

#### Studie

# Finanzierung der Energiewende – Reform der Entgelte- und Umlagesystematik

im Auftrag des

Verbands kommunaler Unternehmen e. V. (VKU)

Köln, 5. Juni 2019

### Impressum:

 $r2b\,energy\,consulting\,GmbH$ 

Zollstockgürtel 61

50969 Köln

Tel.: +49 (0)221 - 78 95 98 60

### Inhaltsverzeichnis

1	Hintergrund der Studie und Ziele einer Reform	1
2	Analyse des Reformbedarfs der derzeitigen Systematik für Steuern, Umlagen, Abgabe Entgelte im Energiesektor	
	2.1 Überblick über die derzeitige Systematik von Entgelten, Umlagen, Steuern und Abgaben auf Energieträger	5
	2.2 Wirkungsweise und Herausforderungen der derzeitigen Systematik für Steuern, Umlagen, Abgaben und Entgelte	17
	2.3 Anforderungen an eine Reform	21
3	Analyse ausgewählter Vorschläge für die Reformierung der Steuer- und Umlagesyster im Energiesektor	
	3.1 Darstellung und erste qualitative Einschätzung diskutierter Reformvorschläge	23
	3.1.1 Detaillierte Beschreibung und qualitative Analyse	23
	3.2 Quantitative Analyse ausgewählter Reformoptionen	35
	3.2.1 Annahmen	35
	3.2.2 Quantitative Analyse	42
4	Darstellung und Analyse eines eigenen Vorschlags für die Reformierung der Steuer- u Umlagesystematik im Energiesektor	
	4.1 Einführung einer sektorenübergreifenden CO <sub>2</sub> -Bepreisung	53
	4.2 Bewertung des Vorschlags	56
	4.3 Alternative Ausgestaltungsvarianten des Reformvorschlags	70
	4.4 Erste rechtliche Einschätzung und offene Aspekte	74
	4.5 CO <sub>2</sub> -Bepreisung im Ausland	79
5	Anregungen zur Reformierung der Netzentgeltsystematik im Stromsektor	82
	5.1 Erhöhung der Verursachungsgerechtigkeit bei der Finanzierung der Netzinfrastrukturen	83
	5.1.1 Vorschläge zur Reform der Netzentgelte für SI P-Kunden	92

	5.1.2 Anpassung der Netzentgelte für RLM-Kunden	108
	5.2 Anreize zur Flexibilisierung	111
6	Fazit und Ausblick	117
7	Literaturverzeichnis	119
Αı	nhang A: Ergänzende Ergebnisse zu den diskutierten Reformoptionen	131

### Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Endkundenpreise Strom nach Preisbestandteilen und Verbrauchergruppen, für das Jahr 2018	
Abbildung 2-2:	Endkundenpreise Erdgas, Heizöl, Benzin und Diesel im Wärme- und Verkehrssektor im Jahr 2018 nach Preisbestandteilen	7
Abbildung 2-3:	$Implizite \ CO_2\text{-Belastung auf unterschiedliche Energieträger für} \\ Haushaltskunden in \ Deutschland in \ den \ Jahren \ 2017 \ und \ 2030$	18
Abbildung 3-1:	Bewertung der Reformoptionen in Bezug auf Finanzierungsaspekte	34
Abbildung 3-2:	Entwicklung der Anzahl Stunden mit negativen Großhandelspreisen am Day Ahead-Markt Strom und durchschnittliche Länge der negativen Strompreisperioden	
Abbildung 3-3:	Änderungen der Endverbraucherpreise im Wärmesektor durch die diskutierten Reformoptionen, für das Jahr 2017	45
Abbildung 3-4:	Änderungen der Endverbraucherpreise im Wärmesektor durch die diskutierten Reformoptionen, für das Jahr 2030	47
Abbildung 3-5:	Änderungen der Endverbraucherpreise im Verkehrssektor durch die diskutierten Reformoptionen, für das Jahr 2017	48
Abbildung 3-6:	Änderungen der Endverbraucherpreise im Verkehrssektor durch die diskutierten Reformoptionen, für das Jahr 2030	49
Abbildung 3-7:	Implizite CO <sub>2</sub> -Belastungen der Energieträger bei Umsetzung unterschiedlicher Reformoptionen, für das Jahr 2030	51
Abbildung 4-1:	Schematische Darstellung des Reformvorschlags	54
Abbildung 4-2:	Endverbraucherpreise ohne und mit Umsetzung des Reformvorschlags im Wärme- und Verkehrssektor, für das Jahr 2017	57
Abbildung 4-3:	Endverbraucherpreise ohne und mit Umsetzung des Reformvorschlags im Wärme- und Verkehrssektor, für das Jahr 2030	58
Abbildung 4-4:	Vergleichende Wirtschaftlichkeitsanalysen im Wärmesektor im Vergleich z Referenztechnologie Erdgas, für die Jahre 2018 und 2030	
Abbildung 4-5:	Vergleichende Wirtschaftlichkeitsanalysen im Verkehrssektor im Vergleich zum Referenzkraftstoff Benzin, für die Jahre 2018 und 2030	
Abbildung 4-6:	Energiekostenbe- & -entlastungen für beispielhafte Haushaltstypen, für das Jahr 2030	
Abbildung 4-7:	Schematische Darstellung eines Transformationspfades	69

Abbildung 4-8:	Im-/Explizite CO <sub>2</sub> -Belastung auf Energieträger für Haushaltskunden in Deutschland in der Situation ohne Reform und mit Umsetzung unterschiedlicher Reformvarianten für das Jahr 203071
Abbildung 4-9:	Änderungen der Endverbraucherpreise im Wärmesektor in der Situation ohne Reform und mit Umsetzung unterschiedlicher Reformvarianten für das Jahr 2030
Abbildung 4-10:	Änderungen der Endverbraucherpreise im Verkehrssektor in der Situation ohne Reform und mit Umsetzung unterschiedlicher Reformvarianten für das Jahr 2030
Abbildung 5-1:	schematische Zusammensetzung der Netzkosten eines Typischen Verteilnetzbetreibers in Deutschland83
Abbildung 5-2:	Grundpreise ausgewählter Verteilnetzbetreiber in Deutschland86
Abbildung 5-3:	Anteil des Grundpreises an den gesamten Netzentgelten im Jahr 2018 bei einem beispielhaften Strombezug von 3.500 kWh
Abbildung 5-4:	Beispielhafter Verlauf der Gleichzeitigkeitsfunktion bei RLM-Kunden90
Abbildung 5-5:	Beispielhafte Konfiguration gestaffelter Grundpreise nach Stromentnahme
Abbildung 5-6:	Beispielhafte Konfiguration nach Nutzergruppen gestaffelter Grundpreise
Abbildung 5-7:	Beispielhafte Konfiguration der Grundpreise104
Abbildung 5-8:	Beispielhafte Spannbreite der Gleichzeitigkeitsfunktion bei RLM-Kunden 109
Abbildung 5-9:	Entwicklung der Kosten für Redispatch- und Einsman-Maßnahmen 113
Abbildung A-1:	Änderungen der Endverbraucherpreise im Wärmesektor durch die diskutierten Reformoptionen, für das Jahr 2025
Abbildung A-2:	Änderungen der Endverbraucherpreise im Verkehrssektor durch die diskutierten Reformoptionen, für das Jahr 2025

### **Tabellenverzeichnis**

Tabelle 3-1:	Annahmen zu Energieverbrauch und $CO_2$ (quantitative Analyse)	40
Tabelle 3-2:	Annahmen zu Preisbestandteilen (quantitative Analyse)	41
Tabelle 4-1:	Auswirkungen auf die jährlichen verbrauchsgebundenen Kosten für Heiz und Trinkwassererwärmung beispielhafter Gebäudetypen und Heizungstechnologien im Jahr 2030 bei vollständiger Umsetzung des Reformvorschlags, im Vergleich zu den entsprechenden Kosten ohne Umsetzung des Reformvorschlags.	
Tabelle 4-2:	Auswirkungen auf die jährlichen verbrauchsgebundenen Kosten beispielhafter Fahrzeugtypen und Antriebstechnologien im Jahr 2030 be vollständiger Umsetzung des Reformvorschlags, im Vergleich zu den entsprechenden Kosten ohne Umsetzung des Reformvorschlags	
Tabelle 4-3:	Definition beispielhafter Haushaltstypen	66
Tabelle 5-1:	Annahmen zu unterschiedlichen Typen von Stromverbrauchern und Netzentgelten für das Jahr 2018	88
Tabelle 5-2:	Anteile des Grundpreises an den gesamten Netzentgelten für unterschiedliche Verbrauchertypen und Netze für das Jahr 2018	89
Tabelle 5-3:	Annahmen der Verteilung einzelner Nutzergruppen in einem hypothetist Verteilnetz	
Tabelle 5-4:	Auswirkungen einer Erhöhung des Grundpreises auf die gesamten Netzentgelte im Jahr 2018	95
Tabelle 5-5:	Auswirkungen eines beispielhaften nach Stromentnahme gestaffelten Grundpreises auf die Grundpreise und die gesamten Netzentgelte für eir typischen Verteilnetzbetreiber im Jahr 2018	
Tabelle 5-6:	Auswirkungen des Reformvorschlags auf die Grundpreise und die gesam Netzentgelte für einen typischen Verteilnetzbetreiber im Jahr 2018	
Tabelle 5-7:	Leistungs- und Arbeitspreise eines typsichen Netzbetreibers im Jahr 202	
Tabelle A-1:	Endverbraucherpreise ohne und mit Umsetzung des Reformvorschlags in Wärme- und Verkehrssektor, für das Jahr 2017	
Tabelle A-2:	Endverbraucherpreise ohne und mit Umsetzung des Reformvorschlags in Wärme- und Verkehrssektor, für das Jahr 2030.	m 133

### Abkürzungsverzeichnis

a Jahr

Abs. Absatz

BAFA Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft

BMF Bundesministerium der Finanzen

BMU Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicher-

heit

BMVI Bundesministerium für Verkehr und Infrastruktur

BMWi Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

BNetzA Bundesnetzagentur

BW Brennwert

c. p. ceteris paribus

DSM Demand Side Management

EBV Erdölbevorratungsverband

EE Erneuerbare Energien

EEG Erneuerbare-Energien-Gesetz

EFH Einfamilienhaus

EnergieStG Energiesteuergesetz

EU Europäische Union

EU ETS Europäisches Emissionshandelssystem

EV Eigenverbrauch

EVU Energieversorgungsunternehmen

GW Gigawatt

GWh Gigawattstunde

h Stunden

HH Haushalt

kW Kilowatt

kWh Kilowattstunde

KWK Kraft-Wärme-Kopplung

KWKG Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

LFS Langfristszenarien

LWP Luftwärmepumpe

NEMoG Netzentgeltmodernisierungsgesetz

Mio. Millionen

MW Megawatt

MWh Megawattstunde

MWV Mineralölwirtschaftsverband e. V.

ÖPNV Öffentlicher Personennahverkehr

p. a. per annum (jährlich)

PV Photovoltaik

RLM Registrierende Leistungsmessung

SLP Standardlastprofil

StaBuA Statistisches Bundesamt

StromStG Stromsteuergesetz

THG Treibhausgas

TWh Terawattstunde

TWE Trinkwassererwärmung

VNB Verteilnetzbetreiber

WP Wärmepumpe

#### 1 Hintergrund der Studie und Ziele einer Reform

Sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene wurden in den vergangenen Jahren ambitionierte Klimaschutzziele festgelegt. So sollen beispielsweise die EUweiten Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 40 % gegenüber 1990 gesenkt werden. Neben dem europäischen Emissionshandelssystem (EU ETS), welches als zentrales Steuerungsinstrument der Klimaschutzziele für große Emittenten in den Sektoren Industrie und Energie dient, wird das Einhalten der übergreifenden europäischen Klimaschutzziele außerhalb des ETS (Non-ETS-Bereich) im Rahmen der Lastenteilungsentscheidung (Effort-Sharing-Decision) organisiert. Diese legt insbesondere für die Sektoren Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft, kleinere Industrieanlagen und Abfall jährlich verbindliche Emissionsminderungsziele für die einzelnen EU-Mitgliedsstaaten fest. Im Rahmen dessen muss Deutschland bis 2020 in den entsprechenden Sektoren eine THG-Reduktion von 14 % gegenüber 2005 erreichen. Ende Dezember 2017 wurde zudem eine vorläufige Einigung über die Lastenteilungsverordnung für den Zeitraum 2021 bis 2030 erzielt. Der vorgeschlagene Wert für Deutschland beträgt 38 % Emissionsminderung bis zum Jahr 2030 gegenüber 2005.<sup>2</sup> Im Rahmen des am 22. Mai 2019 verabschiedeten "Clean Energy for all Europeans"-Pakets werden außerdem neue Regeln für den Strommarkt definiert, die u. a. die Integration erneuerbarer Energien in das Netz erleichtern, mehr Verbindungen und den grenzüberschreitenden Handel fördern und sicherstellen, dass der Markt zuverlässige Signale für künftige Investitionen liefert.

Auch Deutschland hat sich zu ambitionierten Klimaschutzzielen bekannt. Bis 2020 sollen die  $CO_2$ -Emissionen gegenüber 1990 um 40 % und bis 2050 sogar um 80 bis 95 % sinken. Im Rahmen des im November 2016 vom Bundeskabinett verabschiedeten Klimaschutzplans 2050 wurden diese Ziele auf die unterschiedlichen

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Vgl. Europäischer Rat und Rat der Europäischen Union (2017).

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Vgl. BMU (2018).

Sektoren aufgeteilt.<sup>3</sup> So sollen die Emissionen im Energiebereich bis 2030 um 61 bis 62 % vermindert werden, im Gebäudesektor um 66 bis 67 % und im Verkehrssektor um 40 bis 42 %. Diese Ziele können jedoch nur erreicht werden, wenn zum einen der Energieverbrauch in Summe reduziert wird. Zum anderen ist ein Wechsel von emissionsintensiven zu emissionsarmen bzw. -freien Energieträgern erforderlich. Während der Stromsektor durch den stetigen Ausbau der erneuerbaren Energien bereits zunehmend emissionsärmer wird, basieren die Technologien des Wärme- und Verkehrssektors noch immer wesentlich auf fossilen und damit weitestgehend emissionsintensiveren Energieträgern. Eine verstärkte Substitution der fossilen Brennstoffe durch Strom in den Sektoren Wärme und Verkehr erscheint für das Erreichen der Klimaschutz- und Sektorenziele jedoch unausweichlich, da die direkte Nutzung von erneuerbaren Energien in diesen Sektoren, etwa in Form von Biokraftstoffen, Biogas, Solarthermie oder Geothermie aufgrund begrenzter Potentiale nur eingeschränkt möglich ist. Demgegenüber sind die Potenziale auf Basis erneuerbarer Energien im Strombereich weitaus höher. Zur Erreichung der Sektorenziele werden zukünftig also weitere Verbraucher in das Stromsystem integriert werden müssen. Dabei werden Elektrofahrzeuge im Verkehrssektor, Power-to-Heat-Anlagen sowie Wärmepumpen im Wärmesektor und gegebenenfalls langfristig Power-to-Gas-Anlagen als übergreifende Technologieoption für Sektorenkopplung eine wichtige Rolle spielen.

Die mit der Energiewende verbundene erforderliche Transformation des Energiesystems ist mit erheblichen Herausforderungen verbunden. Während der Energiesektor in der Vergangenheit weitestgehend von steuerbaren zentralen Erzeugungskapazitäten mit einer vergleichsweise inflexiblen Nachfrage dominiert war, ändert sich dieses Bild zunehmend in Richtung dezentraler Anlagen mit dargebotsabhängigen Erzeugungsmöglichkeiten sowie zunehmender Eigenversorgung. Eine zweite Herausforderung stellt die Wetterabhängigkeit des überwiegenden Teils dieser dezentralen Anlagen dar.

Im während der Gutachtenerstellung ausgehandelten Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD für die 19. Legislaturperiode versichern die Parteien, das nationale Emissionsminderungsziel für 2030 sowie die Sektorenziele erreichen zu wollen (vgl. CDU, CSU und SPD, 2018).

Das Erreichen der Emissionsminderungsziele und die Bewältigung der damit verbundenen Herausforderungen können bei der Vielzahl an Anlagen und Marktakteuren nur gelingen, wenn effektive Anreize geschaffen werden, um in Sektorenkopplungstechnologien zu investieren und vorhandene Flexibilitätsoptionen zu nutzen bzw. neue Flexibilitätsoptionen zu erschließen.

Diese Anreize sind im derzeitigen System jedoch nur unzureichend vorhanden bzw. auf Situationen in der Vergangenheit ausgelegt. So haben Verbraucher derzeit beispielsweise kaum Anreize, ihre Nachfrage in Zeiten von Stromüberschüssen und sehr niedrigen oder gar negativen Börsenstrompreisen zu erhöhen, weil die dazu erforderlichen Preissignale nur eingeschränkt bzw. verzerrt bei ihnen ankommen. Die Strompreise sind für den überwiegenden Teil der Verbraucher wesentlich geprägt durch regulierte Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen. Konsequenz dieser fehlenden Preissignale ist eine volkswirtschaftlich ineffiziente Steuerung des Marktes. Neben den mangelnden Preissignalen bei geringen oder hohen Börsenstrompreisen bestehen weitere Verzerrungen an den Sektorengrenzen. So wird Strom deutlich stärker mit Steuern, Entgelten, Abgaben und Umlagen belastet als die anderen Energieträger in den Sektoren Verkehr und Wärme. Hierdurch wird die erforderliche Substitution von fossilen Brennstoffen durch Strom gehemmt.

Ein wesentlicher Aspekt für das Gelingen der Energiewende ist, dass sich deren Akteure auf Basis von Preissignalen möglichst flexibel den jeweiligen Anforderungen und Gegebenheiten anpassen können. Diese Preissignale dürfen daher möglichst nicht verzerrt oder eingeschränkt werden, um volkswirtschaftliche Ineffizienzen zu vermeiden. Zudem muss die Energiewende auch als solche begriffen werden: Sie darf nicht nur Veränderungen im Stromsektor beinhalten, sondern muss das ihr zugrundeliegende Ziel einer Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in allen Sektoren der Volkswirtschaft umsetzen.

Vor diesem Hintergrund hat der Verband der kommunalen Unternehmen e. V. (VKU) uns, die r2b energy consulting GmbH, beauftragt, eine Studie zur "Finanzierung der Energiewende – Reform der Entgelte- und Umlagesystematik" zu erstellen. Ziel der Studie ist es, bestehende Hemmnisse der derzeitigen Systematik für Entgelte, Umlagen, Steuern und Abgaben im Energiesektor hinsichtlich einer erfolgreichen Umsetzung der Energiewende zu identifizieren sowie Vorschläge und

Diskussionsanregungen für eine Reform der Finanzierung der Energiewende zu erarbeiten.

Der vorliegende Bericht stellt die Ergebnisse der durchgeführten Analysen sowie den im engen Austausch mit dem VKU erarbeiteten Reformvorschlag dar. Kapitel 2 gibt dabei zunächst einen Überblick über die derzeitige Systematik der Steuern, Umlagen, Abgaben und Entgelte im Energiesektor, erläutert Defizite der bestehenden Systematik und definiert Anforderungen, die ein Reformvorschlag nach Ansicht der Projektbeteiligten erfüllen sollte. Kapitel 3 erläutert ausgewählte politisch und öffentlich diskutierte Reformvorschläge für eine Weiterentwicklung der heutigen Steuer- und Umlagesystematik im Energiesektor und bewertet die Vorschläge anhand der definierten Anforderungen an einen Reformvorschlag. Insbesondere werden hier konkrete Ausgestaltungsvarianten einer gemeinsamen Energiewendeumlage sowie einer CO<sub>2</sub>-Steuer auch hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Endkundenpreise quantifiziert. Kapitel 4 stellt einen auf Basis der im vorangegangenen Kapitel gewonnenen Erkenntnisse entwickelten eigenen Reformvorschlag der Steuer- und Umlagesystematik vor und bewertet diesen. Kapitel 5 widmet sich anschließend der Diskussion vielfach vorgebrachter Vorschläge zur Reformierung der bestehenden Netzentgeltsystematik im Stromsektor. Dabei liegt der Fokus auf der Analyse der Verursachungsgerechtigkeit bei der Finanzierung der Netzinfrastrukturen. Hierzu werden Anregungen für eine Diskussion zur zukünftigen Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik erarbeitet. Des Weiteren werden derzeit bestehende Hemmnisse bei der Nutzung von vorhandenen Flexibilisierungspotentialen im Stromsektor sowie zukünftige Herausforderungen bei der Bereitstellung von Flexibilität diskutiert. Kapitel 6 fasst die Hauptaussagen der Studie zusammen und gibt einen Ausblick.

# 2 Analyse des Reformbedarfs der derzeitigen Systematik für Steuern, Umlagen, Abgaben und Entgelte im Energiesektor

Im folgenden Kapitel wird zunächst die aktuell bestehende Systematik der Entgelte, Umlagen, Steuern und Abgaben analysiert, die auf die Endverbraucherpreise der in dieser Studie betrachteten Energieträger (Strom, Erdgas und Heizöl zur Nutzung im Wärmesektor, Benzin und Diesel zur Nutzung im Verkehrssektor) erhoben werden. Dazu werden in Kapitel 2.1 zunächst die einzelnen Preisbestandteile der unterschiedlichen Energieträger, deren originäre Zwecke und historische Entwicklungen sowie Unterschiede in den Belastungen für einzelne Verbrauchergruppen (Haushalte, Gewerbeunternehmen, privilegierte und nicht-privilegierte Industrieunternehmen) dargestellt. In Kapitel 2.2 werden anschließend die Auswirkungen des derzeitigen Systems und dabei insbesondere bestehende Fehlanreize und Verzerrungen im Hinblick auf die Flexibilisierung des Stromsystems, kosteneffiziente Erreichung der Klimaschutzziele und verursachungsgerechte Finanzierung der Kosten der Energiewende erläutert. Kapitel 2.3 geht schließlich genauer auf die Anforderungen ein, die eine Reform der derzeitigen Systematik erfüllen sollte. Anhand dieser Anforderungen werden die im weiteren Verlauf der Studie betrachteten Reformvorschläge qualitativ und quantitativ bewertet.

# 2.1 Überblick über die derzeitige Systematik von Entgelten, Umlagen, Steuern und Abgaben auf Energieträger

Abbildung 2-1 zeigt die deutschlandweit durchschnittlichen Endkundenpreise für Strom für das Jahr 2018, unterteilt nach den einzelnen Preisbestandteilen in €-Cent pro kWh. Zudem werden die Endkundenpreise für unterschiedliche Verbrauchergruppen dargestellt (Privathaushalt, Gewerbe, sowie für jeweils einen Industriebetrieb ohne und mit möglichen Vergünstigungen bei Netzentgelten, Konzessionsabgabe sowie bei den Umlagen nach EEG, KWKG, § 19 StromNEV und Offshore-Haftungsumlage und der Stromsteuer).

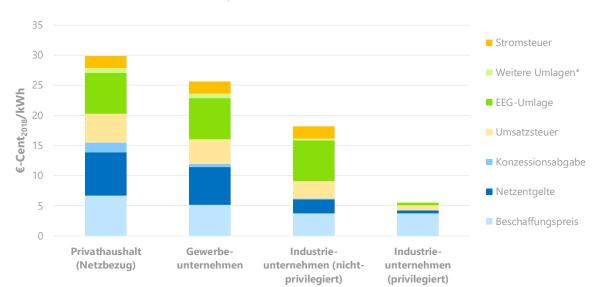


ABBILDUNG 2-1: ENDKUNDENPREISE STROM NACH PREISBESTANDTEILEN UND VERBRAU-CHERGRUPPEN, FÜR DAS JAHR 2018

Aus der Abbildung geht deutlich hervor, dass sowohl bei Privathaushalten als auch bei Gewerbetreibenden und Industrieunternehmen, die nicht unter die Privilegierungstatbestände fallen, die vom Staat vorgegebenen und regulierten Preisbestandteile für Steuern, Umlagen, Abgaben und Entgelte die gezahlten Endverbraucherpreise dominieren. Diese staatlich veranlassten und regulierten Preisbestandteile belaufen sich bei den genannten Verbrauchergruppen auf etwa 80 % des Strompreises. Durch die Nutzung diverser Privilegierungsmöglichkeiten können energieintensive Industrieunternehmen ihre Endkundenpreise dagegen deutlich reduzieren. Sie konnten 2018 den Anteil staatlich veranlasster und regulierter Preisbestandteile auf bis zu 34 % des Endverbraucherpreises senken.

Für die klassischen konventionellen Heizstoffe Erdgas und Heizöl setzen sich die Endverbraucherpreise derzeit aus weniger Einzelkomponenten zusammen: Neben den Kosten für die Beschaffung sind lediglich Netzentgelte und Konzessionsabgaben für Erdgas sowie Energie- und Umsatzsteuern für beide Energieträger Bestandteil der Endkundenpreise. Auch die Endverbraucherpreise für Benzin und Diesel im Verkehrssektor setzen sich lediglich aus den Kosten für die Beschaffung (inkl. Beiträgen zum Erdölbevorratungsverband (EBV)) und den Energie- und Umsatzsteuern zusammen. Obwohl die Anzahl der Preisbestandteile hier deutlich

<sup>\*</sup> KWKG-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, Umlage nach § 19 StromNEV und AbLAV-Umlage. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BNetzA (2018a).

geringer ausfällt als im Stromsektor, werden auch die Endverbraucherpreise für Kraftstoffe mit knapp 61 % bzw. 52 % beim Benzin- bzw. Dieselpreis deutlich von staatlich auferlegten Preisbestandteilen dominiert. Eine Darstellung der Preisbestandteile für Erdgas und Heizöl im Wärmesektor sowie für Benzin und Diesel im Verkehrssektor für das Jahr 2018 kann Abbildung 2-2 entnommen werden.

Wärmesektor Verkehrssektor 18 Energiesteuer 16 14 E-Cent<sub>2018</sub>/kWh Umsatzsteuer 10 Konzessionsabgabe ■ Netzentgelte 6 4 Beschaffungspreis 2 **Erdgas** Heizöl Benzin Diesel

ABBILDUNG 2-2: ENDKUNDENPREISE ERDGAS, HEIZÖL, BENZIN UND DIESEL IM WÄRME-UND VERKEHRSSEKTOR IM JAHR 2018 NACH PREISBESTANDTEILEN

 $\label{eq:Quelle:Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA (2018a) und MWV (2019).}$ 

Die Abbildung veranschaulicht die derzeit deutlich geringere Besteuerung von leichtem Heizöl, welches zur Wärmeerzeugung verwendet wird, gegenüber Diesel, welcher als Treibstoff im Verkehrssektor verwendet wird, obwohl sich beide Energieträger chemisch sehr ähnlich sind. Gleiches gilt für zur Wärmeerzeugung verwendetes Erdgas gegenüber dessen Verwendung als Treibstoff (trotz dessen bis Ende des Jahres 2026 befristeter Steuerbegünstigung im Verkehrssektor). Die höheren Energiesteuersätze im Verkehrssektor werden dabei u. a. mit der Bereitstellung öffentlicher Infrastruktur begründet sowie zur Begrenzung externer Effekte eingesetzt.<sup>4</sup>

Im Folgenden werden die originären Zwecke und historischen Entwicklungen der einzelnen Preiskomponenten sowie mögliche Privilegierungen einzelner Verbrauchergruppen näher erläutert.

<sup>&</sup>lt;sup>4</sup> Vgl. Bardt und Fuest (2010).

#### Beschaffungskosten

Die Beschaffungskosten beinhalten die Kosten des Energieversorgers bzw. -lieferanten für die Beschaffung und den Vertrieb des Energieträgers, sonstige Kosten des Versorgers bzw. Lieferanten und dessen Marge. Dieser Preisbestandteil wird maßgeblich von den Preisen an den Großhandelsmärkten determiniert. Im Fall des Strompreises ist dementsprechend auch der auf die Stromerzeugung erhobene Preis für CO₂-Emissionen innerhalb des europäischen ETS enthalten. Im Fall der Endkundenpreise für Heizöl im Wärmesektor sowie Benzin und Diesel im Verkehrssektor sind die Beitragssätze zum Erdölbevorratungsverband enthalten. Die Beiträge dienen der Schaffung eines 90-tägigen Vorrates an Mineralölimporten zur Sicherung der Verfügbarkeit im Krisenfall.<sup>5</sup> Die zu zahlenden Beiträge belaufen sich derzeit auf ca. 0,3 €-Cent/l Kraft- bzw. Heizstoff.<sup>6</sup>

#### Netzentgelte

Bei den Netzentgelten Strom basiert die gegenwärtige Ausgestaltung der Entgeltsystematik zu weiten Teilen auf Vorgaben aus der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV). In dieser ist unter anderem festgelegt, dass die "Zuteilung der Kosten einer Netz- oder Umspannebene auf die aus dieser Netz- oder Umspannebene entnehmenden Netznutzer möglichst verursachungsgerecht zu erfolgen [hat]"7.

Der Hauptkostentreiber für die Netzinfrastruktur ist die zugrundeliegende Leitungskapazität. Diese Kapazität wiederum bemisst sich an der Jahreshöchstlast in der entsprechenden Netzebene. Je höher also der Beitrag eines Letztverbrauchers zur Jahreshöchstlast ist, umso höher sind die durch ihn verursachten Kosten. Somit muss im Rahmen einer verursachungsgerechten Kostenzuteilung möglichst genau ermittelt werden, wie stark ein einzelner Verbraucher zur Jahreshöchstlast in seiner Netzebene beiträgt. In welchem Umfang er dies tut, hängt von zwei Faktoren ab: Zum einen von seiner spezifischen Jahreshöchstlast und zum anderen davon, in welchem Ausmaß diese (bzw. welcher Anteil von ihr) zur Jahreshöchstlast der Netzebene beiträgt. wird durch Letzteres eine sogenannte

<sup>&</sup>lt;sup>5</sup> Vgl. EBV (2008).

<sup>&</sup>lt;sup>6</sup> Vgl. EBV (2018).

<sup>7</sup> Vgl. § 16 StromNEV.

Gleichzeitigkeitsfunktion gemessen. Der Wert der Gleichzeitigkeitsfunktion gibt an, mit welchem durchschnittlichen Anteil die Jahreshöchstlast einer bestimmten Letztverbrauchergruppe zur gesamten Jahreshöchstlast der Netzebene beiträgt. Die Gleichzeitigkeitsfunktion nimmt als Funktion der Jahresbenutzungsdauer Werte zwischen Null und 100 % an.

Die Netzkosten eines Letztverbrauchers werden über einen Leistungspreis (in €/kW) und über einen Arbeitspreis (in €/kWh) beglichen. Je höher der Wert der Gleichzeitigkeitsfunktion, umso höher ist c. p. der Anteil des Leistungspreises an den Gesamtkosten. Für nicht-leistungsgemessene Kunden (SLP-Kunden) ist der Wert der Gleichzeitigkeitsfunktion jedoch sehr niedrig bzw. nahe Null. Darüber hinaus wird deren Jahreshöchstlast derzeit nicht gemessen. Daher werden die Netzkosten von SLP-Kunden in der Regel hauptsächlich über den Arbeitspreis beglichen. Allerdings können Netzbetreiber darüber hinaus einen monatlichen Grundpreis in Euro pro Monat festlegen, wobei beide "in einem angemessenen Verhältnis zueinander zu stehen" haben.

Zusätzlich zu Leistungs- bzw. Grundpreisen und Arbeitspreisen, werden im weiteren Verlauf dieser Studie auch erhobene Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb bei den Netzentgelten berücksichtigt.

Für 2018 ermittelt die Bundesnetzagentur ein durchschnittliches Netzentgelt (inkl. Kosten für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb) für einen Haushaltskunden mit Abnahmeband zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh in Höhe von 7.2 ct/kWh.<sup>9</sup>

Analog zu den Netzentgelten Strom decken auch die Gasnetzbetreiber mit Hilfe des Netzentgeltes die Kosten für Errichtung und den Betrieb der Netzinfrastruktur. Auch hier werden in dieser Komponente die Kosten für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb berücksichtigt. Für 2018 ermittelt die Bundesnetzagentur ein durchschnittliches Netzentgelt (inkl. Kosten für Abrechnung, Messung und

<sup>&</sup>lt;sup>8</sup> Vgl. § 17 Abs. 6 StromNEV.

<sup>&</sup>lt;sup>9</sup> Vgl. BNetzA (2018a).

Messstellenbetrieb) für einen Haushaltskunden mit Abnahmeband zwischen 5.556 kWh und 55.556 kWh i. H. v. 1,5 ct/kWh.<sup>10</sup>

#### Konzessionsabgabe

Nach Definition des § 1 Abs. 2 Konzessionsabgabenverordnung (KAV) sind Konzessionsabgaben "Entgelte für die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Strom und Gas dienen". Die Höhe der für Haushaltskunden geltenden Konzessionsabgabe richtet sich in der Regel nach gesetzlichen Vorgaben und bestimmt sich unter anderem nach der Einwohnerzahl der Kommune, sofern es sich nicht um Strom handelt, der in einem Schwachlasttarif geliefert wird (für den ein geringerer Satz gilt). Im Jahr 2018 zahlte ein Haushaltskunde mit einer jährlichen Stromabnahme zwischen 2.500 und 5.000 kWh im Durchschnitt eine Konzessionsabgabe in Höhe von 1,6 €-Cent/kWh.¹¹ Für Sondervertragskunden mit höheren Abnahmemengen gelten Ausnahmeregelungen.

Analog zur Konzessionsabgabe im Stromsektor werden von den Kommunen auch Konzessionsabgaben für Erdgas erhoben. Die Höhe der Konzessionsabgaben staffelt sich auch hier nach der Einwohnerzahl der Gemeinde. Für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden wurde für das Jahr 2018 eine Konzessionsabgabe Gas i. H. v. durchschnittlich 0,08 €-Cent/kWh, 0,04 €-Cent/kWh und 0,0 €-Cent/kWh ermittelt.<sup>12</sup>

#### **EEG-Umlage**

Die EEG-Umlage wird zur Refinanzierung der staatlich gewährten Förderung für Erneuerbare-Energien-Anlagen erhoben und ist momentan die Umlage mit dem mit Abstand höchsten jährlichen Umlagebetrag. 2018 wurden über die EEG-Umlage knapp 24,6 Mrd. EUR von den Stromverbrauchern zur Finanzierung der EE-

<sup>&</sup>lt;sup>10</sup> Ebd.

<sup>&</sup>lt;sup>11</sup> Vgl. BNetzA (2018a).

<sup>&</sup>lt;sup>12</sup> Ebd.

Förderkosten gezahlt.<sup>13</sup> Insbesondere mit der Begründung der Erhaltung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit werden Letztverbraucher mit einer hohen Stromkostenintensität teilweise von der Zahlung der EEG-Umlage befreit.<sup>14</sup> Darüber hinaus werden jährlich mehr als 60 TWh an selbst erzeugtem und eigenverbrauchtem Strom teilweise von der Zahlung der EEG-Umlage befreit. Hiervon werden über 95 % in Kraftwerken produziert, die von Industriebetrieben zur Eigenversorgung genutzt werden.<sup>15</sup>

In der Vergangenheit sind die EEG-Differenzkosten, also die Differenz zwischen den von den Übertragungsnetzbetreibern gezahlten EEG-Vergütungen und den aus dem Verkauf des EEG Stroms erzielten Einnahmen, durch diese Ausnahmeregelungen, aber auch u. a. durch hohe Vergütungen für PV- und Biomasseanlagen sowie sinkende Großhandelspreise, innerhalb weniger Jahre stark angewachsen. Der zwischen 2010 und 2014 beobachtete starke Anstieg der EEG-Differenzkosten konnte jedoch insbesondere durch eine Angleichung der Fördersätze an die gesunkenen Investitionskosten für PV-Anlagen und den Abbau des Boni-Systems für Biomasseanlagen sowie zuletzt durch die Umstellung auf eine wettbewerbliche Ermittlung der Fördersätze für Windenergie-, PV- und Biomasseanlagen über Ausschreibungen gebremst werden.

#### **KWKG-Umlage**

Mit der KWKG-Umlage wird die staatlich gewährte Förderung von Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung sowie für Wärme- und Kältenetze und -speicher finanziert. Im Gegensatz zur EEG-Umlage wird das Gesamtvolumen der Förderung im § 29 Abs. 1 KWKG auf 1,5 Mrd. EUR gedeckelt. Der Umlagebetrag belief sich in den vergangenen Jahren jedoch auf Beträge deutlich unter dieser Obergrenze. Seit Inkrafttreten des novellierten KWK-Gesetzes am 01.01.2017 werden

<sup>&</sup>lt;sup>13</sup> Vgl. ÜNB (2019a).

<sup>&</sup>lt;sup>14</sup> Vgl. BMWi (2017b).

<sup>&</sup>lt;sup>15</sup> Leipziger Institut für Energie (2017).

stromkostenintensive Unternehmen von der Zahlung der KWKG-Umlage entsprechend den Bestimmungen der Besonderen Ausgleichsregelung des EEG teilweise befreit.

Entsprechend einer im August 2018 erfolgten Genehmigung der EU-Kommission sowie deren Umsetzung im Energiesammelgesetz <sup>16</sup> wird Eigenverbrauch aus KWK-Neuanlagen, die mit gasförmigen Brennstoffen betrieben werden, zukünftig wie folgt mit der EEG-Umlage belastet:

- KWK-Neuanlagen mit einer Größe unter 1 MW sowie über 10 MW zahlen nur 40 Prozent der EEG-Umlage auf Eigenverbrauch.
- Alle KWK-Neuanlagen von stromkostenintensiven Unternehmen (Liste 1 Anhang 4 EEG<sub>2017</sub>) zahlen nur 40 % der EEG-Umlage.
- Für die übrigen KWK-Neuanlagen (größer 1 MW und kleiner 10 MW) bleibt es bei 40 Prozent EEG-Umlage, sofern die Anlagen weniger als 3.500 Vollbenutzungsstunden im Jahr laufen. Bei Überschreitung der 3.500 Vollbenutzungsstunden entfällt auch die Befreiung von der EEG-Umlage für die ersten 3.500 Vollbenutzungsstunden.

#### Offshore-Haftungsumlage/Offshore-Netzumlage (ab 2019)

Die Offshore-Haftungsumlage wird erhoben, um Entschädigungszahlungen an die Betreiber von Offshore-Windparks für den verspäteten Anschluss an das Übertragungsnetz an Land oder für lang andauernde Netzunterbrechungen zu refinanzieren. Nachdem in den ersten beiden Jahren ihrer Anwendung wegen hoher erwarteter Entschädigungszahlungen noch die zunächst gesetzlich möglichen Maximalbeträge der Umlage ausgereizt wurden, ergaben sich ab dem Jahr 2015 aufgrund des weiten Baufortschritts vieler Offshore-Anbindungen deutlich geringere Kosten. Zusammen mit der Verrechnung von deutlichen Überschusseinnahmen aus dem Jahr 2013 konnte die Umlage im Jahr 2015 für die Letztverbrauchergruppe A (beispielsweise Privathaushalte) erstmals sogar auf unter 0 €-Cent/kWh gesenkt

r2b energy consulting GmbH

<sup>&</sup>lt;sup>16</sup> Vgl. Bundesgesetzblatt (2018).

werden. In den Jahren 2015 bis 2018 schwankte die Offshore-Haftungsumlage um 0 €-Cent/kWh.<sup>17</sup> Auch bei der Zahlung der Offshore-Haftungsumlage werden ähnlich der Systematik bei EEG- bzw. KWKG-Umlage Privilegierungen gewährt.

Seit Beginn des Jahres 2019 sind in der neuen "Offshore-Netzumlage" zusätzlich zu den Kosten für Entschädigungszahlungen an Betreiber von Offshore-Windparks auch die Kosten für die Errichtung und den Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen enthalten. Letztere wurden bis dato über die Netzentgelte finanziert. Mit 0,416 ct/kWh ist die Umlage im Jahr 2019 dementsprechend deutlich angestiegen.<sup>18</sup>

#### Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV

Die Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV dient der Refinanzierung verringerter Netzentgelte, die für Verbraucher gewährt werden, welche durch ein netzdienliches Verbrauchsverhalten die Gesamtnetzkosten senken. § 19 Abs. 2 StromNEV unterscheidet dabei zwischen atypischer Netznutzung (Satz 1), bei der "(...) der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht". In diesem Fall muss der Netzbetreiber dem Letztverbraucher ein individuelles Netzentgelt anbieten, das jedoch nicht weniger als 20 % des veröffentlichten Netzentgeltes betragen darf. Satz 2 definiert eine ähnliche Privilegierung für Abnahmestellen mit einer jährlichen Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden und einem Strombezug von mindestens 10 GWh pro Jahr. Die maximale Privilegierung ist in Abhängigkeit der Höhe der jährlichen Benutzungsstundenzahl gestaffelt. Insgesamt belief sich die Summe der auf diese Weise wälzbaren Kosten für das Jahr 2018 geschätzt auf knapp 1,2 Mrd. EUR; die Umlage lag für nicht-privilegierte Letztverbraucher bei 0,37 €-Cent/kWh. 19 Für Abnahmestellen mit selbstverbrauchten Strombezügen über 1 GWh und stromkostenintensive Unternehmen des verarbeitenden Gewerbes gibt es wiederum Deckelungen der Umlagekosten.

