

STUDIE

HINTERGRUNDPAPIER / STUDIE



Künftige Finanzierung der Energieversorgung durch erneuerbare Energien (UM 17433160)

Reformbedarf der Energiewendefinanzierung

Auftraggeber:

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)



Florian Zerzawy, Ann-Cathrin Beermann, Lena Reuster
(FÖS)

Fabian Huneke, Marie-Louise Niggemeier, Simon Göß
(Energy Brainpool)

Oktober 2018

Reformbedarf der Energiewendefinanzierung

Inhalt

1	Einleitung: Warum eine Reform der Energiewendefinanzierung nötig ist	8
2	Struktur des gegenwärtigen Finanzierungssystems	10
2.1	Zweck von Abgaben, Entgelten und Umlagen im Energiebereich	10
2.2	Umfang von Abgaben, Entgelten und Umlagen im Energiebereich	13
3	Abgaben, Entgelte und Umlagen auf Strom.....	15
3.1	Stromsteuer	15
3.2	EEG-Umlage	16
3.3	Netzentgelte	20
3.4	An Netzentgelte gekoppelte Umlagen	26
3.4.1	Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV.....	26
3.4.2	Umlage abschaltbare Lasten	27
3.4.3	Offshore-Haftungsumlage.....	28
3.5	KWKG-Umlage	31
3.6	Konzessionsabgabe (Stromnetz)	33
4	Abgaben, Entgelte und Umlagen auf Wärme und Verkehr	37
4.1	Energiesteuer (Wärme und Verkehr)	37
4.2	Netzentgelte (Erdgasnetz).....	40
4.3	Konzessionsabgabe (Erdgas und Fernwärme).....	43
5	Analyse der Anreizsystematik	45
5.1	Bestehende klimapolitische Anreize	45
5.2	Klimapolitische Fehlanreize	47
5.2.1	Hemmnisse für Sektorkopplung	47
5.2.2	Hemmnisse für Flexibilisierung	48
5.2.3	Hemmnisse für Energieeffizienz.....	49
5.2.4	Hemmnisse für Treibhausgaseinsparungen	52
6	Ansätze für Handlungsoptionen	55
7	Literaturverzeichnis	58

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Übersicht über Energiepreisbestandteile für Haushalte (Mai 2017)	11
Abbildung 2:	Zusammensetzung des Strompreises für Haushalte in ct./kWh	15
Abbildung 3:	Einnahmen durch die Stromsteuer in Mrd. Euro.	16
Abbildung 4:	Entwicklung der EEG-Umlage 1998-2018 in ct./kWh und Entwicklung des Gesamtaufkommens der EEG-Umlage in Mrd. Euro*	18
Abbildung 5:	Anteiliger Stromverbrauch vs. Beteiligung an EEG-Umlage nach Sektoren	20
Abbildung 6:	Aufteilung der Netzkosten nach Komponenten (Mio. Euro)	21
Abbildung 7:	Grundsätze der Preisbildung bei Netzentgelten	23
Abbildung 8:	Entwicklung der Erlösobergrenzen 2010 - 2015 in Mrd. Euro	23
Abbildung 9:	Entwicklung der Netzentgelte von 2007 bis 2017 in ct./kWh	26
Abbildung 10:	Umlage für abschaltbare Lasten 2014-2018 in ct./kWh	28
Abbildung 11:	Offshore-Haftungsumlage nach Verbrauchsgruppen in ct./kWh	30
Abbildung 12:	KWKG-Umlage in ct./kWh in Abhängigkeit des Jahresverbrauchs	32
Abbildung 13:	Entwicklung der Konzessionsabgaben 2011-2016 in Tsd. Euro	35
Abbildung 14:	Durchschnittliche Konzessionsabgabe nach Verbrauchergruppen in ct./kWh	36
Abbildung 15:	Aufkommen Energiesteuer 2000-2016 (nominaler Sollbetrag, Mrd. Euro)	38
Abbildung 16:	Anteil der Verbrauchergruppen am Steueraufkommen von Heizöl- und Erdgas 2010 in %	40
Abbildung 17:	Netzentgelte für Erdgaslieferungen an Haushaltskunden mit Sondervertrag auf Grund von Heizgasbezug in ct./kWh	41
Abbildung 18:	Netzentgelte nach Verbrauchsgruppen in ct./kWh	42
Abbildung 19:	Anteil der Sektoren am Erdgasabsatz in Deutschland in den Jahren 2007 und 2017 in %	42
Abbildung 20:	Konzessionsabgabe für Erdgas in ct./kWh nach Gemeindegröße	43
Abbildung 21:	Netzkosten für 3.500 kWh Stromverbrauch bei unterschiedlichen Anwendungen	46
Abbildung 22:	Entwicklung des Strompreises und des Pro-Kopf-Stromverbrauchs 2000-2017	51

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Umfang der staatlich regulierten Energiepreisbestandteile (2018).....	6
Tabelle 2:	Zweck von Abgaben, Entgelten und Umlagen in den Sektoren	12
Tabelle 3:	Umfang der staatlich regulierten Energiepreisbestandteile (2018).....	13
Tabelle 4:	Berechnung der EEG-Umlage 2018	17
Tabelle 5:	Befreiung von/Reduktion der EEG-Umlage	19
Tabelle 6:	Ausnahmen und Sondernetzentgelte (Auswahl)	25
Tabelle 7:	Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV 2012-2018 (ct./kWh).....	27
Tabelle 8:	Gesetzliche Grundlage für die Offshore-Haftungsumlage (§17 d-f EnWG).....	29
Tabelle 9:	Entwicklung der Offshore-Haftungsumlage	30
Tabelle 10:	Berechnung der KWK-Umlage 2018	33
Tabelle 11:	Maximale Konzessionsabgabe nach Gemeindegröße in ct./kWh	34
Tabelle 12:	Steuersätze nach Energieträgern (Energiesteuer)	38
Tabelle 13:	Wichtige Entlastungsregelungen bei der Energiesteuer	39
Tabelle 14:	Bestehende tendenzielle Anreize bei Strompreisbestandteilen für einzelne Technologien.....	45
Tabelle 15:	Energieeffizienzziele der Bundesregierung	50
Tabelle 16:	Steuersätze nach Energieträgern (Energiesteuer), umgerechnet in ct./kWh	52
Tabelle 17:	THG-Minderungsziele der Bundesregierung	53
Tabelle 18:	Steuersätze nach Energieträgern (Energiesteuer), umgerechnet in Euro/t CO ₂	54

Zusammenfassung

Die Studie legt dar, welchen Reformbedarf es bei der zukünftigen Finanzierung der Energieversorgung aus erneuerbaren Energien gibt. Während ein Teil der Energiewendekosten über den Markt finanziert bzw. mit Zuschüssen gefördert wird (z.B. Investitionen in Elektroautos, Wärmepumpen), wird ein anderer Teil weiterhin über staatliche Abgaben, Umlagen und Entgelte auf die Nutzer verteilt werden. Untersucht werden daher folgende zentrale Fragen:

- In welchen Bereichen und in welchem Ausmaß übernehmen welche Akteure die zukünftigen Finanzierungsaufgaben?
- Wo muss durch Energieabgaben entsprechend des Verursacherprinzips politisch nachgesteuert werden?
- Welche Abgaben sollten hierzu angepasst werden, um bestimmte politische Ziele zu erreichen?

Dazu werden die jeweiligen staatlich regulierten Strom- bzw.-Energiepreiskomponenten in den Kapiteln 2-4 vorgestellt. Anschließend erfolgt eine Analyse der Fehlanreize der bestehenden Finanzierungssystematik mit Blick auf Sektorkopplung, Energieeffizienz, Flexibilisierung und Treibhausgasemissionen (Kapitel 5). Kapitel 6 zeigt schließlich Handlungsoptionen auf, wie die Finanzierungssystematik neu justiert werden kann, um zum Erreichen der Energie- und Klimaziele beizutragen.

Struktur des gegenwärtigen Systems

Umfang und Zweck staatlich regulierter Preisbestandteile unterscheiden sich bisher stark zwischen den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Auch die Komponenten, die der Energiewendefinanzierung zugeordnet werden können, sind ungleich auf die Sektoren aufgeteilt. Im Stromsektor werden die Erzeugungs-, Infrastruktur- und Energiewendekosten auf den Strompreis umgelegt. Im Sektor Wärme werden dagegen viele Energiewendeinvestitionen aus dem Bundeshaushalt bezuschusst oder finden (noch) gar nicht statt. Im Verkehrsbereich finanziert die Energiesteuer auf Kraftstoffe unter anderem die Investitionskosten für Infrastruktur, sie ist aber nicht konsistent ausgestaltet.

Im Ergebnis zeigen sich also große Unterschiede bei den staatlich regulierten Preisbestandteilen zwischen Sektoren, Energieträgern und Anwendungsfällen:

- Auf den **Strompreis** werden EEG-Umlage, Netzentgelte, § 19 Strom-NEV-Umlage, Umlage für abschaltbare Lasten, Offshore-Haftungsumlage, KWKG-Umlage, Konzessionsabgabe sowie die Stromsteuer aufgeschlagen. Relative Begünstigungen gibt es hierbei für den Einsatz von Strom in der Landwirtschaft, im produzierenden Gewerbe und der energieintensiven Industrie.
- Auf **Kraftstoffe** wird eine Energiesteuer erhoben, die bezogen auf den Energiegehalt wesentlich höher ist als auf Heizstoffe (also im Wärmesektor). Die Energiesteuersätze unterscheiden sich nach eingesetztem Kraftstoff. Reduzierte Sätze gelten für den Einsatz von Agrardiesel. Schiff- und Luftverkehr sind sowohl von der Energie- als auch von der Mehrwertsteuer¹ befreit.
- Bei **Heizstoffen** ist ebenfalls die Energiesteuer (mit niedrigeren Sätzen als bei Kraftstoffen) zu entrichten, sowie Netzentgelte und Konzessionsabgabe, soweit es sich um leitungsgebundene Energieträger wie Erdgas und Fernwärme handelt. Reduzierte Energiesteuersätze gelten für die Landwirtschaft, das produzierende Gewerbe und energieintensive Industrieprozesse.

Der Umfang der gesamten Steuern (außer MwSt.), Entgelte und Umlagen auf Strom und Energie beträgt im **Jahr 2018 rund 100 Mrd. Euro** (Tabelle 1). Dabei macht die Energiesteuer mit über 40 Mrd. Euro den mit Abstand größten Anteil aus, gefolgt von EEG-Umlage (knapp 24 Mrd. Euro) und Netzentgelten (ca. 21 Mrd. Euro). Im Stromsektor werden dabei mit über 57 Mrd. Euro die meisten staatlich regulierten Preisbestandteile erhoben. Im Ergebnis werden auf den Strompreis insg. ca. 18,5 ct./kWh an staatlich regulierten Preisbestandteilen aufgeschlagen, auf Wärme zwischen 0,80 (Erdgas) und 0,86 (Heizöl) ct./kWh, auf Kraftstoffe zwischen 4,78 (Diesel) und 7,48 (Benzin) ct./kWh.

¹ bei grenzüberschreitenden Flügen

Tabelle 1: Umfang der staatlich regulierten Energiepreisbestandteile (2018)

Sektor	Abgabe/Entgelt/ Umlage	Volumen (Mrd. Euro)	ct/kWh ²
Strom	EEG-Umlage	23,78	6,79
	Netzentgelte	21,40*	7,30
	Umlage nach § 19 Abs. 2 Strom NEV	1,06	0,37
	Umlage abschaltbare Las- ten	0,05	0,01
	KWKG-Umlage	0,97	0,34
	Offshore-Haftungsumlage	0,18	0,04
	Konzessionsabgabe	3,5**	1,66***
	Stromsteuer	6,93	2,05
	Summe	57,87	18,56
Wärme	Energiesteuer	4,24	0,55 (Erdgas) 0,61 (Heizöl)
	Netzentgelte	k.A.	
	Konzessionsabgabe	s.o.	0,25***
	Summe	4,24	0,86 (Heizöl) 0,80 (Erdgas)
Verkehr	Energiesteuer	37,06	4,78 (Diesel) 7,48 (Benzin)
Gesamt		99,17	

Quelle: eigene Darstellung nach ÜNB 2017, BMF 2018, Statistisches Bundesamt 2018b *Schätzung für 2015 nach Löschel u. a. 2016**Schätzung für 2011 aus Agora Energiewende 2013 inkl. Konzessionsabgabe für Gas ***Durchschnittswert, der Tarif variiert je nach Gemeinde

Anreizsystematik

Bei vielen Einzelregelungen bei staatlich regulierten Abgaben, Entgelten und Umlagen gibt es **punktueller Anreize für Klimaschutz**, z.B. durch Ausnahmeregelungen für bestimmte Energiespeicher, die gestärkt oder weiterentwickelt werden können. Trotz erster bereits bestehender Ansätze für einzelne Technologien der Sektorkopplung und Flexibilisierung existieren jedoch systematische Schwächen der gegenwärtigen Finanzierungssystematik mit Blick auf die Klimaziele. Zentrale Herausforderungen sind:

² Jeweils Regelsatz, Strom: kWh Endenergie, Wärme/Verkehr: kWh Primärenergie.

- **Sektorkopplung:** abweichende Preisstrukturen von Strom und fossilen Energieträgern im Wärmesektor aufgrund unterschiedlich starker Belastung mit staatlich regulierten Preisbestandteilen, sodass die Gesamtkosten strombasierter Anwendungen wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge über denen liegen, die fossile Brennstoffe nutzen.
- **Flexibilisierung:** Überlagerung der Preissignale am Strommarkt durch inflexible Preisbestandteile, sodass die finanziellen Anreize nicht ausreichen, um Angebot und Nachfrage kurzfristig anzupassen.
- **Energieeffizienz:** Ausnahmen für strom- und energieintensive Verbraucher bei staatlich regulierten Preisbestandteilen sowie – bezogen auf den Energiegehalt – unterschiedlich hohe Belastungen der Energieträger bei Strom- und Energiesteuer sowie ein generell niedriges Niveau im Wärmesektor.
- **Treibhausgasersparungen:** fehlende Ausrichtung von Strom- und Energiesteuer an den Treibhausgasemissionen der Energieträger, verbunden mit geringen Preissignalen des Emissionshandels in den letzten Jahren, sodass nicht genügend Anreize vorhanden sind, in emissionsarme Technologien zu investieren.

Reformvorschläge

Im Zuge der Diskussion um die Weiterentwicklung von Abgaben, Entgelten und Umlagen im Energiebereich sind zahlreiche Vorschläge aus Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Zivilgesellschaft vorgebracht worden. Neben Reformen bei einzelnen Strompreisbestandteilen, die klimakompatible Anreize ermöglichen, werden auch umfassende Reformvorschläge in Betracht gezogen, mit denen die Kosten von Treibhausgasemissionen in den Sektoren Wärme und Verkehr teilweise internalisiert werden. Zur Adressierung der o.g. vier zentralen klima- und energiepolitischen Herausforderungen erscheinen vor allem folgende Reformvorschläge diskussionswürdig:

EEG-Umlage

- **Senkung der Umlage durch eine** teilweise Finanzierung über Mittel aus dem Bundeshaushalt
- **Reduzierung bzw.** klimakompatible Modifizierung von Besonderer Ausgleichsregelung (BesAR) und Eigensstromprivileg z.B. über Produktbenchmarks
- **Dynamisierung der EEG-Umlage** durch Kopplung an den Börsenstrompreis
- Beteiligung der Sektoren Wärme und Verkehr an der EEG-Umlage **auf Basis des Energieverbrauchs und/oder der CO₂-Emissionen**

Netzentgelte

- Anreizung von flexiblem Lastverhalten **über die Einführung dynamischer (zeitvariabler) Netzentgelte**
- Einheitliche Netzentgeltregelungen für Speicher in Abhängigkeit ihrer Netz- bzw. Systemdienlichkeit
- Weiterentwicklung der Regelungen zu Sondernetzentgelten **nach § 19 Abs. 2 Strom NEV**

Strom- und Energiesteuer

- sektorübergreifende CO₂-Bepreisung über eine Ausrichtung der Energiesteuer an den CO₂-Emissionen der besteuerten Energieträger
- Umwandlung der Stromsteuer in eine CO₂-Steuer

Zwangsläufig sind mit Reformen Kosten- und Verteilungsfragen verbunden, die mit Blick auf die gesellschaftliche Akzeptanz beachtet werden müssen. Zudem sind bei allen Instrumenten Zielkonflikte beispielsweise zwischen klimapolitischer Effektivität, Anreizen für mehr Energieeffizienz oder Verteilungsgerechtigkeit wahrscheinlich und teilweise sogar unausweichlich. Denn immer wird es im Vergleich zur heutigen Situation Gewinner und Verlierer geben. Letztlich ist es die Aufgabe der Politik, abzuwägen und zu entscheiden, inwieweit die Be- und Entlastungen einzelner Verbrauchergruppen (Privathaushalte, GHD, Industrie) vertretbar sind.

1 Einleitung: Warum eine Reform der Energiewendefinanzierung nötig ist

Mit dem Klimaschutzplan hat die Bundesregierung die Klimaschutzziele für Deutschland bestätigt bzw. konkretisiert. So sollen u.a. auf dem Weg zu einer weitgehenden Treibhausgasneutralität bis zur Mitte des Jahrhunderts bis 2030 die Treibhausgasemissionen um mindestens 55 % reduziert werden (Bundesregierung 2016). Das 2030-Ziel wurde im Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung noch einmal bekräftigt, verbunden mit einer Erhöhung des bisherigen Zubauziels für erneuerbare Energien im Stromsektor von 40-45% im Jahr 2025 auf 65% im Jahr 2030.

Zentral für die Vermeidung von Emissionen sind dabei die folgenden Elemente (vgl. Bundesregierung 2016):

- die Nutzung von Effizienzpotenzialen („Efficiency First“)
- der direkte Einsatz erneuerbarer Energien in den jeweiligen Sektoren, soweit möglich sowie ökologisch und wirtschaftlich sinnvoll.
- die Deckung des verbleibenden Energiebedarfs durch effizienten Einsatz CO₂-freien, erneuerbaren Stroms (Sektorkopplung), im Verkehrssektor überwiegend durch direkt-elektrische Antriebstechniken, im Wärmesektor zum Beispiel durch Wärmepumpen. Verbunden ist dies mit einer Flexibilisierung der Stromnachfrage (zum Beispiel durch Speicherung von Strom in Fahrzeugbatterien oder von Wärme in Pufferspeichern und damit zur besseren Nutzbarkeit erneuerbarer Energien im Energiesystem.

Dazu ist es auch notwendig, eine geeignete Finanzierungssystematik zu entwickeln, mit der die künftige Finanzierung der Energieversorgung aus erneuerbaren Energien ausgewogen und verursachergerecht zwischen Sektoren und Nutzern aufgeteilt wird (FÖS/Klinski 2018). Dabei sollen sowohl die richtigen Anreize für Treibhausgasminde rung, Sektorkopplung, Flexibilisierung und Energieeffizienz gesetzt, als auch die breite gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende bewahrt werden.

Das derzeitige System der Abgaben und Umlagen im Energiebereich ist aus mehreren Gründen nicht auf diese Herausforderung ausgerichtet. Zentrale Probleme sind (vgl. u.a. FÖS/Klinski 2018, FÖS 2017a, FÖS 2017b):

- Es fehlt ein wirksames **CO₂-Preissignal**: In allen Sektoren fehlt ein wirksames Preissignal für die Zuordnung der gesellschaftlichen Kosten des CO₂-Ausstoßes auf die Verursacher. Im Stromsektor und in der energieintensiven Industrie sorgt der Europäische Emissionshandel (EU ETS) noch nicht für ausreichend Anreize, in emissionsmindernde Technologien zu investieren, trotz der zuletzt gestiegenen Preise für CO₂-Zertifikate. Rund die Hälfte der Treibhausgasemissionen in Deutschland ist zudem nicht vom EU-Emissionshandel abgedeckt. Diese Emissionen entstehen in den Sektoren Verkehr, Wärme, Landwirtschaft sowie der nicht-energieintensiven Industrie und Gewerbe und unterliegen heute keinem direkten Preisschild. Im Wärme- und Verkehrsbereich sind die bestehenden Energiesteuern nicht am CO₂-Gehalt oder anderen externen Kosten ausgerichtet. Das Energiesteuerniveau im Wärmesektor ist generell niedrig, so dass wenig Anreize für Energieeffizienz bestehen, zumal in einem Umfeld niedriger Energiepreise wie in den letzten Jahren. Durch die ungleiche CO₂-Bepreisung gibt es kein „level playing field“ der Energieträger, so dass klimaschädlichere Energieträger gegenüber klimafreundlicheren begünstigt sind und die Sektorkopplung erschwert wird.
- Die Finanzierung der Energiewende wird zwischen den Sektoren **in unterschiedlichem Maße über Abgaben und Umlagen** finanziert. Die Abgrenzung zwischen energiewendebezogenen Abgaben und Umlagen und anderen staatlich regulierten Bestandteilen beispielsweise zur Finanzierung von Infrastruktur ist dabei nicht immer einfach vorzunehmen. Im Strombereich werden die Erzeugungs- und Energiewendekosten jedoch im Grundsatz verursachergerecht³ auf den Strompreis umgelegt. Im Sektor Wärme wird dagegen vieles aus dem Bundeshaushalt bezahlt bzw. wichtige Energiewendeinvestitionen finden noch gar nicht statt. Im Verkehrsbereich finanziert die Energiesteuer auf Kraftstoffe unter anderem die Investitionskosten für Infrastruktur, indem die Einnahmen zweckgebunden zur Straßenbaufinanzierung verwendet werden. Die Ausgestaltung ist aber nicht konsistent. Neben der EEG-Umlage enthält der Strompreis weitere staatlich regulierte Abgaben und Entgelte (§ 19 Strom-NEV-Umlage, Umlage für abschaltbare Lasten, KWKG-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, Netzentgelte, Konzessionsabgabe sowie die Stromsteuer), sodass pro kWh Strom höhere Abgaben zu zahlen sind als pro kWh Wärme oder Kraftstoff. Darüber hinaus reagieren diese

³ Ausnahme davon ist die Begünstigung von Teilen der Industrie, so dass andere Verbraucher einen höheren Beitrag leisten müssen. Auch die Umlegung der Förderkosten der Markteinführung erneuerbarer Energien auf die Letztverbraucher kann als nicht verursachergerecht angesehen werden.

Strompreisbestandteile nicht auf das kurzfristige Angebot von Strom aus erneuerbaren Energien und verzerren so die Preissignale am Strommarkt. Eine stärkere Sektorenkopplung und die Dekarbonisierung der Sektoren Wärme und Verkehr wird dadurch behindert, denn die Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage und die Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien in den Sektoren Wärme und Verkehr ist wettbewerbsmäßig gegenüber dem Einsatz von fossilen Energieträgern benachteiligt.

- Neben den energie- und klimapolitischen Herausforderungen wird die gesamtgesellschaftliche Finanzierungsaufgabe der Energiewende häufig auch unter **sozialen Gesichtspunkten** thematisiert. Als problematisch beim Strompreis werden dabei häufig die regressive Wirkung bzw. die Stromkostenbelastung einkommensschwacher Haushalte und die Verteilung der Kosten durch Ausnahmeregelungen für die Industrie thematisiert. Insbesondere eine steigende EEG-Umlage kann sich auch auf die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende auswirken. Die Zustimmungswerte zur Energiewende und zum Ausbau erneuerbarer Energien sind zwar weiterhin hoch. Das zeigen aktuelle Studien (AEE 2017; RWI 2016). So stimmten 2015 88% der befragten Haushalte der Energiewende zu, eine Steigerung um 4% gegenüber 2013. Allerdings sinkt die Zustimmung, wenn es um die Zahlungsbereitschaften geht. 2013 lag die durchschnittliche Zahlungsbereitschaft für Strom aus erneuerbaren Energien noch 11% über der aus fossilen Quellen. 2015 lag dieser Wert dagegen 6% darunter (RWI 2016).

2 Struktur des gegenwärtigen Finanzierungssystems

2.1 Zweck von Abgaben, Entgelten und Umlagen im Energiebereich

Ein Teil des im Zuge der Energiewende bereits erfolgten sowie des zukünftigen Zubaus der erneuerbaren Stromerzeugung, des Netzausbaus und der Sektorkopplung wird von der Allgemeinheit über Abgaben, Entgelte und Umlagen auf Energie getragen. Des Weiteren erfüllen diese staatlich regulierten Preisbestandteile auch andere Finanzierungsaufgaben, insbesondere im Bereich der Steuern die allgemeine Haushaltsfinanzierung.

Umfang und Zweck staatlich regulierter Preisbestandteile unterscheiden sich bisher stark zwischen den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Auch die Komponenten, die der Energiewendefinanzierung zugeordnet werden können, sind ungleich auf die Sektoren aufgeteilt. Im Stromsektor werden die Erzeugungs-, Infrastruktur- und Energiewendekosten auf den Strompreis umgelegt. Im Sektor Wärme werden dagegen viele Energiewendeinvestitionen aus dem Bundeshaushalt bezuschusst oder finden (noch) gar nicht statt. Im Verkehrsbereich finanziert die Energiesteuer auf Kraftstoffe unter anderem die Investitionskosten für Infrastruktur, sie ist aber nicht konsistent ausgestaltet.

Im Ergebnis zeigen sich große Unterschiede bei den staatlich regulierten Preisbestandteilen zwischen Sektoren, Energieträgern und Anwendungsfällen:

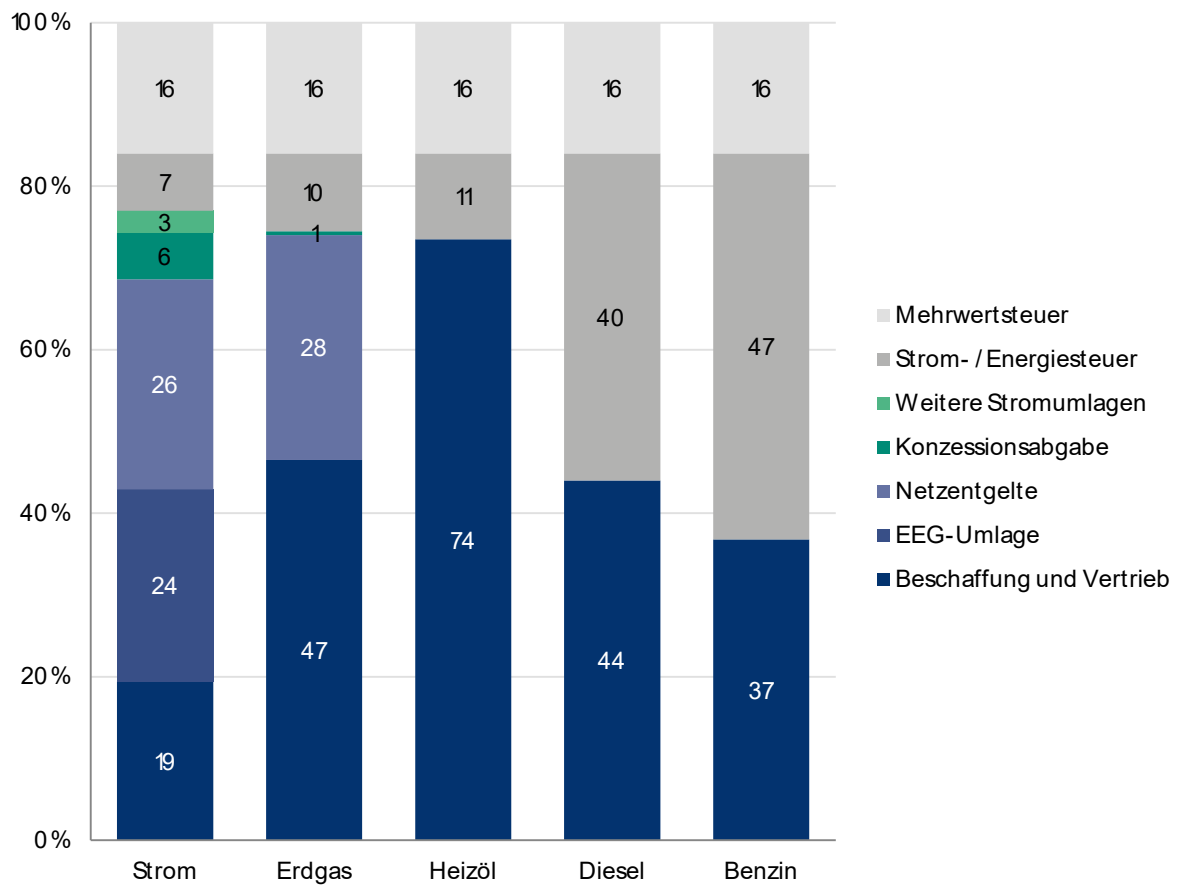
- Auf den **Strompreis** werden EEG-Umlage, Netzentgelte, § 19 Strom-NEV-Umlage, Umlage für abschaltbare Lasten, Offshore-Haftungsumlage, KWKG-Umlage, Konzessionsabgabe sowie die Stromsteuer aufgeschlagen. Relative Begünstigungen gibt es hierbei für den Einsatz von Strom in der Landwirtschaft, im produzierenden Gewerbe und der energieintensiven Industrie.
- Auf **Kraftstoffe** wird eine Energiesteuer erhoben, die bezogen auf den Energiegehalt wesentlich höher ist als auf Heizstoffe (also im Wärmesektor). Die Energiesteuersätze unterscheiden sich nach eingesetztem Kraftstoff. Reduzierte Sätze gelten für den Einsatz von Agrardiesel. Schiff- und Luftverkehr sind sowohl von der Energie- als auch von der Mehrwertsteuer⁴ befreit.
- Bei **Heizstoffen** ist ebenfalls die Energiesteuer (mit niedrigeren Sätzen als bei Kraftstoffen) zu entrichten, sowie Netzentgelte und Konzessionsabgabe, soweit es sich um leitungsgebundene Energieträger wie Erdgas und Fernwärme handelt. Reduzierte Energiesteuersätze gelten für die Landwirtschaft, das produzierende Gewerbe und energieintensive Industrieprozesse.

