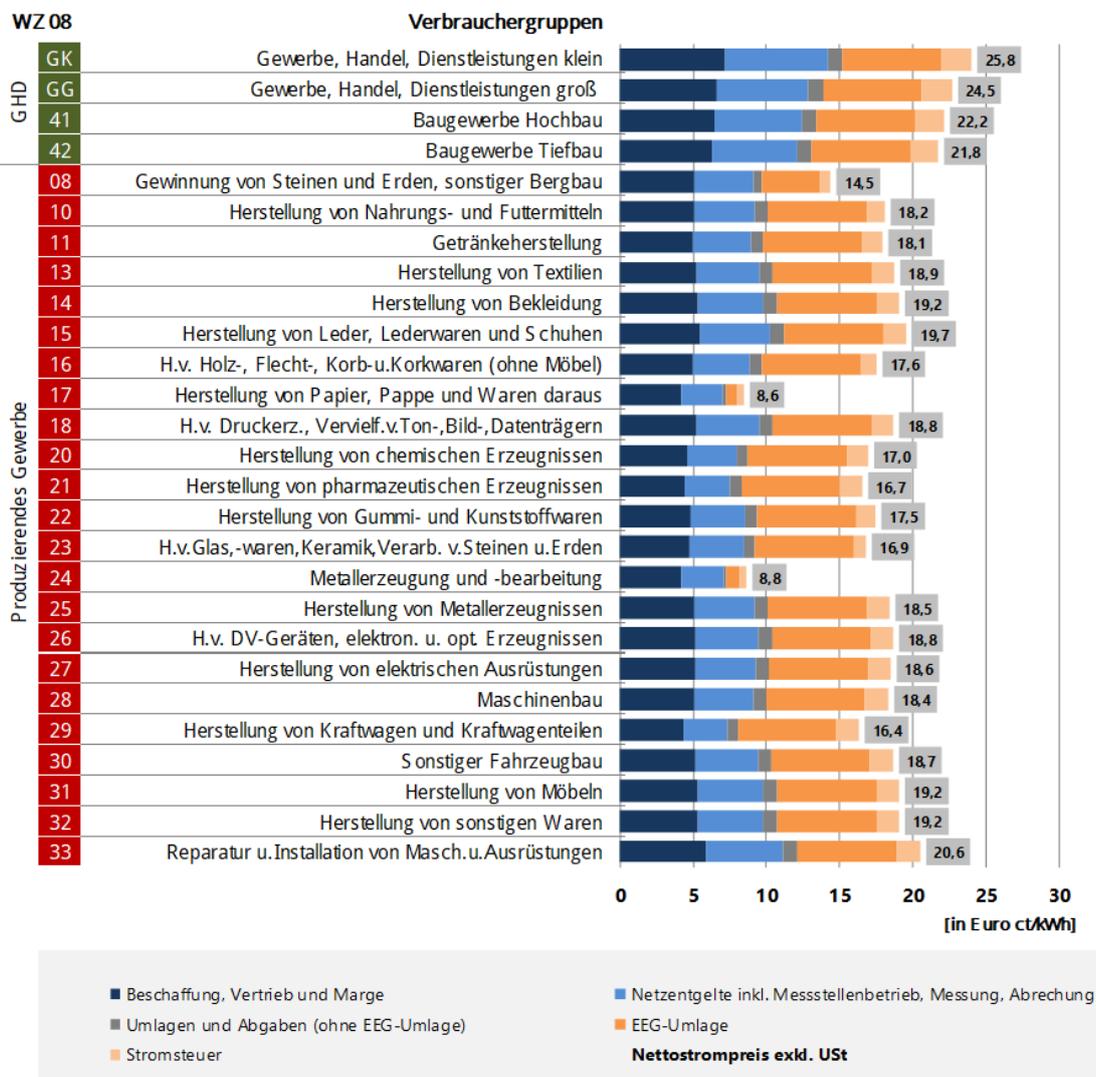


Abbildung 67 Nettostrompreis für durchschnittliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2020

Quelle: [KWKG 2020] [StromNEV 2015] [EnWG 2021] [EEG 2017] [StromStG 2015] [StromStV 2013] [AbLaV 2016] [SGB 2013] [KAV 2006] [SLBW 2021] [BNetzA 2021] [StaBu 2021a] [StaBu 2021b] [StaBu 2021c] [ÜNB 2020a] [ÜNB 2020b] [ÜNB 2020c] [ÜNB 2020d] [ÜNB 2020e] Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Das Fazit zu den Preisanteilen für Transport, Beschaffung und Vertrieb für durchschnittliche Verbraucher im Jahr 2020 lautet:

- Das Strompreisniveau für Base- und Peakload-Produkte im Spothandel und am Terminmarkt üben in Verbindung mit den Beschaffungs- und Risikostrategien der Stromversorger den größten Einfluss auf die Beschaffungskosten aus [EB 2013] [BME 2012]. Stromintensive Unternehmen sind zudem häufig selbst am Großhandelsmarkt aktiv.
- Beschaffungsstrategien der Stromversorger sind aus Gründen der Risikominimierung in der Regel langfristig ausgerichtet. Demzufolge wirken sich kurzfristig schwankende Börsenstrompreise nur abgeschwächt auf die Beschaffungskosten aus. Stromversorger können daher sich ändernde Börsenstrompreise erst mit einem zeitlichen Verzug, in Abhängigkeit von der Beschaffungsstrategie, an die Stromkunden weitergeben [EB 2013].
- Im Allgemeinen gilt: Je höher der Stromverbrauch, desto niedriger fallen die spezifischen Kosten für den Transport aus. In Einzelfällen können aufgrund besonderer Charakteristika eines Verbrauchers (Leistungsmessung, Jahresarbeit, Leistungsmittelwert, Netzebene, Jahresbenutzungsdauer) deutlich niedrigere oder höhere Transportkosten auftreten.
- Den typischen Verbrauchern der Wirtschaftszweige „Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus (WZ 17)“, „Metallerzeugung und -bearbeitung (WZ 24)“ und „Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen (WZ 29)“ in Baden-Württemberg entstehen tendenziell die

niedrigsten spezifischen Kosten für Transport, Beschaffung und Vertrieb (inkl. Marge).

Aus der Zusammenfassung der staatlich induzierten Strompreiskomponenten und den Kosten für Transport, Beschaffung und Vertrieb (inkl. Marge) resultieren die Nettostrompreise der durchschnittlichen Verbraucher in Baden-Württemberg (siehe Abbildung 67).

Die geringsten Nettostrompreise in Baden-Württemberg zahlen die durchschnittlichen Verbraucher der Verbrauchergruppen

- Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus (WZ 17),
- Metallerzeugung und -bearbeitung (WZ 24) und
- Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau (WZ 08).

Aufgrund ihres hohen Stromverbrauchs profitieren diese zum einen von den niedrigen spezifischen Kosten für Transport und Beschaffung und zum anderen von den vielfältigen Entlastungsregelungen. Der staatlich induzierte Anteil am Strompreis im Jahr 2020 lag in den Branchen des produzierenden Gewerbes bei etwa 47,0 %. Im Vergleich zur Auswertung für 2019 ist der Anteil um 0,1 Prozentpunkte zurückgegangen; gegenüber dem Jahr 2014 hat er jedoch um 2,5 Prozentpunkte zugenommen.

Ausgehend vom Basisfall der Strompreisanalyse (Abbildung 67) zeigt die Abbildung 68 die mögliche **Spannweite der Strompreise innerhalb eines Wirtschaftszweigs** in Abhängigkeit der Entlastungstatbestände „Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung größer 17 % bzw. 20 %“ und „Anteil der Stromkosten am Umsatz größer 4 %“. Sollte der betrachtete Basisfall ohne

Entlastungstatbestände auftreten, dann ist eine Spanne unterhalb des Preises für den Basisfall ausweisbar. Beim Basisfall mit Entlastungstatbeständen liegt die Spanne möglicher Preise oberhalb vom Basisfall. Zur Berücksichtigung der Stromsteuer müssten Annahmen zur Spanne der

gezahlten Arbeitgeberbeiträge zur Rentenversicherung angenommen werden, hierzu liegen keine Basisdaten vor. Somit können Unterschiede bei der Stromsteuer nicht berücksichtigt werden

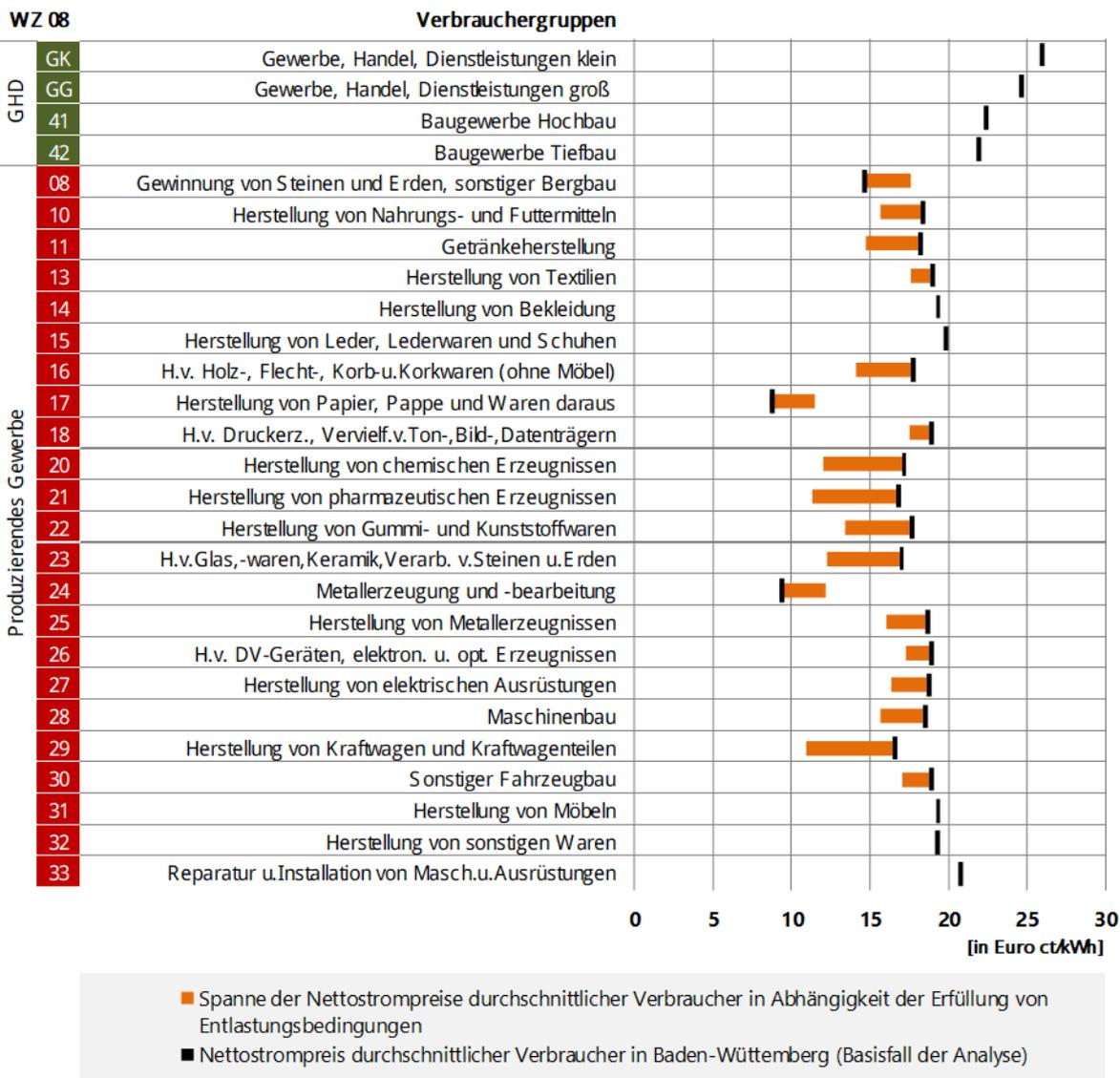


Abbildung 68 Spanne der Nettostrompreise innerhalb eines Wirtschaftszweiges in Baden-Württemberg in Abhängigkeit von der Erfüllung der Entlastungsbedingungen 2020

Quelle: [KWKG 2020] [StromNEV 2015] [EnWG 2021] [EEG 2017] [StromStG 2015] [StromStV 2013] [SGB 2013] [KAV 2006] [SLBW 2021] [BNetzA 2021] [StaBu 2021a] [StaBu 2021b] [StaBu 2021c] [ÜNB 2020a] [ÜNB 2020b] [ÜNB 2020c] [ÜNB 2020d] [ÜNB 2020e] Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Stromkosten der Wirtschaft

Neben der ausschließlichen Analyse der Strompreise der durchschnittlichen Verbraucher der Verbrauchergruppen (siehe Abbildung 67) ist es zur Schaffung einer verlässlichen Diskussionsgrundlage wichtig, die Kostenbelastungen einzelner Verbrauchergruppen zu kennen. Daher werden für die Wirtschaftszweige die aufgewendeten durchschnittlichen Ausgaben für Strom dem Umsatz, der Bruttowertschöpfung und den Beschäftigten gegenübergestellt.

In vielen Wirtschaftszweigen in Baden-Württemberg sind die effektiven Stromkosten unter Berücksichtigung der Entlastungstatbestände für einen durchschnittlichen Verbraucher gemessen am Umsatz relativ gering und haben nur eine ge-

ringe ökonomische Bedeutung. Ausnahmen bilden stromintensive Verbrauchergruppen wie

- Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau (WZ 08) und
 - Herstellung von Glas, Glaswaren, Keramik Verarbeitung von Steinen und Erden (WZ 23), deren Stromkostenanteil am Umsatz über 4 % liegt (siehe Abbildung 69). Sehr geringe Anteile der Stromkosten am Umsatz von unter deutlich unter einem Prozent sind beispielsweise in den Wirtschaftszweigen
 - Baugewerbe Hochbau (WZ 41),
 - Herstellung von Bekleidung (WZ 14) und
 - Reparatur und Installation von Maschinen und Ausrüstungen (WZ 33)
- zu verzeichnen.

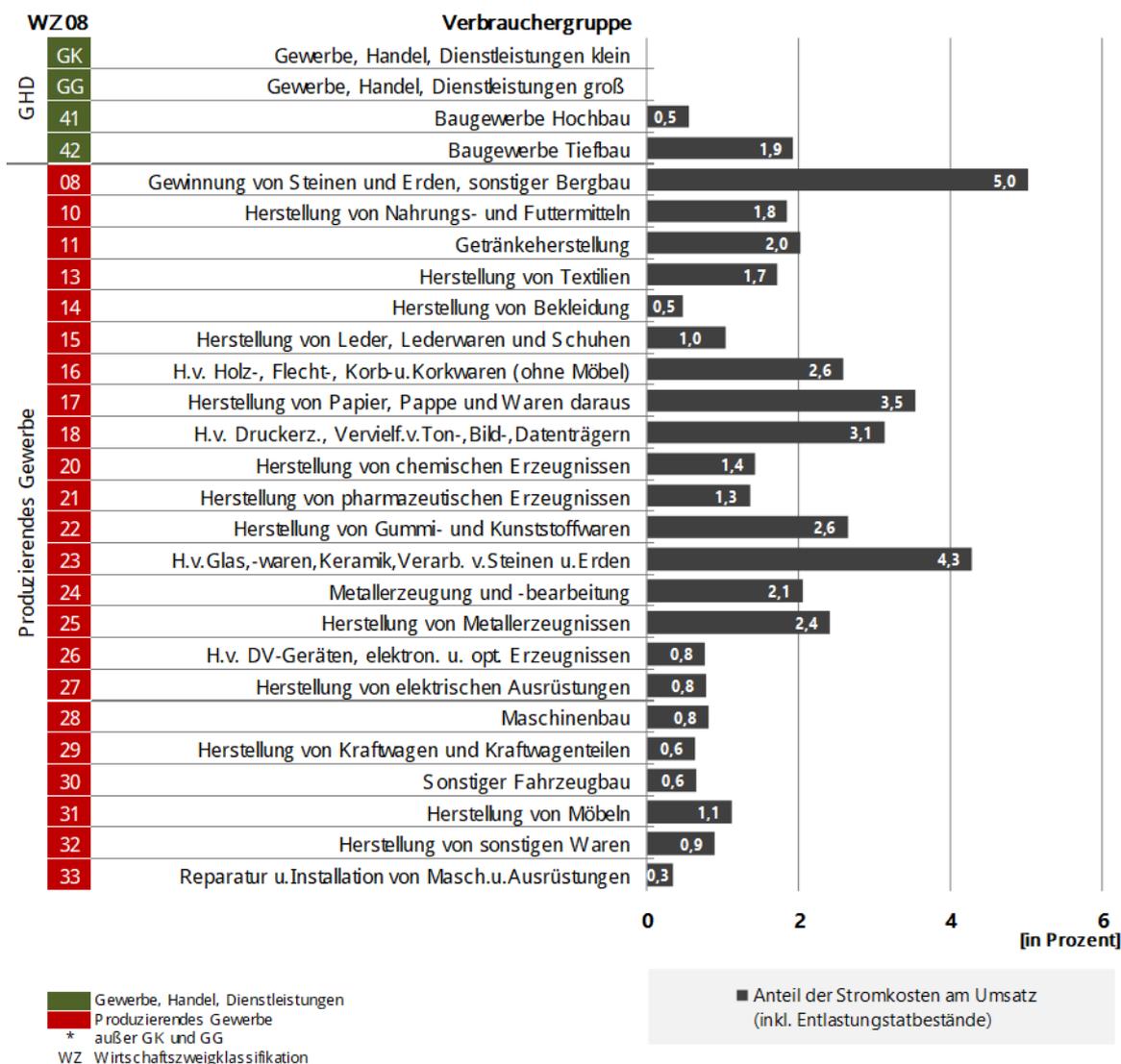


Abbildung 69 Effektiver Stromkostenanteil am Umsatz für durchschnittliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2020

Quelle: [KWKG 2020] [StromNEV 2015] [EnWG 2021] [EEG 2017] [StromStG 2015] [StromStV 2013] [SGB 2013] [KAV 2006] [SLBW 2021] [BNetzA 2021] [StaBu 2021a] [StaBu 2021b] [StaBu 2021c] [ÜNB 2020a] [ÜNB 2020b] [ÜNB 2020c] [ÜNB 2020d] [ÜNB 2020e] Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Ein ähnliches Bild resultiert aus der Betrachtung der effektiven Stromkosten unter Berücksichtigung der Entlastungstatbestände im Verhältnis zur Bruttowertschöpfung (siehe Abbildung 70). Für einen durchschnittlichen Verbraucher ist der Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung

relativ gering. Ausnahmen bilden die stromintensiven Verbrauchergruppen

- Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau (WZ 08),
- Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus (WZ 17),

- Herstellung von Glas, Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen u. Erden (WZ 23) sowie
 - Metallerzeugung und -bearbeitung (WZ 24)
- deren Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung auch unter Berücksichtigung der Entlastungstatbestände 10 % übersteigt.

Insgesamt zeigt die Analyse der Stromkostenbelastung durchschnittlicher Verbraucher in unterschiedlichen Branchen, dass der Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung in der Mehrzahl der Branchen mit unter 5 % relativ niedrig ist.

Bei der Interpretation der Ergebnisse muss berücksichtigt werden, dass die Berechnungen auf Grundlage von durchschnittlichen Branchenunternehmen nur tendenzielle Aussagen zur branchentypischen Kostenbelastung und der Verfügbarkeit von Entlastungstatbeständen zulassen. In der Realität liegen jedoch innerhalb der Branchen erhebliche Unterschiede bei den tatsächlichen Stromkosten vor, die mit dieser Analyse nicht dargestellt werden können.

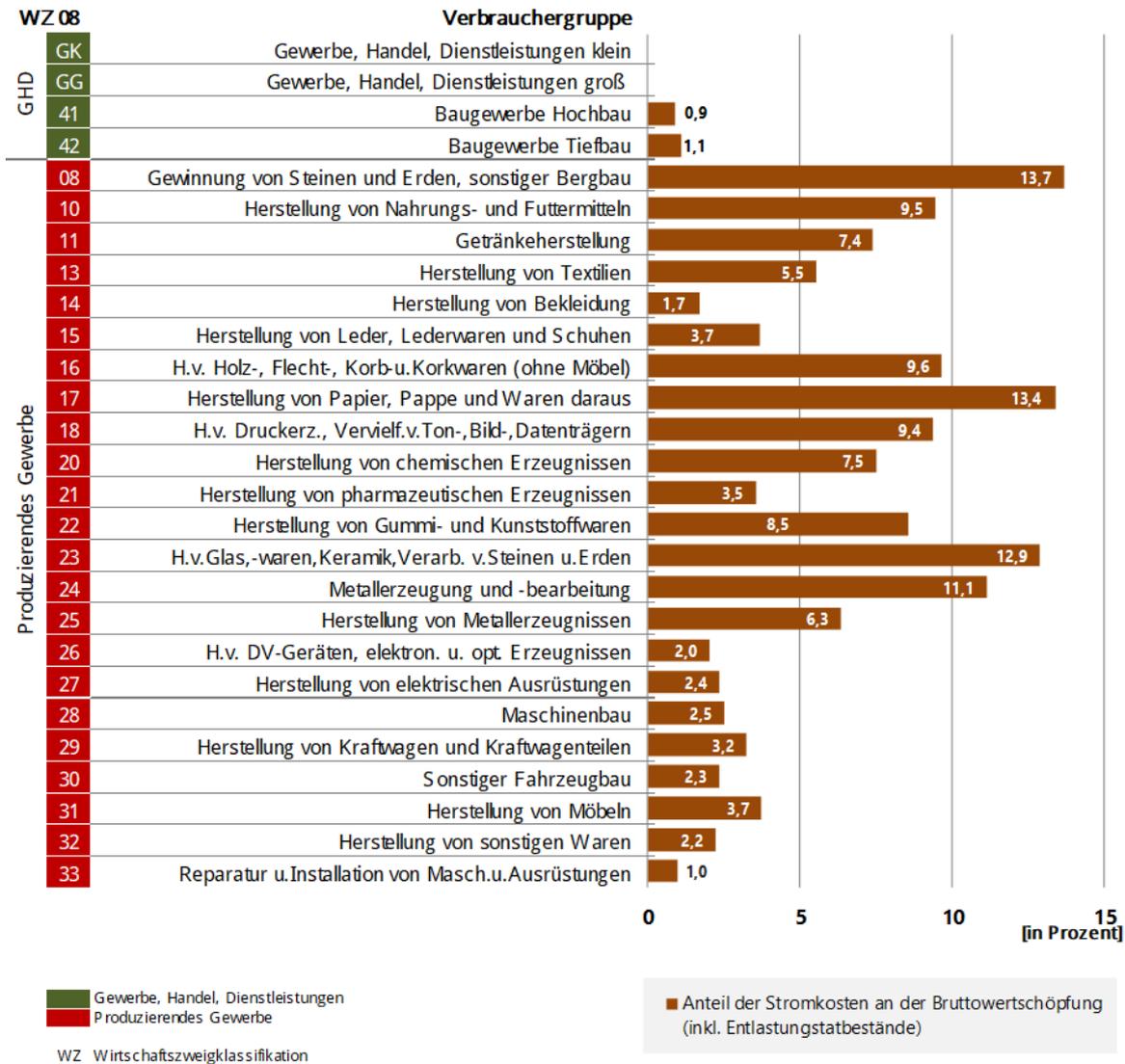


Abbildung 70 Effektiver Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung durchschnittlicher Verbraucher in Baden-Württemberg 2020

Quelle: [KWKG 2020] [StromNEV 2015] [EnWG 2021] [EEG 2017] [StromStG 2015] [StromStV 2013] [SGB 2013] [KAV 2006] [SLBW 2021] [BNetzA 2021] [StaBu 2021a] [StaBu 2021b] [StaBu 2021c] [ÜNB 202a] [ÜNB 2020b] [ÜNB 2020c] [ÜNB 2020d] [ÜNB 2020e] Berechnung und Darstellung IE Leipzig, GK und GG nicht darstellbar.

Historische Entwicklung der Industriestromkosten

In diesem Abschnitt wird aufgezeigt, wie sich die Stromkosten für die verschiedenen Branchen des produzierenden Gewerbes in Baden-Württemberg in vergangenen Jahren verändert haben und welche Strompreisbestandteile dafür maßgeblich verantwortlich waren.

Die historische Betrachtung erfolgt auf Basis der Energiepreisberichte der Jahre 2015, 2017, 2018, 2019 und 2020 [IE 2021] sowie den zuvor dargestellten Ergebnissen im Abschnitt 6.2 auf Basis der nominalen Preise für die Jahre 2014, 2016, 2017, 2018, 2019 und 2020. Wie bereits eingangs erwähnt, ist zu berücksichtigen, dass die ermittelten Durchschnittswerte nur einen Orientierungswert liefern können. Dies gilt umso mehr für den Vergleich mehrerer Jahre, da sich durch strukturelle Veränderungen innerhalb der Branchen die Erreichung der Befreiungs- oder Minderungsstatbestände für staatlich veranlasste Preisbestandteile und damit das effektive Strompreisniveau der durchschnittlichen Verbraucher der Branchen maßgeblich verändern kann.

Die historische Betrachtung 2014 bis 2020 orientiert sich für durchschnittliche Verbraucher in Baden-Württemberg an der folgenden Struktur:

- Staatlich induzierte Strompreisbestandteile unter Berücksichtigung der Entlastungsstatbestände
- Kosten für Transport und Beschaffung (inkl. Vertrieb und Marge)
- Nettostrompreis unter Berücksichtigung der Entlastungsstatbestände

Staatlich induzierte Strompreisbestandteile

Unter Berücksichtigung der in Tabelle 11 (Anhang) aufgeführten Entlastungsstatbestände für Unternehmen des produzierenden Gewerbes erhöhten sich die staatlich induzierten Strompreisbestandteile im Zeitraum 2014 bis 2020 in einer Spanne von 0,32 bis 1,19 ct/kWh (siehe Abbildung 101, Anhang). Der staatlich induzierte Anteil am Nettostrompreis stieg im Mittel über alle Branchen von 44,5 % im Jahr 2014 auf 47,0 % im Jahr 2020, wobei der relative Anstieg in den Branchen, die nur unterdurchschnittlich von den Entlastungsstatbeständen profitieren, deutlich höher war. Der staatlich induzierte Strompreisanteil erhöhte sich in den Branchen Metallerzeugung und -bearbeitung (WZ 24) und Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus (WZ 17) am wenigsten. Deutlich höhere Anstiege waren hingegen in den Branchen Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen (WZ 15) und Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren (WZ 22) zu verzeichnen.

Maßgeblich für den Anstieg der staatlichen Strompreisbestandteile in den Branchen des produzierenden Gewerbes im Zeitraum 2014 bis 2020 war der Anstieg der EEG-Umlage, gefolgt von der KWK- und §19 StromNEV-Umlage. Die anderen Umlagen bzw. die Stromsteuer hatten eher eine untergeordnete Bedeutung für den Anstieg der staatlich induzierten Strompreisbestandteile im Zeitraum 2014 bis 2020.

Kosten für Transport und Beschaffung

Unter Berücksichtigung der Entlastungstatbestände für die Netzentgelte für Unternehmen des produzierenden Gewerbes (ohne die Berücksichtigung der Entgeltbefreiung für hohe Gleichmäßigkeit gemäß § 19 (2) S.2 StromNEV und dem individuellen Netzentgelt für atypische Netznutzung gemäß § 19 (2) S.1 StromNEV) erhöhten sich die Transportkosten (Netzentgelte) im Zeitraum 2014 bis 2020 über alle Branchen des produzierenden Gewerbes hinweg um einen Betrag von 0,11 bis 0,83 ct/kWh (siehe Abbildung 102, Anhang). Der Anteil der Netzentgelte bzw. der Transportkosten am Nettostrompreis stieg im Mittel über alle Branchen von 21,1 % im Jahr 2014 auf 22,4 % im Jahr 2020.

Obwohl die EEX-Großhandelspreise für Phelix Base und Phelix Peak im Zeitraum 2014 bis 2020 anstiegen, sanken die Beschaffungskosten inkl. Kosten für Vertrieb und Marge in einer Spanne von 0,13 bis 0,46 ct/kWh (siehe Abbildung 103, Anhang). Der Anteil der Beschaffungskosten am Nettostrompreis sank im Mittel über alle Branchen von 34,5 % im Jahr 2014 auf 29,7 % im Jahr 2020. Maßgeblich für den Rückgang sind die geringeren Margen infolge des zunehmenden Wettbewerbs der Stromversorger bzw. Anbieter und damit die Anzahl der neuverhandelten und optimierten Bezugskonditionen (Anbieterwechsel) sowie das geringere Preisniveau im Terminmarkt im Jahr 2019 und demzufolge der bezogenen Terminmarktprodukte im Jahr 2020.

Nettostrompreis unter Berücksichtigung der Entlastungstatbestände

In der Gesamtbetrachtung führten die gestiegenen Kosten für die staatlich induzierten Strompreisbestandteile und den gestiegenen Kosten für Netzentgelte bei gleichzeitigem Rückgang der Kosten für die Beschaffung zu insgesamt steigenden Nettostrompreisen. Im Zeitraum 2014 bis 2020 betrug die Veränderung über alle Branchen des produzierenden Gewerbes hinweg +0,33 bis +2,38 ct/kWh (siehe Abbildung 71). Der Anstieg der Nettostrompreise war insbesondere in den Branchen Herstellung von Textilien (WZ 24), Herstellung von Druckerzeugnissen, Vervielfältigung von Ton-, Bild-, Datenträgern (WZ 18), Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren (WZ 22) und Reparatur und Installation von Maschinen und Ausrüstungen (WZ 33) im Vergleich zu den anderen Branchen deutlich höher, da diese unterdurchschnittlich von den zurückgehenden Beschaffungskosten in Verbindung mit den Entlastungstatbeständen im Zeitraum 2014 bis 2020 profitierten.

Entwicklung der effektiven Stromkostenanteile an der Bruttowertschöpfung

Insgesamt zeigt die Analyse der Stromkostenbelastung durchschnittlicher Verbraucher in unterschiedlichen Branchen in der Historie, dass der Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung in der Mehrzahl der Branchen relativ niedrig ist (Mittelwert 2020: 6,2 %). Dies gilt auch für die Betrachtung der historischen Entwicklung (Mittelwert | 2014: 6,2 %, 2016: 6,0 %, 2017: 5,8 %, 2018: 5,8 %, 2019: 6,1 %). Nur in den Branchen Papier, Herstellung von Glas, -waren, Keramik,

Verarbeitung von Steinen u. Erden, Metallherzeugung und -bearbeitung sowie Gewinnung von Steinen und Erden liegt der Stromkostenanteil an

der Bruttowertschöpfung klar über 10% (siehe Abbildung 72).

