



Leipziger Institut
für Energie

ENDBERICHT

Preisbericht für den Energiemarkt in Baden-Württemberg 2019

ÖLMARKT | GASMARKT | STROMMARKT | WÄRMEMARKT

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

Leipzig, 27.05.2020



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](#)

[Matthias Reichmuth](#)

[Niels Wauer](#)

Laufzeit

Dezember 2019 bis Mai 2020

Datum

Leipzig, 27.05.2020

Inhaltsverzeichnis

0 Executive Summary / Zusammenfassung	1
1 Einleitung und relevante Rahmenbedingungen	9
1.1 Einleitung	9
1.2 Globale und europäische Rahmenbedingungen	9
1.3 Bundesweite Rahmenbedingungen	11
1.4 Rahmenbedingungen in Baden-Württemberg	12
2 Ölmarkt	13
2.1 Internationaler Erdölmarkt	13
Teil A – Historische Betrachtung der Preisentwicklung	13
2.2 Heizölmarkt für Endverbraucher	14
2.3 Kraftstoffmarkt	18
3 Gasmarkt	22
3.1 Marktstruktur und Wechselverhalten	22
3.2 Preisentwicklung	24
3.2.1 Grenzübergangspreise	26
3.2.2 Steuern und Umlagen	27
3.2.3 Haushalte	28
3.2.4 Industrie und Gewerbe	32
4 Strommarkt	40
4.1 Marktstruktur und Wechselverhalten	40
4.2 Preisentwicklung	42
4.2.1 Entwicklung der Preisindizes nach Verbrauchergruppen	42
4.2.2 Entwicklung der Preisindizes nach Energieträgern	44
4.2.3 Börsenstromhandel	45
4.2.4 Steuern, Abgaben und Umlagen	46
4.2.5 Endverbraucherpreise für Haushalte	48
4.2.6 Industrie und Gewerbe	58
5 Wärmemarkt	68
5.1 Marktstruktur und Wechselverhalten	68
5.2 Preisentwicklung	69
5.2.1 Fernwärme in Deutschland	69

5.2.2 Fernwärme in baden-württembergischen Städten	70
5.2.3 Holzpellets	71
5.2.4 Vergleich aller Wärmeenergieträger	72
6 Energiekosten	74
Teil B – Energiekosten der Haushalte und Industrieunternehmen	74
6.1 Energiekosten der Haushalte	74
6.2 Stromkosten der Industrie	79
7 Öl	102
Teil C – Prognose der Preisentwicklung bis 2026	102
7.1 Rohöl und Heizöl	102
7.2 Kraftstoffe	103
8 Erdgas	105
8.1 Preiskomponenten	105
8.2 Haushalte	106
8.3 Industrie	109
9 Strom	112
9.1 Preiskomponenten	112
9.2 Haushalte inkl. Heizstrom	120
9.3 Gewerbe	125
9.4 Industrie	127
10 Anhang	130
11 Verzeichnisse	142
Abkürzungsverzeichnis	143
Abbildungsverzeichnis	145
Tabellenverzeichnis	151
Literaturverzeichnis	152

0 Executive Summary / 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 USA. Betrachtet werden dabei sowohl die historische Entwicklung in den letzten Jahren bis einschließlich 2019 als auch die grundlegenden Preistrends bis 2026. 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 sind inflationsbereinigt bezogen auf das Basisjahr 2015.

Ölmarkt

Historische Betrachtung

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. Im Vergleich zu 2018 konnte sich der Ölpreis nach einem Preissturz um teilweise über 40 % zum Ende des Jahres wieder stabilisieren. Der **Einfuhrpreis** für Rohöl fiel 2019 um 5,3 % gegenüber 2018 und erreichte im Durchschnitt einen nominalen Preis von 37,9 €/100 l (real 35,7 €/100 l), so dass nominal ein um 20,3 % (real 13,3 %) höheres Preisniveau als 2015 (31,5 €/100 l) vorlag.

Die **Heizöl- und Kraftstoffpreise** sind eng an den Rohölimportpreis gekoppelt, so dass auch hier 2019 bis in die Monate April Mai eine Erholung der Preise beobachtet werden konnte. Im restlichen Jahresverlauf gaben die Preise wieder etwas nach, stabilisierten sich aber zunächst. Bei leichtem nichtgewerblichem Heizöl fiel der Preis im deutschlandweiten Jahresdurchschnitt nominal um 2,6 % auf 67,6 €/100 l, real um 4,0 % auf 64,2 €/100 l im Vergleich zum Vorjahr. Der Preis für

gewerbliches Heizöl (ohne Mehrwertsteuer) gab nominal um 2,9 % auf 53,7 €/100 l, real um 5,1 % auf 50,6 €/100 l nach.

In Baden-Württemberg wurde im Februar 2019 für leichtes Heizöl, aufgrund der Entfernung zu den Seehäfen, ein um 3,2 % höherer Preis als im bundesweiten Durchschnitt gezahlt. Die Preisspanne zwischen den Bundesländern betrug teilweise 6 €/100 l. Im europäischen Vergleich wird deutlich, dass die Heizölpreise in Deutschland¹ (2019: 71,1 €/100 l) aufgrund der niedrigeren steuerlichen Belastung unter dem europäischen Durchschnitt (2019: 80,9 €/100 l) lagen. Bei Superbenzin und Dieselmotortreibstoff sanken die nominalen Preise 2019 leicht auf 1,44 €/l bzw. 1,29 €/l. Die realen Preise sanken um 2,8 % bzw. 3,1 %. Bei Benzin wurde in Deutschland ein etwa gleiches Preisniveau wie im EU-Durchschnitt (1,42 €/l) erreicht, bei Diesel ein niedrigeres (EU-Durchschnitt: 1,34 €/l).

Prognose

Die zukünftigen Einfuhrpreise für Rohöl wurden auf Grundlage der gehandelten Futures (Stand Ende März 2020) für die Jahre bis 2026 prognostiziert. Zum Zeitpunkt der Erstellung der Prognose sind die bis dahin

¹ Die Jahresdurchschnittswerte von [EC 2020] sind im Vergleich zu [BMWi 2020] unterschiedlich hoch. Eine Begründung wird im Kapitel 2.2 beschrieben.

absehbaren Auswirkungen der Krise durch die Coronavirus-Erkrankung (COVID-19) bereits von den Marktteilnehmern in den Futures eingepreist, sodass die erstellte Prognose die bis zu diesem Zeitpunkt absehbaren Auswirkungen der weltweiten Krise widerspiegelt. Nach einem massiven Preiseinbruch durch die Corona-Krise 2020 wird erwartet, dass der nominale Einfuhrpreis bis 2026 um 34,2 % unter dem Niveau von 2019 liegt (real 38,9 %).

Ausgehend von der Rohölpreisentwicklung, der CO₂-Bepreisung ab dem Jahr 2021 und unter Berücksichtigung eines gleichbleibenden Steuersatzes wird 2026

für Superbenzin nominal ein um 6,3 % (real 5,8 % niedriger) höherer Preis als 2019 (nominal: 1,44 €/l, real: 1,37 €/l) prognostiziert. Der Preis für leichtes nichtgewerbliches Heizöl ist nominal um 10,3 % (real 1,6 % niedriger) höher als 2019 (nominal: 67,6 €/100 l, real: 64,2 €/100 l). 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.

Gasmarkt

Historische Betrachtung

Die Gasbezugskosten sind in Deutschland 2019 nach dem Anstieg im Jahr 2018 wieder deutlich gesunken. Der **Grenzübergangspreis** für Erdgasimporte ist um 16,7 % (real 18,4 %) gegenüber dem Vorjahr auf nominal rund 16,0 €/MWh (real 15,1 €/MWh) gesunken. Damit lag der Importpreis immer noch unterhalb des Niveaus von 2015 (20,6 €/MWh).

Wie im Vorjahr mussten **private Haushaltskunden** 2019 eine Preiserhöhung hinnehmen. Laut einer Auswertung zu Haushaltspreisen in Baden-Württemberg zahlten diese im Jahr 2019 im Durchschnitt 4,7 % höhere Preise und damit 6,24 ct/kWh (2018: 5,96 ct/kWh). Im Vergleich der Bundesländer liegt Baden-Württemberg bei den Haushaltspreisen mit 6,24 ct/kWh über dem Bundesdurchschnitt (Haushalte: 5,94 ct/kWh, Gewerbe: 4,66 ct/kWh) und bei den Gewerbepreisen mit 4,82 ct/kWh ebenfalls darüber.

Im Vergleich zu 2015 (6,59 ct/kWh) liegt nominal eine Preisreduzierung für Haushalte in Baden-Württemberg um 5,3 % (real um 10,0 %) vor. Das Preisniveau in

Deutschland (nominal: 6,11 ct/kWh, real: 5,79 ct/kWh) liegt unter dem europäischen Durchschnitt (nominal: 6,50 ct/kWh, real: 6,16 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** lag 2019 größtenteils eine Preissenkung gegenüber dem Vorjahr vor. In Deutschland lagen die nominalen Preise in der Verbrauchergruppe I1 (Verbrauch < 1.000 GJ) mit zuletzt 4,20 ct/kWh unter dem europäischen Durchschnitt (4,95 ct/kWh) und in der Verbrauchergruppe I5 (1 Mio. GJ ≤ Verbrauch < 4 Mio. GJ) mit 2,22 ct/kWh auf etwa gleichem Niveau.

Prognose

Die Prognose der Importpreise basiert bis 2024 auf den Erdgas-Futures der PEGAS-Plattform bzw. auf Terminkontrakten für das NCG-Marktgebiet. Die gehandelten Futures wurden für den Zeitraum vom

12.02.2020 bis zum 27.03.2020 abgerufen. Es wird davon ausgegangen, dass die Marktteilnehmer die bis dahin bekannten Entwicklungen im Zusammenhang mit der Corona-Krise bereits einpreisten. Durch den verwendeten Zeitraum lassen sich die ersten Auswirkungen der Krise auf die Prognose projizieren.

Für die Jahre 2025 und 2026 liegen keine Future-Preise vor. Die Tendenzen der Jahre 2023 bis 2024 wurden daher für 2025 und 2026 fortgeschrieben. Auf der Grundlage der Future-Preise ergibt sich nach einem massiven Preisrückgang im Jahr 2020 eine Preissteigerung des Importpreises bis 2026 auf einen nominalen Wert von 17,3 €/MWh, was einer Steigerung von 8,1 % (reale Senkung um 3,9 %) gegenüber 2019 entspricht.

Unter der Annahme, dass sich die Netzentgelte einschließlich Messung, Abrechnung und Messstellenbetrieb jährlich um 1,7 % erhöhen, die Entlastung über die CO₂-Bepreisung ab dem Jahr 2021 wirksam wird, und die übrigen staatlich veranlassten Anteile konstant bleiben, ergibt sich für sehr große Industriekunden der Verbrauchergruppe I4 ein nominaler Preis von 4,38 ct/kWh bis 2026 und somit eine Preiserhöhung um 53,1 % (real um 38,5 %). Bei Haushalten, deren Preise stärker von den Netzentgelten sowie den staatlich veranlassten Anteilen geprägt sind, steigt der nominale Preis um 34,5 % auf 8,39 ct/kWh, real um 19,2 % auf 7,07 ct/kWh.

Strommarkt

Historische Betrachtung

Die **Großhandelsstrompreise** sind im Jahr 2019 wieder gesunken. Es stellte sich ein durchschnittlicher Preis (Phelix Base-Jahresmittelwert) in Höhe von 37,7 €/MWh (2018: 44,4 €/MWh) ein. Es liegt somit eine nominale Senkung von 15,1 % (real 16,8 %) gegenüber 2018 und eine Erhöhung gegenüber 2015 (31,7 €/MWh) vor. Die deutliche Aufwärtsbewegung des Jahres 2018 konnte nicht fortgesetzt werden. Die Börsenstrompreise waren durch den hohen Anteil aus erneuerbaren Energien, die gesunkenen Brennstoffpreise und einer hohen Kraftwerksverfügbarkeit teilweise deutlich niedriger als 2018 im gleichen Zeitraum.

Der nominale Strompreis der **privaten Haushalte** in Baden-Württemberg ist 2019 gegenüber dem Vorjahr um rund 3,4 % auf 32,5 ct/kWh angestiegen. Im Jahr 2019 wurden um 0,6 % höhere Strompreise als im bundesdeutschen Durchschnitt gezahlt, im Vergleich der günstigsten Angebote der örtlichen Grundversorger sowie der anderen Bundesländer belegte Baden-Württemberg Platz 9. Wie schon 2018 wurde der Anstieg des Strompreises nicht durch Steuern, Abgaben oder Umlagen, sondern durch höhere Netzentgelte und gestiegene Beschaffungskosten (Erzeugung, Vertrieb und Marge) verursacht. Gegenüber 2015 ist der durchschnittliche Haushaltsstrompreis 2019 in Deutschland nominal um 6,1 % gestiegen (real um 0,7 %). In Summe betrug der Anteil der staatlichen Preisbestandteile 2019 am Strompreis der Haushalte 52,5 % (2018: 54,2 %).

Deutschland (29,8 ct/kWh) weist, im Vergleich zu anderen europäischen Ländern, eines der höchsten Strompreisniveaus für private Haushalte auf. Im

Vergleich zur EU (21,6 ct/kWh) zahlten Haushalte in Deutschland 2019 einen um 38 % höheren Strompreis. Haushalte in Dänemark zahlten 29,5 ct/kWh.

Genau wie Haushalte mussten auch **Industriebetriebe** 2019 eine Erhöhung der Strompreise hinnehmen, seit 2015 (15,23 ct/kWh) stieg der Preis beim Referenzfall eines Mittelspannungskunden um 21,0 % auf 18,43 ct/kWh (real um 14,1 %). Der Anstieg von 2018 zu 2019 betrug nominal 2,6 %, real 0,4 %.

Für **energieintensive Unternehmen**, welche von den verschiedenen Ausnahmetatbeständen bei den staatlich veranlassten Bestandteilen profitieren, ergab sich 2019 ein leichter Preisanstieg um 1,1 % im Vergleich zum Vorjahr, gegenüber 2011 liegt nach wie vor ein nominaler Rückgang vor, der in diesem Zeitraum 9,6 % erreicht. Die Spannbreite bei den Industrie- bzw. Gewerbestrompreisen lag 2019 zwischen 6,4 und 22,4 ct/kWh und vergrößert sich im Vergleich zu 2018 weiter. Infolge des höheren staatlich veranlassten Anteils liegen die industriellen Strompreise in Deutschland in den betrachteten Abnahmefällen über dem europäischen Durchschnitt.

Prognose

Ausgangspunkt der Prognose der Strompreise ist der an der Strombörse EEX gehandelte Future-Preis (Phelix Base Year Future). Es wird erwartet, dass das Tief von 2016 im Jahr 2020 aufgrund der Corona-Krise noch einmal unterschritten werden dürfte. Nach dem Tief im Jahr 2020 wird erwartet, dass der Preis bis 2026 nominal eine Höhe von 49,1 €/MWh (real 41,9 €/MWh) erreicht. Der durchschnittliche Börsenstrompreis könnte somit nominal 30,2 % (real 17,9 %) höher als der des Jahres 2019 liegen.

Bei der Prognose der Endverbraucherpreise fallen insbesondere der erwartete Anstieg der Netznutzungsentgelte, Vertriebs- und Marge-Kosten sowie wieder steigende Spotmarktpreise ins Gewicht. Die reduzierte EEG-Umlage (prognostizierte EEG-Umlage vermindert um Entlastungen durch zusätzliche Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung) nimmt bis 2026 nominal um 37,3 % (real um 43,1 %) ab. Insgesamt liegen damit 2026 die nominalen Strompreise für private Haushalte

in Baden-Württemberg bei 33,82 ct/kWh (2019: 32,50 ct/kWh), real bei 28,51 ct/kWh und somit unter dem realen Ausgangsniveau von 2019. Die nominalen Preise für die mittelständische Industrie sinken um 1,6 % (real um 10,9 %) bis 2026. Werden die bisherigen Ausnahmeregelungen beibehalten, steigen die realen Strompreise für die energieintensive Industrie bis 2026 um 10,9 % als direkte Folge der steigenden Börsenstrompreise.

Wärmemarkt

Historische Betrachtung

Bei den **Fernwärmepreisen** für Haushalte ist die Fortführung des übergeordneten leichten Preisanstiegs im fast 20-jährigen Betrachtungszeitraum bisher ungebrochen. Im Jahr 2019 betrug der durchschnittliche Fernwärmepreis in Deutschland 8,8 ct/kWh und war gegenüber 2018 (8,4 ct/kWh) somit ansteigend. Nominal sind die Preise um 4,8 % und real um 2,5 % gestiegen. Bei den untersuchten Versorgern in Baden-Württemberg schwankten die Preise 2019 in einer breiten Spanne zwischen 7,5 und 10,6 ct/kWh.

Die Preise für **Holzpellets** waren 2019 in Baden-Württemberg leicht steigend im Vergleich zum Vorjahr. Im Bundesländervergleich sind die Preise allerdings am niedrigsten. Insgesamt lässt sich eine Verbindung zu steigenden Energiepreisen (Erdölpreis) nachweisen. Starke Schwankungen am Ölmarkt haben Auswirkungen auf den Pelletpreis. Gegenüber 2015 sind

die nominalen Preise um 2,2 % gestiegen, real um 2,9 % gesunken.

Prognose

Im Wärmebereich wird auch in diesem Jahr bei den Fernwärmepreisen für Haushalte auf eine Fortschreibung und Prognose 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 baden-württembergischer Fernwärmelieferanten derzeit 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 Vergleich zum Vorjahr sind die jährlichen Verbrauchskosten für Benzin und Diesel etwas gesunken. Haushalte, die ihre Wärme mit

Pellets oder Erdgas erzeugen, hatten sowohl 2018 wie auch 2019 die niedrigsten Verbrauchskosten im Vergleich der betrachteten Einsatzstoffe zur Erzeugung von Wärme.

Der Anteil der Strombezugskosten an der gesamten Kaufkraft der Haushalte 2019 lag mit 2,09 % im bundesweiten Vergleich in Baden-Württemberg am niedrigsten. Der deutsche Mittelwert lag bei 2,36 %. Ein Kunde in Berlin hatte mit 3,02 % seiner Gesamtkaufkraft den höchsten Anteil. Der Anteil der gesamten Energiekosten an der Kaufkraft ist dabei weitgehend konstant geblieben. Nur Haushalte, die ihre Wärme und ihr Warmwasser mit Heizöl erzeugten, konnten von einer leichten Reduzierung der Kosten im Vergleich zum Vorjahr profitieren. Die Energiekosten haben in Abhängigkeit vom eingesetzten Energieträger für die Raumwärmeversorgung einen Anteil von insgesamt etwa 7,0 % (Pellets) bis 9,4 % (Nachtspeicher) an der Kaufkraft der privaten Haushalte.

Für die **Industrie** wurden auf Branchenebene die Stromkosten eines durchschnittlichen Unternehmens betrachtet. Für das Jahr 2018 ergab sich eine Spannweite der durchschnittlichen Strompreise je Branche zwischen 7,9 bis 8,4 ct/kWh (Papierindustrie sowie Metallerzeugung und -bearbeitung) und 17 bis 19 ct/kWh (u. a. Maschinenbau, Reparatur und Installation von Maschinen und Ausrüstungen). Die bedeutendsten Branchen in Baden-Württemberg sind – wie schon im Vorjahr – die Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen (Branchenkennziffer 29), Maschinenbau (28) und die Herstellung

von Metallerzeugnissen (25). Der Nettostrompreis für ein durchschnittliches Unternehmen der Branche 29 erhöhte sich von 2018 zu 2019 um 2,0 %. Der Strompreis befand sich 2018 ungefähr auf dem gleichen Niveau wie 2014 und betrug im Durchschnitt 15,1 ct/kWh. Der Nettostrompreis für ein durchschnittliches Unternehmen der Branche 28 erhöhte sich im Vergleich von 2017 zu 2018 um 1,8 %. 2018 wurde im Durchschnitt ein Nettostrompreis von 17,0 ct/kWh gezahlt. Der Nettostrompreis für ein durchschnittliches Unternehmen der Branche 25 erhöhte sich ebenfalls um 1,8 %, hier wurde im Durchschnitt ein Preis von 17,1 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, Papier, Metallerzeugung, aber auch Fahrzeugbau) sehr hoch ausfallen (siehe Abbildung 68). Im Jahr 2018 betrug der Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung des durchschnittlichen Unternehmens der Branche 25 5,8 %, der Branche 28 2,3 % und der Branche 29 3,1 %. Die Anteile sind im Vergleich zu 2017 fast gleichgeblieben.

Fazit

Insgesamt zeigt sich, dass die **Preisentwicklung** im Jahr 2019 gegenüber dem Vorjahr bei allen betrachteten Energieträgern außer bei Heizöl und Benzin weiter steigend war. Die Erdgaspreise für Haushalte stiegen im Vergleich am stärksten an. Der Großhandelspreis

gab in der Betrachtung der nominalen Preisindizes von 2018 zu 2019 am stärksten nach.

Im Vergleich zu 2015 sanken die realen Endkundenpreise beim Erdgas, bei Pellets, Fernwärme und Benzin. Die realen Strompreise für alle Endkunden stiegen

weiter an, wogegen insbesondere bei den Mineralölprodukten nach einer signifikanten Steigerung im Jahr 2018 gegenüber 2015 wieder eine Reduzierung der Preise im Jahr 2019 zu verzeichnen war.

In der **Prognose** sind die starken Preisrückgänge bei allen Energieträgern aufgrund der Corona-Krise im Jahr 2020 durch eine deutliche Senke in der Verlaufskurve ersichtlich. Kurzfristig kann sich nach der Krise zunächst eine Preiserholung abzeichnen. Mittelfristig bis 2026 wird für Erdgas eine Erhöhung der realen Preise im Vergleich zu 2019 erwartet. Beim Heizöl könnte sich das reale Preisniveau von 2019 auch im Jahr 2026 einstellen. Bei Benzin kann der reale Preis noch etwas unter dem aus dem Jahr 2019 liegen.

Bei Strom wird für alle Verbraucher mit Senkungen des realen Preisniveaus gerechnet, obwohl der Großhandelspreis im Vergleich zu 2019 zunimmt.

Die Preiserhöhungen der fossilen Energieträger sind eine direkte Folge der ab 2021 eingeführten CO₂-Bepreisung. Die realen Preissenkungen der Strompreise sind eine Folge der Reduzierung der EEG-Umlage aus zusätzlichen Einnahmen der CO₂-Bepreisung.

Es muss allerdings auf die erheblichen Unsicherheiten bei der Prognose von Energiepreisen hingewiesen werden, die auch wesentlich von den politischen Rahmenbedingungen abhängen. Zusätzlich sind die mittelfristigen Folgen der Corona-Krise nicht abschätzbar. Eine Preiserholung von der Krise kann sich auch erst später einstellen.

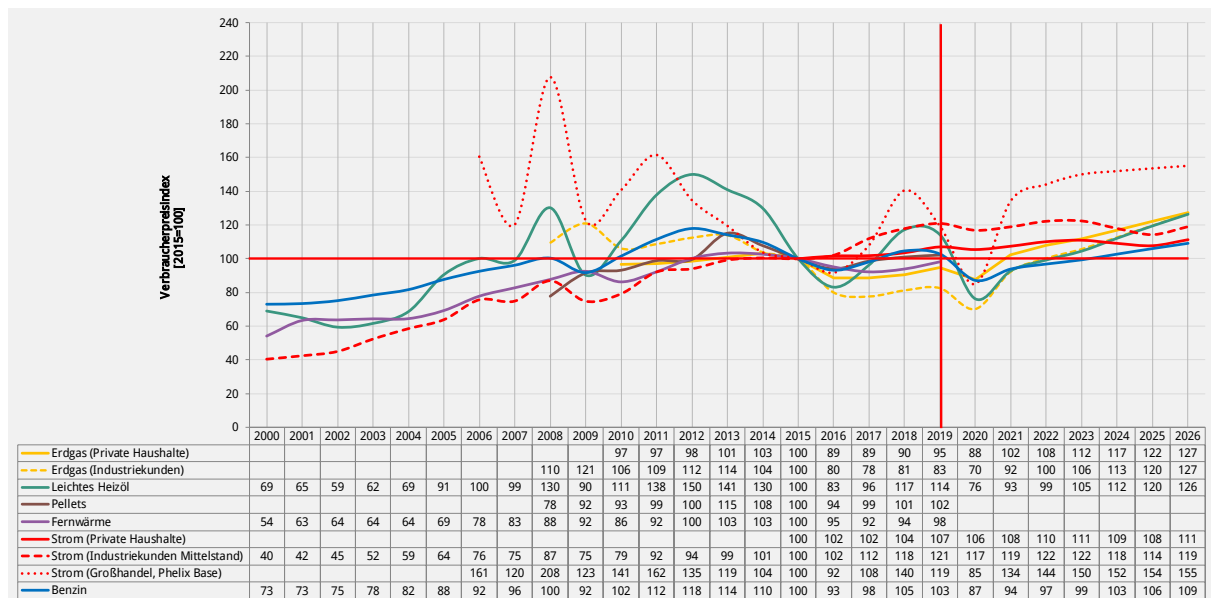


Abbildung 1 Nominale Energiepreis-Indizes seit 2000 mit Prognose bis 2026

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

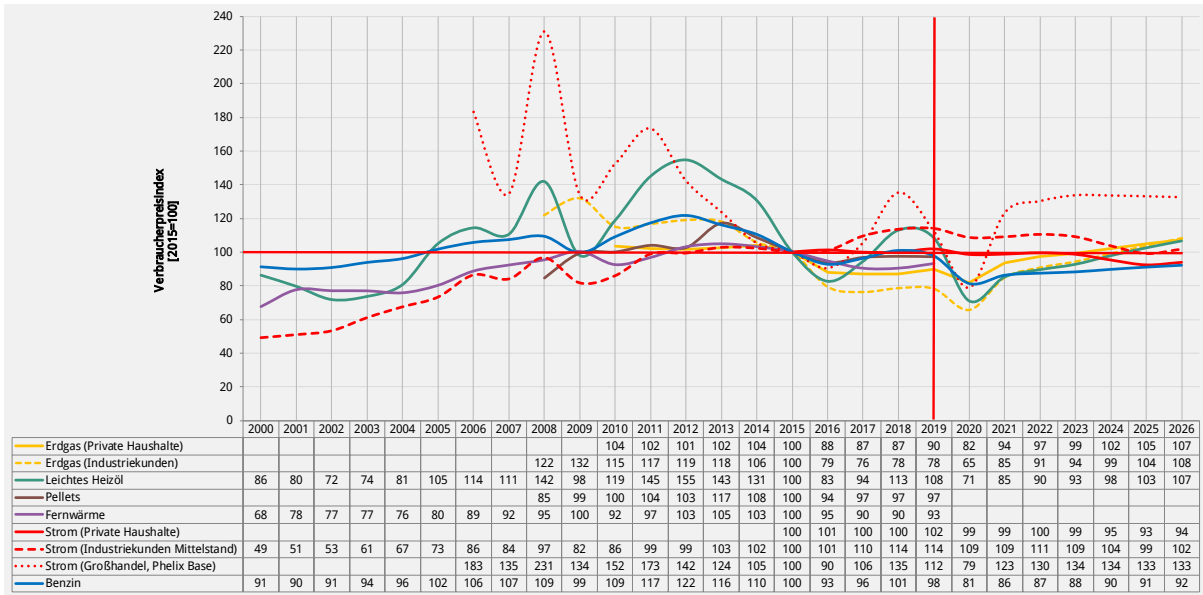


Abbildung 2 Reale Energiepreis-Indizes seit 2000 mit Prognose bis 2026

Quelle: Datengrundlage der einzelnen Kapitel, Berechnung und Darstellung des IE Leipzig, 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

Dieses Kapitel gibt einen kurzen Überblick über den Aufbau des vorliegenden Berichtes; darüber hinaus werden kurz die relevanten Rahmenbedingungen für die Entwicklung der Energiepreise 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 – Prognose der Preisentwicklung bis 2026

Der erste und der dritte Teil bestehen aus mehreren Kapiteln, die jeweils die Märkte für Öl, Gas, Strom und Wärme betrachten. Im Teil C ist allerdings in diesem Bericht keine Prognose für Fernwärmepreise mehr vorgesehen.

Zur Bestimmung der realen Preisentwicklung für die Jahre 2020 bis 2026 der Haushalte wird mit einer Inflationsrate von 1,7 % gerechnet. Dieser Wert ergibt sich aus dem Durchschnitt der Werte zum Verbraucherpreisindex der Jahre 1991 bis 2019 [Destatis 2020b] und liegt im Zielkorridor der EZB für die HICP Inflation forecasts „Longer term five years ahead“ [EZB 2020].

Im Vergleich zum Vorjahresbericht erfolgte im Rahmen der Umstellung des amtlichen Basisjahres

eine Revision der BIP-Deflatoren des Statistischen Bundesamtes [Destatis 2020d] und weiterer europäischer Statistikämter [Eurostat 2020b]. Dementsprechend wurden alle Auswertungen innerhalb des Preisberichtes angepasst. Der BIP-Deflator wird zur Bestimmung der realen Preisentwicklungen für das Gewerbe und die Industrie verwendet. Für die Entwicklungen der Jahre 2020 bis 2026 wird mit einer Deflatoren-Rate von 1,4 % gerechnet. Dieser Wert ergibt sich aus dem Durchschnitt der Werte zum BIP-Deflator der Jahre 1991 bis 2019 [Destatis 2020c].

Beim Vergleich der Auswertungen verschiedener Quellen zu Energiepreisen kann es zu unterschiedlichen Angaben für die gleiche Verbrauchergruppe kommen. Gründe hierfür können unterschiedliche methodische Herangehensweisen oder Datenstände der Quellen sein. Soweit sich die Unterschiede erklären lassen, wird im jeweiligen Kapitel darauf hingewiesen. Erstmals in diesem Bericht erfolgt die Umstellung der Haushaltsstrompreise nach einer Erhebung des Verbraucherportals Verivox auf einen Jahresgesamtverbrauch in Höhe von 3.500 kWh. Durch die Umstellung ist eine bessere Vergleichbarkeit mit den Erhebungen zum Haushaltstrompreis des BDEW gegeben. In den Vorjahresberichten wurden noch 4.000 kWh als Verbrauch angesetzt.

1.2 Globale und europäische Rahmenbedingungen

Die 25. Weltklimakonferenz (COP 25) fand im Dezember 2019 in Madrid statt. Die EU hatte bereits

im Vorfeld beschlossen, dass eine Klimaneutralität bis 2050 angestrebt wird. Dafür werden die Klimaziele bis

2030 überarbeitet, damit dieses Ziel auch erreicht werden kann. Bis zur nächsten Klimakonferenz im Dezember 2020 in Glasgow sollen bereits alle Mitgliedsstaaten weitere Klimaschutzziele vorlegen und Langfriststrategien bis 2050 ermitteln. Allerdings wurde die Klimakonferenz durch die Corona-Krise bereits auf 2021 verschoben. Diese Strategien und Szenarien sollen aber noch in diesem Jahr vorliegen. Aus den Dokumentationen über die Fortschritte der einzelnen Staaten geht hervor, dass die Ergebnisse noch hinter den Erwartungen liegen, die das Pariser Klimaschutzabkommen von allen Staaten verlangt.

Weitere wichtige Sonderberichte, Webinare und Stellungnahmen zum Klimaschutz sind von der deutschen IPCC-Koordinierungsstelle veröffentlicht worden [IPCC 2019]. Aktuelle Berichte sind unter anderem ein Sonderbericht „Klimawandel und Landsysteme“ sowie der Sonderbericht „Ozean und Kryosphäre“. Wichtige Erkenntnisse und Ergebnisse liegen zusammenfassend für Entscheidungsträger vor.

Die EU-Kommission will weiter mit gutem Beispiel vorangehen und bereits im Sommer 2020 einen Plan vorlegen, wie statt derzeit 40 % weniger CO₂ im Vergleich zu 1990 der Anteil der Reduzierung auf 50 % bis 55 % bis 2030 zu erreichen wäre [BMU 2019].

Um der globalen Erderwärmung entgegenzuwirken, wurde unter anderem der EU-Emissionshandel eingeführt. In Deutschland nehmen ca. 1.800 Betreiber von Anlagen am Emissionshandel teil [BMU 2020]. Die Preise der Zertifikate sind in 2019 weiter angestiegen und haben sich im Vergleich zum Juli

2017 und Juli 2019 in etwa verfünffacht. In 2019 wurde ein neues Allzeithoch mit einem Durchschnittspreis von 28 Euro pro Tonne CO₂ erreicht. Die Preise schwankten zwischen 19 Euro und 28 Euro pro Tonne CO₂ in 2019 [BMW i 2020]. Die steigenden Preise stehen in unmittelbarem Zusammenhang mit einer von der EU auf den Weg gebrachten Reform des Emissionshandels [Agora 2020]. Die am Markt ausgegebenen Mengen an Zertifikaten werden durch reduzierte Ausgabe mit Hilfe des sog. Linearen Kürzungsfaktor sukzessive weiter verringert [DEHSt 2020].

Die EU-Kommission stellte im November 2016 das sogenannte Winterpaket vor. 2018 sind insgesamt vier der acht Richtlinien aus dem Winterpaket verabschiedet worden. Die Richtlinien enthalten Inhalte zu den Themen erneuerbarer Energien, Energieeffizienz und der Governance der Energieunion. Mit der Verabschiedung der Richtlinien wurden wichtige Weichen für die Energieversorgung Europas mit erneuerbaren Energien und die Umsetzung der Klimaschutzziele aus dem Pariser Abkommen gestellt. Die EU-Regelungen aus dem Winterpaket sind bereits abgeschlossen und müssen nun nach und nach noch in das deutsche Energierecht aufgenommen werden [SUER 2019].

Im Dezember 2019 stellte die europäische Kommission den „europäischen Grünen Deal“ vor. Dieser gilt als Fahrplan, wie die EU als weltweiter Vorreiter eine faire und wohlhabende Gesellschaft, mit nachhaltiger Wirtschaft, welche bis 2050 keine Treibhausgasemissionen mehr freisetzen wird, ausgestalten will [EC 2019].

1.3 Bundesweite Rahmenbedingungen

Die Bundesregierung verabschiedete im Dezember 2019 die Grundlage für einen CO₂-Preis außerhalb des europäischen Emissionshandels. Vorher wurden zwei prinzipielle Systeme zur CO₂-Bepreisung diskutiert. Zum einen war dies die CO₂-Steuer und zum anderen ein nationales CO₂-Handelssystem [BMU 2019a]. Die Entscheidungsträger haben sich für Letzteres entschieden. Als Teil des Klimaschutzprogramms 2030 liegt bereits ein Gesetzesentwurf seit Oktober 2019 vor, der beschreibt, wie ein nationales Emissionshandelssystem (EHS) gestaltet werden soll. Mit Einführung der CO₂-Preise müssen ab 2021 Unternehmen, die mit Heizöl, Erdgas, Benzin und Diesel handeln, einen Preis für die CO₂-Emissionen bezahlen, die ihre Produkte verursachen werden. Dafür müssen die Unternehmen Verschmutzungsrechte in Form von Zertifikaten erwerben. Der Erwerb findet über den nationalen Emissionshandel statt [BMU 2019b].

Der CO₂-Preis soll ab Januar 2021 zunächst 25 Euro pro Tonne betragen. Dieser wird dann schrittweise bis auf 55 Euro im Jahr 2025 angehoben. Ab 2026 soll sich dann ein Preiskorridor von 55 Euro bis höchsten 65 Euro pro Tonne ergeben [BMU 2019b].

Für industrielle Anlagen, für die bereits ein Handel mit Zertifikaten im europäischen Emissionshandelssystem stattfindet, findet kein zusätzlicher Handel nach nationalem System statt.

Im November 2019 gab die Bundesregierung außerdem den Entwurf zum Kohleausstiegsgesetzes

bekannt. Bis spätestens 2038 soll die Kohleverstromung vollständig beendet werden. Hierfür werden Zwischenziele angegeben. Bis zum Jahr 2022 soll der Anteil der Kohleverstromung aus Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken auf jeweils 15 GW reduziert werden; bis 2030 auf ca. 8 GW bei Steinkohlekraftwerken und 9 GW bei Braunkohlekraftwerken. Für die Stilllegungen erhalten die Betreiber Entschädigungszahlungen [BMWi 2019]. Die Erzeugung des Stroms und der Wärme, die durch die Abschaltungen der Kraftwerke notwendig werden, sollen u.a. durch Anlagen erneuerbarer Energien kompensiert werden.

Der Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland ist auch in 2019 weiter vorangeschritten, wenn auch etwas gebremster. Der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch 2019 lag bei 42,6 % (2018 38,2 %) dennoch so hoch, wie nie zuvor. Das Ziel für 2030 liegt bei 65 %.

Der Netto-Zubau bei neuen Windenergieanlagen ist in 2019 auf 981 MW stark zurückgegangen [DWG 2020]. Bei den Ausschreibungsrunden wurden insgesamt nur 1,8 GW mit einem Zuschlag versehen [Agora 2020]. Der mittlere Zuschlagswert liegt bei über 6 ct/kWh und damit nahe dem zulässigen Höchstwert aufgrund mangelnder Wettbewerbssituation. Der Ausbau der Windenergie scheint auch derzeit gebremst, da die zur Verfügung stehenden Flächen in Deutschland für Windanlagenbetreiber nicht mehr so attraktiv sind.

1.4 Rahmenbedingungen in Baden-Württemberg

Im Dezember 2019 ist der Monitoringbericht der Energiewende in Baden-Württemberg erschienen. Der konventionelle Kraftwerkspark reduziert sich in Baden-Württemberg weiter. Der Atomreaktor Philippsburg 2 (KKP 2) im Landkreis Karlsruhe wurde Ende 2019 endgültig vom Netz genommen. Gleichzeitig erhöht sich der Anteil an erneuerbaren Energien stetig. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung lag 2018 bei rund 28,0 % (2017: 27,5 % 2016: 25,0 %) [UM 2019]. Beim Ausbau der Windenergie ist die deutschlandweite Bremse auch in Baden-Württemberg erkennbar. Insgesamt wurden im Jahr 2019 ein Brutto-Zubau von nur 25 MW, mit 8 Neuanlagen, realisiert [DWG 2020]. Im Jahr 2018 waren dies noch 115 MW, bei 35 Neuanlagen [UM 2019]. Der Rückgang beim Zubau von neuen Windenergieanlagen wird im Wesentlichen auf die eingeführten Ausschreibungen des EEG 2017 zurückgeführt. Das Land Baden-Württemberg setzt sich weiterhin für eine Einführung einer Südquote bei

der deutschlandweiten Ausschreibung der Windenergie ein.

Nach dem beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie und der Kohleverstromung der Bundesregierung kommt dem Erdgasnetz in Baden-Württemberg eine noch größere Rolle zum Erhalt der Energieversorgung zu. Die Versorgung Baden-Württembergs mit Erdgas findet im Marktgebiet von NetConnectGermany (NCG) statt. Ab 01.10.2021 ist die Zusammenlegung der Marktgebiete von NCG und Gaspool zu einem deutschlandweitem Marktgebiet geplant [Nowega 2020]. Der Zusammenschluss betrifft das Erdgasnetz der terranets bw GmbH. Die terranets bw ist ein Transportnetzbetreiber für Gas in Baden-Württemberg, der ein rund 2.000 km langes Fernleitungsnetz sowie Gashochdruckanlagen mit modernster Technik betreibt [terranets bw 2020]. Direkt an das Netz angeschlossen sind insgesamt 14 industrielle Letztverbraucher Baden-Württembergs [UM 2019].

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

Der amerikanische WTI (West Texas Intermediate) und der britische Brent gelten als wichtigste Indikatoren für den Rohölpreis in den USA und Europa. In

Abbildung 3 wird der Verlauf seit 2008 gezeigt und auf zentrale Ereignisse hingewiesen, welche Einfluss auf diese Entwicklung genommen haben.

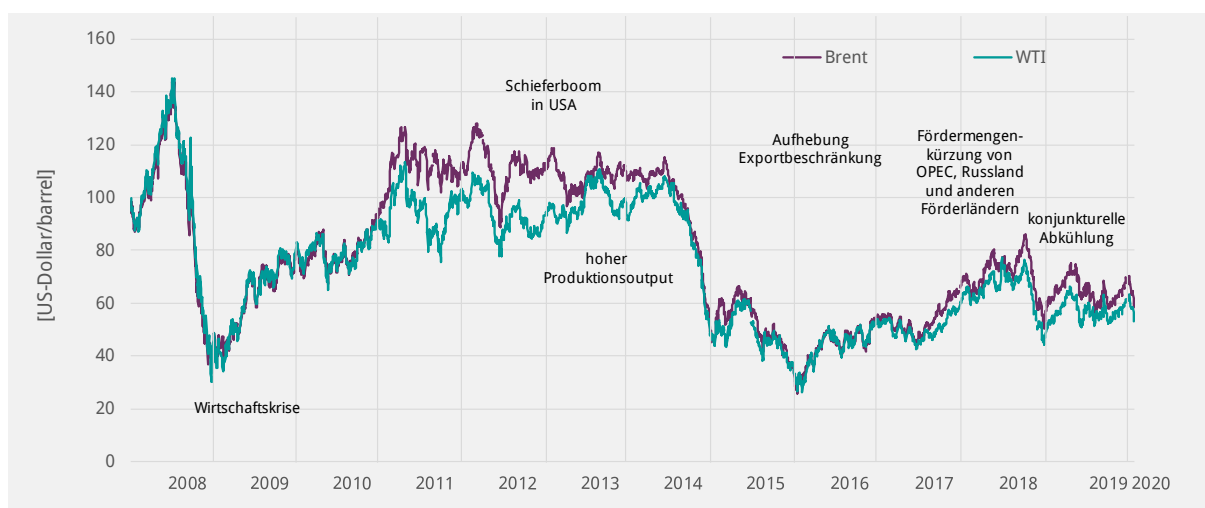


Abbildung 3 Entwicklung der nominalen Ölpreise seit 2008 inklusive Kennzeichnung wesentlicher Ereignisse
Quelle: [EIA 2020] Darstellung: IE Leipzig

In Europa und den USA befanden sich die Ölpreise Mitte des Jahres 2008 noch kurzzeitig auf einem Niveau von über 140 US-Dollar pro Barrel. Zum Ende des Jahres 2008 sanken sie dann deutlich als Folge eines drastischen Nachfrageeinbruchs während der Wirtschaftskrise. Es wurden Werte von unter 40 Dollar/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 – trotz einer Überversorgung des Ölmarktes – auf ihrer Konferenz 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. Somit geriet das Jahr 2015 durch den Preisabsturz zu einem extrem billigen Öljahr. Anfang 2016 kam es zu einem weiteren Rückgang der Ölpreise, wobei Brent und WTI unter 30 Dollar pro Barrel und somit auf das Preisniveau von 2004 sanken. In der Septemberkonferenz 2016 in Algier beschlossen die OPEC-Länder dann eine Beschränkung der Ölfördermengen [TECSON 2018].

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

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 2019 liegen hierzu Zeitreihen des Bundeswirtschaftsministeriums mit monatlicher Auflösung vor (Abbildung 4, reale Preisdarstellung aus jährlichen Mittelwerten Abbildung 5) [BMW 2020]. 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 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 wurden beim

Barrel an. Bis Ende 2018 gab der Rohölpreis wieder deutlich um über 40 % nach und fiel dabei bis unter die Marke bei 45 USD 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. Die Schwankungen wurden vor allem durch folgende Faktoren hervorgerufen:

- Konsequente Verknappung der Fördermengen durch die OPEC [SW 2019a]
- Ölförderung aus Schiefergestein [SW 2019b]
- Politische Anspannung im Handelskonflikt zwischen USA und China [SW 2019]
- Drohnenanschlag auf die größte Rohölaufbereitungsanlage in Saudi-Arabien [HB 2019]

Heizöl 2012 die Preise von 2008 zwar erreicht, aber nicht übertroffen, obwohl der Rohölpreis 2012 neue Spitzenwerte erreichte. Seitdem gab es einzelne Ausschläge nach oben, bevor der Heizölpreis wieder stetig abnahm. Im Frühjahr 2016 wurden seit der Finanzkrise im Jahr 2008 mit 41,5 Euro je 100 l (für Haushalte), mit 30,0 Euro je 100 l (für Gewerbe) und 18,9 Euro je 100 l (für Rohöl) absolute Tiefstände erreicht. Nach diesen Tiefständen kam es bis zum Jahresende 2018 zu Preisralleys. 2019 befanden sich die Preise eher auf konstantem Niveau mit kleineren Ausschlägen nach oben und unten. Im Mittel wurde 2019 für Heizöl (Haushalte) 67,6 Euro je 100 l und Heizöl (Gewerbe) 53,7 Euro je 100 l gezahlt. Dies sind gegenüber dem Mittel von 2018 rund 3 % weniger.

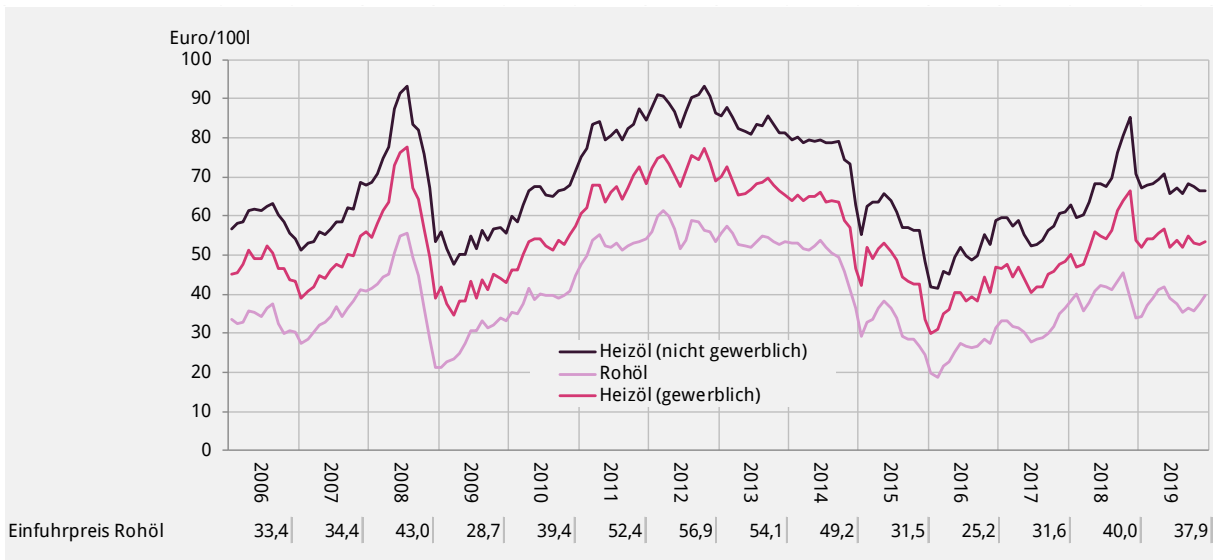


Abbildung 4 Entwicklung der gewerblichen und nicht-gewerblichen Endverbraucherpreise für Heizöl und Einfuhrpreise für Rohöl in Deutschland 2006-2019 (nominal, monatliche Durchschnittswerte)
Quelle: [BMWi 2020] Darstellung: IE Leipzig

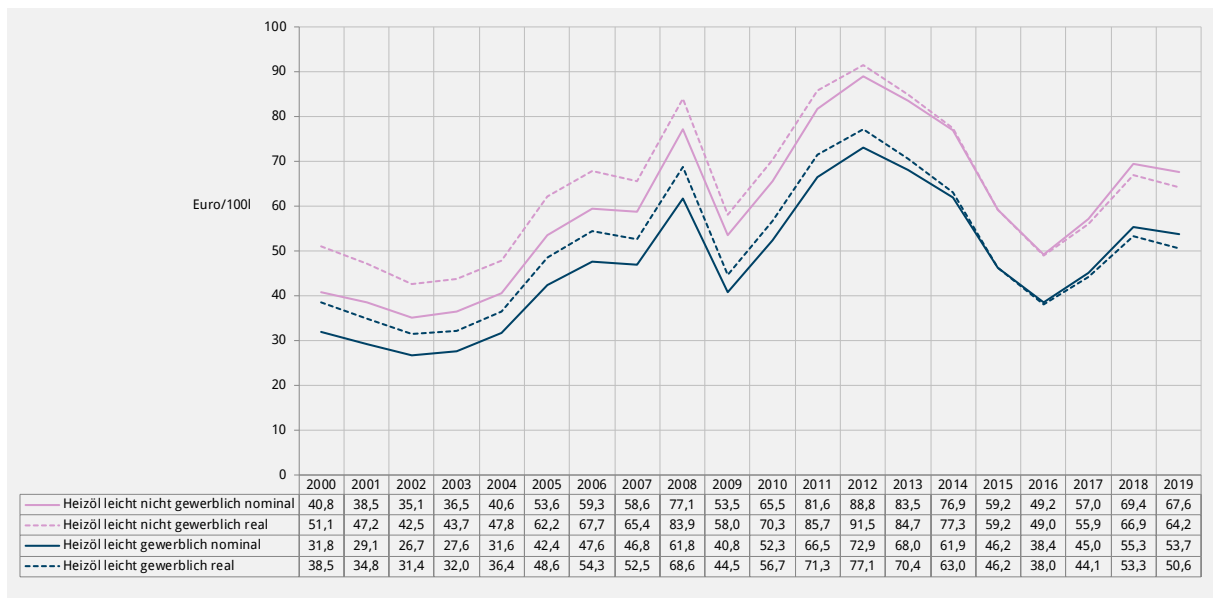


Abbildung 5 Nominale und reale Preise für leichtes Heizöl nicht gewerblich und gewerblich bis 2019 (Jahresdurchschnittswerte)
Quelle: [BMWi 2020] Darstellung: IE Leipzig

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 2019 vor allem in Dänemark, aber auch den Niederlanden (138,6 bzw. 109,8 Euro je 100 Liter) durch ihre Steuerkomponente stärker vom europäischen Durchschnitt (80,9 Euro je 100 Liter) ab. Die Beschaffungskosten in den Niederlanden sind gleichzeitig vergleichsweise niedrig. Der Unterschied zu Deutschland (71,1 Euro je 100 Liter) und Frankreich (92,9 Euro je 100 Liter), die einen sehr ähnlichen Heizölpreisverlauf aufweisen, ist damit deutlich (Abbildung 6). Der Heizölpreis in Deutschland liegt unter dem europäischen Durchschnitt und betrug im

Jahr 2019 etwas mehr als 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. Werden die Preise für nicht-gewerblichen Einsatz (Haushalte) aus Abbildung 6 und Abbildung 5 miteinander verglichen, so fällt ein Unterschied im Preis auf. Während die Europäische Kommission [EC 2020] einen wöchentlichen Preis an jedem Montag im Jahr veröffentlicht², aus denen dann der Jahresmittelwert gebildet wird, werden in den Energiedaten [BMWi 2020] monatliche Durchschnittspreise zusammengetragen, die 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.

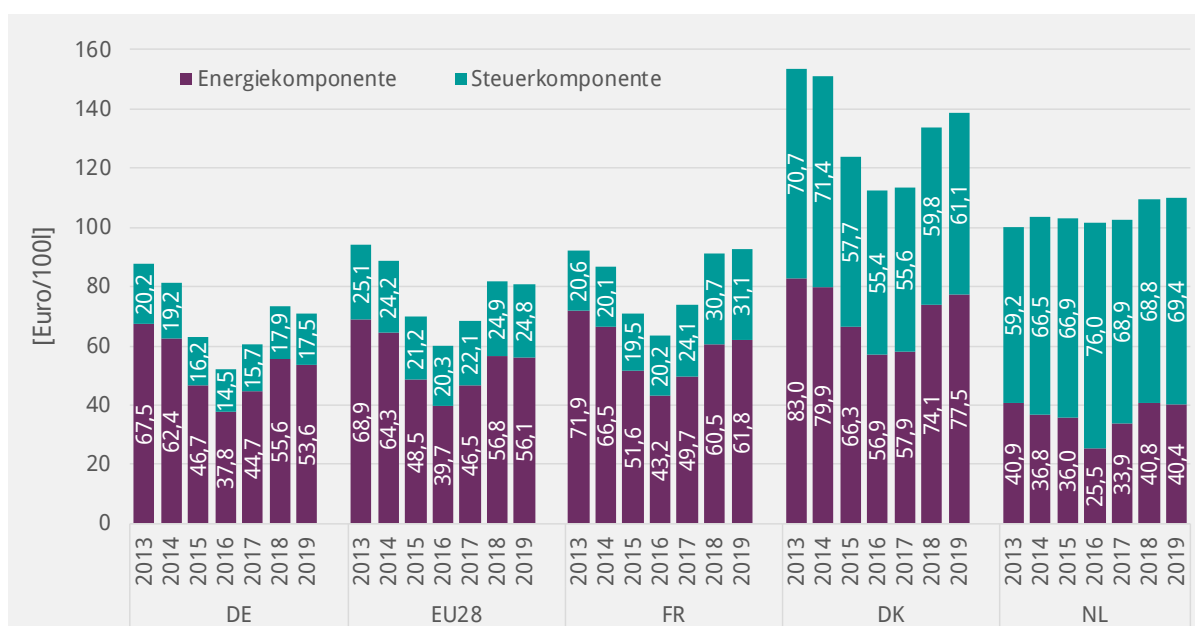


Abbildung 6 Preise auf nicht-gewerbliches Heizöl in Deutschland im Vergleich zu Nachbarländern und dem EU-Durchschnitt 2013 bis 2019

Quelle: [EC 2020] Darstellung: IE Leipzig

Die 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 fünf letzten Jahre der Monatsmittelwert für Februar gebildet. Jahresdurchschnittswerte oder Monatsdurchschnittswerte nach Bundesländern sind vom Portalbetreiber 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 2019 wurde mit 65,3 Euro je 100 Liter in Schleswig-Holstein der niedrigste und mit 71,4 Euro je 100 Liter in Bayern der höchste Preis für nichtgewerbliche Endverbraucher gemeldet. Baden-Württemberg weist mit 70,2 Euro je 100 Liter die dritthöchsten Heizölpreise im Ländervergleich auf, was vor allem an den höheren Transportkosten aufgrund der größeren Entfernung zu den Seehäfen liegt [fastenergy 2020].

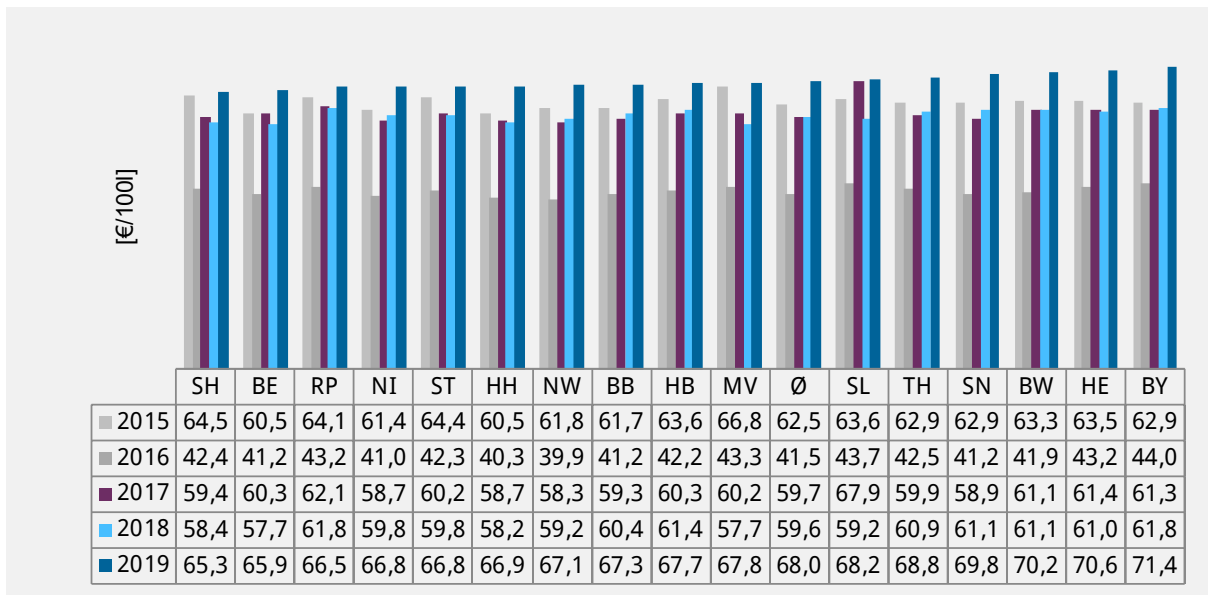


Abbildung 7 Preise für Heizöl bei Belieferung an Haushalte im Bundesländervergleich 2015 bis 2019

Quelle: [fastenergy 2020] Darstellung: IE Leipzig, Reihenfolge in Bezug auf den Preis 2019, Mittelwerte jeweils für den Monat Februar

2.3 Kraftstoffmarkt

Wie beim Heizöl liegt für die ebenfalls bei der Erdölraffination gewonnenen Kraftstoffe Superbenzin und Diesel eine monatscharfe Zeitreihe der Preise für Deutschland vor, die für die Jahre 2006 bis 2019 in Abbildung 8 grafisch dargestellt ist [BMW 2020]. Auffällig sind starke Preisrückgänge in den Jahren 2008, 2014, 2015 und 2018. Die Abhängigkeit besteht, wie beim Heizölpreis, direkt vom Rohölpreis. Im Zeitraum 2011 bis Mitte 2014 waren die Preise relativ stabil auf hohem Niveau. Seit der zweiten Jahreshälfte 2014 kam es zu einer deutlicheren Senkung der Benzin- und Dieselpreise infolge der zeitgleichen Entwicklungen am Rohölmarkt. Nach einer

zwischenzeitlichen Erholung sanken die Preise bis Ende 2015 wieder, wobei sie schließlich das Tief vom Jahresanfang 2009 wieder erreichten. Nachdem sich der Preis im Jahr 2016 bis Ende 2018 in einer Preisralley von Benzin und Diesel weiter erholte, kam es zu Jahresanfang 2019 wieder zu deutlichen Abgaben. Bis Mitte des Jahres 2019 erholten sich die Preise zügig, um zum Jahresende wieder deutlicher zu sinken. In der Spitze wurden im Monatsmittel 2019 1,54 Euro pro Liter Superbenzin und 1,34 Euro pro Liter Diesel gezahlt. Eine Darstellung der realen Jahresdurchschnittspreise enthält Abbildung 9.