Wie in anderen Bereichen auch wird auf alle Energieprodukte zudem die Mehrwertsteuer erhoben. Abbildung 1 zeigt die Energiepreisbestandteile verschiedener Energieträger für Haushalte im Mai 2017. Es zeigt sich, dass auf Strom die höchsten staatlich regulierten Preisbestandteile erhoben werden: der Anteil liegt bei knapp über 80% des Endverbraucherpreises. Die staatlich regulierten Preisbestandteile bei den Heizstoffen sind mit 53% bei Erdgas und 26% bei Heizöl deutlich niedriger. Im Kraftstoffbereich liegen die Anteile bei 56% (Diesel) bzw. 63% (Benzin).

Der Anteil der Bestandteile, der der Finanzierung der Energiewende zugerechnet werden kann (EEG-Umlage, KWKG-Umlage, Offshore-Haftungsumlage), beträgt beim Strompreis über 25%, während im Wärme- und Verkehrssektor noch keine spezifischen Energiewendumlagen erhoben werden.

⁴ bei grenzüberschreitenden Flügen

Abbildung 1: Übersicht über Energiepreisbestandteile für Haushalte (Mai 2017)



Quelle : eigene Darstellung nach BDEW 2017, Anteil am Brutto-Endkundenpreis für folgende Verbräuche: Strom : 3500 kWh, Erdgas 20.000 kWh, Heizöl 2.500 l, Diesel 900 l, Superbenzin 1.050 l

In allen Sektoren erfüllen Finanzierungsinstrumente den Zweck, Infrastrukturkosten – allerdings in unterschiedlichem Umfang – zu finanzieren sowie zumindest ansatzweise externe Kosten zu internalisieren (Tabelle 2). Dies erfolgt jedoch je nach Sektor in höchst unterschiedlichem Maße und die bisherige Systematik führt in vielen Fällen zu Fehlansätzen (vgl. Kapitel 5.2). So begünstigt beispielsweise die Energiesteuer im Wärmebereich – bezogen auf den CO₂-Gehalt – klimaschädlichere Energieträger wie Heizöl gegenüber emissionsärmeren wie Erdgas. Die Abgaben und Umlagen für energiewendebezogene Kosten werden im Stromsektor auf den Strompreis aufgeschlagen, Energiewendekosten im Wärme- und Verkehrsbereich werden dagegen bisher vor allem privat finanziert und durch Förderprogramme flankiert. Eine Sonderrolle nehmen die Energie- und die Stromsteuer ein: ihr Hauptzweck ist die allgemeine Haushaltsfinanzierung.

Tabelle 2: Zweck von Abgaben, Entgelten und Umlagen in den Sektoren

Erhebungszweck	Strom	Wärme	Mobilität
a) Allgemeine Haushaltsfinanzierung	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Stromsteuer (Hauptzweck*) ▶ Konzessionsabgabe (Teilzweck) 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Energiesteuer auf Heizstoffe (Hauptzweck*) ▶ Konzessionsabgabe (Teilzweck) 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Energiesteuer auf Kraftstoffe (Hauptzweck*) ▶ Kfz-Steuer (Hauptzweck)
b) Finanzierung von Infrastrukturkosten	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Regulierte Netzentgelte finanzieren die Stromnetze ▶ Offshore-Haftungsumlage und AbLaV-Umlage finanzieren besondere Maßnahmen Netzausbau und Systemsicherheit ▶ Konzessionsabgabe (indirekt als Entgelt für Nutzung öffentlicher Straße und Wege für Netze der öffentlichen Versorgung) 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Heterogen: Bei Erdgas regulierte Netzentgelte; bei Fernwärme direkt über die Endkundentarife finanziert ▶ Konzessionsabgabe (indirekt als Entgelt für Nutzung öffentlicher Straße und Wege für Netze der öffentlichen Versorgung) 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Kfz-Steuer (Teilzweck) ▶ Energiesteuer auf Kraftstoffe (Teilzweck) ▶ LKW-Maut ▶ Geplante PKW-Maut
c) Internalisierung von externen Umweltkosten, (z.B. von THG-Emissionen)	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Emissionshandel⁵ ▶ Stromsteuer (Teilzweck) ▶ (Kernbrennstoffsteuer)⁶ 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Energiesteuer auf Heizstoffe (Teilzweck) 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Energiesteuer auf Kraftstoffe (Teilzweck) ▶ LKW-Maut
d) Finanzierung von Erzeugungs- und/oder Energie-wendekosten (außer Infrastruktur)	<ul style="list-style-type: none"> ▶ EEG-Umlage ▶ KWKG-Umlage ▶ Netzentgelte (soweit für Ersatz- oder Entschädigungsleistungen verwendet) 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ - 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ -

Quelle : eigene Darstellung in Anlehnung an (MELUR SH n.V.) *inkl. Gegenfinanzierung Rentenlasten als Teil der öffentlichen Haushalte durch den Ökosteueranteil

⁵ Neben der Stromerzeugung sind auch Teilbereiche der Wärmeerzeugung sowie des Verkehrs (Luftverkehr) in den Emissionshandel einbezogen.

⁶ Die Kernbrennstoffsteuer wurde 2017 durch das Bundesverfassungsgericht als verfassungswidrig aufgehoben.

2.2 Umfang von Abgaben, Entgelten und Umlagen im Energiebereich

Der Umfang der gesamten Steuern (außer MwSt.), Entgelte und Umlagen auf Strom und Energie beträgt im **Jahr 2018 rund 100 Mrd. Euro**. Dabei macht die Energiesteuer mit über 40 Mrd. Euro den mit Abstand größten Anteil aus, gefolgt von EEG-Umlage (knapp 24 Mrd. Euro) und Netzentgelten (ca. 21 Mrd. Euro). Im Stromsektor werden dabei mit über 57 Mrd. Euro die meisten staatlich regulierten Preisbestandteile erhoben. Im Ergebnis werden auf den Strompreis insg. ca. 18,5 ct./kWh an staatlich regulierten Preisbestandteilen aufgeschlagen, auf Wärme zwischen 0,80 (Erdgas) und 0,86 (Heizöl) ct./kWh, auf Kraftstoffe zwischen 4,78 (Diesel) und 7,48 (Benzin) ct./kWh (vgl. Tabelle 3).

Tabelle 3: Umfang der staatlich regulierten Energiepreisbestandteile (2018)

Sektor	Abgabe/Entgelt/Umlage	Volumen (Mrd. Euro)	ct./kWh ⁷
Strom	EEG-Umlage	23,78	6,79
	Netzentgelte	21,40*	7,30
	Umlage nach § 19 Abs. 2 Strom NEV	1,06	0,37
	Umlage abschaltbare Lasten	0,05	0,01
	KWKG-Umlage	0,97	0,34
	Offshore-Haftungsumlage	0,18	0,04
	Konzessionsabgabe	3,5**	1,66***
	Stromsteuer	6,93	2,05
	Summe	57,87	18,56
Wärme	Energiesteuer	4,24	0,55 (Erdgas) 0,61 (Heizöl)
	Netzentgelte	k.A.	
	Konzessionsabgabe	s.o.	0,25***
	Summe	4,24	0,86 (Heizöl) 0,80 (Erdgas)
Verkehr	Energiesteuer	37,06	4,78 (Diesel) 7,48 (Benzin)
Gesamt		99,17	

Quelle: eigene Darstellung nach ÜNB 2017, BMF 2018, Statistisches Bundesamt 2018b *Schätzung für 2015 nach Löschel u. a. 2016**Schätzung für 2011 aus Agora Energiewende 2013 inkl. Konzessionsabgabe für Gas ***Durchschnittswert, der Tarif variiert je nach Gemeinde

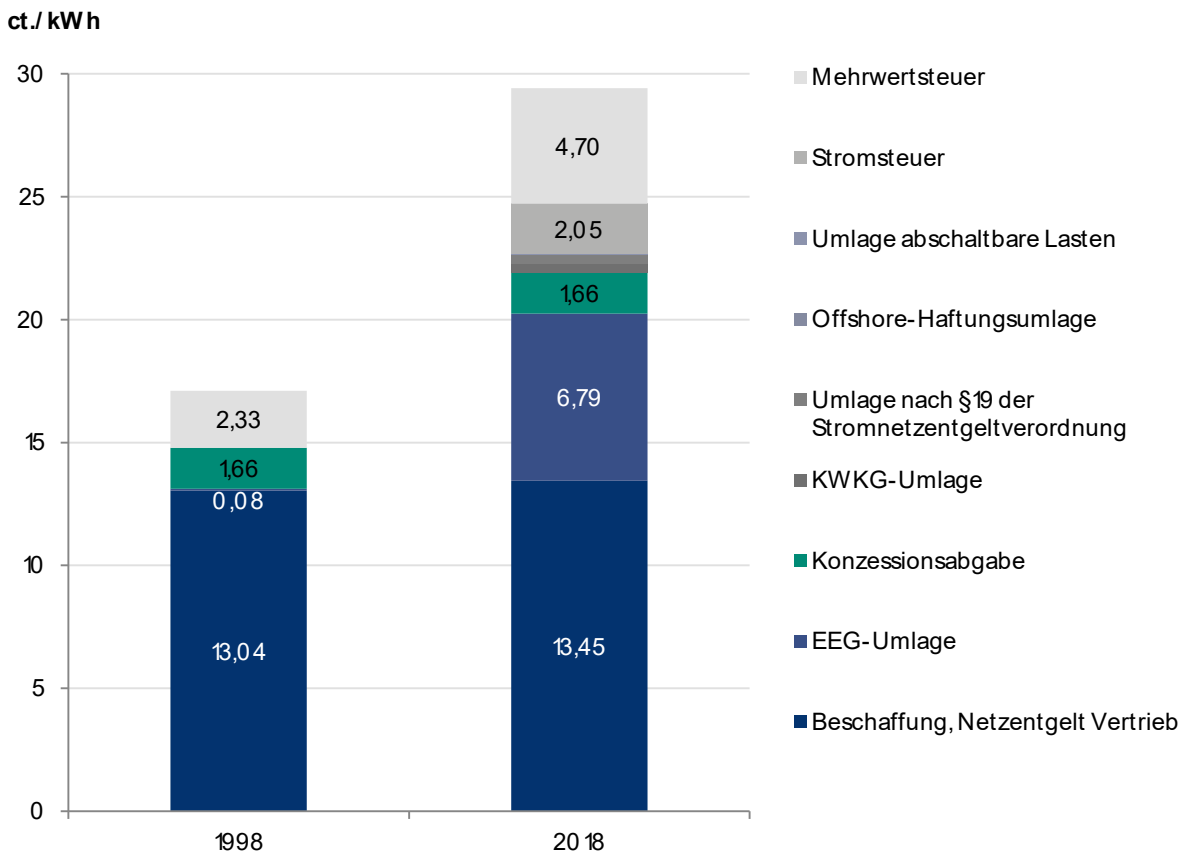
⁷ Jeweils Regelsatz, Strom: kWh Endenergie, Wärme/Verkehr: kWh Primärenergie

In den folgenden beiden Kapiteln sind die jeweiligen Steuern, Entgelte und Umlagen in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr beschrieben. Dabei werden Finanzierungszweck, Höhe und Entwicklung, geltende Ausnahmen sowie die Verteilungswirkung auf die Verbrauchergruppen dargestellt.

3 Abgaben, Entgelte und Umlagen auf Strom

Zum Zeitpunkt der Strommarktliberalisierung 1998 setzte sich der Strompreis für Privatkunden noch aus vier Komponenten zusammen: Beschaffung/ Netzentgelte/Vertrieb, Mehrwertsteuer, Konzessionsabgabe und Kosten aufgrund des EEG-Vorläufers, dem Stromeinspeisegesetz, von denen die erste Position Beschaffung / Netzentgelt / Vertrieb einen Großteil des Preises (über 76%) ausgemacht hat. 2018 setzt sich der Strompreis aus 9 Komponenten zusammen. Mit den zusätzlichen Strompreiskomponenten ging der Anteil von Beschaffung / Netzentgelten / Vertrieb auf 45% zurück.

Abbildung 2: Zusammensetzung des Strompreises für Haushalte in ct./kWh



Quelle: eigene Darstellung nach BDEW 2018a

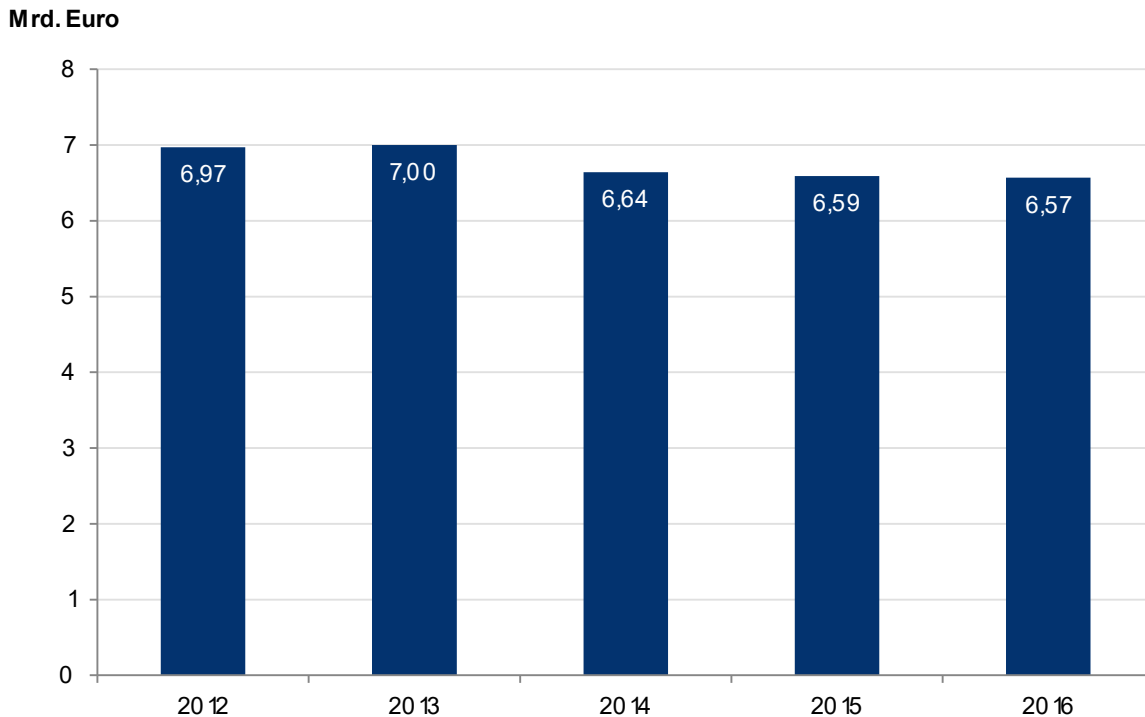
3.1 Stromsteuer

Finanzierungsaufgabe

Die Rechtsgrundlage der 1999 eingeführten Stromsteuer sind das Stromsteuergesetz und die Stromsteuer-Durchführungsverordnung. Seit 2003 beträgt die Stromsteuer 2,05 ct./kWh. Die Stromsteuer ist eine Bundessteuer und dient der allgemeinen Haushaltsfinanzierung. Sie wurde 1999 jedoch auch mit dem Ziel eingeführt, den Stromverbrauch zu senken und verfolgt damit auch eine ökologische Lenkungswirkung. Ein Großteil der Einnahmen (90%) ist politisch zweckgebunden und fließt als Zuschuss in die Rentenversicherung, um die Rentenversicherungsbeiträge und damit die Lohnnebenkosten zu senken (FÖS 2017d).

Aufkommen

In den vergangenen Jahren wurden über die Stromsteuer jährliche Einnahmen in Höhe von 6,5-7 Mrd. Euro generiert (Abbildung 3), die in den Bundeshaushalt fließen.

Abbildung 3: Einnahmen durch die Stromsteuer in Mrd. Euro.

Quelle: eigene Darstellung nach BMF 2017a

Steuervergünstigungen

Das produzierende Gewerbe, die Land- und Forstwirtschaft sowie die Teichwirtschaft und Behindertenwerkstätten zahlen laut § 9 StromStG einen ermäßigten Steuersatz von 1,54 ct./kWh. Von dieser Regelung profitieren etwa 37.000 Unternehmen. Weitere 1.620 Unternehmen müssen zumindest für einige Produktionsprozesse (Glas-, Keramik-, Zement-, Kalk-, Baustoff-, Düngemittel-, metallverarbeitenden und chemischen Industrie) gar keine Stromsteuer entrichten (FÖS 2017d, FÖS 2017e). Hinzu kommt nach § 10 StromStG der Spitzenausgleich, über den sich Unternehmen des produzierenden Gewerbes, deren Stromsteuerlast einen bestimmten Schwellenwert überschreitet die geleistete Stromsteuer größtenteils erstatten lassen können. Er wird aktuell in 21.000 Fällen gewährt (FÖS 2017d, FÖS 2017e).

Durch die reduzierten Steuersätze und die Steuerbefreiung für einige Industriezweige und Produktionsprozesse reduzierten sich die möglichen Steuereinnahmen im Jahr 2016 um rd. 3,6 Mrd. Euro (FÖS 2017c).

Verteilungswirkung

Die Folge der Vergünstigungstatbestände ist, dass die privaten Haushalte einen überproportionalen Anteil der Steuerlast tragen. Während sie für lediglich 25% des Stromverbrauchs verantwortlich sind (UBA 2018), tragen sie nach Schätzungen etwa 40% des Stromsteueraufkommens (FÖS 2017d).

3.2 EEG-Umlage

Finanzierungsaufgabe

Die EEG-Umlage dient der Technologieförderung, wobei die Vergütungen für erneuerbare Stromerzeugungsanlagen auf die Stromverbraucher umgelegt werden. Mit den Einnahmen aus der EEG-Umlage wird die Differenz zwischen den Börsenstrompreisen und der sich aus dem EEG ergebenden Vergütung für Betreiber von EE-Anlagen, die den Strom ins Netz einspeisen, kompensiert. Im Falle der Direktvermarktung kommt noch eine Managementprämie hinzu (Bundesnetzagentur o.J.). Die Höhe der EEG-Umlage wird jährlich ermittelt und hängt von den erwarteten Börsenstrompreisen, der Höhe

des Letztverbrauchs, dem Zubau der EEG-geförderten Anlagen, dem aktuellen EEG-Kontostand und der Höhe der Liquiditätsreserve ab.

Die folgende Tabelle zeigt die Berechnung der EEG-Umlage 2018.

Tabelle 4: Berechnung der EEG-Umlage 2018

Kosten und Erlöse		Angaben in Mrd. Euro
Prognostizierte Kosten	Auszahlungen an Anlagebetreiber abzgl. vermiedene Netzentgelte	27,073
	Sonstige Kosten*	0,068
Prognostizierte Erlöse	Einnahmen aus Vermarktung	-1,404
	Einnahmen aus BesAR-Strommengen	-0,170
	Liquiditätsreserve	1,544
	Verrechnung Kontostand 30.09.2017	-3,329
Umlagebetrag 2018		23,781
Umlage		
Anzulegender Letztverbrauch	MWh	350.123.577
EEG-Umlage 2018 (gerundet)	Euro/MWh	67,92
EEG-Umlage pro kWh		6,792 ct.

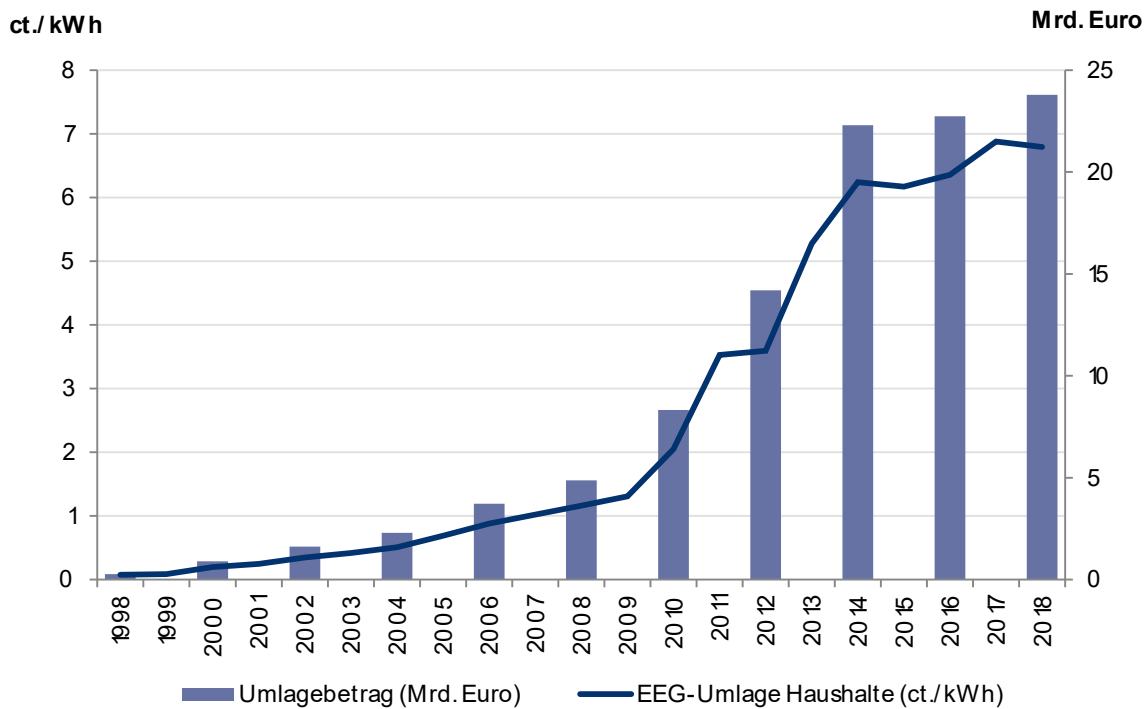
Quelle: eigene Darstellung nach 50hertz u. a. 2017a. *Profilservicekosten, Kosten für Börsenzulassung und Handelsanbindung, EEG-Bonus in 2018 für 2016, Zinsen

Höhe und Entwicklung der EEG-Umlage

Mit wachsendem Anteil an Erneuerbaren Energien im Strommix erhöhte sich auch die EEG-Umlage von 0,08 ct./kWh im Jahr 1998 auf 6,79 ct./kWh in 2018. Dadurch werden im Jahr 2018 Einnahmen von voraussichtlich 23,8 Mrd. Euro erzielt (Abbildung 4). Maßgeblich für den relativ starken Anstieg bis 2014 war der hohe Zubau vergleichsweise teurer Anlagen von 2005 bis 2010. Aufgrund der stark gesunkenen Technologiekosten tragen die Vergütungen von danach neu zugebauten Anlagen nur noch in geringerem Maße zum Ansteigen der EEG-Umlage bei. Zu berücksichtigen ist auch, dass diese seit 2010 auch vom Börsenstrompreis abhängt: sind die Vermarktungserlöse der erneuerbaren Energien an der Börse niedrig, muss ein höherer Differenzbetrag durch die EEG-Umlage ausgeglichen werden. An der Strombörse wirkt das zunehmende Angebot von erneuerbaren Energien preissenkend. Die Börsenstrompreise sind seit 2012 stetig gefallen und entsprechend ist die EEG-Umlage gestiegen. Erst in jüngster Zeit sind die Börsenstrompreise wieder angestiegen. Werden daher beide Komponenten zusammen betrachtet, zeigt sich, dass die Summe von Börsenstrompreis und EEG-Umlage 2012 mit 10,55 ct./kWh am höchsten war und danach gefallen ist. In 2018 liegt sie mit 10,27 ct./kWh auf ähnlichem

Niveau wie 2012. Der Anstieg der EEG-Umlage in den letzten Jahren ist daher zum Teil auf die gesunkenen Vermarktungserlöse an der Strombörse zurückzuführen.

Abbildung 4: Entwicklung der EEG-Umlage 1998-2018 in ct./kWh und Entwicklung des Gesamtaufkommens der EEG-Umlage in Mrd. Euro*



Quelle: eigene Darstellung nach BDEW 2018a *vereinfachte Darstellung in Zwei-Jahres-Schritten

Ausnahmeregelungen

Stromintensive Unternehmen bestimmter Branchen können eine Reduktion der EEG-Umlage beantragen. Die Kosten werden von den übrigen Verbrauchern getragen. Etwa 4% der Industriebetriebe⁸ profitiert von diesen Befreiungen, 96% der Industriebetriebe zahlten 2016 die volle EEG-Umlage. Jedoch war in diesem Jahr nur 36% des Stromverbrauchs der Industriebetriebe mit der vollen EEG-Umlage belastet (BDEW 2018b).

Auch andere Konsumenten, wie private Haushalte mit eigener PV-Anlage können unter bestimmten Umständen von der EEG-Umlage befreit werden. Die Ausnahmeregelungen sind in § 61a-61e EEG festgehalten (Tabelle 5).

⁸ Betriebe der Abschnitte B (Bergbau, Gewinnung von Steinen und Erden) und C (verarbeitendes Gewerbe) der WZ2008

Folgende Ausnahmeregelungen gelten:

Tabelle 5: Befreiung von/Reduktion der EEG-Umlage

Rechtsgrundlage	Zweck	Kurzerläuterung
§ 61 a EEG	<ul style="list-style-type: none"> Entfallen der EEG-Umlage bei Eigenversorgung 	<ul style="list-style-type: none"> Für Kraftwerkseigenverbrauch Wenn die Stromerzeugungsanlage nicht an das Stromnetz angeschlossen ist Wenn Eigenversorgung gänzlich aus EE erfolgt und für Überschüsse keine Vergütung nach Teil 3 EEG in Anspruch genommen wird Wenn die Stromerzeugungsanlage eine installierte Leistung von max. 10 kW hat und für max. 10MWh Strom pro Kalenderjahr
§ 61 b EEG	<ul style="list-style-type: none"> Verringerung der EEG-Umlage bei Anlagen und hocheffizienten KWK-Anlagen auf 40% 	<ul style="list-style-type: none"> Wenn der Strom für die Eigenversorgung in einer Anlage erzeugt wurde⁹ Wenn der Strom in einer KWK-Anlage erzeugt worden ist, die hocheffizient im Sinne des §53a Absatz 1 Satz 3 des Energiesteuergesetzes ist und einen Nutzungsgrad von mindestens 70% erreicht
§ 61 c EEG & § 61d EEG	<ul style="list-style-type: none"> Verringerung der EEG-Umlage bei Bestandsanlagen 	<ul style="list-style-type: none"> Bei Eigenerzeugung und –verbrauch Soweit der Strom nicht durch ein Netz geleitet wird, es sei denn, der Strom wird im räumlichen Zusammenhang zu der Stromerzeugungsanlage verbraucht
§ 61 e EEG	<ul style="list-style-type: none"> Verringerung der EEG-Umlage auf 20% bei Ersetzung von Bestandsanlagen 	<ul style="list-style-type: none"> Wenn eine Bestandsanlage ohne Erweiterung der installierten Leistungen am selben Standort erneuert oder ersetzt wird

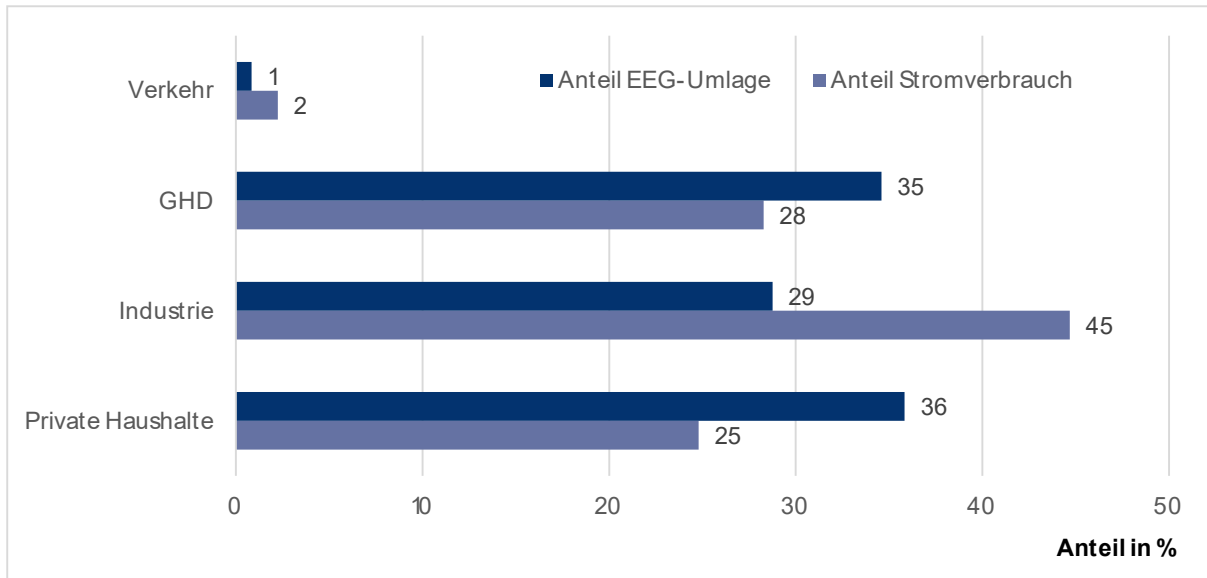
Verteilungswirkungen

Abbildung 5 zeigt die Anteile der Verbrauchergruppen an Stromverbrauch und EEG-Umlage. Aufgrund der Ausnahmen für die stromintensive Industrie bringen private Haushalte mit 8,6 Mrd. Euro rund 1/3 der EEG-Umlage auf, obwohl sie nur etwa 25% des Stromverbrauchs verursachen. Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sind mit 8,3 Mrd. Euro (35%) an der EEG-Umlage beteiligt¹⁰, bei einem Stromverbrauch von 29%. Die Industrie zahlt 6,9 Mrd. Euro (29%), obwohl ihr knapp 45% des Stromverbrauchs zuzuordnen sind (BDEW 2018a, BMWi 2017).

