

ewi Energy Research & Scenarios gGmbH  
Energimärkte erforschen - Entscheidungen verbessern.

ewi

Finanzwissenschaftliches Forschungsinstitut  
an der Universität zu Köln

FiFo  
Köln

## Kurzstudie: Alternativen zur Finanzierung des EEG

November 2017

[www.fifo-koeln.de](http://www.fifo-koeln.de)

[www.ewi.research-scenarios.de](http://www.ewi.research-scenarios.de)

## **ewi Energy Research & Scenarios gGmbH**

Alte Wagenfabrik  
Vogelsanger Straße 321a  
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 277 29-100  
Fax: +49 (0)221 277 29-400  
[www.ewi.research-scenarios.de](http://www.ewi.research-scenarios.de)

## **FiFo Köln - Finanzwissenschaftliches Forschungsinstitut an der Universität zu Köln**

Wörthstraße 26  
50668 Köln

Tel.: +49 (0)221 139 751-0  
Fax: +49 (0)221 139751-11  
[www.fifo-koeln.de](http://www.fifo-koeln.de)

ewi Energy Research & Scenarios ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Der wissenschaftliche Betrieb wird finanziert durch Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und privatwirtschaftliche Auftraggeber sowie Zuwendungen einer gemeinnützigen Förderergesellschaft, die gegenwärtig mehr als vierzig Mitglieder zählt - u.a. Energieversorger, Industrieunternehmen, Banken, Beratungsfirmen und Verbände. Eine Einflussnahme auf die wissenschaftliche Arbeit oder die Beratungstätigkeit von ewi ER&S durch die Förderergesellschaft ist ausgeschlossen.

Das FiFo Köln wird rechtlich und wirtschaftlich von der gemeinnützigen Gesellschaft zur Förderung der finanzwissenschaftlichen Forschung e.V., Köln, getragen. In diesem Bericht vertretene Auffassungen spiegeln nicht notwendigerweise die Ansichten der Trägergesellschaft, ihrer Organe und Mitglieder wider. Eine Einflussnahme der Förderergesellschaft auf die wissenschaftliche Arbeit des Forschungsinstituts ist ausgeschlossen.

## **AUTOREN**

Univ.-Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge (ewi ER&S)

Dr. Michael Thöne (FiFo Köln)

Theresa Wildgrube (ewi ER&S)

# INHALTSVERZEICHNIS

Abbildungsverzeichnis .....	III
Tabellenverzeichnis .....	4
<b>1 Einleitung.....</b>	<b>5</b>
1.1 Aktuelle Ausgestaltung der Finanzierung des EEG.....	5
1.2 Kurzgutachten zur alternativen Finanzierung des EEG .....	7
<b>2 Grundlagen der zukünftigen EE-Finanzierung.....</b>	<b>8</b>
2.1 Vorausschätzung der zu finanzierenden Volumina (FiFo Köln) .....	8
2.2 Zeitprofil der EEG-Finanzierung (FiFo Köln).....	13
2.2.1 Grundgesetzliche Schuldenbremse.....	14
2.2.2 Das EEG folgt heute schon der Goldenen Regel.....	15
<b>3 Die betrachteten Finanzierungsoptionen .....</b>	<b>17</b>
3.1 Kategorisierung der Finanzierungsoptionen (ewi ER&S).....	17
3.2 Leistungsbasierte Umlage (ewi ER&S).....	18
3.3 CO <sub>2</sub> -Abgabe (FiFo Köln) .....	19
3.4 Nicht energiebezogene Abgabe (FiFo Köln) .....	23
3.5 Exkurs: Grenzen der Umlage-Finanzierung (FiFo Köln) .....	26
3.5.1 Ökonomische und verfahrenspraktische Aspekte .....	27
3.5.2 Eine erweiterte EEG-Umlage im EU-Beihilfenrecht .....	28
3.5.3 Eine erweiterte EEG-Umlage im deutschen Abgabenrecht.....	29
3.5.4 Zwischenfazit zu den Grenzen der Umlagefinanzierung.....	30
<b>4 Finanzwissenschaftliche Aspekte (FiFo Köln) .....</b>	<b>31</b>
4.1 Sektorale Belastungswirkungen .....	31
4.2 Interpersonale Belastungswirkungen .....	33
4.3 Allokative Aspekte.....	36
4.4 EEG-Finanzierung im Bundeshaushalt .....	37
<b>5 Energiewirtschaftliche Aspekte (ewi ER&amp;S).....</b>	<b>42</b>
5.1 Allgemeine Überlegungen .....	43
5.1.1 Auswirkungen auf den Arbeitspreis für Strom.....	43
5.1.2 Einsatzverhalten .....	46
5.1.3 Investitionsverhalten (Anwendungstechnologien) .....	47
5.1.4 Investitionsverhalten (Eigenerzeugung) .....	49

5.1.5 Innovationsanreize .....	50
5.1.6 Auswirkungen auf die Infrastruktur .....	50
5.1.7 Energiewirtschaftliche Verteilungswirkungen .....	51
5.1.8 Zusätzliche Aspekte .....	52
5.2 Fallbeispiele .....	54
5.2.1 Beheizung Einfamilienhaus .....	54
5.2.2 KWK-Erzeugung im mittelständischen Unternehmen .....	56
5.2.3 Industrielle Wasserstoffherzeugung .....	58
5.3 Wesentliche Erkenntnisse .....	62
<b>6 Zusammenfassende Übersicht .....</b>	<b>64</b>
<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>I</b>

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1-1: Einnahmen der wichtigsten Steuerarten 2016 .....	6
Abbildung 2-1: Zusammensetzung des Strompreises für Haushalte .....	9
Abbildung 2-2: Zusammensetzung des Strompreises für Industrie.....	9
Abbildung 2-3: EEG-Umlage und EEG-Umlagebetrag 2000-2025 .....	10
Abbildung 3-1: Überblick der Finanzierungsoptionen.....	18
Abbildung 3-2: Einnahmen des Bundes als potenzielle Anknüpfungspunkte .....	24
Abbildung 3-3: CO <sub>2</sub> -Umlage statt CO <sub>2</sub> -Steuer? - Pro und Contra .....	30
Abbildung 4-1: Interpersonale Belastungswirkung der EEG-Umlage, Projektion 2020 .....	34
Abbildung 4-2: Interpersonale Belastungswirkungen der Steuergruppen.....	35
Abbildung 4-3: EEG-Finanzierung im Bundeshaushalt 2020 .....	38
Abbildung 5-1: Strompreis und Gaspreis für Haushalte 2015 mit und ohne kW-Umlage (Option 1).....	43
Abbildung 5-2: Strompreis und Gaspreis für Haushalte 2015 mit und ohne CO <sub>2</sub> -Abgabe (Option 2) .....	44
Abbildung 5-3: Statische Auswirkungen einer CO <sub>2</sub> -Abgabe nach Verbrauchertyp.....	45
Abbildung 5-4: Strompreis und Gaspreis für Haushalte 2015 mit und ohne nicht-energiebezogene Abgabe (Option 3) .....	46
Abbildung 5-5: Investitionsentscheidung Wärmepumpe versus Gasbrennwertkessel .....	55
Abbildung 5-6: Investitionsentscheidung KWK-Anlage mit versus ohne Heizstab .....	57
Abbildung 5-7: Mehrkosten der KWK-Anlage ohne Heizstab ggü. der KWK-Anlage mit Heizstab.....	58
Abbildung 5-8: Elektrolyse (AEL) versus Dampfreformierung (DR) - klassischer Anwendungsfall .....	60
Abbildung 5-9: Elektrolyse (AEL) versus Dampfreformierung (DR) - Anwendung in Raffinerien.....	61

## TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 3-1: Berechnung einer leistungsbasierten EEG-Umlage 2015 und 2020.....	19
Tabelle 3-2: Berechnung einer CO <sub>2</sub> -Abgabe für das Basisjahr 2015 .....	21
Tabelle 3-3: Berechnung einer CO <sub>2</sub> -Abgabe für das Projektionsjahr 2020 .....	22
Tabelle 3-4: Gestaltung der nicht-energiebezogenen Abgaben (Option 3) .....	26
Tabelle 4-1: Sektorale Lastenverteilung der Finanzierungsoptionen .....	31
Tabelle 5-1: Technische und wirtschaftliche Annahmen von Wärmepumpe und Gasbrennwertkessel.....	54
Tabelle 5-2: Technische und wirtschaftliche Annahmen für KWK-Anlage mit oder ohne Heizstab .....	56
Tabelle 5-3: Technische und wirtschaftliche Annahmen für die Wasserstoffherstellung.....	59
Tabelle 6-1: Zusammenfassung der Auswirkungen der drei Finanzierungsoptionen.....	65

# 1 EINLEITUNG

## 1.1 Aktuelle Ausgestaltung der Finanzierung des EEG

Während Deutschland bei vielen Zielen der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie merklich in Verzug geraten ist, kann man für den Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion erwarten, dass das von der Bundesregierung gesetzte Ziel eines Anteils von 35 Prozent am Bruttostromverbrauch im Jahr 2020 vorzeitig erreicht wird. Der kontinuierliche Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) in Deutschland wird über die Investitions Garantien des EEG gesteuert, welche wiederum zu einem großen Teil über die Erhebung der EEG-Umlage auf den Verbrauch elektrischer Energie refinanziert werden.

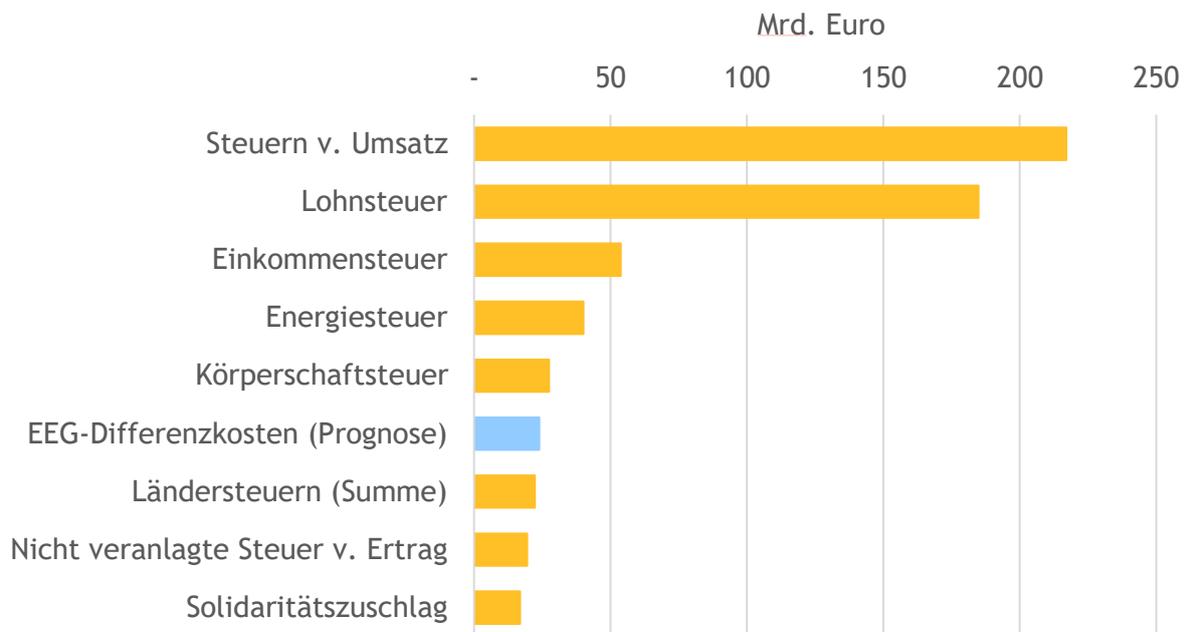
Durch die Verteuerung des Arbeitspreises von Elektrizität löst die EEG-Umlage ungewollte Anreizwirkungen aus. Da die EEG-Umlage pauschal auf jede Kilowattstunde verbrauchten Stroms erhoben wird, wird der Preis für elektrische Arbeit verzerrt: Bei einer EEG-Umlage in Höhe von derzeit 6,88 €-Cent/kWh und einem durchschnittlichen Börsenstrompreis von rund 3,3 €-Cent/kWh<sup>1</sup> beträgt der Aufschlag auf den Marktpreis von elektrischer Arbeit also im Durchschnitt ca. 210%. Hinzu kommen weitere pauschale Belastungen der elektrischen Arbeit durch ebenfalls kWh-bezogene Stromsteuern, Netzentgelte, KWK-Umlagen sowie weitere Umlagen. Insgesamt hat elektrische Arbeit durch diese pauschalen Belastungen gegenüber anderen Energieträgern einen relativen Wettbewerbsnachteil. Eine effiziente Integration von EE-Strom in Zeiten starken Wind- oder Sonnenscheinaufkommens sowie die optimale Nutzung von Elektrizität in zusätzlichen Anwendungen (bspw. in der Wärme oder im Verkehr) werden dadurch erschwert. Angesichts der weiteren Ausbaupläne für Wind- und Solarstrom wird die EEG-Umlage (im Verbund mit anderen Belastungen des Preises für elektrische Arbeit) somit zunehmend zu einem Hemmnis für die effiziente und effektive Bewältigung der daraus resultierenden Integrationsherausforderung. Dies gilt in besonderem Maße auch für die dynamische Lenkung der Innovationstätigkeit der Wirtschaftssubjekte.

Die besondere Konstruktion der EEG-Umlage hat sicherlich dazu beigetragen, den umfangreichen und – im Rahmen der geografischen und meteorologischen Möglichkeiten – flächendeckenden EE-Ausbau in Deutschland über nunmehr fast zwei Jahrzehnte politisch abzusichern, denn es scheint, als verlaufe die Finanzierung des EE-Ausbaus über die gegenwärtige Umlage politisch recht „geräuschlos“. Das ist bei einem Finanzierungsinstrument mit einem Volumen von 24 Milliarden Euro p.a. (2017) gewiss eine Ausnahme. Wäre die EEG-Umlage eine vom Bund erhobene Steuer, so läge sie, dem Aufkommen nach, auf dem sechsten Platz aller Steuern, und wäre damit steuerpolitisch wichtiger als beispielsweise der Solidaritätszuschlag oder die Summe aller reinen Ländersteuern (vgl. Abbildung 1-1). Das große Volumen der Umlage und die geringe öffentliche Aufmerksamkeit für die aus dieser staatlich veranlassten Belastung entstehenden Verteilungseffekte stehen in einem allemal unüblichen Verhältnis zueinander. Ein Grund hierfür ist sicherlich ihre außerhalb des

---

<sup>1</sup> Forward Juli 2017 am 6.6.2017, Quelle: EEX.

Stromsektors eher ungewöhnliche Konstruktion einer Umlage auf die elektrische Arbeit - bei umfangreichen Entlastungstatbeständen für stromintensive industrielle Stromabnehmer, welche sich im internationalen Wettbewerb befinden. Unter anderem aus diesem Grund ist es seit seiner Einführung im Jahre 2000 umstritten, wie gut dieses Finanzierungsinstrument zur deutschen Finanzverfassung passt.



**ABBILDUNG 1-1: EINNAHMEN DER WICHTIGSTEN STEUERARTEN 2016**

Quelle: BMF (2017), BMWi /2016).

Die EEG-Umlage wird zwar 2018 kurzfristig leicht sinken; nach aktuellen Berechnungen in den folgenden Jahren dann aber voraussichtlich wieder ansteigen; je nach weiterer Entwicklung des Strompreises, des EE-Ausbaus sowie vieler weiterer Faktoren mindestens um weitere ein bis zwei Cent pro Kilowattstunde. Danach könnte allerdings, so bestimmte Prognosen<sup>1</sup>, ein kontinuierlicher Rückgang der EEG-Umlage auf das heutige Niveau eintreten. Weil also auf einige Zeit eine hohe, gegebenenfalls sogar steigende EEG-Umlage zu gewärtigen ist, können die dargestellten Herausforderungen bei unverändertem EEG-Umlageschema noch auf Jahre hinaus erhalten bleiben bzw. sich sogar noch verschärfen.

Zudem wirkt die EEG-Umlage wie eine Quasi-Steuer mit deutlich regressiven Verteilungsprofil: Durch ihre Orientierung am kWh-Preis des Stroms müssen einkommensschwache Haushalte einen deutlich höheren Anteil ihres verfügbaren Einkommens zur EEG-Finanzierung aufbringen als reichere: Die einkommensärmsten zehn Prozent der private Haushalte müssen, gemessen an ihrem

<sup>1</sup> Öko-Institut e.V.(2016); Vgl. auch Abschnitt 2.1 des vorliegenden Gutachtens.

verfügbaren Einkommen, mehr als das Fünffache zur EEG-Finanzierung aufbringen als die einkommensstärksten zehn Prozent der Haushalte. Da parallel die EEG-Umlage derzeit weiterhin deutlich schneller wächst als die Haushaltseinkommen, gewinnt das verteilungspolitische Argument für eine Reform der EEG-Finanzierung von Jahr zu Jahr an Gewicht.

## 1.2 Kurzgutachten zur alternativen Finanzierung des EEG

Die Abschaffung der EEG-Umlage hätte sowohl aus energiewirtschaftlicher als auch aus finanzpolitischer Perspektive etliche Vorteile. Vor diesem Hintergrund plädieren unterschiedliche Akteure aus Wirtschaft, Wissenschaft und Politik dafür, die EEG-Umlage zu reformieren. Verschiedene Konzepte für eine alternative Refinanzierung der EEG-Differenzkosten sind bereits öffentlich präsentiert worden. Zu dieser Debatte soll die hier vorgelegte Kurzstudie einen Diskussionsbeitrag leisten, indem sie bewusst zugespitzte „Ecklösungen“ für alternative Formen der Refinanzierung der EEG-Differenzkosten analysiert. Ecklösungen sind dabei nicht als phantastische Ideen zu verstehen, sondern jeweils durchaus umsetzbare Modelle, die aber nur einem einzigen, eingängigen und transparenten Gestaltungsprinzip folgen. Die Ecklösungen umfassen nicht die Kompromisse und Kombinationslösungen, die im politischen Diskurs womöglich noch gefunden werden müssen. Auch die Vielzahl der Details, welche bei einer konkreten Ausgestaltung diskutiert werden müssen, wird in der Betrachtung solcher Ecklösungen bewusst ausgeblendet.

Mit der hier vorgenommenen, skizzenhaften Untersuchung solcher Ecklösungen kann und soll die wichtige und dringende Frage nach der bestmöglichen Reform der EEG-Finanzierung nicht abschließend beantwortet werden. Stattdessen soll das Spektrum der Alternativen pointiert abgesteckt werden, um so den Möglichkeitsraum und die jeweiligen Implikationen auszuleuchten. Diese Studie stellt eine Kombination aus je einer energiewirtschaftlich und finanzpolitisch orientierten Kurzstudie dar. In beiden Betrachtungen geht es um eine Erstanalyse der zentralen Gestaltungs- und Wirkungsfragen einer neuen EEG-Finanzierung. Tiefgreifende systematische Analysen gesamthaft betrachteter Rück- und Wechselwirkungen in Energie- und Volkswirtschaft wie auch im Gesamtsystem der Finanzierung öffentlicher Ausgaben sind nicht Gegenstand dieser Kurzbetrachtung.

Die Studie ist wie folgt aufgebaut: Nach einer kurzen Betrachtung grundlegender Rahmenbedingungen für eine Reform der EEG-Finanzierung (Kapitel 2) werden die drei im Rahmen der Studie betrachteten Finanzierungsoptionen als Ecklösungen entwickelt (Kapitel 3). Anschließend werden diese Optionen aus finanzwissenschaftlicher (Kapitel 4) und energiewirtschaftlicher (Kapitel 5) Perspektive bewertet. Abschließend werden die Ergebnisse zusammengefasst (Kapitel 6).

## 2 GRUNDLAGEN DER ZUKÜNFTIGEN EE-FINANZIERUNG

Die Optionen für eine zukünftige Finanzierung des EEG sollen mithilfe von drei pointierten Ecklösungen ausgelotet werden. Dafür sind einige grundlegende Fragen vorab zu stellen: Welche finanziellen Volumina müssen zum Ersatz der EEG-Umlage heute und in absehbarer Zukunft aufgebracht werden? Die Antwort skizziert Abschnitt 2.1. Mit welchem zeitlichen Profil soll die zukünftige EEG-Finanzierung erfolgen? Soll eine weitere Streckung der Finanzierungspflichten Teil der betrachteten Ecklösungen sein? Dazu nimmt Abschnitt 2.2 Stellung.

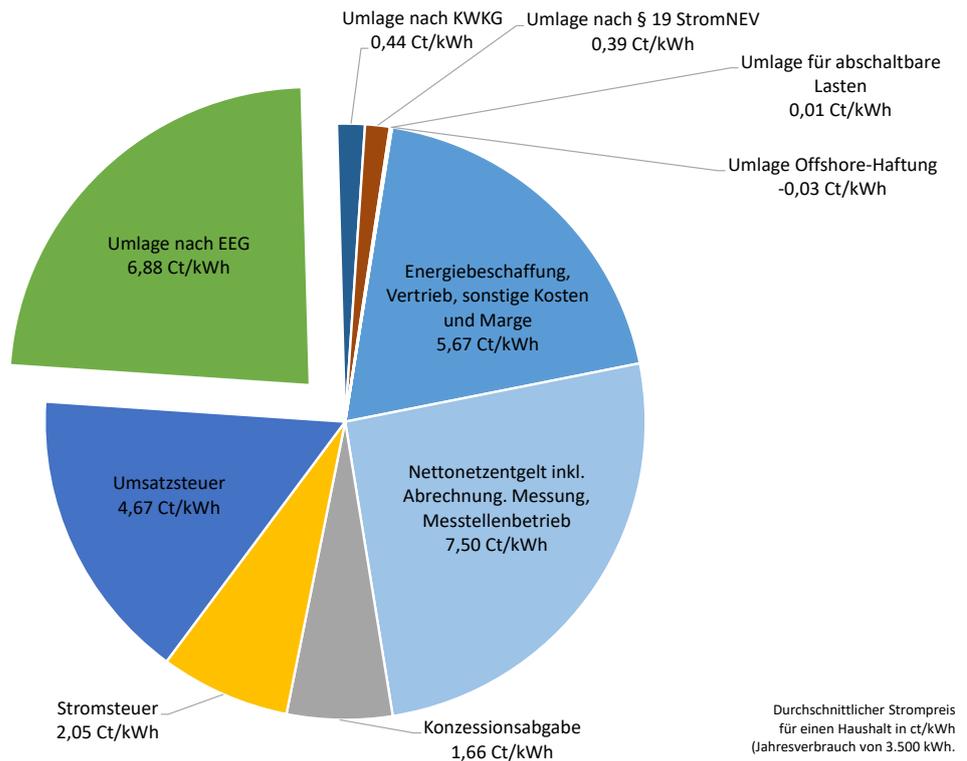
### 2.1 Vorausschätzung der zu finanzierenden Volumina (FiFo Köln)

Die EEG-Umlage für das Jahr 2017 ergibt sich aus einer Prognose der Einnahmen und Ausgaben im EEG, die – unter Berücksichtigung des Kontostandes am 30.09.2016 – von den Übertragungsnetzbetreibern im Herbst 2016 festgelegt und veröffentlicht wurde. Dabei hat die Bundesnetzagentur im Rahmen ihrer Missbrauchsaufsicht jeweils geprüft, ob bei der Festlegung der EEG-Umlage die gesetzlichen Bestimmungen eingehalten worden sind. Die EEG-Umlage für das Jahr 2017 beträgt 6,88 Cent/kWh. Neben der eigentlichen EEG-Umlage werden noch die KWKG-Umlage zur Finanzierung der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung, die Umlage nach § 19 StromNEV<sup>1</sup>, die (2017 negative) Offshore-Haftungsumlage, über die zugunsten von Offshore-Windpark-Betreibern die Einnahmeausfälle durch längere Netzunterbrechungen oder ein verspäteter Anschluss an das Stromnetz ausgeglichen werden, sowie die Umlage nach § 18 der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) genutzt.