<sup>&</sup>lt;sup>17</sup> Vgl. BMWi (2015), ÜNB (2018).

<sup>&</sup>lt;sup>18</sup> Vgl. ÜNB (2019c).

<sup>&</sup>lt;sup>19</sup> Vgl. ÜNB (2017a).

#### AbLaV-Umlage

Die Abschaltbare Lasten-Umlage (AbLaV-Umlage) finanziert Kosten, die den Übertragungsnetzbetreibern entstehen, weil sie von Industriebetrieben kurzfristig und auf Anforderung Abschaltleistung beschaffen. Sowohl für die Bereitstellung der Leistung als auch für jeden tatsächlichen Abruf dieser Abschaltleistung werden die Industriebetriebe vergütet. Die so bereitgestellte Flexibilität soll einen Beitrag zur Versorgungssicherheit und Netzstabilität leisten.<sup>20</sup> Bei jährlichen Kosten von bspw. für das Jahr 2018 prognostizierten knapp 35 Mio. EUR<sup>21</sup> gehört die AbLaV-Umlage zu den geringeren Strompreisbestandteilen. Seit ihrer erstmaligen Erhebung im Jahr 2014 betrug die Umlage maximal 0,011 €-Cent/kWh (im Jahr 2018).<sup>22</sup>

#### Stromsteuer

Die Stromsteuer wurde 1999 im Rahmen des "Gesetzes zum Einstieg in die ökologische Steuerreform" eingeführt und mit der gezielten Verteuerung von Energie begründet, um Anreize zur Realisierung von Energiesparpotentialen, zum stärkeren Ausbau erneuerbarer Energien und zur Entwicklung energiesparender und ressourcenschonender Produkte und Produktionsverfahren zu entwickeln. Die Einnahmen werden hauptsächlich zur Entlastung der Beitragszahler in der Sozialversicherung verwendet.²³ Der Steuersatz beträgt in der Regel 2,05 €-Cent/kWh, die §§ 9 und 10 StromStG definieren jedoch zahlreiche Ausnahmeregelungen, u. a. für selbst erzeugten und eigenverbrauchten Strom, für Unternehmen des produzierenden Gewerbes, die bestimmte Prozesse und Verfahren anwenden, und für Unternehmen, deren Stromsteuerschuld bestimmte Grenzen übersteigt. Im Jahr 2017 betrug das Steueraufkommen insgesamt 6,9 Mrd. EUR.²⁴ Für den gleichen

<sup>&</sup>lt;sup>20</sup> Vgl. Agora Energiewende (2017).

<sup>&</sup>lt;sup>21</sup> Vgl. ÜNB (2017b).

<sup>&</sup>lt;sup>22</sup> Vgl. ÜNB (2019b).

<sup>&</sup>lt;sup>23</sup> Vgl. Deutscher Bundestag (1998).

<sup>&</sup>lt;sup>24</sup> Vgl. BMF (2018).

Zeitraum wurden Steuererleichterungen i. H. v. insgesamt etwa 3,5 Mrd. EUR geschätzt.<sup>25</sup>

#### Energiesteuer

Die Energiesteuer ist die volumenmäßig größte Verbrauchsteuer, die in den Bundeshaushalt fließt und hauptsächlich zur Haushaltsfinanzierung verwendet wird. Sie wird als indirekte Verbrauchsteuer auf die Verwendung von Energieerzeugnissen wie etwa Benzin, Diesel, leichtes und schweres Heizöl, Flüssiggas, Erdgas und Kohle erhoben.<sup>26</sup> Während der ökologischen Steuerreform in den Jahren 1999 bis 2003 wurden die Energiesteuersätze in mehreren Schritten erhöht. Der Anteil dieser durch die Erhöhung entstandenen "Ökosteuern" an den heutigen Energiesteuern beträgt 67 % bei zum Heizen verwendetem Erdgas, bei ebenfalls als Heizstoff verwendetem leichtem Heizöl sowie bei Diesel 33 % und bei Benzin 23 %. Auch bei der Energiesteuer gibt es zahlreiche Regelungen zu Steuerermäßigungen bzw. -entlastungen (beispielsweise für die Verwendung von Energieträgern zur Stromerzeugung in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von mehr als 2 MW nach § 53 EnergieStG, für die Verwendung in hocheffizienten KWK-Anlagen nach § 53a EnergieStG oder für bestimmte Prozesse und Verfahren nach § 51 EnergieStG). Mit etwa 2,3 Mrd. EUR beliefen sich die Entlastungen im Jahr 2016 jedoch auf lediglich etwa 5,5 % des gesamten Steueraufkommens aus Energiesteuern in Höhe von 41 Mrd. EUR.<sup>27</sup>

<sup>&</sup>lt;sup>25</sup> Vgl. Deutscher Bundestag (2017).

<sup>&</sup>lt;sup>26</sup> Vgl. BMF (2018).

<sup>&</sup>lt;sup>27</sup> Vgl. StaBuA (2017), BMF (2018).

#### Exkurs: Fernwärme

Die Zusammensetzung des Endverbraucherpreises für Fernwärme ist bei den einzelnen Versorgungsunternehmen sehr unterschiedlich. Die zum Teil stark variierenden Preiskomponenten setzen sich meist aus drei Bestandteilen zusammen (vgl. AGFW, 2017):

- Grund- bzw. Leistungspreis als pauschal zu entrichtendes Entgelt, das in der Regel von der vorzuhaltenden Wärmeleistung abhängt,
- Arbeitspreis, zu entrichten je tatsächlich verbrauchter kWh Wärme und
- Mess- bzw. Verrechnungspreis als pauschal zu entrichtende Gebühr für die Messung der gelieferten Energiemenge sowie die Bereitstellung und Wartung der Messeinrichtung.

Zwar sind grundsätzlich zudem Belastungen über das Energiesteuergesetz zu berücksichtigen. Da Fernwärme aber vielfach in Anlagen auf Basis Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erzeugt und diese energieeffiziente Technologie als Pfeiler einer zukünftigen THG-armen Wärmeversorgung energiepolitisch unterstützt wird, führen Ausnahmeregelungen zu weitgehenden Entlastungen bzw. Befreiungen von Energiesteuern für den Einsatz fossiler Brennstoffe in diesen Anlagen. KWK-Anlagen sind darüber hinaus in das europäische Emissionshandelssystem einbezogen, erhalten aus dem gleichen Grund jedoch teilweise kostenlose Zuteilungen von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten für ihre Wärmeproduktion (kostenlose Zuteilung in Höhe von 30 % erfolgt noch bis mindestens zum Ende der 4. Handelsperiode in 2030 (vgl. Europäische Union, 2018)). Zudem fällt die gesetzliche Mehrwertsteuer an.

Aufgrund der Heterogenität der Fernwärmenetze gestaltet es sich als äußerst schwierig, bundesweit durchschnittliche Werte für die einzelnen Preiskomponenten oder für die bundesweite CO<sub>2</sub>-Emissionsintensität der Fernwärme zu ermitteln. Letzteres wird zusätzlich durch stark variierende Berechnungsmethoden erschwert (beispielsweise Abgrenzung des Fernwärmeverbrauchs; Zuordnung des Brennstoffverbrauchs von KWK-Anlagen zu den Kuppelprodukten Strom und Wärme, da Fernwärme überwiegend in KWK-Anlagen erzeugt wird). Insbesondere die CO<sub>2</sub>-Emissionsintensität eines Energieträgers spielt jedoch in der Diskussion zu möglichen Reformansätzen der Steuer- und Umlagesystematik im Energiesektor oftmals eine prominente Rolle. Aufgrund der genannten Schwierigkeiten bei der Bildung eines sinnvollen bundesweiten Durchschnitts wird die Fernwärme in den weiteren Analysen nicht betrachtet.

## 2.2 Wirkungsweise und Herausforderungen der derzeitigen Systematik für Steuern, Umlagen, Abgaben und Entgelte

Bei der bestehenden Systematik der staatlich veranlassten Preisbestandteile bei den betrachteten Energieträgern werden unterschiedliche Fehlanreize gesetzt, die unter anderem den für die Entkarbonisierung der gesamten Volkswirtschaft wichtigen Ausbau der Sektorenkopplung hemmen und vorhandene Flexibilitätspotentiale nicht realisieren bzw. Anreize zur Investition in neue Flexibilitätspotentiale nicht bieten. Die wesentlichen problematischen Wirkungsweisen des derzeitigen Systems werden im Folgenden dargestellt.

#### Fehlende Verursachungsgerechtigkeit bei der Finanzierung der Energiewende

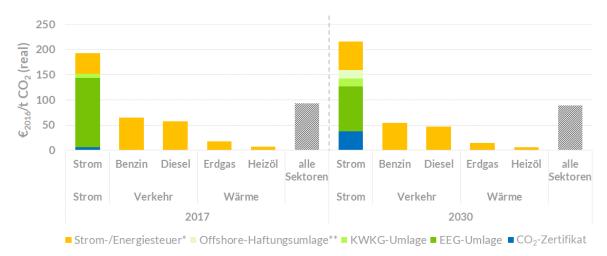
In den derzeitigen Endverbraucherpreisen für Energieträger können einige Preisbestandteile identifiziert werden, die in der Vergangenheit auf Basis klimaschutzpolitischer Erwägungen eingeführt oder erhöht wurden. Hierzu gehören beispielsweise die EEG-Umlage, die KWKG-Umlage und die Offshore-Netzumlage, die einen direkten Beitrag zur Finanzierung der Energiewende leisten. Auch die im Rahmen der ökologischen Steuerreform in den Jahren 1999 bis 2003 eingeführte Stromsteuer und die während dieser Reform erhöhten Energiesteuersätze können als klimaschutzpolitisch motivierte Preisbestandteile der Energieträger angesehen werden ("Ökosteueranteil"). Schließlich wird auch der Preis für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate, der zur Stromerzeugung im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystems (EU ETS) anfällt, über die Beschaffungspreise an die Endverbraucher weitergereicht und stellt somit ebenfalls einen Preisbestandteil mit klimapolitischem Bezug dar. Abbildung 2-3 zeigt die in den genannten Preisbestandteilen enthaltene implizite CO<sub>2</sub>-Belastung<sup>28</sup> der betrachteten Energieträger für das Jahr 2017 sowie eine Prognose für das Jahr 2030.<sup>29</sup> Die implizite CO<sub>2</sub>-Belastung stellt dabei das Verhältnis der Belastung eines Energieträgers mit klimaschutzpolitisch

Während die implizite CO<sub>2</sub>-Belastung nicht unmittelbar beobachtbar ist und die Kosten der Vermeidung einer Tonne CO<sub>2</sub> durch bestehende Instrumente (bspw. EEG, Ökosteuer, KWKG) reflektiert, spiegelt die explizite CO<sub>2</sub>-Belastung einen unmittelbar festgesetzten CO<sub>2</sub>-Preis wider.

<sup>&</sup>lt;sup>29</sup> Für diese Berechnungen wurden die Emissionsfaktoren entsprechend Tabelle 3-2 unterstellt.

motivierten Preisbestandteilen zur jeweiligen  $CO_2$ -Intensität eines Energieträgers dar.

ABBILDUNG 2-3: IMPLIZITE CO<sub>2</sub>-BELASTUNG AUF UNTERSCHIEDLICHE ENERGIETRÄGER FÜR HAUSHALTSKUNDEN IN DEUTSCHLAND IN DEN JAHREN 2017 UND 2030



<sup>\*</sup> Implizite CO<sub>2</sub>-Belastung durch die Energiesteuern, angenähert über die Erhöhung der Energiesteuersätze im Rahmen der ökologischen Steuerreform (1999 bis 2003).

Quelle: Darstellung für 2017 auf Basis historischer Daten; 2030 auf Basis eigener Berechnungen. Quellen: BNetzA (2017), Umweltbundesamt (2018), EEX, BMWi (2017a), Stromsteuergesetz, Energiesteuergesetz.

Es zeigt sich, dass Stromverbraucher derzeit mit Abstand den höchsten Beitrag zu den Energiewendekosten tragen, während Energieträger im Wärme- und Verkehrssektor deutlich weniger mit klimaschutzpolitisch motivierten Preisbestandteilen belastet werden.

Ein Stromendverbraucher zahlt bspw. für jede durch seinen Stromverbrauch verursachte Tonne  $CO_2$  knapp  $200 \, epsilon \, end of Seiner Heizölheizung muss im Gegensatz dazu weniger als <math>10 \, epsilon \, end of Seiner Heizölheizung muss im Gegensatz dazu weniger als <math>10 \, epsilon \, end of Seiner Heizölheizung muss im Gegensatz dazu weniger als <math>10 \, epsilon \, end of Seiner \, end of Seiner Heizölheizung muss im Gegensatz dazu weniger als <math>10 \, epsilon \, end of Seiner \, end of S$ 

r2b energy consulting GmbH

<sup>\*\*</sup> Im Jahr 2030 inkl. geschätzten Kosten für die Offshore-Netzanbindung.

<sup>&</sup>lt;sup>30</sup> Sämtliche in den folgenden Kapiteln dargestellten Kosten und Preise sind als reale Werte 2016 definiert.

Energieträger im Hinblick auf die von ihnen verursachten  $CO_2$ -Emissionen damit aktuell nicht gegeben ist.

Zukünftig ist zudem davon auszugehen, dass die Belastung des Energieträgers Strom durch steigende CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise, fortwährende Umlagebelastungen und die sinkende CO<sub>2</sub>-Intensität des deutschen Strommixes weiter steigen wird, während die Belastung für fossile Energieträger real sinken wird. Die durchschnittliche Belastung der Endverbraucher mit Energiewendekosten über alle Sektoren verändert sich bis zum Jahr 2030 kaum. Sie sinkt lediglich leicht auf 89 € je Tonne CO<sub>2</sub>. Ohne eine Reformierung der Steuer- und Umlagesystematik wird sich die Finanzierung der Energiewende also noch weiter von der Anforderung der Verursachungsgerechtigkeit entfernen.

#### Verzerrung von Preissignalen an den Sektorengrenzen

Die unterschiedliche implizite CO<sub>2</sub>-Belastung der Energieträger in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr führt zudem zur Verzerrung von Preissignalen an den Sektorengrenzen und damit zu Wettbewerbsverzerrungen zwischen den Energieträgern. Zwar wird die Dekarbonisierung der Sektoren Wärme und Verkehr aufgrund begrenzter Ressourcen an erneuerbarer Wärme und Treibstoffen voraussichtlich zu großen Teilen durch einen Umstieg auf Strom aus erneuerbaren Energien erfolgen müssen. Ein kosteneffizienter Wettbewerb der Technologieoptionen im Rahmen einer Sektorenkopplung ist derzeit jedoch nicht gegeben: Die niedrigen Endkundenpreise für Heizöl und Erdgas, die sich unter anderem aus den niedrigen Abgaben ergeben, führen dazu, dass energetische Gebäudesanierungen und/oder eine Umstellung auf beispielsweise elektrisch betriebene Wärmepumpen oft nicht wirtschaftlich sind. Im Verkehrssektor hemmen u. a. die hohen Abgaben auf Strom die Wirtschaftlichkeit von Elektrofahrzeugen. Zukünftig werden ohne eine Reformierung der derzeitigen Systematik Investitionsanreize in emissionsärmere Technologien durch die ansteigende implizite CO<sub>2</sub>-Belastung sogar noch geschwächt. Das übergeordnete Ziel des Klimaschutzes bzw. der sektorenübergreifenden CO<sub>2</sub>-Vermeidung wird so nicht kosteneffizient erreicht werden.

#### Verzerrungen innerhalb des Stromsektors durch starre Preisbestandteile

Durch staatlich veranlasste Preisbestandteile entstehen auch Verzerrungen innerhalb des Stromsektors, d. h. kurzfristig Verzerrungen von Kraftwerkseinsatz- bzw.

Verbrauchsentscheidungen und langfristig von Investitionsentscheidungen in neue Flexibilitätsoptionen: Im aktuellen Strommarkt bilden regulierte Bestandteile wie Netzentgelte, Umlagen und Abgaben für einen Großteil der Kunden etwa 80 % des Strompreises und überlagern damit die Preissignalwirkung des Großhandelspreises. Dabei hat dieser eigentlich die Funktion, Anbietern und Verbrauchern ein Signal über die Knappheit eines Gutes zu senden und so die Bereitstellung bzw. den Verbrauch zu lenken. Die in Zukunft entstehenden zusätzlichen Flexibilisierungspotentiale (etwa durch neue Verbraucher wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge) werden somit nur begrenzt genutzt werden, da Knappheitssignale von den flexiblen Verbrauchern nur in sehr geringem Umfang wahrgenommen werden.<sup>31</sup>

Zusätzlich zur Verzerrung des Großhandelspreissignals durch diese fixen Preisbestandteile hemmen derzeit auch bestehende Sonderregelungen bei den Netzentgelten die konsequente Nutzung von Flexibilitätsoptionen und stehen einer bestmöglichen Nutzung des vorhandenen EE-Stroms entgegen. RLM-Kunden nutzen beispielsweise bestehende Flexibilisierungspotentiale nicht vollständig, um keine neuen Jahreshöchstlasten und damit höhere Netzentgelte zu riskieren, die einmal im Jahr statisch festgelegt werden. Ein anderes Beispiel sind die individuellen Netzentgelte für atypische und stromintensive Netznutzer nach § 19 Abs. 2 StromNEV. Bereits im Jahr 2015 meldete die Bundesnetzagentur Zweifel an der Effektivität der Regelungen an. In ihrem Evaluierungsbericht verweist sie u. a. darauf, dass die Vorschriften ein relativ hohes Potential für Mitnahmeeffekte bereithalten. 32 Insgesamt wird die Nutzung bestehender Flexibilität bzw. Investitionen in neue Flexibilitätsoptionen (bspw. Lastmanagement und der Einsatz von Speichern) im aktuellen System somit nicht ausreichend angereizt. Eine zunehmende Flexibilisierung des Stromsystems ist nicht zuletzt erforderlich, um die Kosten für Systemdienstleistungen wie bspw. Redispatch zu senken.

Die hier beschriebene Verzerrung von Preissignalen (an den Sektorengrenzen als auch innerhalb des Stromsektors) bezieht sich stets auf den Endkundenpreis.

<sup>&</sup>lt;sup>32</sup> Vgl. BNetzA (2015b).

### Sinkende Verursachungsgerechtigkeit bei der Finanzierung der Netzinfrastrukturen

Im derzeitigen System ist eine sinkende Verursachungsgerechtigkeit bei der Finanzierung der Netzinfrastrukturen zu beobachten. Obwohl bspw. auch Eigentümer von PV-Anlagen das Netz der öffentlichen Versorgung nutzen, haben sie die Möglichkeit, ihre Netzkosten durch Eigenverbrauch und damit durch die Einsparung von Arbeitsentgelten zu reduzieren. Um dennoch die tatsächlichen Netzkosten zu decken, müssen Netzbetreiber den entstehenden Fehlbetrag auf alle Netznutzer verteilen. Die dadurch steigenden Netzentgelte erhöhen jedoch wiederum den Anreiz der Nutzung von Eigenversorgung. Die Verursachungsgerechtigkeit bei der Finanzierung der Netzinfrastrukturen, welche hauptsächlich durch die Bereitstellung der Netzinfrastruktur entstehen, sinkt damit zunehmend.

Die angeführte kritische Beurteilung der bestehenden Systematik beschreibt wichtige Herausforderungen auf dem Weg hin zu einer zunehmenden Dekarbonisierung. Die Kritikpunkte spiegeln dabei auch die derzeitige Diskussion wider, die insbesondere in Politik und Wissenschaft geführt wird.<sup>33</sup>

#### 2.3 Anforderungen an eine Reform

Aus den zu Beginn dieser Studie skizzierten grundsätzlichen Zielen einer Reformierung der derzeitigen Systematik von Steuern, Umlagen, Entgelten und Abgaben im Energiesektor sowie den im vorangegangenen Abschnitt dargestellten Herausforderungen des derzeitigen Systems leiten sich folgende Bewertungskriterien ab, denen ein Reformvorschlag gerecht werden sollte:

 Verursachungsgerechte Finanzierung: Verbreiterung der Umlagebasis für die Finanzierung der Energiewendekosten entsprechend verursachter CO<sub>2</sub>-Emissionen. Bei der Finanzierung der Netzinfrastrukturen sollten die Netzentgelte die tatsächliche Kostenstruktur besser abbilden und einem weiteren Abschmelzen der Finanzierungsbasis entgegengewirkt werden.

r2b energy consulting GmbH

<sup>&</sup>lt;sup>33</sup> Vgl. beispielsweise Consentec/ Fraunhofer ISI (2018), Agora Energiewende (2017), Monopolkommission (2017).

- Kosteneffiziente Erreichung der Klimaschutzziele: Stärkung des Technologiewettbewerbs im Rahmen einer Sektorenkopplung und Erschließung von Energieeinsparpotenzialen. Bei einer Reformierung der Netzentgelte sollten Anreize so gesetzt werden, dass gegebenenfalls gegenläufige Signale aus Markt und Netz sinnvoll ausbalanciert und der Anstieg der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten von Energieerzeugung, -übertragung und verteilung durch die Energiewende möglichst begrenzt werden.
- Flexibilisierung des Stromsystems: Stärkung der Signalwirkung des Großhandelspreises und Abbau von bestehenden Hemmnissen zur Nutzung von Flexibilität.
- Kostenneutralität bzw. Aufkommensneutralität innerhalb des Energiesystems: Reformvorschlag sollte innerhalb des Energiesektors bzw. innerhalb der drei betrachteten Sektoren Strom, Wärme und Verkehr gegenfinanziert sein.
- Konsistenz: Verschiedene Komponenten des Vorschlags sollten keine widersprüchlichen Anreize setzen, sondern sich eher gegenseitig verstärken.
- Nachhaltigkeit: Reformvorschlag sollte auch langfristig seine gewünschte Wirkung entfalten.
- Planbarkeit und Umsetzbarkeit: Der Übergang in das neue System sollte in einer klar definierten zeitlichen Abfolge realisiert werden können und der Vorschlag sollte gesellschaftlich, politisch und juristisch umsetzbar sein.

# 3 Analyse ausgewählter Vorschläge für die Reformierung der Steuer- und Umlagesystematik im Energiesektor

Im folgenden Kapitel wird eine Auswahl aktuell diskutierter Vorschläge für eine Reformierung der derzeitigen Systematik von Steuern und Umlagen im Energiesektor vorgestellt und analysiert. Hierzu werden in Kapitel 3.1 zunächst aktuell diskutierte Ansätze beschrieben und anhand der in Abschnitt 2.3 definierten Anforderungen qualitativ bewertet. Ein besonderer Fokus liegt dabei auf den Kriterien Kostenneutralität und Verursachungsgerechtigkeit. Insbesondere anhand dieser beiden Anforderungen werden einzelne Vorschläge ausgewählt, deren Auswirkungen in Abschnitt 3.2 auch quantitativ untersucht werden. Zuletzt werden die gewonnenen Erkenntnisse zusammengefasst und Schlussfolgerungen für die Erarbeitung eines eigenen Reformvorschlags gezogen.

# 3.1 Darstellung und erste qualitative Einschätzung diskutierter Reformvorschläge

#### 3.1.1 Detaillierte Beschreibung und qualitative Analyse

#### Dynamisierung EEG-Umlage

Gegenwärtig wird die EEG-Umlage in Form eines absoluten Betrags in Euro je Kilowattstunde auf jede verbrauchte Kilowattstunde Strom aufgeschlagen. Unter dynamischer EEG-Umlage wird stattdessen eine über den Zeitverlauf schwankende Umlage verstanden. Ziel dieser Ausgestaltung ist es, durch eine Verstärkung des Marktpreissignals und/oder eine Berücksichtigung der Netzauslastung Anreize zu einem flexiblen Verbrauch zu schaffen. In Summe würde sich die EEG-Umlage nicht erhöhen, sondern lediglich anders verteilt werden.

Für die Bestimmung der (viertel-)stündlichen dynamischen EEG-Umlage gibt es unterschiedliche Ansätze. Eine Möglichkeit besteht darin, einen Faktor zu bestimmen, der mit dem jeweiligen Großhandelspreis für Strom multipliziert wird (wobei sowohl eine Kopplung an den Intraday-Preis als auch an den Day-Ahead-Preis denkbar ist). Hierdurch schwankt die EEG-Umlage mit dem Verlauf der Großhandelspreise: In Zeiten knapper Erzeugung und hoher Marktpreise würden die EEG-Umlage und damit der Endverbraucherpreis zusätzlich steigen. Für

Endverbraucher bestünde ein höherer Anreiz, ihre Last zurückzufahren. Umgekehrt würde die EEG-Umlage in Zeiten niedriger Großhandelspreise sinken oder sogar ganz entfallen. Die Anreize zum Strombezug aus dem Netz würden damit steigen.

Eine andere Variante dieser Ausgestaltung besteht in der Möglichkeit, die Zahlung der EEG-Umlage bei negativen Strompreisen für alle Verbraucher auszusetzen. Die hierdurch wegfallenden Erlöse werden auf den Umlagesatz aufgeschlagen und in Stunden mit positiven Strompreisen gezahlt. Um Nachfragesprünge bei einem Großhandelspreis von Null zu vermeiden, kann auch eine multiplikative Kopplung an den Großhandelspreis ausschließlich in Niedrigpreiszeiten erfolgen.<sup>34</sup> Eine weitere Form der Ausgestaltung ist die Möglichkeit einer Dynamisierung auf Basis der momentanen lokalen Netzsituation.<sup>35</sup>

Allen Ausgestaltungsformen ist gemeinsam, dass sie sich zunächst primär an leistungsgemessene (RLM-)Kunden aus der Industrie und dem GHD-Sektor richten, die nicht die Privilegien der Besonderen Ausgleichsregelung nutzen können, sondern mit der EEG-Umlage belastet werden. In weiteren Schritten könnte die Reform auch auf andere Kundengruppen (insbesondere Haushalte) erweitert werden. <sup>36</sup> Grundvoraussetzung hierfür ist jedoch, dass der (viertel-)stündliche Verbrauch eines Kunden gemessen und bepreist werden kann.

Da bei der dynamischen EEG-Umlage die Kosten für die EE-Förderung lediglich innerhalb des Umlagesystems anders verteilt würden, entstünden dadurch mit Ausnahme von administrativen Aufwendungen der Umsetzung keine zusätzlichen Kosten. Die Dynamisierung der EEG-Umlage könnte darüber hinaus zu einer Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit von Sektorenkopplungstechnologien für Wärme und Verkehr in Niedrigpreiszeiten führen, da diese häufig entsprechend flexibel auf das Preissignal reagieren können. Hierdurch könnten Abregelungen von EE-Anlagen reduziert werden. Aus demselben Grund würden Anreize zur Erschließung und Nutzung von Lastverschiebepotentialen geschaffen. Eine

<sup>&</sup>lt;sup>34</sup> Frontier Economics und BET (2016), S. 177 f.

<sup>&</sup>lt;sup>35</sup> Für Details vgl. Agora Energiewende (2017), S. 97 ff.

<sup>&</sup>lt;sup>36</sup> Vgl. Fraunhofer IWES und Energy Brainpool (2015), S. 46 ff.

Umsetzung dieses Vorschlags wäre jedoch mit einer hohen Komplexität verbunden. Die Einnahmen aus der EEG-Umlage wären beispielsweise nur mit höherem Aufwand im Vergleich zur heutigen Situation prognostizierbar.

Für eine weitergehende Beurteilung des Vorschlags einer Dynamisierung der EEG-Umlage sind quantitative Analysen und Überlegungen erforderlich. In der relativ einfachen Ausgestaltung der Dynamisierung als Aussetzung der Umlagezahlung in Zeiten negativer (oder leicht positiver) Strompreise könnte ggf. ein Ansatz bestehen, bei

#### **Bewertung des Vorschlags:**

- ✓ Erschließung und Nutzung von Flexibilisierungspotentialen (zunächst nur bei nichtprivilegierten RLM-Kunden, perspektivisch auch bei derzeitigen SLP-Kunden)
- Höhere Komplexität bei der Prognose der EEG-Umlagen-Einnahmen
- Höhere Unsicherheit bei der Finanzierung der EEG-Förderkosten
- Bei perspektivisch sinkender EEG-Umlage verringert sich auch die Wirkung des Instruments (geringe Nachhaltigkeit)

welchem die höhere Komplexität bei der Prognose der Umlagen-Einnahmen und höhere Unsicherheit bei der Finanzierung der EEG-Förderkosten vermindert werden. In wie weit die mit diesem Vorschlag einhergehenden Nachteile durch die sich ergebenden Vorteile (über)kompensiert werden, wird in Abschnitt 3.2.2 untersucht.

#### **EE-Fonds**

Mit einem EE-Fonds würden die Kosten der Markteinführung erneuerbarer Energien über einen Fonds beglichen, der erst zeitlich verzögert refinanziert würde. Im gegenwärtigen System würden zukünftige Nutzer von erneuerbaren Energien von diesen profitieren, ohne die für die Technologieentwicklungsphase entstandenen Kosten getragen zu haben.<sup>37</sup> Dies soll durch einen EE-Fonds zumindest teilweise abgeändert werden. Die Motivation hierbei ist, dass die Markteinführungsphase der erneuerbaren Energien dem Vorsorgeprinzip zugerechnet werden kann und somit eine breitere Bemessungsgrundlage – also nicht nur gegenwärtige, sondern auch zukünftige Nutzer der geförderten EE-Technologien – rechtfertigen würde.

<sup>&</sup>lt;sup>37</sup> Vgl. Schaefer (2017), S. 12.

Dies bedeutet, dass die EEG-Umlage abgesenkt würde und sich infolgedessen für die Stromverbraucher kurzfristig eine geringere Belastung ergäbe. Zur Bestimmung der Höhe der EEG-Umlagen wäre eine Deckelung auf einen bestimmten Wert oder die getrennte Ausweisung der Kosten für Altanlagen aus der Markteinführungsphase der EE denkbar. Da die entstehenden EE-Förderkosten jedoch unverändert blieben, müssten diese zu einem späteren Zeitpunkt finanziert werden.

Dies könnte über einen Fonds geschehen, der von EE-Anlagenbetreibern bei Weiterbetrieb der Anlagen nach Ende der Förderdauer getragen würde. Eine weitere Möglichkeit wäre eine Belastung der Stromverbraucher in späteren Jahren nach Verminderung der EEG-Umlage oder eine (Teil-)Finanzierung aus dem Bundeshaushalt.<sup>38</sup>

#### **Bewertung des Vorschlags:**

- ✓ Kurzfristige Reduktion der Belastungen durch die EEG-Umlage
- Insgesamt Anstieg der EEG-Förderkosten
- Ggf. Umsetzungsprobleme aufgrund finanzverfassungsrechtlicher Grenzen und Akzeptanzproblemen
- Keine Verbesserung bei der Finanzierung der Energiewende hinsichtlich Verursachungsgerechtigkeit

In jedem Fall würde die Belastung der Verbraucher kurzfristig sinken. Insgesamt würden die Kosten aufgrund der zeitlichen Verschiebung um die Kosten der Streckung (Zinskosten) jedoch steigen.<sup>39</sup> Darüber hinaus könnten im Rahmen der Umsetzung eines EE-Fonds Probleme wie Sonderausgaben, finanzverfassungsrechtliche Grenzen und Akzeptanzprobleme anfallen.<sup>40</sup> Kurzfristig würden aufgrund der niedrigeren EEG-Umlage die Anreize zum Eigenverbrauch sinken und die Anreize zur Sektorenkopplung entsprechend steigen. Diese Effekte würden sich jedoch mittelfristig – je nachdem, in welcher Form der Fonds finanziert würde – ggf. wieder umkehren.

Insbesondere aufgrund der insgesamt höheren Kosten der EE-Förderung erscheint dieser Vorschlag nicht als sinnvoller Weg einer Reform der Umlagesystematik. Außerdem wird mit diesem Vorschlag keine Verbesserung bei der

<sup>&</sup>lt;sup>38</sup> Vgl. Agora Energiewende (2017), S. 101.

<sup>&</sup>lt;sup>39</sup> Vgl. Schaefer (2017), S. 12.

<sup>&</sup>lt;sup>40</sup> Vgl. Agora Energiewende (2017).

Finanzierung der Energiewende hinsichtlich Nachhaltigkeit oder Verursachungsgerechtigkeit erzielt. Im weiteren Verlauf der Studie wird der Vorschlag daher nicht weiter betrachtet.

#### Energie-Soli

Dieser Reformvorschlag umfasst die Umwidmung des bestehenden Solidaritätszuschlags als Energiesoli oder die Schaffung eines neuen Aufschlags auf die Einkommen- und Körperschaftsteuer. Die Höhe des Aufschlags würde sich – analog zur Einkommensteuer – nach der Leistungsfähigkeit der Steuerpflichtigen richten. Die absolute Höhe der Belastung bliebe im Vergleich zum heutigen System gleich, die Kosten würden lediglich anders verteilt.

Die Reform hätte zur Folge, dass die Finanzierung der EE-Förderung vollständig von der Energiewirtschaft (bzw. den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr) entkoppelt würde. In diesem Zusammenhang würden Steuerzahler und Unternehmen mit hohen

#### **Bewertung des Vorschlags:**

- ✓ Verringerung der staatlich veranlassten Bestandteile beim Stromendkundenpreis durch das Entfallen oder eine Reduktion der EEG-Umlage
- Keine Verbesserung bei der Finanzierung der Energiewende hinsichtlich Verursachungsgerechtigkeit

Einkommen und geringerem Stromverbrauch höher belastet als im gegenwärtigen System. Einkommensschwächere Haushalte und Unternehmen mit hoher Stromintensität würden hingegen entlastet.<sup>41</sup> Da bei einem Energie-Soli die EEG-Umlage in ihrer heutigen Form entfiele oder zumindest geringer ausfiele, würde durch den dann sinkenden Endkunden-Strompreis der Anreiz zum Eigenverbrauch reduziert. Gleichzeitig würde der Energie-Soli durch den geringeren Strompreis den Anreiz zur Verwendung von Sektorenkopplungstechnologien stärken.

Auf der anderen Seite erfolgt die Finanzierung dieses Reformvorschlags nicht verursachungsgerecht in Bezug auf  $CO_2$ -Emissionen. Insbesondere aus diesem Grund erscheint eine Umsetzung aus aktueller Sicht nicht zielführend. Der Energie-Soli wird daher im Folgenden nicht weiter detailliert untersucht.

r2b energy consulting GmbH

27

<sup>&</sup>lt;sup>41</sup> Vgl. Schaefer (2017), S. 15 ff.

### Steuerfinanzierung der EEG-Umlage

Das Konzept der Steuerfinanzierung der EEG-Umlage basiert – ähnlich wie der Energie-Soli – auf der Idee, zumindest einen Teil der EEG-Kosten aus anderen Mitteln als der derzeit gültigen Preisregel zu finanzieren. In diesem Fall würde eine Absenkung der EEG-Umlage über eine Umleitung der Einnahmen aus der Stromsteuer<sup>42</sup> oder andere staatliche Finanzierungen erfolgen. Eine andere Möglichkeit wäre, die Finanzierung der Ausnahmeregelungen für die stromintensive Industrie bei der EEG-Umlage nicht durch die verbleibenden Letztverbraucher, sondern über den Staatshaushalt zu decken.<sup>43</sup>

Analog zum Energie-Soli würde bei dieser Reform die EE-Finanzierung nicht mehr

innerhalb der Energiewirtschaft erfolgen und sie würde keinen Beitrag zur Verursachungsgerechtigkeit in Bezug auf CO<sub>2</sub>-Emissionen leisten. Allerdings würde die Reform zu einer geringeren Belastung für den Stromverbrauch und somit ei-

# **Bewertung des Vorschlags:**

- ✓ Verringerung der staatlich veranlassten Bestandteile beim Stromendkundenpreis durch das Entfallen oder eine Reduktion der EEG-Umlage
- Keine Verbesserung bei der Finanzierung der Energiewende hinsichtlich Verursachungsgerechtigkeit

nem geringeren Anreiz zum Eigenverbrauch führen. Zusammenfassend erscheint eine Umsetzung dieser Reformoption aus Sicht der in dieser Studie definierten Anforderungen an einen Reformvorschlag überwiegend als nicht zielführend. Sie wird daher im Folgenden nicht genauer untersucht.

<sup>&</sup>lt;sup>42</sup> Vgl. ECOFYS (2016), S. 11.

<sup>&</sup>lt;sup>43</sup> Vgl. Agora Energiewende (2017), S. 100 ff.

### Gemeinsame Energiewendeumlage

Bei der gemeinsamen Energiewendeumlage würden die derzeit bestehenden Umlagen zur Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung (EEG-Umlage, KWKG-Umlage, Offshore-Netzumlage) ganz oder teilweise auf alle Energieträger in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr verteilt. <sup>44</sup> Sie würden in einer einzigen Umlage gebündelt, welche von den Verbrauchern entsprechend ihres Energieverbrauchs bezahlt würde. <sup>45</sup> Die spezifische Höhe der Umlage könnte sich beispielsweise am Energiegehalt oder an der CO<sub>2</sub>-Emissionsintensität des jeweiligen Energieträgers orientieren. Dieses Vorgehen kommt unter dem Namen "Public Service Obligation" bereits in mehreren europäischen Staaten zur Anwendung. Betroffen von dieser Reform wären neben den bisherigen Akteuren im Stromsektor zusätzlich Verbraucher von Energieträgern aus den Sektoren Wärme und Verkehr.

Die Gesamtkosten der Förderung blieben im Vergleich zum heutigen System gleich und würden auch vollständig innerhalb der Energiewirtschaft getragen. Außerdem würde eine solche Umlage – bei entsprechender Ausgestaltung – einen Beitrag zur Verursachungsgerechtigkeit in Bezug auf CO<sub>2</sub>-Emissionen leisten. Da die Höhe der gemeinsamen Ener-

# **Bewertung des Vorschlags:**

- ✓ Gegenfinanzierung des Vorschlags innerhalb der Energiewirtschaft (Kostenneutralität)
- ✓ Verbesserung der Finanzierung der Energiewende hinsichtlich Verursachungsgerechtigkeit und Stärkung der Sektorenkopplung
- ✓ Verringerung der staatlich veranlassten, fixen Bestandteile beim Stromendkundenpreis durch Vergrößerung der Finanzierungsbasis für die betroffenen Umlagen und damit Stärkung der Signalwirkung des Großhandelspreises Strom

giewendeumlage auf Strom durch die Vergrößerung der Finanzierungsbasis im Verhältnis zur Summe der heute zu zahlenden Umlagen auf Strom deutlich geringer ausfiele, wäre zudem ein Anreiz zu weniger Eigenverbrauch geschaffen. Die gemeinsame Energiewendeumlage würde zudem zu einer Stärkung der

r2b energy consulting GmbH

Alternativ kann dieses Instrument anstatt auf alle Umlagen auch nur auf die EEG-Umlage begrenzt werden. Da es sich hierbei lediglich um einen Sonderfall der gemeinsamen Energiewendeumlage handelt, wird der Vorschlag der "gemeinsamen EEG-Umlage" hier nicht gesondert vorgestellt.

<sup>&</sup>lt;sup>45</sup> Agora Energiewende (2017), S. 99 ff.

Sektorenkopplungstechnologien führen, da Strom günstiger und andere Energieträger im Verkehrs- und Wärmesektor teurer würden. Durch den Abbau der fixen Bestandteile des Stromendkundenpreises würde auch flexibles Verhalten von Stromverbrauchern angereizt.

Diese erste qualitative Einschätzung zeigt, dass das Instrument der gemeinsamen Energiewendeumlage die definierten Anforderungen an einen Reformvorschlag gut zu erfüllen scheint. Im weiteren Verlauf der Studie wird es daher auch quantitativ untersucht.

### CO<sub>2</sub>-Bepreisung

Ein weiterer vielfach diskutierter Reformvorschlag besteht in der Einführung einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung. Diese kann einerseits über eine Weiterentwicklung der bestehenden Strom- und Energiesteuersystematik und deren Ausrichtung am CO<sub>2</sub>-Gehalt der Energieträger erfolgen oder andererseits über die Einführung einer gänzlich neuen CO<sub>2</sub>-Steuer. Das Ziel einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung besteht in der Belastung des Verbrauchs von Energieträgern entsprechend ihrer jeweiligen CO<sub>2</sub>-Intensitäten.

Grundsätzlich sind sehr unterschiedliche Ausgestaltungsvarianten denkbar. So könnte beispielsweise die CO<sub>2</sub>-Bepreisung auf den Verbrauch fossiler Brennstoffe

in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr aufsetzen (Inputbepreisung). Insbesondere im Stromsektor würde eine solche Bepreisung der Brennstoffe wie Braunkohle, Steinkohle, Erdgas und Öl jedoch auch direkt auf den europäischen CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandel wirken und zu unerwünschten Verzerrungen führen. Weiterhin werden Ausgeführen.