⁹ Die Zustimmung der EU-Kommission zur reduzierten EEG-Umlage für KWK-Anlagen lief zum 31.12.2017 aus. Ab 1.1.2018 gilt, dass nur noch KWK-Neuanlagen (ab August 2014) unter 1 MW sowie größer 10 MW, Anlagen der stromintensiven Industrie sowie Anlagen unter 3.500 Vollbenutzungsstunden im Jahr die reduzierte Umlage von 40% in Anspruch nehmen können. Bei Anlagen mit höherer Auslastung steigt die Umlage kontinuierlich an (BmwI 2018).

¹⁰ inkl. Betriebe der Land- und Forstwirtschaft (0,7 Mrd. Euro) sowie öffentliche Einrichtungen (3,3 Mrd. Euro).

Abbildung 5: Anteiliger Stromverbrauch vs. Beteiligung an EEG-Umlage nach Sektoren



Quelle: BDEW 2018a und BMWI 2017

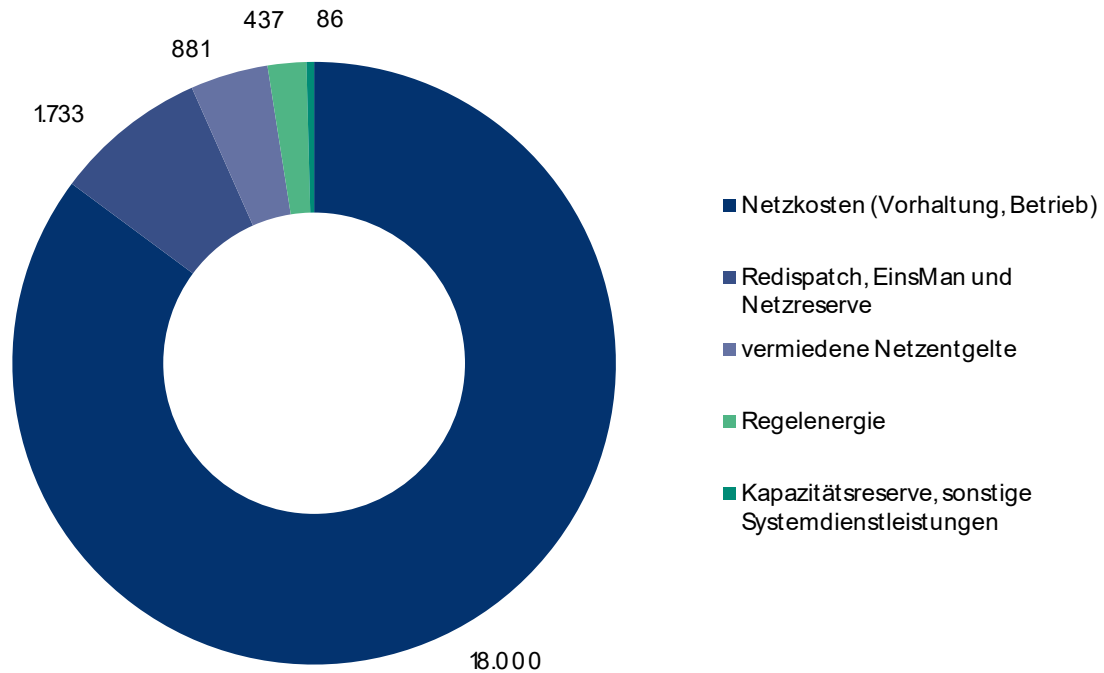
3.3 Netzentgelte

Die Kosten für den Betrieb, die Instandhaltung und den Ausbau der Stromnetze werden von den Netzbetreibern über die Netzentgelte denjenigen Unternehmen auferlegt, die das Netz für die Stromlieferung in Anspruch nehmen. Diese geben sie an ihre Kunden (also an die Endverbraucher) weiter. Netzentgelte werden entsprechend der jeweiligen Anschluss-ebene (Hoch-, Mittel-, Niederspannung) an die Netzbetreiber gezahlt. Das zu entrichtende Entgelt ist grundsätzlich unabhängig von der räumlichen Entfernung zwischen Ort der Einspeisung und Ort der Entnahme (transaktionsunabhängig). Gesetzlich sind die Netzentgelte in § 21 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) sowie in der Anreizregulierungs- (ARegV) und der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) verankert. Da die Netzkosten für das jeweilige Gebiet eines Netzbetreibers entsprechend den dortigen Verbrauchsmengen inklusive der Kosten für vorgelagerte Spannungsebenen umgelegt werden, ergeben sich bundesweit unterschiedliche Netzentgelte. Mit dem Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (NEMoG) 2017 und der im April 2018 folgenden Rechtsverordnung wurde die schrittweise Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte sowie die Abschmelzung des Privilegs der vermiedenen Netzentgelte (s. Kasten unten) beschlossen.

Finanzierungsaufgabe

Neben den Kosten für die Vorhaltung und den Betrieb des Netzes werden zusätzlich eine Reihe von netzdienlichen Maßnahmen über die Netzentgelte refinanziert. Dazu gehören u. a. die Kosten für Redispatch, Einspeisemanagement, Netz- und Kapazitätsreserve sowie Regelenergie.

Abbildung 6: Aufteilung der Netzkosten nach Komponenten (Mio. Euro)



Quelle: eigene Darstellung nach Agora Energiewende 2017

Abbildung 6 stellt die Aufteilung der Kosten nach den jeweiligen Kostenkomponenten mit einer Schätzung des jährlichen Umfangs dar. Demnach betragen die Netzkosten rund 21 Mrd. Euro pro Jahr. Das Volumen der einzelnen Komponenten schwankt jedoch von Jahr zu Jahr. So gingen etwa die Kosten für Redispatch von 2015 auf 2016 um 192 Mio. Euro auf 220 Mio. Euro zurück (BNetzA/BKartA 2017).

Redispatch, Einspeisemanagement und Netzreserve

Bei Redispatch, Einspeisemanagement und Netzreserve handelt es sich um die Bereitstellung von Netzdienstleistungen im Falle von Netzengpässen.

Mit Redispatch wird der Eingriff in den marktbasieren Fahrplan der Erzeugungseinheiten zur Verlagerung der Kraftwerkseinspeisungen bezeichnet. Ziel ist es, Leitungsüberlastungen vorzubeugen oder zu beheben. Der Ausgleich erfolgt durch die Senkung der Einspeiseleistung konventioneller Kraftwerke vor dem Netzengpass bei gleichzeitiger Steigerung der Einspeiseleistung konventioneller Kraftwerke hinter dem Netzengpass. Die Kosten für den Ausgleich werden den Kraftwerksbetreibern erstattet. Die Redispatch-Kosten sind abhängig vom Netzausbau insgesamt, aber auch von der räumlichen Verteilung und Erzeugung der Erneuerbare-Energien- einerseits und der fossilen Kraftwerke andererseits (BNetzA/BKartA 2017). Sie entstehen insbesondere dadurch, dass am Strommarkt Strom verkauft wird, ohne dass dabei darauf geachtet wird, dass dieser auch tatsächlich zum Käufer geleitet werden kann. Ist dies nicht der Fall, muss in das Marktergebnis eingegriffen werden, was Kosten verursacht.

Die Kosten für das Einspeisemanagement entstehen, wenn aufgrund von Netzengpässen EEG-geförderte Erneuerbare-Energien-Anlagen abgeregelt werden. In diesem Fall haben sie gemäß § 12 Abs. 1 EEG einen Anspruch auf Entschädigung gegenüber den Netzbetreibern, an deren Netz sie angeschlossen sind. Die Refinanzierung erfolgt dabei jedoch nicht über die EEG-Umlage, sondern über die Netzentgelte.

Zur Netzreserve zählen Kraftwerke im In- und Ausland, die sich nicht im Markt befinden, aber für Redispatchzwecke vorgehalten und genutzt werden. Neben den variablen Abrufkosten fallen hier zusätzlich die Kosten für die Vorhaltung an (BNetzA/BKartA 2017)

Vermiedene Netzentgelte

Gemäß § 18 StromNEV erhalten Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen, sofern sie für die jeweiligen Strommengen nicht bereits EEG- oder KWK-Förderung erhalten, eine Auszahlung von dem jeweiligen Verteilnetzbetreiber in Höhe der

vorgelagerten Netzkosten. Für die dem Netzbetreiber entstehenden Kosten kommen die Netznutzer über die Netzentgelte auf. Vermiedene Netzentgelte sind im Zeitraum von 2011 bis 2015 von einer Milliarde Euro auf 1,5 Mrd. Euro gestiegen (BNetzA 2015a, BNetzA 2015b). Im Jahr 2017 erreichten sie mit 2,4 Mrd. Euro einen neuen Höchstwert. Für das Jahr 2018 wird mit vermiedenen Netzentgelten in Höhe von 1,3 Mrd. Euro gerechnet (Bundesregierung 2018). Gründe für den Anstieg der letzten Jahre sind der Netzentgeltanstieg, die zunehmende dezentrale Einspeisung durch Erneuerbare Energien sowie der KWK und der konventionellen Einspeisung unterhalb der Höchstspannung. Die vermiedenen Netzentgelte wurden 2005 eingeführt, weil angenommen wurde, dass die Einspeisung in niedrigeren Spannungsebenen den Netzausbaubedarf reduziert. In der Praxis hat sich jedoch gezeigt, dass die Netzkosteneinsparungen nur noch in Einzelfällen auftreten (BNetzA 2015a). Daher erhalten Neuanlagen ab 2023 (erneuerbare Energien-Anlagen ab 2018) keine vermiedenen Netznutzungsentgelte mehr und die vermiedenen Netzentgelte für Bestandsanlagen werden eingefroren. Das Abschmelzen der vermiedenen Netzentgelte bei den erneuerbaren Energien erhöht die EEG-Umlage, da diese Einnahmen in Zukunft nicht mehr gegengerechnet werden. Schätzungen gehen von einem dadurch bedingten Anstieg der EEG-Umlage um ca. 0,15 ct./kWh ab 2020 aus (Bundesregierung 2018).

Regelenergie

Regelleistung ist notwendig, um innerhalb eines Versorgungssystems die Leistungsbilanz auszugleichen und die Frequenz stabil zu halten. Sie gleicht Schwankungen innerhalb von Sekunden (Primärreserve), fünf Minuten (Sekundärreserve) oder Viertelstunden (Minutenreserve) aus. Wenn die ins Netz eingespeiste Energie die zum selben Zeitpunkt entnommene Energie übersteigt, liegt ein Leistungsüberschuss im Netz vor. In diesem Fall benötigt der Netzbetreiber negative Regelenergie durch Stromabnehmer, die dem Netz kurzfristig Strom entziehen. Bei nicht prognostizierter, erhöhter Stromnachfrage ist positive Regelenergie erforderlich. Der Netzbetreiber benötigt in diesem Fall kurzfristig zusätzliche Einspeisung von Energie in sein Netz. Die Vorhaltung der Regelenergie ist Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber. Sie wird am Regelenergiemarkt ausgeschrieben. In den Netzentgelten ist die Vorhaltung der Regelkapazität (d.h. der Leistungspreis) enthalten (Next Kraftwerke 2018).

Kapazitätsreserve

Im Gegensatz zur Netzreserve sollen die Kraftwerke in der Kapazitätsreserve nicht die Netzstabilität, sondern die Versorgungssicherheit sicherstellen. Diese Kraftwerke werden vorgehalten, um im Fall einer ungenügenden Lastdeckung mögliche Stromabschaltungen zu vermeiden. Die Kosten der Vorhaltung der Kapazitätsreserve werden in die Netzentgelte gewälzt (BNetzA/BKartA 2017).

Sicherheitsbereitschaft

In die 2016 eingeführte Sicherheitsbereitschaft werden bis 2019 Braunkohlekraftwerke mit einer Kapazität von insgesamt 2.700 Megawatt überführt, bevor sie nach jeweils vier Jahren endgültig stillgelegt werden. Für den Zeitraum 2016 bis 2023 erhalten die Kraftwerksbetreiber dafür eine Entschädigung für die Vorhaltung der Kraftwerksreserve von im Mittel 230 Mio. Euro pro Jahr, die über die Netzentgelte finanziert wird. Diese steigen dadurch um rund 0,05 ct./kWh (Agora Energiewende 2017).

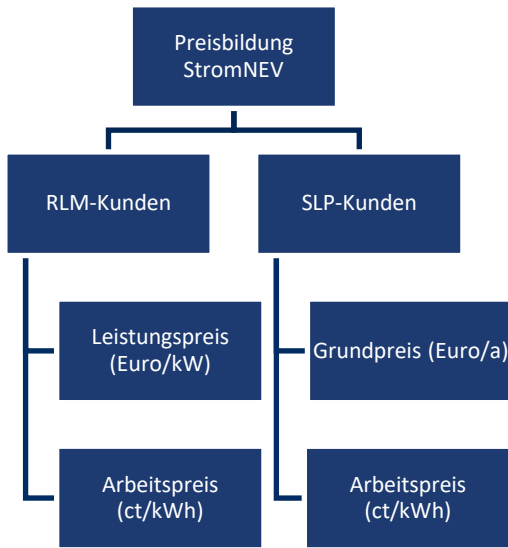
Höhe der Netzentgelte

Die Höhe der Netzentgelte wird durch die im Zuge der Anreizregulierung bestimmte sogenannte Erlösobergrenze begrenzt. Diese wird wiederum durch eine Ermittlung der kalkulatorischen sowie tatsächlichen Netzkosten nach den §§ 4-11 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) im Basisjahr und anschließender Prüfung durch die Regulierungsbehörde bestimmt. Die Entgeltermittlung erfolgt dabei unter Anwendung eines sogenannten transaktionsunabhängigen Punktmodells (§ 15 Abs. 1 StromNEV), d.h. es ist unerheblich, von welcher Erzeugungseinheit der Strom an den jeweiligen Verbraucher geliefert wird. Die Kosten werden nach dem Prinzip der unterstellten Gleichzeitigkeit der Netznutzung (§ 16 StromNEV) in einen Leistungs- sowie einen Arbeitspreis je Letztverbrauchergruppe aufgeteilt (§ 17 StromNEV). Abhängig davon, ob der Lastverlauf gemessen (RLM, registrierende Leistungsmessung) oder geschätzt wird (SLP, Standardlastprofile, bis zum einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh zulässig), ergeben sich unterschiedliche Verhältnisse zwischen Leistungs- (bzw. Grund-) und Arbeitspreisen. Bei gewerblichen Kunden mit RLM und einem relativ hohen Strombedarf liegt der Leistungspreisanteil für alle Spannungsebenen deutlich über 50 % (BNetzA 2015a). Haushalte werden über SLP beliefert (vgl. Abbildung 7).

Die Netzentgelte auf der Niederspannungsebene enthalten anteilig die Netzentgelte aus den höheren Spannungsebenen und sind dadurch höher als auf der Mittel- und Hochspannungsebene. Dabei wird unterstellt, dass die Kunden der nachgelagerten Netzebenen auch die vorgelagerten Netzebenen nutzen und sich daher auch an den entsprechenden Kosten

beteiligen müssen. Deshalb zahlt ein am Hochspannungsnetz angeschlossener Stromkunde lediglich die Kosten der Höchst- und Hochspannungsebene inkl. der Umspannebene Höchst-/Hochspannung, während ein Haushaltskunde, der an das Niederspannungsnetz angeschlossen ist, die Kosten für alle Netzebenen zahlen muss (Löschel u. a. 2016).

Abbildung 7: Grundsätze der Preisbildung bei Netzentgelten

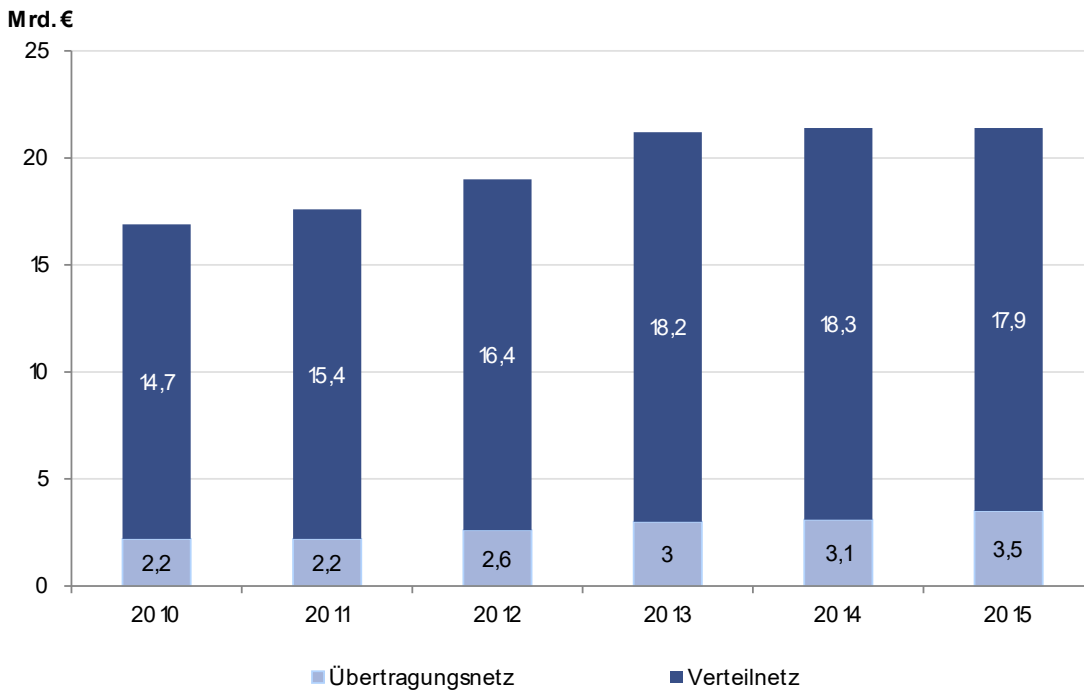


Quelle: eigene Darstellung

Entwicklung der Netzentgelte

Eine Erhebung über die insgesamt in Deutschland erhobenen Netzentgelte existiert nicht. Dies liegt auch an der Aufteilung der Zuständigkeiten von Bundesnetzagentur und Landesregulierungsbehörden auf die Netzbetreiber in Deutschland. Anhaltspunkte sind jedoch die genehmigten Erlösobergrenzen für die Netzbetreiber. Diese stiegen von 2010 bis 2015 von 16,9 Mrd. Euro auf 21,4 Mrd. Euro (Löschel u. a. 2016).

Abbildung 8: Entwicklung der Erlösobergrenzen 2010 - 2015 in Mrd. Euro



Quelle: eigene Darstellung nach Löschel u. a. 2016

Mit der am 14. September 2016 in Kraft getretenen Novelle der ARegV wurden die Transparenzpflichtungen deutlich ausgeweitet, sodass gemäß § 31 ARegV fortan unter anderem die netzbetreiberindividuellen Erlösbergrenzen in nicht anonymisierter Form veröffentlicht werden müssen. Die Bundesnetzagentur hat am 22. Februar 2017 zum ersten Mal die Daten auf ihrer Website veröffentlicht. Aktuell liegen Daten für 2017 und 2018 vor¹¹. Die dort berichteten Erlösbergrenzen (BNetzA 2018) lassen sich jedoch nicht einfach aufsummieren, da auch die Kosten für vorlagerte Netze in den Erlösbergrenzen enthalten sind. Eine Veröffentlichung dieser Angaben ist nach Auskunft der Bundesnetzagentur derzeit nicht vorgesehen.

Ausnahmeregelungen

Bei den Netzentgelten existieren eine Reihe von Ausnahmeregelungen bzw. Sondernetzentgelten (Tabelle 6). Hervorzuheben sind insoweit insbesondere die verschiedenen Ausnahmeregelungen für industrielle Großkunden nach Regelungen des § 19 Abs. 2 StromNEV. Sie werden in Kapitel 3.4.1 weiter erläutert.

Darüber hinaus enthält auch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) einige Sonderregelungen:

- So können die Verteilnetzbetreiber nach § 14a EnWG reduzierte Netzentgelte berechnen, wenn die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, vereinbart wird. Zu diesen Einrichtungen zählen vor allem Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen und Elektroautos. Nach welchen Regeln die Netzentgelte vergünstigt werden, bleibt in der Regulierung unbestimmt. Eine Rechtsverordnung dazu steht aus. Die Entgeltreduktionen nach § 14a EnWG belaufen sich im Jahr 2018 nach Angaben der Netzbetreiber auf insgesamt 386 Mio. Euro (Bundesregierung 2018).
- Eine Bedeutung für die Sektorkopplung kommt darüber hinaus der Sonderregelungen des § 118 Abs. 6 EnWG zur Netzentgeltbefreiung für Stromspeicheranlagen zu.

¹¹ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Transparenz/Transparenz_node.html

Tabelle 6: Ausnahmen und Sondernetzentgelte (Auswahl)

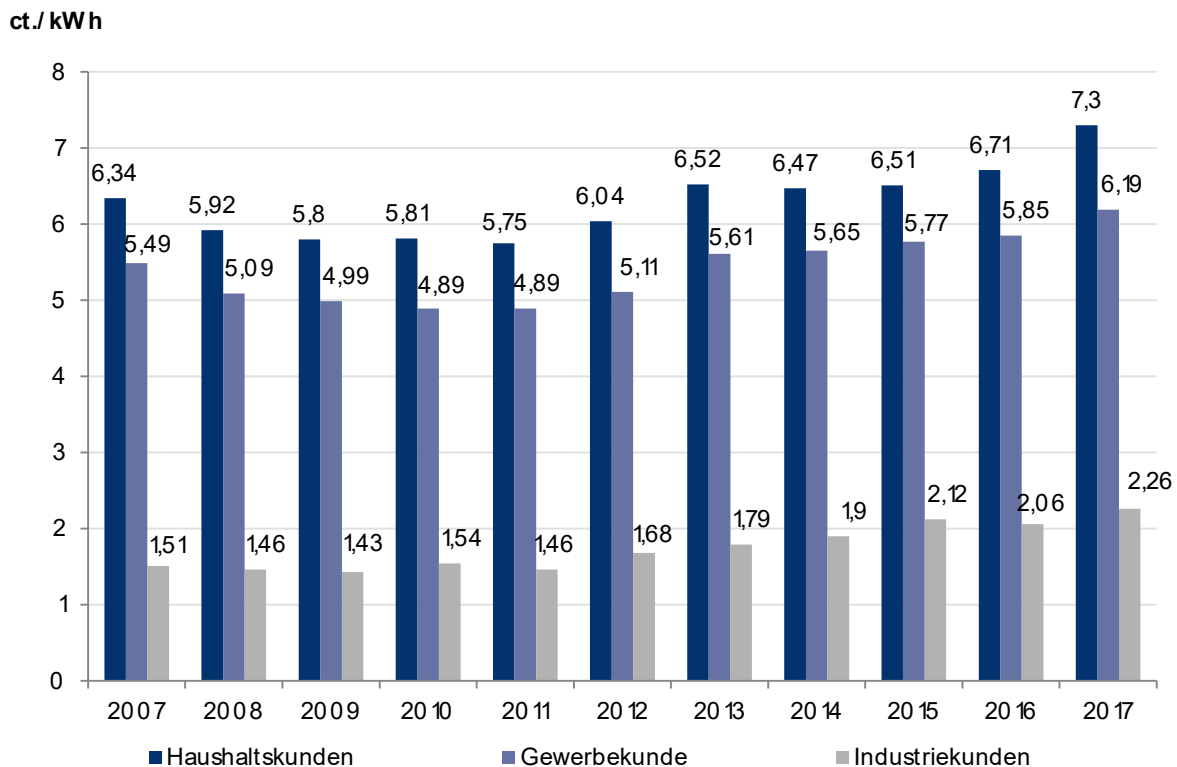
Rechtsgrundlage	Beabsichtigter Zweck	Kurzerläuterung
§ 19 Abs. 1 StromNEV	<ul style="list-style-type: none"> Verursachergerechte Kostenzuordnung 	<ul style="list-style-type: none"> Monats- statt Jahresleistungspreis bei zeitlich begrenzter starker Leistungsanspruchnahme
§ 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV	<ul style="list-style-type: none"> Netzentlastung durch Reduzierung der kumulierten Höchstlast 	<ul style="list-style-type: none"> atypische Netznutzung: Abweichung von allgemeiner Jahreshöchstlast → individuelles Netzentgelt, bis zu 80 % Reduktion
§ 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV	<ul style="list-style-type: none"> Beitrag zur Systemstabilität durch gleichmäßigere Verbrauchsstruktur 	<ul style="list-style-type: none"> stromintensive Netznutzer: über 7.000 Benutzungsstunden und mehr als 10 GWh/a → individuelles Netzentgelt, 80 bis zu 90 % Reduktion
§ 19 Abs. 3 StromNEV	<ul style="list-style-type: none"> Verursachergerechte Kostenzuordnung 	<ul style="list-style-type: none"> ausschließliche Netznutzung → individuelles Netzentgelt für singular genutzte Betriebsmittel
§ 14a EnWG	<ul style="list-style-type: none"> gleichmäßigere Netzauslastung, Erhöhung der Wirtschaftlichkeit des Netzbetriebs, da Netzausbau wegen seltener Lastspitzen ggf. vermieden werden kann 	<ul style="list-style-type: none"> Reduziertes Netzentgelt für steuerbare, vollständig unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung (Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen, Elektromobile)
§ 118 Abs. 6 EnWG	<ul style="list-style-type: none"> Speicherung von elektrischer Energie 	<ul style="list-style-type: none"> Netzentgeltbefreiung für nach dem 31.12.2008 neu errichtete Stromspeicher, die ab 04.08.2011 binnen 15 Jahren in Betrieb genommen werden für 20 Jahre Netzentgeltbefreiung für nach 04.08.2011 ertüchtigte Pumpspeicher für 10 Jahre

Quelle : eigene Darstellung in Anlehnung an FÖS/IZES 2017

Verteilungswirkungen

Seit 2012 ist nach einem leichten Rückgang ein erneuter Anstieg der durchschnittlichen Netzentgelte für Haushalte, Gewerbe und Industrie zu verzeichnen (Abbildung 9). Haushaltskunden zahlen aufgrund des Anschlusses im Niederspannungsnetz die höchsten Netzentgelte. 2017 betragen die durchschnittlichen Netzentgelte 7,3 ct./kWh, während Gewerbekunden 6,2 ct./kWh und Industriekunden im Durchschnitt 2,3 ct./kWh zahlten. Gegenwärtig zeichnet sich eine weitere Steigerung im Bereich der Haushaltskunden ab. Zum Anteil der privaten Haushalte am Netzentgeltaufkommen liegen keine präzisen Daten vor (Bundesregierung 2018).

Abbildung 9: Entwicklung der Netzentgelte von 2007 bis 2017 in ct./kWh



Quelle: eigene Darstellung nach BNetzA/BKartA 2017

In den letzten Jahren sind insbesondere die Grundpreise bei SLP-Kunden gestiegen, da eine Tendenz zu erkennen ist, Netzkosten bei SLP-Kunden stärker über Grundpreise umzulegen als über Arbeitspreise. Nach einer Auswertung des Bundesverbands Verbraucherzentrale ist der durchschnittliche Grundpreis bei privaten Haushalten von 2013 bis 2018 um 63% gestiegen (Verbraucherzentrale Bundesverband 2018). Dadurch sinken die Netzentgelte je kWh mit steigendem Verbrauch. Haushalte mit einem geringeren Verbrauch zahlen somit spezifisch höhere Netzentgelte als Haushalte mit einem hohen Stromverbrauch. Umgerechnet ergeben sich für Geringverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch von 1.000 kWh Netzentgelte von teilweise über 14 ct./kWh (Agora Energiewende/RAP 2018). Grundsätzlich regelt die Strom NEV, dass Grund- und Arbeitspreis in einem angemessenen Verhältnis stehen müssen (§ 17 Abs. 6 StromNEV). Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist dies derzeit noch gegeben (Schlandt 2017).

3.4 An Netzentgelte gekoppelte Umlagen

3.4.1 Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV

Finanzierungsaufgabe

Wie in Kapitel 3.3 erläutert, ermöglicht § 19 StromNEV bestimmten Letztverbrauchern, niedrigere individuelle Netzentgelte zu zahlen.

Gemäß Satz 1 der Regelung wird ein um bis zu 80 % reduziertes Netzentgelt erhoben, wenn sogenannte atypische Netznutzung vorliegt. Die Implementierung dieser Regelung läuft über starre, vom jeweiligen Netzbetreiber vorzugebende Hochlastzeitfenster, in denen atypische Verbraucher nur wenig Leistung beziehen dürfen, um in den Genuss der Netzentgeltreduktion zu kommen. Satz 2 des § 19 Abs. 2 StromNEV sieht Netzentgeltreduktionen für stromintensive Netznutzer vor. Im Gegensatz zur atypischen Netznutzung soll hier ein dauerhaft gleichmäßiger Leistungsbezug angereizt werden, indem er mit Abschlägen auf die Netznutzungsentgelte von bis 90 % belohnt wird (vgl. BNetzA 2015b, BNetzA 2015a,,

Agora Energiewende 2017). Der Umfang der Entgeltermäßigungen beträgt im Jahr 2018 ca. 330 Mio. Euro nach § 19 Abs. 2 Satz 1 und 520 Mio. Euro nach § 19 Abs. 2 Satz 2 (Planwerte der Netzbetreiber, siehe Bundesregierung 2018).