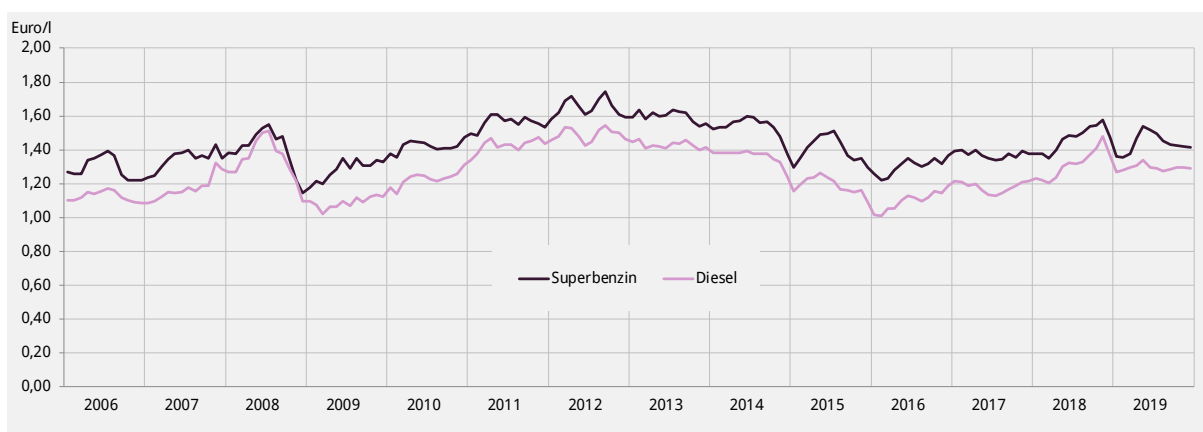


Abbildung 8 Nominale Preise für Superbenzin und Dieseldieselkraftstoff (monatliche Mittelwerte) 2006 bis 2019
Quelle: [BMWi 2020], Darstellung: IE Leipzig

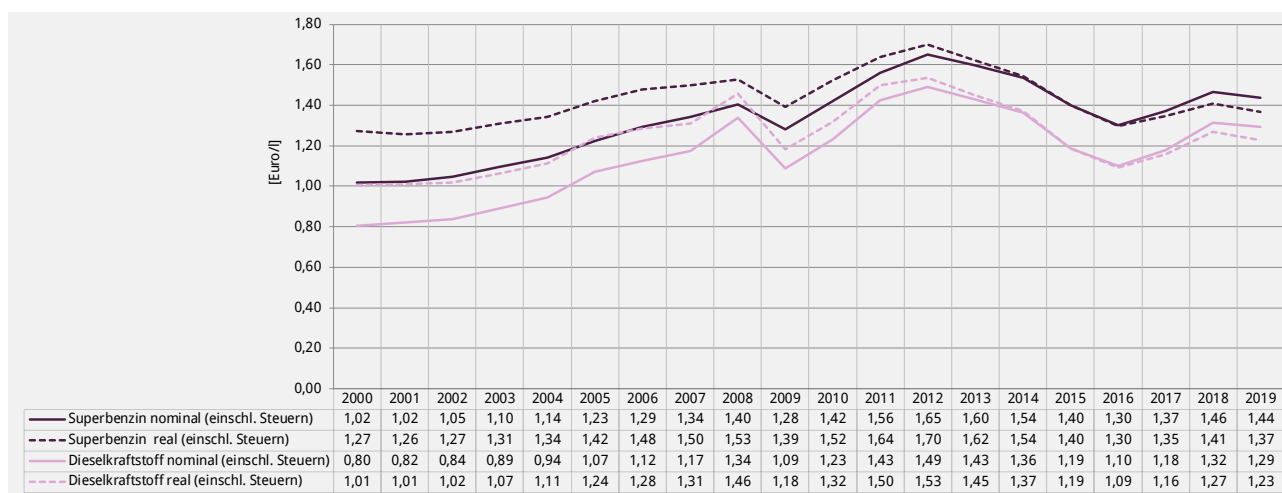


Abbildung 9 Jahresmittel der Preise für Dieseldieselkraftstoff und Superbenzin von 2000 bis 2019 (nominal und real)
Quelle: [BMWi 2020], Darstellung: IE Leipzig

Im europäischen Vergleich (Abbildung 10) befinden sich die deutschen Endverbraucherpreise 2019 für Superbenzin auf dem Niveau des EU28-Mittelwertes, sind aber niedriger als in Frankreich, Dänemark und den Niederlanden.

Der höchste Wert für Superbenzin wurde in den Niederlanden mit 1,65 Euro je Liter erreicht. Diesel kostete in Deutschland mit 1,26 Euro je Liter 2019 weniger als im europäischen Durchschnitt (1,34 Euro je Liter) und in den ausgewählten Nachbarländern (Abbildung 11).

In Deutschland und Frankreich sind die Beschaffungskosten für Diesel am niedrigsten. Im Vergleich zu den anderen Ländern weist Frankreich allerdings höhere Steuern auf und somit den höchsten Preis für Diesel im Vergleich.

Werden die Preise aus Abbildung 9 mit den aus den folgenden Abbildungen verglichen, ergeben sich Differenzen bei den Jahreswerten für Deutschland.

Wie bei Heizöl beruht diese Differenz auf unterschiedlichen Quellen. Die Benzin- und Dieselpreise werden in den Energiedaten [BMWi 2020] 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 2020] ergeben sich aus dem Mittelwert aller Montagswerte, die auf Daten des Energie Informationsdienstes (EID) beruhen.

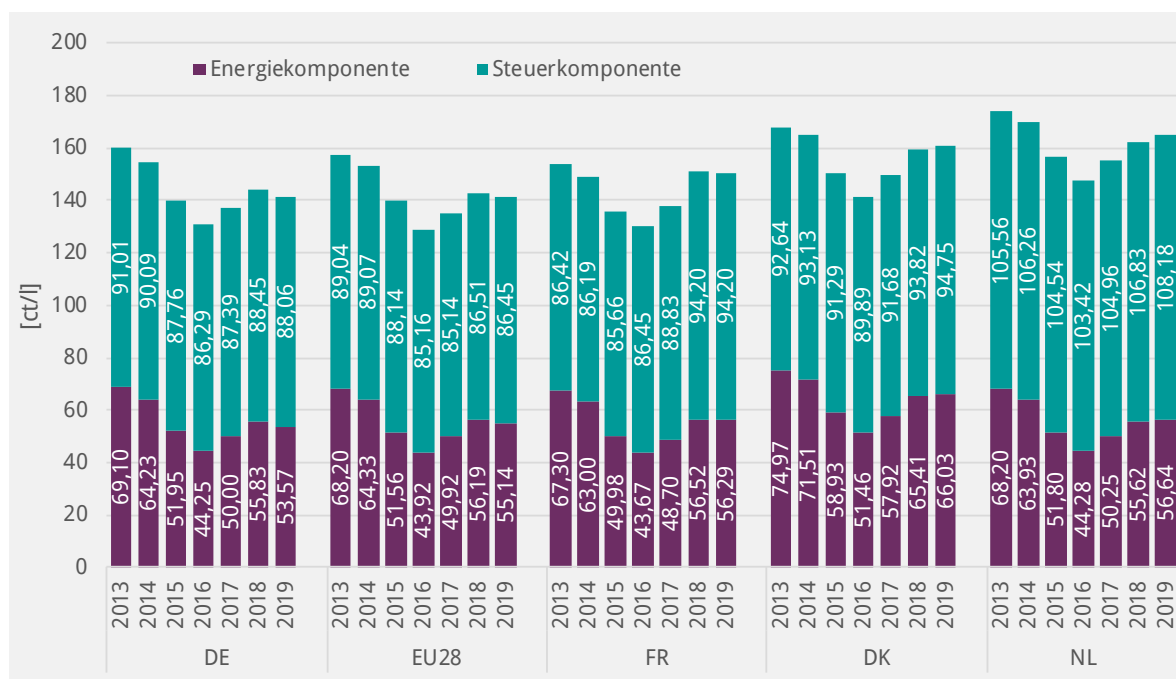


Abbildung 10 Preise für Superbenzin in Deutschland im Vergleich zu Nachbarländern und EU-Durchschnitt 2013 bis 2019

Quelle: [EC 2020] Darstellung: IE Leipzig

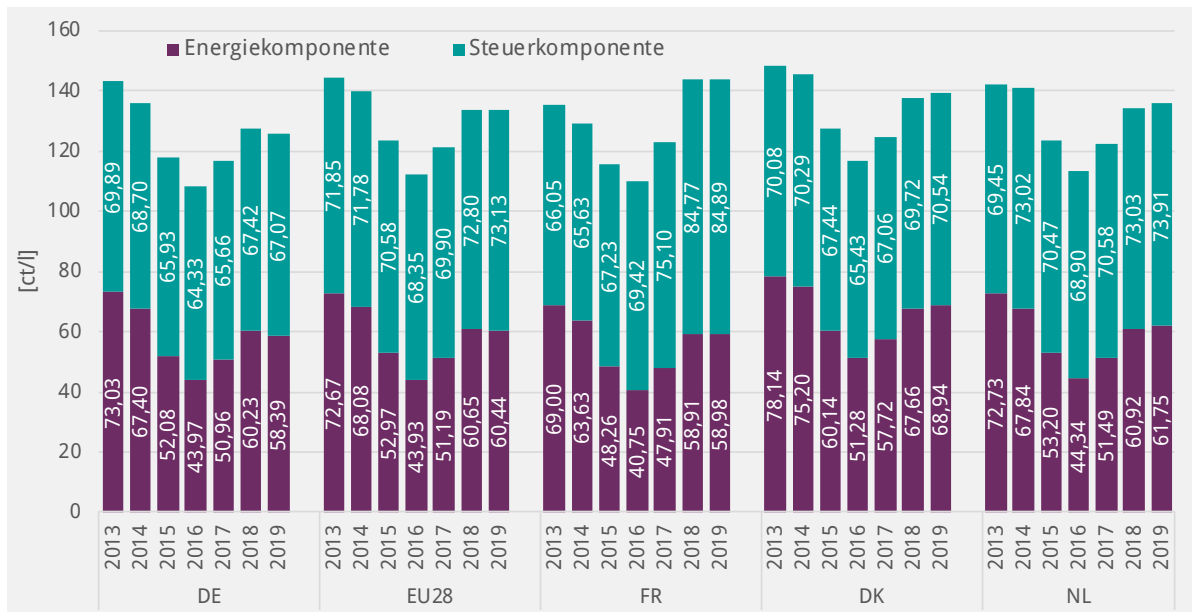


Abbildung 11 Preise für Diesel in Deutschland im Vergleich zu Nachbarländern und EU-Durchschnitt 2013 bis 2019
 Quelle: [EC 2020] Darstellung: IE Leipzig

3 Gasmarkt

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

3.1 Marktstruktur und Wechselverhalten

Deutschland importierte 2018³ insgesamt 1.760 TWh Erdgas, was einer Steigerung um rund 5 % gegenüber dem Vorjahr entspricht. Bereinigt um Transitmengen bezog Deutschland 2018 rund 12,6 % seiner importierten Gasmengen aus den Niederlanden, 14,5 % aus Norwegen, 71,6 % aus den GUS-Ländern (einschl. Russland) und 1,3 % den übrigen Staaten (u. a. Dänemark, Belgien). Auf die heimische Erdgasförderung entfielen 2018 rund 70 TWh [BNetzA 2020].

Im Gegenzug exportierte Deutschland 2018 etwa 849 TWh Erdgas-Transitmengen und damit 14 % mehr als im Vorjahr. Mit rund 48,2 % wurde das meiste Erdgas aus Deutschland nach Tschechien exportiert (entspricht einem Anstieg um 10 % im Vergleich zum Vorjahr), es folgen die Niederlande mit 18,5 % und Frankreich mit etwa 12,1 % [BNetzA 2020]. 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, haben Gaskunden die Möglichkeit, ihren Gasanbieter zu wechseln. Im Jahr 2018 wechselten rund 1,5 Millionen Haushaltskunden in Deutschland ihren Gasanbieter, was

einer anzahlbezogenen Lieferantenwechselquote von rund 12 % entspricht [BNetzA 2020].

2018 waren in 94 % der Netzgebiete mehr als 50 Gaslieferanten tätig. In über 62 % der Netzgebiete waren es sogar mehr als 100 Gaslieferanten. Im bundesweiten Durchschnitt konnten Letztverbraucher aus 124 Gaslieferanten wählen, im Bereich der Haushaltskunden im Durchschnitt zwischen 104 Gaslieferanten [BNetzA 2020]. Im Zeitverlauf zeichnet sich eine jährliche Erhöhung der Lieferantenzahl für die Versorgung der Endkunden ab.

Die wechselnden Gaskunden (Haushalte) haben im Durchschnitt einen höheren Verbrauch (24 MWh gegenüber 20 MWh im Bundesdurchschnitt). Deutlich weiter verfestigt hat sich der Trend, dass sich ein immer größerer Anteil der Haushaltskunden nicht vom örtlichen Grundversorger beliefern lässt, 2018 betraf dies 32 % aller Haushaltskunden (siehe Abbildung 12).

Bei den Industrie- und Gewerbekunden ist die mengenbezogene Lieferantenwechselquote 2018 für alle Verbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 300 MWh (einschl. Gaskraftwerken) im Vergleich zum Vorjahr um 0,9 % auf 9,0 % wieder leicht gestiegen [BNetzA 2020]. Insgesamt wurden 2018

³ Mengen für 2019 werden erst im Frühjahr 2021 mit dem nächsten Monitoringbericht der Bundesnetzagentur veröffentlicht.

99 % der Industrie- und Gewerbekunden durch Verträge außerhalb der Grundversorgung und durch Verträge bei einem anderen Lieferanten außer dem Grundversorger abgeschlossen. Nur 0,6 TWh bzw. 0,1 % der

Großabnehmer wurden vom Grundversorger versorgt (Abbildung 13).

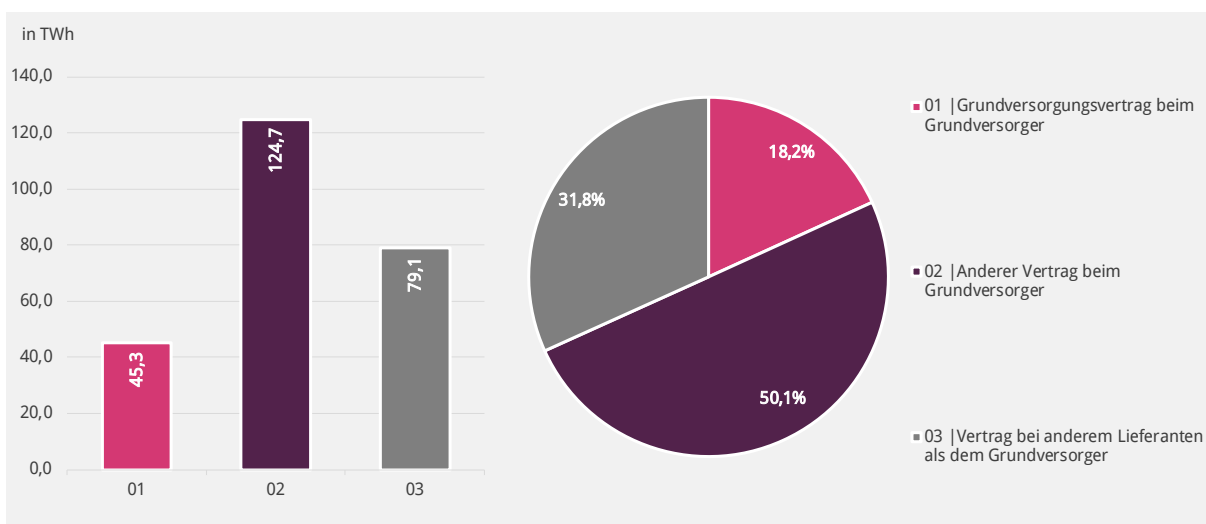


Abbildung 12 Vertragsstruktur (mengenbezogen) von Haushaltskunden 2018

Quelle: [BNetzA 2020], Darstellung IE Leipzig

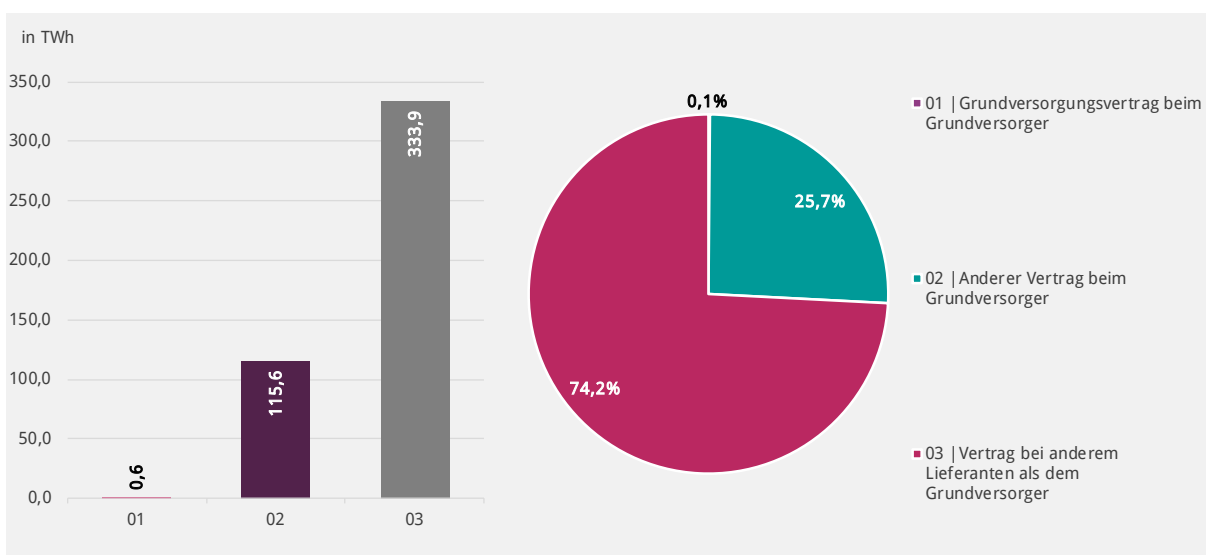


Abbildung 13 Vertragsstruktur (mengenbezogen) von Industrie- und Gewerbekunden 2018

Quelle: [BNetzA 2020], Darstellung IE Leipzig

3.2 Preisentwicklung

In diesem Kapitel werden die Entwicklungen der Gaspreise für die Sektoren „Haushalte“ sowie „Industrie und Gewerbe“ getrennt dargestellt. Dabei werden die Entwicklungstendenzen jeweils zunächst im europäischen und deutschen Kontext betrachtet. Je nach Datenverfügbarkeit werden anschließend 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 2019 dargestellt. Bei den Indizes handelt es sich um Erzeugerpreise bei der Abgabe an die vier betrachteten Verbrauchergruppen. Bei allen Verbrauchergruppen 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.

Ab 2013 fielen die Preisindizes für Kraftwerke und Industrie, ab 2014 auch für das Gewerbe und die Haushalte. 2016 bis 2018 stiegen die Preisindizes für Kraftwerke und Industrie wieder an. Für Haushalte und Gewerbe zeigte die Preiskurve erst Ende 2018 wieder etwas aufwärts. 2019 ist von starken Rückgängen für die Indizes der Kraftwerke und der Industrie geprägt. Zum Jahresende ging es wieder etwas nach oben. Schwankungen am Rohstoffmarkt schlagen bei diesen beiden Verbrauchergruppen stärker durch als bei den Haushalten und dem Gewerbe, wo zudem längerfristige Tarife gelten.

In Tabelle 1 ist die Entwicklung der Preisindizes in einer Zehnjahresbetrachtung dargestellt. Die Werte sind sowohl nominal als auch inflationsbereinigt (real) angegeben. Das reale Preisniveau bei der Abgabe an die Industrie und Kraftwerke lag 2019 im Gegensatz zu den Haushalten und dem Gewerbe unter dem Niveau von 2018.

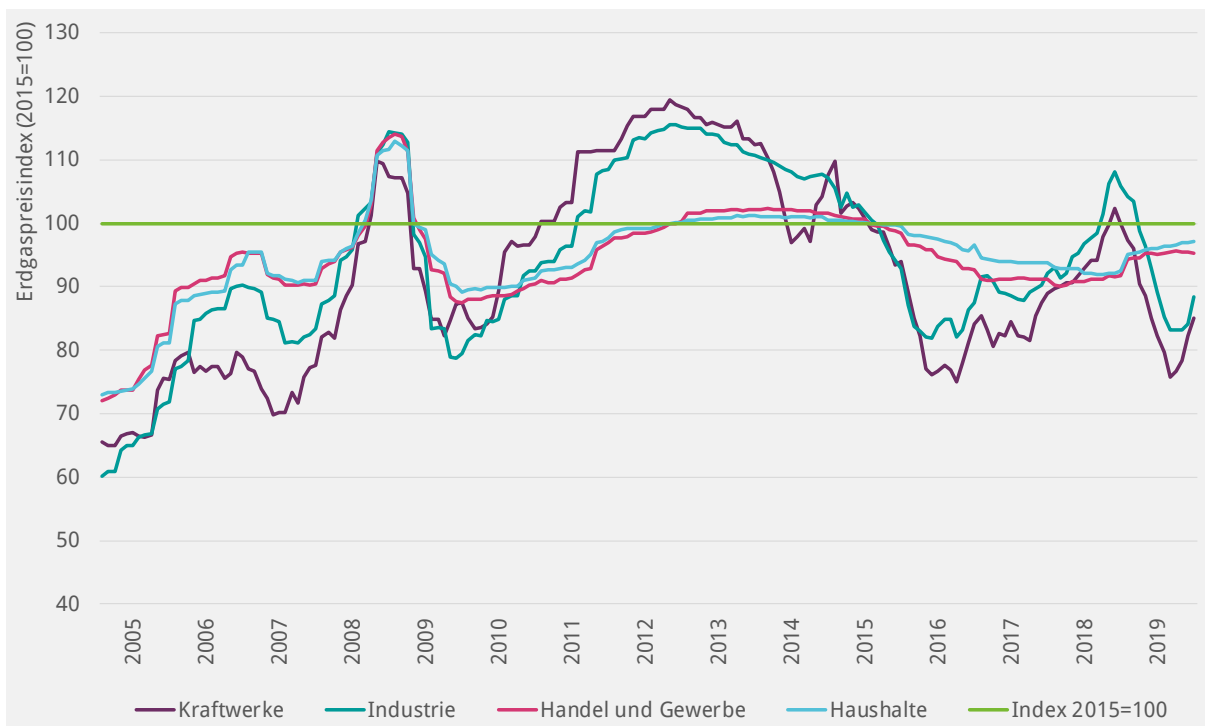


Abbildung 14 Entwicklung der monatlichen Preisindizes für Erdgas für verschiedene Verbrauchergruppen in Deutschland 2005-2019 (nominal)

Quelle: [Destatis 2020], Darstellung IE Leipzig

NOMINAL (Index 2015=100)										
Verbraucher	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
■ Kraftwerke	90,9	106,4	116,7	115,3	103,5	100,0	79,9	83,9	94,5	84,8
■ Industrie	86,8	100,0	113,3	113,1	108,3	100,0	84,2	89,9	98,4	91,0
■ Handel und Gewerbe	88,9	92,7	98,8	101,9	102,0	100,0	94,7	91,2	91,0	95,1
■ Haushalte	90,1	94,3	99,4	100,9	101,0	100,0	97,2	94,0	92,5	96,2
REAL (Basisjahr 2015)										
Verbraucher	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
■ Kraftwerke	98,5	114,1	123,3	119,5	105,3	100,0	79,0	82,1	91,1	80,0
■ Industrie	94,1	107,3	119,7	117,2	110,2	100,0	83,2	87,9	94,8	85,8
■ Handel und Gewerbe	96,4	99,4	104,4	105,6	103,8	100,0	93,6	89,2	87,7	89,7
■ Haushalte	96,7	99,1	102,4	102,4	101,5	100,0	96,7	92,2	89,1	91,4

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

Quelle: [Destatis 2020], 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 dem Tief war bis Ende 2018 ein steigender Trend erkennbar. 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.

Neben dem direkten Import durch Verträge mit ausländischen Gasproduzenten bietet die Energiebörse EEX (European Energy Exchange) den Gasanbietern eine weitere Möglichkeit Gasmengen zu beziehen. Die Erdgasbörsenpreise (siehe Anhang, Abbildung 96) zeigen im betrachteten Zeitraum einen ähnlichen Verlauf wie der Grenzübergangspreis.



Abbildung 15 Entwicklung des Grenzübergangspreises für Erdgasimporte nach Deutschland von 2010 bis 2019
Quelle: [BAFA 2020], Darstellung IE Leipzig

3.2.2 Steuern und Umlagen

Der Gaspreis für Endverbraucher setzt sich in Deutschland aus folgenden Kostenbestandteilen zusammen:

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

In Abbildung 16 ist die Zusammensetzung des Erdgaspreises im Jahr 2019 für Haushalte und Industriekunden gegenübergestellt. Gemäß Monitoringbericht 2019 der Bundesnetzagentur [BNetzA 2020] belief sich der Gaspreis für Haushaltskunden mit einem jährlichen Gasverbrauch zwischen 5.556 kWh und 55.556 kWh (20 GJ und 200 GJ) zum Stichtag 1. April 2019 auf 6,34 ct/kWh. Davon entfielen

knapp die Hälfte (49 %) auf Gasbeschaffung und Vertrieb. Die Netzentgelte machten 23 % des Erdgaspreises aus. Der Anteil von Steuern und Abgaben lag für Haushalte bei rund 26 %. Während die Erdgassteuer einheitlich 0,55 ct/kWh beträgt, können die Netzentgelte und Konzessionsabgaben regional variieren.

Für Industriekunden wurde gemäß Monitoringbericht 2019 der Bundesnetzagentur [BNetzA 2020] 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 2019 bei 2,86 ct/kWh. Der Anteil an Steuern und Abgaben lag im Mittel bei ca. 19 %. Die Preise für Beschaffung und Vertrieb machten 70 % am gesamten Erdgaspreis aus.

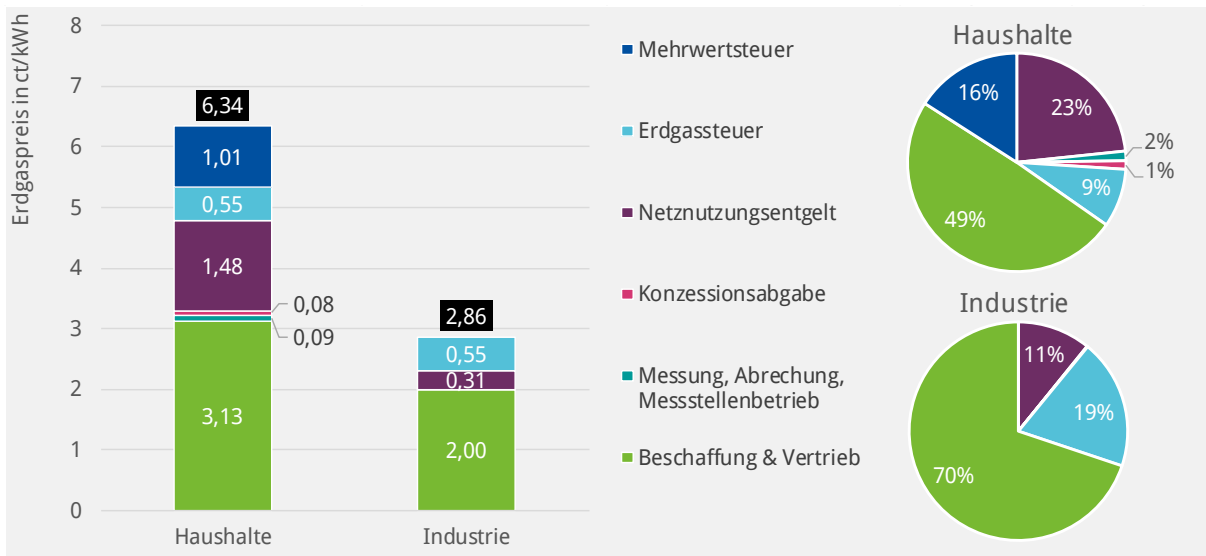


Abbildung 16 Zusammensetzung des Gaspreises für Haushalte (Abnahmefall 20-200 GJ) und Industrie (Abnahmefall 116 GWh) in Deutschland zum Stichtag 1. April 2019

Quelle: [BNetzA 2020], Darstellung IE Leipzig

3.2.3 Haushalte

Das Statistische Amt der Europäischen Union (Eurostat) stellt Daten zu Erdgaspreisen verschiedener Abnehmergruppen zur Verfügung. Demnach sind in der Europäischen Union die Gaspreise für Haushalte (Jahresverbrauch zwischen 5.500 und 55.000 kWh) zwischen 2018 und 2019 auf 6,50 ct/kWh angestiegen. Der Erdgaspreis für deutsche Haushaltskunden ist im gleichen Zeitraum nahezu konstant geblieben und wurde bei Eurostat für 2019 mit 6,11 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. Bei beiden Quellen wird der gleiche Jahresverbrauch betrachtet, bei [BNetzA 2020] ist es jedoch eine Stichtagsauswertung zum 1. April 2019 und bei [Eurostat 2019] der Durchschnittswert für 2019.

Dadurch können sich geringe Unterschiede aus beiden Quellen ergeben.

Der „staatlich veranlasste Anteil“ beinhaltet alle Steuern und Abgaben auf den Erdgaspreis im jeweiligen Land, in Deutschland also Gassteuer, Konzessionsabgabe und Mehrwertsteuer. Nach den Angaben von Eurostat bestanden die deutschen Haushaltsgaspreise 2019 zu 26,0 % aus Steuern und Abgaben, was in etwa dem EU-Durchschnitt von 27,7 % entspricht. Im europäischen Vergleich zeigt sich, dass das Gaspreinsniveau in Deutschland im Vergleich zum europäischen Durchschnitt und Ländern wie Dänemark, Frankreich und den Niederlanden am niedrigsten ist. Dies liegt vor allem darin begründet, dass Dänemark und die Niederlande einerseits zwar vergleichsweise geringe Beschaffungskosten für Erdgas, andererseits aber mit 58,2 % (Dänemark) und 54,9 % (Niederlande)

den höchsten Anteil von Steuern und Abgaben am Gaspreis für Haushalte aufweisen. In Frankreich liegen die Erdgaspreise über denen von Deutschland, was auf die höheren Beschaffungskosten für Erdgas

und auch auf gestiegene Abgaben zurückzuführen ist. In Abbildung 18 sind die realen Erdgaspreise gegenübergestellt. Auch beim Vergleich der realen Preise sind diese in Deutschland am niedrigsten.

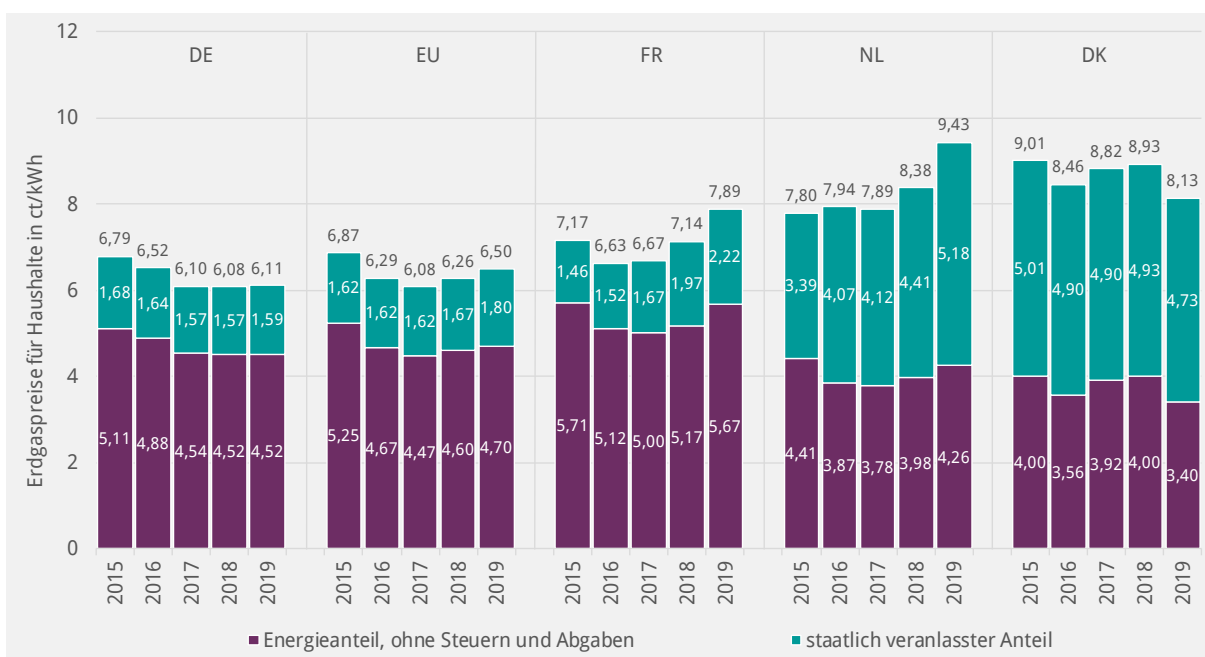


Abbildung 17 Nominale Erdgaspreise für Haushaltskunden im europäischen Vergleich 2015-2019

Quelle: [Eurostat 2020], Darstellung IE Leipzig

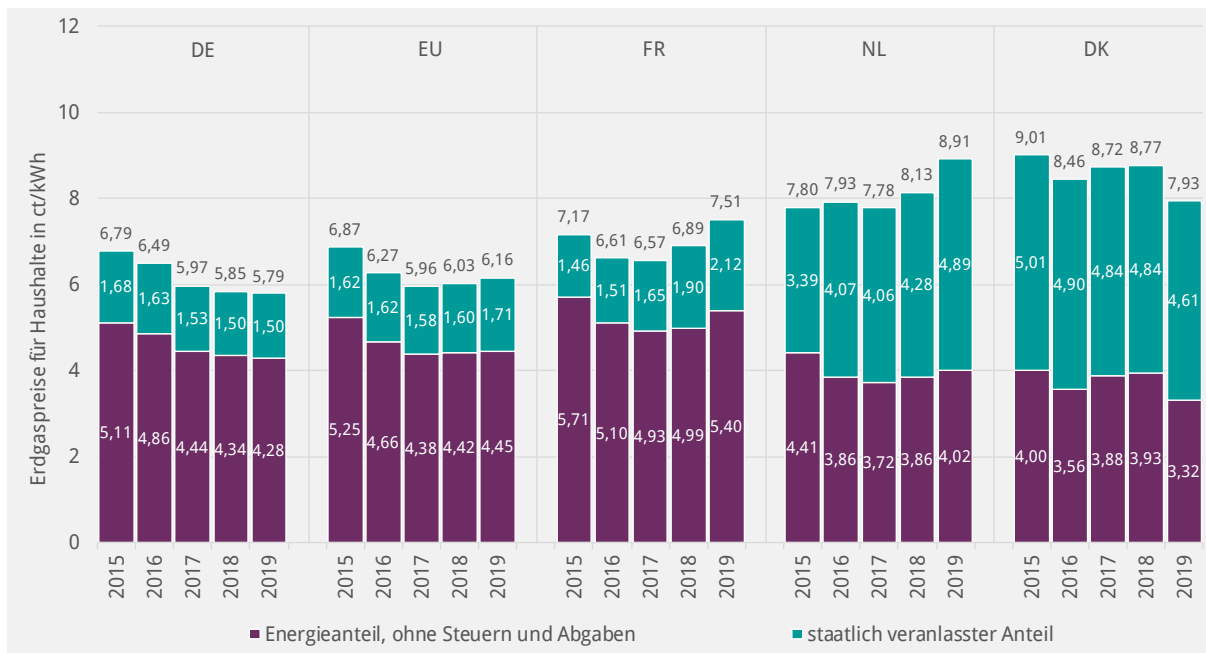


Abbildung 18 Reale Erdgaspreise für Haushaltskunden im europäischen Vergleich 2015-2019
 Quelle: [Eurostat 2020], Darstellung IE Leipzig

Für den bundesweiten Vergleich der Erdgaspreise für Haushaltskunden wurde, wie in den Berichten der Vorjahre, auf eine Auswertung des Verbraucherportals Verivox zurückgegriffen. Darin werden die günstigsten Angebote der örtlichen Grundversorger in jedem Bundesland berücksichtigt, soweit sie den Richtlinien dieses Portals entsprechen. Betrachtet wurden Haushaltskunden mit einem Erdgasverbrauch von 20.000 kWh je Jahr und einer Heizleistung von 13 kW. Im Dezember 2019 lag der Erdgaspreis in Baden-Württemberg mit 6,24 ct/kWh höher als in elf anderen Bundesländern (Abbildung

19). Der Gaspreis lag um 5,0 % über dem Bundesdurchschnitt und 0,28 ct/kWh über dem Vorjahreswert. Die Kosten für Marge, Beschaffung und Vertrieb sowie Netznutzungsentgelte lagen in Baden-Württemberg über dem Bundesdurchschnitt. Beim Vergleich der Preise aus Abbildung 19 [Verivox 2020] und Abbildung 16 [BNetzA 2020] fallen unterschiedliche Preise für Haushalte in Deutschland auf. Gründe sind hier unterschiedliche Erhebungsmethoden und Stichtage der verwendeten Quellen.

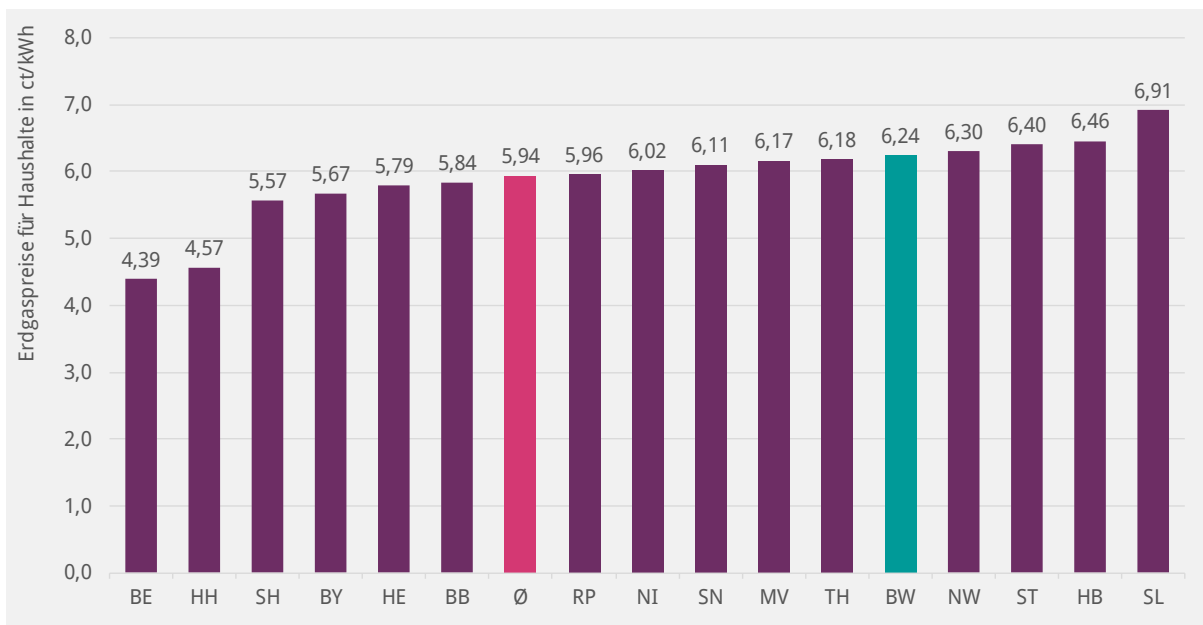


Abbildung 19 Erdgaspreise für Haushaltskunden nach Bundesländern 2019

Quelle: [Verivox 2020], Darstellung IE Leipzig, Stichtag 01.12.2019

Ein Teil des bundeslandspezifischen Preisunterschiedes von Erdgas beruht auf dem in Flächenländern höheren Verteilungsaufwand und dem laufenden – zur Erhöhung der Versorgungssicherheit nötigen – Ausbau des Gasnetzes, z. B. in Baden-Württemberg. Dieser spiegelt sich in den Netznutzungsentgelten als Teil des Erdgaspreises wider. Die

Höhe der Netzentgelte lag im Dezember 2019 im Bundesdurchschnitt bei 1,55 ct/kWh und in Baden-Württemberg bei 1,63 ct/kWh und damit um 5,2 % höher (Abbildung 20). Im Vergleich zum Vorjahr (1,64 ct/kWh) sind die Netznutzungsentgelte in Baden-Württemberg minimal gesunken.

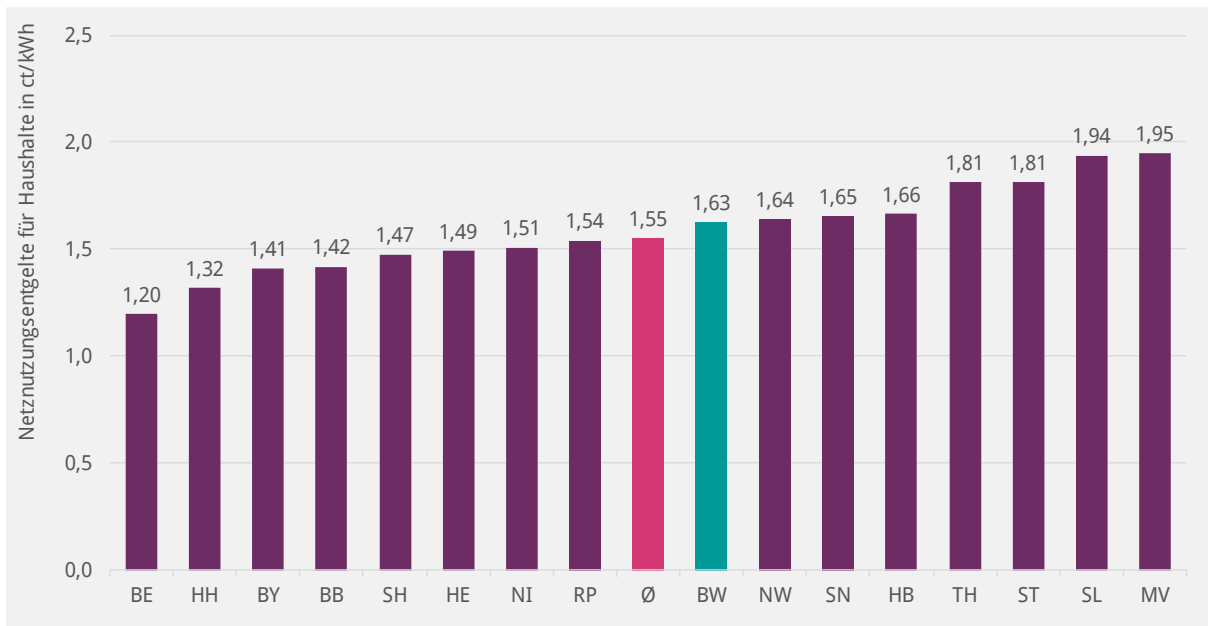


Abbildung 20 Netznutzungsentgelte für Haushaltskunden nach Bundesländern 2019

Quelle: [Verivox 2020], Darstellung IE Leipzig, Stichtag 1.12.2019

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 01.12.2019, 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 deutschlandweiten Vergleich lag Baden-Württemberg 2019 an zehnter Stelle (Abbildung 21) und mit einem Erdgaspreis von 4,82 ct/kWh über 3,4 % oberhalb des Bundes-

durchschnitts (4,66 ct/kWh). Damit lagen die Erdgaspreise in Baden-Württemberg 2019 über dem Niveau des Vorjahres (4,58 ct/kWh). In sechs von 16 Bundesländern wurden 2019 noch höhere Preise verlangt. Deutschlandweit war in Hamburg Erdgas mit 3,81 ct/kWh am günstigsten (Vorjahr: Bayern mit 4,25 ct/kWh).

Die Netznutzungsentgelte in Baden-Württemberg liegen mit 1,37 ct/kWh über dem Bundesdurchschnitt von 1,24 ct/kWh (Abbildung 22). Im Vergleich zum Vorjahr sind die Netzentgelte in Baden-Württemberg um 0,02 ct/kWh niedriger. Die Stadtstaaten Bremen und Hamburg weisen die geringsten Netznutzungsentgelte für Gewerbekunden auf, was vor allem auf eine höhere Nachfragedichte in

Städten und eine bessere Auslastung der Netzinfrastruktur zurückzuführen ist.

Eine Auswertung 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.

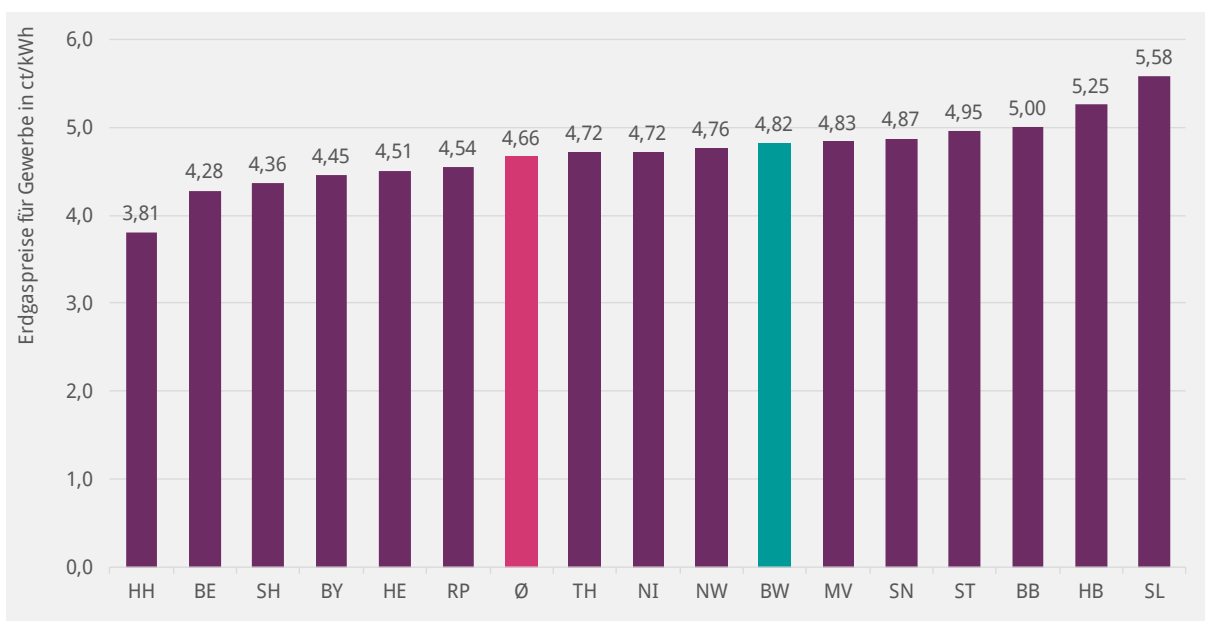


Abbildung 21 Erdgaspreise für Gewerbekunden nach Bundesländern 2019

Quelle: [Verivox 2020], Darstellung IE Leipzig, Stichtag 1.12.2019



Abbildung 22 Netznutzungsentgelte für Gewerbekunden nach Bundesländern 2019

Quelle: [Verivox 2020], Darstellung IE Leipzig

Die Auswertung der Daten von 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 geringer ist der Endverbraucherpreis pro verbrauchter Einheit. Der Unterschied zwischen den Preisen für Haushalte und Industrie liegt unter anderem darin begründet, dass der Industrie aufgrund der meist geringeren Anzahl an beteiligten Marktstufen und der größeren Gasabnahmemenge günstigere Preise je verbrauchter Einheit angeboten werden. Weiterhin zahlen viele Industriekunden weniger Steuern und Abgaben sowie Netzentgelte (siehe Abbildung 16).

Zudem ist bei der Darstellung der Industriepreise die erstattungsfähige Mehrwertsteuer sowie erstattungsfähige Steuern und Abgaben nicht inbegriffen.

Die Daten von Eurostat zeigen gegenüber dem Vorjahr in allen Verbrauchergruppen und Referenzgebieten überwiegend gesunkene nominale Gaspreise. Dies beruht vor allem auf den gesunkenen Beschaffungskosten für Erdgas (Abbildung 23 ff.). Mit 22,3 % sind die nominalen Preise in der Verbrauchergruppe I5 in Dänemark am stärksten gesunken. Im Jahr 2019 lag der nominale Erdgaspreis im EU-Durchschnitt, je nach Verbrauchergruppe, zwischen 2,20 ct/kWh und 4,95 ct/kWh. Mit 5,86 ct/kWh wurde der höchste Preis in der Verbrauchergruppe I1 in Dänemark erreicht. Für die Niederlande in der Verbrauchergruppe I1 wurden 2018 und 2019

aufgrund „geringer Zuverlässigkeit“ in den Eurostat-Daten kein Wert ausgewiesen. Die niedrigsten Preise werden in der Verbrauchergruppe I5 erzielt. Frankreich erreichte mit 1,88 ct/kWh und mit 16,4 % unter dem Vorjahreswert den niedrigsten Preis in der Gruppe der betrachteten Länder. In Deutschland lagen die Preise in der Verbrauchergruppe I1 mit zuletzt 4,20 ct/kWh unter dem europäischen Durchschnitt und in der Verbrauchergruppe I5 mit 2,22 ct/kWh etwa auf gleichem Preisniveau. In der EU und Frankreich sind die nominalen Gaspreise 2019 in den Verbrauchergruppen I1 und I3 leicht gestiegen. Der Anteil der Kosten für die Beschaffung, Marge und Vertrieb sowie der Anteil der staatlich veranlassten Preisbestandteile führte zu steigenden nominalen Industriegaspreisen.

Auffällig ist die Tatsache, dass in Deutschland die staatlich veranlassten Preisbestandteile für alle Verbrauchergruppen der Industrie (Ermäßigung für produzierendes Gewerbe) außer im Jahr 2019 in der Verbrauchergruppe I1 und I3 gleich ausfallen (ca.

0,4 ct/kWh), während sie europaweit stärker nach Verbrauchsklassen gespreizt sind und 2019 in unterschiedlichem Maße anstiegen. Damit lag der Anteil von Steuern und Abgaben

- in der Verbrauchsgruppe I1 in Deutschland seit 2015 deutlich unterhalb des europäischen Durchschnitts 2019 um 36,3 %,
- in der Verbrauchergruppe I3 2019 ca. 2,4% über dem europäischen Durchschnitt,
- für Großverbraucher der Verbrauchergruppen I5 in Deutschland weiterhin erheblich höher als im europäischen Durchschnitt.

Den höchsten Steuer- und Abgabenanteil verzeichnete im Jahr 2019 Dänemark, wo Steuern und Abgaben in der Verbrauchergruppe I1 45,4 % des Endpreises ausmachten, aber auch in den Niederlanden betrug dieser Anteil in der Verbrauchergruppe I3 35,1 %. In Frankreich war in der Verbrauchergruppe I5 mit 4,3 % der Anteil für Steuern und Abgaben am niedrigsten.

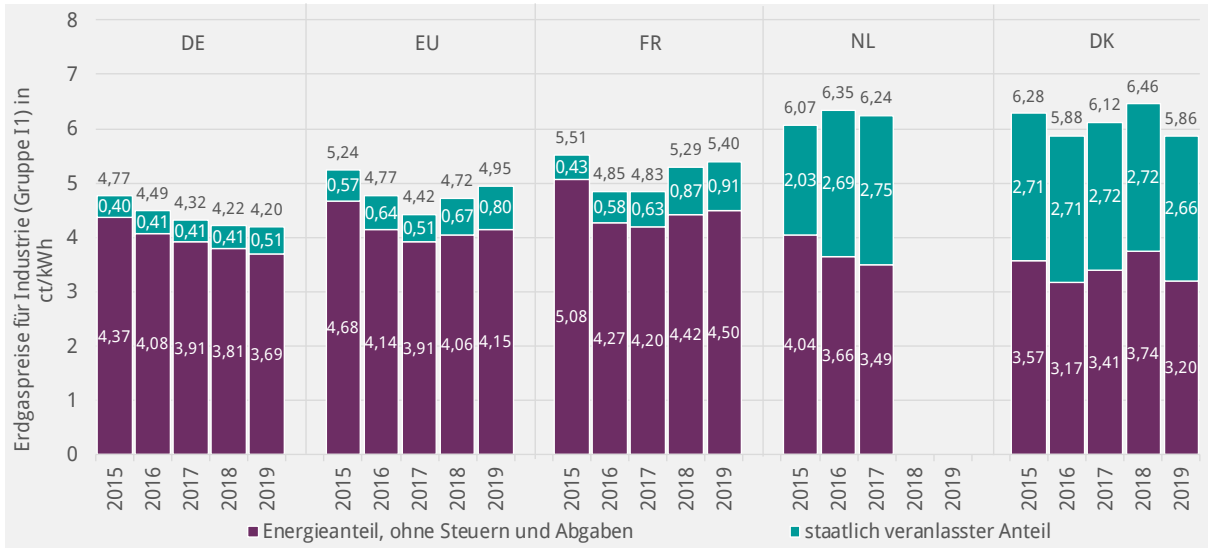


Abbildung 23 Nominale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe I1 der Industrie im europäischen Vergleich 2015-2019

Quelle: [Eurostat 2020], Darstellung IE Leipzig, Gesamtpreise ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben

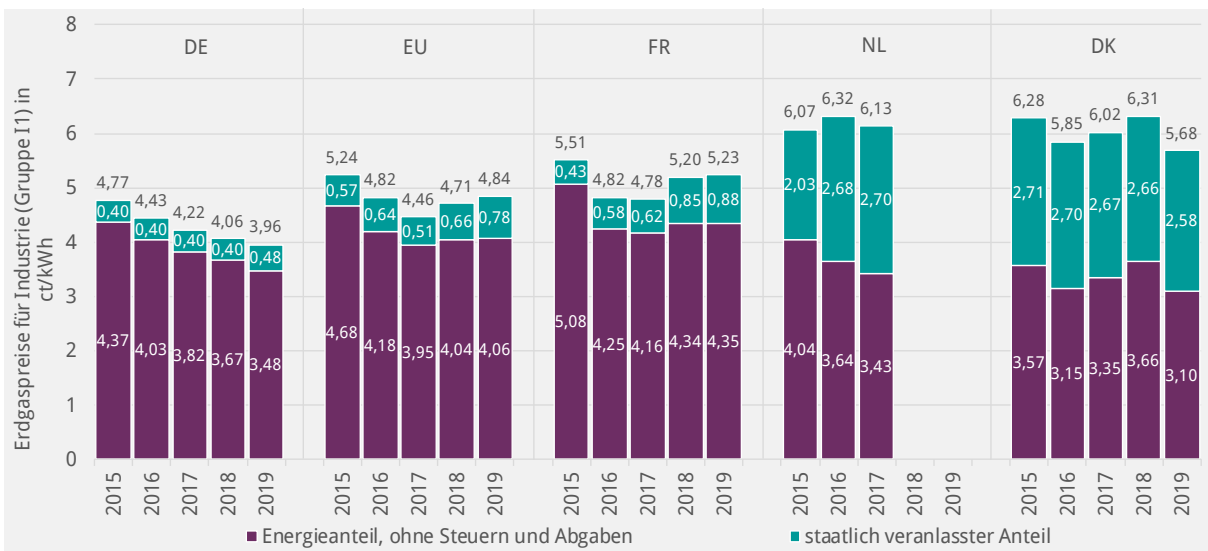


Abbildung 24 Reale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe I1 der Industrie im europäischen Vergleich 2015-2019

Quelle: [Eurostat 2020], [Eurostat 2020a], Darstellung IE Leipzig, Gesamtpreise ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben

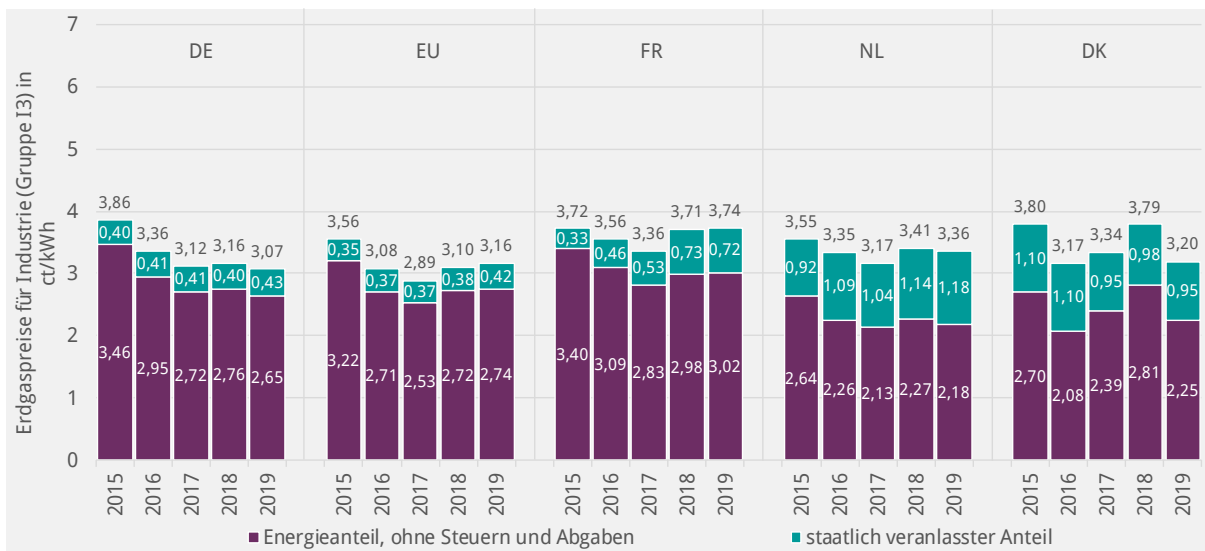


Abbildung 25 Nominale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe I3 der Industrie im europäischen Vergleich 2015-2019

Quelle: [Eurostat 2020], Darstellung IE Leipzig, Gesamtpreise ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben

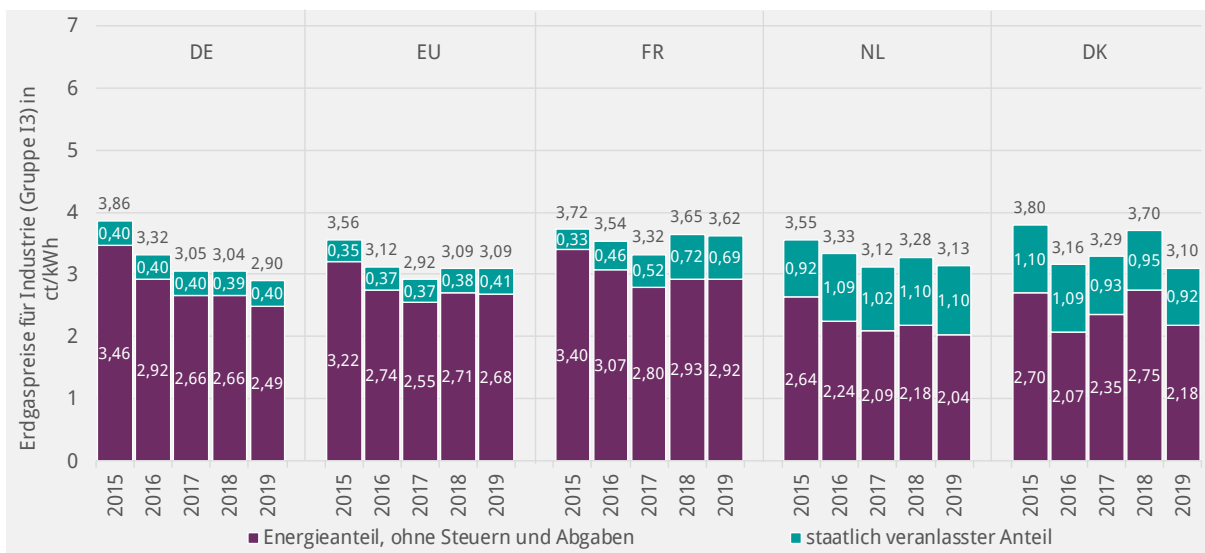


Abbildung 26 Reale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe I3 der Industrie im europäischen Vergleich 2015-2019

Quelle: [Eurostat 2020], [Eurostat 2020a], Darstellung IE Leipzig, Gesamtpreise ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben

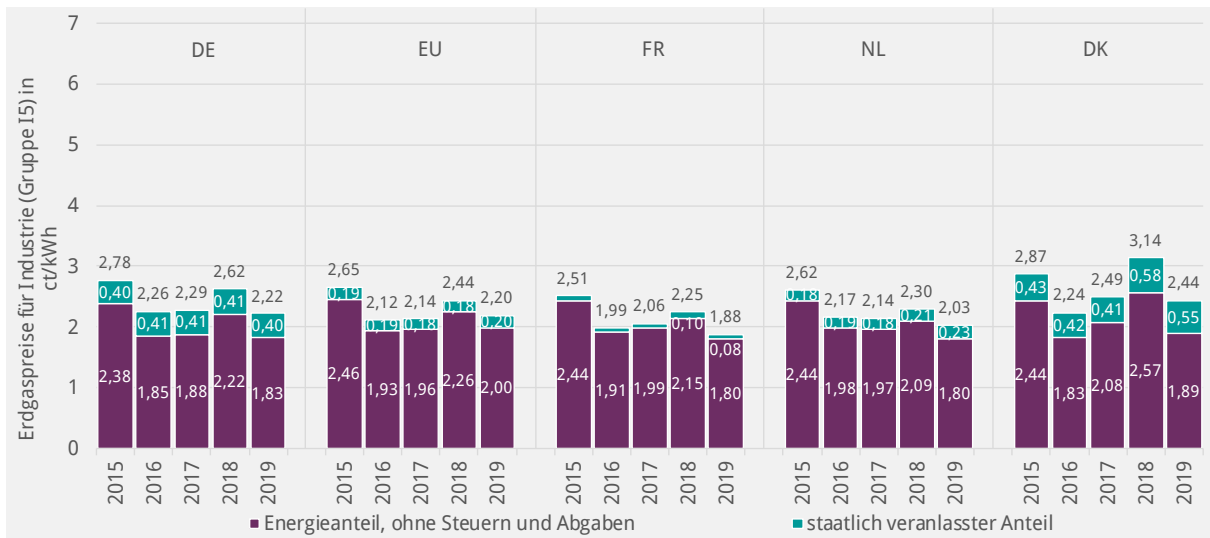


Abbildung 27 Nominale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe I5 der Industrie im europäischen Vergleich 2015-2019

Quelle: [Eurostat 2020], Darstellung IE Leipzig, Gesamtpreise ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben

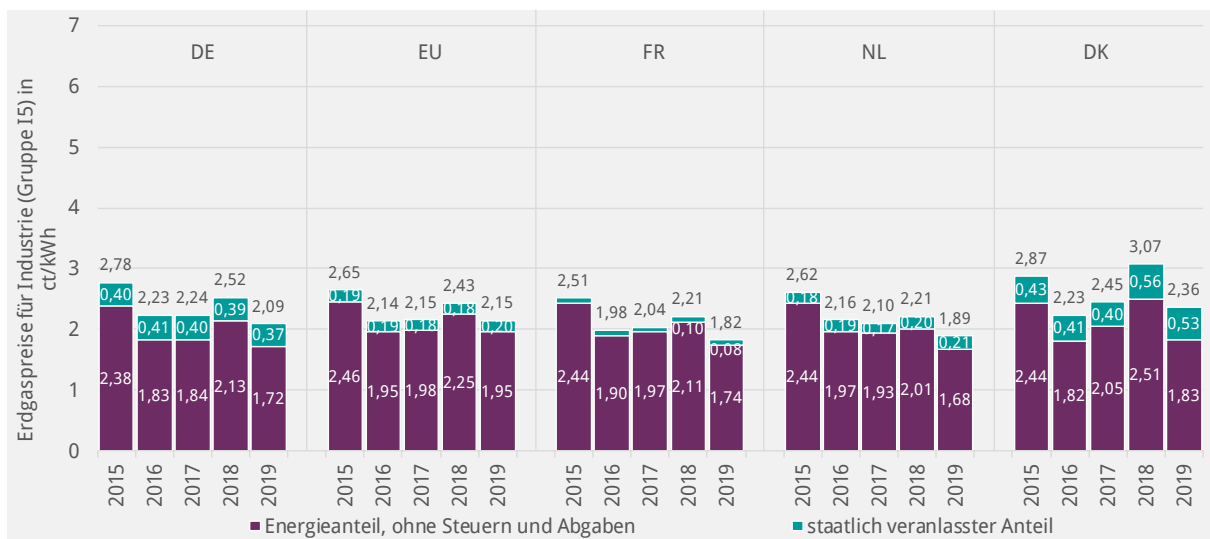


Abbildung 28 Reale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe I5 der Industrie im europäischen Vergleich 2015-2019

Quelle: [Eurostat 2020], [Eurostat 2020a], Darstellung IE Leipzig, Gesamtpreise ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben

Im nächsten Schritt sollen die Gaspreise über Europa hinaus mit denen in den Vereinigten Staaten von Amerika (USA) verglichen werden. 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 Verbrauchsgruppen 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 2019 mit umgerechnet 0,74 ct/kWh in Oklahoma und der höchste Preis mit 6,58 ct/kWh in Hawaii (Abbildung 29). Im Durchschnitt lag der amerikanische Gaspreis bei 1,19 ct/kWh und damit deutlich unter den deutschen bzw. europäischen Werten in der Verbrauchergruppe I5.