# **Bewertung des Vorschlags:**

- ✓ Verbesserung der Finanzierung der Energiewende hinsichtlich Verursachungsgerechtigkeit und Stärkung der Sektorenkopplung
- ✓ Kostenneutrale Ausgestaltung innerhalb des Energiesektors möglich
- ✓ Stärkung des Großhandelspreissignals Strom möglich, sofern Belastungen für Strom im Gegenzug zur Erhebung der CO<sub>2</sub>-Steuer gesenkt werden

staltungsvarianten diskutiert, bei denen die  $CO_2$ -Bepreisung auf der  $CO_2$ -Intensität des Endenergieverbrauchs (Outputbepreisung), d. h. also auch direkt beim Endverbraucher, basiert. Eine denkbare Variante wäre hierbei die Erhebung einer gesonderten  $CO_2$ -Steuer nur auf die Energieträger im Wärme- und Verkehrssektor,

da der Stromsektor durch den CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandel und die Umlagen ohnehin bereits deutlich stärker mit klimapolitisch motivierten Kosten belastet wird. Eine solche Steuer würde zusätzlich zu den bisherigen Preisbestandteilen im Wärmeund Verkehrssektor erhoben (additive CO<sub>2</sub>-Steuer). In wie weit diese Variante kostenneutral umgesetzt werden kann, würde von der konkreten Ausgestaltung abhängen. Daneben sind auch substitutive Varianten einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung denkbar,
bei denen das neue System per Definition kostenneutral realisiert würde. Eine
denkbare Variante wäre etwa die Absenkung der Strom- und Energiesteuern auf
die jeweiligen europäischen Mindestsätze und Finanzierung des dadurch entstehenden Fehlbetrags durch eine neu einzuführende CO<sub>2</sub>-Steuer auf den Verbrauch
der Energieträger in den Sektoren Wärme und Verkehr.<sup>46</sup>

Durch die sektorenübergreifende Bepreisung von CO<sub>2</sub> könnte je nach Ausgestaltung ein effektiver Anreiz zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung und ein fairer Wettbewerb zwischen den Energieträgern im Rahmen der Sektorenkopplung geschaffen werden. Die Kosten der Energiewende würden von den CO<sub>2</sub>-Verursachern innerhalb des Energiesektors getragen. Sofern durch eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung die Belastungen für Strom sinken, würden zudem Anreize zur Reduzierung von Eigenverbrauch geschaffen und flexibles Verhalten gefördert.

Eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung erfüllt damit zwar grundsätzlich die definierten Kriterien. Jedoch hängt die Effektivität des Instruments maßgeblich von seiner konkreten Ausgestaltung ab. Aufgrund der grundsätzlich positiven Auswirkungen wird die CO<sub>2</sub>-Bepreisung im weiteren Verlauf der Studie genauer untersucht.

#### CO<sub>2</sub>-Mindestpreis

Ziel der Einführung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises ist es, für den Grenzpreis der CO<sub>2</sub>-Vermeidung ein Mindestniveau festzulegen. Bei Einführung eines solchen Mindestpreises auf lediglich nationaler Ebene würde das Prinzip des mengenbasierten Emissionshandels im Rahmen des ETS unterlaufen, bei dem die Preisbildung auf Grundlage der Verknappung stattfindet. Sofern der nationale CO<sub>2</sub>-Mindestpreis

<sup>&</sup>lt;sup>46</sup> Für Initiativen, die eine CO<sub>2</sub>-Steuer vorschlagen vgl. bspw. BEE (2017), S. 4 f oder Schultz et al. (2017).

oberhalb des europäischen CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreises liegt, würden deutsche Stromerzeuger im Vergleich zu europäischen Wettbewerbern höher belastet und hätten somit direkte Wettbewerbsnachteile.<sup>47</sup> Die damit in Deutschland steigenden Kosten der Stromerzeugung würden sich in höheren Kosten für die Stromverbraucher niederschlagen. Im internationalen Wettbewerb stehende deutsche Industrieunternehmen würden somit ebenfalls gegenüber ihren ausländischen Wettbewerbern benachteiligt (sofern eine solche Mehrbelastung nicht durch ein weiteres Beihilfeinstrument ähnlich der bestehenden Strompreiskompensation kompensiert würde).

Ein Mindestpreis, der für alle am CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandel beteiligten Länder gleichermaßen gilt, würde im Gegensatz dazu im Wesentlichen nicht zu Wettbewerbsnachteilen zwischen Unternehmen der teilnehmenden Länder führen und könnte eine effektive Lenkungswirkung entfalten. <sup>48</sup> Derzeit ist politisch jedoch nicht absehbar, dass ein solcher Mindestpreis auf europäischer Ebene konsensfähig wäre.

# **Bewertung des Vorschlags:**

- Bei Einführung eines nationalen CO<sub>2</sub>-Mindestpreises oberhalb des europäischen CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreises ergeben sich Wettbewerbsnachteile für deutsche Stromerzeuger
- Aushöhlen des Prinzips des mengenbasierten Emissionshandels im Rahmen des EU ETS
- Ggf. Wettbewerbsnachteile für Industrieunternehmen im internationalen Wettbewerb aufgrund höherer Stromkosten
- Mindestpreis auf europäischer Ebene erscheint derzeit nicht umsetzbar

Beide Ausgestaltungsformen, national (nicht wünschenswert) als auch europäisch (wünschenswert, aber derzeit politisch nicht umsetzbar), erscheinen somit problematisch. Das Instrument eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises wird daher im Folgenden nicht weiter betrachtet.

Ein in der Vergangenheit mit solchen nationalen Maßnahmen verbundener sogenannter "Wasserbetteffekt", bei dem Emissionseinsparungen aufgrund nationaler Maßnahmen durch Rückkopplungen auf den CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis im EU ETS zu tendenziell steigenden CO<sub>2</sub>-Emissionen in anderen Ländern geführt hätten, dürfte aufgrund der im Frühjahr 2018 beschlossenen Änderung der Emissionshandelsrichtlinie für die 4. Handelsperiode in Zukunft weniger problematisch ausfallen.

Von einem europäischen CO<sub>2</sub>-Mindestpreis könnte jedoch die Stromerzeugung in Ländern mit bspw. einem hohen Kernenergieanteil wie Frankreich, die zu einem großen Teil in Staatsbesitz ist, profitieren und relativ wettbewerbsfähiger werden. Frankreich befürwortet daher die Einführung eines europäischen CO<sub>2</sub>-Mindestpreises.

### Sektorenübergreifendes Emissionshandelssystem

Das EU-Emissionshandelssystem (ETS) ist aktuell im Wesentlichen auf die Sektoren Industrie und Stromerzeugung sowie auf den innereuropäischen Luftverkehr begrenzt. Dies bedeutet, dass für CO<sub>2</sub>, welches in diesen Sektoren emittiert wird, eine Abgabe zu zahlen ist. CO<sub>2</sub>, das außerhalb dieser Sektoren (Non-ETS-Bereich) emittiert wird (z. B. beim Verbrennen von Kraftstoff im Verkehrssektor oder Erdgas und Heizöl im Wärmesektor), wird jedoch mit keiner expliziten Abgabe belastet. Die Idee eines sektorenübergreifenden ETS besteht darin, dass für emittiertes CO<sub>2</sub> – unabhängig davon, in welchem Sektor die Emissionen anfallen – ein einheitliches, europaweit handelbares, CO<sub>2</sub>-Zertifikat benötigt würde. Dies würde dazu führen, dass sich europaweit ein gemeinsamer Grenzpreis der CO<sub>2</sub>-Vermeidung einstellen würde.

Ein solcher sektorenübergreifender CO<sub>2</sub>-Handel würde einen großen Schritt in Richtung Verursachungsgerechtigkeit bedeuten. Die sektorenübergreifende Wirkung würde zu einer Stärkung von Sektorenkopplungstechnologien und infolgedessen zu sektorenübergreifendem Klimaschutz führen: Da CO<sub>2</sub>-Vermeidung in

allen Sektoren gleich teuer wäre, würden sich sektorenübergreifend die Technologien mit den niedrigsten CO<sub>2</sub>-Emissionen am Markt durchsetzen. Bei einem funktionierenden europäischen sektorenübergreifenden ETS sind somit nationale Sektorenziele nicht mehr erforderlich und auch nicht mehr sinnvoll.

### **Bewertung des Vorschlags:**

- ✓ Verbesserung der Finanzierung der Energiewende hinsichtlich Verursachungsgerechtigkeit durch Berücksichtigung weiterer THGemittierender Sektoren im EU ETS
- ✓ Optimale Lösung zur kosteneffizienten Vermeidung von CO₂-Emissionen
- Vorschlag scheint derzeit auf europäischer Ebene politisch schwer bis gar nicht umsetzbar

Grundsätzlich wäre die Ausweitung des ETS auf weitere Sektoren zu begrüßen und würde bei einem funktionierenden Knappheitssignal die optimale Lösung zur kosteneffizienten CO<sub>2</sub>-Vermeidung darstellen. Entsprechende politische Anstrengungen in Richtung einer Weiterentwicklung des europäischen Emissionshandelssystems sollten daher auch weiterhin unternommen werden. Da gegenwärtig jedoch nicht absehbar ist, wann eine solche Reform im europäischen Kontext

konsensfähig wäre, wird das Instrument des sektorenübergreifenden Emissionshandelssystems im Folgenden nicht weiter untersucht.

# Zusammenfassung und Auswahl auf Basis der Anforderungen zur Finanzierung

Abbildung 3-1 bildet tabellarisch alle diskutierten Reformvorschläge ab. Für jeden der Reformvorschläge wird zusammenfassend dargestellt, ob und in welchem Umfang der jeweilige Vorschlag den beiden als besonders entscheidungsrelevant angesehenen Finanzierungskriterien Kostenneutralität und Verursachungsgerechtigkeit genügt. Die Bewertung reicht dabei von ,++' (genügt dem Kriterium in deutlichem Umfang) bis zu ,--' (genügt dem Kriterium gar nicht). Für den Fall, dass eine Einschätzung nicht möglich ist, wird die entsprechende Zelle mit ,o' markiert.

ABBILDUNG 3-1: BEWERTUNG DER REFORMOPTIONEN IN BEZUG AUF FINANZIE-RUNGSASPEKTE

	Kostenneutralität innerhalb der Energiewirtschaft	Verursachungsgerechte Finanzierung (CO <sub>2</sub> )
Dynamisierung EEG-Umlage	++	0
Energiewendeumlage	++	++
Energie-Soli		
Steuerfinanzierte EEG-Umlage		
EE-Fonds		
CO <sub>2</sub> -Bepreisung	++	++
CO <sub>2</sub> -Mindestpreis	0	0
Sektorübergreifender ETS	++	++

Quelle: Eigene Darstellung

Auf Basis der durchgeführten ersten qualitativen Einschätzung werden die drei Reformoptionen "Dynamisierung EEG-Umlage", "Energiewendeumlage" und "CO<sub>2</sub>-Bepreisung" für eine detailliertere quantitative Analyse in Abschnitt 3.2 ausgewählt (in der Abbildung gelb unterlegt). Diese drei Vorschläge erfüllen die genannten Anforderungen an die Finanzierung und stellen gleichzeitig im nationalen Rahmen umsetzbare Reformansätze dar.

# 3.2 Quantitative Analyse ausgewählter Reformoptionen

Zur quantitativen Analyse der im vorangegangenen Abschnitt als grundsätzlich geeignet identifizierten Reformoptionen wurde ein Zielszenario entwickelt, auf dessen Basis in Abschnitt 3.2.2 konkrete Effekte der einzelnen Vorschläge analysiert werden. Zunächst werden jedoch in Abschnitt 3.2.1 die der Analyse zugrundeliegenden Annahmen näher erläutert und in Tabelle 3-1 und Tabelle 3-2 zusammenfassend dargestellt.

### 3.2.1 Annahmen

# Annahmen zur Entwicklung des Energieverbrauchs und der Energiepreise

Grundsätzlich baut das in der folgenden Analyse zu Grunde gelegte Szenario auf den im Auftrag des BMWi im September 2017 veröffentlichten Klima- und Langfristszenarien (LFS) auf. Hierbei handelt es sich um eine wissenschaftliche Analyse für den Transformationsprozess zu einem weitgehend treibhausgasneutralen Energiesystem in Deutschland. Dabei wurden verschiedene Szenarien für ein kostenoptimiertes und sicheres Energiesystem modelliert, wobei das gesamte Energiesystem (Strom, Wärme/Kälte, Verkehr, Industrie) berücksichtigt wird. Der Zeithorizont der Szenarien ist das Jahr 2050. Das zentrale Zielszenario ist das Basisszenario, in dem die energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung möglichst kosteneffizient erreicht werden. Heute bereits getroffene Beschlüsse zur Technologiewahl (beispielsweise Ausbauziele für PV oder Windenergie auf See) werden berücksichtigt und sämtliche bestehende Maßnahmen weitergeführt, teilweise jedoch ambitioniert novelliert. Zur Zielerreichung wird hier insbesondere der europäische CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis als steuerndes Instrument genutzt, sodass dieser bereits innerhalb des Betrachtungszeitraumes der vorliegenden Studie ein vergleichsweise hohes Niveau erreicht. Neben dem CO<sub>2</sub>-Preis bauen auch die Annahmen zur zukünftigen Entwicklung der Beschaffungspreise von Erdgas, Heizöl, Diesel und Benzin auf den Annahmen der Klimaszenarien auf. Zudem stammen die Annahmen zum Endstromverbrauch verschiedener Verbrauchergruppen, zu den Endenergieverbräuchen für Raumwärme und Warmwasser sowie für den Verkehrssektor aus dem Basisszenario.<sup>49</sup>

# Annahmen zur Entwicklung des Stromgroßhandelspreises

Die Ermittlung der zukünftigen stündlichen Strompreise auf dem Großhandelsmarkt erfolgte mittels des r2b-eigenen fundamentalen europäischen Elektrizitätsmarktmodells.<sup>50</sup> Hierbei wurde unter der Vorgabe der Annahmen zu u. a. Brennstoffpreis-, CO<sub>2</sub>-Preis- und Stromverbrauchsentwicklungen aus dem Basisszenario der Klima- und Langfristszenarien eine kostenminimale Entwicklung des zukünftigen Stromerzeugungssystems in Deutschland prognostiziert.

Um den Ausbau der Erneuerbaren Energien zu berücksichtigen, wurde eine eigene Prognose für die in erneuerbaren Energien installierte Erzeugungskapazität erstellt. Für die Jahre 2018-2022 basiert diese auf der entsprechenden Mittelfristprognose der vier Übertragungsnetzbetreiber. Für die Jahre 2023 bis 2030 wurden die EE-Zubauten auf Basis der Bestimmungen des geltenden EEG 2017 fortgeschrieben. Die Ermittlung von stündlichen Erzeugungsganglinien und damit der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erfolgte mit eigenen Simulationsmodellen von r2b. Dem Strommarktmodell wurden zudem Annahmen zur weiteren Erschließung von Flexibilisierungspotentialen im Strommarkt vorgegeben, die bereits heute absehbar sind. Hierzu zählen die weitere Entwicklung flexibler Erzeugungstechnologien, die Erschließung weiterer Flexibilisierungspotenziale in der Last, eine vermehrte Durchdringung von Sektorenkopplungstechnologien, ein ökonomisch und politisch getriebener Abbau von Überkapazitäten sowie ein weiterer Ausbau von Interkonnektorkapazitäten im europäischen Binnenmarkt für

<sup>&</sup>lt;sup>49</sup> Fraunhofer ISI et al. (2017). Zu beachten ist insb., dass der kürzlich von der Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" verhandelte Kohleausstieg in diesem Szenario damit nicht berücksichtigt ist.

<sup>&</sup>lt;sup>50</sup> Vgl. r2b energy consulting (2018).

<sup>&</sup>lt;sup>51</sup> Vgl. r2b energy consulting (2017).

Zum Zeitpunkt der Durchführung der Strommarktanalyse war der aktuell gültige Koalitionsvertrag von CDU/CSU und SPD noch nicht verhandelt. Daher konnten die Ergebnisse des Koalitionsvertrags wie bspw. eine Erhöhung des EE-Anteils am Stromverbrauch auf 65% bis zum Jahr 2030 im Rahmen dieser Studie nicht berücksichtigt werden.

Strom und die Vergrößerung des durch Flow-Based-Market-Coupling gekoppelten europäischen Marktgebietes.

Im Ergebnis steigt der Base-Preis an den Stromgroßhandelsmärkten innerhalb des Betrachtungszeitraumes der vorliegenden Studie deutlich an und erreicht im Jahr 2030 78,33 €/MWh. Dieser Anstieg wird hauptsächlich durch die angenommenen hohen Preise für CO<sub>2</sub>-Emissionen im europäischen Emissionshandelssystem und den Abbau von Überkapazitäten im deutschen Strommarkt getrieben. Die spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommixes sinken bis zum Jahr 2030 auf 294 g CO<sub>2</sub>/kWh (vgl. Tabelle 3-1 und Tabelle 3-2).

# Annahmen zur Entwicklung der staatlich induzierten Preisbestandteile bei den Energieträgern

Für die zukünftige Entwicklung der einzelnen Preisbestandteile der betrachteten Energieträger wurden folgende Annahmen getroffen:

- Für die Netzentgelte Strom wird auf Basis der in der Vergangenheit beobachteten jährlichen Steigerungsraten ein realer Anstieg i. H. v. 2 % p. a. für Haushalts- und Gewerbekunden angenommen. Zudem regelt das im Juli 2017 in Kraft getretene NEMoG, dass ab 2019 die Anbindungskosten von Offshore-Windparks aus den Netzentgelten herausgelöst und stattdessen über die Offshore-Netzumlage finanziert werden sollen. Diese Regelung wurde bei der Prognose der Netzentgelte und der Offshore-Netzumlage berücksichtigt.
- Für die Netzentgelte Gas wird eine weitere Steigerung entsprechend der in der Vergangenheit beobachteten Entwicklungen angenommen. Für Haushaltskunden bedeutet dies eine Steigerung um jährlich etwa 0,015 €-Cent/kWh.
- Die zukünftige Entwicklung der EEG-Umlage wurde bis zum Jahr 2030 auf Basis der Annahmen zum Ausbau und zur Stromerzeugung Erneuerbarer-

<sup>&</sup>lt;sup>53</sup> Vgl. Hinz et al. (2014).

Energien-Anlagen sowie zur Stromabgabe an Letztverbraucher prognostiziert. Bis zum Jahr 2022 bildeten wiederum die entsprechenden Mittelfristprognosen der Übertragungsnetzbetreiber die Basis für diese Prognose.<sup>54</sup> Ab dem Jahr 2023 wurde die Höhe der Vergütungszahlungen an EEG-geförderte Anlagen auf Basis aktuell geltender Bestimmungen für Neuanlagen geschätzt und für Bestandsanlagen bis zum Ende ihrer Förderdauer fortgeschrieben. Die Entwicklung des Letztverbrauchs wird ab 2023 entsprechend der Annahmen für die Entwicklungen in den vorangegangenen Jahren weitergeschrieben. Im Ergebnis sinkt ab Mitte der 2020er Jahre der Umlagebetrag und damit die EEG-Umlage durch das Ausscheiden der ersten großen Anlagenkohorten mit hohen Fördersätzen der frühen EEG-Förderjahre nach Ende ihrer zwanzigjährigen Förderdauer sowie aufgrund steigender Strompreise (u. a. aufgrund der Annahme relativ hoher CO<sub>2</sub>-Preise innerhalb des ETS sowie des Abbaus von Überkapazitäten im deutschen Strommarkt) merklich.55 Im Jahr 2030 beträgt die EEG-Umlage demnach noch 2,61 €-Cent/kWh.

• Im Rahmen des Dialogprozesses Strom 2030 der Bundesregierung wurde der KWK für die Transformation hin zu einer weitgehend THG-neutralen Volkswirtschaft im Jahr 2050 eine entscheidende Rolle zugesprochen. KWK-Anlagen sollen die Residuallast zur fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit höherer Effizienz und geringeren Emissionen bereitstellen als ungekoppelte fossile Kraftwerke. Zudem sollen Wärmenetze aus KWK-Systemen gespeist werden, die flexibel unterschiedliche Technologien verwenden können und somit bis auf weiteres technologieoffen bleiben. Für den in dieser Studie betrachteten Zeitraum bis zum Jahr 2030 werden KWK-Anlagen daher voraussichtlich an Bedeutung gewinnen. Es wird daher angenommen, dass die Gesamtförderkosten in

<sup>&</sup>lt;sup>54</sup> Vgl. Leipziger Institut für Energie (2017); r2b energy consulting (2017).

Zum Zeitpunkt der Durchführung der Strommarktanalyse war der aktuell gültige Koalitionsvertrag von CDU/CSU und SPD noch nicht verhandelt. Daher konnten die Ergebnisse des Koalitionsvertrags wie bspw. eine Erhöhung des EE-Anteils am Stromverbrauch auf 65% bis zum Jahr 2030 im Rahmen dieser Studie nicht berücksichtigt werden.

<sup>&</sup>lt;sup>56</sup> Vgl. BMWi (2017a).

Zukunft an den Maximalbetrag i. H. v. 1,5 Mrd. EUR (nominal) heranreichen werden und die **KWKG-Umlage** entsprechend steigt (für Haushalte bis 2030 auf knapp 0,5 €-Cent/kWh).

- Seit Beginn des Jahres 2019 werden in der umbenannten Offshore-Netzumlage neben der bisherigen Offshore-Haftungsumlage zusätzlich die Kosten für die Offshore-Netzanbindung berücksichtigt. Zudem wurden die Regelungen zur Privilegierung von stromintensiven Unternehmen an die Bestimmungen der besonderen Ausgleichsregelung im EEG bzw. KWKG angepasst werden, um eine Mehrbelastung energieintensiver Industriebetriebe durch die ebenfalls im NEMoG beschlossene bundesweite Angleichung der Netzentgelte teilweise zu kompensieren. Entsprechend wurde eine abgestufte Belastung der unterschiedlichen Verbrauchergruppen berücksichtigt. Für das Jahr 2030 wird für Haushaltskunden eine Offshore-Netzumlage i. H. v. 0,5 €-Cent/kWh angenommen.<sup>57</sup>
- Für den Zeitraum bis zum Jahr 2030 wird die Umlage nach § 19 Abs. 2
   StromNEV auf Basis des Jahres 2016 als nominal konstant angenommen.
- Für den weiteren Verlauf der Studie wird unter der Annahme, dass Anbieter zunehmend bessere Möglichkeiten der Vermarktung ihrer Flexibilität finden werden, die AbLaV-Umlage auf 0 €-Cent/kWh gesetzt.
- Da sich die Konzessionsabgaben für Strom und Erdgas im bundesweiten Durchschnitt in der Vergangenheit als relativ konstant dargestellt haben, wurden für die Zeit bis 2030 nominal konstante Werte für die drei Verbrauchergruppen angenommen.
- Die Strom- und Energiesteuersätze werden nominal konstant gehalten, sofern keine bereits heute beschlossenen Änderungen dieser Steuersätze bekannt sind. Letzteres betrifft lediglich das Auslaufen der befristeten Steuervergünstigung für als Treibstoff verwendetes Erdgas. Ab dem Jahr 2027 muss hierfür der volle Steuersatz i. H. v. 31,80 €/MWh gezahlt werden, ab 2024 beginnt eine stufenweise Anhebung der Sätze.

r2b energy consulting GmbH

<sup>&</sup>lt;sup>57</sup> Vgl. IHK Ostwestfalen (2017).

TABELLE 3-1: ANNAHMEN ZU ENERGIEVERBRAUCH UND CO<sub>2</sub> (QUANTITATIVE ANALYSE)

	Einheit	2017	2025	2030	Quellen (2017; 2025 & 2030) / Anmerkungen	
Stromverbrauch						
Endstromverbrauch gesamt	TWh	519,7	462,6	447,4	AG Energiebilanzen e.V. (AGEB), 2018; auf Basis Klima- und Langfristszenarien des BMWi (Fraunhofer ISI et al., 2017)	
davon: E-Mobility	TWh	0,1	7,0	12,2	BMVI, 2018; auf Basis Klima- und Langfristszenarien des BMWi (Fraunhofer ISI et al., 2017) Auf Basis AGEB, 2018; auf Basis Klima- und	
davon: Wärmepumper	TWh	7,0	15,5	19,0	Langfristszenarien des BMWi (Fraunhofer ISI et al., 2017)	
Endenergieverbrauch Raumwärme & Warmwasser (Haushalte, GHD und Industrie)						
Heizöl	TWh	180,4	92,0	62,0	RWI Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung e.V.	
Erdgas	TWh	415,2	397,1	353,9	(2018); IfE und Geiger (2018); Fraunhofer ISI (2018); Klima- und Langfristszenarien des BMWi (Fraunhofer	
Sonstige*	TWh	228,3	198,4	202,1	ISI et al., 2017)	
Endenergieverbrauch Verkehr						
Benzin	TWh	197,8	131,5	100,0		
Diesel	TWh	402,1	266,5	215,0	AGEB, 2018; Klima- und Langfristszenarien des BMWi (Fraunhofer ISI et al., 2017)	
Sonstige**	TWh	165,5	211,0	232,0	(Tradimore, for et al., 2017)	
CO <sub>2</sub> -Preise und -Intensitäten						
CO <sub>2</sub> -Preis (EU ETS)	€ pro t CO <sub>2</sub>	5,7	24,2	37,6	EEX; eigene Berechnungen	
CO <sub>2</sub> -Intensität Strom	g CO <sub>2</sub> /kWh	489	412	294	UBA, 2018; eigene Berechnungen	
CO <sub>2</sub> -Intensität Erdgas	g CO <sub>2</sub> /kWh	201	201	201		
CO <sub>2</sub> -Intensität Heizöl	g CO <sub>2</sub> /kWh	266	266	266	LIDA 2017	
CO <sub>2</sub> -Intensität Benzin	g CO <sub>2</sub> /kWh	263	263	263	UBA, 2017	
CO <sub>2</sub> -Intensität Diesel	g CO <sub>2</sub> /kWh	267	267	267		

Quelle: Eigene Darstellung. \* Kohle, Strom-WP, Strom-Hilfsenergie, Strom-direkt, Fernwärme, Nahwärme, Biomasse, Umweltwärme, Solarthermie. \*\* Erdgas, Bio-Ethanol, Bio-Diesel, LPG, Bio-Gas, Strom, LNG, Bio-LNG, Kerosin, Biokerosin.

TABELLE 3-2: ANNAHMEN ZU PREISBESTANDTEILEN (QUANTITATIVE ANALYSE)

	Einheit	2017	2025	2030	Quellen (2017; 2025 & 2030) / Anmerkungen	
Preisbestandteile im Stromsekt	or					
Haushalte						
Beschaffungspreis	ct <sub>2016</sub> / kWh	6,3	11,6	13,0	BNetzA Monitoringbericht, 2017; eig. Berechnunger	
davon: Basepreis (Spot)	ct <sub>2016</sub> / kWh	3,3	6,4	7,8	EPEX Spot; eigene Berechnungen	
Netzentgelt (inkl. Abrechnung, Messung, Messstellenbetrieb)	ct <sub>2016</sub> / kWh	7,1	7,6	8,4		
Konzessionsabgabe	$ct_{2016}$ / $kWh$	1,6	1,5	1,4		
EEG-Umlage	$ct_{2016}$ / kWh	6,7	5,1	2,6	BNetzA Monitoringbericht, 2017; eig. Berechnungen	
KWKG-Umlage	$ct_{2016}$ / kWh	0,4	0,5	0,5	berechhungen	
Offshore - Netzumlage	$ct_{2016}/kWh$	-0,03	0,5	0,5		
StromNEV Umlage/AbLaV	$ct_{2016}/kWh$	0,4	0,3	0,3		
Stromsteuer	$ct_{2016}$ / kWh	2,0	1,8	1,7	StromStG	
Wärmepumpen						
Beschaffungspreis	$ct_{2016}/kWh$	4,7	8,6	10,0	BNetzA Monitoringbericht, 2017; eig. Berechnunger	
davon: Basepreis (Spot)	$ct_{2016}$ / kWh	3,3	6,4	7,8	EPEX Spot; eigene Berechnungen	
Netzentgelt (inkl. Abrechnung, Messung, Messstellenbetrieb)	ct <sub>2016</sub> / kWh	3,1	3,5	3,8		
Konzessionsabgabe	$ct_{2016}/kWh$	0,5	0,4	0,4		
EEG-Umlage	$ct_{2016}/kWh$	6,7	5,1	2,6	BNetzA Monitoringbericht, 2017; eig. Berechnungen	
KWKG-Umlage	$ct_{2016}/kWh$	0,4	0,5	0,5	ber echinarigen	
Offshore - Netzumlage	$ct_{2016}/kWh$	-0,03	0,5	0,5		
StromNEV Umlage/AbLaV	$ct_{2016}/kWh$	0,4	0,3	0,3		
Stromsteuer	$ct_{2016}/kWh$	2,0	1,8	1,7	StromStG	
Preisbestandteile im Wärmesektor						
Erdgas						
Beschaffungspreis	ct <sub>2016</sub> / kWh	3,0	4,1	4,5	BNetzA Monitoringbericht, 2017; Entwicklung auf Basis Klima- und Langfristsz. des BMWi (Fraunhofer ISI et al., 2017)	
Netzentgelt (inkl. Abrechnung, Messung, Messstellenbetrieb)	ct <sub>2016</sub> / kWh	1,5	1,6	1,7	BNetzA Monitoringbericht, 2017; eig. Berechnunge	
Konzessionsabgabe	$ct_{2016}/kWh$	0,1	0,2	0,2	BNetzA Monitoringbericht, 2017; eig. Berechnunge	
Energiesteuer	$ct_{2016}$ / kWh	0,5	0,5	0,4	EnergieStG	
Heizöl						
Beschaffungspreis	ct <sub>2016</sub> / kWh	4,1	4,3	4,5	MWV, 2019; Entwicklung auf Basis Klima- und Langfristsz. des BMWi (Fraunhofer ISI et al., 2017)	
Energiesteuer	$ct_{2016}$ / kWh	0,6	0,5	0,5	EnergieStG	
Preisbestandteile im Verkehrss	ektor					
Benzin						
Beschaffungspreis	ct <sub>2016</sub> / liter	48,2	64,2	72,2	MWV, 2019; Entwicklung auf Basis Klima- und Langfristsz. des BMWi (Fraunhofer ISI et al., 2017)	
Energiesteuer	ct <sub>2016</sub> / liter	64,0	57,2	53,1	EnergieStG	
Diesel						
Beschaffungspreis	ct <sub>2016</sub> / liter	49,0	63,1	70,4	MWV, 2019; Entwicklung auf Basis Klima- und Langfristsz. des BMWi (Fraunhofer ISI et al., 2017)	
Energiesteuer	ct <sub>2016</sub> / liter	46,0	41,1	38,2	EnergieStG	

Quelle: Eigene Darstellung.

# 3.2.2 Quantitative Analyse

Im Folgenden wird quantitativ untersucht, wie die ausgewählten Reformoptionen im Hinblick auf die definierten Bewertungskriterien wirken und ob die angestrebten Ziele erreicht werden. Hierbei stehen der Abbau von Preisverzerrungen durch staatlich induzierte Preisbestandteile, die Stärkung von Sektorenkopplungstechnologien sowie bestehender Flexibilisierungspotentiale und die Herstellung von Verursachungsgerechtigkeit bei der Finanzierung der Energiewendekosten im Fokus.

# Dynamisierung der EEG-Umlage

Bei der in dieser Studie konkret betrachteten Variante einer Dynamisierung der EEG-Umlage wird der Stromverbrauch in Stunden mit negativen Strompreisen am Großhandelsmarkt von der Zahlung der EEG-Umlage befreit. Dadurch entstehende Mindereinnahmen werden auf die EEG-Umlage aufgeschlagen und über den Stromverbrauch in den restlichen Stunden finanziert. Durch diese Art der Dynamisierung der EEG-Umlage wird in Stunden mit negativen Strompreisen ein zusätzlicher Anreiz zur Laststeigerung gesetzt.

Im Ergebnis der durchgeführten Analyse entfaltet dieser Ansatz lediglich einen geringen Effekt: Insbesondere aufgrund der Annahmen zur Erschließung von Flexibilisierungspotentialen prognostiziert die durchgeführte Strommarktmodellierung für den Zeithorizont bis 2030 eine relative Stabilisierung der Anzahl an Stunden mit negativen Strompreisen. Diese befinden sich im

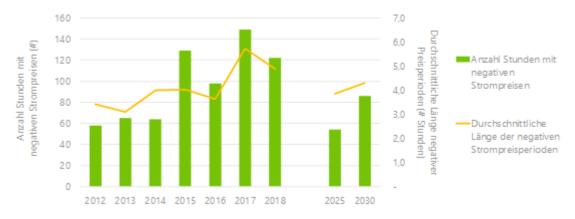
## Bewertung des Vorschlags:

- ✓ Erschließung und Nutzung von Flexibilisierungspotentialen
- Bei relativ einfacher Ausgestaltungsvariante des Vorschlags voraussichtlich nur geringe Effekte aufgrund einer erwarteten Stabilisierung der Anzahl Stunden mit negativen Strompreisen bis 2030
- Kurzfristig begrenzter Verbraucherkreis, der auf den gesetzten Anreiz reagieren kann
- Bei perspektivisch sinkender EEG-Umlage verringert sich auch die Wirkung des Instruments (geringe Nachhaltigkeit)

Jahr 2030 mit 86 Stunden unter dem zuletzt beobachteten Niveau der Jahre 2017 und 2018. Entsprechend beschränkt sich der durch eine Dynamisierung der EEG-Umlage gesetzte Anreiz zur Lastflexibilisierung auf eine moderate Anzahl an Stunden des Jahres (vgl. Abbildung 3-2). Darüber hinaus wird kurz- bis mittelfristig –

vorbehaltlich einer in näherer Zukunft nicht absehbaren großflächigen Verbreitung von Smart Metern – nur ein begrenzter Verbraucherkreis (derzeit ca. 1/3 des Nettostromverbrauchs) einen solchen Anreiz nutzen können, da hierfür eine Reaktion auf die Großhandelspreise in Echtzeit erforderlich ist. Außerdem ist dieses Instrument für privilegierte stromintensive Verbraucher nicht relevant, da sie nur äußerst geringe Lasten durch die Zahlung der EEG-Umlage tragen. Das Instrument der Dynamisierung der EEG-Umlage muss außerdem insgesamt als wenig nachhaltig eingestuft werden, da die EEG-Umlage perspektivisch voraussichtlich deutlich sinken wird.

ABBILDUNG 3-2: ENTWICKLUNG DER ANZAHL STUNDEN MIT NEGATIVEN GROßHANDELS-PREISEN AM DAY-AHEAD-MARKT STROM UND DURCHSCHNITTLICHE LÄNGE DER NEGATIVEN STROMPREISPERIODEN



Quellen: Eigene Darstellung auf Basis stündlicher Preise am Spotmarkt der EPEX (historisch) und eigenen Berechnungen (Prognose).

# Gemeinsame Energiewendeumlage, additive $CO_2$ -Steuer und substitutive $CO_2$ -Steuer

Im Folgenden werden die Auswirkungen der gemeinsamen Energiewendeumlage sowie jeweils einer Variante der additiven CO<sub>2</sub>-Steuer und der substitutiven CO<sub>2</sub>-Steuer direkt miteinander verglichen. Zunächst werden dabei die Auswirkungen im Wärmesektor für die Jahre 2017 und 2030 betrachtet, anschließend werden die gleichen Analysen auch für den Verkehrssektor durchgeführt.

r2b energy consulting GmbH

Erst bis zum Jahr 2032 sollen Haushalte mit Strombezug > 6.000 kWh mit Smart Metern, bzw. Haushalte mit geringerem Strombezug mit digitalen Zählern ausgestattet werden (vgl. BNetzA, 2018).

Konkret wird bei der Reformoption "gemeinsame Energiewendeumlage" angenommen, dass die EEG-Umlage, KWKG-Umlage und Offshore-Netzumlage in eine gemeinsame Umlage umgewandelt und auf Basis der CO<sub>2</sub>-Emissionsintensität eines Energieträgers vom Endverbraucher gezahlt werden. Bei der "additiven CO<sub>2</sub>-Steuer" wird angenommen, dass eine Steuer in Höhe der im europäischen Emissionshandelssystem realisierten CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise beim Verbrauch der Energieträger im Wärme- und Verkehrssektor erhoben wird. Zusätzlich wird die Strom-

steuer auf den europäischen Mindestsatz in Höhe von 0,1 €-Cent/kWh (bei nicht-betrieblicher Verwendung) abgesenkt und damit faktisch abgeschafft. Bei der substitutiven Ausgestaltung der CO<sub>2</sub>-Steuer werden zusätzlich zur Absenkung der Stromsteuer auch die Energiesteuern in den Sektoren Wärme und Verkehr auf den europäischen Mindestsatz gesenkt und der entstehende Fehlbetrag in Form einer gesonderten CO<sub>2</sub>-Steuer auf den Verbrauch der Energieträger in den Sektoren Wärme und Verkehr aufgeschlagen. In beiden Varianten der CO<sub>2</sub>-Steuer wird ein Energieträger auf Basis seiner CO<sub>2</sub>-Emissionsintensität belastet.

Abbildung 3-3 veranschaulicht die Auswirkungen einer Umsetzung der drei Reformoptionen auf die Haushaltskundenpreise der Energieträger Erdgas, Heizöl und

### Bewertung der Vorschläge:

- ✓ Verbesserung der Finanzierung der Energiewende hinsichtlich Verursachungsgerechtigkeit und größtenteils Stärkung der Sektorenkopplung
- ✓ Verringerung der staatlich veranlassten, fixen Bestandteile beim Stromendkundenpreis und damit Stärkung der Signalwirkung des Großhandelspreises Strom
- ✓ Gemeinsame Energiewendeumlage und substitutive CO<sub>2</sub>-Steuer sind per Definition kostenneutral umsetzbar
- Keine vollständige Verursachungsgerechtigkeit im Sinne einer gleich hohen impliziten CO<sub>2</sub>-Belastung der Energieträger
- Gemeinsame Energiewendeumlage: Bei voraussichtlich deutlichem Absinken der EEG-Umlage sinkende Lenkungswirkung und damit geringe Nachhaltigkeit
- Additive CO<sub>2</sub>-Steuer: Bei niedrigen CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen nur marginale Wirkung; perspektivische Steigerung der Zertifikatspreise ist zwar wahrscheinlich, liegt aber nicht in nationalem Gestaltungsspielraum; das neue System wäre zudem voraussichtlich nicht kostenneutral gegenüber dem bestehenden System
- Substitutive CO<sub>2</sub>-Steuer: Teilweise Schwächung der Sektorenkopplung durch Entlastung des Verkehrssektors

Strom (hier wird ein durchschnittlicher Sondertarif für Wärmepumpen dargestellt)

bei der Verwendung im Wärmesektor für das Jahr 2017, zur besseren Vergleichbarkeit jeweils in der Einheit €-Cent pro kWh.

Energiewende-Ohne Additive Substitutive Reform umlage CO<sub>2</sub>-Steuer CO<sub>2</sub>-Steuer 25 €-Cent<sub>2016</sub>/kWh (real) -11% -11% 20 -26% 15 10 +29% +21% +20% +33% +2% +3% E-Cent<sub>2016</sub>/kWh (real) Veränderung durch Reformvorschlag 5 -10 M W Heizöl MPHeizöl Heizö Heizö ■ Varianten CO2-Bepreisung ■ Energiewendeumlage Strom-/Energiesteuer ■ EEG-/KWK/Offshore-Netzumlage ■ Umsatzsteuer ■ Netzentgelte/ §19StromNEV/KA Beschaffung

ABBILDUNG 3-3: ÄNDERUNGEN DER ENDVERBRAUCHERPREISE IM WÄRMESEKTOR DURCH DIE DISKUTIERTEN REFORMOPTIONEN, FÜR DAS JAHR 2017

Quelle: Eigene Darstellung.

Der obere Teil der Grafik stellt dabei die einzelnen Preisbestandteile für die verschiedenen Reformoptionen und die Situation ohne Reform dar. Darüber hinaus ist dort die prozentuale Änderung des Gesamtendkundenpreises bei Umsetzung eines Reformvorschlags gegenüber der Situation ohne Reform aufgeführt. Der untere Teil der Grafik beschreibt die absolute Änderung der einzelnen Preisbestandteile bei Umsetzung eines Reformvorschlags gegenüber der Situation ohne Reform.