Wie Abbildung 2-1 beispielhaft an der Zusammensetzung des Strompreises für einen typischen Haushaltskunden zeigt, spielen diese vier weiteren Umlagen im Vergleich zur EEG-Umlage eine untergeordnete Rolle. Das trifft analog auf die Strompreise für Industrieunternehmen zu, wie Abbildung 2-2 für Betriebe zeigt, die nicht wegen besonderer Stromkostenintensität von 80 Prozent oder mehr der Umlage befreit werden können, sondern den regulären Betrag leisten müssen. Das vorliegende Kurzgutachten konzentriert sich auf Betrachtungen zur alternativen Finanzierung der EEG-Umlage selbst; viele der Überlegungen dürften bei Bedarf aber auf die vier anderen Umlagen übertragbar sein.

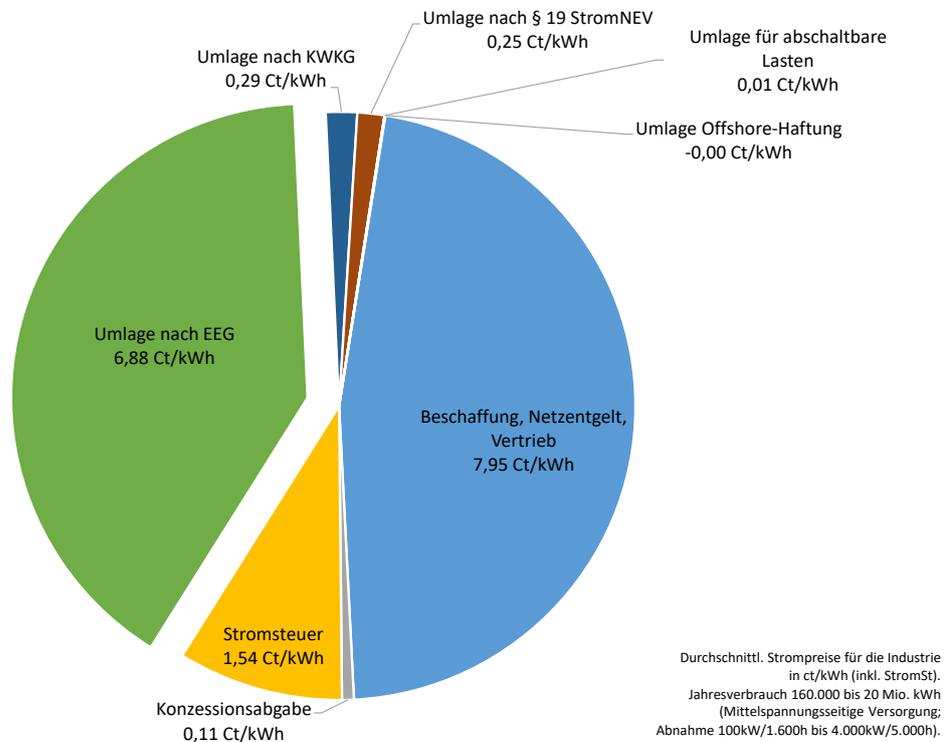
---

<sup>1</sup> Die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) regelt in § 19 das Angebot reduzierter Netzentgelte für besonders stromintensive Letztverbraucher. Deren Netzentgelt darf 20 Prozent des regulären Netzentgeltes nicht unterschreiten. Die den Netzbetreibern aus der Reduktion entstehenden Kosten werden auf die übrigen Letztverbraucher umgelegt.



**ABBILDUNG 2-1: ZUSAMMENSETZUNG DES STROMPREISES FÜR HAUSHALTE**

Quelle: BDEW Strompreisanalyse 2017; eigene Darstellung.



**ABBILDUNG 2-2: ZUSAMMENSETZUNG DES STROMPREISES FÜR INDUSTRIE**

Quelle: BDEW Strompreisanalyse 2017; eigene Darstellung.

Die beiden Darstellungen der Strompreiszusammensetzung für private Haushalte und für produzierende Unternehmen machen deutlich, dass die EEG-Umlage heute schon einen signifikanten Anteil der gesamten Endkundenpreise ausmacht. Bei dem Jahresstromverbrauch des exemplarischen Privathaushalts von 3.500 kWh/a (Abbildung 2-1) beträgt die Belastung allein mit der EEG-Umlage bei aktuell 6,88 Cent/kWh im Jahr rund 241 Euro. Alle Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom summieren sich für diesen Beispielhaushalt auf 562 Euro per anno.

In der Durchschnittsrechnung für die privaten Haushalte beträgt der Anteil der EEG-Umlage 23,5 Prozent (ohne anteilige Umsatzsteuer); bei den Industrieunternehmen beträgt der Anteil der EEG-Umlage sogar 40,4 Prozent. Abbildung 2-1 und Abbildung 2-2 zeigen zudem, dass für Haushalte und Unternehmen gleichermaßen die staatlichen Abgaben und die durch Gesetze geregelten Umlagen den größeren Teil des jeweiligen Strompreises ausmachen; bei den Haushalten sind dies 54,9 Prozent, bei den Unternehmen 53,3 Prozent.

Eine alternative Finanzierungsform für das EEG muss, wie unten deutlich werden wird, nicht zwingend zu Entlastungen bei den *Durchschnittspreisen* führen; eine Option betrachtet auch ein vor allem auf die *Grenzpreise* wirkende Alternative. *Alle* betrachteten Alternativen werden sich zudem als aufkommensneutrale Umfinanzierungen betrachten. Das heißt, auch Optionen die durch Abschaffung der EEG-Umlage signifikante Entlastungen bei den durchschnittlichen Strompreisen herbeiführen, werden die im EEG benötigten Finanzvolumina anderweitig aufbringen müssen. Die nachstehende Abbildung 2-3 zeigt, um welche Beträge es dabei geht.

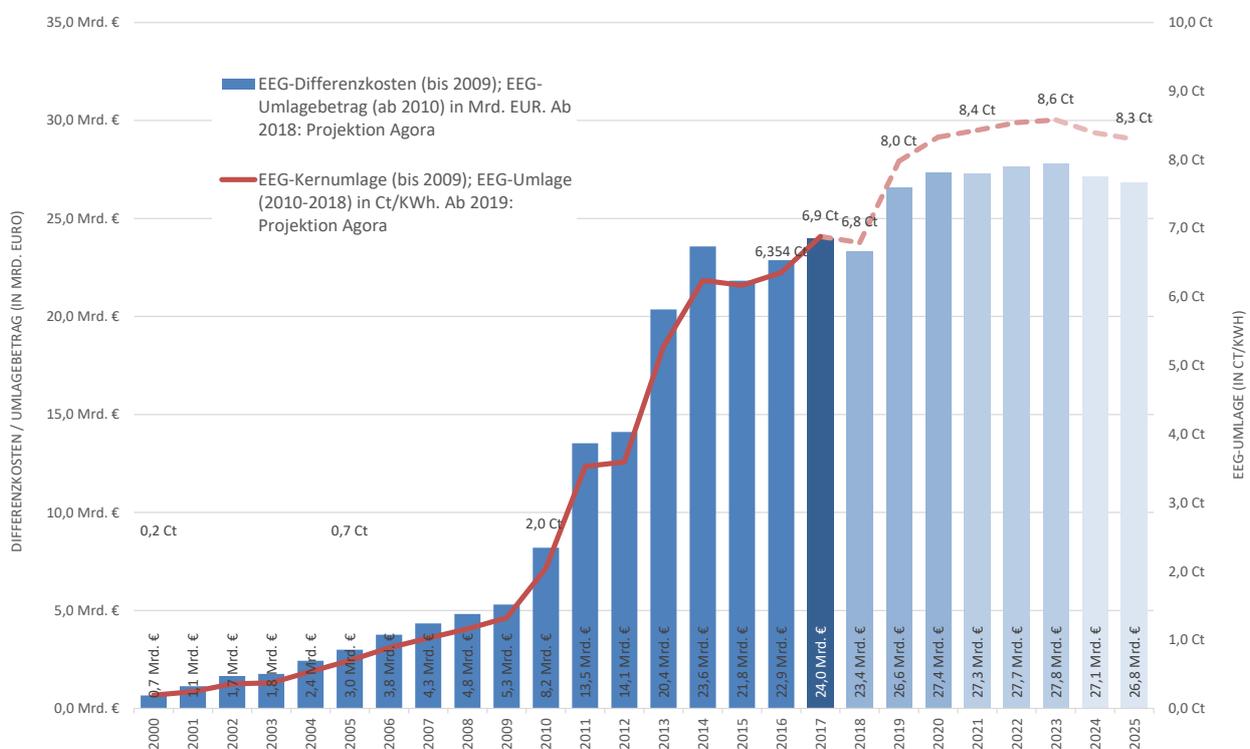


ABBILDUNG 2-3: EEG-UMLAGE UND EEG-UMLAGEBETRAG 2000-2025

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BMWi- und Agora-Daten.

Für die Zeit von 2000 bis 2025 bringt die Darstellung die Entwicklung der EEG-Umlage („Kernumlage“ bis 2009) und der zugehörigen Umlagevolumina/Differenzkosten zusammen. Dabei werden für die Jahre bis einschließlich 2017 die empirischen Daten und Planzahlen des BMWi genutzt. Für die Jahre 2018 bis 2025 wurde der EEG-Rechner<sup>1</sup> von Agora Energiewende (2017) genutzt. Für das Jahr 2018 wird die Mitte Oktober 2017 verkündete, kurzfristig sinkende EEG-Umlage des Jahres 2018 in Höhe von 6,79 Ct/kWh sehr gut getroffen. Dargestellt sind die Ergebnisse eines mittleren Szenarios, das auch im Rechentool als eine Art „Default“ dient. Die Vorausberechnungen für die mittlere Frist bis 2025 können als recht erwartungstreu gesehen werden, ist doch das Gros der benötigten Mittel durch heute schon rechtsverbindlich fixierte Vergütungen vorgegeben.

Für das aktuelle Jahr 2017 ist in Abbildung 2-3 der im vergangenen Herbst prognostizierte Umlagebetrag von 23,978 Mrd. Euro hervorgehoben. Im weiteren Gutachten wird aber nicht mit den 24 Milliarden Euro des Jahres 2017 gerechnet. Stattdessen werden die Jahre 2015 und 2020 verwendet, also 21,8 beziehungsweise 27,4 Milliarden Euro.

Das Jahr 2015 dient im Hintergrund als Basisjahr für die meisten Berechnungen, da hier i.d.R. statistische Daten aus den verschiedenen Bereichen vorliegen, so dass eine gemeinsame Schnittstelle besteht. Wo schon aktuellere Ist-Daten vorliegen, werden diese genutzt, soweit sinnvoll (vgl. Abbildungen oben).

Im Mittelpunkt der Betrachtungen soll das Projektionsjahr 2020 stehen, denn ab 2020 stabilisiert sich gemäß des genutzten EEG-Rechners der Refinanzierungsbedarf, wie Abbildung 2-3 zeigt. Kleinere Umlagebeträge als Grundlage der Betrachtungen zu nehmen, birgt das Risiko einer gewissen Schönfärberei. Zwar erscheint der Unterschied zwischen den 24,0 Mrd. Euro des Jahres 2017 und den (konservativ geschätzten) 27,4 Mrd. Euro des Jahres 2020 *relativ* moderat. Aber selbstredend sind 3,4 Milliarden Euro im Jahr in absoluter Betrachtung ein Betrag, über den in finanzpolitischer Perspektive schon heftige Auseinandersetzungen entstehen können. Das Jahr 2020 bietet zudem auch eine angemessene Zeitperspektive für die Reformdebatte: Die notwendige Reform kann auch unter günstigen Rahmenbedingungen kaum früher als zu diesem Jahr in Kraft gesetzt werden. Verzögerungen über 2020 hinaus wäre hingegen wenig wünschenswert angesichts der heute schon notwendigen Innovationsimpulse einer alternativen EEG-Finanzierung.

Die Aufgabe eines Modells der alternativen EE-Finanzierung ist damit eindeutig: Es müssen im Jahr 2020 durch eine andere Gestaltung der Umlage oder auf einem anderen Weg Einnahmen von 27,4 Milliarden Euro p.a. geschaffen werden, um die herkömmliche EEG-Umlage aufkommensneutral abschaffen zu können.

Dabei prüfen wir ausschließlich *Einnahmen*-Instrumente. Damit werden zwei denkbare Quellen für Finanzmittel nicht betrachtet: Einsparungen durch ausgabenseitige Effizienzverbesserungen beim

---

<sup>1</sup> EEG-Rechner für Excel, Version: 3.3.5 (Juni 2017); [www.agora-energiewende.de/](http://www.agora-energiewende.de/).

EEG selbst und Einsparungen durch Ausgabenkürzungen oder Effizienzverbesserungen im allgemeinen Bundeshaushalt:

- **Einsparungen durch Effizienzverbesserungen im EEG:** Das Erneuerbare-Energien-Gesetz ist Gegenstand einer nahezu kontinuierlichen Reformdiskussion; zu einem Gutteil geht es darum, die Ausbauziele effizient – d.h. mit minimalen Zuschussbedarf – zu erreichen. Eine solche Debatte ist bei einem Förderinstrument dieses Volumens angemessen und als Daueraufgabe zu fordern. Das ist aber keine Debatte, die in *diesem* Gutachten geführt wird. Die Reform der einnahmenseitigen EEG-Finanzierung ist, so die Prämisse dieser Studie, wichtig und dringlich genug, um ganz unabhängig von der Reformdebatte um die Ausgabenseite des EEG geführt zu werden. Für das restliche EEG jenseits der EEG-Umlage gilt, ökonomisch gesprochen, die bewährte *ceteris-paribus*-Annahme.
- **Einsparungen im Bundeshaushalt:** Zwei der drei Alternativmodelle zur EEG-Umlage betrachten *steuerliche* Optionen, um eine aufkommensneutrale Ablösung der Umlage zu analysieren. Wenn damit eine EEG-Finanzierung neuerdings über den Bundeshaushalt fließt, liegt der Gedanke nahe, zumindest einen Teil der benötigten 27,4 Mrd. Euro durch Einsparungen an anderer Stelle zu refinanzieren. Der aktuelle Finanzplan des Bundes sieht für 2020 Ausgaben des Bundes im Umfang von 349,4 Mrd. Euro vor (BMF, 2017). Wenn sich diese Ausgaben um 27,4 Mrd. Finanzhilfen<sup>1</sup> für das EEG erhöhen, ist es auf den ersten Blick durchaus vorstellbar, dass der Gesamthaushalt von dann rund 377 Mrd. Euro Einsparungs- und Effizienzpotenziale bietet. Auf den zweiten Blick wird das schwieriger: Nur zwei Ressorts, Arbeit und Soziales (149 Mrd. Euro) und Verteidigung (41 Mrd. Euro), haben im Finanzplan 2020 überhaupt Budgets, die über die 27,4 Mrd. Euro der EEG-Finanzierung hinausgehen. Alle anderen Budgets sind zumeist deutlich kleiner. Um auch nur einen erwähnenswerten Anteil der 27,4 Mrd. Euro durch Ausgabeneinsparungen refinanzieren zu wollen, müsste tief – und politisch sehr offensiv – in die Aufgabenerfüllung vieler Ressorts eingegriffen werden. Zwar gilt für den Bundeshaushalt auch, dass die Suche nach Effizienzverbesserungen eine Daueraufgabe ist; im Rahmen der EEG-Umfinanzierung ist eine solche Betrachtung aber nicht zielführend. Es geht hier um eine schlichte Umfinanzierung einer unveränderten Aufgabe. Dabei können und sollten auch die anderen staatlichen Aufgaben unberührt bleiben.

Eine dritte Form der Umgehung einer schlichten Umfinanzierung der bestehenden EE-Umlage ist der Weg in zusätzliche Staatsverschuldung. Es gab hier Vorschläge zu „Fonds“ genannten Finanzierungen, die zumindest einen Teil der zu ersetzenden EEG-Umlage zeitlich länger strecken sollen, indem sie die Staatsverschuldung erhöhen. Warum dergleichen hier nicht betrachtet wird, auch nicht als Ecklösung, erläutert der folgende Abschnitt 2.2.

---

<sup>1</sup> „Finanzhilfen“ ist die offizielle Nomenklatur für direkte, nicht-steuerliche Subventionen, die aus öffentlichen Haushalten geleistet werden.

## 2.2 Zeitprofil der EEG-Finanzierung (FiFo Köln)

In der bisherigen Diskussion zur Weiterentwicklung der EEG-Finanzierung spielt auch eine zeitliche Verlagerung der Finanzierungslasten in die Zukunft eine wichtige Rolle. Genannt seien hier die Beiträge von IASS (2015), GWS (2015) und ifo (2016) zu einem EEG-Fonds bzw. „Streckungsfonds“, mit dem durch Kreditaufnahme jeweils eine partielle und vorübergehende Entlastung der Stromkunden von stetig steigenden EEG-Umlagesätzen erreicht werden soll. Ein solcher Fonds, so wird argumentiert, trägt durch eine zeitliche Verlagerung der EEG-Kosten der Erwartung der Rechnung, dass die Kosten für einige Technologien der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Zukunft zurückgehen könnten (vgl. IASS 2015). Er beteilige künftige Umlagenzahler an den heute anfallenden Technologieentwicklungskosten.

Das Argumentationsmuster einer (partiellen) EEG-Finanzierung über kollektive Kreditaufnahme widerspricht der sog. „Goldenen Regel“ zur Verteilung der Finanzierungslasten öffentlicher Investitionen über die Zeit.<sup>1</sup> Die Regel empfiehlt, Investitionen zu finanzieren, wie sie genutzt werden – *pay as you use*. Indem die Finanzierungsdauer möglichst genau der Nutzungsdauer eines Kapitalguts angenähert wird, kommt es zu einer intertemporal gleichmäßigen (= gerechten) Verteilung von Finanzierungslasten auf die Steuerzahlerjahrgänge, denen die Investition auch zugutekommt. Der Goldenen Regel kann insofern auch haushaltspolitische Effizienz attestiert werden, als sie dafür sorgt, dass öffentliche Investitionen im Haushaltsverfahren nicht gegenüber laufendem öffentlichem Konsum benachteiligt werden. Laufender Konsum zeichnet sich dadurch aus, dass den aktuellen Finanzierungslasten sofort der ganze kollektive Konsumnutzen gegenübersteht. *Ohne* Goldene Regel stehen bei Investitionen den vollen Finanzierungslasten nur langfristig klein verteilte Nutzen gegenüber. Der polit-ökonomische Anreiz, in einer solchen Konstellation stets die konsumtiven Ausgaben zu bevorzugen, liegt auf der Hand. Investitionen drohen, weniger getätigt zu werden, als gesamtwirtschaftlich effizient wäre.<sup>2</sup>

Gleichwohl wird eine Finanzierung über einen EEG-/ Streckungs-Fonds im vorliegenden Gutachten aus zwei Gründen nicht berücksichtigt: Weil die Schuldenbremse allenfalls zuließen, einen Teil der benötigten Refinanzierung über einen Fonds zu refinanzieren, und weil das EEG schon heute der Goldenen Regel entspricht. Die Abschnitte 2.2.1 und 2.2.2 führen die Argumente kurz aus.

---

<sup>1</sup> Häufig noch wird die alte grundgesetzliche Defizitgrenze (Art. 115 Abs. 1 S. 2 GG a.F.) fälschlich als „Goldene Regel“ bezeichnet. Das mag auf den ersten Blick naheliegen: „Die Einnahmen aus Krediten dürfen die Summe der im Haushaltsplan veranschlagten Ausgaben für Investitionen nicht überschreiten; (...)“. Allerdings wurden in der Praxis die *Brutto*investitionen als Maß dieser Obergrenzen genutzt, nicht die ökonomisch sinnvollen *Netto*investitionen (nach Abschreibungen). In der Folge lag die staatliche Neuverschuldung regulär über den Nettoinvestitionen; seit 2003 waren in Deutschland die staatlichen Nettoinvestitionen sogar *negativ*. Zusätzliche Schulden wurden gleichwohl weiterhin aufgenommen. Die alte Defizitgrenze erlaubte mithin, sehr deutlich gegen die Goldene Regel zu verstoßen.

<sup>2</sup> Wenn sie nicht durch zusätzliche Maßnahmen und andere Regeln geschützt werden. Vgl. Thöne (2017).

## 2.2.1 Grundgesetzliche Schuldenbremse

Die als „Schuldenbremse“ bezeichnete Defizitbegrenzung des Grundgesetzes (Art. 109, 115 GG) erlaubt nur eine sehr begrenzte Nettokreditausnahme. Die Länderhaushalte sind in konjunktureller Normallage ab 2020 jeweils gänzlich ohne Kreditaufnahme zu finanzieren. Der Bundeshaushalt kommt seit 2016 dann verfassungsgemäß zustande, wenn seine nicht-konjunkturelle Nettoneuverschuldung 0,35 Prozent des Bruttoinlandsprodukts nicht übersteigt.

Das deutsche Bruttoinlandsprodukt lag 2016 bei 3.134 Mrd. Euro. 0,35% hiervon wären knapp 11 Mrd. Euro. Dieser maximale Verschuldungsspielraum wird in Abhängigkeit vom Wirtschaftswachstum nominal steigen. Da bis 2020 keine Konjunkturprognosen vorliegen, nutzen wir eine Bandbreite nominalen Wachstums zwischen 3 und 5 Prozent im Jahr. Damit läge 2020 der maximale Neuverschuldungsspielraum des Bundes bei 12,4 bis 13,3 Mrd. Euro.<sup>1</sup>

Eine Verschuldungslösung könnte im Rahmen der Verfassungsgrenzen also nicht mehr als 45 bis 49 Prozent der zu refinanzierenden 27,4 Milliarden Euro des EEG des Jahres 2020 abdecken. Damit wäre eine wesentliche (vorübergehende) Entlastung der gegenwärtigen Umlagezahler möglich; etwas mehr als die Hälfte der EEG-Umlage bliebe aber mindestens erhalten. Damit ist offensichtlich, dass eine Kreditfinanzierung im Rahmen des vorliegenden Gutachtens als eine der „Ecklösungen“ zur kompletten Neufinanzierung des EEG nicht in Betracht kommen kann. Partielle Kreditfinanzierung des EEG könnte mitunter „Druck aus dem Kessel“ nehmen und der schwindenden Akzeptanz kontinuierlich steigender Umlagesätze entgegenwirken. Eine solche defensive Strategie beantwortet aber nicht die hier aufgeworfene Frage, auf welchem zukunftsgewandeten Weg die Energiewende von den Hemmnissen der gegenwärtigen Umlage befreit werden kann, um Sektorkopplung und innovative Nutzung erneuerbaren Stroms zu ermöglichen.