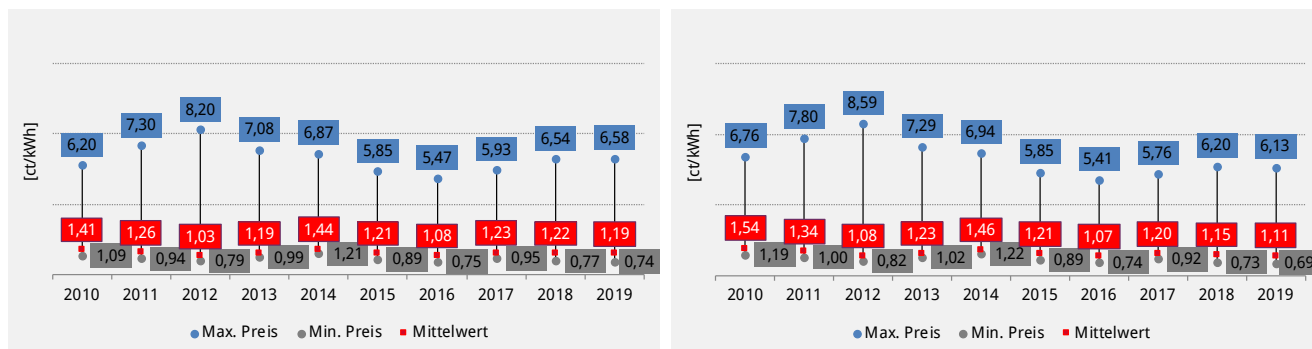


Abbildung 29 Nominale (links) und reale (rechts) Erdgaspreise für die Industrie in den USA

Quelle: [EIA 2020a], [DB 2020], Darstellung IE Leipzig, Angaben in Eurocent je kWh

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 2019 um 30 % gegenüber dem Vorjahr auf 6.427,4 TWh (2018: 4.962,1 TWh). Mit etwa 91 % machen die Strom-Terminmärkte den größten Teil des gehandelten Volumens aus [EEX 2020].

Der hohe Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung führte 2019 dazu, dass mit 211 Stunden die Anzahl der Stunden mit negativen Börsenstrompreisen den bisher höchsten Stand erreichte. Die geringere Volatilität hatte zwei Ursachen. Zum einen haben höhere CO₂-Preise die Erzeugungskosten bei Kohlekraftwerken erhöht, so dass bei einem hohen Anteil von erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung die Kohlekraftwerke weniger wettbewerbsfähig waren. Daraufhin wurde die Leistung stärker reduziert bzw. phasenweise gänzlich vom Markt genommen. Zum anderen kam es 2019 zu keinen Versorgungsengpässen durch den Ausfall von Kraftwerken

oder witterungsbedingten Engpässen bei der Stromerzeugung aus Anlagen mit erneuerbaren Energien [Agora 2020].

Der deutsche Stromexportüberschuss 2019 sank im Vergleich zum Vorjahr um ein Drittel auf 35,1 TWh (2018: 52,1 TWh). Diese Reduzierung ergab sich durch den Rückgang der Stromausfuhr auf 73,4 TWh (2018: 85,3 TWh) bei gleichzeitigem Zuwachs der Stromimporte auf 38,2 TWh (2018: 33,1 TWh). Im langfristigen Vergleich ist der Exportüberschuss jedoch weiterhin sehr hoch. Trotz eines starken Rückgangs des Stromhandels mit Österreich blieb das Nachbarland 2019 mit 21,3 TWh Hauptabnehmer für Strom aus Deutschland. Im Vergleich zum Vorjahr löste Frankreich mit 11,5 TWh Österreich als Hauptexporteur von Strom nach Deutschland ab [Agora 2020].

Wechselverhalten

Seit 1998 können mit dem Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts private und gewerbliche Stromkunden zwischen verschiedenen Stromversorgern wählen.

Laut dem Monitoringbericht 2019 der Bundesnetzagentur [BNetzA 2020] haben sich im Jahr 2018 über

4,75 Mio. Haushaltskunden (2017: 4,66 Mio.) entschieden, ihren Stromanbieter zu wechseln. Das waren 2018 10,2 % aller Haushaltskunden (2017: 10,2 %).

Der Anteil der Haushaltskunden, die durch einen anderen Lieferanten als ihren Grundversorger mit Strom versorgt wurden, ist leicht angestiegen. Der von ihnen

bezogene Strom machte 2018 31,1 % des gesamten Haushaltsstroms aus (2017: 31,0 %). Hingegen wurde 27,3 % (2017: 27,8 %) 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 2018 12,3 % ihren Stromanbieter (2017 13,0 %). Seit 2009 befindet sich

die Lieferantenwechselquote dieser Kategorie auf einem relativ konstanten Niveau.

Bei den Gewerbe- und Industriekunden wurden 2018 nur 0,2 % der Strommengen aus Grundversorgungs­verträgen beim Grundversorger bezogen (2017: 0,3 %). Mit 72,0 % (2017: 72,2 %) wurde der größte Teil der Strommengen 2018 über Sonderverträge oder besondere Tarife von anderen Lieferanten als den Grundversorgern geliefert (Abbildung 31).

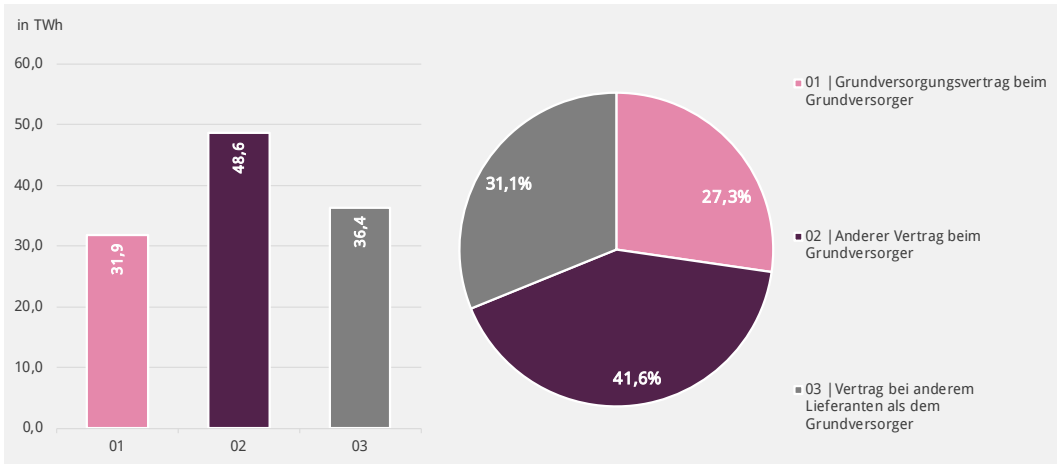


Abbildung 30 Vertragsstruktur (mengenbezogen) von Haushaltskunden 2018
Quelle: [BNetzA 2020], Darstellung IE Leipzig

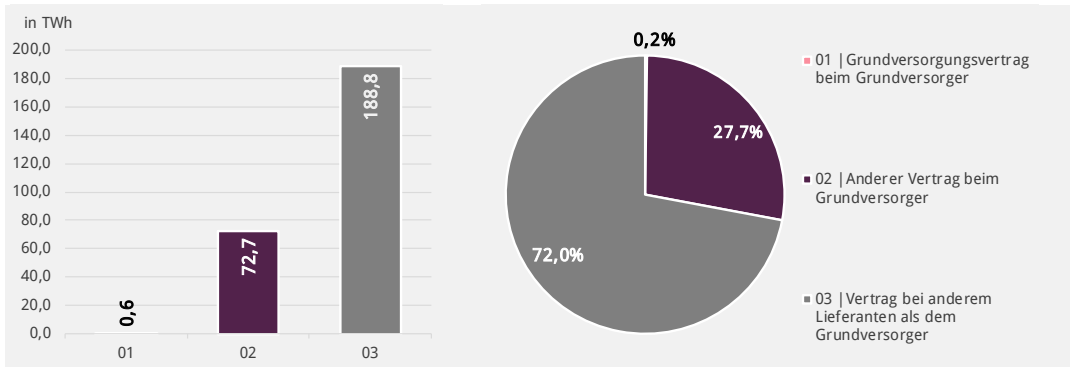


Abbildung 31 Vertragsstruktur (mengenbezogen) von Industrie- und Gewerbekunden 2018
Quelle: [BNetzA 2020], Darstellung IE Leipzig

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/Gewerbe werden anschließend ge-

trennt 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 2019 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. Auch seit dem Anstieg zum Jahresanfang 2019 blieben die Indizes wieder weitgehend stabil (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. Diese Entwicklung ist auf die in dieser Zeit sinkenden Großhandelspreise einerseits und auf die Befreiung oder Minderung von Umlagen für energieintensive Unternehmen andererseits zurückzuführen. Nach dem Einbruch des Index Ende 2015 ist ab Mitte 2016 jedoch ein steigender Trend der Großhandelspreise als Resultat gestiegener Rohstoffpreise

festzustellen, der Mitte 2018 noch einmal einen starken Schub bekam. Eine Ursache für den starken Anstieg 2018 war unter anderem die Herausnahme von Kraftwerken aus dem Markt [BNetzA 2020]. Durch weiter gestiegene CO₂-Preise konnten Braun- und Steinkohlekraftwerke teilweise nicht mehr rentabel betrieben werden. Zum Jahresanfang 2019 fiel der Index wieder, blieb dennoch trotz Schwankungen auf einem höheren Niveau.

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, er blieb dann 2019, trotz des nominalen Anstiegs, im Vergleich zum Vorjahr auf einem ähnlich hohen Niveau (Tabelle 2).

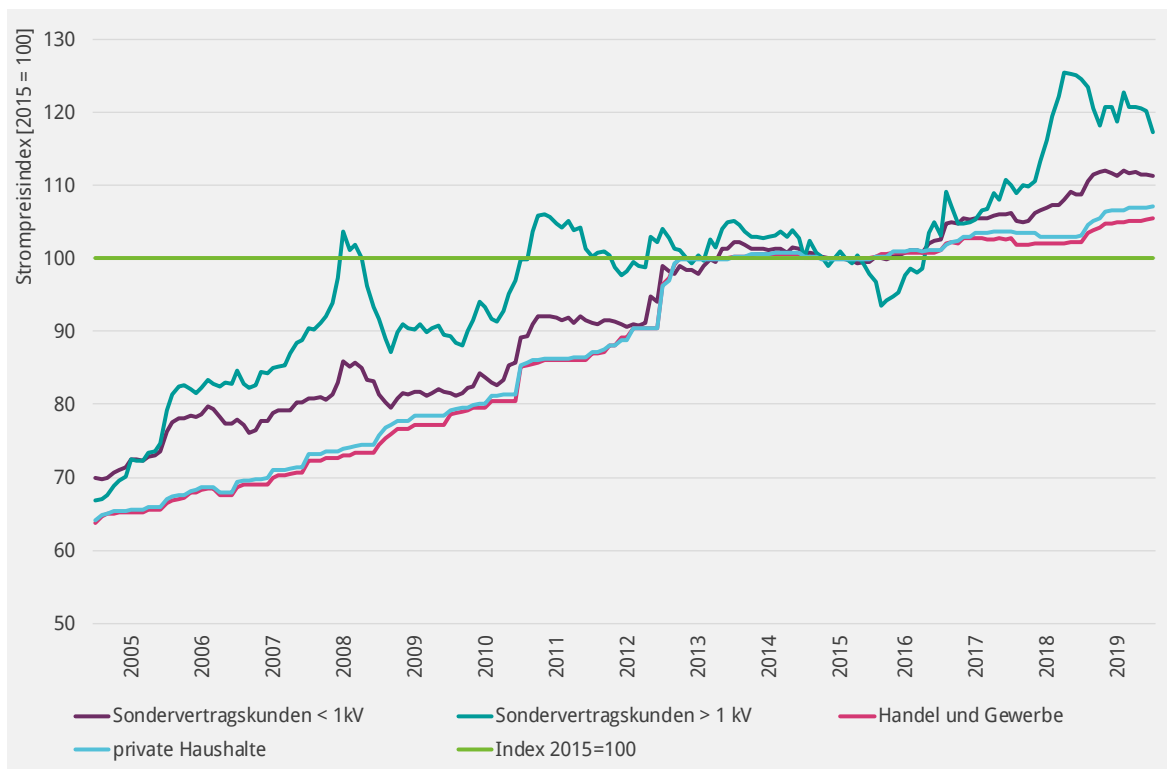


Abbildung 32 Nominale Entwicklung der Preisindizes für Strom in Deutschland (Monatsmittelwerte)

Quelle: [Destatis 2020], [Destatis 2020a], 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	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
■ Sondervertragskunden < 1kV	81,2	83,1	91,3	91,7	99,1	101,5	100,0	101,0	105,5	107,0	111,5
■ Sondervertragskunden > 1kV	90,1	91,9	103,7	100,0	101,8	103,4	100,0	98,3	107,3	117,6	120,4
■ Handel und Gewerbe	76,5	79,7	85,9	89,0	99,5	100,4	100,0	100,7	102,5	102,0	104,8
■ Private Haushalte	77,8	80,3	86,2	89,0	99,3	100,6	100,0	100,9	103,1	103,2	106,4
REAL (Index 2015=100)											
Verbraucher	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
■ Sondervertragskunden < 1kV	88,6	90,0	97,9	96,9	102,7	103,3	100,0	99,8	103,2	103,1	105,2
■ Sondervertragskunden > 1kV	98,3	99,6	111,2	105,6	105,5	105,2	100,0	97,1	104,9	113,3	113,6
■ Handel und Gewerbe	83,5	86,4	92,1	94,0	103,1	102,2	100,0	99,5	100,3	98,3	98,8
■ Private Haushalte	84,4	86,2	90,5	91,6	100,8	101,1	100,0	100,3	101,1	99,4	101,0

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

Quelle: [Destatis 2020], [Destatis 2020a], Darstellung: IE Leipzig, Basisjahr zur Preisbereinigung: 2015, Sondervertragskunden sowie Handel und Gewerbe inkl. Steuern und Abgaben, jedoch ohne Mehrwertsteuer; private Haushalte inkl. aller 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. Seit dem Tief ist ein Aufwärtstrend bis Ende 2018 erkennbar (Abbildung 33). Nachdem der Index für den Erdgaspreis zwischen 2016 und 2018 erneut steigt, erreicht der Index Mitte 2019 einen erneuten Tiefpunkt.

Der Braunkohle-Index befindet sich 2019 wie schon in den Vorjahren seit 2011 auf einem stabilen, jedoch erhöhten Niveau (Abbildung 33). Der Steinkohle-Index ist zum Ende des Jahres 2016 stark angestiegen und verzeichnete 2019, im Vergleich zu den Vorjahren 2017 und 2018, einen deutlichen Abwärtstrend.

Zusätzlich zu den Preisindizes der Primärenergieträger 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, so dass sich der Index im Juli 2019 im Vergleich zum Juli 2017 etwa verfünffacht hat und 2019 ein neues Allzeithoch erreichen konnte (Einzelansicht im Anhang Abbildung 97). Gründe dafür sind die laufende Diskussion über eine europäische Zielverschärfung der Klimaziele für das Jahr 2030, die mit einer weiteren Reform des EU-Emissionshandels einhergehen würde [Agora 2020] und die Marktstabilitätsreserve, die seit Januar 2019 wirksam wurde [EU 2020].

Der Spotmarktpreis für Strom (in Abbildung 33) über den Phelix Base Preis dargestellt) ist durch die hohen Mengen an Wind- und Solarstrom geprägt von Volatilität und lag 2019 im Vergleich zum Vorjahr auf einem niedrigeren Niveau.

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 Steinkohle, Erdgas und Strom auf dem Spotmarkt fielen im Vergleich zu 2018, während der Index für Braunkohle leicht und der der CO₂-Zertifikate stark anstieg.

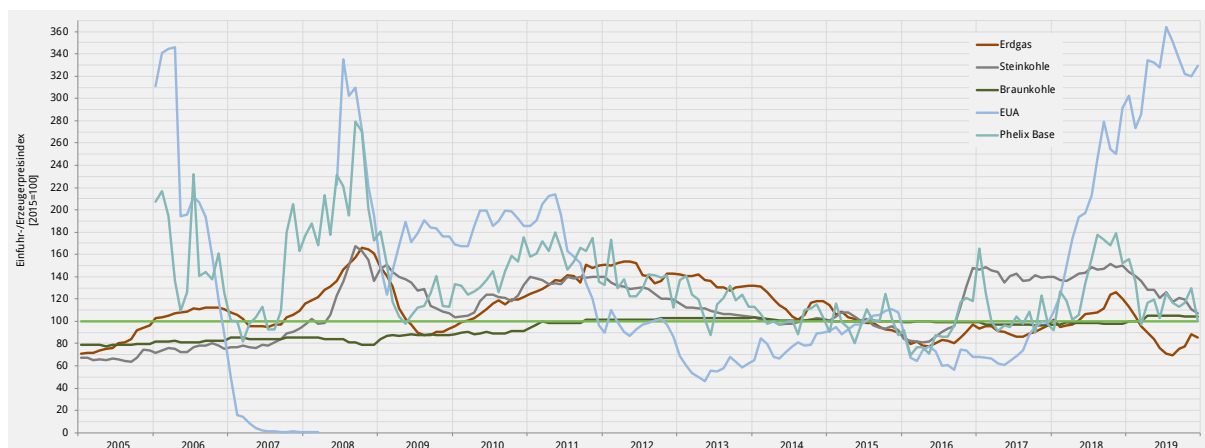


Abbildung 33 Nominale Entwicklung der Preisindizes für die Einfuhr bzw. Erzeugung fossiler Energieträger (Monatsmittelwerte)

Quelle: [BMW 2020], [Destatis 2020a], 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
■ Erdgas	110,4	137,7	145,9	135,0	116,5	100,0	83,6	91,4	107,9	85,7
■ Steinkohle	116,9	137,8	128,5	109,1	100,2	100,0	97,5	141,3	144,1	125,0
■ Braunkohle	89,8	98,7	101,6	102,5	101,5	100,0	99,5	97,0	98,1	103,4
■ EUA	186,6	168,8	95,9	58,2	77,6	100,0	69,8	75,9	206,7	323,0
■ Phelix Base	140,4	161,5	135,3	119,5	103,5	100,0	91,4	107,8	140,3	119,1
REAL (Basisjahr 2015)										
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
■ Erdgas	119,7	147,7	154,1	139,9	118,5	100,0	82,6	89,4	103,9	80,9
■ Steinkohle	126,7	147,8	135,8	113,1	101,9	100,0	96,4	138,2	138,9	117,9
■ Braunkohle	97,4	105,9	107,3	106,2	103,3	100,0	98,3	94,9	94,6	97,5
■ EUA	202,3	181,1	101,3	60,3	79,0	100,0	69,0	74,3	199,2	304,7
■ Phelix Base	152,2	173,3	143,0	123,8	105,3	100,0	90,4	105,4	135,2	112,3

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

Quelle: [BMW 2020], [Destatis 2020a], 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 BMWi dokumentieren auch die Börsenstrompreise am Spotmarkt, die an der EEX gehandelt werden (Abbildung 34).

Zwischen 2011 und 2016 ist der Mittelwert der Spotmarktpreise (Grundlast) stetig gefallen. Der Abwärtstrend wurde durch den hohen Anteil erneuerbarer Energien und deren stetigen Ausbau begünstigt. Außerdem

fürten das Überangebot an Strom, fallende Rohstoffpreise und niedrige Zertifikatpreise im Emissionshandel zur zusätzlichen Begünstigung des Abwärtstrends. Der Anstieg der Börsenstrompreise 2018 ist eine indirekte Folge wieder anziehender Primärenergieträgerpreise und EUA-Zertifikaten. 2019 waren

die Börsenstrompreise durch den hohen Anteil aus erneuerbaren Energien, die gesunkenen Brennstoffpreise und einer hohen Kraftwerksverfügbarkeit niedriger als 2018 [Agora 2020].

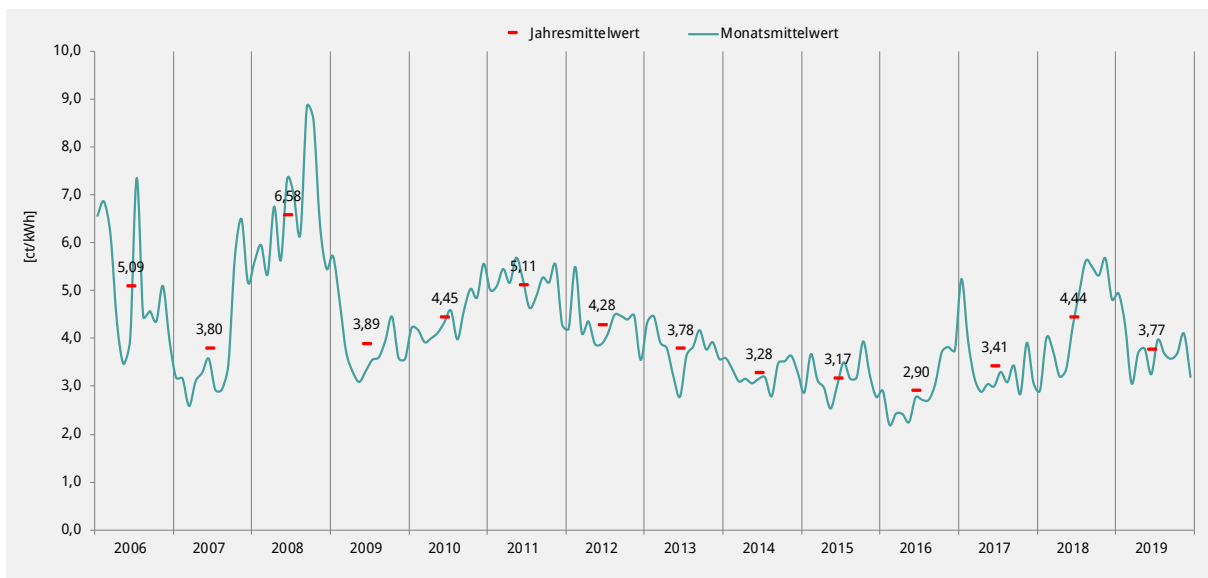


Abbildung 34 Monats- und Jahresmittelwerte der nominalen Börsenpreise für Strom am Spotmarkt
Quelle: [BMWi 2020], Darstellung: IE Leipzig, Daten für Grundlast (Phelix Base)

4.2.4 Steuern, Abgaben und Umlagen

EEG-Umlage und Privilegierung

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 Photovoltaik).

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.

Der größte Teil der EEG-Umlage 2020 kann mit 2,530 ct/kWh den Kosten für die solare Strahlungsenergie zugeordnet werden. Der zweitgrößter Bestandteil entfällt mit 1,641 ct/kWh auf die Energie aus Biomasse [ÜNB 2019].

Die Kernumlage fiel 2020 zum zweiten Mal in Folge unter den Stand des Vorjahres, was primär darauf zurückzuführen ist, dass die Erlöse für den an der Börse

verkauften Strom gestiegen sind und dadurch die Deckungslücke verkleinerten.

Einen weiteren dämpfenden Einfluss auf die Deckungslücke und damit auf den Kern der EEG-Umlage hat die schrittweise Verminderung der Privilegierung energieintensiver Unternehmen.

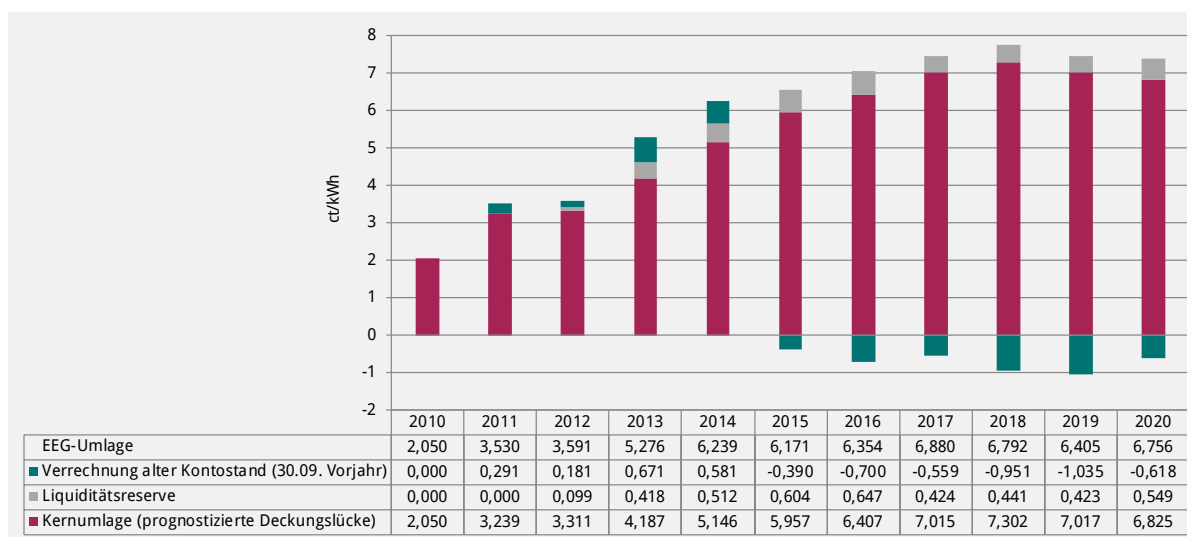


Abbildung 35 Komponenten der EEG-Umlage 2010 bis 2020

Quelle: [IE 2019], [ÜNB 2019], 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 bei 15,981 ct/kWh.

Ein Gewerbebetrieb mit einem Jahresverbrauch von 10.000 kWh zahlt insgesamt 11,121 ct/kWh, ein

Industriebetrieb ohne Entlastungsmöglichkeiten 8,953 ct/kWh und ein Industriebetrieb mit Entlastungsmöglichkeiten zahlt 0,210 ct/kWh.

Der größte Bestandteil der Steuern und Abgaben war 2019 wie in den Vorjahren die EEG-Umlage in Höhe von 6,405 ct/kWh (Abbildung 36).

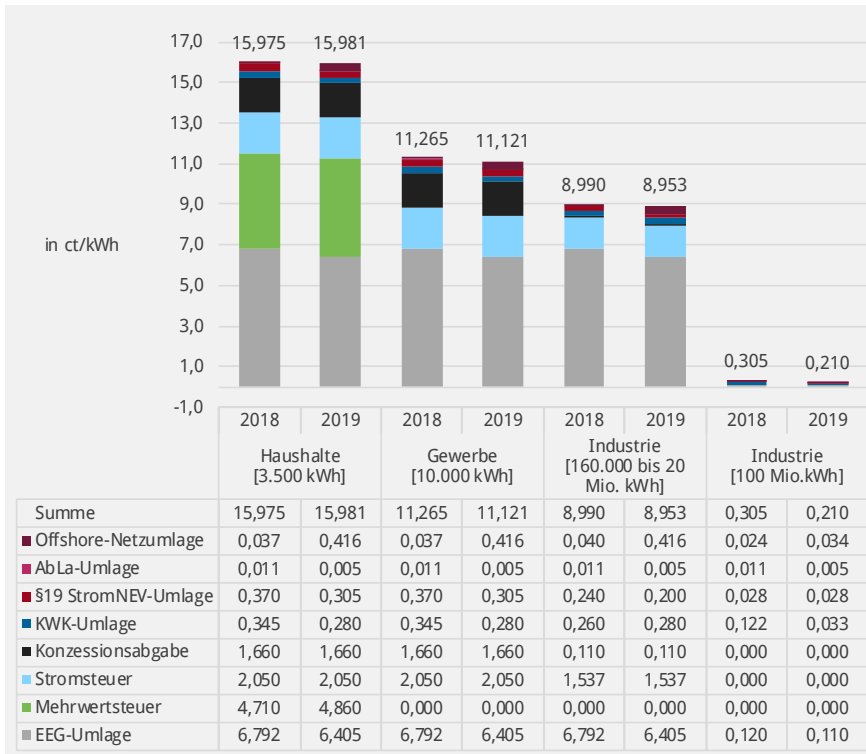


Abbildung 36 Steuern und Abgaben auf Strom nach Verbrauchergruppen 2018 und 2019

Quelle: [BDEW 2020], Darstellung: IE-Leipzig, Offshore-Haftungsumlage wird seit 2019 als Offshore-Netzumlage bezeichnet

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 2015.

Die Strompreise für einen Haushalt mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh pro Jahr sind in der EU zwischen 2015 und 2016 zunächst gefallen und blieben 2017 auf einem konstanten Niveau. Seit 2017 steigen die Preise in der EU, in den

Niederlanden und Frankreich weiter an. In Deutschland und Dänemark hingegen sanken die Preise 2019 im Vergleich zum Vorjahr. Während die Strompreise in Deutschland seit 2017 eine sinkende Tendenz vorweisen, stiegen die Preise in Dänemark zwischen 2017 und 2018 an.

Bei absoluter Betrachtung wird der deutlich höhere nominale Haushaltsstrompreis in Deutschland und Dänemark im Vergleich mit dem EU-Mittelwert deutlich. Dies ist maßgeblich auf den hohen staatlich veranlassten Anteil (Steuern, Abgaben und Umlagen) zurückzuführen: Der Anteil staatlicher Abgaben,

Umlagen und Steuern beträgt 2019 in der EU 40,3 % (2018: 37,3 %) und in Deutschland 55,7 % (2018: 54,2 %).

Die Preisanteile ohne Steuern und Abgaben sind in Deutschland zwischen 2015 und 2019 um 7,7 %, und in der EU um 6,5 % gesunken.

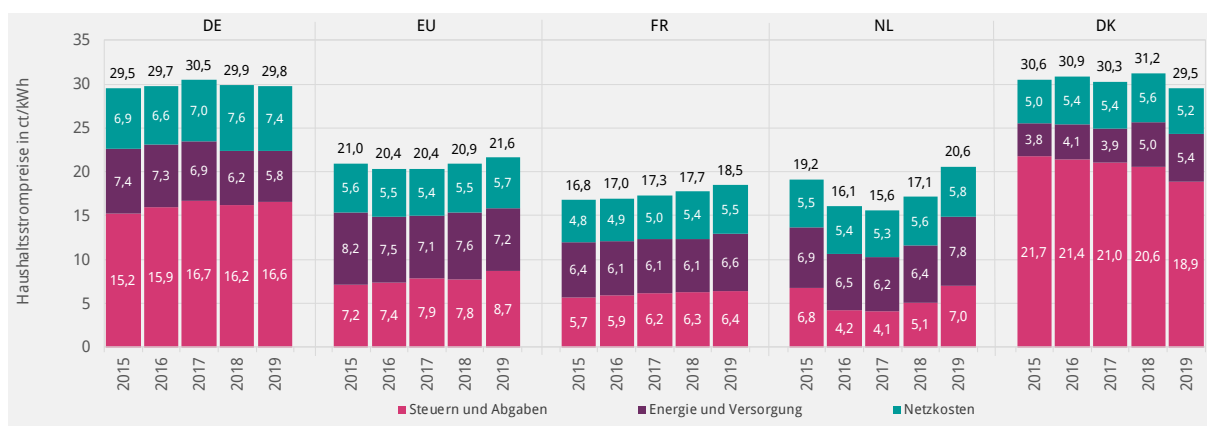


Abbildung 37 Haushaltsstrompreis im europäischen Vergleich (nominal)

Quelle: [Eurostat 2020]; Verbrauchsgruppe DC (2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr)

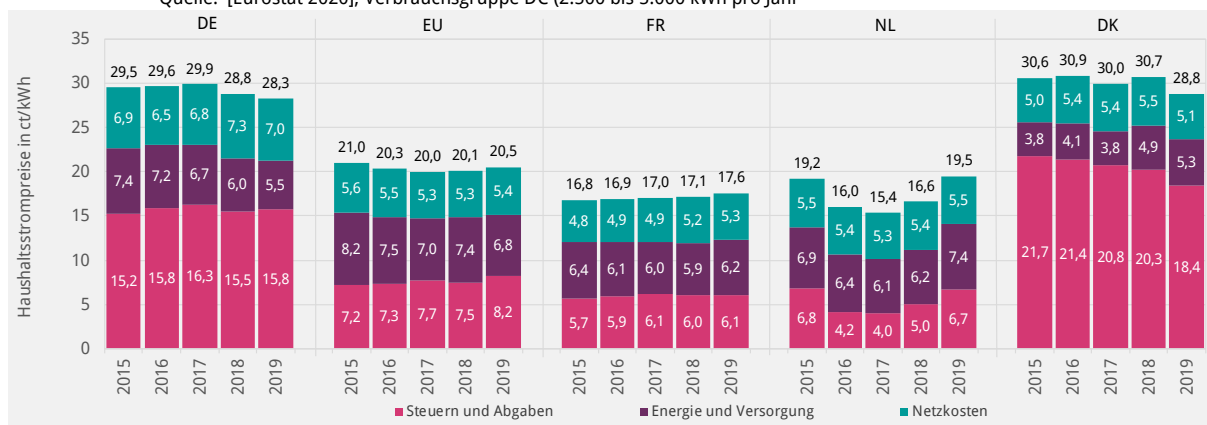


Abbildung 38 Haushaltsstrompreis im europäischen Vergleich (real)

Quelle: [Eurostat 2020]; Verbrauchsgruppe DC (2.500 bis 5.000 kWh pro Jahr)

Abbildung 38 zeigt die entsprechende Grafik in realen Preisen. 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 in der EU (2,9 %) und in Deutschland (1,0 %) stiegen, gehen die realen Haushaltsstrompreise in der

EU (-2,4 %) und in Deutschland (-4,0 %) in diesem Zeitraum zurück (Abbildung 38).

Der Haushaltsstrompreis in Deutschland lag real 2019 somit einschließlich aller Steuern, Abgaben und Umlagen um 38,0 % (2018: 43,3 %) über dem EU-Mittelwert.

Die Bandbreite der nominalen Strompreise inkl. Steuern und Abgaben der Haushalte in der

Europäischen Union reichte 2019 von 9,78 ct/kWh in Bulgarien, bis 29,81 ct/kWh in Deutschland. In Dänemark gibt es mit 64 % den höchsten staatlich veranlassten Anteil, dort lagen die Strompreise auf einem ähnlich hohen Niveau wie in Deutschland (mit einem staatlich veranlassten Anteil von 55,7 %). In

Malta, Bulgarien und Ungarn sind die Steueranteile auf die Strompreise am niedrigsten. Haushaltskunden in diesen Ländern haben um 56,5 %, 67,2 % und 62,8 % niedrigere Preise als in Deutschland (Abbildung 95 im Anhang).

Betrachtung der Preise in Deutschland

Eine Gliederung des durchschnittlichen Haushaltsstrompreises in Deutschland in seine Bestandteile wird vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft veröffentlicht [BDEW 2020]. Dieser zeigt die Entwicklungen seit 1998. Innerhalb des 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

2020] und [BDEW 2020] fallen Preisunterschiede auf. Der BDEW (Jahresverbrauch der Haushalte von 3.500 kWh) erhebt eigene Daten während Eurostat (Jahresverbrauchsband Haushalte 2.500 bis 5.000 kWh) Angaben zu den Preisen vom Statistischen Bundesamt erhält.

2019 fiel die EEG-Umlage im Vergleich zum Vorjahr um 5,6 % (2018: Rückgang um 1,3 %) auf rund 6,41 ct/kWh (2018: 6,79 ct/kWh), behält aber trotz des Rückgangs ihr relativ hohes Niveau. Sie bildete 2019 den drittgrößten Preisbestandteil nach den Netzentgelten. (Abbildung 39).

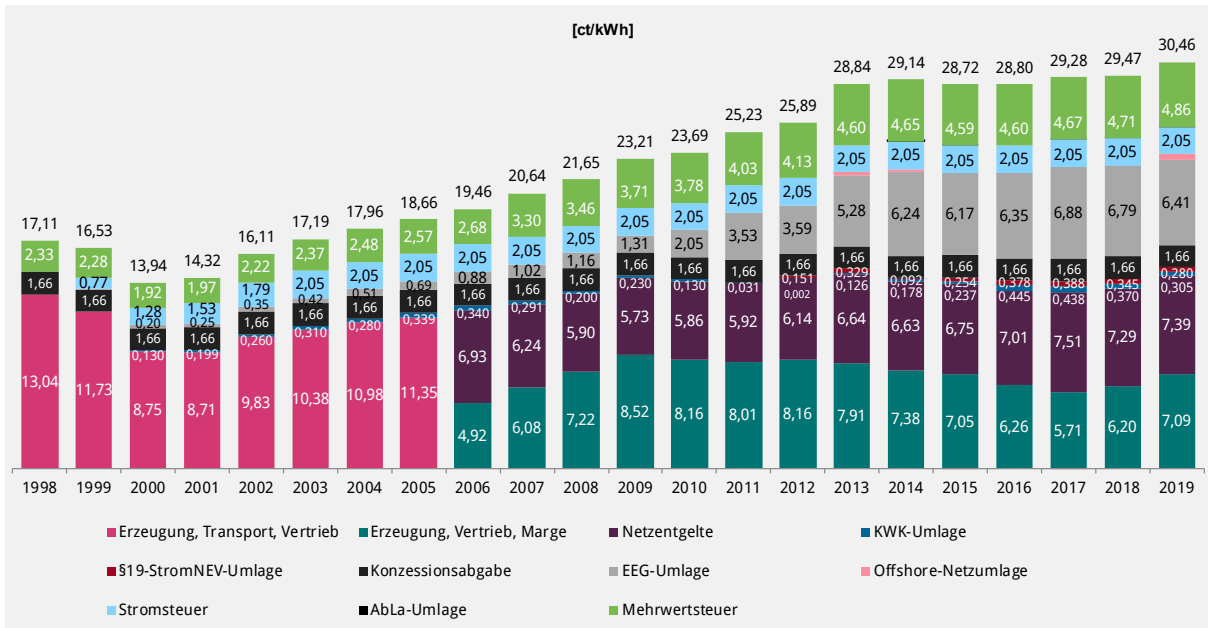


Abbildung 39 Entwicklung des Haushaltsstrompreises und dessen Bestandteile in Deutschland (nominal)

Quelle: [BDEW 2020], Darstellung: IE-Leipzig, angegeben ist der durchschnittliche Strompreis eines Haushaltes mit einem Stromverbrauch von 3.500 kWh pro Jahr.

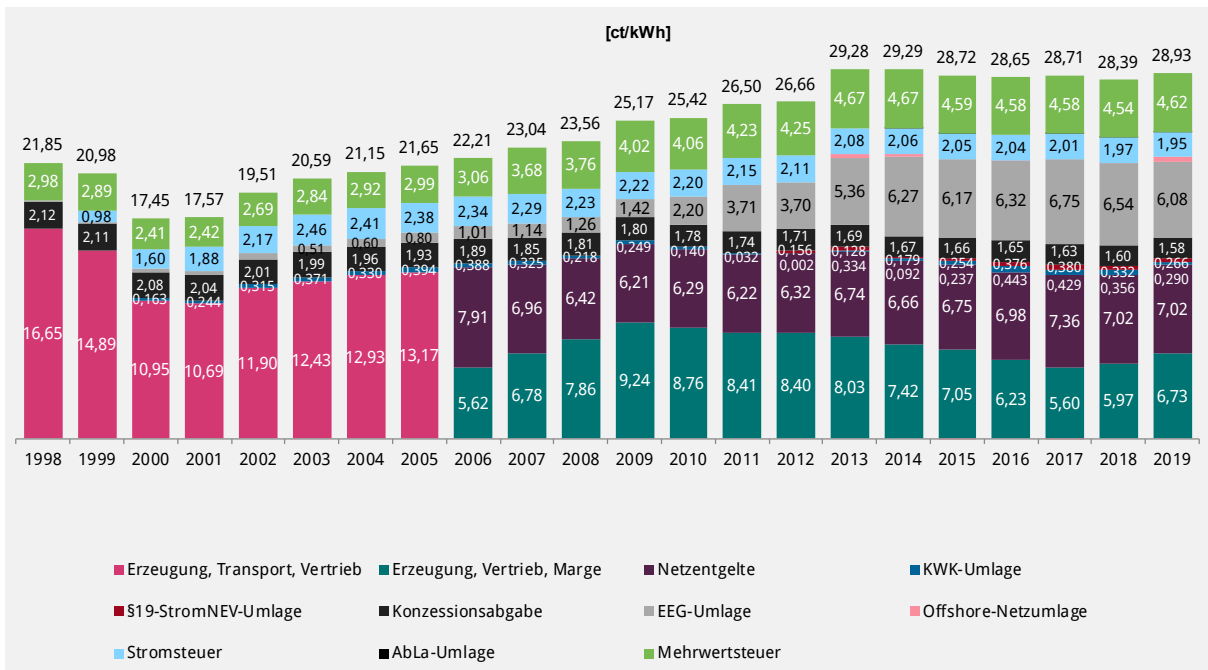


Abbildung 40 Entwicklung des Haushaltsstrompreises und dessen Bestandteile in Deutschland (real)

Quelle: [BDEW 2020], 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 2019 um 0,04 % im Vergleich zum Vorjahr gestiegen (2018: Rückgang um 0,6 %). Insgesamt entfielen 2019 52,5 % und somit über die Hälfte des Strompreises (2018: 54,2 %) 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 14,4 % (2018: Anstieg um 8,6%). Die nominalen Preise 2019

sind insgesamt um 3,4 % (2018: 0,6 %) höher als im Vorjahr.

Nach Inflationsbereinigung sind die Preise von 2018 zu 2019 um 1,9 % leicht gestiegen. Über den Gesamtzeitraum seit 1998 ergibt sich jedoch eine reale Preissteigerung von 32,4 % bzw. 1,3 % jährlich. Dies bedeutet, dass die Strompreise für Haushalte in diesen 21 Jahren stärker angestiegen sind als die Lebenshaltungskosten insgesamt (Abbildung 40).

Baden-Württemberg

Die vom Verbraucherportal Verivox bereitgestellte Marktübersicht für Haushaltsstromkunden, die für den Bundesländervergleich herangezogen wird, zeigt für den Stand Anfang Dezember 2019 einen Endverbraucherpreis einschließlich der Mehrwertsteuer für Deutschland in Höhe von 26,66 ct/kWh für einen Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh Strom (Abbildung 41). Ausgewertet wurden hierfür die günstigsten Tarifangebote ohne Vorkasse. Mit einem Durchschnittswert von 26,37 ct/kWh rangiert das Land Baden-Württemberg unterhalb des deutschen Mittelwertes und belegt Rang 4 der preisgünstigsten Bundesländer. In Abbildung 41 sind zusätzlich die günstigsten Tarife beim Grundversorger dargestellt. Bei dieser Auswertung belegt Baden-Württemberg Platz 9 (32,5 ct/kWh) im bundesweiten Vergleich. Die dargestellte Differenz in der Abbildung ergibt sich aus dem günstigsten Tarif des Grundversorgers und dem günstigsten Tarif ohne Vorkasse, der im Internet verfügbar war. Beim Wechsel vom günstigsten Tarif in der Grundversorgung zu einem im Internet angebotenen Tarif konnte somit ein Haushaltskunde in

Baden-Württemberg 6,12 ct/kWh sparen. Im Gegensatz zur Auswertung nach [BDEW 2020] zeigen sich unterschiedliche Preishöhen für Deutschland. Die Angaben bei Verivox sind zu einem bestimmten Stichtag ausgewertet und beinhalten sowohl Angebote der örtlichen Grundversorger als auch günstigste Tarifangebote ohne Vorkasse während der BDEW (Jahresverbrauch 3.500 kWh) einen eigens erhobenen Durchschnittswert veröffentlicht.

Neben einer unterschiedlichen Wettbewerbsintensität kann die absolute Höhe der Strompreise im Bundesländervergleich im Wesentlichen durch unterschiedlich hohe Netznutzungsentgelte begründet sein. Die Netznutzungsentgelte weisen im Bundesdurchschnitt und für Baden-Württemberg einen steigenden Trend gegenüber dem Vorjahr auf (Abbildung 42). Die Netzentgelte für Strom sind in den neuen Bundesländern tendenziell höher als in den alten Bundesländern. Besonders im Norden Deutschlands stiegen die Netzentgelte zwischen 2018 und 2019 am stärksten (Bremen: 19 %, Hamburg: 13 %, Schleswig-Holstein: 7 %).

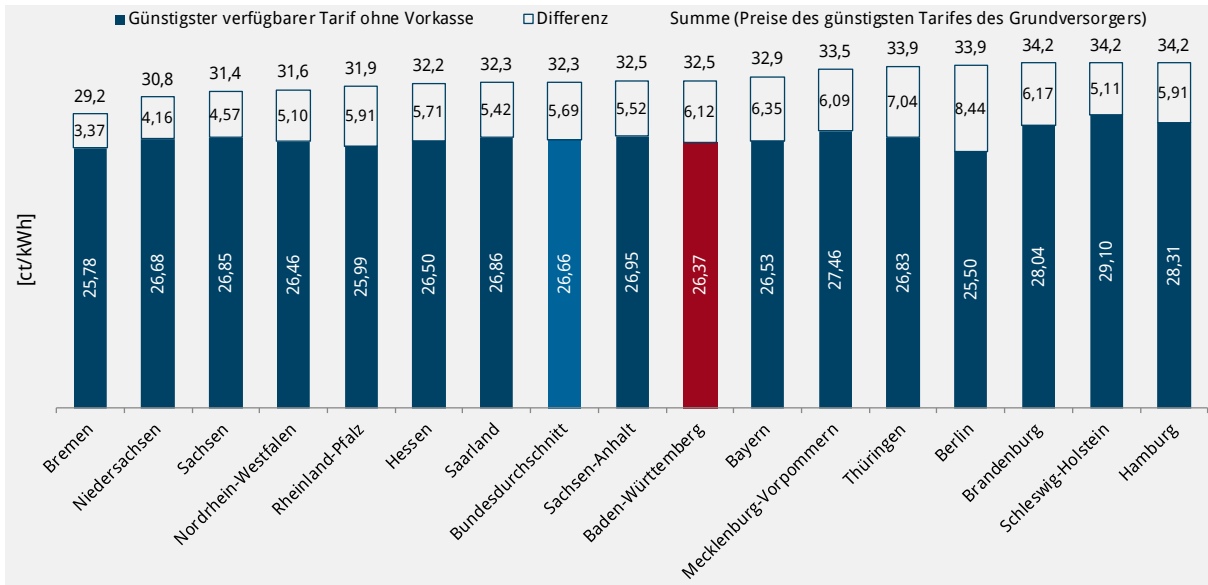


Abbildung 41 Marktübersicht über Strompreise einschließlich aller Steuern, Abgaben und Umlagen für Haushaltskunden nach Bundesländern

Quelle: [Verivox 2020] Stand: 1.12.2019, 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.

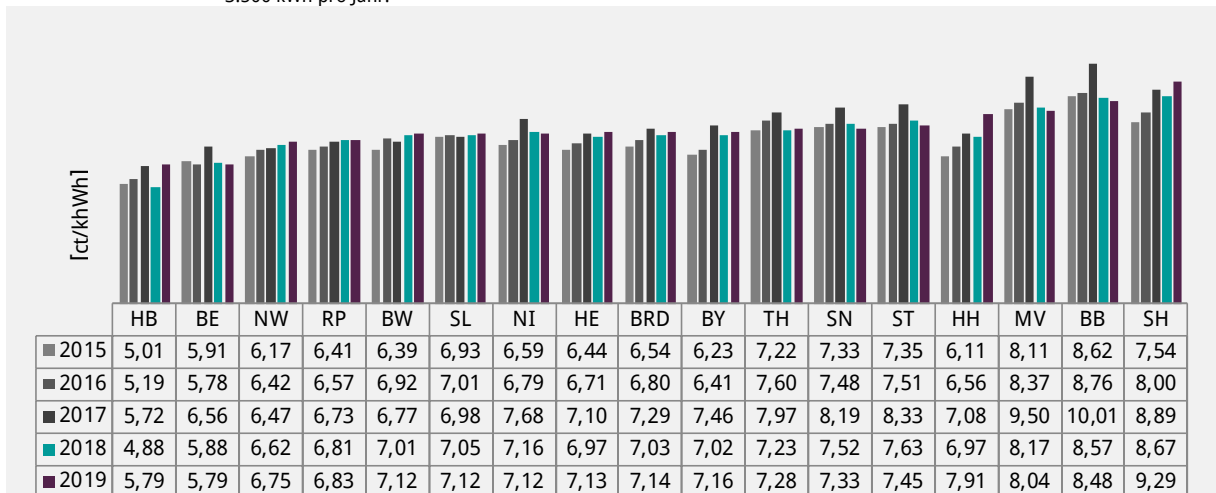


Abbildung 42 Übersicht über die Netznutzungsentgelte für Haushaltskunden nach Bundesländern

Quelle: [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, Haushaltskunden mit einem Stromverbrauch von 3.500 kWh pro Jahr.

In den dargestellten Jahren waren die Netzentgelte in Baden-Württemberg zumeist niedriger als im Bundesdurchschnitt. Nur 2016 lagen sie mit 1,8 % knapp darüber (Abbildung 42).

Trotz eines Anstiegs der Netzentgelte 2019 um 1,6 % bzw. um 0,11 ct/kWh gegenüber dem Vorjahr belegt Baden-Württemberg im bundesweiten Vergleich der niedrigsten Netzentgelte den fünften Platz. Im Vorjahr war es noch Rang 7. Im Bundesmittel lagen die Netzentgelte 2019 bei 7,14 ct/kWh. In Schleswig-Holstein lagen die Netzentgelte mit 9,29 ct/kWh am höchsten und somit um 30,5 % höher als in Baden-Württemberg (Abbildung 42).

Wie auch in den Vorjahresberichten werden anhand veröffentlichter Preisblätter zu Netzentgelten in Baden-Württemberg entsprechende Gegenüberstellungen relevanter Netzbetreiber und ihrer Netzgebiete erstellt (Abbildung 43). Angaben zu den Netzentgelten liefert auch das Versorgerportal Baden-Württembergs [VP 2019]. Allerdings sind hier nur Stromnetzbetreiber mit ihren Netzentgelten erfasst, die in die Zuständigkeit der Landesregulierungsbehörde fallen. Die Angaben zur

Höhe der Netzentgelte wurden den Preisblättern mit Gültigkeit zum 01.01.2019 entnommen und stellen Nettopreise dar. Als Abnahmefall wurde ein nicht leistungsgemessener Kunde (SLP) mit Anschluss an der Niederspannungsebene und einem Stromverbrauch von 3.500 kWh gewählt. Dabei zeigt sich, dass die Netzentgelte in Baden-Württemberg regional von 5,23 ct/kWh bis 7,69 ct/kWh variierten (Abbildung 43). Verglichen mit dem Mittelwert für Baden-Württemberg aus Abbildung 42 (7,12 ct/kWh für 2019) zeigen sich somit Abweichungen, die nach oben hin weniger vom baden-württembergischen Mittelwert abweichen als die mittleren Netzentgelte für Haushaltskunden in anderen Bundesländern.

Im Vergleich mit dem Vorjahr wurden bei drei der betrachteten 15 Netzgesellschaften die Netzentgelte gesenkt. Die größte relative Erhöhung betrug 22,8 % und die absolut höchste 1,27 ct/kWh. Hauptursache für die Erhöhung von Netzentgelten wird derzeit im Anschluss von Anlagen erneuerbarer Energien gesehen, im Einzelfall können aber auch andere Ursachen maßgeblich sein.