Die Kosten nach § 19 (2) StromNEV werden als sog. § 19-Umlage auf alle Netznutzer nach Schema der KWKG-Umlage (siehe Kapitel 3.5) umgelegt. Analog zur KWKG-Umlage (Kapitel 3.5) wird zwischen drei Verbrauchsgruppen unterschieden: Verbräuche bis 1.000.000 kWh/a, Verbräuche über 1.000.000 kWh/a und Verbräuche über 1.000.000 kWh/Jahr von stromintensiven Industrien.

Höhe und Entwicklung der Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV

Für Verbraucher bis 1 Mio. kWh/a wird die Umlage nach §19 Abs. 2 StromNEV jährlich neu veranschlagt und unterliegt erheblichen Schwankungen (Tabelle 7). Dagegen ist festgelegt, dass Verbräuche über einer GWh/a mit maximal 0,05 ct./kWh mehrbelastet werden dürfen. Bei der stromintensive Industrien mit einem Verbrauch über einer GWh/a darf der Aufschlag maximal 0,025 ct./kWh betragen (§ 19 Abs. 2 StromNEV).

Tabelle 7: Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV 2012-2018 (ct./kWh)

Jahr	<100.000 kWh/a	<1.000.000 kWh/a	>1.000.000 kWh/a	>1.000.000 kWh/a stromintensiv
2012	0,151	0,151		
2013	0,329	0,329		
2014		0,187	0,050	0,025
2015	0,010	0,227	0,050	0,025
2016		0,378	0,050	0,025
2017		0,388	0,050	0,025
2018		0,370	0,050	0,025

Quelle: 50Hertz, amprion, Tennet, Transnet BW 2017a. Anmerkung; Bis 2013 lag die Grenze zwischen regulärem Verbrauch und Vielverbrauch noch bei 100.000 kWh/a, weswegen nach einer Novellierung des Gesetzes eine Rückabwicklung in den Jahren 2014 und 2015 erfolgen musste.

3.4.2 Umlage abschaltbare Lasten

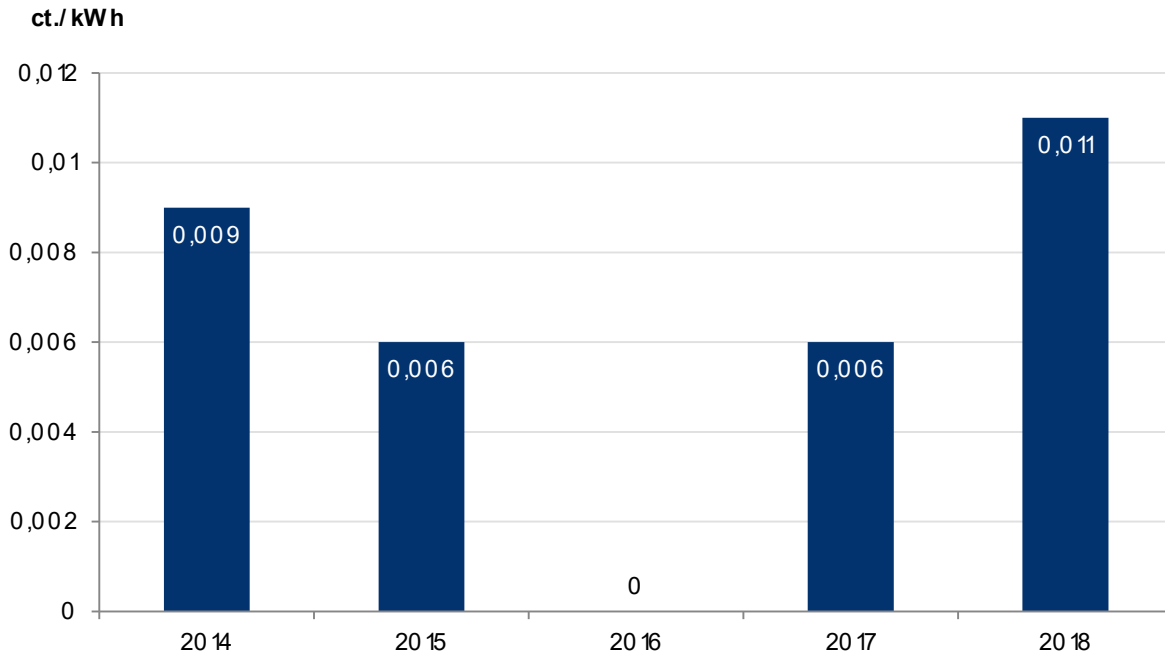
Finanzierungsaufgabe

Abschaltbare Lasten sind gemäß der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) Verbrauchseinrichtungen, die im Wirkungsbereich eines Höchstspannungsknotens des deutschen Übertragungsnetzes liegen (§ 2 AbLaV) und die temporär abgeschaltet werden können. Ziel ist eine bessere Netzstabilität. Hierbei wird zwischen schnell abschaltbaren Lasten (die innerhalb von maximal 15 Minuten ferngesteuert durch den Netzbetreiber abgeschaltet werden können) und sofort abschaltbaren Lasten (die unverzüglich durch den Netzbetreiber abgeschaltet werden können) unterschieden (§ 2 Abs. 9-10 AbLaV). Anbieter abschaltbarer Lasten werden durch die Netzbetreiber entschädigt. Nur an wenigen Tagen im Jahr drohen solche Netzengpässe, die zur Abfrage abschaltbarer Lasten führen. Dementsprechend sind die Kosten der AbLaV-Umlage mit ca. 53 Mio. Euro in 2018 vergleichsweise gering.

Höhe und Entwicklung der Umlage für abschaltbare Lasten

Die Kosten der Netzbetreiber für die Vergütung der abschaltbaren Lasten können laut § 18 AbLaV auf die Endverbraucher umgelegt werden. Die Höhe der Umlage wird jährlich festgelegt.

Abbildung 10: Umlage für abschaltbare Lasten 2014-2018 in ct./kWh



Quelle: 50Hertz, amprion, Tennet, Transnet BW 2017b

Zunächst war die AbLaV auf drei Jahre befristet. Daher wurde für das Jahr 2016 auch keine Umlage für abschaltbare Lasten erhoben. Mit der Novellierung 2016 wurde die Verordnung bis ins Jahr 2022 fortgeschrieben, wobei der § 18, der die Umlage reguliert erst zum 31. Dezember 2023 endet.

3.4.3 Offshore-Haftungsumlage

Finanzierungsaufgabe

Die in § 17d-f EnWG geregelte Offshore-Haftungsumlage wurde 2013 eingeführt um mögliche Entschädigungszahlungen an Betreiber von Offshore-Windparks zu kompensieren, deren Anlagen verspätet an das Übertragungsnetz an Land angeschlossen werden oder die von lang andauernden Netzunterbrechungen betroffen sind (Bundesnetzagentur 2018a).

Einzelheiten der Regelung zeigt Tabelle 8:

Tabelle 8: Gesetzliche Grundlage für die Offshore-Haftungsumlage (§17 d-f EnWG)

Rechtsgrundlage	Zweck	Kurzerläuterung
§ 17 d EnWG	<ul style="list-style-type: none"> Umsetzung der Netzentwicklungspläne und des Flächenentwicklungsplans 	<ul style="list-style-type: none"> verpflichtet die Betreiber von Übertragungsnetzen die Offshore-Anbindungsleitungen zu errichten und zu betreiben
§ 17e EnWG	<ul style="list-style-type: none"> Entschädigung bei Störungen oder Verzögerungen der Anbindung von Offshore-Anlagen 	<ul style="list-style-type: none"> spricht den Betreibern von Offshore-Anlagen Entschädigungen in Höhe von 90% des nach § 16 EEG in Verbindung mit § 47 EEG bestehenden Zahlungsanspruches abzüglich 0,4 ct./kWh zu, wenn eine Störung an die Netzanbindung von mehr als 10 aufeinanderfolgenden Tagen vorliegt. Eine Entschädigung in Höhe des im Falle der Direktvermarktung anstehenden Zahlungsanspruches abzüglich 0,4 ct./kWh steht dem Anlagenbetreiber außerdem zu, wenn mehr als 18 Störungstage im Jahr auftreten oder die Anlage nicht rechtzeitig an das Netz angeschlossen wird
§ 17f EnWG	<ul style="list-style-type: none"> Belastungsausgleich 	<ul style="list-style-type: none"> regelt die anteilige Umlage der Kosten auf den Letztverbraucher die durch § 17 e entstehen: Ist die Störung oder Verzögerung der Anbindung nicht fahrlässig erfolgt, kann der Netzbetreiber diese Kosten auf den Endverbraucher abwälzen. Auch bei dieser Umlage werden die ersten 1.000.000 kWh mit einer anderen Abgabe als der Verbrauch von mehr als 1.000.000 kWh belegt, außerdem gibt es auch im Fall der Offshore-Haftungsumlage einen Rabatt für energieintensive Industrien, deren Stromkosten 4% des Umsatzes übersteigen

Quelle: eigene Darstellung

Höhe und Entwicklung der Offshore-Haftungsumlage

Jedes Jahr prognostizieren die Netzbetreiber die Höhe der wälzbaren Kosten und errechnen anhand der erwarteten Stromverbräuche der Kunden wie hoch die Umlage sein muss, um die Entschädigungszahlungen zu decken.

Für das Jahr 2013 lagen keine Daten zu den erwarteten wälzbaren Kosten vor. Da die Umlage mit 0,25 ct./kWh auf die ersten 1.000.000 kWh jedoch sehr hoch angesetzt war, wurden Überschüsse in Höhe von ca. 468 Mio. Euro erzielt, die mit der Offshore-Haftungsumlage 2015 verrechnet wurden und zu einer negativen Umlage für Verbräuche unter 1.000.000 kWh führten (50 Hertz 2014). Ähnliches war im Jahr 2017 zu beobachten, in dem die Überschüsse in Höhe von über 237 Mio. Euro aus dem Jahr 2015 verrechnet wurden.

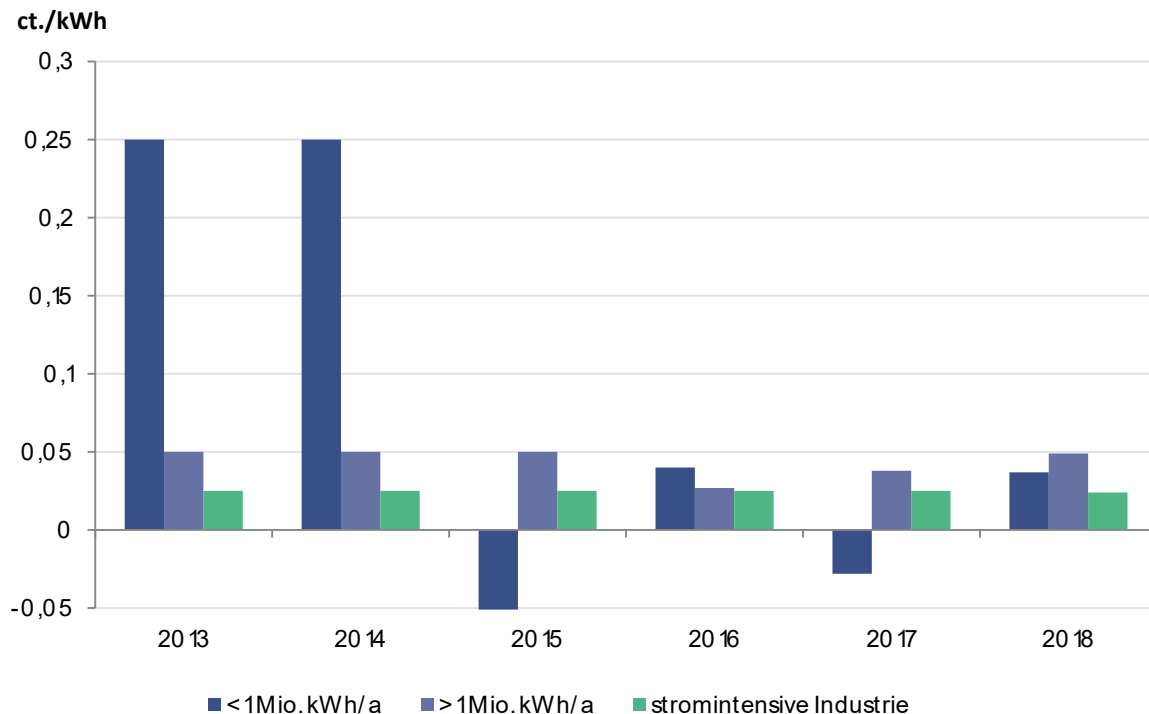
Tabelle 9: Entwicklung der Offshore-Haftungsumlage

Jahr	Erwartete wälzbare Kosten in Mio. Euro	Höhe der Umlage in ct./kWh			Überschüsse in Mio. Euro
		Bis 1.000.000 kWh	Über 1.000.000 kWh	Über 1.000.000 kWh + stromintensiv	
2013	-	0,25	0,05	0,025	467,7
2014	764,5	0,25	0,05	0,025	0,4
2015	421,6	-0,051	0,05	0,025	237,6
2016	162,7	0,04	0,027	0,025	-69,3
2017	243,5	-0,028	0,038	0,025	t.b.a.
2018	115,0	0,037	0,049	0,024	t.b.a.

Quelle: eigene Darstellung nach 50Hertz, amprion, Tennet, Transnet BW 2013; 50Hertz, amprion, Tennet, Transnet BW 2014; 50Hertz u. a. 2015; 50Hertz, amprion, Tennet, Transnet BW 2016; 50Hertz u. a. 2017

Im Jahr 2016 ist erstmalig ein Defizit in Höhe von fast 70 Mio. Euro entstanden, das im Jahr 2018 durch leicht erhöhte Umlagen für nicht-stromintensive Konsumenten kompensiert werden muss. Für diese Gruppe beträgt die Umlage im Jahr 2018 0,037 ct./kWh (Abbildung 11).

Abbildung 11: Offshore-Haftungsumlage nach Verbrauchsgruppen in ct./kWh



Quelle: (50Hertz, amprion, Tennet, Transnet BW o.J.; 50Hertz, amprion, Tennet, Transnet BW 2013; 50Hertz, amprion, Tennet, Transnet BW 2014; 50Hertz u. a. 2015; 50Hertz, amprion, Tennet, Transnet BW 2016; 50Hertz u. a. 2017)

Da in diesem Abgabemodell die Umlage für Stromverbräuche über 1.000.000 kWh teilweise über dem Regelsatz liegt, tragen hier nicht die privaten Haushalte oder Unternehmen mit geringem Stromverbrauch einen überproportionalen Anteil der Abgabenlast, sondern die Last verschiebt sich regelmäßig.

3.5 KWKG-Umlage

Finanzierungsaufgabe

Die KWKG-Umlage wird seit dem Jahr 2000 auf Strom erhoben. Ihr Ziel ist es Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen zu fördern und deren Nettostromerzeugung auf 110 TWh bis zum Jahr 2020 und 120 TWh bis 2025 zu erhöhen (§ 1 KWKG). Die KWKG-Umlage ist zwar als solche keine netzbezogene Umlage, wird jedoch von den Netzbetreibern zusammen mit den Netzentgelten abgerechnet (§ 26 KWKG).

KWK-Strom aus neuen, modernisierten oder nachgerüsteten Anlagen erhält pro eingespeiste Kilowattstunde ins öffentliche Netz einen Zuschlag von 3,1-8 ct. (§ 7 Abs. 1 KWKG), bei der Einspeisung in geschlossene Netze oder der Nutzung durch energieintensive Unternehmen beträgt der Zuschlag 1-5,41 ct./kWh (§ 7 Abs. 3 KWKG). Hinzu kommen weitere 0,6 ct./kWh, wenn die KWK-Anlage eine andere, auf Stein- oder Braunkohle basierende Anlage ersetzt (§ 7 Abs. 2 KWKG). Auch der Ausbau des Wärmenetzes wird über die KWKG-Umlage gefördert. So erhalten Betreiber von neuen oder ausgebauten Wärmenetzen ebenfalls Zulagen.

Deutschlandweit darf die Höhe der Vergütungszahlungen für KWK-Strom und Wärme- und Kältespeicher pro Kalenderjahr den Betrag von 1,5 Mrd. Euro nicht überschreiten (§ 29 Abs.1 KWKG), die Zuschlagszahlungen für Wärme- und Kältenetze sind auf 150 Mio. Euro pro Kalenderjahr begrenzt, außer wenn die Mittel für KWK-Anlagen und –Speicher nicht ausgeschöpft werden (§ 29 Abs. 2 KWKG).

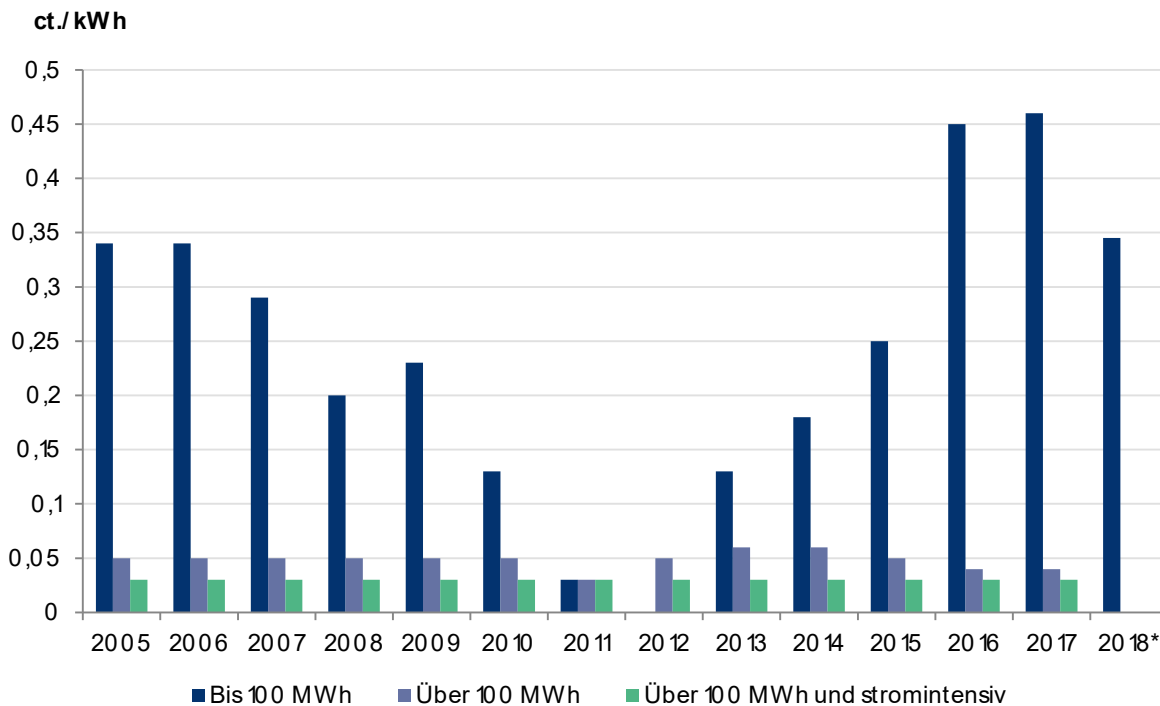
Höhe und Entwicklung der KWKG-Umlage

Die Konsumenten zahlen pro verbrauchter Kilowattstunde Strom eine Abgabe in jährlich durch den Übertragungsnetzbetreiber festgelegter Höhe (§ 26a KWKG). Sie ergibt sich im Wesentlichen aus der Summe der Zahlungen an KWK-Anlagenbetreiber sowie Wärme/Kältenetzbetreiber (Tabelle 10). Abbildung 12 gibt eine Übersicht über die Entwicklung der Umlage von 2005 bis 2018 abhängig vom Jahresverbrauch. Bis zur Novellierung des KWKG 2017 gab es drei Letztverbraucher-kategorien, bei denen unterschiedliche Umlagen erhoben wurden:

- Kategorie A: bis 100 MWh/a Stromverbrauch
- Kategorie B: über 100 MWh/a Stromverbrauch
- Kategorie C: über 100 MWh/a Stromverbrauch und stromkostenintensiv.

Ab 2019 sieht das KWKG eine Vereinheitlichung der Umlage für die bisherigen drei Verbrauchergruppen vor. Demnach ist grundsätzlich die volle Umlage zu zahlen (Leipziger Institut für Energie 2018). Dies gilt jedoch nicht für Unternehmen, welche von der Besonderen Ausgleichsregelung nach EEG profitieren (siehe unten).

Abbildung 12: KWKG-Umlage in ct./kWh in Abhängigkeit des Jahresverbrauchs



Quelle: eigene Darstellung nach Statista 2017; *Bundesnetzagentur 2018a

Ausnahmeregelungen

Zur Entlastung der Industrie werden lediglich die ersten 100 MWh mit der vollen Abgabe belastet, Verbräuche über 100 MWh dagegen mit einem deutlich reduzierten Satz, der jedoch laut § 27 KWKG den Wert von 0,03 ct./kWh nicht unterschreiten darf (§ 27 KWKG). Neben dieser Ausnahme für die stromintensive Industrie ab 100 MWh Verbrauch sieht das KWKG noch weitere Ausnahmeregelungen vor:

- die KWKG-Umlage wird für Anlagen zur Verstromung von Kuppelgasen auf 15% der nach § 26 ermittelten Umlagehöhe reduziert (§ 37a KWKG).
- für Stromspeicher gelten auch bei der KWKG-Umlage die Bestimmungen des § 61 EEG, die bezugnehmend auf § 61k EEG eine Ausnahme für die Zwischenspeicherung von Energie in Speichern festlegen, um eine Doppelbelastung für den Endverbraucher zu vermeiden.
- für Schienenbahnen gilt eine Begrenzung der Umlage gemäß § 27 KWKG abhängig von der Stromkostenintensität auf 0,3 ct./kWh bis maximal 0,4 ct./kWh.
- Haushalte und Unternehmen, die sich selber mit Strom versorgen und deren Anlagen nicht an das allgemeine Netz angeschlossen sind (z.B. ein Hausbesitzer mit PV-Anlage ohne Netzanschluss) zahlen keine Umlage, da diese zusammen mit dem Netzentgelt erhoben wird.

Tabelle 10 zeigt die Berechnung der KWKG-Umlage für 2018. Der Umlagebetrag beläuft sich auf insg. rund 970 Mio. Euro.

Tabelle 10: Berechnung der KWKG-Umlage 2018¹²

Entlastungsregelung	Erwartete kWh	Umlagehöhe	Umlage Gesamt (Mio. Euro)
Summe Zuschlagstahlungen an KWKG-Anlagenbetreiber			1.126,16
Summe der Zuschlagszahlungen an Wärme- & Kältenetz/-speicher-Betreiber			140,00
Einnahmen Stromspeicher	6.953.086.298	0	0
Energiekostenintensive Unternehmen	17.969.975.087	0,03 ct./kWh	-5,39
Einnahmen Schienenbahnen nach § 27c Satz 1 KWKG	2.379.517.014	0,04 ct./kWh	-0,95
Einnahmen Schienenbahnen nach § 27c Satz 2 KWKG	12.753.830.895	0,03 ct./kWh	-3,83
Dopplungsregelung nach § 36 Abs. 3 Satz 1 Nr. 1	92.830.501.234	0,16 ct./kWh	-148,53
Dopplungsregelung nach § 36 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2	10.121.049.341	0,12 ct./kWh	-12,14
Verrechnung Überschuss aus 2016			-126,16
Umlagebetrag 2018			969,16
Nicht privilegierte Verbraucher	280.793.868.000	0,345 ct./kWh	

Quelle: eigene Darstellung nach 50Hertz, amprion, Tennet, Transnet BW 2017c

3.6 Konzessionsabgabe (Stromnetz)

Finanzierungsaufgabe

Die Konzessionsabgabe wird von den Kommunen gegenüber den Netzbetreibern als Entgelt (Gegenleistung) dafür erhoben, die öffentlichen Straßen und Wege zur Verlegung von Stromleitungen benutzen zu dürfen.¹³ Rechtsgrundlage sind die Konzessionsabgabenverordnung (KAV) und der jeweilige Konzessionsvertrag zwischen dem Betreiber des jeweiligen Netzes und der Kommune (vgl. § 3 Nr. 18 EnWG). Die Netzbetreiber geben die Konzessionsabgabe zusammen mit dem von ihnen erhobenen Netzentgelt an die Stromlieferanten weiter, die sie ihrerseits auf ihre Kunden umlegen. Die Höhe der Konzessionsabgabe kann zwischen den Gemeinden und dem Netzbetreiber relativ stark variieren, da sie vertraglich ausgehandelt wird:

¹² Die Berechnung berücksichtigt die Übergangsbestimmung, die in § 36 KWKG die Begrenzung der KWKG-Umlage für das Jahr 2017 und 2018 reguliert und für diese Jahre maximal eine Verdopplung der KWKG-Umlage für reduzierte Umlagesätze vorschreibt.

¹³ Daher ist der Begriff „Abgabe“ in diesem Kontext irreführend, da es sich nicht um eine Abgabe im öffentlich-rechtlichen Sinne handelt, sondern um ein privatrechtliches Entgelt (Agora Energiewende 2013).

Höhe und Entwicklung der Konzessionsabgabe

Auch wenn es sich bei der Konzessionsabgabe um keine Abgabe im öffentlich-rechtlichen Sinne handelt, ist doch gesetzlich geregelt, welche von der Größe der Gemeinde abhängige Höchstgrenzen nicht überschritten werden dürfen (siehe Tabelle 11). Da die Konzessionsabgabe für die Netzbetreiber lediglich durchlaufende Posten sind, sehen sie in der Regel keinen Anlass niedrige Konzessionsabgaben auszuhandeln, so dass in der Praxis regelmäßig die Höchstsätze vereinbart werden (DStGB 2017). Die zulässigen Höchstsätze sind nach der Gemeindegröße gestaffelt, um einen Preisausgleich zwischen Stadt und Land herzustellen, „da die Energieversorgung im ländlichen Raum in der Regel höhere Kosten verursacht als im städtischen Gebiet“ (DStGB 2017).

Tabelle 11: Maximale Konzessionsabgabe nach Gemeindegröße in ct./kWh

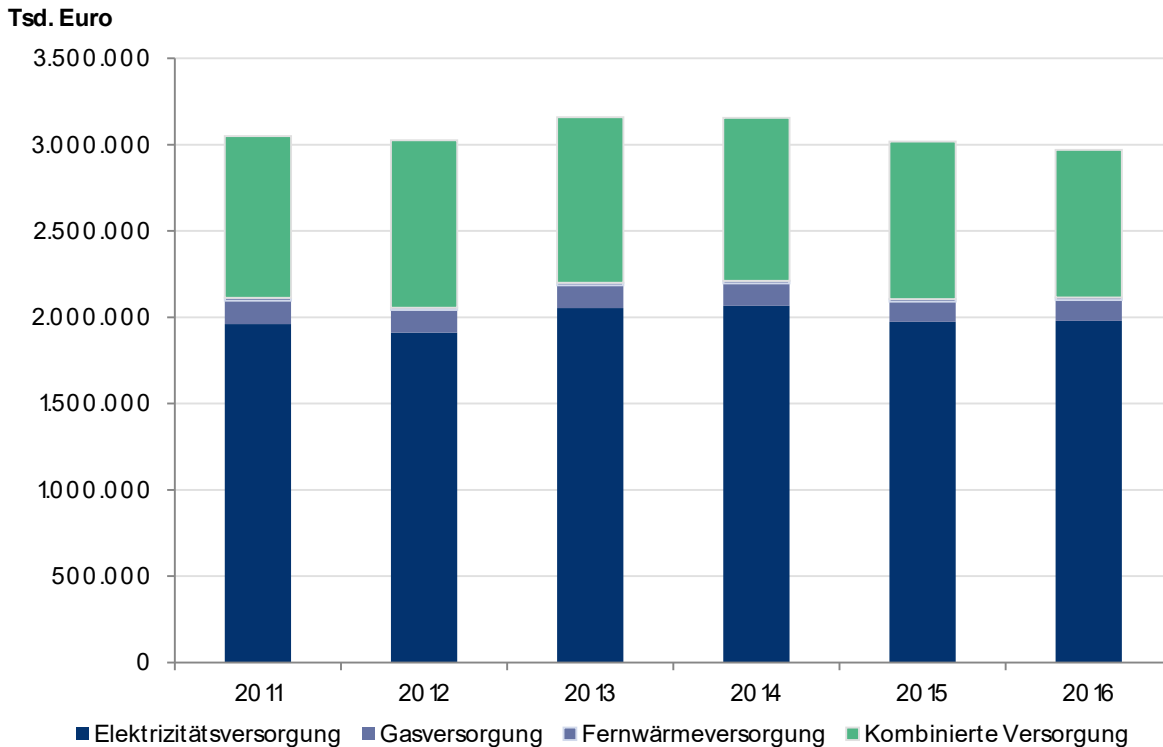
Lieferart	Gemeindegröße	ct./kWh
Bei Strom, der im Rahmen eines Schwachlasttarifs nach § 9 der Bundestarifordnung Elektrizität oder der dem Schwachlasttarif entsprechenden Zone eines zeitvariablen Tarifs (Schwachlaststrom) geliefert wird		0,61 ct.
Bei Strom der nicht als Schwachlaststrom geliefert wird	< 25.000 Einwohner	1,32 ct.
	< 100.000 Einwohner	1,59 ct.
	< 500.000 Einwohner	1,99 ct.
	> 500.000 Einwohner	2,39 ct.
Sondervertragskunden	Strom	0,11 ct.

Quelle: eigene Darstellung

Das gesamte Volumen der Konzessionsabgaben¹⁴ beträgt rund 3,5 Mrd. Euro pro Jahr (Agora Energiewende 2013). Einen Überblick über die Entwicklung der von Unternehmen der Elektrizitäts-, Gas- und Fernwärmeversorgung gezahlten Konzessionsabgaben an die Gemeinden in den Flächenbundesländern zeigt Abbildung 13.

¹⁴ Darin enthalten sind auch Konzessionsabgaben für die Wärmeversorgung.