Fraglich erscheint zudem, ob eine auch nur partielle Kreditfinanzierung des EEG eine finanzpolitisch gangbare Option wäre. Der Bundeshaushalt steht gegenwärtig unter dem Vorzeichen der erfolgreich erreichten und mehrfach beibehaltenen „Schwarzen Null“. Auch die Diskussionen um deutlich zu verstärkende Zukunftsinvestitionen in der investiven Infrastruktur, in Bildung, digitale Transformation und Familienpolitik haben bisher an der Dominanz der symbolhaft sehr wichtig genommenen „Schwarzen Null“ nichts ändern können. Das schließt selbstredend *logisch* nicht aus, dass dennoch ausgerechnet zugunsten der EEG-Umfinanzierung die „Schwarze Null“ aufgegeben wird. Aber sehr wahrscheinlich erscheint das dem Beobachter nicht.

---

<sup>1</sup> Die aktuellen *Überschüsse* im Bundeshaushalte sind im Wesentlichen der guten Steuerkonjunktur und den Nullzinsen zu verdanken. Diese temporären Phänomene werden in unseren Betrachtungen nicht einbezogen; die Spielräume maximaler Kreditfinanzierung rechnen wir auf der Grundlage eines strukturell ausgeglichenen Haushalts.

## 2.2.2 Das EEG folgt heute schon der Goldenen Regel

Oben wurde kurz skizziert, dass die Goldene Regel als gerechte und effiziente Form der intertemporalen Finanzierung gelten kann, indem sie eine Lastenverteilung nach dem *pay-as-you-use*-Prinzip ermöglicht. Das sollte aber nicht erst betrachtet werden, wenn eine *zusätzliche* Kreditfinanzierung des EEG erwogen wird. Faktisch bewirkt das EEG und seine Art der Refinanzierung heute schon eine intertemporale Finanzierungsverteilung, die der Goldenen Regel sehr nahe kommt.

Mit der EEG-Umlage werden keine Investitionszuschüsse o.ä. refinanziert, mit denen direkt zum Zeitpunkt der Investition in eine Erneuerbare-Energien-Anlage die dann entstehenden Kapitalkosten – oder etwa „Differenzkapitalkosten“ – bezuschusst werden. Stattdessen werden den Investoren in EE-Anlagen feste Einspeisevergütungen über einen Zeitraum von 20 Jahren gezahlt, die bewirken, dass die Differenzkosten durch die EEG-Förderung gedeckt werden.

Diesen einheitlich<sup>1</sup> 20 Jahren Einspeisevergütung sind im Sinne des *pay-as-you-use*-Prinzips die wirtschaftlichen Nutzungsjahre gegenüberzustellen. Zentraler Bewertungsmaßstab aus Sicht der öffentlichen Finanzen sind hier die steuerlich anerkannten Abschreibungen (Absetzung für Abnutzung: AfA). Für die wichtigsten EE-Anlagen sind das:

- Photovoltaikanlagen: 20 Jahre;
- Windkraftanlagen: 16 Jahre;<sup>2</sup>
- Bioenergieanlagen: 16 Jahre.

Bei PV-Anlagen entspricht mithin die AfA-Dauer genau der Vergütungsdauer; bei Windkraft- und Bioenergieanlagen erlaubt der Steuergesetzgeber sogar eine schnellere Abschreibung als die von EEG vorgesehene Nutzungsdauer; die letzten vier Jahre erfolgt die aus der EEG-Umlage finanzierte Vergütung für schon komplett abgeschriebene Anlagen.

Aus Sicht der öffentlichen Finanzen ist damit die Goldene Regel erfüllt bzw. etwas „übererfüllt“. Diese zeitliche Verteilung der Finanzierungslasten des EEG spiegelt sich in der aktuellen EEG-Umlage wider. Auch alle alternativen Refinanzierungen des EEG, die das gleiche Zeitprofil aufweisen, entsprechen insofern der Goldenen Regel. Das trifft für die drei hier betrachteten Ecklösungen zu (vgl. Abschnitte 3.1 bis 3.3). Will man hingegen die Finanzierungslasten durch Kreditaufnahme und Fondsfinanzierung noch weiter in die Zukunft verschieben, droht ein Verstoß gegen das *pay-as-you-use*-Prinzip: Dann werden Umlage- / Steuerzahlerjahrgänge an der Finanzierung von Anlagen beteiligt, deren Nutzung – was das öffentliche Interesse angeht – schon geendet hat.

---

<sup>1</sup> Lediglich bei Wasserkraftkraftwerken über 5 Megawatt installierter Leistung sind es 15 Jahre (vgl. § 21 und § 23 Abs. 3 EEG).

<sup>2</sup> Vgl. BFH-Urteil 14.04.2011.

Der Umstand, dass die tatsächliche Lebens- und wirtschaftliche Nutzungsdauer häufig von der AfA abweicht, ändert an dieser Feststellung wenig. Die Angaben und Schätzungen, wie lange EE-Anlagen technisch leben und ob sie nach Auslaufen der Vergütung wirtschaftlich weiterbetrieben werden können, schwanken deutlich. Biogasanlagen werden Lebensdauern von 15 bis 25 Jahren zugerechnet; Windkraftanlagen wird die gleiche Dauer zugemessen. Allerdings sind Windkraftanlagen nach den geltenden Richtlinien des DIBt (Deutsches Institut für Bautechnik) Bauwerke mit begrenzter Betriebsdauer von 20 Jahren. Nach positiver Begutachtung können sie aber weiterbetrieben werden. Die längste Lebensdauer wird PV-Anlagen zugetraut; hier schwanken die Angaben zwischen 20 und optimistischen 40 Jahren. Ob das erreichbar sein wird, ist heute kaum absehbar. Die (ungewisse) längere Lebensdauer eine EE-Anlage über AfA und Einspeisevergütung hinaus ist aber für die hier anstehende Bewertung nachrangig: EE-Anlagen sollen sich von Seiten des Gesetzgebers energiepolitisch und von Seiten der Investoren betriebswirtschaftlich innerhalb von maximal 20 Jahren rentieren. Ob und in welchem Maße danach noch eine Nutzung außerhalb des EEG möglich sein kann, ist für beide Seiten zum Zeitpunkt der Investition unerheblich. Damit ist sie auch in der Perspektive der Goldenen Regel nicht nur ungewiss, sondern vor allem unerheblich.

## 3 DIE BETRACHTETEN FINANZIERUNGSOPTIONEN

In diesem Abschnitt werden die drei Ecklösungen (Optionen 1 bis 3) skizziert, auf die sich die weitere Betrachtung konzentrieren und beschränken soll. Mit der folgenden schlaglichtartigen Untersuchung solcher Ecklösungen kann die dringende Frage nach der bestmöglichen Reform der EEG-Finanzierung naturgemäß nicht abschließend beantwortet werden. Stattdessen soll das Spektrum der Alternativen pointiert abgesteckt werden, um so den Möglichkeitsraum und die jeweiligen Implikationen auszuleuchten.

### 3.1 Kategorisierung der Finanzierungsoptionen (ewi ER&S)

Um ein möglichst breites Spektrum an Optionen für eine alternative Finanzierung der EEG-Kosten abzudecken, ist eine systematische Kategorisierung aller vorhandenen Alternativen hilfreich. Im Wesentlichen existieren zwei grundlegende Finanzierungsvarianten: aus dem Staatshaushalt und nicht aus dem Staatshaushalt. Eine Finanzierung außerhalb des Staatshaushalts wäre entweder als anders gestaltete Umlage innerhalb des Stromsektors oder als Umlage auf eine andere Bezugsgröße denkbar, bspw. auf andere Endenergieträger. Eine derartige Ausweitung des Umlage-Verfahrens wird in Abschnitt 3.5 ausführlich diskutiert.

Bei einer Finanzierung über den Staatshaushalt lassen sich zwei Fälle unterscheiden: die Erhebung über eine Abgabe mit Energiebezug und die Erhebung ohne Energiebezug. Eine Lösung ohne Energiebezug wäre beispielsweise die Ausgestaltung einer Finanzierung über eine allgemeine Steuer wie die Einkommenssteuer oder die Mehrwertsteuer. Ein Energiebezug wäre dann gegeben, wenn die Abgabe explizit auf den Verbrauch einzelner oder mehrerer Energieträger abstellt. Der derzeit am weitreichendsten diskutierte Vorschlag dieser Kategorie ist die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Abgabe (zum Beispiel vorgeschlagen von IÖW 2017).

Abbildung 3-1 fasst die Finanzierungsalternativen für die EEG-Kosten zusammen. Im Gutachten werden drei konkrete Ecklösungen betrachtet: Option 1 als EEG-Umlage auf die bezogene Anschlussleistung (in kW) anstelle des Stromverbrauchs (in kWh); Option 2 als eine Abgabe auf alle Endenergieträger in Form einer CO<sub>2</sub>-Abgabe; sowie Option 3 eine Finanzierung durch Erhöhung nicht energiebezogener Abgaben. Der ebenfalls im öffentlichen Raum kursierende Vorschlag einer Ausweitung der Bezugsgröße der EEG-Umlage auf alle Energieträger, ggf. unter Berücksichtigung von CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren, wird aufgrund der grundsätzlichen Überlegungen aus Abschnitt 3.5 sowie der großen inhaltlichen Nähe zu einer haushaltsbasierten CO<sub>2</sub>-Abgabe (Option 2) nicht explizit untersucht. Wichtig ist zu beachten, dass es jeweils eine Vielzahl von weiteren Ausgestaltungsalternativen für die jeweiligen Finanzierungsoptionen gibt, welche hier nicht vollständig aufgezählt werden sollen. Maßgeblich für die Auswahl der drei hier betrachteten Optionen war der jeweilige Charakter als (extrem ausgeprägter) Ecklösung.

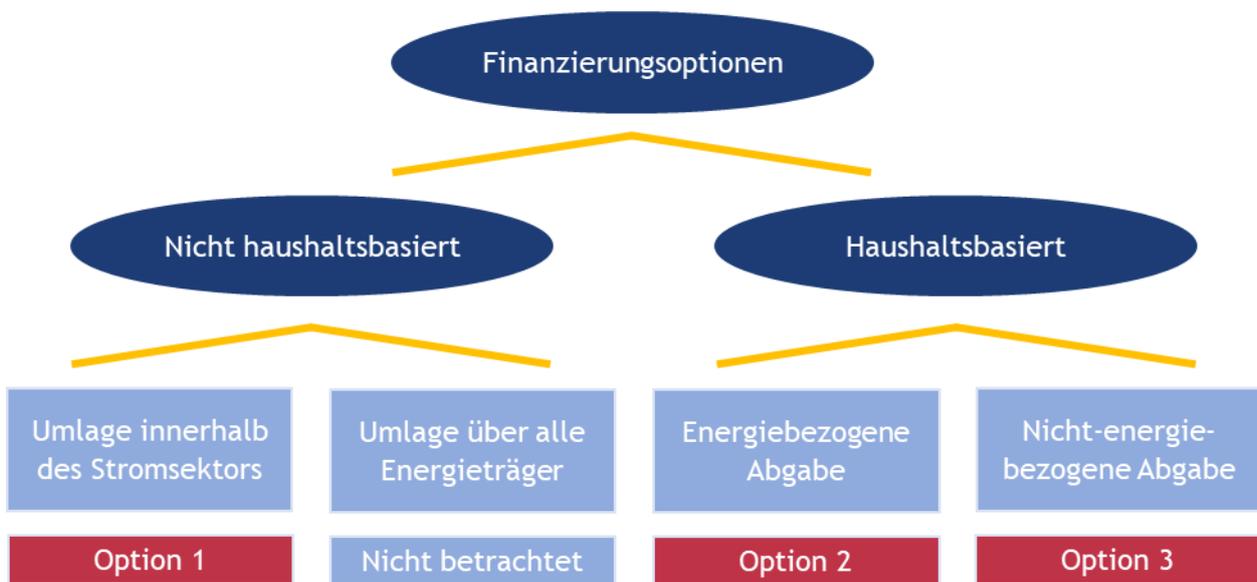


ABBILDUNG 3-1: ÜBERBLICK DER FINANZIERUNGSOPTIONEN

Bei der Ausgestaltung der drei zu untersuchenden Finanzierungsoptionen drängt sich die Frage auf, wie mit den Entlastungstatbeständen des EEG umgegangen wird. Derzeit existiert eine Vielzahl verschiedener Regeln, unter denen ein Stromverbraucher von der EEG-Umlage befreit oder hinsichtlich der Zahlung privilegiert wird. Da es nicht möglich ist, pauschal Entlastungstatbestände für die alternativen Finanzierungsoptionen abzubilden, unter denen kein heute entlasteter Verbraucher schlechter gestellt würde, werden Entlastungstatbestände im vorliegenden Gutachten nicht berücksichtigt. Es wird explizit darauf hingewiesen, dass die konkrete Ausgestaltung der Regulierung diesbezüglich unter politischen, wirtschaftlichen und sozialen Gesichtspunkten zu diskutieren ist.

### 3.2 Leistungsbasierte Umlage (ewi ER&S)

Eine leistungsbasierte Umlage beträfe wie die derzeitige EEG-Umlage nur die Stromverbraucher. Sie könnte ausgestaltet werden als Umlage pro Anschlussleistung (in kW) oder als fixe Gebühr pro Anschluss. Da Letzteres konkret bedeuten würde, dass ein Haushalt dieselbe Umlage zahlt wie eine Industriefabrik, wird im vorliegenden Gutachten eine kW-basierte Umlage betrachtet. Jeder Stromverbraucher zahlt eine Umlage auf Basis seiner Anschlussleistung, dabei wird auf jedes Kilowatt die gleiche Umlage erhoben; das heißt, eine Fabrik mit einem Anschluss von 10.000 kW zahlt die tausendfache Umlage eines Haushalts mit einem Anschluss von 10 kW; ein Single-Haushalt zahlt in der Regel dieselbe Umlage wie ein Mehrpersonen-Haushalt, da die jeweiligen Anschlussgrößen sich nicht zwingend in der Haushaltgröße unterscheiden müssen. Es wurden keine Entlastungstatbestände berücksichtigt; nur Stromerzeuger sind von der leistungsbasierten EEG-Umlage wie auch in der aktuellen Regelung befreit.

Tabelle 3-1 zeigt die Berechnung einer leistungsbasierten EEG-Umlage für verschiedene Verbraucherklassen. Die Anschlussgröße eines Haushalts wurde auf Basis der Norm DIN 18015 für Wohngebäude geschätzt. Für Unternehmen und Verwaltung wurden Werte aus der EG-Richtlinie 90/377/EWG herangezogen. Schätzungen zur Abnehmerzahl basieren auf Daten des Statistischen Bundesamtes. Nach diesen Werten ergibt sich eine kW-Umlage von 24 Euro pro kW für den Umfinanzierungsbedarf von 21,8 Mrd. Euro aus dem Jahr 2015. Dieser Wert läge für 2020 bereits bei 30 Euro pro kW. Für einen durchschnittlichen Haushalt ergäbe sich dadurch eine leistungsbasierte EEG-Umlage pro Jahr in Höhe von 252 Euro für 2015 und 317 Euro für 2020. Ein Industrieunternehmen mit einem Anschluss von 10.000 kW käme auf 240.436 Euro für 2015 bzw. 302.200 Euro für 2020.

Sektoren	Anschlussleistung (kW)	Anzahl Abnehmer	2015: Euro/kW	2015: Euro/Abnehmer	2020: Euro/kW	2020: Euro/Abnehmer
Haushalte	10,5	43.475.156	24,04	252	30,22	317
GHD und Verwaltung	50,0	3.431.058		1.202		1.511
Kleine Industrie	500	314.563		12.022		15.110
Mittelgroße Industrie	4.000	18.612		96.175		120.880
Große Industrie	10.000	4.745		240.436		302.200
Umfinanzierungsbedarf				2015: 21,8 Mrd. Euro		2020: 27,4 Mrd. Euro

TABELLE 3-1: BERECHNUNG EINER LEISTUNGSBASIERTEN EEG-UMLAGE 2015 UND 2020

Es sei angemerkt, dass die dargestellten Abnehmer durchschnittliche Anschlussleistungen repräsentieren. Eine Aluminiumhütte mit einer Anschlussleistung von 270 MW<sup>1</sup> würde 2020 nicht 302.200 Euro leistungsbasierte EEG-Umlage wie ein durchschnittliches Unternehmen der großen Industrie bezahlen, sondern das 27-Fache, also 8,16 Mio. Euro. Diese Überschlagsrechnung gilt für die Ausgangsausgestaltung der Umlage ohne Entlastungstatbestände. Da derartige Kosten im Ausland nicht anfallen, würde man an der Diskussion über solche Entlastungen also auch bei dieser Ausgestaltung einer strombezogenen Umlage nicht vorbeikommen.

### 3.3 CO<sub>2</sub>-Abgabe (FiFo Köln)

Als zweite Ecklösung zur Refinanzierung des EEG wird hier eine CO<sub>2</sub>-Abgabe in Form einer Verbrauchsteuer des Bundes betrachtet. Mit Blick auf die klimapolitische Rechtfertigung der Energiewende entspricht eine solche Abgabe grob dem Verursacherprinzip.

<sup>1</sup> <http://www.rp-online.de/nrw/staedte/neuss/die-huette-gluieht-aid-1.5262651>

Diese Steuer wird so kalkuliert, dass sie das komplette Aufkommen der Umlage erbringen soll. Die Erstkalkulation erfolgt dabei - wie auch bei den beiden anderen Ecklösungen - statisch; etwaige steuerinduzierte Verhaltensanpassungen werden in diesem Kurzgutachten nicht berücksichtigt.<sup>1</sup> Tabelle 3-2 zeigt zunächst die Ableitung des Steuermodells anhand des Basisjahrs 2015.

Für die Berechnungen werden in Tabelle 3-2 die zwei zentralen deutschen Bezugspunkte genutzt: Zunächst werden alle deutschen Treibhausgasemissionen als CO<sub>2</sub>-Äquivalente gemäß des aktuellen UNFCCC-Inventarberichts 2015 (UBA 2017) erfasst. Diese wurden dann „grob“ aufgeteilt in die Sektoren, die vom Europäischen Emissionshandelssystem (EU ETS) erfasst sind, und solche, die eindeutig nicht erfasst sind. Im ersten Bereich werden die gemäß VET-Bericht 2015 (DEHSt 2016) verifizierten Emissionen der 1.900 ETS-pflichtigen stationären Anlagen und des Luftverkehrs in Deutschland zum Abzug gebracht. Diese hybride Bemessungsgrundlage aus Top-Down-Quantifizierungen (Inventarbericht) und Bottom-up-Daten (VET-Bericht) kann im ETS-Bereich nicht final trennscharf sein, da unterschiedliche Berechnungsmethoden zur Anwendung kommen und nicht an der Quelle konsolidiert werden. Insbesondere verbleiben in den Sektoren, die hier grob dem ETS-Bereich zugeordnet werden, rund 50,5 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalente, die nicht in den 1.900 ETS Anlagen emittiert werden. Das ist nicht als „Unschärfe“ anzusehen; vielmehr ist die Tatsache reflektiert, dass bei weitem nicht alle Unternehmen im verarbeitenden Gewerbe und Bauwesen mit allen ihren Anlagen am Emissionshandel teilnehmen.

---

<sup>1</sup> Es empfiehlt sich, in der vertieften Prüfung dieser oder einer anderen alternative EEG-Finanzierung eine Schätzung der Verhaltensanpassungen in Gesamtinzidenz (Abschaffung EE-Umlage plus simultane Einführung der alternativen Finanzierung) vorzunehmen, um etwaige Nachsteuerungsbedarfe vorbeugend einbeziehen zu können. Für die Betrachtung von einfachen „Ecklösungen“ im vorliegenden Kurzgutachten wurde auf diesen weitergehenden Schritt verzichtet.

2015

Prüfmodell

Bereich	Aktivität	Sektoren	CO <sub>2</sub> -Äquiv. (Tsd. t)	Alle Inventar-THG	Energet. Inventar-THG (inkl. ETS)	EU-ETS*	Energetische THG ohne ETS
Grob: EU-ETS Bereiche	VvB	Öffentl. Elektrizitäts- u. Wärmeerzeugung	306.689	508.448	508.448	457.897	50.551
	VvB	Mineralölraffinerien, Kokereien u.ä.	28.708				
	VvB	Verarbeitendes Gewerbe u. Bauwesen	127.061				
	IPP	Schwerindustrie, Chemie, Metall	43.752				
	VvB	Luftverkehr	2.239				
Nicht-ETS-Bereiche	VvB	Straßenverkehr	154.590	297.535	297.535		297.535
	VvB	Verkehr: Schiene, Schiff, übriger Verkehr	3.978				
	VvB	Private Haushalte	86.406				
	VvB	Gewerbe/Handel/Dienstleistungen	34.625				
	VvB	Land-/Forstwirtschaft; Fischerei; div.; diffuse Emissionen	17.936				
	IPP	Nichtenergetischen Produkte, Elektronik, Kälteanlagen, div.	17.783				
	LW	Fermentation, Wirtschaftsdünger; bewirtschaftete Böden	66.955				
	AA	Abfall- und Abwasserbehandlung	11.211				
Legende: VvB: Verbrennung von Brennstoffen. IPP: Industrielle Prozesse/Produktverwendung. LW: Landwirtschaft. AA: Abfall- und * EU-ETS ohne Luftverkehrsanteile außerhalb D.				901.932	805.983	457.897	348.086
Umfinanzierungsbedarf 2015: 21,8 Mrd. Euro.				EUR/t CO <sub>2</sub>		62,63 €	

TABELLE 3-2: BERECHNUNG EINER CO<sub>2</sub>-ABGABE FÜR DAS BASISJAHR 2015

Quelle: UBA, DEHSt, eigene Berechnungen.

Tabelle 3-2 zeigt auch, wie die Bemessungsgrundlage für die betrachtete CO<sub>2</sub>-Steuer<sup>1</sup> schrittweise erreicht wird: Ausgehend von allen Inventar-Treibhausgasen (901,9 Mio. t) werden zunächst diejenigen Emissionen ausgeschlossen, die außerhalb der ETS-Sektoren nicht durch die Verbrennung von Brennstoffen, also nicht-energetisch, entstehen. Das sind rund 96 Mio. t THG. Dann werden die Emissionen ausgeschlossen, die dem Emissionshandelssystem unterliegen. Das EU ETS wird hier als ein separates Instrument zur Regulierung von Treibhausgasemissionen angesehen. Um eine Doppelinstrumentierung zu vermeiden, sollte jede Tonne Treibhausgas nur *einem* regulativen System unterworfen werden. Entsprechend werden die rund 458 Mio. Tonnen verifizierten deutschen Emissionen im ETS von der CO<sub>2</sub>-Abgabe ausgeschlossen.

Im Basisjahr 2015 verbleiben damit 348,1 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalente, die als Bemessungsgrundlage der Steuer dienen. Der gesamte EEG-Umlagenbetrag belief sich in diesem Jahr auf 21,8 Mrd. Euro. Eine Umfinanzierung der EEG-Umlage in diesem Jahre wäre auf eine Steuertarif von 62,63

<sup>1</sup> Im vorliegenden Kurzgutachten werden die Begriffe CO<sub>2</sub>-Steuer und CO<sub>2</sub>-Abgabe im Geiste der Abgabenordnung (AO) synonym verwendet.