Aus der Analyse geht deutlich hervor, dass die Belastung der Endkundenpreise für fossile Energieträger mit staatlich veranlassten Preisbestandteilen im Vergleich zur Situation ohne Reform in allen betrachteten Reformvorschlägen ansteigen würde. Dies geschieht dabei zu Gunsten des Endkundenpreises für Strom, der bei jedem Reformvorschlag entlastet wird. Bei der gemeinsamen Energiewendeumlage fällt diese Entlastung am höchsten aus (- 26 %), da hier die Belastungen aus der

EEG-Umlage, KWKG-Umlage und Offshore-Netzumlage als größter Block im derzeitigen Strompreis für Wärmepumpen auf die drei Sektoren Strom, Wärme und Verkehr verteilt werden. Im Fall der additiven CO<sub>2</sub>-Steuer wird der CO<sub>2</sub>-Preis des EU ETS zusätzlich zu den bestehenden Preisbestandteilen auf die Endkundenpreise von fossilen Energieträgern im Wärme- und Verkehrssektor aufgeschlagen. Ein niedriges Preisniveau im europäischen Emissionshandelssystem auf dem Niveau des Jahres 2017 führt jedoch zu lediglich marginalen Zusatzbelastungen in der konventionellen Wärme.<sup>59</sup> Die gleichzeitige Absenkung der Stromsteuer auf den europäischen Mindestsatz in diesem Reformvorschlag führt aber zu einer Entlastung der Strompreise für elektrische Wärmepumpen von immerhin 11 % und baut somit bestehende Preisverzerrungen teilweise ab. Gleiches gilt für die substitutive CO<sub>2</sub>-Steuer, bei der ebenfalls die Stromsteuer auf den europäischen Mindestsatz abgesenkt wird. Gleichzeitig werden bei diesem Reformvorschlag die Energiesteuern auf die europäischen Mindestsätze abgesenkt und entstehende Mindereinnahmen durch die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer auf den Verbrauch von konventionellen Energieträgern in den Sektoren Wärme und Verkehr kompensiert. Da der Verbrauch von Erdgas und Heizöl in der Wärmeerzeugung im Vergleich zur Nutzung im Verkehrssektor aktuell jedoch von sehr geringen Energiesteuersätzen profitiert, führt der Reformvorschlag der substitutiven CO<sub>2</sub>-Steuer zu einer deutlichen Mehrbelastung dieser Energieträger. Konventionelle Wärme wird in diesem Reformvorschlag deutlich teurer, während die Endkundenpreise für Strom sinken. Investitionen in Sektorenkopplungstechnologien dürften damit angereizt werden.

Abbildung 3-4 zeigt den analogen Vergleich der Reformoptionen für das Jahr 2030. Die grundsätzliche Tendenz einer Verteuerung des Verbrauchs fossiler Energieträger und einer Absenkung der staatlich veranlassten Preisbestandteile beim Strom in allen Reformoptionen bleibt zwar erhalten. In der längeren Frist zeigt sich jedoch in der mangelnden Nachhaltigkeit der gemeinsamen Energiewendeumlage ein deutlicher Nachteil des Instruments. Insbesondere das abnehmende

<sup>&</sup>lt;sup>59</sup> Zu beachten ist hierbei jedoch, dass das Preisniveau innerhalb des EU ETS im Jahr 2018 aufgrund der beschlossenen Neuerung der Emissionshandelsrichtlinie für die 4. Handelsperiode deutlich gestiegen ist: Im Vergleich zum Jahr 2017 verdreifachte sich der durchschnittliche Zertifikatspreis im Jahr 2018 annähernd und lag im Schnitt bei 15,82 EUR/tCO<sub>2</sub>.

Umlagevolumen der EEG-Umlage führt dazu, dass die Reformoption der gemeinsamen Energiewendeumlage mit der Zeit deutlich an Wirkung verliert: Der Verbrauch fossiler Energieträger verteuert sich im Vergleich zur Situation ohne Reform mit + 11 % bei Erdgas bzw. + 21 % bei Heizöl deutlich weniger stark als in der Analyse für das Jahr 2017 (+ 21 % für Erdgas bzw. + 29 % für Heizöl). Die Endkundenpreise für Strom sinken durch die Umsetzung des Reforminstruments im Jahr 2030 nur noch um 12 %, während der Effekt im Jahr 2017 noch bei - 26 % gelegen hätte. Die anfangs von der gemeinsamen Energiewendeumlage gesetzten Anreize zur Sektorenkopplung sinken also mit der Zeit.

Ohne Energiewende-Additive Substitutive Reform umlage CO<sub>2</sub>-Steuer CO<sub>2</sub>-Steuer E-Cent<sub>2016</sub>/kWh (real) 25 -8% -12% 20 15 +14% +11% +11% 10 +20% +28% +21% 5 Veränderung durch Reformvorschlag E-Cent<sub>2016</sub>/kWh (real) -10 el. WP el. WP Heizöl el. WP ■ Varianten CO2-Bepreisung ■ Energiewendeumlage Strom-/Energiesteuer ■ EEG-/KWK/Offshore-Netzumlage ■ Netzentgelte/ §19StromNEV/KA ■ Umsatzsteuer ■ Beschaffung

ABBILDUNG 3-4: ÄNDERUNGEN DER ENDVERBRAUCHERPREISE IM WÄRMESEKTOR DURCH DIE DISKUTIERTEN REFORMOPTIONEN, FÜR DAS JAHR 2030

Quelle: Eigene Darstellung.

Ein ähnliches Bild ergibt sich bei der substitutiven CO<sub>2</sub>-Steuer: Auch hier sinken die Anreize zur Sektorenkopplung mit steigenden Strompreisen mit der Zeit. Bei der additiven CO<sub>2</sub>-Steuer erweist sich zwar aus dem gleichen Grund die Absenkung der Stromsteuer als zunehmend weniger wirksam, die bis zum Jahr 2030 annahmegemäß stark steigenden CO<sub>2</sub>-Preise im europäischen Emissionshandelssystem führen jedoch zu einer stärkeren Verteuerung konventioneller Energieträger

zur Wärmeerzeugung und reizen damit Investitionen in Sektorenkopplung im Vergleich zur Situation im Jahr 2017 verstärkt an.

Abbildung 3-5 und Abbildung 3-6 stellen die analogen Analysen der Veränderungen der Endkundenpreise im Verkehrssektor dar. Grundsätzlich zeigt sich hier ein etwas anderes Bild als im Wärmesektor. Bereits heute werden die konventionellen Energieträger im Verkehrssektor deutlich stärker mit Energiesteuern belastet als im Wärmesektor. Bei Einführung einer gemeinsamen Energiewendeumlage würde die zusätzliche Bepreisung von Benzin und Diesel einen Teil der Finanzierung der heutigen Kosten für EEG-, KWKG- und Offshore-Netzumlage übernehmen und damit noch weiter verteuert.

Ohne Energiewende-Additive Substitutive Reform umlage CO<sub>2</sub>-Steuer CO<sub>2</sub>-Steuer 25 €-Cent<sub>2016</sub>/kWh (real) -8% -8% -12% 20 -7% +9% +5% 15 10 Veränderung durch Reformvorschlag E-Cent<sub>2016</sub>/kWh (real) -10 Benzin Diesel Diesel Diesel E-Mobil E-Mobil E-Mobil ■ Varianten CO2-Bepreisung Strom-/Energiesteuer ■ Energiewendeumlage ■ EEG-/KWK/Offshore-Netzumlage ■ Umsatzsteuer ■ Netzentgelte/ §19StromNEV/KA ■ Beschaffung

ABBILDUNG 3-5: ÄNDERUNGEN DER ENDVERBRAUCHERPREISE IM VERKEHRSSEKTOR DURCH DIE DISKUTIERTEN REFORMOPTIONEN, FÜR DAS JAHR 2017

Quelle: Eigene Darstellung.

Bereits bei heutigen Preisniveaus würde Strom zur Nutzung im Verkehr damit günstiger als Benzin. Anreize zur Investition in Sektorenkopplungstechnologien würden damit gestärkt. Bei Einführung einer additiven CO<sub>2</sub>-Steuer in Höhe des europäischen Emissionshandelspreises für CO<sub>2</sub> würden bei einem niedrigen Preisniveau des ETS auf dem Niveau des Jahres 2017 ebenso wie im Wärmesektor

lediglich marginale Anreize zur Sektorenkopplung gesetzt. Bei einer Substitution der Strom- und Energiesteuern durch eine volumenmäßig gleich große CO<sub>2</sub>-Steuer auf konventionelle Energieträger in den Sektoren Wärme und Verkehr (substitutive CO<sub>2</sub>-Steuer) würde im Verkehrssektor die Sektorenkopplung teilweise sogar geschwächt, weil die aktuell im Vergleich zur Belastung im Wärmesektor relativ hohe Besteuerung von konventionellen Energieträgern im Verkehrssektor teilweise auf den Wärmesektor abgewälzt würde.

Ohne Energiewende-Additive CO<sub>2</sub>-Substitutive CO<sub>2</sub>-Reform Steuer umlage Steuer 25 E-Cent<sub>2016</sub>/kWh (real) -8% -8% -12% 20 -7% 15 10 Veränderung durch Reformvorschlag E-Cent<sub>2016</sub>/kWh (real) -10 Benzin Diesel Diesel E-Mobil E-Mobil E-Mobil ■ Varianten CO2-Bepreisung ■ Energiewendeumlage Strom-/Energiesteuer ■ EEG-/KWK/Offshore-Netzumlage ■ Umsatzsteuer ■ Netzentgelte/ §19StromNEV/KA ■ Beschaffung

ABBILDUNG 3-6: ÄNDERUNGEN DER ENDVERBRAUCHERPREISE IM VERKEHRSSEKTOR DURCH DIE DISKUTIERTEN REFORMOPTIONEN, FÜR DAS JAHR 2030

Quelle: Eigene Darstellung.

Mit zunehmender Erhöhung der Strompreise und Verminderung der EEG-Umlagekosten sinken in der längeren Frist auch im Verkehrssektor die Anreize zur Sektorenkopplung bei Umsetzung einer gemeinsamen Energiewendeumlage. Insbesondere durch die steigenden Base-Preise entwickelt sich Strom auch in dieser Reformoption bis zum Jahr 2030 wieder zum teuersten der in diesem Vergleich betrachteten Energieträger. Analog zu den Entwicklungen im Wärmesektor relativieren sich auch bei den beiden betrachteten Varianten einer CO<sub>2</sub>-Steuer mit zunehmender Erhöhung der Großhandelspreise Strom die zunächst teilweise abgebauten Preisverzerrungen beim Stromendkundenpreis durch eine Absenkung der Stromsteuer auf das europäische Mindestmaß. Die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer in Höhe des europäischen Emissionshandelspreises (additive CO<sub>2</sub>-Steuer) würde aufgrund der Annahme steigender Preise innerhalb des EU ETS bis 2030 Investitionen in Sektorenkopplungstechnologien tendenziell stärken. Bei einer Ausgestaltung als substitutive CO<sub>2</sub>-Steuer würde jedoch auch im Jahr 2030 die Sektorenkopplung im Verkehrssektor teilweise sogar geschwächt. Grund ist auch hier wieder eine teilweise Abwälzung der bestehenden Energiesteuern des Verkehrssektors auf den Wärmesektor.

Abschließend lässt sich festhalten, dass durch die Einführung einer gemeinsamen Energiewendeumlage bei derzeitigem Niveau der Stromgroßhandelspreise und der EEG-Umlage Investitionen in Sektorenkopplungstechnologien im Vergleich zum derzeitigen System verstärkt angereizt würden. Allerdings ist dieses Instrument bei steigenden Großhandelspreisen und sinkender EEG-Umlage wenig nachhaltig. Die Einführung einer additiven CO<sub>2</sub>-Steuer auf den Verbrauch konventioneller Energieträger in den Sektoren Wärme und Verkehr auf dem Niveau des EU ETS würde insbesondere bei einem niedrigen CO<sub>2</sub>-Preisniveau auf dem Niveau der Jahre 2013 bis 2017 nur marginale Anreize zur Sektorenkopplung setzen. Bei steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen im EU ETS könnte diese Reformoption jedoch geeignete Anreize setzen. Bei den in dieser Analyse zugrunde gelegten Annahmen wären die hierdurch erzielten Effekte im Jahr 2030 ähnlich den Effekten einer gemeinsamen Energiewendeumlage. Eine Substitution der Energie- und Stromsteuern durch eine CO<sub>2</sub>-Steuer (substitutive CO<sub>2</sub>-Steuer) erscheint dagegen als nicht zielführend, da hiermit die Sektorenkopplung teilweise sogar geschwächt würde.

Insgesamt reizen alle drei Reformvorschläge die Marktteilnehmer zur verstärkten Nutzung bestehender Flexibilisierungspotentiale im Stromsektor an, da bei allen Instrumenten die fixen Strompreisbestandteile sinken und damit das Großhandelspreissignal im Endkundenpreis gestärkt würde.

In Kapitel 2.2 wurde bereits die im derzeitigen System mangelnde Verursachungsgerechtigkeit bei der impliziten CO<sub>2</sub>-Belastung unterschiedlicher Energieträger erläutert. Abbildung 3-7 zeigt die impliziten CO<sub>2</sub>-Belastungen der Energieträger bei Umsetzung der drei betrachteten Reformoptionen für das Jahr 2030. Es zeigt sich, dass zwar in jedem Reformvorschlag ein Teil der Belastungen vom Stromsektor in die beiden Sektoren Wärme und Verkehr verschoben würde. Dennoch würde aber in keiner der dargestellten Reformoptionen vollständige Verursachungsgerechtigkeit in dem Sinne implementiert, dass alle Energieträger eine gleich hohe Belastung an klimaschutzpolitisch begründeten Kosten pro emittierter Tonne CO<sub>2</sub> tragen.

Ohne Reform Additive CO<sub>2</sub>-Steuer Energiewendeumlage Substitutive CO<sub>2</sub>-Steuer 250 52016/t CO2 (real) 200 150 100 Heizöl Wärme Strom Verkehr Wärme Verkehr Wärme Strom Verkehr Wärme Strom Verkehr KWKG-Umlage CO2-Zertifikat ■ EEG-Umlage Offshore-Netzumlage Strom-/Energiesteuer ■ Energiewendeumlage CO2-Steuer

ABBILDUNG 3-7: IMPLIZITE CO<sub>2</sub>-BELASTUNGEN DER ENERGIETRÄGER BEI UMSETZUNG UNTERSCHIEDLICHER REFORMOPTIONEN, FÜR DAS JAHR 2030

Quelle: Eigene Darstellung.

#### Zusammenfassende Übersicht

Der hier auch quantitativ analysierte Vorschlag der Dynamisierung der EEG-Umlage scheint nur einen moderaten Nutzen zu generieren. Hauptgründe hierfür sind der mittelfristig begrenzte Verbraucherkreis, der diese Flexibilisierungsoption in Anspruch nehmen kann. Perspektivisch kann außerdem von einer deutlichen Absenkung der EEG-Umlage ausgegangen werden, wodurch das Instrument nicht nachhaltig erscheint. Außerdem wird aufgrund einer zunehmenden Inanspruchnahme von Flexibilisierungspotenzialen mittelfristig ein relativ stabiles Niveau an negativen Strompreisstunden erwartet, wodurch durch ein solches Instrument lediglich moderate zusätzliche Anreize zur Flexibilisierung zu erwarten sind. Im Verhältnis zum Nutzen erscheinen der Aufwand zur Bestimmung der dynamisierten

EEG-Umlage und die damit einhergehenden Unsicherheiten zur Deckung der EEG-Förderkosten relativ hoch. Aufgrund dieses unvorteilhaften Kosten-Nutzen-Verhältnisses wurde entschieden, das Instrument in der Erarbeitung eines eigenen Reformvorschlags nicht zu berücksichtigen.

Die quantitative Analyse der drei analysierten Instrumente gemeinsame Energiewendeumlage, additive CO<sub>2</sub>-Steuer und substitutive CO<sub>2</sub>-Steuer zeigt, dass diese teilweise die definierten Kriterien erfüllen. Zwar stärken sie eine verursachungsgerechte Finanzierung der Energiewende, Flexibilisierung des Strommarktes und größtenteils auch Investitionen in Sektorenkopplungstechnologien. Gleichzeitig weisen die untersuchten Instrumente jedoch Schwächen in Bezug auf ihre Effektivität und Nachhaltigkeit auf und implementieren insbesondere nicht konsequent das dargestellte Kriterium einer verursachungsgerechten Finanzierung der Energiewendekosten. Für die Entwicklung eines eigenen Reformvorschlags wurde daher entschieden, die vorteilhaften Aspekte der betrachteten Instrumente zu berücksichtigen und geeignet weiterzuentwickeln. Konkret wurde ein Vorschlag entwickelt, der die klimaschutzpolitisch begründete Steuer- und Umlagebelastung für Strom senkt und für fossile Energieträger erhöht und gleichzeitig konsequent die Ziele der Verursachungsgerechtigkeit, Aufkommensneutralität, Effektivität und Nachhaltigkeit verfolgt.

# 4 Darstellung und Analyse eines eigenen Vorschlags für die Reformierung der Steuer- und Umlagesystematik im Energiesektor

Das folgende Kapitel erläutert und analysiert den im Rahmen des Projekts entwickelten Vorschlag einer Reform der Steuer- und Umlagesystematik im Energiesektor. Dazu wird der Vorschlag zunächst in Abschnitt 4.1 vorgestellt und anschließend ausführlich dahingehend bewertet, ob mit ihm die definierten Anforderungen an eine Reform erreicht werden (vgl. Abschnitt 4.2). In Abschnitt 4.3 werden alternative Ausgestaltungsvarianten des Reformvorschlags aufgezeigt. Abschnitt 4.4 schließlich gibt eine erste Einschätzung zur rechtlichen Umsetzbarkeit des Vorschlags und weist auf offene Aspekte hin, die im Rahmen dieses Projekts aufgezeigt werden sollen.

# 4.1 Einführung einer sektorenübergreifenden CO<sub>2</sub>-Bepreisung

# Definition und Umsetzung des Vorschlags

Zur Reformierung der Steuer- und Umlagesystematik im Energiesektor wird die Einführung einer sektorenübergreifenden CO<sub>2</sub>-Bepreisung vorgeschlagen. Diese soll durch eine gemeinsame Finanzierung der in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr bestehenden Energiepreisbestandteile mit klimapolitischem Bezug erfolgen, das heißt durch eine gemeinsame Finanzierung der Kosten für die

- EEG-Umlage, KWKG-Umlage, Offshore-Netzumlage,
- für Emissionszertifikate im Rahmen des EU ETS, die an Stromendverbraucher weitergegeben werden sowie die
- Stromsteuer und den Ökosteueranteil an den Energiesteuern.

Die Finanzierung soll dabei durch eine Anpassung der derzeitigen Strom- und Energiesteuersätze erfolgen, die dann neben den bereits bestehenden Kriterien auch auf Basis der CO<sub>2</sub>-Emissionsintensität eines Energieträgers erhoben werden. Die so umgesetzte CO<sub>2</sub>-Bepreisung belastet jeden Energieträger pro emittierter Tonne CO<sub>2</sub> gleich stark mit klimaschutzpolitischen Steuern und Umlagen und stellt somit Verursachungsgerechtigkeit bei der Finanzierung der Energiewendekosten

her. Der Anteil der Energiesteuern, der nicht auf den Erhöhungen im Rahmen der ökologischen Steuerreform der Jahre 1999-2003 basiert, bleibt dabei unverändert (vgl. Abbildung 4-1 für eine schematische Darstellung des Vorschlags).

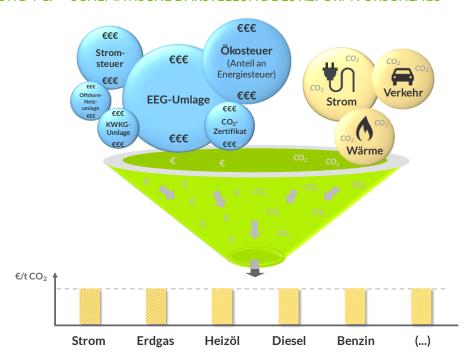


ABBILDUNG 4-1: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DES REFORMVORSCHLAGS

Quelle: Eigene Darstellung.

Bei der Reform würden sämtliche derzeitigen Energiepreisbestandteile mit klimaschutzpolitischem Bezug in einen gemeinsamen Topf gegeben und durch Bezug auf die erwarteten Emissionen der betrachteten Sektoren ein einheitlicher Preis pro emittierter Tonne CO<sub>2</sub> bestimmt.<sup>60</sup> Das neue Finanzierungssystem ist damit kostenneutral gegenüber dem bestehenden System. Innerhalb der einbezogenen Sektoren wird der Verbrauch eines jeden Energieträgers dann entsprechend seiner CO<sub>2</sub>-Emissionsintensität belastet.

Die  $CO_2$ -Bepreisung würde auf ein bestehendes System aus Strom- und Energiesteuer (davon Ökosteueranteil) aufsetzen und darin integriert werden. Die Abgabe wird wie heute auch vom Endverbraucher gezahlt Die Lenkungswirkung

Im Falle der schwankenden CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise im EU ETS müsste entsprechend eine Prognose des durchschnittlichen Jahrespreises in die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Bepreisung einfließen. Ähnlich den heute durchgeführten nachträglichen Verrechnungen von Prognosefehlern bei der EEG-Umlage, müssten Prognosefehler jeweils im folgenden Jahr verrechnet werden.

des Vorschlags entfaltet sich somit in der Wahl des Energieträgers beim Endverbraucher und damit zwischen den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Der Reformvorschlag stellt damit ein Instrument dar, um die Klimaschutzziele in den Sektoren Wärme und Verkehr zu erreichen. Mit dem Vorschlag wird nicht darauf orientiert, die CO<sub>2</sub>-Emissionsintensität im Stromsektor zu senken, da deren Verringerung bereits durch andere Instrumente (EEG, zukünftiger Kohleausstieg) gefördert wird.

Um Entscheidungen auf der Stromerzeugungsseite durch die Reform nicht zusätzlich zu den bestehenden Instrumenten zu beeinflussen, sollte daher auch keine Unterscheidung hinsichtlich der bilanziellen Herkunft des Stroms getroffen werden: Würde zusätzlich zu bestehenden oder geplanten ordnungspolitischen Instrumenten wie dem EEG Strom aus EE-Anlagen gegenüber Strom aus fossiler oder nuklearer Erzeugung bevorzugt (d. h. von einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung teilweise oder ganz ausgenommen), würde dies die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nochmals stärken. Im Ergebnis würden die deutschen und damit einhergehend die europäischen Emissionen sowie der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreises im EU ETS sinken. Die Lenkungswirkung des ETS würde also (noch weiter) geschwächt. Sofern eine solche Unterscheidung nicht vorgenommen wird, hat die Reform keine Änderung der Entscheidungen auf der Stromerzeugungsseite zur Folge, die Lenkungswirkung des EU ETS bleibt unberührt.

Zur Vermeidung einer Doppelbelastung der Stromverbraucher aufgrund der Überwälzung der ETS-Kosten im Rahmen der Beschaffungspreise für Strom muss der CO<sub>2</sub>-Preis des ETS mit den neuen Stromsteuern verrechnet werden (z. B. durch eine Steuerentlastung). Die resultierende CO<sub>2</sub>-Bepreisung für Strom würde damit leicht sinken. Durch die Änderung der derzeitigen Finanzierungssystematik für EEG- und KWKG-Förderkosten sowie für die im Rahmen der Offshore-Haftung anfallenden Kosten der Netzbetreiber würden die entsprechenden Umlagen wegfallen und die jeweiligen Kostenblöcke stattdessen mittelbar über den Staatshaushalt finanziert. Allerdings wird der Staatshaushalt im Rahmen dieses Vorschlags nicht zusätzlich belastet, da die Ausgaben über die zusätzlichen Strom- und Energiesteuereinnahmen kompensiert werden. Auf Basis der in dieser Studie getroffenen Annahmen würde bei der Umsetzung einer solchen Reform eine sektoren- übergreifende CO<sub>2</sub>-Bepreisung in Höhe von etwa 89 bis 98 EUR/t CO<sub>2</sub> bis zum

Jahr 2030 resultieren. Diese CO<sub>2</sub>-Bepreisung erhöht jedoch nicht die Gesamtbelastungen der Verbraucher, sondern spiegelt lediglich die ohnehin vorhandenen Energiewendekosten wider, die die Endverbraucher von Strom, Wärme und Kraftstoffen für klimapolitische Preisbestandteile wie bspw. Umlagen und Ökosteuer zahlen müssen. Die Höhe der CO<sub>2</sub>-Bepreisung von 89 bis 98 EUR/t CO<sub>2</sub> bis zum Jahr 2030 entspricht in etwa dem Niveau aus dem Jahr 2017 in Höhe von 94 EUR/t CO<sub>2</sub>. D.h., die CO<sub>2</sub>-spezifische Belastung der Verbraucher mit Energiewendekosten ändert sich in der nächsten Dekade nur in geringem Umfang.

Das durch die vorgeschlagene Reform verbundene gesamte Umschichtungsvolumen, also die Summe der in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr bestehenden Energiepreisbestandteile mit klimaschutzpolitischem Bezug, beläuft sich in 2030 auf rund 27 Mrd. €. Ohne Reform würden allein die Stromverbraucher im Jahr 2030 durch die genannten Preisbestandteile eine Belastung in Höhe von rund 20 Mrd. € zu tragen haben. Durch die vorgeschlagene Reform würde die hohe Belastung der Stromverbraucher verstärkt auf die anderen Sektoren verteilt, so dass für den Stromsektor im Jahr 2030 noch rund 9 Mrd. € anfallen.

# 4.2 Bewertung des Vorschlags

Aufgrund seiner Konzeption erfüllt der dargestellte Vorschlag einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung die beiden als zentral erachteten Finanzierungsanforderungen Verursachungsgerechtigkeit und Kostenneutralität. Im Folgenden wird der Vorschlag anhand der weiteren Anforderungen an eine Reform detailliert analysiert und bewertet. Vorangestellt findet sich eine Zusammenfassung der Bewertung.

# Kosteneffiziente Erreichung der Klimaschutzziele durch offenen Technologiewettbewerb

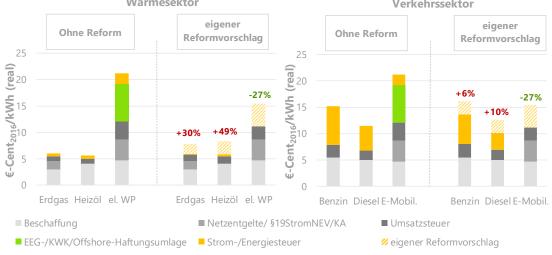
Ähnlich der zuvor diskutierten Reformoptionen einer gemeinsamen Energiewendeumlage bzw. einer additiven oder einer substitutiven CO<sub>2</sub>-Steuer werden auch durch den hier vorgestellten Reformvorschlag die Endkundenpreise für konventionelle Energieträger in den Sektoren Wärme und Verkehr erhöht und gleichzeitig die Belastung des Stromendkundenpreises durch staatlich veranlasste Preisbestandteile deutlich reduziert.

Wäre der Reformvorschlag im Jahr 2017 umgesetzt worden, hätte dies eine Vergünstigung von Strom, der in den Sektoren Wärme und Verkehr genutzt wird, von 27 % im Vergleich zur Situation ohne Reform zur Folge gehabt (vgl. Abbildung 4-2).

Insbesondere verbrauchsgebundene Kosten fossiler Wärmetechnologien wären durch eine Umsetzung der Reform teilweise deutlich erhöht worden, da diese bisher im Verhältnis zum Gesamtendverbraucherpreis äußerst geringe Steuerlasten tragen. Verteuerungen im Verkehrssektor blieben dagegen mit + 6 % bei Benzin bzw. + 10 % bei Diesel moderater.

SCHLAGS IM WÄRME- UND VERKEHRSSEKTOR, FÜR DAS JAHR 2017 Wärmesektor Verkehrssektor eigener eigener Ohne Reform Ohne Reform Reformvorschlag Reformvorschlag

ENDVERBRAUCHERPREISE OHNE UND MIT UMSETZUNG DES REFORMVOR-



Quelle: Eigene Darstellung.

**ABBILDUNG 4-2:** 

Im Jahr 2030 würde die Umsetzung der Reform zu einer ähnlichen Veränderung der Endkundenpreise bei den hier dargestellten Energieträgern führen: Im Wärme- oder Verkehrssektor genutzter Strom würde gegenüber dem Status Quo um 19 % günstiger. Dies entspricht einer Verminderung der Strompreise für Wärmepumpen<sup>61</sup> oder Elektrofahrzeuge um 4,5 €-Cent/kWh bei vollständiger Umsetzung des Reformvorschlags gegenüber dem Fall ohne Reform. Fossile Wärmetechnologien würden aufgrund der durch die Reform herbeigeführten Angleichung der Aufwendungen für klimaschutzpolitisch motivierten Preisbestandteilen teils

r2b energy consulting GmbH

57

Zur Darstellung der Auswirkungen auf strombasierte Wärmeanwendungen wird im Rahmen dieses Gutachtens die Wärmepumpe betrachtet. Grundsätzlich bestehen noch weitere Power-to-Heat-Anlagen (PtH), die von sinkenden Strompreisen profitieren würden.

deutliche Preissteigerungen erfahren. Die Endverbraucherpreise würden bei Umsetzung des Reformvorschlags gegenüber dem Fall ohne Reform für Heizöl um 44 % (2,6 €-Cent/kWh) und für Erdgas um 22 % (1,8 €-Cent/kWh) steigen. Verteuerungen im Verkehrssektor blieben für Benzin mit 6 % (10 €-Cent je Liter) und für Diesel 10 % (13 €-Cent je Liter) deutlich darunter (vgl. Abbildung 4-3).

Insgesamt dürfte die verursachungsgerechte Verteilung der klimapolitisch motivierten Energiepreisbestandteile die Nutzung von Sektorenkopplungstechnologien im Wärme- und Verkehrssektor damit attraktiver machen. Der offene Wettbewerb der Energieträger in den Sektoren Wärme und Verkehr würde durch den Abbau von fixen Preisbestandteilen beim Stromendkundenpreis gestärkt.

Wärmesektor Verkehrssektor eigener eigener Ohne Reform Ohne Reform Reformvorschlag Reformvorschlag €-Cent<sub>2016</sub>/kWh (real) Cent<sub>2016</sub>/kWh (real) -19% -19% +6% 20 +10% 15 10 Heizöl el. WP Erdgas Heizöl el. WP Diesel E-Mobil. Erdgas Benzin Benzin Diesel E-Mobil. ■ Netzentgelte/ §19StromNEV/KA Umsatzsteuer ■ EEG-/KWK-/Offshore-Netzumlage Strom-/Energiesteuer ## eigener Reformvorschlag

ABBILDUNG 4-3: ENDVERBRAUCHERPREISE OHNE UND MIT UMSETZUNG DES REFORMVOR-SCHLAGS IM WÄRME- UND VERKEHRSSEKTOR, FÜR DAS JAHR 2030

Quelle: Eigene Darstellung.

Zur Bewertung, ob die vorgeschlagene Reform Investitionsanreize in Sektorenkopplungstechnologien stärken kann, wurden zudem für die gängigsten Technologien im Wärme- und Verkehrssektor vergleichende Wirtschaftlichkeitsanalysen durchgeführt, deren Ergebnisse in Abbildung 4-4 und Abbildung 4-5 dargestellt sind. In den Analysen werden die jährlichen Gesamtkosten der betrachteten Technologien (inkl. annuitätischer Investitionskosten) für jeweils zwei Anwendungsfälle im Wärme- und Verkehrssektor miteinander verglichen (Investition in ein neues Heizsystem in einem Neubau bzw. Sanierung eines Altbaus<sup>62</sup> im Wärmesektor und Investition in einen Kleinwagen bzw. in einen Kompakt-/Mittelklassewagen im Verkehrssektor). Die Analysen zum Wärmesektor beruhen dabei insbesondere auf Annahmen zum Jahresendenergiebedarf und Kostenkomponenten bei Neuinvestition in unterschiedliche Heizsysteme. Für den Vergleich im Wärmesektor wurden Erdgas-Brennwertkessel (inkl. Speicher), Öl-Brennwert-Geräte (inkl. Speicher), Luft-Wasser-Wärmepumpen und Sole-Wärmepumpen (inkl. Speicher) berücksichtigt. Im Verkehrssektor wurden Benziner, Dieselfahrzeuge und (reine) Elektrofahrzeuge miteinander verglichen. Die entsprechenden Annahmen zu Anschaffungskosten, Betriebs- und Wartungskosten, Kfz-Steuern und dem Fahrzeugverbrauch wurden auf Basis von Literaturangaben et getroffen und anhand derzeit beobachteter Marktpreise plausibilisiert. Bestehende Förderungen für Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge wurden in den Analysen nicht berücksichtigt, um einen möglichst unverzerrten Vergleich der Technologien zu ermöglichen.

Abbildung 4-4 (A) stellt die jährlichen Mehr- bzw. Minderkosten (inkl. annuitätischen Investitionskosten) einer Heizöl- oder Wärmepumpenheizung gegenüber einer Erdgas-Brennwertheizung für den Anwendungsfall eines sanierten Altbaus dar. Ein Vergleich der jährlichen Differenzkosten der Technologien zur Referenztechnologie Erdgas zeigt, dass bei Umsetzung des dargestellten Reformvorschlags bereits im Jahr 2018 bei einer Altbausanierung eine Heizölheizung als aktuell kostengünstigste Option von der Luft-Wasser-Wärmepumpe abgelöst worden wäre.

Zugleich wäre der Kostennachteil von Erdgasheizungen gegenüber Heizölheizungen durch die Reform gesunken, da die Verbrauchskosten des CO<sub>2</sub>-emissionsintensiveren Heizöls durch die Reform stärker gestiegen wären als die

<sup>&</sup>lt;sup>62</sup> Im Rahmen der folgenden Wirtschaftlichkeitsanalysen beinhaltet die Komplettsanierung eines Altbaus den Einbau von Wärmeerzeuger einschließlich Regelung, Heizflächen, Verteilungsleitungen, Warmwasserspeicher, Leitungssystem, Schornsteinsanierung sowie erforderliche sonstige Installationen und Baumaßnahmen.

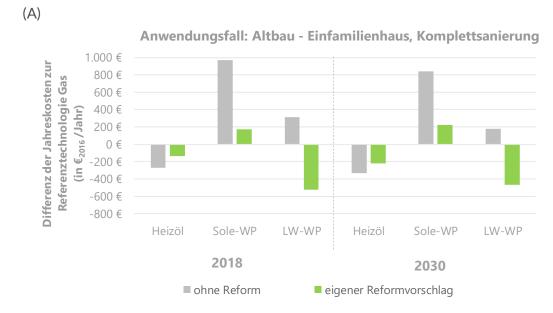
<sup>63</sup> Vgl. BDEW (2016), BDEW (2017a).

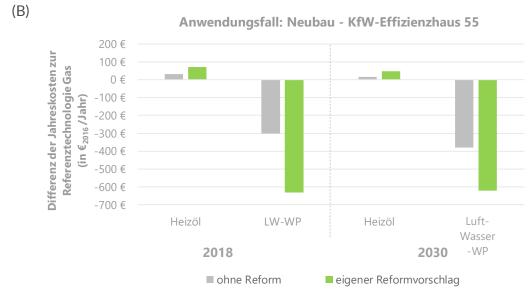
<sup>&</sup>lt;sup>64</sup> Vgl. ADAC (2018), Stewart und Dodson (2016), Bubeck et al. (2016), Gnann et al. (2015a), Gnann et al. (2015b) und Schade et al. (2017).

Die Kosten für die Fahrzeugversicherung wurden aufgrund der hohen Abhängigkeit der Versicherungstarife von individuellen Parametern des Fahrzeughalters nicht in den Analysen berücksichtigt.

Verbrauchskosten für Erdgas. Aufgrund sehr hoher Investitionskosten bleibt die Sole-Wärmepumpe auch unter Berücksichtigung des Reformvorschlags die teuerste der betrachteten Optionen.

ABBILDUNG 4-4: VERGLEICHENDE WIRTSCHAFTLICHKEITSANALYSEN IM WÄRMESEKTOR IM VERGLEICH ZUR REFERENZTECHNOLOGIE ERDGAS, FÜR DIE JAHRE 2018 UND 2030





Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von BDEW (2016) und BDEW (2017a).

Bei Betrachtung des Jahres 2030 zeigt sich grundsätzlich das gleiche Bild. Da die Entlastung beim Stromendkundenpreis durch den Reformvorschlag im Jahr 2030 mit - 19 % etwas geringer ausfällt als in früheren Jahren, stellt sich jedoch auch die

Verringerung der jährlichen Differenzkosten der strombasierten Heizsysteme zur Referenztechnologie Erdgas etwas geringer dar als im Jahr 2018. Im Anwendungsfall eines Neubaus stellt schon heute die Investition in eine Luft-Wasser-Wärmepumpe unter den gegebenen Annahmen die kostengünstigste Heizoption dar. Der Kostenvorteil der Wärmepumpe gegenüber den fossilen Technologien Erdgas und Heizöl würde durch Umsetzung des Reformvorschlags noch deutlich gestärkt (vgl. Abbildung 4-4 (B)).

Auch in Situationen, in denen der Einbau einer Wärmepumpe aufgrund der Gegebenheiten vor Ort möglicherweise überdurchschnittlich hohe Investitionskosten<sup>66</sup> verursacht, könnte dies bei Umsetzung des Reformvorschlags dennoch die kostengünstige Option darstellen.

Abbildung 4-5 stellt die vergleichenden Wirtschaftlichkeitsanalysen für die beiden Anwendungsfälle Klein- und Kompakt-/Mittelklassewagen im Verkehrssektor dar. Analog zum Wärmesektor zeigen die Abbildungen die jährlichen Mehr- bzw. Minderkosten <sup>67</sup> eines Diesel- oder Elektrofahrzeugs gegenüber einem Benzinfahrzeug; für den Anwendungsfall Kleinwagen mit einer angenommenen Kilometerleistung von 7.500 km pro Jahr im oberen Teil (A) der Abbildung und für den Anwendungsfall eines Kompakt- bzw. Mittelklassewagens mit einer angenommenen Kilometerleistung von 20.000 km pro Jahr im unteren Teil (B) der Abbildung.

Im Anwendungsfall des Kleinwagens wird deutlich, dass der Benziner aufgrund seiner niedrigen Investitionskosten sowohl 2018 als auch 2030 und auch bei Umsetzung des Reformvorschlags die günstigste Fahrzeugvariante darstellt. Sein Kostenvorteil gegenüber dem Elektrofahrzeug ist im Jahr 2030 insbesondere aufgrund der Annahme deutlich sinkender Batteriepreise jedoch nur noch marginal und würde bei Betrachtung einer etwas höheren Jahresfahrleistung verschwinden bzw. in einen Kostennachteil kippen. Auch der Anwendungsfall Kompakt- bzw. Mittelklassewagen bestätigt dieses Bild: Im Jahr 2030 treten Elektrofahrzeuge

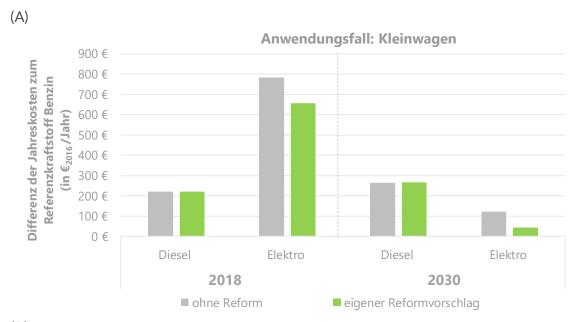
r2b energy consulting GmbH

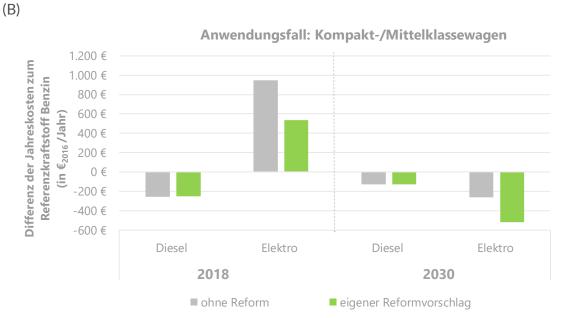
Die hier berücksichtigten Investitionskosten für Heizsysteme im Neubau beinhalten folgende Komponenten: Wärmeerzeuger, Regelung, Lüftungssystem, Heizflächen/Leitungssystem, Schornstein, Hausanschluss, Brennstofflagerung, Gas-/Elektroinstallation (vgl. BDEW, 2016).

Im Rahmen des Wirtschaftlichkeitsvergleichs unterschiedlicher Fahrzeugtypen werden Anschaffungskosten, Betriebs- und Wartungskosten sowie Steuern und Kraftstoffkosten berücksichtigt.

unter den hier getroffenen Annahmen im Vergleich mit Benzin- und Dieselfahrzeugen an die Stelle der günstigsten Antriebsoption. Elektrofahrzeuge werden damit perspektivisch voraussichtlich direkt mit Benzin- und Dieselfahrzeugen konkurrieren können. Ihre Wirtschaftlichkeit würde durch eine Umsetzung des dargestellten Reformvorschlags nochmals deutlich gestärkt.

ABBILDUNG 4-5: VERGLEICHENDE WIRTSCHAFTLICHKEITSANALYSEN IM VERKEHRSSEKTOR IM VERGLEICH ZUM REFERENZKRAFTSTOFF BENZIN, FÜR DIE JAHRE 2018 UND 2030





Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von ADAC (2018); Stewart und Dodson (2016); Bubeck et al. (2016); Gnann et al. (2015a); Gnann et al. (2015b); Schade et al. (2017).