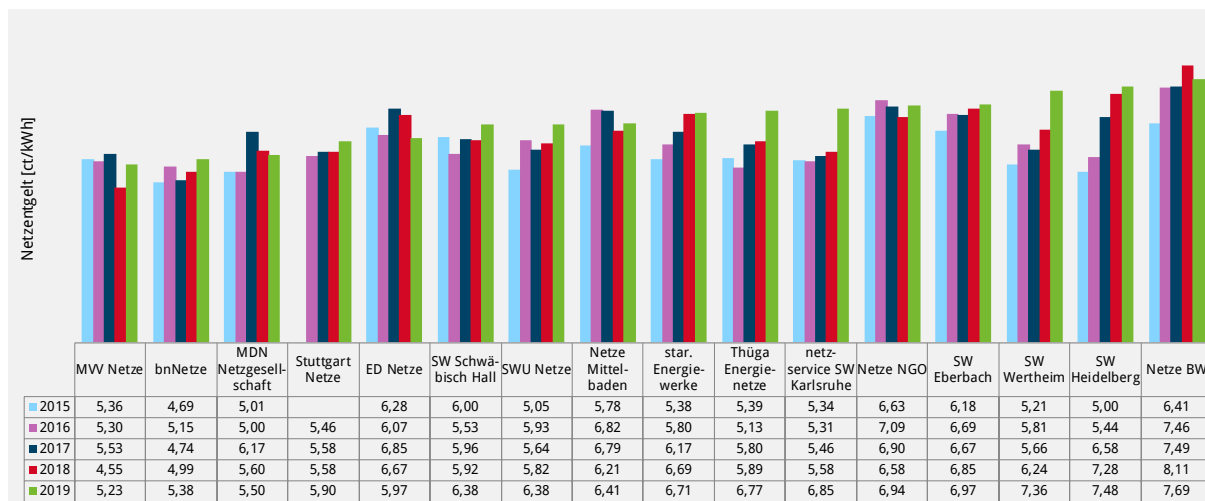


Abbildung 43 Übersicht der zu zahlenden Netzentgelte in Baden-Württemberg für die Haushalte bei unterschiedlichen Netzbetreibern

Quelle: [bnNetze 2019], [ED Netze 2019], [MDN 2019], [MWV Netze 2019] (seit 2017, vorher Netrion), [Netze BW 2019], [Netze MB 2019], [NGO 2019], [star. EW 2019], [STR Netze 2019], [SW KA 2019], [SW EB 2019], [SW HB 2019], [SW SH 2019], [SW WH 2019], [SWU 2019], [Thüga 2019]
 Dargestellt sind Nettonetzentgelte bei einem Verbrauch von 3.500 kWh im Jahr mit Anschluss an der Niederspannung. Die Preisblätter bilden den Stand vom 01.01.2019 ab.

Heizstrom

Wie in der Vorjahresanalyse liegt der Betrachtung in diesem Jahr einer Sonderauswertung zu den Tarifen für Nachtspeicherheizungen sowie für Wärmepumpen für private Abnehmer in ausgewählten Städten Baden-Württembergs des Verbraucherportals Verivox zu

Grunde. Wie schon in der Vorjahresanalyse erhöht sich dabei die Anzahl der zur Verfügung stehenden Tarifangebote je Postleitzahlgebiet erheblich. Die ausgewählten Postleitzahlen wurden aus den Vorjahresanalysen unverändert übernommen.

Stromtarife für Nachtspeicherheizungen

Für den Betrieb von Nachtspeicherheizungen wurden Auswertungen für die gleichen neun Städte in Baden-Württemberg wie im Vorjahresbericht [IE 2019] vorgenommen. Angenommen wurde ein jährlicher Heizstromverbrauch in Höhe von 12.500 kWh. Abbildung 44 zeigt für die ausgewählten Städte jeweils den höchsten und den niedrigsten Preis (einschl. Mehrwertsteuer)

sowie den Mittelwert aus allen Angeboten für die Jahre 2018 und 2019 im Vergleich.

Im Vergleich zum Vorjahr stieg der Mittelwert der Preise in fünf der neun Regionen an. In Höchenschwand und Ulm lagen 2019, trotz eines Anstiegs im Vergleich zum Vorjahr um 5,8 % und 4,6 %, die niedrigsten Strompreisangebote vor. Das teuerste Angebot galt in Heidelberg mit 24,95 ct/kWh. Insgesamt

sind aber die Preisunterschiede in den Städten eher gering.

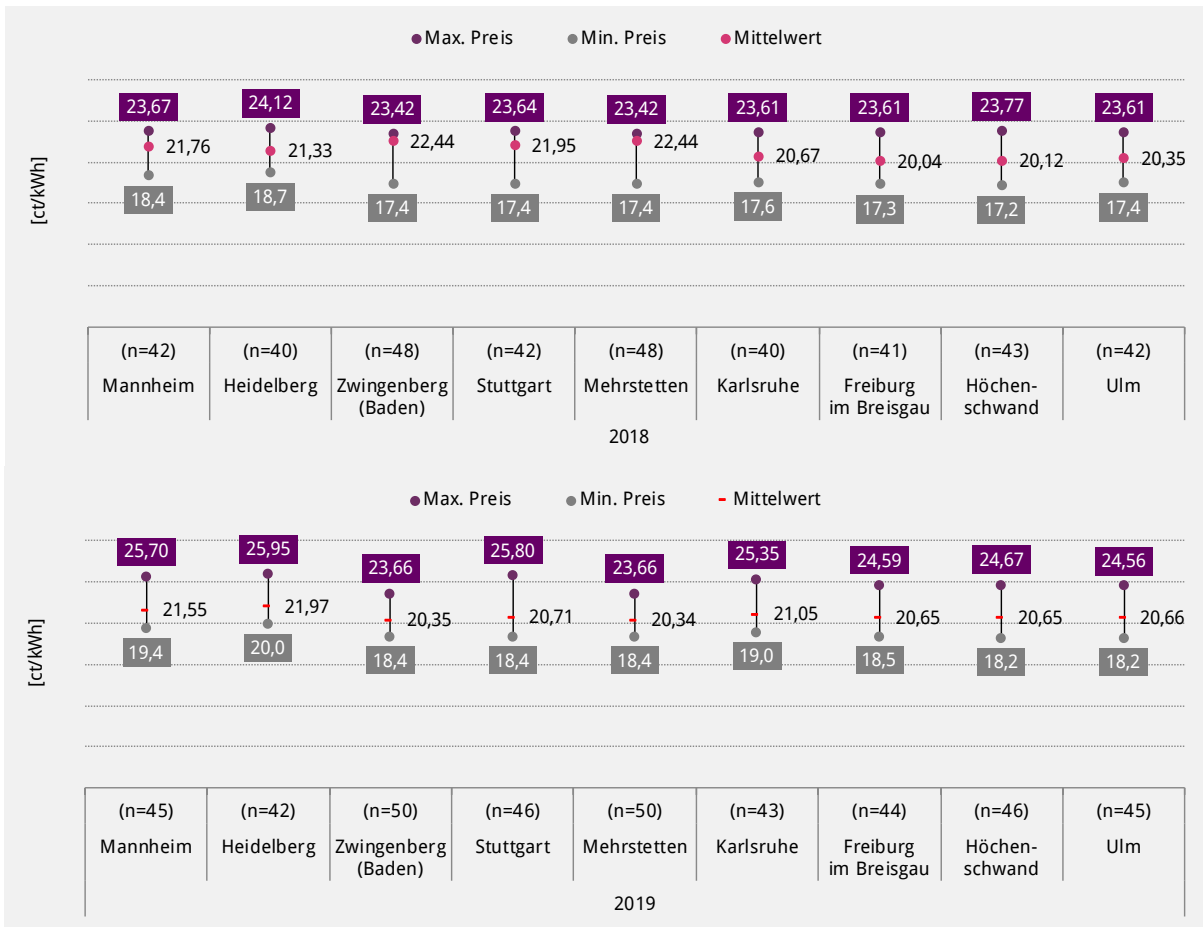


Abbildung 44 Strompreis für private Nachtspeicher-Heizungen in ausgewählten Städten in Baden-Württemberg 2018 und 2019

Quelle: [Verivox 2020a], Darstellung IE Leipzig

Stromtarife für Wärmepumpen

Für den Betrieb von Wärmepumpen wurde ebenfalls eine Sonderauswertung von Verivox für die gleichen neun Städte in Baden-Württemberg wie für Nachtspeicherheizungen durchgeführt. Angenommen wurde ein jährlicher Pumpstromverbrauch in Höhe von

7.500 kWh. Abbildung 45 zeigt für die ausgewählten Städte jeweils den höchsten und den niedrigsten Preis (einschl. Mehrwertsteuer) sowie den Mittelwert aus allen Angeboten.

In sechs der neun Städte waren 2019 jeweils 50 Angebote abrufbar, die kleinste Auswahl mit 48 Tarifen gab es Heidelberg. Das preisgünstigste Angebot für diesen Abnahmefall wurde mit 18,86 ct/kWh in

Freiburg im Breisgau angeboten. Der teuerste Tarif betrug in Mannheim 27,36 ct/kWh.

Im Vergleich zum Vorjahr sind die Preise im Mittel gestiegen (Abbildung 45).

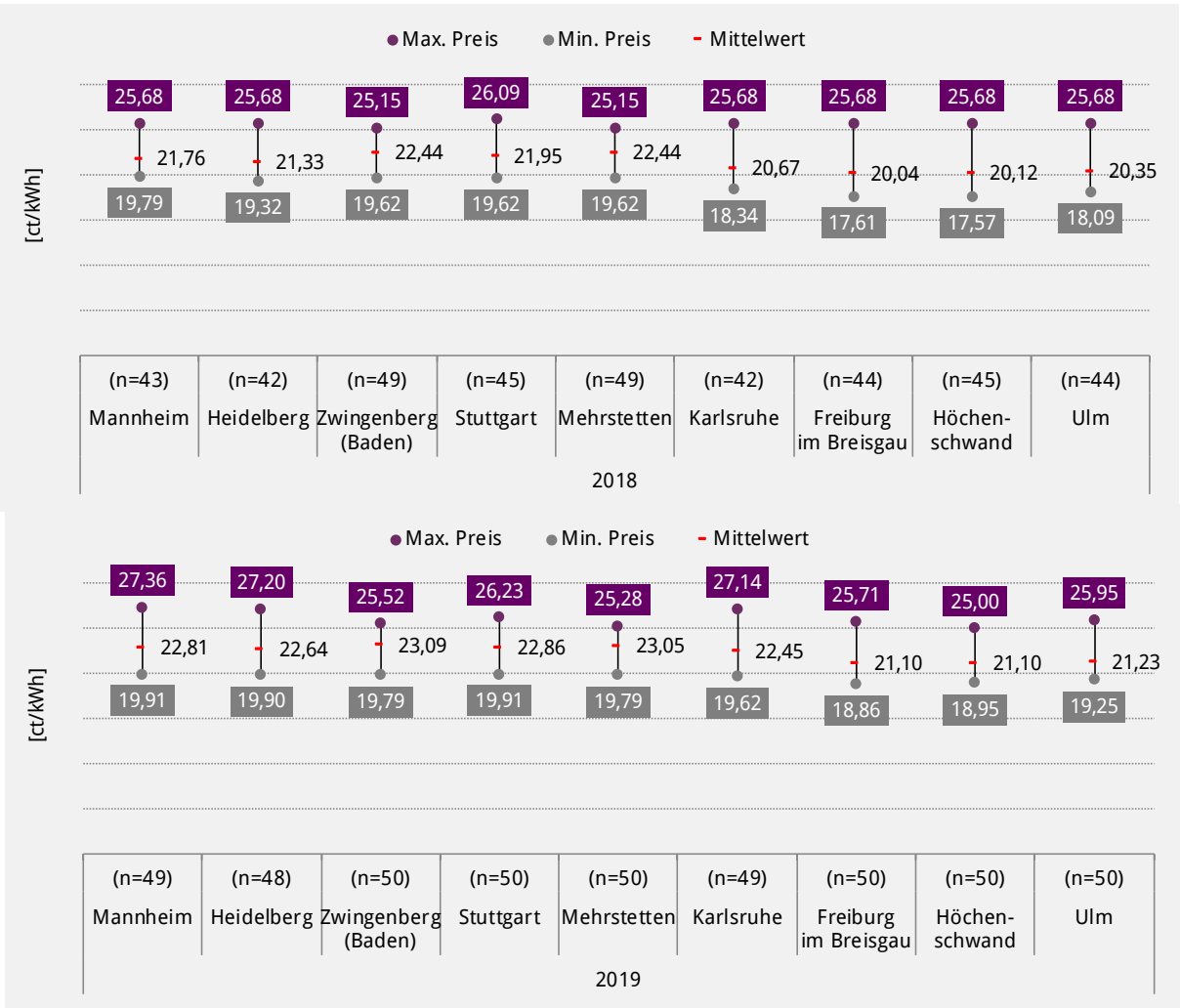


Abbildung 45 Wärmepumpen-Strompreis für Haushalte in Baden-Württemberg 2018 und 2019
 Quelle: [Verivox 2020a], Darstellung IE Leipzig

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 2019] 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. Außerdem 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 Verbrauch von 500 bis 2.000 MWh pro Jahr und dienen somit als Annäherung an die Gewerbestrompreise. Für das Jahr 2019 lag der Industriestrompreis (ohne Mehrwertsteuer) in Deutschland mit 15,7 ct/kWh, 4 % oberhalb des Vorjahresstandes. In der EU stieg der nominale Preis auf 12,2 ct/kWh um 7 % gegenüber dem Vorjahr. Im Vergleich zum europäischen Mittel wurde in Deutschland im Jahr 2019 also ein um 28,7 % höherer Strompreis bezahlt. Die Bandbreite für den Abnahmefall der Verbrauchergruppe IC im EU-Ländervergleich ist in Abbildung 94 im Anhang dargestellt.

Die Strompreise (ohne Steuern, Umlagen und Abgaben) lagen in Deutschland (6,9 ct/kWh) um 13,8 % niedriger als im Mittel der EU (8,0 ct/kWh) jedoch höher als in den Niederlanden und Dänemark. Der staatlich veranlasste Anteil betrug im Mittel der EU-Länder 34,4 %, während er in Deutschland um 4,6 ct/kWh höher lag und 56 % ausmachte. Im Vergleich war der Anteil an Steuern, Umlagen und Abgaben in Bulgarien mit 1 % (0,1 ct/kWh) am geringsten. Zusätzlich sind die Netzkosten im Vergleich zu den anderen Ländern in Deutschland höher.

Die realen Preise lagen in Deutschland 2019 dagegen nur um 23,3 % über dem Mittelwert der EU, der staatlich veranlasste Anteil betrug rund das Doppelte.

Die Verbrauchergruppe IF (Abbildung 47) umfasst Unternehmen mit einem Verbrauch von 70 bis 150 GWh pro Jahr, dazu gehören zum Beispiel große energieintensive Unternehmen wie die Stahl- und Papierindustrie. Der Preis ging von 2018 auf 2019 um 5,6 % zurück. Mit 8,5 ct/kWh lag Deutschland damit 6,3 % über dem Durchschnittspreis der EU-Staaten, der 8,0 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 rund zweieinhalbmal so hoch wie der EU-Durchschnitt. Im direkten Vergleich zahlten Industriekunden dieser Kategorie in den Niederlanden und in Frankreich 2019 den geringsten Strompreis mit 5,9 ct/kWh und somit 30,6 % weniger

als in Deutschland. Betrachtet man die vergangenen Jahre seit 2015, blieb der Strompreis für die Verbrauchergruppe IF in Frankreich am stabilsten. Die Differenz zwischen 2015 und 2019 betrug nur 0,2 ct/kWh, in Deutschland hingegen ging der Preis in diesem Zeitraum um 1,3 ct/kWh zurück. Aufgrund von unterschiedlichen Befreiungstatbeständen ist eine große Bandbreite an Strompreisen in der Verbrauchergruppe IF möglich.

Die realen Preise in der Kategorie IF lassen in den Niederlanden und Frankreich seit 2015 einen stetigen Rückgang bis 2017 erkennen. 2019 stieg der reale Preis in der EU um 2,6 % gegenüber dem Vorjahr. Der französische reale Strompreis ist gegenüber dem Vorjahr konstant geblieben. Bei den bereinigten Preisen in Deutschland lässt sich real der Rückgang von 2017 bis 2019 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 28,2 % niedriger ist als für die Verbrauchergruppe IF in Deutschland.

Der nominale Preis der Gruppe IF in Frankreich, den Niederlanden und in Dänemark ist niedriger als der Durchschnittspreis der Gruppe der Industrials in den USA. Die Industriestrompreise sind in den USA von 2015 bis 2019 um 2,1 % gesunken. Allerdings ist die Vergleichbarkeit mit den USA nur eingeschränkt möglich, da Angaben zur zugrunde gelegten Verbrauchskategorie nicht vorliegen.

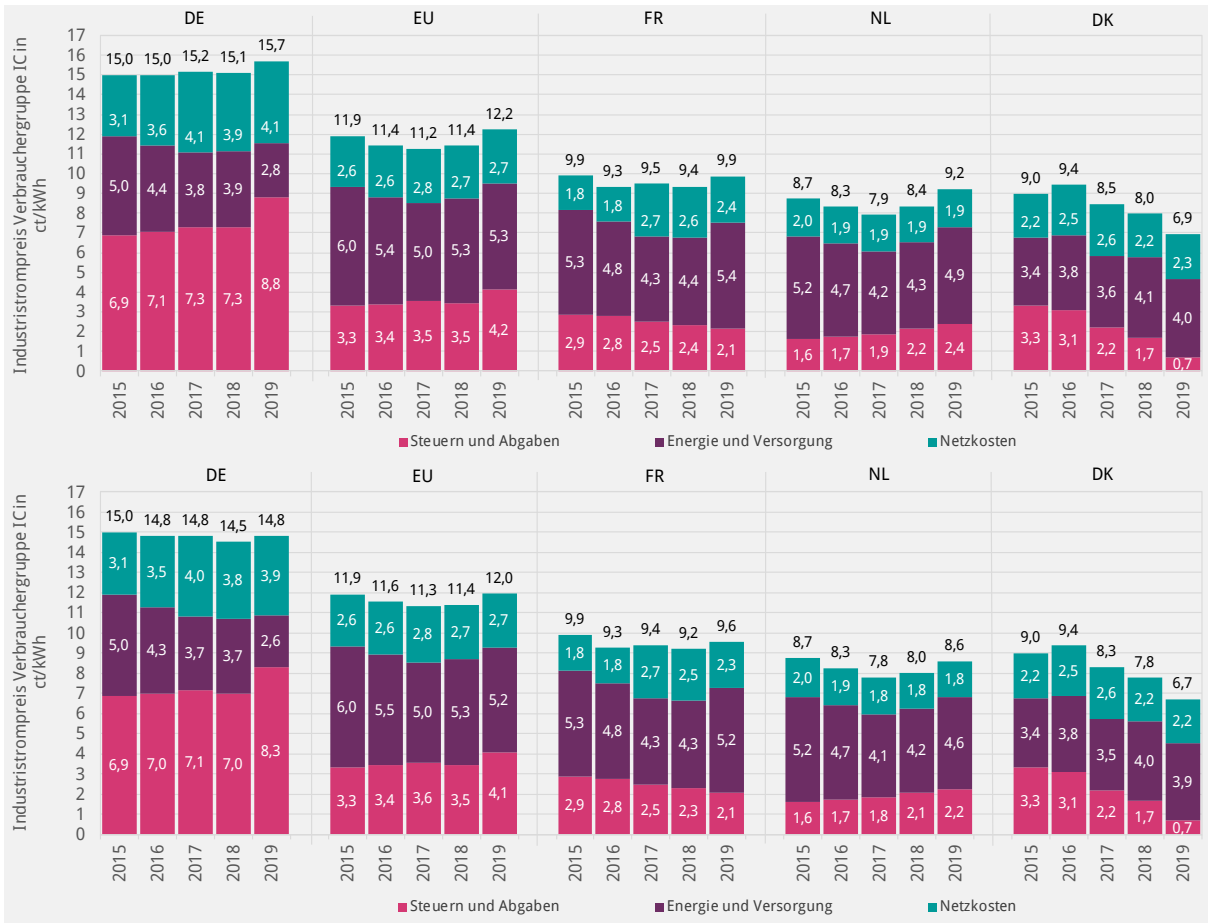


Abbildung 46 Industriestrompreise nominal (oben) und inflationsbereinigt (unten) im europäischen Vergleich für die Verbrauchergruppen IC

Quelle: [Eurostat 2020] Darstellung IE Leipzig, Gesamtpreise inkl. aller Steuern und Abgaben, ohne Mehrwertsteuer, Basisjahr zur Preisbereinigung: 2015.

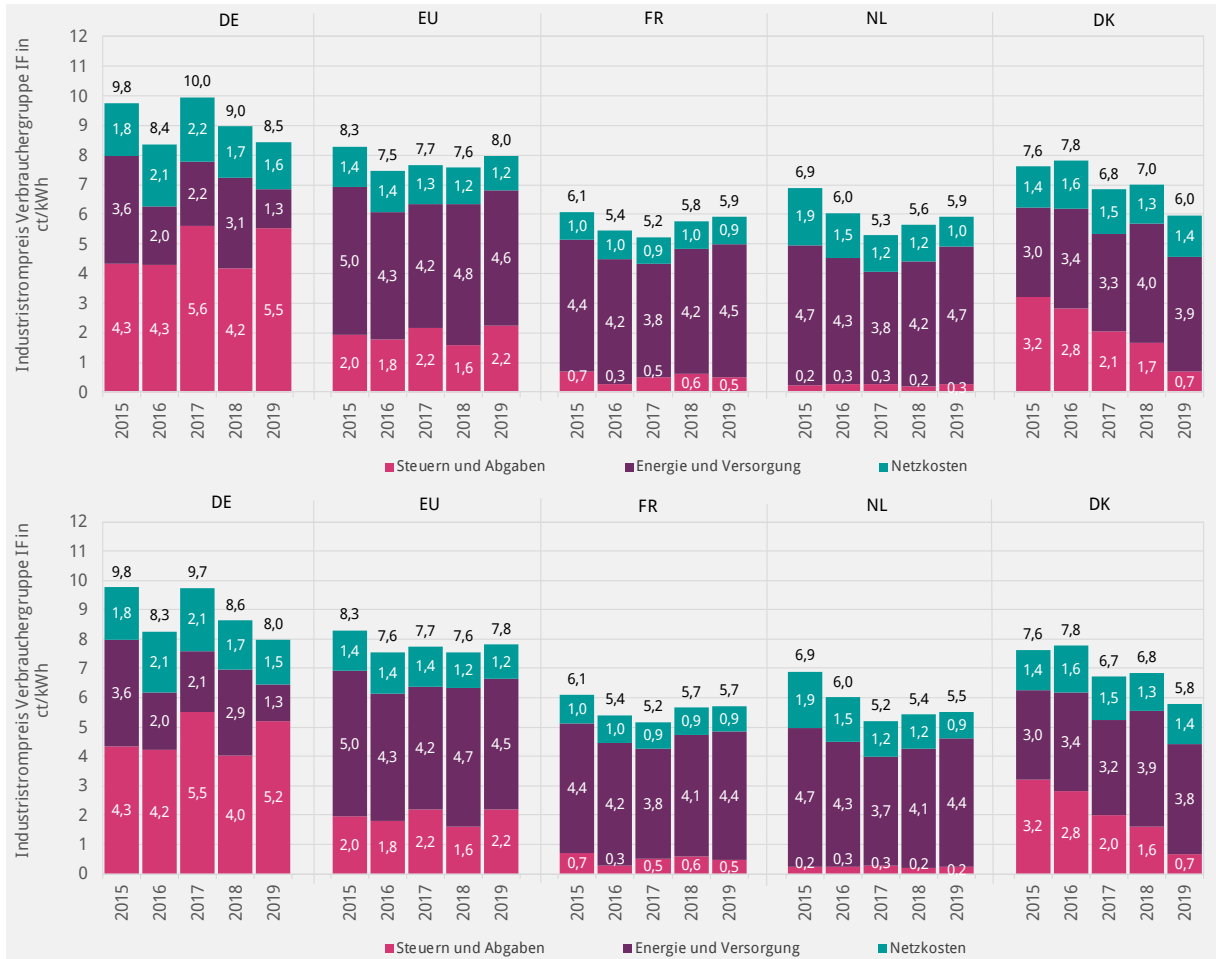


Abbildung 47 Industriestrompreise nominal (oben) und inflationsbereinigt (unten) im europäischen Vergleich für die Verbrauchergruppen IF

Quelle: [Eurostat 2020] Darstellung IE Leipzig, Gesamtpreise inkl. aller Steuern und Abgaben, ohne Mehrwertsteuer, Basisjahr zur Preisbereinigung: 2015.

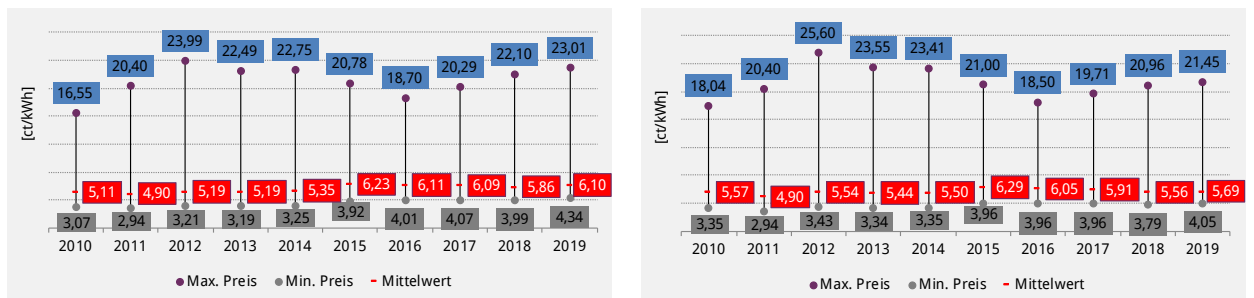


Abbildung 48 Industriestrompreise, nominal (links) und inflationsbereinigt (rechts) der USA

Quelle: [EIA 2020b] [DB 2020] [BEA 2020], 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 2020] 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 bis 2019 zu erkennen, verursacht durch die kontinuierliche Erhöhung staatlicher Umlagen und die steigenden Kosten für den Stromnetzausbau. Die Erzeugungskosten lagen 2016 auf einem erheblich niedrigeren Niveau als noch 2008, stiegen seitdem jedoch durchgehend an.

Die staatlich veranlassten Strompreisbestandteile sind zwischen 1998 und 2019 etwa um den Faktor 47 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 2019 der staatlich veranlasste Anteil auf 8,95 ct/kWh (2018: 8,99 ct/kWh 2017: 9,07 ct/kWh). Dieser Anteil kann im Einzelfall jedoch stark reduziert werden, wenn insbesondere größere Unternehmen Steuer- und Umlageermäßigungen nutzen.

Der Kostenblock Erzeugung, Transport (d. h. Netzentgelte) und Vertrieb stieg 2019 im Vergleich zu 2018 um 5,7 % an. In realen Preisen lag die Erhöhung bei

3,5 % (Abbildung 50). Der Gesamtpreis stieg 2019 im Vergleich zu 2018 zwar nominal um 2,6 %, blieb in realen Preisen mit einem Anstieg von nur 0,5 % relativ konstant. Im Vergleich zu 1998 betrug der reale Preisanstieg 54 %.

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 2019 bei 3,8 % (2018: 3,5 %) lag (für Haushalts- und Gewerbekunden beträgt dieser über 50 %) 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 2018 zu 2019 befinden sich die Preise etwa auf gleichem Niveau. Während die mittelständische Industrie im Durchschnitt 18,43 ct/kWh zahlte (Abbildung 49), mussten ein energieintensives Unternehmen, das umfassend von den Ausnahmeregelungen beim Strompreis befreit ist, nur 6,41 ct/kWh zahlen (Abbildung 51).

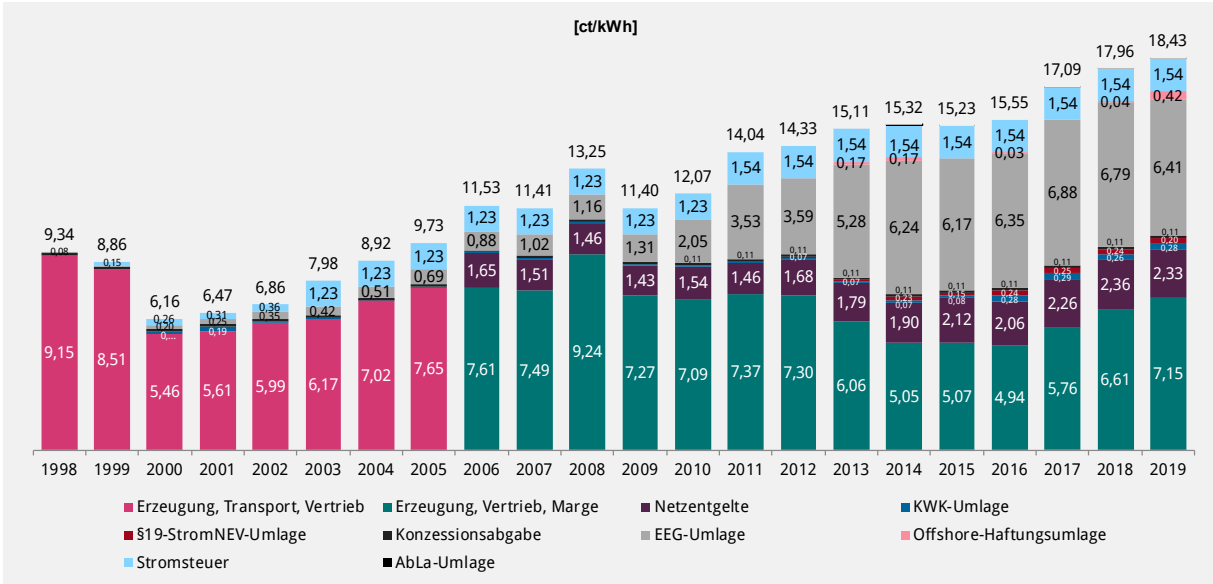


Abbildung 49 Entwicklung des nominalen Industriestrompreises (Mittelspannung) und seiner Bestandteile in Deutschland

Quelle: [BDEW 2020], Darstellung: IE Leipzig, Berechnungen des IE Leipzig, durchschnittlicher Strompreis eines Mittelspannungskunden (Industrie, stromsteuerermäßig), Abnahme v. 160 bis 20.000 MWh, entspricht bei Eurostat Bandbreite von IB bis ID.

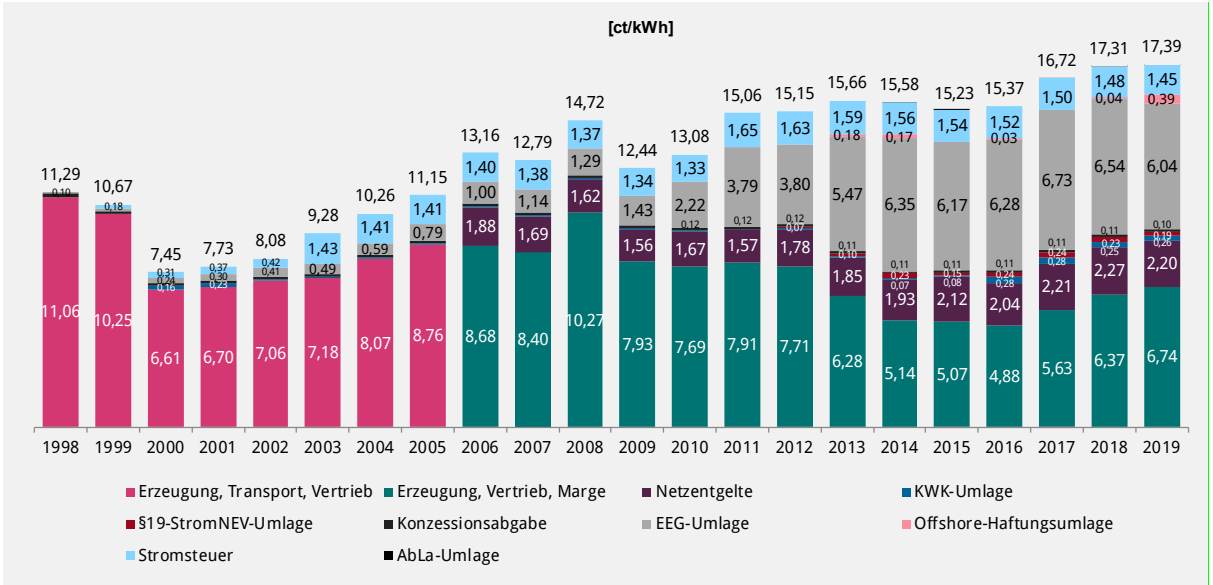


Abbildung 50 Entwicklung des realen Industriestrompreises (Mittelspannung) und seiner Bestandteile in Deutschland

Quelle: [BDEW 2020], 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.

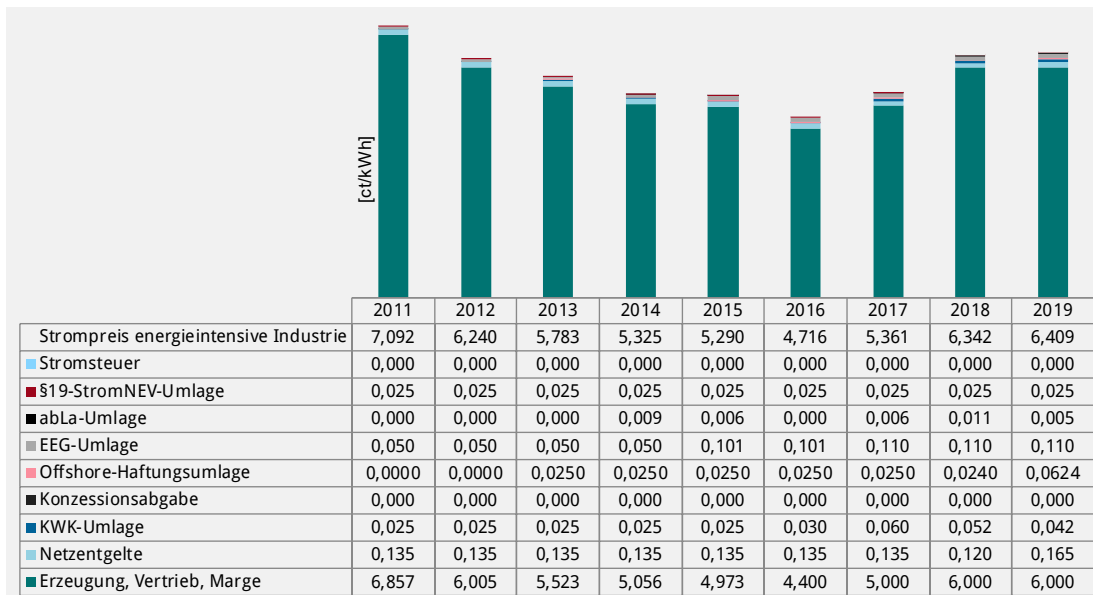


Abbildung 51 Strompreisbestandteile für ein energieintensives Unternehmen mit umfassender Befreiung bei Steuern, Umlagen, Abgaben und Entgelten 2011 bis 2019

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig für Stromabnahme von mehr als 1 GWh/a und umfassende Begünstigung bei mehreren Steuern und Umlagen aufgrund hohen Stromkostenanteils, 2019: Großhandelsstrompreis EEX 3,77 ct/kWh, Vertrieb und Marge 2,23 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 2019 (Stichtag 01.12.2019) einen Durchschnittsstrompreis bei einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh für Deutschland von 22,07 ct/kWh (2018: 20,09 ct/kWh). Damit stieg der Strompreis um 9,9 % im Vergleich zum Vorjahr. Ausgewertet wurden hierfür die günstigsten Tarifangebote ohne Vorkasse. In Baden-Württemberg bezahlte dieser Gewerbekunde 22,35 ct/kWh (2018: 20,25 ct/kWh) (Abbildung 52). Dies entspricht einer Erhöhung um 10,4 % im Vergleich zum Vorjahr. Im bundesweiten Vergleich der preisgünstigsten Standorte wird damit 2019 Rang 12 von 16 belegt. In Abbildung

52 sind zusätzlich die günstigsten Tarife beim Grundversorger dargestellt. Bei dieser Auswertung belegt Baden-Württemberg den 15. Rang (25,15 ct/kWh) und liegt oberhalb des Bundesdurchschnitts. Die dargestellte Differenz in der Abbildung ergibt sich aus dem günstigsten Tarif des Grundversorgers und dem günstigsten Tarif ohne Vorkasse, der im Internet verfügbar war. Beim Wechsel vom günstigsten Tarif in der Grundversorgung zu einem im Internet angebotenen Tarif konnte somit ein Gewerbebetrieb in Baden-Württemberg 2,81 ct/kWh sparen.

Eine Auswertung der Industriestrompreise nach Bundesländern ist nicht möglich, da die einzelnen

Stromlieferverträge für Industriebetriebe mit hohem Stromverbrauch nicht veröffentlicht werden müssen.

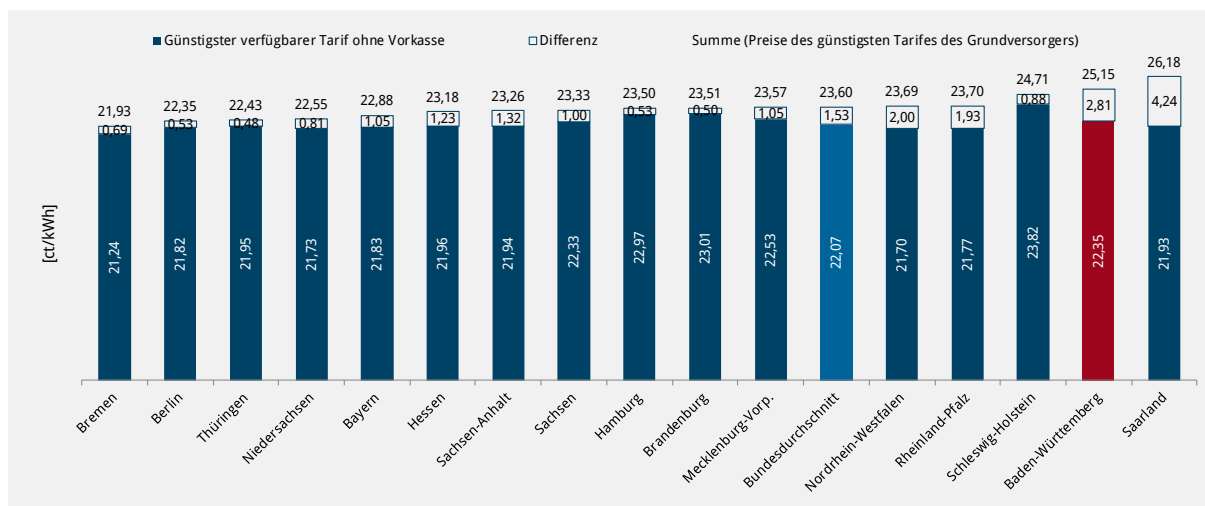


Abbildung 52 Marktübersicht über angebotene Gewerbestrompreise nach Bundesländern

Quelle: [Verivox 2020], Stand: 1.12.2019

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 Nettopreise.

Die Auswertung der Netzentgelte für Gewerbekunden auf Bundesländerebene ist in Abbildung 46 für die letzten fünf Jahre dargestellt. Die Netznutzungsentgelte in Baden-Württemberg für Gewerbestromtarife lagen 2019 mit 5,86 ct/kWh um 7,9 % über dem Bundesdurchschnitt und um 0,9 % höher als im Vorjahr. Damit belegt Baden-Württemberg Platz 12 von 16 Bundesländern (Abbildung 46). Der Unterschied zu den Haushaltstarifen betrug 1,26 ct/kWh (Abbildung 42) und zum Bundesdurchschnitt 1,71 ct/kWh. Im Vergleich zu 2015 lagen die Netzentgelte 2019 in Baden-Württemberg um 5,0 % höher.

Die Netznutzungsentgelte unterscheiden sich jedoch von Netzgebiet zu Netzgebiet (Abbildung 54). Die Spanne der ermittelten Netznutzungsentgelte für ausgewählte Netzbetreiber in Baden-Württemberg für

einen Gewerbebetrieb mit Niederspannungsanschluss und unter Verwendung eines Standardlastprofils reicht von 3,46 ct/kWh bis 6,92 ct/kWh. Im Vergleich zu den Haushalten (Abbildung 43) ergaben sich bei einigen Netzgebieten niedrigere Netzentgelte aufgrund des höheren Jahresverbrauchs. Der in Abbildung 53 dargestellte Durchschnittswert für Baden-Württemberg liegt mit 5,86 ct/kWh – bezogen auf die Auswertung der Netzentgelte einzelner Netzbetreiber in Baden-Württemberg – eher im oberen Bereich. Das niedrigste Netzentgelt der ausgewählten Verteilnetzbetreiber in Baden-Württemberg ist um 41,0 % günstiger, das höchste um 18,1 % teurer als das ermittelte durchschnittliche Entgelt in Baden-Württemberg. Im Vergleich zu 2018 gab es insgesamt bei vier von 15 Betreibern Netzentgeltsenkungen. Die höchste Anhebung betrug 1,2 ct/kWh.

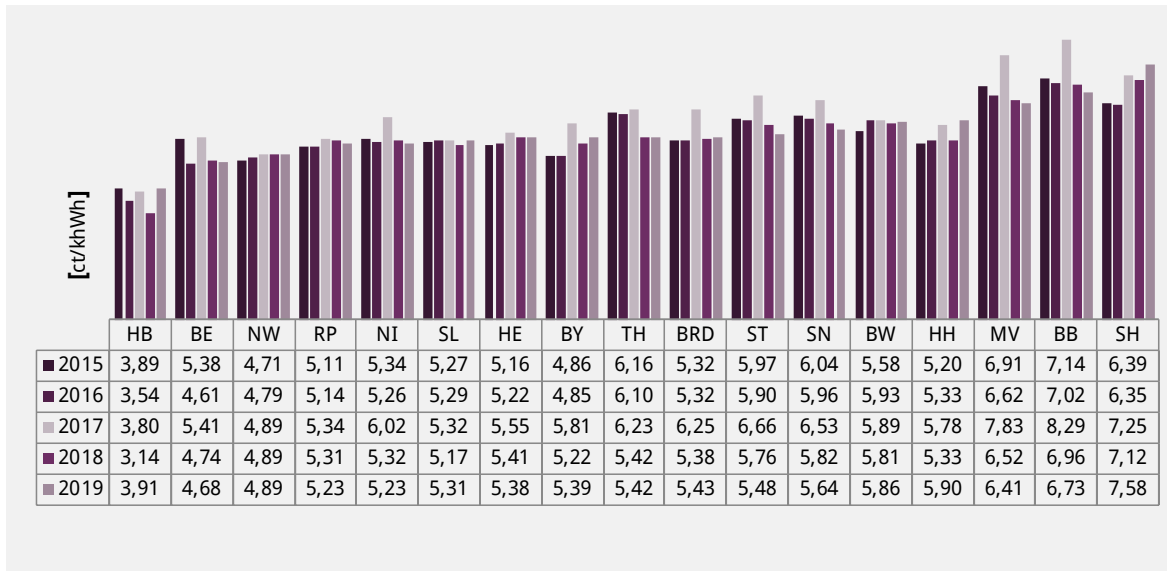


Abbildung 53 Netznutzungsentgelte für Gewerbe nach Bundesländern

Quelle: [Verivox 2020] Stand: 01.12.2019, [Verivox 2019] Stand: 01.12.2018, [Verivox 2018a] Stand: 01.12.2016 Preise für Gewerbekunden bei einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh pro Jahr Umstellung durch Verivox, [Verivox 2015] Stand: 1.12.2015, Preise für Gewerbekunden bei einem Jahresverbrauch von 90.000 kWh pro Jahr.

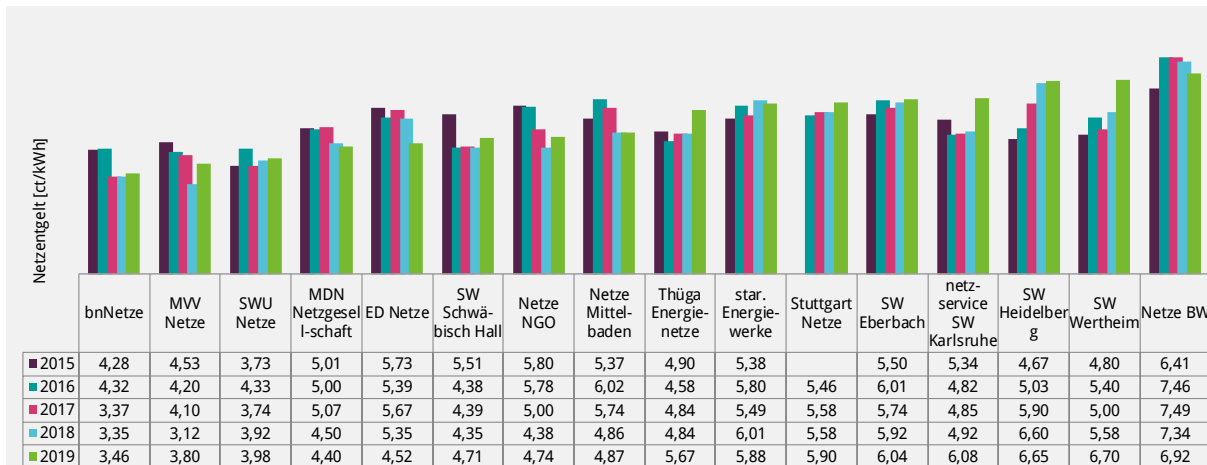


Abbildung 54 Übersicht der zu zahlenden Netzentgelte bei ausgewählten Netzbetreibern in Baden-Württemberg für das Gewerbe

Quelle: [bnNetze 2019], [ED Netze 2019], [MDN 2019], [MVV Netze 2019]] (seit 2017, vorher Netrion), [Netze BW 2019], [Netze MB 2019], [NGO 2019], [star. EW 2019], [STR Netze 2019], [SW KA 2019], [SW EB 2019], [SW HB 2019], [SW SH 2019], [SW WH 2019], [SWU 2019], [Thüga 2019]
 Dargestellt sind Nettonetzentgelte bei einem Verbrauch von 90.000 kWh im Jahr mit Anschluss an der Niederspannung. Die Preisblätter bilden den Stand vom 1.01.2019 ab. Für 2015, 2016, 2017 und 2018 [IE 2019]

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

Prinzipiell sind in der Niederspannung die höchsten Netzentgelte zu zahlen, sie erreichen eine Spanne von 4,4 bis 7,9 ct/kWh (2015: 3,5 bis 6,8 ct/kWh). In der Hochspannungsebene dagegen reicht die Spanne von 0,6 bis 2,1 ct/kWh (2015: 0,5 bis 1,3 ct/kWh; Abbildung 70). Mit Ausnahme von zwei Netzgebieten in der Niederspannungsebene lagen die Netzentgelte 2019 höher als 2015. Die Mehrzahl der Netzentgelte wurde 2019 auch im Vergleich zu 2018 erhöht. Die stärkste Steigerung betrug 31,7 % bzw. 1,9 ct/kWh, während die stärkste Senkung 11,1 % bzw. 0,7 ct/kWh betrug.

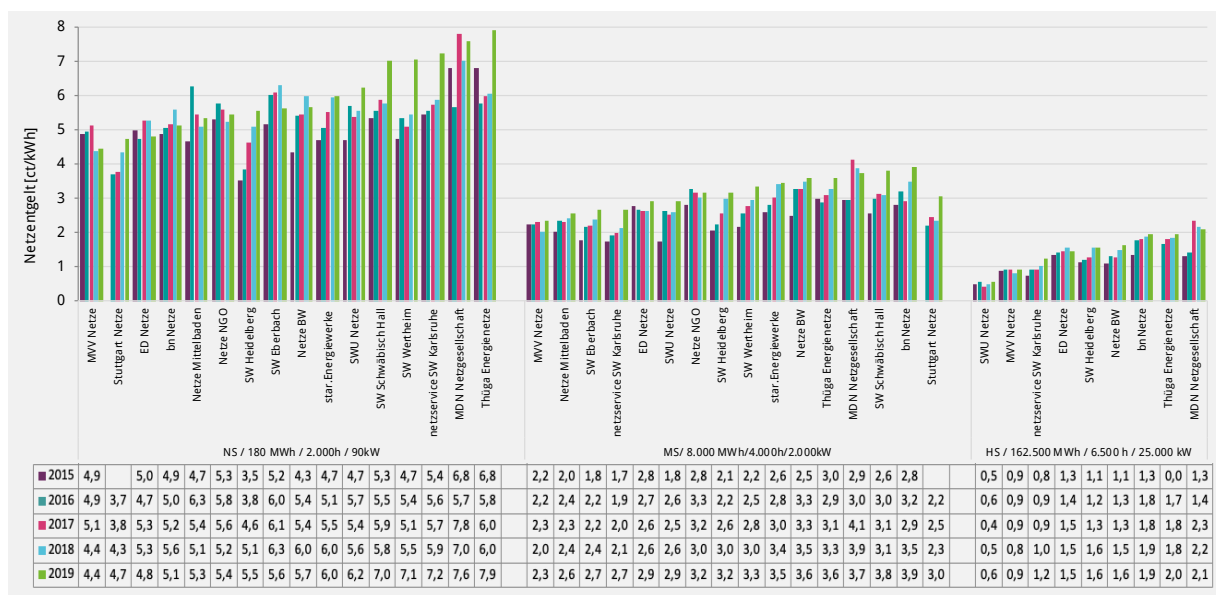


Abbildung 55 Übersicht der zu zahlenden Netzentgelte bei ausgewählten Netzbetreibern in Baden-Württemberg für die Industrie

Quelle: [bnNetze 2019], [ED Netze 2019], [MDN 2019], [MVV Netze 2019] (seit 2017, vorher Netrion), [Netze BW 2019], [Netze MB 2019], [INGO 2019], [star. EW 2019], [SW KA 2019], [SW EB 2019], [SW HB 2019], [SW SH 2019], [SW WH 2019], [SWU 2019], [Thüga 2019]
 Die Berechnungen erfolgten mit Hilfe der Angaben aus den Preisblättern der Stromnetzbetreiber (Stand 1.01.2019)

5 Wärmemarkt

Im nachfolgenden 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 aktuelle Studie des BDEW „Wie heizt Deutschland 2019“ zeigt mit welchem Heizsystem Haushalte in den Bundesländern Wärme erzeugen [BDEW 2019]. 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. Nach dieser Studie werden in Gebäuden Erdgas-Zentralheizungen am häufigsten betrieben.

Das zweithäufigste Heizsystem sind die Öl-Zentralheizungen (siehe Abbildung 56). Rechts in der Abbildung 56 sind die Häufigkeiten der Öl-Zentralheizungen nach Bundesländern abgebildet. In Baden-Württemberg sind Ölheizungen im bundesweiten Vergleich sehr oft vertreten. Gerade im ländlichen Raum spielt die Wärmeversorgung mit Heizöl immer noch eine sehr wichtige Rolle. Im Energiepreisbericht 2017 [IE 2018] betrug der Anteil der Ölheizungen noch 38,9 % [BDEW 2015]. Durch eine umgestellte Studiensystematik ist jedoch ein direkter Vergleich nur bedingt möglich.

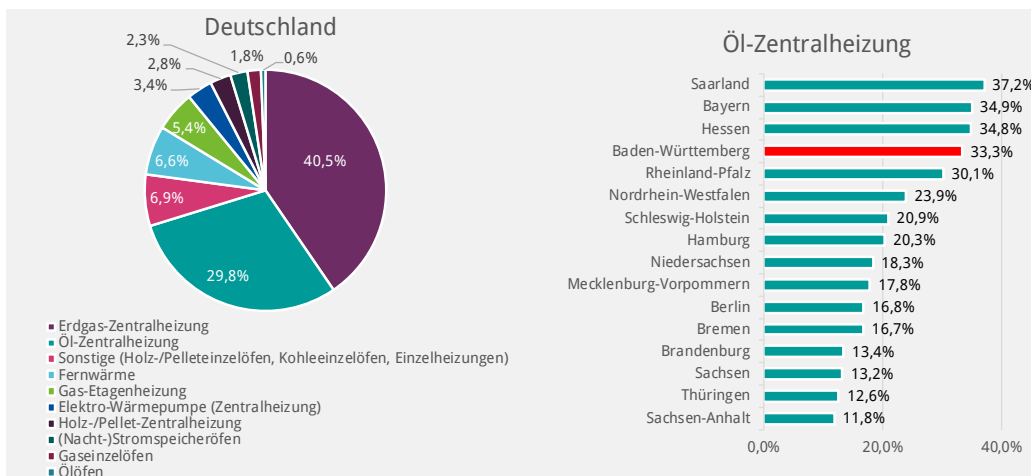


Abbildung 56 Heizungsarten in Deutschland links und Heizen in Wohnungen mit Öl-Zentralheizungen im Bundesländervergleich 2019

Quelle: [BDEW 2019] Darstellung: IE Leipzig

5.2 Preisentwicklung

5.2.1 Fernwärme in Deutschland

Die durchschnittlichen Preise der deutschen Fernwärmeanbieter werden vom Bundeswirtschaftsministerium in einer Statistik dokumentiert. Die monatlich erfassten nominalen Preise zeigen seit 2000 einen insgesamt ansteigenden Trend (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 deutlich absank. Seitdem ist die Fortführung des

übergeordneten leichten Preisanstiegs im fast 20-jährigen Betrachtungszeitraum bisher ungebrochen.

Im Jahr 2019 betrug der durchschnittliche Fernwärmepreis in Deutschland 8,8 ct/kWh und war gegenüber 2018 mit 8,4 ct/kWh somit ansteigend [BMWi 2019]. Im Gegensatz zum Grenzübergangspreis von Erdgas, der von 2018 zu 2019 deutlich nachgab, zeigt sich beim Fernwärmepreis die bereits angesprochene Zeitverzögerung des Preisverlaufes. Die reale Preisentwicklung ist in Abbildung 57 ebenfalls dargestellt.

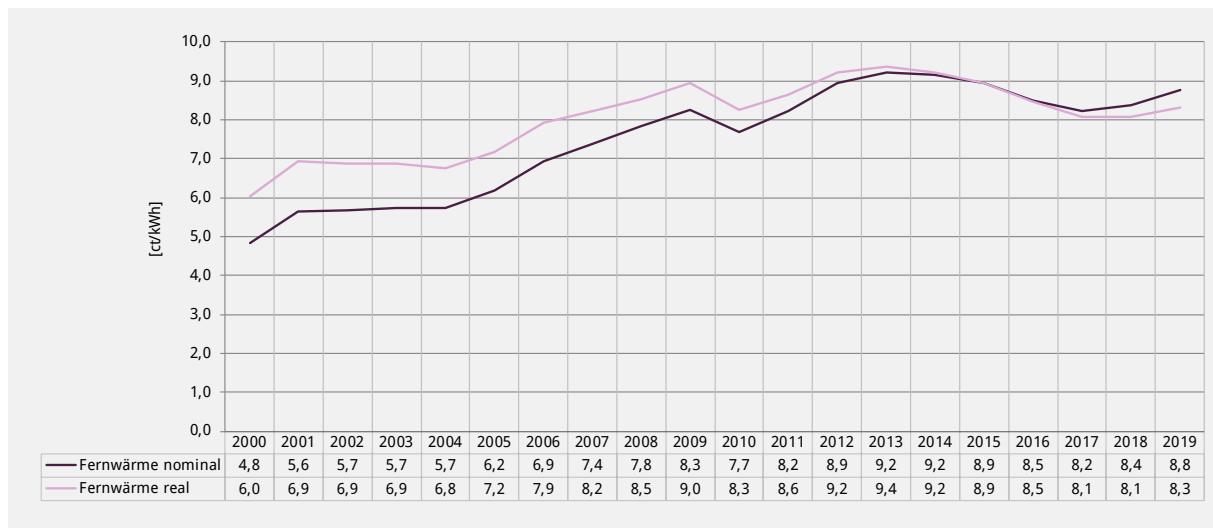


Abbildung 57 Nominale und reale Preise für die Lieferung von Fernwärme an Haushalte im Jahresmittel von 2000 bis 2019

Quelle: [BMWi 2020] 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 2013 bis 2019 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

Demnach bewegten sich die Fernwärmepreise 2019 im Bereich von 7,5 bis 10,6 ct/kWh, in den zwei Städten Mannheim und Karlsruhe lagen sie am niedrigsten, in Wertheim und Nürtingen am höchsten.

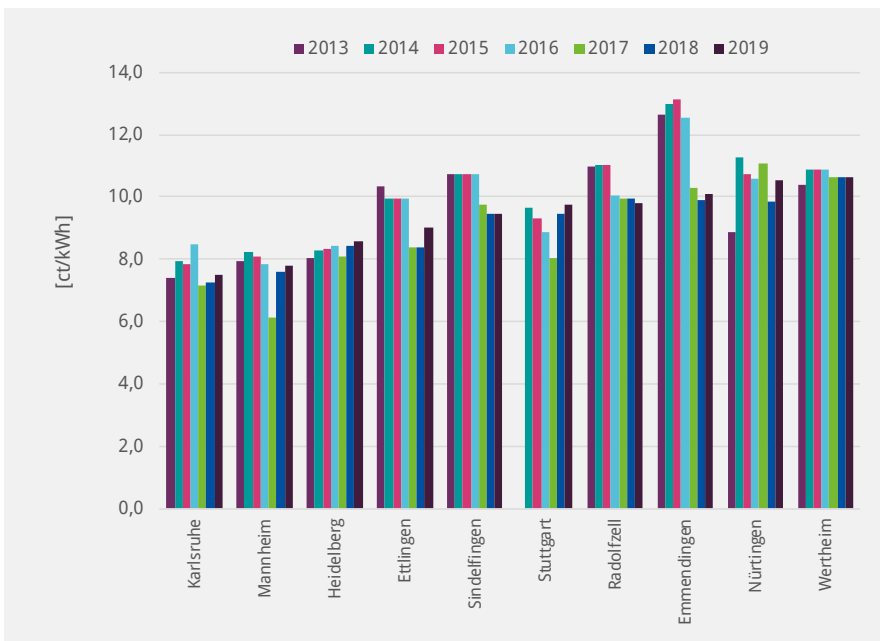


Abbildung 58 Preise für die Lieferung von Fernwärme an Endabnehmer in Baden-Württemberg

Quelle: [SW KR 2019], [SW HD 2019], [MVV 2019], [EnBW 2020], [SW ET 2019], [SW RZ 2019], [SW NU 2019], [SW SF 2019], [SW WH 2019a], [SW E 2019] Darstellung. IE Leipzig, Abnahmefall Anschlussleistung: 6 kW, Jahresverbrauchsmenge 15.000 kWh

5.2.3 Holzpellets

Im Zuge der vermehrten Nutzung von Bioenergieträgern hat sich in Deutschland im letzten Jahrzehnt ein Markt für Holzpellets entwickelt, für den der bayerische C.A.R.M.E.N e. V. seit dem Jahr 2005 kontinuierlich die Preisentwicklung in den Marktgebieten „Deutschland-Norden“, „Deutschland-Süden“ und „Österreich“ (Abbildung 59) recherchiert und veröffentlicht. Dabei zeigen sich ein Preisanstieg von 2012 bis Anfang 2014. Der Höchststand 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 den relativ warmen Winter 2013/14 und der Aufbau von

Überkapazitäten zu einer Preissenkung, welche durch einen ebenfalls milden Winter 2014/2015 weiter fortgesetzt wurde. Im Jahr 2016 wurde bei einer Liefermenge von 5 Tonnen ein durchschnittlicher Preis von 236 Euro/t erreicht. Bis 2019 zogen die Preise wieder etwas an. Der Durchschnittspreis 2019 betrug 257 Euro/t, was einer Preissteigerung von etwa 9 % entspricht [CARMEN 2020a].

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.