Abbildung 13: Entwicklung der Konzessionsabgaben 2011-2016 in Tsd. Euro



Quelle : eigene Darstellung nach Statistisches Bundesamt (2018a). Angaben ohne Berlin, Hamburg und Bremen.

Ausnahmeregelungen und Verteilungswirkungen

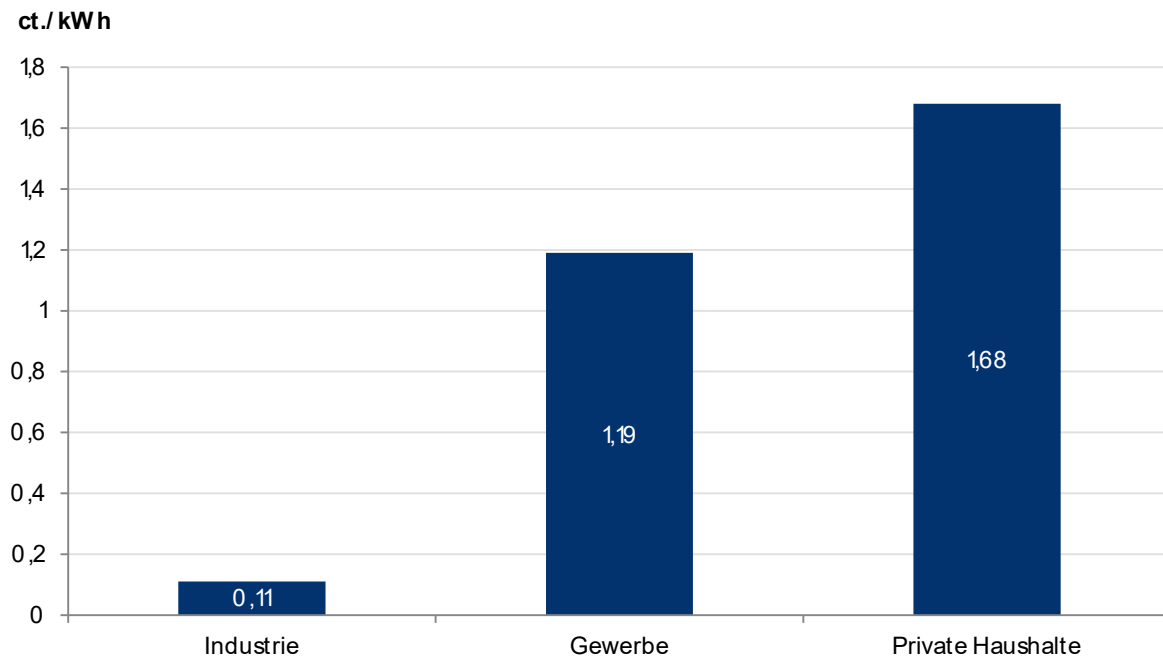
Die in Tabelle 11 dargestellten unterschiedlichen Tarife wirken sich auf die Belastung einzelner Verbrauchergruppen aus:

- Ein Großteil der Konsumenten zahlt die reguläre Abgabe, deren Höchstbetrag zwischen 1,32-2,39 ct./kWh liegt
- Schwachlasttarife werden dagegen nur von wenigen Konsumenten gezahlt, da dazu Stromzähler mit zwei Zählwerken oder einem Smart Meter nötig sind. Mit der Verpflichtung zum Einbau von Smart Metern und der Pflicht, flexible Tarife anzubieten, ist von einer zukünftig stärkeren Nutzung auszugehen.
- Eine Vergünstigung der Konzessionsabgabe gibt es für sogenannte Sondervertragskunden¹⁵. Keine Konzessionsabgaben dürfen bei Sondervertragskunden erhoben werden „deren Durchschnittspreis im Kalenderjahr je Kilowattstunde unter dem Durchschnittserlös je Kilowattstunde aus der Lieferung von Strom an alle Sondervertragskunden liegt“ (§ 2 Abs. 4 KAV). Hiervon profitieren Teile der Industrie, während durch diese Sonderregelung den Kommunen Mindereinnahmen entstehen (Deutscher Bundestag 2013). Zur Anzahl der Unternehmen, die von der Konzessionsabgabe befreit sind und zur Höhe der Einnahmeneinbußen für die Kommunen durch die Ausnahmeregelung liegen keine Angaben vor.

¹⁵ Sondervertragskunden = „Stromkunden mit Verträgen außerhalb der Grundversorgung [...] sofern es sich nicht um Stromlieferungen aus dem Niederspannungsnetz handelt und die gemessene Leistung des Kunden in mindestens zwei Monaten des Abrechnungsjahres 30 Kilowatt überschreitet und der Jahresverbrauch mehr als 30.000 Kilowattstunden beträgt“ (Bundesnetzagentur o.J.)

Die durchschnittliche Höhe der Konzessionsabgabe für private Haushalte liegt bei rund 1,68 ct./kWh (Abbildung 14).

Abbildung 14: Durchschnittliche Konzessionsabgabe nach Verbrauchergruppen in ct./kWh



Quelle: eigene Darstellung nach Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt 2013

4 Abgaben, Entgelte und Umlagen auf Wärme und Verkehr

4.1 Energiesteuer (Wärme und Verkehr)

Das Energiesteuergesetz (EnergieStG) regelt die Besteuerung von Heiz- und Kraftstoffen sowohl fossiler Herkunft (Mineralöle, Erdgas, Flüssiggase und Kohle) als auch nachwachsender Energieerzeugnisse (Pflanzenöle, Biodiesel, Bioethanol) und synthetischer Kohlenwasserstoffe. Besteuert wird dabei der Verbrauch von Heiz- und Kraftstoffen anhand ihres Gewichtes bzw. Volumens. Die Höhe der Besteuerung der Energieträger orientierte sich in der Vergangenheit zumeist an wirtschafts-, verkehrs-, finanz- oder sozialpolitischen Zielen.

Die Energiebesteuerung ist auf der EU-Ebene durch die Richtlinie 2003/96/EG über die Besteuerung von Energieprodukten¹⁶ (Energiesteuer-RL) geregelt. Die RL verpflichtet die Mitgliedstaaten dazu, für die verschiedenen Kraftstoffe und Heizstoffe sowie für Strom bestimmte Mindestsätze der Besteuerung vorzusehen. Die konkreten Mindestsätze sind in Anhang I der RL geregelt. Die in Deutschland geltenden Regeltarife der Energiesteuer liegen (mit Ausnahme von Kohle) deutlich oberhalb der Mindestsätze. Die Steuersätze auf Benzin, Diesel, Heizöl und Erdgas wurden zuletzt im Rahmen der ökologischen Steuerreform in mehreren Stufen angepasst, zuletzt im Jahr 2003. Kohle zur Wärmeerzeugung wird seit 2006 besteuert, seit 2011 auch für private Haushalte.

Finanzierungsaufgabe

Der Hauptzweck der Energiesteuer ist die allgemeine Haushaltsfinanzierung. Sie ist heute die einzige Ressourcensteuer in Deutschland, so dass Steuern auf Umweltbelastung insg. nur 4,6% zur allgemeinen Haushaltsfinanzierung beitragen (FÖS 2016). Die Einnahmen aus den Kraftstoffen dienen auch der anteiligen Finanzierung der Straßeninfrastruktur gemäß Artikel 1 des Straßenbaufinanzierungsgesetzes (StrFinG). Diese Zweckbindung wird durch die jährliche Haushaltsgesetzgebung teilweise aufgehoben und auf „sonstige verkehrspolitische Zwecke im Bereich des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur“ ausgeweitet (siehe zuletzt Haushaltsgesetz 2017, § 6 Abs. 8).

Regelsteuersätze

Je nach Einsatzzweck und Energieerzeugnis werden unterschiedliche Steuersätze angewendet (Tabelle 12). Die Energiesteuersätze sind zumeist mengenbezogen, lediglich bei Erdgas und Braunkohle wird die Energiesteuer auf den Primärenergiegehalt bezogen. Am höchsten fällt die Besteuerung bei den Kraftstoffen aus. Dafür sind die Infrastrukturkosten des Straßenverkehrs ausschlaggebend. Die Steuersätze im Wärmemarkt liegen dagegen unter anderem aus sozialpolitischen Erwägungen niedriger.

¹⁶ RL 2003/96/EG zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom, ABl. EU 2003 Nr. L 283, 51.

Tabelle 12: Steuersätze nach Energieträgern (Energiesteuer)

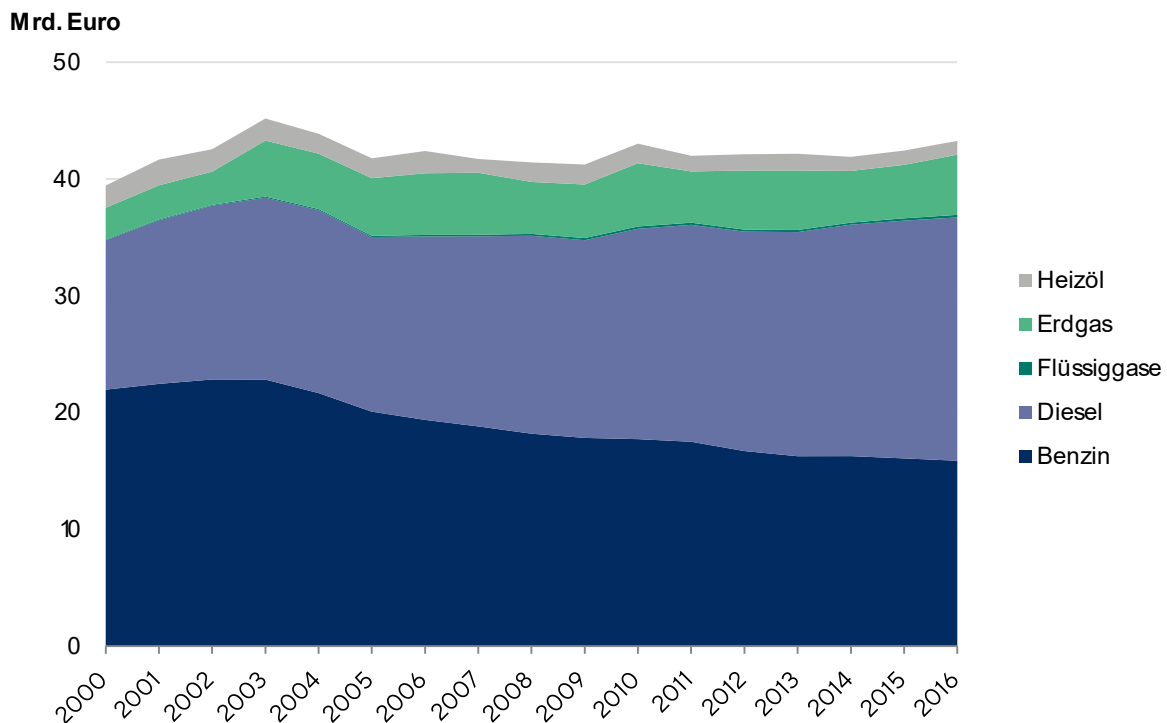
Sektor	Energieträger	Steuersatz (Regelsatz)	Nettoaufkommen (Mrd. Euro/Jahr)*
Wärme	Erdgas	5,50 Euro/MWh	2,66
	Heizöl	61,35 Euro/1.000 l	1,34
	Flüssiggas	60,60 Euro/ 1.000 kg	0,07
	Braunkohle	0,33 Euro/GJ	0,01
Verkehr	Benzin	654,50 Euro/1.000 l	15,87
	Diesel	470,40 Euro/1.000 l	20,85
Stromanwendungen Wärme/Verkehr	Stromverbrauch (StromSt)	20,50 Euro/MWh	6,90

Quelle: eigene Darstellung. *Nettoaufkommen auf Basis der Jahre 2008 – 2015, Benzin/Diesel: Steuersollbeträge

Aufkommen

Das Aufkommen aus der Energiesteuer beläuft sich auf ca. 40 Mrd. Euro pro Jahr, womit sie nach Einkommen- bzw. Lohnsteuer und Umsatzsteuer die drittgrößte Einnahmequelle des Bundes darstellt.

Abbildung 15: Aufkommen Energiesteuer 2000-2016 (nominaler Sollbetrag, Mrd. Euro)



Quelle: eigene Darstellung nach Statistisches Bundesamt 2018b. Steuersollbeträge ohne Entlastungen der § 51, 53, 54, 55, 56 EnergieStG

Kraftstoffe tragen etwa 85 % zum Energiesteueraufkommen bei, Heizstoffe etwa 15 %. Gründe für das unterschiedliche Aufkommen sind der unterschiedliche Umfang des Verbrauchs und die uneinheitliche Besteuerung der Energieträger. Die

Energiesteuersätze wurden im Zuge der Ökologischen Steuerreform im Zeitraum von 1999 bis 2003 leicht angehoben, was mit umweltpolitischen Zielen begründet wurde. Die Mehreinnahmen aus der Ökologischen Steuerreform sind politisch (nicht rechtlich) zweckgebunden. Sie fließen auf Grundlage von Haushaltsentscheidungen regelmäßig als Zuschuss in die Rentenversicherung und senken dadurch die Lohnnebenkosten. Da die Energiesteuern mengen- bzw. volumenbezogen sind und nicht an die Preisentwicklung gekoppelt (indexiert) sind, nimmt das reale Steueraufkommen über die Zeit ab (FÖS 2017a). Das reale Steueraufkommen aus der Besteuerung der Energieträger hat sich somit inflationsbedingt seit 2003 um etwa 15% verringert (FÖS 2016).

Ausnahmeregelungen

Wie bei der Stromsteuer wird Unternehmen des Produzierenden Gewerbes auf Antrag eine Ermäßigung der Energiesteuer in Höhe von 25 % der Regelsteuersätze auf Heizstoffe gewährt. Dies gilt auch für Kraftstoffe, die in begünstigten Produktionsanlagen eingesetzt werden (§ 54 EnergieStG). Ebenso greift der Spitzenausgleich (§ 55 EnergieStG). Die Höhe der Entlastung beträgt bis zu 90 % des Steueranteils nach § 55 Abs. 3 EnergieStG. Daneben sind Steuerentlastungen für bestimmte Prozesse und Verfahren sowie das Herstellerprivileg (§ 51 EnergieStG, §§ 26, 37, 44 und 47 EnergieStG) von Bedeutung: Werden Energieerzeugnisse für bestimmte, energieintensive Zwecke (wie Elektrolyse, Metallherzeugung, Herstellung von Glaswaren, etc.) verwendet, sind sie vollständig von der Steuer zu entlasten. Zudem können Unternehmen, die Energieerzeugnisse auf dem Betriebsgelände produzieren (Raffinerien, Gasgewinnungs- und Kohlebetriebe), die selbst produzierten Energieerzeugnisse im eigenen Unternehmen zur Aufrechterhaltung des Betriebs steuerfrei nutzen oder von der Steuer entlasten. Tabelle 13 fasst wichtige Entlastungsregelungen und deren Volumen zusammen.

Tabelle 13: Wichtige Entlastungsregelungen bei der Energiesteuer

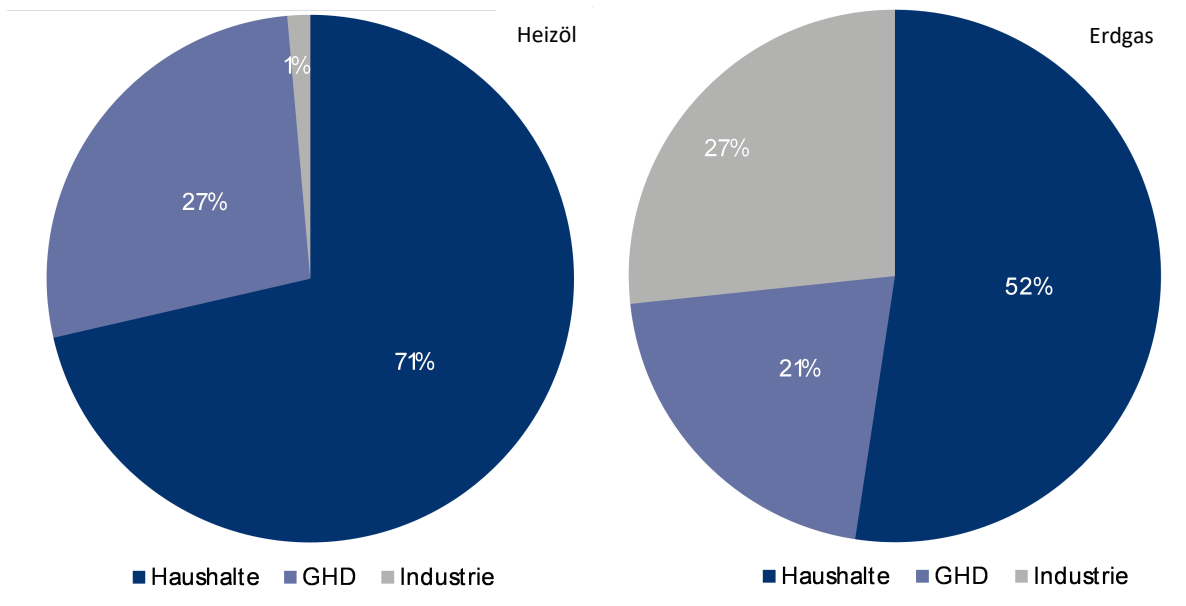
Entlastungsregelung	Rechtliche Grundlage	Entlastungsvolumen 2018 in Mio. Euro
Allgemeine Steuerentlastung für das produzierende Gewerbe und die Land- und Forstwirtschaft	§ 54 EnergieStG	160
Steuerbefreiung bestimmter besonders energieintensiver Produktionsprozesse	§§ 37,51 EnergieStG	560
„Spitzenausgleich“ (Begünstigung produzierender Gewerbe mit hohem Stromverbrauch)	§ 55 EnergieStG	180
Agrardiesel	§ 57 EnergieStG	450
Energiesteuerbefreiung für die Stromerzeugung	§§ 37, 53 EnergieStG	1.700
Herstellerprivileg	§§ 26, 37, 44, 47 EnergieStG	350
Energiesteuerentlastung für die gekoppelte Erzeugung von Kraft und Wärme	§§ 53 a, 53 b EnergieStG	265

Quelle: eigene Darstellung nach BMF (2017b)

Verteilungswirkungen

Der Anteil privater Haushalte am gesamten Energiesteueraufkommen im Wärmesektor ist vergleichsweise hoch, wobei dieser bei Heizöl mit ca. 71% höher liegt als bei Erdgas mit ca. 52% (FÖS 2012). Dies ist auf die Verbrauchsstruktur zurückzuführen, aber auch auf Ausnahmeregelungen im Energiesteuerrecht.

Abbildung 16: Anteil der Verbrauchergruppen am Steueraufkommen von Heizöl- und Erdgas 2010 in %



Quelle: FÖS 2012

Auch beim Energiesteueraufkommen im Verkehr tragen private Haushalte den größeren Anteil, wie Verbrauchsdaten nahelegen: So beträgt der Anteil von Pkw am Benzinverbrauch 96%, am Dieserverbrauch ca. 47% - davon ca. 70% durch private Nutzung (DIW 2015).

4.2 Netzentgelte (Erdgasnetz)

Finanzierungsaufgabe

Die Netzentgelte für das Gasnetz dienen dem Ausbau und dem Erhalt des Gasnetzes, um die flächendeckende Versorgung zu garantieren, sowie den Anschluss von Biogasanlagen und in der Zukunft auch Power-to-Gas-Anlagen an das allgemeine Versorgungsnetz zu ermöglichen. Im Zusammenhang mit der Energiewende könnte das Erdgasnetz außerdem in der Zukunft als Speicher für mehrere Mrd. Kilowattstunden Energie dienen (BMW i o.J.).

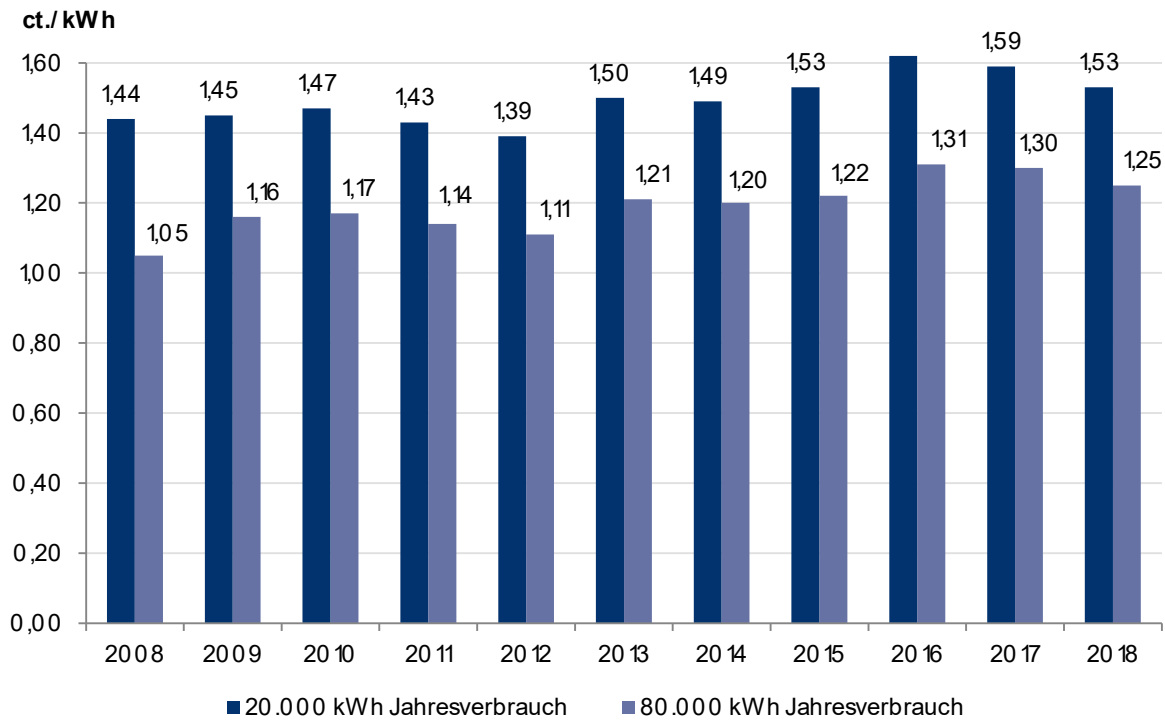
Aktuell hat das deutsche Gasleitungsnetz eine Länge von rund 479.000 km, bis 2025 sollen laut dem Netzentwicklungsplan weitere 827 km zugebaut werden, wofür ein Investitionsvolumen in Höhe von 4,5 Mrd. Euro veranschlagt wird (BMW i 2017a).

Höhe der Netzentgelte

Ausgehend von den Gewinn- und Verlustrechnungen des vorherigen abgeschlossenen Geschäftsjahres müssen Netzbetreiber die erwarteten Netzkosten ermitteln (§ 4 Abs. 2 GasNEV) wobei die aufwandgleichen Kosten (§ 5 GasNEV), die kalkulatorischen Abschreibungen (§ 6 GasNEV), die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung (§ 7 GasNEV), die kalkulatorischen Steuern (§ 8 GasNEV) und die kostenmindernden Erlöse und Erträge (§ 9 GasNEV) mit in die Berechnung einbezogen werden. Werden im Laufe eines Jahres Überschüsse eingenommen, müssen diese bei der folgenden Ermittlung der Netzentgelte verrechnet werden. Überstiegen hingegen die Kosten die eingenommenen Netzentgelte kann das Defizit in den Folgejahren auf das Netzentgelt anteilig aufgeschlagen werden (§ 10 GasNEV).

Die Netzentgelte für Erdgas sind umgekehrt von Verbrauchsmenge und Tarif abhängig. Mit steigendem Gaskonsum sinken die Netzentgelte, sodass Kunden, die lediglich Kochgas nutzen, höhere Netzentgelte pro kWh zahlen als Kunden, die auch Heizgas beziehen. Die Netzentgelte bestehen aus einem Jahresleistungspreis in Euro und einem Arbeitspreis in ct. pro Kilowattstunde (§ 18 Abs. 3 GasNEV). Abbildung 17 zeigt die Entwicklung der Netzentgelte seit 2008.

Abbildung 17: **Netzentgelte für Erdgaslieferungen an Haushaltskunden mit Sondervertrag auf Grund von Heizgasbezug in ct./kWh**



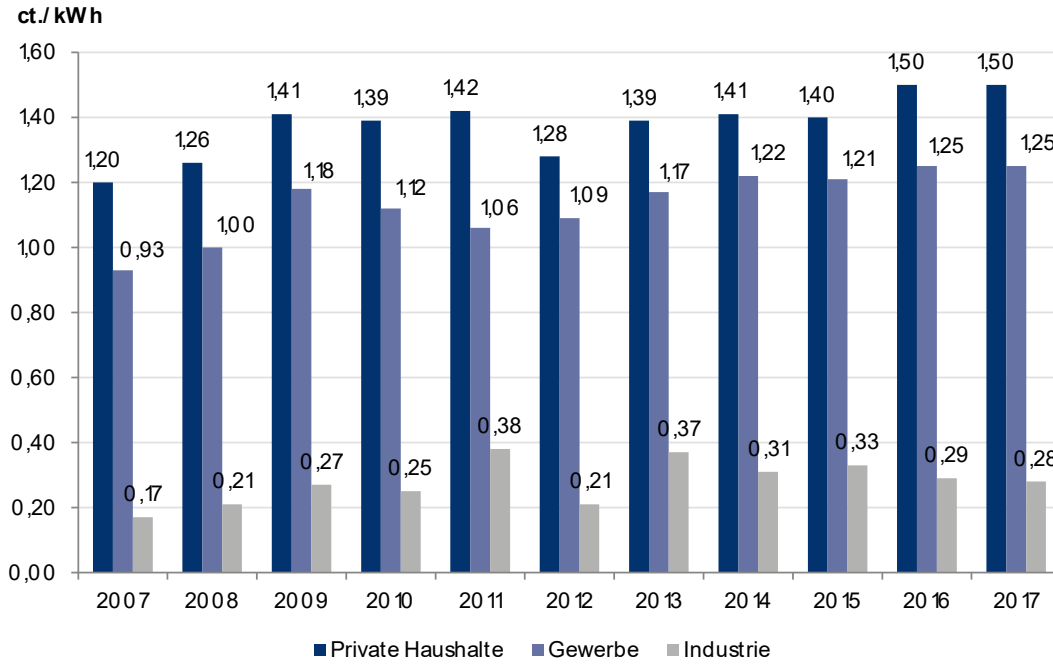
Quelle: eigene Darstellung nach BDEW 2018c

Ausnahmeregelungen und Verteilungswirkungen

§ 20 GasNEV sieht die Möglichkeit vor, Sondernetzentgelte zu erheben. Dabei handelt es sich um reduzierte Entgelte, die bestimmten Kunden gewährt werden, wenn so der Bau einer Direktleitung verhindert werden kann. Dies ist nur legitim, wenn die Kosten für die Direktleitung für den Kunden geringer wären als der Verbleib im bisherigen Netz. Das Sondernetzentgelt darf die Opportunitätskosten im Vergleich zur alternativen Direktanbindung nicht unterschreiten (Bundesnetzagentur 2012)

Analog zu den Abgaben für Strom werden auch bei Gaslieferungen reduzierte Abgaben für Kunden mit hohem Konsum gewährleistet, von denen z.B. Industriebetriebe profitieren (Abbildung 18).

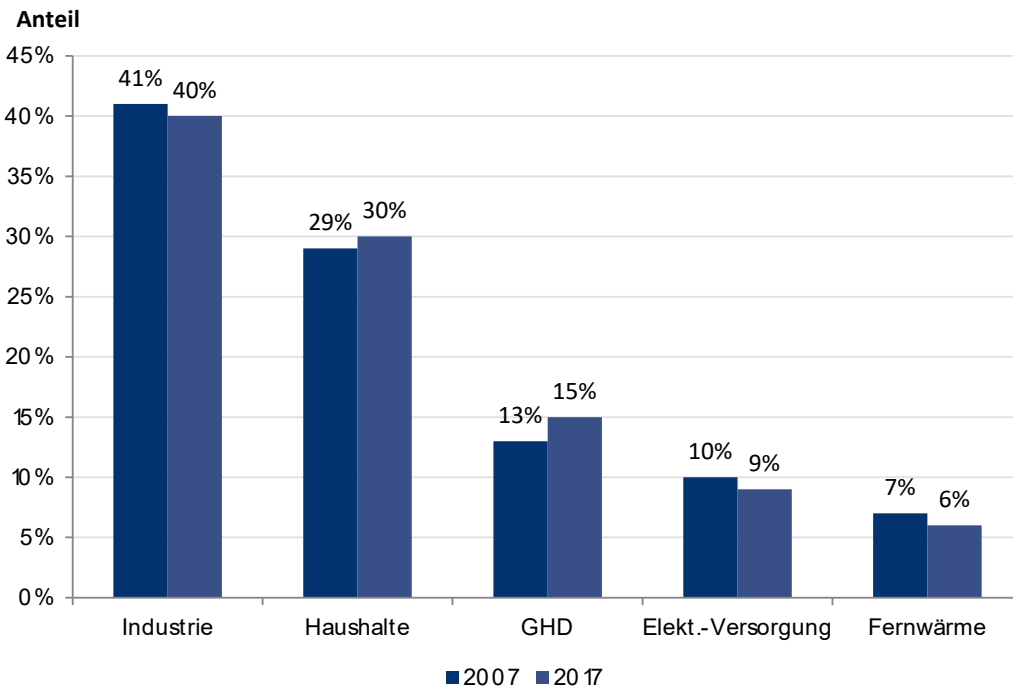
Abbildung 18: Netzentgelte nach Verbrauchsgruppen in ct./kWh.