### Förderung der Nutzung von Flexibilisierungspotentialen

Ein weiterer Aspekt des dargestellten Reformvorschlags besteht in der Verringerung der Verzerrung der Preissignale des Stromgroßhandelsmarktes durch staatlich auferlegte Steuern und Umlagen. Während sich der Anteil des Großhandelspreises Strom in der Situation ohne Reform beispielsweise für elektrische Wärmepumpen im Jahr 2017 noch auf lediglich knapp 16 % des Endkundenpreises belief, wäre sein Anteil bei Umsetzung des Reformvorschlags im Jahr 2017 auf etwa 22 % gestiegen. Bis zum Jahr 2030 würde sich dieser Effekt nochmals verstärken. Im Jahr 2030 beläuft sich der Anteil des Großhandelspreises am Endkundenpreis, u. a. durch die annahmegemäß stark steigenden CO<sub>2</sub>-Preise des EU ETS und ohnehin sinkende EEG-Umlage, auch ohne Umsetzung einer Reform bereits auf 33 %. Eine Umsetzung der hier vorgestellten Reform würde diesen Anteil auf 41 % steigern. Eine solche Stärkung des Marktsignals würde vermehrt flexiblen Stromverbrauch anreizen. Perspektivisch würde dies Haushalte zur Beschaffung von elektrischen Wärmepumpen oder Elektrofahrzeugen motivieren, um mit gezieltem Strombezug in Zeiten niedriger Großhandelspreise ihre Verbrauchskosten möglichst gering zu halten.

# Auswirkungen des Reformvorschlags auf die Energiekosten von Haushalten

Wesentliche Ziele des Reformvorschlags sind eine möglichst effiziente Erreichung der festgelegten Klimaschutzziele und eine verursachungsgerechte Finanzierung der klimaschutzpolitisch motivierten Kosten bzw. Steuern. Dies lässt sich jedoch nur dann erreichen, wenn für die Energieverbraucher ausreichend Anreize gesetzt werden, möglichst emissionsarme oder -freie Energieträger zu nutzen, d. h. wenn sich emissionsintensive Technologien relativ verteuern. Insbesondere für Heizstoffe bedeutet dies im Rahmen des hier vorgestellten Reformvorschlags teilweise erhebliche Preissteigerungen. Der Gesamteffekt für einzelne Verbraucher setzt sich aus gegenläufigen Effekten zusammen und würde bei unterschiedlichen Haushaltsprofilen im Ergebnis teilweise zu Mehrbelastungen, teilweise auch zu Entlastungen führen. Diese Kostenbelastungen bzw. -entlastungen werden im Folgenden für beispielhafte Haushaltstypen dargestellt.

TABELLE 4-1: AUSWIRKUNGEN AUF DIE JÄHRLICHEN VERBRAUCHSGEBUNDENEN KOSTEN FÜR HEIZUNG UND TRINKWASSERERWÄRMUNG BEISPIELHAFTER GEBÄUDETYPEN UND HEIZUNGSTECHNOLOGIEN IM JAHR 2030 BEI VOLLSTÄNDIGER UMSETZUNG DES REFORMVORSCHLAGS, IM VERGLEICH ZU DEN ENTSPRECHENDEN KOSTEN OHNE UMSETZUNG DES REFORMVORSCHLAGS.

	Gebäudetyp 1 unsaniert Einfamilienhaus 120 m² Wohnfläche	Gebäudetyp 2 unsaniert Wohnung 90 m² Wohnfläche	Gebäudetyp 3 unsaniert Wohnung 60 m² Wohnfläche	
	Belastungen (+) bzw	. Entlastungen (-) durch d	en Reformvorschlag	
	%	%	%	
Heizöl (BW-Gerät), Speicher (TWE)	+39	+41	+41	
Erdgas (BW-Gerät), Speicher (TWE)	+19	+20	+20	
	Gebäudetyp 4	Gebäudetyp 5	Gebäudetyp 6	
	Neubau	Neubau	Neubau	
	Einfamilienhaus 120 m² Wohnfläche	Wohnung 90 m² Wohnfläche	Wohnung 60 m² Wohnfläche	
	Einfamilienhaus 120 m² Wohnfläche	Wohnung	Wohnung 60 m² Wohnfläche	
	Einfamilienhaus 120 m² Wohnfläche	Wohnung 90 m² Wohnfläche	Wohnung 60 m² Wohnfläche	
Luft-Wasser-Wärmepumpe, Speicher, Abluftanlage	Einfamilienhaus 120 m² Wohnfläche Belastungen (+) bzw	Wohnung 90 m² Wohnfläche r. Entlastungen (-) durch d	Wohnung 60 m² Wohnfläche en Reformvorschlag	
	Einfamilienhaus 120 m² Wohnfläche Belastungen (+) bzw %	Wohnung 90 m² Wohnfläche 7. Entlastungen (-) durch d %	Wohnung 60 m² Wohnfläche en Reformvorschlag %	

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis BDEW (2016), BDEW (2017a).

#### Erläuterungen:

Gebäudetyp 1: unsaniert (Baujahr Heizung 1987 – 1994); Nutzfläche: 167 m²; Wärmebedarf: 22.437 kWh/a

Gebäudetyp 2: unsaniert (Baujahr Heizung 1987 – 1994); Nutzfläche: 109 m²; Wärmebedarf: 11.981 kWh/a

Gebäudetyp 3: unsaniert (Baujahr Heizung 1987 – 1994); Nutzfläche: 73 m²; Wärmebedarf: 9.310 kWh/a

 $Geb\"{a}udetyp~4: KfW-Effizienzhaus~70~Standard;~Nutzfl\"{a}che:~205~m^2;~W\"{a}rmebedarf:~10.134~kWh/a~Standard;~Nutzfl\"{a}che:~205~m^2;~W\ddot{a}rmebedarf:~10.134~kWh/a~Standard;~Nutzfl\ddot{a}che:~205~m^2;~W\ddot{a}rmebedarf:~10.134~kWh/a~Standard;~Nutzfl\ddot{a}che:~205~m^2;~W\ddot{a}rmebedarf:~10.134~kWh/a~Standard;~Nutzfl\ddot{a}che:~205~m^2;~W\ddot{a}rmebedarf:~10.134~kWh/a~Standard;~Nutzfl\ddot{a}che:~205~m^2;~W\ddot{a}rmebedarf:~10.134~kWh/a~Standard;~Nutzfl\ddot{a}che:~205~m^2;~W\ddot{a}rmebedarf:~10.134~kWh/a~Standard;~Nutzfl\ddot{a}che:~205~m^2;~W\ddot{a}rmebedarf:~10.134~kWh/a~Standard;~Nutzfl\ddot{a}che:~205~m^2;~W\ddot{a}rmebedarf:~10.134~kWh/a~Standard;~Nutzfl\ddot{a}che:~205~m^2;~W\ddot{a}rmebedarf:~10.134~kWh/a~Standard;~Nutzfl\ddot{a}che:~205~m^2;~W\ddot{a}rmebedarf:~2$ 

Gebäudetyp 5: KfW-Effizienzhaus 70 Standard; Nutzfläche: 109 m²; Wärmebedarf: 5.113 kWh/a

Gebäudetyp 6: KfW-Effizienzhaus 70 Standard; Nutzfläche: 73 m²; Wärmebedarf: 3.409 kWh/a

Die Nutzfläche ist die Bezugsgröße für den Nachweis nach EnEV für Wohngebäude. Sie wird aus dem Bruttovolumen des Gebäudes abgeleitet und ist in der Regel größer als die Wohnfläche. In der Nutzfläche sind bspw. häufig zusätzlich Keller- und Dachböden, also Bereiche die nicht bewohnt, aber trotzdem genutzt werden können, enthalten.

In Tabelle 4-1 sind die Auswirkungen des Reformvorschlags auf die jährlichen verbrauchsgebundenen Kosten für Heizung inkl. Trinkwassererwärmung für

beispielhafte Gebäudetypen<sup>68</sup> und Heizungstechnologien für das Jahr 2030 dargestellt.<sup>69</sup> Demnach sinken die verbrauchsgebundenen Kosten für Gebäude mit einer Wärmepumpe während die verbrauchsgebundenen Kosten für Heizungen auf Basis Heizöl und Erdgas durch die Reform erwartungsgemäß ansteigen.

Tabelle 4-2 zeigt die Veränderungen der Kosten für Kraftstoffe bzw. Strom für unterschiedliche Fahrzeugtypen und jährliche Kilometerleistungen durch den Reformvorschlag. Auch hier zeigt sich ein Anstieg der jährlichen verbrauchsgebundenen Kosten für Benzin- und Dieselfahrzeuge, während Elektroautos durch den Reformvorschlag profitieren würden.

TABELLE 4-2: AUSWIRKUNGEN AUF DIE JÄHRLICHEN VERBRAUCHSGEBUNDENEN KOSTEN BEI-SPIELHAFTER FAHRZEUGTYPEN UND ANTRIEBSTECHNOLOGIEN IM JAHR 2030 BEI VOLLSTÄNDIGER UMSETZUNG DES REFORMVORSCHLAGS, IM VERGLEICH ZU DEN ENTSPRECHENDEN KOSTEN OHNE UMSETZUNG DES REFORMVORSCHLAGS.

	Kleinwagen	Mittelklassewagen		
Fahrleistung pro Jahr: 7.500 km		Fahrleistung pro Jahr: 20.000 km		
	Belastungen (+) bzw. Entlastunge	gen (-) durch den Reformvorschlag		
	%	%		
Diesel	+10	+10		
Benzin	+6	+6		
Elektroauto	-19	-19		

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von ADAC (2018); Gnann et al. (2015a); Gnann et al. (2015b).

Wie aufgezeigt, sind die tatsächlichen finanziellen Auswirkungen der Verbraucher davon abhängig, in welchem Gebäude die Verbraucher wohnen, welches Heizungssystem vorhanden ist und welches Fahrzeug wie stark genutzt wird. Außerdem besteht eine Abhängigkeit von der Höhe des jeweiligen klassischen Stromverbrauchs, da der Strompreis durch den Reformvorschlag entlastet wird. In Tabelle 4-3 sind beispielhafte Haushaltstypen dargestellt, für welche daran anschließend

Während in der in Abbildung 4-4 dargestellten Wirtschaftlichkeitsanalyse von unterschiedlichen Heizungssystemen für ein neugebautes Einfamilienhaus ein "KfW-Effizienzhaus 55 Standard" unterstellt wurde, wird in der folgenden Beispielberechnung für den Neubau ein "KfW-Effizienzhaus 70 Standard" angenommen. Zu den in Tabelle 4-1 dargestellten Berechnungen für Mehrfamilienhäuser bzw. Wohnungen sind in der verwendeten Literatur (BDEW (2016)) keine Angaben für "KfW-Effizienzhaus 55 Standard" verfügbar.

<sup>&</sup>lt;sup>69</sup> Die hier dargestellten Kosten beinhalten neben den verbrauchsgebundenen Kosten für die einzelnen Brennstoffe zusätzliche Hilfsenergiekosten in Form von Strom für bspw. Lüftung und Regelung.

in Abbildung 4-6 die Auswirkungen auf die verbrauchsgebundenen Energiekosten für Heizung inkl. Trinkwassererwärmung, Kraftstoffe und Haushaltsstrom aufgezeigt werden. Die Berechnungen zeigen die jeweiligen zusätzlichen bzw. verminderten Kosten für das Jahr 2030.

Am deutlichsten von dem Reformvorschlag profitieren würde in diesen Beispielen ein Haushalt mit einer installierten Wärmepumpe in einem Neubau mit einem Elektroauto (HH-Typ 5). Dieser Haushalt würde rund 270 EUR bzw. 15 % weniger zahlen müssen als ohne Reform. Umgekehrt würde in den aufgezeigten Beispielen demnach ein 4-Personen-Haushalt in einem unsanierten Einfamilienhaus mit einer alten Heizölheizung und einem Diesel-Mittelklassewagen mit 20.000 km jährlicher Fahrleistung (HH-Typ 1) am stärksten belastet. Dieser Haushalt würde durch den Reformvorschlag jährlich rund 620 EUR bzw. knapp 15 % zusätzlich zahlen müssen. Die Beispiele zeigen insbesondere, dass Haushalte in unsanierten Gebäuden und mit alten Heizöl- oder Erdgaskesseln aufgrund des vergleichsweise hohen Wärmebedarfs höhere Kosten zu tragen haben.

TABELLE 4-3: DEFINITION BEISPIELHAFTER HAUSHALTSTYPEN

	HH-Typ 1	НН-Тур 2	НН-Тур 3	НН-Тур 4	НН-Тур 5	НН-Тур 6
Gebäudetyp	EFH	Wohnung	Wohnung	EFH	Wohnung	Wohnung
Gebäudezustand	unsaniert (Bj. 1987 - 1994)	unsaniert (Bj. 1987 - 1994)	unsaniert (Bj. 1987 - 1994)	Neubau (KfW Effizienzhaus 70 Standard)	Neubau (KfW Effizienzhaus 70 Standard)	Neubau (KfW Effizienzhaus 70 Standard)
Wohnfläche in m²	120	90	60	120	90	60
Heizungssystem	Heizöl (BW- Gerät), Speicher (TWE)	Erdgas (BW- Gerät), Speicher (TWE)	Erdgas (BW- Gerät), Speicher (TWE)	Luft-Wasser- Wärmepumpe, Speicher, Abluftanlage	Luft-Wasser- Wärmepumpe, Speicher, Abluftanlage	Erdgas (BW- Gerät / solare HeizU), Speicher (solare TWE), Abluftanlage
Fahrzeugart	Mittelklasse- wagen	Kleinwagen	Kleinwagen	Mittelklasse- wagen	Kleinwagen	Kleinwagen
jährl. Kilometerleistung	20.000	7.500	7.500	20.000	7.500	7.500
Kraftstoffart	Diesel	Strom	Benzin	Diesel	Strom	Benzin
Anzahl Personen je HH	4	2	1	4	2	1
jährlicher HH-Strom- bedarf in kWh	4.000	3.000	2.000	4.000	3.000	2.000

Quelle: Eigene Darstellung.

Die Höhe der zusätzlichen Kosten pro Jahr ist insbesondere abhängig bspw. von dem Wohnungstyp, dem Brennstoff und der Größe der Wohnung. So liegen bspw. die zusätzlichen Kosten für einen 1-Personen-Haushalt in einem unsanierten Mehrfamilienhaus mit einer alten Erdgasheizung und einem Kleinwagen mit Ottomotor bei rund 130 EUR bzw. rund 6 % (HH-Typ 3). Die Haushalte können stets durch die Entlastungen der Stromkosten profitieren, wodurch die Mehrkosten durch den Verbrauch fossiler Brenn- bzw. Kraftstoffe abgemildert oder gar überkompensiert wird. Am Beispiel von HH-Typ 6 zeigt sich, dass ein 1-Personen-Haushalt in einer Neubauwohnung trotz Erdgasheizung und Benzinfahrzeug keine zusätzlichen Kosten zu tragen hat, da die höheren Brennstoffkosten durch die Kostenentlastung beim Haushaltsstrom kompensiert werden.

6.000 ■ HH-Strom +15% gebundene Kosten in €<sub>2016</sub> 5.000 Jährliche verbrauchs-■ Heizstrom (WP) 4.000 -7% +3% 3.000 ■ Heizöl +6% 2.000 -15% 0% ■ Erdgas 1.000 ■ E-Mob-Strom Reformvorschlag ohne Reform Reformvorschlag Reformvorschlag ohne Reform ohne Reform Reformvorschlag ohne Reform ohne Reform Reformvorschlag ohne Reform Reformvorschlag Benzin Diesel Haushaltstyp: HH-Typ 2 НН-Тур 3 HH-Typ 1 HH-Typ 4 HH-Typ 5 HH-Typ 6 Heizsystem: Heizöl Erdgas **Erdgas** WP WP **Erdgas** Kfz-Antrieb: Diesel Strom Benzin Diesel Strom Benzin

ABBILDUNG 4-6: ENERGIEKOSTENBE- & -ENTLASTUNGEN FÜR BEISPIELHAFTE HAUSHALTS-TYPEN, FÜR DAS JAHR 2030

Quelle: Eigene Berechnungen.

#### Sozialverträgliche Umsetzung des Reformvorschlags

Im vorherigen Abschnitt wurde aufgezeigt, dass die Haushalte sehr unterschiedlich von dem Reformvorschlag betroffen wären. Insbesondere Haushalte, die in einem unsanierten Gebäude mit einer alten Heizöl- oder Erdgasheizung wohnen und gleichzeitig eine vergleichsweise hohe jährliche Fahrleistung mit ihrem Diesel-

oder Benzinfahrzeug aufweisen, müssten zum Teil hohe zusätzliche Kosten tragen. Dieser Effekt ist durch eine solche Reform auf der einen Seite zwar gewünscht, um eine Lenkungswirkung entfalten zu können. Auf der anderen Seite zeigen diese Beispiele jedoch auch die Erforderlichkeit einer sozialverträglichen Umsetzung der hier dargestellten Variante einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung auf.

Es sollte daher auf eine sozialverträgliche Umsetzung des Reformvorschlags geachtet werden, damit auch die gesellschaftliche Akzeptanz zur Umsetzung der Energiewende Bestand hat. Außerdem sollte den Verbrauchern ausreichend Zeit gelassen werden, sich mit unterschiedlichen Investitionsoptionen auseinanderzusetzen.

Für eine sozialverträgliche Umsetzung sind mehrere Möglichkeiten denkbar, beispielsweise eine

- i. schrittweise Angleichung der CO<sub>2</sub>-Bepreisungen zwischen den Sektoren,
- ii. Finanzierung (weiterer) Förderprogramme über die CO<sub>2</sub>-Bepreisung,
- iii. Rückerstattung (eines Teils) der gezahlten CO<sub>2</sub>-Bepreisung für einkommensschwache Gruppen.<sup>70</sup>

Vorschlag i. würde bedeuten, dass Strom zwar für einen gewissen Zeitraum noch höhere implizite CO<sub>2</sub>-Belastungen tragen würde als andere Energieträger, diese bis zu einem definierten Zeitpunkt in der Zukunft jedoch vollständig angeglichen würden (vgl. eine schematische Darstellung eines solchen Transformationspfades in Abbildung 4-7). Ein solcher Transformationspfad über einen definierten Zeitraum würde zudem Planungssicherheit für Haushalte bieten, die vor einer Investitionsentscheidung in ein neues Heizsystem oder in ein neues Fahrzeug stehen. Vor dem Hintergrund typischer Nutzungsdauern von Heizsystemen von in der Regel 15-20 Jahren bzw. etwa 10 Jahren bei Fahrzeugen, erschiene aus heutiger Sicht damit beispielsweise ein Angleichungszeitraum bis zum Jahr 2030 als sinnvoll.

r2b energy consulting GmbH

68

Fine solche Rückerstattung sollte allerdings an eine erfolgte Modernisierung bzw. Investition geknüpft sein.

Die in Vorschlag ii. angesprochene Finanzierung (weiterer) Förderprogramme über die hier dargestellte CO<sub>2</sub>-Bepreisung könnte Investitionsanreize in Sektorenkopplungstechnologien weiter stärken, etwa wenn Maßnahmen zur Gebäudedämmung<sup>71</sup> gefördert werden und damit beispielsweise eine sinnvolle Nutzung von Wärmepumpen erst möglich wird, bzw. entstehende Mehrkosten durch den Reformvorschlag bei technisch schwieriger Umsetzung einer direkten Elektrifizierung im Wärme- und Verkehrsbereich auffangen.

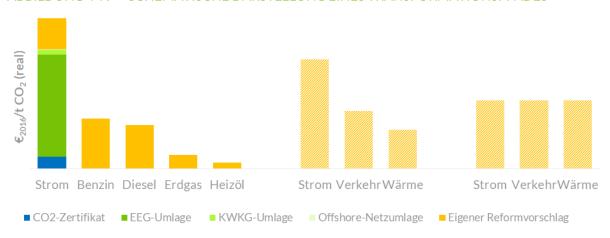


ABBILDUNG 4-7: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG EINES TRANSFORMATIONSPFADES

Quelle: Eigene Darstellung.

Über eine teilweise Rückerstattung der gezahlten CO<sub>2</sub>-Bepreisung für einkommensschwache Gruppen (Vorschlag iii.) könnte die finanzielle Belastung für diese Gruppen gesenkt werden. Insbesondere für Mieter, die nicht eigenmächtig über ihre Heiztechnologie entscheiden können, würden damit Mehrausgaben bei ausbleibender energetischer Sanierung teilweise kompensiert.

# Nachhaltige Wirkung des Reformvorschlags

Der hier dargestellte Reformvorschlag erweist sich zudem als nachhaltig. Sollte sich einige Zeit nach Einführung des Reformvorschlags herausstellen, dass die gewünschten Lenkungswirkungen der Bepreisung zu gering ausfallen, d. h. also die gesetzten THG-Minderungsziele nicht erreicht werden, oder dass im Gegenteil die

Bei Fördermaßnahmen zur Gebäudedämmung sollte darauf geachtet werden, dass auch Mieter von einer solchen Modernisierung profitieren, in dem deutlich reduzierte Energiekosten die gleichzeitig angemessenen Mietaufschläge überkompensieren.

Auswirkungen der Steuer als zu stark empfunden werden, könnte der Gesetzgeber die Steuersätze bzw. die Bepreisung mit der entsprechenden Begründung anpassen. Insbesondere im Vergleich zur diskutierten gemeinsamen Energiewendeumlage, die ähnlich der heutigen EEG-Umlage konzipiert wäre, zeigt sich in diesem Aspekt ein wichtiger Vorteil des hier dargestellten Reformvorschlags. Zudem ließe sich der dargestellte Vorschlag in Zukunft auch leicht in einen sektorenübergreifenden europäischen Emissionshandel integrieren – falls ein solcher in Zukunft umgesetzt werden sollte – da ohnehin bereits eine einheitliche CO<sub>2</sub>-Bepreisung vorgenommen würde.

# 4.3 Alternative Ausgestaltungsvarianten des Reformvorschlags

Wie bereits erläutert, wird eine zeitnahe Einführung des Reformvorschlags auf Basis eines Transformationspfades sowie eine vollständige Umsetzung bzw. Angleichung der CO<sub>2</sub>-Bepreisung über alle Sektoren bis zum Jahr 2030 empfohlen.

Im Folgenden werden Varianten des Reformvorschlags und deren Auswirkungen dargestellt, die keine vollständige Angleichung der CO<sub>2</sub>-Bepreisung zwischen den Sektoren bis zum Jahr 2030 vorsehen. Konkret werden folgende Varianten analysiert:

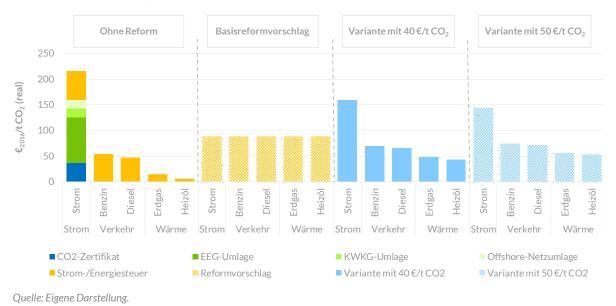
- I. Variante mit 40 €/t CO<sub>2</sub>: Grundsätzlich entspricht die Methodik dieser Variante dem eigentlichen Reformvorschlag (Basisreformvorschlag). Im Unterschied dazu werden jedoch bis zum Jahr 2030 nicht alle bestehenden Preisbestandteile mit klimapolitischem Bezug (Energiewendekosten) vollständig entsprechend der CO<sub>2</sub>-Intensitäten umverteilt, sondern lediglich ein Teil davon. Dieser Anteil entspricht in dieser Variante 40 €/t CO<sub>2</sub> im Jahr 2030. Im Basisreformvorschlag liegt dieser Wert bei 89 €/t CO<sub>2</sub> im Jahr 2030. Der restliche Teil, der nicht im Rahmen der Reform in der CO<sub>2</sub>-Bepreisung berücksichtigt wird, verbleibt im bisherigen System und somit in den derzeitigen jeweiligen klimapolitischen Preisbestandteilen.
- II. Variante mit 50 €/t CO<sub>2</sub>: Wie "Variante mit 40 €/t CO<sub>2</sub>", jedoch Berücksichtigung eines vergleichsweise größeren Anteils der Energiewendekosten in der CO<sub>2</sub>-Bepreisung. Dieser Anteil entspricht in dieser Variante 50 €/t CO<sub>2</sub> im Jahr 2030.

Im Folgenden werden die Auswirkungen der beiden Varianten des Reformvorschlags der CO<sub>2</sub>-Bepreisung im Vergleich zum eigentlichen Basisreformvorschlag

sowie im Vergleich zu einer Situation ohne Reform dargestellt. Dazu erfolgt zunächst eine Betrachtung der impliziten bzw. expliziten CO<sub>2</sub>-Belastungen der Energieträger, also der jeweiligen Beiträge an den Energiewendekosten, für die Situation ohne Reform, den Basisreformvorschlag und die beiden Varianten (vgl. Abbildung 4-8).

Zunächst zeigt sich bei dieser Betrachtung, dass im Vergleich zur Situation ohne Reform die beiden Varianten mit 40 €/t CO₂ und 50 €/t CO₂ im Jahr 2030 grundsätzlich zu einer Angleichung der impliziten CO₂-Belastungen bei den unterschiedlichen Energieträgern führen. Während die Belastungen für die unterschiedlichen Energieträger beim Basisreformvorschlag jedoch vollständig angeglichen werden und damit im Vergleich zur Situation ohne Reform insbesondere Strom deutlich entlastet wird, verbleibt in den beiden betrachteten Varianten ein deutlicher Unterschied bei den Belastungen von Strom sowie Energieträgern im Wärme- und Verkehrssektor. So würde bspw. der Verbrauch von Heizöl in den beiden Varianten nur etwa halb so stark an der Finanzierung der Energiewendekosten beteiligt werden wie im Basisreformvorschlag.

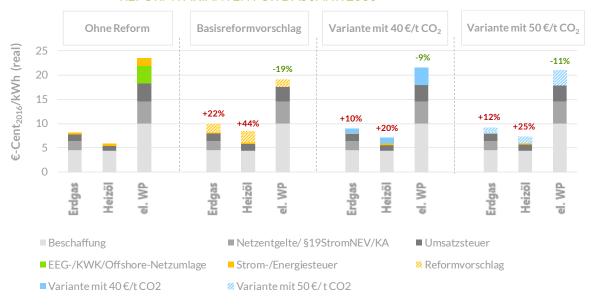
ABBILDUNG 4-8: IM-/EXPLIZITE CO<sub>2</sub>-BELASTUNG AUF ENERGIETRÄGER FÜR HAUSHALTS-KUNDEN IN DEUTSCHLAND IN DER SITUATION OHNE REFORM UND MIT UMSETZUNG UNTERSCHIEDLICHER REFORMVARIANTEN FÜR DAS JAHR 2030



Die im Vergleich zum Basisreformvorschlag höhere CO<sub>2</sub>-Belastung von Strom und niedrigere CO<sub>2</sub>-Belastung von Wärmetechnologien in den beiden Varianten wirkt

sich auch direkt auf die jeweiligen Be- und Entlastungen der Endverbraucherkosten im Wärmesektor aus (siehe Abbildung 4-9). Während die Stromkosten für die hier beispielhaft betrachtete elektrische Wärmepumpen in den beiden Varianten im Vergleich zum Fall ohne Reform im Jahr 2030 lediglich um 9 % (2,1 €-Cent/kWh) in der Variante mit 40 €/t CO₂ und 11 % (2,6 €-Cent/kWh) in der Variante mit 50 €/t CO₂ sinken, fällt die Stromkostenreduktion im Basisreformvorschlag mit 4,5 €-Cent/kWh rund doppelt so stark aus. Gleichzeitig werden die fossilen Energieträger Erdgas und Heizöl in den Reformvarianten im Vergleich zur vollständigen Umsetzung des Reformvorschlags deutlich weniger stark belastet. Die zusätzlichen Aufwendungen durch die Reform liegen im Jahr 2030 für Erdgas mit 0,8 €-Cent/kWh (Variante mit 40 €/t CO₂) bzw. 1,0 €-Cent/kWh (Variante mit 50 €/t CO₂) sowie für Heizöl mit 1,2 €-Cent/kWh (Variante mit 40 €/t CO₂) bzw. 1,5 €-Cent/kWh (Variante mit 50 €/t CO₂) lediglich bei rund der Hälfte gegenüber dem eigentlichen Reformvorschlag.

ABBILDUNG 4-9: ÄNDERUNGEN DER ENDVERBRAUCHERPREISE IM WÄRMESEKTOR IN DER SITUATION OHNE REFORM UND MIT UMSETZUNG UNTERSCHIEDLICHER REFORMVARIANTEN FÜR DAS JAHR 2030

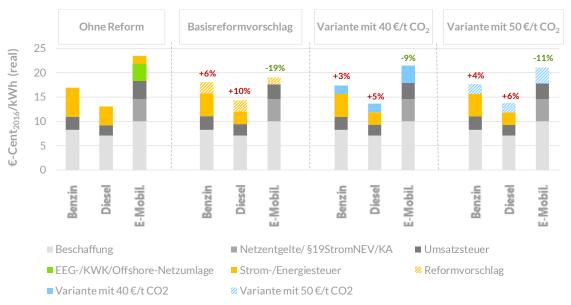


Quelle: Eigene Darstellung.

Analog zu den fossilen Wärmetechnologien vermindern sich im Jahr 2030 in den Varianten mit 40 €/t CO<sub>2</sub> und 50 €/t CO<sub>2</sub> auch die im Vergleich zum Fall ohne Reform zusätzlichen Aufwendungen der Endverbraucher für fossile Kraftstoffe um rund die Hälfte im Vergleich zur vollständigen Umsetzung des Reformvorschlags (siehe Abbildung 4-10). Die zusätzlichen Aufwendungen durch die

Reformvarianten liegen für Benzin mit 4,3 €-Cent/Liter (Variante mit 40 €/t CO<sub>2</sub>) bzw. 5,4 €-Cent/Liter (Variante mit 50 €/t CO<sub>2</sub>) sowie für Diesel mit 5,9 €-Cent/Liter (Variante mit 40 €/t CO<sub>2</sub>) bzw. 7,3 €-Cent/Liter (Variante mit 50 €/t CO<sub>2</sub>) lediglich bei rund der Hälfte gegenüber dem Basisreformvorschlag (+ 9,6 €-Cent/Liter bei Benzin und + 13,0 €-Cent/Liter bei Diesel).

ABBILDUNG 4-10: ÄNDERUNGEN DER ENDVERBRAUCHERPREISE IM VERKEHRSSEKTOR IN DER SITUATION OHNE REFORM UND MIT UMSETZUNG UNTERSCHIEDLI-CHER REFORMVARIANTEN FÜR DAS JAHR 2030



Quelle: Eigene Darstellung.

Im Vergleich zeigt sich, dass in allen betrachteten Reformvarianten zwar eine Tendenz zur Verteuerung des Verbrauchs fossiler Energieträger und zur Absenkung der staatlich veranlassten Preisbestandteile beim Strom besteht. Außerdem sind alle hier betrachteten Reformvarianten aufkommensneutral.

Die beiden definierten Kriterien verursachungsgerechte Finanzierung der Energiewendekosten sowie kosteneffiziente Erreichung der Klimaschutzziele kann jedoch nur der Basisreformvorschlag mit einer vollständigen Gleichsetzung der CO<sub>2</sub>-Belastungen der einzelnen Energieträger erfüllen. Zum einen setzt der Basisreformvorschlag gegenüber den Varianten die stärksten Anreize zur erforderlichen und gewünschten Sektorenkopplung, da die Aufwendungen für Strom, der bereits im Jahr 2030 überwiegend CO<sub>2</sub>-frei sein wird, deutlich stärker reduziert werden. Dabei ist zu beachten, dass diese Vergünstigung des Strombezugs natürlich für alle Arten der Stromnutzung, d. h. bspw. auch für den allgemeinen

Haushaltsstrom, gelten. Gleichzeitig werden die fossilen Energieträger Erdgas und Heizöl im Basisreformvorschlag vergleichsweise stärker belastet. Außerdem werden im Basisreformvorschlag die Energiewendekosten verursachungsgerecht entsprechend der CO<sub>2</sub>-Intensitäten auf die einzelnen Energieträger verteilt, während dies in den Varianten nur teilweise erfolgt. Zu berücksichtigen ist ebenfalls, dass bei den beiden Varianten aufgrund der nur teilweisen Einbeziehung der klimapolitisch motivierten Preisbestandteile in eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung das derzeit bestehende Umlagesystem ggf. dauerhaft parallel weiter beibehalten werden müsste, was zu einem höheren administrativen Aufwand führen würde. Ein weiterer Nachteil der Varianten gegenüber dem Basisreformvorschlag ist eine vergleichsweise geringere Flexibilisierung des Stromversorgungssystems, da Strom dann noch immer mit hohen fixen Preisbestandteilen belegt ist, die die Preissignalwirkung des Großhandelspreises überlagern.

Grundsätzlich positiv in den Varianten mit 40 €/t CO<sub>2</sub> und 50 €/t CO<sub>2</sub> ist jedoch, dass die noch unvollständige Integration von Verursachungsgerechtigkeit aufgrund der Implementierung des grundlegenden Mechanismus weiterentwickelt werden kann. Dafür müssen weitere noch bestehende Umlagen im Strompreis durch die sektorenübergreifende CO<sub>2</sub>-Bepreisung aufkommensneutral gegenfinanziert werden. Der Mechanismus ist folglich auch in den abgespeckten Varianten grundsätzlich anschlussfähig an einen späteren sektorenübergreifenden EU-FTS.

# 4.4 Erste rechtliche Einschätzung und offene Aspekte

# Erste Einschätzung der rechtlichen Umsetzbarkeit des Reformvorschlags

Grundsätzlich erscheint eine Anpassung des bestehenden Systems der Strom- und Energiesteuern wie sie hier vorgeschlagen wird, nämlich auf Basis der  $CO_2$ -Emissionsintensität eines Energieträgers, vor dem Hintergrund europäischen und nationalen Rechts möglich, sofern die  $CO_2$ -Emissionsintensität neben bestehende Komponenten zur Bestimmung des Steuertarifs tritt.<sup>72</sup> Aus diesem Grund wurde für

Vgl. Kahl und Simmel (2017). Diese rechtliche Einschätzung gilt grundsätzlich auch für die in Kapitel 4.3 dargestellten Varianten des Reformvorschlags.

den hier dargestellten Reformvorschlag eine Änderung der bestehenden Stromund Energiesteuersätze vorgeschlagen und nicht – wie auch vielfach diskutiert – die Einführung einer gesonderten CO<sub>2</sub>-Steuer. Letztere einzuführen erscheint derzeit vor dem Hintergrund der bestehenden verfassungsrechtlichen Spielräume in Deutschland nur schwer umsetzbar.<sup>73</sup>

National erscheint eine Änderung des Energie- und Stromsteuergesetzes im Wege einer Berücksichtigung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der einzelnen Energieerzeugnisse grundsätzlich verfassungsrechtlich möglich. Eine Änderung der Steuertarife im oben dargestellten Sinne dürfte auch konform mit der Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom sein. Bei der konkreten Umsetzung des Vorschlags müsste allerdings geklärt werden, inwieweit ein konkreter Gesetzesentwurf beihilferechtlich genehmigungsbedürftig und ggf. genehmigungsfähig ist. Die Frage der beihilferechtlichen Zulässigkeit betrifft allerdings nicht nur den o.g. Reformvorschlag. Bei Abschaffung des derzeitigen Umlagensystems und Einführung einer neuen Fördersystematik müssten die Vorgaben des Beihilferechts stets untersucht werden. Sie werden daher nicht als spezifisches Hindernis zur Umsetzung dieses Vorschlags gewertet.

Eine Umsetzung des Reformvorschlags würde sich auf den bestehenden Wälzungsmechanismus des EEG- und den Belastungsausgleich der KWKG- und Offshore-Netzumlage auswirken. Derzeit ist der Wälzungsmechanismus bspw. des EEG in fünf Stufen unterteilt: In der ersten Stufe nimmt der Verteilnetzbetreiber die EEG-Mengen der Anlagenbetreiber ab und vergütet diese. In der zweiten Stufe leitet der Verteilnetzbetreiber die EEG-Strommengen an den in dieser Region verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber weiter und erhält dafür einen finanziellen Ausgleich. Der Ausgleich der EEG-Mengen und -Vergütungen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern erfolgt in der dritten Stufe. Durch den Belastungsausgleich wird sichergestellt, dass jede Regelzone unabhängig von der tatsächlichen EEG-Einspeisung anteilig zum jeweiligen Letztverbrauchabsatz gleichmäßig

<sup>&</sup>lt;sup>73</sup> Ebd.

belastet wird. Dabei berücksichtigt werden auch die Erlöse der Übertragungsnetzbetreiber durch den Verkauf des EEG-Stroms am Spotmarkt der Strombörse. In der vierten Stufe erhält der Übertragungsnetzbetreiber entsprechende Ausgleichszahlungen vom Stromlieferanten und in der fünften Stufe wird sichergestellt, dass der Stromlieferant die erforderlichen finanziellen Zahlungen vom Endkunden erhält.

Durch Überführung der bisherigen Umlagen für EEG, KWKG und Offshore-Haftung in die bestehende Strom- und Energiesteuersystematik im Rahmen des Reformvorschlags würden die Einnahmen gegenüber dem derzeitigen System wie folgt ermöglicht: Während die Finanzierung der Förderung für EEG, KWKG und Offshore-Netzumlage derzeit vollständig über die Stromletztverbraucher erfolgt, werden im Rahmen der Reform zusätzlich Letztverbraucher von Brennstoffen zur Wärmeerzeugung und Kraftstoffen zur Finanzierung dieser Kosten herangezogen. Die Letztverbraucher von Brennstoffen für die Wärmeerzeugung beteiligen sich über Aufschläge auf die bisherige Energiesteuer an den entsprechenden Kosten für EEG, KWKG und Offshore-Haftung und zahlen diese direkt an das jeweilige Energieversorgungsunternehmen. Letztverbraucher von Kraftstoffen zahlen die entsprechenden Kosten über Aufschläge auf die bisherige Energiesteuer direkt an den Tankstellenbetreiber. Stromletztverbraucher beteiligen sich zukünftig über einen Aufschlag auf die Stromsteuer an der Finanzierung des EEG, KWKG sowie der Offshore-Haftung. Die bisherigen Preisbestandteile EEG-Umlage, KWKG-Umlage und Offshore-Netzumlage fallen für Stromletztverbraucher dann weg. Die Energieversorgungsunternehmen und Tankstellenbetreiber leiten die Strom- und Energiesteuern direkt an den Staat weiter. Grundsätzlich würde auf der Einnahmenseite der Prozess gegenüber dem derzeitigen System nicht komplizierter werden. Es würden lediglich die derzeit ohnehin bereits erhobenen Strom- und Energiesteuern um die CO<sub>2</sub>-Bepreisung angepasst und die bisherigen Preisbestandteile EEG-Umlage, KWKG-Umlage und Offshore-Netzumlage würden wegfallen.

Bzgl. der Ausgabenseite, also der Auszahlungen an die Anlagenbetreiber, sind grundsätzlich verschiedene Varianten denkbar. So könnte der Staat bzw. eine staatliche Institution im nächsten Schritt wiederum den Übertragungsnetzbetreibern regelmäßige Zahlungen (bspw. monatlich) gewähren, mit denen diese, analog zum bestehenden System, über die Verteilnetzbetreiber die Auszahlungen an die

förderberechtigten Anlagenbetreiber bewerkstelligen können. Der wesentliche Unterschied gegenüber dem bestehenden System wäre dann, dass nicht der Übertragungsnetzbetreiber direkt vom Stromlieferanten die Zahlungen erhält, sondern vom Staat bzw. einer staatlichen Institution. Der bestehende Wälzungsmechanismus bzw. Belastungsausgleich würde davon weitestgehend unberührt bleiben. Alternativ könnten die Auszahlungen der Vergütungen an die förderberechtigten Anlagenbetreiber auch direkt durch eine staatliche Institution erfolgen und nicht über den Übertragungsnetzbetreiber. In letzterem Fall würde jedoch der bestehende Wälzungsmechanismus vollständig umgestaltet werden müssen, was einen deutlich höheren Umsetzungsaufwand bedeuten würde. Bestehende Vergütungsansprüche bspw. aus dem EEG und KWKG bleiben von dem Reformvorschlag in jedem Fall unberührt. Eine Abschätzung des entstehenden Anpassungsbedarfs geltender Regelungen ist jedoch nicht Gegenstand dieser Studie und müsste vor Umsetzung genau untersucht werden.

Der Vorteil einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung über eine Steuerlösung im Vergleich zu einer Lösung über eine Umlage bestünde insbesondere auch darin, dass eine relativ unkomplizierte Anpassung der Steuersätze vorgenommen werden könnte. Damit der Aufwand einer ggf. jährlichen Anpassung nicht zu groß wird, könnte der Gesetzgeber alternativ beispielsweise eine regelmäßige Evaluierung der Auswirkungen der Reform und darauf aufbauende Anpassungen der Steuersätze im Gesetz verankern.

Die hier angesprochenen Punkte stellen eine Auswahl der voraussichtlich zu klärenden juristischen Fragen vor Umsetzung des dargestellten Reformvorschlags dar. Insgesamt bedürfen der Vorschlag und seine konkrete Ausgestaltung einer umfassenden juristischen Prüfung.