Euro/t hinausgelaufen (Tabelle 3-2, unten rechts). Wichtiger für unsere Analyse sind aber die Kalkulationen für das Projektionsjahr 2020, die in nachstehende Tabelle 3-3 abgeleitet sind.

2020		Prüfmodell					
Bereich	Aktivität	Sektoren	CO <sub>2</sub> -Äquiv. (Tsd. t)	Alle Inventar-THG	Energet. Inventar-THG (inkl. ETS)	EU-ETS*	Energetische THG ohne ETS
Grub: EU-ETS Bereiche	VvB	Öffentl. Elektrizitäts- u. Wärmeerzeugung	302.800	476.400	476.400	444.800	31.600
	VvB	Mineralölraffinerien, Kokereien u.ä.	18.900				
	VvB	Verarbeitendes Gewerbe u. Bauwesen	123.100				
	IPP	Schwerindustrie, Chemie, Metall	29.600				
	VvB	Luftverkehr	2.000				
Nicht-ETS-Bereiche	VvB	Straßenverkehr	157.000	282.100	282.100	444.800	313.700
	VvB	Verkehr: Schiene, Schiff, übriger Verkehr	3.500				
	VvB	Private Haushalte	76.800				
	VvB	Gewerbe/Handel/Dienstleistungen	29.500				
	VvB	Land-/Forstwirtschaft; Fischerei; div.; diffuse Emissionen	15.300				
	IPP	Nichtenergetischen Produkte, Elektronik, Kälteanlagen, div.	18.700				
	LW	Fermentation, Wirtschaftsdünger; bewirtschaftete Böden	68.800				
	AA	Abfall- und Abwasserbehandlung	6.000				
Legende: VvB: Verbrennung von Brennstoffen. IPP: Industrielle Prozesse/Produktverwendung. LW: Landwirtschaft. AA: Abfall- und				852.000	758.500	444.800	313.700
* EU-ETS ohne Luftverkehrsanteile außerhalb D.							
Umfinanzierungsbedarf 2020: 27,4 Mrd. Euro.				EUR/t CO <sub>2</sub> :		87,25 €	

TABELLE 3-3: BERECHNUNG EINER CO<sub>2</sub>-ABGABE FÜR DAS PROJEKTIONSAJHR 2020

Quelle: UBA, DEHSt, eigene Berechnungen.

Die Berechnungen für 2020 spiegeln zwei gegenläufige Trends wider: Der zu refinanzierende Umlagenbetrag steigt von 21,8 auf 27,4 Mrd. Euro. Gleichzeitig nehmen die Emissionen im Trend ab. Im Modell verbleiben 313,7 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalente als Bemessungsgrundlage für 2020.<sup>1</sup> Weil damit mehr Mittel auf schmalere Bemessungsgrundlage finanziert werden müssen, steigt der benötigte Steuertarif für das Projektionsjahr 2020 auf 87,25 Euro/t CO<sub>2</sub>.

<sup>1</sup> Die THG-Projektionen erfolgen als einfache, lineare OLS-Fortschreibungen der sektoralen Emissionen auf Basis der Jahre 2006-2015 (Daten Inventarbericht) bzw. 2005-2016 (Daten VET-Bericht); jeweils ohne 2009, das wegen der Weltwirtschaftskrise ausgeschlossen wurde, um die Schätzgenauigkeit zu verbessern. Es sei darauf hingewiesen, dass diese einfache Fortschreibung nicht eine breit angelegte, multidisziplinär angelegte Projektion der Emissionen ersetzen kann. Schätzungen der Emissionsentwicklung, wie z.B. der Projektionsbericht 2017 der Bundesregierung für Deutschland gemäß Verordnung (EU) Nr. 525/2013, sind allerdings ebenfalls mit erheblichen Unsicherheiten behaftet; die tatsächliche Entwicklung wird insbesondere durch die Wirtschaftsentwicklung, Energiepreise und Bevölkerungsentwicklung stark beeinflusst.

Damit entspricht der Steuersatz ungefähr dem vom Umweltbundesamt (2013) empfohlenen Best-Practice-Kostensatz in Höhe von 80 Euro/t CO<sub>2</sub> (Euro im Wert von 2010). Dabei muss darauf verwiesen werden, dass die Spannweite der Schätzungen zu den Schadenskosten von Treibhausgasemissionen sehr weit auseinandergehen; das UBA (2012) zeigt in seiner auf Metaanalysen basierten „Methodenkonvention 2.0“ ein Spektrum zwischen 40 und 390 Euro pro Tonne.

Zugleich fällt die Diskrepanz zum Zertifikatspreis im EU ETS von derzeit rund 6-7 Euro/t CO<sub>2</sub> unmittelbar ins Auge. Zahlreiche Debatten existieren zu der Frage, wie mit ETS Anlagen im Energie-/Stromsektor umgegangen werden soll (rund 2/3 des deutschen ETS Emissionen) und wie mit solchen, die im internationalen, über die EU hinausgehenden Wettbewerb stehen. Derartige Diskussionen sind wichtig – aber nicht Gegenstand des vorliegenden Kurzgutachtens.

Um die mit einem Steuertarif von 87,25 Euro/t CO<sub>2</sub> einhergehenden Änderungen der Konsumentenpreise zu veranschaulichen, seien einige zentrale Beispiele genannt:

- Ein Liter Superbenzin (Euro 95) verteuert sich durch die CO<sub>2</sub>-Steuer um 14 Cent; mit anteiliger Umsatzsteuer um insgesamt um 17 Cent.
- Ein Liter Diesel verteuert sich durch die CO<sub>2</sub>-Steuer um 18 Cent; mit anteiliger Umsatzsteuer um insgesamt um 21 Cent.
- Ein Liter leichtes Heizöl verteuert sich durch die CO<sub>2</sub>-Steuer ebenfalls um 18 Cent; mit anteiliger Umsatzsteuer damit insgesamt um 21 Cent.
- Ein Kubikmeter Erdgas (als Heizmittel) verteuert sich durch die CO<sub>2</sub>-Steuer um 17 Cent; mit anteiliger Umsatzsteuer damit insgesamt um 20 Cent.

Die *relativen* Preissteigerungen hängen vom jeweiligen, mittelfristig volatilen Preisniveau für diese Brennstoffe ab. Bei *heutigen* Endverbraucherpreisen (inklusive bestehenden Steuern) käme es bei den Fahrzeugkraftstoffen und beim Erdgas (Heizmittel) zu Preisanstiegen von 13 bis 20 Prozent. Leichtes Heizöl kommt emissionsseitig dem Dieseltreibstoff sehr nah, ist aber für den Endverbraucher erheblich günstiger im Erwerb. Hier bewirkt die CO<sub>2</sub>-Steuer den *relativ* stärksten Preisanstieg, bei aktuellen Preisen wären es 40-50 Prozent.

### 3.4 Nicht energiebezogene Abgabe (FiFo Köln)

Als dritte Ecklösung wird hier eine Refinanzierung der entfallenden EEG-Umlage über nicht energiebezogene Einnahmen für den Bundeshaushalt betrachtet. Da gemäß des haushaltsrechtlichen Gesamtdeckungsgrundsatzes (Nonaffektationsprinzip) alle Einnahmen des Haushaltes zur Deckung aller Ausgaben dienen, ist eine sachliche Nähe innerhalb des Energiesektors keine notwendige Bedingung der Finanzierung eines EEG-Ersatzes. Deutet man die Finanzierung der Energiewende

als eine allgemeine Staatsaufgabe, so gibt es a priori keinen Grund, nicht auf das ganze Spektrum öffentlicher Einnahmen zurückzugreifen.

Will man die EEG-Umlage durch nicht energiebezogene Steuern refinanzieren, so ist es im ersten Schritt sinnvoll, sich auf *bestehende* Steuern und Abgaben zu beschränken. Derzeit gibt es wenige *neue* Steuerideen, die evident unterausgenutzt sind und sich direkt als neue Einnahmenquelle aufdrängen. Wenn überhaupt, wäre hier allenfalls die Finanztransaktionsteuer zu nennen. Dieses Modell hat aber (a) geringe Realisierungschancen und wäre, wenn doch, (b) für die EU reserviert (vgl. Büttner/Thöne, 2016).

Abbildung 3-2 gibt entsprechend einen Überblick über die derzeitigen Einnahmen des Bundes, an die eine Finanzierung der Option 3 anknüpfen müsste.

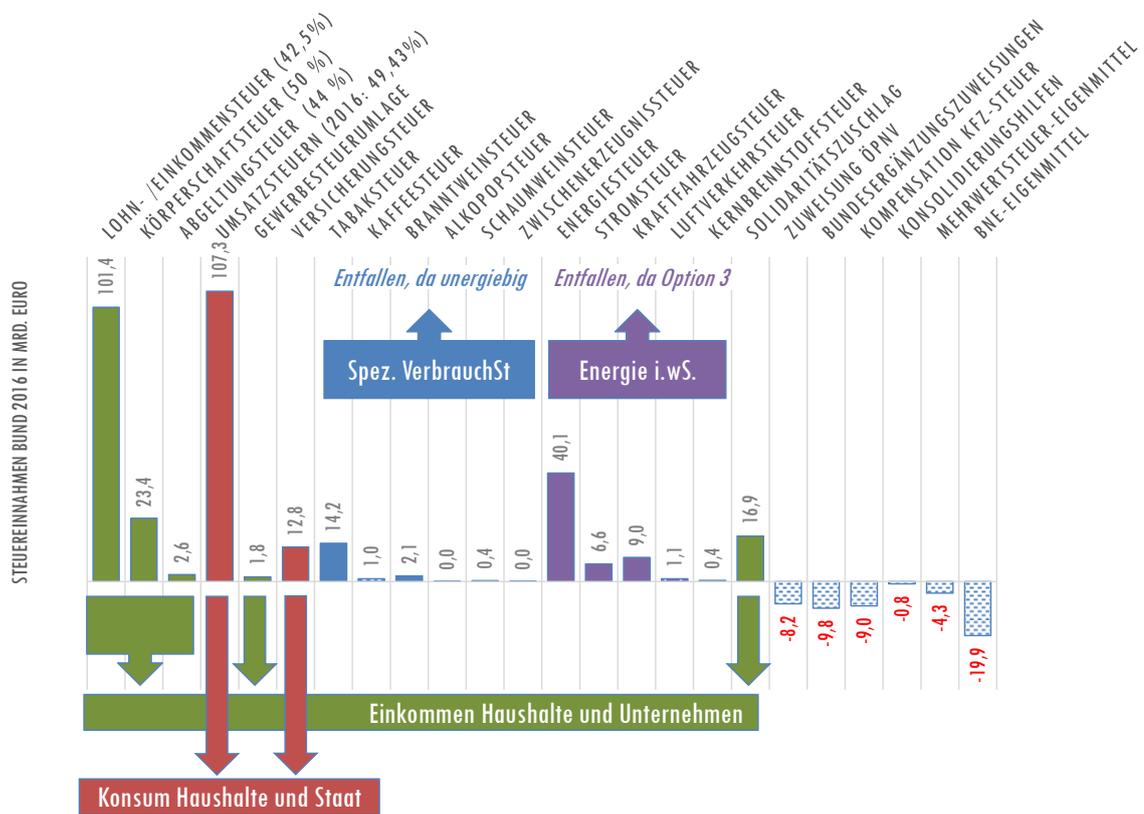


ABBILDUNG 3-2: EINNAHMEN DES BUNDES ALS POTENZIELLE ANKNÜPFUNGSPUNKTE

Quelle: StBA (2017), eigene Darstellung.

Führt man sich vor Augen, dass die EEG-Umlage heute 24 Mrd. Euro und im Projektionsjahr rund 27,4 Mrd. Euro erbringt, so wird schnell offensichtlich, dass die Auswahl an hinreichend ergiebigen Einnahmeströmen sehr begrenzt ist.

Aus Abbildung 3-2 wird unmittelbar ersichtlich, dass die speziellen Verbrauchsteuern des Bundes außerhalb des Energiebereichs zu unergiebig sind, um ernsthafte Kandidaten zu werden. Die Alkoholabgaben und die Kaffeesteuer scheiden als Marginalien unmittelbar aus. Die Tabaksteuer bringt zwar ein gutes Aufkommen, das aber seit geraumer Zeit stetig sinkt. Da sich Tabaksteuererhöhungen seit längerem schon durch Konsumeinschränkungen und verstärkten Schmuggel in fiskalischer Hinsicht selbst neutralisieren, ist diese Steuer kein realistischer Kandidat für Zusatzaufkommen zugunsten der Energiewende. Der große Block von Steuern, die im weiteren Sinne Energiebezug haben (die Kraftfahrzeugsteuer wird hier mitgezählt), scheidet für eine nicht-energiebezogene Abgabe naturgemäß ebenfalls aus.

Es bleiben die Steuern, die an die volkswirtschaftlichen Einkommensströme anknüpfen. An die *Entstehung* der Einkommen knüpfen die Lohn- und Einkommensteuer (einschl. Abgeltungsteuer), die Körperschaftsteuer, die Gewerbesteuerumlage sowie der Solidaritätszuschlag als Ergänzungsabgabe auf LSt/EST und Körperschaftsteuer an. Die Einkommensströme zum Zeitpunkt der *Einkommensverwendung* werden von der Umsatzsteuer und ihrem Pendant im Finanzsektor, der Versicherungssteuer, erfasst.

Alle in Frage kommenden Steuerquellen knüpfen an den volkswirtschaftlichen Kreislauf an. Eine Unterscheidung ist aber unmittelbar zu machen: Steuern auf die *Entstehung* von Einkommen werden bei den privaten Haushalten und den Unternehmen erhoben. Die Umsatzsteuer als die primäre „Einkommensverwendungssteuer“ wird abgabentechnisch zwar auch bei den Unternehmen erhoben, wirtschaftlich tragen sollen ihre Lasten aber nur die privaten Haushalte (einschließlich in Deutschland reisende EU-Bürger) und der Staat.

Als *konsumbasierte Refinanzierung* des EEG betrachten wir hier eine Anhebung des regulären Umsatzsteuersatzes von derzeit 19% um einen benötigten Prozentsatz. Der ermäßigte USt-Satz bleibt bei 7%, wie schon bei den vorangegangenen USt-Erhöhungen. Grundsätzlich könnte zwar auch hier eine Erhöhung erfolgen, was aber erwartungsgemäß mit sehr großen Widerständen einhergehen dürfte. Da das Aufkommen aus Umsätzen mit ermäßigtem Satz derzeit zu weniger als sechs Prozent zum Gesamtaufkommen beiträgt, ist eine Erhöhung hier auch fiskalisch verzichtbar. Da die Umsatzsteuer eine Gemeinschaftsteuer von Bund, Ländern und Gemeinden ist, muss zudem jede Erhöhung, die fiskalisch nur dem Bund als EEG-Finanzierer zukommen soll, von einer entsprechenden Anpassung des vertikalen Finanzausgleichs begleitet werden. Da die Umsatzsteuer ohnehin das „flexible Element“ ist, über das derartige Anpassungen umgesetzt werden, werden bewährte Mechanismen genutzt, wenn die vertikale USt-Verteilung zwischen Bund und Ländern (§ 1.1 FAG) so angepasst wird, dass das Mehraufkommen nur dem Bund zufließt. Der Gemeindeanteil bleibt unberührt.

Als *einkommensbasierte Refinanzierung* des EEG kommen zahlreiche vorstellbare Anpassungen beim Einkommensteuertarif nebst vorstellbaren Anpassungen bei der Körperschaftsteuer in Frage. Die Auswahl eines bestimmten Modells in dieser theoretischen Vielfalt wäre in gewisser Weise

willkürlich. Einen Ausweg aus dieser Situation bietet der Solidaritätszuschlag. Er ist als Ergänzungsabgabe der perfekte Anknüpfungspunkt für die illustrativen Rechnungen, da er Einkommen- und Körperschaftsteuer gleichmäßig einbindet und die heute vom Gesetzgeber gewählten Verteilungsprofile repliziert. Zudem fließt eine Ergänzungsabgabe nur dem Bund zu, was Überlegungen zu den Wirkungen und Anpassungsbedarfen im föderalen Finanzgeflecht erübrigt.<sup>1</sup> Die Ergänzungsabgabe kann hier tatsächlich als solche angesehen werden, sie kann in den Betrachtungen aber auch nur als illustrativer „Stellvertreter“ für äquivalente, aber steuertechnisch und finanzverfassungsrechtlich merklich komplexere Erhöhungen bei ESt und KSt angesehen werden.

Option 3		Konsum (USt-Regelsatz)	Einkommen (Solidaritätszuschlag auf Est/LSSt & KSt)	Konsum+Einkommen (Verhältnis s.u.)
1 USt-Prozentpunkt, nur Regelsatz	6,5 Mrd. €	100%		47%
1 Soli-Zuschlag-Prozentpunkt	3,6 Mrd. €		100%	53%
Umfinanzierungsbedarf 2020	27,4 Mrd. €	27,4 Mrd. €	27,4 Mrd. €	27,4 Mrd. €
Benötigte USt-Punkte (Regelsatz), statisch		4,2%		2,0%
Benötigte Soli-Punkte, statisch			7,5%	4,0%

TABELLE 3-4: GESTALTUNG DER NICHT-ENERGIEBEZOGENEN ABGABEN (OPTION 3)

Auf Basis der jüngsten BMF-Steuerschätzung für das Projektionsjahr 2020 stellt Tabelle 3-4 drei Modelle zusammen, mit denen die Option 3 einer nicht energiebezogenen Finanzierung ausgestaltet werden kann. Werden 27,4 Mrd. Euro zum aufkommensneutralen Ersatz der wegfallenden EEG-Umlage benötigt, bräuchte dies in statischer Betrachtung entweder 4,2-Umsatzsteuerpunkte oder 7,5-Soli-Punkte. Beide Quellen sind natürlich auch beliebig kombinierbar; das hier gewählte Beispiel eine 47-zu-53-Kombination ermöglicht für 2020 „glatte“ Werte: Eine Erhöhung der des Regelsatzes der Umsatzsteuer um zwei Prozentpunkte auf 21 Prozent und des Solidaritätszuschlag um 4 Prozentpunkte (auf 9,5 Prozent).

### 3.5 Exkurs: Grenzen der Umlage-Finanzierung (FiFo Köln)

Eine von vier prototypischen Ausprägungen einer alternativen Finanzierung des EEG wird hier nicht betrachtet, die Erweiterung der bisherigen Umlage *als Umlage* über den bis dato abgedeckten Stromsektor hinaus (Abbildung 3-1). Die Frage ist in systematischer Hinsicht gleichbedeutend mit der Frage aus der Gegenrichtung: Warum die „energiebezogene Abgabe“ im Bundeshaushalt – hier konzentriert auf fossile Energien und gestaltet als CO<sub>2</sub>-Steuer – in Form einer Abgabe und eben nicht als erweiterte Umlage innerhalb der etablierten EEG-Systematik betrachtet wird.

<sup>1</sup> Die „Neutralisierungsrechnungen“ würden bei Einkommen- u/o. Körperschaftsteuer *erheblich* komplizierter als bei der Umsatzsteuer.

Zwischen der Umlage nach dem aktuellen Muster und einer regulären Steuer gibt es prinzipiell die „Mischform“ der Sonderabgabe. Als Ausgestaltungsform einer über den Stromsektor hinausreichenden EEG-Finanzierung kommt eine Sonderabgabe aber nicht in Frage, da diese Abgabenform eine spezifische Beziehung im Sinne einer Sachnähe bzw. gruppenmäßigen Kongruenz zwischen dem Kreis der Abgabepflichtigen und dem mit der Abgabenerhebung verfolgten Zweck voraussetzt. Wenn man die Abgabepflichtigen über den eigentlichen Strombereich hinaus ausdehnt, ist diese Voraussetzung nicht mehr erfüllt, wie das analoge Urteil des Bundesverfassungsgerichts zum „Kohlenpfennig“ gezeigt hat (BVerfG, 11.10.1994 - 2 BvR 633/86).

Damit wäre die Entscheidung ohne Zwischentöne zu treffen: CO<sub>2</sub>-Steuer oder (äquivalente) CO<sub>2</sub>-orientierte EEG-Umlage? Der Weg zur Steuerlösung wäre gewiss nicht ohne Hürden. Hierfür muss u.U. eine verfassungsseitige Ermächtigung (Art. 106.1 GG) geschaffen werden, sofern eine CO<sub>2</sub>-Steuer nicht als reine Verbrauchsteuer gewertet wird (vgl. 2 BvL 6/13 zur Kernbrennstoffsteuer). Auch sonst sind viele politische Vorbehalte gegen die Schaffung einer neuen Steuer mit einem Erstaufkommen von mehr als 27 Mrd. Euro vorstellbar, selbst wenn diese *in der Summe* durch Abschaffung der EEG-Umlage aufkommens- und belastungsneutral wäre.

Wenn der Weg in die Steuerfinanzierung hürdenreich ist, ist die Frage nach einer Ausweitung der Umlagefinanzierung umso virulenter. Vorschläge in diese Richtung wurden schon mehrfach gemacht, am prominentesten von Bayerischer IHK und VBEW (2016).

### 3.5.1 Ökonomische und verfahrenspraktische Aspekte

Was die ökonomische Funktion und Wirkung angeht, gibt es keine großen Unterschiede zwischen einer als Steuer oder einer äquivalent in Umlageform ausgestalteten CO<sub>2</sub>-Abgabe als Nachfolgerin der gegenwärtigen EEG-Umlage. Das ist insofern evident, als auch schon die gegenwärtige EEG-Umlage hinsichtlich ihrer allokativen und distributiven Belastungswirkungen einer Steuer gleichkommt. Für die mit der Umlage pro kWh Stromverbrauch belasteten Personen oder Unternehmen macht es praktisch keinen Unterschied, ob das erhobene Geld über den Bundeshaushalt (= Steuer) oder nur über die Netzbetreiber (= Umlage) an die Empfänger der Einspeisevergütungen fließt.

Verfahrenspraktisch dürfte es bei einer sektoral erweiterten EEG-Umlage aber voraussichtlich erheblich schwerer fallen als heute, „den Staat draußen zu lassen“. Auch heute schon wird die EEG-Umlage von den Strom-Netzbetreibern nach präzise durchnormierten Vorgaben erhoben, verrechnet und verausgabt. Angesichts der Komplexität der Aufgabe ist dafür eine EEG-Clearingstelle notwendig, die zwar sehr staatsnah ist, aber *de jure* wiederum nicht staatlich.<sup>1</sup> Eine Ausweitung der Umlage auf alle Sektoren außerhalb des EU-ETS, in denen fossile Brennstoffe verbrannt werden – Straßenverkehr, Schienenverkehr, Schiffsverkehr, private Haushalte, Gewerbe, Handel,

---

<sup>1</sup> Die EEG-Clearingstelle wird nach eigenen Angaben durch das BMWi „betrieben“, arbeitet aber rechtlich als nichtselbständige Tochter der RELAW GmbH, Berlin.