Quelle: eigene Darstellung nach Statista 2018a

Die Netzentgelte sind derzeit für Privathaushalte mehr als fünfmal so hoch wie für die Industrie. Im Ergebnis tragen die privaten Haushalte einen höheren Anteil der Netzentgelte als es ihrem Gasverbrauch entspricht. Dieser liegt bei 30% (Abbildung 19).

Abbildung 19: Anteil der Sektoren am Erdgasabsatz in Deutschland in den Jahren 2007 und 2017 in %



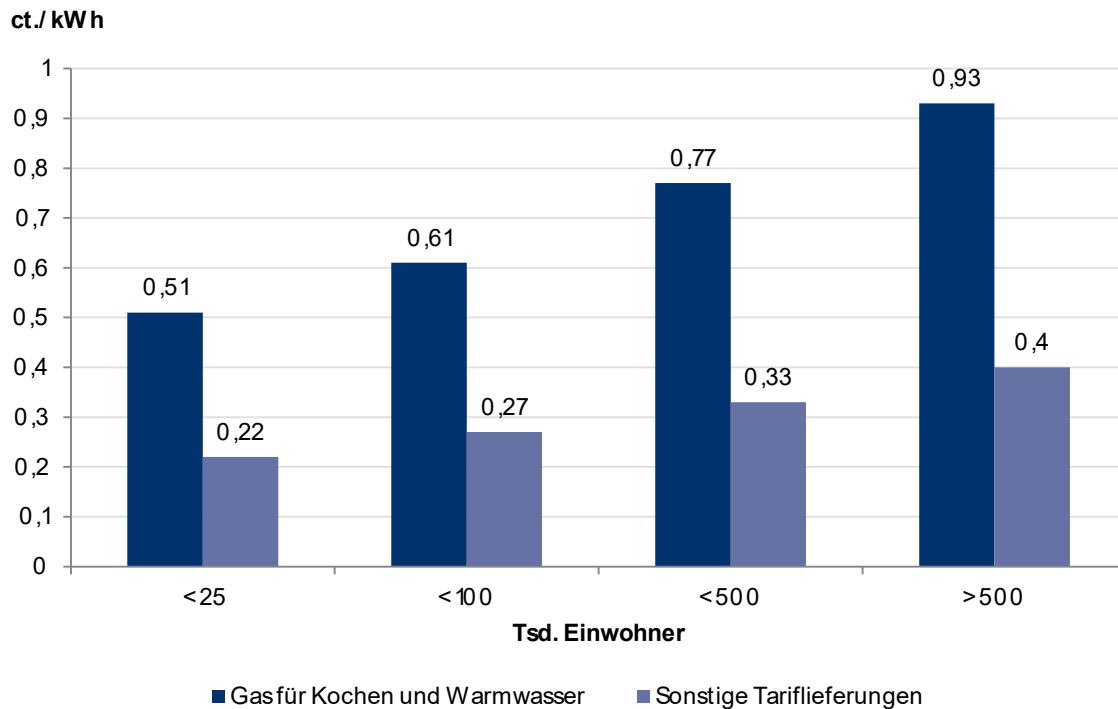
Quelle: eigene Darstellung nach Statista 2018b

4.3 Konzessionsabgabe (Erdgas und Fernwärme)

Wie bei den Stromnetzen erheben die Gemeinden für die Inanspruchnahme ihrer Straßen und Wege zur Nutzung für Gasleitungen Konzessionsabgaben, die von den Gas liefernden Unternehmen letztlich auf die Endverbraucher abgewälzt werden (siehe Kapitel 3.6). Auch hier gilt, dass es sich bei der Abgabe nicht um eine Abgabe im öffentlich-rechtlichen Sinne handelt, sondern um ein privatrechtliches Entgelt, das zwischen den Netzbetreibern und den Gemeinden bis zu einer im § 2 KAV festgelegten Maximalhöhe frei verhandelt werden kann.

Abhängig von der Gemeindegröße beträgt die Konzessionsabgabe für Warmwasser und Kochgas zwischen 0,51 und 0,93 ct./kWh, für Heizgas zwischen 0,22 und 0,4 ct./kWh (Abbildung 20). Im Vergleich zu der Konzessionsabgabe für Strom liegt sie somit deutlich niedriger.

Abbildung 20: Konzessionsabgabe für Erdgas in ct./kWh nach Gemeindegröße



Quelle: eigene Darstellung nach § 2 KAV

Ein Sonderfall ist die Lieferung von Fernwärme. Die Belieferung mit Fernwärme unterfällt nicht dem EnWG, sondern nach Maßgabe der Gemeindeordnungen der Länder dem Kommunalrecht. Das Bundesrecht regelt lediglich die zulässige Preisgestaltung für die Lieferung von Fernwärme gegenüber den Endverbrauchern, und zwar innerhalb des Zivilrechts. Maßgebend ist insoweit die vor einigen Jahren dem Einführungsgesetz zum Bürgerlichen Gesetzbuch (EBGB)¹⁷ unterstellte Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernWärmeV)¹⁸.

Infolgedessen gibt es auch keine bundesrechtliche Grundlage für die Erhebung einer Konzessionsabgabe für die Erlaubnis zur Verlegung von Fernwärmeleitungen. Allerdings ist es auch bei den Fernwärmenetzen üblich, für die Nutzung der Straßen und Wege zu Leitungszwecken Entgelte zu erheben (regelmäßig als Gestattungsentgelte bezeichnet). Die zulässige Höhe ist gesetzlich nicht bestimmt, sondern Gegenstand vertraglicher Vereinbarungen. Die Gestattungsentgelte sind derzeit im Durchschnitt deutlich niedriger als die Konzessionsabgabe für Gasnetze. Ein weiterer Unterschied zu den Konzessionsabgaben bei Gas ist, dass die Laufzeit bei den Gestattungsentgelten oft nicht befristet ist. Dies ist relevant, da der

¹⁷ Einführungsgesetz zum Bürgerlichen Gesetzbuche in der Fassung der Bekanntmachung vom 21. September 1994 (BGBl. I S. 2494; 1997 I S. 1061), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 4 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2787) geändert worden ist.

¹⁸ Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme vom 20. Juni 1980 (BGBl. I S. 742), die zuletzt durch Artikel 16 des Gesetzes vom 25. Juli 2013 (BGBl. I S. 2722) geändert worden ist

Bau eines Wärmenetzes mit deutlich höheren Kosten einhergeht, als der Bau von Gas- und Stromnetzen, weswegen längere Laufzeiten eine Investitionssicherheit bieten (AGFW o.J.; Fricke 2009)

5 Analyse der Anreizsystematik

In den vorangehenden Kapiteln wurden die Systematik von Steuern, Abgaben und Umlagen in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr vorgestellt und wesentliche Merkmale der einzelnen Finanzierungsinstrumente beschrieben. Im Folgenden werden die Instrumente hinsichtlich ihrer klimapolitischen Anreize und Fehlanreize untersucht. Im Fokus stehen dabei die Wirkungen auf Sektorkopplung, Flexibilisierung, Energieeffizienz und Treibhausgasemissionen.

5.1 Bestehende klimapolitische Anreize

Durch die Einführung der Stromsteuer und die Erhöhung der Energiesteuersätze im Zuge der Ökologischen Steuerreform 1999-2003 wurden Anreize für Energieeffizienz geschaffen. Der Ökosteuerteil ist damit im Grundsatz eine ökologische Lenkungssteuer mit Zielsetzung Energieeinsparung.

Bei allen staatlich regulierten Preisbestandteilen im Stromsektor existieren zudem bereits erste klimapolitisch sinnvolle Anreizstrukturen für einzelne Technologien der Sektorkopplung und Flexibilisierung. Sie sind häufig jedoch zu gering, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen oder werden durch Anreize für fossile Energieträger in ihrer Wirkung geschwächt. Einen (vereinfachten) Überblick der Anreizwirkung einzelner **Strompreisbestandteile** auf zentrale Klima-/Energieumwandlungs- und Speichertechnologien zeigt Tabelle 14.

Tabelle 14: Bestehende tendenzielle Anreize bei Strompreisbestandteilen für einzelne Technologien

Verbraucher	Stromsteuer	EEG-Umlage	Netzentgelte	Netzzumlagen	Konzessionsabgabe
E-Pkw	keine Anreize	keine Anreize	bestehende tendenzielle Anreize	keine Anreize	keine Anreize
E-ÖV*	bestehende tendenzielle Anreize	bestehende tendenzielle Anreize	bestehende tendenzielle Anreize	bestehende tendenzielle Anreize	bestehende tendenzielle Anreize
Wärmepumpe	keine Anreize	keine Anreize	bestehende tendenzielle Anreize	keine Anreize	keine Anreize
Stromspeicher**	bestehende tendenzielle Anreize	bestehende tendenzielle Anreize	bestehende tendenzielle Anreize	bestehende tendenzielle Anreize	keine Anreize
Power to Heat**	keine Anreize	keine Anreize	keine Anreize	keine Anreize	keine Anreize
Power to Gas**	bestehende tendenzielle Anreize	keine Anreize	bestehende tendenzielle Anreize	keine Anreize	keine Anreize
Demand Side Management	keine Anreize	keine Anreize	bestehende tendenzielle Anreize	keine Anreize	bestehende tendenzielle Anreize

Quelle : eigene Darstellung * Schienenbahnen ** Netzbetrieb

Im Einzelnen handelt es sich dabei um folgende Regelungen:

Stromsteuer

- Elektrisch betriebene Oberleitungsbusse und Schienenbahnen unterliegen nach § 9 Abs. 2 dem ermäßigten Stromsteuersatz, was die Sektorkopplung im Personennahverkehr begünstigt
- Die Einspeicherung von Strom in stationäre Batteriespeicher (§ 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG) ist von der Stromsteuer befreit.
- Laut § 9a StromStG wird auf Antrag eine Entlastung von der Stromsteuer für Elektrolyseverfahren bewilligt. Hiervon profitieren Power-to-Gas-Technologien, die sowohl der Flexibilisierung, als auch der Sektorkopplung dienlich sind.

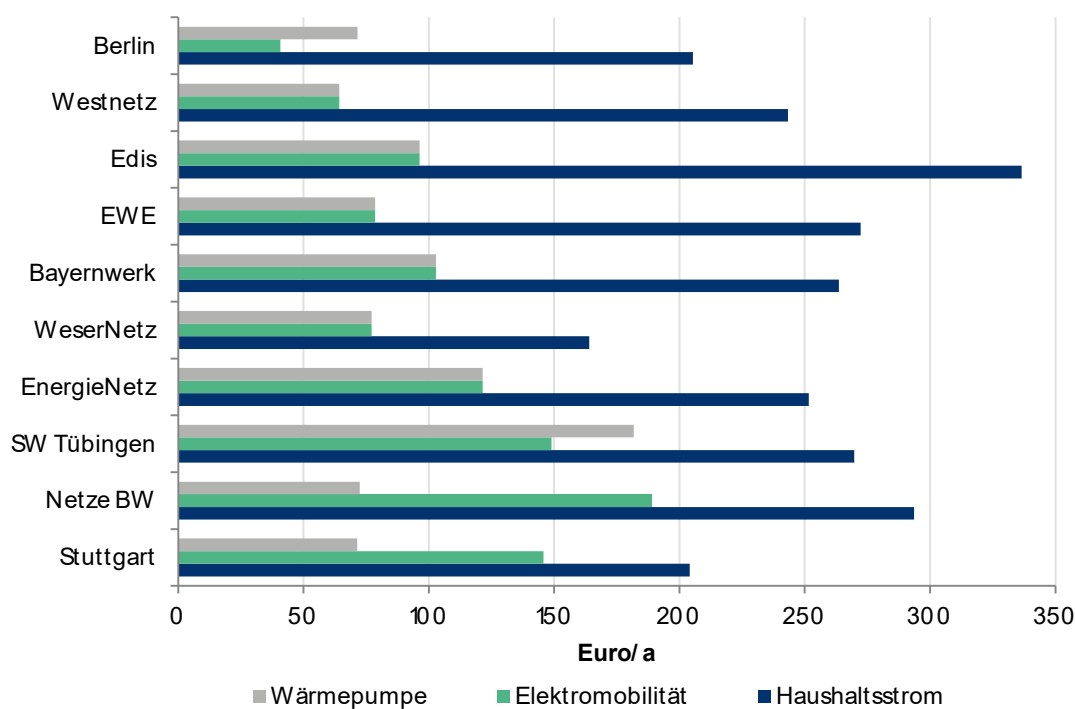
EEG-Umlage

- Die Befreiung der EEG-Umlage für den Selbstverbrauch von Strom aus eigenen PV-Anlagen und bei Einspeicherung setzen Anreize diesen Strom auch für Wärme und Mobilität zu verwenden oder einzuspeichern, um in Zeiten der Stromknappheit nutzen oder ins Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen zu können.
- Die Verringerung der EEG-Umlage auf 40% bei KWK-Anlagen (§ 61 b EEG) fördert – neben der KWK-Vergütung – den Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung bei der Stromerzeugung¹⁹.

Netzentgelte

- Wie in Kapitel 3.4.1 erwähnt, bieten bisher die Sondernetzentgelte für atypische Netznutzer nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV und die Regelungen des § 14a EnWG für Nachtspeicherheizungen, **Wärmepumpen und Elektromobile** Anreize zum Einsatz strombasierter Anwendungen im Wärme- und Verkehrsbereich. Abbildung 21 zeigt aktuelle Netzkosten für Wärmepumpen und Elektromobilität verschiedener Verteilnetzbetreiber. Die Nachlässe gegenüber dem Tarif für Haushaltsstrom liegen dabei zwischen 29 und 80%. Allerdings können die Vergünstigungen an bestimmte Zeitfenster gekoppelt sein²⁰.

Abbildung 21: Netzkosten für 3.500 kWh Stromverbrauch bei unterschiedlichen Anwendungen



Quelle : eigene Darstellung nach Agora Energiewende/RAP 2018

- **Speicher:** § 118 Abs. 6 1 EnWG sieht eine Befreiung von Netzentgelten für **Stromspeicher** für die Dauer von 20 Jahren vor. Dadurch ist ein Anreiz für Sektorkopplung und Flexibilisierung angelegt. Zu bedenken ist jedoch, dass bei Technologien, die einen langen Refinanzierungszeitraum haben, diese Befristung zu Unsicherheiten führen und Investitionen ausbremsen kann. Eine andere Regelung gilt für **Pumpspeicherkraftwerke**. Diese wurden durch den Bundesgerichtshof (BGH) nicht als reine Speichertechnologien anerkannt, sondern als Stromkonsument und –produzent interpretiert. Daher erfolgte eine Entlastung von den Netzentgelten über einen Zeitraum von 10 Jahren für Pumpspeicherkraftwerke, deren elektrische Pump- oder Turbinenleistung nachweislich um mindestens 7,5 % oder deren speicherbare Energiemenge nachweislich um mindestens 5 % nach dem 4. August 2011 erhöht wurden (§ 118 Abs. 6 EnWG). Anlagen, die zwischen 2011 und 2026 ans Netz gehen,

¹⁹ Zur Neuregelung aufgrund der ausgelaufenen beihilferechtlichen Genehmigung siehe Kapitel 3.2

²⁰ So bieten beispielsweise die Stadtwerke Brandenburg an der Havel einen Tarif für Wärmepumpen an, bei dem die Anlage während der Spitzenlast zwischen 17 und 19 Uhr abgeschaltet wird, um das Netz zu entlasten. Im Gegenzug ist der Tarif mit 17,80 Ct./kWh rund 40% günstiger als der Grundversorgungstarif in Höhe von 29,25 Ct./kWh.

werden für 20 Jahre von den Netzentgelten befreit. Sämtliche Pumpspeicherkraftwerke, die nicht von den Netzentgelten befreit sind, nutzen laut BNetzA (2015a) den Befreiungsbestand der atypischen Netznutzung (§ 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV). Hierbei ist jedoch ihre eingeschränkte Flexibilität insbesondere während der Hochlastzeitfenster zu beachten, wie auch in Kapitel 3.3 thematisiert wurde. Die Befreiungen für Stromspeicher gelten auch für **Power-to-Gas**-Anwendungen. Bei diesen wird der Betreiber bei Interpretation des erzeugten Gases als Biogas gemäß EnWG § 3 Nr. 10c sowohl von Netzentgelten für die bezogene elektrische Energie als auch von den Entgelten für die Einspeisung des Gases befreit (§ 118 Nr. 6 EnWG). Außerdem erhält der Betreiber eine Vergütung für vermiedene Netznutzungsentgelte (FFE 2016).

KWKG-Umlage

- § 27b KWKG sieht eine begrenzte **KWKG-Umlage** für Stromspeicher vor. Analog zur Regelung bei der EEG-Umlage (§ 61 k EEG) ist für Strom, der in Stromspeichern verbraucht wird, keine Umlage zu entrichten.

Konzessionsabgabe

- Die **geringere Konzessionsabgabe bei Schwachlasttarifen nach** § 2 Abs. 2 Nr. 1a KAV (Fraunhofer ISI/Stiftung Umweltenergierecht 2016) setzt Anreize zur Lastverlagerung.

5.2 Klimapolitische Fehlanreize

Staatlich regulierte Energiepreisbestandteile sorgen andererseits aber auch für Fehlanreize. Im Folgenden werden sie auf ihre Wirkung hinsichtlich Energieeffizienz, Sektorkopplung, Flexibilisierung und THG-Emissionen analysiert. Fehlanreize entstehen dabei sowohl aufgrund der unterschiedlichen Höhe der Komponenten zwischen den Sektoren als auch aufgrund der Starrheit der Preisbestandteile, die keine flexible Reaktion auf Marktsignale erlauben.

5.2.1 Hemmnisse für Sektorkopplung

Ziel der Energiewende ist es, auch außerhalb des Stromsektors das Verbrennen von fossilen Energien durch Einsparungs- und Effizienzmaßnahmen zu reduzieren und den verbleibenden Bedarf durch mit erneuerbarem Strom betriebene effiziente Technologien zu ersetzen. Dieser Sektorkopplung stehen derzeit auf preislicher Ebene zwei gegenläufige Entwicklungen im Wege:

- Hinderlich ist einerseits das relativ hohe Strompreisniveau aufgrund von EEG-Umlage, Netzentgelten, Stromsteuer und weiteren Bestandteilen, wobei es je nach Bestandteil, Anwendungsfällen und damit verbundenen Ausnahmen deutliche Unterschiede gibt. In der Summe ergeben sich in den meisten Fällen Preisstrukturen, die die Anwendung strombasierter Technologien im Wärme- und Verkehrsbereich hemmen, trotz gewisser Privilegierungen (s. Kapitel 5.1.). Während Steuern (Energie- bzw. Stromsteuer), weitere Abgaben (Konzessionsabgabe) und Entgelte (Netze) auch in den anderen Sektoren erhoben werden, wenn auch in unterschiedlicher Höhe, werden die energiewendebezogenen Umlagen (EEG, Offshore-Haftung, KWKG, abschaltbare Lasten) nur auf Strom erhoben. Insbesondere die EEG-Umlage mit derzeit 6,792 ct./kWh sowie die Netzentgelte dominieren bei den Strompreiskomponenten.
- Hemmend wirkt sich andererseits auch das relativ niedrige Energiepreisniveau insbesondere im Wärmesektor aus, das auch auf die insgesamt geringeren staatlich regulierten Preisbestandteile zurückzuführen ist. Die Preisverzerrungen an den Sektorengrenzen vergrößern sich dadurch weiter.

Beispiel Wärmesektor: Wärmepumpen

Durch die niedrige Energiebesteuerung fossiler Energieträger in der Wärmeerzeugung im Vergleich zu hohen Strompreisbestandteilen wird die Sektorkopplung behindert. Stromanwendungen sind beim derzeitigen Energiepreisniveau im Wärmemarkt nur wenig konkurrenzfähig. Dies zeigt sich bspw. bei Wärmepumpen: zwar ist im Neubau eine positive Marktentwicklung zu verzeichnen, im Gebäudebestand stagniert der Absatz der Wärmepumpen jedoch. Nur etwa 800 Tsd. der 21 Mio. in Deutschland installierten Wärmeerzeuger sind Wärmepumpen. Der Marktanteil der Wärmepumpen an allen installierten Wärmeerzeugern liegt damit bei etwa 4 % (BDH/BWP 2017). 2015 betrug das Verhältnis zwischen Strompreis für Wärmepumpen und Wärmepreis für Erdgas, bezogen auf eine Kilowattstunde (Primärenergie) 3:1. 2008 lag das Verhältnis noch bei 2:1. Die Absatzzahlen für Wärmepumpen im Bestand waren damals dementsprechend mehr als doppelt so hoch (BDH/BWP 2017). Unter Berücksichtigung der Jahresarbeitszahl ist die erzeugte Wärmeenergie aus Wärmepumpen zwar in den meisten Fällen auch bei den derzeitigen Energiepreisen kostengünstiger als bei Gas- oder Ölheizungen. Durch die höheren Investitionskosten (zur energetischen Ertüchtigung von Bestandsbauten: Voraussetzung effizienter Betrieb von Wärmepumpen) sind die Wärmegestehungskosten jedoch insgesamt höher. Je nach Baualter und Sanierungszustand des Gebäudes liegen diese gegenüber einer Ölheizung um 5-7 ct./kWh höher, gegenüber einem Gas-Brennwertkessel um 0,5 – 4 ct./kWh (IZES u. a. n.V.)

Beispiel Verkehr: Elektromobilität

Im Verkehr sind die Energiekosten pro gefahrenen Kilometer von E-Pkw heute zwar niedriger oder vergleichbar mit Benzinern oder Dieselaautos (auch aufgrund der vergleichsweise hohen Energiesteuersätze auf die beiden Energieträger). Zudem sind Elektroautos für die Dauer von 10 Jahren von der Kfz-Steuer befreit (§ 3d KraftStG). Die Gesamtkosten eines elektrisch betriebenen Pkw gegenüber einem vergleichbaren, konventionellen Pkw liegen jedoch aufgrund der höheren Investitionskosten deutlich höher. 2013 lagen die Mehrkosten im Schnitt zwischen 5.000 und 8.000 Euro (FÖS 2015). Selbst die Kaufprämie für Elektroautos dürfte nicht ausreichen, um diesen Kostennachteil voll auszugleichen (FÖS/Klinski 2018). Lediglich im gewerblichen Bereich weisen batterieelektrische Pkw aufgrund hoher Fahrleistungen und bei langer Haltungsdauer Gesamtkostenvorteile gegenüber Vergleichsfahrzeugen mit Verbrennungsmotoren auf (Öko-Institut 2015).

5.2.2 Hemmnisse für Flexibilisierung

Der Ausbau der erneuerbaren Energien im Zuge der Energiewende wird sich vor allem auf die wetterabhängigen Technologien Windkraft und Photovoltaik konzentrieren. Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken kann die produzierte Strommenge hier nur begrenzt gesteuert werden (zum Beispiel durch Abschaltung von Windkraftanlagen) und so kommt es zu zeitweiligen, wetterabhängigen Über- oder Unterkapazitäten auf dem Strommarkt. Aus diesem Grunde müssen in der Zukunft Strategien und Technologien etabliert werden, die Angebot und Nachfrage in Einklang bringen. Durch die flexible Reaktion von Erzeugern und Verbrauchern auf die Situation am Strommarkt und/oder im Netz können die steigenden Anteile Erneuerbarer Energien in den Strommarkt integriert werden.

Die staatlich regulierten Preisbestandteile beeinflussen das Preissignal und damit Einsatzentscheidungen innerhalb des Stromsektors (Agora Energiewende 2017): Da sie unabhängig von kurzfristigem Angebot und Nachfrage sind, spiegeln sie nicht das tatsächliche kurzfristige Verhältnis von Angebot und Nachfrage wider. Die relativen Strompreisschwankungen, die beim Kunden ankommen, sind somit gedämpft. Die Folgen davon betreffen sowohl die Stromlieferanten, die ihre Stromproduktion nur bedingt der Nachfrage anpassen, als auch die Konsumenten, die den Zeitpunkt ihrer Nachfrage nicht dem Angebot anpassen, da die finanziellen Anreize zu schwach sind. Stärker als die kurzfristigen Preisunterschiede und teilweise unabhängig davon spielen rechtliche Unsicherheiten eine Rolle: ob und wann ein Speicher als Letztverbraucher definiert wird und somit abgabepflichtig ist und wann lediglich eine reine Zwischenspeicherung stattfindet und daher eine Befreiung von Entgelten, Umlagen und Steuern rechtmäßig ist (vgl. IKEM 2018). In einigen Fällen wurden temporäre Zwischenlösungen eingeführt, die jedoch u.U. Investitionen hemmen, da die Rentabilität der Technologie in der Zukunft noch nicht eindeutig geklärt ist.

- **EEG-Umlage:** Die EEG-Umlage wird bislang starr auf jede verbrauchte Kilowattstunde erhoben, unabhängig vom Zeitpunkt des Verbrauchs. Dadurch entsteht kein Anreiz, Strommengen, die die Nachfrage übersteigen einzuspeichern bzw. stromintensive Prozesse in Zeiten hohen Stromangebots zu verlagern oder in Zeiten hoher Stromnachfrage zu vermeiden. Durch die absolute Höhe der EEG-Umlage wird dies nochmals verstärkt (**Agora Energiewende 2017**). Flexibilisierungstechnologien, die Strom nicht einspeichern, sondern in andere Energieformen wie Gas oder Wärme umwandeln und die somit die EEG-Umlage entrichten müssen, könnten von einem

veränderten Wälzungsmechanismus (Dynamisierung) der EEG-Umlage profitieren, wenn sie in Zeiten hohen Angebots Strom beziehen, und so ihr Endprodukt im Vergleich zu fossilen Gasquellen und Wärme aus fossilen Energien konkurrenzfähiger machen.

- **Netzentgelte:** Das derzeitige Tarifsystem der Netzentgelte setzt bisher nur wenige bzw. uneinheitliche Anreize für flexibles Lastverhalten (vgl. u.a. RAP 2014). Die bestehenden **Ausnahmeregelungen nach § 19 Strom NEV** setzen Fehlanreize zu weniger netzdienlichem Verhalten und generieren teilweise Mitnahmeeffekte, die dem Grundsatz verursachungs- und verteilungsgerechter Netzentgelte entgegenstehen (FÖS/IZES 2017). Flexibles Verhalten kann bei Industriekunden auch zu neuen Leistungsspitzen führen. Die Verlagerung von Verbräuchen in Niedriglastzeiten oder hohen Einspeisungen fluktuierender erneuerbarer Energien kann jedoch „netzdienlich“ sein, da hierdurch Leistungstransporte über längere Distanzen vermieden werden können. Die Regelungen für **Speicher** sind uneinheitlich: während **Stromspeicher** und **Power-to-Gas** unter bestimmten Voraussetzungen von den Netzentgelten befreit sind (vgl. Kapitel 5.1), gilt dies nicht für **Power-to-Heat**-Anwendungen. Bei diesen fallen grundsätzlich Stromnetzentgelte an, da es sich um Letztverbrauch handelt (Fraunhofer IWES/Energy Brainpool 2015). Deren Potenziale der System- bzw. Netzdienlichkeit werden bei den Netzentgelten bislang nicht adressiert (IKEM 2018). Denn die befristete Netzentgeltbefreiungsmöglichkeit des § 118 Abs. 6 EnWG für Energiespeicher steht unter der Voraussetzung, dass der gespeicherte Strom zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz eingespeist wird. Für PtH-Anlagen kommt zwar eine Netzentgeltreduzierung nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV (atypische Netznutzung) in Betracht, dabei stellt sich aber die gleiche grundsätzliche Problematik wie in Kapitel 3.3 zur atypischen Netznutzung diskutiert. § 14a EnWG, der reduzierte Netzentgelte für steuerbare Verbrauchseinrichtungen vorsieht, ist auf den Anschluss in Niederspannung beschränkt und nach derzeitiger Rechtslage aufgrund eines ähnlichen Anwendungsbereichs des § 118 Abs. 6 EnWG nicht eindeutig auf PtH-Anlagen ausgelegt (IKEM 2018). Die in § 14a EnWG vorgesehene konkretisierende Rechtsverordnung steht noch aus.
- **An Netzentgelte gekoppelte Umlagen:** Wird Strom lediglich zwischengespeichert und anschließend ins allgemeine Verteilnetz zurück gespeist, entfällt die Offshore-Haftungsumlage bei Einspeicherung. Parallel zu den Netzentgelten fallen die an die Netzentgelte gekoppelten Umlagen jedoch im Falle von Power-to-Heat-Systemen an. Daher sind gewerbliche Power-to-Heat-Systeme selbst bei stark negativen Preisen häufig nicht rentabel (Fraunhofer IWES 2014).
- **Konzessionsabgaben:** Bei Power-to-Heat-Technologien fallen Konzessionsabgaben regulär an und werden auch fällig, wenn die Wärme z.B. über das Fernwärmenetz weitergeleitet wird.
- **Stromsteuer:** Die Regelungen für Speicher sind uneinheitlich. Während für Pumpspeicherkraftwerke und stationäre Batteriespeicher ein Entlastungsanspruch besteht (Kapitel 5.1), fällt sie bei Power-to-Heat-Systemen dagegen regulär an (Fraunhofer IWES 2014).

5.2.3 Hemmnisse für Energieeffizienz

Die Steigerung der Energieeffizienz in allen Sektoren ist ein zentrales Energiewendeziel der Bundesregierung (Tabelle 15). Denn dadurch kann der erforderliche Ausbau der EE-Anlagen und des Stromnetzes trotz der neuen Nachfrage im Wärme- und Verkehrssektor begrenzt werden.