#### Offene Aspekte des Reformvorschlags

Die obigen Analysen erfolgten unter der Annahme, dass derzeit bestehende Privilegierungen beibehalten werden. Dies gilt beispielsweise für die Besondere Ausgleichsregelung für stromkostenintensive Industrieunternehmen bei der Zahlung der EEG-Umlage, Ausnahmen bei der Zahlung von Energiesteuern auf den Verbrauch von Fernwärme oder die Nicht-Belastung von eigenverbrauchtem Strom bspw. aus PV-Anlagen mit gesetzlichen Steuern und Umlagen sowie

Steuerprivilegien für den Luft- und Schiffsverkehr. Für alle genannten Formen der Privilegierung können dabei Argumente sowohl für eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung als auch dagegen angeführt werden:

- Im Sinne der Verursachungsgerechtigkeit kann beispielsweise durchaus argumentiert werden, dass auch CO<sub>2</sub>-Emissionen der Industrie bepreist werden sollten. Andererseits würde eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung des Verbrauchs emissionsintensiver Energieträger die Betriebskosten erhöhen und möglicherweise die internationale Wettbewerbsfähigkeit der betroffenen Unternehmen gefährden.
- Auch bei der Erzeugung von Fernwärme fallen aktuell CO<sub>2</sub>-Emissionen durch KWK-Anlagen an, sodass auch hier eine Bepreisung des Verbrauchs gerechtfertigt wäre. The Andererseits handelt es sich dabei auch um eine energiepolitisch gewünschte und finanziell geförderte Wärmetechnologie, die perspektivisch einen wichtigen Pfeiler der THG-armen Wärmeversorgung darstellen kann. Dies gilt insbesondere, wenn sie auf einer energieeffizienten Erzeugungstechnologie wie der KWK basiert. Dies gilt ebenso für die KWK-basierte Wärmeerzeugung in Nahwärmenetzen (bspw. in BHKWs).
- Die CO<sub>2</sub>-Bepreisung des Verbrauchs von eigenerzeugtem Strom schließlich könnte durchaus ebenfalls motiviert werden, nämlich immer dann, wenn der Anlagenbetreiber für ins Netz eingespeisten Strom bspw. eine Förderung nach EEG erhält. Würde er nicht zur Zahlung der CO<sub>2</sub>-Bepreisung für eigenverbrauchten Strom verpflichtet, käme dies einer doppelten "Belohnung" des Anlagenbetreibers für seine Investition in erneuerbare Energien durch die Gesellschaft gleich. Einerseits würde seine Investition durch die EEG-Förderung subventioniert und andererseits durch die Befreiung des eigenerzeugten Stroms von der CO<sub>2</sub>-Bepreisung. Sofern ein Anlagenbetreiber keine Förderung erhält, greift diese Argumentation jedoch nicht mehr. Andererseits sollten bei jeglicher Differenzierung der

Auf die Umsetzungsproblematiken bei Berücksichtigung der Fernwärme im Rahmen einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung wurde bereits im entsprechenden Exkurs in Kapitel 2.1 eingegangen.

CO<sub>2</sub>-Bepreisung von Strom aus unterschiedlichen Erzeugungsarten die dargestellten problematischen Auswirkungen auf die Lenkungswirkung des EU ETS im Blick behalten werden.

Ob die angesprochenen Privilegierungen erhalten oder vermindert werden sollten, bedarf einer Diskussion auf politischer bzw. gesellschaftlicher Ebene. Die vorliegende Studie soll hierbei lediglich als Ausgangspunkt und Basis einer entsprechenden Diskussion dienen. Die dargestellte Auflistung offener Aspekte ist insoweit nicht als abschließend anzusehen.

Bei Umsetzung des Reformvorschlags sollte insgesamt darauf geachtet werden, dass die Anreize zur Reduktion der  $CO_2$ -Emissionen bzw. zur Sektorenkopplung nicht durch Privilegierungen bzw. Förderprogramme für emissionsintensive Technologien<sup>75</sup> konterkariert werden.

# 4.5 CO<sub>2</sub>-Bepreisung im Ausland

Weltweit haben in der Vergangenheit bereits zahlreiche Länder nationale, regionale oder internationale CO<sub>2</sub>-Bepreisungen eingeführt, um die Minderung von THG-Emissionen anzureizen. Im Jahr 2017 waren in insgesamt 45 Ländern bzw. subnationalen Regionen CO<sub>2</sub>-Bepreisungen in Form von Emissionshandelssystemen und CO<sub>2</sub>-Steuern in Kraft. Zusammengenommen wurden damit knapp 15 % der jährlichen globalen THG-Emissionen mit einem CO<sub>2</sub>-Preis belegt. Der Ende 2017 angekündigte Start des nationalen Emissionshandelssystems in der VR China wird diesen Anteil auf über 20 % steigern.<sup>76</sup> Im Folgenden sollen ausgewählte Systeme der CO<sub>2</sub>-Bepreisung, die bereits deutlich Wirkung gezeigt haben oder bei denen einzelne Aspekte dem vorgestellten Reformvorschlag ähneln, näher erläutert werden.

<sup>&</sup>lt;sup>75</sup> So wird bspw. im Rahmen der Förderprogramme 152 und 430 der KfW die Umstellung auf neue Ölheizungen gefördert

<sup>&</sup>lt;sup>76</sup> Vgl. World Bank Group et al. (2017), S. 22 ff.

#### British Columbia, Kanada

Die kanadische Provinz British Columbia erhebt seit 2008 in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr eine Steuer auf CO<sub>2</sub>. Sie ist als Verbrauchsteuer konzipiert und stellt mit einem Anteil von 70 % der im Steuersystem enthaltenen Emissionen eine der derzeit umfangreichsten CO<sub>2</sub>-Besteuerungen weltweit dar.<sup>77</sup> Die Steuer wird umsatzneutral erhoben, z. B. wurde seit ihrer Einführung im Gegenzug die Einkommensteuer erheblich gesenkt.<sup>78</sup> Der Preis beträgt derzeit 30 USD/tCO<sub>2</sub>.<sup>79</sup> Studien belegen den Erfolg der CO<sub>2</sub>-Bepreisung in British Columbia. Schon in den ersten fünf Jahren nach Einführung ist der Pro-Kopf-Verbrauch der betroffenen Brennstoffe um 17,4 % zurückgegangen, während er im Rest Kanadas leicht gestiegen ist. Dies hat jedoch keine Auswirkung auf die Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes gehabt, welches in British Columbia um den gleichen Faktor gewachsen wie im Rest des Landes.<sup>80</sup>

#### Frankreich

In Frankreich wird seit 2014 eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung, ebenfalls eingeführt als Verbrauchsteuer, erhoben. Als "Beitrag für Klima und Energie" ist sie Bestandteil der Erdgas-, Kohle-, und Energieverbrauchsteuer.<sup>81</sup> Sie umfasst damit insgesamt etwa 40 % der Gesamtemissionen und bezieht sich auf Emissionen in den Sektoren Wärme und Verkehr. Emissionen aus der Stromerzeugung und aus Wärmenetzen sind durch das EU ETS abgedeckt und werden daher nicht von der Steuer erfasst. Seit Einführung wurde die Steuer sukzessive erhöht und beträgt seit Beginn des Jahres 2018 44,6 €/tCO<sub>2</sub>. Ziel bis 2030 ist eine kontinuierliche Steigerung des Preises auf 100 €/tCO<sub>2</sub>, um den fossilen Energieverbrauch deutlich zu senken und die europäische Zielmarke von 30 % CO<sub>2</sub>-Reduktion gegenüber 2005 zu erreichen.

<sup>&</sup>lt;sup>77</sup> Vgl. Regierung British Columbia (2018a).

<sup>&</sup>lt;sup>78</sup> Ebd.

<sup>&</sup>lt;sup>79</sup> Vgl. Regierung British Columbia (2018b).

<sup>&</sup>lt;sup>80</sup> Vgl. Elgie und Mc Clay (2013), S. 2.

<sup>&</sup>lt;sup>81</sup> Vgl. Französisches Ministerium für Umwelt, nachhaltige Entwicklung und Energie (2017).

Verschiedene Maßnahmen zur Reduzierung von Energiearmut flankieren die Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Bepreisung, um soziale Härten abzufedern. <sup>82</sup>

#### Schweden

Die in Schweden bereits 1991 eingeführte CO<sub>2</sub>-Bepreisung stellt ebenfalls eine Verbrauchsteuer dar. Sie wird auf fossile Energieträger erhoben und ist seit ihrer Einführung von 27 €/tCO<sub>2</sub> kontinuierlich auf 120 €/tCO<sub>2</sub> im Jahr 2018 angehoben worden. Im Zuge der Einführung der CO<sub>2</sub>-Steuer wurden die bereits zuvor erhobenen Energiesteuern um 50 % reduziert. <sup>83</sup> Vor allem energieintensive Industriezweige, die international konkurrieren müssen, zahlten bisher geringere Steuersätze. So betrug der zu zahlende Steuersatz für den Industriesektor im Jahr 2015 nur 60 % des CO<sub>2</sub>-Steuersatzes. <sup>84</sup> Seit Anfang des Jahres 2018 entfällt jedoch diese Steuervergünstigung. <sup>85</sup> Unternehmen, die sich im EU ETS befinden, sind hingegen gänzlich von der CO<sub>2</sub>-Bepreisung befreit. Durch Einführung der CO<sub>2</sub>-Besteuerung konnten seit 1991 bis zum Jahr 2016 trotz anhaltenden Wirtschaftswachstums die THG-Emissionen um 26 % gesenkt werden. <sup>86</sup> Ziel der schwedischen Regierung ist es mit Hilfe einer kontinuierlich steigenden Besteuerung die Emissionen bis 2030 um 70 % gegenüber 2010 zu senken. <sup>87</sup>

Vgl. Boyette (2018). Unter dem Eindruck der Proteste der sog. "Gelbwesten" ab Herbst/Winter 2018 wurde die geplante Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Steuer für das Jahr 2019 zunächst ausgesetzt. In ihrem Grundsatz wird die Steuer laut französischem Umweltminister jedoch nicht infrage gestellt (vgl. Euractiv, 2019).

<sup>&</sup>lt;sup>83</sup> Vgl. Åkerfeldt und Hammar (2015), S. 2 und Regeringskansliet (2018).

<sup>&</sup>lt;sup>84</sup> Vgl. Sumner et al. (2009), S. 11.

<sup>85</sup> Vgl. World Bank Group et al. (2017), S. 52.

<sup>86</sup> Vgl. Regeringskansliet (2018).

<sup>&</sup>lt;sup>87</sup> Vgl. Åkerfeldt (2017), S. 8.

# 5 Anregungen zur Reformierung der Netzentgeltsystematik im Stromsektor

Neben einer Reformierung der Steuer- und Umlagesystematik im Energiesektor wird ebenso eine Reformierung der bestehenden Netzentgeltsystematik gefordert. Die Absicht des am 07.02.2018 zwischen CDU, CSU und SPD vereinbarten Koalitionsvertrags für die 19. Legislaturperiode, "(...) mit einer Reform der Netzentgelte die Kosten verursachungsgerecht und unter angemessener Berücksichtigung der Netzdienlichkeit [zu] verteilen und bei Stromverbrauchern unter Wahrung der Wettbewerbsfähigkeit mehr Flexibilität [zu] ermöglichen (...)" verdeutlicht die Aktualität des Themas.

Aufgrund der im Rahmen dieses Gutachtens definierten Anforderungen an eine solche Reform (siehe Abschnitt 2.3) sowie anlässlich dieser Aktualität werden im folgenden Abschnitt insbesondere zwei wesentliche Aspekte im Zusammenhang mit der Reform der Netzentgelte diskutiert: Zunächst wird in Abschnitt 5.1 die aktuelle Ausgestaltung der Netzentgelte für SLP- und RLM-Kunden diskutiert. Die Kosten der Stromnetze sind derzeit weitestgehend fixkostenbasiert. Diese Fixkosten werden im gegenwärtigen System jedoch nur bedingt verursachungsgerecht an die Kunden weitergegeben. Hierzu werden mögliche Reformoptionen hin zu einer verursachungsgerechteren Netzentgeltsystematik erarbeitet und dargestellt. In Abschnitt 5.2 wird aufgezeigt, weshalb eine verstärkte Nutzung von Flexibilisierungsoptionen der Stromnachfrage zunehmend wichtig wird und welche Hemmnisse im Rahmen der Netzentgeltsystematik einem Einsatz dieser Flexibilität entgegenstehen. Die Begriffe Strombezug und Stromentnahme werden im Folgenden synonym verwendet und bezeichnen die Entnahme von Strom aus dem Netz.

 $<sup>^{88}</sup>$   $\,$  Vgl. hierzu z. B. BNetzA (2015c) oder Dena (2018).

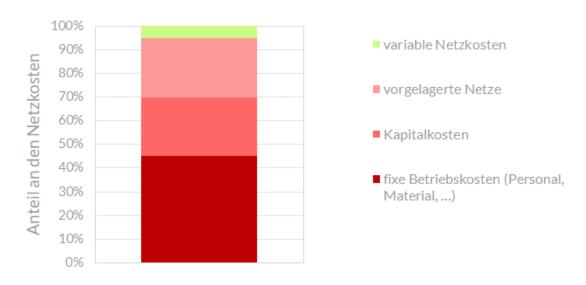
<sup>89</sup> Vgl. CDU, CSU und SPD (2018).

# 5.1 Erhöhung der Verursachungsgerechtigkeit bei der Finanzierung der Netzinfrastrukturen

Der Betrieb des Stromnetzes ist kapitalintensiv und verursacht hohe Fixkosten, die hauptsächlich aus den Kosten für die Dimensionierung der Netze entstehen. Der Treiber hierfür ist die Auslegung der Betriebsmittel auf die zu übertragende Leistung. Die Kosten des Netzes verändern sich mit der übertragenen Strommenge (Arbeit) nur geringfügig.

Abbildung 5-1 zeigt die Zusammensetzung der gesamten Netzkosten in Deutschland. Dabei wird deutlich, dass nur ein geringer Anteil der Gesamtkosten variabel ist, also mit dem Strombezug ansteigt. Ca. 95 % der Kosten sind Fixkosten, die unabhängig davon vorliegen, wie viel Strom aus dem Netz bezogen wird.

ABBILDUNG 5-1: SCHEMATISCHE ZUSAMMENSETZUNG DER NETZKOSTEN EINES TYPI-SCHEN VERTEILNETZBETREIBERS IN DEUTSCHLAND



Quelle: Umweltbundesamt (2016), S. 66.

Auf welche Art und Weise die Kosten für den Betrieb der Stromnetze auf die Letztverbraucher umgelegt werden ist in der Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (StromNEV) geregelt. Demnach haben leistungsgemessene Verbraucher (RLM-Kunden) einen Leistungspreis (in € je kW des jährlichen Spitzenbezugs) und einen Arbeitspreis (in Euro-Cent/kWh) zu entrichten. Vereinfacht gesprochen ist der Leistungspreis umso höher, je größer der Beitrag des Letztverbrauchers zur jährlichen Höchstlast seiner

Anschlussnetzebene ist. Dieser Beitrag wird über einen sogenannten Gleichzeitigkeitswert gemessen, der Werte zwischen 0 und 1 annehmen kann. Bei Kunden, die nach Standardlastprofil (SLP) abgerechnet werden, wird davon ausgegangen, dass sie einen sehr niedrigen Gleichzeitigkeitsgrad haben. Aus diesem Grund werden diese in erster Linie über einen Arbeitspreis (in Euro-Cent/kWh) abgerechnet. Allerdings kann der Netzbetreiber darüber hinaus auch einen Grundpreis in Rechnung stellen. Dieser entspricht sinngemäß dem von leistungsgemessenen Kunden (RLM-Kunden) zu entrichtenden Leistungspreis.

# Die Herausforderungen der derzeitigen Netzentgeltsystematik bei SLP-Kunden

Die derzeitigen Netzentgelte für SLP-Kunden werden noch nicht in einem sinnvollen Maße verursachungsgerecht erhoben. Folgende Gründe können dafür angeführt werden:

- Wie bereits dargestellt, handelt es sich bei den Netzkosten in Deutschland weitestgehend um Fixkosten. Dies gilt auch für SLP-Kunden. Um die Kosten möglichst verursachungsgerecht zu verteilen, sollte daher der Grundpreis einen maßgeblichen Anteil an den Netzentgelten haben.
- Darüber hinaus führt bei SLP-Kunden auch die zunehmende Nutzung von Eigenversorgung mit Strom zu weiteren Herausforderungen bei der Finanzierung der Netzinfrastrukturen über die Netzentgelte. Für Nutzer von Eigenversorgung besteht die Möglichkeit, die Netzkosten durch den aufgrund des Eigenverbrauchs geringeren Bezug von Strom aus dem Netz der öffentlichen Versorgung und damit durch die Einsparung von Arbeitsentgelten zu reduzieren. Die Jahreshöchstleistung der Eigenversorger beim Strombezug aus dem Netz, welche der wesentliche Kostentreiber der Netzentgelte ist, bleibt hingegen womöglich konstant. Um dennoch die tatsächlichen Netzkosten zu decken, welche hauptsächlich durch die Bereitstellung der Netzinfrastruktur entstehen, müssen Netzbetreiber den entstehenden Fehlbetrag auf alle Netznutzer verteilen. Die dadurch steigenden spezifischen Netzentgelte erhöhen weiterhin den Anreiz der Nutzung

<sup>90</sup> Vgl. beispielweise BNetzA (2015c), S. 51.

von Eigenversorgung, was in der Folge zu weiter steigenden Netzentgelten führt.

Zukünftig ist zu erwarten, dass sich das Verbrauchsprofil derzeitiger SLPKunden zunehmend verändern wird (z. B. durch Elektrofahrzeuge). Die
Kalkulation von Grund- und Arbeitspreisen für SLP-Kunden basieren jedoch auf Standardlastprofilen, welche dem durchschnittlichen Verbrauchsverhalten aller Netznutzer entsprechen. Verbraucher mit kurzfristigen und schwer vorhersagbaren Bezugsspitzen (wie z. B. bei Elektromobilität) weisen jedoch stark abweichende Lastprofile auf, die in der bisherigen Netzentgeltsystematik nicht berücksichtigt werden.

Eine Möglichkeit, einer zunehmenden Reduktion der Verursachungsgerechtigkeit bei der Finanzierung der Netzinfrastrukturen entgegenzutreten, ist, den Grundpreis für SLP-Kunden zu erhöhen und gleichzeitig den entsprechenden Arbeitspreis zu senken. Hierdurch wird zum einen der hohe Fixkostenanteil bei den Netzkosten stärker berücksichtigt und zum anderen der Anreiz, Netzentgelte durch hohen Eigenverbrauch zu reduzieren, gesenkt. Letztverbraucher mit hohem Eigenverbrauchsanteil würden sich dann im Vergleich zur heutigen Situation stärker an der Finanzierung der Netzinfrastrukturen beteiligen. Diese Grundpreiserhöhung hat in den letzten Jahren zumindest in der Tendenz bereits stattgefunden. <sup>91</sup> Bei vielen Netzbetreibern sind die Grundpreise gestiegen sind, während die Arbeitspreise zumindest in einem geringeren Umfang (oder gar nicht) erhöht wurden.

Die StromNEV bietet grundsätzlich diese Möglichkeit. Dort wird zwar in § 17 Abs. 6 festgelegt, dass anstelle des Leistungs- und Arbeitspreises ein Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde festzulegen ist. Den Netzbetreibern wird aber gleichzeitig die Möglichkeit eröffnet, zusätzlich zu diesem einen monatlichen Grundpreis zu erheben. So dieser erhoben wird müssen Grund- und Arbeitspreis in einem angemessenen Verhältnis zum hypothetischen Leistungs- und Arbeitspreis liegen, die sich für den Netznutzer aufgrund des Standardlastprofils ergeben würden.

<sup>91</sup> Vgl. Agora Energiewende (2016), S. 5.

In Abbildung 5-2 sind die Grundpreise 21 ausgewählter Verteilnetzbetreiber <sup>92</sup> in Deutschland in den Jahren 2017 und 2018 beispielhaft dargestellt (alle Preise inklusive Mehrwertsteuer). Im Jahr 2018 lagen diese bei den betrachteten Netzbetreibern durchschnittlich bei 59,26 € pro Jahr, während es 2017 noch 51,49 € pro Jahr waren. Keiner der betrachteten Netzbetreiber hat seinen Grundpreis gesenkt, mehr als die Hälfte der betrachteten Netzbetreiber hat ihn (zum Teil deutlich) erhöht. Der einzige hier betrachtete Netzbetreiber, der noch keinen Grundpreis verlangt, ist Stuttgart Netze. Der höchste Grundpreis der hier betrachteten Netzbetreiber liegt bei 114,24 € im Jahr 2018 im Netzgebiet der EWE.

120 2017 **2018** Grundpreis in € pro Jahr 100 80 60 40 20 Net Dierste Rheimhain 0 Gallmerke Berhhurs the statement of the st Stonnet Hanburg SHORNE'S OF BURNE BY BAILING . WE Lees led at Stating the Tibingen Saltrate Mittel HetzeBin Stonnet Berlin HEWHER SHITEBAHNETE WeserNetz

ABBILDUNG 5-2: GRUNDPREISE AUSGEWÄHLTER VERTEILNETZBETREIBER IN DEUTSCH-LAND

Quelle: Preisblätter der Netzbetreiber.

Wie hoch der Anteil der grundpreisbezogenen Kosten an den gesamten Netzentgelten ist, hängt neben dem Arbeitspreis auch vom jährlichen Strombezug ab. In Abbildung 5-3 sind die Anteile der Kosten für den Grundpreis an den gesamten Netzentgelten für einen Kunden mit einem Strombezug von 3.500 kWh dargestellt. Am höchsten ist dieser Anteil 2018 bei der Rheinischen NETZGesellschaft

Die Auswahl der Netzbetreiber basiert auf den Untersuchungen in Agora (2016). Zur Verbreiterung der Datenbasis wurde die dortige Liste um 11 Netzbetreiber ergänzt.

mit 46 %, während der Anteil bei Stuttgart Netze – aufgrund eines Grundpreises von null – bei 0 % liegt.

50% 46% Anteil Grundpreis 40% 36% 30% 30% 24% 20% 20% 10% 10% Weld Dienste Rheim Main 0% WE I Cesalishat Statue He Bethure SHOPWE STRUTE STRUTES Statute He Dilher Salme He Tibinger Stromet Library HetzeBin Saltwelle Minder SHORNet Berlin SHITTER HELDE HEW Hetz NeserNetz

ABBILDUNG 5-3: ANTEIL DES GRUNDPREISES AN DEN GESAMTEN NETZENTGELTEN IM JAHR 2018 BEI EINEM BEISPIELHAFTEN STROMBEZUG VON 3.500 KWH

Quelle: Eigene Darstellung.

Abhängig vom Nutzerverhalten verändert sich der Anteil des Grundpreises an den gesamten Netzkosten. Um dies zu verdeutlichen wird im Folgenden anhand beispielhafter Netzbetreiber gezeigt, wie hoch der Anteil von Grund- und Arbeitspreis bestimmter Nutzergruppen an den gesamten Netzentgelten der Nutzer ist. In Tabelle 5-1 sind die unterschiedlichen Verbrauchertypen und Netzbetreiber mit deren jeweiligen Parametern aufgeführt. Die betrachteten Verbrauchertypen unterteilen sich in SLP-Kunden mit einem typischen Verbrauchsprofil (typischer SLP-Kunde) und SLP-Kunden mit einem untypischen Verbrauchsprofil. Letztere beinhalten in unseren beispielhaften Analysen Prosumer, also Verbraucher mit Eigenverbrauchsnutzung<sup>93</sup> (bspw. auf Basis einer Photovoltaikanlage) sowie Verbraucher mit einer Ladesäule zum Aufladen eines Elektroautos (E-Ladesäule). Der Jahresstromverbrauch ist zwar in dem Beispiel bei Verbrauchern mit und ohne Eigenverbrauch gleich, allerdings sinkt der Jahresstrombezug, weil auch eigenerzeugter Strom genutzt wird. Bei Verbrauchern mit zusätzlicher E-Ladesäule werden

<sup>&</sup>lt;sup>93</sup> Bei den Verbrauchern mit PV-Eigenverbrauch handelt es sich annahmegemäß um solche ohne Stromspeicher. Verbraucher mit Stromspeicher verfügen über einen deutlich höheren Eigenverbrauchsanteil.

darüber hinaus annahmegemäß jährlich 2.000 kWh zusätzlich Strom bezogen. Für die beispielhafte Darstellung wurden ein Netzbetreiber mit einem hohen Grundpreis, ein Netzbetreiber mit einem mittleren Grundpreis und ein Netzbetreiber mit einem niedrigen Grundpreis bzw. sogar mit einem Grundpreis von null ausgewählt.

TABELLE 5-1: ANNAHMEN ZU UNTERSCHIEDLICHEN TYPEN VON STROMVERBRAUCHERN UND NETZENTGELTEN FÜR DAS JAHR 2018

Verbrauchertyp	Jahresstrom- verbrauch [kWh]	PV-Anlagen- größe [kW]	EV-Anteil	Jahres- strombezug [kWh]
typischer SLP-Kunde (Geringverbrauch)	1.000			1.000
typischer SLP-Kunde (durchschnittl. Haushalt)	3.500			3.500
typischer SLP-Kunde (bspw. Familie)	5.000			5.000
SLP-Kunde (bspw. Familie) mit untypischem Verbrauchsprofil (Prosumer)	5.000	5	30%	3.523
SLP-Kunde (bspw. Familie) mit untypischem Verbrauchsprofil (Prosumer & E-Ladesäule)	5.000	5	30%	5.523
typischer SLP-Kunde (bspw. Kleingewerbe)	10.000			10.000
typischer SLP-Kunde (bspw. Supermarkt)	50.000			50.000
SLP-Kunde (bspw. Supermarkt) mit untypischem Verbrauchsprofil (Prosumer)	50.000	20	80%	34.240

Netzbetreiber	Grundpreis [€/a]	Arbeitspreis [ct/kWh]
Netzbetreiber mit hohem Grundpreis	114,24	5,75
Netzbetreiber mit mittlerem Grundpreis	57,12	6,26
Netzbetreiber mit niedrigem Grundpreis	0,00	6,64

Quelle: Preisblätter der Netzbetreiber, eigene Annahmen.

Tabelle 5-2 zeigt, welchen Anteil die Grundpreise an den gesamten Netzentgelten bei unterschiedlichen Verbrauchertypen bei den drei ausgewählten Netzbetreibern haben. Bei dem Netzbetreiber mit einem Grundpreis von null liegt auch der Anteil des Grundpreises an den gesamten Netzentgelten bei null. Bei dem Netzbetreiber mit einem mittleren Grundpreis liegt der Anteil bei einem vergleichsweise großen Verbraucher (Supermarkt) bei 2 % und bereits bei 48 % bei einem Geringverbraucher. Dessen Anteil an den gesamten Netzentgelten steigt bei dem Netzbetreiber mit einem hohen Grundpreis sogar auf 67 %. Die Ergebnisse zeigen auch, dass bei Prosumern der Anteil der Grundpreiskosten höher ist als bei Verbrauchern ohne Eigenversorgung.

TABELLE 5-2: ANTEILE DES GRUNDPREISES AN DEN GESAMTEN NETZENTGELTEN FÜR UNTER-SCHIEDLICHE VERBRAUCHERTYPEN UND NETZE FÜR DAS JAHR 2018

	N	etzbetreiber mit eine	m
Verbrauchertyp	niedrigen Grundpreis	mittleren Grundpreis	hohen Grundpreis
typischer SLP-Kunde (Geringverbrauch)	0%	48%	67%
typischer SLP-Kunde (durchschnittl. Haushalt)	0%	21%	36%
typischer SLP-Kunde (bspw. Familie)	0%	15%	28%
SLP-Kunde (bspw. Familie) mit untypischem Verbrauchsprofil (Prosumer)	0%	21%	36%
SLP-Kunde (bspw. Familie) mit untypischem Verbrauchsprofil (Prosumer & E-Ladesäule)	0%	14%	26%
typischer SLP-Kunde (bspw. Kleingewerbe)	0%	8%	17%
typischer SLP-Kunde (bspw. Supermarkt)	0%	2%	4%
SLP-Kunde (bspw. Supermarkt) mit untypischem Verbrauchsprofil (Prosumer)	0%	3%	5%

Quelle: Eigene Berechnungen.

#### Die Netzentgeltsystematik bei RLM-Kunden

Analog zu SLP-Kunden sind auch bei RLM-Kunden die Fixkosten maßgebliche Treiber der durch sie verursachten Netzkosten. Aktuell erfolgt die Zuteilung der Kosten einer Netz- oder Umspannebene auf die aus dieser Netz- oder Umspannebene entnehmenden Netznutzer auf Basis von Gleichzeitigkeitsgrad und Gleichzeitigkeitsfunktion. Deren Definition erfolgt in Anlage 4 der im Jahr 2005 erlassenen Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV). Mit der Gleichzeitigkeitsfunktion erhält jede Einzelentnahme i einen Gleichzeitigkeitsgrad  $g_i$ , der zwischen 0 und 1 liegt. Je höher der Gleichzeitigkeitsgrad einer Einzelentnahme ist, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit, dass diese Einzelentnahme einen hohen Beitrag zur Jahreshöchstlast der Netz- oder Umspannebene leistet.

Für die Ermittlung des Gleichzeitigkeitsgrads jeder Einzelentnahme aus einem Netz- oder Umspanngebiet wird ein abschnittsweise lineares Verhältnis zwischen dem Gleichzeitigkeitsgrad und der Jahresbenutzungsdauer der Entnahme angenommen. Dazu wird die Jahresbenutzungsdauer T als der Quotient aus der entnommenen Arbeit und der im gleichen Zeitraum in Anspruch genommenen Jahreshöchstleistung definiert. Dieses abschnittsweise lineare Verhältnis wird durch eine Geradengleichung für Jahresbenutzungsdauern unterhalb und oberhalb einer

gegebenen Grenze beschrieben. Diese Grenze liegt bei 2.500 Jahresbenutzungsstunden.

Als Letztes werden die Randbedingungen der Geradengleichung spezifiziert. Bei einer Jahresbenutzungsdauer von null beträgt der Gleichzeitigkeitsgrad maximal 0,2. Liegt die Jahresbenutzungsdauer bei 8.760 Stunden, so beträgt der Gleichzeitigkeitsgrad 1. Diese Spezifikationen setzen fest, wie der Gleichzeitigkeitsgrad zu bestimmen ist und lassen kaum freien Raum für eine alternative Berechnung des Gleichzeitigkeitsgrades. In Abbildung 5-4 ist der Verlauf einer solchen Gleichzeitigkeitsfunktion beispielhaft dargestellt.

vorgeschriebener Knick bei 2.500 h

Maximalwert

0,8

0,6

0,4

0,2

Bereich bei
0 h

0 2.000 4.000 6.000 8.000

Jahresbenutzungsstunden

ABBILDUNG 5-4: BEISPIELHAFTER VERLAUF DER GLEICHZEITIGKEITSFUNKTION BEI RLM-KUNDEN

Quelle: Eigene Darstellung.

Diese vorgegebenen Randbedingungen des Gleichzeitigkeitsgrads und der Gleichzeitigkeitsfunktion beschränken grundsätzlich die Optionen der Netzbetreiber zur Erhebung von Netzentgelten. Somit stellt sich die Frage, ob die derzeit geltenden Randbedingungen zur Bestimmung der Netzentgelte für RLM-Kunden auf einer nachvollziehbaren, sinnvollen und belastbaren Grundlage basieren. In der Strom-NEV ist keine Begründung für den Ursprung der derzeitigen Grenzen erwähnt.

Die Herkunft der obengenannten Grenze von 2.500 Jahresbenutzungsstunden ist auf die Geschichte der Stromnetznutzung in Zeiten der Liberalisierung des Strommarkts zurückzuführen. Von Natur aus stellt das Stromnetz ein natürliches

Monopol dar, woraus eine Sonderstellung des Netzbetriebs in der Elektrizitätswirtschaft abgeleitet wurde.<sup>94</sup>

Ab Anfang der Neunzigerjahre entschieden sich alle EU-Länder mit Ausnahme von Deutschland für einen "geregelten Netzzugang", bei dem eine Regulierungsbehörde von vornherein die Modalitäten der Netznutzung und die Höhe des Netzentgelts festlegt<sup>95</sup>. Im Gegensatz hierzu wurde in Deutschland im Rahmen des Energiewirtschaftsgesetzes vom 29. April 1998 der "verhandelte Netzzugang" geschaffen, nach dem die Marktakteure die Einzelheiten des Netzzugangs selbst regeln durften und ein Missbrauch erst nachträglich durch eine Aufsichtsbehörde verhindert werden konnte. Aufgrund dieser Regelung wurde vor Inkrafttreten des Gesetzes am 2. April 1998 eine "Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten" geschlossen<sup>96</sup>. Die Unterzeichner der ersten Verbändevereinbarung (VVI) waren die Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW)<sup>97</sup>, der Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) und der Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK).

In der VVI wurde die Gleichzeitigkeitsfunktion in ihrer aktuellen Form erstmalig beschrieben. <sup>98</sup>. Im Vergleich zur aktuellen Definition gab es jedoch Unterschiede. Zum einen wird die Gleichzeitigkeitsfunktion mit einem Beispiel dargestellt, in dem die obengenannte Grenze der Geradengleichungen bei 4.500 und nicht bei 2.500 Jahresbenutzungsstunden (wie aktuell) liegt. Zum anderen ist deutlich zu erkennen, dass der Gleichzeitigkeitsgrad empirisch bestimmt wird und dass die tatsächlichen Werte hiervon abweichen können. <sup>99</sup>

<sup>&</sup>lt;sup>94</sup> Vgl. Leuschner (2018a).

<sup>&</sup>lt;sup>95</sup> Ebd.

<sup>&</sup>lt;sup>96</sup> Vgl. BDI, VDEW und VIK (1998).

<sup>97</sup> Der VDEW ist 2007 im BDEW aufgegangen.

<sup>&</sup>lt;sup>98</sup> Vgl. Werbeck (1995), S. 24 und Piller (1980), S. 10 und S. 76f.

<sup>&</sup>lt;sup>99</sup> Vgl. BDI, VDEW und VIK (1998), S. 13.

Im Dezember 1999 wurde eine zweite Verbändevereinbarung (VVII) verfasst, in deren Anlage 4 der Gleichzeitigkeitsgrad wieder zu finden war. <sup>100</sup> Der exemplarische Knickpunkt lag hier bei 2.500 Jahresbenutzungsstunden, wie aktuell auch in der StromNEV. Außerdem wurde eine Abbildung mit einem empirischen Beispiel der Gleichzeitigkeitsfunktion präsentiert. Heutzutage wird diese Abbildung – ursprünglich eine beispielhafte Darstellung – als Gleichzeitigkeitsfunktion verwendet. <sup>101</sup>

Es gab zwar von Bundeskartellamt und Landeskartellbehörden Kritik an der Gleichzeitigkeitsfunktion in der zweiten Verbändevereinbarung <sup>102</sup>, allerdings blieb diese im Zuge der erforderlichen Standardisierung für den Massenmarkt – insbesondere inklusive der 2.500-Stunden-Grenze – in der dritten, im Dezember 2001 geschlossenen, Verbändevereinbarung identisch. <sup>103</sup> 2005 wurde die Bundesnetzagentur als Regulierungsbehörde für Strom und Gas eingesetzt. Gleichzeitig trat die aktuelle StromNEV in Kraft. Viele Elemente der alten Verbändevereinbarungen wurden in die neue gesetzliche Regelung übernommen inkl. dem Gleichzeitigkeitsgrad als Faktor der Netzentgeltermittlung. Seitdem werden Gleichzeitigkeitsfunktion und -grad in der jetzigen Form verwendet.

# 5.1.1 Vorschläge zur Reform der Netzentgelte für SLP-Kunden

Die gegenwärtige Preissystematik bei Netzentgelten für SLP-Kunden ist nicht verursachungsgerecht. Wie oben dargestellt wurde, verursacht der Betrieb von Stromnetzen in erster Linie Fixkosten (vgl. Abbildung 5-1). Gleichwohl zahlen SLP-Kunden – in Abhängigkeit ihres Versorgungsgebiets und ihres Jahresverbrauchs – nur einen geringen Teil ihrer Netzentgelte als fixen Grundpreis (vgl. Tabelle 5-2). Das Kernproblem der gegenwärtigen Netzentgeltsystematik für SLP-Kunden lässt sich somit über die folgenden Zielkonflikte darstellen:

 ${\tt r2b\ energy\ consulting\ GmbH}$ 

92

<sup>&</sup>lt;sup>100</sup> Vgl. BDI, VDEW und VIK (1999) und Leuschner (2018b).

<sup>&</sup>lt;sup>101</sup> Vgl. bspw. Klobasa und Fritz (2016), S. 6.

 $<sup>^{102}\,\,</sup>$  Vgl. Bundeskartellamt (2002), S. 27 und 28.

<sup>&</sup>lt;sup>103</sup> Vgl. BDI et al. (2001).

- Netzkosten sind größtenteils Fixkosten. Um die Netzkosten adäquat verursachungsgerecht an die Netznutzer weiterzugeben, wäre daher eine Erhöhung des Grundpreises auf ein angemessenes Niveau sachgerecht.
- 2. Ein verhältnismäßig hoher Grundpreis stellt Geringverbraucher gegenüber Großverbrauchern in Bezug auf den Strombezug jedoch schlechter als aktuell. Die Netzentgelte für Verbraucher mit geringem Strombezug würden gegenüber heute teilweise deutlich ansteigen, die für SLP-Kunden mit einem hohen Strombezug deutlich sinken. <sup>104</sup>

Im Folgenden werden mehrere Ansätze diskutiert und bewertet, wie das Netzentgeltsystem angepasst werden kann, um die Preissystematik bei SLP-Kunden verursachungsgerechter auszugestalten. Um die monetären Auswirkungen der unterschiedlichen Ansätze zu illustrieren, werden im Folgenden mehrere unterschiedliche Verbrauchertypen (vgl. Tabelle 5-1) untersucht. In allen folgenden Untersuchungen bleiben die gesamten Netzkosten und das Mengengerüst der Niederspannungsebene annahmegemäß gleich. Dies bedeutet, dass Veränderungen beim Grundpreis auch andere Arbeitspreise nach sich ziehen. Andere Effekte wie Veränderungen des Kosten- und Mengengerüsts, die sich in der Praxis mit Veränderungen der Netzentgeltkomponenten von einem zum anderen Kalenderjahr überlagern können, werden dagegen ausgeblendet. Daher wurde eine für ein hypothetisches Verteilnetz mögliche Verteilung der unterschiedlichen Verbrauchertypen angenommen. Diese ist in der folgenden Tabelle dargestellt.

In der politischen Diskussion wird darüber hinaus gelegentlich das Argument angeführt, dass sich durch eine Erhöhung des Grundpreises der Anreiz verringert, Energie einzusparen, da die Grenzkosten jeder zusätzlich verbrauchten kWh sinken. Da das Netzentgelt allerdings nur etwa 25% des Strompreises ausmacht, kann davon ausgegangen werden, dass dieser Effekt auf die Nachfrage vernachlässigbar sein dürfte.

TABELLE 5-3: ANNAHMEN DER VERTEILUNG EINZELNER NUTZERGRUPPEN IN EINEM HYPO-THETISCHEN VERTEILNETZ

Verbrauchertyp	Jahresstrombezug [kWh]	Anzahl
typischer SLP-Kunde (Geringverbrauch)	1.000	10
typischer SLP-Kunde (durchschnittl. Haushal	3.500	20
typischer SLP-Kunde (bspw. Familie)	5.000	10
SLP-Kunde (bspw. Familie) mit untypischem Verbrauchsprofil (Prosumer)	3.523	1
SLP-Kunde (bspw. Familie) mit untypischem Verbrauchsprofil (Prosumer & E-Ladesäule)	5.523	1
typischer SLP-Kunde (bspw. Kleingewerbe)	10.000	2
typischer SLP-Kunde (bspw. Supermarkt)	50.000	2
SLP-Kunde (bspw. Supermarkt) mit untypischem Verbrauchsprofil (Prosumer)	34.240	1
Quelle: Eigene Darstellung.		

Zunächst werden im Folgenden unterschiedliche diskutierte Ausgestaltungsoptionen erläutert, anschließend erfolgt die Darstellung des hierauf basierenden Reformvorschlags.

# Option: Pauschale Erhöhung der Grundpreise

Wie oben beschrieben, haben in den letzten Jahren bereits einige Netzbetreiber ihre Grundpreise erhöht. Hierdurch wird zwar die Verursachungsgerechtigkeit bei der Finanzierung der Netzinfrastrukturen gestärkt, allerdings werden hierdurch Geringverbraucher gegenüber größeren Stromverbrauchern relativ gesehen schlechter gestellt.

Würden die Grundpreise für alle SLP-Kunden weiter erhöht, würde dieser Effekt weiter verstärkt: Nutzer mit geringem Strombezug würden im Vergleich zu heute stärker belastet, ihre insgesamt zu zahlenden Netzentgelte würden erhöht. Gleichzeitig würden die Netzentgelte für Nutzer mit hohem Strombezug - unter der Annahme, dass die gesamten Kosten der Spannungsebene gleich blieben - sinken. In Tabelle 5-4 ist beispielhaft aufgeführt, wie hoch die gesamten Netzentgelte für unterschiedliche Verbrauchertypen im Jahr 2018 bei einem typischen Netzbetreiber mit einem mittleren Grundpreis sind.