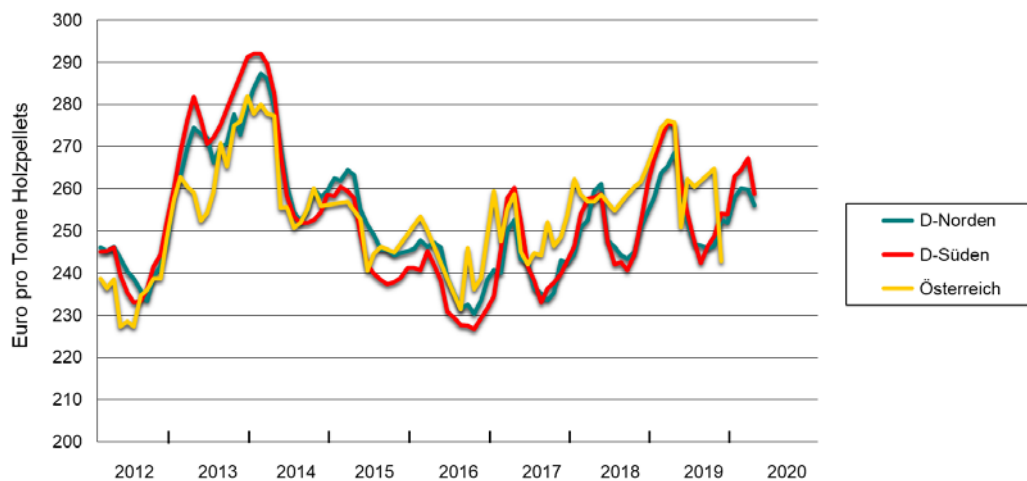


Abbildung 59 Monatliche Durchschnittspreise für Pellets im Norden und Süden Deutschlands und Österreich 2012 bis 2019

Quelle: [CARMEN 2020]

Eine Aufgliederung nach Bundesländern liegt ebenfalls vor, wobei Bundesländer mit zu geringem Marktvolumen (wie das Saarland oder Mecklenburg-Vorpommern) entweder nicht aufgeführt oder (im

Falle der Stadtstaaten) mit Nachbarländern zusammengefasst wurden. In Baden-Württemberg war demnach im Jahr 2019 mit 5,21 ct/kWh (2018: 5,15 ct/kWh) der niedrigste Pelletpreis im Bundesvergleich zu verzeich-

nen, welcher zudem gegenüber 2013 um ca. 11 % zurückgegangen und gegenüber 2018 um 1,2 % leicht angestiegen ist (Abbildung 60).

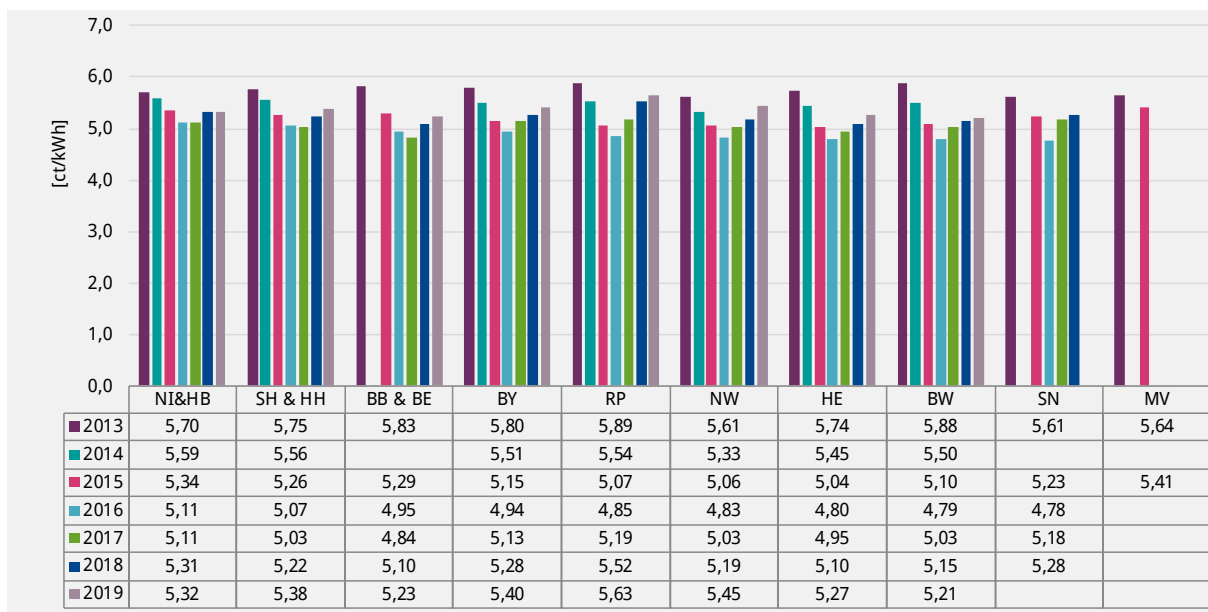


Abbildung 60 Jahresdurchschnittspreise für Pellets nach Bundesländern 2013-2019

Quelle: [CARMEN 2020a] 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 grundsätzlich sinnvoll, weil 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 erkennbar. 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 seitdem eine Preissteigerung aller betrachteten Indizes nachweisbar.

Eine Gegenüberstellung von nominalen und realen Jahresmittelwerten ist in Tabelle 4 in einer zehnjährigen Reihe aufgelistet.

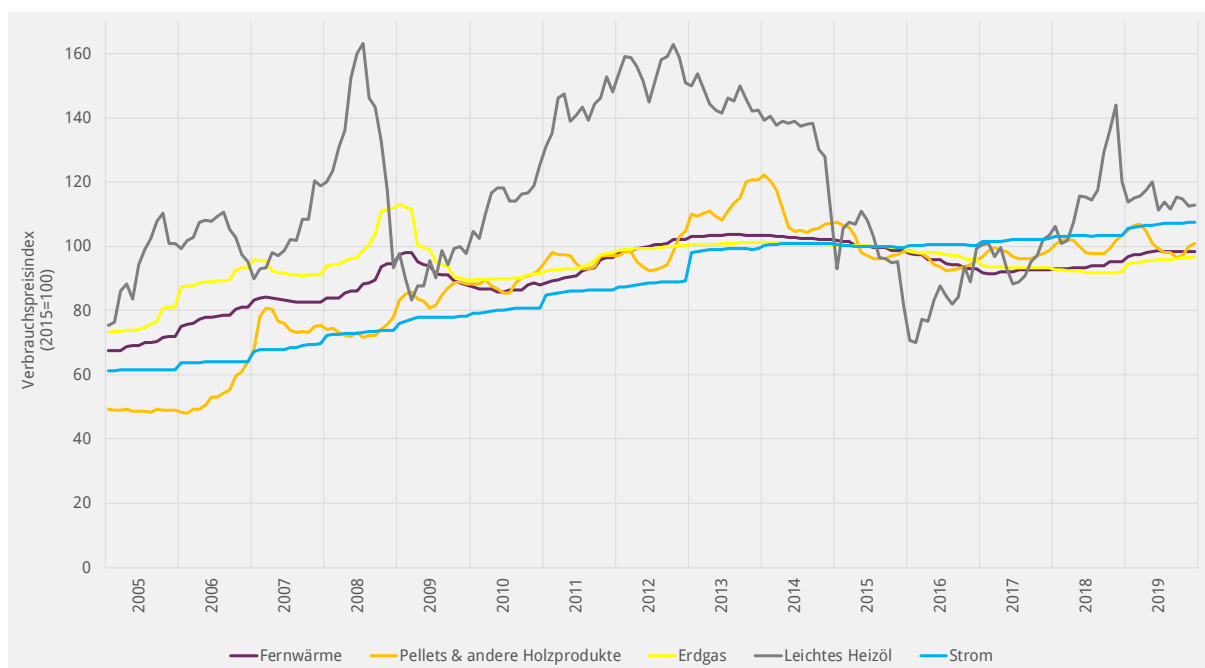


Abbildung 61 Entwicklung der monatlichen Preisindizes für Wärmeenergieträger in Deutschland 2005 bis 2019 (nominal)

Quelle: [Destatis 2020] für Pellets & andere Holzprodukte
[Destatis 2020a] für Fernwärme, Erdgas, Leichtes Heizöl, Strom Darstellung: IE Leipzig

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

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

Quelle: [Destatis 2020] für Pellets & andere Holzprodukte
[Destatis 2020a] für Fernwärme, Erdgas, Leichtes Heizöl, Strom Darstellung: IE Leipzig

Teil B – Energiekosten der Haushalte und Industrieunternehmen

6 Energiekosten

Im Kapitel Energiekosten wird nachfolgend 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

In diesem Kapitel werden die Kosten pro Jahr für Transport (Benzin und Diesel), Heizung (Einsatz von Fernwärme, Pellets, Heizöl, Erdgas bzw. Strom für Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen) und Strom (ohne Heizstrom) für einen durchschnittlichen Haushalt ausgewiesen. Ein Vergleich der Kosten erfolgt aufgrund von verfügbaren Datenquellen entweder für einen durchschnittlichen Haushalt in Deutschland oder für Baden-Württemberg. Bei den Wärmekosten gilt folgendes:

- durchschnittlicher Haushalt in Deutschland: Fernwärme und Heizöl

- durchschnittlicher Haushalt in Baden-Württemberg: Pellets, Erdgas, Wärmepumpe und Nachtspeicherheizung

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 2018 und 2019 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 2019 dargestellt. Bei der Berechnung wird davon ausgegangen, dass ein durchschnittlicher Haushalt 850 Liter an Diesel bzw. 935 Liter an Benzin im Jahr verbraucht [IE 2019].

Seit dem Tief der Preise des Jahres 2016 sind diese bis 2018 wieder gestiegen. Das Preisniveau von 2012 wurde dabei aber bisher nicht wieder erreicht.

Im Vergleich zu 2018 sind die durchschnittlichen Kosten für Benzin und Diesel 2019 gesunken. Für Benzin sind diese um 1,8 % auf jährlich 1.344 Euro leicht gesunken. Bei Diesel sind die Kosten 2019 um 1,6 % niedriger als 2018. Die Kosten betragen jährlich 1.100 Euro (Abbildung 62).

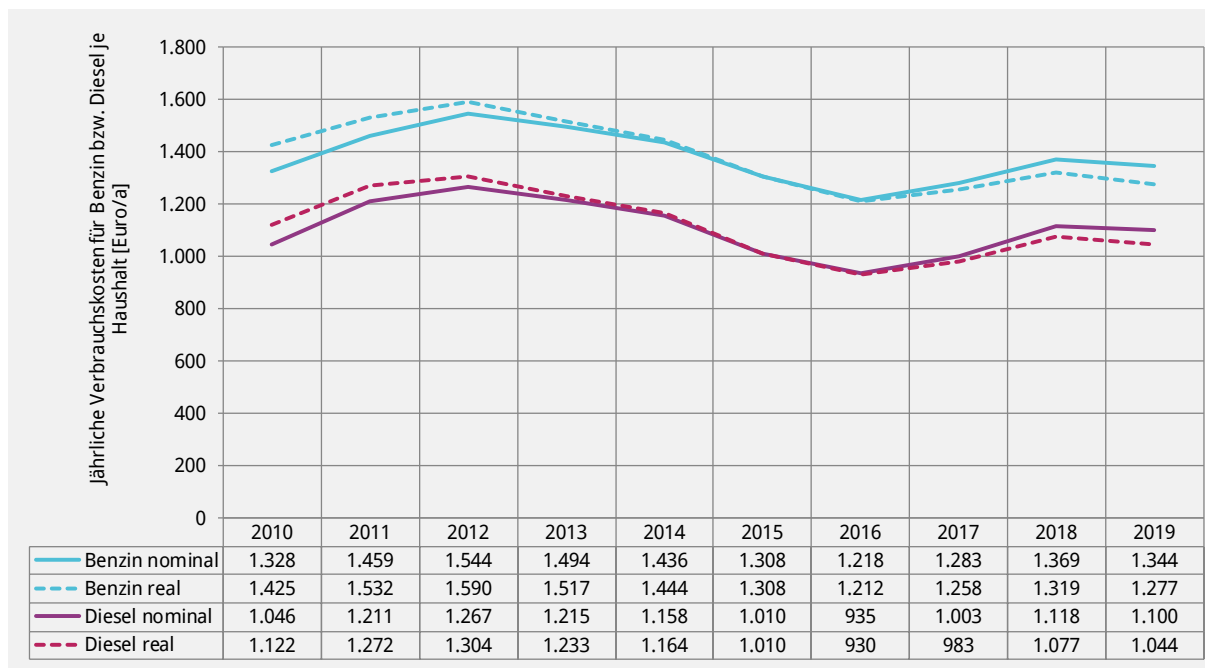


Abbildung 62 Jährliche Verbrauchskosten für Kraftstoffe je Haushalt in Deutschland (real und nominal)

Quelle: Durchschnittliche Verbrauchswerte an Diesel und Benzin [IE 2019], [BMWi 2020] 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 2010, wie sie in Abbildung 63 dargestellt ist. Die Zahlen umfassen nur die laufenden Verbrauchskosten, jedoch weder die Anlageninvestitionen und deren Abschreibungen noch Nebenkosten (Pumpen, Messtechnik etc.). Es erfolgt also keine Betrachtung der Vollkosten. Die zugrunde gelegten Preise der

Energieträger sind in Tabelle 8 im Anhang abgebildet.

Beim Einsatz von Pellets und Erdgas wurden Haushalte im größten Teil des Betrachtungszeitraums mit den niedrigsten laufenden Energiekosten belastet. Ab 2015 wurde dieses Verhältnis aufgrund der fallenden Erdölpreise zu Gunsten der Haushalte mit Heizölheizungen gebrochen. Heizöl blieb dann bis 2017 der Energieträger mit den niedrigsten Kosten. 2018 und 2019 hatten Haushalte mit Erdgas und Pellets die niedrigsten Kosten. 2019 waren Haushalte mit Pellets geringfügig bessergestellt. Heizöl

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

verbilligte sich wieder etwas, war aber im Vergleich zu Erdgas und Pellets teurer. Wärmepumpen und Fernwärme befanden sich 2018 und 2019 etwa auf gleich hohem Niveau, während sich der Einsatz von

Nachtspeicherheizungen aufgrund der hohen Stromtarife im Vergleich weiterhin als erheblich teurer darstellt. Die realen Jahreskosten sind im Anhang in Tabelle 10 zusammengetragen

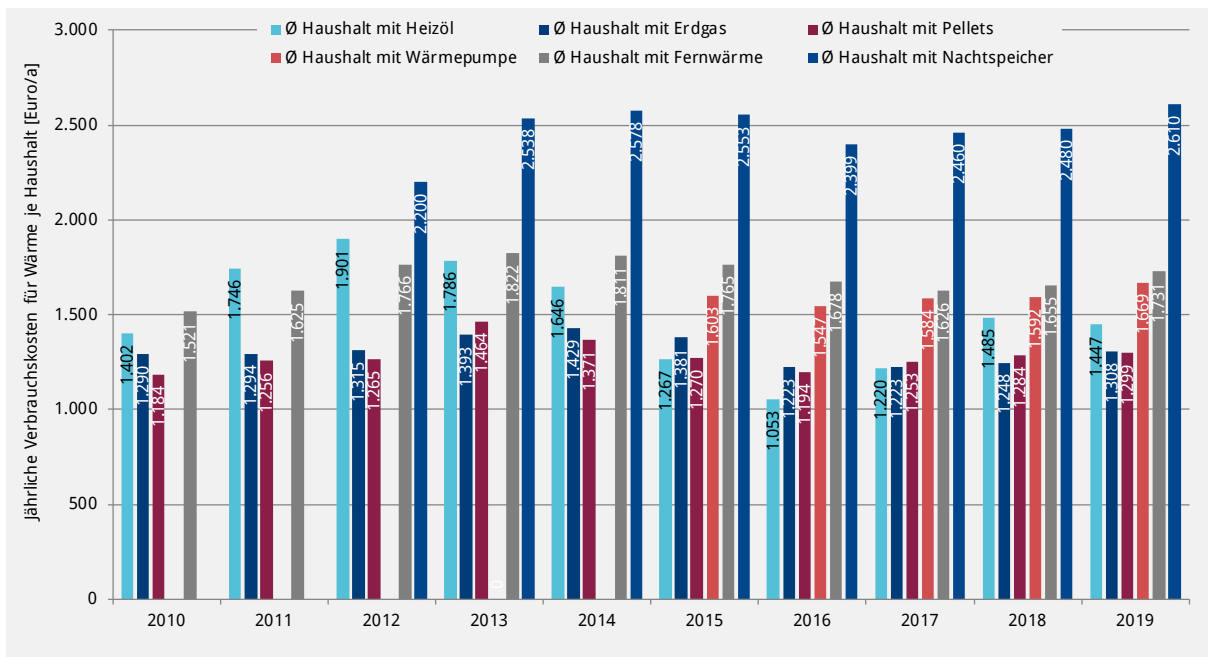


Abbildung 63 Jährliche nominale Verbrauchskosten zur Erzeugung von Wärme je Haushalt

Quelle: [BMWi 2020], [CARMEN 2020a], [Verivox 2020], [Verivox 2020b], [IE 2013] Darstellung und Berechnung: IE Leipzig, Für Haushalte in Baden-Württemberg gelten die Angaben zu Pellets, Erdgas, Nachtspeicher und Wärmepumpen; Für Haushalte in Deutschland gelten die Angaben für Fernwärme und Heizöl.

Stromkosten

Die jährlichen Verbrauchskosten für Stromanwendungen im Haushalt in Baden-Württemberg sind in Abbildung 64 dargestellt. Seit 2015 zeigt sich eine stetige Zunahme der jährlichen Stromkosten. Im Vergleich von 2018 zu 2019 sind die Energiekosten für Strom um 3,4 % angestiegen und erreichen eine

absolute Höhe von 1.137 Euro pro Jahr bei einem konstanten jährlichen Verbrauch von 3.500 kWh. Der Strompreis entspricht 32,5 ct/kWh beim günstigsten Tarif des Grundversorgers in Baden-Württemberg.

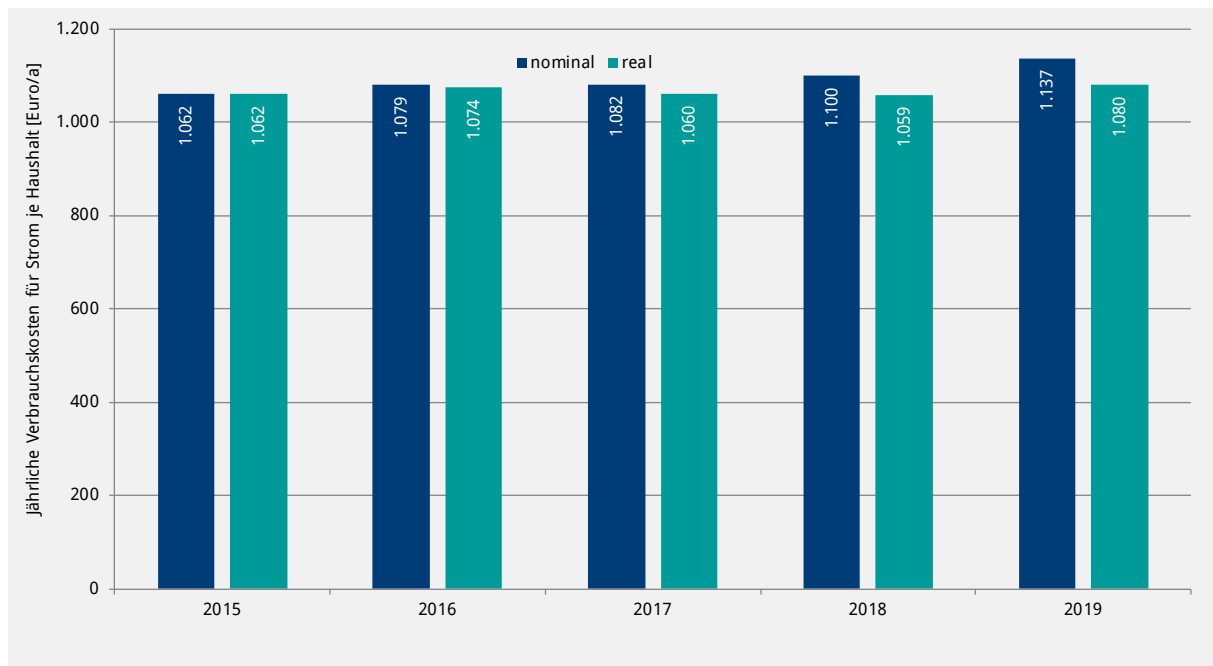


Abbildung 64 Jährliche Verbrauchskosten für Strom je Haushalt in Baden-Württemberg (real und nominal)

Quelle: [Verivox 2020] Stand: jeweils zum 1.12, 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 7,0 % bis 9,4 % (2019) an der Kaufkraft der privaten Haushalte (Abbildung 65). Bei der Wärmebereitstellung mit Holzpellets und Erdgas ist der Kostenanteil an der Kaufkraft 2018 und 2019 etwa gleich hoch. Für Haushalte mit Heizöl ist der Kostenanteil 2019 etwas zurückgegangen. Stromkosten stellen weiterhin den

geringsten Kostenanteil im Vergleich zu Wärme- und Kraftstoffkosten dar.

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 32,50 ct/kWh, dann beträgt der Anteil der Kosten für den Strombezug an der gesamten Kaufkraft des

Haushaltes 2,09 %. Im bundesweiten Vergleich hat Baden-Württemberg damit den geringsten Anteil, Bayern den zweitniedrigsten. Der deutsche Durchschnittswert liegt 2019 bei 2,36 %. Ein Kunde in

Berlin wird mit 3,02 % seiner Gesamtkaufkraft am höchsten belastet (Abbildung 66).

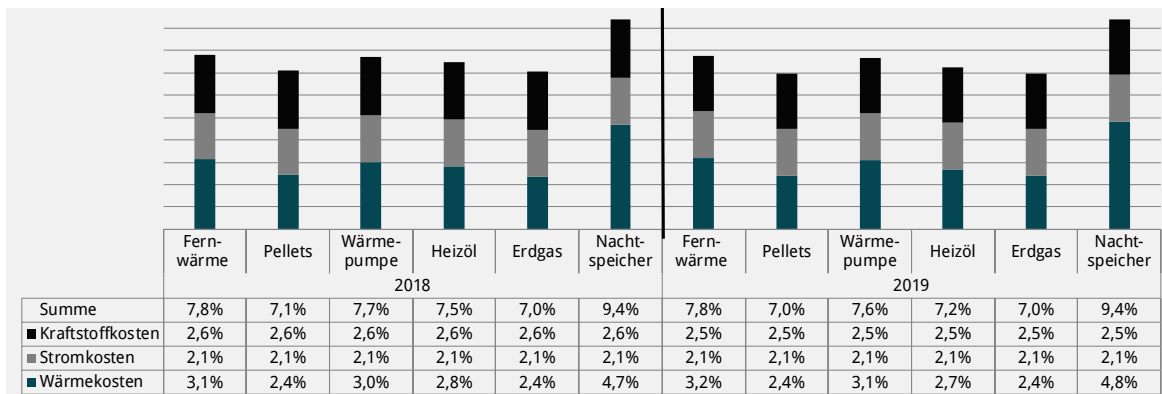


Abbildung 65 Anteil der Energiekosten an der Kaufkraft der Haushalte in Baden-Württemberg im Jahr 2018 und 2019

Quelle: Berechnung des IE Leipzig

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

Kaufkraft: 54.316 Euro für 2019; 52.866 Euro für 2018; Wärmebedarf: Fernwärme: 19.755 kWh; Pellets: 24.925 kWh; Heizöl: 20.954 kWh; Erdgas: 20.954 kWh.

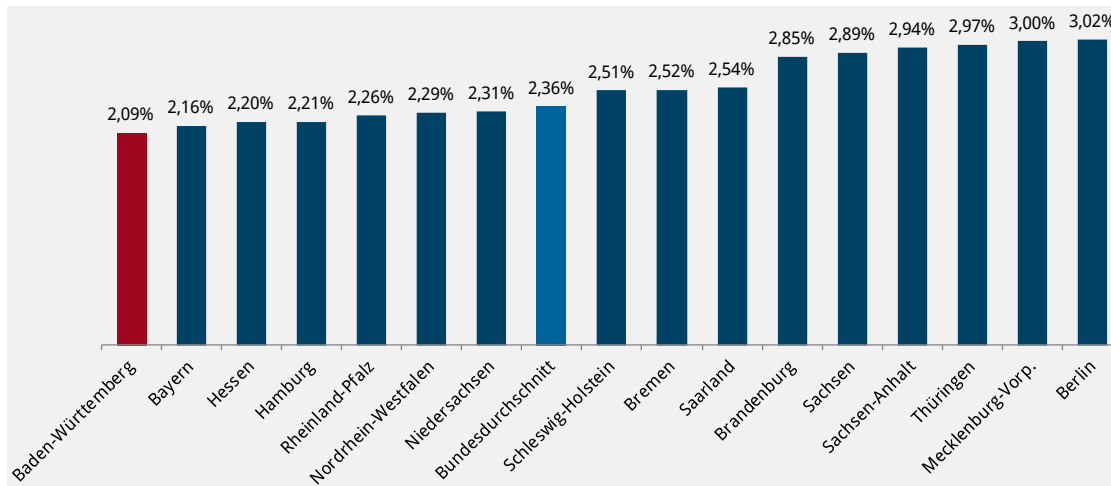


Abbildung 66 Anteil der Stromkosten an der Kaufkraft der Haushalte nach Bundesländern

Quelle: Stromkosten [Verivox 2020], Stand: 1.12.2019, Kaufkraft [MB-Research 2018]. 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

Minderungsstatbestände 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 2018 auf Basis des im Jahr 2018 gültigen Rechtsrahmens. Aufgrund fehlender Basisdaten kann eine Auswertung für das Jahr 2019 nicht erfolgen. Damit wird der Vorjahresbericht fortgeschrieben, in dem die entsprechende Auswertung für 2017 enthalten ist.

Datengrundlagen und Methodik – Stromkosten nach Branche für 2018

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

⁵ *Verarbeitendes Gewerbe und Bergbau*

⁶ *Basisinformation für die Ableitung der Entlastung von der §19 StromNEV-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, Lastabschaltungs-Umlage.*

sowie ausgewählter Verbrauchergruppen im Sektor GHD insbesondere Daten

- zum Umsatz⁶,
- zur Bruttowertschöpfung⁷ und
- 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

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

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

der staatlich induzierten Strompreiskomponenten analysiert werden.

Ausgehend von den zur Verfügung stehenden wirtschaftsstatistischen Informationen des Jahres 2018 für Baden-Württemberg sowie dem Stromverbrauch im Verarbeitenden Gewerbe 2018 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 energiestatistische 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 10 (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 2018 keine wirtschaftlichen Aktivitäten zu verzeichnen. Statistische Angaben für die Wirtschaftszweige Tabakverarbei-

tung (WZ 12) und Kokerei und Mineralölverarbeitung (WZ 19) sind infolge der Geheimhaltungspflichten¹⁰ nicht ausgewiesen.

Anhand der wirtschaftsstatistischen Grunddaten [StaBu 2019a] [StaBu 2019b] sowie dem Gesamtstromverbrauch [SLBW 2019] 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 wirtschaftsstatistisch 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

⁹ Gemäß der Definition des § 3 Nr. 14 EEG 2012 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

und gezahlter Bruttoeinkommen definiert (siehe Tabelle 10 und Tabelle 11 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 2018 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.

- 264 bis 18.295 MWh Stromverbrauch je Betrieb
- 30 bis 819 Beschäftigte je Betrieb
- 6 bis 376 Mio. Euro Umsatz je Betrieb
- 2,2 bis 83,7 Mio. Euro BWS je Betrieb
- 1,4 bis 58,2 Mio. Euro gezahltes Bruttoeinkommen je Betrieb

In Tabelle 10 (Anhang) sind die Grunddaten zu den Verbrauchergruppen und in Tabelle 11 (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 umlagebasierten 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 2018] 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 11, 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,
- Abschaltbare Lasten-Umlage 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% (2018) ermittelt.

Infolge fehlender statistischer Grunddaten zur Bewertung bzw. Einschätzung von Teilaspekten von Entlastungs- und Befreiungstatbeständen werden bestimmte Entlastungstatbestände ausgeschlossen (siehe Tabelle 12, 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 zu den aktuellen Entlastungs- bzw. Belastungssituationen der untersuchten Verbrauchergruppen. Im Einzelfall¹³ werden jedoch die staatlich induzierten Belastungen eines Verbrauchers von der Belastung des durchschnittlichen 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

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)

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.

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 2018 in Baden-Württemberg

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

Am gesamten produzierenden Gewerbe bzw. deren Wirtschaftsgrößen in Baden-Württemberg haben diese drei Branchen zusammen folgende Anteile im Jahr 2018:

- | | |
|--------------------------------------|--------|
| ▪ Anteil an den Beschäftigten: | 55,0 % |
| ▪ Anteil am Umsatz: | 59,5 % |
| ▪ Anteil an der Bruttowertschöpfung: | 55,4 % |
| ▪ Anteil am Stromverbrauch: | 41,1 % |

Gegenüber der Vorjahresanalyse für das Jahr 2017 hat die Bedeutung der drei Branchen in allen zuvor genannten Wirtschaftsgrößen im Jahr 2018 zugenommen. 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 prinzipiell in der Lage von Entlastungen zu profitieren (siehe Tabelle 5).
- Die bedeutendsten Branchen (WZ25, WZ28, WZ29) erfüllen die Voraussetzung der Letztverbrauchsgruppe B (LV Gruppe B), d.h. sie gehören im statistischen Sinne dem produzierenden Gewerbe an und können somit eine verminderte KWK-Umlage¹⁴, § 19 StromNEV-Umlage und Offshorehaftungs-Umlage entsprechend der LV Gruppe B in Anspruch nehmen (siehe Tabelle 5).
- Eine weitere Entlastung von der KWK-Umlage, § 19 StromNEV-Umlage und Offshorehaftungs-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 Gewerbes 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

¹⁴ Für die KWK-Umlage gilt für das Jahr 2017 und 2018 noch eine Übergangsregelung entsprechend der Kategorisierung in Letztverbrauchergruppen A, B und C. Zukünftig, ab 2019, erfolgt die Erstattung entsprechend

den Voraussetzungen zur Inanspruchnahme der besonderen Ausgleichsregelung.

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 und WZ 29 Unternehmen existieren, die die Anforderungen des EEG 2017 erfüllen. Bei den Unternehmen zur Herstellung von Metallerezeugnissen (WZ 25) konnten für das Begrenzungsjahr 2018 38 Unternehmen (2,3 % der Unternehmen der WZ 25) und bei den Unternehmen zur Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen (WZ 29) vier Unternehmen (1,4 % der Unternehmen der WZ 29) eine Begrenzung der regulären EEG-Umlage 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.

- 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 Nutzungszeit 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.
- Die notwendige Stromkostenintensität zur Entlastung von der EEG-Umlage erreichen die Unternehmen der bedeutendsten Branchen Baden-Württembergs – die Herstellung von Metallerezeugnissen (WZ 25), der Maschinenbau (WZ 28) und die Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen (WZ 29) – im Allgemeinen nicht. Diese Unternehmen können im Allgemeinen nur Entlastungen bei in der Höhe eher unwesentlichen Umlagen und der Stromsteuer in Anspruch nehmen.

WZ 08	25	28	29
Branche	Herstellung von Metallerezeugnissen	Maschinenbau	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen
Anzahl der Betriebe	1.651	1.547	285
Anzahl BesAR-Abnahmemstellen	38	0	4
Bedeutung der Branche in Baden-Württemberg:			
Anteil der Beschäftigten am ProdG	12,2%	25,1%	17,7%
Anteil am Umsatz des ProdG	7,7%	22,4%	29,4%
Anteil der BWS des ProdG	9,8%	24,3%	21,8%
Anteil am Stromverbrauch des ProdG	12,3%	12,3%	16,5%
Charakterisierung durchschnittliches Unternehmen der Branche in Baden-Württemberg:			
Ø Stromverbrauch je Betrieb [MWh/a]	2.029	2.162	15.794
Ø Stromkostenanteil am Umsatz	2,1%	0,7%	0,7%
Ø Stromkostenanteil an der BWS	5,6%	2,2%	3,0%
Ist eine Entlastung für das durchschnittliche Unternehmen der Branche in Baden-Württemberg möglich?			
KWK-Umlage	ja (Übergangsregelung für ehemals LV Gruppe B Unternehmen jedoch nur noch in 2018)	ja (Übergangsregelung für ehemals LV Gruppe B Unternehmen jedoch nur noch in 2018)	ja (Übergangsregelung für ehemals LV Gruppe B Unternehmen jedoch nur noch in 2018)
§ 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	ja (Entlastung nach LV Gruppe B, für LV Gruppe C Stromkostenanteil von mind. 4% am Umsatz erforderlich)	ja (Entlastung nach LV Gruppe B, für LV Gruppe C Stromkostenanteil von mind. 4% am Umsatz erforderlich)	ja (Entlastung nach LV Gruppe B, für LV Gruppe C Stromkostenanteil von mind. 4% am Umsatz erforderlich)
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 GWh/a erforderlich für Entgeltbefreiung nach § 19 (2) S.2 StromNEV und individuelles Netzentgelt nach § 19 (2) S.1 StromNEV)	nein (Mindestabnahme von 10 GWh/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 2018

Quelle: [SLBW 2019], [StaBu 2019a] [StaBu 2019b], [KWKG 2017] [StromNEV 2015] [EnWG 2016] [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 2018 aus den folgenden Komponenten zusammen:

- KWK-Umlage
- § 19 StromNEV-Umlage
- Offshore-Haftungsumlage
- 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-Haftungsumlage 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. Einzig die

durchschnittlichen Verbraucher der Verbrauchergruppen

- Metallherzeugung 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 2018, insbesondere von der EEG-Umlage und der Stromsteuer, profitieren.

Fazit zur Wirkung der staatlich induzierten Preisbestandteile im Jahr 2018:

- 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 unwesentliche Umlagen (wie § 19 StromNEV-Umlage und Offshore-Haftungsumlage) reduziert werden können.
- Signifikante Entlastungen können vom produzierenden Gewerbe vor allem durch die Erfüllung des Entlastungstatbestandes „Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung größer 17 %“ erreicht werden. Bei Erfüllung des Entlastungstatbestandes reduziert sich mit zunehmendem Stromverbrauch die effektiv zu zahlende EEG-Umlage.

¹⁵ Ohne die Berücksichtigung der Übergangs- und Härtefallbestimmungen zur BesAR gemäß § 103 (3) und (4) EEG 2017

- 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 Wettbewerbsverzerrungen¹⁶ 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 Wirtschafts-

zweige 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:

- Netzentgelte¹⁷ 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 -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

¹⁶ Bei einem Stromverbrauch von 10 GWh führt im Jahr 2018 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. 0,519 Mio. Euro/a).

¹⁷ Ohne Berücksichtigung einer Entgeltbefreiung für hohe Gleichmäßigkeit nach § 19 (2) S.2 StromNEV und individuelles Netzentgelt nach § 19 (2) S.1 StromNEV.

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.

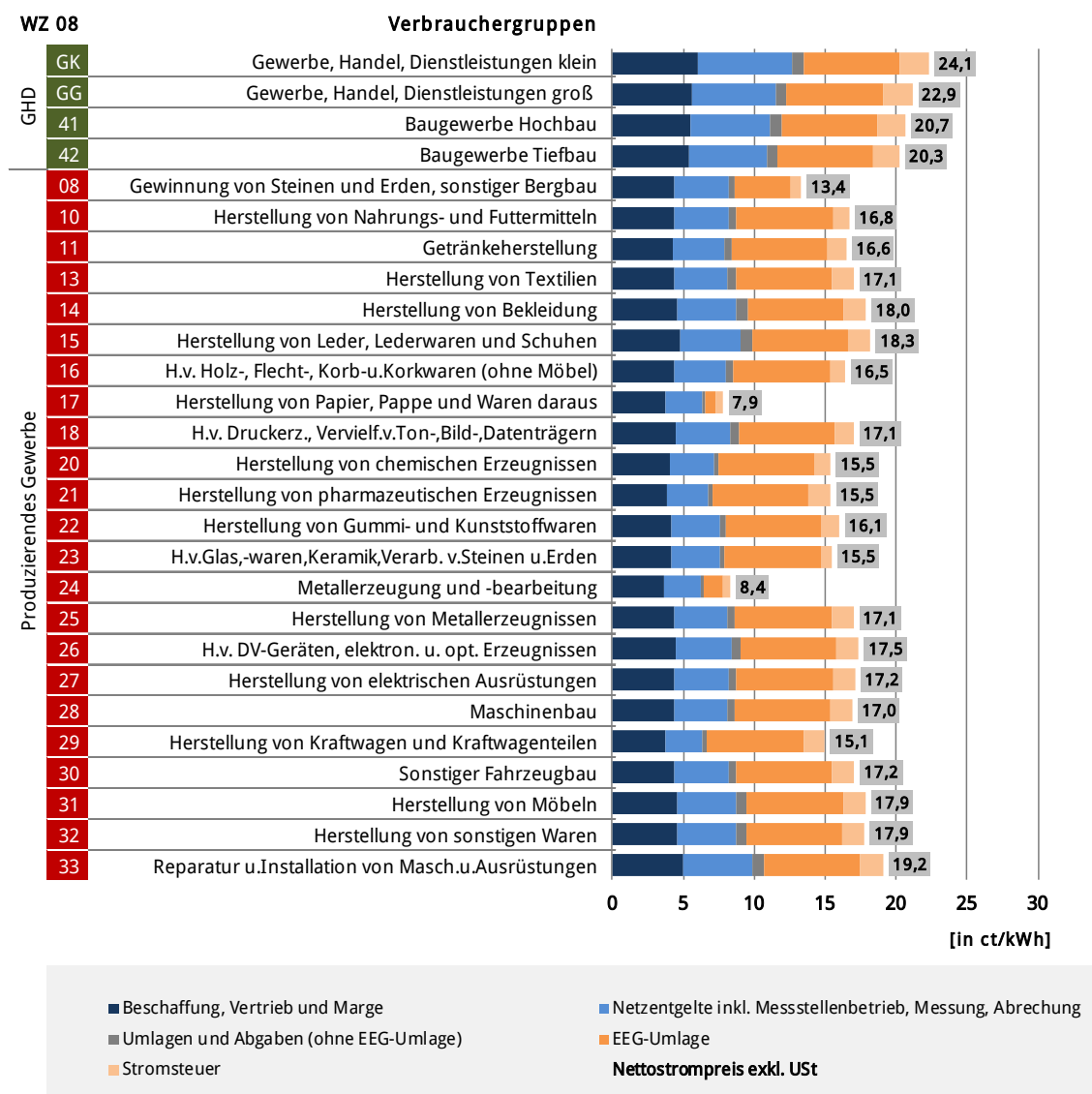


Abbildung 67 Nettostrompreis für durchschnittliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2018

Quelle: [KWKG 2017] [StromNEV 2015] [EnWG 2016] [EEG 2017] [StromStG 2015] [StromStV 2013] [AbLaV 2016] [SGB 2013] [KAV 2006] [SLBW 2019] [BNetzA 2019] [StaBu 2019a] [StaBu 2019b] [StaBu 2019c] [ÜNB 2018a] [ÜNB 2018b] [ÜNB 2018c] [ÜNB 2018d] [ÜNB 2018e] Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Das Fazit zu den Preisanteilen für Transport, Beschaffung und Vertrieb für durchschnittliche Verbraucher im Jahr 2018 lautet:

- Das Strompreisniveau für Base- und Peakloadprodukte 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).

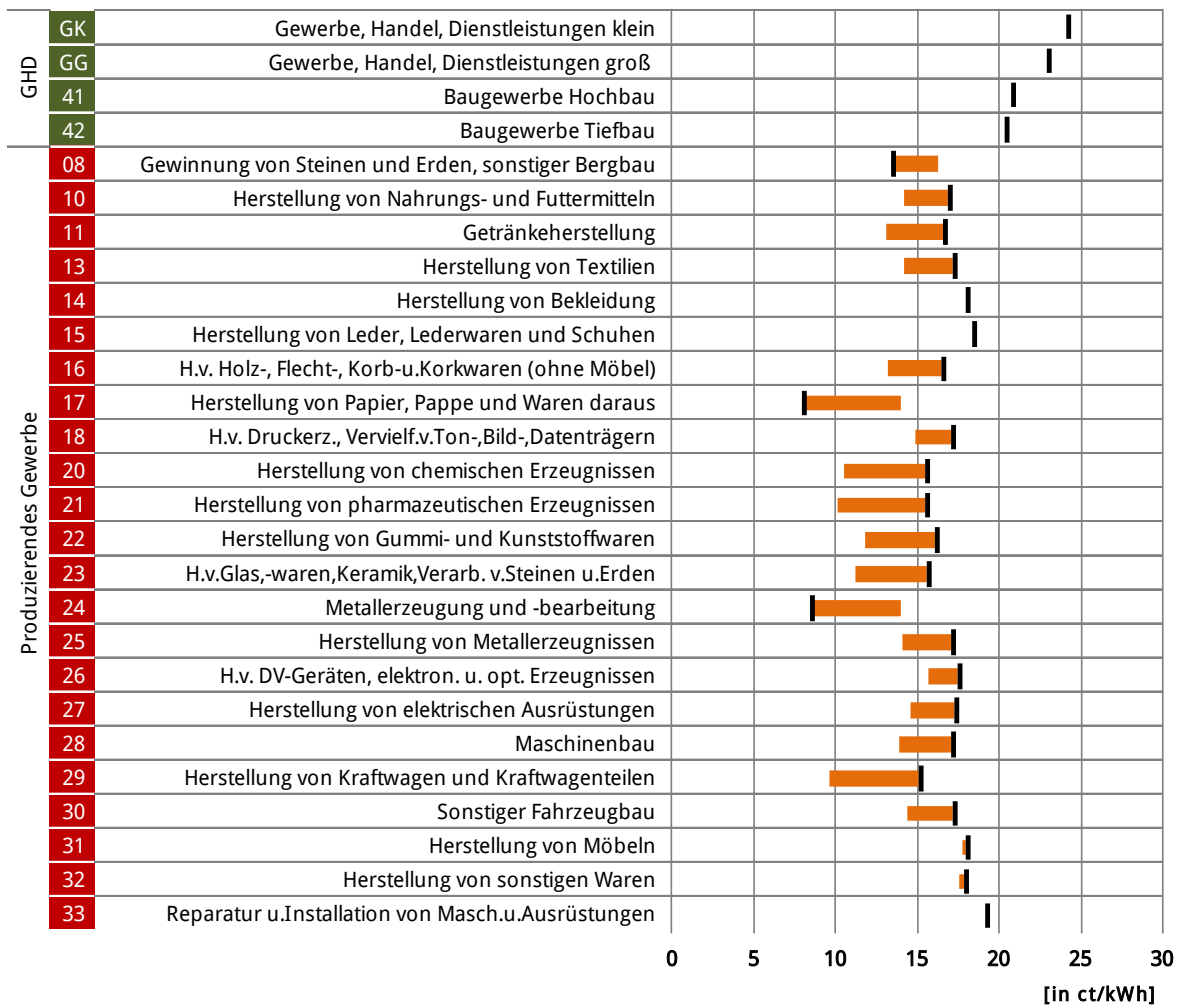
Aufgrund ihres hohen Stromverbrauchs profitieren diese zum einen von den niedrigen spezifischen Kosten für Transport und Beschaffung und zum anderen von den vielfältigen Entlastungsregelungen. Der staatlich induzierte Anteil am Strompreis im Jahr 2018 lag in den Branchen des produzierenden Gewerbes bei etwa 49,2 %. Im Vergleich zur Auswertung für 2017 ist der Anteil leicht zurückgegangen; gegenüber dem Jahr 2014 hat er jedoch um 4,7 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 %“ 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.

WZ 08 Verbrauchergruppen



- Spanne der Nettostrompreise durchschnittlicher Verbraucher in Abhängigkeit der Erfüllung von Entlastungsbedingungen
- Nettostrompreis durchschnittlicher Verbraucher in Baden-Württemberg (Basisfall der Analyse)

Abbildung 68 Spanne der Nettostrompreise innerhalb eines Wirtschaftszweiges in Baden-Württemberg in Abhängigkeit von der Erfüllung der Entlastungsbedingungen 2018

Quelle: [KWKG 2017] [StromNEV 2015] [EnWG 2016] [EEG 2017] [StromStG 2015] [StromStV 2013] [SGB 2013] [KAV 2006] [SLBW 2019] [BNetzA 2019] [StaBu 2019a] [StaBu 2018b] [StaBu 2019c] [ÜNB 2018a] [ÜNB 2018b] [ÜNB 2018c] [ÜNB 2018d] [ÜNB 2018e] 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 geringe 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 1 % sind beispielsweise in den Wirtschaftszweigen
- Baugewerbe Hochbau (WZ 41),
 - Maschinenbau (WZ 28),
 - Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen (WZ 29) und
 - Reparatur und Installation von Maschinen und Ausrüstungen (WZ 33)
- zu verzeichnen.

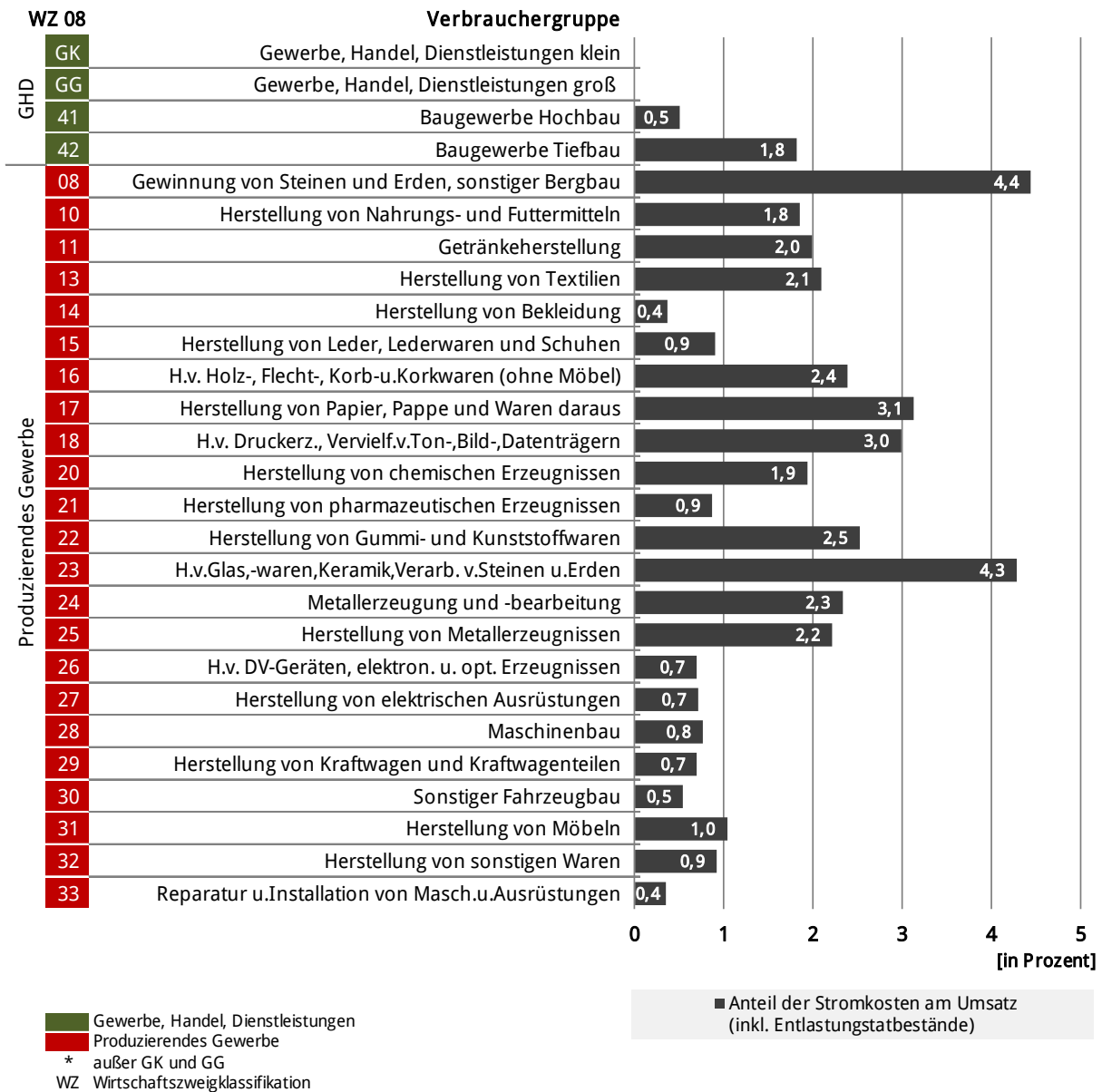


Abbildung 69 Effektiver Stromkostenanteil am Umsatz für durchschnittliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2018

Quelle: [KWKG 2017] [StromNEV 2015] [EnWG 2016] [EEG 2017] [StromStG 2015] [StromStV 2013] [SGB 2013] [KAV 2006] [SLBW 2019] [BNetzA 2019] [StaBu 2019a] [StaBu 2019b] [StaBu 2019c] [ÜNB 2018a] [ÜNB 2018b] [ÜNB 2018c] [ÜNB 2018d] [ÜNB 2018e] 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

- Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus (WZ 17),
- Herstellung von Glas, Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen u. Erden (WZ 23),
- Metallerzeugung und -bearbeitung (WZ 24),
- Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau (WZ 08) sowie
- Herstellung von Holz-, Flecht-, Korb- u. Korkwaren (ohne Möbel) (WZ 16)

deren Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung auch unter Berücksichtigung der Entlastungstatbestände 10 % übersteigt.

Insgesamt zeigt die Analyse der Stromkostenbelastung durchschnittlicher Verbraucher in unterschiedlichen Branchen also, dass der Stromkostenanteil an

der Bruttowertschöpfung in der Mehrzahl der Branchen mit unter 5 % relativ niedrig ist. Nur in den Branchen Papier, Herstellung von Glas, -waren, Keramik, Verarbeitung von Steinen u. Erden, Metallerzeugung und -bearbeitung sowie Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau liegt der Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung klar über 10%.

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.

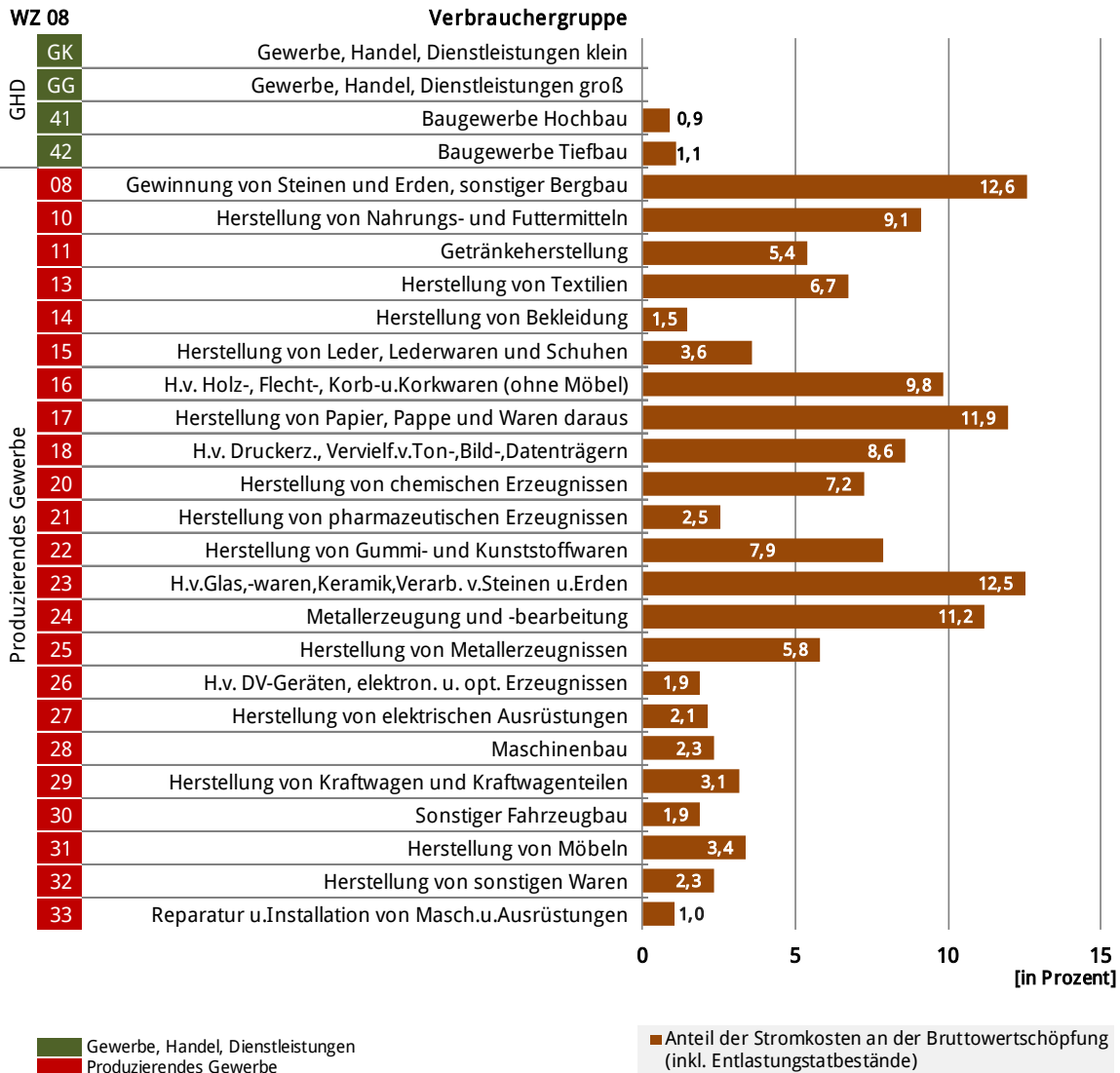


Abbildung 70 Effektiver Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung durchschnittlicher Verbraucher in Baden-Württemberg 2018

Quelle: [KWKG 2017] [StromNEV 2015] [EnWG 2016] [EEG 2017] [StromStG 2015] [StromStV 2013] [SGB 2013] [KAV 2006] [SLBW 2019] [BNetzA 2019] [StaBu 2019a] [StaBu 2019b] [StaBu 2019c] [ÜNB 2018a] [ÜNB 2018b] [ÜNB 2018c] [ÜNB 2018d] [ÜNB 2018e] 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 und 2018 [IE 2015] [IE 2017] [IE 2018] [IE 2019] sowie den zuvor dargestellten Ergebnissen im Abschnitt 6.2 auf Basis der nominalen Preise für die Jahre 2014, 2016, 2017 und 2018. 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 Minderungstatbestände für staatlich veranlasste Preisbestandteile und damit das effektive Strompreisniveau der durchschnittlichen Verbraucher der Branchen maßgeblich verändern kann.

Die historische Betrachtung 2014 bis 2018 orientiert sich für durchschnittliche Verbraucher in Baden-Württemberg an der folgenden Struktur:

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

Daran anschließend erfolgt die Darstellung der Entwicklung der Anzahl der begünstigten Abnahmestellen der besonderen Ausgleichsregelung.

Staatlich induzierte Strompreisbestandteile

Unter Berücksichtigung der in Tabelle 12 (Anhang) aufgeführten Entlastungstatbestände für Unternehmen des produzierenden Gewerbes erhöhten sich die staatlich induzierten Strompreisbestandteile im Zeitraum 2014 bis 2018 in einer Spanne von 0,33 bis 1,18 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 49,2 % im Jahr 2018, wobei der relative Anstieg in den Branchen, die nur unterdurchschnittlich von den Entlastungstatbeständen profitieren, deutlich höher war. Der staatlich induzierte Strompreisanteil erhöhte sich in den Branchen Metallherzeugung 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 Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau (WZ 08) zu verzeichnen.

Maßgeblich für den Anstieg der staatlichen Strompreisbestandteile in den Branchen des produzierenden Gewerbes im Zeitraum 2014 bis 2018 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 2018.

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 2018 über alle Branchen des produzierenden Gewerbes hinweg um einen Betrag von 0,15 bis 0,54 ct/kWh (siehe Abbildung 102, Anhang). Der Anteil der Netzentgelte bzw. der Transportkosten stieg im Mittel über alle Branchen von 21,1 % im Jahr 2014 auf 23,1 % im Jahr 2018.

Obwohl die EEX-Großhandelspreise für Phelix Base und Phelix Peak im Zeitraum 2014 bis 2018 anstiegen (Ø stundengewichteter Preis für Phelix Base: +1,218 ct/kWh, Ø stundengewichteter Preis Phelix Peak: +1,117 ct/kWh), sanken die Beschaffungskosten inkl. Kosten für Vertrieb und Marge in einer Spanne von 0,91 bis 1,22 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 27,7 % im Jahr 2018. 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 2017 und demzufolge der bezogenen Terminmarktprodukte im Jahr 2018.