Tabelle 15: Energieeffizienzziele der Bundesregierung

Effizienz und Verbrauch	2020	2050
Primärenergieverbrauch (gegenüber 2008)	-20 %	-50 %
Bruttostromverbrauch (gegenüber 2008)	-10 %	-25 %
Primärenergiebedarf Gebäude (gegenüber 2008)		-80 %
Wärmebedarf Gebäude (gegenüber 2008)	-20 %	
Endenergieverbrauch Verkehr (gegenüber 2005)	-10 %	-40 %

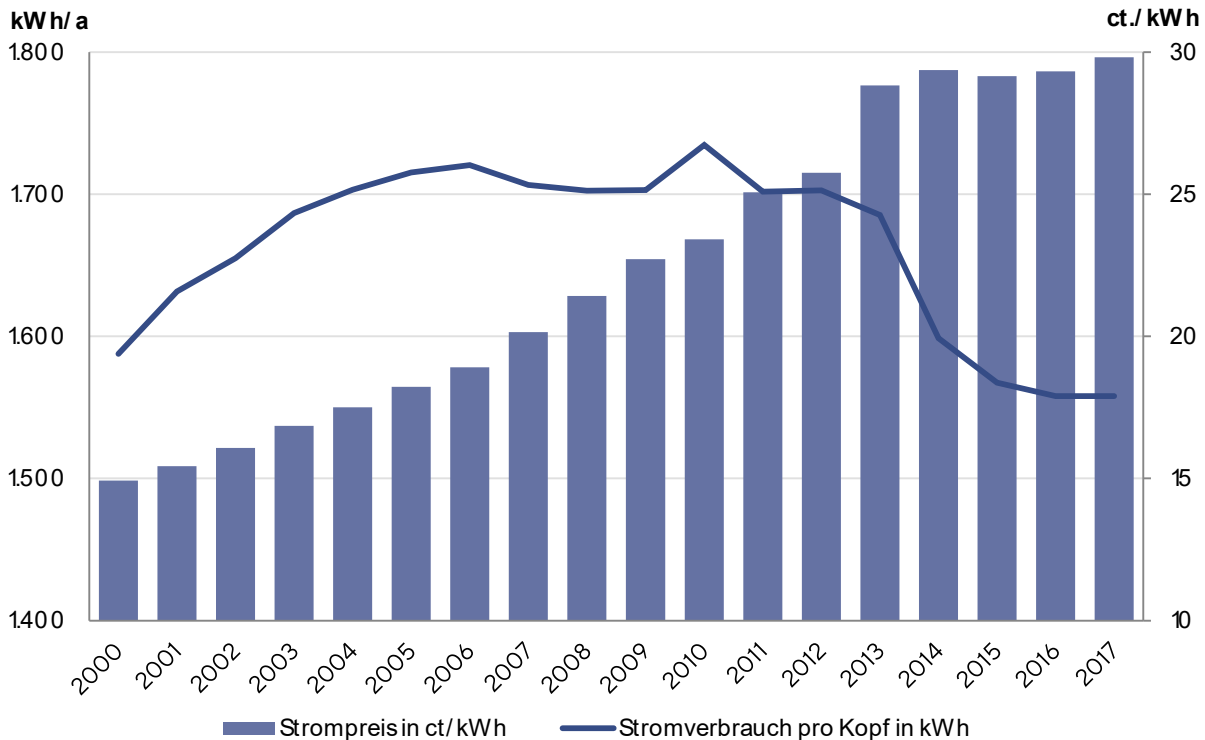
Quelle: eigene Darstellung nach Bundesregierung 2016

Hohe Strom- und Energiepreise setzen Anreize, in Effizienzmaßnahmen und -technologien zu investieren, da diese sich dann schnell amortisieren. Preisimpulse werden daher als effektivste Maßnahme angesehen, um Energieeinsparungen zu erzielen (vgl. BMWi 2017b, FÖS 2014).

Die Energiepreisentwicklung der letzten Jahre verlief sehr unterschiedlich. Während bei Heiz- und Kraftstoffen bis 2012 die Preise für Haushalte stetig angestiegen sind, waren sie bis 2016 rückläufig. 2017 sind Mineralölprodukte wieder leicht gestiegen, während die Erdgaspreise weiter gefallen sind (BMWi 2017). Beim Strompreis kam es zwischen 1995 und 2017 zu einem Anstieg um knapp 53% für private Haushalte, während die Inflation rund 36% betrug (Nestle 2017a)(Nestle 2017b). Für Gewerbe- und Industriekunden bestehen zahlreiche Rabatte, so dass die Anreize in Effizienzmaßnahmen zu investieren für Großkunden deutlich geringer sind.

Die Lenkungswirkung hängt von der Elastizität der Nachfrage ab. Insbesondere die Stromnachfrage von Haushalten in der kurzen Frist wird als eher unelastisch angesehen. Preisänderungen zeigen somit kurzfristig kaum Änderungen beim Verbrauch, da Strom nur schwierig zu substituieren ist. Prognos (2013) schätzt die Strompreiselastizität von Haushalten mit -0,025, ältere Studien gaben für den Zeitraum bis 2007 sogar eine völlig unelastische Nachfrage an (vgl. Hamenstädt 2008). Abbildung 22, in der die Entwicklung von Pro-Kopf-Stromverbrauch und Strompreisen für Haushalte seit 2000 dargestellt ist, bestätigt diese Aussage. In den ersten Jahren nach der Strommarktliberalisierung stieg der Stromverbrauch trotz steigender Strompreise, von 131 TWh im Jahr 2000 auf 141 TWh im Jahr 2006. Der nominale Strompreis stieg in dieser Zeit von 14,92 ct/kWh auf 18,91 ct/kWh. Seit 2012, verbunden mit einem relativ starken Anstieg der nominalen Strompreise, sinkt der Pro-Kopf-Verbrauch jedoch: ein Indiz, dass Verbraucher zunehmend sensibel auf Strompreisänderungen reagieren. Im Jahr 2012 lag der Stromverbrauch bei 137 TWh, im Jahr 2017 bei 129 TWh. Die nominalen Preise stiegen in dieser Zeit von 25,76 ct/kWh auf 29,82 ct/kWh.

Abbildung 22: Entwicklung des Strompreises und des Pro-Kopf-Stromverbrauchs 2000-2017



Quelle: eigene Darstellung nach BMWi 2017, BMWi 2017c

- **EEG-Umlage:** Die EEG-Umlage macht einen beträchtlichen Teil des Strompreises aus (derzeit rund 23%) und setzt damit auch einen Anreiz in Energieeffizienzmaßnahmen zu investieren. Durch die Ausnahmeregelungen für Teile der Industrie fehlen diese Anreize jedoch bei den stromintensiven Prozessen, bei denen eine Reduktion des Stromkonsums besonders wirkungsvoll wäre. Die Amortisationszeiten von Effizienzmaßnahmen sind dadurch häufig zu lang, um in unternehmerischen Entscheidungsprozessen Berücksichtigung zu finden, denn vielfach scheitern Effizienzinvestitionen an zu langen Amortisationszeiten (vgl. z.B. KfW Research 2015). Die Ausnahmeregelung für Selbstverbräuche bis 10MWh/a nach § 61a EEG kann einen Anreiz geben in mehr Energieeffizienz zu investieren, sollte so der Bedarf an Fremdversorgung minimiert werden oder sogar eine autarke Versorgung möglich sein. Andererseits kann es sein, dass Effizienzmaßnahmen vermieden werden, solange der Stromverbrauch unterhalb der 10 MWh/a-Grenze liegt.
- **Netzentgelte:** Bei den Netzentgelten hängt die Anreizstruktur stark von der Tarifgestaltung ab: während feste Grundpreise keine Anreize für Energieeffizienz geben, da sie unabhängig vom Stromverbrauch anfallen, hängt der Umfang des zu zahlenden Arbeitspreises direkt am Stromverbrauch. Die Ausnahmeregelungen stellen jedoch ein Hemmnis für Energieeffizienzmaßnahmen durch Industrieakteure dar.
 - Die Tendenz zu steigenden Grundpreisen bei SLP-Kunden sowie hohen Anteil des Leistungsentgelts an den Netzentgelten bei RLM-Kunden mindert den Anreiz zu energieeffizientem Verhalten (Euroelect.ric 2013). Bei letzteren hat das Spitzenlastmanagement zur Reduzierung der individuellen Leistungsspitze einen deutlich größeren finanziellen Hebel als die Reduzierung des Gesamtverbrauchs. Durch das insgesamt höhere Netzentgelt dürfte der Effekt jedoch bei SLP-Kunden wesentlich ausgeprägter sein als bei leistungsgemessenen Kunden, die sich ohnehin verstärkt betriebswirtschaftlich optimieren. Einschränkung ist jedoch anzumerken, dass sich der Fehlanreiz durch die geringe Preiselastizität im SLP-Segment relativiert (FÖS/IZES 2017).
 - Bei den Sondernetzentgelten für stromintensive Unternehmen nach § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV ergeben sich Fehlanreize dadurch, dass die Begünstigungen durch eine Reduktion der Benutzungsstunden verloren gehen.
- Die **Konzessionsabgabe für Strom** beträgt für Sondervertragskunden (wie Großabnehmer) lediglich 0,11 ct./kWh und setzt so nur einen sehr geringen Anreiz, energieeffizient zu wirtschaften. Nach der derzeitigen

Systematik der Konzessionsabgabenverordnung (KAV) steigt zudem das Konzessionsabgabenaufkommen einer Gemeinde, je höher der Energieverbrauch ihrer Einwohner ist (Agora Energiewende 2013).

- **Stromsteuer:** Durch Ausnahmen ist die Stromsteuerbelastung für stromintensive Verbraucher gering (vgl. Kapitel 3.1). Zu nennen sind hier insbesondere die allgemeinen Entlastungssätze (§ 9 StromStG) sowie der Spitzenausgleich (§ 10 StromStG), durch den Unternehmen ihre Strompreisbelastung bei maximal möglicher Entlastung auf 4-4,7 ct./kWh reduzieren können (BDEW 2018b). Sie schwächen damit in diesem Segment die mit Einführung der Stromsteuer 1999 ursprünglich beabsichtigte Wirkung einer Reduktion des Stromverbrauchs.
- Die **Energiesteuersätze** sind in der heutigen Ausgestaltung nicht systematisch am Energiegehalt ausgerichtet. Umgerechnet auf den Energiegehalt der Endprodukte (Tabelle 16) zeigen sich große Unterschiede: So beträgt der Steuersatz für Erdgas und Heizöl für die Raumwärme weniger als ein Zehntel des Steuersatzes auf Benzin im Straßenverkehr. Auch innerhalb der Sektoren Verkehr und Wärme sind die Steuersätze unterschiedlich hoch: Diesel wird geringer besteuert als Benzin und Erdgas niedriger als Heizöl. Mit der ökologischen Steuerreform wurden zwar die Energiesteuersätze erhöht, um Anreize zum Energiesparen zu setzen. So wurden die Steuersätze auf Benzin und Diesel um insgesamt 15,34 ct./l, auf Heizöl um 2,05 ct./l und auf Erdgas um 3,60 Euro/MWh angehoben. Allerdings sind die Steuersätze, umgerechnet in ct./kWh Primärenergie (bzw. Endenergie bei Strom) weiterhin höchst unterschiedlich und im Wärmebereich zu niedrig, um daraus Anreize zum Energiesparen zu generieren. Die niedrigen Sätze auf Heizöl und Erdgas, in Verbindung mit einem allgemein niedrigen Energiepreinsniveau, führen dazu, dass sich die energetische Gebäudesanierung in vielen Fällen nicht rechnet (Agora Energiewende 2017). Die Energiesteuersätze sind zudem Mengensteuern, unabhängig vom jeweiligen Marktpreis. Der reale Steuersatz verringert sich dadurch stetig aufgrund der Inflation. Seit der letzten Anpassung 2003 ist das reale Steueraufkommen daher um etwa 15% gesunken. Die mit der Ökosteuerreform beabsichtigte Lenkungswirkung der Energiesteuern nimmt dadurch immer weiter ab (vgl. FÖS 2016, FÖS 2017e, FÖS 2017c).

Tabelle 16: Steuersätze nach Energieträgern (Energiesteuer), umgerechnet in ct./kWh

Sektor	Energieträger	Steuersatz (Regelsatz)	Steuersatz (ct./kWh)
Wärme	Erdgas	5,50 Euro/MWh	0,55
	Heizöl	61,35 Euro/1.000 l	0,61
	Flüssiggas	60,60 Euro/ 1.000 kg	0,48
	Braunkohle	0,33 Euro/GJ	0,12
Verkehr	Benzin	654,50 Euro/1.000 l	7,48
	Diesel	470,40 Euro/1.000 l	4,78
Stromanwendungen Wärme/Verkehr	Stromverbrauch (StromSt)	20,50 Euro/MWh	2,05

Quelle: eigene Darstellung. *Nettoaufkommen auf Basis der Jahre 2008 – 2015

5.2.4 Hemmnisse für Treibhausgaseinsparungen

Die Minderung der Treibhausgasemissionen ist das zentrale klimapolitische Ziel der Bundesregierung. Für 2030 sind im Klimaschutzplan (Bundesregierung 2016) sektorspezifische Minderungsziele genannt, die sich zwischen den Sektoren unterscheiden.

Tabelle 17: THG-Minderungsziele der Bundesregierung

Handlungsfeld	2020	2030	2050
Treibhausgasemissionen (gegenüber 1990)	mindestens -40 %	mindestens -55 %	-80 % bis -95 %
Energiewirtschaft		61-62 %	
Gebäude		66-67 %	
Industrie		49-51 %	
Verkehr		40-42 %	

Quelle: eigene Darstellung nach Bundesregierung 2016

Die aktuelle Struktur der Steuern, Abgaben und Umlagen in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr ist nicht kohärent zu den ambitionierten Zielen des Klimaschutzplans:

- Die Strompreisbestandteile werden bisher unabhängig von Angebot und Nachfrage nach Strom erhoben. Dadurch wird das **Preissignal** des Strommarkts **überlagert**: Die kurzfristig niedrigen Preise an der Strombörse in Zeiten hoher EE-Erzeugung führen dann nicht zu einer Steigerung der Nachfrage, da die relative Preisdifferenz aufgrund der fixen Preisbestandteile gering bleibt. Umgekehrt sinkt die Nachfrage auch dann nicht, wenn hohe Börsenstrompreise aufgrund einer geringen EE-Erzeugung dies erwarten ließen. **Im Ergebnis wird mehr fossiler Strom erzeugt**, als für einen volkswirtschaftlich optimalen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage eigentlich nötig wäre. Ausnahmen für die stromintensive Industrie bei u.a. Stromsteuer, EEG-Umlage und Netzentgelten (Sondernetzentgelte) senken die Energiekosten und mindern Anreize für Energieeffizienz und können dadurch zu höheren Treibhausgasemissionen führen. Die Herkunft des Stroms spielt bei den erhobenen Umlagen – mit Ausnahme der KWK – zudem keine Rolle, so dass **keine Differenzierung anhand der CO₂-Intensität** der eingesetzten Energieträger erfolgt.
- Die aktuell geltenden **Energiesteuersätze** berücksichtigen weder systematisch den Energiegehalt (s. Kapitel 5.2.3) noch die CO₂-Intensität der Energieträger (vgl. Tabelle 18). Dies führt dazu, dass, umgerechnet auf die Tonne CO₂, Energieerzeugnisse mit höherer CO₂-Intensität (wie Heizöl oder Kohle) niedriger besteuert sind als jene mit geringerer CO₂-Intensität wie zum Beispiel Erdgas. Im Zusammenspiel mit niedrigen Weltmarktpreisen für fossile Energieträger und unterschiedlichen Ausnahmeregelungen ergibt sich dadurch heute kein sehr starkes Preissignal, um die Nachfrage nach fossilen Energien zu reduzieren und darüber Treibhausgasemissionen zu senken. Investitionen in erneuerbare Wärme und emissionsarme Mobilität werden durch das niedrige Preisniveau nicht angereizt. Auch im Stromsektor fehlen Anreize zur Dekarbonisierung, da Kohle und Erdgas, die zur Stromerzeugung genutzt werden, bislang nicht der Energiesteuer unterliegen. Der europäische Emissionshandel schaffte in den letzten Jahren aufgrund des bis Ende 2017 niedrigen Preisniveaus für Emissionsberechtigungen geringe Anreize, um Impulse für Investitionen in emissionsarme Technologien zu setzen. Die Folge: Die CO₂-Emissionen des deutschen Stromsektors sinken kaum.

Tabelle 18: Steuersätze nach Energieträgern (Energiesteuer), umgerechnet in Euro/t CO₂

Sektor	Energieträger	Steuersatz (Regelsatz)	Steuersatz (Euro/tCO ₂)
Wärme	Erdgas	5,50 Euro/MWh	27
	Heizöl	61,35 Euro/1.000 l	23
	Flüssiggas	60,60 Euro/ 1.000 kg	20
	Braunkohle	0,33 Euro/GJ	3
Verkehr	Benzin	654,50 Euro/1.000 l	284
	Diesel	470,40 Euro/1.000 l	179
Stromanwendungen Wärme/Verkehr	Stromverbrauch (StromSt)	20,50 Euro/MWh	39

Quelle: eigene Darstellung. *Nettoaufkommen auf Basis der Jahre 2008 – 2015

- Die **Stromsteuer** wird auf die verbrauchte Kilowattstunde erhoben, unabhängig von der Erzeugungsart. Sie verzerrt dadurch die Wahl der Energiequelle, da sie die **Herkunft des Stroms nicht berücksichtigt**. Im Ergebnis werden dadurch klimaschädlichere Energieträger begünstigt. Umgerechnet auf die CO₂-Emissionen beträgt die Stromsteuer bei Kohlestrom etwa 50 Euro/t CO₂ pro MWh Primärenergie, bei Erdgas dagegen ca. 100 Euro/t CO₂.

6 Ansätze für Handlungsoptionen

Die in Kapitel 5 vorgenommene Analyse hat gezeigt, dass es – trotz erster bereits bestehender Ansätze für einzelne Technologien der Sektorkopplung und Flexibilisierung – systematische Schwächen der gegenwärtigen Finanzierungssystematik mit Blick auf die Klimaziele gibt. Die zentralen Herausforderungen sind:

- **Sektorkopplung:** abweichende Preisstrukturen von Strom und fossilen Energieträgern im Wärmesektor aufgrund unterschiedlich starker Belastung mit staatlich regulierten Preisbestandteilen, sodass die Gesamtkosten strombasierter Anwendungen wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge über denen liegen, die fossile Brennstoffe nutzen.
- **Flexibilisierung:** Überlagerung der Preissignale am Strommarkt durch inflexible Preisbestandteile, sodass die finanziellen Anreize nicht ausreichen, um Angebot und Nachfrage kurzfristig anzupassen.
- **Energieeffizienz:** Ausnahmen für strom- und energieintensive Verbraucher bei staatlich regulierten Preisbestandteilen sowie – bezogen auf den Energiegehalt – unterschiedlich hohe Belastungen der Energieträger bei Strom- und Energiesteuer sowie ein generell niedriges Niveau im Wärmesektor.
- **Treibhausgaseinsparungen:** fehlende Ausrichtung von Strom- und Energiesteuer an den Treibhausgasemissionen der Energieträger, verbunden mit geringen Preissignalen des Emissionshandels in den letzten Jahren, sodass nicht genügend Anreize vorhanden sind, in emissionsarme Technologien zu investieren.

Im Zuge der Diskussion um die Weiterentwicklung von Abgaben, Entgelten und Umlagen im Energiebereich sind **zahlreiche Reformvorschläge aus Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Zivilgesellschaft** vorgebracht worden. Insbesondere die Reform der EEG-Umlage steht im Zentrum vieler Überlegungen, denn sie wird in der öffentlichen Wahrnehmung häufig als das „Preisschild“ der Energiewende missverstanden (Nestle 2017b). Zur Adressierung der o.g. vier zentralen klima- und energiepolitischen Herausforderungen erscheinen vor allem folgende bislang hervorgebrachte Reformvorschläge diskussionswürdig:

EEG-Umlage

- Senkung der Umlage durch Einsatz von **Bundesmitteln** (die z.B. durch CO₂-orientierte Energiesteuern im Wärme- und Verkehrssektor gegenfinanziert werden kann). Mit Bundesmitteln könnten insbes. **Kosten für Industrieausnahmen** und/oder **Kosten der Förderung früher, vergleichsweise teurer Jahrgänge Photovoltaik und Wind Offshore** finanziert werden. Vorschläge dazu wurden unter anderem vom Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein (MELUR SH) und dem Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS) (vgl. IASS 2015) entwickelt.
- Eine Reduzierung der Ausnahmeregelungen von **Besonderer Ausgleichsregelung** (BesAR) und Eigenstromprivileg, wie von u.a. der Friedrich-Ebert-Stiftung (FES), Verbraucherzentrale Bundesverband (VZBV), Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft und Agora Energiewende vorgeschlagen (vgl. FÖS 2013; Verbraucherzentrale Bundesverband 2018) führt zur Senkung der EEG-Umlage für nicht privilegierte Endverbraucher. Dadurch soll die Sektorkopplung angereizt werden. Über eine **klimakompatible Modifizierung der Regelungen** z.B. über Definition von Produktbenchmarks und Kopplung an Effizienzkriterien bei Inanspruchnahme (DIW u. a. 2013) können weitere Treibhausgaseinsparungen realisiert werden. Des Weiteren könnte die BesAR als vornehmlich industriepolitisch motivierte Begünstigung auch vollständig aus dem Bundeshaushalt finanziert werden (Ecofys 2016, BDEW 2017b). Dies wird u.a. von Bayerischer Industrie- und Handelskammer (BIHK), Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE) und Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) gefordert (vgl. (BDEW 2017b).
- Grundidee einer **Dynamisierung der EEG-Umlage** ist die Stärkung der Strompreissignale durch Kopplung an den Börsenstrompreis (vgl. Agora Energiewende 2017, Ecofys 2014). Die zentrale Motivation einer zeitvariablen Ausgestaltung ist es, durch eine Vergrößerung des variablen Stromkostenanteils für den Endverbraucher einen nachfrageseitigen Flexibilisierungsanreiz zu schaffen bzw. zu verstärken, um eine Reaktion auf Großhandelspreissignale zu generieren (FÖS/IZES 2017). Dynamische Strompreiskomponenten, die in Zeiten eines großen Stromangebotes gering sind und in Zeiten von Knappheit steigen, setzen Anreize in Zeiten des Überschusses Strom zu konsumieren und so das Netz zu entlasten und Speichertechnologien rentabler zu machen. Voraussetzung dafür ist, dass die Tarifstrukturen beim Endverbraucher entsprechend zeitlich flexibilisiert ausgestaltet werden. Als unter Umständen einfacher umzusetzende Variante, um die Umlage vom kurzfristigen Verbrauch zu entkoppeln und so das Preissignal des Großhandels unmittelbar wirken zu lassen, gilt die **EEG-Pauschale**

(Flatrate), ggf. gestaffelt nach Verbrauchsbändern (Agora Energiewende 2017, Tennet 2016). Hier sind jedoch auftretende negative Effekte auf die Einkommensverteilung sowie auf die Energieeffizienz zu beachten, da Anreize zum Energiesparen dann nur noch an den Bandgrenzen bestehen. Als weitere Variante kommt eine Dynamisierung nur bei negativen Strompreisen in Betracht.

- **Beteiligung der Sektoren Wärme und Verkehr an der EEG-Umlage** auf Basis des Energieverbrauchs und/oder der CO₂-Emissionen (IÖW 2016, Ecofys 2016) der Sektoren, wie u.a. vom Bundesverband Neue Energiewirtschaft vorgeschlagen. Dabei können entweder die gesamten EEG-Differenzkosten auf die drei Sektoren verteilt werden oder nur die Anteile des im Wärme- und Verkehrssektor verbrauchten Stroms (Agora Energiewende 2017). Im Ergebnis wäre die EEG-Umlage auf den dort eingesetzten Strom zunächst sehr niedrig und würde dadurch den Preisnachteil des Stroms stark reduzieren. Erst mit steigenden Stromanteilen bei Wärme und Mobilität würde der Anteil wieder steigen.

Netzentgelte

- **Tarifstrukturen zur Anreizung von flexiblem Lastverhalten** über die Einführung dynamischer (zeitvariabler) Netzentgelte (vgl. BNetzA 2015a; BNetzA 2015c; Ecofys 2016; Energy Brainpool 2014; Eurelectric 2013; Fraunhofer IWES und Energy Brainpool 2015; RAP 2014). Die zentrale Motivation dahinter ist, durch eine Vergrößerung des variablen Stromkostenanteils (ggf. in Kombination mit einer dynamischen EEG-Umlage/KWK-Bonus) einen nachfrageseitigen Flexibilisierungsanreiz zu schaffen bzw. zu verstärken. Hierdurch soll eine Reaktion auf Großhandelspreissignale generiert werden (vgl. FÖS/IZES 2017, r2b 2016).
- **Einheitliche Netzentgeltregelungen für Speicher** in Abhängigkeit ihrer Netz- bzw. Systemdienlichkeit. Hierzu existiert eine große Bandbreite an Vorschlägen (vgl. BNetzA 2015), so zum Beispiel eine vollständige Netzentgeltbefreiung aller Speicher, einer Ausweitung der bestehenden technologiespezifischen Sonderregelungen, Netzentgelte nur für die entstehenden Speicherverluste, die als „Letztverbrauch“ aufgefasst werden können, ein ausschließliches, fixes Leistungsentgelt für Speicher sowie ein netzzustandsabhängiges Leistungsentgelt für Speicher. Durch eine leistungsbezogene Ausrichtung von Netzentgelten oder eine gänzliche Abschaffung des Entgelts für Speicher entstünden Anreize zu flexiblen Reaktionen auf Marktpreissignale. Arbeitsbezogene Entgelte stünden dagegen zwangsläufig in Wechselwirkung mit Marktpreisen. Zu beachten ist dabei jedoch, dass eine Herausnahme bisher entgeltpflichtiger Leistung bzw. Letztverbrauches bei allen anderen Netznutzern ceteris paribus zu höheren Netzentgelten führt. Zudem können Speicher auch das unflexible „Durchfahren“ konventioneller Kraftwerke begünstigen. Folgerichtig wäre neben der positiven Honorierung der Aufnahmefähigkeit von Speichern in Niedriglastzeiten daher auch die Pönalisierung der Einspeisung in solchen Zeiten (FÖS/IZES 2017).
- **Weiterentwicklung der Regelungen zu Sondernetzentgelten** nach § 19 Abs. 2 Strom NEV (vgl. BMWi 2015; bne 2016; BNetzA 2015b; r2b 2016). Diskutierte Reformvorschläge zielen auf eine Anpassung der Hochlastzeitfenster, durch die die atypische Netznutzung an die neuen Systemerfordernisse angepasst werden könnte sowie auf eine Einschränkung in Umfang und Kreis der Begünstigten bei den Regelungen zur stromintensiven Netznutzung (BWi 2015; BNetzA 2015b; BNetzA 2015a). Bei den Sondernetzentgelten für stromintensive Netznutzer könnte ein flexibles Lastverhalten als Anspruchsvoraussetzung für die Begünstigung eingeführt werden (FÖS/IZES 2017).

Sektorübergreifende CO₂-Bepreisung, Strom- und Energiesteuer

- Eine CO₂-Bepreisung wird von zahlreichen Akteuren in die Diskussion eingebracht. So setzen sich zahlreiche nationale und internationale Unternehmen in der Stiftung 2° für ein investitionsrelevantes CO₂-Preissignal ein, ebenso Verbände und Organisationen wie BDEW, Dena, Agora Energiewende und der Bundesverband Erneuerbare Energien. Eine sektorübergreifende CO₂-Bepreisung zielt darauf ab, die Kosten für Treibhausgasemissionen bei allen Energieträgern, auch im Strombereich, stärker zu internalisieren und dadurch eine Lenkungswirkung zu emissionsärmeren Energieträgern zu induzieren. Durch eine sektorübergreifende CO₂-Bepreisung wird ein flächendeckendes CO₂-Preissignal gesetzt. Durch Kopplung des Steuersatzes an den Emissionshandel kann sichergestellt werden, dass die Belastung im Stromsektor nicht höher wird als in den anderen Sektoren. Die Sektorkopplung wird unterstützt, indem sich das Verhältnis zwischen den Endverbrauchspreisen für Strom und Kraftstoff- und Heizstoffkosten ändert. Zumeist enthalten die Konzepte zugleich auch Kompensationsmecha-

nismen, um soziale Härten abzufedern und die Industrie nicht über Gebühr zu belasten bzw. sind von vornherein belastungsneutral ausgestaltet. Positive Auswirkungen auf den Klimaschutz haben höhere CO₂-Abgaben aber auch dann, wenn sie nur in einzelnen Sektoren (Wärme, Verkehr oder Strom) eingeführt werden. Entsprechende Anreize im Wärme und Verkehrsbereich unterstützen dabei ferner die Sektorkopplung.

- Steuerlicher Ansatzpunkt für eine CO₂-Bepreisung ist dabei häufig die **Energiesteuer**. Dabei wird von einem einheitlichen, im Zeitverlauf steigenden CO₂-Steuersatz auf alle Energieträger ausgegangen, wobei auch die Verwendung der Energieerzeugnisse zur Stromerzeugung miteinbezogen werden kann (FÖS 2017b; FÖS/Klinski 2018). Je nach Konzept wird der CO₂-Steuersatz auf die bestehenden Steuersätze aufgeschlagen oder es findet zusätzlich zunächst eine Angleichung der Steuersätze innerhalb der Sektoren anhand des Energiegehalts statt, um Anreize zum Energiesparen zu erhalten und damit die CO₂-Komponente ihre volle Wirkung entfalten kann (FÖS 2017e; FÖS 2017c).
- Daneben wird auch die Umwandlung der **Stromsteuer** in eine CO₂-Steuer vorgeschlagen (z.B. BEE 2017; Energy Brainpool 2017): Um die Lenkungswirkung auf Kraftwerksebene zu erreichen, wird dabei zum Beispiel die Erhebung am „Kraftwerkstor“ diskutiert.
- Weitergehende Konzepte sehen zusätzlich auch einen **Ersatz von EEG-Umlage und KWKG-Umlage** durch eine CO₂-Abgabe vor (vgl. co2Abgabe e.V. 2017, Schultz Projekt Consult 2017)

Die hier beschriebenen Reformvorschläge basieren auf einer ersten, vorläufigen Untersuchung und sind vor dem Hintergrund klimapolitischer Erwägungen aufgeführt. Einzelne Vorschläge dürften in der konkreten Ausgestaltung sehr komplex sein (z.B. eine stärkere zeitliche Variabilität der Strompreisbestandteile) und auch andere Nachteile (z.B. bzgl. der Stabilität der Einnahmen) aufweisen, die sorgfältig abzuwägen sind. Zudem sind die Verteilungswirkungen näher zu untersuchen. Diese Aspekte werden im nächsten Arbeitsschritt bei der Bewertung und Weiterentwicklung konkreter Reformansätze (Arbeitspaket 3) vertieft untersucht.