Dienstleistungen, Land-/Forstwirtschaft – würde die Zahl der Erhebungs- und Verrechnungspflichtigen deutlich steigern. Neben den heute 883 deutschen Stromnetzbetreibern wären noch 733 Gasnetzbetreiber einzubeziehen<sup>1</sup> (mit einigen Überlappungen bei Stadtwerken etc.). Hinzu kämen mindestens die mineralölsteuerpflichtigen Unternehmen und solche Unternehmen, die Kohlebriketts u.ä. herstellen bzw. in Verkehr bringen. Intersektoral stiege damit die Komplexität der Clearingaufgaben erheblich. *Denkbar* wäre es gleichwohl, auch eine intersektoral erweiterte und komplexere Umlage als dann hochdifferenziert durchnormierte Preisregelung zwischen Privaten zu schaffen. Signifikante Reibungsverluste, Klagen und sonstiger Widerstand der unfreiwilligen Verwaltungshelfer wären allerdings zu erwarten.

### 3.5.2 Eine erweiterte EEG-Umlage im EU-Beihilfenrecht

*Rechtlich* ist die Frage nach der Erweiterbarkeit der Umlage über den Stromsektor hinaus in zweifacher Weise zu stellen, mit Blick auf das EU-Beihilfenrecht und hinsichtlich der abgaben- und verfassungsrechtlichen Bewertung in Deutschland. Für beide Dimensionen können hier nur erste Hinweise gegeben werden.

Die beihilfenrechtliche Bewertung hängt entscheidend an der heute wieder sehr strittigen Frage, ob das EEG ein staatliches Beihilfeninstrument und die EEG-Umlage eine staatliche Abgabe ist. Staatliche Beihilfe, und damit der EU Beihilfenaufsicht unterworfen, ist nur eine „staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte“ Begünstigung bestimmter Unternehmen oder Produktionszweige (Art. 107 Abs. 1 AEUV). Ob das EEG unter den Beihilfenbegriff fällt, ist strittig. Im berühmten *Preußen-Elektra*-Urteil des EuGH (2001) zum EEG-Vorgänger, dem Stromeinspeisungsgesetz, wurde konstatiert, dass die bloße Festlegung einer Abnahmepflicht zu Mindestpreisen keine Beihilfe darstelle, da keine staatlichen Mittel tangiert seien. In der Folge wurden zahlreiche Einspeisegesetze in der EU nach dem deutschen Vorbild gestaltet oder explizit umgestaltet: Sobald sichergestellt war, dass der jeweilige Staat die Umlagemittel zur Förderung der erneuerbaren Energien nie „berührte“, war die Beihilfenkontrolle außen vor.

Dagegen entschied der EuGH in der Rechtssache *Essent* (2008) in die Gegenrichtung: Die niederländischen Stromnetzbetreiber leiteten aus einem gesetzlichen Aufschlag auf den Strompreis stammende Gelder an eine private Einrichtung („SEP“) weiter. Von dort wurden die Umlagemittel dann nach sorgsam durchnormierten Vorgaben verwaltet und verteilt. Entscheidend für die Einordnung als Beihilfe war hier die Verwaltung und Kontrolle durch die SEP, die angesichts der exakten gesetzlichen Ausgestaltung dem Staat zugerechnet wurde.<sup>2</sup> In dieser Linie hat das EuG mit Urteil vom 10.05.2016 auch entschieden, dass die Mechanismen des alten Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2012) als Beihilfen im Sinne des Art. 107 Abs. 1 AEUV zu qualifizieren sind. Die deutsche Anfechtung gegen diese Entscheidung ist derzeit noch beim Europäischen Gerichtshof anhängig (EuGH - C-405/16 P).

---

<sup>1</sup> Angaben der Bundesnetzagentur zum 15.02.2017.

<sup>2</sup> Overkamp (2016).

Auch wenn die Unterscheidung zwischen „Preußen-Elektra“ und „Essent“ äußerlich sehr an feinsten institutionellen Differenzen zu hängen scheint, spiegelt die Entwicklung der Rechtsprechung doch auch den Paradigmenwechsel in der EU-Beihilfenpolitik wider: Hier wird seit rund zehn Jahren ein „more economic approach“ genutzt, d.h. Beihilfenfragen werden weniger formalrechtlich und mehr von der ökonomischer Wirkung der Instrumente her betrachtet. In dieser Perspektive ist es, wie oben angemerkt, sinnvoll die faktische Wirkungsäquivalenz von (ansonsten gleichen) Umlagen- und Abgabenlösungen anzuerkennen und Umlagen auch dann dem Beihilfenrecht zu unterwerfen, wenn sie so gestaltet sind, dass die Mittel gerade eben noch am Staat „vorbeifließen“ sollen.

In der Konsequenz ist zu erwarten, dass eine Ausdehnung der EEG-Umlage über den Stromsektor hinaus in den Anwendungsbereich des europäischen Beihilfenrechts fiel, also bei der EU-Kommission notifiziert und von dieser genehmigt werden müsste. Zweifellos verlangt das merklich anspruchsvollere Gestaltungsprinzipien für eine solche Umlage, da die europäische Beihilfekontrolle in der Praxis nicht nur grenzüberschreitende Wirkungen betrachtet, sondern auch die Diskriminierungsfreiheit von Beihilferegeln in den binnenstaatlichen Beziehungen als Indikator für die Genehmigungsfähigkeit nutzt. Ob und in welcher Weise die Zahlung von EEG-Umlagen durch (in eigener Wahrnehmung) „Nicht-Betroffene“ im weiteren fossilen Energiesektor einer solchen Überprüfung standhalten könnte oder nicht, kann an dieser Stelle nicht eingeschätzt werden. Häufig aber zeigt sich die Kommission bei Beihilfenregeln, die einen klaren und konsistent argumentierten Umwelt- oder Klimaschutzzweck verfolgen, durchaus genehmigungswillig.

### **3.5.3 Eine erweiterte EEG-Umlage im deutschen Abgabenrecht**

Die rechtliche Bewertung einer erweiterten EEG-Umlage in Deutschland hängt, wie auch um EU-Recht, wesentlich an der Frage, ob es sich hier um eine staatliche Einnahme handelt. Wie oben erwähnt, kann als ein Pfeiler dieser Betrachtung die BVerfG-Entscheidung zum „Kohlepfennig“ von 1994 gelten. Hier wurden für eine Maßnahme, die formal eindeutig eine staatliche Einnahme darstellte, die Anforderungen an eine sachliche Nähe von Belasteten und Begünstigten einer Umlagelösung so klar formuliert, dass die Gestaltung als Sonderabgabe nicht in Frage kam. Auf dieser Grundlage haben wir oben schon hergeleitet, dass eine erweiterte EEG-Umlage im gesamten fossilen Energiebereich wahrscheinlich ebenfalls nicht als Sonderabgabe bestehen würde.

Würde also, wie derzeit im europäischen Recht, eine erweiterte Umlage wie im Fall „Essent“ als faktisches Einnahmementrument anerkannt, müsste die Umlagenlösung verworfen werden und eine Steuer wäre die einzige zulässige Form, das EEG auf Basis des kompletten fossilen Energieverbrauchs bzw. der CO<sub>2</sub>-Emissionen zu finanzieren. Danach sieht es momentan aber nicht aus: Noch 2014 hat der Bundesgerichtshof eine Klage gegen die EEG-Umlage zurückgewiesen. Unternehmen aus der Textilbranche hatten angeführt, die EEG-Umlage sei eine Sonderabgabe und als

solche in ihrer konkreten Ausgestaltung verfassungswidrig. Diese Klage hat der BGH mit der Begründung zurückgewiesen, es handele sich hier nicht um staatliche Einnahmen (= keine Sonderabgabe), sondern lediglich um eine – unzweifelhaft sehr ausdifferenzierte – Preisregelung. Die angekündigte Verfassungsbeschwerde dagegen wurde vom BVerfG – offenbar aus formalen Gründen – nicht angenommen.

Der Umstand, dass sich das Bundesverfassungsgericht inhaltlich nie mit dieser Frage hat befassen können, ist insofern bedauerlich, als auch rechtspolitisch eine u.E. wichtige paradigmatische Frage zu klären ist. Je nachdem, ob sich das BVerfG eher der „ökonomischen“ EuGH-Perspektive oder dem formal argumentierenden BGH anschließen würde, würden dem Gesetzgeber unterschiedliche Signale gesendet. Bei Bestätigung der BGH-Perspektive einerseits und Fortführung der recht restriktiven Rechtsprechung im Abgabensektor andererseits – verwiesen sei hier besonders auf das Urteil zur Kernbrennstoffsteuer (2017) –, entstünde dabei der klare Anreiz, die weniger restriktiv betrachteten Preisregelungen mehr und mehr als Umgehungsstrategien für transparente, aber politisch oftmals unbequeme Abgabenlösungen zu nutzen.

### 3.5.4 Zwischenfazit zu den Grenzen der Umlagefinanzierung

Es ist deutlich geworden, dass einerseits keine eindeutigen Ausschlussgründe für eine in den ganzen fossilen Energiebereich erweiterte EEG-Umlage z.B. auf CO<sub>2</sub>-Basis vorliegen, andererseits aber auch nicht viele wirklich gute Argumente dafür. Das Pro und Contra der erweiterten Umlagelösung in der Zusammenschau bietet Abbildung 3-3.

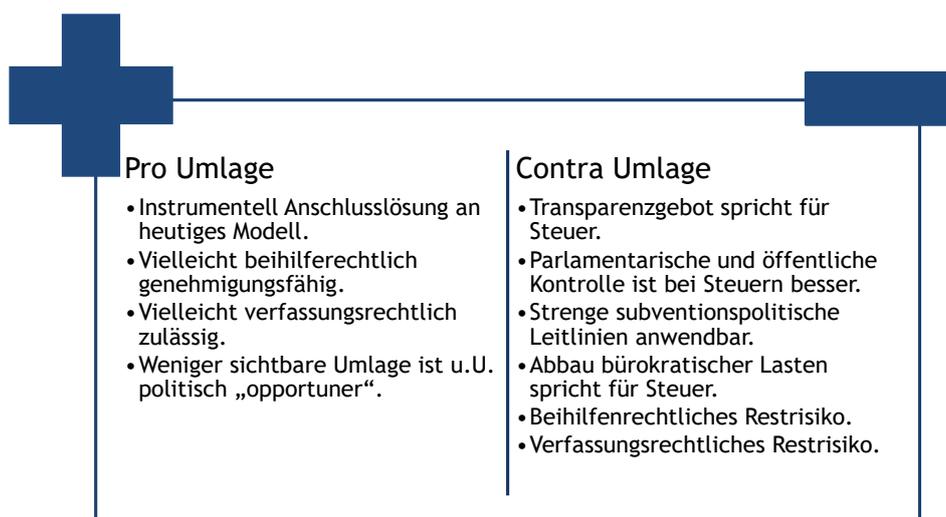


ABBILDUNG 3-3: CO<sub>2</sub>-UMLAGE STATT CO<sub>2</sub>-STEUER? - PRO UND CONTRA

Für die Entscheidung, im vorliegenden Kurzgutachten eine CO<sub>2</sub>-Steuer und keine gleich oder ähnlich gelagerte CO<sub>2</sub>-Umlage zu betrachten, spielt die höhere Rechtssicherheit der Steuerlösung eine wichtige Rolle.

## 4 FINANZWISSENSCHAFTLICHE ASPEKTE (FIFO KÖLN)

Zahlreiche Fragestellungen der finanzwissenschaftlichen Analyse sind schon im Rahmen des Designs der drei Ecklösungen angesprochen und - im Rahmen der Kurzstudie - beantwortet worden. Im Folgenden werden einige weitere Aspekte aufgegriffen, die aus finanzwissenschaftlicher Perspektive wichtig bzw. erhellend sein können, um die Eigenschaften der Ecklösungen näher bewerten zu können. Dabei werden wir uns auch hier darauf beschränken, erste und zuweilen unvollständige Hinweise zu liefern. Für integrierte makro- und energieökonomisch Analysen bietet die Kurzstudie nicht das Forum. So sollen unsere Hinweise in erster Linie Anhaltspunkte dafür liefern, in welchen Bereichen sich eine vertiefte Analyse der Ecklösungen (oder vorstellbarer Weiterentwicklungen) lohnen könnte.

### 4.1 Sektorale Belastungswirkungen

Wer trägt welche Lasten? Wer wird entlastet durch die Abschaffung der EEG-Umlage? Diese Frage ist nicht nur für die (potenzielle) politische Akzeptanz des EEG-Status quo und der betrachteten drei Ecklösungen von Bedeutung; sie verweist auch auf entstehende oder verschwindende wirtschaftliche Probleme, wenn einzelne Bereiche über Gebühr belastet werden bzw. es schon sind.

Will man den Status quo der EEG-Umlage und die drei so unterschiedlichen Optionen, mit denen deren Ablösungen simuliert wird, hinsichtlich ihrer Verteilungswirkung auf die großen volkswirtschaftlichen Sektoren vergleichen, ergibt sich das Problem, dass keine der zugreifbaren Datenquellen alle Teilsektoren für alle Finanzierungsquellen in gleicher Weise abbilden kann. Zu lösen ist diese Aufgabe nur auf der sehr hoch aggregierten Ebene, die Tabelle 4-1 bietet.

Modell		Private Haushalte und Staat	Industrie, GHD, sonstige Unt.
EEG-Umlage	Status quo	50 %	50 %
Option 1	Leistungs- Umlage	ca. 55 %	ca. 45 %
Option 2	CO <sub>2</sub> -Steuer	57 %	43 %
Option 3	USt-Erhöhung	100 %	0 %
	Solid-Zuschlag	mind. 70 %	max. 30 %

**TABELLE 4-1: SEKTORALE LASTENVERTEILUNG DER FINANZIERUNGSOPTIONEN**

Quelle: BDEW, StBA, BMF. Datenjahre: 2014-2016. Eigene Berechnungen.

In dieser Betrachtung werden schon merkliche Unterschiede deutlich, andere Unterschiede fallen zunächst durch dieses Raster.

So fällt auf, dass keine der Alternativen genau die (zufällige) 50-50-Verteilung der EEG-Umlage zwischen privaten Haushalten und Staat<sup>1</sup> auf der einen und dem Unternehmenssektor (inkl. Land- und Forstwirtschaft) auf der anderen Seite trifft. Alle Alternativen belasten private Haushalte und Staat stärker als die EEG-Umlage, allerdings in sehr unterschiedlichem Maße. Bei den Optionen 1 und 2 wird kommt es nur zu einer sehr moderaten Mehrbelastung von Haushalten und Staat. Am deutlichsten ist die Umverteilung bei einer Umsatzsteuerfinanzierung. Eine komplette Belastung des Staates und der privaten Haushalte ist insofern zwingend, als Unternehmen über den Vorsteuerabzug mittelfristig keine Umsatzsteuerlasten tragen können.

Andere sektorale Umverteilungseffekte hingegen werden in dieser Darstellung noch nicht deutlich. Insbesondere auf die Belastung für den Verkehrssektor muss ein separater Blick geworfen werden. Im Status quo und bei Option 1 wird der Verkehrssektor über seinen *Stromverbrauch* belastet. Da Bahnstrom regulär in den Genuss der 80-prozentigen Ermäßigung bei der EEG-Umlage kommt, ist die Belastung in dem ansonsten vom Straßengüterverkehr dominierten, d.h. heute noch „stromarmen“ Sektor allenfalls maßvoll. Auch in der Option 3 (Solidarzuschlag) wird der Verkehrssektor etwa proportional im Ausmaß seines steuerbaren wirtschaftlichen Erfolges herangezogen, d.h. nicht überdurchschnittlich im Vergleich zu anderen Wirtschaftszweigen. Anders sieht es bei der CO<sub>2</sub>-Steuer aus; sie wird zu rund 22% von den Unternehmen (ohne deren Verkehre), 27% von privaten Haushalten und Staat (ohne deren Verkehre) und zu 50% vom Verkehr (privat und gewerblich) getragen. Hier kommt es zu einer erheblichen sektoralen Umverteilung zulasten des Verkehrs. Erst die Verteilung der von den Verkehren getragenen Abgaben auf die beiden Großsektoren in empirischen Verhältnis 60 (Haushalte und Staat) zu 40 (Unternehmen) führt zu den Belastungszahlen, die Tabelle 4-1 ausgewiesen werden.

Grundsätzlich ist festzustellen, dass eine wesentliche Umverteilung von finanziellen Lasten im Vergleich zum Status quo a priori kein Grund wäre, eine der betrachteten Optionen besser oder schlechter zu bewerten. Die gegenwärtige Lastenverteilung hat aus sich heraus keinen höheren Wert als manche alternative Anlastungen der Finanzierungspflichten. Unabhängig davon ist in der Regel von einer Voreingenommenheit zugunsten des Ausgangszustandes auszugehen (*status quo bias*), so dass ein überkommener Ist-Zustand eine höhere gesellschaftliche Akzeptanz genießt als andere Zustände (die objektiv mitunter vorziehbar wären). D.h. Veränderung als solche fällt gesellschaftlich schwer. In Bezug auf den Verkehr sei in diesem Kontext angemerkt, dass dies der einzige Bereich energetischer Treibhausgasemissionen ist, der in den letzten zehn Jahren nicht gesunken ist (vgl. Abschnitt 3.3).

Zudem gilt: Die Belastung des Unternehmenssektors durch Steuern, Abgaben und Umlagen ist immer als *vorläufig* anzusehen: In der finanzwissenschaftlichen Analyse können Unternehmen keine

---

<sup>1</sup> Der Staat wird in dieser Perspektive jeweils in seiner Funktion als Nachfrager von Energie- und anderen Gütern betrachtet; Ausgaben/ Belastungen werden nicht mit Einnahmen aus den betrachteten Abgaben (Optionen 2 und 3) konsolidiert.

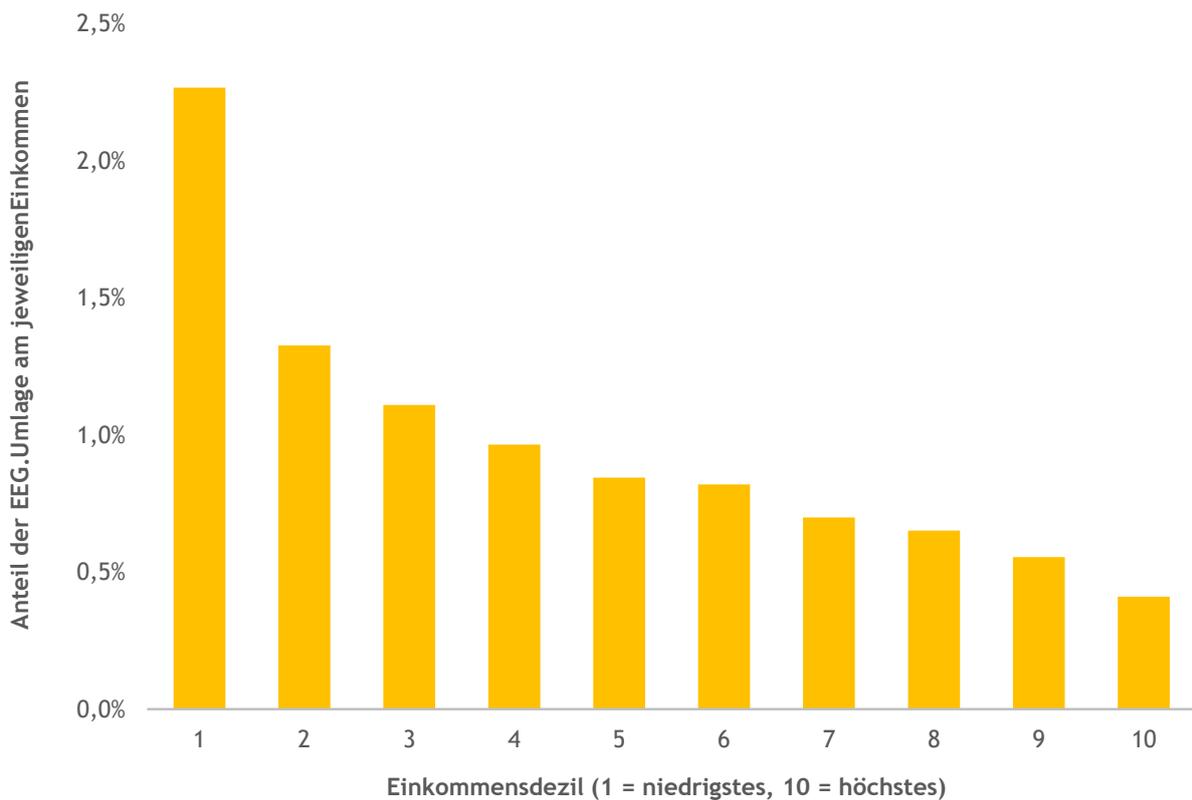
Steuerlasten *tragen*, sie können sie lediglich weiterwälzen. Ökonomische Lasten trägt nur, wer konsumiert und entsprechen Konsumverzicht erleiden kann. Das sind natürlich Personen; bei Unternehmen also Arbeitnehmer, Kapitaleigner und Kunden. Konsumverzicht durch Besteuerung erfolgt entweder bei unveränderte Aktivität durch geringere Entlohnungen der Faktoren Arbeit und Kapital bzw. über höhere Produktpreise. Oder der Konsumverzicht kommt bei abgabeninduzierten Verhaltensänderungen dadurch zustande, dass die Nachfrage nach den Produkten des besteuerten Unternehmens zurückgeht und auf diesem Wege die Faktoreinkommen und/oder Konsumnutzen sinken.<sup>1</sup> Dieser Hinweis stellt nicht die Berechtigung einer Besteuerung von Unternehmen infrage; zur Ergänzung der individuellen Kapitaleinkommensbesteuerung und zur Internalisierung externer Effekte ist es häufig sinnvoll, den Steuerzugriff bei den Unternehmen zu nutzen. Der Umstand aber, dass Unternehmen letztlich keine Steuerlasten tragen können, sollte in der Bewertung der Angemessenheit und „Gerechtigkeit“ ihrer Besteuerung bzw. Umlagenbelastung auch nicht unberücksichtigt bleiben. Wenn letztlich immer Menschen die finanziellen oder ökonomischen Wirkungen von Steuern zu tragen haben, wird es umso wichtiger, die interpersonalen Umverteilungswirkungen in den Blick zu nehmen.

## 4.2 Interpersonale Belastungswirkungen

Die wahrscheinlich größte politische Rolle spielen heutzutage bei die Bürger betreffenden Finanzierungslösungen die interpersonalen Verteilungswirkungen zwischen „Arm“ und „Reich“. Auch wenn das gewiss nicht das einzige Bewertungskriterium für „kleine“ Staatsfinanzierungsaufgaben sein sollte, ist bei einem Volumen von 27,4 Mrd. Euro im Jahr 2020 eine gewisse Schwerpunktsetzung beim Verteilungsthema durchaus angebracht. Abbildung 4-1 zeigt zunächst die zu erwartende interpersonale Belastungswirkung der gegenwärtigen EEG-Umlage, fortgeschrieben auf 2020. Die Einkommensgruppen sind auf zehn gleich große Dezile verteilt; beginnend mit dem ärmsten Einkommensdezil 1 und endend mit dem höchsten (Nr. 10). Deutlich wird, dass die gegenwärtige EEG-Umlage ein scharf regressives Verteilungsmuster aufweist: Je ärmer, desto höher der Einkommensanteil, der für der EEG-Umlage aufgebracht werden muss. Eine Abschaffung der EEG-Umlage ist damit verteilungspolitisch ein klarer Fortschritt.