Nettostrompreis unter Berücksichtigung der Entlastungstatbestände

In der Gesamtbetrachtung führten die gestiegenen Kosten für die staatlich induzierten Strompreisbestandteile mit den gestiegenen Kosten für Netzentgelte bei gleichzeitigem Rückgang der Kosten für die Beschaffung zu insgesamt tendenziell leicht sinkenden Nettostrompreisen. Im Zeitraum 2014 bis 2018 betrug die Veränderung über alle Branchen des produzierenden Gewerbes hinweg +0,18 bis -1,08 ct/kWh (siehe Abbildung 71). Der Rückgang der Nettostrompreise war insbesondere in den Branchen Metallerzeugung und -bearbeitung (WZ 24) und Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus (WZ 17) im Vergleich zu den anderen Branchen deutlich höher, da diese überdurchschnittlich von den zurückgehenden Beschaffungskosten in Verbindung mit den Entlastungstatbeständen im Zeitraum 2014 bis 2018 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 2018: 5,8 %). Dies gilt auch für die Betrachtung der historischen Entwicklung (Mittelwert | 2014: 6,2 %, 2016: 6,0 %, 2017: 5,8 %). Nur in den Branchen Papier, Herstellung von Glas, -waren, Keramik, Verarbeitung von Steinen u. Erden, Metallerzeugung 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	2018 ggü. 2017 in ct/kWh	2018 ggü. 2014 in ct/kWh
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	0,278	-0,011
09	Dienstleistungen f.d.Bergbau u.Gewinnung v.Steinen	-	-	-	-	-	-
10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	16,5	15,9	16,4	16,8	0,379	0,298
11	Getränkeherstellung	16,4	15,8	16,3	16,6	0,279	0,206
12	Tabakverarbeitung
13	Herstellung von Textilien	16,5	16,1	16,7	17,1	0,450	0,632
14	Herstellung von Bekleidung	17,8	17,2	17,8	18,0	0,214	0,160
15	Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen	18,6	17,5	18,0	18,3	0,313	-0,317
16	H.v. Holz-, Flecht-, Korb-u.Korkwaren (ohne Möbel)	16,4	15,6	16,1	16,5	0,409	0,047
17	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	8,2	7,6	7,4	7,9	0,502	-0,288
18	H.v. Druckerz., Vervielf.v.Ton-,Bild-,Datenträgern	16,7	16,2	16,7	17,1	0,393	0,365
19	Kokerei und Mineralölverarbeitung
20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	15,3	14,7	15,2	15,5	0,348	0,187
21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	15,5	14,8	15,1	15,5	0,334	-0,078
22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	15,8	15,1	15,6	16,1	0,437	0,278
23	H.v.Glas-,waren,Keramik,Verarb. v.Steinen u.Erden	15,4	14,7	15,0	15,5	0,569	0,143
24	Metallerzeugung und -bearbeitung	8,4	7,6	7,3	8,4	1,070	-0,014
25	Herstellung von Metallerzeugnissen	17,0	16,3	16,8	17,1	0,268	0,120
26	H.v. DV-Geräten, elektron. u. opt. Erzeugnissen	17,3	16,7	17,2	17,5	0,280	0,182
27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	17,1	16,4	16,9	17,2	0,302	0,119
28	Maschinenbau	16,9	16,2	16,7	17,0	0,315	0,109
29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	15,2	14,4	14,8	15,1	0,331	-0,109
30	Sonstiger Fahrzeugbau	17,1	16,5	17,0	17,2	0,198	0,042
31	Herstellung von Möbeln	17,6	17,0	17,6	17,9	0,279	0,299
32	Herstellung von sonstigen Waren	17,7	17,1	17,7	17,9	0,233	0,170
33	Reparatur u.Installation von Masch.u.Ausrüstungen	18,9	18,2	18,9	19,2	0,317	0,307

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

Quelle: [KWKG 2017] [StromNEV 2015] [EnWG 2016] [EEG 2017] [StromStG 2015] [StromStV 2013] [AbLaV 2016] [SGB 2013] [KAV 2006] [SLBW 2018] [BNetzA 2019] [StaBu 2019a] [StaBu 2019b] [StaBu 2019c] [ÜNB 2018a] [ÜNB 2018b] [ÜNB 2018c] [ÜNB 2018d] [ÜNB 2018e], [IE 2015], [IE 2017], [IE 2018], [IE 2019], Berechnung und Darstellung IE Leipzig

WZ 08	Verbrauchergruppen	Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung (inkl. Entlastungstatbestände) in Prozent				Veränderung	
		2014	2016	2017	2018	2018 ggü. 2017 in %-Punkten	2018 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	-0,14	-0,34
09	Dienstleistungen f.d.Bergbau u.Gewinnung v.Steinen	-	-	-	-	-	-
10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	9,6	9,0	8,8	9,1	0,32	-0,48
11	Getränkeherstellung	4,4	5,2	5,3	5,4	0,07	0,97
12	Tabakverarbeitung
13	Herstellung von Textilien	7,2	6,6	6,4	6,7	0,31	-0,49
14	Herstellung von Bekleidung	1,4	1,4	1,4	1,5	0,07	0,07
15	Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen	1,3	2,9	3,0	3,6	0,56	2,26
16	H.v. Holz-, Flecht-, Korb-u.Korkwaren (ohne Möbel)	10,6	10,8	10,1	9,8	-0,25	-0,75
17	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	15,5	12,6	12,0	11,9	-0,06	-3,56
18	H.v. Druckerz., Vielf.v.Ton-,Bild-,Datenträgern	7,6	8,0	8,4	8,6	0,19	0,99
19	Kokerei und Mineralölverarbeitung
20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	8,1	7,6	6,9	7,2	0,33	-0,87
21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	2,4	2,5	2,4	2,5	0,13	0,13
22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	8,5	8,3	7,9	7,9	-0,03	-0,63
23	H.v.Glas-,waren,Keramik,Verarb. v.Steinen u.Erden	13,5	13,3	12,6	12,5	-0,09	-0,99
24	Metallerzeugung und -bearbeitung	13,2	11,9	10,4	11,2	0,80	-2,00
25	Herstellung von Metallerzeugnissen	5,9	6,0	5,8	5,8	0,01	-0,09
26	H.v. DV-Geräten, elektron. u. opt. Erzeugnissen	2,3	2,0	1,9	1,9	-0,01	-0,41
27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	2,3	2,3	2,2	2,1	-0,06	-0,16
28	Maschinenbau	2,4	2,3	2,4	2,3	-0,07	-0,07
29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	3,5	3,3	3,1	3,1	0,04	-0,36
30	Sonstiger Fahrzeugbau	2,3	1,9	2,1	1,9	-0,21	-0,41
31	Herstellung von Möbeln	3,5	3,3	3,5	3,4	-0,15	-0,15
32	Herstellung von sonstigen Waren	2,5	2,4	2,3	2,3	0,01	-0,19
33	Reparatur u.Installation von Masch.u.Ausrüstungen	1,0	1,0	0,9	1,0	0,13	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 Wirtschaftszweigklassifikation

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

Quelle: [KWKG 2017] [StromNEV 2015] [EnWG 2016] [EEG 2017] [StromStG 2015] [StromStV 2013] [SGB 2013] [KAV 2006] [SLBW 2019] [BNetzA 2019] [StaBu 2019a] [StaBu 2019b] [StaBu 2019c] [ÜNB 2018a] [ÜNB 2018b] [ÜNB 2018c] [ÜNB 2018d] [ÜNB 2018e] [IE 2015], [IE 2017], [IE 2018], [IE 2019], 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 2019 sind in Deutschland 2.698 Abnahmestellen mit ca. 112,1 TWh (etwa 46 % 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 6,9 TWh an 273 Abnahmestellen hat Baden-Württemberg (etwa 25 % des Stromverbrauchs der Industrie und des Verkehrssektors) einen vergleichsweise geringen Anteil (ca. 6,1 % 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 ($\bar{\Delta}$ 25,2 GWh/a) sind als im Bundesdurchschnitt ($\bar{\Delta}$ 41,5 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 (nahezu 3 %). 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).

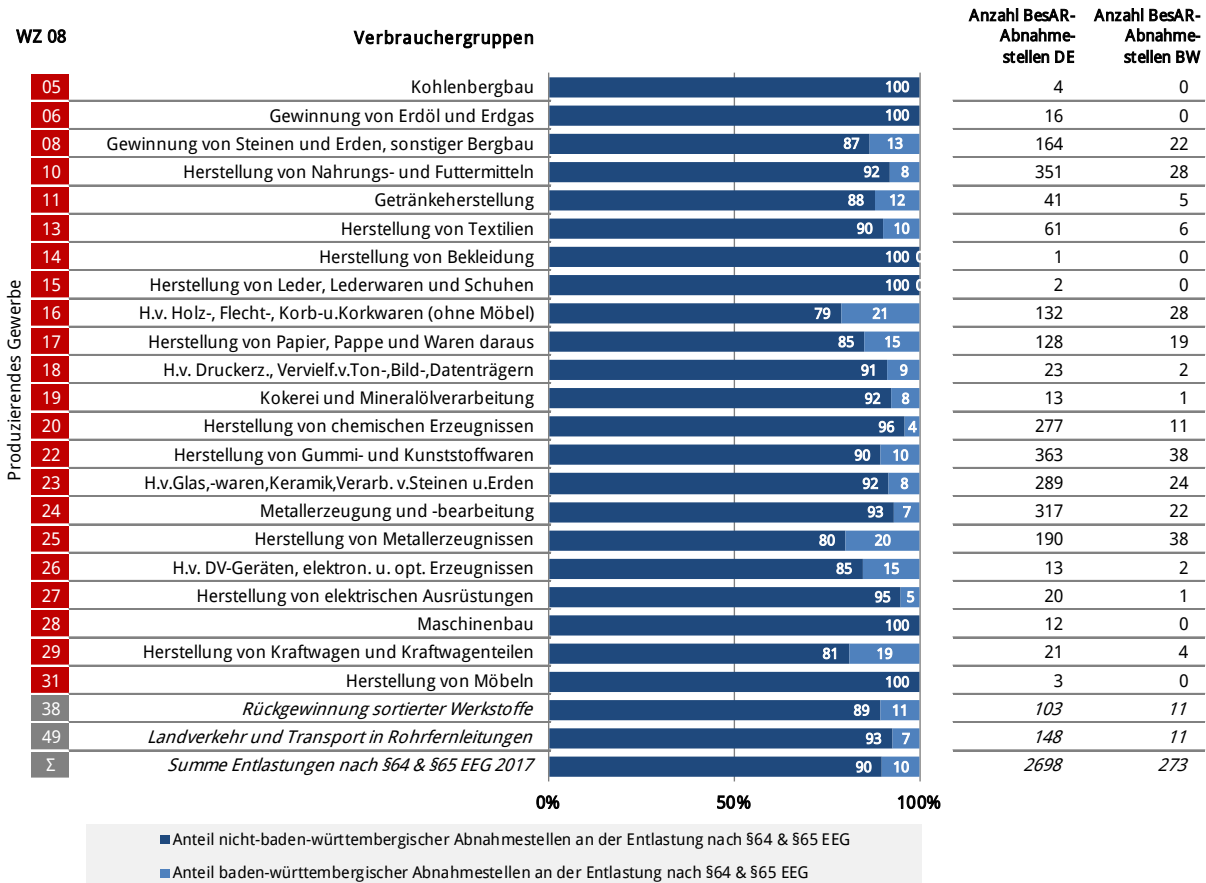


Abbildung 73 Begünstigte Abnahmestellen der besonderen Ausgleichsregelung nach § 64 und § 65 EEG in Baden-Württemberg und Deutschland im Jahr 2019

Quelle: [BAFA 2019], Auswertung und Darstellung IE Leipzig

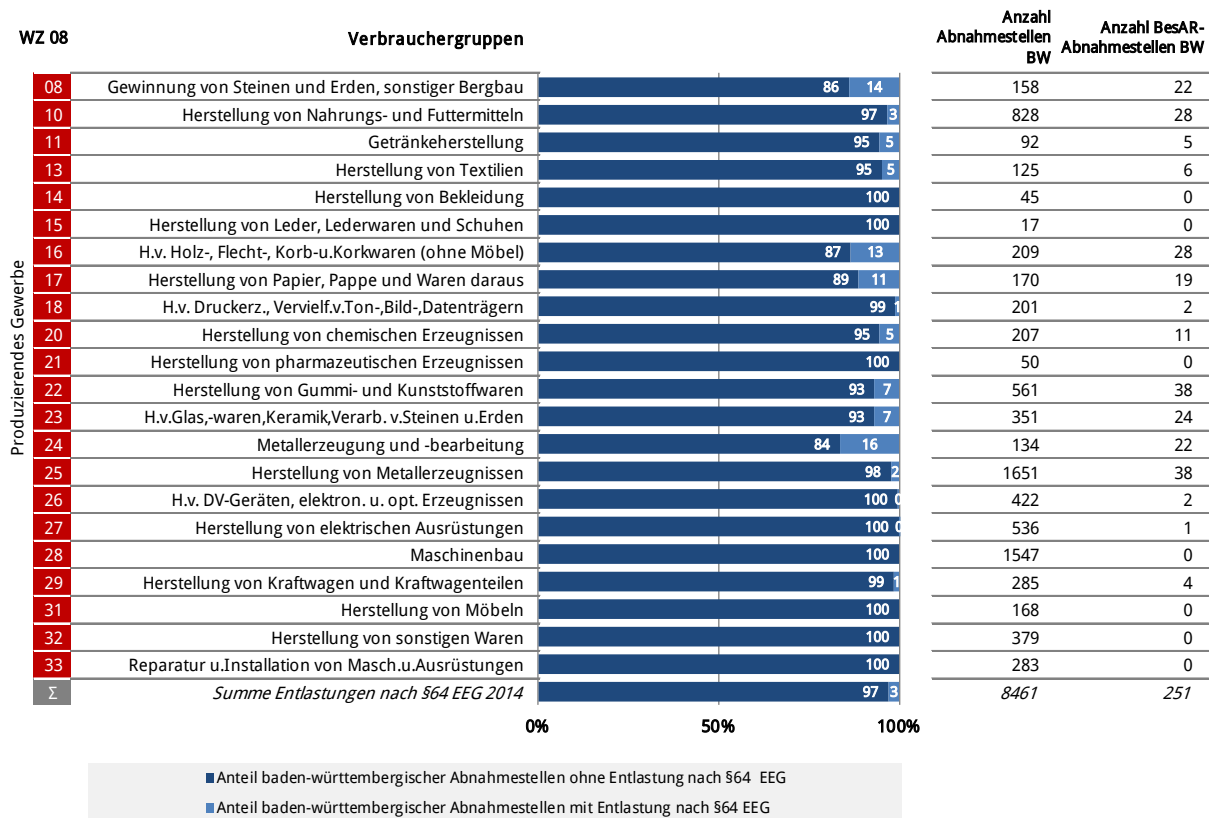


Abbildung 74 Anteil der begünstigten Abnahmestellen der besonderen Ausgleichsregelung nach § 64 EEG an allen Abnahmestellen in Baden-Württemberg 2019 (ohne Schienenbahnen)
Quelle: [StaBu 2019a], [BAFA 2019], Auswertung und Darstellung IE Leipzig

Teil C – Prognose der Preisentwicklung bis 2026

7 Öl

In diesem Kapitel werden die für die Zukunft prognostizierten Preisentwicklungen für Rohöl, Heizöl, Superbenzin und Diesel bis zum Jahr 2026 dargestellt und erläutert.

7.1 Rohöl und Heizöl

Um zukünftige Erdölpreise zu prognostizieren, wird auf die Daten der Chicagoer Mercantile Exchange zurückgegriffen [CME 2020]. 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 am 27. März 2020.

Diese Preistendenzen sind allerdings mit großen Unsicherheiten verbunden, da vor allem politische (Krisen-)Ereignisse in wichtigen Rohölförderregionen, die Fördermengenregulierungen der OPEC, Währungsschwankungen und Spekulanten an der Rohstoffbörse zu Preisausschlägen nach oben oder unten führen und nicht vorab prognostiziert werden können. Zum Zeitpunkt der Erstellung der Prognose sind die bis dahin absehbaren Auswirkungen der Krise durch die Coronavirus-Erkrankung (COVID-19) bereits von den Marktteilnehmern in den Futures eingepreist, sodass die erstellte Prognose die Auswirkung der weltweiten Krise bereits widerspiegelt. Zusätzlich zum Future-Preis (Monate April bis Dezember) für 2020 wurden historische Werte (Tagesschlusskurse) des Ölpreises (WTI) für den Zeitraum 2.01 bis 31.03.2020 zur Berechnung des Jahreswertes für 2020 verwendet [f.net 2020].

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 2019 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 um rund 1,6 % jährlich steigenden Kosten gerechnet. Diese Steigerung entspricht dem sich abzeichnenden Trend aus der Vergangenheit (1991 bis 2019), während die Mineralölsteuer mit 6,14 €/100 l für die zukünftigen Jahre als unverändert angenommen wird. In der Prognose für Heizöl ist die CO₂-Bepreisung ab 2021 bis 2026 berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass folgende CO₂-Preise gelten werden [RWI 2019]:

- 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

Wie in Abbildung 75 zu sehen ist, ergibt sich aufgrund der derzeitigen Börsenwerte bis 2026 ein wieder steigender Rohölpreis (nominal und real), nachdem zum ersten Halbjahr 2020 ein neues Zehnjahrestief erreicht wurde und die Preise aufgrund der Corona-Krise sehr stark gefallen sind.

Der Heizölpreis folgt dem Rohölpreis in leicht abgeschwächter Form: Der Rückgang der Rohölpreise von 2015 bis 2016 und der Wiederanstieg auf nahezu dasselbe Niveau wie 2015 im Jahr 2017 zeigt sich analog auch bei den Heizölpreisen. Ebenso ist der Preisverfall zum Anfang des Jahres 2020 auch beim Heizöl zusehen. 2019 verlor der nominale Einfuhrpreis 5,0 % (real 7,7 %) gegenüber 2018. Heizöl verbilligte sich

um 1,4 % nominal (real 4,5 %) gegenüber 2018 (Abbildung 75).

Die Einschätzung der Marktteilnehmer, die sich in den Future-Preisen für Rohöl widerspiegelt, führt im Jahr 2026 zu einem realen Preis von 21,6 Euro pro 100 l. 2019 notierten die realen Preise für Rohöl bei 35,7 Euro pro 100 l. Dies entspricht einer erwarteten Senkung von 39,5 %, bei Heizöl dagegen nur um 1,7 %. Die ab 2021 wirksame CO₂-Bepreisung führt beim Heizöl zu einem stärkeren Preisanstieg für die Endkunden, als beim Rohöl. Das nominale Heizöl-Preisniveau von 2019 könnte 2026 somit sogar um 10,3 % überschritten werden.

7.2 Kraftstoffe

Zur Prognose der Kraftstoffpreise wurden als Grundlage – wie beim Heizöl – die Rohölpreise verwendet. Als zweite Komponente der Kraftstoffpreise wurde die Entwicklung der Differenzkosten zwischen Rohölpreis und unverteuertem 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 Prognose der zweiten Komponente wurde für Superbenzin eine Steigerungsrate von 3,5 % und bei Dieselmotorkraftstoff von 2,5 % von 2019 bis 2026 jährlich angesetzt. Diese Steigerungsraten entsprechen dem langjährigen Trend. Als dritte Komponente wird in den Prognosen ab 2021 die CO₂-Bepreisung berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass folgende CO₂-Preise gelten werden [RWI 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

Damit ergeben sich die in Abbildung 75 dargestellten Prognosewerte der Bruttopreise. Die erwartete Preissenkung ab 2020 folgt den prognostizierten Rohölpreisen.

Verglichen mit dem Preisniveau von 2019 werden gemäß [CME 2020] [RWI 2019] die nominalen Benzinpreise im Jahr 2026 um 6,3 % höher (real 5,8 % niedriger) sowie die Dieselpreise um 8,5 % höher (real

4,1 % niedriger) liegen. Ähnlich wie beim Heizöl bewirkt die CO₂-Bepreisung eine stärkere Preissteigerung ab 2021 bei Diesel und Superbenzin als dies beim Rohöl der Fall ist. 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 und die geplante CO₂-Bepreisung von Diesel und Benzin auch direkt von den Lieferanten an die Endkunden weitergegeben werden.

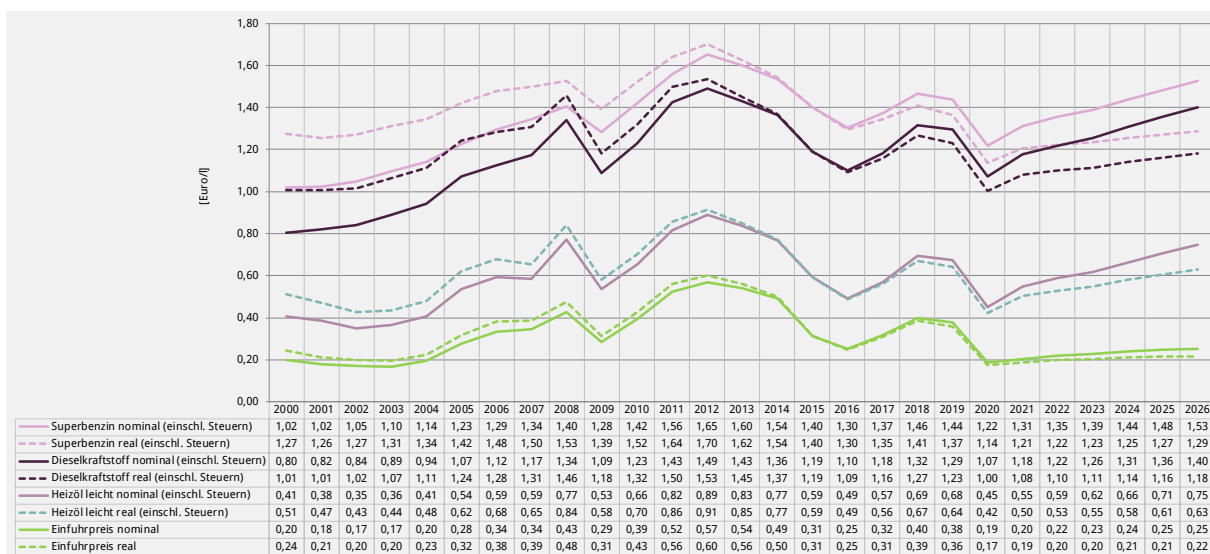


Abbildung 75 Prognose der Preise für Diesel, Superbenzin, Heizöl leicht für Haushalte sowie Einfuhrpreise für Rohöl nominal und real bis 2026 in Deutschland

Quelle: [BMWi 2020], [CME 2020], [f.net 2020], [RWI 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 Prognose zur zukünftigen Preisentwicklung von Erdgas für Haushalte und Industrie bis 2026.

8.1 Preiskomponenten

Die Prognose des Erdgaspreises für Haushalte und Industrie wird anhand der Entwicklung der einzelnen Preiskomponenten abgeschätzt. Die Entwicklung des Erdgas-Großhandelspreises bis 2024 orientiert sich dabei an den Futures bzw. Terminkontrakten für das NCG-Marktgebiet. Auf der Plattform PEGAS können die Gas-Futures für die nächsten vier Jahre gehandelt werden. Für das Jahr 2020 wurden die Abrechnungspreise der NCG-Gas-Quarter-Futures für das zweite bis vierte Quartal 2020 herangezogen, die im Zeitraum vom 12.02.2020 bis zum 27.03.2020 gehandelt wurden. Es wird davon ausgegangen, dass die Marktteilnehmer die bis dahin bekannten Entwicklungen im Zusammenhang mit der Corona-Krise bereits einpreisten. Durch den verwendeten Zeitraum lassen sich die Auswirkungen der Krise auf die Prognose projizieren.

Für die Jahre 2021 bis 2024 wurde ein Mittelwert der Preise für Terminkontrakte gebildet, der den Handelsergebnissen vom 12.02. bis 27.03.2020 entspricht. Für die Jahre 2025 und 2026 liegen keine Future-Preise vor. Da sich der Erdgaspreis in den letzten Jahren immer stärker vom Erdölpreis entkoppelt hat, wird nicht die Entwicklung der Rohöl-Futures zugrunde gelegt, sondern die Entwicklung der Erdgas Future-Preise der Jahre 2023 bis 2024. Es wird davon ausgegangen, dass die gleiche prozentuale Entwicklung von 2023 bis 2024 auch für 2025 und 2026 gilt. In Abbildung 76 ist die Entwicklung der Großhandelspreise für das NCG-Marktgebiet dargestellt. Es zeigt sich, dass nach dieser Berechnung der Großhandelspreis für Erdgas von 1,60 ct/kWh im Jahr 2019 auf 1,73 ct/kWh im Jahr 2026 ansteigt. Es wird erwartet, dass der Großhandelspreis von 2019 bis 2020 um 27,5 % aufgrund der Corona-Krise fällt. Danach setzt eine Erholung des Großhandelspreises ein.

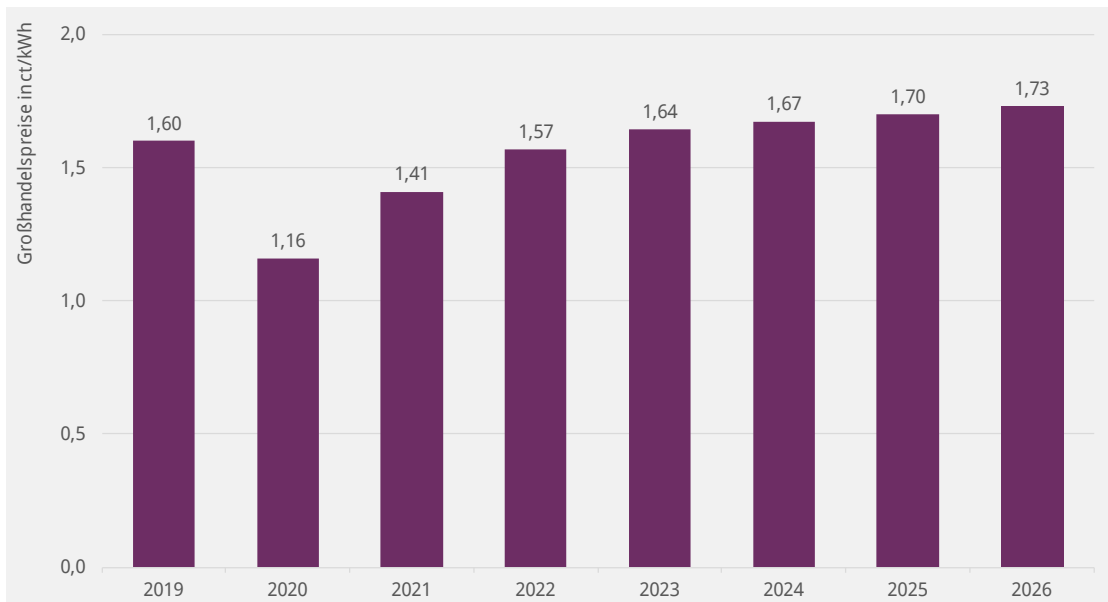


Abbildung 76 Entwicklung des Grenzübergangspreises für Erdgas im NCG-Marktgebiet von 2019 bis 2026

Quelle: Eigene Berechnung basierend auf [BAFA 2020], [PEGAS 2020], Darstellung IE Leipzig

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:

- **Netznutzungsentgelte:** Diese betragen 2019 für Baden-Württemberg 1,63 ct/kWh [Verivox 2020]. Für die weitere Zukunft wird mit einer Steigerung in Höhe der Inflationsrate von 1,7 % (siehe Kapitel 1.1) gerechnet.
- **Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb:** Im Monitoringbericht der Bundesnetzagentur [BNetzA 2020] werden für Haushaltskunden im Durchschnitt 0,09 ct/kWh angegeben. Die Fortschreibung bis 2026 erfolgt unter Berücksichtigung der angenommenen Inflationsrate von 1,7 %.
- **Konzessionsabgabe:** Für Haushalte beträgt die Konzessionsabgabe 0,08 ct/kWh [BNetzA 2020]. 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 Prognose 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 2020] für 2019 für Baden-Württemberg und den übrigen Preisbestandteilen. Für 2019 ergeben sich somit 1,3 ct/kWh. Für die

weitere Entwicklung wird davon ausgegangen, dass diese Preiskomponente mit der angenommenen Inflationsrate von 1,7 % jährlich ansteigt.

■ CO₂-Bepreisung [RWI 2019]:

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

■ Mehrwertsteuer: Die Mehrwertsteuer liegt gleichbleibend bei 19 % und wird auf den Gesamtpreis für Haushalte erhoben.

Insgesamt wird mit einem Anstieg des nominalen Gaspreises für Haushaltskunden in Baden-Württemberg von 6,24 ct/kWh im Jahr 2019 auf

8,39 ct/kWh im Jahr 2026 gerechnet (Abbildung 77). Wesentlichen Einfluss auf die Preisentwicklung haben die ab 2021 eingeführten CO₂-Preise, wieder steigende Großhandelspreise und Preissteigerungen bei den Netzentgelten sowie bei der Komponente „Marge und Vertrieb“. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die hier dargestellte Entwicklung der Großhandelspreise die Markterwartung im Februar und März 2020 ausdrückt. Da die Futures innerhalb eines Handelsjahres zum Teil starken Preisschwankungen unterliegen, können die dargestellten Preistendenzen von der tatsächlichen Entwicklung abweichen.

Bei Berücksichtigung der erwarteten Inflationsrate von 1,7 % ergibt sich real im Vergleich zu 2019 ein steigender Erdgas-Haushaltspreis bis 2026, wie er in Abbildung 78 dargestellt ist.

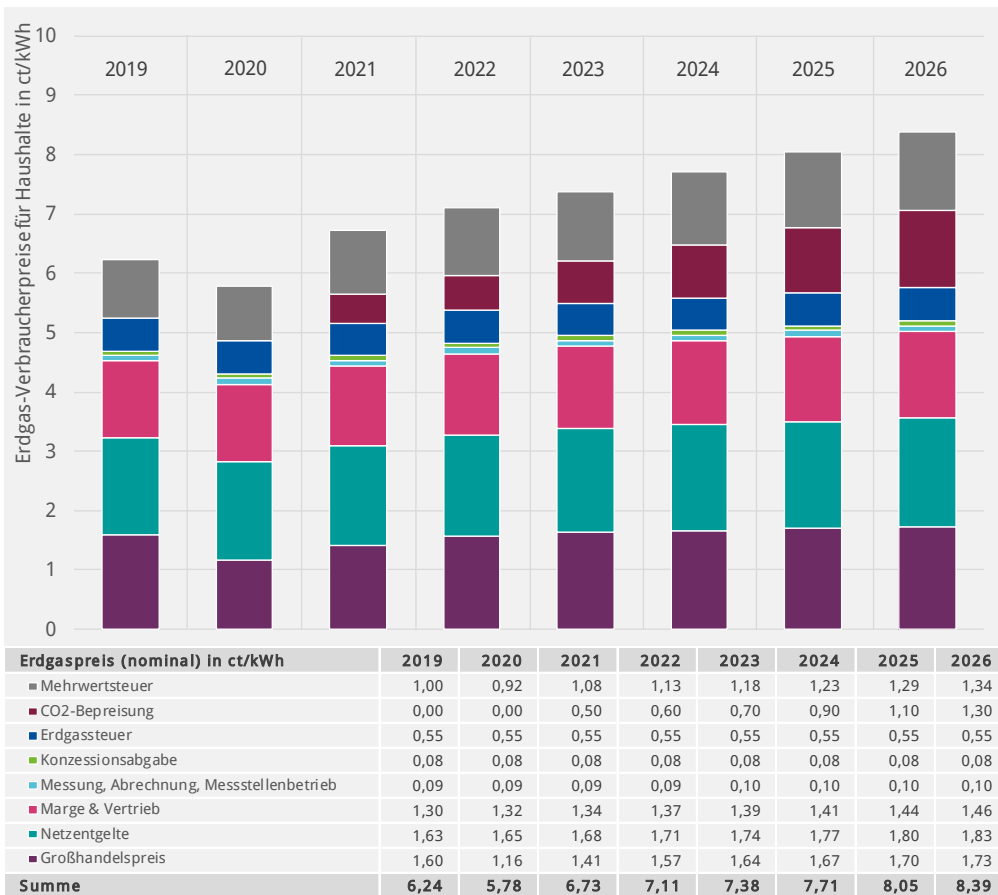


Abbildung 77 Entwicklung der nominalen Erdgas-Verbraucherpreise für Haushalte in Baden-Württemberg bis 2026

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf [BAFA 2020], [PEGAS 2020], [Verivox 2020], [RWI 2019] Darstellung IE Leipzig

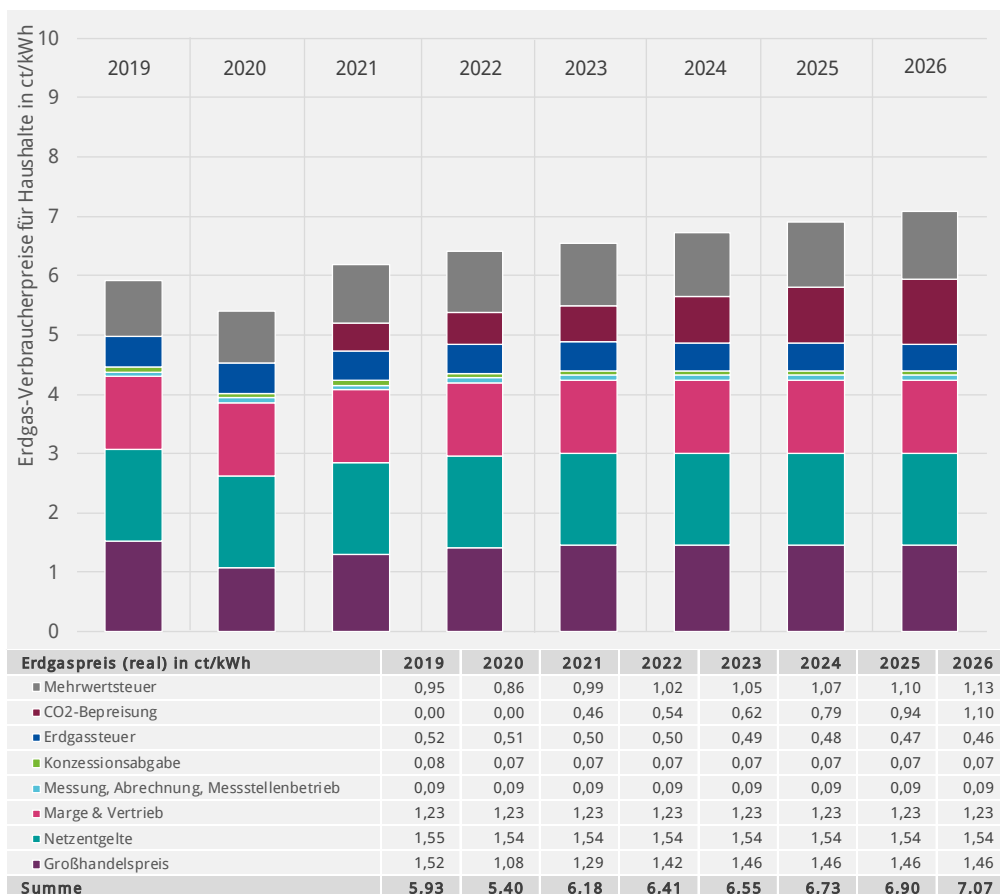


Abbildung 78 Entwicklung der realen Erdgas-Verbraucherpreise für Haushalte in Baden-Württemberg bis 2026
 Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf [BAFA 2020], [PEGAS 2020], [Verivox 2020], [RWI 2019], Preisbasis 2015, Darstellung IE Leipzig

8.3 Industrie

Industriekunden zahlen Großhandelspreise und Erdgassteuer in gleicher Höhe wie die privaten Haushalte. Die übrigen Preisbestandteile für Erdgas werden dem Monitoringbericht der Bundesnetzagentur [BNetzA 2020] 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 0,31 ct/kWh für Industriekunden im Jahr 2019 [BNetzA 2020] wird eine Preissteigerung der Netzentgelte in Höhe der Inflationsrate von 1,7 % jährlich angenommen.
- Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb: Auf diese Position entfielen für Industriekunden

zum Stichtag 1. April 2019 im Durchschnitt 0,003 ct/kWh [BNetzA 2020]. Eine Fortschreibung erfolgt in Höhe der angenommenen Inflationsrate von 1,7 % jährlich.

- **Konzessionsabgabe:** Die Konzessionsabgabe beträgt gemäß [BNetzA 2020] 0,00 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:** Analog zu den Haushaltskunden kann die Position Marge und Vertrieb für 2019 als Restgröße der Preisbestandteile (Abbildung 16) der Industriestrompreise ermittelt werden. Für die Folgejahre wird angenommen, dass diese mit der Inflationsrate von 1,7 % jährlich ansteigt.
- **CO₂-Bepreisung [RWI 2019]:**
 - 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

Im Ergebnis wird erwartet, dass der nominale Erdgaspreis für Industriekunden von 2,86 ct/kWh im Jahr 2019 zunächst auf 2,43 ct/kWh im Jahr 2020 sinkt und dann bis 2026 schrittweise wieder auf 4,38 ct/kWh ansteigt (Abbildung 79). Der Preisanstieg ab 2021 ist im Wesentlichen auf die Preisaufschläge durch die CO₂-Bepreisung, die erwarteten Großhandelspreise und steigende Netzentgelte zurückzuführen. Unternehmen, welche bereits nach dem EU-Emissionshandelssystem (EU ETS) CO₂-Zertifikate gekauft haben, müssen nicht noch zusätzliche Zertifikate nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) kaufen, da sonst eine Doppel-Bepreisung vorliegen würde (§ 11 BEHG).

Bei einer inflationsbereinigten Darstellung (Abbildung 80) steigen die Preise von 2019 bis 2026 um real 38,5 %.

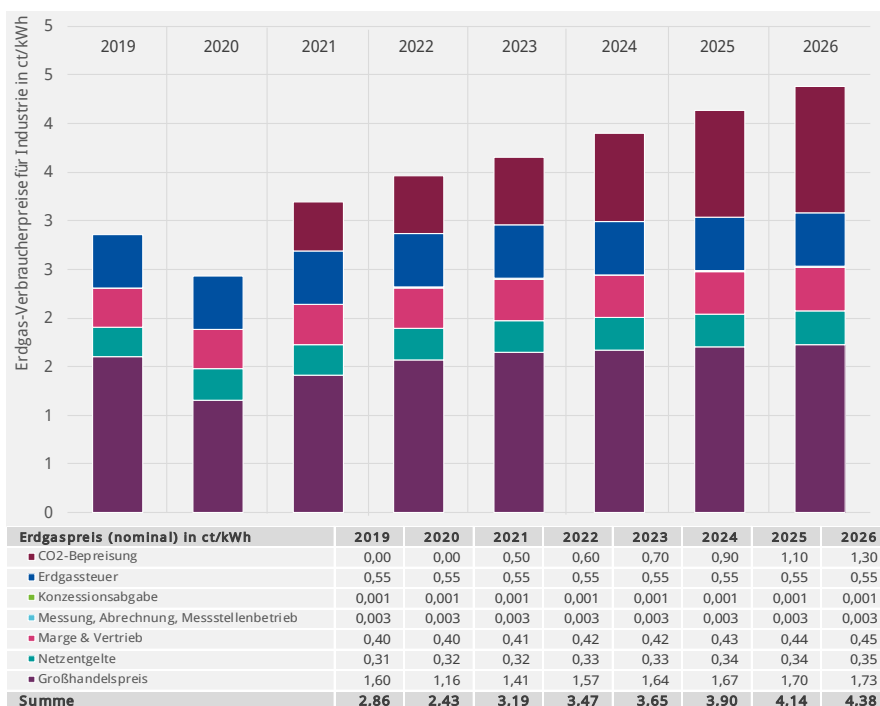


Abbildung 79 Entwicklung der nominalen Erdgas-Verbraucherpreise für die Industrie in Deutschland bis 2026
 Quelle: Eigene Berechnung basierend auf [BAFA 2020], [PEGAS 2020], [BNetzA 2020], [RWI 2019], Darstellung IE Leipzig

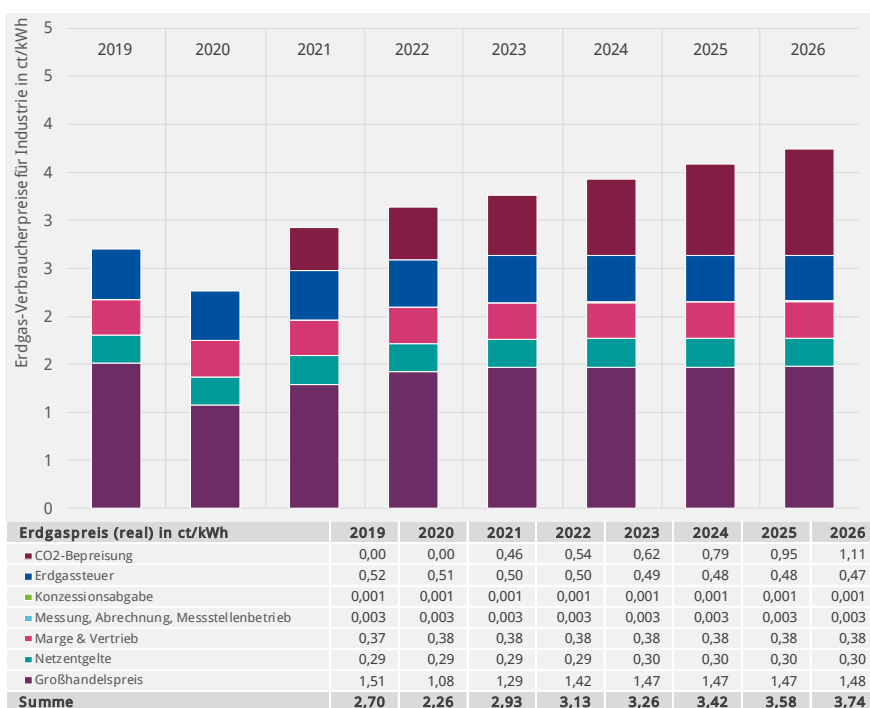


Abbildung 80 Entwicklung der realen Erdgas-Verbraucherpreise für die Industrie in Deutschland bis 2026
 Quelle: Eigene Berechnung [BAFA 2020], [PEGAS 2020], [BNetzA 2020], [RWI 2019], Preisbasis 2015, Darstellung IE Leipzig

9 Strom

In diesem Kapitel erfolgt eine Prognose über die zukünftige Preisentwicklung von Strom für Haushalte und Industrie bis 2026. Die Prognosen der einzelnen Preiskomponenten für Strom sind ebenfalls Bestandteil dieses Kapitels.

9.1 Preiskomponenten

Großhandelspreis

Zur Prognose des Großhandelspreises, der für alle Verbraucher Grundbestandteil des Strompreises ist, wurden die Zukunftsnotierungen an der Strombörse EEX für Deutschland betrachtet (PhelixDE Baseload Year Futures). Da die Lieferanten (Energieversorger) ihren Endkunden in der Regel eine Kombination aus unterschiedlich langfristig beschafften Strommengen verkaufen, beruhen die Endkundenpreise zu wesentlichen Anteilen auf Future-Preisen der Vergangenheit. Für das Jahr 2020 ergibt sich der erwartete Börsenstrompreis für Grundlaststrom aus dem gewichteten Mittel der eingetretenen Preise auf dem Day-Ahead-Markt aus dem ersten Quartal 2020 und den Preisen für die Quartals-Futures für die Quartale 2/2020 bis 4/2020, die zuletzt am 27.03.2020 gehandelt wurden. Als Jahresmittelwert ergibt sich nach diesem Verfahren ein Wert von 26,82 €/MWh.

Dies bedeutet, dass 2020 der 2016 erreichte Tiefpunkt der Strompreise noch einmal unterschritten werden dürfte. Diese Entwicklung beruht in erster Linie auf dem im März 2020 eingetretenen Preisverfall infolge der Corona-Krise.

Um die Großhandelspreise für die Jahre 2021 bis 2026 zu bestimmen, wurde ein Mittelwert aus den genannten Futures aus je vier Handelstagen in den ersten beiden Monaten des Jahres 2020 (konkret: 06./13./20./28.01.2020 und 06./13./20./28.02.2020) zu Grunde gelegt [EEX 2020a]. In dieser Auswahl sind acht verschiedene Handelswochen und auch die in diesem Zeitraum erreichten Maxima und Minima abgedeckt. So erhält die Prognose eine breitere Grundlage als bei nur einem Stichtag. Aus den Mittelwerten ergibt sich folgende Preisprognose:

▪ 2021	4,252 ct/kWh
▪ 2022	4,557 ct/kWh
▪ 2023	4,746 ct/kWh
▪ 2024	4,806 ct/kWh
▪ 2025	4,859 ct/kWh
▪ 2026	4,907 ct/kWh

Im Vergleich zu älteren Zahlen zeigt sich, dass der Großhandelspreis 2019 die deutliche Aufwärtsbewegung des Jahres 2018 nicht fortsetzen konnte, was sich auch im Day-Ahead-Markt zeigt. Hier war der Großhandelspreis im Monatsmittel März 2019 gegenüber Februar 2019 um mehr als 1 ct/kWh gesunken [BMWi 2020] und lag ab Mai 2019 in allen Monaten um 20 % bis 35 % unter den Vorjahreswerten.

Der Blick auf die beiden ersten Monate des Jahres 2020 zeigt, dass sich dieser Abwärtstrend weiter fortgesetzt hat, insbesondere im windreichen Februar 2020, wo sogar der bisherige Tiefpunkt vom Februar 2016 (2,199 ct/kWh) knapp unterschritten wurde (2,192 ct/kWh) [EPEX 2020]. Die Future-Notierungen gaben seit Anfang 2019 ebenfalls nach,

allerdings unterscheiden sie sich für die Jahre 2021 bis 2025 nur um 1,6 % bis 8,3 % von den Prognosen aus dem letzten Energiepreisbericht [IE 2019]. Die höheren Preisprognosen ab 2022 sind relativ stabil, sie lassen sich mit der fest geplanten Abschaltung der letzten deutschen Kernkraftwerke in diesem Zeitraum in Verbindung bringen.

EEG-Umlage

Ein internes Modell des IE Leipzig nutzt die von den ÜNB im Oktober 2019 im Zusammenhang mit der EEG-Umlage 2020 veröffentlichten Datengrundlagen. Es ermöglicht so eine mittelfristige Prognose der weiteren Entwicklung der EEG-Umlage. Für die Prognose wurden die aktuelle Prognose der Zahlungsströme im Auftrag der ÜNB [ÜNB 2019], die oben unter „Großhandelspreis“ aufgeführte Entwicklung der Strompreise am Spot- und Terminmarkt sowie die aktuellen Entwicklungen des EEG-Kontostands [ÜNB 2020] herangezogen. Für die Jahre 2025 und 2026 wurden im Modell des IE Leipzig jeweils die zuletzt errechneten Tendenzen fortgeschrieben.

Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Tabelle 6 dargestellt. Sie zeigen, dass bei unveränderten gesetzlichen Rahmenbedingungen und durchschnittlichen Wetterverhältnissen die EEG-Umlage in den Jahren 2021 ihren Höhepunkt erreichen würde. Anschließend

ist eine allmähliche Absenkung zu erwarten, da eine zunehmende Zahl von Anlagen, die in den Jahren 2000 bis 2003 in Betrieb gegangen sind, ihre Vergütungsansprüche im 21. Betriebsjahr verlieren. Zudem wurde bei der Prognose der ÜNB noch davon ausgegangen, dass der Zubaudeckel von 52 GW in der Photovoltaik im Jahr 2022 erreicht wird und dann zu einem Einbruch bei der Installation neuer Photovoltaik-Anlagen führt. Sobald dieser Zubaudeckel – wie von der Bundesregierung geplant – aufgehoben wird, kann ab 2022 mit weiteren neuen PV-Anlagen außerhalb des Segments der ausgeschriebenen Freiflächenanlagen gerechnet werden, was perspektivisch den Rückgang der EEG-Umlage bremsen aber nicht aufhalten kann. Im Vergleich zur Vorjahresprognose wirkt sich die Tatsache dämpfend aus, dass die aktuelle ÜNB-Prognose weniger Zubau und damit weniger Auszahlungen an die Anlagenbetreiber beinhaltet als die vorangehende.

Entwicklung der EEG-Umlage in ct/kWh	Bezugsjahr						
	Quelle	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Erwartete Umlage bei unveränderter Rechtslage 2020: [ÜNB 2019]; ab 2021: Berechnungen des IE Leipzig auf Grundlage von [EEX 2020], [EPEX 2020] [ÜNB 2019], [ÜNB 2020]	6,756	7,115	6,868	6,667	6,518	6,369	6,219
Erwartete Umlage nach geplanter Entlastung Quellen wie oben, aber unter Berücksichtigung der vom Bund geplanten Entlastungen	6,756	5,365	5,418	5,117	4,238	3,489	4,019

Tabelle 6 Prognose zur Entwicklung der EEG-Umlage bis 2026 für nichtprivilegierte Letztverbraucher bei unveränderten Rahmenbedingungen (nominale Preise)

Die vorliegende Prognose der EEG-Umlage berücksichtigt die im März 2020 bekannten Eckwerte. Im Zusammenhang mit der Corona-Pandemie sind darüber hinaus noch folgende Veränderungen zu erwarten:

- der Stromabsatz sinkt und geht auch für 2021 prognostisch zurück, so dass die Deckungslücke des EEG-Kontos auf geringere Stromabsatzmengen zu verteilen ist
- die Umlagezahlungen des Jahres 2020 gehen mit dem Stromabsatz zurück, so dass der EEG-Kontostand im September niedriger ausfällt und im Folgejahr kompensiert werden muss
- die Future-Preise haben eine abnehmende Tendenz, so dass die im Herbst 2020 bei Festlegung der Umlage tatsächlich berücksichtigten Daten und damit die Erlöse aus dem Stromverkauf im Mittel niedriger ausfallen könnten als bisher absehbar

Alle drei Faktoren können die Höhe der EEG-Umlage steigern, sind aber zum heutigen Stand noch nicht seriös quantifizierbar.

Die in Tabelle 6 dargestellten Prognosewerte der EEG-Umlage sollen ab 2021 durch die Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung für die Ermittlung der Strompreise der verschiedenen Verbrauchergruppen reduziert werden. Die Bundesregierung geht bisher von folgenden Entlastungen der EEG-Umlage in Zukunft aus [UM 2019a]:

- 2021 1,75 ct/kWh
- 2022 1,45 ct/kWh
- 2023 1,55 ct/kWh
- 2024 2,28 ct/kWh
- 2025 2,88 ct/kWh

- 2026 2,20 ct/kWh¹⁸

In den folgenden Darstellungen der zukünftigen Strompreise für verschiedene Verbrauchergruppen ist

in den Werten der EEG-Umlage die Entlastung bereits berücksichtigt.

KWK-Aufschlag

Unternehmen, welche einen positiven Bescheid nach EEG für die besondere Ausgleichsregelung haben, werden von der KWK-Umlage entlastet (§ 27 KWKG). Für 2020 beträgt diese für die drei Verbrauchergruppen gemäß [ÜNB 2019d] mit und ohne Entlastung:

- Haushalte und Gewerbe 0,226 ct/kWh
- Mittelständische Industrie 0,226 ct/kWh

- Energieintensive Industrie 0,034 ct/kWh

Bis 2025 wird mit einer Umlage in Höhe der derzeitigen Kernumlage von 0,226 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 2017 (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 im Jahr 2012 von den Netzentgelten entlastet. Diese Entlastung wird den

übrigen Stromkunden in Form der gestaffelten Strom-NEV-Umlage zusätzlich in Rechnung gestellt.

Für das Jahr 2020 wurden folgende Umlagen für die drei Letztverbrauchergruppen¹⁹ festgelegt [ÜNB 2019c]:

¹⁸ Im ersten Vorschlag der Bundesregierung wurde eine feste Entlastung von 0,25 ct/kWh pro 10 EUR/tCO₂ festgelegt. Dies entspricht der Weitergabe eines Teils der Einnahmen aus dem CO₂-Preis, da daraus noch weitere Maßnahmen finanziert werden sollen. Im Vermittlungsausschuss wurde vereinbart, dass die zusätzlichen Einnahmen aus der Erhöhung des CO₂-Preises vollständig in die Senkung der EEG-Umlage und in die Erhöhung der Pendlerpauschale fließen sollen.

Im Jahr 2025 ist die Differenz zwischen dem alten (35 EUR/tCO₂) und dem neuen Wert (55 EUR/tCO₂) höher als 2026 (bei Ansatz der Höchstwerte, d. h. 55 bzw. 65 EUR/tCO₂; in der Berechnung der Entlastungen wird davon ausgegangen, dass auch im Jahr 2026 in der alten Version nur 0,25 ct/kWh pro 10 EUR/tCO₂ entlastet worden wären). Aus diesem Grund gibt es eine geringere zusätzliche Entlastung im Jahr 2026 [UM 2019b].

¹⁹ 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

- A' 0,358 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 2020) der Verbrauchskategorie A fortgeschrieben, so dass sich ein Wert von 0,360 ct/kWh für 2026 ergibt. Für die mittelständische Industrie wird mit 0,230 ct/kWh (Mittelwert aus Angaben von 2017 bis 2020 aus [BDEW 2020]) und für die energieintensive 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 Netzanbindungskosten. Damit steigt die Umlage für die nichtprivilegierten Letztverbraucher sehr stark an. Für 2020 ergeben sich folgende Umlagen [ÜNB 2019b]

- A' 0,416 ct/kWh

- B' 0,416 ct/kWh
- C' 0,062 ct/kWh

Für die Kategorien A' (Haushalte, Gewerbe) und B' (mittelständische Industrie) wird bis 2026 mit einer vollen Umlage in Höhe von 0,416 ct/kWh gerechnet, für die Kategorie C' (energieintensive Unternehmen) gilt analog KWK-Umlage 64 Abs. 2 EEG 2017 eine reduzierte Umlagezahlung in Höhe von 15 % der Kernumlage.

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 2017 für alle Verbraucher 0,006 ct/kWh. 2018 stieg diese auf 0,011 ct/kWh und fiel 2019 mit 0,005 ct/kWh kleiner aus. Für 2020

wurde diese von den Übertragungsnetzbetreibern berechnet und veröffentlicht, sie erreicht nun 0,007 ct/kWh [ÜNB 2019a]. Für den Zeitraum bis 2025 wird davon ausgegangen, dass eine Umlage in Höhe von 0,007 ct/kWh von allen Verbrauchern gezahlt wird.

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 2020]. Für die energieintensive Industrie ist eine Reduzierung der

Stromsteuer auf Null möglich. Bis 2026 wird angenommen, dass die bisherigen Beträge unverändert bleiben.

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 1,56 ct/kWh und für das Gewerbe 1,49 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 ab ²⁰.

Für leistungsgemessene Sondervertragskunden (Industriekunden) [BDEW 2020] fallen 0,11 ct/kWh an. Für die energieintensive Industrie ist auch eine Reduzierung auf Null möglich [BNetzA 2020]. Bis 2026 wird mit keiner Veränderung der Konzessionsabgaben gerechnet, so dass die derzeit geltenden Werte auch für die Zukunft angenommen werden.

Netznutzungsentgelte

Am 20.12.2019 bestätigte die BNetzA den 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom (NEP) 2030 (Version 2019) der Übertragungsnetzbetreiber.

Für die Höchstspannungsebene (HöS) liegen im Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber [NEP 2019 und NEP 2019a] Angaben zum geplanten Investitionsvolumen vor. Für die definierten Szenarien der Variante B wird ein Investitionsaufwand für den Stromnetzausbau für Deutschland bis 2030 von 61 Mrd. Euro (52 Mrd. Euro [NEP 2019] / 35 Mrd. Euro [NEP 2017]) angegeben [NEP 2019a]. Im Vergleich zum Vorjahresbericht [IE 2019] steigen die Kosten um 17,3 % weiter an. Gründe für die weitersteigenden Investitionskosten sind in [NEP 2019a] auf Seite 10 aufgeführt. Nach Aufteilung der Investitionen unter der Annahme einer gleichmäßigen Verteilung dieser Investitionen über die Jahre bis 2030

und unter Berücksichtigung des Gesetzes zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (NEMoG) ergeben sich für die Höchstspannungsebene in Baden-Württemberg Investitionen bis 2026 von 9,7 Mrd. Euro.

Um Angaben zu den Kosten auf der Verteilnetzebene für Baden-Württemberg zu erhalten, wurden die Annahmen aus der Verteilnetzstudie für Baden-Württemberg [efRUHR 2017] herangezogen. Aktuellere Erhebungen sind derzeit nicht bekannt. Hier sind für Baden-Württemberg Investitionsaufwendungen bis 2020 von 1,9 Mrd. Euro und bis 2030 von 2,69 Mrd. Euro für den Stromnetzausbau in der Verteilnetzebene für das NEP 1 Szenario angegeben. Die Kosten für den Netzausbau sind nach Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene gegliedert angegeben. Das Szenario NEP 1 basiert auf dem Szenario B

²⁰ 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

des Szenariorahmens 2030 des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber. Bei gleichmäßigem Investitionsverlauf in den Jahren 2019 bis 2030 entfallen auf die Zeit bis 2026 rund 2,37 Mrd. Euro. Daraus folgt das in Tabelle 7 dargestellte Investitionsvolumen nach Netzebenen.

Zur Bestimmung der kalkulatorischen Abschreibungen und Betriebskosten der Stromnetze wurden die Annahmen aus [IE 2014] verwendet. Die Höhe der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung beträgt für die 3. Regulierungsperiode Strom (2019 bis 2023) 6,91 %.

Zusätzlich werden Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement berücksichtigt. Eine Auswertung zur Höhe und zur Verteilung von Redispatchkosten in Deutschland ist in [BDEW 2019a] beschrieben. Eine Prognose zu Gesamtkosten für Redispatch wurde von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlicht [ÜNB 2019e] und zur Ermittlung der Kosten für Baden-Württemberg verwendet. Die BNetzA veröffentlichte im Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen [BNetzA 2019a] die Verteilung der geschätzten Entschädigungsansprüche der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern. Für

eine zukünftige Abschätzung der Kosten wurde auf Angaben für das Jahr 2018 aufgebaut. Die Annahmen zu allen Kosten sind in Tabelle 7 abgebildet.

Die zweite Einflussgröße auf die Höhe des zu erwartenden Anstiegs der Netznutzungsentgelte ist der Endenergieverbrauch von Strom, 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 2017 veröffentlicht [StaLA 2019]. Die Energiebilanz für Deutschland enthält Werte bis 2018 [BMWi 2020]. In der Energiereferenzprognose [ewi/gws/prognos 2014] ist eine mögliche Entwicklung des Endenergieverbrauchs bei Strom für Deutschland angegeben.

Daraus ergibt sich ein Stromverbrauch für Baden-Württemberg von 60,1 TWh nach Referenzprognose für 2026 (siehe Abbildung 81). Im Trend wurde davon ausgegangen, dass bis 2026 die jährliche Reduzierung des Stromverbrauchs 1,8 % beträgt (basierend auf dem Rückgang von 2010 bis 2017) Somit ergeben sich für das Trendszenario 54,4 TWh.

Netzebene	Investitionsaufwand bis zum Jahr 2025 [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	9.705	578	194	51	1	824
3 & 4 HS & HS/MS	482	29	10			38
5 & 6 MS & MS/NS	1.570	94	31			125
7. NS	322	19	6			26
Summe	12.079	720	242	51	1	1.013

Tabelle 7 Investitionsaufwendungen, kalkulatorische Abschreibungen, Betriebskosten, Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement bis 2026 für Stromnetzausbaumaßnahmen in Baden-Württemberg

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig auf der Grundlage von [NEP 2019a], [efRUHR 2017], [BNetzA 2019a], [IE 2014], [BDEW 2019a], [ÜNB 2019e],

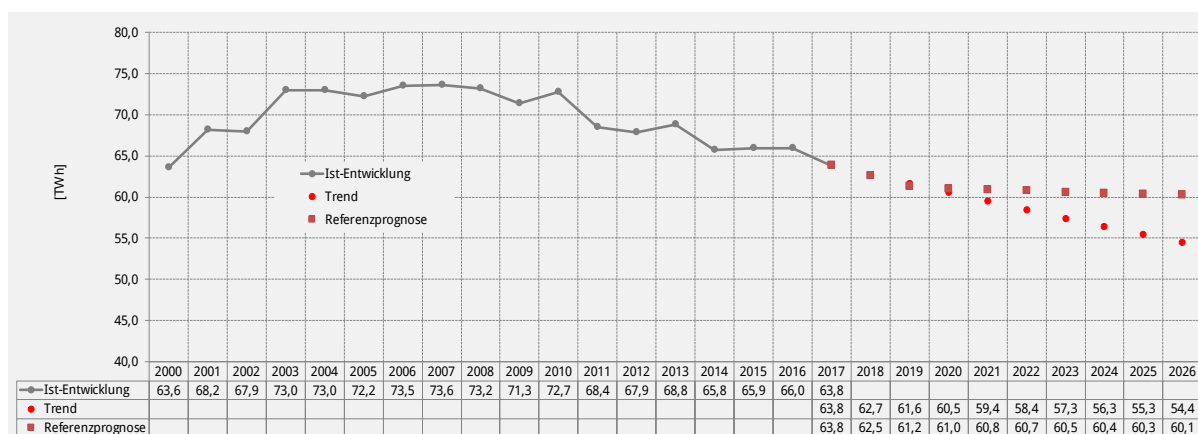


Abbildung 81 Stromverbrauch in Baden-Württemberg bis 2026

Quelle: Zusammenstellung des IE Leipzig, Ist-Entwicklung gemäß Statistischem Landesamt Baden-Württemberg [StLA 2019], [BMWi 2020] Referenzprognose [ewi/gws/prognos 2014]

Im Ergebnis steigen die Netznutzungsentgelte²¹ (NNE) bis 2026

- im Trend um 1,86 ct/kWh und
- unter Zugrundelegung des Referenzszenarios um 1,68 ct/kWh.