WZ 08	Verbrauchergruppen	Strompreis exkl. USt in €/ct/kWh						Veränderung	
		2014	2016	2017	2018	2019	2020	2020 ggü. 2019 in €/ct/kWh	2020 ggü. 2014 in €/ct/kWh
GK	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen klein	23,9	22,8	23,8	24,1	24,8	25,8	1,004	1,985
GG	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen groß	22,7	21,8	22,7	22,9	23,6	24,5	0,906	1,774
41	Baugewerbe Hochbau	20,5	19,7	20,5	20,7	21,4	22,2	0,875	1,708
42	Baugewerbe Tiefbau	20,1	19,3	20,1	20,3	21,0	21,8	0,851	1,657
05	Kohlenbergbau	-	-	-	-	-	-	-	-
06	Gewinnung von Erdöl und Erdgas	-	-	-	-	-	-	-	-
07	Erzbergbau	-	-	-	-	-	-	-	-
08	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	13,4	12,8	13,1	13,4	13,9	14,5	0,618	1,078
09	Dienstleistungen f.d.Bergbau u.Gewinnung v.Steinen	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	16,5	15,9	16,4	16,8	17,5	18,2	0,686	1,679
11	Getränkeherstellung	16,4	15,8	16,3	16,6	17,4	18,1	0,686	1,678
12	Tabakverarbeitung	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Herstellung von Textilien	16,5	16,1	16,7	17,1	18,0	18,9	0,857	2,379
14	Herstellung von Bekleidung	17,8	17,2	17,8	18,0	18,5	19,2	0,679	1,359
15	Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen	18,6	17,5	18,0	18,3	18,9	19,7	0,757	1,032
16	H.v. Holz-, Flecht-, Korb- u.Korkwaren (ohne Möbel)	16,4	15,6	16,1	16,5	17,1	17,6	0,494	1,182
17	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	8,2	7,6	7,4	7,9	8,5	8,6	0,143	0,429
18	H.v. Druckerz., Vervielf.v.Ton-,Bild-,Datenträgern	16,7	16,2	16,7	17,1	17,8	18,8	1,015	2,063
19	Kokerei und Mineralölverarbeitung	-	-	-	-	-	-	-	-
20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	15,3	14,7	15,2	15,5	16,3	17,0	0,760	1,702
21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	15,5	14,8	15,1	15,5	16,2	16,7	0,454	1,133
22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	15,8	15,1	15,6	16,1	16,9	17,5	0,603	1,746
23	H.v.Glas-,waren,Keramik,Verarb. v.Steinen u.Erden	15,4	14,7	15,0	15,5	16,3	16,9	0,565	1,471
24	Metallerzeugung und -bearbeitung	8,4	7,6	7,3	8,4	9,0	8,8	-0,249	0,335
25	Herstellung von Metallerzeugnissen	17,0	16,3	16,8	17,1	17,7	18,5	0,779	1,547
26	H.v. DV-Geräten, elektron. u. opt. Erzeugnissen	17,3	16,7	17,2	17,5	18,1	18,8	0,679	1,488
27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	17,1	16,4	16,9	17,2	17,9	18,6	0,693	1,488
28	Maschinenbau	16,9	16,2	16,7	17,0	17,7	18,4	0,723	1,512
29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	15,2	14,4	14,8	15,1	15,8	16,4	0,657	1,234
30	Sonstiger Fahrzeugbau	17,1	16,5	17,0	17,2	17,8	18,7	0,926	1,630
31	Herstellung von Möbeln	17,6	17,0	17,6	17,9	18,5	19,2	0,697	1,570
32	Herstellung von sonstigen Waren	17,7	17,1	17,7	17,9	18,4	19,2	0,748	1,452
33	Reparatur u.Installation von Masch.u.Ausrüstungen	18,9	18,2	18,9	19,2	19,9	20,6	0,736	1,773

Legende:

- Produzierendes Gewerbe und Bergbau
- nichts vorhanden oder weniger als die Hälfte von 1 in der letzten besetzten Stelle
- Zahlenwert unbekannt oder geheimzuhalten

WZ Wirtschaftszweigklassifikation

Abbildung 71 Entwicklung der Nettostrompreise für durchschnittliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2014, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020

Quelle: [KWKG 2020] [StromNEV 2015] [EnWG 2021] [EEG 2017] [StromStG 2015] [StromStV 2013] [AbLaV 2016] [SGB 2013] [KAV 2006] [SLBW 2021] [BNetzA 2021] [StaBu 2021a] [StaBu 2021b] [StaBu 2021c] [ÜNB 2020a] [ÜNB 2020b] [ÜNB 2020c] [ÜNB 2020d] [ÜNB 2020e], [IE 2021], Berechnung und Darstellung IE Leipzig

WZ 08	Verbrauchergruppen	Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung (inkl. Entlastungstatbestände) in Prozent					Veränderung		
		2014	2016	2017	2018	2019	2020	2020 ggü. 2019 in %-Punkten	2020 ggü. 2014 in %-Punkten
05	Kohlenbergbau	-	-	-	-	-	-	-	-
06	Gewinnung von Erdöl und Erdgas	-	-	-	-	-	-	-	-
07	Erzbergbau	-	-	-	-	-	-	-	-
08	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	12,9	13,3	12,7	12,6	13,0	13,7	0,65	0,76
09	Dienstleistungen f.d.Bergbau u. Gewinnung v.Steinen	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	9,6	9,0	8,8	9,1	9,4	9,5	0,07	-0,14
11	Getränkherstellung	4,4	5,2	5,3	5,4	7,5	7,4	-0,15	2,99
12	Tabakverarbeitung	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Herstellung von Textilien	7,2	6,6	6,4	6,7	5,9	5,5	-0,37	-1,66
14	Herstellung von Bekleidung	1,4	1,4	1,4	1,5	1,4	1,7	0,29	0,28
15	Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen	1,3	2,9	3,0	3,6	3,2	3,7	0,46	2,38
16	H.v. Holz-, Flecht-, Korb- u. Korkwaren (ohne Möbel)	10,6	10,8	10,1	9,8	9,9	9,6	-0,30	-0,96
17	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	15,5	12,6	12,0	11,9	12,8	13,4	0,56	-2,12
18	H.v. Druckerz., Vervielf.v.Ton-,Bild-,Datenträgern	7,6	8,0	8,4	8,6	9,3	9,4	0,05	1,77
19	Kokerei und Mineralölverarbeitung	-	-	-	-	-	-	-	-
20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	8,1	7,6	6,9	7,2	8,0	7,5	-0,52	-0,59
21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	2,4	2,5	2,4	2,5	2,8	3,5	0,70	1,15
22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	8,5	8,3	7,9	7,9	8,2	8,5	0,32	0,03
23	H.v. Glas-,waren, Keramik, Verarb. v. Steinen u. Erden	13,5	13,3	12,6	12,5	12,8	12,9	0,07	-0,61
24	Metallerzeugung und -bearbeitung	13,2	11,9	10,4	11,2	10,7	11,1	0,41	-2,06
25	Herstellung von Metallerzeugnissen	5,9	6,0	5,8	5,8	6,3	6,3	-0,01	0,43
26	H.v. DV-Geräten, elektron. u. opt. Erzeugnissen	2,3	2,0	1,9	1,9	2,0	2,0	0,07	-0,27
27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	2,3	2,3	2,2	2,1	2,2	2,4	0,17	0,05
28	Maschinenbau	2,4	2,3	2,4	2,3	2,4	2,5	0,13	0,11
29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	3,5	3,3	3,1	3,1	3,4	3,2	-0,13	-0,26
30	Sonstiger Fahrzeugbau	2,3	1,9	2,1	1,9	2,0	2,3	0,30	0,05
31	Herstellung von Möbeln	3,5	3,3	3,5	3,4	3,5	3,7	0,23	0,23
32	Herstellung von sonstigen Waren	2,5	2,4	2,3	2,3	2,4	2,2	-0,13	-0,26
33	Reparatur u. Installation von Masch. u. Ausrüstungen	1,0	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	-0,07	-0,03

Legende:

- Produzierendes Gewerbe und Bergbau
 - nichts vorhanden oder weniger als die Hälfte von 1 in der letzten besetzten Stelle
 - . Zahlenwert unbekannt oder geheimzuhalten
- WZ** Wirtschaftszweikklassifikation

Abbildung 72 Entwicklung der effektiven Stromkostenanteile an der Bruttowertschöpfung durchschnittlicher Verbraucher im produzierenden Gewerbe in Baden-Württemberg 2014, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020

Quelle: [KWKG 2020] [StromNEV 2015] [EnWG 2021] [EEG 2017] [StromStG 2015] [StromStV 2013] [SGB 2013] [KAV 2006] [SLBW 2021] [BNetzA 2021] [StaBu 2021a] [StaBu 2021b] [StaBu 2021c] [ÜNB 2020a] [ÜNB 2020b] [ÜNB 2020c] [ÜNB 2020d] [ÜNB 2020e], [IE 2021], Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Abnahmestellen

Im folgenden Abschnitt werden die aktuellen Zahlen zum Umfang der privilegierten Abnahmestellen sowie der privilegierten Strommenge im Rahmen der „Besonderen Ausgleichsregelung“ (BesAR) im EEG (§ 64 und § 65) dargestellt.

Seit Einführung der BesAR mit dem EEG-Änderungsgesetz vom 16. Juli 2003 stiegen die Anzahl privilegierter Abnahmestellen und die BesAR-Strommengen kontinuierlich, wobei die durchschnittlich abgenommene Strommenge pro Unternehmen deutlich gesunken ist. Teilweise kann dies mit der stetigen Verringerung der zur Privilegierung notwendigen Stromkostenintensität und andererseits mit der Verringerung des notwendigen Mindeststromverbrauchs erklärt werden.

Im Jahr 2021 sind in Deutschland 2.703 Abnahmestellen (ohne Landstromanlagen) mit ca. 114,4 TWh (etwa die Hälfte des Stromverbrauchs der Industrie und des Verkehrssektors) im Rahmen der besonderen Ausgleichsregelung privilegiert. Mit Blick auf die Verteilung auf Landesebene zeigt sich, dass sich die privilegierte Strommenge vor allem in Bundesländern mit großen Industriestandorten konzentriert.

Mit einer privilegierten Strommenge von rund 7,44 TWh an 273 Abnahmestellen hat Baden-Württemberg (etwa 24 % des Stromverbrauchs der Industrie und des Verkehrssektors) einen

vergleichsweise geringen Anteil (ca. 6,5 % am Stromverbrauch und ca. 10,1 % an den Abnahmestellen) am gesamten Umfang der privilegierten Strommenge und Abnahmestellen. Auffallend ist, dass die begünstigten Unternehmen in Baden-Württemberg im Durchschnitt kleiner und/oder weniger stromintensiv ($\bar{\varnothing}$ 27,3 GWh/a) sind als im Bundesdurchschnitt ($\bar{\varnothing}$ 42,3 GWh/a).

Die Verteilung der Abnahmestellen mit positivem Begrenzungsbescheid auf die einzelnen Branchen in Baden-Württemberg ist in Abbildung 73 dargestellt.

Bezogen auf alle Abnahmestellen des produzierenden Gewerbes in Baden-Württemberg haben die privilegierten Abnahmestellen nur einen geringen Anteil (etwa 2,9 %). Der Anteil der Abnahmestellen mit positivem Begrenzungsbescheid in Baden-Württemberg an den gesamten Abnahmestellen in Baden-Württemberg ist nach Branchen in Abbildung 74 dargestellt. Insgesamt zeigt sich, dass nur wenige Abnahmestellen in Baden-Württemberg von der EEG-Umlage entlastet werden. Am höchsten ist der Anteil in den Branchen Metallerzeugung und -bearbeitung (WZ 24) und Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau (WZ 08).

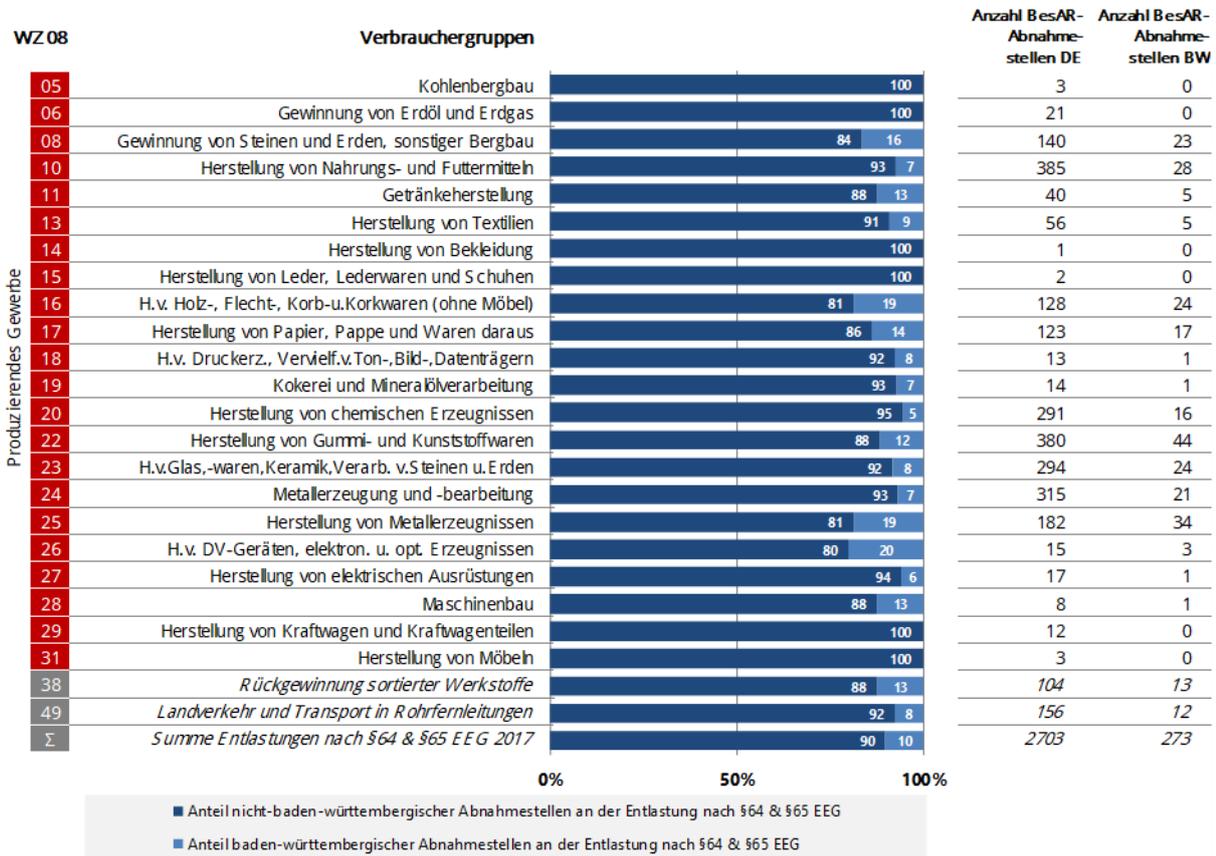


Abbildung 73 Begünstigte Abnahmestellen der besonderen Ausgleichsregelung nach § 64 und § 65 EEG in Baden-Württemberg und Deutschland im Jahr 2021

Quelle: [BAFA 2021], Auswertung und Darstellung IE Leipzig

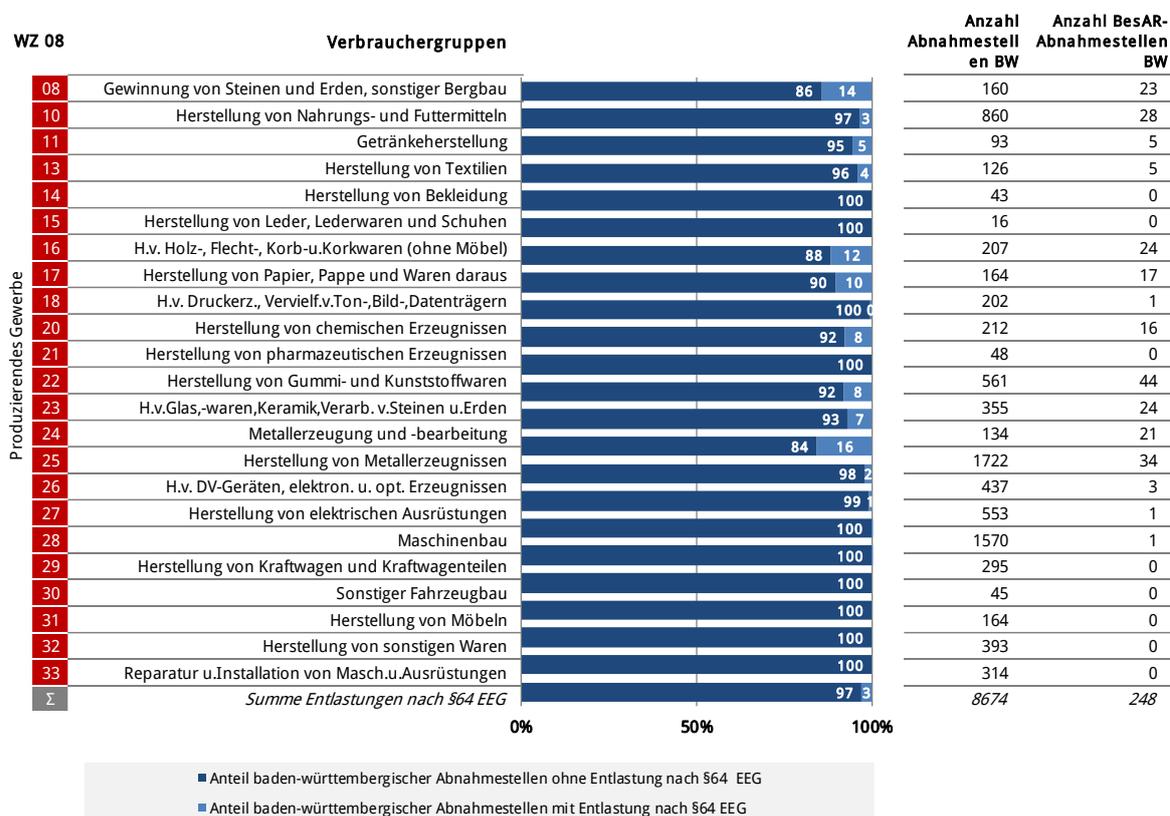


Abbildung 74 Anteil der begünstigten Abnahmestellen der besonderen Ausgleichsregelung nach § 64 EEG an allen Abnahmestellen in Baden-Württemberg 2021 (ohne Schienenbahnen)

Quelle: [StaBu 2021a], [BAFA 2021], Auswertung und Darstellung IE Leipzig Anmerkung: Die Branche 38 und 49 kann nicht ausgewertet werden, weil die Anzahl der Betriebe und Abnahmestellen statistisch nicht separat erfasst wird.

Teil C – Zukünftige Preisentwicklung bis 2028

In diesem Teil, der die nachfolgenden Kapitel 7 bis 9 umfasst, werden die für die Zukunft erwarteten Preisentwicklungen für Rohöl, Heizöl, Superbenzin und Diesel bis zum Jahr 2028 dargestellt und erläutert.

An dieser Stelle soll auf die Schwierigkeiten bei der Prognose von Energiepreisen eingegangen werden, bevor die möglichen zukünftigen Preisentwicklungen der einzelnen Energieträger beschrieben werden. Im Unterschied zum Vorjahresbericht wird bewusst auf den Begriff der „Prognose“ verzichtet und von zukünftigen Erwartungen an die Preisentwicklung der Energieträger berichtet. Vorhersagen von Preisen für Energieträger waren immer mit Unsicherheiten behaftet, die Erfahrung zeigte jedoch, dass innerhalb gewisser Schwankungsbreiten dennoch Prognosen möglich waren, weil die Mehrzahl der Faktoren, die die Preisentwicklung beeinflussen, bereits in der Gegenwart bekannt waren und als stabile Annahmen gelten konnten.

Wie sich in den letzten beiden Jahren zeigte, sind viele dieser als stabil geltenden Annahmen nicht mehr stabil. Bereits im Vorjahresbericht zeigte sich am Beispiel der Corona-Krise, dass unter bestimmten Bedingungen die Energienachfrage ganzer Sektoren kurzfristig einbrechen kann (z. B. Luftfahrt) und damit durch sinkende Nachfrage einen unerwarteten Preissturz auslösen kann. Durch den Krieg in der Ukraine wurden weitere Annahmen, die sonst als gesichert galten, kurzfristig in Frage gestellt. So ist aktuell unbekannt, ob und in welchem Umfang die langjährig angelegten Gaslieferverträge zwischen russischen und deutschen Unternehmen in den kommenden Monaten ihre Geltung behalten werden.

Der Anteil der Steuern, die in der Regel langfristig erhoben werden, wird im Fall der Mineralölprodukte Benzin und Diesel 2022 kurzfristig für drei Monate stark gesenkt. Die sonst von der EZB in einem engen Band rund um 2 % gehaltene Inflationsrate erreicht im März 2022 durch Lieferengpässe und Risikoaufschläge Höhen, die vier Jahrzehnte lang nicht erreicht wurden.

Die Beispiele zeigen, dass die vermehrten Unsicherheiten nicht ohne Auswirkungen auf die Annahmen bleiben, die die Ausgangsbasis für alle Ableitungen der zukünftigen Erwartungen darstellen. Die genannten Ereignisse waren aus der Sicht der Vergangenheit extreme Ausnahmefälle, es ist aber nicht auszuschließen, dass vergleichbare Pandemien, Extremwetterereignisse, Kriege und Fluchtbewegungen zukünftig öfter auftreten. In jedem Fall gestalten sie die Abschätzungen zur Höhe zukünftiger Energiepreise sehr schwierig. Dies gilt in diesem Jahr noch mehr als in den Vorjahren, als einige Hinweise auf solche Unsicherheiten bereits enthalten waren, die Veränderungen aber noch so begrenzt erschienen, dass der Begriff der Prognose noch angemessen schien.

Die folgenden zukünftigen Abschätzungen zur Preisentwicklung der Energieträger basieren auf der Verwendung von Future-Preisen und unterliegen klaren Grenzen. Die zum Erstellungszeitpunkt der Berechnungen bekannte politische Ausgangsbasis und die Weltereignisse bis zum

Zeitpunkt der betrachteten Handelszeiträume der Future-Preise sind eingepreist. Allerdings bleibt diese Ausgangsbasis sehr kurzlebig, weil jedes neue Ereignis in der Welt bereits kurzfristig wieder für eine andere Ausgangslage sorgen kann. Für die Ableitung der zukünftigen Preisentwicklungen unter Annahme der aktuellen Rahmenbedingungen sind die folgenden Ausarbeitungen jedoch aussagekräftig und es lassen sich anhand der Ergebnisse in den Folgekapiteln Handlungsempfehlungen ableiten. Die Unsicherheit für den Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2028 muss jedoch als hoch eingestuft werden.

7 Öl

In diesem Kapitel werden die für die Zukunft erwarteten Preisentwicklungen für Rohöl, Heizöl, Superbenzin und Diesel bis zum Jahr 2028 dargestellt und erläutert.

7.1 Rohöl und Heizöl

Um zukünftige Erdölpreise zu prognostizieren, wird auf die Daten der Chicagoer Mercantile Exchange zurückgegriffen [CME 2022]. Die dort gehandelten Futures für Rohöl bilden weltweite Preise ab und gelten in der Tendenz auch für Europa und damit für Baden-Württemberg. Die künftigen Preistendenzen für den Rohölmarkt spiegeln die gegenwärtige Einschätzung der Marktteilnehmer wider. Der Zugriff auf die Website der CME Group erfolgte wie auch in den Vorgängerberichten im Monat März, diesmal am 11. März 2022. Anders als im Vorjahresbericht wurde die zukünftige Entwicklung des Rohölpreises aus den Monatsmitteln der Futures für die Handelsmonate Januar, Februar und März (1. bis 11. März) 2022 gebildet. Dies hat zur Folge, dass durch die Mittelung der Future-Werte über einen längeren Handelszeitraum Ereignisse wie beispielsweise der zum Ende Februar begonnene Krieg in der Ukraine keine zu starke Gewichtung für die zukünftige Erwartung der Rohölpreise bekommen.

Diese Preistendenzen sind allerdings auch weiterhin mit großen Unsicherheiten verbunden, da vor allem politische Krisenereignisse zeigen, wie unsicher eine Einschätzung der zukünftigen Entwicklungen von Rohstoffpreisen sein kann. Weitere wichtige Einflussfaktoren auf die zukünftige Entwicklung können politische Entscheidungen in den Rohölförderregionen, die Fördermengenregulierungen der OPEC, Währungsschwankungen und

Spekulationen an der Rohstoffbörse sein, die zu Preisausschlägen nach oben oder unten führen können. Solche Ereignisse sind nur schwer vorab rechnerisch kalkulierbar und machen eine genaue Vorhersage der Rohölpreise sehr schwierig.

Zusätzlich zum Futurepreis (der Monate April bis Dezember) für 2022 wurden historische Werte (Tagesschlusskurse) des Ölpreises (Leitsorte WTI) für den Zeitraum 03.01.2022 bis 08.03.2022 zur Berechnung des Jahreswertes für 2022 verwendet [f.net 2022].

Da Heizöl ein Destillationsprodukt des Rohöls ist, kann dessen zukünftige Preisentwicklung von der des Rohöls abgeleitet werden. Wie bereits in Kapitel 2.2 dargelegt, folgt die Preisentwicklung des Heizöls der des Rohöls sehr rasch, wobei sich der Heizölpreis aber nicht direkt proportional zu den Rohölpreisen entwickelt. In den Jahren 2000 bis 2021 hat sich die Relation zwischen Rohöl- und Heizölpreis (unversteuert) kontinuierlich verändert, da der übrige Anteil der Wertschöpfung durch steigende Importpreise an Gewicht verlor. Absolut stieg der Betrag für diesen Anteil seit 1991 jedoch an, im Jahr 2008 wurde der höchste Wert erreicht. Künftig wird mit einem nominalen Anstieg der Kosten im Vergleich von 2021 bis 2028 im Durchschnitt von jährlich 6,3 % gerechnet. Diese Steigerung entspricht dem sich abzeichnenden Trend aus der Vergangenheit (1991 bis 2021), während die Mineralölsteuer mit 6,14 €/100 l für

die zukünftigen Jahre als unverändert angenommen wird. Für die Ableitung der zukünftigen Entwicklung der Preise für Heizöl ist zudem die nationale CO₂-Bepreisung für Kraft- und Brennstoffe ab 2021 bis 2028 berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass bis 2025 die im BEHG festgelegten CO₂-Preise gelten [Bfj 2019], während sie sich ab 2026 auf dem Markt bilden sollen. Für 2026 wurde noch eine Obergrenze definiert, die nachfolgend angenommen wurde, für die Jahre 2027 und 2028 soll die Preisbildung durch Angebot und Nachfrage am freien Markt stattfinden. Es wird davon ausgegangen das 2028 ungefähr das derzeitige Preisniveau für CO₂-Zertifikate am Spotmarkt erreicht wird [EEX 2022a] und die Entwicklung der Jahre 2026 bis 2028 dem Preisfad aus [Bfj 2019] entspricht:

- 2021: 25 Euro/t CO₂ - entspricht 6,6 ct/l
- 2022: 30 Euro/t CO₂ - entspricht 8,0 ct/l
- 2023: 35 Euro/t CO₂ - entspricht 9,3 ct/l
- 2024: 45 Euro/t CO₂ - entspricht 11,9 ct/l
- 2025: 55 Euro/t CO₂ - entspricht 14,6 ct/l
- 2026: 65 Euro/t CO₂ - entspricht 17,2 ct/l
- 2027: 75 Euro/t CO₂ - entspricht 19,9 ct/l
- 2028: 85 Euro/t CO₂ - entspricht 22,5 ct/l

Wie in Abbildung 75 zu sehen ist, ergibt sich aufgrund der Future-Werte bis 2028 ein nominal und real leicht sinkender Rohölpreis im Vergleich zum Jahr 2021. Nachdem zum ersten Halbjahr 2020 ein neues Zehnjahrestief erreicht wurde, wird davon ausgegangen, dass die Rohölpreise zunächst bis Mitte des Jahres 2022 weiter ansteigen werden.

Die Jahresdurchschnittswerte des Heizölpreises folgten bisher recht genau dem Rohölpreis: Der Rückgang der Rohölpreise von 2012 bis 2016 und

der Preiseinbruch im Jahr 2020 zeigt sich analog auch bei den Heizölpreisen. Allerdings ist der Preisanstieg beim Heizöl im Jahr 2022 stärker als beim Rohölpreis, anders als 2021. 2021 verteuerte sich der nominale Einfuhrpreis aufgrund der konjunkturellen Erholung nach der Corona-Pandemie um 56,6 % (real 52,2 %) gegenüber 2020. Heizöl verteuerte sich 2021 um 42,0 % nominal (real 38,3 %) gegenüber 2020 (Abbildung 75).

Die Einschätzung der Marktteilnehmer, die sich in den Future-Preisen für Rohöl widerspiegelt, führt im Jahr 2028 zu einem realen Preis von 26,1 Euro pro 100 l. 2021 notierten die realen Preise für Rohöl in einer Höhe von 34,1 Euro pro 100 l. Dies entspricht einer erwarteten Senkung von 23,5 %. Bei Heizöl dagegen wird eine Steigerung der realen Preise um 4,6 % im Jahr 2028 im Vergleich zu 2021 erwartet. Die ab 2021 bereits wirksame CO₂-Bepreisung führt beim Heizöl im Gegensatz zum Rohölpreis ohne CO₂-Bepreisung zu einem Preisanstieg für die Endkunden. Das nominale Heizöl-Preisniveau von 2021 könnte 2028 sogar um 26,8 % überschritten werden. Aufgrund der gestiegenen Nachfrage durch die konjunkturelle Erholung nach der Corona-Krise zum Ende des Jahres 2021 und den anhaltenden Kriegszustand in der Ukraine im Jahr 2022 steigen die Preise für Heizöl und Erdöl im Vergleich von 2021 zu 2022 weiter stark an. Bei Heizöl könnte nach dieser Berechnung das nominale Preisniveau von 2022 in 2028 wieder erreicht werden, nachdem es in den Jahren dazwischen zunächst absinkt. Etwaige von der Bundesregierung geplante Entlastungspakete für Verbraucher sind in den nachfolgenden Betrachtungen noch nicht berücksichtigt.

7.2 Kraftstoffe

Zur Einschätzung der zukünftigen Entwicklung der Kraftstoffpreise wurde als Grundlage – wie beim Heizöl – die Rohölpreise verwendet. Als zweite Komponente der Kraftstoffpreise wurde die Entwicklung der Differenzkosten zwischen Rohölpreis und unversteuertem Kraftstoffpreis (Aufwand für Raffinerie, Transport, Beimischung von Biokraftstoffen, Vertrieb und Marge) betrachtet. Dieser Preisbestandteil hat sich in den letzten Jahren – bei einigen Schwankungen – im Trend deutlich vergrößert. Für die Einschätzung der zweiten Komponente wurde für Superbenzin eine jährliche Steigerungsrate von 2,7 % und bei Dieseldieselkraftstoff von 2,8 % von 2021 bis 2028 angesetzt. Diese Steigerungsraten entsprechen dem zukünftigen erwarteten Verlauf der Trendlinie aus den historischen Werten. Der Anteil der Mineralölsteuer für Diesel und Benzin wurde für die weitere Entwicklung als gegenüber den Vorjahren unveränderter Wert bis zum Jahr 2028 angenommen. Als weitere Komponente wird in den Einschätzungen ab 2022 die CO₂-Bepreisung berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass folgende CO₂-Preise bis 2028 gelten werden [Bfj 2019]:

- 2021: 25 Euro/t CO₂
6,6 ct/l Diesel / 5,9 ct/l Superbenzin
- 2022: 30 Euro/t CO₂
8,0 ct/l Diesel / 7,1 ct/l Superbenzin
- 2023: 35 Euro/t CO₂
9,3 ct/l Diesel / 8,3 ct/l Superbenzin
- 2024: 45 Euro/t CO₂
11,9 ct/l Diesel / 10,7 ct/l Superbenzin
- 2025: 55 Euro/t CO₂
14,6 ct/l Diesel / 13,0 ct/l Superbenzin

- 2026: 65 Euro/t CO₂
17,2 ct/l Diesel / 15,4 ct/l Superbenzin
- 2027: 75 Euro/t CO₂
19,9 ct/l Diesel / 17,8 ct/l Superbenzin
- 2028: 85 Euro/t CO₂
22,5 ct/l Diesel / 20,1 ct/l Superbenzin

Die CO₂-Bepreisung der Jahre 2027 und 2028 soll durch Angebot und Nachfrage am freien Markt stattfinden. Es wird davon ausgegangen das 2028 ungefähr das derzeitige Preisniveau für CO₂-Zertifikate am Spotmarkt erreicht wird [EEX 2022a] und die Entwicklung der Jahre 2026 bis 2028 dem Preispfad aus [Bfj 2019] entspricht.

Damit ergeben sich die in Abbildung 75 dargestellten zukünftigen Erwartungen der Bruttopreise. Die erwartete Preissteigerung ab 2022 folgt der zukünftigen Einschätzung der Rohölpreise.

Verglichen mit dem Preisniveau von 2021 könnten gemäß [CME 2022] die nominalen Benzinpreise im Jahr 2028 um 10,2 % höher als im Jahr 2021 (real 0,9 % niedriger) sowie die Dieselpreise um 15,7 % höher (real 0,5 % niedriger) liegen. Diese Ergebnisse gelten jedoch nur unter der Annahme, dass die aktuell gehandelten Rohöl-Futures für die kommenden Jahre auch den später tatsächlich realisierten Großhandelspreisen entsprechen. Es wird davon ausgegangen, dass die geplante CO₂-Bepreisung von Diesel und Benzin auch direkt von den Lieferanten an die Endkunden weitergegeben werden. Die Berechnungen ergeben, dass das nominale Preisniveau von 2022 für Diesel und Superbenzin im Jahr 2028 überschritten wird. Im Vergleich von 2022 zu 2021 werden die durchschnittlichen Preise

für Diesel und Benzin zunächst weiter stark steigen. Dies liegt vor allem an den stark gestiegenen Rohölpreisen aufgrund des Krieges in der Ukraine, der zum Zeitpunkt der Erstellung der zukünftigen Er-

wartungen am Ölmarkt andauert. Etwaige von der Bundesregierung geplante Entlastungspakete für Verbraucher sind in den nachfolgenden Betrachtungen noch nicht berücksichtigt.



Abbildung 75 Berechnung zukünftiger Preise für Diesel, Superbenzin, Heizöl leicht für Haushalte sowie Einfuhrpreise für Rohöl nominal und real bis 2028 in Deutschland auf Basis gehandelter Futures

Quelle: [BMWK 2022], [CME 2022], [f.net 2022], [Bf] 2019] Darstellung: IE Leipzig. Preise für Superbenzin und Diesel einschließlich MWSt. Alle Werte entsprechen dem jeweiligen Jahresdurchschnitt; Preisbasis der Inflationsbereinigung: 2015.

8 Erdgas

In diesem Kapitel erfolgt eine Einschätzung zur zukünftigen Preisentwicklung von Erdgas für Haushalte und Industrie bis 2028.

8.1 Preiskomponenten

Die Berechnung für zukünftig erwartete Erdgaspreise für Haushalte und Industrie basiert auf der Entwicklung der einzelnen Preiskomponenten. Die mögliche Entwicklung des Großhandelspreises für Erdgas bis zum Jahr 2028 orientiert sich dabei an den Future-Preisen für das deutschlandweite Marktgebiet Trading Hub Europe (THE), welches die beiden bisherigen Marktgebiete GASPOOL und NetConnect Germany vereint. Auf der Plattform PEGAS können diese Future-Preise für die nächsten vier Jahre gehandelt werden.