---

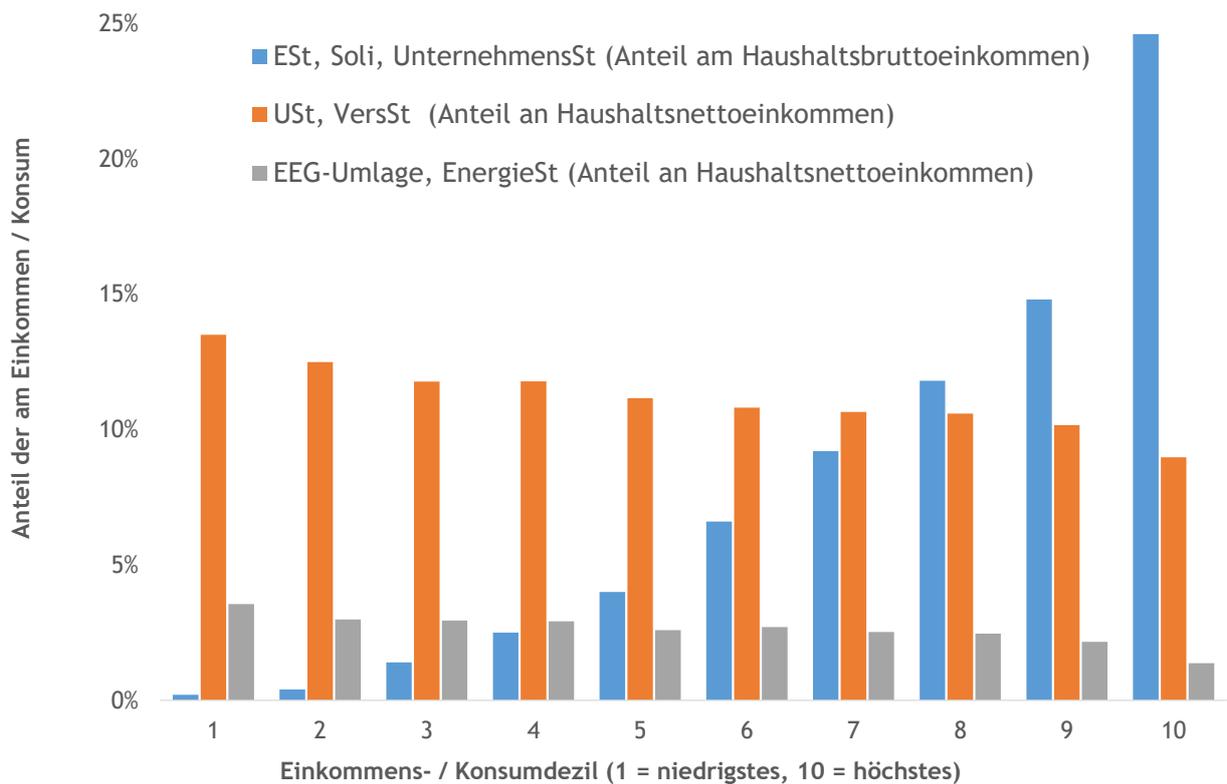
<sup>1</sup> Vgl. RWI/FiFo (2009).



**ABBILDUNG 4-1: INTERPERSONALE BELASTUNGSWIRKUNG DER EEG-UMLAGE, PROJEKTION 2020**

*Quellen: Bardt (2012; auf SOEP-Basis); StBA (2017), eigene Berechnungen.*

Wie sieht es mit den betrachteten Alternativen aus? Option 1 – die Fortentwicklung zur leistungs-basierten Umlage – kann hier nicht ohne weiteres dargestellt werden. Das Element eines Fixbe-trags der Finanzierung kommt gewissermaßen einer „Strom-Kopfsteuer“ gleich, die noch regres-siver wäre als die gegenwärtige EEG-Umlage. Allerdings lassen sich die Verteilungswirkungen von Option 1 nicht als rein proportional zur Anschlussanzahl betrachten; es zählt die *Anschlussgröße*. Größere Immobilien benötigen leistungsfähigere Anschlüsse, so dass – vereinfacht gesprochen – einkommensstärkere Haushalte i.d.R. auch größere Anschlüsse nutzen sollten. Andere Effekte werden hier aber ebenfalls eine wichtige Rolle spielen. So dürfte eine leistungs-basierte Umlage Ein-Personen-Haushalte stärker belasten als Mehr-Personen-Haushalte und Familien. Auch ist ein Land-Stadt-Gefälle insofern wahrscheinlich, als – bei gleichem Einkommen – in ländlichen Räu-men größere Immobilien genutzt werden als im städtischen Umfeld. Was schließlich die Anpas-sungsfähigkeit der Haushalte an eine leistungs-basierte Umlage angeht, ist zu erwarten, dass Ei-gentümerhaushalte in der Tendenz ihrer Anschlussgröße leichter auf das Umlagen-optimalen Maß anpassen können als Mieterhaushalte. Mieterhaushalte werden häufiger von dem sog. Mieter-Ver-mieter-Dilemma betroffen sein, das auch bei Energieeffizienzinvestitionen beobachtet wird. In diesem Fall kämen die Umstellungskosten einer Anschlussanpassung nicht demjenigen zugute, der diese Kosten konventionell zu tragen hat – dem Vermieter. So kann es zu ineffizienten Verzöge-rungen der Anpassungsinvestitionen kommen.



**ABBILDUNG 4-2: INTERPERSONALE BELASTUNGSWIRKUNGEN DER STEUERGRUPPEN**

Quellen: Bach, Beznoska, Steiner (2017), eigene Berechnungen.

Für die anderen Optionen 2 und 3 der alternativen EEG-Finanzierung lohnt ein Blick auf die Verteilungsmuster der gegenwärtigen Abgaben (Abbildung 4-2). Auch wenn diese gruppenmäßige Betrachtung (Basis 2015) nur grobe Hinweise vermitteln kann und nur hinsichtlich der *relativen* Belastungsprofile<sup>1</sup> zu bewerten sind, können tragfähige Tendenzaussagen getroffen werden:

- **Energieorientierte Abgaben sind klar regressiv.** Eine Umstellung der EEG-Umlage auf eine CO<sub>2</sub>-Steuer ist damit verteilungspolitisch kein großer Fortschritt.<sup>2</sup>
- **Konsumorientierte Abgaben sind schwach regressiv.** Eine Umstellung von der EEG-Umlage auf eine Umsatzsteuerfinanzierung ist damit verteilungspolitisch ein gewisser Fortschritt. Dabei darf allerdings nicht aus den Augen verloren werden, dass bei Umsatzsteuerbasierung der Haushaltssektor absolut einen höheren Finanzierungsanteil trägt (vgl. Abschnitt 4.1).
- **Einkommensorientierte Abgaben sind klar progressiv.** Für diejenigen, die eine Mehrbelastung der Einkommensstarken als verteilungspolitischen Fortschritt erachten, ist eine Umstellung von der EEG-Umlage auf eine Finanzierung durch den Solidaritätszuschlag verteilungspolitisch ein großer Fortschritt.

<sup>1</sup> Denn die absoluten Belastungen in Abbildung 4-2 beziehen sich auf die jeweils betrachteten Steuern, nicht nur auf die EE-Umfinanzierung.

<sup>2</sup> Wobei festzustellen ist, dass der Stromverbrauch (= EEG-Umlage) traditionell klar regressiv zulasten der armen Einkommensgruppen ist, während der Kfz-Treibstoffverbrauch eher einen „Mittelstandsbauch“ aufweist. Vgl. Bertenrath/Thöne (2008).

In dieser Perspektive wird auch unmittelbar ersichtlich, welchen Wert Mischlösungen wie die in Tabelle 3-4 skizzierte Kombination von einkommens- und konsumbasierter Refinanzierung haben können. Die Kombination aus Einkommens- und Konsumbasierung glättet die interpersonale Inzidenz; zugleich bleiben die Unternehmen partiell in der Pflicht. Der progressiv wirkende Umverteilungseffekt aus der Abschaffung der EEG-Umlage bleibt hier als wichtiger Erfolg.

### 4.3 Allokative Aspekte

Traditionell steht in der finanzwissenschaftlichen Analyse von Abgabenoptionen die allokativen Betrachtung mindestens ebenso hoch auf der Agenda wie die distributive Bewertung. Welchen verzerrenden Einfluss hat das Abgabensystem auf die Preismechanismen und damit auf die zentrale Verteilung knapper volkswirtschaftlicher Ressourcen auf diejenigen Verwendungen, in denen sie den Menschen den größten Nutzen spenden? Das Bestreben einer allokativ ausgerichteten Abgabepolitik geht dahin, solche Verzerrungen bei der Beschaffung der benötigten staatlichen Mittel möglichst klein zu halten oder bestehende Verzerrungen abzubauen.

Eine grundlegende allokativen Analyse würde den Rahmen der vorliegenden Kurzstudie sprengen; eine Reihe von Hinweisen auf der Basis etablierter finanzwissenschaftlicher Grundsätze hilft aber schon über ein gutes Stück der Strecke:

- *Die Abschaffung der EEG-Umlage hat eine starke allokativen Begründung:* In erster Linie ist die grundlegende Reform so wichtig, weil die Umlage die größte Hürde dafür darstellt, dass Preise im Stromsektor wieder ihre informativen und dadurch innovationsfördernden Funktionen ausüben können.
- *Allokativen Verzerrungen abzubauen ist besser, als nur zusätzliche zu minimieren:* Zwar ist letzteres die häufigere Aufgabe allokativen Abgabepolitik, doch bei Marktversagen kann Steuerpolitik die Allokation auch verbessern. Das ist dann der Fall, wenn sog. Externalitäten durch „Steuerpreise“ verursachergerecht internalisiert werden können. Unter den betrachteten Modellen kann die CO<sub>2</sub>-Steuer in Richtung einer solchen Allokationsverbessernden Abgabe wirken.
- *Breitere Bemessungsgrundlagen sind besser als schmale.* Diese allokativen Daumenregel besagt, dass die Nutzung niedriger Steuersätze bei breiter Steuerbasis besser, da weniger verzerrend ist, als hohe Sätze auf schmaler Bemessungsgrundlage. Das bestätigt noch einmal den frühen Ausschluss der speziellen Verbrauchsteuern des Bundes. Unter den betrachteten Modellen spricht das Argument in der Tendenz gegen den Status quo und Option 1 und für die Ausprägungen von Option 3.

- **Besser Konsum als Einkommen besteuern.** Dieser Merksatz ist nur gültig in bestimmten historischen Konstellationen, nicht grundsätzlich. Er passt aber durchaus, wenn Einkommen wie in Deutschland heute auf der Entstehungsseite merklich höher besteuert wird als auf der Verwendungsseite und wenn zugleich Einkommensströme beim Steuerzugriff sehr viel elastischer („flüchtiger“) reagieren als Konsumströme. In unserer Betrachtung hilft diese Regel bei der Differenzierung der Ausgestaltungsmöglichkeiten der Option 3 (Soli oder USt); sie spricht eher für ein höheres Gewicht der Umsatzsteuer.
- **Besser unelastisches als elastischen Verhalten besteuern.** Diese allgemeine Erkenntnis steckt auch hinter dem „Spezialfall“ der vorangegangenen Daumenregel. Und hinter der berühmten Inverse-Elastizitäten-Regel: Je stärker sich ein Verhalten dem Steuerzugriff entziehen kann, desto weniger soll es besteuert werden. Je immobilier aber ein Verhalten ist, desto höher solle es besteuert werden - denn es kann sich kaum durch Verhaltensänderungen anpassen. In unserer Betrachtungen ist die Regel besonders für Option 1 wichtig: Indem die leistungsorientierte Umlagengestaltung fixe Beträge etabliert, erhalten die Umlagen einen partiellen „Kopfsteuer-Status“. Diese Steuerform ist das allokativpolitische Optimum, da die Steuerform keine Verhaltensänderungen induziert. (Verteilungspolitisch dagegen ist dieses Element, wie gezeigt, problematisch).

Eindeutige Aussagen für oder gegen einzelne Option lassen aus der allokativen Betrachtung nicht ziehen. Die Beurteilungsmaßstäbe für das hergekommene Rechtswerk sprechen aber in der Tendenz zugunsten der Alternativen zur EEG-Umlage.

#### 4.4 EEG-Finanzierung im Bundeshaushalt

Die Optionen 2 und 3 mit einer steuerlichen Refinanzierung der EEG-Umlage bringen es mit sich, dass die Mittel als Einnahmen und Ausgaben über den Bundeshaushalt laufen. Dies würde, rein äußerlich, eine merkliche Veränderung des Haushalts bewirken. Das Volumen des in den Ressort-einzelplänen veranschlagten Haushalts stiege, nimmt man die Vorausschätzungen des aktuellen Finanzplans für 2020 (BMF 2017), von 309 Mrd. Euro um knapp neun Prozent auf 336,4 Mrd. Euro.<sup>1</sup> Noch deutlicher wird die Veränderung, wenn man den Planausgaben der einzelnen Ressorts die EEG-Ausgaben an die Seite stellt, wie dies in Abbildung 4-3 wiederum für 2020 umgesetzt ist.

Zur Verdeutlichung sind in der Abbildung die bekannten 27,4 Milliarden Euro EEG-Finanzierung noch keinem Ressort zugeschlagen, wie es in der Praxis gemacht würde. Als „Einzelplan“ wird die EEG-Finanzierung nur vom Bundesministerium für Arbeit und Soziales sowie vom Verteidigungsministerium übertroffen. Die beiden Einzelpläne, in denen die EEG-Finanzierung letztlich gebucht werden könnte, erscheinen vergleichsweise klein: BMWi mit 7,7 Mrd. Euro und BMUB mit 4,2 Mrd. Euro veranschlagtem Ausgabevolumen für das Jahr 2020 (farbig hervorgehoben in Abbildung 4-3).

<sup>1</sup> Neben den Ressort-einzelplänen im Umfang von 309 Mrd. Euro sieht der Finanzplan für 2020 noch finanzwirtschaftliche Ausgaben für Schuldendienst, Sondervermögen, Globalposten etc. vor; so dass die gesamten Bundesausgaben mit 349,4 Mrd. Euro veranschlagt werden.

Das Ministerium, bei dem die EEG-Finanzierung letztlich ressortiert, würde im Bundeshaushalt mit einem Schlag zum drittgrößten Einzelplan.

Eine solche Betrachtung der finanziellen „Größe“ der Ressorts überzeichnet aber den Wandel, den eine Budgetierung des EEG tatsächlich mit sich brächte. Da es sich bei allen im vorliegenden Gutachten betrachteten Optionen lediglich um Umfinanzierungen einer heute bestehenden, durch die neue Finanzierung annahmegemäß unveränderten staatlichen Aufgabe handelt, ändert sich faktisch kaum etwas im Verhältnis der Ressorts zueinander oder auch am politischen Einfluss des Ressorts, durch dessen Einzelplan die EEG-Mittel fließen. Das lässt sich gut am größten Einzelplan des Bundeshaushalts illustrieren, dem für Arbeit und Soziales. Der größte Posten in diesem Einzelplan im Haushalt 2017 ist mit 25% der „Zuschuss des Bundes an die allgemeine Rentenversicherung“, dicht gefolgt vom „Zusätzlichen Zuschuss des Bundes an die allgemeine Rentenversicherung“ mit 17,4%. Übertragen auf den Finanzplan 2020 wären dies allein für diese beiden größten Zuschüsse 37,3 und 26,0 Mrd. Euro. Insgesamt plant der Bund für 2020 Rentenversicherungsleistungen von 99,9 Mrd. Euro aus dem Bundeshaushalt zu leisten.<sup>1</sup> Transferintensive Einzelpläne sind naturgemäß größer als die Pläne solcher Ressorts, die mehr mit anderen, regulativen oder einnahmeseitigen Instrumenten arbeiten. Da gilt heute für das BMAS mit den umfangreichen Sozialtransfers, ebenso gälte es dann für BMWi bzw. BMUB mit den voluminösen EEG-Subventionen.

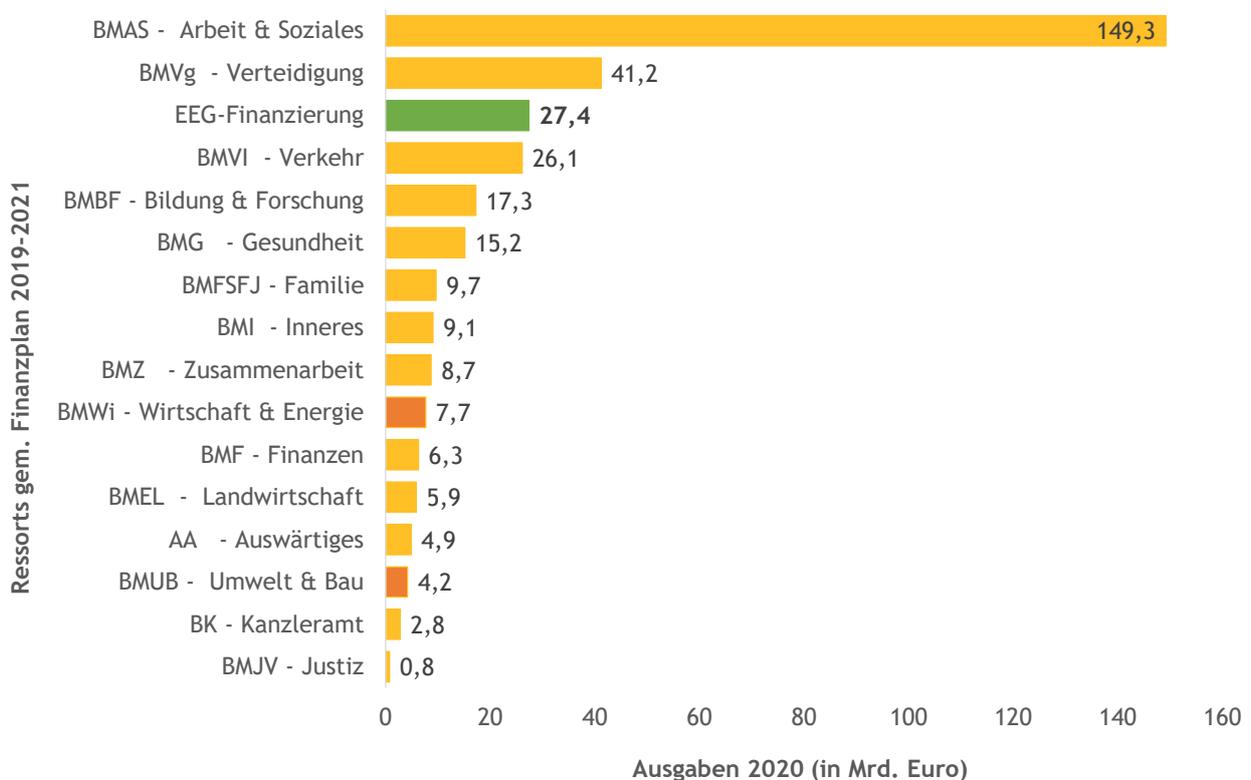


ABBILDUNG 4-3: EEG-FINANZIERUNG IM BUNDESHAUSHALT 2020

Quelle: BMF (2017), eigene Berechnungen.

<sup>1</sup> Vgl. BMF (2017), Finanzbericht 2018, S. 24.

Auch wenn sich mit einer Integration der EEG-Finanzierung in den Bundeshaushalt materiell weniger ändern würde als es den ersten Anschein hat, hätte die Budgetierung aus prinzipiellen Gründen deutliche Vorteile. Mancher würde sogar sagen, diese Integration ist längst überfällig.

Denn dass eine staatliche Aufgabe des Bundes mit einem Transfervolumen von heute 24 Mrd. Euro und 27,4 Mrd. Euro im Jahr 2020 *nicht* im Bundeshaushalt geführt wird, ist ein Zustand, den man als Verletzung mehrerer Prinzipien des Haushaltsgrundsätzegesetzes und der Bundeshaushaltsordnung ansehen kann. Zwar wird mit der gegenwärtigen EEG-Umlage nicht *formal* gegen diese beiden Regelwerke verstoßen, wohl aber – so kann man argumentieren – gegen den Geist und Normzweck des Gesetzes und der Haushaltsordnung:<sup>1</sup>

- **Grundsatz der Einheit und Vollständigkeit** (Artikel 110 Absatz 1 Satz 1 GG): Alle Einnahmen und Ausgaben sind in den Haushaltsplan einzustellen. Primärer Sinn dieses Grundsatzes ist es, dass der Bundestag als Vertreter des Souveräns das „Königsrecht“ des gesetzlichen Haushaltsbeschlusses in *einem* integrierten Akt vollzieht und alle damit beschlossenen Aufgaben in diese Gewichtung legitimiert.
- **Das Bruttoprinzip** (§ 12 HGrG, § 15 Absatz 1 BHO): Einnahmen und Ausgaben sind grundsätzlich in voller Höhe und getrennt voneinander zu veranschlagen. Ein „Nettobudget“ würde nie ein vollständiges Bild der Haushaltswirtschaft zeigen. Im Falle einer vollständigen Verrechnung gleich hoher Einnahmen und Ausgaben würden finanzielle Vorgänge völlig unsichtbar werden. Mit der extrabudgetären Einnahmen- und Ausgabengestaltung des gegenwärtigen EEG ist gewissermaßen ein Maximum an Unsichtbarkeit erreicht.
- **Der Grundsatz der Einzelveranschlagung** (§ 12 Absatz 4 HGrG, § 17 Absatz 1 BHO): Einnahmen sind nach dem Entstehungsgrund, Ausgaben und Verpflichtungsermächtigungen nach Zwecken getrennt zu veranschlagen. Je stärker und detaillierter der Grundsatz der Einzelveranschlagung beachtet wird, desto stärker sind auch die Einflussmöglichkeiten des Parlaments auf die Gestaltung des Haushaltsplans sowie die Bindung der Verwaltung im Rahmen des Haushaltsvollzugs.

Zudem kann man anführen, dass ein „unsichtbares“ Transferprogramm dieses Volumens dem ungeschriebenen - materiellen Gebot der *Haushaltswahrheit* und dem Gebot der *Haushaltsklarheit* zuwiderläuft. Hinter diesen Transparenzgeboten steht letztlich das Demokratieprinzip. Das EEG ist in seiner gegenwärtigen Form natürlich nicht „undemokratisch“. Aber der Demokratie sehr viel angemessener wäre es, dieses Programm im Volumen von neun Prozent des Bundeshaushaltes auch in diesem darzustellen und es jedes Jahr wieder mit dem Haushaltsbeschluss zu legitimieren.

---

<sup>1</sup> BMF (2015), S. 10 ff.

Jenseits dieser grundsätzlichen Erwägungen hätte die Integration der EEG-Finanzierung in den Bundeshaushalt auch zu Folge, dass die Modernisierungsmaßnahmen des Haushaltswesens, die gegenwärtig schrittweise umgesetzt werden, perspektivisch auch der Förderung Erneuerbarer Energien zugutekämen. So wurde im Frühjahr 2017 eine große Spending Review des Zyklus 2016/2017 abgeschlossen, die den Politikbereich Klima/Energie zum Gegenstand hatte, konkret den Teilbereich der Förderpolitik des Bundes zugunsten kommunaler Empfänger. Eine interministerielle Arbeitsgruppe und der darüber stehende Lenkungsausschuss sind in diesem neuartigen Format der Verbesserung der Wirkungsorientierung finanzwirksamer Maßnahmen zu zahlreichen integrierten Empfehlungen und Beschlüssen zur Effektivierung und Effizienzsteigerung der klimapolitischen Maßnahmen des Bundes im kommunalen Bereich gekommen. Auch das EEG könnte von einer derartigen Spending Review, so der Eindruck des mit dem Format vertrauten Beobachters, durchaus deutlich profitieren.