7 Literaturverzeichnis

- 50 Hertz, Amprion, TenneT TSO, & TransnetBW. (2017a). Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017: Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.
- 50 Hertz, Amprion, TenneT TSO, & TransnetBW. (2017b). Offshore-Netzentwicklungsplan 2030: Version 2017, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.
- 50hertz, Amprion, Transnet BW, Tennet (2015): Ermittlung der Offshore-Haftungsumlage (§17f EnWG) in 2016 auf Netzentgelte für Strommengen der Letztverbrauchskategorien A, B, und C gem. KWKG 2014.
- 50hertz, Amprion, Tennet, Transnet BW (2017a): Prognose der EEG-Umlage 2018 nach EEV. Abrufbar unter: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202017/20171016_Ver%c3%b6ffentlichung_EEG-Umlage_2018.pdf.
- 50hertz, Amprion, Transnet BW, Tennet (2017b): Ermittlung der Offshore-Haftungsumlage (§17f EnWG) in 2018 auf Netzentgelte für Strommengen der Letztverbrauchskategorie A, B und C gem. KWKG 2016. Abrufbar unter: <https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Energiewirtschaftsgesetz/Umlage%20%c2%a7%2017f%20EnWG/Umlage%20%c2%a7%2017f%20EnWG%202017/OHU%20Prognose%202018%20Ver%c3%b6ffentlichung.pdf>.
- 50Hertz, amprion, Tennet, Transnet BW (o.J.): Offshore Haftungsumlage der Vorjahre. Abrufbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Offshore-Haftungsumlage/Offshore-Haftungsumlagen-Uebersicht/Offshore-Haftungsumlage-der-Vorjahre>.
- 50Hertz, amprion, Tennet, Transnet BW (2013): Datenbasis zur OH-Umlage nach Erhebung der Übertragungsnetzbetreiber. Abrufbar unter: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Energiewirtschaftsgesetz/Umlage%20%c2%a7%2017f%20EnWG/Umlage%20%c2%a7%2017f%20EnWG%202014/Datenbasis_OHU_2014.pdf.
- 50Hertz, amprion, Tennet, Transnet BW (2014): Ermittlung der Offshore-Haftungsumlage (§17f EnWG) in 2015 auf Netzentgelte für Strommengen der Letztverbrauchskategorie A, B und C gem. KWKG 2016. Abrufbar unter: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Energiewirtschaftsgesetz/Umlage%20%c2%a7%2017f%20EnWG/Umlage%20%c2%a7%2017f%20EnWG%202015/OHU_Prognose_2015_Internet.pdf.
- 50Hertz, amprion, Tennet, Transnet BW (2016): Ermittlung der Offshore-Haftungsumlage (§17f EnWG) in 2017 auf Netzentgelte für Strommengen der Letztverbrauchskategorie A, B und C gem. KWKG 2016. Abrufbar unter: <https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Energiewirtschaftsgesetz/Umlage%20%c2%a7%2017f%20EnWG/OHU%20Prognose%202017.pdf>.
- 50Hertz, amprion, Tennet, Transnet BW (2017a): Entwicklung der § 19 StromNEV-Umlage für LV-Kategorie A und A'. Abrufbar unter: [https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Energiewirtschaftsgesetz/Umlage%20%c2%a719%20Abs.%20%20StromNEV/Umlage-2018/%c2%a7%2019%20\(2\)%20StromNEV%20%c3%9cbersicht%202012%20bis%202018.pdf](https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Energiewirtschaftsgesetz/Umlage%20%c2%a719%20Abs.%20%20StromNEV/Umlage-2018/%c2%a7%2019%20(2)%20StromNEV%20%c3%9cbersicht%202012%20bis%202018.pdf).
- 50Hertz, amprion, Tennet, Transnet BW (2017b): Umlage für abschaltbare Lasten nach §18 AbLaV. Abrufbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Abschaltbare-Lasten-Umlage/Abschaltbare-Lasten-Umlagen-Uebersicht/Ab-LaV-Umlage-2018>.
- 50Hertz, amprion, Tennet, Transnet BW (2017c): Prognose der KWKG-Umlage 2018. Abrufbar unter: <https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Kraft-W%c3%a4rme-Kopplungsgesetz/KWK-G-Aufschl%c3%a4ge-Prognosen/Konzept%20zur%20Prognose%20KWKG-Umlage%202018.pdf>.
- AEE (2017): Grafik-Dossier: Akzeptanzumfrage 2017. Abrufbar unter: <https://www.unendlich-viel-energie.de/media-thek/grafiken/grafik-dossier-akzeptanzumfrage-2017>.
- AGFW (o.J.): Wegenutzungsverträge für Fernwärmeleitungen. Abrufbar unter: <https://www.agfw.de/energiewirtschaft-recht-politik/recht/wegenutzungsvertraege-fuer-fernwaermeleitungen/>.
- Agora Energiewende (2013): Reform des Konzessionsabgabenrechts. Abrufbar unter: https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin2/Projekte/2012/Konzessionsabgabe/Agora_Gutachten_Konzession_12092012_final_web.pdf.

Agora Energiewende (2017): Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger. Abrufbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/Agora_Abgaben_Umlagen_WEB.pdf.

Agora Energiewende. (12. Dezember 2017). EEG-Rechner für Excel. Abgerufen am 25. Juli 2018 von <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/eeg-rechner-fuer-excel/>

Agora Energiewende (2018): Welche Instrumente braucht die Sektorkopplung?. Abrufbar unter: https://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/veranstaltungen/2018_03_tagung_sektorkopplung/Vortr%C3%A4ge/5_graichen_welche_instrumente_braucht_die_sektorkopplung.pdf.

Agora Energiewende, RAP (2018): Netzentgelte 2018: Problematische Umverteilung zulasten von Geringverbrauchern. Abrufbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2014/transparente-energiewirtschaft/Agora_RAP_Netzentgelte_2018_WEB.pdf.

BDEW (2017a): BDEW-Strompreisanalyse Mai 2017. Haushalte und Industrie. Abrufbar unter: [https://www.bdew.de/inter-net.nsf/res/ACB6766AE4CA66E0C1258132004BC873/\\$file/170531_BDEW_Strompreisanalyse_Mai2017.pdf](https://www.bdew.de/inter-net.nsf/res/ACB6766AE4CA66E0C1258132004BC873/$file/170531_BDEW_Strompreisanalyse_Mai2017.pdf).

BDEW (2017b): 10 Thesen zur Sektorkopplung. Abrufbar unter: [https://www.bdew.de/inter-net.nsf/id/3CC78BE7F576BF4EC1258110004B1212/\\$file/BDEW%20Positionspapier_10%20Thesen%20zur%20Sektorkopplung_o%20A.pdf](https://www.bdew.de/inter-net.nsf/id/3CC78BE7F576BF4EC1258110004B1212/$file/BDEW%20Positionspapier_10%20Thesen%20zur%20Sektorkopplung_o%20A.pdf).

BDEW (2018a): BDEW-Strompreisanalyse Januar 2018: Haushalte und Industrie. Abrufbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/180109_BDEW_Strompreisanalyse_Januar_2018.pdf.

BDEW (2018b): BDEW-Strompreisanalyse Januar 2018 Haushalte und Industrie.

BDEW (2018c): BDEW-Gaspreisanalyse Mai 2018. Abrufbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-Gaspreisanalyse_Mai_2018_-_oeffentlich.pdf.

BDH, BWP (2017): BDH/BWP-Position zur Sektorkopplung und zum Strompreis. Abrufbar unter: http://www.bdh-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Positionspapier_Sektorkopplung_Strompreis_2017.pdf.

BEE (2017): Stromsteuer durch CO2-Steuer ersetzen. BEE-Vorschläge zur CO2-Bepreisung im Stromsektor. Abrufbar unter: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE-Vorschlag_zur_CO2-Bepreisung_im_Stromsektor_final.pdf.

BMF (2017a): Bundeshaushalt: Stromsteuer. Abrufbar unter: <https://www.bundeshaushalt-info.de/#/2016/ist/einnahmen/gruppe/037.html>.

BMF (2017b): 26. Subventionsbericht: Bericht der Bundesregierung über die Entwicklung der Finanzhilfen des Bundes und der Steuervergünstigungen für die Jahre 2015 bis 2018.

BMF (2018): Ergebnis der 153. Sitzung des Arbeitskreises „Steuerschätzungen“ vom 7. - 9. Mai 2018 in Mainz. Abrufbar unter: https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Pressemitteilungen/Finanzpolitik/2018/05/2018-05-09-pm-steuerschaetzung-anlage-3.pdf;jsessionid=FD7205EC6913814F0D293CDA55181FC5?__blob=publicationFile&v=2.

BMUB, B. B. (April 2017). Projektionsbericht 2017 für Deutschland. Abgerufen am April 2018 von http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14_lcds_pams_projections/projections/envwqc4_g/170426_PB_2017_-_final.pdf

BMWi (o.J.): Erdgasversorgung in Deutschland - Erdgas: Vielfältige Einsatzmöglichkeiten. Abrufbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-erdgasversorgung-in-deutschland.html>.

BMWi (2015): Ein Strommarkt für die Energiewende - Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_20_2015_strommarktdesign_der_zukunft_0.pdf.

BMWi (2017): Energiedaten: Gesamtausgabe. Abrufbar unter: http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/energiedaten-gesamt-pdf-grafiken.pdf?__blob=publicationFile&v=18.

BMWi (2017a): Versorgungssicherheit bei Erdgas: Monitoring-Bericht nach §51 EnWG. Abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-versorgungssicherheit-2017.pdf?__blob=publicationFile&v=20.

BMWi (2017b): Nationaler Energieeffizienz-Aktionsplan (NEEAP) 2017 der Bundesrepublik Deutschland. Abrufbar unter: <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/nationaler-aktionsplan-energieeffizienz-neeap.html>.

BMWi (2017c): Energieeffizienz in Zahlen. Abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienz-in-zahlen.pdf?__blob=publicationFile&v=10.

BMWi (2018): Wichtige Verständigung bei EEG-Eigenversorgung erzielt – gestriges Treffen Bundeswirtschaftsminister Altmaier mit Wettbewerbskommissarin Vestager in Berlin. Abrufbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemittteilungen/2018/20180508-wichtige-verstaendigung-bei-eeg-eigenversorgung-erzielt.html>.

BMWi. (2018). Sechster Monitoring-Bericht zur Energiewende: Berichtsjahr 2016. Berlin: BMWi.

bne (2016): Positionspapier Flexibilitätsverordnung. Abrufbar unter: http://www.bne-online.de/de/system/files/files/attachment/20160704_bne_Positionspapier%20Flexibilit%C3%A4tsverordnung.pdf.

BNetzA (2015a): Bericht zur Netzentgeltsystematik Elektrizität. Abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltsystematik/Bericht_Netzentgeltsystematik_12-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

BNetzA (2015b): Evaluierungsbericht zu den Auswirkungen des § 19 Abs. 2 StromNEV auf den Betrieb von Elektrizitätsversorgungsnetzen. Abrufbar unter: <https://fragdenstaat.de/files/foi/27068/15-03-27Evaluierungsbericht19Abs2StromNEV.PDF>.

BNetzA (2018): Datenblatt der Strom- und Gasnetzbetreiber. Stand: 23.04.2018. Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Transparenz/Transparenz_node.html.

BNetzA, BKartA (2017): Monitoringbericht 2017. Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Monitoringbericht_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

Bundesnetzagentur (2012): Leitfaden der Regulierungsbehörden zur Ermittlung von Sonderentgelten nach § 20 Abs. 2 GasNEV. Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Gas/LeitfadenSonderentgelteGas/LeitfadenSonderentgelte-Gas_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

Bundesnetzagentur (2018a): Offshore Haftungsumlage: Warum gibt es diese Umlage und wie hoch ist sie für Stromkunden?. Abrufbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/PreiseUndRechnungen/OffshoreHaftungsumlage.html>.

Bundesnetzagentur (2018b): KWKG-Umlage: Wie hoch ist die Umlage zur Förderung der Kraft-Wärme Kopplung (KWK)?. Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/PreiseUndRechnungen/KWK_Umlage.html.

Bundesnetzagentur. (2018). Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030. Bonn: Bundesnetzagentur.

Bundesnetzagentur. (2018). Quartalsbericht zu Netz- und Systemssicherheitsmaßnahmen: Gesamtjahr und Viertes Quartal 2017.

Bundesnetzagentur Was ist die EEG-Umlage und wie funktioniert sie?. Abrufbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/Energielexikon/EEGUmlage.html>.

Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt (2013): Monitoringbericht 2012. Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2012/MonitoringBericht2012.pdf?__blob=publicationFile.

Bundesregierung (2016): Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Abrufbar unter: http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutz-plan_2050_bf.pdf.

Bundesregierung (2018): Kostenverteilung und Struktur der Stromnetzentgelte. Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Ingrid Nestle, Oliver Krischer, Dr. Julia Verlinden, weiterer Abgeordneter der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN. Abrufbar unter: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/027/1902757.pdf>.

CAR-Center der Universität Duisburg-Essen. (02. Januar 2017). Ecomento. Abgerufen am 08. August 2018 von <https://ecomento.de/2017/01/02/neuwagenpreise-elektroautos-guenstiger-als-durchschnitt-aller-pkw/>

co2Abgabe e.V. (2017): Welchen Preis haben und brauchen Treibhausgase? Für mehr Klimaschutz, weniger Bürokratie und sozial gerechtere Energiepreise. Abrufbar unter: https://co2abgabe.de/wp-content/uploads/2017/06/Diskussionspapier_CO2_Abgabe_Stand_2017_06_18.pdf.

Deutscher Bundestag (2013): Drucksache 17/12157. Abrufbar unter: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/17/121/1712157.pdf>.

DIW, FÖS, arepo consult, Universität Erlangen-Nürnberg (2013): Vorschlag für die zukünftige Ausgestaltung der Ausnahmen für die Industrie bei der EEG-Umlage. Abrufbar unter: http://www.foes.de/pdf/2013-11-FOES_DIW_Arepo_FAU_Vorschlag_Ausnahmen_EEG.pdf.

DIW (2015): Benzin und Diesel dominieren weiterhin im Straßenverkehr. DIW Wochenbericht Nr. 36/2015. Abrufbar unter: http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.513225.de/15-36-1.pdf.

DStGB (2017): Auslaufende Konzessionsverträge: Ein Leitfaden für die kommunale Praxis. Abrufbar unter: <https://www.dstgb.de/dstgb/Homepage/Publikationen/Dokumentationen/Nr.%20144%20-%20Auslaufende%20Konzessionsvertr%C3%A4ge/Doku%20144%20Auslaufende%20Konzessionsvertr%C3%A4ge.pdf>.

E-Bridge, IAEW, & OFFIS. (2014). Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie): Studie im Auftrag des BMWi.

Energy Brainpool. (2018). Metaanalyse der LCOE verschiedener Stromerzeugungstechnologien (Quelle nicht öffentlich zugänglich). Berlin.

Ecofys (2016): Alternative Finanzierung des EEG-Umlagekontos. Abrufbar unter: <https://www.ihk-muenchen.de/ihk/documents/Innovation/eforen/Alternative-Finanzierung-des-EEG-Umlagekontos.pdf>.

fE (2016): Verbundvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 - Teil 2: Technoökonomische Analyse Funktionaler Energiespeicher. Abrufbar unter: https://www.ffe.de/images/stories/The-men/414_MOS/20160728_MOS_Speichertechnologien.pdf.

FÖS (2012): Neue Finanzierungsmodelle für einen klimaneutralen Gebäudebestand - Strategien zur Modernisierung I. Berlin.

FÖS (2013): Reform der Begünstigung der Industrie bei der EEG-Umlage. Ansatzpunkte zur Begrenzung der EEG-Umlage - Aktualisierung für die Umlage 2014. Berlin.

FÖS (2014): Marktkräfte für Energieeffizienz nutzen - Der Beitrag marktbasierter Lösungen zur Steigerung der Energieeffizienz. Abrufbar unter: <http://www.foes.de/pdf/2014-10-FOES-Oekonomische-Instrumente-fuer-Energieeffizienz.pdf>.

FÖS (2015): Schaffung von Kaufanreizen für besonders emissionsarme Pkw. Ausgestaltung und Wirkung eines aus der Kfz-Steuer gegenfinanzierten Bonussystems. Abrufbar unter: <http://www.foes.de/pdf/2015-02-Kaufanreize-Emissions-arme-Fahrzeuge.pdf>.

FÖS (2016): Die Finanzierung Deutschlands über Steuern auf Arbeit, Kapital und Umweltverschmutzung. Abrufbar unter: <http://www.foes.de/pdf/2016-07-Hintergrundpapier-Steuerstruktur.pdf>.

FÖS (2017a): Weiterentwicklung von Energiesteuern zur Unterstützung von Klimaschutz und Energiewende. Unveröffentlichte Kurzstudie im Rahmen des Projektes „Weiterentwicklung der Energiewendeziele in Hinblick auf die Klimaschutzziele 2050“ im Auftrag des BMUB.

FÖS (2017b): Weiterentwicklung von Abgaben und Umlagen im Energiebereich: Systematisches Finanzierungskonzept und finanzielle Anreize für den Klimaschutz. Abrufbar unter: http://www.foes.de/pdf/2017-09_FOES_Thesen_Abgaben_Umlagen_im_Energiebereich.pdf.

FÖS (2017c): Hintergrundpapier: Entlastung der EEG-Umlage und Einstieg in eine Reform der Energiewendefinanzierung. Teilleistung im Rahmen des Projekts „Weiterentwicklung der Energiewendeziele im Hinblick auf die Klimaschutzziele 2050“. Abrufbar unter: n.V.

FÖS (2017d): Ausnahmeregelungen für die Industrie bei Energie- und Strompreisen. Überblick über die geltenden Regelungen und finanzielles Volumen 2005-2016. Kurzanalyse im Auftrag der Bundestagsfraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN. Abrufbar unter: <http://www.foes.de/pdf/2017-04-FOES-Kurzanalyse-Industrierausnahmen-2005-2016.pdf>.

FÖS (2017e): Energiesteuerreform für Klimaschutz und Energiewende: Konzept für eine sozial- und wettbewerbsverträgliche Reform der Energiesteuern und ein flächendeckendes Preissignal. Abrufbar unter: <http://www.foes.de/pdf/2017-11-Energiesteuerreform.pdf>.

FÖS, IZES (2017): Netzentgelte als Steuerungsinstrumente der Energiewende. Unveröffentlichte Kurzanalyse im Rahmen des Projektes „Weiterentwicklung der Energiewendeziele in Hinblick auf die Klimaschutzziele 2050“. Abrufbar unter: n.V.

FÖS, Klinski, S. (2018): Alternative Finanzierungsoptionen für erneuerbare Energien im Kontext des Klimaschutzes und ihrer zunehmenden Bedeutung über den Stromsektor hinaus. Endbericht. Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-07-17_climate-change_20-2018_alternative-finanzierungsoptionen-ee_0.pdf.

Fraunhofer ISI, Consentec, & IFEU. (2017). Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland: Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

Fraunhofer ISE (2018): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Abrufbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>.

Fraunhofer ISI, Stiftung Umweltenergierecht (2016): Hemmnisse im Bereich der Umlagen, Entgelte, Abgaben, Steuern. Status quo. Abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/plattform-strommarkt-hemmnisse-2.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

Fraunhofer IWES (2014): Fachgespräch: Power-to-Heat zur Integration von Erneuerbaren Energien. Abrufbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2013/power-to-heat/01_Praesentation_Power-to-Heat_zur_Integration_von_EE_Fachgesprach_23062014.pdf.

Fraunhofer IWES, Energy Brainpool (2015): Strommarkt-Flexibilisierung - Hemmnisse und Lösungskonzepte. Marktchancen für Flexibilitätsoptionen. Abrufbar unter: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Presse/Mitteilungen/HM2015_Fraunhofer_IWES_Strommarkt-Flexibilisierung.pdf.

Fricke, N. (2009): Gestattungsentgelte in der Fernwärmewirtschaft. Abrufbar unter: https://www.agfw.de/fileadmin/user_upload/Recht/Aufsatz_Fricke_Gestattungsentgelte_RdE10-2009_329ff.pdf.

Hamburg Institut Consulting GmbH. (2016). Erneuerbare Energien im Fernwärmenetz Hamburg. Hamburg.

Hamenstädt, U. (2008): Bestimmung der Preiselastizität für Strom. Abrufbar unter: https://www.uni-muenster.de/imperia/md/content/fuchs/publikationen/hamenstaedt_bestimmung_der_preiselastizitaet_fuer_strom.pdf.

Hinterberger, R., Hinrichsen, J., & Dedeyne, S. (2018). Einsatz von Power-To-Heat Anlagen zur Verwertung von EE-Überschussstrom - neuer Rechtsrahmen, ohne Wirkung.

IASS (2015): Der EEG-Fonds als ergänzendes Finanzierungsmodell für erneuerbare Energien. Abrufbar unter: http://www.iass-potsdam.de/sites/default/files/files/eeg-fonds_digital.pdf.

IKEM (2018): Power to Heat. Eine Chance für die Energiewende. Abrufbar unter: http://www.ikem.de/wp-content/uploads/2017/12/20171220_IKEM_Positionspapier_PtH_Windnode.pdf.

Internationales Geothermiezentrum. (2017). Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes: Bestandsaufnahmen und Trends. Bochum.

IÖW (2016): Möglichkeiten zur Umgestaltung der EEG-Umlagebasis. Abrufbar unter: http://www.bne-online.de/de/system/files/files/attachment/Kurzstudie-EEG-Umlage_%C3%96W_20161007.pdf.

IZES, ifeu, FÖS (n.V.): Umsetzungskonzepte für den Strom- und Wärmesektor. Teilbericht im Rahmen des Projektes „Weiterentwicklung der Energiewendeziele in Hinblick auf die Klimaschutzziele 2050“.

Kasten, P., Mottschall, M., Köppel, W., Degünther, C., Schmied, M., & Wüthrich, P. (Mai 2016). Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050.

https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/2016-11-10_endbericht_energieversorgung_des_verkehrs_2050_final.pdf

KBA, K. (Juni 2018). Fahrzeugzulassungen (FZ): Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen Jahr 2017.

https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2017/fz14_2017_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2

KfW Research (2015): Fokus Volkswirtschaft. Energieeffizienz in Industrie und Gewerbe: Wo liegen die größten Potenziale?. Abrufbar unter: <https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-Fokus-Volkswirtschaft/Fokus-Nr.-96-Juli-2015.pdf>.

Leipziger Institut für Energie (2018): Preisbericht für den Energiemarkt in Baden-Württemberg 2017. Abrufbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Energiepreisbericht_2017.pdf.

Löschel, A., Erdmann, G., Staiß, F., Ziesing, H.-J. (2016): Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015. Abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/V/fuenfter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft-stellungnahme.pdf?__blob=publicationFile&v=7.

MELUR SH (n.V.): Klimaschutz in der Marktwirtschaft - Für ein gerechtes und effizientes System der Abgaben und Umlagen im Energiebereich.

Nestle, U. (2017a): Reform der Ökostromrichtlinie: Bremse für die Europäische Energiewende?. Abrufbar unter: <http://library.fes.de/pdf-files/wiso/13700.pdf>.

Nestle, U. (2017b): Reformoptionen für die EEG-Umlage. Abrufbar unter: https://www.boell.de/sites/default/files/reformoptionen_fuer_die_eeg-umlage_-_boell_brief_grueneordnungspolitik_05.pdf.

Next Kraftwerke (2018): Regelernergie. Abrufbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/regelernergie>.

Öko-Institut (2015): Wirtschaftlichkeit von Elektromobilität in gewerblichen Anwendungen. Betrachtung von Gesamtnutzungskosten, ökonomischen Potenzialen und möglicher CO₂-Minderung. Abrufbar unter: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Gesamtbericht-Wirtschaftlichkeit-von-Elektromobilitaet.pdf>.

Öko-Institut e.V. et al. (2018). Folgenabschätzung zu den ökologischen, sozialen und wirtschaftlichen Folgewirkungen der Sektorziele für 2030 des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung - Ergebnisse Arbeitspaket 3. Berlin.

Prognos (2013): Endbericht: Endenergieeinsparziel gem. Art. 7 EED und Abschätzung der durch politische Maßnahmen erreichbaren Energieeinsparungen. Abrufbar unter: http://www.bfee-online.de/bfee/informationsangebote/publikationen/studien/kurzgutachten_energieeinsparziel_art_7_eed.pdf.

Quaschnig, V. (2009). Regenerative Energiesysteme. Hanser Verlag München.

r2b (2016): Strommarktdesign der Zukunft. Hg. von Umweltbundesamt in Climate Change 20/2015. Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_20_2015_strommarktdesign_der_zukunft_0.pdf.

RAP (2014): Netzentgelte in Deutschland.

RWI (2016): Zahlungsbereitschaft für grünen Strom: Zunehmende Kluft zwischen Wunsch und Wirklichkeit. Abrufbar unter: http://www.rwi-essen.de/media/content/pages/publikationen/rwi-materialien/rwi-materialien_105.pdf.

Sauer, M. (2015): Energiewirtschaftliche Kostenbelastung beim Einsatz von Batteriegroßspeichern. Abrufbar unter: https://www.ewerk.nomos.de/fileadmin/ewerk/doc/2015/Ewerk_2015_04_01.pdf.

Schlandt, J. (2017): Wer wenig verbraucht, zahlt mehr. Abrufbar unter: <https://www.tagesspiegel.de/wirtschaft/erstaunliche-entwicklung-der-strompreise-wer-wenig-verbraucht-zahlt-mehr/20669350.html>.

Schultz Projekt Consult (2017): Ökologische Steuerreform 2.0. Einführung einer CO2-Steuer. Abrufbar unter: http://www.schultz-projekt-consult.de/images/Okologische_Steuerreform_2.0_V._22.compressed.pdf.

Statista (2017): Höhe der KWK-Umlage in Deutschland nach Letzverbraucher in den Jahren 2005 bis 2017. Abrufbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/308033/umfrage/hoehe-der-kwk-umlage-in-deutschland/>.

Statista (2018a): Höhe des Netzentgeltes für Gas in Deutschland nach Verbrauchergruppen in den Jahren 2007 bis 2017. Abrufbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/154967/umfrage/netzentgelte-auf-dem-gasmarkt-nach-verbrauchergruppe-seit-2006/>.

Statista (2018b): Anteil der Verbrauchergruppen am Erdgasabsatz in Deutschland in den Jahren 2007 und 2017. Abrufbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/37985/umfrage/verbrauch-von-erdgas-in-deutschland-nach-abnehmergruppen-2009/>.

Statistisches Bundesamt (2018a): Energiesteuerstatistik 2017. Abrufbar unter: https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/FinanzenSteuern/Steuern/Verbrauchsteuer/Energiesteuer2140930177004.pdf?__blob=publication-file.

Statistisches Bundesamt (2018b): Einnahmen aus Konzessionsabgaben nach einzelnen Ländern. Sonderauswertung des Statistischen Bundesamtes. Abrufbar unter: n.V.

Tennet (2016): Stellungnahme der TenneT TSO GmbH zum Impulspapier Strom 2030 – „Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Abrufbar unter: https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Position_Papers/German/2016_10_28_StN_TTG_Impulspapier_Strom_2030.pdf.

UBA (2018): Stromverbrauch. Abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/stromverbrauch>.

Umweltbundesamt. (Dezember 2017). Entwicklung des durchschnittlichen Brutto-Wirkungsgrads fossiler Kraftwerke. Abgerufen am Juli 2018 von <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/konventionelle-kraftwerke-erneuerbare-energien#textpart-5>

ÜNB (2017): Prognose der EEG-Umlage 2018 nach EEG. Abrufbar unter: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202017/20171016_Ver%c3%b6ffentlichung_EEG-Umlage_2018.pdf.

Universität Stuttgart. (2014). Analyse des Potenzials von Industriewärmepumpen in Deutschland.

Universität Stuttgart. (2016). Datengrundlagen und Konzeption für den Online-Wärmekostenrechner für Wohn- und Nichtwohngebäude.

Verbraucherzentrale. (2016). Elektrische Wärmepumpe. Abgerufen am 20. August 2018 von <https://www.verbraucherzentrale.de/wissen/energie/heizen-und-warmwasser/elektrische-waermepumpe-5439>

Verbraucherzentrale (2017): Die neuen Stromzähler kommen. Abrufbar unter: <https://www.verbraucherzentrale.de/wissen/umwelt-haushalt/wohnen/die-neuen-stromzaehler-kommen-13275>.

Verbraucherzentrale Bundesverband (2018): GRUNDPREISANSTIEG AM NETZENTGELT STOPPEN - Private Verbraucher beim Netzentgelt für Strom entlasten. Abrufbar unter: https://www.vzbv.de/sites/default/files/downloads/2018/07/06/2018_06_29_positionspapier-vzbv_grundprei.

Verbraucherzentrale Rheinland-Pfalz. (2015). Wärmepumpen 2015: Eine Verbraucherinformation.