Die NNE für Haushalte betragen aktuell 7,12 ct/kWh (Abbildung 42), für Gewerbekunden 5,86 ct/kWh (siehe Abbildung 53). Somit könnten die NNE bis 2026 eine Höhe

- für Haushalte von 8,79 (für die Prognose verwendet) bis 8,98 ct/kWh und
- für Gewerbekunden von 7,24 (für die Prognose verwendet) bis 7,40 ct/kWh

erreichen, wenn von einem prozentual gleichen Anstieg wie bei Haushaltskunden (nominal 23,6 % bis 26,2 %) ausgegangen wird. Es wird davon ausgegan-

gen, dass sich an der Wälzung der Netzkosten unterhalb der Höchstspannungsebene bis zum Jahr 2026 nichts ändert.

In Bezug auf die Industriekunden stellen die Daten der Bundesnetzagentur im Monitoringbericht 2019 den letzten Informationsstand dar. Hier lagen die Netznutzungsentgelte bei 2,38 ct/kWh für Baden-Württemberg [BNetzA 2020]. 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 2026 ein Wert von 2,94 ct/kWh.

²¹ 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 Prognosen wurde in allen Marktsegmenten davon ausgegangen, dass diese Preiskomponente ab 2020 jährlich um 1,7 % ansteigt. Dieser nominale Anstieg entspricht der ange-

nommenen Inflation im Euro-Währungsraum und bedeutet damit real gleichbleibende Kosten. Für Haushaltskunden in Baden-Württemberg ergibt sich 2019 5,41 ct/kWh. Dieser Wert ergibt sich, wenn von Marge, Vertriebs und Beschaffungskosten der Großhandelspreis abgezogen wird.

Mehrwertsteuer

Die Mehrwertsteuer in Höhe von 19 % wurde für die Prognose 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 2026 nominal auf 33,82 ct/kWh (2019: 32,50 ct/kWh) ansteigen und somit aufgrund der Reduzierung der EEG-Umlage durch Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung einen um 4,1 % höheren Preis als 2019 erreichen (siehe Abbildung 82). Der Strompreis ist von 2018 (31,42 ct/kWh) auf 2019 um 3,4 % bzw. um 1,08 ct/kWh angestiegen.

Der zukünftige Preisanstieg ist vor allem auf die Netzentgelte, steigende Spotmarktpreise für Strom und

weiter steigende Vertriebskosten sowie die entsprechende Marge trotz gleichzeitiger Reduzierung der EEG-Umlage zurückzuführen.

Bei Betrachtung der realen Preise ist zwischen 2019 und 2026 ein Rückgang der Preise um 7,6 % bzw. um 1,1 % im Mittel jährlich erkennbar (Abbildung 83).

Bei beiden Abbildungen ist der Preisrückgang aufgrund der Corona-Krise ersichtlich. Es ist vor allem die direkte Auswirkung der Krise auf den Großhandelspreis, der derzeit (März 2020) wie alle anderen Energieträger mit deutlichen Preisrückgängen gehandelt wird.

Strom für Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen

In Abbildung 84 bis Abbildung 87 sind die nominalen und realen Strompreise für Wärmepumpenstrom und Nachtspeicherstrom bis 2026 dargestellt.

Als Ausgangspunkt für 2019 wird der Mittelwert der Wärmepumpenstrompreise in den betrachteten baden-württembergischen Belieferungsgebieten (Abbildung 45) in Höhe von 22,26 ct/kWh brutto verwendet. Das Netzentgelt für 2019 entspricht dem angegebenen Mittelwert für Wärmepumpenstrom aus [BNetzA 2020]. Vertrieb und Marge errechnen sich als Restsumme aller übrigen Angaben.

Die nominalen Preise sinken leicht bis 2026 um 1,3 % auf 21,96 ct/kWh (Abbildung 84). Die jährliche Reduzierung beträgt im Mittel 0,2 %, so dass die realen Preise stärker sinken (Abbildung 85).

Die nominalen Strompreise für Nachtspeicherheizungen sinken ebenfalls leicht. Diese betragen 2019

20,88 ct/kWh (Mittelwert der betrachteten Belieferungsgebiete in Baden-Württemberg, Abbildung 44) und 2026 20,39 ct/kWh. Das entspricht einer Senkung um 2,3 % und jährlich um 0,3 % (Abbildung 86).

Bei Betrachtung der realen Preise errechnet sich ein Rückgang um 13,3 % bzw. um 2,64 ct/kWh (Abbildung 87). Die Preissenkungen sind eine direkte Folge der Entlastungen der EEG-Umlage aus Einnahmen der CO₂-Bepreisung in den Jahren 2021 bis 2026.

Niedrigere Netzentgelte, Konzessionsabgaben, Vertriebskosten und niedrigere Marge im Vergleich zum nominalen Haushaltsstrompreis bewirken 2026 einen um 11,9 ct/kWh niedrigeren Preis für Wärmepumpen. Bei den Nachtspeicherheizungen sind es 13,4 ct/kWh.

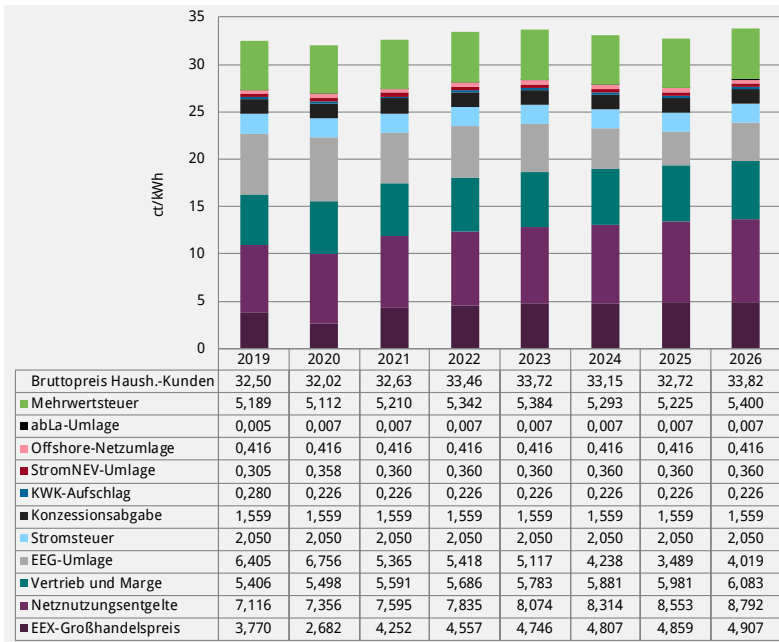


Abbildung 82 Nominale Haushaltsstrompreise in Baden-Württemberg bis 2026

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig, mit Entlastungen der EEG-Umlage ab 2021 gemäß Kapitel 9.1

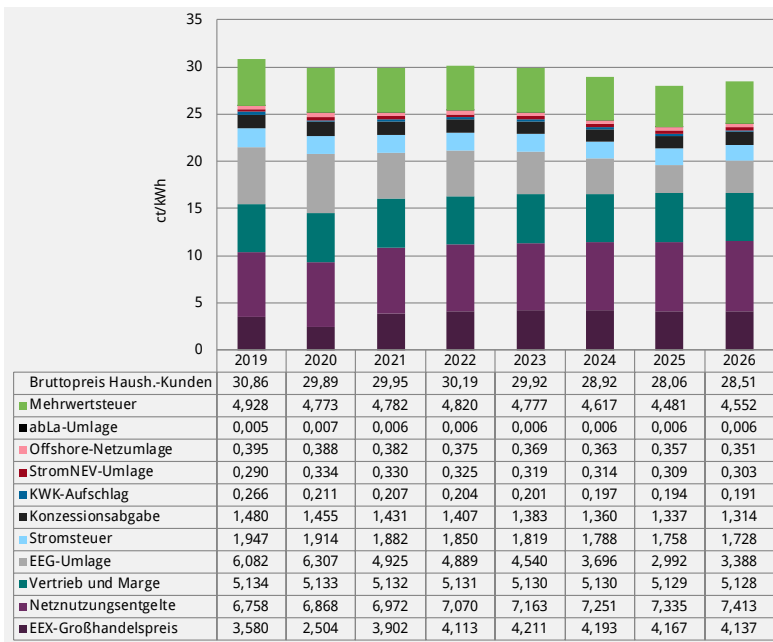


Abbildung 83 Reale Haushaltsstrompreise in Baden-Württemberg bis 2026

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig, Preisbasis der Inflationsbereinigung: 2015, Entlastungen der EEG-Umlage ab 2021 gemäß Kapitel 9.1

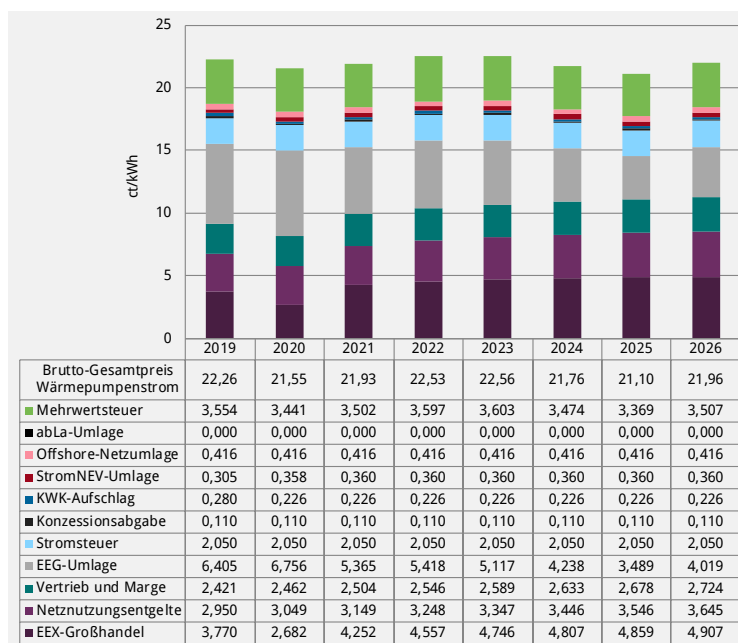


Abbildung 84 Nominale Wärmepumpen-Strompreise in Baden-Württemberg bis 2026

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig für Haushaltskunden mit 7.500 kWh Wärmepumpenstrom-Jahresbedarf, Entlastungen der EEG-Umlage ab 2021 gemäß Kapitel 9.1

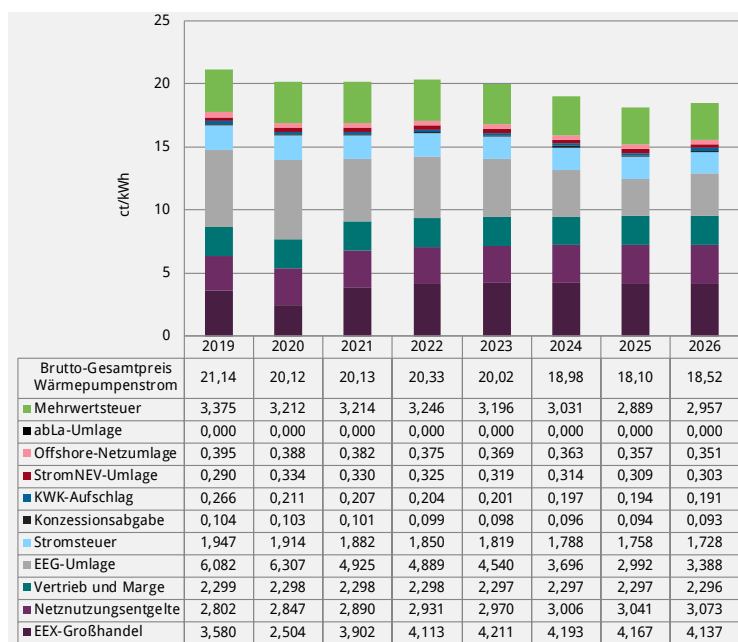


Abbildung 85 Reale Wärmepumpen-Strompreise in Baden-Württemberg bis 2026

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig für Haushaltskunden mit 7.500 kWh Wärmepumpenstrom-Jahresbedarf, Inflationsbereinigung auf Preisbasis 2015, Entlastungen der EEG-Umlage ab 2021 gemäß Kapitel 9.1

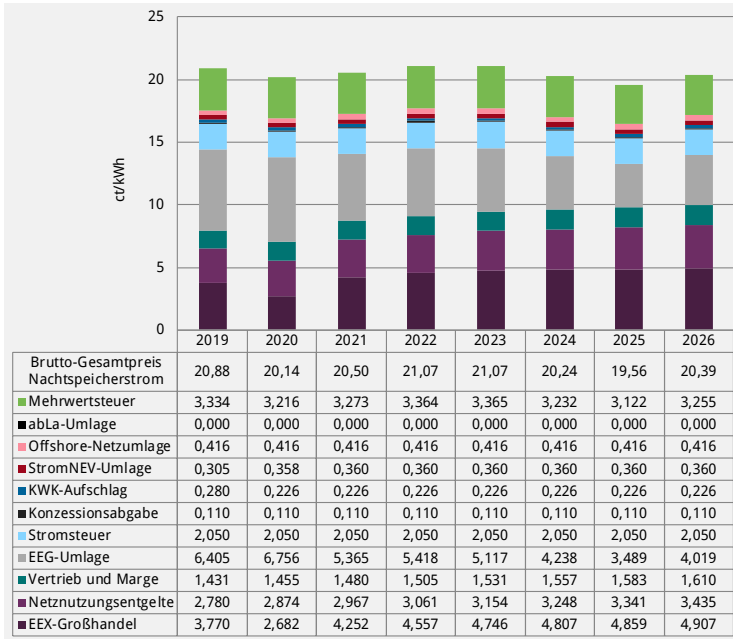


Abbildung 86 Nominale Nachtspeicher-Strompreise in Baden-Württemberg bis 2026

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig für Haushaltskunden mit 12.500 kWh Nachtspeicherstrom-Jahresbedarf, Entlastungen der EEG-Umlage ab 2021 gemäß Kapitel 9.1

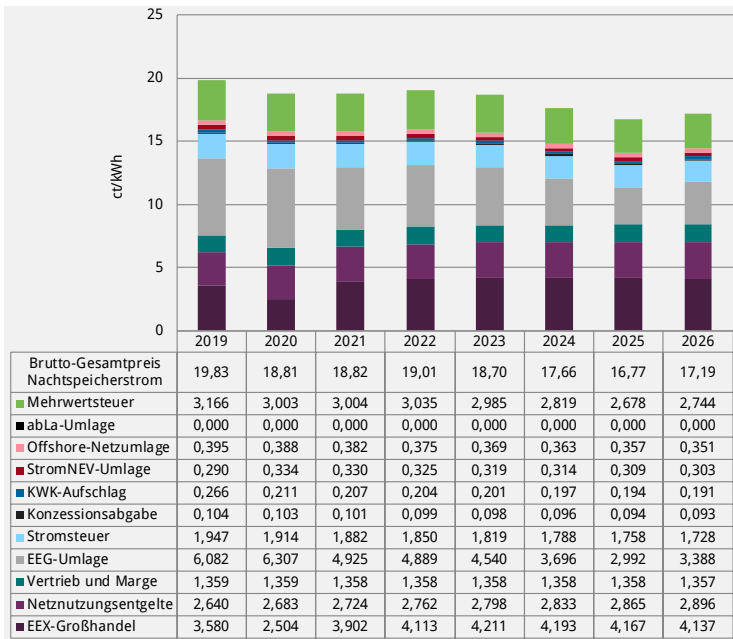


Abbildung 87 Reale Nachtspeicher-Strompreise in Baden-Württemberg bis 2026

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig für Haushaltskunden mit 12.500 kWh Nachtspeicherstrom-Jahresbedarf, Inflationsbereinigung auf Preisbasis 2015, Entlastungen der EEG-Umlage ab 2021 gemäß Kapitel 9.1

9.3 Gewerbe

Gegenüber 2019 steigt der nominale Strompreis für Gewerbekunden in Baden-Württemberg bis 2026 leicht auf 25,86 ct/kWh (2019: 25,15 ct/kWh; Abbildung 52, Grundlage ist das günstigste Angebot der Grundversorger). Dies entspricht einer Erhöhung um 0,71 ct/kWh bzw. 2,8 % oder im Mittel um jährlich 0,4 % (Abbildung 88). Zur leichten Erhöhung der nominalen Preise führen trotz Entlastungen der EEG-Umlage aus den Einnahmen der CO₂-Bepreisung

höhere Netznutzungsentgelte, höhere Spotmarktpreise und weiter steigenden Vertriebskosten sowie Margen. Der Preis könnte sich im Bereich um 25 bis 26 ct/kWh stabilisieren.

Bei Annahme einer jährlichen Deflator-Rate von 1,4 % sinken die realen Strompreise bis 2026 um 6,8 %. Der reale Strompreis beträgt 2019 23,72 ct/kWh und sinkt bis 2026 auf 22,10 ct/kWh (Abbildung 89).

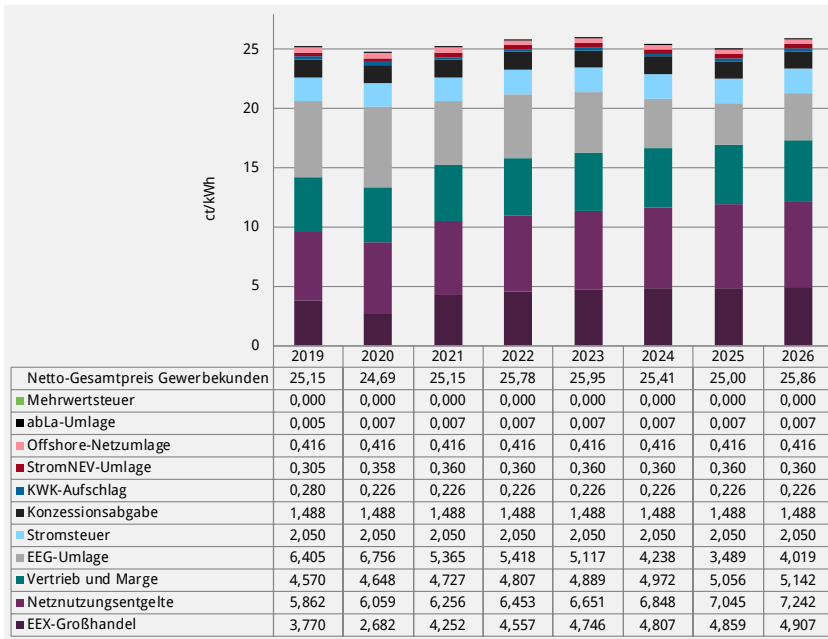


Abbildung 88 Nominale Gewerbestrompreise (netto) in Baden-Württemberg bis 2026
 Quelle: Berechnung des IE Leipzig, Entlastungen der EEG-Umlage ab 2021 gemäß Kapitel 9.1

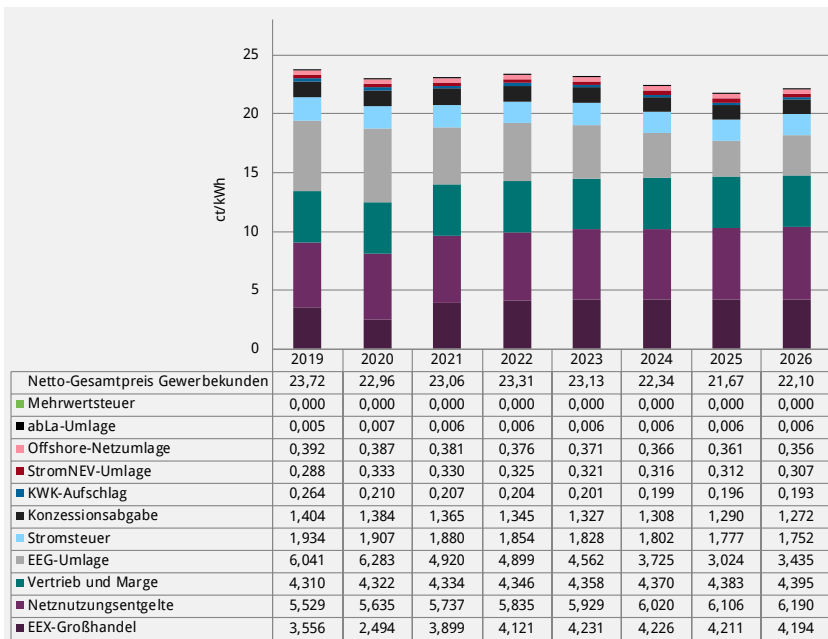


Abbildung 89 Reale Gewerbestrompreise (netto) in Baden-Württemberg bis 2026
 Quelle: Berechnung des IE Leipzig, Preisbasis der Inflationsbereinigung: 2015, Entlastungen der EEG-Umlage ab 2021 gemäß Kapitel 9.1

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 leicht bis 2026 auf 18,14 ct/kWh (2019: 18,43 ct/kWh, Abbildung 49) bzw. 0,2 % p.a. im Mittel. Die leichte Preissenkung ist vor allem auf die Entlastungen der EEG-Umlage ab 2021 bei gleichzeitig steigenden

Spotmarktpreises, höheren Netznutzungsentgelte und höheren Vertriebskosten sowie Margen zurückzuführen.

Bei Betrachtung realer Preise ist ein stärkeres Absinken der Preise zu sehen (Abbildung 91). Insgesamt liegt der reale Preis 2026 um 10,9 % niedriger als 2019.

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 2019 bis 2026 ein Anstieg um 22,3 % auf 7,84 ct/kWh festzustellen. Auffällig ist der erwartete Preisrückgang 2020. Da der Börsenstrompreis für diese Abnehmergruppe den Hauptbestandteil darstellt, sind die Folgen der aktuellen Corona-Krise auch unmittelbar im Preis ersichtlich.

Auch der Preisanstieg bis 2026 ist im Wesentlichen auf den wieder steigenden Börsenstrompreis zurückzuführen. Im Beispiel wird angenommen, dass das energieintensive Unternehmen eine KWK-Umlage in Höhe von 15 % der regulären Abgabe ab 2019 zahlen muss und nicht von der Entlastung der EEG-Umlage in Folge der Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung profitieren kann. Die EEG-Umlage Zahlungen der energieintensiven Industrie sind im betrachteten Fall bereits reduziert.

Bei Annahme einer jährlichen Deflator-Rate von 1,4 % sinken die realen Strompreise allerdings um 10,9 % auf 6,70 ct/kWh (Abbildung 93).

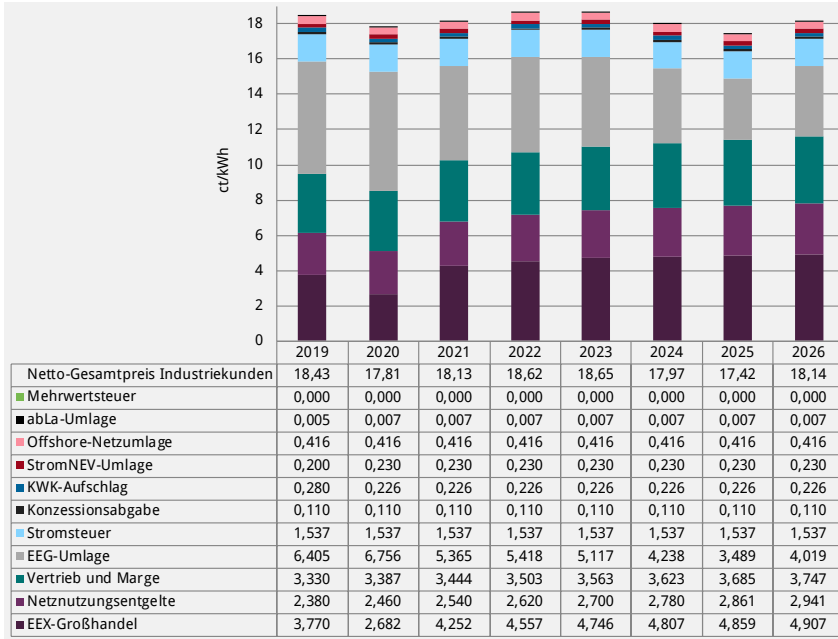


Abbildung 90 Nominale Strompreise für die mittelständische Industrie in Deutschland bis 2026

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig für Stromabnahme zwischen 0,1 und 0,5 GWh/a, Entlastungen der EEG-Umlage ab 2021 gemäß Kapitel 9.1

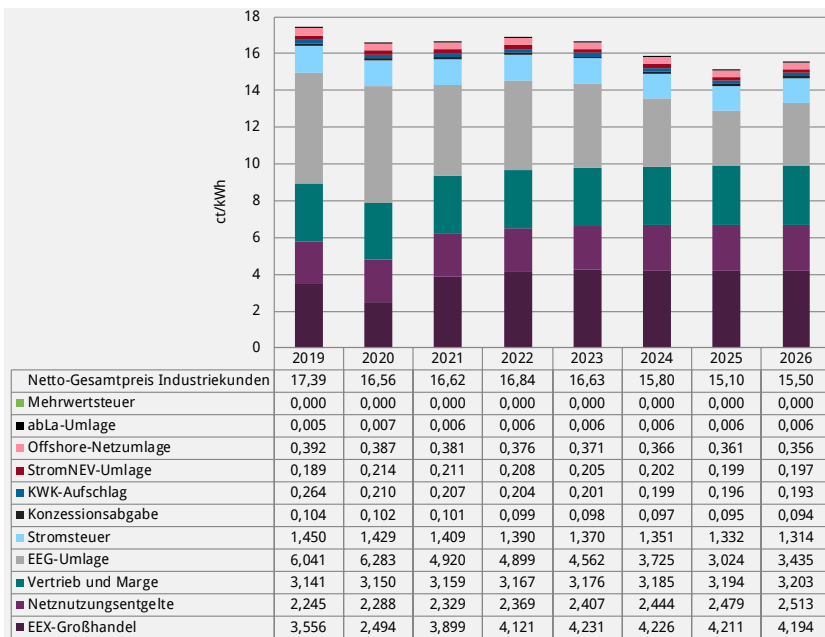


Abbildung 91 Reale Industriestrompreise (Mittelstand) in Deutschland bis 2026

Quelle: Berechnungen des IE Leipzig für Stromabnahme zwischen 0,1 und 0,5 GWh/a, Preisbasis der Inflationsbereinigung: 2015, Entlastungen der EEG-Umlage ab 2021 gemäß Kapitel 9.1

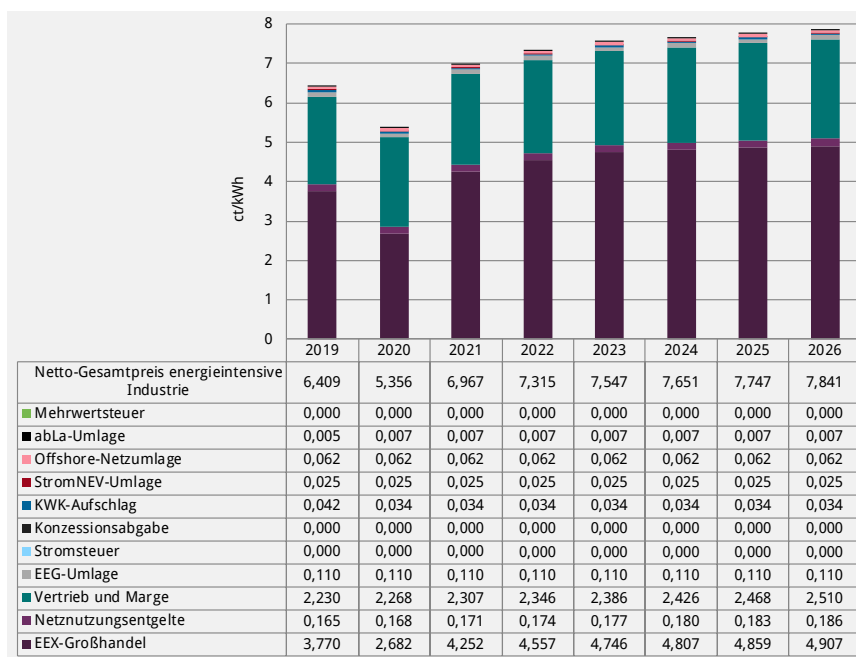


Abbildung 92 Nominale Strompreise für die energieintensive Industrie in Deutschland bis 2026

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

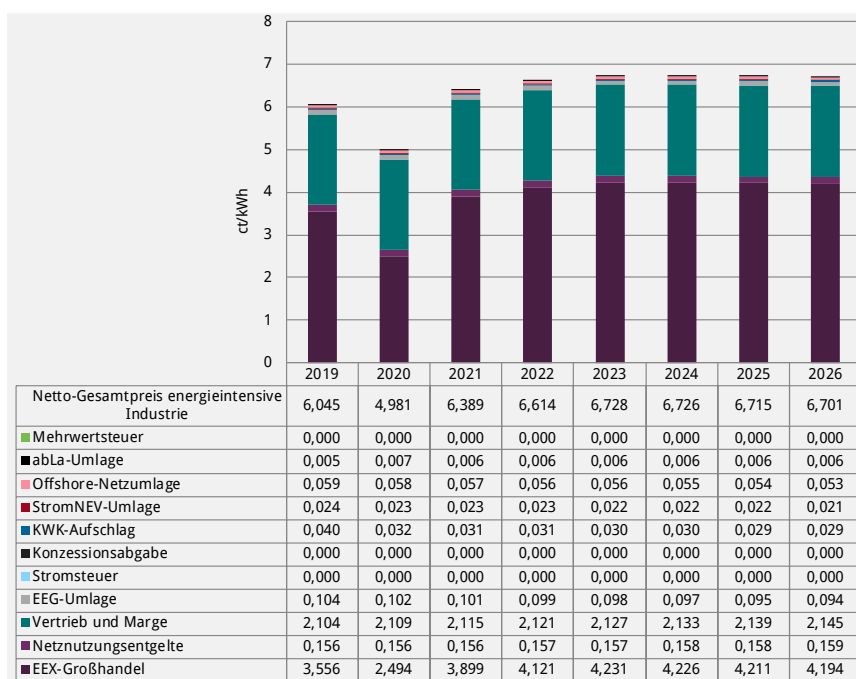


Abbildung 93 Reale Strompreise für die energieintensive Industrie in Deutschland bis 2026

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

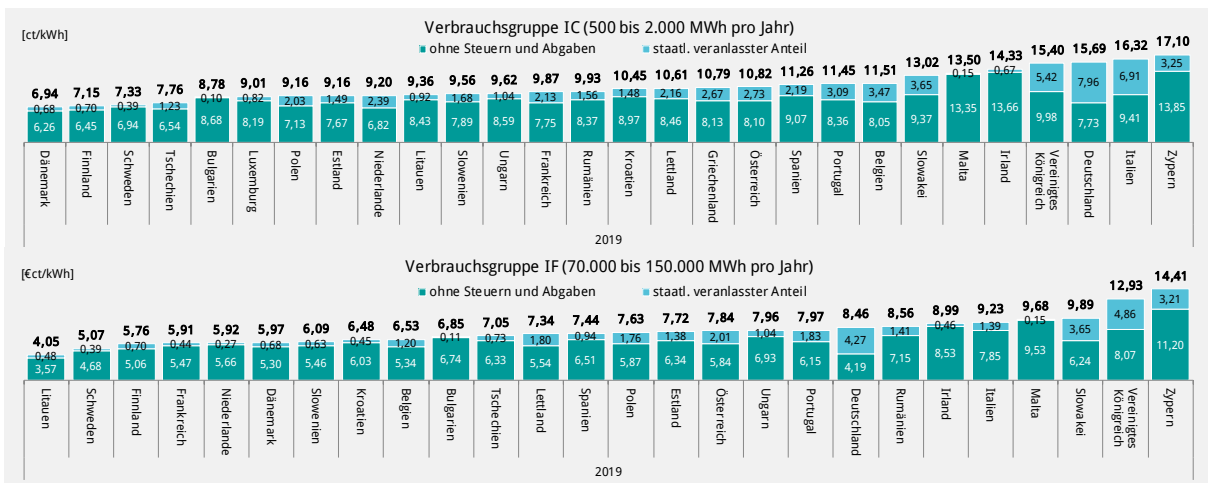


Abbildung 94 Industriestrompreise in den Ländern der Europäischen Union 2019 (IC und IF)
Quelle: [Eurostat 2020], Darstellung IE Leipzig

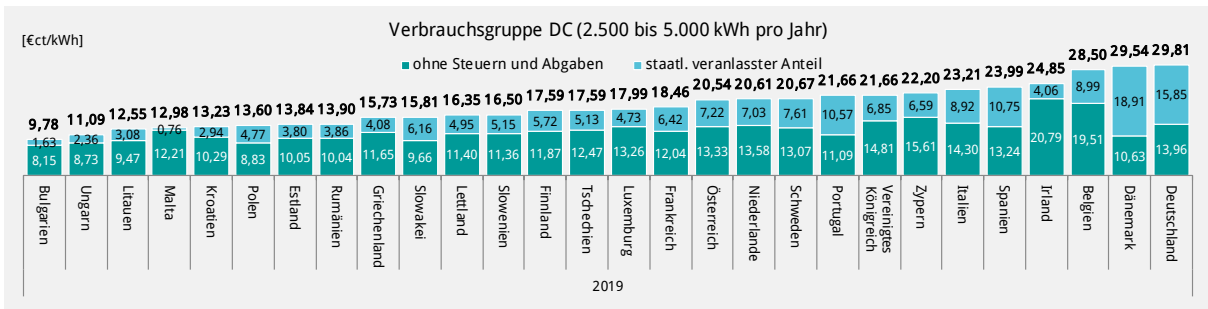


Abbildung 95 Haushaltsstrompreis in den Ländern der Europäischen Union 2019
Quelle: [Eurostat 2020], Darstellung IE Leipzig

Börsenpreise Gas Spotmarkt

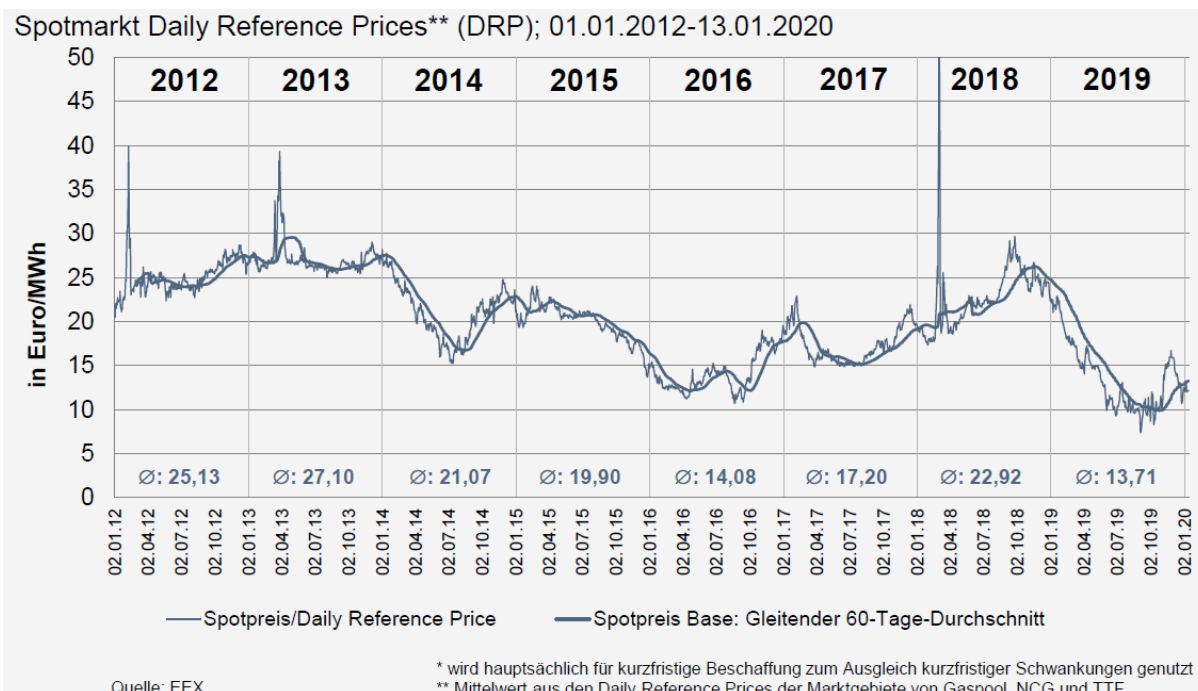


Abbildung 96 Preisentwicklung Erdgas Großhandel Spotmarkt

Quelle: [BDEW 2020a]

Preise der relevanten Endenergieträger für Wärmeenergie

Energieträger	Einheit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Fernwärme (D)	ct/kWh	7,70	8,22	8,94	9,22	9,17	8,93	8,50	8,23	8,38	8,76
Pellets (BW)	ct/kWh	4,75	5,04	5,07	5,88	5,50	5,10	4,79	5,03	5,15	5,21
Leichtes Heizöl (D)	ct/kWh	6,69	8,33	9,07	8,52	7,85	6,04	5,02	5,82	7,09	6,90
Erdgas (BW)	ct/kWh	6,37	6,39	6,49	6,65	6,82	6,59	5,84	5,84	5,96	6,24
Strom für Nachtspeicherheizung (BW)	ct/kWh	-	-	17,60	20,30	20,62	20,42	19,20	19,68	19,84	20,88
Strom für Wärmepumpe (BW)	ct/kWh	-	-	-	-	-	21,37	20,63	21,12	21,23	22,26

Tabelle 8 Nominale Preise der Energieträger zur Ermittlung der jährlichen Verbrauchskosten zur Erzeugung von Wärme für Haushalte

Quelle: [BMW 2020], [CARMEN 2020a], [Verivox 2020], [Verivox 2019], [Verivox 2019b], [Verivox 2018] Stand: 1.12.2017, [Verivox 2018a] Stand: 1.12.2016, [Verivox 2015] Stand: 1.12.2015, [Verivox 2015a] Stand: 1.12.2014, [Verivox 2013] Stand: 12.11.2013, [Verivox 2012] Stand: 14.11.2012, [Verivox 2011] Stand: 14.11.2011, [Verivox 2010] Stand: 17.09.2010, [Verivox 2018b], [IE 2016]

Entwicklung der Preise für CO₂-Zertifikate

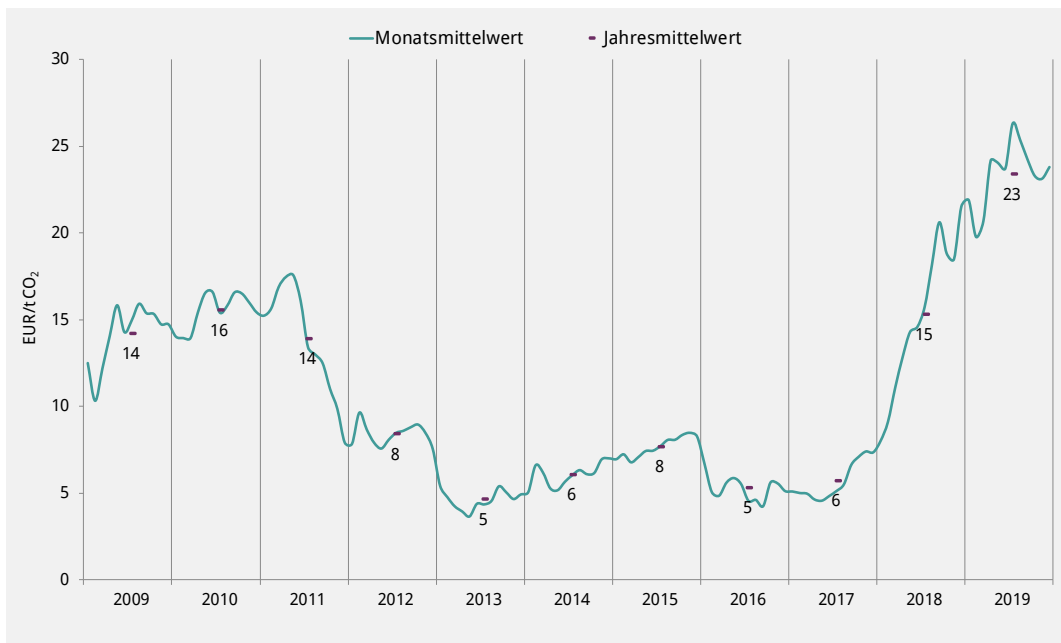


Abbildung 97 Entwicklung der realen Preise (monatlicher Durchschnitt und Tagesdurchschnitt) der CO₂-Zertifikate
 Quelle: [BMWi 2020], [Destatis 2020a], Darstellung: IE Leipzig, Inflationsbereinigung: Preisbasis 2015

Reale jährliche Verbrauchskosten zur Erzeugung von Wärme

Reale Kosten je Haushalt [Euro/a]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Fernwärme	1.632	1.707	1.819	1.850	1.820	1.765	1.670	1.594	1.595	1.643
Pellets	1.270	1.320	1.302	1.487	1.378	1.270	1.188	1.228	1.237	1.233
Wärmepumpe	-	-	-	-	-	1.603	1.540	1.553	1.534	1.585
Heizöl	1.504	1.834	1.957	1.813	1.654	1.267	1.048	1.196	1.430	1.374
Erdgas	1.384	1.360	1.354	1.415	1.436	1.381	1.217	1.199	1.203	1.242
Nachtspeicher	-	-	2.266	2.576	2.590	2.553	2.387	2.412	2.389	2.479

Tabelle 9 Jährliche reale Verbrauchskosten zur Erzeugung von Wärme je Haushalt

Quelle: [BMWi 2020], [CARMEN 2020a], [Verivox 2020], [Verivox 2020b], [IE 2013] Darstellung und Berechnung: IE Leipzig, Für Haushalte in Baden-Württemberg gelten die Angaben zu Pellets, Erdgas, Nachtspeicher und Wärmepumpen; Für Haushalte in Deutschland gelten die Angaben für Fernwärme und Heizöl. Preisbasis 2015

WZ 08 *	Typische Verbraucher der Verbrauchergruppen	WZ 08 Abschnitt	UdPG 7 WZ 08: C D E F	UdPG 7 WZ 08: B C	Umsatz Je Betrieb/Verbraucher [in Mio. Euro]	Bruttowertschöpfung Je Betrieb/Verbraucher [in Mio. Euro]	gezahlter Arbeitgeberbeitrag zur Rentenversicherung Je Betrieb [in Euro]	Anteil der Stromkosten am Umsatz (Basis Eurostat für DE) [in %]	Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung (Basis Eurostat DE) [in %]
1	GK Gewerbe, Handel, Dienstleistungen klein	-	NEIN	NEIN	-	-	5.580	-	-
2	GG Gewerbe, Handel, Dienstleistungen groß	-	NEIN	NEIN	-	-	24.180	-	-
3	41 Baugewerbe Hochbau	F	JA	NEIN	3	-	56.474	0,5	1,9
4	42 Baugewerbe Tiefbau	F	JA	NEIN	1	-	2.980	1,7	7,7
5	05 Kohlenbergbau	B	JA	JA	-	-	-	-	-
6	06 Gewinnung von Erdöl und Erdgas	B	JA	JA	-	-	-	-	-
7	07 Erzebergbau	C	JA	JA	-	-	-	-	-
8	08 Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	C	JA	JA	6,3	-	129.422	5,6	17,1
9	09 Dienstleistungen f.d. Bergbau u. Gewinnung v. Steinen	C	JA	JA	-	-	-	-	-
10	10 Herstellung von Nahrungsmitteln und Futtermitteln	D	JA	JA	17,7	-	211.739	1,9	9,1
11	11 Getränkeherstellung	D	JA	JA	22,9	-	344.559	1,9	5,3
12	12 Tabakverarbeitung	D	JA	JA	-	-	-	-	-
13	13 Herstellung von Textilien	D	JA	JA	17,5	-	332.989	2,0	6,4
14	14 Herstellung von Bekleidung	D	JA	JA	50,9	-	710.239	0,4	1,4
15	15 Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen	D	JA	JA	14,9	-	235.788	0,9	3,4
16	16 H.v. Holz-, Rechts-, Korb- u. Korbwaren (ohne Möbel)	D	JA	JA	16,6	-	238.194	2,4	10,0
17	17 Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	D	JA	JA	43,9	-	644.976	5,8	22,3
18	18 H.v. Druckerz., Verwief., Ton-, Bild-, Datenträgern	D	JA	JA	10,1	-	220.280	2,9	8,5
19	19 Herstellung von chemischen Erzeugnissen	D	JA	JA	-	-	-	-	-
20	20 Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	D	JA	JA	55,8	-	769.727	1,9	7,2
21	21 Herstellung von chemischen Erzeugnissen	D	JA	JA	205,6	-	3.313.713	0,8	2,4
22	22 Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	D	JA	JA	26,1	-	472.935	2,5	7,8
23	23 Herstellung von Glas-, Keramik-, Verb.- u. Stein u. Erden	D	JA	JA	14,5	-	258.984	4,5	13,2
24	24 Metallherstellung und -bearbeitung	D	JA	JA	70,4	-	844.627	4,0	19,4
25	25 Herstellung von Metallherstellung	D	JA	JA	17,1	-	403.876	2,1	5,6
26	26 H.v. DV-Geräten, elektron. u. opt. Erzeugnissen	D	JA	JA	39,6	-	869.176	0,7	1,8
27	27 Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	D	JA	JA	47,8	-	969.360	0,7	2,1
28	28 Maschinenbau	D	JA	JA	52,7	-	1.200.649	0,7	2,2
29	29 Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenstellen	D	JA	JA	375,8	-	5.410.246	0,7	3,0
30	30 Sonstiger Fahrzeugbau	D	JA	JA	65,9	-	1.391.209	0,5	1,8
31	31 Herstellung von Möbeln	D	JA	JA	19,4	-	398.708	1,0	3,2
32	32 Herstellung von sonstigen Waren	D	JA	JA	22,3	-	513.121	0,9	2,2
33	33 Reparatur u. Installation von Masch. u. Ausrüstungen	D	JA	JA	15,6	-	405.414	0,3	1,0

Legende:
 GK Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
 GG Großgewerbe
 * außer GK und GG
 - nicht vorhanden
 · Zahlenwert unbekannt oder geheimzuhaltung
 WZ Wirtschaftszweigklassifikation
 UdPG Unternehmens des Produzierenden Gewerbes gemäß § 2 Nr. 3 StromStG, Abschnitte der WZ 03: C - Bergbau und Gewinnung von Steine und Erden | D - Verarbeitendes Gewerbe | E - Energie- und Wasserversorgung | F - Baugewerbe
 Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gemäß § 3 Nr. 14 EEG 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 2018
 Quelle: [SLBW 2019] [Eurostat 2019] [StaBu 2019a] [StaBu 2019b], Berechnung und Darstellung IE Leipzig

Entlastungs- und Befreiungstatbestände 2018

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 den über 1 GWh hinausgehenden Verbrauch für UdPG² mit einem Stromkostenanteil am Umsatz von > 4% gemäß § 27 KWKG 2017 i.V.m. § 64 (2) Nr. 4 EEG, i.V.m. § 64 (2) Nr. 2a EEG und i.V.m. § 64 (2) Nr. 2a EEG 	<ul style="list-style-type: none"> Übergangsbestimmungen zur Begrenzung der KWK-Umlage gemäß § 36 KWKG 2017
§ 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 UdPG² mit einem Stromkostenanteil am Umsatz von > 4 % gemäß § 19 (2) StromNEV 	
Offshore-Haftungs-Umlage	<ul style="list-style-type: none"> Entlastung von der Offshore-Haftungsumlage für den über 1 GWh hinausgehenden Verbrauch gemäß § 17f EnWG Entlastung von der Offshore-Haftungsumlage für UdPG² mit einem Stromkostenanteil am Umsatz von > 4% gemäß § 17f EnWG 	
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 UdPG² mit einem Stromkostenanteil an der BMS 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 Mindest-Umlage gemäß § 64 (1) Nr. 4 EEG 2017 Entlastung von der EEG-Umlage für UdPG² mit einem Stromkostenanteil an der BMS 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 Mindest-Umlage 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	<p>Stromsteuerentlastung:</p> <ul style="list-style-type: none"> Ermäßigung der Stromsteuer für UdPG² gemäß § 9b StromStG Entlastung in Sonderfällen für UdPG² gemäß § 10 StromStG 	<p>Stromsteuerbefreiung:</p> <ul style="list-style-type: none"> energieintensive Produktionsprozesse gemäß § 9a StromStG Strom aus Netzen mit 100 % erneuerbaren Energien gemäß § 9 (1) StromStG Eigenstrombedarf zur Stromerzeugung gemäß § 9 (1) StromStG Stromverwendung im räumlichen Zusammenhang gemäß § 9 (1) StromStG Strom aus Nichtstromaggregaten gemäß § 9 (1) StromStG
Netzentgelt (inkl. Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung)	<ul style="list-style-type: none"> keine allge meingültigen Entlastungs- bzw. Befreiungstatbestände vorhanden 	<ul style="list-style-type: none"> Einzelbefreiung für hohe Gleichmäßigkeit gemäß § 19 (2) S.2 StromNEV individuelles Netz entgelt für atypische Netznutzung gemäß § 19 (2) S.1 StromNEV
Beschaffung und Vertrieb (inkl. Marge)	<ul style="list-style-type: none"> keine Entlastungs- bzw. Befreiungstatbestände vorhanden 	

¹Unternehmen des Produzierenden Gewerbes (UdPG) gemäß § 2 Nr. 3 StromStG, Abschnitte der WZ03; C - Bergbau und Gewinnung von Steine und Erden | D - Verarbeitendes Gewerbe | E - Energie- und Wasserversorgung | F - Baugewerbe
²Unternehmen des Produzierenden Gewerbes (UdPG) gemäß § 3 Nr. 14 EEG 2012, Abschnitte WZ08; B - Bergbau und Gewinnung von Steine und Erden | C - Verarbeitendes Gewerbe

Tabelle 11 Berücksichtigte Entlastungs- und Befreiungstatbestände im Rahmen der Strompreisanalyse 2018

Quelle: [KWKG 2017] [StromNEV 2015] [EnWG 2016] [EEG 2017] [StromStG 2015] [KAV 2006], [AbLaV 2016], Zusammenstellung und Darstellung IE Leipzig

Beschäftigte			Umsatz				
Ranking	WZ 08	Anzahl Beschäftigte 2018	Ranking	WZ 08	Umsatz in 10 ⁹ Euro 2018		
1	28	Maschinenbau	331.632	1	29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	107.116.157
2	29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	233.296	2	28	Maschinenbau	81.562.039
3	25	Herstellung von Metallerzeugnissen	161.572	3	25	Herstellung von Metallerzeugnissen	28.246.280
4	27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	106.468	4	27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	25.632.773
5	22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	67.474	5	26	H.v. DV-Geräten, elektron. u. opt. Erzeugnissen	16.729.124
6	10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	67.453	6	10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	14.693.497
7	26	H.v. DV-Geräten, elektron. u. opt. Erzeugnissen	66.775	7	22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	14.655.633
8	32	Herstellung von sonstigen Waren	45.554	8	20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	11.560.005
9	20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	31.421	9	21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	10.280.834
10	21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	30.015	10	24	Metallerzeugung und -bearbeitung	9.439.078
11	17	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	25.921	11	32	Herstellung von sonstigen Waren	8.463.067
12	24	Metallerzeugung und -bearbeitung	23.345	12	17	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	7.469.630
13	23	H.v.Glas-,waren,Keramik,Verarb. v.Steinen u.Erden	20.609	13	23	H.v.Glas-,waren,Keramik,Verarb. v.Steinen u.Erden	5.092.489
14	33	Reparatur u.Installation von Masch.u.Ausrüstungen	20.205	14	33	Reparatur u.Installation von Masch.u.Ausrüstungen	4.418.180
15	31	Herstellung von Möbeln	17.755	15	16	H.v. Holz-, Flecht-, Korb-u.Korkwaren (ohne Möbel)	3.463.365
16	16	H.v. Holz-, Flecht-, Korb-u.Korkwaren (ohne Möbel)	14.035	16	31	Herstellung von Möbeln	3.257.304
17	18	H.v. Druckerz., Vervielf.v.Ton-,Bild-,Datenträgern	13.176	17	30	Sonstiger Fahrzeugbau	2.766.399
18	13	Herstellung von Textilien	11.712	18	14	Herstellung von Bekleidung	2.289.245
19	30	Sonstiger Fahrzeugbau	9.967	19	13	Herstellung von Textilien	2.193.037
20	14	Herstellung von Bekleidung	9.012	20	11	Getränkeherstellung	2.106.668
21	11	Getränkeherstellung	7.906	21	18	H.v. Druckerz., Vervielf.v.Ton-,Bild-,Datenträgern	2.029.375
22	08	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	4.785	22	08	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	993.266
23	15	Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen	1.314	23	15	Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen	254.074

Bruttowertschöpfung			Stromverbrauch				
Ranking	WZ 08	Bruttowertschöpfung in Mio. Euro 2018	Ranking	WZ 08	Stromverbrauch in MWh 2018		
1	28	Maschinenbau	26.676	1	29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	4.501.389
2	29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	23.846	3	25	Herstellung von Metallerzeugnissen	3.349.167
3	25	Herstellung von Metallerzeugnissen	10.741	4	28	Maschinenbau	3.344.444
4	27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	8.510	6	17	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	2.794.167
5	26	H.v. DV-Geräten, elektron. u. opt. Erzeugnissen	6.109	7	24	Metallerzeugung und -bearbeitung	2.446.667
6	22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	4.688	8	22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	2.135.278
7	21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	3.517	9	10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	1.510.833
8	32	Herstellung von sonstigen Waren	3.350	10	20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	1.337.500
9	20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	3.083	11	23	H.v.Glas-,waren,Keramik,Verarb. v.Steinen u.Erden	1.336.944
10	10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	2.977	13	27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	968.333
11	17	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	1.958	14	26	H.v. DV-Geräten, elektron. u. opt. Erzeugnissen	606.389
12	24	Metallerzeugung und -bearbeitung	1.957	15	21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	522.778
13	23	H.v.Glas-,waren,Keramik,Verarb. v.Steinen u.Erden	1.740	16	16	H.v. Holz-, Flecht-, Korb-u.Korkwaren (ohne Möbel)	470.000
14	33	Reparatur u.Installation von Masch.u.Ausrüstungen	1.503	17	32	Herstellung von sonstigen Waren	398.611
15	31	Herstellung von Möbeln	1.002	18	18	H.v. Druckerz., Vervielf.v.Ton-,Bild-,Datenträgern	328.056
16	16	H.v. Holz-, Flecht-, Korb-u.Korkwaren (ohne Möbel)	838	19	08	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	310.833
17	30	Sonstiger Fahrzeugbau	792	20	13	Herstellung von Textilien	246.389
18	11	Getränkeherstellung	776	21	11	Getränkeherstellung	232.500
19	18	H.v. Druckerz., Vervielf.v.Ton-,Bild-,Datenträgern	704	22	31	Herstellung von Möbeln	172.500
20	13	Herstellung von Textilien	686	23	30	Sonstiger Fahrzeugbau	80.000
21	14	Herstellung von Bekleidung	578	24	33	Reparatur u.Installation von Masch.u.Ausrüstungen	74.722
22	08	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	351	25	14	Herstellung von Bekleidung	43.333
23	15	Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen	64	23	15	Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen	11.389

Abbildung 98 Die drei bedeutendsten Branchen nach Beschäftigten, Umsatz, Bruttowertschöpfung und Stromverbrauch des produzierenden Gewerbes in Baden-Württemberg 2018

Quelle: [SLBW 2019] [StaBu 2019a] [StaBu 2019b], Auswertung und Darstellung IE Leipzig

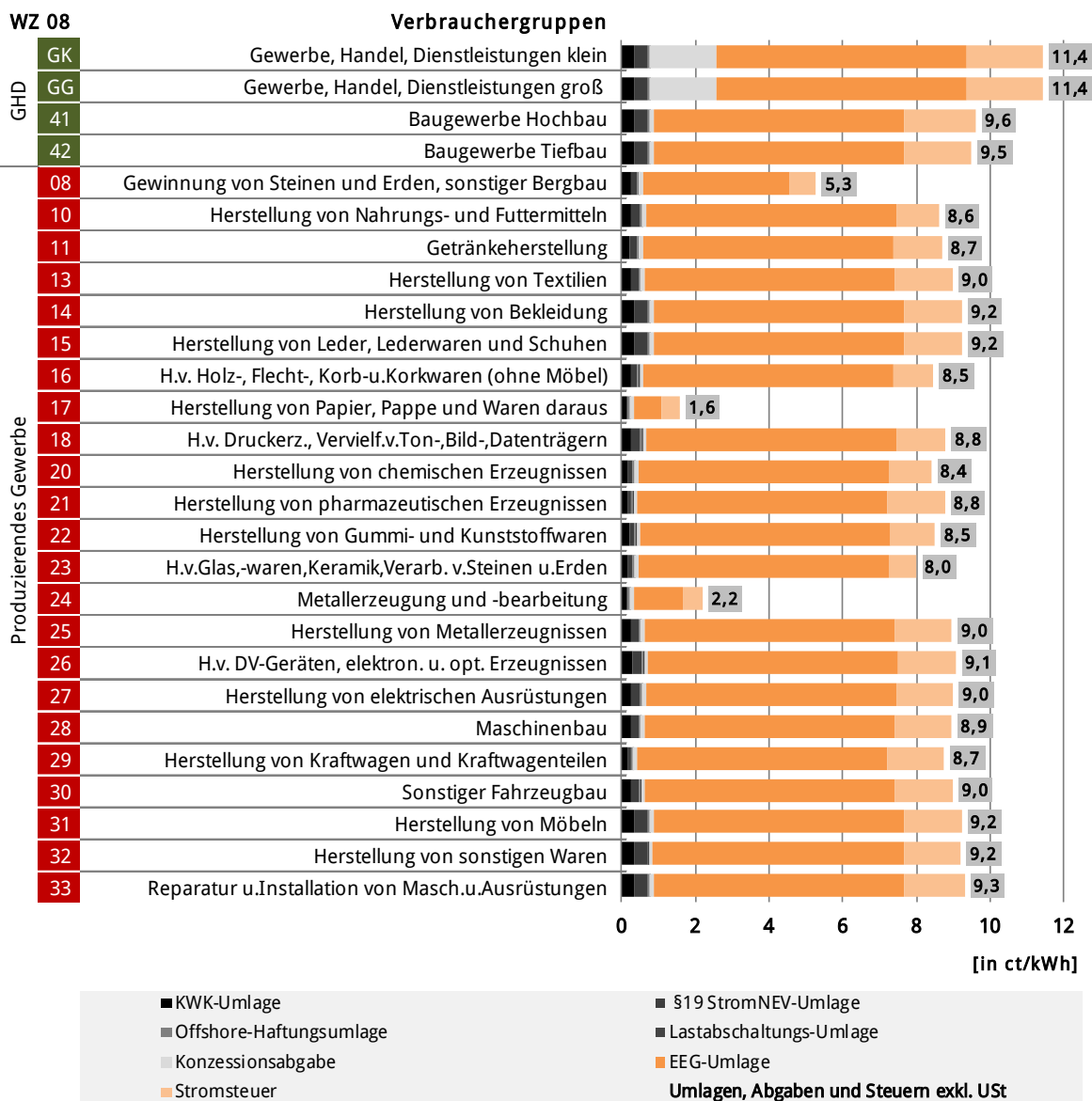


Abbildung 99 Staatlich induzierte Strompreisbestandteile unter Berücksichtigung der Entlastungstatbestände für durchschnittliche gewerbliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2018