Für das Jahr 2022 wurden die realen Abrechnungspreise des EGSI (European Gas Spot Index) der letzten 11 Wochen bis zum 16.03.2022 und die Mittelwerte der in diesem Zeitraum gehandelten Futures für das zweite, dritte und vierte Quartal gemittelt. Für die Jahre 2023 bis 2026 wurde ein Mittelwert der Future-Preise gebildet, der den Handelsergebnissen vom 25.01. bis 08.03.2022 entsprach. Für die Jahre 2027 und 2028 stehen keine Future-Preise zur Verfügung. Die schrittweise Senkung der Großhandelspreise in den Jahren 2022 bis 2026 ergibt sich anhand der verwendeten Mittelwerte der gehandelten Futures. Dadurch ergeben sich ab 2023 wieder deutliche Rückgänge, die selbst zwischen 2025 und 2026 noch rund 20 % erreichen. Im Vorjahrsbericht fielen diese jährlichen Absenkraten noch wesentlich moderater aus, so dass die Ermittlung der Folgejahre sich an diesen Absen-

kungsraten orientieren konnte. Diese Methodik würde nach 2026 zu weiter stark sinkenden Preisen führen. Auch wenn keine direkte Kopplung zwischen Öl- und Gaspreisen mehr besteht, so drücken die Rohöl-Futures doch besser die Erwartungen an die Energiemärkte in den Jahren 2027 und 2028 aus. Daher wurde für die Jahre 2027 und 2028 die Preisentwicklung der Rohöl-Futures als Grundlage verwendet und auf die Erdgaspreise übertragen. Dies führt für 2027 zu einer Preissenkung von 2 % und für das Jahr 2028 von 1 %.

In Abbildung 76 ist die Entwicklung der Großhandelspreise für das THE-Marktgebiet dargestellt. Durch die konjunkturelle Erholung nach dem Preiseinbruch, verursacht durch die Coronakrise im Jahr 2020, sind die Großhandelspreise wieder gestiegen und erreichten 2021 einen Jahresdurchschnittswert von 2,35 ct/kWh. Der zum Zeitpunkt der Erstellung der Preiseinschätzungen immer noch andauernden Krieg in der Ukraine führte darüber hinaus zu einem weiteren schnellen Anstieg der Gaspreise, der sich im Laufe des aktuellen Jahres noch weiter verschärfen könnte. Mit Hilfe der bereits beschriebenen Vorgehensweise zur Bestimmung der Großhandelspreise ergibt sich für 2022 ein Durchschnittswert von rund 10 ct/kWh. Dies entspricht einer Steigerung im Vergleich zum Vorjahr um 326 %. Für die Jahre 2023 bis 2028 wird dagegen

ein Rückgang des Großhandelspreises auf Grundlage der Future-Preise erwartet, so dass 2028 ein Preis von 2,51 ct/kWh erreicht werden könnte (Abbildung 76). Diese Einschätzung unterliegt sehr hohen Unsicherheiten aufgrund der derzeitigen Lage am Gasmarkt. Ein wesentlicher Einflussfaktor auf den Großhandelspreis für Erdgas bleibt u. a. der derzeitige Krieg in der Ukraine. Eine Möglichkeit sich von der Abhängigkeit russischer Gaslieferungen in nächster Zukunft etwas

zu lösen, kann durch den vermehrten Einsatz von LNG-Gaslieferungen per Schiff aus anderen Ländern sein. Hierfür müssen zunächst LNG-Terminals in Deutschland gebaut werden. Es ist aber davon auszugehen, dass eine Umstellung der Gaslieferungen aus Russland hinzu LNG-Lieferungen die in Abbildung 76 dargestellten Preisentwicklungen beeinflussen werden. Wahrscheinlich werden die Preise dann höher ausfallen als in der Abbildung dargestellt.

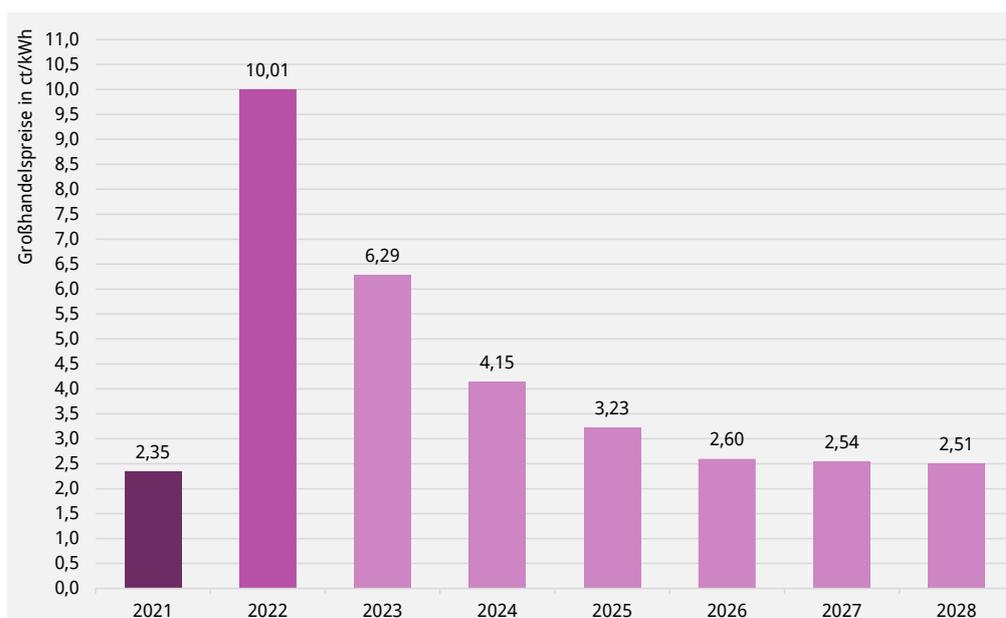


Abbildung 76 Erwartete Entwicklung des Großhandelspreises für Erdgas im THE-Marktgebiet von 2022 bis 2028

Quelle: Eigene Berechnung basierend auf [BAFA 2022], [PEGAS 2022], Darstellung IE Leipzig, 2021 entspricht der Wert dem Grenzübergangspreis Anmerkung: Aufgrund der bestehenden hohen Unsicherheit der zukünftigen Einschätzung der Großhandelspreise ist der Zeitraum ab dem Jahr 2022 farblich abgestuft. Je heller desto unsicherer ist die Einschätzung.

8.2 Haushalte

Bei der Entwicklung der Erdgaspreise für Haushalte in Baden-Württemberg spielen neben dem Großhandelspreis weitere Preiskomponenten eine wichtige Rolle. Die Annahmen zur Entwicklung dieser Preisbestandteile sollen im Folgenden kurz erläutert werden:

- **Netzentgelte:** Diese betragen 2021 für Baden-Württemberg 1,68 ct/kWh [Verivox 2022]. Für die weitere Zukunft wird mit einer Steigerung in Höhe der Inflationsraten von 2022 6,1 %, 2023 3,4 %, danach mit 2,0 % (siehe Kapitel 1.1) gerechnet.

- **Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb:** Im Monitoringbericht der Bundesnetzagentur [BNetzA 2022] werden für Haushaltskunden im Durchschnitt 0,1 ct/kWh angegeben. Die Fortschreibung bis 2028 erfolgt unter Berücksichtigung der angenommenen Inflationsrate von 2022 6,1 %, 2023 3,4 %, danach mit 2,0 % (siehe Kapitel 1.1) gerechnet.
- **Konzessionsabgabe:** Für Haushalte beträgt die Konzessionsabgabe 0,08 ct/kWh [BNetzA 2022]. Für die zukünftigen Jahre wird die Höhe der Konzessionsabgabe als nominal konstant angenommen.
- **Erdgassteuer:** Das Energiesteuergesetz (EnergieStG) regelt die Höhe der Erdgassteuer. Diese beträgt derzeit 0,55 ct/kWh [EnergieStG2017]. Für die Zukunftserwartung wird diese als nominale konstante Größe fortgeschrieben.
- **Marge und Vertrieb:** Diese Preiskomponente ergibt sich zunächst als Restgröße zwischen den Daten zum Erdgaspreis des Verbraucherportals Verivox [Verivox 2022] für 2021 für Baden-Württemberg und den übrigen Preisbestandteilen. Für 2021 ergeben sich somit 1,65 ct/kWh. Für die weitere Entwicklung wird davon ausgegangen, dass diese Preiskomponente mit den angenommenen Inflationsraten von 2022 6,1 %, 2023 3,4 %, danach mit 2,0 % (siehe Kapitel 1.1) jährlich ansteigt.
- **Nationale CO₂-Bepreisung für Brennstoffe nach [Bf] 2019] und Kapitel 7:**
 - 2021: 25 Euro/tCO₂ entspricht 0,5 ct/kWh
 - 2022: 30 Euro/tCO₂ entspricht 0,6 ct/kWh
 - 2023: 35 Euro/tCO₂ entspricht 0,7 ct/kWh
 - 2024: 45 Euro/tCO₂ entspricht 0,9 ct/kWh

2025: 55 Euro/tCO₂ entspricht 1,1 ct/kWh

2026: 65 Euro/tCO₂ entspricht 1,3 ct/kWh

2027: 75 Euro/tCO₂ entspricht 1,5 ct/kWh

2028: 85 Euro/tCO₂ entspricht 1,7 ct/kWh

- **Mehrwertsteuer:** Für 2021 wird eine Mehrwertsteuer von 19 % berechnet. Für die weiteren Jahre wird die Mehrwertsteuer als gleichbleibend bei 19 % angenommen und auf den Gesamtpreis für Haushalte erhoben.

Ausgehend von bereits gestiegenen Verbraucherpreisen im Jahr 2021 wird für das Jahr 2022 ein Preis in Höhe von 17,71 ct/kWh erwartet. Dies entspricht einer erwarteten nominalen prozentualen Steigerung von 117 %. Dies entspricht einer Preissteigerung, die seit Erstellung des Energiepreisberichtes so noch nicht aufgetreten war.

In den Folgejahren führen die Annahmen der Berechnungen zur Einschätzung, dass die Preise nach einem Rückgang in Folge der Entwicklung der Großhandelspreise zum Ende des Prognosezeitraums auf Grund der CO₂-Preise wieder leicht ansteigen und 2028 dann ein Niveau von 10,7 ct/kWh erreichen könnten (Abbildung 77). Im Vergleich zu 2021 entspräche dies einem nominalen Anstieg um 30,9 %. Einen wesentlichen Einfluss auf die zukünftigen Preisentwicklungen hat der Krieg in der Ukraine und die damit verbundenen Folgeereignisse. Die hier dargestellte mögliche Entwicklung der Preise spiegelt hauptsächlich die Markterwartung mit Hilfe der gehandelten Future-Preise für die Folgejahre wider. Da die Futures innerhalb eines Handelsjahres zum Teil starken Preisschwankungen unterliegen, können die dargestellten Preistendenzen von der tatsächlichen und später eintreffenden Entwick-

lung erheblich abweichen. Die ermittelten Preise gelten eher für Neukunden als für Bestandskunden, bei denen die Gasversorger Gaslieferungen bereits in zurückliegenden Zeitpunkten einkaufte. Die Einkaufsstrategien der Energieversorger können in der Einschätzung der zukünftigen Preisentwicklung nicht berücksichtigt werden. Die Preise gelten unter der Voraussetzung, dass das Gas zum ermittelten Großhandelspreis (Abbildung 76) eingekauft wurde und in dieser Höhe an die Endkunden weiterverkauft wird. Bei einer

Beschaffungsstrategie mit einer Kombination aus kurz- und langfristigen Lieferverträgen ist zu erwarten, dass die Steigerung 2022 weniger stark ausfällt, die Preise anschließend aber nicht so deutlich nachgeben.

Bei Berücksichtigung der erwarteten Inflationsraten gemäß Kapitel 1.1 ergibt sich real im Vergleich zu 2021 ein Anstieg des Erdgas-Haushaltspreis bis 2028 um 8,1 % (Abbildung 78). Die reale Preissteigerung von 2021 zu 2022 beträgt 104 %.

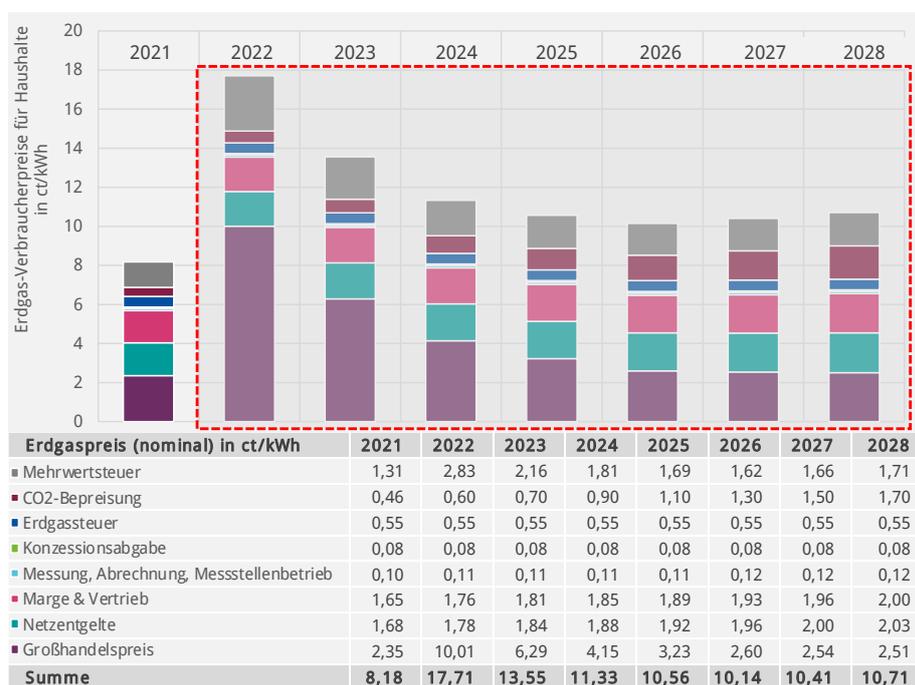


Abbildung 77 Entwicklung der nominalen Erdgas-Verbraucherpreise für Haushalte in Baden-Württemberg bis 2028

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf [BAFA 2022], [PEGAS 2022], [Verivox 2022], [Bfj 2019] Darstellung IE Leipzig, der rot gestrichelte Rahmen visualisiert, dass es sich um den Zeitraum der zukünftigen Einschätzung handelt, der von großer Unsicherheit betroffen ist.

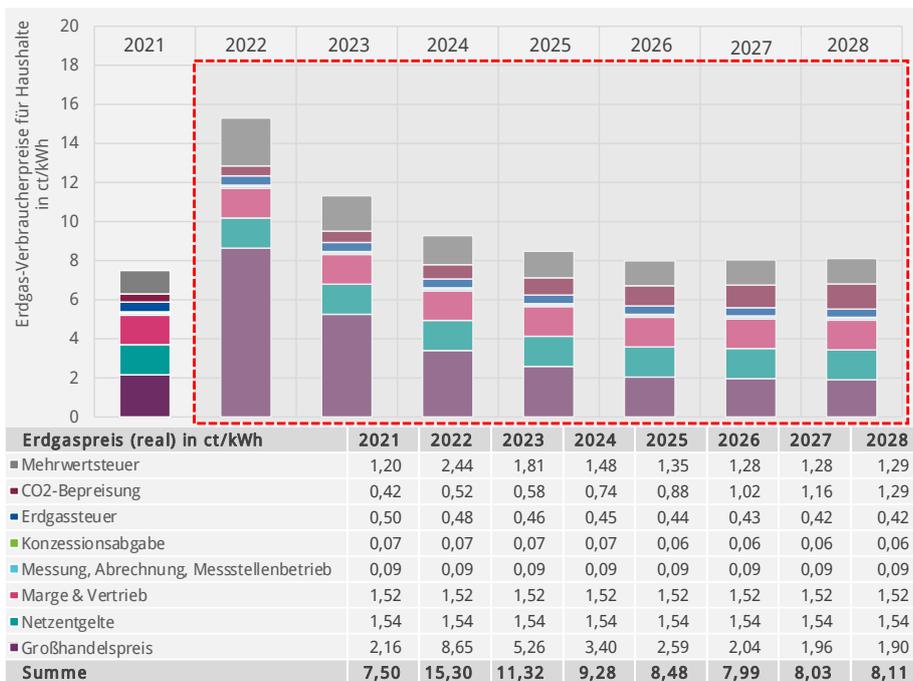


Abbildung 78 Entwicklung der realen Erdgas-Verbraucherpreise für Haushalte in Baden-Württemberg bis 2028

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf [BAFA 2022], [PEGAS 2022], [Verivox 2022], [BfJ 2019] Preisbasis 2015, Darstellung IE Leipzig, der rot gestrichelte Rahmen visualisiert, dass es sich um den Zeitraum der zukünftigen Einschätzung handelt, der von großer Unsicherheit betroffen ist.

8.3 Industrie

Industriekunden zahlen Großhandelspreise und Erdgassteuer in gleicher Höhe wie die privaten Haushalte. Die übrigen Preisbestandteile für Erdgas wurden dem Monitoringbericht der Bundesnetzagentur [BNetzA 2022] entnommen (siehe Abbildung 16). Zugrunde gelegt wurde ein Abnahmefall mit 116 GWh Jahresverbrauch, der in der Verbrauchergruppe I4 bei Eurostat eingeordnet werden kann.

Da Unternehmen in der Regel vorsteuerabzugsfähig sind, wird die Mehrwertsteuer nicht mit aufgeführt. Die anderen Gaspreiskomponenten werden nachfolgend aufgelistet:

- **Netzentgelte:** Ausgehend von 0,32 ct/kWh für Industriekunden im Jahr 2021 [BNetzA 2022] wird eine Preissteigerung der Netzentgelte in Höhe der Inflationsraten von 2022 6,1 %, 2023 3,4 %, danach mit 2,0 % (siehe Kapitel 1.1) angenommen.
- **Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb:** Auf diese Position entfielen für Industriekunden zum Stichtag 1. April 2021 im Durchschnitt 0,002 ct/kWh [BNetzA 2022]. Eine Fortschreibung erfolgt in Höhe der angenommenen Inflationsraten von 2022 6,1 %, 2023 3,4 %, danach mit 2,0 % (siehe Kapitel 1.1) jährlich.
- **Konzessionsabgabe:** Die Konzessionsabgabe beträgt gemäß [BNetzA 2022] 0,001 ct/kWh. Da

für Sondervertragskunden nur für die ersten 5 GWh Konzessionsabgaben in Höhe von 0,03 ct/kWh anfallen [KAV 2006], ergibt sich dieser Wert aus 0,0013 ct/kWh durch Rundung und wird bei der nominalen Entwicklung konstant gehalten.

- Marge und Vertrieb: Anders als im Vorjahresbericht stellt dieser Wert für 2021 eine Fortschreibung des Wertes für das Jahr 2020 (0,41 ct/kWh), der mit der Inflationsrate von 3,1 % ansteigt. Die Preiskomponente Marge und Vertrieb konnte im Jahr 2021 aufgrund der gestiegenen Großhandelspreise somit nicht als Restsumme errechnet werden. Für die Folgejahre wird angenommen, dass diese mit der Inflationsrate von 2022 6,1 %, 2023 3,4 %, danach mit 2,0 % (siehe Kapitel 1.1) jährlich ansteigen.
- Nationale CO₂-Bepreisung für Brennstoffe nach [Bf] 2019] und Kapitel 7:
 - 2021: 25 Euro/tCO₂ entspricht 0,5 ct/kWh
 - 2022: 30 Euro/tCO₂ entspricht 0,6 ct/kWh
 - 2023: 35 Euro/tCO₂ entspricht 0,7 ct/kWh
 - 2024: 45 Euro/tCO₂ entspricht 0,9 ct/kWh
 - 2025: 55 Euro/tCO₂ entspricht 1,1 ct/kWh
 - 2026: 65 Euro/tCO₂ entspricht 1,3 ct/kWh
 - 2027: 75 Euro/tCO₂ entspricht 1,5 ct/kWh
 - 2028: 85 Euro/tCO₂ entspricht 1,7 ct/kWh

Im Ergebnis wird erwartet, dass der nominale Erdgaspreis für Industriekunden von

4,11 ct/kWh im Jahr 2021 zunächst auf 11,95 ct/kWh im Jahr 2022 ansteigt und dann bis 2026 bis auf 5,31 ct/kWh sinkt. Danach steigen die Gaspreise bis auf 5,66 ct/kWh an, was auf die steigende CO₂-Bepreisung, steigende Netzentgelte und Marge sowie Vertriebskosten zurückzuführen ist (Abbildung 79). Der starke Preisanstieg 2022 ist im Wesentlichen auf den Ukrainekrieg und den damit verbundenen höheren Großhandelspreis zurückzuführen. Langfristig steigt der CO₂-Preis immer weiter an, 2028 wird er dann den zweitgrößten Preisbestandteil ausmachen. Unternehmen, welche bereits nach dem EU-Emissionshandelssystem (EU ETS) CO₂-Zertifikate gekauft haben, müssen jedoch keine zusätzliche Zertifikate nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) kaufen, da sonst eine Doppel-Bepreisung vorliegen würde (§ 11 BEHG). Die ermittelten Preise setzen allerdings voraus, dass der Gaspreis auch zu den Konditionen wie in Abbildung 76 eingekauft wurde. Bestehen bei Industriekunden längerfristige Lieferverträge, kann der hier ermittelte Preis abweichen und niedriger sein.

Bei einer inflationsbereinigten Darstellung (Abbildung 80) steigen die Preise von 2021 bis 2028 um 19,3 % an und damit stärker als bei Haushaltskunden.

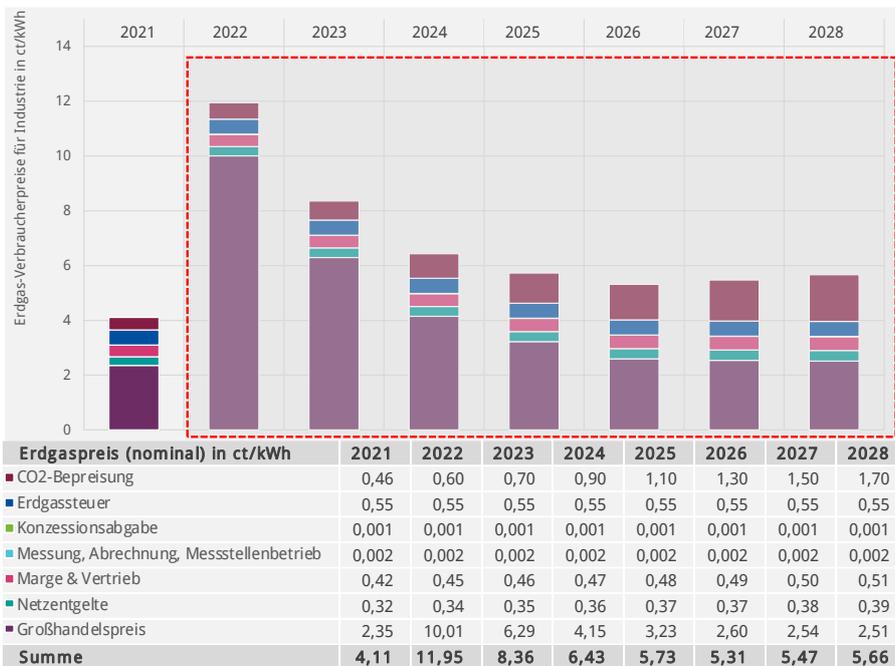


Abbildung 79 Entwicklung der nominalen Erdgas-Verbraucherpreise für die Industrie in Deutschland bis 2028

Quelle: Eigene Berechnung basierend auf [BAFA 2022], [PEGAS 2022], [BNetzA 2022], [Bfj 2019], Darstellung IE Leipzig, der rot gestrichelte Rahmen visualisiert, dass es sich um den Zeitraum der zukünftigen Einschätzung handelt, der von großer Unsicherheit betroffen ist.

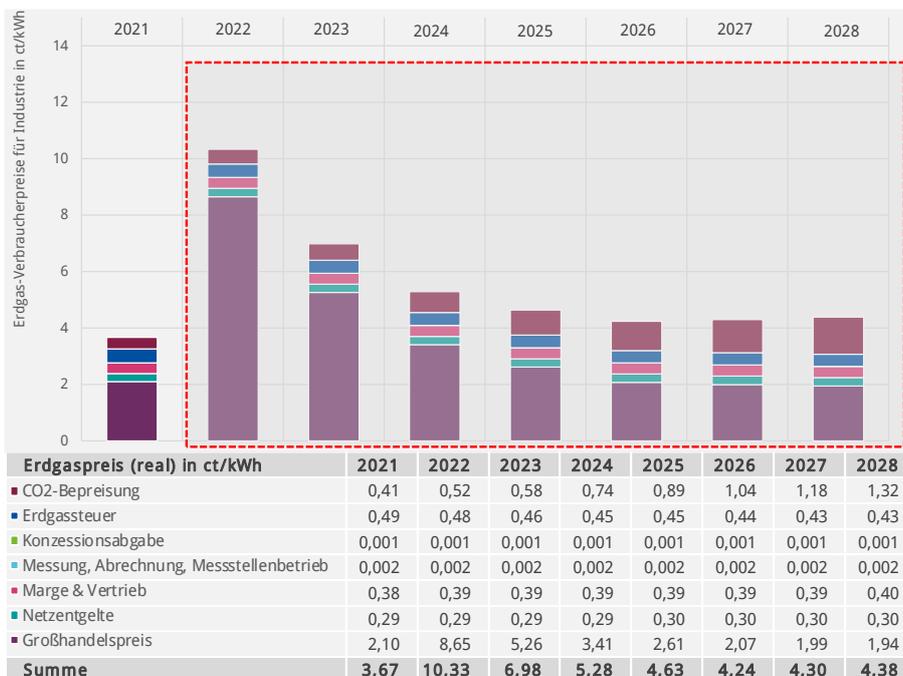


Abbildung 80 Entwicklung der realen Erdgas-Verbraucherpreise für die Industrie in Deutschland bis 2028

Quelle: Eigene Berechnung [BAFA 2022], [PEGAS 2022], [BNetzA 2022], [Bfj 2019], Preisbasis 2015, Darstellung IE Leipzig, der rot gestrichelte Rahmen visualisiert, dass es sich um den Zeitraum der zukünftigen Einschätzung handelt, der von großer Unsicherheit betroffen ist.

9 Strom

Das folgende Kapitel enthält die Zukunftserwartungen für die zukünftige Preisentwicklung von Strom für Haushalte und Industriekunden bis 2028. Diese gehen von den Zukunftsbeurteilungen der einzelnen Preiskomponenten für Strom aus.

9.1 Preiskomponenten

Großhandelspreis

Die Grundlage zur Berechnung zukünftig erwarteter Großhandelspreise bilden – wie schon in den Vorjahren – die Zukunftsnotierungen an der Strombörse EEX für Deutschland (PhelixDE Baseload Year Futures). Da die Energieversorger ihren Kunden in der Regel eine Kombination aus unterschiedlich langfristig beschafften Strommengen verkaufen, beruhen die Endkundenpreise zu wesentlichen Anteilen auf Future-Preisen der Vergangenheit.

Diese Methode hat ihre Grenzen dadurch, dass auch die Zukunftsnotierungen für denselben Handelszeitraum starken Schwankungen unterliegen. Am Beispiel des Verlaufs der Future-Notierungen für die Jahre 2023 bis 2026 in eineinhalb Jahren (September 2020 bis Februar 2021) zeigt sich in Abbildung 104 im Anhang, dass es Zeiten mit der Erwartung der höchsten Preise in naher Zukunft gab und solche mit der Erwartung der höchsten Preise in einem späteren Zeithorizont. Zudem hat sich das Preisniveau der Erwartungen im Betrachtungszeitraum stark verändert.

Für das Jahr 2022 wurde der erwartete Börsenstrompreis für Grundlaststrom zu gleichen Teilen aus dem Mittelwert der eingetretenen Preise auf dem Day-Ahead-Markt [EPEX 2022] aus den ersten

zehn Handelswochen 2022 (bis einschl. 11.03.2022) sowie aus den im gleichen Zeitraum eingetretenen Preisen der drei Quartals-Futures für die Quartale 2/2022 bis 4/2022 [EEX 2020-22] berechnet.

Als Jahresmittelwert für **2022** ergibt sich nach diesem Verfahren ein Wert von 202,85 €/MWh (**20,285 ct/kWh**), was bereits deutlich über den Spotmarkt-Preisen der beiden ersten Monate (149,26 €/MWh) liegt. In den zehn ersten Tagen des Monats März 2022 wurden dann in Folge des Ukraine-Krieges mittlere Day-Ahead-Preise von 352,34 €/MWh erzielt, in der Spitze wurde der Allzeitrekord von 487,57 €/MWh erreicht [EPEX 2022], auch die Quartals- und Jahresfutures erreichten in dieser Zeit neue Rekordwerte [EEX 2020-22].

In diesen Preisen ist einerseits die hohe Unsicherheit nach Beginn des Ukraine-Krieges mitberücksichtigt. Zugleich enthalten sie die generellen Effekte aus den Preisen anderer Energieträger (CO₂-Preise, knapperes Rohölangebot auf dem Weltmarkt, Probleme in bestimmten Lieferketten). Wenn sich diese Tendenzen bestätigen, folgt daraus, dass die Börsenstrompreise 2022 rund doppelt

so hoch wie 2021 liegen werden, obwohl auch 2021 auf dem Spotmarkt (Day-Ahead) mit einem Mittelwert von 96,91 €/MWh bereits deutlich höhere Preise galten, als es in den Vorjahren als realistisch erschien.

Zur Bestimmung der Großhandelspreise für die Jahre 2023 bis 2028 wurde ein Mittelwert aus den genannten Futures für alle Handelstage zwischen Jahresanfang und dem 11.03.2022 (Bearbeitungszeitpunkt) zu Grunde gelegt [EEX 2020-22]. Aus diesen Mittelwerten ergibt sich folgende Zukunftserwartung:

- 2023 14,101 ct/kWh
- 2024 10,34 ct/kWh
- 2025 9,307 ct/kWh
- 2026 8,951 ct/kWh
- 2027 8,77 ct/kWh

- 2028 8,691 ct/kWh

Die erwarteten Strompreise der nächsten Jahre liegen damit auf dem doppelten Niveau dessen, was im Vorjahr bei gleichartiger Berechnung als Prognose gelten konnte. Die aktuellen Spitzenwerte werden nach dieser Berechnung in den kommenden Jahren wieder rückläufig sein, was aber auch daran liegt, dass für die kommenden Jahre noch keine neuen Problemlagen (Lieferengpässe, Kriege, Seuchen etc.) bekannt sind. Wenn die Börsenpreisentwicklung allein bis zum 23.02. betrachtet wird, als der Überfall auf die Ukraine noch nicht bekannt war, bewegten sich die Jahresfutures dennoch für alle Jahre oberhalb von 85 €/MWh und damit bereits wegen anderer Faktoren fast auf dem doppelten Niveau der Vorjahresprognose.

EEG-Umlage

Im Koalitionsvertrag der aktuellen Bundesregierung [SPD/Grü/FDP 2021] ist festgelegt, dass die Kosten der EEG-Umlage ab dem Jahr 2023 durch den Bundeshaushalt übernommen werden.

Im Jahr 2022 war die EEG-Umlage gegenüber 2021 bereits unter das durch das im Juni 2020 beschlossene Konjunkturpaket [BMF 2020] festgesetzte Höchstmaß von 6,0 ct/kWh auf 3,723 ct/kWh gesunken. Zugleich war ein Bundeszuschuss von 3,25 Mrd. Euro enthalten [ÜNB 2021]. Ohne diesen Zuschuss des Bundes aus Steuermitteln wäre die Umlage 2022 auf 4,657 ct/kWh gesunken [ÜNB 2021]. Hauptursache für den Rückgang waren steigende Börsenstrompreise, die zu steigenden Vermark-

tungserlösen und damit geringeren Differenzkosten geführt hatten und ein Jahr zuvor nicht absehbar gewesen waren.

Auch im Frühjahr 2021 war diese Entwicklung noch nicht absehbar, da die Future-Notierungen für 2022 zu diesem Zeitpunkt noch ein niedrigeres Preisniveau aufwiesen (Abbildung 104, Anhang).

Sofern die Börsenstrompreise längerfristig auf dem oben dargestellten höheren Niveau verbleiben, wird die Abschaffung der EEG-Umlage nur zu sehr geringen Mehrkosten für den Bundeshaushalt führen, da zwischen den Auszahlungen an die Anlagenbetreiber und den Erlösen für den erzeugten Strom nur noch in bestimmten Sparten merkliche

Differenzkosten verbleiben (z. B. Biomasse oder Geothermie).

Die Streichung der EEG-Umlage zum 1.07.2022 ist bereits beschlossen [BR 2022a]. Für das Jahr 2022

wird in den zukünftigen Einschätzungen der Strompreise mit der halben EEG-Umlage in Höhe von 1,86 ct/kWh gerechnet, in den Folgejahren gibt es die EEG-Umlage nicht mehr.