Mit einer Budgetierung des EEG im Bundeshaushalt würde die Maßnahme auch in den Subventionsbericht des Bundes aufgenommen werden. Was oben zu der Frage angeführt wurde, dass das EEG eigentlich schon längst in den Bundeshaushalt gehöre, kann sinngemäß auf den Subventionsbericht übertragen werden. Hier wäre die quantitative Irritation zum Zeitpunkt der erstmaligen Integration gewiss noch größer: Der aktuelle 26. Subventionsbericht (BMF 2017) weist für 2017 ein Gesamtvolumen der Finanzhilfen und Steuervergünstigungen des Bundes von 24,8 Mrd. Euro aus – die mit dem EEG in im selben Jahr ausgeglichenen Differenzkosten liegen bei knapp 24,0 Mrd. Euro. Für das Jahr 2020 wäre bei stetiger Subventionsentwicklung zu erwarten, dass das EEG allein die Summe alle anderen dargestellten Subventionen des Bundes übertrifft. Aber auch hier gilt: Diese quantitativen Änderungen sind zunächst einmal nur Äußerlichkeiten; materiell bliebe vorerst alles beim Alten.

Perspektivisch wären auch die Subventionspolitischen Leitlinien der Bundesregierung anzuwenden (Beschluss des Bundeskabinetts vom 28. Januar 2015), die u.a. verlangen,<sup>1</sup>

- dass (neue) Subventionen nur gewährt werden, wenn sie sich gegenüber sonstigen Maßnahmen als das am besten geeignete, auch unter Kosten-Nutzen-Aspekten effiziente Instrument darstellen,
- dass die Subventionen nachhaltig sind;
- dass Ziele der Finanzhilfen werden in einer Form festgehalten, die eine Erfolgskontrolle ermöglicht;
- dass alle Subventionen grundsätzlich regelmäßig in Bezug auf den Grad der Zielerreichung sowie auf Effizienz und Transparenz evaluiert werden.

---

<sup>1</sup> Vgl. BMF (2017), Sechszwanzigster Subventionsbericht, S. 13f.

Für die Förderung der Erneuerbaren Energien ist eine Umsetzung dieser auf Wirksamkeit und Effizienz ausgerichteten Leitlinien eine gute Gelegenheit, Nutzen und Angemessenheit der Maßnahmen öffentlich zu diskutieren und darzulegen. Angesichts des Volumens der EEG-Förderung und -Finanzierung ist eine stringente Anwendung anspruchsvoller Kriterien im Zweifelsfall die beste Methode, fundiert und differenziert der Kritik zu begegnen, die ein so „teures“ Förderprogramm gleichsam automatisch anzieht.

## 5 ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE ASPEKTE (EWI ER&S)

Die energiewirtschaftliche Analyse des vorliegenden Kurzgutachtens gliedert sich in zwei Teile. Im ersten Teil werden die Auswirkungen der drei in Abschnitt 3 dargestellten Finanzierungsoptionen aus theoretischer Perspektive diskutiert und die möglichen energiewirtschaftlichen Effekte nachvollzogen. Hierbei stehen vor allem der Strom- und der Wärmesektor im Mittelpunkt der Betrachtung. Die hier darlegten Auswirkungen sind als Tendenzen und verallgemeinerte Effekte zu verstehen, und sie beziehen sich grundsätzlich auf den allgemeinen Rahmen für die Energiemärkte in Deutschland. Die Ausführungen sind exemplarisch für die jeweils benannten Verbraucherklassen; angesichts der Komplexität des aktuellen Gesetzesrahmens sowie der Heterogenität der jeweiligen Ausgangssituation können einzelne Verbraucher innerhalb der Verbraucherklassen auch je anders von den Finanzierungsoptionen betroffen sein.

Im zweiten Teil wird an konkreten Fallbeispielen gezeigt, wie sich die veränderten Strom- und Energiepreise auf Investitionsentscheidungen verschiedener Verbraucher auswirken. Die Fallbeispiele sind explizit als Überschlagsrechnungen zu verstehen, die die möglichen Auswirkungen einer alternativen EEG-Finanzierung veranschaulichen sollen. Sie vergleichen jeweils eine elektrische mit einer gasbetriebenen Anlage, wobei sie explizit keine Analyse der optimalen Investition unter Berücksichtigung aller alternativen Technologieoptionen darstellen. Die illustrativen Beispiele geben Auskunft über die Richtung der dynamischen Effekte, die sich aus einer möglichen Umstellung der EEG-Finanzierung ergeben würden, auch hinsichtlich der entsprechenden Innovationsanreize. Der Vollständigkeit halber sei angemerkt, dass die Analyse von volkswirtschaftlichen Folgen, die mit der Umverteilung der Kosten der EE-Staatsgarantien einhergehen, zum Beispiel hinsichtlich Wirtschaftswachstum oder Arbeitslosigkeit, kein Gegenstand dieses Kurzgutachtens ist.

## 5.1 Allgemeine Überlegungen

### 5.1.1 Auswirkungen auf den Arbeitspreis für Strom

Derzeit wird die Finanzierung der EE-Subventionen als verbrauchsbasierte Umlage auf den Strompreis (in kWh) umgesetzt. Ein Wegfall der verbrauchsbasierten EEG-Umlage auf den Strompreis (in kWh) Umlage würde den Arbeitspreis von Strom für alle Verbraucher reduzieren, insbesondere für solche, die derzeit nicht das Privileg eines Entlastungstatbestands genießen. Die Wettbewerbssituation von elektrischer Energie würde sich im Vergleich zu anderen Energieträgern relativ verbessern. Für Haushalte würde er beispielsweise bei allen drei Refinanzierungsoptionen um 23% sinken (vgl. Abbildung 5-1, 5-2, 5-3).

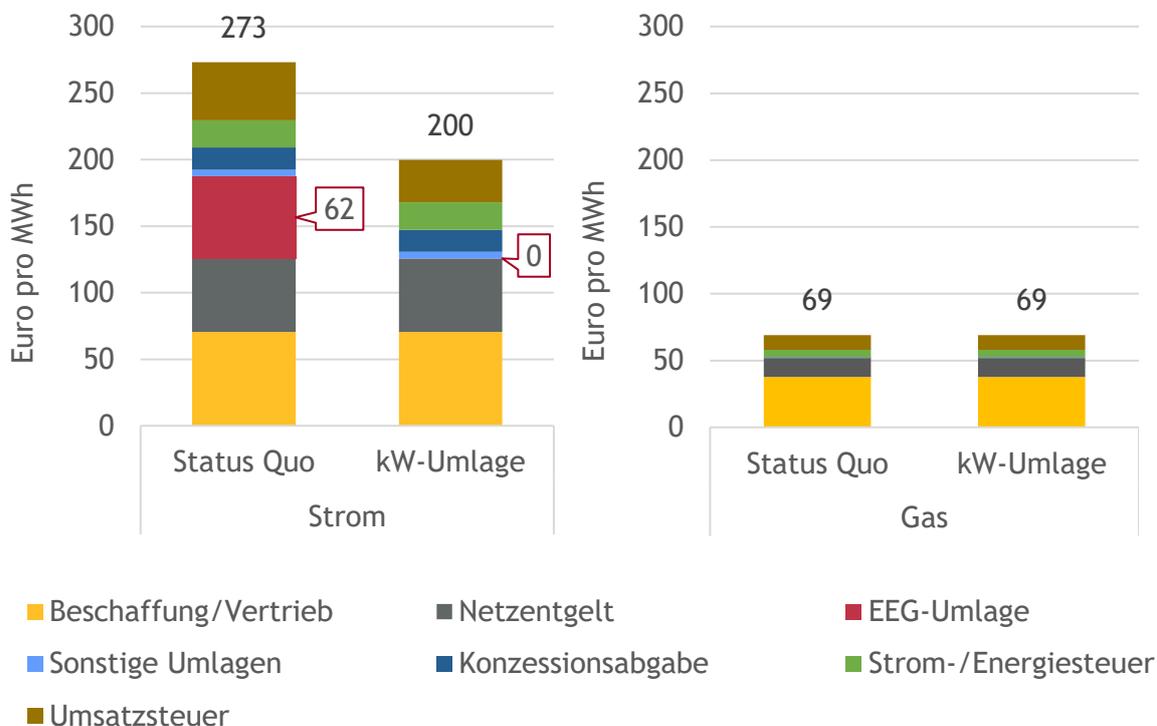
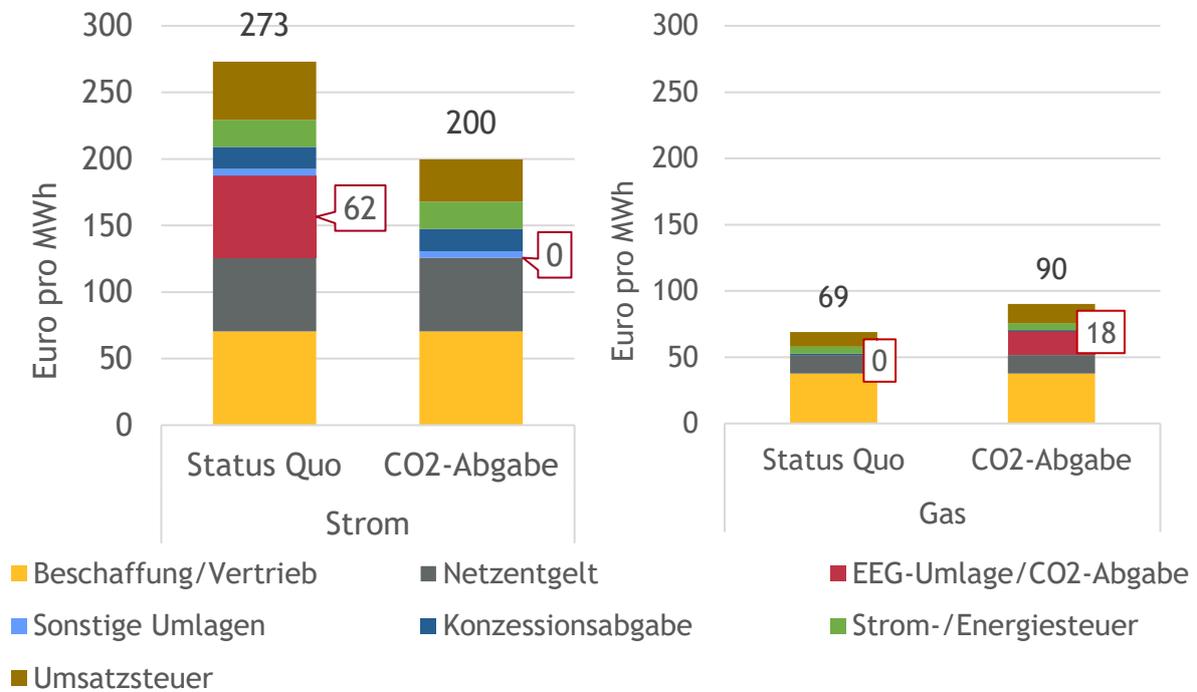


ABBILDUNG 5-1: STROMPREIS UND GASPRES FÜR HAUSHALTE 2015 MIT UND OHNE KW-UMLAGE (OPTION 1)

Quelle: BDEW Strompreisanalyse November 2016; BNetzA Monitoringbericht 2016; Gesetze und Verordnungen zur Festlegung von Steuern, Umlagen und Abgaben.

Von den drei skizzierten Optionen hat die in Abschnitt 3.3 beschriebene CO<sub>2</sub>-Abgabe den größten Einfluss auf die Wettbewerbssituation von elektrischer Energie. Grund hierfür ist, dass sie zwei sich verstärkende Effekte auf die Energiepreise mit sich bringt: eine Senkung des Arbeitspreises für Strom durch den Wegfall der EEG-Umlage - und zusätzlich noch die Belastung fossiler Energieträger durch die CO<sub>2</sub>-Abgabe. Die in Abbildung 5-2 dargestellte Größenordnung der Effekte auf Haushaltspreise hängt von der konkreten Ausgestaltung einer CO<sub>2</sub>-Abgabe ab und ist in dieser Betrachtung besonders hoch, da es sich um die Ecklösung einer Abgabe nur auf Sektoren außerhalb

EU ETS handelt. Während die Strompreise für Haushalte um 23% sinken, steigen die Gaspreise um 43%. Für fossile Brennstoffe mit einem höheren CO<sub>2</sub>-Ausstoß wie Kohle, Öl oder Kraftstoff könnte der Anstieg sogar noch deutlicher ausfallen.<sup>1</sup>



**ABBILDUNG 5-2: STROMPREIS UND GASPRESIS FÜR HAUSHALTE 2015 MIT UND OHNE CO<sub>2</sub>-ABGABE (OPTION 2)**

Quelle: BDEW Strompreisanalyse November 2016; BNetzA Monitoringbericht 2016; Gesetze und Verordnungen zur Festlegung von Steuern, Umlagen und Abgaben; eigene Berechnungen.

Die konkreten Effekte auf die relativen Energiepreise variieren von Verbraucher zu Verbraucher (Vgl. Abbildung 5-3). Für einen unter dem heutigen EEG privilegierten Stromverbraucher verändert sich der Strompreis durch den Wegfall der EEG-Umlage nur geringfügig. Nimmt dieser Verbraucher gleichzeitig am EU ETS teil, verändern sich für ihn auch die Brennstoffpreise nicht, da die CO<sub>2</sub>-Abgabe hier annahmegemäß nur außerhalb des EU ETS erhoben wird. Anders ist der Effekt für Verbraucher, die weder hinsichtlich der EEG-Umlage privilegiert sind, noch in den Bereich des EU ETS fallen. Diese Verbraucher sehen sich geringeren Strompreisen und höheren Preisen für fossile Brennstoffe gegenübergestellt. Abbildung 5-3 stellt hier die Auswirkungen einer Ecklösung der CO<sub>2</sub>-Abgabe für Sektoren außerhalb des EU ETS dar. Sollten die EU ETS-Sektoren mit in die EEG-Finanzierung einbezogen werden, würden sich die Effekte auf verschiedene Verbraucher einander annähern.

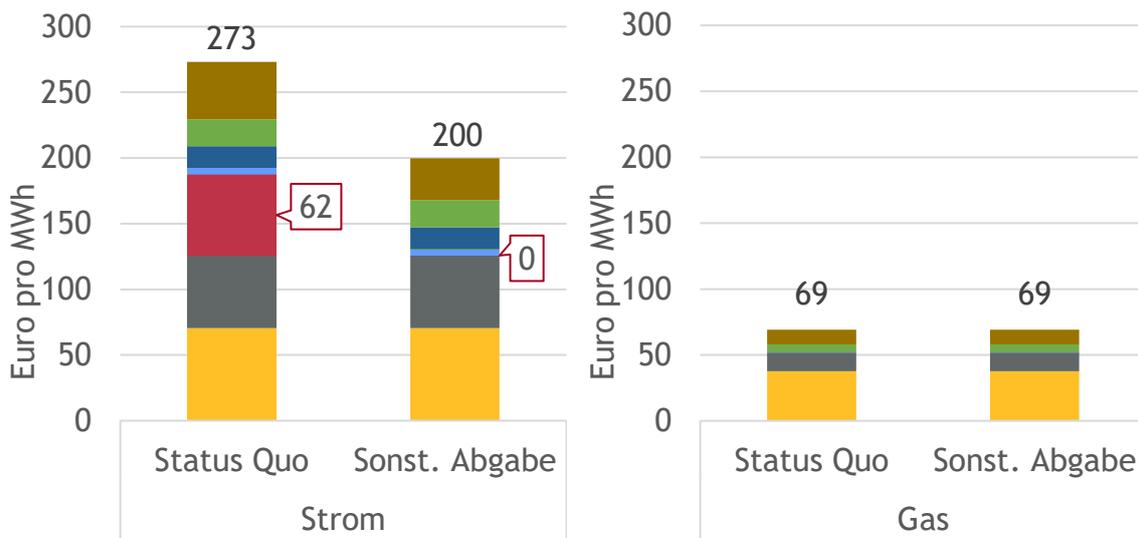
<sup>1</sup> Allerdings sind Diesel und Benzin bereits relativ stark durch die Energiesteuer belastet, sodass der relative Anstieg durch eine CO<sub>2</sub>-Abgabe unter Umständen geringer ausfallen könnte.

	Sektoren im EU ETS		Sektoren außerhalb des EU ETS	
Energieträger	EEG privilegiert	EEG nicht privilegiert	EEG privilegiert	EEG nicht privilegiert
Netzstrom	Leicht günstiger	Günstiger	Leicht günstiger	Günstiger
Fossile Brennstoffe	Unverändert	Unverändert	Teurer	Teurer
Erneuerbare Energien	Unverändert	Unverändert	Unverändert	Unverändert

ABBILDUNG 5-3: STATISCHE AUSWIRKUNGEN EINER CO<sub>2</sub>-ABGABE NACH VERBRAUCHERTYP

Aus einer solchen Veränderung der Preisstellung sollten sich Impulse für die Stromnachfrage ergeben. Auch wenn zu erwarten ist, dass eine Steigerung des Verbrauchs kurzfristig, das heißt im bestehenden Anlagenpark, eher mäßig ausfallen dürfte, könnte es langfristig zu stärkeren Reaktionen kommen. Das wäre vor allem dann der Fall, wenn durch den geringeren Strompreis kleinere durch größere elektrische Anlagen, oder Anlagen, die heute andere Energiequellen verwenden, durch elektrische Anlagen ersetzt werden würden. Insbesondere würde die Abschaffung der EEG-Umlage also auch eine weitere Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr begünstigen.

Eine Abgabe, die ohne jeden Energiebezug konzipiert wäre, würde sich analog zu einer leistungs-basierten Umlage auf den Arbeitspreis von Strom auswirken. Die EEG-Umlage fällt weg, wodurch der Strompreis sinkt - im Falle der Haushalte um 23% (Abbildung 5-4). Die Preise der anderen Energieträger bleiben unverändert.



**ABBILDUNG 5-4: STROMPREIS UND GASPRESIS FÜR HAUSHALTE 2015 MIT UND OHNE NICHT-ENERGIEBEZOGENE ABGABE (OPTION 3)**

Quelle: BDEW Strompreisanalyse November 2016; BNetzA Monitoringbericht 2016; Gesetze und Verordnungen zur Festlegung von Steuern, Umlagen und Abgaben.

In dieser Option kann die Frage der Refinanzierung Bedeutung erlangen, sofern die Mehrwertsteuer betroffen ist. Sollte nämlich der Wegfall der EEG-Umlage mit einer Erhöhung der Mehrwertsteuer einhergehen, entsteht trotz des fehlenden Energiebezugs eine leichte Rückwirkung auf die Energiepreise: Bei einer Erhöhung der Mehrwertsteuer um 2,0 Prozentpunkte, wie in Abschnitt 3.3 vorgeschlagen, steigt der Strompreis von 200 auf 203 Euro pro MWh und der Gaspreis von 69 auf 70 Euro pro MWh. Dies betrifft nur die Haushaltspreise.

### 5.1.2 Einsatzverhalten

Voraussichtlich würde ein geringerer Arbeitspreis von Strom in der kurzen Frist, das heißt ohne Berücksichtigung von Innovationstätigkeit, nur zu einer mäßig höheren Stromnachfrage führen, da Stromverbraucher ihre Nachfrage nur innerhalb des gegebenen Anlageparks anpassen können. Stromnachfrage ist daher kurzfristig relativ preisunelastisch. Liu (2004) schätzt für die OECD-Länder eine kurzfristige Preiselastizität von -0,03 für Haushalte und Gewerbe und -0,013 für Industrier Verbraucher, das heißt, eine Senkung des Strompreises um 20% würde sich nur in einem Anstieg

der Nachfrage von 0,6% bzw. 0,26% bemerkbar machen<sup>1</sup>. Auch ist nicht davon auszugehen, dass der gesunkene Arbeitspreis für Strom die Verbraucher in erheblichem Maße zu verschwenderischerem Umgang mit diesem Energieträger veranlasst, allein schon deshalb, weil der Arbeitspreis mit 20 €ct pro kWh immer noch hoch bleiben würde.

Von dem zusätzlichen Vorteil von Strom in Option 2 werden sich in der kurzen Frist vermutlich keine ausgeprägten zusätzlichen Impulse für die Stromnachfrage ergeben, da in den betroffenen Verbrauchergruppen nur sehr eingeschränkte Möglichkeiten zur direkten Substitution fossiler Brennstoffe durch elektrische Energie bestehen dürften. Hierfür wären in aller Regel Investitionen in entsprechende elektrische Anlagen erforderlich.

### 5.1.3 Investitionsverhalten (Anwendungstechnologien)

Auch wenn also zu erwarten ist, dass eine Steigerung des Stromverbrauchs kurzfristig ohne Anpassung der Anlagen eher mäßig sein dürfte, könnte es langfristig zu stärkeren Reaktionen kommen. Langfristig erhöht sich die Preiselastizität (laut der o.g. Studie beispielsweise auf -0,157 für Haushalte und Gewerbe bzw. -0,044 für Industrieverbraucher), vor allem weil Verbraucher in neue Anlagen investieren können; sprich, weil bereits bestehende elektrische Anlagen durch größere bzw. weniger effiziente Anlagen oder Anlagen auf Basis anderer Energieträger durch elektrische Anlagen ersetzt werden können. Auch könnte von gesunkenen Industriestrompreisen (außerhalb der entlasteten Sektoren) grundsätzlich ein Impuls für wirtschaftliches Wachstum ausgehen, in deren Folge zusätzliche Investitionen getätigt werden. Insgesamt würde ein stärkerer Anreiz entstehen, elektrische oder teil-elektrische Anlagen zu erwerben. Zudem würde die nicht unbedeutliche Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung der Höhe der EEG-Umlage aus dem Investitionskalkül der Stromverbraucher entfallen. Gerade im Bereich der industriellen Stromverbraucher würde diese Maßnahme die Investitionssicherheit für strombezogene Investitionen am Standort Deutschland verbessern.

Allerdings bestehen hinsichtlich dieser dynamischen Effekten wesentliche Unterschiede zwischen der Wirkungsweise der drei betrachteten Ecklösungen für eine alternative Refinanzierung der EEG-Differenzkosten.