Quelle: [KWKG 2017] [StromNEV 2015] [EnWG 2016] [EEG 2014] [StromStG 2015] [StromStV 2013] [AbLaV 2016] [SGB 2013] [KAV 2006] [SLBW 2019] [StaBu 2019a] [StaBu 2019b] [StaBu 2019c] [ÜNB 2018a] [ÜNB 2018b] [ÜNB 2018c] [ÜNB 2018d] [ÜNB 2018e] Berechnung und Darstellung IE Leipzig

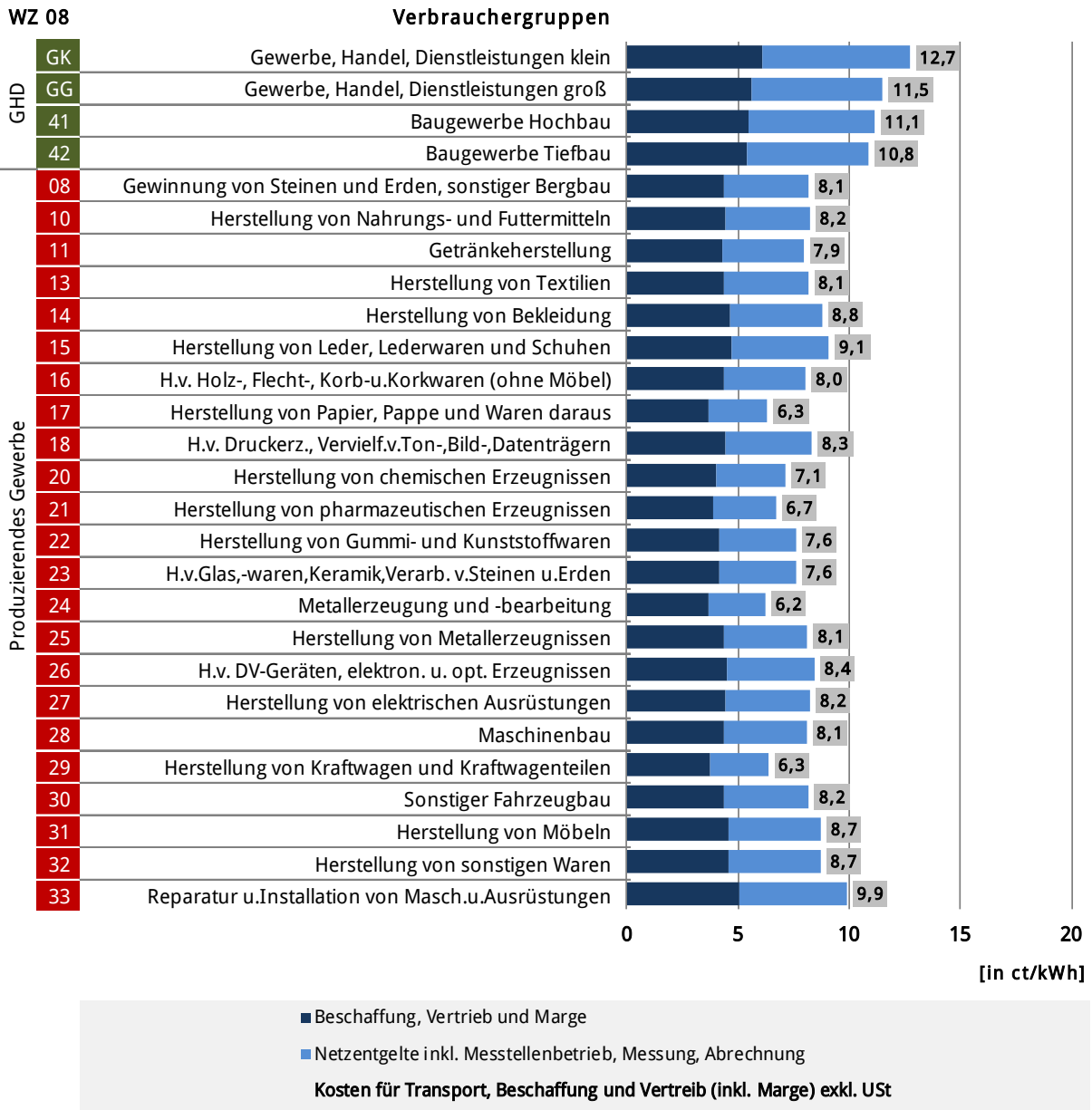


Abbildung 100 Spezifische Kosten für Transport, Beschaffung und Vertrieb (inkl. Marge) für durchschnittliche gewerbliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2018

Quelle: [BNetzA 2019] [SLBW 2019] Berechnung und Darstellung IE Leipzig

WZ 08*	Verbrauchergruppen	Umlagen, Abgaben und Steuern exkl. USt in €ct/kWh				Staatlich induzierter Anteil am Strompreis in Prozent				Veränderung 2018 ggü. 2014	
		2014	2016	2017	2018	2014	2016	2017	2018	in ct/kWh	in %-Punkte
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	34,3%	38,8%	40,7%	39,3%	0,67	5,0%
09	Dienstleistungen f.d.Bergbau u.Gewinnung v.Steinen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	7,6	8,1	8,6	8,6	46,3%	50,6%	52,2%	51,2%	0,96	4,9%
11	Getränkeherstellung	7,8	8,1	8,7	8,7	47,3%	51,6%	53,5%	52,3%	0,93	5,0%
12	Tabakverarbeitung
13	Herstellung von Textilien	7,8	8,3	8,9	9,0	47,3%	51,8%	53,5%	52,4%	1,18	5,1%
14	Herstellung von Bekleidung	8,4	8,9	9,4	9,2	47,3%	51,7%	52,6%	51,3%	0,80	4,0%
15	Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen	8,5	8,9	9,4	9,2	45,5%	50,8%	52,0%	50,4%	0,75	4,9%
16	H.v. Holz-, Flecht-, Korb-u.Korkwaren (ohne Möbel)	7,6	7,9	8,4	8,5	46,3%	50,5%	52,3%	51,3%	0,84	5,0%
17	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	1,2	1,4	1,4	1,6	15,3%	18,5%	19,6%	20,0%	0,33	4,7%
18	H.v. Druckerz., Vervielf.v.Ton-,Bild-,Datenträgern	7,8	8,3	8,8	8,8	46,7%	51,1%	52,5%	51,4%	0,97	4,7%
19	Kokerei und Mineralölverarbeitung
20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	7,5	7,8	8,4	8,4	49,0%	52,9%	55,2%	54,1%	0,89	5,2%
21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	8,1	8,2	8,8	8,8	52,1%	55,5%	57,9%	56,7%	0,67	4,6%
22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	7,5	7,8	8,4	8,5	47,7%	51,8%	53,9%	52,9%	0,96	5,2%
23	H.v.Glas-,waren,Keramik,Verarb. v.Steinen u.Erden	7,1	7,4	7,8	8,0	46,4%	50,4%	52,0%	51,3%	0,82	4,9%
24	Metallerzeugung und -bearbeitung	1,4	1,4	1,5	2,2	16,6%	19,0%	20,3%	26,1%	0,80	9,5%
25	Herstellung von Metallerzeugnissen	8,2	8,5	9,0	9,0	48,1%	52,1%	53,7%	52,5%	0,81	4,4%
26	H.v. DV-Geräten, elektron. u. opt. Erzeugnissen	8,3	8,7	9,2	9,1	48,0%	51,8%	53,2%	51,9%	0,77	3,9%
27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	8,3	8,5	9,1	9,0	48,3%	52,1%	53,6%	52,3%	0,74	4,0%
28	Maschinenbau	8,2	8,5	9,0	8,9	48,6%	52,3%	53,9%	52,6%	0,73	4,0%
29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	8,1	8,2	8,7	8,7	53,1%	56,6%	59,2%	57,9%	0,67	4,8%
30	Sonstiger Fahrzeugbau	8,3	8,6	9,1	9,0	48,3%	52,0%	53,5%	52,4%	0,72	4,1%
31	Herstellung von Möbeln	8,4	8,8	9,3	9,2	47,6%	51,7%	52,8%	51,4%	0,83	3,9%
32	Herstellung von sonstigen Waren	8,4	8,9	9,3	9,2	47,5%	51,7%	52,8%	51,4%	0,79	4,0%
33	Reparatur u.Installation von Masch.u.Ausrüstungen	8,5	8,9	9,4	9,3	45,1%	49,2%	49,9%	48,5%	0,78	3,3%

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

Quelle: [KWKG 2017] [StromNEV 2015] [EnWG 2016] [EEG 2014] [StromStG 2015] [StromStV 2013] [AbLaV 2016] [SGB 2013] [KAV 2006] [SLBW 2019] [StaBu 2019a] [StaBu 2019b] [StaBu 2019c] [ÜNB 2018a] [ÜNB 2018b] [ÜNB 2018c] [ÜNB 2018d], [IE 2015], [IE 2017], [IE 2018], [IE 2019], Berechnung und Darstellung IE Leipzig

WZ 08	Verbrauchergruppen	Transport in €ct/kWh				Anteil Transport am Strompreis in Prozent				Veränderung 2018 ggü. 2014	
		2014	2016	2017	2018	2014	2016	2017	2018	in ct/kWh	in %-Punkte
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	25,5%	28,5%	28,3%	28,0%	0,34	2,6%
09	Dienstleistungen f.d.Bergbau u.Gewinnung v.Steinen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	3,5	3,7	3,7	3,8	20,9%	23,1%	22,8%	22,6%	0,35	1,7%
11	Getränkeherstellung	3,3	3,5	3,6	3,6	20,3%	22,4%	22,0%	21,9%	0,31	1,6%
12	Tabakverarbeitung
13	Herstellung von Textilien	3,3	3,6	3,7	3,8	20,3%	22,4%	22,1%	22,0%	0,42	1,7%
14	Herstellung von Bekleidung	3,8	4,0	4,1	4,2	21,1%	23,0%	23,1%	23,1%	0,39	2,0%
15	Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen	4,2	4,2	4,2	4,4	22,5%	23,7%	23,5%	23,8%	0,15	1,2%
16	H.v. Holz-, Flecht-, Korb-u.Korkwaren (ohne Möbel)	3,4	3,6	3,6	3,7	20,8%	23,0%	22,6%	22,4%	0,27	1,6%
17	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	2,3	2,6	2,6	2,6	28,3%	34,3%	34,6%	33,1%	0,30	4,8%
18	H.v. Druckerz., Vervielf.v.Ton-,Bild-,Datenträgern	3,5	3,7	3,8	3,9	20,8%	22,9%	22,7%	22,6%	0,39	1,8%
19	Kokerei und Mineralölverarbeitung
20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	2,8	3,1	3,1	3,1	18,5%	20,9%	20,4%	20,1%	0,28	1,6%
21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	2,6	2,9	2,8	2,9	16,9%	19,4%	18,6%	18,5%	0,24	1,6%
22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	3,1	3,3	3,3	3,4	19,6%	21,9%	21,4%	21,2%	0,31	1,6%
23	H.v.Glas-,waren,Keramik,Verarb. v.Steinen u.Erden	3,1	3,3	3,3	3,4	20,1%	22,5%	22,3%	21,9%	0,31	1,8%
24	Metallerzeugung und -bearbeitung	2,4	2,6	2,5	2,6	28,2%	34,0%	34,0%	30,3%	0,18	2,2%
25	Herstellung von Metallerzeugnissen	3,4	3,6	3,7	3,7	20,1%	22,3%	22,0%	21,9%	0,33	1,8%
26	H.v. DV-Geräten, elektron. u. opt. Erzeugnissen	3,5	3,8	3,9	3,9	20,4%	22,7%	22,5%	22,5%	0,41	2,1%
27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	3,4	3,7	3,7	3,8	20,1%	22,4%	22,2%	22,1%	0,38	2,1%
28	Maschinenbau	3,3	3,6	3,6	3,7	19,8%	22,2%	21,9%	21,8%	0,37	2,1%
29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	2,4	2,7	2,6	2,6	16,0%	18,4%	17,6%	17,5%	0,21	1,5%
30	Sonstiger Fahrzeugbau	3,4	3,7	3,8	3,8	20,1%	22,5%	22,2%	22,1%	0,34	1,9%
31	Herstellung von Möbeln	3,7	3,9	4,0	4,1	20,8%	22,9%	22,9%	23,0%	0,45	2,2%
32	Herstellung von sonstigen Waren	3,7	3,9	4,0	4,1	20,9%	23,0%	22,9%	23,0%	0,40	2,0%
33	Reparatur u.Installation von Masch.u.Ausrüstungen	4,3	4,5	4,7	4,9	22,9%	25,0%	25,1%	25,3%	0,54	2,4%

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

Quelle: [BNetzA 2019] [SLBW 2019], [IE 2015], [IE 2017], [IE 2018], [IE 2019], Berechnung und Darstellung IE Leipzig

WZ 08	Verbrauchergruppen	Beschaffung in €ct/kWh				Anteil Beschaffung am Strompreis in Prozent				Veränderung 2018 ggü. 2014	
		2014	2016	2017	2018	2014	2016	2017	2018	in ct/kWh	in %- Punkte
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	40,2%	32,6%	31,1%	32,6%	-1,02	-7,6%
09	Dienstleistungen f.d.Bergbau u.Gewinnung v.Steinen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	5,4	4,2	4,1	4,4	32,8%	26,3%	25,0%	26,2%	-1,02	-6,6%
11	Getränkeherstellung	5,3	4,1	4,0	4,3	32,5%	26,0%	24,6%	25,9%	-1,03	-6,6%
12	Tabakverarbeitung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Herstellung von Textilien	5,3	4,1	4,1	4,4	32,4%	25,8%	24,4%	25,6%	-0,96	-6,8%
14	Herstellung von Bekleidung	5,6	4,3	4,3	4,6	31,6%	25,3%	24,3%	25,6%	-1,03	-6,0%
15	Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen	5,9	4,5	4,4	4,7	31,9%	25,5%	24,4%	25,8%	-1,22	-6,1%
16	H.v. Holz-, Flecht-, Korb-u.Korkwaren (ohne Möbel)	5,4	4,1	4,0	4,3	32,8%	26,5%	25,1%	26,3%	-1,06	-6,5%
17	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	4,6	3,6	3,4	3,7	56,4%	47,1%	45,8%	46,9%	-0,91	-9,5%
18	H.v. Druckerz., Vervielf.v.Ton-,Bild-,Datenträgern	5,4	4,2	4,1	4,4	32,5%	26,0%	24,8%	26,0%	-1,00	-6,5%
19	Kokerei und Mineralölverarbeitung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	5,0	3,8	3,7	4,0	32,5%	26,2%	24,5%	25,8%	-0,99	-6,8%
21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	4,8	3,7	3,5	3,8	31,1%	25,2%	23,4%	24,9%	-0,99	-6,2%
22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	5,2	4,0	3,9	4,2	32,7%	26,3%	24,7%	25,9%	-1,00	-6,8%
23	H.v.Glas-,waren,Keramik,Verarb. v.Steinen u.Erden	5,2	4,0	3,9	4,2	33,5%	27,0%	25,8%	26,8%	-1,00	-6,7%
24	Metallerzeugung und -bearbeitung	4,7	3,6	3,4	3,7	55,2%	47,0%	45,6%	43,6%	-0,99	-11,7%
25	Herstellung von Metallerzeugnissen	5,4	4,2	4,1	4,4	31,8%	25,5%	24,3%	25,6%	-1,02	-6,2%
26	H.v. DV-Geräten, elektron. u. opt. Erzeugnissen	5,5	4,3	4,2	4,5	31,6%	25,5%	24,3%	25,6%	-0,99	-6,0%
27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	5,4	4,2	4,1	4,4	31,6%	25,5%	24,3%	25,6%	-1,00	-6,0%
28	Maschinenbau	5,3	4,1	4,0	4,3	31,6%	25,5%	24,2%	25,6%	-0,99	-6,0%
29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	4,7	3,6	3,4	3,7	30,9%	25,0%	23,1%	24,6%	-0,98	-6,3%
30	Sonstiger Fahrzeugbau	5,4	4,2	4,1	4,4	31,6%	25,5%	24,3%	25,6%	-1,02	-6,0%
31	Herstellung von Möbeln	5,6	4,3	4,3	4,6	31,6%	25,4%	24,3%	25,6%	-0,98	-6,0%
32	Herstellung von sonstigen Waren	5,6	4,3	4,3	4,6	31,6%	25,3%	24,3%	25,6%	-1,02	-6,0%
33	Reparatur u.Installation von Masch.u.Ausrüstungen	6,0	4,7	4,7	5,0	32,0%	25,8%	24,9%	26,2%	-1,01	-5,8%

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

Quelle: [BNetzA 2019], [SLBW 2019], [IE 2015], [IE 2017], [IE 2018], [IE 2019], Berechnung und Darstellung IE Leipzig

11 Verzeichnisse

Abkürzungsverzeichnis	143
Abbildungsverzeichnis	145
Tabellenverzeichnis	151
Literaturverzeichnis	152

Abkürzungsverzeichnis

BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BMWi	Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie
CARMEN e.V.	Centrales Agrar-Rohstoff-Marketing- und Energie-Netzwerk
CME	Chicago Mercantile Exchange
COP 25	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 (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017)
EEX	European Energy Exchange
EIA	Energy Information Administration
EID	Energie-Informationsdienst
EU	Europäische Union
EUA	European Emission Allowances
EZB	Europäische Zentralbank
FR	Frankreich
GJ	Gigajoule
GWh	Gigawattstunden
HVPI	harmonisierten Verbraucherpreis-Index
IE Leipzig	Leipziger Institut für Energie GmbH
kV	Kilovolt

kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
l	Liter
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MWh	Megawattstunden
NCG	NetConnect Germany, ein Marktgebietsbetreiber im deutschen Erdgasmarkt
NEMoG	Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz)
NEP	Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber
NL	Niederlande
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries
PV	Photovoltaik
SLP	Standardlastprofil
TWh	Terrawattstunden
UM	Umweltministerium
US	United States
USA	United States of America
WTI	West Texas Intermediate

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Nominale Energiepreis-Indizes seit 2000 mit Prognose bis 2026	7
Abbildung 2	Reale Energiepreis-Indizes seit 2000 mit Prognose bis 2026	8
Abbildung 3	Entwicklung der nominalen Ölpreise seit 2008 inklusive Kennzeichnung wesentlicher Ereignisse	13
Abbildung 4	Entwicklung der gewerblichen und nicht-gewerblichen Endverbraucherpreise für Heizöl und Einfuhrpreise für Rohöl in Deutschland 2006-2019 (nominal, monatliche Durchschnittswerte)	15
Abbildung 5	Nominale und reale Preise für leichtes Heizöl nicht gewerblich und gewerblich bis 2019 (Jahresdurchschnittswerte)	15
Abbildung 6	Preise auf nicht-gewerbliches Heizöl in Deutschland im Vergleich zu Nachbarländern und dem EU-Durchschnitt 2013 bis 2019	17
Abbildung 7	Preise für Heizöl bei Belieferung an Haushalte im Bundesländervergleich 2015 bis 2019	18
Abbildung 8	Nominale Preise für Superbenzin und Dieselkraftstoff (monatliche Mittelwerte) 2006 bis 2019	19
Abbildung 9	Jahresmittel der Preise für Dieselkraftstoff und Superbenzin von 2000 bis 2019 (nominal und real)	19
Abbildung 10	Preise für Superbenzin in Deutschland im Vergleich zu Nachbarländern und EU-Durchschnitt 2013 bis 2019	20
Abbildung 11	Preise für Diesel in Deutschland im Vergleich zu Nachbarländern und EU-Durchschnitt 2013 bis 2019	21
Abbildung 12	Vertragsstruktur (mengenbezogen) von Haushaltskunden 2018	23
Abbildung 13	Vertragsstruktur (mengenbezogen) von Industrie- und Gewerbekunden 2018	23
Abbildung 14	Entwicklung der monatlichen Preisindizes für Erdgas für verschiedene Verbrauchergruppen in Deutschland 2005-2019 (nominal)	25
Abbildung 15	Entwicklung des Grenzübergangspreises für Erdgasimporte nach Deutschland von 2010 bis 2019	27

Abbildung 16	Zusammensetzung des Gaspreises für Haushalte (Abnahmefall 20-200 GJ) und Industrie (Abnahmefall 116 GWh) in Deutschland zum Stichtag 1. April 2019	28
Abbildung 17	Nominale Erdgaspreise für Haushaltskunden im europäischen Vergleich 2015-2019	29
Abbildung 18	Reale Erdgaspreise für Haushaltskunden im europäischen Vergleich 2015-2019	30
Abbildung 19	Erdgaspreise für Haushaltskunden nach Bundesländern 2019	31
Abbildung 20	Netznutzungsentgelte für Haushaltskunden nach Bundesländern 2019	32
Abbildung 21	Erdgaspreise für Gewerbekunden nach Bundesländern 2019	33
Abbildung 22	Netznutzungsentgelte für Gewerbekunden nach Bundesländern 2019	34
Abbildung 23	Nominale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe I1 der Industrie im europäischen Vergleich 2015-2019	36
Abbildung 24	Reale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe I1 der Industrie im europäischen Vergleich 2015-2019	36
Abbildung 25	Nominale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe I3 der Industrie im europäischen Vergleich 2015-2019	37
Abbildung 26	Reale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe I3 der Industrie im europäischen Vergleich 2015-2019	37
Abbildung 27	Nominale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe I5 der Industrie im europäischen Vergleich 2015-2019	38
Abbildung 28	Reale Erdgaspreise für die Verbrauchergruppe I5 der Industrie im europäischen Vergleich 2015-2019	38
Abbildung 29	Nominale (links) und reale (rechts) Erdgaspreise für die Industrie in den USA	39
Abbildung 30	Vertragsstruktur (mengenbezogen) von Haushaltskunden 2018	41
Abbildung 31	Vertragsstruktur (mengenbezogen) von Industrie- und Gewerbekunden 2018	41
Abbildung 32	Nominale Entwicklung der Preisindizes für Strom in Deutschland (Monatsmittelwerte)	43
Abbildung 33	Nominale Entwicklung der Preisindizes für die Einfuhr bzw. Erzeugung fossiler Energieträger (Monatsmittelwerte)	45
Abbildung 34	Monats- und Jahresmittelwerte der nominalen Börsenpreise für Strom am Spotmarkt	46

Abbildung 35	Komponenten der EEG-Umlage 2010 bis 2020	47
Abbildung 36	Steuern und Abgaben auf Strom nach Verbrauchergruppen 2018 und 2019	48
Abbildung 37	Haushaltsstrompreis im europäischen Vergleich (nominal)	49
Abbildung 38	Haushaltsstrompreis im europäischen Vergleich (real)	49
Abbildung 39	Entwicklung des Haushaltsstrompreises und dessen Bestandteile in Deutschland (nominal)	51
Abbildung 40	Entwicklung des Haushaltsstrompreises und dessen Bestandteile in Deutschland (real)	51
Abbildung 41	Marktübersicht über Strompreise einschließlich aller Steuern, Abgaben und Umlagen für Haushaltskunden nach Bundesländern	53
Abbildung 42	Übersicht über die Netznutzungsentgelte für Haushaltskunden nach Bundesländern	53
Abbildung 43	Übersicht der zu zahlenden Netzentgelte in Baden-Württemberg für die Haushalte bei unterschiedlichen Netzbetreibern	55
Abbildung 44	Strompreis für private Nachtspeicher-Heizungen in ausgewählten Städten in Baden-Württemberg 2018 und 2019	56
Abbildung 45	Wärmepumpen-Strompreis für Haushalte in Baden-Württemberg 2018 und 2019	57
Abbildung 46	Industriestrompreise nominal (oben) und inflationsbereinigt (unten) im europäischen Vergleich für die Verbrauchergruppen IC	60
Abbildung 47	Industriestrompreise nominal (oben) und inflationsbereinigt (unten) im europäischen Vergleich für die Verbrauchergruppen IF	61
Abbildung 48	Industriestrompreise, nominal (links) und inflationsbereinigt (rechts) der USA	61
Abbildung 49	Entwicklung des nominalen Industriestrompreises (Mittelspannung) und seiner Bestandteile in Deutschland	63
Abbildung 50	Entwicklung des realen Industriestrompreises (Mittelspannung) und seiner Bestandteile in Deutschland	63
Abbildung 51	Strompreisbestandteile für ein energieintensives Unternehmen mit umfassender Befreiung bei Steuern, Umlagen, Abgaben und Entgelten 2011 bis 2019	64
Abbildung 52	Marktübersicht über angebotene Gewerbestrompreise nach Bundesländern	65
Abbildung 53	Netznutzungsentgelte für Gewerbe nach Bundesländern	66

Abbildung 54	Übersicht der zu zahlenden Netzentgelte bei ausgewählten Netzbetreibern in Baden-Württemberg für das Gewerbe	66
Abbildung 55	Übersicht der zu zahlenden Netzentgelte bei ausgewählten Netzbetreibern in Baden-Württemberg für die Industrie	67
Abbildung 56	Heizungsarten in Deutschland links und Heizen in Wohnungen mit Öl-Zentralheizungen im Bundesländervergleich 2019	68
Abbildung 57	Nominale und reale Preise für die Lieferung von Fernwärme an Haushalte im Jahresmittel von 2000 bis 2019	69
Abbildung 58	Preise für die Lieferung von Fernwärme an Endabnehmer in Baden-Württemberg	70
Abbildung 59	Monatliche Durchschnittspreise für Pellets im Norden und Süden Deutschlands und Österreich 2012 bis 2019	71
Abbildung 60	Jahresdurchschnittspreise für Pellets nach Bundesländern 2013-2019	72
Abbildung 61	Entwicklung der monatlichen Preisindizes für Wärmeenergieträger in Deutschland 2005 bis 2019 (nominal)	73
Abbildung 62	Jährliche Verbrauchskosten für Kraftstoffe je Haushalt in Deutschland (real und nominal)	75
Abbildung 63	Jährliche nominale Verbrauchskosten zur Erzeugung von Wärme je Haushalt	76
Abbildung 64	Jährliche Verbrauchskosten für Strom je Haushalt in Baden-Württemberg (real und nominal)	77
Abbildung 65	Anteil der Stromkosten an der Kaufkraft der Haushalte nach Bundesländern	78
Abbildung 66	Anteil der Energiekosten an der Kaufkraft der Haushalte in Baden-Württemberg im Jahr 2018 und 2019	78
Abbildung 67	Nettostrompreis für durchschnittliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2018	88
Abbildung 68	Spanne der Nettostrompreise innerhalb eines Wirtschaftszweiges in Baden-Württemberg in Abhängigkeit von der Erfüllung der Entlastungsbedingungen 2018	90
Abbildung 69	Effektiver Stromkostenanteil am Umsatz für durchschnittliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2018	92
Abbildung 70	Effektiver Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung durchschnittlicher Verbraucher in Baden-Württemberg 2018	94

Abbildung 71	Entwicklung der Nettostrompreise für durchschnittliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2014, 2016, 2017, 2018	97
Abbildung 72	Entwicklung der effektiven Stromkostenanteile an der Bruttowertschöpfung durchschnittlicher Verbraucher im produzierenden Gewerbe in Baden-Württemberg 2014, 2016, 2017, 2018	98
Abbildung 73	Begünstigte Abnahmestellen der besonderen Ausgleichsregelung nach § 64 und § 65 EEG in Baden-Württemberg und Deutschland im Jahr 2019	100
Abbildung 74	Anteil der begünstigten Abnahmestellen der besonderen Ausgleichsregelung nach § 64 EEG an allen Abnahmestellen in Baden-Württemberg 2019 (ohne Schienenbahnen)	101
Abbildung 75	Prognose der Preise für Diesel, Superbenzin, Heizöl leicht für Haushalte sowie Einfuhrpreise für Rohöl nominal und real bis 2026 in Deutschland	104
Abbildung 76	Entwicklung des Grenzübergangspreises für Erdgas im NCG-Marktgebiet von 2019 bis 2026	106
Abbildung 77	Entwicklung der nominalen Erdgas-Verbraucherpreise für Haushalte in Baden-Württemberg bis 2026	108
Abbildung 78	Entwicklung der realen Erdgas-Verbraucherpreise für Haushalte in Baden-Württemberg bis 2026	109
Abbildung 79	Entwicklung der nominalen Erdgas-Verbraucherpreise für die Industrie in Deutschland bis 2026	111
Abbildung 80	Entwicklung der realen Erdgas-Verbraucherpreise für die Industrie in Deutschland bis 2026	111
Abbildung 81	Stromverbrauch in Baden-Württemberg bis 2026	119
Abbildung 82	Nominale Haushaltsstrompreise in Baden-Württemberg bis 2026	122
Abbildung 83	Reale Haushaltsstrompreise in Baden-Württemberg bis 2026	122
Abbildung 84	Nominale Wärmepumpen-Strompreise in Baden-Württemberg bis 2026	123
Abbildung 85	Reale Wärmepumpen-Strompreise in Baden-Württemberg bis 2026	123
Abbildung 86	Nominale Nachtspeicher-Strompreise in Baden-Württemberg bis 2026	124
Abbildung 87	Reale Nachtspeicher-Strompreise in Baden-Württemberg bis 2026	124
Abbildung 88	Nominale Gewerbestrompreise (netto) in Baden-Württemberg bis 2026	126

Abbildung 89	Reale Gewerbestrompreise (netto) in Baden-Württemberg bis 2026	126
Abbildung 90	Nominale Strompreise für die mittelständische Industrie in Deutschland bis 2026	128
Abbildung 91	Reale Industriestrompreise (Mittelstand) in Deutschland bis 2026	128
Abbildung 92	Nominale Strompreise für die energieintensive Industrie in Deutschland bis 2026	129
Abbildung 93	Reale Strompreise für die energieintensive Industrie in Deutschland bis 2026	129
Abbildung 94	Industriestrompreise in den Ländern der Europäischen Union 2019 (IC und IF)	130
Abbildung 95	Haushaltsstrompreis in den Ländern der Europäischen Union 2019	130
Abbildung 96	Preisentwicklung Erdgas Großhandel Spotmarkt	131
Abbildung 97	Entwicklung der realen Preise (monatlicher Durchschnitt und Tagesdurchschnitt) der CO ₂ -Zertifikate	132
Abbildung 98	Die drei bedeutendsten Branchen nach Beschäftigten, Umsatz, Bruttowertschöpfung und Stromverbrauch des produzierenden Gewerbes in Baden-Württemberg 2018	136
Abbildung 99	Staatlich induzierte Strompreisbestandteile unter Berücksichtigung der Entlastungstatbestände für durchschnittliche gewerbliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2018	137
Abbildung 100	Spezifische Kosten für Transport, Beschaffung und Vertrieb (inkl. Marge) für durchschnittliche gewerbliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2018	138
Abbildung 101	Entwicklung der staatlich induzierten Strompreisbestandteile unter Berücksichtigung der Entlastungstatbestände für durchschnittliche gewerbliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2014, 2016, 2017, 2018	139
Abbildung 102	Entwicklung der spezifischen Kosten für Transport (Netzentgelte) für durchschnittliche gewerbliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2014, 2016, 2017, 2018	140
Abbildung 103	Entwicklung der spezifischen Kosten für die Beschaffung (inkl. Vertrieb und Marge) für durchschnittliche gewerbliche Verbraucher in Baden-Württemberg 2014, 2016, 2017, 2018	141

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Entwicklung der Preisindizes (Jahresdurchschnittswerte) für Erdgas für verschiedene Verbraucher in Deutschland in der Zehnjahresbetrachtung (Werte nominal und real mit Preisbasis 2015)	25
Tabelle 2	Nominale und Reale Entwicklung der Preisindizes für Strom in Deutschland (Jahresmittelwerte)	43
Tabelle 3	Nominale und Reale Entwicklung der Preisindizes für die Einfuhr bzw. Erzeugung fossiler Energieträger (Jahresmittelwerte)	45
Tabelle 4	Entwicklung der Preisindizes (Jahresdurchschnittswerte) für Wärmeenergieträger in Deutschland (Werte nominal und real mit Preisbasis 2015)	73
Tabelle 5	Möglichkeiten der Stromkostenentlastung für durchschnittliche Unternehmen der bedeutendsten Branchen des produzierenden Gewerbes in Baden-Württemberg 2018	85
Tabelle 6	Prognose zur Entwicklung der EEG-Umlage bis 2026 für nichtprivilegierte Letztverbraucher bei unveränderten Rahmenbedingungen (nominale Preise)	114
Tabelle 7	Investitionsaufwendungen, kalkulatorische Abschreibungen, Betriebskosten, Kosten für Redispatch und Einspeisemangement bis 2026 für Stromnetzausbaumaßnahmen in Baden-Württemberg	118
Tabelle 8	Nominale Preise der Energieträger zur Ermittlung der jährlichen Verbrauchskosten zur Erzeugung von Wärme für Haushalte	131
Tabelle 9	Jährliche reale Verbrauchskosten zur Erzeugung von Wärme je Haushalt	132
Tabelle 10	Grunddaten zu den Verbrauchergruppen im Jahr 2018 für Baden-Württemberg	133
Tabelle 11	Charakterisierung durchschnittlicher Verbraucher nach Branchen in Baden-Württemberg im Jahr 2018	134
Tabelle 12	Berücksichtigte Entlastungs- und Befreiungstatbestände im Rahmen der Strompreisanalyse 2018	135

Literaturverzeichnis

- AbLaV 2016 Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz: Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten - AbLaV), Berlin, 16.08.2016.
- Agora 2020 Agora Energiewende: Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2019; Berlin, 31.01.2020.
- BAFA 2019 Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA): Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung Antragsverfahren 2018 für Begrenzung der EEG-Umlage 2019, Berlin, 2019.
- BAFA 2020 Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA): Aufkommen und Export von Erdgas sowie Entwicklung des Grenzübergangspreises ab 1991, Stand Februar 2020.
- BDEW 2015 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW): „Wie heizt Deutschland?“ BDEW-Studie zum Heizungsmarkt; Berlin 2015.
- BDEW 2019 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Wie heizt Deutschland 2019?, Berlin, Oktober 2019.
- BDEW 2019a Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Redispatch in Deutschland, Berlin, 15.11.2019.
- BDEW 2020 Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Strompreisanalyse Januar 2020, Berlin, 07.01.2020.
- BDEW 2020a Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: BDEW-Gaspreisanalyse Januar 2020, Haushalte, Berlin, 27.01.2020.
- BEA 2020 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 05.03.2020.
- BMEL 2019 Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL): Ländliche Regionen verstehen, Berlin, November 2019.
- BMU 2019 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit: 25. Weltklimakonferenz: „Jetzt nach vorne schauen“ abrufbar im Internet unter: <https://www.bmu.de/pressemitteilung/25-weltklimakonferenz-jetzt-nach-vorne-schauen/>, letzter Zugriff am 07.04.2020.
- BMU 2019a Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit: Klimaschutz in Zahlen CO₂-Bepreisung, Berlin, Stand Mai 2019.

- BMU 2019b Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit: Grundlage für CO₂-Preis steht, abrufbar im Internet unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/nationaler-emissionshandel-1684508>, letzter Zugriff am 07.04.2020.
- BMU 2020 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit: Kurzinfo, Emissionshandel – Was ist das?, abrufbar im Internet unter: <https://www.bmu.de/themen/klima-energie/emissionshandel/emissionshandel-was-ist-das/>, letzter Zugriff am 07.04.2020.
- BMWi 2019 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz), Berlin, November 2019.
- BMWi 2020 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Zahlen und Fakten Energie – Nationale und Internationale Entwicklung, Berlin, 06.02.2020.
- BNetzA 2019 Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen; Bundeskartellamt (Hrsg.): Monitoringbericht 2018, Bonn, Stand 08.02.2019.
- BNetzA 2019a Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen; Bundeskartellamt (Hrsg.): Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, Bonn, 01.08.2019.
- BNetzA 2020 Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen; Bundeskartellamt (Hrsg.): Monitoringbericht 2019, Bonn, Stand 13.01.2020.
- bnNetze 2019 bnNETZE GmbH, Preisblatt Stand: 31.12.2018, abrufbar im Internet unter: <https://bnnetze.de/netzkunden/netznutzung/netznutzung-strom/>, letzter Zugriff am 02.03.2020.
- CME 2020 CME Group: Crude Oil Future Settlements abrufbar im Internet unter: http://www.cmegroup.com/trading/energy/crude-oil/light-sweet-crude_quotes_settlements_futures.html, letzter Zugriff am 28.03.2020.
- CARMEN 2020 Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V. (C.A.R.M.E.N.): „Preisentwicklung bei Holzpellets – Der Holzpellet-Preis-Index“, abrufbar im Internet unter: <https://www.carmen-ev.de/infothek/preisindizes/holzpellets/graphiken>, letzter Zugriff am 26.03.2020.
- CARMEN 2020a Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V. (C.A.R.M.E.N.): „Preisentwicklung bei Holzpellets – Bundesländer in Euro pro Tonne, Liefermenge 5 Tonnen“, abrufbar im Internet unter: <https://www.carmen-ev.de/infothek/preisindizes/holzpellets/jahresmittelwerte>, letzter Zugriff am 27.03.2020.

- DB 2020 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 04.03.2020.
- DEHSt 2020 Deutsche Emissionshandelsstelle: Informationen zu den Handelsperioden, abrufbar im Internet unter: <https://www.dehst.de/DE/Europaeischer-Emissionshandel/Anlagenbetreiber/2021-2030/2021-2030-node.html>, letzter Zugriff am 07.04.2020.
- Destatis 2020 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 Januar 2020, Wiesbaden, 20.02.2020.
- Destatis 2020a Statistisches Bundesamt: Preise Daten zur Energiepreisentwicklung - Lange Reihen von Januar 2005 bis Dezember 2020, Wiesbaden, 29.01.2020.
- Destatis 2020b Statistisches Bundesamt: Preise Verbraucherpreisindizes für Deutschland Lange Reihe ab 1948, Wiesbaden, 16.01.2020.
- Destatis 2020c Statistisches Bundesamt: Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen, Inlandsproduktberechnung Erste Jahresergebnisse, Fachserie 18 Reihe 1.1, Wiesbaden, 15.01.2020.
- Destatis 2020d Statistisches Bundesamt: Generalrevision der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen 2019, abrufbar im Internet unter: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressekonferenzen/2019/HGG_BIP/hgg_vgr_uebersicht.html, letzter Zugriff am 05.03.2020.
- DWG 2020 Deutsche Windguard: Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland – Jahr 2019, Varel, 2020.
- EC 2019 Europäische Kommission: Der europäische Grüne Deal, Brüssel, 11.12.2019.
- EC 2020 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 3.2.2020.
- ED Netze 2019 ED Netze GmbH, Preisblatt, abrufbar im Internet unter: <https://www.ednetze.de/geschaeftspartner/lieferanten/netzentgelte-2019/>, letzter Zugriff am 03.02.2020.
- EEX 2020 European Energy Exchange. Pressemitteilung – EEX Group Handelsvolumen in 2019. Im Internet <https://eex.com/de/about/newsroom/news-detail/pressemitteilung---eex-group-handelsvolumen-in-2019/103352>. Zuletzt aufgerufen am 04.02.2020.

- EEX 2020a European Energy Exchange. Marktdaten zu den Phelix-DE Futures. Im Internet unter: <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/futures/phelix-de-futures>. Zuletzt aufgerufen am 04.03.2020.
- EIA 2020 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 10.03.2019.
- EIA 2020a 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 04.03.2020.
- EIA 2020b 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 05.03.2020.
- EnBW 2020 EnBW Energie Baden-Württemberg AG: Fernwärmepreis – Stand 1.01.2019, persönliche Auskunft, Stuttgart 14.03.2019.
- EnergieStG 2017 Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 27. August 2017 (BGBl. I S. 3299; 2018 I 126) geändert worden ist.
- EPEX 2020 European Power Exchange EPEX SPOT SE (Hrsg.): Market Data, Auction, Day Ahead, Trading Date: 03.03.2020, Product: 60 min, Market Area: DU-LU: Jahresgraphik mit Einzelwerten zum Spotmarktpreis. Im Internet unter: https://www.epexspot.com/en/market-data?market_area=DE-LU&trading_date=2020-03-03&delivery_date=2020-03-04&underlying_year=&modality=Auction&sub_modality=DayAhead&product=60&data_mode=graph&period=year, letzter Zugriff am 03.03.2020
- EU 2020 EU-Kommission, Generaldirektion Energie, Klimawandel, Umwelt (Hrsg.): Strukturelle Reform des EU-Emissionshandelssystems, abrufbar im Internet unter ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform_de, letzter Zugriff am 29.04.2020.
- Eurostat 2019 Statistisches Amt der Europäischen Union: Online-Datenbank zu Energiepreisen, abrufbar im Internet unter: <http://ec.europa.eu/eurostat/de/data/database>, letzter Zugriff am 08.03.2020.
- Eurostat 2020 Statistisches Amt der Europäischen Union (Eurostat): HVPI – Gesamtindex – Jahresdurchschnittsindizes, 19.02.2020.
- Eurostat 2020a Statistisches Amt der Europäischen Union (Eurostat): BIP und Hauptkomponenten (Produktionswert, Ausgaben und Einkommen), Preisindex (implizierter Deflator), 22.03.2020.

- Eurostat 2020b Statistisches Amt der Europäischen Union (Eurostat): Benchmark Revision of National Accounts – Questions and Answers, abrufbar im Internet unter: https://ec.europa.eu/eurostat/documents/737960/9861115/Benchmark_revisions_2019.pdf, letzter Zugriff am 05.03.2020.
- ewi/gws/prognos 2014 Prognos AG, ewi - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH (GWS): Entwicklung der Energiemärkte - Energierferenzpronose, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Basel/Köln/Osnabrück, Juni 2014.
- EZB 2020 Europäische Zentralbank: HICP Inflation forecasts, abrufbar im Internet unter: https://www.ecb.europa.eu/stats/ecb_surveys/survey_of_professional_forecasters/html/table_hicp_st_hicp.en.html, letzter Zugriff am 06.04.2020.
- fastenergy 2020 Fast Energy: Heizölpreis-Historie, abrufbar im Internet unter: <https://www.fastenergy.de/heizoelpreis-historie.htm>, letzter Zugriff am 13.02.2020.
- f.net 2020 finanzen.net: Ölpreis in USD (WTI) - Historische Kurse, abrufbar im Internet unter: <https://www.finanzen.net/rohstoffe/oelpreis/historisch>, letzter Zugriff am 01.04.2020.
- HB 2019 Handelsblatt GmbH: Ölpreis dürfte nach Drohnen-Angriffen in Saudi-Arabien deutlich steigen, abrufbar im Internet unter: <https://www.handelsblatt.com/finanzen/maerkte/devisen-rohstoffe/naher-osten-oelpreis-duerfte-nach-drohnen-angriffen-in-saudi-arabien-deutlich-steigen-/25017426.html?ticket=ST-1332804-0ziGagDJrUzAG7m3Nk0E-ap5>, letzter Zugriff am 3.02.2020.
- 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 2018 Leipziger Institut für Energie GmbH: Energiepreisbericht für Baden-Württemberg 2017, Endbericht im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Leipzig, 07.05.2018.
- IE 2019 Leipziger Institut für Energie GmbH: Preisbericht für den Energiemarkt in Baden-Württemberg 2018, Endbericht im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Leipzig, 03.06.2019.
- IPCC 2019 Deutsche IPCC-Koordinierungsstelle: Ansprechpartner in Deutschland bei Fragen zum Weltklimarat IPCC, abrufbar im Internet unter: <https://www.de-ipcc.de/index.php#ueber-uns>, letzter Zugriff am 07.04.2020.

- 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 2017 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), Berlin, 2018.
- MB Research 2019 Michael Bauer Research GmbH, Kaufkraft 2019 in Deutschland, abrufbar im Internet unter: https://www.mb-research.de/_download/MBR-Kaufkraft-Bundeslaender.pdf, letzter Zugriff am 22.02.2020.
- MDN 2019 Main-Donau Netzgesellschaft, Preisblatt Stand 14.12.2018, abrufbar im Internet unter: <https://www.n-ergie-netz.de/startseite/produkte-dienstleistungen/netzentgelte/netzentgelte-strom>, letzter Zugriff am 02.03.2020.
- MVV 2019 MVV Energie AG: Fernwärmepreis – Stand 1. Juli 2019, abrufbar im Internet unter: <https://www.mvv.de/energie/fernwaerme/therma/>, letzter Zugriff am 26.03.2020.
- NEP 2019 Übertragungsnetzbetreiber: Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, 1. Entwurf, Zahlen Daten Fakten, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 04.02.2019.
- NEP 2019a Übertragungsnetzbetreiber: Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, 2. Entwurf, Zahlen Daten Fakten, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 15.04.2019.
- Netrion 2019 Netrion GmbH, Preisblatt Stand: 19.12.2019, abrufbar im Internet unter: <https://www.mvv-netze.de/energie-beziehen/netzentgelte/preise-strom/>, letzter Zugriff am 02.03.2020.
- Netze BW 2019 Netze BW GmbH, Preisblatt Stand: 18.12.2018, abrufbar im Internet unter: <https://www.netze-bw.de/partner/stromundgaslieferanten#3-1-2>, letzter Zugriff am 02.03.2020.
- Netze MB 2019 Netze Mittelbaden GmbH, Preisblatt Stand 23.01.2019., abrufbar im Internet unter: <https://www.uewm.de/downloads>, letzter Zugriff am 02.03.2020.
- NGO 2019 Netzgesellschaft Ostwürttemberg DonauRies GmbH, Preisblatt Stand 20.12.2018, abrufbar im Internet unter: <https://www.ng-o.com/unternehmen/veroeffentlichungen-nach-enwg/netzentgelte/index.html>, letzter Zugriff am 02.03.2020.
- Nowega 2020 Nowega GmbH: Deutschland – Ein Marktgebiet, abrufbar im Internet unter: <http://www.marktgebietzusammenlegung.de/>, letzter Zugriff am 07.04.2020.

- PEGAS 2020 PEGAS: Futures market data, Settlement prices on Seasons and Calendars, <https://www.power-next.com/futures-market-data>, Zugriff am 28.03.2020.
- RWI 2019 RWI Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung: CO₂-Bepreisung in den nicht in den Emissionshandel integrierten Sektoren: Optionen für eine sozial ausgewogene Ausgestaltung, Essen, Juli 2019.
- SW 2019 Spiegel Wirtschaft: Zwei angeschlagene Riesen, abrufbar im Internet unter: <https://www.spiegel.de/wirtschaft/handelskrieg-usa-und-china-sind-wie-zwei-angeschlagene-riesen-kolumne-a-1290134.html>, letzter Zugriff am 3.2.2020.
- SW 2019a Spiegel Wirtschaft: Opec drosselt Fördermenge noch stärker - Ölpreis steigt, abrufbar im Internet unter: <https://www.spiegel.de/wirtschaft/service/opec-drosselt-foerderung-noch-staerker-oel-preis-steigt-a-1300135.html>, letzter Zugriff am 3.2.2020.
- SW 2019b Spiegel Wirtschaft: Fracking-Boom USA übertreffen Saudi-Arabien beim Ölexport, abrufbar im Internet unter: <https://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/oelexporte-usa-ueberholen-saudi-arabien-dank-fracking-boom-a-1286442.html>, letzter Zugriff am 3.2.2020.
- 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.
- 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.
- SLBW 2019 Statistisches Landesamt Baden-Württemberg: Energieverbrauch der Industrie in Baden-Württemberg nach Wirtschaftszweig (WZ 2008) im Jahr 2018, Stuttgart, 2019.
- StaBu 2019a Statistisches Bundesamt: Beschäftigte und Umsatz der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe in Baden-Württemberg nach Wirtschaftszweigen 2018 (WZ2008 2-Steller), Wiesbaden, 2019.
- StaBu 2019b Statistisches Bundesamt: Beschäftigte, Umsatz, Produktionswert und Wertschöpfung der Unternehmen im Verarbeitenden Gewerbe in Deutschland nach Wirtschaftszweigen 2018 (WZ2008 2-4-Steller Hierarchie), Wiesbaden, 2019.
- StaBu 2019c Statistisches Bundesamt: Stromabsatz und Erlöse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach Abnehmergruppen in Deutschland 2018, Wiesbaden, 2018.

- StaLA 2019 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 30.03.2020.
- star. EW 2019 star. Energiewerke GmbH & Co. KG, Preisblatt, abrufbar im Internet unter: <http://www.star-energiewerke.de/de/unternehmen/Netze/Stromnetz/Netzentgelte.html>, letzter Zugriff am 02.03.2020.
- 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.
- SUER 2019 Stiftung Umweltenergierecht: EU-Winterpaket abgeschlossen: Umsetzung in das deutsche Recht erforderlich, Würzburg, 2019.
- SW E 2019 Stadtwerke Emmendingen: Fernwärmepreis – Stand 1.01.2019, abrufbar im Internet unter: <https://swe-emmendingen.de/fernwaerme/fernwaerme-tarife/>, letzter Zugriff am 26.03.2020.
- SW EB 2019 Stadtwerke Eberbach, Preisblatt Stand: 19.12.2019, abrufbar im Internet unter: <http://www.stadtwerke-eberbach.de/netzentgelte-183.html>, letzter Zugriff am 02.03.2020.
- SW ET 2019 Stadtwerke Ettlingen: Fernwärmepreis – Stand 1.01.2019, abrufbar im Internet unter: <https://www.sw-ettlingen.de/de/Waerme/Waermeversorgung/>, letzter Zugriff am 26.03.2020.
- SW HB 2019 Stadtwerke Heidelberg Netze GmbH, Preisblatt Stand: 01.01.2019, abrufbar im Internet unter: <https://www.swhd.de/de/SWH/Netze/veroeffentlichungspflichten/Strom/Netzzugang/Strom-Netzentgelte.html>, letzter Zugriff am 02.03.2020.
- SW HD 2019 Stadtwerke Heidelberg: Preisblatt Fernwärme – Stand 1.01.2019, abrufbar im Internet unter: <https://www.swhd.de/fernwaermpreise-allgemein>, letzter Zugriff am 26.03.2020.
- SW KA 2019 Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH, Preisblatt Stand 18.12.2019, abrufbar im Internet unter: <https://www.netzservice-swka.de/netze/inhalte/strom/preisblatt-strom.php>, letzter Zugriff am 02.03.2020.
- SW KR 2019 Stadtwerke Karlsruhe: Fernwärmepreis Preisblatt Stand: 01.04.2019, abrufbar im Internet unter: <https://www.stadtwerke->

- karlsruhe.de/swk/privatkunden/fernwaerme/fernwaermepreise.php, letzter Zugriff am 26.03.2020
- SW NU 2019 Stadtwerke Nürtingen: Fernwärmepreis – Stand 1.01.2019, abrufbar im Internet unter: <https://sw-nuertingen.de/waerme/waermeversorgung-rossdorf/>, letzter Zugriff am 26.03.2020.
- SW RZ 2019 Stadtwerke Radolfzell: „Wärmeversorgung Schafheide. Fernwärmepreise – Stand 1.01.2019, abrufbar im Internet unter: <https://www.stadtwerke-radolfzell.de/privatkunden/waerme/preise/>, letzter Zugriff am 26.03.2020.
- SW SF 2019 Stadtwerke Sindelfingen: Fernwärmepreis – Stand 1.01.2019, abrufbar im Internet unter: <https://www.stadtwerke-sindelfingen.de/privatkunden/fernwaerme/preise/>, letzter Zugriff am 26.03.2020.
- SW SH 2019 Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH, Preisblatt Stand: 18.12.2018, abrufbar im Internet unter: <https://www.stadtwerke-hall.de/netzdaten-strom/>, letzter Zugriff am 02.03.2020.
- SW WH 2019 Stadtwerke Wertheim GmbH, Preisblatt, abrufbar im Internet unter: <http://www.stadtwerke-wertheim.de/de/Netze/Strom/Netzentgelte/>, letzter Zugriff am 03.02.2020.
- SW WH 2019a Stadtwerke Wertheim GmbH: Fernwärmepreis – Stand 1.01.2019, abrufbar im Internet unter: <https://www.stadtwerke-wertheim.de/de/Fernwaerme/Preise/>, letzter Zugriff am 26.03.2020.
- SWU 2019 Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH, Preisblatt 2019, abrufbar im Internet unter: <https://www.ulm-netze.de/online-services/downloads>, letzter Zugriff am 02.03.2020.
- TECSON 2018 TECSON GmbH & Co. KG: “Entwicklung der Erdölpreise”, Felde (i. Holst.) 2018; Internet: <https://www.tecson.de/historische-oelpreise.html>
- Terranets bw 2020 terranets bw GmbH: Die Terranets BW im Überblick, abrufbar im Internet unter: <https://www.terranets-bw.de/unternehmen/die-terranets-bw-im-ueberblick/>, letzter Zugriff am 07.04.2020.
- Thüga 2019 Thüga Energienetze GmbH, Preisblatt Stand: 12.201, abrufbar im Internet unter: <https://www.thuega-energienetze.de/partner/transportkunden-erdgasnetz/abwicklung-von-geschaeftsprozessen/lieferanten-stromnetz/netzentgelte/>, letzter Zugriff am 02.03.2020.
- UM 2019 Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg: Monitoring der Energiewende in Baden-Württemberg – Statusbericht 2019, Stuttgart, Dezember 2019.
- UM 2019a Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg: Berechnungen auf Grundlage der Beschlüsse des Vermittlungsausschusses zum Gesetz zur Umsetzung des Klimaschutzprogramms 2030 im Steuerrecht (Anrufungsdrucksache: 608/19(B); abrufbar im Internet unter:

- <https://www.vermittlungsausschuss.de/SharedDocs/beratungsvorgaengeva/DE/19wp/608-19.html>), letzter Zugriff am 2019.
- UM 2019b Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg: Persönliche Mitteilung vom 23.04.2020.
- ÜNB 2018a 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, (Übertragungsnetzbetreiber): Ermittlung der Umlage für abschaltbare Lasten (§18 AbLaV) in 2018 auf Netzentgelte für Strommengen des gesamten Letztverbraucherabsatzes nach § 26 KWKG, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 25.10.2018.
- ÜNB 2018b 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, (Übertragungsnetzbetreiber): Ermittlung der Offshore-Netzumlage, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 15.10.2018.
- ÜNB 2018c 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, (Übertragungsnetzbetreiber): Ermittlung der Umlage nach § 19 Absatz 2 StromNEV in 2018 auf Netzentgelte für Strommengen der Endverbrauchskategorien A', B' und C' (§ 19 StromNEV-Umlage), Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 19.10.2018.
- ÜNB 2018d 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, (Übertragungsnetzbetreiber): Prognose der KWKG-Umlage 2019, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 25.10.2018.
- ÜNB 2018e 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, (Übertragungsnetzbetreiber): Prognose der EEG-Umlage 2018, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 25.10.2018.
- ÜNB 2019 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, (Übertragungsnetzbetreiber): Prognose der EEG-Umlage 2020 nach EEV – Foliensatz sowie Excel-Datensatz zur Mittelfristprognose, Stand 15.10.2019, Dortmund, Bayreuth, Berlin, Stuttgart, Oktober 2018 einschließlich: „Studie der enervis energy advisors GmbH: Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2020 bis 2024“ und „Studie der Leipziger Institut für Energie GmbH: Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2020 bis 2024“, alle veröffentlicht am 15.10.2019.
- ÜNB 2019a 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, 25.10.2018.

- ÜNB 2019b 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, (Übertragungsnetzbetreiber): Ermittlung der Offshore-Netzumlage, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 15.10.2019.
- ÜNB 2019c 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, (Übertragungsnetzbetreiber): Ermittlung der Umlage nach § 19 Absatz 2 StromNEV in 2020 auf Netzentgelte für Strommengen der Endverbrauchskategorien A', B' und C' (§ 19 StromNEV-Umlage), Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 25.10.2019.
- ÜNB 2019d 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, (Übertragungsnetzbetreiber): Prognose der KWKG-Umlage 2020, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 25.10.2019.
- ÜNB 2019e 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, (Übertragungsnetzbetreiber): Prognose der Redispatchkosten und -mengen nach §13 Abs. 10 EnWG, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 01.07.2019.
- ÜNB 2020 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, (Übertragungsnetzbetreiber): EEG-Konten-Übersicht. Mit aktuellen Daten zu den Einnahmen- und Ausgabenpositionen nach EEA V für 2020 (bis einschl. Januar) und aktuellen Daten zu den Einnahmen- und Ausgabenpositionen nach EEA V für 2019. Im Internet unter: <https://www.netztransparenz.de/EEG/EEG-Konten-Uebersicht>, letzter Abruf am 25.02.2020.
- Verivox 2015 Verivox GmbH: Datenauswertung und Datenlieferung Marktübersicht - Strom und Gas, Heidelberg, 22.12.2015.
- Verivox 2018 Verivox GmbH: Datenauswertung und Datenlieferung Marktübersicht - Strom und Gas, 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, Heidelberg, 30.01.2019.
- Verivox 2019b Verivox GmbH: Datenauswertung und Datenlieferung Marktübersicht – Heizstrom, Heidelberg, 30.01.2019
- Verivox 2020 Verivox GmbH: Datenauswertung und Datenlieferung Marktübersicht - Strom und Gas, Heidelberg, 16.01.2020.
- Verivox 2020a Verivox GmbH: Datenauswertung und Datenlieferung Marktübersicht – Heizstrom, Heidelberg, 30.01.2020

-
- VP 2019 Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg
Landesregulierungsbehörde (LRegB): Netzentgelte Strom, abrufbar im Internet unter:
<https://www.versorger-bw.de/landesregulierungsbehoerde/stromnetze/netzentgelte.html>, letzter
Zugriff am 02.03.2020.