KWK-Aufschlag

Unternehmen, welche einen positiven Bescheid nach EEG für die besondere Ausgleichsregelung haben, werden von der KWK-Umlage entlastet (§ 27 KWKG). Für 2022 beträgt diese für die drei Verbrauchergruppen gemäß [ÜNB 2020d] mit und ohne Entlastung:

- Haushalte und Gewerbe 0,378 ct/kWh
- Mittelständische Industrie 0,378 ct/kWh

- Energieintensive Industrie 0,057 ct/kWh

Bis 2028 wird mit einer Umlage in Höhe der derzeitigen Umlage von 0,378 ct/kWh für Haushalte, das Gewerbe und der mittelständischen Industrie gerechnet, für die energieintensive Industrie unverändert mit einer Umlage in Höhe von 15 % der Kernumlage (Annahme nach § 27 KWKG, daraus resultierend § 64 EEG 2021 Abs.2 Nummer 2).

§19-StromNEV-Umlage

Große energieintensive Unternehmen mit stetiger hoher Abnahmeleistung oder atypischer Netznutzung werden nach Einführung der Umlage gemäß § 19 der Stromnetzentgeltverordnung von den Netzentgelten entlastet. Diese Entlastung wird den übrigen Stromkunden in Form der gestaffelten StromNEV-Umlage zusätzlich in Rechnung gestellt.

Für das Jahr 2022 wurden folgende Umlagen für die drei Letztverbrauchergruppen²⁰ festgelegt [ÜNB 2021c]:

- A´ 0,437 ct/kWh
- B´ 0,050 ct/kWh
- C´ 0,025 ct/kWh

Im Trend wurde die Entwicklung der letzten Jahre (Mittelwert der Umlage von 2016 bis 2022) der Verbrauchskategorie A fortgeschrieben, so dass sich ein Wert von 0,381 ct/kWh für 2028 ergibt. Für die mittelständische Industrie wird mit 0,243 ct/kWh (Mittelwert aus Angaben von 2017 bis 2022 aus [BDEW 2022]) und für die energiein-

²⁰ Letztverbrauchergruppe A': Strommengen von Letztverbrauchern für die jeweils ersten 1.000.000 kWh je Abnahmestelle

Letztverbrauchergruppe B': Letztverbraucher, deren Jahresverbrauch an einer Abnahmestelle 1.000.000 kWh übersteigt, zahlen zusätzlich für über 1.000.000 kWh hinausgehende Strombezüge eine maximale § 19 StromNEV-Umlage von 0,05 ct/kWh

Letztverbrauchergruppe C': Letztverbraucher, die dem produzierenden Gewerbe, dem schienengebundenen Verkehr oder der Eisenbahninfrastruktur zuzuordnen sind, und deren Stromkosten im vorangegangenen Kalenderjahr vier Prozent des Umsatzes überstiegen haben, zahlen für über 1.000.000 kWh hinausgehende Strombezüge maximal 0,025 ct/kWh

tensive Industrie mit 0,025 ct/kWh (Kategorie C') gerechnet.

Offshore-Netzumlage

Die bisherige Offshore-Haftungsumlage wurde durch das Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) zum 01.01.2019 durch die Offshore-Netzumlage ersetzt. Seither werden über die Umlage nicht nur die Offshore-Haftungskosten auf die Endverbraucher umgelegt, sondern auch die Netzanschlusskosten. Damit steigt die Umlage für die nichtprivilegierten Letztverbraucher sehr stark an. Für 2022 ergeben sich folgende Umlagen [ÜNB 2021b]

- A' 0,419 ct/kWh

- B' 0,419 ct/kWh

- C' 0,063 ct/kWh

Für die Kategorien A' (Haushalte, Gewerbe) und B' (mittelständische Industrie) wird bis 2028 mit einer vollen Umlage in Höhe von 0,419 ct/kWh gerechnet, für die Kategorie C' (energieintensive Unternehmen) gilt analog KWK-Umlage § 64 Abs. 2 EEG 2021 eine reduzierte Umlagezahlung in Höhe von 15 % der Umlage.

Abschaltbare Lasten – AbLa-Umlage

Für die Abschaltungsmöglichkeit großer Verbraucher erhalten diese Endverbraucher bei Einhaltung bestimmter Anforderungen nach der AbLaV eine Vergütung, die auf alle Endverbraucher umgelegt wird. Die AbLa-Umlage betrug 2021 für alle Verbraucher 0,009 ct/kWh. Für 2022 wurde diese von

den Übertragungsnetzbetreibern berechnet und veröffentlicht, sie erreicht 0,003 ct/kWh [ÜNB 2021a]. Für 2023 wird davon ausgegangen, dass eine Umlage in Höhe von 0,003 ct/kWh von allen Verbrauchern gezahlt wird. Danach entfällt die Umlage, § 20 Abs. 2 [AbLaV 2016].

Stromsteuer

Die Stromsteuer wurde 1999 im Zuge der ökologischen Steuerreform eingeführt und beträgt seit 2003 für Haushaltskunden unverändert 2,05 ct/kWh.

Für Industriekunden (Mittelspannung) beträgt sie mit Ermäßigung 1,54 ct/kWh [BDEW 2022]. Für die energieintensive Industrie ist eine Reduzierung der

Stromsteuer auf Null möglich [BDEW 2022]. Bis 2027 wird angenommen, dass die bisherigen Beiträge unverändert bleiben. Für das energieintensive Industrieunternehmen wird davon ausgegangen, dass die Stromsteuer Null ist.

Konzessionsabgabe

Die Konzessionsabgabe, die an Städte und Gemeinden als Gegenwert für die Nutzung öffentlicher Straßen und Plätze durch Stromleitungen entrichtet wird, beträgt (nominal) für Haushalte 1,55 ct/kWh und für das Gewerbe 1,56 ct/kWh. Diese Werte ergeben sich rechnerisch für Baden-Württemberg und stellen Durchschnittswerte für die Verbrauchergruppen dar.

Im Einzelfall hängt sie von der Größe der Stadt ab²¹.

Für leistungsgemessene Sondervertragskunden (Industriekunden) [BDEW 2022] fallen 0,11 ct/kWh an. Für die energieintensive Industrie ist auch eine Reduzierung auf Null möglich [BNetzA 2022]. Bis 2028 wird mit keiner Veränderung der Konzessionsabgaben gerechnet, so dass die derzeit geltenden Werte auch für die Zukunft angenommen werden.

Netznutzungsentgelte

Am 26.06.2020 hat die Bundesnetzagentur den Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021 genehmigt. Auf dieser Grundlage führen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ihre Markt- und Netzberechnungen durch. Den ersten Entwurf des NEP 2035 (2021) haben die ÜNB am 29.01.2021 veröffentlicht. Die Überarbeitung des ersten Entwurfes resultierte im zweiten Entwurf, der im Laufe des Jahres 2021 zur öffentlichen Konsultation gestellt und schließlich am 14.01.2022 durch die BNetzA bestätigt wurde. Im zweiten Entwurf liegen für die Höchstspannungsebene (HöS) Angaben zum geplanten Investitionsvolumen vor, die in Überarbeitung des ersten Entwurf nach oben korrigiert wurden. Für die definierten Szenarien der Variante B wird nun eine Investitionssumme für den Stromnetzausbau von 74,5 Mrd. Euro veranschlagt [NEP 2021]. Im Vergleich zum Vorjahresbericht [IE 2021] steigen

u. a. die Kosten für Investitionen durch größeren Ausbaubedarf der vorhandenen Stromnetze weiter an. Im Falle einer gleichmäßigen Verteilung der Kosten über die Jahre bis 2035 und unter Berücksichtigung des Gesetzes zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (NEMoG) ergeben sich für die Verbraucher in Baden-Württemberg bis 2028 zu verteilende Investitionskosten für die Höchstspannungsebene von 9,3 Mrd. Euro.

Die Verteilnetzstudie für Baden-Württemberg [efRUHR 2017] liefert Angaben zu den Kosten auf der Verteilnetzebene. Das Szenario NEP 1 basiert auf dem Szenario B des Szenariorahmens 2030 des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber. Die Investitionskosten auf der Verteilnetzebene werden für 2021 mit 1,98 Mrd. Euro, für 2030 mit 2,69 Mrd. Euro beziffert. Bei gleichmäßigem Investitionsverlauf entfallen für

²¹ Für Tarifkunden in Gemeinden bis 25.000 Einwohner 1,32 ct/kWh | bis 100.000 Einwohner 1,59 ct/kWh | bis 500.000 Einwohner 1,99 ct/kWh | über 500.000

Einwohner 2,39 ct/kWh | für Strom im Schwachlasttarif 0,61 ct/kWh | für Sondervertragskunden 0,11 ct/kWh

2028 2,53 Mrd. Euro. Tabelle 6 schlüsselt das Investitionsvolumen nach Netzebenen auf.

Zur Bestimmung der kalkulatorischen Abschreibungen und Betriebskosten der Stromnetze wurden die Annahmen aus [IE 2014] verwendet. Es wird von einer Eigenkapitalquote von 40 % ausgegangen. Für die 4. Regulierungsperiode Strom (2024-2028) beträgt die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung 5,07 % und sinkt damit im Vergleich zum aktuellen Wert (6,91 %). Da der größte Anteil der Prognose in dieser Periode liegt, wird für die Gesamtrechnung auf den neuen Wert zurückgegriffen. Zusätzlich werden Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement (Eins-Man) berücksichtigt. Die Werte für das Gesamtjahr 2020, aufgeteilt nach Regelzonen bzw. ÜNB, wurden [BNetzA 2020a] entnommen. Für die Entwicklung der Redispatchkosten bis 2028 wurde der sich abzeichnende Trend der Jahre 2015 bis 2020 fortgeschrieben. Im Vergleich zum Vorjahresbericht ergeben sich Mehrkosten durch die Aktualisierung des Wertes für 2020, der nun für das gesamte Jahr vorliegt [BNetzA 2020a]. Für das Jahr 2028 ergeben sich somit rund 46 Mio. Euro für Redispatch. Der Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – Gesamtes Jahr 2020 [BNetzA 2020a] gibt auch die nach Bundesländern verteilten geschätzten Entschädigungsansprüche der Eins-Man-Maßnahmen an. Für eine zukünftige Abschätzung der Kosten wurde auf dem Mittelwert der Jahre 2017 bis 2020 aufgebaut. Somit ergeben sich im Jahr 2028 Kosten von 0,52 Mio. Euro (Tabelle 6).

Die Netznutzungsentgelte werden auch entscheidend vom Endenergieverbrauch beeinflusst, auf

den die Kosten des Netzausbaus umzulegen sind. Das statistische Landesamt hat die Struktur und Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg nach Energieträgern mit Daten bis 2019 veröffentlicht [StaLA 2021]. Die Energiebilanz für Deutschland enthält Werte bis 2020 [BMWK 2022]. In einer aktuellen Prognose [Prognos/ÖI/ISI 2021] ist eine mögliche Entwicklung des Bruttostromverbrauches bis 2030 für Deutschland angegeben. Daraus ergibt sich für Baden-Württemberg 2028 ein Stromverbrauch von 68,4 TWh nach Referenzprognose (siehe Abbildung 81). Im Koalitionsvertrag [SPD/Grü/FDP 2021] ist ein erwarteter Bereich von 680 bis 750 TWh für den Bruttostromverbrauch für Deutschland bis 2030 angegeben. Somit würde sich für dieses Szenario 72,8 TWh für Baden-Württemberg ergeben. Der leichte Anstieg des Endenergieverbrauchs im Jahr 2019 gegenüber 2018 begründet die Korrektur der Prognose gegenüber dem Vorjahresbericht. Es ist zu erwarten, dass der Bruttostromverbrauch in Deutschland bis 2030 vor allem infolge der klimaschutzbezogenen Entwicklungen im Verkehrs- und Gebäudesektor steigen wird. Gesteigerte Energieeffizienz und rückläufige Eigenverbräuche der Kraftwerke dämpfen den Verbrauchsanstieg [BMWK 2021]. Für Baden-Württemberg zeigt sich bei der Auswertung des Trends der letzten Jahre zunächst eine leichte Reduzierung des Stromverbrauchs. Sollten sich die prognostizierten zunehmenden Stromverbräuche durch die Elektrifizierung der Verkehrsflotte und andere Klimaschutzmaßnahmen zusätzlich erhöhen, würde es voraussichtlich zu einer Abnahme der Preise für die Netznutzung kommen.

Netzebene	Investitionsaufwand bis zum Jahr 2028 [Mio. Euro]	Kalk. Abschreibungen [Mio. Euro/a]	Betriebskosten [Mio. Euro/a]	Redispatchkosten [Mio. Euro/a]	Einspeisemanagementkosten [Mio. Euro/a]	Summe [Mio. Euro/a]
1 & 2 HöS & HöS/HS	9.312,50	446,96	186,25	46,30	0,52	680,04
3 & 4 HS & HS/MS	576,00	27,65	11,52			39,17
5 & 6 MS & MS/NS	1.630,00	78,23	32,60			110,83
7. NS	326,00	15,65	6,52			22,17
Summe	11.844,50	568,49	236,89			46,30

Tabelle 6 Investitionsaufwendungen, kalkulatorische Abschreibungen, Betriebskosten, Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement bis 2028 für Stromnetzausbaumaßnahmen in Baden-Württemberg

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig auf der Grundlage von [NEP 2021], [efRUHR 2017], [BNetzA 2020a], [IE 2014], [BDEW 2020a]

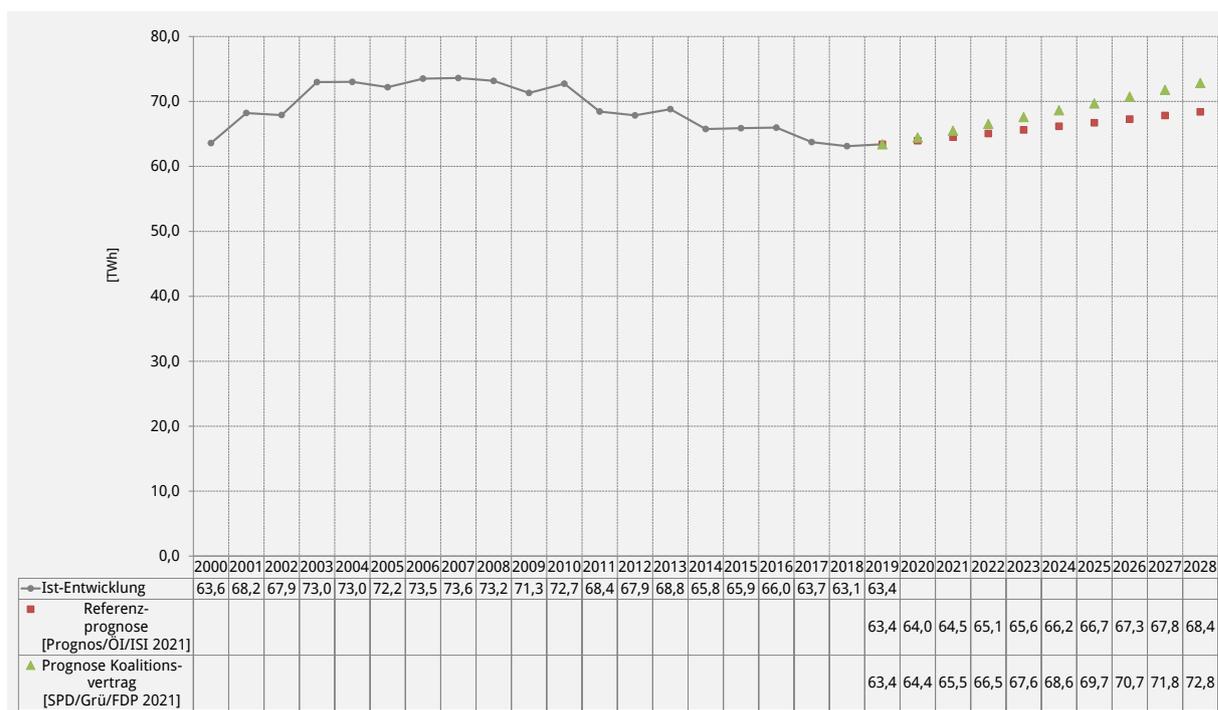


Abbildung 81 Stromverbrauch in Baden-Württemberg bis 2028

Quelle: Zusammenstellung des IE Leipzig,

Ist-Entwicklung gemäß Statistischem Landesamt Baden-Württemberg [StLA 2021], [BMWK 2022], Referenzprognose [Prognos/ÖI/ISI 2021] basierend auf 658 TWh bis 2030, Prognose Koalitionsvertrag [SPD/Grü/FDP 2021] basierend auf 715 TWh (Mittelwert) bis 2030

Im Ergebnis steigen die Netznutzungsentgelte²² (NNE) bis 2028

- um 1,17 ct/kWh [SPD/Grü/FDP 2021] und
- um 1,25 ct/kWh [Prognos/ÖI/ISI 2021].

Die NNE für Haushalte betragen aktuell 7,86 ct/kWh (Abbildung 42), für Gewerbekunden 6,51 ct/kWh (siehe Abbildung 53). Somit könnten die NNE bis 2028 eine Höhe

- für Haushalte von 9,03 bis 9,11 ct/kWh (für die Prognose verwendet) und
- für Gewerbekunden von 7,48 bis 7,54 ct/kWh (für die Prognose verwendet)

erreichen, wenn von einem prozentual gleichen Anstieg wie bei Haushaltskunden (nominal 14,9 % bis 15,9 %) ausgegangen wird. Es wird davon ausgegangen, dass sich an der Wälzung der Netzkosten unterhalb der Höchstspannungsebene bis zum Jahr 2028 nichts ändert.

In Bezug auf die Industriekunden stellen die Daten der Bundesnetzagentur im Monitoringbericht 2021 den letzten Informationsstand dar. Hier lagen die Netznutzungsentgelte für Baden-Württemberg bei 2,70 ct/kWh (2020: 2,44 ct/kWh) [BNetzA 2022]. Ausgehend von diesem Niveau wurde bei der Prognose angenommen, dass die Netznutzungsentgelte für Industriekunden jährlich prozentual in gleichem Umfang ansteigen wie bei den Haushalts- und Gewerbekunden. Nach dieser Methode ergibt sich für 2028 ein Wert von 3,13 ct/kWh.

²² Das vorliegende Ergebnis zu den Netznutzungsentgelten beinhaltet keine Kosten, die

zusätzlich aus der Kapazitätsreserveverordnung hervorgehen könnten.

Vertrieb und Marge

- Die Entwicklung dieser Kosten hängt individuell von den Unternehmen ab. Sie werden primär durch den Wettbewerbsdruck begrenzt. In den zukünftigen Erwartungen wurde in allen Marktsegmenten davon ausgegangen, dass diese Preiskomponente ab 2022 um 6,1 %, 2023 um 3,4 % und in den Jahren danach um 2,0 % (siehe Kapitel 1.1) jährlich ansteigen. Im Vorjahresbericht ergab sich dieser Wert noch rechnerisch, wenn von Marge, Vertriebs- und Beschaffungskosten der Großhandelspreis abgezogen wurde. Die Beschaffungskosten sind jedoch 2021 so stark gestiegen, dass sich eine negative Restmenge ergibt. Dies zeigt, dass wesentliche Strommengen bereits in den Vorjahren über den Kauf von Futures beschafft worden sein müssen, so dass die Großhandelspreise 2021 noch nicht in vollem Umfang an die Endkunden weitergegeben werden mussten. Für die zukünftige Entwicklung der Komponente Vertrieb und Marge wurde zunächst für alle Verbrauchergruppen der jeweilige Mittelwert aus den historischen Werten gebildet. Für Haushaltskunden in Baden-Württemberg ergibt sich 2021 der Mittelwert von 4,16 ct/kWh (2020: 5,12 ct/kWh).

Mehrwertsteuer

Die Mehrwertsteuer in Höhe von 19 % wurde für die die zukünftige Erwartung der Endkundenpreise ab dem Jahr 2022 als unverändert angenommen. Für Unternehmen wurde diese in die Berechnung

nicht mit einbezogen, weil diese in der Regel vorsteuerabzugsberechtigt sind.

9.2 Haushalte inkl. Heizstrom

Haushaltsstrom

Werden alle Preiskomponenten zusammengefasst, so könnten die Haushaltsstrompreise für Baden-Württemberg bis 2028 nominal um 2,8 % auf 32,86 ct/kWh sinken (2021: 33,79 ct/kWh). Durch den deutlichen Anstieg des erwarteten Durchschnittspreises an der Strombörse für das Jahr 2022 in Höhe von 20,29 ct/kWh (9.1 Kap. Großhandelspreis) könnten die Preise um 38,9 % im Vergleich zu 2021 ansteigen. Dies wäre aber nur der

Fall, wenn die Stromversorgungsunternehmen den Strom auch zu diesen Kosten im Jahr 2022 einkaufen müssen. Die starken Preissteigerungen von 2021 zu 2022 gelten allerdings nicht für die Mehrheit der Stromkunden, sondern werden derzeit für Neukunden beispielsweise in Internetportalen angeboten. Gerade Bestandskunden beim Grundversorger sollten in der Regel nicht von so starken Preiserhöhungen im

Jahr 2022 betroffen sein. Die Stromversorgungsunternehmen kaufen Strom zu unterschiedlichen Zeitpunkten im Jahr ein. Die Berechnung der hier dargestellten Preise geben nicht die Einkaufsstrategien der Versorger wieder, sondern den Preis für Endkunden, wenn der Strom zum verwendeten Börsenstrompreis auch eingekauft werden müsste. Für den weiteren Betrachtungszeitraum 2023 bis 2026 sinken die Preise wieder deutlich (siehe Abbildung 82).

Die Preissenkung ist vor allem auf wieder fallende Spotmarktpreise für Strom und den Wegfall der EEG-Umlage ab dem 1. Juli 2022 zurückzuführen. Bei Betrachtung der realen Preise ist zwischen

2021 und 2022 ein Anstieg um 30,9 % und zwischen 2021 und 2028 ein Rückgang um 19,7 % möglich (Abbildung 83). Der rot gestrichelte Rahmen visualisiert, dass es sich um den Zeitraum der zukünftigen Einschätzung handelt, der von großer Unsicherheit betroffen ist. Bei einer Beschaffungsstrategie mit einer Kombination aus kurz- und langfristigen Lieferverträgen ist zu erwarten, dass die Steigerung 2022 weniger stark ausfällt, die Preise aber anschließend aber nicht so deutlich nachgeben. Etwaige von der Bundesregierung geplante Entlastungspakete für Verbraucher sind in den nachfolgenden Betrachtungen noch nicht berücksichtigt.

Strom für Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen

In Abbildung 84 bis Abbildung 87 sind die nominalen und realen Strompreise für Wärmepumpenstrom und Nachtspeicherstrom bis 2028 dargestellt.

Als Ausgangspunkt für 2021 wird der Mittelwert der Wärmepumpenstrompreise in den betrachteten Baden-Württembergischen Belieferungsgebieten (Abbildung 45) in Höhe von 24,48 ct/kWh brutto verwendet. Das Netzentgelt für 2021 entspricht dem angegebenen Mittelwert für Wärmepumpenstrom aus [BNetzA 2022]. Vertrieb und Marge errechnen sich als Restsumme aller übrigen Angaben.

Die nominalen Preise sinken in dem Betrachtungszeitraum bis 2028 um 9,0 % auf 22,27 ct/kWh (Abbildung 84). Nach einem starken Preisanstieg 2022 um 52,7 % gegenüber dem Vorjahr gehen die nominalen Preise im Zeitraum von 2022 bis 2027 jährlich zurück. Die realen Wärmepumpen-Strompreise steigen 2022 um 43,9 %, gehen zwischen 2021 und 2028 jedoch um 24,9 % zurück. Für den Betrachtungszeitraum ergibt sich eine reale Preisreduzierung

um 4,0 % pro Jahr (Abbildung 85).

Für die nominalen und realen Strompreise für Nachtspeicherheizungen kann eine ähnliche Entwicklung erwartet werden. Die nominalen Preise betragen 2021 23,34 ct/kWh (Mittelwert der betrachteten Belieferungsgebiete in Baden-Württemberg, Abbildung 44) und 2028 20,89 ct/kWh. Das entspricht einer Senkung um 10,5 % bzw. 2,45 ct/kWh (Abbildung 86).

Bei Betrachtung der realen Preise errechnet sich ein Anstieg bis 2022 um 46,1 %, gefolgt von einem Rückgang um 29,1 % zwischen 2023 und 2028. Für den Gesamtzeitraum ergibt sich eine Preissenkung um 26,09 % (Abbildung 87). Der Preisanstieg 2022 ist überwiegend auf stark steigende Spotmarktpreise für Strom zurückzuführen. Die Preissenkungen ab 2023 sind eine direkte Folge aus dem Wegfall der EEG-Umlage und den wieder sinkenden Spotmarktpreisen. Der rot gestrichelte Rahmen visualisiert, dass es sich um den Zeitraum der zukünftigen Einschätzung handelt, der von großer Unsicherheit betroffen ist.

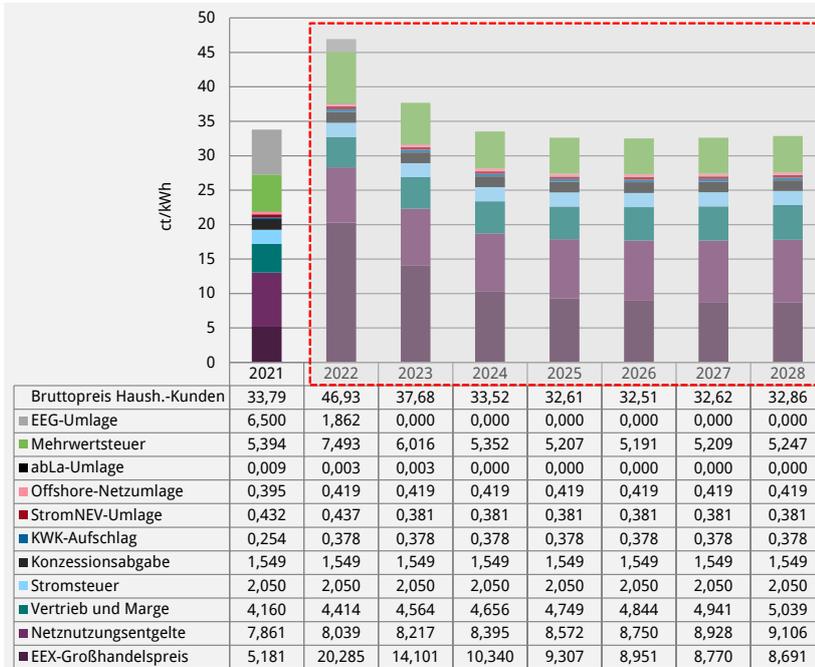


Abbildung 82 Nominale Haushaltsstrompreise in Baden-Württemberg bis 2028
Quelle: Berechnungen des IE Leipzig

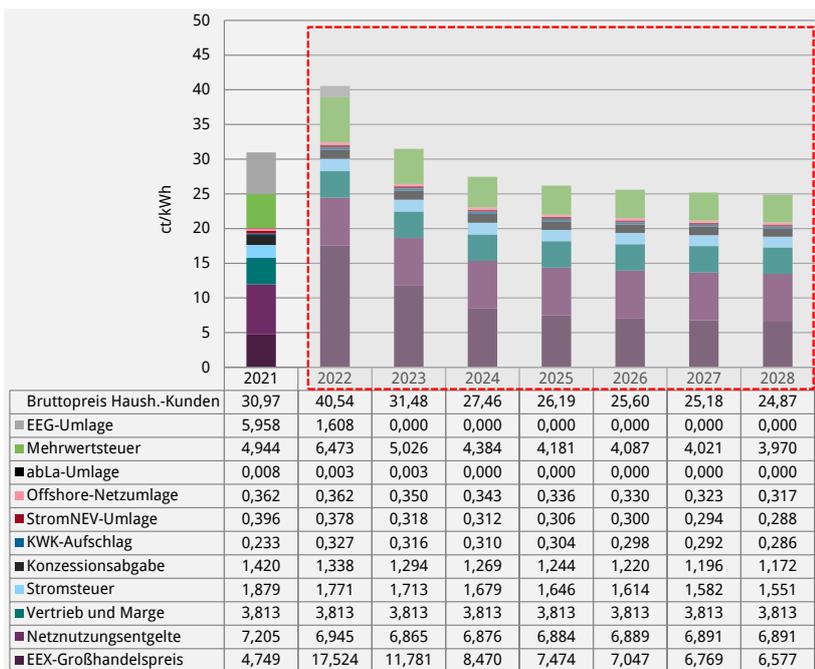


Abbildung 83 Reale Haushaltsstrompreise in Baden-Württemberg bis 2028
Quelle: Berechnungen des IE Leipzig, Preisbasis der Inflationsbereinigung: 2015

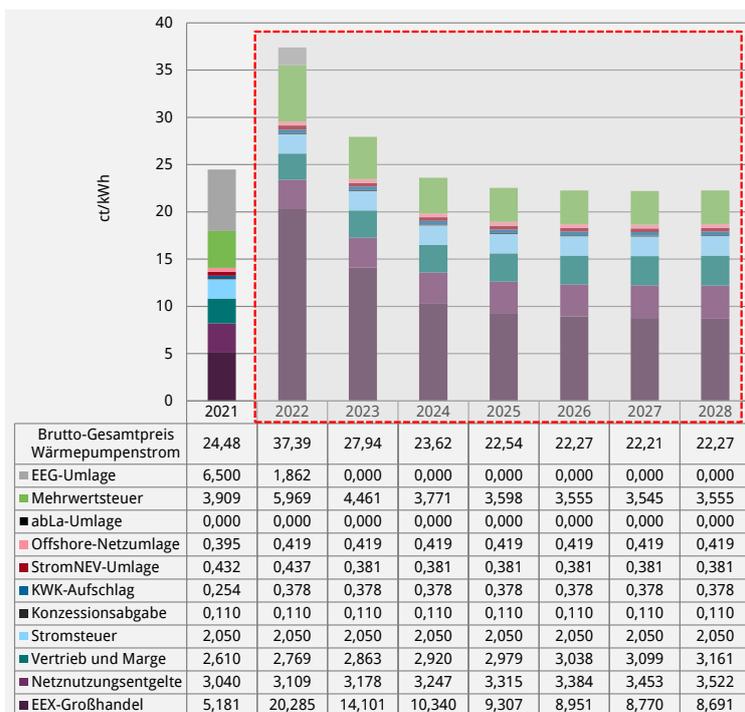


Abbildung 84 Nominale Wärmepumpen-Strompreise in Baden-Württemberg bis 2028
Quelle: Berechnungen des IE Leipzig für Haushaltskunden mit 7.500 kWh Wärmepumpenstrom-Jahresbedarf

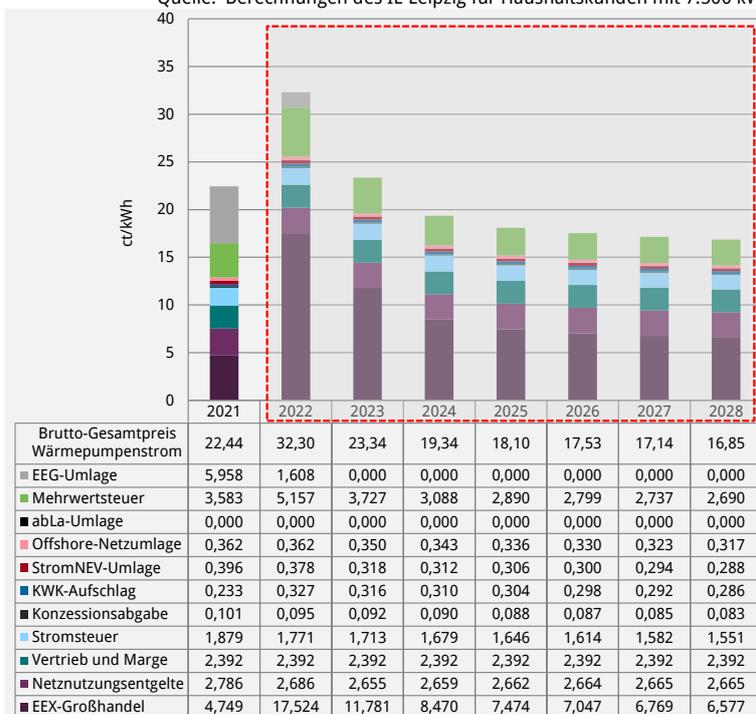


Abbildung 85 Reale Wärmepumpen-Strompreise in Baden-Württemberg bis 2028
Quelle: Berechnungen des IE Leipzig für Haushaltskunden mit 7.500 kWh Wärmepumpenstrom-Jahresbedarf, Inflationsbereinigung auf Preisbasis 2015