TABELLE 5-4: AUSWIRKUNGEN EINER ERHÖHUNG DES GRUNDPREISES AUF DIE GESAMTEN NETZENTGELTE IM JAHR 2018

Verbrauchertyp	Jahresstrombezug [kWh]	Summe Netzentgelte (durchschnittliches Grundpreisniveau) [€]	Summe Netzentgelte (hohes Grundpreis- niveau) [€]
typischer SLP-Kunde (Geringverbrauch)	1.000	120	168
typischer SLP-Kunde (durchschnittl. Haushalt)	3.500	276	301
typischer SLP-Kunde (bspw. Familie)	5.000	370	381
SLP-Kunde (bspw. Familie) mit untypischem Verbrauchsprofil (Prosumer)	3.523	278	302
SLP-Kunde (bspw. Familie) mit untypischem Verbrauchsprofil (Prosumer & E-Ladesäule)	5.523	403	409
typischer SLP-Kunde (bspw. Kleingewerbe)	10.000	683	649
typischer SLP-Kunde (bspw. Supermarkt)	50.000	3.187	2.786
SLP-Kunde (bspw. Supermarkt) mit untypischem Verbrauchsprofil (Prosumer)	34.240	2.200	1.944

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der Preisblätter der Netzbetreiber.

Außerdem ist beispielhaft dargestellt, wie sich die gesamten Netzentgelte ändern würden, wenn der Grundpreis dort auf das Niveau eines hohen Grundpreises angehoben würde (was einer Verdoppelung des durchschnittlichen Grundpreises entsprechen würde).<sup>105</sup>

Es zeigt sich, dass Geringverbraucher deutlich stärker belastet werden würden. Bei einem Jahresstrombezug von 1.000 kWh wären im Vergleich zu heute 48 EUR pro Jahr höhere Netzentgelte fällig, was einem Anstieg der gesamten Netzentgelte um 40 % entspräche. Bei einem durchschnittlichen Haushaltsverbraucher (3.500 kWh) würden die Netzentgelte mit 25 EUR pro Jahr vergleichsweise gering ansteigen. <sup>106</sup> Entsprechend würden größere Stromverbraucher deutlich entlastet. Die gesamten Netzentgelte für einen Supermarkt mit einem typischen SLP-Profil (also

Zur Bestimmung des dann neuen Grundpreises wurde angenommen, dass sowohl die Letztverbraucher im dortigen Netz im Schnitt 3.500 kWh pro Jahr verbrauchen und die Gesamtkosten je Letztverbraucher dort im Schnitt bei 276 € liegen. Selbstverständlich wird dieser Wert in der Praxis so nicht zutreffen, die grundsätzliche Aussage bliebe jedoch erhalten.

Bei den angenommenen 3.500 kWh handelt es sich um den jährlichen Strombezug eines durchschnittlichen Haushalts und nicht um den durchschnittlichen Strombezug aller Kunden. In letzterem Fall wären nämlich annahmegemäß (gleiches Kosten- und Mengengerüst) bei Verschiebung hin zu höheren Grundpreisen die gesamten jährlichen Netzkosten identisch.

ohne Eigenverbrauch) würden von 3.187 EUR auf 2.786 EUR pro Jahr sinken. Gleichzeitig würde bei einer solchen pauschalen Erhöhung der Grundpreise der Effekt reduziert, dass Prosumer vergleichsweise wenig zur Finanzierung der Netzinfrastrukturen beitragen: Ein Prosumer-Haushalt würde bei einer Erhöhung des Grundpreises in dem Beispiel höhere Gesamtkosten zu tragen haben als heute, während die gleiche Haushaltsgröße ohne Eigenverbrauch nur gering zusätzlich belastet würde. Ähnliches gilt für das Beispiel eines Supermarktes mit und ohne Eigenverbrauch: Die Differenz würde von heute 986 EUR auf 842 EUR pro Jahr sinken. Prosumer würden also nicht mehr in dem Maße bessergestellt, wie sie es heute noch werden.

Folgende Effekte sind somit mit einer pauschalen Erhöhung des Grundpreises verbunden:

- Erhöhung der Verursachungsgerechtigkeit bei der Finanzierung der Netzinfrastrukturen (in einem moderaten Umfang auch für Stromverbraucher mit Eigenverbrauch)
- Erhöhung der Netzentgelte für Verbraucher mit geringem Strombezug und gleichzeitige Entlastung von Verbrauchern mit hohem Strombezug (mögliches Problem der unangemessenen bzw. unerwünschten Netzentgeltbelastung von Verbrauchern mit geringem Strombezug)<sup>107</sup>

# Option: Erhöhung der Grundpreise mit einer Staffelung nach Stromentnahme

Um die Problematik der möglicherweise sinkenden Angemessenheit für bestimmte Kundengruppen durch eine pauschale Erhöhung der Grundpreise zu entschärfen, könnte eine Erhöhung der Grundpreise mit einer gleichzeitigen Staffelung erfolgen. Im einfachsten Fall könnte es in Abhängigkeit vom Jahresverbrauch des Letztverbrauchers unterschiedlich hohe Grundpreise geben. Beispielsweise könnte ein "Geringverbrauchertarif" bis zu einer bestimmten Grenze (z. B. 1.500 kWh Jahresverbrauch) einen vergleichsweise niedrigen Grundpreis beinhalten.

Im Hinblick auf die aktuelle Diskussion sei darauf hingewiesen, dass eine niedrige Netzentnahme weder zwingend mit niedrigem Energieverbrauch einhergehen muss (z. B. bei teilweiser Eigenversorgung) noch mit niedrigem Einkommen: Hierunter fallen nämlich beispielsweise sowohl teilweise über längere Zeiträume leerstehende Ferienhäuser als auch die Treppenhausbeleuchtung eines luxuriösen Mehrfamilienhauses.

Würde ein weiterer "Normalverbrauchertarif" (z. B. bis 10.000 kWh pro Jahr) und ein "Großverbrauchertarif" (über 10.000 kWh pro Jahr) definiert, so gäbe es im Ergebnis drei unterschiedlich hohe Grundpreise: einen (niedrigen) Grundpreis für Geringverbraucher, einen (mittelhohen) für "Normalverbraucher" und einen (hohen) für größere Stromverbraucher. Die Grenzen zwischen den einzelnen Gruppen könnten entweder regulatorisch vorgegeben oder von jedem Netzbetreiber individuell nach dessen spezieller Netzsituation festgelegt werden. 108

Derartige Staffelungen weisen jedoch zwei grundsätzliche Herausforderungen auf: Die Definition der Grenzen zwischen den Verbrauchergruppen ist schwierig festzulegen und an den Grenzen zwischen den Gruppen finden Sprünge statt. Ein Mehrverbrauch von nur wenigen kWh pro Jahr kann für einen Netznutzer zu einem hohen Kostenanstieg (nämlich der Differenz zwischen niedrigerem und höherem Grundpreis) führen. Aus diesem Grund ist es sinnvoll, keine festen Grenzen für die Staffelung des Grundpreises festzulegen, sondern stattdessen den Grundpreis mit dem Jahresverbrauch kontinuierlich zu erhöhen.

Um diese Methodik des ansteigenden Grundpreises zu illustrieren, sind in Abbildung 5-5 drei Beispiele für mögliche Konfigurationen eines mit der Stromentnahme ansteigenden Grundpreises aufgeführt (Die heutige Methodik eines einheitlichen Grundpreises ist gelb gestrichelt dargestellt). Im oberen Teil der Abbildung ist die Höhe des Grundpreises bis zu einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh (Grenze für SLP-Kunden) abgetragen. Im unteren Teil ist der Ausschnitt bis 20.000 kWh Jahresverbrauch vergrößert dargestellt, um die Auswirkungen insbesondere auf kleinere Verbraucher besser aufzuzeigen.

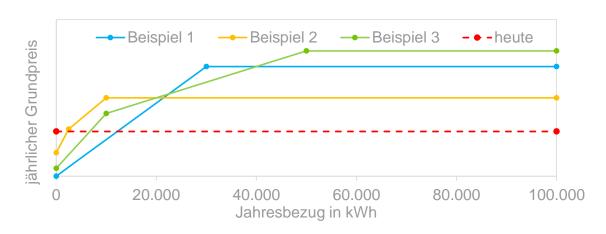
In Beispiel 1 (blaue Linie) wird bei ausbleibender Stromentnahme kein Grundpreis erhoben. Der Grundpreis steigt dann mit jeder entnommenen kWh linear bis zu einer Jahresentnahme von 30.000 kWh. Bei weiter steigender Stromentnahme bleibt der Grundpreis konstant. Dies hätte den Effekt, dass Geringverbraucher relativ gesehen nicht so stark belastet würden wie größere Stromverbraucher. Dies gilt genauso für die Beispiele 2 und 3. Diese unterscheiden sich von Beispiel 1 darin,

Dieses System orientiert sich weitestgehend an der Netzentgeltsystematik im Gasbereich. Hier können die Netzbetreiber in Abhängigkeit vom Jahresbezug Klassen bilden und für jede Klasse einen individuellen Grund- und Arbeitspreis festlegen.

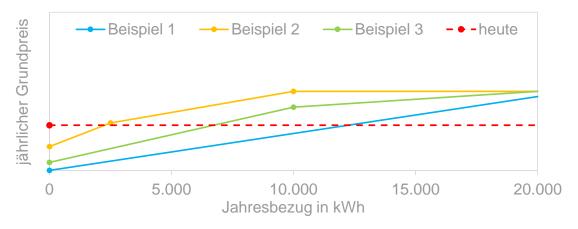
dass es bei beiden bereits bei einer Stromentnahme von Null – analog zur heutigen Regelung – einen Grundpreis gibt. Außerdem existiert jeweils ein zusätzlicher Stützpunkt in der Funktion. Hierdurch kann die Staffelung des Grundpreises genauer spezifiziert werden.

ABBILDUNG 5-5: BEISPIELHAFTE KONFIGURATION GESTAFFELTER GRUNDPREISE NACH STROMENTNAHME

# Gesamter Verlauf



# Ausschnitt des Bereichs bis 20.000 kWh



Quelle: Eigene Darstellung.

In Beispiel 2 gibt es eine Staffelung für Geringverbraucher (Stromentnahme bis 2.500 kWh), eine für mittelgroße Verbraucher (2.500 bis 10.000 kWh) und eine für große Stromverbraucher (über 10.000 kWh). Gleich ist allen drei Beispielen, dass oberhalb einer jeweils festgelegten Grenze des Jahresbezugs der Grundpreis – analog zum heutigen System – gleich bleibt. Größere Stromverbraucher würden also ab dieser Grenze nach wie vor alle denselben Grundpreis bezahlen.

In Tabelle 5-5 sind die finanziellen Auswirkungen der drei Beispiele bei einem typischen Netzbetreiber aufgezeigt. <sup>109</sup> Im oberen Teil der Tabelle sind die nach der jeweiligen Methodik berechneten Grundpreise dargestellt, im unteren Teil die gesamten jährlichen Netzentgelte.

TABELLE 5-5: AUSWIRKUNGEN EINES BEISPIELHAFTEN NACH STROMENTNAHME GESTAFFEL-TEN GRUNDPREISES AUF DIE GRUNDPREISE UND DIE GESAMTEN NETZENT-GELTE FÜR EINEN TYPISCHEN VERTEILNETZBETREIBER IM JAHR 2018

	Jahres-		Grund	Grundpreis	
Verbrauchertyp	strombezug [kWh]	aktuell [€]	Beispiel 1 [€]	Beispiel 2 [€]	Beispiel 3 [€]
typischer SLP-Kunde (Geringverbrauch)	1.000	57	5	42	17
typischer SLP-Kunde (durchschnittl. Haushalt)	3.500	57	16	65	35
typischer SLP-Kunde (bspw. Familie)	5.000	57	23	73	45
SLP-Kunde (bspw. Familie) mit untypischem Verbrauchsprofil (Prosumer)	3.523	57	16	65	35
SLP-Kunde (bspw. Familie) mit untypischem Verbrauchsprofil (Prosumer & E-Ladesäule)	5.523	57	26	76	49
typischer SLP-Kunde (bspw. Kleingewerbe)	10.000	57	47	100	80
typischer SLP-Kunde (bspw. Supermarkt)	50.000	57	140	100	160
SLP-Kunde (bspw. Supermarkt) mit untypischem Verbrauchsprofil (Prosumer)	34.240	57	140	100	128

	Jahres-	Su	e Netzentge	elte	
Verbrauchertyp	strombezug [kWh]	aktuell [€]	Beispiel 1 [€]	Beispiel 2 [€]	Beispiel 3 [€]
typischer SLP-Kunde (Geringverbrauch)	1.000	120	72	103	82
typischer SLP-Kunde (durchschnittl. Haushalt)	3.500	276	254	279	262
typischer SLP-Kunde (bspw. Familie)	5.000	370	362	379	370
SLP-Kunde (bspw. Familie) mit untypischem Verbrauchsprofil (Prosumer)	3.523	278	255	281	263
SLP-Kunde (bspw. Familie) mit untypischem Verbrauchsprofil (Prosumer & E-Ladesäule)	5.523	403	400	414	407
typischer SLP-Kunde (bspw. Kleingewerbe)	10.000	683	725	712	729
typischer SLP-Kunde (bspw. Supermarkt)	50.000	3.187	3.529	3.159	3.406
SLP-Kunde (bspw. Supermarkt) mit untypischem Verbrauchsprofil (Prosumer)	34.240	2.200	2.461	2.195	2.351

Quelle: Eigene Berechnungen.

Basis sind erneut die Grund- und Arbeitspreise eines Netzbetreibers mit einem mittleren Grundpreisniveau. Bei den Berechnungen wird stets angenommen, dass die gesamten Netzkosten bzw. Netzentgelte in jedem Beispiel identisch sind. Die Gewichtung, bzw. Anzahl der einzelnen Verbrauchertypen ist wie in Tabelle 5-3.

Allen drei Beispielen ist gleich, dass die Grundpreise für Netznutzer mit vergleichsweise geringer Stromentnahme gegenüber dem heutigen System sinken, während die für Stromverbraucher mit vergleichsweise hohem Verbrauch steigen. In Beispiel 1 liegt der Schnittpunkt der Grundpreisfunktion mit der Y-Achse bei null, weswegen bei geringer Stromentnahme auch nur ein sehr geringer Grundpreis anfällt. In Beispiel 2 ist der Grundpreis für Geringverbraucher am höchsten, allerdings noch deutlich niedriger als heute. Abhängig von der Steigung der Funktion steigt der Grundpreis für Durchschnittsverbraucher und größere Verbraucher an und erreicht entsprechend sein höchstes Niveau von 140 EUR (Beispiel 1), 100 EUR (Beispiel 2) bzw. 160 EUR (Beispiel 3).

Der Anstieg des Grundpreises hat Auswirkungen auf die gesamten jährlichen Netzentgelte der einzelnen Verbraucher. In Beispiel 1 liegen diese für einen Geringverbraucher nur bei 60 % des Niveaus des heutigen Systems. Demgegenüber liegen die gesamten jährlichen Netzentgelte für einen größeren Stromverbraucher wie bspw. einen Supermarkt (mit und ohne Eigenverbrauch) deutlich über denen von heute. Ähnliches gilt für den Verlauf der Gesamtkosten in Beispiel 3. In Beispiel 2 liegen – aufgrund des bereits bei vergleichsweise geringem Jahresstrombezug ansteigenden Grundpreises - die gesamten jährlichen Netzentgelte für SLP-Kunden mit einem Jahresstrombezug von weniger als 6.000 kWh im Vergleich zu den anderen Beispielen höher, allerdings immer noch niedriger (Geringverbraucher), bzw. nur leicht höher (durchschnittlicher Haushalt und Familien) als heute. Mit einer Staffelung des Grundpreises nach der Stromentnahme bei gleichzeitigem Anstieg der Grundpreise erfolgt somit eine verursachungsgerechtere Finanzierung der Netzinfrastrukturen und gleichzeitig kann bei entsprechender Ausgestaltung auch einer stärkeren Belastung von Geringverbrauchern entgegengewirkt werden.

Gleichzeitig wird aber anhand von Tabelle 5-5 auch deutlich, dass ein grundsätzliches Problem der gegenwärtigen Netzentgeltsystematik auch in diesem Fall erhalten bleibt: Netznutzer haben die Möglichkeit, durch Eigenverbrauch ihre Netzentgelte signifikant zu senken, obwohl sie aus Netzsicht de facto dieselben Kosten verursachen wie ohne Eigenverbrauch. Dies wird deutlich, wenn man in Tabelle 5-5 die unterschiedlich hohen Netzkosten für Verbraucher ohne und mit Eigenverbrauch vergleicht.

#### Option: Erhöhung der Grundpreise mit einer Staffelung nach Nutzergruppen

Neben einer Staffelung der Grundpreise nach der Jahresstromentnahme können Grundpreise (zusätzlich) in Abhängigkeit von einer bestimmten Nutzergruppe erhoben werden. Diese Möglichkeit ergibt sich insbesondere daraus, dass mittels des "klassischen" SLP-Verbrauchsprofils aufgrund von zunehmend untypischen Verbrauchsprofilen (z. B. durch Elektromobilität) die tatsächliche Verbrauchsstruktur in einem Netzgebiet immer schwerer zu approximieren ist. Darüber hinaus steigt der Anteil von Eigenversorgern, die zudem auch selbst produzierten Strom ins Netz einspeisen (Prosumer). Letztere profitieren zwar von der "Versicherungsfunktion" des Netzes, tragen aufgrund ihres reduzierten Strombezugs aus dem öffentlichen Stromnetz aber weniger zur Finanzierung desselben bei – zumindest, wenn die Netzentgelte nicht über eine "Flatrate", also ausschließlich über einen für alle gleich hohen Grundpreis, finanziert werden. Prosumer können zudem durch das Einspeisen von Strom in das Netz zusätzliche Kosten verursachen, die nicht über die Netzentgelte gedeckt sind.

Aufgrund der beschriebenen Effekte kann es also sinnvoll sein, für verschiedene Nutzergruppen unterschiedlich hohe Grundpreise festzulegen. Hierdurch kann die tatsächliche Belastung des Netzes durch den Verbraucher besser abgebildet werden. Hierzu müssen Letztverbraucher gemäß ihrer spezifischen Charakteristika in Gruppen eingeteilt werden. Eine mögliche Einteilung wäre beispielsweise anhand der Unterscheidung nach "typischen" SLP-Kunden und solchen mit einem deutlich untypischen Verbrauchsprofil bspw. durch Eigenverbrauch und/oder Betrieb einer E-Ladesäule.

In der Praxis kann der Netzbetreiber aufgrund der in seinem Netz vorliegenden Verbrauchsstruktur eine entsprechende Klassifizierung vornehmen. Ziel muss dabei stets sein, die tatsächlichen Kosten möglichst verursachungsgerecht über Grundpreise abzubilden. Die Aufteilung in Gruppen sollte dabei so erfolgen, dass diese praktikabel und auch einfach umsetzbar ist. Eine solche Staffelung allein nach Nutzergruppen führt allerdings dazu, dass innerhalb einer Nutzergruppe alle Nutzer denselben Grundpreis bezahlen. Insbesondere bei Haushaltskunden kann dann wiederum das Problem der sozialen Ausgewogenheit bzw. der Angemessenheit bestehen: Ein Geringverbraucher würde spezifisch stärker belastet als ein Vielverbraucher.

In Abbildung 5-6 sind beispielhaft unterschiedlich hohe Grundpreise für drei verschiedene Nutzergruppen abgebildet: "Typische" SLP-Kunden und SLP-Kunden mit einem untypischen Verbrauchsprofil. Letztere werden in diesem Beispiel unterschieden nach Prosumer und Prosumer mit einer E-Ladesäule. Gegenüber einem typischen SLP-Kunden sollte der jährliche Grundpreis für SLP-Kunden mit einem untypischen Verbrauchsprofil wie bspw. Prosumer, bzw. Prosumer mit E-Ladesäule ansteigen, um so eine stärker verursachungsgerechte Finanzierung der Netzinfrastrukturen gewährleisten zu können.

— SLP-Kunde mit untypischem Profil (bspw. Prosumer & E-Ladesäule)
— SLP-Kunde mit untypischem Profil (bspw. Prosumer)
— typischer SLP-Kunde

000.08

100.000

ABBILDUNG 5-6: BEISPIELHAFTE KONFIGURATION NACH NUTZERGRUPPEN GESTAFFELTER GRUNDPREISE

Quelle: Eigene Darstellung.

20.000

40.000

Jahresverbrauch in kWh

0

# Anregungen für eine stärker verursachungsgerechte Finanzierung der Netzinfrastrukturen über Netzentgelte

60.000

Wie bereits erläutert, ist das derzeitige Netzentgeltsystem für SLP-Kunden aus unterschiedlichen Gründen nicht verursachungsgerecht. Daher schlagen wir eine Reform der Entgeltsystematik vor, die insbesondere folgende Aspekte berücksichtigt:

 Eine weitere Anhebung der Grundpreise für SLP-Kunden wird als sinnvoll erachtet, da somit eine möglichst verursachungsgerechte Finanzierung der Netzinfrastruktur ermöglich wird. Der hohe Anteil der Fixkosten an den gesamten Netzkosten sollte sich in den Netzentgelten unter Wahrung des Angemessenheitsprinzips widerspiegeln. Den Netzbetreibern sollte die Möglichkeit gewährt werden, die Netzentgeltkomponenten (bspw. der Grundpreis) für SLP-Kunden differenzieren
zu können. So könnten bspw. unterschiedliche Grundpreise je nach tatsächlicher Beanspruchung des Stromnetzes bzw. Abweichung vom Standardlastprofil festgelegt werden. Außerdem könnten durch eine Differenzierung unangemessen hohe Netzentgeltbelastungen für Geringverbraucher vermieden werden.

Perspektivisch sollten alle SLP-Kunden, sobald sie mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet werden, wie RLM-Kunden behandelt werden. Wenn das tatsächliche Verbrauchsprofil gemessen werden kann, ist eine deutlich genauere Netzbeanspruchung ermittelbar. In den vorangegangenen Abschnitten konnte gezeigt werden, dass eine pauschale Erhöhung der Grundpreise, wie sie derzeit bereits von einigen Netzbetreibern vorgenommen wird, zwar zu einer verursachungsgerechteren Finanzierung der Netzinfrastrukturen führt, jedoch gleichzeitig auch Herausforderungen hinsichtlich einer angemessenen Belastung von Kunden mit geringem Stromverbrauch sowie einer angemessenen Kostenverteilung für SLP-Kunden mit sehr "untypischen" Verbrauchsprofilen mit sich bringt.

Daher regen wir an, dass der Netzbetreiber eine Differenzierung der Grundpreise für SLP-Kunden vornehmen darf. Die Klassifizierung sollte dabei anhand der im jeweiligen Netzgebiet vorliegenden Kundenstruktur erfolgen. Eine Möglichkeit der Differenzierung ist die Unterteilung nach Kunden- bzw. Nutzergruppen, um somit bspw. die tatsächlichen Kosten sehr "untypischer" Verbrauchsprofile (z. B. durch Elektromobilität<sup>110</sup>) in den Netzentgelten approximativ abbilden zu können. Außerdem könnte man im Rahmen einer solchen Differenzierung auch die Inanspruchnahme der Versicherungsleistung des Stromnetzes in den Netzentgelten berücksichtigen. Dies gilt insbesondere für Prosumer, die zwar von der "Versicherungsfunktion" des Netzes profitieren, aufgrund ihres reduzierten Strombezugs aus dem öffentlichen Stromnetz aber im bestehenden Entgeltsystem weniger zur Finanzierung desselben beitragen. Somit könnten die Kosten der Stromnetze

 ${\tt r2b\ energy\ consulting\ GmbH}$ 

So ist davon auszugehen, dass Haushalte mit einer Ladesäule für ihr Elektrofahrzeug je nach Ladeverhalten das Netz deutlich stärker belasten als Haushalte ohne E-Ladesäule.

deutlich verursachungsgerechter auf die einzelnen Verbraucher umgelegt werden. Dies wird insbesondere vor dem Hintergrund einer steigenden Anzahl untypischer Verbraucher und Prosumer zunehmend von Bedeutung bei der Finanzierung der Netz-infrastrukturen.

Neben einer Aufteilung in unterschiedliche Kunden- bzw. Nutzergruppen sollten Netzbetreiber in die Lage versetzt werden, den Grundpreis in Abhängigkeit des Jahresstrombezugs ansteigen zu lassen. Mit einer Staffelung des Grundpreises nach der jeweiligen Stromentnahme bei gleichzeitigem Anstieg der Grundpreise kann einer stärkeren und unangemessenen Belastung von Geringverbrauchern entgegengewirkt werden.

Im Ergebnis könnte sich dann eine Struktur der Grundpreise, wie in Abbildung 5-7 beispielhaft dargestellt, ergeben. Der Netzbetreiber legt einerseits unterschiedlich hohe Grundpreise für verschiedene Nutzergruppen fest. So würden bspw. SLP-Kunden mit einem vom Standardlastprofil deutlich abweichenden Verbrauchsprofil (bspw. durch Elektromobilität) und Prosumer einen höheren Grundpreis zahlen. Dieser könnte entsprechend eines approximativ ermittelten Beitrags dieser Nutzergruppe zu den Netzkosten ermittelt werden. Typische SLP-Kunden würden einen Grundpreis in Abhängigkeit ihres Stromverbrauchs entrichten, wodurch unangemessen hohe Netzentgeltbelastungen für Geringverbraucher vermieden würden.

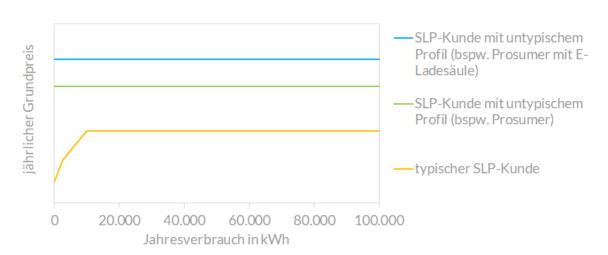


ABBILDUNG 5-7: BEISPIELHAFTE KONFIGURATION DER GRUNDPREISE

Quelle: Eigene Darstellung.

Außerdem sollten perspektivisch alle Kunden, die über eine Leistungsmessung verfügen, auch wie RLM-Kunden behandelt werden. In wie fern eine stufenweise Absenkung der 100.000-Kilowattstunden-Grenze geboten ist, muss noch genauer untersucht werden. Da gemäß Messstellenbetriebsgesetz ab 2020 der Einbau eines intelligenten Messsystems bei einem Jahresverbrauch von über 6.000 kWh vorgesehen ist, wäre hiervon auch ein Teil der bisherigen SLP-Kunden betroffen. In jedem Fall würde eine solche Anpassung wesentliche Auswirkungen auf das Mengengerüst der Netzbetreiber und die zugehörige Verteilung der Netzkostenblöcke haben. Dadurch können sich auch Verschiebungen bei den Niveaus der Netzentgelte ergeben. Darüber hinaus dürfte bei ehemaligen SLP-Kunden gegenüber dem Status quo eine höhere Volatilität der Netzentgelte auftreten, da der bisher fixe Grundpreis nun durch den Leistungspreis ersetzt wird. Damit schwankt das Jahresleistungsentgelt sowohl gemäß der Jahreshöchstlast als auch gemäß den jährlichen Veränderungen des Leistungspreises.

Die hier angeregten Ansätze für eine Reform der Netzentgelte vereinen aus unserer Sicht verschiedene Vorteile:

- Durch die Erhöhung der Grundpreise gegenüber den Arbeitspreisen wird die verursachungsgerechte Finanzierung der Netzinfrastrukturen grundsätzlich gestärkt, da der hohe Anteil der Fixkosten an den Netzkosten im Rahmen der Netzentgeltsystematik verstärkt an die Kunden weitergegeben wird.
- Durch die Möglichkeit der Aufteilung in Nutzergruppen werden Netzbetreibern zudem mehr Möglichkeiten geben, sich auf ihre jeweiligen Kunden und deren Nutzerverhalten einzustellen. Hiermit kann die Verursachungsgerechtigkeit nochmals deutlich erhöht werden. Dies gilt für alle Nutzergruppen, die im Vergleich zum Standardlastprofil ein sehr untypisches Verbrauchsprofil haben (bspw. Verbraucher mit E-Ladesäule, Prosumer, etc.). Die Aufteilung der Nutzergruppen liegt in der Verantwortung des Netzbetreibers.
- Durch die Möglichkeit, bei typischen SLP-Kunden mit einem geringen Verbrauch einen von der Jahresstromentnahme abhängigen Grundpreis anzubieten, wird die politische Akzeptanz höherer Grundpreise erhöht.

Geringverbraucher werden selbst bei einer Stärkung des Grundpreises nicht automatisch stärker belastet als Vielverbraucher.

Allerdings gehen mit einer Aufteilung in Nutzergruppen auch Herausforderungen insbesondere organisatorischer Form einher. Viele Netzbetreiber haben zwar eine solche Aufteilung bereits vorliegen, diese müsste jedoch in der Regel aktualisiert und dann dauerhaft gepflegt werden. Hiermit wären selbstverständlich Kosten verbunden. Die Information, ob ein Netznutzer als Prosumer agiert, sollte den Netzbetreibern ebenfalls in den meisten Fällen vorliegen, da diese für die Abrechnung der EE-Einspeisevergütung zuständig sind. Allerdings muss noch geprüft werden, ob die nötigen Informationen auch vollständig vorliegen und wie diese in das jeweilige Abrechnungssystem integriert werden können. Weiterhin müsste geprüft werden, wie mit Prosumern verfahren werden sollte, die zusätzlich über einen dezentralen Speicher verfügen. Je nach Anwendung des Speichers kann dieser dazu führen, dass die durch den Prosumer tatsächlich entstehenden Kosten für das Stromnetz vermindert werden, da diese die Flexibilität des Stromsystems erhöhen.

In Tabelle 5-6 sind beispielhaft die Auswirkungen des Vorschlags auf die Grundpreise und die gesamten jährlichen Netzentgelte beispielhafter Kunden dargestellt.<sup>112</sup>

Wie in Abbildung 5-7 dargestellt wird beim Grundpreis zwischen "typischen" SLP-Kunden sowie SLP-Kunden mit untypischem Verbrauchsprofil (bspw. Prosumer und Prosumer mit E-Ladesäule) unterschieden. Die Grundpreise "typischer" SLP-Kunden steigen darüber hinaus – ebenfalls wie in Abbildung 5-7 dargestellt – mit dem Jahresstrombezug bis zu einer festgelegten Grenze an.

Im Vergleich zum heutigen System, bei dem alle Nutzer denselben Grundpreis von 57 EUR pro Jahr zahlen, ergibt sich im Rahmen unseres Vorschlags aufgrund der beschriebenen Systematik für jeden Nutzer ein unterschiedlich hoher Grundpreis.

r2b energy consulting GmbH

Sobald das Marktstammdatenregister vorliegt, sollten auch die Informationen zu nicht-EEG-geförderten Anlagen vorliegen.

<sup>&</sup>lt;sup>112</sup> Vergleichsmaßstab sind – wie bisher auch – die Netzentgelte eines Netzbetreibers mit einem mittleren Grundpreisniveau.

TABELLE 5-6: AUSWIRKUNGEN DES REFORMVORSCHLAGS AUF DIE GRUNDPREISE UND DIE GESAMTEN NETZENTGELTE FÜR EINEN TYPISCHEN VERTEILNETZBETREIBER IM JAHR 2018

	Jahres- strombezug [kWh]	derzeit		Vorschlag	
Verbrauchertyp		Grundpreis [€]	Summe Netzentgelte [€]	Grundpreis [€]	Summe Netzentgelte [€]
typischer SLP-Kunde (Geringverbrauch)	1.000	57	120	42	102
typischer SLP-Kunde (durchschnittl. Haushalt)	3.500	57	276	65	276
typischer SLP-Kunde (bspw. Familie)	5.000	57	370	73	374
SLP-Kunde (bspw. Familie) mit untypischem Verbrauchsprofil (Prosumer)	3.523	57	278	162	374
SLP-Kunde (bspw. Familie) mit untypischem Verbrauchsprofil (Prosumer & E-Ladesäule)	5.523	57	403	200	533
typischer SLP-Kunde (bspw. Kleingewerbe)	10.000	57	683	100	702
typischer SLP-Kunde (bspw. Supermarkt)	50.000	57	3.187	100	3.110
SLP-Kunde (bspw. Supermarkt) mit untypischem Verbrauchsprofil (Prosumer)	34.240	57	2.200	162	2.224

Quelle: Eigene Berechnungen.

Dieser liegt in unserem Beispiel für Geringverbraucher mit 42 EUR am niedrigsten. Hierdurch ergäbe sich für diese Verbraucher gegenüber dem heutigen System eine leichte Entlastung bei den gesamten Netzentgelten (102 statt heute 120 EUR). Für durchschnittliche Haushaltskunden mit einem typischen Verbrauchsprofil sind die gesamten Netzentgelte identisch zum heutigen System. Da in diesem Beispiel für Prosumer ein höherer Grundpreis gilt als für Netznutzer mit einem typischen Verbrauchsprofil, sind die gesamten Netzentgelte für bspw. Haushalte ohne und mit Eigenverbrauch (Prosumer) identisch im Gegensatz zum heutigen System. Hierdurch würden die Kosten der Inanspruchnahme des Netzes verursachungsgerecht verteilt. Es zeigt sich, dass sich im Rahmen des Reformvorschlags größere Verbraucher mit Eigenverbrauch (Prosumer) noch immer nicht vollständig verursachungsgerecht an den Netzkosten beteiligen. Dem könnte entgegengewirkt werden, indem der Netzbetreiber einen eigenen Grundpreis für bestimmte Nutzergruppen mit höherem Strombezug (in diesem Fall Gewerbe) festlegt.

Die absoluten Höhen der einzelnen Grundpreise sowie der sich daraus ergebenden Arbeitspreise und damit auch der gesamten Netzentgelte werden in der Praxis selbstverständlich von denen in diesem Beispiel abweichen. Die in Tabelle 5-6

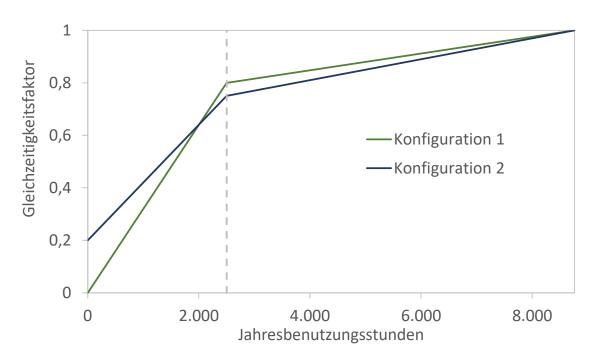
dargestellten Werte sind lediglich Beispielwerte und dienen somit der Illustration möglicher Auswirkungen auf die Netzentgelte von SLP-Kunden. Die konkrete Ausgestaltung der Differenzierung sollte den Netzbetreibern zu weiten Teilen überlassen bleiben, damit diese die tatsächlich vor Ort vorhandene Kundenstruktur und deren zukünftige Entwicklung individuell abbilden und damit eine verursachungsgerechte Abbildung der Verteilung der Netzkosten vornehmen können. Diese Differenzierungsfreiheiten sollten allerdings durch übergeordnete, bundesweit einheitliche Differenzierungskriterien (Nutzergruppen, Stromverbrauch, Art der Messung, etc.) flankiert werden. Dabei sollte das Angemessenheitsprinzip der StromNFV weiter erhalten bleiben.

## 5.1.2 Anpassung der Netzentgelte für RLM-Kunden

Wie bereits dargestellt, geht die aktuelle Regelung in der StromNEV zur Bestimmung von Leistungs- und Arbeitspreisen bei RLM-Kunden auf lange zurückliegende Verbändevereinbarungen zurück. Es ist aus heutiger Sicht nicht mehr vollständig nachvollziehbar, was die ursprüngliche Begründung für die Regelungen zur 2.500-Benutzungsstunden-Grenze und zur Begrenzung vom Gleichzeitigkeitsgrad go auf den Bereich zwischen 0 und 0,2 ist. Es ist jedoch ersichtlich, dass hierdurch die Bestimmung von verursachungsgerechten Leistungs- und Arbeitspreisen durch Netzbetreiber stark eingeschränkt wird. In Abbildung 5-8 ist beispielhaft die Spannbreite aufgezeigt, die einem Netzbetreiber durch diese Restriktionen offensteht. Die tatsächlich von diesem gewählte Konfiguration muss zwischen den beiden in der Abbildung dargestellten Linien liegen.

Dadurch, dass in der StromNEV die Grenzen sowohl für g<sub>0</sub> als auch die 2.500-Benutzungsstunden-Grenze als Knickpunkt explizit festgelegt werden, gibt es kaum Freiheitsgrad für die Netzbetreiber, um im Rahmen der aktuellen rechtlichen Regelungen ihre Leistungs- und Arbeitspreise für RLM-Kunden zu bestimmen. Die gesamten Netzentgelte auf einer Netzebene müssen nämlich durch die Einnahmen aus Leistungs- und Arbeitspreisen gedeckt werden. Dies bedeutet, dass durch eine Festlegung von g<sub>0</sub> automatisch der Schnittpunkt bei der 2.500-Benutzungsstunden-Grenze folgt und umgekehrt.

ABBILDUNG 5-8: BEISPIELHAFTE SPANNBREITE DER GLEICHZEITIGKEITSFUNKTION BEI RLM-KUNDEN



Quelle: Eigene Darstellung.

Diese Restriktionen stellen eine starke Herausforderung in Bezug auf Verursachungsgerechtigkeit dar. Zum einen ist nicht gesichert (bzw. es kann nicht davon ausgegangen werden), dass die tatsächliche, empirische Gleichzeitigkeitsfunktion eines Netzbetreibers im Rahmen dieser Restriktionen liegt. Je nach Kundenstruktur können sich vollständig andere Verläufe ergeben. Zum anderen folgt aus diesen Restriktionen, dass im linken Bereich mit weniger als 2.500 Benutzungsstunden die Leistungspreise im Vergleich deutlich niedriger (und die Arbeitspreise entsprechend deutlich höher) liegen als im rechten Bereich mit mehr als 2.500 Benutzungsstunden. Darüber hinaus kann im jetzigen System der Fall auftreten, dass sich die G-Kurven unterschiedlicher Spannungsebenen im selben Netz schneiden. Dies bedeutet, dass es für bestimmte Netznutzer in höheren Spannungsebenen zu höheren Netzentgelten kommen kann.

Wie sich diese Restriktionen auf die mögliche Preisgestaltung eines Netzbetreibers auswirken, wird beispielhaft anhand der Netzentgelte 2018 eines typischen Netzbetreibers<sup>113</sup> (vgl. Tabelle 5-7) erläutert.

TABELLE 5-7: LEISTUNGS- UND ARBEITSPREISE EINES TYPSICHEN NETZBETREIBERS IM JAHR 2018

Spannungsebene	Leistungspro	eis [€/kW*a]	Arbeitspreis [ct/kWh]		
	<2.500 h/a	≥2.500 h/a	<2.500 h/a	≥2.500 h/a	
HS	19,31	37,02	1,76	1,05	
HS/MS	21,29	29,72	1,62	1,28	
MS	20,38	42,32	2,42	1,54	
MS/NS	14,69	77,71	4,03	1,51	
NS	17,41	41,31	4,10	3,14	

Quelle: Preisblatt Stromnetz Hamburg

Wie die Tabelle zeigt, liegen die Leistungspreise für Nutzer mit mehr als 2.500 jährlichen Benutzungsstunden zum Teil um ein Vielfaches höher als für Nutzer mit weniger als 2.500 Benutzungsstunden, während für den Arbeitspreis das Gegenteil gilt. Durch die strikten Vorgaben in der StromNEV ist es dem Netzbetreiber nicht möglich, die Leistungspreise für Nutzer mit weniger als 2.500 Benutzungsstunden zu erhöhen, ohne diese für Nutzer mit mehr als 2.500 Benutzungsstunden gleichzeitig zu senken. Wegen der strikten Vorgaben aus der StromNEV wäre selbst eine solche Anpassung nur in sehr geringem Ausmaß möglich.

Grundsätzlich sollten die Vorgaben zum Gleichzeitigkeitsgrad g<sub>0</sub> und zur 2.500-Benutzungsstunden-Grenze in der StromNEV überprüft werden. Die derzeit vorgegebenen Restriktionen sind in dieser Form nicht nachvollziehbar. Die Politik sollte auch zukünftig einen verbindlichen Rahmen für die Ausgestaltung der Netzentgelte vorgeben. Bei Anpassungen der derzeitigen Regelungen sollte allerdings darauf geachtet werden, dass die Netzbetreiber durch eine individuelle, auf ihr jeweiliges Netzgebiet angepasste, Festlegung von Leistungs- und Arbeitspreisen für RLM-Kunden eine verursachungsgerechte Finanzierung der Netzinfrastrukturen gewährleisten können.

r2b energy consulting GmbH 110

 $<sup>^{113}</sup>$  Wie bei den Beispielen zu SLP-Kunden handelt es sich hier um den Verteilnetzbetreiber Stromnetz Hamburg.

## 5.2 Anreize zur Flexibilisierung

In Abschnitt 2.3 wurden die Anforderungen an die in diesem Gutachten entwickelte Reform der Entgelte- und Umlagesystematik dargestellt. Neben weiteren Anforderungen sollen durch die Reform unter anderem die Flexibilisierung des Stromsystems angereizt und gleichzeitig die Klimaschutzziele kosteneffizient erreicht werden.