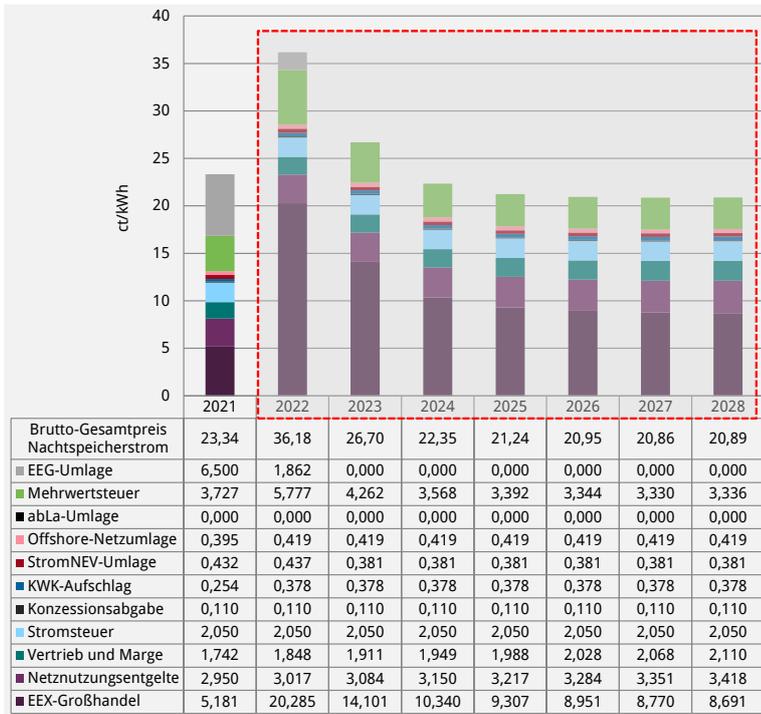


Abbildung 86 Nominale Nachtspeicher-Strompreise in Baden-Württemberg bis 2028
 Quelle: Berechnungen des IE Leipzig für Haushaltskunden mit 12.500 kWh Nachtspeicherstrom-Jahresbedarf

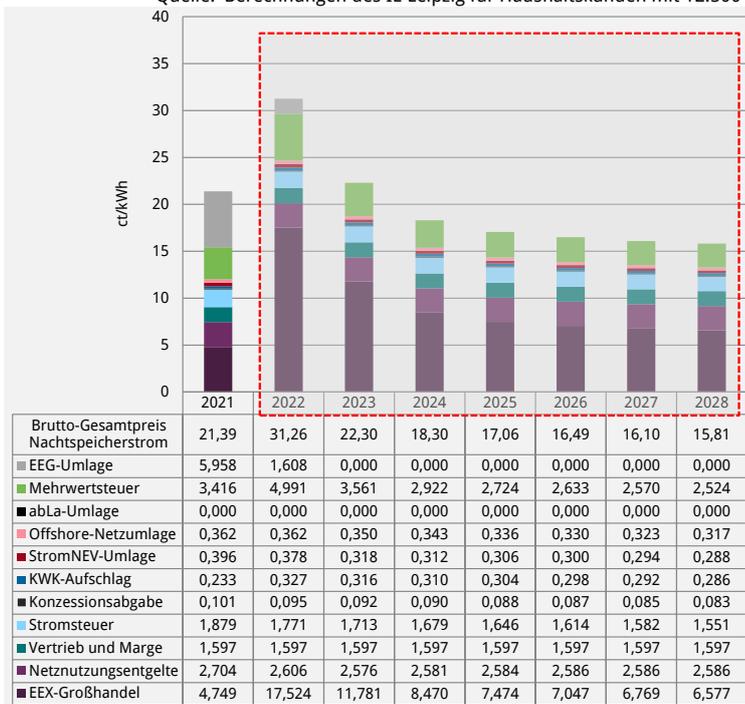


Abbildung 87 Reale Nachtspeicher-Strompreise in Baden-Württemberg bis 2028
 Quelle: Berechnungen des IE Leipzig für Haushaltskunden mit 12.500 kWh Nachtspeicherstrom-Jahresbedarf, Inflationsberei-
 nigung auf Preisbasis 2015

9.3 Gewerbe

Gegenüber 2021 sinkt der nominale Strompreis für Gewerbekunden in Baden-Württemberg bis 2028 auf 25,69 ct/kWh (2021: 26,79 ct/kWh; Abbildung 52, Grundlage ist das günstigste Angebot der Grundversorger). Dies entspricht einer absoluten Reduzierung um 1,1 ct/kWh bzw. 4,1 % (Abbildung 88). Innerhalb des Betrachtungszeitraums steigt der Preis 2022 gegenüber 2021 um 40,9 % stark an. Dies wäre aber nur der Fall, wenn die Stromversorgungsunternehmen den Strom auch zu diesen Kosten im Jahr 2022 einkaufen müssen. Die starken Preissteigerungen von 2021 zu 2022 gelten allerdings nicht für die Mehrheit der Stromkunden, sondern werden derzeit für Neukunden beispielsweise in Internetportalen angeboten. Gerade Bestandskunden beim Grundversorger sollten in der Regel nicht von so starken Preiserhöhungen im Jahr 2022 betroffen sein. Die Stromversorgungsunternehmen kaufen Strom zu unterschiedlichen Zeitpunkten im Jahr ein. Die Berechnung der hier dargestellten Preise geben nicht die Einkaufsstrategien der Versorger wieder, sondern den Preis für Endkunden, wenn der Strom zum verwendeten Börsenstrompreis auch eingekauft werden müsste. Bei einer Beschaffungsstrategie mit einer Kombination aus kurz- und langfristigen Lieferverträgen ist zu

erwarten, dass die Steigerung 2022 weniger stark ausfällt, die Preise aber anschließend aber nicht so deutlich nachgeben.

Die EEG-Umlage entfällt ab dem 1.07.2022 und im Beispiel wird mit der halben EEG-Umlage für das Jahr 2022 in Höhe von 1,86 ct/kWh gerechnet. Danach zeigt sich ein ähnliches Verlaufs-Bild wie bei den Haushalten. Die Preise sinken wieder auf ein Preisniveau ab, das den Großhandelspreisen mit weniger starken Risikoaufschlägen entspricht. Im Zeitraum 2025 bis 2028 könnte es zu einer Stabilisierung bei fast gleichbleibenden Preisen kommen. Für die Absenkung ab dem Jahr 2023 sorgen die sinkenden Großhandelspreise und der Wegfall der EEG-Umlage.

Bei Annahme der Deflator-Raten von 3,2 % für 2022, 2023 3,5 %, 2024 1,7 % und für 2025 bis 2028 1,5 % könnten die realen Strompreise bis 2028 um 16,8 % sinken. Der reale Strompreis beträgt 2021 23,90 ct/kWh, steigt 2022 auf 32,63 ct/kWh und sinkt bis 2028 auf 19,88 ct/kWh (Abbildung 89). Der rot gestrichelte Rahmen visualisiert, dass es sich um den Zeitraum der zukünftigen Einschätzung handelt, der von großer Unsicherheit betroffen ist.

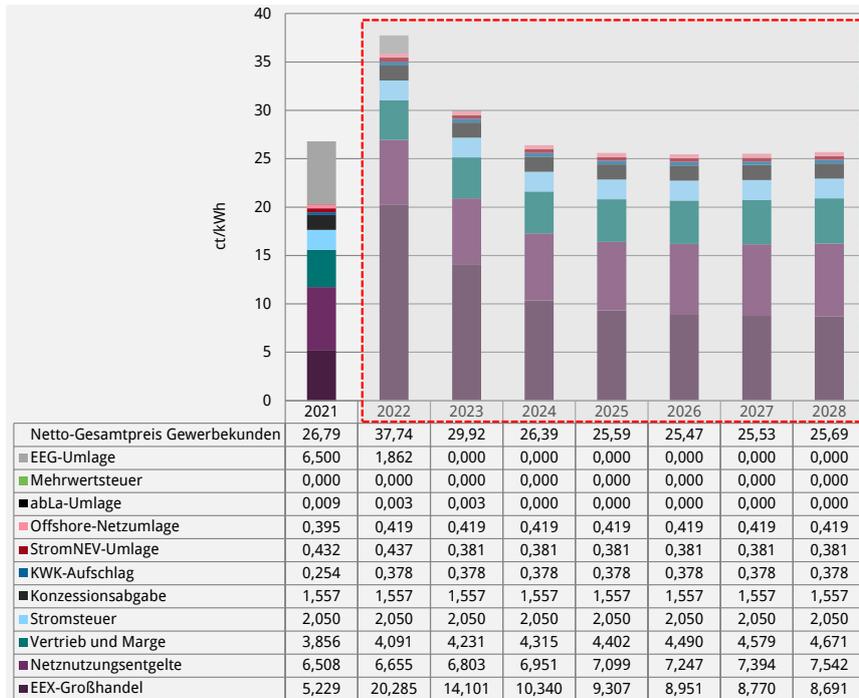


Abbildung 88 Nominale Gewerbestrompreise (netto) in Baden-Württemberg bis 2028
 Quelle: Berechnung des IE Leipzig

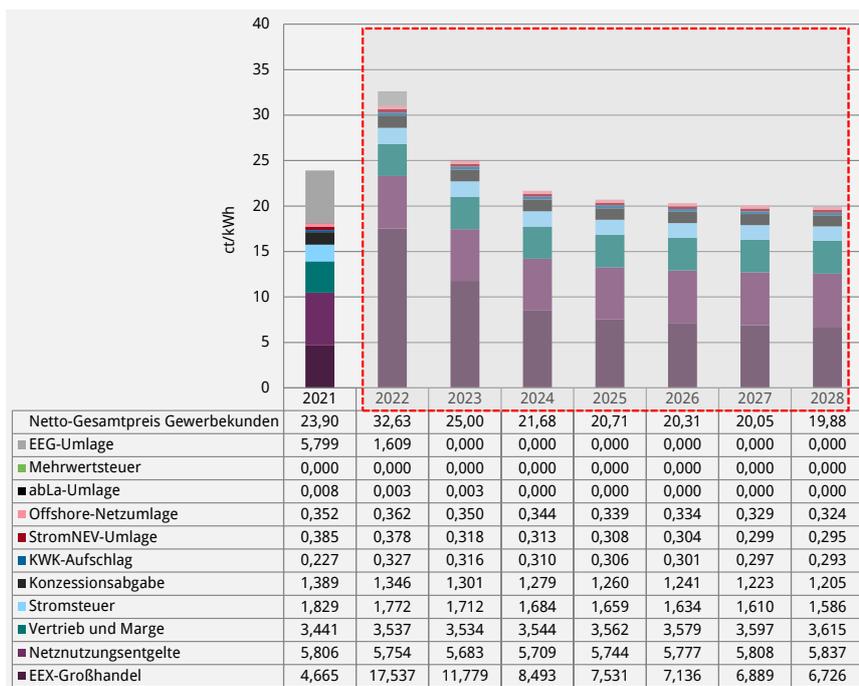


Abbildung 89 Reale Gewerbestrompreise (netto) in Baden-Württemberg bis 2028
 Quelle: Berechnung des IE Leipzig, Preisbasis der Inflationsbereinigung: 2015

9.4 Industrie

Strompreise der mittelständischen Industrie

In Abbildung 90 ist ein Beispiel für ein mittelständisches Industrieunternehmen in Deutschland mit einer Stromabnahme zwischen 100 und 500 MWh jährlich dargestellt. Der nominale Strompreis sinkt bis 2028 auf 17,34 ct/kWh (2020: 21,38 ct/kWh, Abbildung 49) bzw. um 18,9 %. Der Preisanstieg 2022 ist vor allem auf die steigenden Spotmarktpreise zurückzuführen. Mit dem Wegfall der EEG-Umlage zum 01.07.2022, wird im betrachteten Fall noch mit der halben EEG-Umlage in 2022 gerechnet. In den Folgejahren sinken die Spotmarktpreise wieder und die EEG-Umlage fällt

ganz weg. Die nominalen Preise könnten sich ab 2025 stabilisieren und ein konstantes Niveau über 17,30 ct/kWh erreichen.

Bei Betrachtung der realen Preise ist eine Verringerung zu sehen (Abbildung 91). Insgesamt liegt der reale Preis 2028 unter den in Kapitel 9.1 getroffenen Annahmen um 29,6 % niedriger als 2021. Der rot gestrichelte Rahmen visualisiert, dass es sich um den Zeitraum der zukünftigen Einschätzung handelt, der von großer Unsicherheit betroffen ist.

Strompreise der energieintensiven Industrie

In Abbildung 92 ist der erwartete Strompreis eines energieintensiven Unternehmens dargestellt, das alle Voraussetzungen erfüllt, von Steuern und Umlagen entweder befreit zu werden oder nur sehr geringe Umlagesätze zu zahlen. Bei Betrachtung der nominalen Preise ist im Vergleich zu 2021 bis 2028 eine Senkung um 5,6 % auf 11,21 ct/kWh festzustellen. Von 2021 bis 2022 steigen die Preise allerdings zunächst um 90,6 % stark an. Energieintensive Branchen wie beispielsweise die Stahlindustrie, die von kurzfristigen Stromeinkäufen abhängig ist, geben an bei den derzeitigen Strompreisen teilweise tageweise die Produktion zu stoppen. Es ist davon auszugehen, dass einige energieintensive Unternehmen mit den obendargestellten Preisanstiegen in 2022 konfrontiert sind. Unternehmen die weniger von

kurzfristigen Stromlieferungen abhängig sind, haben mit weniger hohen Preissteigerungen zu rechnen.

Grund für die hohen Preissteigerungen sind die Börsenstrompreise, die sich 2022 mehr als verdoppeln (Kapitel 4.2.3). Zwischen 2025 und 2028 könnte sich der Strompreis eines energieintensiven Unternehmens bei ca. 11,0 ct/kWh einpendeln.

Im Beispiel wird angenommen, dass das energieintensive Unternehmen eine KWK-Umlage in Höhe von 15 % der regulären Abgabe ab 2021 zahlen muss und nicht von der Entlastung der EEG-Umlage in Folge der Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung profitieren kann. Die Zahlungen der EEG-Umlage sind im betrachteten Fall der energieintensiven Industrie bereits reduziert. Die EEG-Umlage fällt ab

01.07.2022 auf Null (Kapitel 9.1 Abschnitt EEG-Umlage).

Bei Annahmen der jährlichen Deflatoren-Raten von 2022 3,2 %, 2023 3,5 %, 2024 1,7 % von 2025 bis 2028 1,5 % sinken die realen Strompreise um

18,1 % auf 8,67 ct/kWh im Vergleich zu 2021 (Abbildung 93). Der rot gestrichelte Rahmen visualisiert, dass es sich um den Zeitraum der zukünftigen Einschätzung handelt, der von großer Unsicherheit betroffen ist.

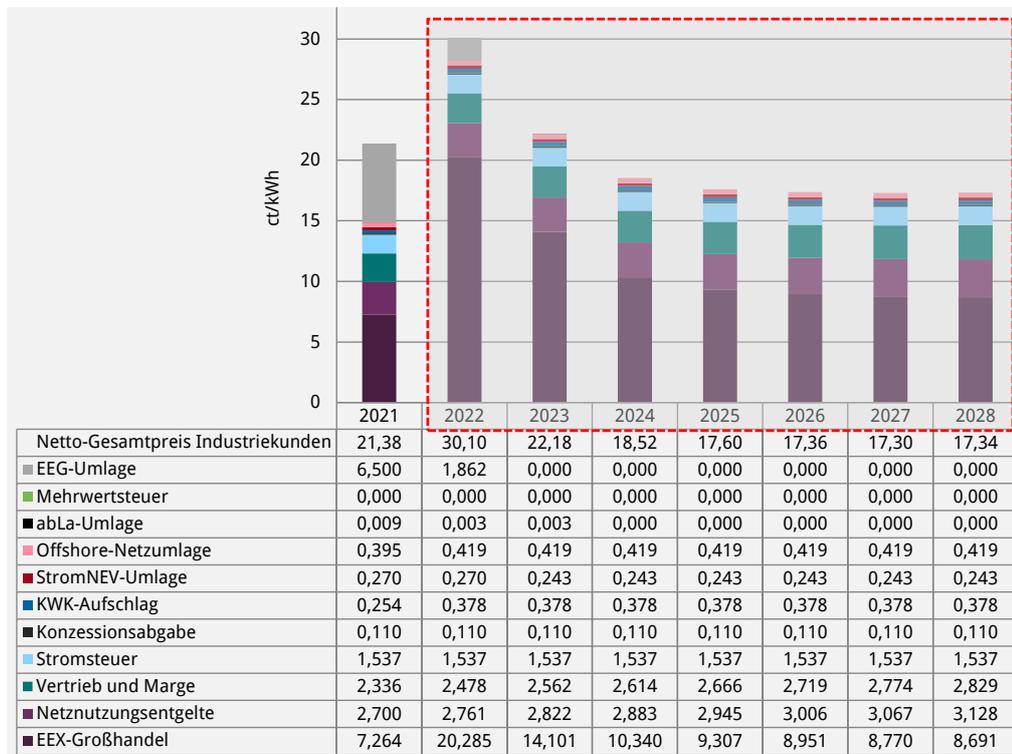


Abbildung 90 Nominale Strompreise für die mittelständische Industrie in Deutschland bis 2028

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig für Stromabnahme zwischen 0,1 und 0,5 GWh/a

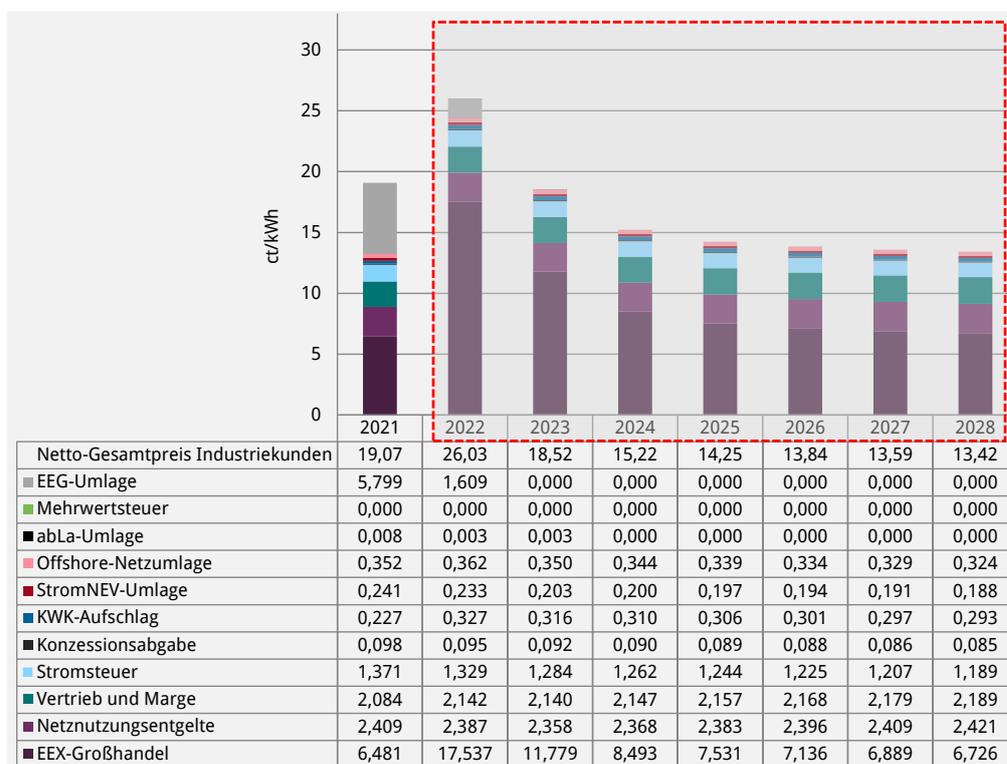


Abbildung 91 Reale Industriestrompreise (Mittelstand) in Deutschland bis 2028

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig für Stromabnahme zwischen 0,1 und 0,5 GWh/a,
Preisbasis der Inflationsbereinigung: 2015

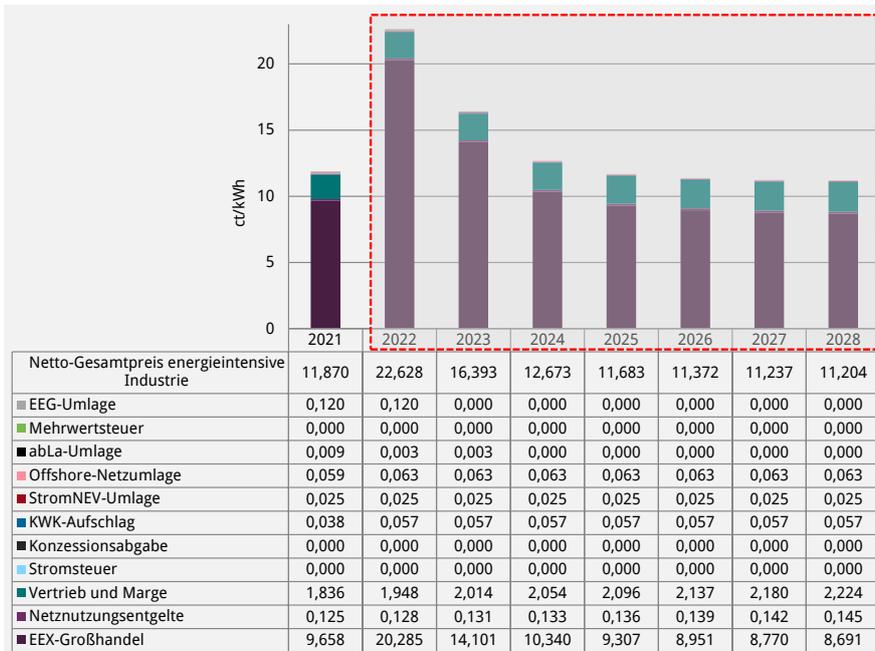


Abbildung 92 Nominale Strompreise für die energieintensive Industrie in Deutschland bis 2028

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig für Stromabnahme über 1 GWh/a und Begünstigung bei mehreren Steuern und Umlagen aufgrund hohen Stromkostenanteils

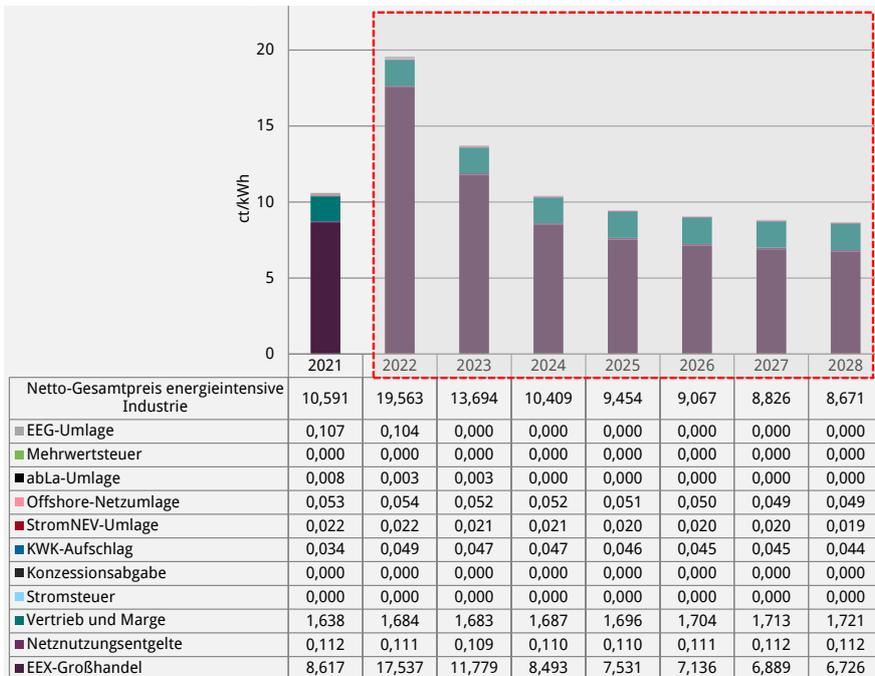


Abbildung 93 Reale Strompreise für die energieintensive Industrie in Deutschland bis 2028

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig für Stromabnahme über 1 GWh/a und Begünstigung bei mehreren Steuern und Umlagen aufgrund hohen Stromkostenanteils, Preisbasis: 2015

10 Anhang

Strompreise in der EU

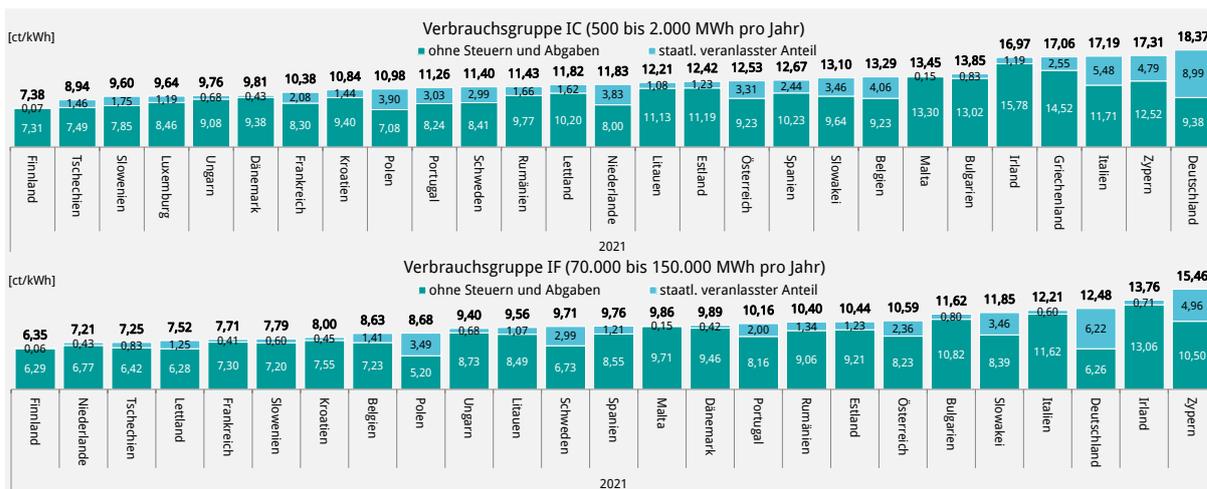


Abbildung 94 Industriestrompreise in den Ländern der Europäischen Union 2021 (IC und IF)
Quelle: [Eurostat 2022], Darstellung IE Leipzig

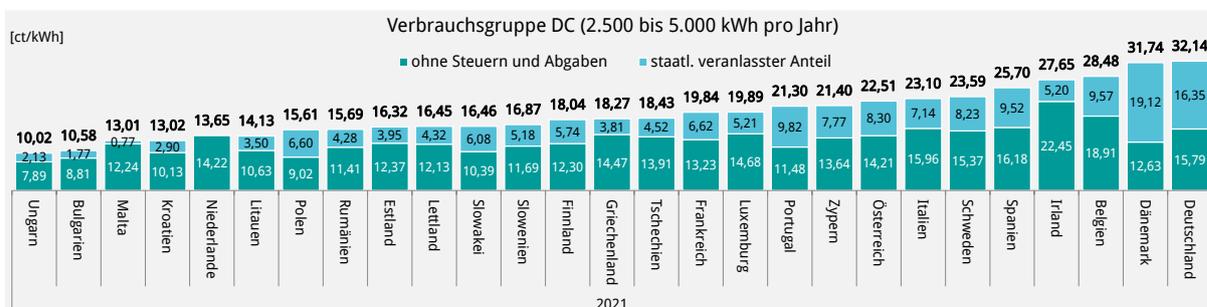


Abbildung 95 Haushaltsstrompreis in den Ländern der Europäischen Union 2021
Quelle: [Eurostat 2022], Darstellung IE Leipzig

Börsenpreise Gas Spotmarkt

Preisentwicklung Erdgas-Großhandel: Spotmarkt*

Spotmarkt Daily Reference Prices** (DRP); 01.01.2012-17.01.2022

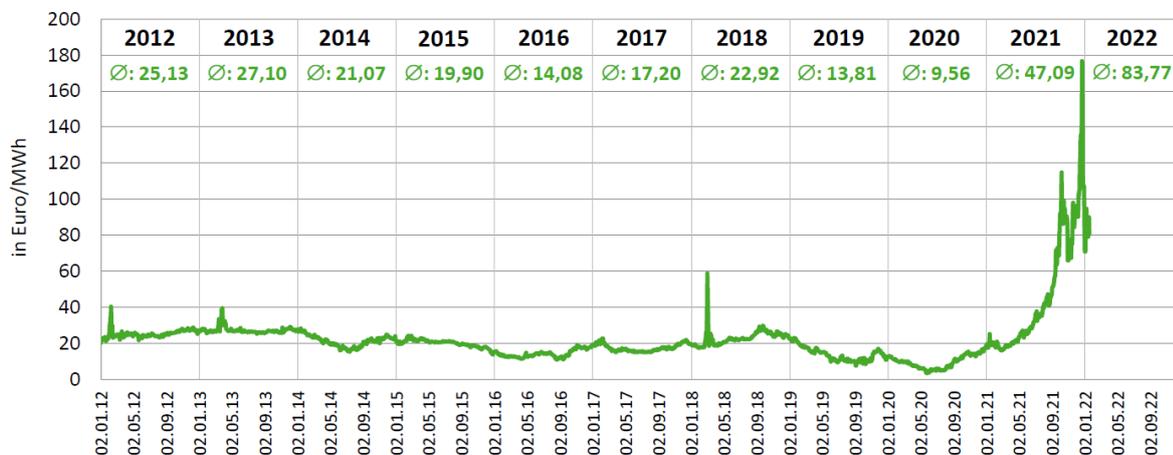


Abbildung 96 Preisentwicklung Erdgas Großhandel Spotmarkt
Quelle: [BDEW 2022a]

Preise der relevanten Endenergieträger für Wärmeenergie

Energieträger	Einheit	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Fernwärme	ctkWh	10,01	9,83	8,95	9,09	9,33	9,53	9,30
Pellets	ctkWh	5,10	4,79	5,03	5,15	5,21	4,86	4,96
Leichtes Heizöl	ctkWh	6,46	4,27	6,24	6,24	7,17	6,26	6,36
Erdgas	ctkWh	6,59	5,84	5,84	5,96	6,24	5,96	8,18
Strom für Nachtspeicherheizung	ctkWh	20,42	19,20	19,68	20,13	21,38	22,11	23,34
Strom für Wärmepumpe	ctkWh	21,37	20,63	21,12	21,47	22,65	23,39	24,48

Tabelle 7 Nominale Preise der Energieträger zur Ermittlung der jährlichen Verbrauchskosten zur Erzeugung von Wärme für Haushalte in Baden-Württemberg

Quelle: [fastenergy 2022], [CARMEN 2022a], [Verivox 2022], [Verivox 2022a], [Verivox 2021], [Verivox 2020], [Verivox 2019], [Verivox 2019a], [Verivox 2018], [Verivox 2018a], [Verivox 2015], [IE 2016]

Entwicklung der Preise für CO₂-Zertifikate

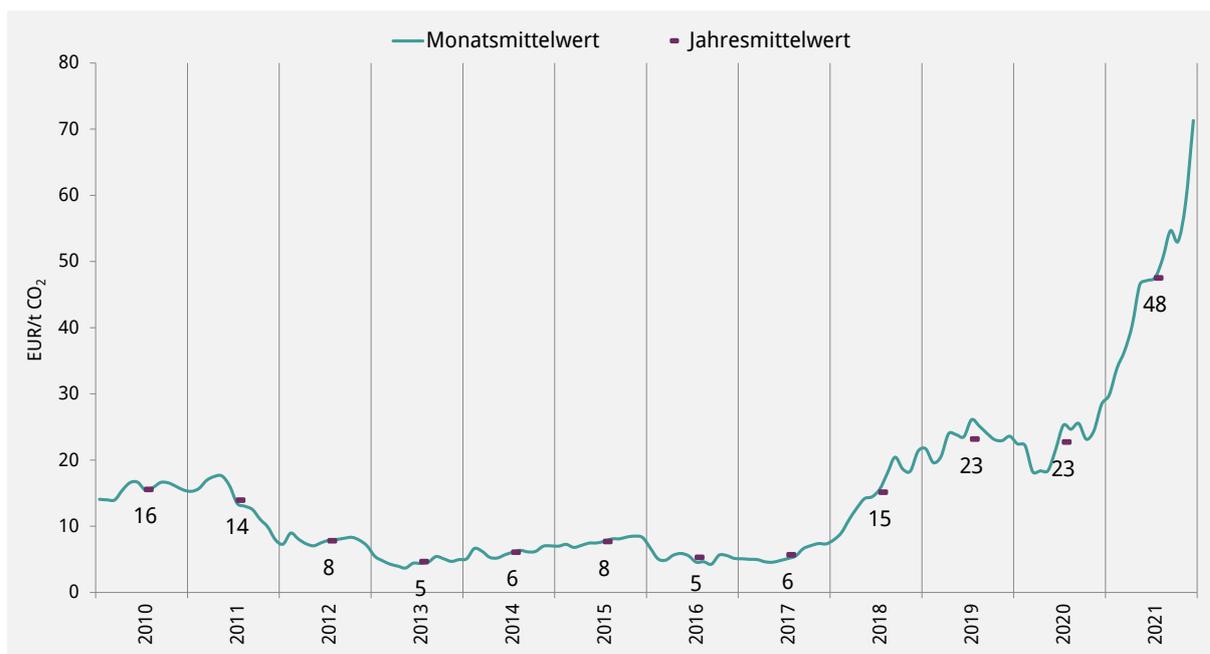


Abbildung 97 Entwicklung der realen Preise (monatlicher Durchschnitt und Tagesdurchschnitt) der CO₂-Zertifikate
Quelle: [BMWK 2022], Darstellung: IE Leipzig, Inflationsbereinigung: Preisbasis 2015

Reale jährliche Verbrauchskosten zur Erzeugung von Wärme

Reale Kosten je Haushalt [Euro/a]	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Fernwärme	1.977	1.933	1.734	1.730	1.750	1.780	1.685
Pellets	1.270	1.188	1.228	1.237	1.233	1.146	1.133
Wärmepumpe	1.603	1.540	1.553	1.552	1.613	1.658	1.683
Heizöl	1.354	891	1.281	1.259	1.427	1.239	1.221
Erdgas	1.381	1.217	1.199	1.203	1.242	1.180	1.571
Nachtspeicher	2.553	2.387	2.412	2.424	2.538	2.613	2.674

Tabelle 8 Jährliche reale Verbrauchskosten zur Erzeugung von Wärme je Haushalt in Baden-Württemberg
Quelle: [fastenergy 2022], [CARMEN 2021a], [Verivox 2021], [Verivox 2021b], [IE 2013] Darstellung und Berechnung: IE Leipzig, Preisbasis 2015

WZ 08	Typische Verbraucher der Verbrauchergruppen	WZ 03 Abschnitt	WZ 08 Abschnitt	UWG 7 WZ 03 CDEF	UWG 7 WZ 08 BC	Umsatz f. Betrieb/Verbraucher [In Mio. Euro]	Bruttowertschöpfung f. Betrieb/Verbraucher [In Mio. Euro]	gezahlter Arbeitgeberbeitrag zur Rentenversicherung f. Betrieb [In Euro]	Anteil der Stromkosten am Umsatz (Basis Eurostat für DE) [In %]	Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung (Basis Eurostat für DE) [In %]
GK	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen klein	-	-	NEIN	NEIN	-	-	5.580	-	-
GG	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen groß	-	-	NEIN	NEIN	-	-	24.180	-	-
41	Baugewerbe Hochbau	F	F	JA	NEIN	3	-	56.474	0,5	2,1
42	Baugewerbe Tiefbau	F	F	JA	NEIN	1	-	22.980	1,9	8,3
05	Kohlenbergbau	C	B	JA	JA	-	-	-	-	-
06	Gewinnung von Erdöl und Erdgas	C	B	JA	JA	-	-	-	-	-
07	Erzbergbau	C	B	JA	JA	-	-	-	-	-
08	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	C	B	JA	JA	5,9	-	131.420	6,3	18,5
09	Dienstleistungen f. d. Bergbau u. Gewinnung v. S. Erzen	C	B	JA	JA	18,1	-	216.330	1,8	9,5
10	Herstellung von Nahrungsmitteln	D	C	JA	JA	21,6	-	335.506	2,0	7,3
11	Getränkeherstellung	D	C	JA	JA	-	-	-	-	-
12	Tabakherstellung	D	C	JA	JA	-	-	-	-	-
13	Herstellung von Textilien	D	C	JA	JA	15,1	-	295.225	1,7	5,4
14	Herstellung von Bekleidung	D	C	JA	JA	43,4	-	718.057	0,5	1,6
15	Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen	D	C	JA	JA	12,5	-	252.193	1,0	3,6
16	H.v. Hob-, Flecht-, Korb- u. Korbmöbel (ohne Möbel)	D	C	JA	JA	17,5	-	253.646	2,6	9,8
17	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	D	C	JA	JA	41,2	-	673.108	6,5	26,8
18	H.v. Druckerz., Verdrück., Ton-, Bild-, Datenträgern	D	C	JA	JA	8,3	-	198.067	3,0	9,1
19	Kokerei und Mineralverarbeitung	D	C	JA	JA	-	-	-	-	-
20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	D	C	JA	JA	78,6	-	934.064	1,4	7,3
21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	D	C	JA	JA	129,5	-	2.922.407	1,3	3,4
22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	D	C	JA	JA	23,2	-	444.316	2,6	8,5
23	H.v. Glas-waren, Keramik, Verarb. v. Steinen u. Erden	D	C	JA	JA	15,3	-	272.586	4,5	13,5
24	Metallerzeugung und -bearbeitung	D	C	JA	JA	71,5	-	746.632	3,7	20,2
25	Herstellung von Metallerezeugnissen	D	C	JA	JA	14,2	-	364.122	2,3	6,1
26	H.v. DV-Geräten, elektron. u. opt. Erzeugnissen	D	C	JA	JA	36,1	-	863.526	0,7	2,0
27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	D	C	JA	JA	41,5	-	901.172	0,8	2,3
28	Maschinenbau	D	C	JA	JA	45,4	-	1.110.873	0,8	2,4
29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenantrieben	D	C	JA	JA	347,5	-	4.743.159	0,6	3,1
30	Sonstiger Fahrzeugbau	D	C	JA	JA	43,8	-	1.319.292	0,6	2,3
31	Herstellung von Möbeln	D	C	JA	JA	18,1	-	385.696	5,4	3,6
32	Herstellung von sonstigen Waren	D	C	JA	JA	23,3	-	530.018	0,9	2,2
33	Reparatur u. Installation von Misch- u. Ausrüstungen	D	C	JA	JA	15,8	-	374.581	0,3	1,0

Legende:
 - Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
 - Produkt eines Gewerbes
 - außer GK und GG
 - nicht vorhanden
 - Zahlenwert vorhanden oder gleich Null
 WZ Wirtschaftszweigklassifikation
 UWG Unternehmen des Produktzweiges gem. § 2 Nr. 3 S. 1 des GG, Abschnitte der WZ 03, C - Bergbau und Gewinnung von Steine und Erden | D - Verarbeitendes Gewerbe | E - Energie- und Wasserversorgung | F - Baugewerbe
 Unternehmen des Produktzweiges gem. § 2 Nr. 14 E. G. 2012, Abschnitte WZ 08: B - Bergbau und Gewinnung von Steine und Erden | C - Verarbeitendes Gewerbe

Tabelle 10 Charakterisierung durchschnittlicher Verbraucher nach Branchen in Baden-Württemberg im Jahr 2020
 Quelle: [SLBW 2021] [Eurostat 2021] [StaBu 2021a] [StaBu 2021b], Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Strompreiskomponenten	Berücksichtigung im Rahmen der Strompreisanalyse	keine Berücksichtigung im Rahmen der Strompreisanalyse
KWK-Umlage	<ul style="list-style-type: none"> Entlastung von der KWK-Umlage für UoPG¹ mit einem Stromkostenanteil an der BWS von > 17 % gemäß § 64 (1) Nr. 2a EEG 2017 (Liste 1, Anlage 4), ohne Berücksichtigung der Mindestumlage (§ 27 (1) Num. 2, KWKG i.V.m. § 64 (2) Nr. 4 EEG) Entlastung von der KWK-Umlage für UoPG² mit einem Stromkostenanteil an der BWS von > 20 % gemäß § 64 (1) Nr. 2b EEG 2017 (Liste 2, Anlage 4), ohne Berücksichtigung der Mindestumlage (§ 27 (1) Num. 2, KWKG i.V.m. § 64 (2) Nr. 4 EEG) 	
§ 19 StromNEV-Umlage	<ul style="list-style-type: none"> Entlastung von der § 19 StromNEV-Umlage für den über 1 GWh hinausgehenden Verbrauch gemäß § 19 (2) StromNEV Entlastung von der § 19 StromNEV-Umlage für UoPG¹ mit einem Stromkostenanteil am Umsatz von > 4 % gemäß § 19 (2) StromNEV 	
Offshorehaltungs-Umlage	<ul style="list-style-type: none"> Entlastung von der Offshorehaltungs-Umlage für UoPG² mit einem Stromkostenanteil an der BWS von > 17 % gemäß § 64 (1) Nr. 2a EEG 2017 (Liste 1, Anlage 4), ohne Berücksichtigung der Mindestumlage (§ 27 (1) Num. 2, KWKG i.V.m. § 64 (2) Nr. 4 EEG) Entlastung von der Offshorehaltungs-Umlage für UoPG¹ mit einem Stromkostenanteil an der BWS von > 20 % gemäß § 64 (1) Nr. 2b EEG 2017 (Liste 2, Anlage 4), ohne Berücksichtigung der Mindestumlage (§ 27 (1) Num. 2, KWKG i.V.m. § 64 (2) Nr. 4 EEG) 	
Lastabschaltungs-Umlage	<ul style="list-style-type: none"> Keine Entlastung von der Lastabschaltungs-Umlage (AbLaV 2016) 	
EEG-Umlage	<ul style="list-style-type: none"> Entlastung von der EEG-Umlage für UoPG¹ mit einem Stromkostenanteil an der BWS von > 17 % gemäß § 64 (1) Nr. 2a EEG 2017 (Liste 1, Anlage 4) unter Berücksichtigung der Maximal-Umlage gemäß § 64 (1) Nr. 3 EEG 2017 und Mindestumlage gemäß § 64 (1) Nr. 4 EEG 2017 Entlastung von der EEG-Umlage für UoPG² mit einem Stromkostenanteil an der BWS von > 20 % gemäß § 64 (1) Nr. 2b EEG 2017 (Liste 2, Anlage 4) unter Berücksichtigung der Maximal-Umlage gemäß § 64 (1) Nr. 3 EEG 2017 und Mindestumlage gemäß § 64 (1) Nr. 4 EEG 2017 	<ul style="list-style-type: none"> Eigenversorgung gemäß § 61 (1) bis (4) EEG 2017 Übergangs- und Härtefallbestimmungen zur BesAR gemäß § 103 (3) und (4) EEG 2017
Konzessionsabgabe	<ul style="list-style-type: none"> Ermäßigte Konzessionsabgabe für Sondervertragskunden gemäß § 2 (2) KAV Vollständige Befreiung von der Konzessionsabgabe für Sondervertragskunden gemäß § 2 (3) KAV 	<ul style="list-style-type: none"> Absenkung der Konzessionsabgabe für Tarifkunden mit Schwachlasttarif gemäß § 2 (2) KAV
Stromsteuer	<ul style="list-style-type: none"> Stromsteuerbefreiung Ermäßigung der Stromsteuer für UoPG¹ gemäß § 9b StromStG Entlastung in Sonderfällen für UoPG² gemäß § 10 StromStG 	<ul style="list-style-type: none"> energieintensive Produktionsprozesse gemäß § 9a StromStG Strom aus Netzen mit 100 % erneuerbaren Energien gemäß § 9 (1) StromStG Eigenkonsum zur Stromerzeugung gemäß § 9 (1) StromStG Stromerzeugung im räumlichen Zusammenhang gemäß § 9 (1) StromStG Strom aus Notstromanlagen gemäß § 9 (1) StromStG
Netzentgelt (für Netznutzung, Messung und Abrechnung)	<ul style="list-style-type: none"> Keine Entlastung von der Netzentgelt 	<ul style="list-style-type: none"> Engpässe für hohe Gleichmäßigkeit gemäß § 19 (2) S. 2 StromNEV Individuelle Netznutzung gemäß § 19 (2) S. 1 StromNEV
Beschaffung und Vertrieb (inkl. Marge)	<ul style="list-style-type: none"> Keine Entlastung von der Beschaffung und Vertrieb 	

¹ Unternehmen des Produktbereichs Gewerbe (UoPG) gemäß § 2 Nr. 3 StromStG, Abschnitt der WZ08; C - Baugebau und Gewinnung von Steine und Erden | D - Verarbeitendes Gewerbe | E - Energie- und Wasserversorgung | F - Baugewerbe
² Unternehmen des Produktbereichs Gewerbe (UoPG) gemäß § 3 Nr. 14 EEG 2012, Abschnitts WZ08; B - Baugebau und Gewinnung von Steine und Erden | C - Verarbeitendes Gewerbe

Tabelle 11 Berücksichtigte Entlastungs- und Befreiungstatbestände im Rahmen der Strompreisanalyse 2020
 Quelle: [KWKG 2020] [StromNEV 2015] [EnWG 2021] [EEG 2017] [StromStG 2015] [KAV 2006], [AbLaV 2016], Zusammenstellung und Darstellung IE Leipzig

Beschäftigte			Umsatz				
Ranking	WZ 08	Anzahl Beschäftigte 2020	Ranking	WZ 08	Umsatz in 10 ⁹ Euro 2020		
	Verbrauchergruppen			Verbrauchergruppen			
1	28	Maschinenbau	321.999	1	29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	102.526.489
2	29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	221.463	2	28	Maschinenbau	71.327.885
3	25	Herstellung von Metallerzeugnissen	155.773	3	25	Herstellung von Metallerzeugnissen	24.526.427
4	27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	102.371	4	27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	22.968.901
5	10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	68.876	5	20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	16.663.701
6	26	H.v. DV-Geräten, elektron. u. opt. Erzeugnissen	68.058	6	26	H.v. DV-Geräten, elektron. u. opt. Erzeugnissen	15.768.695
7	22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	61.715	7	10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	15.540.870
8	32	Herstellung von sonstigen Waren	48.508	8	22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	13.042.440
9	20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	36.735	9	24	Metallerzeugung und -bearbeitung	9.581.978
10	21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	25.180	10	32	Herstellung von sonstigen Waren	9.148.958
11	17	Herstellung von Papier, Papp und Waren daraus	24.540	11	17	Herstellung von Papier, Papp und Waren daraus	6.754.557
12	24	Metallerzeugung und -bearbeitung	21.414	12	21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	6.218.122
13	23	H.v. Glas-, wahren, Keramik, Verarb. v. Steinen u. Erden	20.974	13	23	H.v. Glas-, wahren, Keramik, Verarb. v. Steinen u. Erden	5.414.759
14	33	Reparatur u. Installation von Masch.u. Ausrüstungen	20.587	14	33	Reparatur u. Installation von Masch.u. Ausrüstungen	4.954.956
15	31	Herstellung von Möbeln	16.746	15	16	H.v. Holz-, Flecht-, Korb-u. Korkwaren (ohne Möbel)	3.620.953
16	16	H.v. Holz-, Flecht-, Korb-u. Korkwaren (ohne Möbel)	14.513	16	31	Herstellung von Möbeln	2.975.033
17	18	H.v. Druckerz., Verneifl.v. Ton-, Bild-, Datenträgern	12.320	17	11	Getränkeherstellung	2.009.858
18	13	Herstellung von Textilien	10.547	18	30	Sonstiger Fahrzeugbau	1.971.787
19	30	Sonstiger Fahrzeugbau	9.919	19	13	Herstellung von Textilien	1.903.493
20	14	Herstellung von Bekleidung	8.493	20	14	Herstellung von Bekleidung	1.864.992
21	11	Getränkeherstellung	7.634	21	18	H.v. Druckerz., Verneifl.v. Ton-, Bild-, Datenträgern	1.676.587
22	08	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	4.773	22	08	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	943.286
23	15	Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen	1.240	23	15	Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen	199.945

Bruttowertschöpfung			Stromverbrauch				
Ranking	WZ 08	Bruttowertschöpfung in Mio. Euro 2020	Ranking	WZ 08	Stromverbrauch in MWh 2020		
	Verbrauchergruppen			Verbrauchergruppen			
1	28	Maschinenbau	23.100	1	29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	3.600.833
2	29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	19.977	2	25	Herstellung von Metallerzeugnissen	2.933.056
3	25	Herstellung von Metallerzeugnissen	9.296	3	28	Maschinenbau	2.904.444
4	27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	7.580	4	17	Herstellung von Papier, Papp und Waren daraus	2.615.278
5	26	H.v. DV-Geräten, elektron. u. opt. Erzeugnissen	5.880	5	24	Metallerzeugung und -bearbeitung	2.112.222
6	20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	4.095	6	22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	1.829.167
7	22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	4.041	7	10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	1.476.667
8	32	Herstellung von sonstigen Waren	3.623	8	23	H.v. Glas-, wahren, Keramik, Verarb. v. Steinen u. Erden	1.312.500
9	10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	3.035	9	20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	1.286.944
10	21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	1.845	10	27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	884.722
11	23	H.v. Glas-, wahren, Keramik, Verarb. v. Steinen u. Erden	1.799	11	26	H.v. DV-Geräten, elektron. u. opt. Erzeugnissen	587.500
12	17	Herstellung von Papier, Papp und Waren daraus	1.782	12	16	H.v. Holz-, Flecht-, Korb-u. Korkwaren (ohne Möbel)	500.000
13	24	Metallerzeugung und -bearbeitung	1.766	13	21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	460.278
14	33	Reparatur u. Installation von Masch.u. Ausrüstungen	1.702	14	32	Herstellung von sonstigen Waren	391.111
15	16	H.v. Holz-, Flecht-, Korb-u. Korkwaren (ohne Möbel)	968	15	08	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	310.000
16	31	Herstellung von Möbeln	889	16	18	H.v. Druckerz., Verneifl.v. Ton-, Bild-, Datenträgern	258.056
17	13	Herstellung von Textilien	590	17	11	Getränkeherstellung	208.056
18	18	H.v. Druckerz., Verneifl.v. Ton-, Bild-, Datenträgern	559	18	13	Herstellung von Textilien	160.000
19	11	Getränkeherstellung	549	19	31	Herstellung von Möbeln	159.722
20	30	Sonstiger Fahrzeugbau	545	20	33	Reparatur u. Installation von Masch.u. Ausrüstungen	74.444
21	14	Herstellung von Bekleidung	517	21	30	Sonstiger Fahrzeugbau	63.056
22	08	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	347	22	14	Herstellung von Bekleidung	41.944
23	15	Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen	56	23	15	Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen	9.722

Abbildung 98 Die drei bedeutendsten Branchen nach Beschäftigten, Umsatz, Bruttowertschöpfung und Stromverbrauch des produzierenden Gewerbes in Baden-Württemberg 2020

Quelle: [SLBW 2021] [StaBu 2021a] [StaBu 2021b], Auswertung und Darstellung IE Leipzig

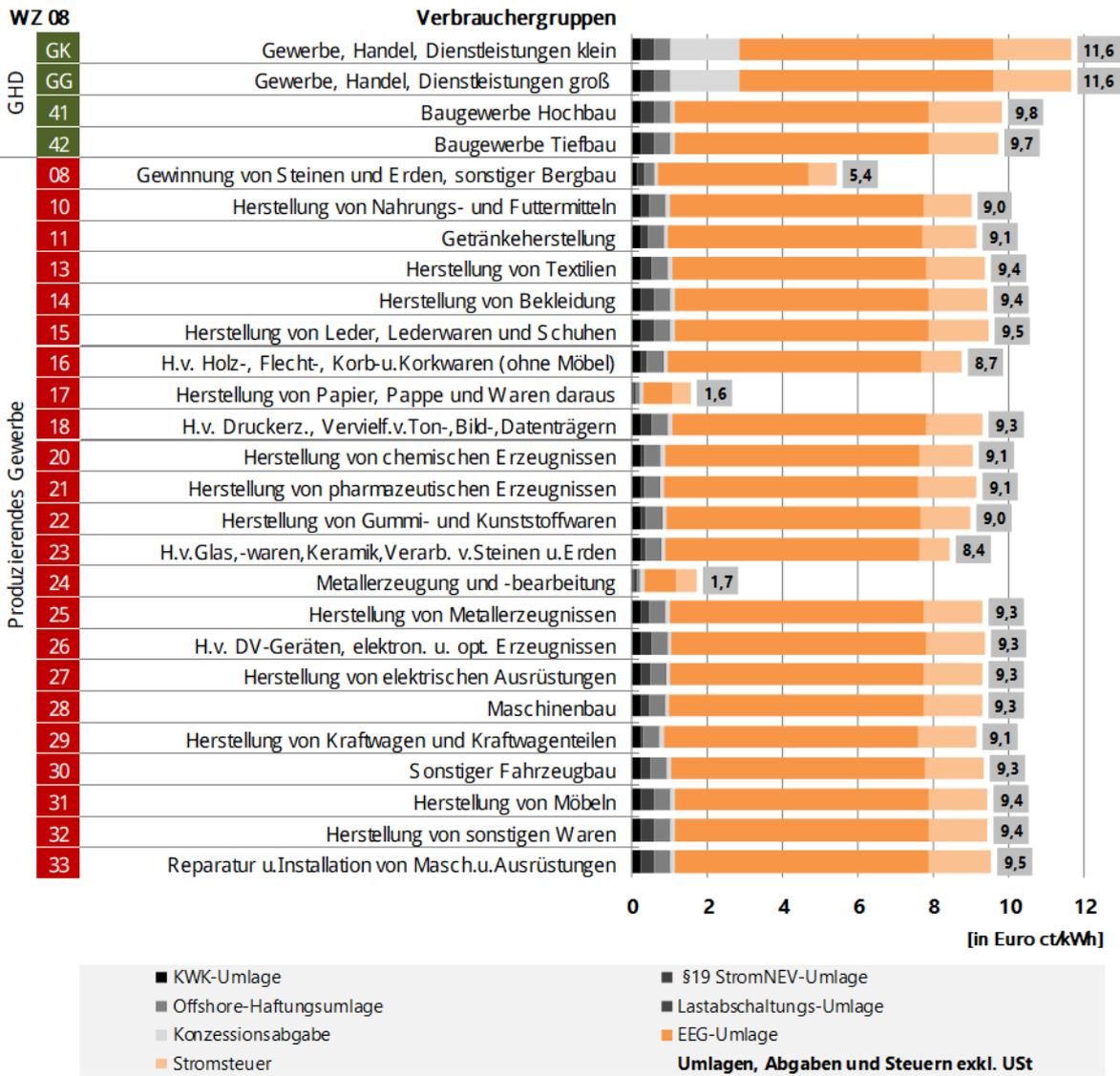


Abbildung 99 Staatlich induzierte Strompreisbestandteile unter Berücksichtigung der Entlastungstatbestände für durchschnittliche gewerbliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2020

Quelle: [KWKG 2020] [StromNEV 2015] [EnWG 2021] [EEG 2017] [StromStG 2015] [StromStV 2013] [AbLaV 2016] [SGB 2013] [KAV 2006] [SLBW 2021] [StaBu 2021a] [StaBu 2021b] [StaBu 2021c] [ÜNB 2020a] [ÜNB 2020b] [ÜNB 2020c] [ÜNB 2020d] [ÜNB 2020e] Berechnung und Darstellung IE Leipzig

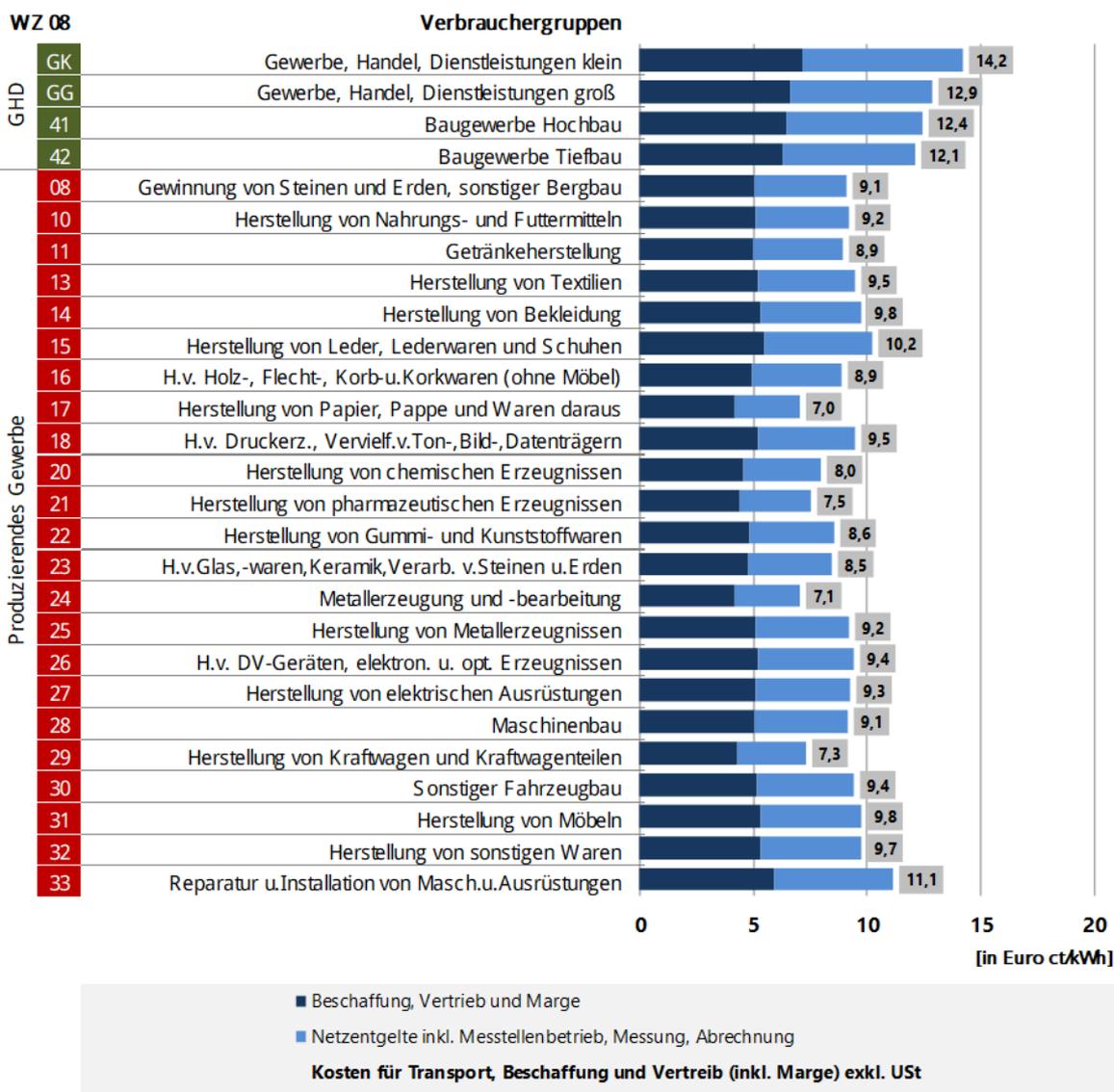


Abbildung 100 Spezifische Kosten für Transport, Beschaffung und Vertrieb (inkl. Marge) für durchschnittliche gewerbliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2020

Quelle: [BNetzA 2021] [SLBW 2021] Berechnung und Darstellung IE Leipzig

WZ 08*	Verbrauchergruppen	Umlagen, Abgaben und Steuern exkl. USt in €/kWh						Staatlich induzierter Anteil am Strompreis in Prozent						Veränderung 2020 ggü. 2014	
		2014	2016	2017	2018	2019	2020	2014	2016	2017	2018	2019	2020	in €/kWh	in %-Punkte
GK	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen klein	10,7	11,1	11,6	11,4	11,3	11,6	45,0%	48,5%	48,5%	48,5%	45,4%	45,0%	0,55	0,4%
GG	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen groß	10,7	11,1	11,6	11,4	11,3	11,6	47,3%	50,8%	51,0%	51,0%	47,8%	47,5%	0,55	0,6%
41	Baugewerbe Hochbau	8,9	9,3	9,7	9,6	9,5	9,8	43,4%	47,1%	47,6%	47,6%	44,3%	44,1%	0,55	0,9%
42	Baugewerbe Tiefbau	8,8	9,2	9,6	9,5	9,3	9,7	43,7%	47,4%	47,9%	47,9%	44,6%	44,5%	0,55	0,9%
05	Kohlenbergbau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
06	Gewinnung von Erdöl und Erdgas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
07	Erzbergbau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
08	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	4,6	5,0	5,3	5,3	5,1	5,4	34,3%	38,8%	40,7%	39,3%	36,8%	37,4%	0,50	2,5%
09	Dienstleistungen f.d. Bergbau u. Gewinnung v. Steinen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	7,6	8,1	8,6	8,6	8,6	9,0	46,3%	50,6%	52,2%	51,2%	49,3%	49,4%	0,99	3,0%
11	Getränkeherstellung	7,8	8,1	8,7	8,7	8,8	9,1	47,3%	51,6%	53,5%	52,3%	50,4%	50,5%	1,02	3,2%
12	Tabakverarbeitung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Herstellung von Textilien	7,8	8,3	8,9	9,0	9,0	9,4	47,3%	51,8%	53,5%	52,4%	49,9%	49,6%	1,19	2,6%
14	Herstellung von Bekleidung	8,4	8,9	9,4	9,2	9,1	9,4	47,3%	51,7%	52,6%	51,3%	49,1%	49,2%	0,66	1,8%
15	Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen	8,5	8,9	9,4	9,2	9,1	9,5	45,5%	50,8%	52,0%	50,4%	48,1%	48,1%	0,61	2,6%
16	H.v. Holz-, Flecht-, Korb- u. Korkwaren (ohne Möbel)	7,6	7,9	8,4	8,5	8,5	8,7	46,3%	50,5%	52,3%	51,3%	49,4%	49,6%	0,85	3,1%
17	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	1,2	1,4	1,4	1,6	1,6	1,6	15,3%	18,5%	19,6%	20,0%	18,6%	18,2%	0,32	3,3%
18	H.v. Druckerz., Verelf.v. Ton-, Bild-, Datenträgern	7,8	8,3	8,8	8,8	8,8	9,3	46,7%	51,1%	52,5%	51,4%	49,4%	49,5%	0,96	2,7%
19	Kokerei und Mineralölverarbeitung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	7,5	7,8	8,4	8,4	8,5	9,1	49,0%	52,9%	55,2%	54,1%	52,3%	53,1%	1,00	3,3%
21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	8,1	8,2	8,8	8,8	8,8	9,1	52,1%	55,5%	57,9%	56,7%	54,5%	54,8%	0,74	2,4%
22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	7,5	7,8	8,4	8,5	8,7	9,0	47,7%	51,8%	53,9%	52,9%	51,1%	51,1%	1,12	3,4%
23	H.v. Glas-, w. Keramik, Verarb. v. Steinen u. Erden	7,1	7,4	7,8	8,0	8,1	8,4	46,4%	50,4%	52,0%	51,3%	49,6%	49,9%	0,94	3,2%
24	Metallerzeugung und -bearbeitung	1,4	1,4	1,5	2,2	2,2	1,7	16,6%	19,0%	20,3%	26,1%	24,0%	19,5%	0,77	7,5%
25	Herstellung von Metallerzeugnissen	8,2	8,5	9,0	9,0	8,9	9,3	48,1%	52,1%	53,7%	52,5%	50,4%	50,2%	0,79	2,4%
26	H.v. DV-Geräten, elektron. u. opt. Erzeugnissen	8,3	8,7	9,2	9,1	9,0	9,3	48,0%	51,8%	53,2%	51,9%	49,7%	49,8%	0,71	1,8%
27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	8,3	8,5	9,1	9,0	9,0	9,3	48,3%	52,1%	53,6%	52,3%	50,1%	50,1%	0,71	1,8%
28	Maschinenbau	8,2	8,5	9,0	8,9	8,9	9,3	48,6%	52,3%	53,9%	52,6%	50,5%	50,4%	0,72	1,9%
29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	8,1	8,2	8,7	8,7	8,8	9,1	53,1%	56,6%	59,2%	57,9%	55,9%	55,6%	0,75	2,8%
30	Sonstiger Fahrzeugbau	8,3	8,6	9,1	9,0	9,0	9,3	48,3%	52,0%	53,5%	52,4%	50,3%	49,8%	0,70	2,0%
31	Herstellung von Möbeln	8,4	8,8	9,3	9,2	9,1	9,4	47,6%	51,7%	52,8%	51,4%	49,1%	49,2%	0,70	1,6%
32	Herstellung von sonstigen Waren	8,4	8,9	9,3	9,2	9,1	9,4	47,5%	51,7%	52,8%	51,4%	49,2%	49,2%	0,66	1,8%
33	Reparatur u. Installation von Masch.- u. Ausrüstungen	8,5	8,9	9,4	9,3	9,2	9,5	45,1%	49,2%	49,9%	48,5%	46,1%	46,1%	0,65	0,9%

Legende:
 P Produzierendes Gewerbe und Bergbau
 - nichts vorhanden oder weniger als die Hälfte von 1 in der letzten besetzten Stelle
 . Zahlenwert unbekannt oder geheimzuhalten
 WZ Wirtschaftszweikklassifikation

Abbildung 101 Entwicklung der staatlich induzierten Strompreisbestandteile unter Berücksichtigung der Entlastungstatbestände für durchschnittliche gewerbliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2014, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020

Quelle: [KWKG 2020] [StromNEV 2015] [EnWG 2021] [EEG 2017] [StromStG 2015] [StromStV 2013] [AbLaV 2016] [SGB 2013] [KAV 2006] [SLBW 2021] [StaBu 2021a] [StaBu 2021b] [StaBu 2021c] [ÜNB 2020a] [ÜNB 2020b] [ÜNB 2020c] [ÜNB 2020d], [IE 2021], Berechnung und Darstellung IE Leipzig