Eine zunehmende Flexibilisierung des Stromversorgungssystems ist zum einen vor dem Hintergrund des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien erforderlich. Der überwiegende Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stammt bereits heute aus Anlagen (insbesondere Windenergie- und PV-Anlagen), deren jeweilige Erzeugung von meteorologischen Bedingungen abhängt und somit unabhängig vom Bedarf bzw. von den bisherigen Verbrauchsgewohnheiten der Kunden ist. Um diese EE-Technologien möglichst effizient und effektiv in das Stromversorgungssystem integrieren zu können, ist eine zunehmende Flexibilisierung erforderlich. Darüber hinaus werden die Laststrukturen von Endverbrauchern, beispielsweise durch die zunehmende Sektorenkopplung (verstärkte Nutzung von Power-to-Heat-Anlagen und Elektromobilität), zunehmend schwerer zu prognostizieren. Wegen dieser angebots- und nachfrageseitigen Prognoseunsicherheiten entsteht ein zunehmender Bedarf an Flexibilität. Gleichzeitig gibt es aber bereits heute einen großen Bedarf für flexible Anlagen. Diese werden sowohl aufgrund systemdienlicher Anforderungen wie Stabilisierung der Netzfrequenz genutzt als auch zur kosteneffizienten Stromversorgung.

Das Angebot an Flexibilität im Stromversorgungssystem ist endlich. Gleichzeitig kann diese Flexibilität im Stromversorgungssystem mehreren Zwecken dienen:

 Systemdienlichkeit: Eine Anlage verhält sich systemdienlich, wenn sie zum übergeordneten Ziel der Flexibilisierung des Energiesystems beiträgt. Hierzu gehört "insbesondere die bestmögliche Anpassung der Stromnachfrage bzw. -erzeugung an das fluktuierende Dargebot erneuerbarer Stromerzeugung (...)." <sup>114</sup> Systemdienliche Flexibilität wird vom Übertragungsnetzbetreiber zum Erhalt der Systemstabilität genutzt. <sup>115</sup>

- Marktdienlichkeit: Eine Anlage ist marktdienlich, wenn ihr Einsatz zu einer Kostensenkung auf dem Strommarkt führt. Marktdienliche Flexibilität ermöglicht Marktteilnehmern eine Preisoptimierung bei stark volatilen Marktpreisen.<sup>116</sup>
- Netzdienlichkeit: Eine Anlage ist netzdienlich, wenn sie zur Aufrechterhaltung von Zuverlässigkeit und Qualität des Versorgungsnetzes beiträgt. Hierzu zählt beispielsweise die Vermeidung von Versorgungsunterbrechungen bzw. die Minimierung von deren Dauer oder die Aufrechterhaltung der Netzfrequenz. BDEW (2017b, S. 3) spricht dann von netzdienlicher Flexibilität, wenn Verteilnetzbetreiber Flexibilität zur Bewirtschaftung lokaler kritischer Netzsituationen abrufen.

Beim Einsatz von Flexibilität müssen diese unterschiedlichen Zwecke sowie deren wechselseitigen Abhängigkeiten berücksichtigt werden. Dabei muss bei der geplanten Nutzung von Flexibilität beachtet werden, dass diese gegebenenfalls bereits an anderer Stelle – und zur Verfolgung eines anderen Zwecks – Verwendung findet.

Gleichwohl lässt insbesondere die Entwicklung beim Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen darauf schließen, dass zukünftig deutlich mehr Flexibilität benötigt wird. Bereits heute entstehen auf Übertragungs- und Verteilnetzebene bspw. Engpässe, die durch den Einsatz von Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen ausgeglichen werden müssen. Diese Kosten sind mit dem voranschreitenden Ausbau der volatilen EE-Anlagen in den letzten Jahren kontinuierlich angestiegen (vgl. Abbildung 5-9). 2017 betrugen die Gesamtkosten für Redispatch 837 Mio. EUR, die Kosten für Einspeisemanagement lagen bei 610 Mio. EUR.

 ${\tt r2b\ energy\ consulting\ GmbH}$ 

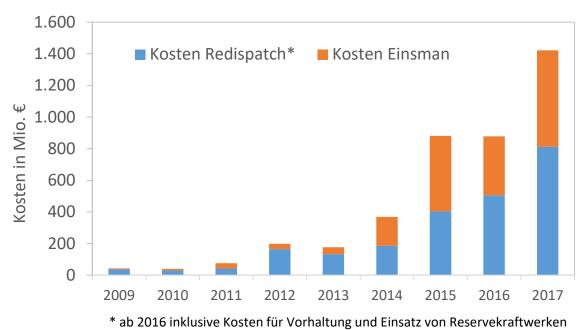
<sup>&</sup>lt;sup>114</sup> Vgl. z. B. BAFA (2018), S. 3.

<sup>&</sup>lt;sup>115</sup> Vgl. BDEW (2017b), S. 3.

<sup>&</sup>lt;sup>116</sup> Ebd.

Während Redispatchmaßnahmen in der Regel durch Übertragungsnetzbetreiber veranlasst werden, finden Einspeisemanagementmaßnahmen fast ausschließlich auf Verteilnetzebene statt.<sup>117</sup>

ABBILDUNG 5-9: ENTWICKLUNG DER KOSTEN FÜR REDISPATCH- UND EINSMAN-MAßNAH-MEN



Quelle: Monitoring- und Quartalsberichte der BNetzA.

Bereits heute wird solche Flexibilität in größerem Umfang genutzt und auf Märkten gehandelt. Beispielweise sind dies folgende:

 Intraday-Strom: Auf dem Intradaymarkt der EPEX SPOT kann Strom mittlerweile bis zu 5 Minuten vor Lieferbeginn (wenn sich beide Vertragsparteien in derselben Regelzone befinden) gehandelt werden. Die dort kurzfristig gehandelte Flexibilität wird bereits unter anderem zum kurzfristigen Ausgleich von Bilanzkreisabweichungen genutzt.

r2b energy consulting GmbH

Vgl. BNetzA (2017), S. 117. Im Quartalsbericht der BNetzA für das erste Quartal 2018 wird dagegen zum ersten Mal eine rückläufige Tendenz bei den Redispatchmaßnahmen und -kosten sichtbar, begründet insb. durch Netzausbau und eine effizientere Redispatcheinsatzplanung der ÜNB. Die Höhe der Einspeisemanagementmaßnahmen und -kosten nahm dagegen im ersten Quartal 2018 gegenüber dem ersten Quartal 2017 insb. aufgrund der Inbetriebnahme weiterer Offshore-Windparks im Jahr 2017 weiter zu (BNetzA, 2018b).

- Regelenergie: Die Übertragungsnetzbetreiber beschaffen Leistung zum kurzfristigen Ausgleich von Frequenzabweichungen im Netz über eine gemeinsame Plattform. Regelenergie wird in drei Qualitäten (Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve) beschafft. Die insgesamt beschaffte Regelleistung (positiv und negativ) beträgt derzeit gut 7 GW. <sup>118</sup>
- Abschaltbare Lasten: Die Übertragungsnetzbetreiber beschaffen wöchentlich Bezugsleistung, die schnell bzw. sofort abgeschaltet werden kann. Die Ausschreibungsmenge beträgt insgesamt 1,5 GW.
- Ggf. weitere (z. B. bilaterale Verträge zwischen Netz- und Anlagenbetreiber zum Demand-Side-Management)

Grundsätzlich sollten auch über die Ausgestaltung der Netzentgelte Flexibilisierungsanreize gesetzt werden. Die Netzbetreiber sollten hierbei die Möglichkeit haben, die Netzentgelte variabler ausgestalten zu können, um somit die bestehenden Flexibilisierungspotenziale der Stromverbraucher geeignet nutzen zu können. Bei der Ausgestaltung der Anreizwirkungen zur Flexibilisierung sollte stets geprüft werden, für welchen Zweck die vorhandenen Flexibilisierungspotenziale idealerweise eingesetzt werden sollten. Dieselbe Flexibilität kann nämlich generell nur einmal genutzt werden. Wird eine bestimmte Flexibilität beispielsweise bereits auf dem Intradaymarkt (Marktdienlichkeit) genutzt, so kann sie nicht erneut auf einem regionalen Flexibilitätsmarkt genutzt werden. Gleiches gilt, falls sie bereits auf dem Markt für Regelenergie (Systemdienlichkeit) genutzt wird. Umgekehrt gilt natürlich auch, dass Flexibilität, die zur Netzdienlichkeit regional eingesetzt wird, nicht mehr für z. B. kurzfristigen Bilanzkreisausgleich auf dem Intradaymarkt zur Verfügung steht.

Darüber hinaus existieren im gegenwärtigen Netzentgeltsystem Hemmnisse, die einen Einsatz von Flexibilität erschweren. In erster Linie betrifft dies die grundsätzlich starre Abrechnungssystematik der Netzentgelte für RLM-Kunden. Im Sinne der Verursachungsgerechtigkeit wird die Netznutzung dieser Kunden zum

r2b energy consulting GmbH

<sup>&</sup>lt;sup>118</sup> Quelle: www.regelleistung.net.

Großteil über ihren Leistungspreis bepreist, der - sofern keine Sonderregelungen genutzt werden – auf Basis der Jahreshöchstlast eines RLM-Kunden abgerechnet wird. Dies führt jedoch dazu, dass eine Bereitstellung von Flexibilität in Form eines (kurzfristig) hohen Strombezugs möglicherweise zu einer neuen Jahreshöchstlast führt und hierdurch die Netzentgelte ansteigen. Eine ähnliche Wirkung hat die aktuell starre Festlegung von Hochlastzeitfenstern. Das Angebot eines individuellen Netzentgeltes für atypische Netznutzer nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV setzt Anreize, Stromentnahmen in Zeiten zu verringern, in denen insgesamt eine hohe Netzlast erwartet wird. Netznutzer, die in diesen Hochlastzeitfenstern ihre Leistung um mehr als eine in Abhängigkeit der Spannungsebene festgelegte Erheblichkeitsschwelle sowie mindestens um 100 kW reduzieren, können ihre Netzentgelte um bis zu 80 % reduzieren. 119 Aktuell jedoch werden die Hochlastzeitfenster lediglich einmal jährlich für alle vier Jahreszeiten bestimmt und bilden damit teilweise nur sehr unzureichend die tatsächlich erwartete Netzsituation ab, insbesondere vor dem Hintergrund der volatilen Einspeisung erneuerbarer Energien. Bei hoher EE-Einspeisung kann es daher in einzelnen Netzgebieten zu Situationen kommen, in denen ein konstanter Strombezug oder sogar eine Laststeigerung der atypischen Netznutzer dem Netz mehr nutzen würde als ihre durch § 19 StromNEV geregelte Lastreduktion. 120 Möglichkeiten zum Abbau dieser Flexibilisierungshemmnisse wurden bereits vielfach diskutiert, vgl. beispielsweise BNetzA (2015b) oder Dena (2018).

Zusammengefasst lässt sich feststellen, dass Flexibilität bereits im heutigen Energiesystem eine wichtige Rolle spielt. Diese wird insbesondere aufgrund des stetig wachsenden Anteils volatiler Stromerzeugung, zunehmender Sektorenkopplung und des sich wandelnden Netznutzungsverhaltens durch neue Verbraucher (z. B. Elektromobilität) weiter zunehmen. Flexibilität wird zu unterschiedlichen Zwecken eingesetzt und kann in der Regel nicht mehrfach genutzt werden (beispielweise auf dem Intradaymarkt und gleichzeitig zum Ausgleich regionaler Engpässe). Sofern die Beseitigung von bestehenden Flexibilisierungshemmnissen oder die zusätzliche Anreizsetzung zur Nutzung von Flexibilitätsoptionen mit zusätzlichen

 $<sup>^{119}~</sup>$  Vgl. Bolay und Otto (2015), S. 4.

<sup>&</sup>lt;sup>120</sup> Hier wäre allerdings noch zu prüfen, wie viele Netzbetreiber hiervon konkret betroffen sind.

Kosten für Netzbetreiber verbunden sein sollte, sollte eine diesbezügliche Kostenübernahme im Rahmen der Anreizregulierung angedacht werden. Wie der effektive und effiziente Einsatz von Flexibilität – insbesondere in Hinblick auf die unterschiedlichen Einsatzzwecke und deren Zusammenspiel – zukünftig bedarfsgerecht angereizt werden kann, ist eine hochkomplexe Fragestellung, die weiterer Untersuchungen bedarf.

#### 6 Fazit und Ausblick

Das Ziel der vorliegenden Studie ist die Erarbeitung eines Vorschlags zur Reform der Finanzierung der Energiewende. Dabei stand insbesondere der Abbau bestehender Hemmnisse für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende im Fokus.

Volkswirtschaftlich gesehen bleibt ein sektorenübergreifender und funktionierender Emissionshandel die effizienteste Möglichkeit, THG-Emissionen einzusparen. Bis sich ein solch umfassender Emissionshandel innerhalb eines politisch denkbaren Lösungsraumes befindet, sollte ein Reformvorschlag den bestehenden EU ETS jedoch nicht in dem Sinne weiter unterlaufen, dass durch einen weiteren ordnungspolitischen Eingriff Erzeugungsentscheidungen im Stromsektor beeinflusst werden. Stattdessen sollte ein Reformvorschlag Lenkungswirkungen auf der Verbraucherseite erzielen.

Auf Basis dieser Maßgaben wird eine sektorenübergreifende CO<sub>2</sub>-Bepreisung vorgeschlagen. Diese sollte durch eine gemeinsame Finanzierung der in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr bestehenden Energiepreisbestandteile mit klimaschutzpolitischem Bezug erfolgen und als Verbrauchsteuer umgesetzt werden. Konkret sollte das derzeit bestehende System der Strom- und Energiesteuersätze angepasst und zukünftig neben den bestehenden Kriterien auf Basis der CO2-Emissionsintensität eines Energieträgers ausgestaltet werden. Im Ergebnis sollte jeder Energieträger pro emittierte Tonne CO<sub>2</sub> gleich stark mit klimaschutzpolitischen Preisbestandteilen belastet werden. Dadurch würden Investitionen in Sektorenkopplungstechnologien voraussichtlich deutlich gestärkt und Flexibilitätsoptionen besser genutzt. Eine nachhaltige Lenkungswirkung könnte beispielsweise durch regelmäßige Evaluierungen und ggf. Anpassungen der Steuersätze erfolgen. Perspektivisch wäre auch die Integration des neuen Systems in einen europäischen sektorenübergreifenden Emissionshandel möglich. Im Rahmen dieser Studie konnten nicht alle Details einer solchen Reform abschließend diskutiert werden. Einzelne Fragen, wie bspw. der Umgang mit derzeitigen Privilegierungen oder ein konkreter Zeitplan zur Umsetzung dieser Reform sollte Gegenstand von weiteren Untersuchungen im Rahmen eines politisch-gesellschaftlichen Diskurses sein.

Neben einer Reformierung der Steuer- und Umlagesystematik im Energiesektor wird auch eine Reformierung der Netzentgeltsystematik angeregt, um

insbesondere eine verursachungsgerechte Finanzierung der Netzinfrastrukturen zu stärken und die erforderliche Flexibilisierung des Energiesystems voranzutreiben. Hierbei sollten insbesondere die Grund- und Leistungspreise so gestaltet werden können, dass diese die tatsächlichen Kosten des Netzes und des Netzbetriebs möglichst verursachungsgerecht widerspiegeln. Die konkrete Ausgestaltung sollte den Netzbetreibern zu weiten Teilen überlassen bleiben, damit diese die tatsächlich vor Ort vorhandene Kundenstruktur und deren zukünftige Entwicklung individuell abbilden und damit eine verursachungsgerechte Abbildung der Verteilung der Netzkosten vornehmen können. Diese Differenzierungsfreiheiten sollten allerdings durch übergeordnete, bundesweit einheitliche Differenzierungskriterien (Nutzergruppen, Stromverbrauch, Art der Messung, etc.) flankiert werden. Da die Rolle von Flexibilität weiter zunehmen wird, sollte hierbei über ein anreizorientiertes System nachgedacht werden, welches auch entsprechende Anpassungen der Netzentgeltsystematik beinhaltet. Flexibilität wird zu unterschiedlichen Zwecken eingesetzt und kann in der Regel nicht mehrfach genutzt werden. Wie der effektive und effiziente Einsatz von Flexibilität - insbesondere in Hinblick auf die unterschiedlichen Einsatzzwecke und deren Zusammenspiel – zukünftig bedarfsgerecht angereizt werden kann, konnte aufgrund der hohen Komplexität und der starken Interdependenzen im Rahmen dieses Gutachtens nur andiskutiert werden und bedarf einer detaillierten Analyse und einem entsprechenden politischen Dialog.

#### 7 Literaturverzeichnis

ADAC (2018): Kostenvergleich: Erd- und Autogas gegen Benziner und Diesel. München, 2018. Zuletzt abgerufen am 29.01.2019 unter: https://www.adac.de/\_mmm/pdf/g-b-d-vgl\_47097.pdf.

AGFW (2017): Internetauftritt des Energieeffizienzverbands für Wärme, Kälte und KWK e. V. Zahlen und Statistiken - Preisübersicht. Zuletzt abgerufen am 06.02.2018 unter: https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/preisuebersicht/.

**Agora Energiewende (2016):** Entwicklung der Strom- Netzentgelte 2017: Die regionalen Unterschiede nehmen zu. Kurzanalyse. Berlin, November 2016.

**Agora Energiewende (2017):** Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger. Hintergrund. Berlin, April 2017.

Åkerfeldt, Susanne und Henrik Hammar (2015): CO<sub>2</sub> Taxation in Sweden. Experiences of the Past and Future Challenges.

Åkerfeldt, Susanne (2017): The Benefits of a Carbon Tax. Swedish Experiences and a Focus on Developing Countries. Präsentation beim UN Workshop zu "Practical Issues in Protecting the Tax Base of Developing Countries". Addis Abeba, Äthiopien. November 2017.

**BAFA (2018):** Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Merkblatt zu Zusatzoptionen. Pilotprogramm Einsparzähler. Eschborn, 09. Juli 2018.

Bardt, Hubertus und Winfried Fuest (2010): Steuerliche Belastung von Nutzfahrzeugen in Europa. IW-Trends – Vierteljahresschrift zur empirischen Wirtschaftsforschung aus dem Institut der deutschen Wirtschaft Köln. 37. Jahrgang, Heft 1/2010.

**BDEW (2016):** Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Heizkostenvergleich Neubau 2016. Zuletzt abgerufen am 02.07.2018 unter: https://www.bdew.de/media/documents/Heizkostenvergleich\_Neubau.pdf

**BDEW (2017a):** Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Heizkostenvergleich Altbau 2017. Zuletzt abgerufen am 02.07.2018 unter: https://www.bdew.de/media/documents/Heizkostenvergleich\_Altbau.pdf

**BDEW (2017b):** Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz. Berlin, 10. Februar 2017.

BDI, VDEW und VIK (1998): Bundesverband der Deutschen Industrie e.V., Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke, Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft. Entwurf: Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten. Zuletzt abgerufen am 01.08.2018 unter: http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/energierecht/vv1.pdf.

BDI, VDEW und VIK (1999): Bundesverband der Deutschen Industrie e.V., Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke, Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft. Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie. Zuletzt abgerufen am 01.08.2018 unter: http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/energierecht/vv2.pdf.

BDI, VDEW, VIK, VDN beim VDEW, ARE, VKU (2001): Bundesverband der Deutschen Industrie e.V., Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V., Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., Verband der Netzbetreiber beim VDEW e.V., Arbeitsgemeinschaft regionaler Energieversorgungs-Unternehmen e.V., Verband kommunaler Unternehmen e.V.. Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung. Zuletzt abgerufen am 01.08.2018 unter: http://www.iwr.de/re/eu/recht/vviiplus.pdf.

BEE (2017): Bundesverband erneuerbare Energien e. V.: Effizient Erneuerbar: Was jetzt zum Gelingen einer Erneuerbaren Wärmewende getan werden muss. BEE-Positionspapier. CO<sub>2</sub>-Steuer mit Rückerstattungsmodell in der Wärmeversorgung. Berlin, März 2017.

**BMF (2018):** Glossar des Bundesministerium der Finanzen. Zuletzt abgerufen am 30.01.2018 unter: http://www.bundesfinanzministerium.de/Web/DE/Themen/Zoll/Verbrauchsteuern/verbrauchsteuern.html.

**BMU (2018):** Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit - EU-Klimapolitik. Zuletzt abgerufen am 20.03.2018 unter: https://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/eu-klimapolitik/.

**BMVI (2018):** Bundesministerium für Verkehr und Infrastruktur - Verkehr in Zahlen 2018/2019. Zuletzt abgerufen am 29.01.2019 unter: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/verkehr-in-zahlen\_2019-pdf.pdf?\_\_blob=publicationFile.

**BMWi (2015):** Evaluierungsbericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie gemäß §17f EnWG. Zuletzt abgerufen am 07.03.2018 unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/evaluierungsbericht-paragraph-17i-enwg.pdf?\_\_blob=publicationFile&v=4.

**BMWi (2017a)**: Ergebnispapier Strom 2030 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Zuletzt abgerufen am 07.03.2018 unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/strom-2030-ergebnispapier.html.

BMWi (2017b): Hintergrundinformationen zur besonderen Ausgleichsregelung, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin. Zuletzt abgerufen am 07.03.2018 unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/hintergrundinformationen-zur-besonderen-ausgleichsregelung-antragsverfahren-2017.html.

**BNetzA** (2015b): Evaluierungsbericht der Bundesnetzagentur zu den Auswirkungen des § 19 Abs. 2 StromNEV auf den Betrieb von Elektrizitätsversorgungsnetzen. Bonn.

**BNetzA (2015c):** Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität. Dezember 2015, Bonn.

BNetzA (2017): Monitoringbericht 2017 der Bundesnetzagentur, Bonn.

BNetzA (2018a): Monitoringbericht 2018 der Bundesnetzagentur, Bonn.

BNetzA (2018b): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Erstes Quartal 2018. Zuletzt abgerufen am 29.01.2019 unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netz\_Systemsicherheit/Netz\_Systemsicherheit\_node.html.

BNetzA (2018c): Was ist eine moderne Messeinrichtung? Zuletzt abgerufen am 07.03.2018 unter: https://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/NetzanschlussUndMessung/MsBG/FAQ\_ModerneMesseinrichtung\_mMe.html;jsessionid=759BAF6367FCAFF2D18AFBC2301DD3B1?nn=706202.

**Bolay, Sebastian und Christian Otto (2015):** Faktenpapier atypische Netznutzung. Chancen, Beispiele, Rechtsrahmen. Berlin und Hannover, April 2015.

**Boyette, Marie (2018):** CO<sub>2</sub>-Bepreisung in Frankreich. Europäisches Emissionshandelssystem EU-ETS und CO<sub>2</sub>-Steuer. Deutsch-französisches Büro für die Energiewende. Berlin, 2018.

**Bubeck**, **Steffen**, **Jan Tomaschek und Ulrich Fahl (2016)**: Perspectives of electric mobility. Total cost of ownership of electric vehicles in Germany. Transport Policy, Nr. 50, S. 63–77.

**Bundesgesetzblatt (2018):** Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften (Energiesammelgesetz), vom 17. Dezember 2018.

Bundeskartellamt (2002): Marktöffnung und Gewährleistung von Wettbewerb in der leitungsgebundenen Energiewirtschaft. Zuletzt abgerufen am 01.08.2018 unter: https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Diskussions\_Hintergrundpapier/Bundeskartellamt%20-%20Markt%C3%B6ffnung%20und%20Gew%C3%A4hrleistung%20von%20Wettbewerb%20in%20der%20leitungsgebundenen%20Energiewirtschaft.pdf?\_\_blob=publicationFile&v=4.

**Bundesregierung (2018):** Treibhausgas-Emissionen. Kabinett beschließt Klimaschutzbericht. Zuletzt abgerufen am 29.06.2018 unter: https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2018/06/2018-06-13-klimaschutzbericht-2017.html

CDU, CSU und SPD (2018): Ein neuer Aufbruch für Europa. Eine neue Dynamik für Deutschland. Ein neuer Zusammenhalt für unser Land. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. Zuletzt abgerufen am 07.03.2018 unter: https://www.cdu.de/koalitionsvertrag-2018.

Consentec/ Fraunhofer ISI (2018): Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), Projekt Nr. 043/16.

**Dena (2018):** Impulse zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik, Ergebnispapier der Taskforce Netzentgelte. Berlin, Januar 2018.

**Deutscher Bundestag (1998):** Entwurf eines Gesetzes zum Einstieg in die ökologische Steuerreform. Drucksache 14/40 vom 17.11.1998.

**Deutscher Bundestag (2017):** Bericht der Bundesregierung über die Entwicklung der Finanzhilfen des Bundes und der Steuervergünstigungen für die Jahre 2015 bis 2018 (26. Subventionsbericht) vom 28.08.2017.

**EBV (2008):** Erdölbevorratungsverband: Mineralölpflichtbevorratung in der Bundesrepublik Deutschland. Zuletzt abgerufen am 07.03.2018 unter: https://www.ebv-oil.org/cms/pdf/pflicht2008.pdf.

**EBV (2018):** Erdölbevorratungsverband: Aktueller Beitragssatz. Zuletzt abgerufen am 07.03.2018 unter: https://www.ebv-oil.org/cms/cms2.asp?sid=77&nid=&cof=75.

**ECOFYS (2016):** Alternative Finanzierung des EEG-Umlagekontos. Studie für die IHK Bayern und den VBEW.

Elgie und Mc Clay (2013): BC´s carbon tax shift after five years: results. An Environmental (and Economic) Success Story. Research report by Sustainable Prosperity. Ottawa, 2013. Zuletzt abgerufen am 06.03.2018 unter: https://www.energyindependentvt.org/wp-content/uploads/2014/11/BC\_Carbon-Tax-success-story.pdf.

**Euractiv (2019):** Nach Gelbwesten: CO<sub>2</sub>-Steuer steht in Frankreich weiter zur Diskussion. Zuletzt abgerufen am: https://www.euractiv.de/section/energie-und-umwelt/news/nach-gelbwesten-co<sub>2</sub>-steuer-steht-in-frankreich-wieder-zur-diskussion/.

Europäischer Rat und Rat der Europäischen Union (2017): Vorläufige Einigung über die Lastenteilung bei der Emissionsreduzierung – ein weiterer großer Schritt hin zu den Zielen des Pariser Übereinkommens. Zuletzt abgerufen am 20.03.2018 unter: http://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2017/12/21/provisional-deal-on-effort-sharing-emissions-another-big-steptowards-paris-targets/.

Europäische Union (2018): Richtlinie (EU) 2018/410 des europäischen Parlaments und des Rates vom 14. März 2018 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Unterstützung kosteneffizienter Emissionsreduktionen und zur Förderung von Investitionen mit geringem CO<sub>2</sub>-Ausstoß und des Beschlusses (EU) 2015/1814. Zuletzt abgerufen am 04.04.2018 unter http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L0410&from=DE.

Französisches Ministerium für Umwelt, nachhaltige Entwicklung und Energie (2017): Fiscalité carbone. Homepage des Ministeriums für Umwelt, nachhaltige Entwicklung und Energie in Frankreich. Zuletzt angerufen am 06.03.2018 unter: https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/fiscalite-carbone.

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) (2018): Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2013 bis 2017. Zuletzt abgerufen am 29.01.2019 unter: https://ag-energiebilanzen.de/8-0-Anwendungsbilanzen.html.

Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) und Energy Brainpool GmbH & Co. KG (2015): Strommarkt-Flexibilisierung: Hemmnisse und Lösungskonzepte. Eine Studie im Auftrag des BEE e.V.

Frontier Economics und BET (2016): Kosten und Nutzen einer Dynamisierung von Strompreiskomponenten als Mittel zur Flexibilisierung der Nachfrage. Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

Gnann, Till, Patrick Plötz, Simon Funke und Martin Wietschel (2015a): What is the market potential of PEVs as commercial passenger cars. A case study for Germany. Transportation Research, Part D (37), S. 171–187.

Gnann, Till, Patrick Plötz, André Kühn und Martin Wietschel (2015b): Modelling market diffusion of electric vehicles with real world driving data – German market and policy options. Transportation Research, Part A (77), S. 95–112.

Hinz, Fabian, Daniel Iglhaut, Tobias Frevel und Dominik Möst (2014): Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland. Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft, TU Dresden. Band 3.

IfE - Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Technische Universität München und Dr.-Ing. B. Geiger (2018): Erstellen der Anwendungsbilanzen 2013 bis 2017 für den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD). Zuletzt abgerufen am 29.01.2019 unter: https://ag-energiebilanzen.de/8-0-Anwendungsbilanzen.html.

Industrie- und Handelskammer Ostwestfalen zu Bielefeld (2017): Bundesweite Wälzung der Übertragungsnetzentgelte. Zuletzt abgerufen am 30.01.2018 unter: https://blog.ostwestfalen.ihk.de/umweltenergie/2017/09/11/bundesweite-waelzung-der-uebertragungsnetzentgelte/.

Kahl, Dr. Hartmut und Lea Simmel (2017): Europa- und verfassungsrechtliche Spielräume einer CO2-Bepreisung in Deutschland. Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 6. Oktober 2017.

Klobasa, Marian und Wolfgang Fritz (2016): Fraunhofer ISI und Consentec. Die Netzentgeltsystematik für Strom – Status Quo und zukünftige Herausforderungen. Sitzung der AG Regulierung der Plattform Energienetze beim BMWi. Berlin. Zuletzt abgerufen am 01.08.2018 unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/plattform-strommarkt-trend-11-2.pdf?\_\_blob=publicationFile&v=4.

Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" (2019): Abschlussbericht. Zuletzt abgerufen am 30.01.2019 unter: https://www.kommission-wsb.de/WSB/Redaktion/DE/Downloads/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?\_\_blob=publicationFile&v=4.

**Leipziger Institut für Energie (2017):** Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher 2018 bis 2022. Leipzig, 2017.

**Leuschner**, **Udo** (2018a): Energie-Wissen. Das Netz stellt ein "natürliches Monopol" dar. Zuletzt abgerufen am 01.08.2018 unter: http://www.udo-leuschner.de/basiswissen/SB132-01.htm.

**Leuschner**, **Udo (2018b):** Energie-Wissen. Die 2. Verbändevereinbarung macht die "Durchleitung" zur "Netznutzung". Zuletzt abgerufen am 01.08.2018 unter: http://www.udo-leuschner.de/basiswissen/SB132-05.htm.

Mineralölwirtschaftsverband (MWV) (2019): Preiszusammensetzung für Superbenzin, Dieselkraftstoff und leichtes Heizöl. Zuletzt abgerufen am 25.01.2019 unter: https://www.mwv.de/statistiken/preiszusammensetzung/.

Monopolkommission (2017): Energie 2017: Gezielt vorgehen, Stückwerk vermeiden. Sondergutachten 77. Zuletzt abgerufen am 07.03.2018 unter: http://www.monopolkommission.de/index.php/de/pressemitteilungen/191-energie-2017.

**Piller, W. (1980):** Lastgangsimulation und -synthese des Stromverbrauchs von Haushalten unter Berücksichtigung der Ausgleichsprobleme. Dissertation, München, 1980.

**r2b energy consulting GmbH (2017):** Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2018 bis 2022. Köln, 2017.

**r2b energy consulting GmbH (2018):** Europäisches Elektrizitätsmarktmodell. Zuletzt abgerufen am 07.03.2018 unter: www.r2b-energy.com/fileadmin/PDF/Diverses/Strommarktmodell\_r2b\_inklBtn\_final.pdf.

**Regeringskansliet (2018):** Sweden's carbon tax. Zuletzt abgerufen am 07.03.2018 unter: http://www.government.se/government-policy/taxes-and-ta-riffs/swedens-carbon-tax/.

Regierung British Columbia (2018a): B.C.'s Revenue-neutral Carbon Tax. Government of British Colombia. British Colombia, 2018. Zuletzt abgerufen am 06.03.2018 unter: http://www.bcbudget.gov.bc.ca/2008/backgrounders/backgrounder\_carbon\_tax.htm.

Regierung British Columbia (2018b): British Columbia's Revenue-Neutral Carbon Tax. Government of British Colombia. British Colombia, 2018. Zuletzt abgerufen am 06.03.2018 unter: https://www2.gov.bc.ca/gov/content/environment/climate-change/planning-and-action/carbon-tax.

RWI Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung e.V. (2018): Erstellung der Anwendungsbilanzen 2016 und 2017 für den Sektor der Privaten Haushalte und den Verkehrssektor in Deutschland. Zuletzt abgerufen am 29.01.2019 unter: https://ag-energiebilanzen.de/8-0-Anwendungsbilanzen.html.

Schade, Wolfgang, Johannes Hartwig, Alex Stewart und Tristan Dodson (2017): Zukünftige PKW-Nutzerkosten in Deutschland. Endbericht für Verbraucherzentrale Bundeverband e. V. Karlsruhe, Juni 2017.

Schaefer, Thilo (2017): Der Energiesoli – Alternative Finanzierungsmodelle für die Energiewende. IW Policy Paper 9/2017.

Schultz, Reinhard, Jürgen Koop und Charlene Roßler (2017): Ökologische Steuerreform 2.0. Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer. Arbeitspapier der Schultz projekt consult GmbH. Zuletzt abgerufen am 07.03.2018 unter: http://www.schultz-projekt-consult.de/index.php/downloads-aktuell/downloads-aus-2017?task=get-downloadlink&tmpl=component&id=41.

**Statistisches Bundesamt (2017):** Bauen und Wohnen. Baugenehmigungen / Baufertigstellungen u.a. nach der Gebäudeart Lange Reihen z. T. ab 1960. Wiesbaden, Juli 2017.

**Stewart, Alex und Tristan Dodson (2016):** Low carbon cars in the 2020s: Consumer impacts and EU policy implications. Final report for BEUC (The European Consumer Organisation). Brüssel, November 2016.

**Sumner, Jenny, Lori Bird und Hillary Smith (2009):** Carbon Taxes: A Review of Experience and Policy Design Considerations. National Renewable Energy Laboratory. Technical Report NREL/TP-6A2-47312.

**Umweltbundesamt (2016):** Anforderungen der Integration der erneuerbaren Energien an die Netzentgeltregulierung. Endbericht – Vorschläge zur Weiterentwicklung des Netzentgeltsystems. Dessau-Roßlau, November 2016.

**Umweltbundesamt (2017):** Kohlendioxid-Emissionsfaktoren für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990 – 2015. Zuletzt abgerufen am 14.03.2018 unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/co2\_ef\_2018\_komplett.xlsx.

**Umweltbundesamt (2018):** Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2017. Dessau-Roßlau, Mai 2018.

ÜNB (2017a): 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (Übertragungsnetzbetreiber): Ermittlung der Umlage nach § 19 Absatz 2 StromNEV in 2018 auf Netzentgelte für Strommengen der Endverbrauchskategorien A', B' und C' (§ 19 StromNEV-Umlage). Zuletzt abgerufen am 29.01.2019 unter: https://www.netztransparenz.de/EnWG/-19-StromNEV-Umlage/-19-StromNEV-Umlagen-Uebersicht.

**ÜNB (2017b):** 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (Übertragungsnetzbetreiber): AbLaV Jahresabrechnung 2016. Zuletzt abgerufen am 09.08.2018 unter: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Energiewirtschaftsgesetz/Umlage%20%c2%a7%2018%20AbLaV/Umlage%20%c2%a7%2018%20AbLaV/Umlage%20%c2%a7%2018%20AbLaV%20%202017/AbLaV\_Prognose2017.pdf.

ÜNB (2018): 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (Übertragungsnetzbetreiber): Offshore-Haftungsumlage. Zuletzt abgerufen am 07.03.2018 unter: https://www.netztransparenz.de/EnWG/Offshore-Haftungsumlage/Offshore-Haftungsumlagen-Uebersicht.

ÜNB (2019a): 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (Übertragungsnetzbetreiber): Aktuelle Angaben der Übertragungsnetzbetreiber zu den Einnahmen- und Ausgabenpositionen nach § 3 (1) AusglMechAV zum 31. Dezember 2018. Zuletzt abgerufen am 29.01.2019 unter: https://www.netztransparenz.de/EEG/EEG-Konten-Uebersicht.

**ÜNB (2019b):** 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (Übertragungsnetzbetreiber): Zuletzt abgerufen am 29.01.2019 unter: https://www.netztransparenz.de/EnWG/Abschaltbare-Lasten-Umlage/Abschaltbare-Lasten-Umlagen-Uebersicht.

**ÜNB (2019c):** Offshore-Netzumlage für 2019 nach § 17f Absatz 7 EnWG. Zuletzt abgerufen am 30.01.2019 unter: https://www.netztransparenz.de/EnWG/Offshore-Netzumlage/Offshore-Netzumlagen-Uebersicht/Offshore-Netzumlage-2019.

Werbeck, Thomas (1995): Die Tarifierung elektrischer Energie: Eine kritische Analyse aus ökonomischer Sicht, Schriftenreihe des Rheinisch-Westfälischen Instituts für Wirtschaftsforschung, No. 57, ISBN 978-3-428-48291-7, Duncker & Humblot, Berlin, 1995.

World Bank Group, vivideconomics und ECOFYS (2017): State and Trends of Carbon Pricing 2017. Washington DC, November 2017.

# Anhang A: Ergänzende Ergebnisse zu den diskutierten Reformoptionen

#### Auswirkungen diskutierter Reformoptionen für das Stichjahr 2025

Im Rahmen der durchgeführten quantitativen Analysen wurden auch die Auswirkungen einer Umsetzung der diskutierten Reformvorschläge für das Jahr 2025 berechnet. Die Auswirkungen auf die Endkundenpreise der betrachteten Energieträger im Wärme- und Verkehrssektor werden im Folgenden dargestellt. Dabei beziehen sich die dargestellten Effekte auf die Situation nach vollumfänglicher Umsetzung des Reformvorschlags (ein Transformationspfad ist hier nicht berücksichtigt).

ABBILDUNG A-1: ÄNDERUNGEN DER ENDVERBRAUCHERPREISE IM WÄRMESEKTOR DURCH DIE DISKUTIERTEN REFORMOPTIONEN, FÜR DAS JAHR 2025



Quelle: Eigene Darstellung.

ABBILDUNG A-2: ÄNDERUNGEN DER ENDVERBRAUCHERPREISE IM VERKEHRSSEKTOR DURCH DIE DISKUTIERTEN REFORMOPTIONEN, FÜR DAS JAHR 2025



# Auswirkungen des eigenen Reformvorschlags für die Stichjahre 2017 und 2030

Im Folgenden sind die Auswirkungen des Reformvorschlags auf die Endverbraucherpreise im Wärme- und Verkehrssektor für die Stichjahre 2017 und 2030 dargestellt (Datentabellen zu Abbildung 4-2 und Abbildung 4-3).

TABELLE A-1: ENDVERBRAUCHERPREISE OHNE UND MIT UMSETZUNG DES REFORMVOR-SCHLAGS IM WÄRME- UND VERKEHRSSEKTOR, FÜR DAS JAHR 2017

		Beschaffung	Netzentgelte /§19Strom- NEV/KA/ AbLaV	Umsatz- steuer	EEG-/KWK/ Offshore- Haftungs- umlage	Strom- /Energie- steuer	eigener Reform- vorschlag
				€-Cent2	016/kWh		
Erdgas	ohne Reform	2,95	1,56	0,96		0,54	
	mit Reform	2,95	1,56	1,25		0,18	1,89
Heizöl	ohne Reform	4,10		0,89		0,60	
	mit Reform	4,10		1,33		0,40	2,49
Strom (Wärmepumpe & E-Mobilität)	ohne Reform	4,70	3,96	3,38	7,13	2,00	
	mit Reform	4,70	3,96	2,46			4,30
Benzin	ohne Reform	5,49		2,43		7,29	
	mit Reform	5,49		2,57		5,58	2,46
Diesel	ohne Reform	4,96		1,83		4,66	
	mit Reform	4,96		2,01		3,14	2,50

TABELLE A-2: ENDVERBRAUCHERPREISE OHNE UND MIT UMSETZUNG DES REFORMVOR-SCHLAGS IM WÄRME- UND VERKEHRSSEKTOR, FÜR DAS JAHR 2030

		Beschaffung	Netzentgelte /§19Strom- NEV/KA/ AbLaV	Umsatz- steuer	EEG-/KWK/ Offshore- Netzumlage	Strom- /Energie- steuer	eigener Reform- vorschlag
				€-Cent20	016/kWh		
Erdgas	ohne Reform	4,55	1,88	1,31		0,45	
	mit Reform	4,55	1,88	1,59		0,15	1,79
Heizöl	ohne Reform	4,45		0,94		0,50	
	mit Reform	4,45		1,36		0,33	2,37
Strom (Wärmepumpe & E-Mobilität)	ohne Reform	9,98	4,57	3,76	3,58	1,66	
	mit Reform	9,98	4,57	3,05			1,50
Benzin	ohne Reform	8,21		2,71		6,05	
	mit Reform	8,21		2,88		4,63	2,34
Diesel	ohne Reform	7,12		2,09		3,87	
	mit Reform	7,12		2,30		2,60	2,37

Quelle: Eigene Darstellung.