WZ 08	Verbrauchergruppen	Transport in €/ctkWh						Anteil Transport am Strompreis in Prozent						Veränderung 2020 ggü. 2014	
		2014	2016	2017	2018	2019	2020	2014	2016	2017	2018	2019	2020	in €/ctkWh	in %- Punkte
GK	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen klein	5,9	6,2	6,5	6,6	6,7	7,0	24,9%	26,9%	27,3%	26,7%	27,0%	27,0%	1,10	2,1%
GG	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen groß	5,3	5,5	5,8	5,9	5,9	6,3	23,2%	25,2%	25,5%	24,9%	25,2%	25,2%	0,98	2,0%
41	Baugewerbe Hochbau	5,1	5,3	5,5	5,6	5,7	6,0	24,7%	26,9%	27,1%	26,3%	26,7%	26,7%	0,94	2,0%
42	Baugewerbe Tiefbau	4,9	5,1	5,4	5,5	5,5	5,8	24,3%	26,6%	26,7%	26,0%	26,3%	26,3%	0,91	2,0%
05	Kohlenbergbau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
06	Gewinnung von Erdöl und Erdgas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
07	Erzbergbau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
08	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	3,4	3,6	3,7	3,8	3,8	4,0	25,5%	28,5%	28,3%	26,8%	27,2%	27,2%	0,62	1,7%
09	Dienstleistungen f.d. Bergbau u. Gewinnung v. Steinen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	3,5	3,7	3,7	3,8	3,8	4,1	20,9%	23,1%	22,8%	21,8%	21,9%	21,9%	0,66	1,0%
11	Getränkeherstellung	3,3	3,5	3,6	3,6	3,7	4,0	20,3%	22,4%	22,0%	21,0%	21,2%	21,2%	0,64	0,9%
12	Tabakverarbeitung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Herstellung von Textilien	3,3	3,6	3,7	3,8	3,9	4,3	20,3%	22,4%	22,1%	21,1%	21,8%	21,8%	0,94	1,5%
14	Herstellung von Bekleidung	3,8	4,0	4,1	4,2	4,2	4,4	21,1%	23,0%	23,1%	22,3%	22,6%	22,6%	0,67	1,4%
15	Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen	4,2	4,2	4,2	4,4	4,4	4,7	22,5%	23,7%	23,5%	22,9%	23,3%	23,3%	0,51	0,8%
16	H.v. Holz-, Flecht-, Korb- u. Korkwaren (ohne Möbel)	3,4	3,6	3,6	3,7	3,7	3,9	20,8%	23,0%	22,6%	21,6%	21,6%	21,6%	0,50	0,8%
17	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	2,3	2,6	2,6	2,6	2,6	2,8	28,3%	34,3%	34,6%	30,8%	30,9%	30,9%	0,53	2,6%
18	H.v. Druckerz., Vervielfältig., Bild-, Datenträgern	3,5	3,7	3,8	3,9	3,9	4,3	20,8%	22,9%	22,7%	21,8%	22,0%	22,0%	0,80	1,2%
19	Kokerei und Mineralölverarbeitung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	2,8	3,1	3,1	3,1	3,1	3,4	18,5%	20,9%	20,4%	19,3%	19,4%	19,4%	0,56	0,8%
21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	2,6	2,9	2,8	2,9	2,9	3,1	16,9%	19,4%	18,6%	17,8%	18,0%	18,0%	0,52	1,1%
22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	3,1	3,3	3,3	3,4	3,5	3,7	19,6%	21,9%	21,4%	20,4%	20,5%	20,5%	0,65	0,9%
23	H.v. Glas-, Waren, Keramik, Verarb. v. Steinen u. Erden	3,1	3,3	3,3	3,4	3,4	3,7	20,1%	22,5%	22,3%	21,1%	21,0%	21,0%	0,59	1,0%
24	Metallerzeugung und -bearbeitung	2,4	2,6	2,5	2,6	2,6	2,9	28,2%	34,0%	34,0%	28,3%	28,7%	28,7%	0,48	0,5%
25	Herstellung von Metallerzeugnissen	3,4	3,6	3,7	3,7	3,8	4,1	20,1%	22,3%	22,0%	21,2%	21,3%	21,3%	0,70	1,2%
26	H.v. DV-Geräten, elektron. u. opt. Erzeugnissen	3,5	3,8	3,9	3,9	4,0	4,3	20,4%	22,7%	22,5%	21,7%	22,0%	22,0%	0,72	1,6%
27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	3,4	3,7	3,7	3,8	3,9	4,2	20,1%	22,4%	22,2%	21,3%	21,6%	21,6%	0,72	1,5%
28	Maschinenbau	3,3	3,6	3,6	3,7	3,8	4,1	19,8%	22,2%	21,9%	21,0%	21,2%	21,2%	0,73	1,5%
29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	2,4	2,7	2,6	2,6	2,6	3,0	16,0%	18,4%	17,6%	16,8%	16,8%	16,8%	0,57	0,8%
30	Sonstiger Fahrzeugbau	3,4	3,7	3,8	3,8	3,8	4,2	20,1%	22,5%	22,2%	21,3%	21,5%	21,5%	0,79	1,4%
31	Herstellung von Möbeln	3,7	3,9	4,0	4,1	4,2	4,4	20,8%	22,9%	22,9%	22,2%	22,5%	22,5%	0,77	1,7%
32	Herstellung von sonstigen Waren	3,7	3,9	4,0	4,1	4,1	4,4	20,9%	23,0%	22,9%	22,2%	22,4%	22,4%	0,72	1,5%
33	Reparatur u. Installation von Masch. u. Ausrüstungen	4,3	4,5	4,7	4,9	5,0	5,2	22,9%	25,0%	25,1%	24,4%	25,0%	25,0%	0,92	2,1%

Legende:
 Produzierendes Gewerbe und Bergbau
 - nichts vorhanden oder weniger als die Hälfte von 1 in der letzten besetzten Stelle
 - Zahlenwert unbekannt oder geheimzuhalten
WZ Wirtschaftszweigklassifikation

Abbildung 102 Entwicklung der spezifischen Kosten für Transport (Netzentgelte) für durchschnittliche gewerbliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2014, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020
 Quelle: [BNetzA 2021], [SLBW 2021], [IE 2021], Berechnung und Darstellung IE Leipzig

WZ 08	Verbrauchergruppen	Beschaffung in €/ct/kWh						Anteil Beschaffung am Strompreis in Prozent						Veränderung 2020 ggü. 2014	
		2014	2016	2017	2018	2019	2020	2014	2016	2017	2018	2019	2020	in €/ct/kWh	in %-Punkte
GK	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen klein	7,2	5,6	5,8	6,1	6,8	7,2	30,1%	24,5%	24,2%	25,1%	27,5%	27,7%	-0,02	-2,4%
GG	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen groß	6,7	5,2	5,3	5,6	6,4	6,6	29,5%	24,0%	23,5%	24,5%	26,9%	27,0%	-0,10	-2,6%
41	Baugewerbe Hochbau	6,6	5,1	5,2	5,5	6,2	6,4	31,9%	26,0%	25,4%	26,5%	29,0%	28,9%	-0,13	-3,0%
42	Baugewerbe Tiefbau	6,4	5,0	5,1	5,4	6,1	6,3	32,0%	26,0%	25,3%	26,5%	29,1%	28,9%	-0,15	-3,1%
05	Kohlenbergbau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
06	Gewinnung von Erdöl und Erdgas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
07	Erzbergbau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
08	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	5,4	4,2	4,1	4,4	5,0	5,0	40,2%	32,6%	31,1%	32,6%	36,0%	34,7%	-0,36	-5,5%
09	Dienstleistungen f.d. Bergbau u. Gewinnung v. Steinen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	5,4	4,2	4,1	4,4	5,0	5,1	32,8%	26,3%	25,0%	26,2%	28,8%	28,0%	-0,33	-4,8%
11	Getränkeherstellung	5,3	4,1	4,0	4,3	4,9	5,0	32,5%	26,0%	24,6%	25,9%	28,4%	27,6%	-0,34	-4,9%
12	Tabakverarbeitung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Herstellung von Textilien	5,3	4,1	4,1	4,4	5,1	5,2	32,4%	25,8%	24,4%	25,6%	28,3%	27,6%	-0,13	-4,8%
14	Herstellung von Bekleidung	5,6	4,3	4,3	4,6	5,3	5,3	31,6%	25,3%	24,3%	25,6%	28,4%	27,7%	-0,32	-3,9%
15	Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen	5,9	4,5	4,4	4,7	5,4	5,5	31,9%	25,5%	24,4%	25,8%	28,6%	28,0%	-0,44	-3,9%
16	H.v. Holz-, Flecht-, Korb- u. Korkwaren (ohne Möbel)	5,4	4,1	4,0	4,3	5,0	5,0	32,8%	26,5%	25,1%	26,3%	29,0%	28,1%	-0,45	-4,7%
17	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	4,6	3,6	3,4	3,7	4,3	4,2	56,4%	47,1%	45,8%	46,9%	50,6%	48,7%	-0,42	-7,7%
18	H.v. Druckerz., Vertriebs- u. Bild-, Datenträgern	5,4	4,2	4,1	4,4	5,1	5,2	32,5%	26,0%	24,8%	26,0%	28,6%	27,7%	-0,23	-4,8%
19	Kokerei und Mineralölverarbeitung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	5,0	3,8	3,7	4,0	4,6	4,6	32,5%	26,2%	24,5%	25,8%	28,4%	26,9%	-0,40	-5,6%
21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	4,8	3,7	3,5	3,8	4,5	4,4	31,1%	25,2%	23,4%	24,9%	27,6%	26,4%	-0,43	-4,7%
22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	5,2	4,0	3,9	4,2	4,8	4,8	32,7%	26,3%	24,7%	25,9%	28,4%	27,5%	-0,33	-5,2%
23	H.v. Glas-, werten, Keramik, Verarb. v. Steinen u. Erden	5,2	4,0	3,9	4,2	4,8	4,8	33,5%	27,0%	25,8%	26,8%	29,4%	28,3%	-0,38	-5,2%
24	Metallerzeugung und -bearbeitung	4,7	3,6	3,4	3,7	4,3	4,2	55,2%	47,0%	45,6%	43,6%	47,3%	47,9%	-0,46	-7,3%
25	Herstellung von Metallerzeugnissen	5,4	4,2	4,1	4,4	5,0	5,1	31,8%	25,5%	24,3%	25,6%	28,2%	27,5%	-0,30	-4,3%
26	H.v. DV-Geräten, elektron. u. opt. Erzeugnissen	5,5	4,3	4,2	4,5	5,1	5,2	31,6%	25,5%	24,3%	25,6%	28,3%	27,6%	-0,29	-4,0%
27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	5,4	4,2	4,1	4,4	5,1	5,1	31,6%	25,5%	24,3%	25,6%	28,3%	27,5%	-0,29	-4,1%
28	Maschinenbau	5,3	4,1	4,0	4,3	5,0	5,1	31,6%	25,5%	24,2%	25,6%	28,2%	27,5%	-0,28	-4,1%
29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	4,7	3,6	3,4	3,7	4,3	4,3	30,9%	25,0%	23,1%	24,6%	27,3%	26,2%	-0,39	-4,7%
30	Sonstiger Fahrzeugbau	5,4	4,2	4,1	4,4	5,0	5,2	31,6%	25,5%	24,3%	25,6%	28,3%	27,6%	-0,24	-4,0%
31	Herstellung von Möbeln	5,6	4,3	4,3	4,6	5,2	5,3	31,6%	25,4%	24,3%	25,6%	28,4%	27,7%	-0,25	-3,9%
32	Herstellung von sonstigen Waren	5,6	4,3	4,3	4,6	5,2	5,3	31,6%	25,3%	24,3%	25,6%	28,4%	27,7%	-0,29	-3,9%
33	Reparatur u. Installation von Misch- u. Ausrüstungen	6,0	4,7	4,7	5,0	5,8	5,9	32,0%	25,8%	24,9%	26,2%	28,9%	28,5%	-0,15	-3,5%

Legende:
 Produzierendes Gewerbe und Bergbau
 - nichts vorhanden oder weniger als die Hälfte von 1 in der letzten besetzten Stelle
 . Zahlenwert unbekannt oder geheimzuhalten
WZ Wirtschaftszweigklassifikation

Abbildung 103 Entwicklung der spezifischen Kosten für die Beschaffung (inkl. Vertrieb und Marge) für durchschnittliche gewerbliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2014, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020
 Quelle: [BNetzA 2021] [SLBW 2021], [IE 2021], Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Entwicklung der Future-Notierungen

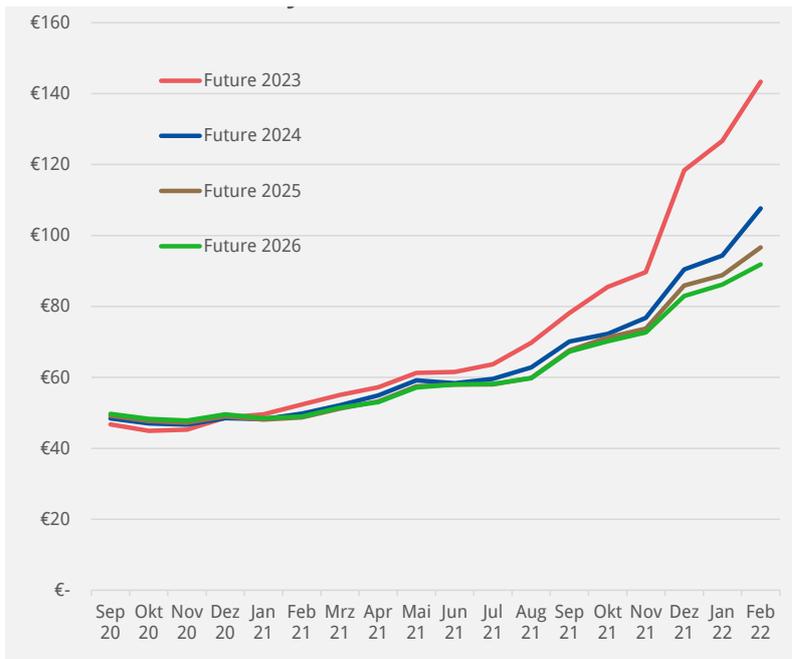


Abbildung 104 Entwicklung der Future-Notierungen für Strom (EEX German Power Future) im Verlauf von 18 Monaten

Quelle: Zusammenstellung des IE Leipzig,
Monatsmittelwerte aus vorliegenden Jahresfutures gemäß [EEX 2020-22]

11 Verzeichnisse

Abkürzungsverzeichnis	163
Abbildungsverzeichnis	166
Tabellenverzeichnis	172
Literaturverzeichnis	173

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
AbLa-Umlage	Umlage für abschaltbare Lasten
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BMWi	Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie
bnNetze	Eigenname Tochterfirma der Badenova AG & Co.
BY	Bayern
CARMEN e.V.	Centrales Agrar-Rohstoff-Marketing- und Energie-Netzwerk
CME	Chicago Mercantile Exchange
COP	Conference of the Parties - Weltklimagipfel
CO ₂	Kohlendioxid
Ct/kWh	Cent je Kilowattstunde
DE	Deutschland
DIN	Deutsches Institut für Normung
DK	Dänemark
EC	European Commission
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien
EEX	European Energy Exchange
EIA	Energy Information Administration
EID	Energie-Informationsdienst
EU	Europäische Union
EUA	European Emission Allowances
EU-ETS	Europäische Emissionshandel
EZB	Europäische Zentralbank
FR	Frankreich
GJ	Gigajoule
GWh	Gigawattstunden
H-Gas	High calorific gas (Erdgas mit hohem Energiegehalt)

HöS	Höchstspannungsebene
HS	Hochspannungsebene
HVPI	harmonisierten Verbraucherpreis-Index
IE Leipzig	Leipziger Institut für Energie GmbH
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunden
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
l	Liter
L-Gas	Low calorific gas (Erdgas mit niedrigem Energiegehalt)
LNG	liquefied natural gas (Flüssigerdgas)
MS	Mittelspannungsebene
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
NCG	NetConnect Germany, ein Marktgebietsbetreiber im deutschen Erdgasmarkt
N-Ergie	Eigenname Firma Nürnberg Energieversorger
NEMoG	Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz)
NEP	Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber
NL	Niederlande
NS	Niederspannungsebene
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries
PV	Photovoltaik
RLM	Registrierende Leistungsmessung
SH	Schleswig-Holstein
SLP	Standardlastprofil
SW	Stadtwerk

TWh	Terrawattstunden
UM	Umweltministerium
US	United States
USA	United States of America
WTI	West Texas Intermediate
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Nominale Energiepreis-Indizes seit 2000 mit Prognose bis 2028	10
Abbildung 2	Reale Energiepreis-Indizes seit 2000 mit Prognose bis 2028	11
Abbildung 3	Entwicklung der nominalen Ölpreise seit 2008 inklusive Kennzeichnung wesentlicher Ereignisse	17
Abbildung 4	Entwicklung der gewerblichen und nicht-gewerblichen Endverbraucherpreise für Heizöl und Einfuhrpreise für Rohöl in Deutschland 2006-2021 (nominal, monatliche Durchschnittswerte)	20
Abbildung 5	Nominale und reale Preise für leichtes Heizöl nicht gewerblich und gewerblich bis 2021 (Jahresdurchschnittswerte)	20
Abbildung 6	Preise auf nicht-gewerbliches Heizöl in Deutschland im Vergleich zu Nachbarländern und dem EU-Durchschnitt 2015 bis 2021	22
Abbildung 7	Preise für Heizöl bei Belieferung an Haushalte im Bundesländervergleich 2015 bis 2021	23
Abbildung 8	Nominale Preise für Superbenzin und Dieselmotorkraftstoff (monatliche Mittelwerte) 2006 bis 2021	24
Abbildung 9	Jahresmittel der Preise für Dieselmotorkraftstoff und Superbenzin von 2000 bis 2021 (nominal und real)	24
Abbildung 10	Preise für Superbenzin in Deutschland im Vergleich zu Nachbarländern und EU-Durchschnitt 2015 bis 2021	26
Abbildung 11	Preise für Diesel in Deutschland im Vergleich zu Nachbarländern und EU-Durchschnitt 2015 bis 2021	26
Abbildung 12	Vertragsstruktur (mengenbezogen) von Haushaltskunden 2020	28
Abbildung 13	Vertragsstruktur (mengenbezogen) von Industrie- und Gewerbekunden 2020	29
Abbildung 14	Entwicklung der monatlichen Preisindizes für Erdgas für verschiedene Verbrauchergruppen in Deutschland 2005-2022 (nominal)	31
Abbildung 15	Entwicklung des Grenzübergangspreises für Erdgasimporte nach Deutschland von 2010 bis 2021	33
Abbildung 16	Zusammensetzung des Gaspreises für Haushalte (Abnahmefall 20-200 GJ) und Industrie (Abnahmefall 116 GWh) in Deutschland zum Stichtag 1. April 2021	34

Abbildung 17	Nominale Erdgaspreise für Haushaltskunden im europäischen Vergleich 2016-2020	36
Abbildung 18	Reale Erdgaspreise für Haushaltskunden im europäischen Vergleich 2016-2020	36
Abbildung 19	Erdgaspreise für Haushaltskunden nach Bundesländern 2021	37
Abbildung 20	Netzentgelte für Haushaltskunden nach Bundesländern 2021	38
Abbildung 21	Erdgaspreise für Gewerbekunden nach Bundesländern 2021	39
Abbildung 22	Netzentgelte für Gewerbekunden nach Bundesländern 2021	40
Abbildung 23	Nominale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe I1 der Industrie im europäischen Vergleich 2016-2020	42
Abbildung 24	Reale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe I1 der Industrie im europäischen Vergleich 2016-2020	42
Abbildung 25	Nominale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe I3 der Industrie im europäischen Vergleich 2016-2020	43
Abbildung 26	Reale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe I3 der Industrie im europäischen Vergleich 2016-2020	43
Abbildung 27	Nominale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe I5 der Industrie im europäischen Vergleich 2016-2020	44
Abbildung 28	Reale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe I5 der Industrie im europäischen Vergleich 2016-2020	44
Abbildung 29	Nominale (links) und reale (rechts) Erdgaspreise für die Industrie in den USA	45
Abbildung 30	Vertragsstruktur (mengenbezogen) von Haushaltskunden 2020	48
Abbildung 31	Vertragsstruktur (mengenbezogen) von Industrie- und Gewerbekunden 2020	48
Abbildung 32	Nominale Entwicklung der Preisindizes für Strom in Deutschland (Monatsmittelwerte)	50
Abbildung 33	Nominale Entwicklung der Preisindizes für die Einfuhr bzw. Erzeugung fossiler Energieträger (Monatsmittelwerte)	53
Abbildung 34	Monats- und Jahresmittelwerte der nominalen Börsenpreise für Strom am Spotmarkt	54
Abbildung 35	Komponenten der EEG-Umlage 2010 bis 2022	56

Abbildung 36	Steuern und Abgaben auf Strom nach Verbrauchergruppen 2020 und 2021	57
Abbildung 37	Haushaltsstrompreis im europäischen Vergleich (nominal)	58
Abbildung 38	Haushaltsstrompreis im europäischen Vergleich (real)	59
Abbildung 39	Entwicklung des Haushaltsstrompreises und dessen Bestandteile in Deutschland (nominal)	60
Abbildung 40	Entwicklung des Haushaltsstrompreises und dessen Bestandteile in Deutschland (real)	61
Abbildung 41	Marktübersicht über Strompreise einschließlich aller Steuern, Abgaben und Umlagen für Haushaltskunden nach Bundesländern	63
Abbildung 42	Übersicht über die Netzentgelte für Haushaltskunden nach Bundesländern	63
Abbildung 43	Übersicht der zu zahlenden Netzentgelte in Baden-Württemberg für die Haushalte bei unterschiedlichen Netzbetreibern	65
Abbildung 44	Strompreis für private Nachtspeicher-Heizungen in ausgewählten Städten in Baden-Württemberg 2020 und 2021	67
Abbildung 45	Wärmepumpen-Strompreis für Haushalte in Baden-Württemberg 2020 und 2021	68
Abbildung 46	Industriestrompreise nominal (oben) und real (unten) im europäischen Vergleich für die Verbrauchergruppen IC	70
Abbildung 47	Industriestrompreise nominal (oben) und real (unten) im europäischen Vergleich für die Verbrauchergruppen IF	71
Abbildung 48	Industriestrompreise, nominal (links) und inflationsbereinigt (rechts) der USA	71
Abbildung 49	Entwicklung nominaler Industriestrompreis (Mittelspannung) und seine Bestandteile in Deutschland	73
Abbildung 50	Entwicklung realer Industriestrompreis (Mittelspannung) und seine Bestandteile in Deutschland	73
Abbildung 51	Strompreisbestandteile für ein energieintensives Unternehmen mit umfassender Befreiung bei Steuern, Umlagen, Abgaben und Entgelten 2011 bis 2021	74
Abbildung 52	Marktübersicht über angebotene Gewerbestrompreise nach Bundesländern	75
Abbildung 53	Netzentgelte für Gewerbe nach Bundesländern	76
Abbildung 54	Übersicht der zu zahlenden Netzentgelte bei ausgewählten Netzbetreibern in Baden-Württemberg für das Gewerbe	76

Abbildung 55	Übersicht der Netzentgelte bei ausgewählten Netzbetreibern in Baden-Württemberg für die Industrie	78
Abbildung 56	Heizungsarten in Wohngebäuden in Deutschland links und Heizen in Wohnungen mit Fernwärme im Bundesländervergleich 2019	80
Abbildung 57	Nominale und reale Preise Fernwärme für Haushalte im Jahresmittel von 2000 bis 2021	81
Abbildung 58	Preise für die Lieferung von Fernwärme an Endabnehmer in Baden-Württemberg	82
Abbildung 59	Monatliche Durchschnittspreise (5 t) für Pellets nach Regionen in Deutschland 2005 bis 2021	84
Abbildung 60	Jahresdurchschnittspreise für Pellets in Baden-Württemberg 2013-2021	85
Abbildung 61	Entwicklung der monatlichen Preisindizes für Wärmeenergieträger in Deutschland 2005 bis 2021 (nominal)	86
Abbildung 62	Jährliche Verbrauchskosten für Kraftstoffe je Haushalt in Deutschland (real und nominal)	88
Abbildung 63	Jährliche nominale Verbrauchskosten zur Erzeugung von Wärme je Haushalt in Baden-Württemberg	89
Abbildung 64	Jährliche Verbrauchskosten für Strom je Haushalt in Baden-Württemberg (real und nominal)	90
Abbildung 65	Anteil der Energiekosten an der Kaufkraft der Haushalte in Baden-Württemberg im Jahr 2020 und 2021	91
Abbildung 66	Anteil der Stromkosten an der Kaufkraft der Haushalte nach Bundesländern	91
Abbildung 67	Nettostrompreis für durchschnittliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2020	102
Abbildung 68	Spanne der Nettostrompreise innerhalb eines Wirtschaftszweiges in Baden-Württemberg in Abhängigkeit von der Erfüllung der Entlastungsbedingungen 2020	104
Abbildung 69	Effektiver Stromkostenanteil am Umsatz für durchschnittliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2020	106
Abbildung 70	Effektiver Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung durchschnittlicher Verbraucher in Baden-Württemberg 2020	108

Abbildung 71	Entwicklung der Nettostrompreise für durchschnittliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2014, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020	111
Abbildung 72	Entwicklung der effektiven Stromkostenanteile an der Bruttowertschöpfung durchschnittlicher Verbraucher im produzierenden Gewerbe in Baden-Württemberg 2014, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020	112
Abbildung 73	Begünstigte Abnahmestellen der besonderen Ausgleichsregelung nach § 64 und § 65 EEG in Baden-Württemberg und Deutschland im Jahr 2021	114
Abbildung 74	Anteil der begünstigten Abnahmestellen der besonderen Ausgleichsregelung nach § 64 EEG an allen Abnahmestellen in Baden-Württemberg 2021 (ohne Schienenbahnen)	115
Abbildung 75	Berechnung zukünftiger Preise für Diesel, Superbenzin, Heizöl leicht für Haushalte sowie Einfuhrpreise für Rohöl nominal und real bis 2028 in Deutschland auf Basis gehandelter Futures	121
Abbildung 76	Erwartete Entwicklung des Großhandelspreises für Erdgas im THE-Marktgebiet von 2022 bis 2028	123
Abbildung 77	Entwicklung der nominalen Erdgas-Verbraucherpreise für Haushalte in Baden-Württemberg bis 2028	125
Abbildung 78	Entwicklung der realen Erdgas-Verbraucherpreise für Haushalte in Baden-Württemberg bis 2028	126
Abbildung 79	Entwicklung der nominalen Erdgas-Verbraucherpreise für die Industrie in Deutschland bis 2028	128
Abbildung 80	Entwicklung der realen Erdgas-Verbraucherpreise für die Industrie in Deutschland bis 2028	128
Abbildung 81	Stromverbrauch in Baden-Württemberg bis 2028	135
Abbildung 82	Nominale Haushaltsstrompreise in Baden-Württemberg bis 2028	140
Abbildung 83	Reale Haushaltsstrompreise in Baden-Württemberg bis 2028	140
Abbildung 84	Nominale Wärmepumpen-Strompreise in Baden-Württemberg bis 2028	141
Abbildung 85	Reale Wärmepumpen-Strompreise in Baden-Württemberg bis 2028	141
Abbildung 86	Nominale Nachtspeicher-Strompreise in Baden-Württemberg bis 2028	142
Abbildung 87	Reale Nachtspeicher-Strompreise in Baden-Württemberg bis 2028	142

Abbildung 88	Nominale Gewerbestrompreise (netto) in Baden-Württemberg bis 2028	144
Abbildung 89	Reale Gewerbestrompreise (netto) in Baden-Württemberg bis 2028	144
Abbildung 90	Nominale Strompreise für die mittelständische Industrie in Deutschland bis 2028	146
Abbildung 91	Reale Industriestrompreise (Mittelstand) in Deutschland bis 2028	147
Abbildung 92	Nominale Strompreise für die energieintensive Industrie in Deutschland bis 2028	148
Abbildung 93	Reale Strompreise für die energieintensive Industrie in Deutschland bis 2028	148
Abbildung 94	Industriestrompreise in den Ländern der Europäischen Union 2020 (IC und IF)	149
Abbildung 95	Haushaltsstrompreis in den Ländern der Europäischen Union 2020	149
Abbildung 96	Preisentwicklung Erdgas Großhandel Spotmarkt	150
Abbildung 97	Entwicklung der realen Preise (monatlicher Durchschnitt und Tagesdurchschnitt) der CO ₂ -Zertifikate	151
Abbildung 98	Die drei bedeutendsten Branchen nach Beschäftigten, Umsatz, Bruttowertschöpfung und Stromverbrauch des produzierenden Gewerbes in Baden-Württemberg 2020	155
Abbildung 99	Staatlich induzierte Strompreisbestandteile unter Berücksichtigung der Entlastungstatbestände für durchschnittliche gewerbliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2020	156
Abbildung 100	Spezifische Kosten für Transport, Beschaffung und Vertrieb (inkl. Marge) für durchschnittliche gewerbliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2020	157
Abbildung 101	Entwicklung der staatlich induzierten Strompreisbestandteile unter Berücksichtigung der Entlastungstatbestände für durchschnittliche gewerbliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2014, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020	158
Abbildung 102	Entwicklung der spezifischen Kosten für Transport (Netzentgelte) für durchschnittliche gewerbliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2014, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020	159
Abbildung 103	Entwicklung der spezifischen Kosten für die Beschaffung (inkl. Vertrieb und Marge) für durchschnittliche gewerbliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2014, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020	160
Abbildung 104	Entwicklung der Future-Notierungen für Strom (EEX German Power Future) im Verlauf von 18 Monaten	161

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Entwicklung der Preisindizes (Jahresdurchschnittswerte) für Erdgas für verschiedene Verbraucher in Deutschland (Werte nominal und real mit Preisbasis 2015)	32
Tabelle 2	Nominale und reale Entwicklung der Preisindizes für Strom in Deutschland (Jahresmittelwerte)	51
Tabelle 3	Nominale und reale Entwicklung der Preisindizes für die Einfuhr bzw. Erzeugung fossiler Energieträger (Jahresmittelwerte)	53
Tabelle 4	Entwicklung der Preisindizes (Jahresdurchschnittswerte) für Wärmeenergieträger in Deutschland (Werte nominal und real mit Preisbasis 2015)	86
Tabelle 5	Möglichkeiten der Stromkostenentlastung für durchschnittliche Unternehmen der bedeutendsten Branchen des produzierenden Gewerbes in Baden-Württemberg 2020	99
Tabelle 6	Investitionsaufwendungen, kalkulatorische Abschreibungen, Betriebskosten, Kosten für Redispatch und Einspeisemangement bis 2028 für Stromnetzausbaumaßnahmen in Baden-Württemberg	135
Tabelle 7	Nominale Preise der Energieträger zur Ermittlung der jährlichen Verbrauchskosten zur Erzeugung von Wärme für Haushalte in Baden-Württemberg	150
Tabelle 8	Jährliche reale Verbrauchskosten zur Erzeugung von Wärme je Haushalt in Baden-Württemberg	151
Tabelle 9	Grunddaten zu den Verbrauchergruppen im Jahr 2020 für Baden-Württemberg	152
Tabelle 10	Charakterisierung durchschnittlicher Verbraucher nach Branchen in Baden-Württemberg im Jahr 2020	153
Tabelle 11	Berücksichtigte Entlastungs- und Befreiungstatbestände im Rahmen der Strompreisanalyse 2020	154

Literaturverzeichnis

- AbLaV 2016 Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz: Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten - AbLaV), Berlin, 16.08.2016.
- ARD 2022 tagesschau.de, abrufbar im Internet unter: <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/weltwirtschaft/gasspeicher-rheden-gazprom-russland-101.html>, letzter Zugriff am 29.03.2022.
- Agora 2022 Agora Energiewende (2022): Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2021. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2022., Berlin, Januar 2022.
- BAFA 2021 Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA): Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung Antragsverfahren 2020 für Begrenzung der EEG -Umlage 30.0.6.2021, Eschborn, 2021.
- BAFA 2022 Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA): Aufkommen und Export von Erdgas sowie Entwicklung des Grenzübergangspreises ab 1991, Stand 15.03.2022.
- BDEW 2019 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Wie heizt Deutschland 2019?, Berlin, Oktober 2019.
- BDEW 2020a Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Redispatch in Deutschland, Berlin, 10.11.2020.
- BDEW 2022 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Strompreisanalyse Januar 2022, Berlin, 24.01.2022.
- BDEW 2022a Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: BDEW-Gaspreisanalyse Januar 2022, Haushalte, Berlin, 24.01.2022.
- BDEW 2022b Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Persönliche Mitteilung vom 25.02.2022.
- BDEW 2022c Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Die Energieversorgung 2021 – Jahresbericht (korrigiert) Berlin, 19.01.2022.
- BEA 2022 Bureau of Economic Analysis (BEA): National Data, Table 1.1.9. Implicit Price Deflators for Gross Domestic Product, abrufbar im Internet unter: <https://bea.gov/itable/>, letzter Zugriff am 05.03.2022.
- BfJ 2019 Bundesamts für Justiz (Hrsg.): Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen (Brennstoffemissionshandelsgesetz - BEHG), Bonn, 2019.

- BGR 2022 Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: Neue BGR-Energiestudie: Weltweit steigende Energienachfrage trotz Corona-Krise, abrufbar im Internet unter: https://www.bgr.bund.de/DE/Gemeinsames/Oeffentlichkeitsarbeit/Pressemitteilungen/BGR/bgr-2022-02-11_bgr-energiestudie-weltweit-steigende-energienachfrage.html?nn=1542388, letzter Zugriff am 31.03.2022.
- BMEL 2019 Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL): Ländliche Regionen verstehen, Berlin, November 2019.
- BMF 2020 Bundesministerium der Finanzen (Hrsg.): Corona-Folgen bekämpfen, Wohlstand sichern, Zukunftsfähigkeit stärken. Ergebnis Koalitionsausschuss 3. Juni 2020, Eckpunktepapier zum Corona-Konjunkturpaket. Berlin, Juni 2020.
- BMWK 2021 Bundeministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs bis 2030. Berechnungen aus dem Szenario 1, 22.10.2021.
- BMWK 2021a Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: EEG-Novelle ebnet den Weg zu den Klimazielen, Schlaglichter März 2021, abrufbar im Internet unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Monatsbericht/Monatsbericht-Themen/2021/2021-03-im-fokus-eeg-novelle-ebnet-den-weg-zu-den-klimazielen.pdf?__blob=publicationFile&v=4, letzter Zugriff am 31.03.2022.
- BMWK 2022 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Zahlen und Fakten Energie – Nationale und Internationale Entwicklung, Berlin, 01.03.2022.
- BNetzA 2020 Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen; Bundeskartellamt (Hrsg.): Monitoringbericht 2019, Bonn, Stand 13.01.2020.
- BNetzA 2020a Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen; Bundeskartellamt (Hrsg.): Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, Bonn, 2020.
- BNetzA 2021 Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen; Bundeskartellamt (Hrsg.): Monitoringbericht 2020, Bonn, Stand 27.01.2021.
- BNetzA 2022 Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.): Monitoringbericht 2021, Bonn, Stand 01.02.2022.
- BNetzA 2022a Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.): Bundesnetzagentur veröffentlicht Daten zum Strommarkt 2021, abrufbar im Internet unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2022/20220107_smard.html, letzter Zugriff am 30.03.2022.

- bnNetze 2021 bnNETZE GmbH, Preisblatt Stand: 17.12.2020, abrufbar im Internet unter: <https://bnnetze.de/downloads/marktpartner/lieferanten/lieferanten-strom/netzentgelte/2021/bnnetze-netzzugangsentgelte-strom-2021.pdf>, letzter Zugriff am 03.02.2022.
- BR 2021 Bundesregierung: 26. UN-Klimakonferenz – Beschlüsse für mehr Tempo beim Klimaschutz, abrufbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/globaler-klimaschutz-1974042>, letzter Zugriff am 31.03.2022.
- BR 2021a Bundesregierung: Mehr Fortschritt wagen – Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit – Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis90/Die Grünen und FDP, Berlin, 2021.
- BR 2022 Bayerischer Rundfunk: Teures Erdgas - Was heißt das für die Fernwärme in Bayern?, abrufbar im Internet unter: <https://www.br.de/nachrichten/bayern/fernwaerme-in-bayern-hohe-abhaengigkeit-von-erdgas,SzV9D8o>, letzter Zugriff am 01.04.2022.
- BR 2022a Bundesregierung: Stromkunden entlasten, abrufbar im Internet unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/eeg-umlage-faellt-weg-2011728>, letzter Zugriff am 03.05.2022.
- CARMEN 2022 Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V. (C.A.R.M.E.N.): Marktpreise Pellets – Preisentwicklung bei Holzpellets, abrufbar im Internet unter: <https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktpreise-energie-holz/marktpreise-pellets/>, letzter Zugriff am 01.04.2022.
- CARMEN 2022a Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V. (C.A.R.M.E.N.): Persönliche Mitteilung, Feb. 2022.
- CDU/Grü 2021 Bündnis 90/Die Grünen Baden-Württemberg, CDU Baden-Württemberg: Koalitionsvertrag 2021-2026 „Jetzt für Morgen“, Stuttgart, 2021.
- CME 2022 CME Group: Crude Oil Future Settlements abrufbar im Internet unter https://www.cme-group.com/trading/energy/crude-oil/light-sweet-crude_quotes_settlements_futures.html, letzter Zugriff am 06.04.2022.
- DB 2022 Deutsche Bundesbank: Euro-Referenzkurse der Europäischen Zentralbank, abrufbar im Internet unter: https://www.bundesbank.de/dynamic/action/de/statistiken/zeitreihen-datenbanken/zeitreihen-datenbank/759778/759778?listId=www_s331_b01012_1, letzter Zugriff am 04.03.2022.
- DEHSt 2022 Deutsche Emissionshandelsstelle: Steigerung der Klimaschutzambition: Anpassung von Cap und Marktstabilitätsreserve, abrufbar im Internet unter: <https://www.dehst.de/DE/Europaeischer-Emissionshandel/Reform-Perspekti->

ven/Klimaschutzambitionen/klimaschutzambition_node.html, letzter Zugriff am 31.03.2022.

- Destatis 2022 Statistisches Bundesamt: Preise Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (Inlandsabsatz) nach dem Güterverzeichnis für Produktionsstatistiken, Ausgabe 2009 (GP 2009) - Lange Reihen der Fachserie 17, Reihe 2 von Januar 2005 bis Dezember 2021, Wiesbaden, 20.01.2022.
- Destatis 2022a Statistisches Bundesamt: Preise Daten zur Energiepreisentwicklung - Lange Reihen von Januar 2005 bis Februar 2022, Wiesbaden, 29.03.2022.
- EC 2022 European Commission (EC): „Weekly Oil Bulletin“, Information on price developments (with and without taxes), VAT, excise duties, and consumption of petroleum products in EU countries over time, abrufbar im Internet unter: <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/weekly-oil-bulletin#prices-over-time>, letzter Zugriff am 06.04.2022.
- ED Netze 2021 ED Netze GmbH, Preisblatt, abrufbar im Internet unter: <https://www.ednetze.de/geschaeftpartner/lieferanten/netzentgelte-2021/>, letzter Zugriff am 03.02.2022.
- EEG 2017 Deutscher Bundestag (Hrsg.): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017). Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist", Berlin, 2020.
- EEX 2021 European Energy Exchange: Emission Spot Primary Market Auction Report 2021, Leipzig, 15.12.2021.
- EEX 2022 European Energy Exchange. EEX Group Pressemitteilung - Handelsvolumina 2021, abrufbar im Internet unter: https://www.eex.com/de/newsroom/news/detail?tx_news_pi1%5Baction%5D=detail&tx_news_pi1%5Bcontroller%5D=News&tx_news_pi1%5Bnews%5D=4181&cHash=b17ffb438391f3f68e8a9cc3385f03ad, letzter Zugriff am 30.03.2022.
- EEX 2022a European Energy Exchange: Spotmarkt Preis in EUR/t, abrufbar im Internet unter: <https://www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/spotmarkt>, letzter Zugriff am 16.03.22.
- EEX 2020-22 European Energy Exchange. Marktdaten der Strom-Futures: EEX German Power Future. . Im Internet für die jeweils zurückliegenden sechs Handelswochen abrufbar unter: [176](https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/futures#%7B%22snippetpi-</p>
</div>
<div data-bbox=)

- cker%22%3A%22EEX%20German%20Power%20Future%22%7D. Seit 2020 regelmäßig aufgerufen, zuletzt am 12.03.2022.
- efRUHR 2017 ef.Ruhr GmbH (Hrsg.): Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft, Dortmund, 13.04.2017.
- EIA 2022 U.S. Energy Information Administration: Petroleum & Other Liquids, Spot Prices (Crude Oil in Dollars per Barrel, Products in Dollars per Gallon), abrufbar im Internet unter: https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm, letzter Zugriff am 07.01.2022.
- EIA 2022a U.S. Energy Information Administration: Natural Gas Prices, https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_pri_sum_a_epg0_prs_dmcf_a.htm, letzter Zugriff am 13.05.2022.
- EIA 2022b U.S. Energy Information Administration: Electricity: Sales (consumption), revenue, prices & customers, abrufbar im Internet unter: <https://www.eia.gov/electricity/data.php#sales>, letzter Zugriff am 24.03.2022
- EK 2020 Europäische Kommission: Report from the Comission – 2019 Annual Report on CO2 Emissions from Maritime Transport, abrufbar im Internet unter: <https://edz.bib.uni-mannheim.de/edz/pdf/k/k-2020-3184-en.pdf>, letzter Zugriff am 31.03.2022.
- EK 2021 Europäische Kommission: Lage der Energieunion 2021: Erneuerbare Energien überholen fossile Brennstoffe als wichtigste Energiequelle der EU, abrufbar im Internet unter: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/IP_21_5554, letzter Zugriff am 31.03.2022.
- EnBW 2022 EnBW Energie Baden-Württemberg AG: Fernwärmepreis, persönliche Auskunft, Stuttgart 31.01.2022.
- EnWG 2021 Bundesministerium der Justiz und juris GmbH (Hrsg.): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 84 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436) geändert worden ist, Berlin, 2021.
- ER 2022 Europäischer Rat: „Fit für 55“ – Der EU-Plan für den grünen Wandel, abrufbar im Internet unter: <https://www.consilium.europa.eu/de/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>, letzter Zugriff am 31.03.2022.
- Eurostat 2020 Statistisches Amt der Europäischen Union: Online-Datenbank zu Energiepreisen, abrufbar im Internet unter: <http://ec.europa.eu/eurostat/de/data/database>, letzter Zugriff am 21.04.2021.

- Eurostat 2022 Statistisches Amt der Europäischen Union: Online-Datenbank zu Energiepreisen, abrufbar im Internet unter: <http://ec.europa.eu/eurostat/de/data/database>, letzter Zugriff am 09.05.2022.
- Eurostat 2022a Statistisches Amt der Europäischen Union (Eurostat): BIP und Hauptkomponenten (Produktionswert, Ausgaben und Einkommen), Preisindex (implizierter Deflator), 09.05.2022.
- Eurostat 2022b Statistisches Amt der Europäischen Union (Eurostat): HVPI - Jährliche Daten (Durchschnittsindex und Veränderungsrate), 09.05.2022.
- Eurostat 2022c Statistisches Amt der Europäischen Union (Eurostat): Elektrizitätspreiskomponenten für Haushaltskunde, ab 2007 - jährliche Daten [NRG_PC_204_C_custom_2681468] – Energie und Versorgung, letzter Zugriff am 09.05.2022.
- Eurostat 2022d Statistisches Amt der Europäischen Union (Eurostat): Elektrizitätspreiskomponenten für Haushaltskunde, ab 2007 - jährliche Daten [NRG_PC_204_C_custom_2681468] – Netzkosten, letzter Zugriff am 09.05.2022.
- ewi/gws/prognos 2014 Prognos AG, ewi - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH (GWS): Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzpronose, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Basel/Köln/Osnabrück, Juni 2014.
- EZB 2022 Europäische Zentralbank: HICP Inflation forecasts, abrufbar im Internet unter: https://www.ecb.europa.eu/stats/ecb_surveys/survey_of_professional_forecasters/html/table_hist_hicp.en.html, letzter Zugriff am 03.04.2022.
- EZB 2022a Europäische Zentralbank: Results of the SPF in comparison with other expectations and projections, abrufbar im Internet unter: https://www.ecb.europa.eu/stats/ecb_surveys/survey_of_professional_forecasters/html/ecb.spf2022q1~082bc1deaa.en.html#toc4, letzter Zugriff am 07.04.2022.
- FAZ 2016 Frankfurter Allgemeine Zeitung (Hrsg.): Opec-Staaten drosseln ihre Ölproduktion, abrufbar im Internet unter: <https://www.faz.net/aktuell/finanzen/devisen-rohstoffe/nur-noch-32-5-millionen-barrel-opec-staaten-drosseln-ihre-oelproduktion-14552757.html>, letzter Zugriff am 22.02.2021.
- FE 2022 Fast Energy: Heizölpreise-Historie, abrufbar im Internet unter: Heizölpreis-Historie (fastenergy.de), letzter Zugriff am 03.03.2022

- FAZ 2021 Frankfurter Allgemeine Zeitung (Hrsg.): Ölpreis steigt auf mehr als 80 Dollar, abrufbar im Internet unter: <https://www.faz.net/aktuell/finanzen/oelpreis-steigt-auf-mehr-als-80-dollar-17559050.html>, letzter Zugriff am 05.01.2022.
- f.net 2022 finanzen.net: Ölpreis in USD (WTI) - Historische Kurse, abrufbar im Internet unter: <https://www.finanzen.net/rohstoffe/oelpreis/historisch>, letzter Zugriff am 06.04.2022.
- FNB 2020 Fernleitungsnetzbetreiber Gas: H2-Startnetz 2030 (aus dem NEP Gas 2020-2030) – Von der Vision zur Umsetzung, abrufbar im Internet unter: <https://fnb-gas.de/wasserstoff-netz/h2-startnetz-2030/>, letzter Zugriff am 31.03.2022.
- FNB 2021 Fernleitungsnetzbetreiber Gas & prognos: Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 – Szenariorahmen, Berlin, 16. August 2021.
- HB 2021 Handelsblatt GmbH (Hrsg.): Hurrikan Ida lässt Ölproduktion im Golf von Mexiko einbrechen – Ölpreise trotzdem stabil, abrufbar im Internet unter: <https://www.handelsblatt.com/finanzen/maerkte/devisen-rohstoffe/tropensturm-hurrikan-ida-laesst-oelproduktion-im-golf-von-mexiko-einbrechen-oelpreise-trotzdem-stabil/27561118.html?ticket=ST-11476431-pAeEYG3cR4aUhUTSv5Ob-cas01.example.org>, letzter Zugriff am 05.01.2022.
- HB 2021a Handelsblatt GmbH (Hrsg.): Ölpreis gibt deutlich nach – Omikron und Streit über US-Konjunkturpaket belasten, abrufbar im Internet unter: <https://www.handelsblatt.com/finanzen/maerkte/devisen-rohstoffe/rohstoffe-oelpreis-gibt-deutlich-nach-omikron-und-streit-ueber-us-konjunkturpaket-belasten/27908914.html?ticket=ST-2722983-JArENCWODyFFbM1xDDA-ap1>, letzter Zugriff am 11.01.2022.
- IE 2014 Leipziger Institut für Energie GmbH: Energiepreisbericht für Baden-Württemberg 2012/2013, Endbericht im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Leipzig, 15.01.2014.
- IE 2021 Leipziger Institut für Energie GmbH: Preisbericht für den Energiemarkt in Baden-Württemberg 2019, Endbericht im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Leipzig, 09.06.2021.
- KAV 2006 Konzessionsabgabenverordnung vom 9. Januar 1992 (BGBl. I S. 12, 407), die zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 der Verordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477) geändert worden ist.
- Konstantin 2017 Konstantin, P.: Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -Beschaffung, Übertragungsnetzausbau und Kernenergieausstieg, Berlin, Heidelberg, 2017.

- KWKG 2020 Bundesministerium der Justiz und juris GmbH (Hrsg.): Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz), Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 88 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436) geändert worden ist, Berlin, 2021.
- MBR 2021 Michael Bauer Research GmbH, Kaufkraft 2021 in Deutschland, abrufbar im Internet unter: https://www.mb-research.de/_download/MBR-Kaufkraft-Bundeslaender.pdf, letzter Zugriff am 03.04.2022.
- MM 2022 manager magazin new media GmbH & Co. KG (Hrsg.): Insolvenz vieler Anbieter – Wie Energiversorger in turbulenten Zeiten überleben, abrufbar im Internet unter: <https://www.manager-magazin.de/unternehmen/hohe-energiekosten-wie-versorger-jetzt-ueberleben-oder-insolvenz-anmelden-a-c7b361b0-2399-42e4-bf20-477d3540358b>, letzter Zugriff am 09.05.2022.
- MVV 2021 MVV Energie AG, Preisblatt Stand: 16.12.2020, abrufbar im Internet unter: https://www.mvv-netze.de/fileadmin/user_upload_mvv-netze/Dokumente/energie-beziehen/netzentgelte/strom_6/20201216_MVV_Netze_endgueltigePreisblaetter_Strom_2021_Ma.pdf letzter Zugriff am 04.02.2022.
- MVV 2021a MVV Energie AG: Fernwärmepreis – Stand 1. Juli 2021, abrufbar im Internet unter: https://www.mvv.de/fileadmin/user_upload_pk_gewk/pdf/Fernwaerme/mvv-fernwaerme-preisblatt-dez20.pdf, letzter Zugriff am 16.02.2022.
- N-ERGIE 2021 N-ERGIE Netz GmbH, Preisblatt Stand 17.12.2020, abrufbar im Internet unter: https://www.n-ergie-netz.de/n-ergie-netz/veroeffentlichungen/netzentgelte/netzentgelte-strom/!ut/p/z1/04_Sj9CPyks-sy0xPLMnMz0vMAfljo8zifT2dDQyd_A183c1cTQ0C3RyNjPy9Xc0DHE30w_EpcA0w1o-iQH-gkTmJ-g38wswMAL0NDYOdjYINjS3NiNNvgAicDZyCjJyMDQzc_Y3I0Y9sEkX-By-mIwm98uH4UPisMfQ3wKwBHET4F4DhAVYAlkLE4EzUUCfmjIDcUBCImmj0zPR0VFQHzORzJ/dz/d5/L2dBISEvZ0FBIS9nQSEh/, letzter Zugriff am 03.02.2022.
- NEP 2021 Übertragungsnetzbetreiber: Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, 2. Entwurf, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 26.04.2021.
- Netze BW 2021 Netze BW GmbH, Preisblatt Stand: 11.12.2020, abrufbar im Internet unter: https://assets.ctfas-sets.net/xytfb1vrn7of/3jqWAiz16sT6fUvzL8VwHO/68c94a0515065932a7437468c7a9eaaad/20201211_NetzeBW_2021_Preise_NN_Strom.pdf, letzter Zugriff am 04.02.2022.

- Netze MB 2021 Netze Mittelbaden GmbH, Preisblatt Stand 28.12.2020., abrufbar im Internet unter: https://www.uewm.de/sites/default/files/content/downloads/20201228_netzentgelte_uewm_2021.pdf, letzter Zugriff am 04.02.2022.
- NGO 2021 Netzgesellschaft Ostwürttemberg DonauRies GmbH, Preisblatt Stand 01.10.2021, abrufbar im Internet unter: https://www.netze-odr.de/fileadmin/Netze-ODR/Dokumente/Unternehmen/Veroeffentlichungen/Netzentgelte/Netzentgelte_Strom_Netze_ODR_2021.pdf, letzter Zugriff am 04.02.2022.
- NL 2022 Government of the Netherlands: Environmental taxes, abrufbar im Internet unter: <https://www.government.nl/topics/environmental-taxes/energy-tax>, letzter Zugriff am 20.05.2022.
- PEGAS 2022 PEGAS: Futures market data, Settlement prices on Seasons and Calendars, <https://www.powernext.com/futures-market-data>, letzter Zugriff am 16.03.2022.
- Prognos/ÖI/ISI 2021: Prognos, Öko-Institut e.V., Fraunhofer ISI: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs bis 2030. Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 22.Oktober 2021.
- Schlomann 2015 Schlomann, B.: Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), Karlsruhe, 2015.
- SGB 2013 Bundesministerium der Justiz und juris GmbH (Hrsg.): Sozialgesetzbuch (SGB) Sechstes Buch (VI) – Gesetzliche Rentenversicherung vom 19. Februar 2002 (BGBl. I S. 754, 1404, 3384), zuletzt geändert durch Artikel 12 des Gesetzes vom 19. Oktober 2013 (BGBl. I S. 3836), Berlin, 2013.
- SLBW 2021 Statistisches Landesamt Baden-Württemberg: Energieverbrauch der Industrie in Baden-Württemberg nach Wirtschaftszweig (WZ 2008) im Jahr 2020, Stuttgart, 2021.
- SMWA 2013 Leipziger Institut für Energie GmbH: Strompreisanalyse für den Freistaat Sachsen, Zusammensetzung der Strompreise und Wirkung der Umlagen, Abgaben, Steuern und Entgelte auf typische sächsische Verbraucher im Jahr 2013, Leipzig, 11.12.2013.
- SMARD 2022 Strommarktdaten, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Der Strommarkt im Jahr 2021, abrufbar im Internet unter: <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/206664>, letzter Zugriff am 30.03.2022.
- SNI 2022 Statistics Netherlands Infoservice: Persönliche Mitteilung vom 11.05.2022.

- SPD/Grü/FDP 2021 SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP: Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP. 177 Seiten, Berlin, 24.11.2021
- StaBu 2021a Statistisches Bundesamt: Beschäftigte und Umsatz der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe in Baden-Württemberg nach Wirtschaftszweigen 2020 (WZ2008 2-Steller), Wiesbaden, 2021.
- StaBu 2021b Statistisches Bundesamt: Beschäftigte, Umsatz, Produktionswert und Wertschöpfung der Unternehmen im Verarbeitenden Gewerbe in Deutschland nach Wirtschaftszweigen 2020 (WZ2008 2-4-Steller Hierarchie), Wiesbaden, 2021.
- StaBu 2021c Statistisches Bundesamt: Stromabsatz und Erlöse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach Abnehmergruppen in Deutschland 2020, Wiesbaden, 2021.
- StaLA 2021 Statistisches Landesamt Baden-Württemberg: Struktur und Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Baden-Württemberg seit 1965 nach Energieträgern, abrufbar im Internet unter: <https://www.statistik-bw.de/Energie/Energiebilanz/LRt1004.jsp>, letzter Zugriff am 03.03.2022.
- STR Netze 2021 Stuttgart Netze GmbH, Preisblatt Stand: 18.12.2020, abrufbar im Internet unter https://www.stuttgart-netze.de/media/filer_public/4c/4a/4c4ab5ea-29ef-43c6-85c9-3d0c636a8044/255_20210210_preise_und_regelungen_2021_v20.pdf, letzter Zugriff am 04.02.2022.
- StromStG 2015 Bundesministerium der Justiz und juris GmbH (Hrsg.): Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), zuletzt geändert durch Artikel 11 des Gesetzes vom 3. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2178), Berlin, 2015.
- StromStV 2013 Bundesministerium der Justiz und juris GmbH (Hrsg.): Verordnung zur Durchführung des Stromsteuergesetzes (Stromsteuer- Durchführungsverordnung – StromStV) 31. Mai 2000 (BGBl. I S. 794), zuletzt geändert durch Artikel 2 der Verordnung vom 24. Juli 2013 (BGBl. I S. 2763), Berlin, 2013.
- SW E 2021 Stadtwerke Emmerdingen: Preisblatt Wärmelieferung – Stand 1.01.2021, abrufbar im Internet unter: https://swe-emmendingen.de/wp-content/uploads/2021/10/PA_Fernwaerme_Schwarzloch_10-2021.pdf, letzter Zugriff am 16.02.2022.
- SW ET 2021 Stadtwerke Ettlingen: Fernwärmepreis – Stand 1.01.2021, abrufbar im Internet unter: <https://www.sw-ettlingen.de/de/Waerme/Waermeversorgung/Linke-Seite-Downloads/SWE-Ettlingen-Preisblatt-Mrz2021.pdf>, letzter Zugriff am 16.02.2022.

- SW EB 2021 Stadtwerke Eberbach, Preisblatt Stand: 31.12.2020, abrufbar im Internet unter: <https://www.stadtwerke-eberbach.de/netzentgelte-183.html>, letzter Zugriff am 04.02.2022.
- SW HB 2021 Stadtwerke Heidelberg Netze GmbH, Preisblatt, abrufbar im Internet unter: <https://www.swhd.de/de/SWH/Netze/veroeffentlichungspflichten/Strom/Netzzugang/Strom-Netzentgelte.html>, letzter Zugriff am 04.02.2022.
- SW HD 2021 Stadtwerke Heidelberg: Preisblatt Fernwärme – Stand November 2020, abrufbar im Internet unter: https://www.swhd.de/de/Energie-und-Wasser/Fernwaerme/Preise-und-Kosten/_attic_20211216_143304_fernwaermepreise-allgemein/Preise-fuer-Fernwaerme/Preisblatt-Fernwaerme-2021.pdf, letzter Zugriff am 16.02.2022.
- SW NU 2021 Stadtwerke Nürtingen: Fernwärmepreis – Stand 03.12.2020, abrufbar im Internet unter: https://www.sw-nuertingen.de/_Resources/Persistent/7a7b502fa0248c220e15857cd28838d8c714d287/Preisblatt%20W%C3%A4rmeversorgung%20Rossdorf%202021.pdf, letzter Zugriff am 16.02.2022.
- SW RZ 2022 Stadtwerke Radolfzell: „Wärmepreise Schafweide“ – Stand 31.10.2020, persönliche Auskunft, Radolfzell 11.02.2022.
- SW SF 2021 Stadtwerke Sindelfingen: Tarifpreisblatt Fernwärme – Stand 1.01.2020, abrufbar im Internet unter: <https://www.stadtwerke-sindelfingen.de/privatkunden/fernwaerme/preise/>, letzter Zugriff am 16.02.2022.
- SW KA 2021 Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH, Preisblatt Stand 14.12.2020, abrufbar im Internet unter: <https://www.netzservice-swka.de/netze-wAssets/docs/Sparten/Strom/Netzzugang/Preisblaetter/endg-Preisblatt-2021.PDF>, letzter Zugriff am 04.02.2022.
- SW KR 2021 Stadtwerke Karlsruhe: Fernwärmepreis Preisblatt Stand: 01.04.2021, abrufbar im Internet unter: https://www.stadtwerke-karlsruhe.de/de/demo/fernwaermepreise.php#anchor_358fd07d_Informationen-zu-Altvertraegen--geschlossen-bis-31-12-2021, letzter Zugriff am 16.02.2022
- SWR 2021 Stadtwerke Rastatt GmbH, Preisblatt, abrufbar im Internet unter: <https://www.stadtwerke-rastatt.de/de/Kopfnavigation/Netze/Stromnetz/Netzentgelte.html>, letzter Zugriff am 04.02.2022.
- SW SH 2021 Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH, Preisblatt Stand: 21.12.2020, abrufbar im Internet unter: <https://stadtwerke-hall.de/filead->

min/files/Downloads/Netzdaten_Strom/4_Netztentgelte/4_NNE_STW-SHA_ab_01.01.2021.pdf, letzter Zugriff am 04.02.2022.

- SWU 2021 Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH, Preisblatt 2021, abrufbar im Internet unter: https://www.swu-netz.de/fileadmin/SW-Unna-Homepage_Dateien/Downloadcenter/Netzentgelte/Netznutzungsentgelte_Strom_01.01.2021.pdf, letzter Zugriff am 04.02.2022.
- SW WH 2021 Stadtwerke Wertheim GmbH, Preisblatt, abrufbar im Internet unter: <https://www.stadtwerke-wertheim.de/de/Netze/EnWG-Pflichtveroeffentlichungen/Stromnetz/Netzzugang-Entgelte.html>, letzter Zugriff am 04.02.2022.
- SW WH 2021a Stadtwerke Wertheim GmbH: Fernwärmepreis – Stand 1.01.2021, abrufbar im Internet unter: <https://www.stadtwerke-wertheim.de/de/Fernwaerme/Preise/Fernwaermepreise/Preisblatt-Fernwaerme-ab-01.01.2021-20201214.pdf>, letzter Zugriff am 16.02.2022.
- Thüga 2021 Thüga Energienetze GmbH, Preisblatt Stand: 12.2020, abrufbar im Internet unter: https://www.thuega-energienetze.de/fileadmin/user_upload/Finales_Preisblatt_Netztentgelte_Strom_2021_.pdf, letzter Zugriff am 04.02.2022.
- UBA 2022 Umweltbundesamt: Emissionshandel 2021 mit Rekordeinnahmen von über 12 Milliarden Euro, abrufbar im Internet unter: <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/emissionshandel-2021-rekordeinnahmen-von-ueber-12>, letzter Zugriff am 31.03.2022.
- UM 2021 Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg: Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg – Statusbericht 2021, Stuttgart, Dezember 2021.
- UM 2021a Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg: Sofortprogramm Klimaschutz und Energiewende, abrufbar im Internet unter: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/klima/klimaschutz-in-baden-wuerttemberg/sofortprogramm-klimaschutz-und-energiewende/>, letzter Zugriff am 05.05.2022.
- ÜNB 2020 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, (Übertragungsnetzbetreiber): Prognose der EEG-Umlage 2021 nach EEV –Prognosekonzept und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber, Stand 15.10.2020, Dortmund, Bayreuth, Berlin, Stuttgart, einschließlich: „Studie der enervis energy advisors GmbH: Mittel- und langfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken

- für die Kalenderjahre 2021 bis 2025“ und „Studie des Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI: Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2021 bis 2025“, alle veröffentlicht am 15.10.2020.
- ÜNB 2020a 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, (Übertragungsnetzbetreiber): Ermittlung der Umlage für abschaltbare Lasten (§18 AbLaV) in 2020 auf Netzentgelte für Strommengen des gesamten Letztverbraucherabsatzes nach § 26 KWKG, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 25.10.2020.
- ÜNB 2020b 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, (Übertragungsnetzbetreiber): Ermittlung der Offshore-Netzumlage 2019, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 15.10.2020.
- ÜNB 2020c 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, (Übertragungsnetzbetreiber): Ermittlung der Umlage nach § 19 Absatz 2 StromNEV in 2019 auf Netzentgelte für Strommengen der Endverbrauchskategorien A', B' und C' (§ 19 StromNEV-Umlage), Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 19.10.2020.
- ÜNB 2020d 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, (Übertragungsnetzbetreiber): Prognose der KWKG-Umlage 2020, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 25.10.2020.
- ÜNB 2020e 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, (Übertragungsnetzbetreiber): Prognose der EEG-Umlage 2020, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 25.10.2020.
- ÜNB 2021 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, (Übertragungsnetzbetreiber): Ermittlung der EEG-Umlage 2022 nach § 3 EEG, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 15.10.2021.
- ÜNB 2021a 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, (Übertragungsnetzbetreiber): Ermittlung der Umlage für abschaltbare Lasten (§18 AbLaV) in 2022 auf Netzentgelte für Strommengen des gesamten Letztverbraucherabsatzes nach § 26 KWKG, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 25.10.2021.
- ÜNB 2021b 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, (Übertragungsnetzbetreiber): Ermittlung der Offshore-Netzumlage, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 15.10.2021.
- ÜNB 2021c 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, (Übertragungsnetzbetreiber): Ermittlung der Umlage nach § 19 Absatz 2 StromNEV in

2021 auf Netzentgelte für Strommengen der Endverbrauchskategorien A', B' und C' (§ 19 StromNEV-Umlage), Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 25.10.2021.

ÜNB 2021d 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, (Übertragungsnetzbetreiber): Prognose der KWKG-Umlage 2022, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 25.10.2021.

Verivox 2015 Verivox GmbH: Datenauswertung und Datenlieferung Marktübersicht - Strom und Gas für 1.12.2015, Heidelberg, 22.12.2015.

Verivox 2018 Verivox GmbH: Datenauswertung und Datenlieferung Marktübersicht - Strom und Gas für 1.12.2017, Heidelberg, 30.01.2018.

Verivox 2018a Verivox GmbH: Datenauswertung und Datenlieferung Marktübersicht - Strom und Gas für 1.12.2016, Heidelberg, 30.01.2018.

Verivox 2019 Verivox GmbH: Datenauswertung und Datenlieferung Marktübersicht - Strom und Gas für 1.12.2018, Heidelberg, 30.01.2019.

Verivox 2019a Verivox GmbH: Datenauswertung und Datenlieferung Marktübersicht – Heizstrom, Heidelberg, 30.01.2019

Verivox 2020 Verivox GmbH: Datenauswertung und Datenlieferung Marktübersicht - Strom und Gas für 1.12.2019, Heidelberg, 16.01.2020.

Verivox 2021 Verivox GmbH: Datenauswertung und Datenlieferung Marktübersicht - Strom und Gas für 1.12.2020, Heidelberg, 18.03.2021.

Verivox 2022 Verivox GmbH: Datenauswertung und Datenlieferung Marktübersicht - Strom und Gas, Heidelberg, 21.12.2021.

Verivox 2022a Neubauer, Lundquist: persönliche Mitteilung vom 14.01.2022.

Verivox 2022b Verivox GmbH: Datenauswertung und Datenlieferung Marktübersicht – Heizstrom, Heidelberg, 21.12.2021.

WiWo 2021 Wirtschaftswoche (Hrsg.): Ölpreise weiter im Höhenflug: <https://www.wiwo.de/finanzen/boerse/rohstoffe-oelpreise-weiter-im-hoehenflug/26927882.html>, letzter Zugriff am 05.01.2022.

WiWo 2022 Wirtschaftswoche (Hrsg.): Gas 73 Prozent teurer als 2021 – Strom plus 12,5 Prozent, abrufbar im Internet unter: <https://www.wiwo.de/unternehmen/energie/strom-und-gas-preis-gas-73-prozent-teurer-als-2021-strom-plus-12-5-prozent/28014044.html>, letzter Zugriff am 29.03.2022.

-
- Zeit 2021 ZEIT ONLINE GmbH: Opec+ kann sich nicht auf Ölfördermenge einigen, abrufbar im Internet unter: https://www.zeit.de/news/2021-07/05/opec-kann-sich-nicht-auf-oelfoerdermenge-einigen?utm_referrer=https%3A%2F%2Fwww.google.com%2F, letzter Zugriff am 05.01.2022.