So ist bei Option 1 zusätzlich zu berücksichtigen, dass nunmehr die Anschlussleistung kostspielig ist. Eine EEG-Umlage, die auf die Anschlussleistung (in kW) anstelle des Stromverbrauchs (in kWh) verteilt wird, wirkt wie eine kurzfristig unveränderliche Grundgebühr. Es entsteht also ein Anreiz, die Anlagenstruktur im Verbrauch und bei der Eigenversorgung mit Elektrizität so anzupassen, dass die Anschlussleistung so klein wie möglich gehalten werden kann. Der Anreiz, in der vorhandenen Anlagenstruktur mehr Strom zu verbrauchen, übersetzt sich also nicht eindeutig in einen Anreiz zusätzliche, oder weniger effiziente (und dafür preisgünstigere) Geräte einzusetzen. Denn

---

<sup>1</sup> Bei Annahme einer konstanten Preiselastizität.

das zusätzliche Gerät oder der geringere Wirkungsgrad würden jeweils einen höheren Leistungsbedarf voraussetzen. Zudem könnte sich sogar ein Anreiz beispielsweise zum Ersetzen eines elektrischen Kochfelds durch einen gasbetriebenen Herd ergeben, was die Stromnachfrage weiter senken würde. Auch eine Ausweitung des elektrischen Anlagenparks, beispielsweise durch Wärmepumpen oder Ladestationen für E-Mobile würde, ceteris paribus, weniger attraktiv werden. Trotz des gesunkenen Endverbraucherpreises für elektrische Energie würden von der Umstellung auf eine leistungsorientierte Umlage vermutlich also keine besonderen Anreize für eine vermehrte Verwendung elektrischer Anwendungstechnologien anstatt fossil betriebener Geräte ausgehen, beispielsweise im Wärmesektor. Hintergrund ist, dass die Installation solcher zusätzlicher elektrischer Anlagen zusätzlichen Leistungsbedarf auslösen, bzw. eine ansonsten mögliche Verringerung der Anschlussleistung verhindern könnte. Somit sind die Kosten für die Anschlussleistung als Opportunitätskosten einer derartigen Investition zu berücksichtigen.

Insgesamt gibt es also in dieser Option, trotz gesunkenem Stromarbeitspreis, auch verschiedene dämpfende Effekte auf den Stromverbrauch. Die Umstellung der EEG-Umlage von Arbeits- auf Leistungspreis zieht also nicht notwendigerweise einen grundsätzlichen positiven Impuls für die Stromnachfrage nach sich. Der Nettoeffekt ist ohne tiefer gehende empirische Betrachtungen nicht zu bestimmen.

Bei einer CO<sub>2</sub>-Abgabe (Option 2) wiederum entstehen diesem Fall keine gegenläufigen Effekte durch die verteuerte Anschlussleistung, so dass die vermuteten Elastizitäten voll durchschlagen könnten. Gleichzeitig entsteht durch die CO<sub>2</sub>-Abgabe eine höhere Belastung für Anlagen, die auf fossilen Brennstoffen basieren. Langfristig sind dadurch zusätzliche Impulse für Ersatzinvestitionen in Anlagen mit geringeren CO<sub>2</sub>-Emissionen zu erwarten. Mit einer CO<sub>2</sub>-Abgabe, die nicht auf Strom erhoben wird, verbessert sich zudem die Wettbewerbsfähigkeit von elektrischen Anlagen außerhalb des EU-ETS. Es ist also davon auszugehen, dass der - momentan eher rückläufige - Anteil der Elektrizität im Endenergieverbrauch (2016: 20,3% laut AGEB) sich wieder erhöhen würde. Dieser Anreiz wäre aufgrund der dort derzeit relativ geringeren Energiesteuern vermutlich stärker im Wärmesektor, und dort wohl stärker beim emissionsintensiveren Öl als beim Erdgas. Die gleiche Logik gilt im Grundsatz auch für Investitionsentscheidungen im Verkehr, voraussichtlich aber mit einem geringeren Einfluss, da dort Brennstoffe bereits heute sehr viel stärker als in der Wärme besteuert werden, und Brennstoffkosten hier ohnehin einen geringeren Anteil an den Lebenszykluskosten eines Fahrzeugs haben (Vgl. ADAC 2017). Insgesamt würde die Stromnachfrage bei dieser Option also langfristig vermutlich zunehmen.

Bei Option 3 entstehen keine zusätzlichen energiewirtschaftlich relevanten Effekte über die Senkung des Arbeitspreises hinaus- weder aus der Belastung der Leistung wie in Option 1 noch aus der Belastung von Wettbewerbsenergieträgern wie in Option 2. Höchstens, wenn das EEG durch eine Erhöhung der Mehrwertsteuer finanziert würde, könnten sich die Effekte auf die Stromnachfrage voraussichtlich geringfügig mindern. Ferner verbessert sich, wie bei der CO<sub>2</sub>-Abgabe, der Anreiz,

den Endenergieverbrauch von anderen Energieträgern durch strombetriebene Anlagen zu ersetzen, allerdings nicht in demselben Maße, da die fossilen Energieträger in dieser Variante keine zusätzliche (relative) Belastung erfahren.

Zusätzliche Effekte auf die Stromnachfrage könnten resultieren, wenn die gewählte Art der Refinanzierung der EEG-Umlage aus dem Staatshaushalt Rückwirkungen auf das allgemeine Wirtschaftsgeschehen, und damit auch auf den Energieverbrauch hat. Diese können je nach Ausgestaltung sowohl positiv als auch negativ sein. Insgesamt sind die Auswirkungen einer nicht-energiebezogenen Abgabe auf die Stromnachfrage daher ohne vertiefende Analysen nicht abschließend einzuschätzen; mindestens ein relatives Wachstum gegenüber anderen Endenergieträger ist jedoch zu erwarten.

#### **5.1.4 Investitionsverhalten (Eigenerzeugung)**

Durch die Reduzierung des Arbeitspreises verliert Eigenerzeugung grundsätzlich gegenüber dem Bezug von Netzstrom an Attraktivität, besonders solche Eigenerzeugung, die derzeit nicht, oder nur teilweise, mit der Zahlung der EEG-Umlage belastet wird. Ein steigender Stromgroßhandelspreis in Folge einer gestiegenen Stromnachfrage ist vor allem in Option 2 längerfristig denkbar und würde diesen Effekt teilweise kompensieren. Allerdings ist auf absehbare Zeit nicht zu erwarten, dass diese Kompensation auch nur annähernd die Größenordnung der aktuellen EEG-Umlage erreichen könnte.

Zusätzliche energiewirtschaftlich relevante Effekte sind bei Option 1 und Option 2 zu berücksichtigen. So könnten bei einer leistungsorientierten EEG-Umlage (Option 1) bestimmte Technologien für die Eigenerzeugung, insbesondere KWK, eine vermehrte Nachfrage erfahren; nämlich wenn sie die Möglichkeit böten, Anschlussleistung zumindest teilweise zu ersetzen, sprich: wenn die Eigenerzeugungsanlage (weitgehend) grundlastfähig zur Verfügung stünde. Dabei würden dann komplexe Überlegungen zum minimalen Redundanzbedarf an fremdbezogener elektrischer Leistung eine wichtige Rolle spielen. Der Nettoeffekt ist wiederum unklar, außer für Anlagen, die nicht grundlastfähig sind wie beispielsweise Photovoltaik. Für letztere ist, ceteris paribus, von einem verringerten Anreiz für die Anwendung solcher Anlagen zur Eigenversorgung auszugehen. Der letztgenannte Effekt würde noch verstärkt, wenn die Umlage, anders als für Abbildung 5-1 angenommen, nicht nur auf die Entnahme- sondern auch auf die Einspeiseleistung berechnet werden würde.

Eine CO<sub>2</sub>-Abgabe (Option 2) verändert die Anreize zur Eigenerzeugung mit bisher von der EEG-Umlage befreiten Anlagen; die konkreten Auswirkungen wären fallspezifisch. Wie bei einer leistungsorientierten Umlage wird durch die Reduzierung des Arbeitspreises von Netzstrom Eigenerzeugung gegenüber Netzstrom weniger attraktiv. Hinzu kommt, dass durch eine CO<sub>2</sub>-Abgabe Anlagen auf Basis fossiler Brennstoffe in Nicht-EU ETS-Sektoren belastet werden. Insgesamt ist zu erwarten, dass weniger in Eigenerzeugung investiert wird. Anlagen zur Eigenversorgung würden wegen des gesunkenen Strompreises relativ an Attraktivität verlieren, einschließlich solcher mit KWK.

### 5.1.5 Innovationsanreize

Die von den unterschiedlichen Refinanzierungsoptionen ausgehenden Innovationsanreize folgen im Wesentlichen der veränderten Attraktivität bestimmter Investitionsmöglichkeiten. Grundsätzlich reduziert ein niedrigerer Arbeitspreis von Strom ceteris paribus die Nachfrage nach stromsparenden Technologien. Ferner würde ein gesunkener Arbeitspreis für Strom den Anreiz schaffen, vermehrt in flexible Anlagen zu investieren, welche flexibel auf den Strompreis reagieren können, bspw. teilelektrische Anwendungen in der Wärme oder Speichertechnologien. Da aber die Stromarbeitspreise auch nach einer solchen Umstellung aufgrund der verbleibenden Belastungen beispielsweise durch Netzentgelte und Stromsteuer immer noch vergleichsweise hoch wäre, sollten die marginalen Effekte des gesunkenen Arbeitspreises für Strom nicht überschätzt werden.

Besonderheiten ergeben sich vor allem bei der leistungs-basierten Umlage (Option 1). Die Erhöhung des Leistungspreises schafft hier einen Anreiz für Technologien, die es dem Verbraucher ermöglichen, seinen Anschluss möglichst klein zu halten und gleichmäßig auszulasten. Daraus könnten sich Impulse einerseits für Anwendungstechnologien mit geringem Leistungsbedarf (höherer Wirkungsgrad) oder auf Basis anderer Energieträger wie v.a. Erdgas ergeben. Auch Technologien, welche die dezentrale (zeitliche) Flexibilität erhöhen wie etwa Smart-Home-Technologien, Batterien und andere Speicher, sowie Demand-Side-Management-Technologien (DSM), könnten hier von profitieren.

Bei der CO<sub>2</sub>-Abgabe entstünden hingegen andere zusätzliche Anreize. Hier käme es vermutlich vermehrt zu Innovationen im Bereich verbrauchsarmer Gas-, Kohle- und Ölanlagen und Fahrzeuge. Die anderweitige Refinanzierung des Staatshaushalts (Option 3) schließlich wirkt im Wesentlichen wie die CO<sub>2</sub>-Abgabe. Die Effekte sind aber weniger stark ausgeprägt, weil fossile Energieträger bei dieser Option nicht zusätzlich belastet werden.

### 5.1.6 Auswirkungen auf die Infrastruktur

Die Auswirkungen der Finanzierungsoptionen auf die Netze hängen wesentlich von dem jeweils induzierten Investitionsverhalten ab. Am klarsten können dabei die Vermutungen zur Wirkung der CO<sub>2</sub>-Abgabe (Option 2) formuliert werden. Der zu erwartende Anstieg dezentraler Stromanwendungen bei gleichzeitiger Verdrängung fossiler Brennstoffe würde einen zusätzlichen Druck auf den Ausbau der Stromnetze, insbesondere der Verteilnetze bewirken. Die Auslastung der bestehenden Gasnetze würde hingegen vermutlich tendenziell zurückgehen.

Die Umstellung von verbrauchsbasierter auf leistungs-basierte EEG-Umlage (Option 1) würde voraussichtlich andersartige Rückwirkungen auf die Stromnetze haben. Die Verminderung der Anschlussleistung und der verbesserte Anreiz zu netzdienlichen Investitionen auf Verbraucherebene könnten den Netzausbaubedarf reduzieren, insbesondere in den Verteilnetzen. Dies würde umso

mehr gelten, wenn auch bei der Erhebung (und Wälzung) der Netzentgelte zunehmend auf Leistung und nicht, wie bislang, weitgehend auf elektrische Arbeit abgestellt werden würde.

### 5.1.7 Energiewirtschaftliche Verteilungswirkungen

Insgesamt sind die Verteilungseffekte einer Umstellung der EEG-Umlage sehr komplex und hängen von etlichen Gestaltungsparametern ab. Die drei betrachteten Ecklösungen unterscheiden sich allerdings deutlich in den zu vermutenden Tendenzen.

Die Einführung einer leistungs-basierte EEG-Umlage (Option 1) würde - bei ansonsten identischen Verbrauchern - dazu führen, dass derjenige eine geringere Last an der leistungsbezogenen Umlage trüge, der seine Anschlussleistung gleichmäßiger auslasten kann, also einen höheren Quotient von Verbrauch zu Anschlussleistung vorweisen bzw. eine solche Gleichmäßigkeit durch (vergleichsweise einfache) investive Maßnahmen herstellen kann. Stromverbraucher, die ein ungleichmäßiges Lastprofil vorweisen, werden demgegenüber durch eine solche Umlage vergleichsweise höher belastet werden. Im Allgemeinen wird davon ausgegangen, dass Haushalte eher zu Letzteren gehören, während Unternehmen tendenziell über höhere Auslastungsgrade ihrer Stromanschlüsse verfügen. Bei einer linearen Ausgestaltung der Umlage könnte es also zu einer Verschiebung von der (nicht von der EEG-Umlage entlasteten) Industrie zu den Haushalten kommen. Hier ist jedoch stets auch der Einzelfall zu betrachten, vor allem mit Blick auf die Möglichkeiten zur Veränderung des Bedarfs an Anschlussleistung. Die hier unterstellte Linearität des Umlageschlüssels und die zukünftige Gestaltung der EEG-Entlastungsregeln würden bei dieser Option also besondere Diskussionspunkte werden.

Ebenso würde Option 1 Mehrpersonenhaushalte relativ entlasten und Single-Haushalte relativ belasten, da die Anschlussleistung nicht linear mit der Anzahl der Haushaltsmitglieder ansteigt. Politisch könnte dieser Aspekt besondere Herausforderungen bergen.

Eine CO<sub>2</sub>-Abgabe, die nur die Sektoren außerhalb des EU ETS umfasst (Option 2), verschiebt Belastungen von den Stromverbrauchern zu den Verbrauchern fossiler Brennstoffe. Besonders stark wären beispielsweise Haushalte betroffen, die mit Öl und Kohle heizen. Auch brennstoffintensive Unternehmen, die nicht unter den EU ETS fallen, wären potentielle Verlierer; es sei denn, es würden Entlastungstatbestände analog zur Besonderen Ausgleichsregelung des EEG geschaffen werden. Auch der Verkehrssektor würde insgesamt stärker als bisher belastet werden. Verbraucher mit einem hohen Verkehrsbedarf würden relativ benachteiligt werden. Hier ist interessant, dass Flüge (EU-ETS; hier also nicht zusätzlich belastet) gegenüber Fahrten im konventionellen PKW (hier zusätzlich belastet) im Vergleich günstiger werden könnten.

Die energiewirtschaftliche Analyse der CO<sub>2</sub>-Abgabe wird getrieben von der Annahme, dass die Abgabe nur auf Emissionen außerhalb des EU ETS anfällt. Wenn es sich anstelle dessen um eine übergreifende Abgabe, zum Beispiel in Form eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises handeln würde, würden die

aufgezeigten Effekte abgeschwächt: Der Wegfall der EEG-Umlage würde zum Teil durch Erhöhung des Stromgroßhandelspreises in Folge der CO<sub>2</sub>-Abgabe kompensiert.<sup>1</sup> Analog würde auch eine Einbeziehung der nicht-energetischen Emissionen die Auswirkungen mildern. Insofern sei an dieser Stelle noch einmal ausdrücklich auf den Charakter der betrachteten Optionen als zugespitzte Ecklösungen verwiesen.

Bei Option 3 schließlich profitieren alle Stromverbraucher vom Wegfall der EEG-Umlage, auch die derzeit privilegierten Abnehmer (diese allerdings nur in geringem Umfang). Wer die Verlierer einer solchen Umfinanzierung sind, entscheidet sich außerhalb des Energiesektors und hängt von der konkreten Ausgestaltung der nicht-energiebezogenen Abgabe ab.

### 5.1.8 Zusätzliche Aspekte

#### Auswirkungen auf Großhandelspreis Strom und Differenzkosten

Die Auswirkungen der verschiedenen Finanzierungsoptionen auf den Stromgroßhandelspreis, und damit mittelbar auch auf die EEG-Differenzkosten, sind aufgrund der Komplexität der Zusammenhänge ohne eine integrierte Modellbetrachtung nicht abschließend zu klären.

Eine mittel- und langfristig steigende Stromnachfrage, wie sie unter den verschiedenen Finanzierungsoptionen durchaus möglich ist, würde aller Voraussicht nach zu einem Anstieg des Börsenstrompreises führen. Da auf absehbare Zeit nur solche Anlagen zur Ausweitung des Angebots zur Verfügung stehen (nämlich: Erdgas), deren Grenzkosten höher sind, als die derzeit zumeist marginalen Kraftwerke, ist davon auszugehen, dass ein solcher Effekt vergleichsweise persistent wäre. Der erhöhte Börsenstrompreis würde alle Stromverbraucher treffen, wobei der relative Effekt (an den Gesamtausgaben) in der energieintensiven Industrie am höchsten wäre.

Ein höherer Börsenstrompreis könnte, in Abhängigkeit u.a. von der zeitlichen Struktur der Veränderung, die Differenzkosten der EEG-Finanzierung senken. Die Verteilungswirkung der Reduktion der EEG-Differenzkosten hängt von der gewählten Gestaltung der Refinanzierung ab: In Option 1 (leistungsorientierte Umlage) würden die Stromverbraucher gemäß ihrer Anschlussleistung entlastet; der Nettoeffekt ist unklar. In Option 2 (CO<sub>2</sub>-Abgabe) würde der Endenergieverbrauch fossiler Brennstoffe weniger belastet; es käme also zu einer Rückverschiebung in den Stromsektor und dort vor allem zur energieintensiven Industrie. Schließlich würde Option 3 (kein Energiebezug der Abgabe) dazu führen, dass die Vorteile aus den gesunkenen EEG-Differenzkosten dem Staat zu Gute kommen würden.

---

<sup>1</sup> Vgl. EWI (2017).

### **Auswirkungen auf den CO<sub>2</sub>-Preis im EU ETS und THG-Emissionen**

Auch die Auswirkungen auf den Preis von EU ETS-Zertifikaten sowie auf nationale und europäische THG-Emissionen sind ohne quantitative Systemanalyse nicht bestimmbar. Grundsätzlich gilt, dass eine Verschiebung von Endenergieverbrauch aus den Nicht-EU ETS-Sektoren in den vom EU ETS erfassten Stromsektor die Emissionen auf europäischer Ebene senken sollte, sofern die Emissionsobergrenze (Cap) im EU ETS nicht nach oben hin angepasst wird. Der CO<sub>2</sub>-Preis im EU ETS würde entsprechend vermutlich ansteigen. Hieraus würden sich komplexe inter-nationale (Verschiebungen von Emissionen zwischen den Mitgliedsstaaten der EU) und inter-temporale (Verschiebungen von Emissionen zwischen Zukunft und Gegenwart) ergeben.

Für die nationalen Emissionen wäre der Effekt aufgrund dieser komplexen Zusammenhänge also nicht eindeutig. Zudem würde der Rückgang der Emissionen im Nicht-EU ETS-Sektor zumindest teilweise durch einen Anstieg der Emissionen im EU ETS-Sektor (erhöhte konventionelle Stromproduktion in Deutschland zur Deckung der gestiegenen Stromnachfrage) kompensiert werden. Der Nettoeffekt auf die nationalen Gesamtemissionen ist also unklar. Bezieht man die Betrachtung allerdings nur auf die Nicht-EU ETS-Sektoren, so sollten in diesem Fall die deutschen Emissionen eindeutig sinken.

Wie dargestellt, ist die Verschiebung von Endenergieverbrauch in den Stromsektor am wahrscheinlichsten bei Option 2 (CO<sub>2</sub>-Abgabe), da diese nicht nur Impulse für eine Elektrifizierung, sondern auch für eine Verschiebung hin zum direkten Einsatz von erneuerbaren Energien setzt. Option 3 (nicht-energiebezogene Abgabe) wirkt in abgeschwächter Form ähnlich, während Option 1 (leistungsbasierten Umlage) diesen Effekt unter Umständen konterkariert.

### **Rolle von begrenzt rationalem Verhalten und Präferenzen**

Die bisherige Analyse basiert auf dem Verständnis, dass Investitionsentscheidungen vorrangig auf Grundlage ökonomischer Anreize getroffen werden, die von Energie- und Leistungspreisen ausgehen. Auf die begrenzte Lenkungswirkung dieser Preise im Verkehrssektor ist bereits hingewiesen worden. Zudem spielen, vor allem bei Haushalten, häufig auch nicht-monetäre Faktoren eine wichtige Rolle bei Investitionsentscheidungen, zum Beispiel eingeschränkte Information, verzerrte Einschätzung von Diskontraten, oder auch ökologisches Bewusstsein und Prestige/soziale Anerkennung. Weiterhin sind Aspekte wie Bequemlichkeit in der Anwendung und Umstellung, oder auch Trägheit gegenüber Veränderungen von Bedeutung.

### **Volkswirtschaftliche Auswirkungen**

Die Finanzierungsoptionen können Effekte auf die wirtschaftliche Entwicklung und die Einkommen der Verbraucher haben. Diese könnten auf die Nachfrage nach Strom und anderen Energieträgern zurückwirken und damit die in diesem Kurzgutachten beschriebenen Effekte maßgeblich verändern. Für eine umfassende Betrachtung wäre die Verwendung eines quantitativen, integrierten Simulationsmodells („Integrated assessment model“, IAM) erforderlich.

## 5.2 Fallbeispiele

Im diesem Abschnitt wird an konkreten Fallbeispielen<sup>1</sup> gezeigt, wie sich die unter den drei untersuchten Finanzierungsoptionen veränderten Strom- und Gaspreise (Endenergie) auf Investitionsentscheidungen verschiedener Verbraucher auswirken. Hierbei werden nur die statischen Veränderungen der Verteilung der EEG-Differenzkosten berücksichtigt. Dynamische Veränderungen von Energiepreisen, die im vorangegangenen theoretischen Abschnitt angesprochen worden sind, müssen hier aus Gründen der Vereinfachung unberücksichtigt bleiben. Hierzu zählen etwa Veränderungen des Börsenstrompreises durch ein geändertes Stromnachfrageverhalten oder Rückwirkungen auf die Höhe der Umlage durch veränderte Anschlussleistungen (Option 1) oder ein verändertes Verbrauchsverhalten (Optionen 2 und 3).

### 5.2.1 Beheizung Einfamilienhaus

Das erste Fallbeispiel untersucht, wie sich die Entscheidung der Besitzer eines teilsanierten Einfamilienhauses (Baujahr 2005) für eine Wärmepumpe (Erdwärme) oder für einen Gasbrennwertkessel unter den Finanzierungsoptionen verändert. Tabelle 5-1 zeigt die Annahmen zu den technischen und wirtschaftlichen Parametern der beiden Investitionsoptionen. Eine Wärmepumpe hat wesentlich höhere Investitionskosten als ein Gasbrennwertkessel, ist allerdings in den jährlichen Betriebskosten (ohne Energiekosten) günstiger. Zudem hat eine Wärmepumpe wegen des höheren Wirkungsgrads einen geringeren Endenergiebedarf.<sup>2</sup>

**TABELLE 5-1: TECHNISCHE UND WIRTSCHAFTLICHE ANNAHMEN VON WÄRMEPUMPE UND GASBRENNWERTKESSEL**

	Wärmepumpe	Gasbrennwertkessel
Investitionskosten	6.973 Euro	1.641 Euro
Betriebskosten	61 Euro pro Jahr	195 Euro pro Jahr
Jährlicher Verbrauch	2.739 kWh pro Jahr	8.531 kWh pro Jahr
Lebensdauer	20 Jahre	20 Jahre
Zinssatz	0,75%	0,75%

*Quelle: Modellannahmen ewi ER&S, KfW-Förderprogramm 151.*

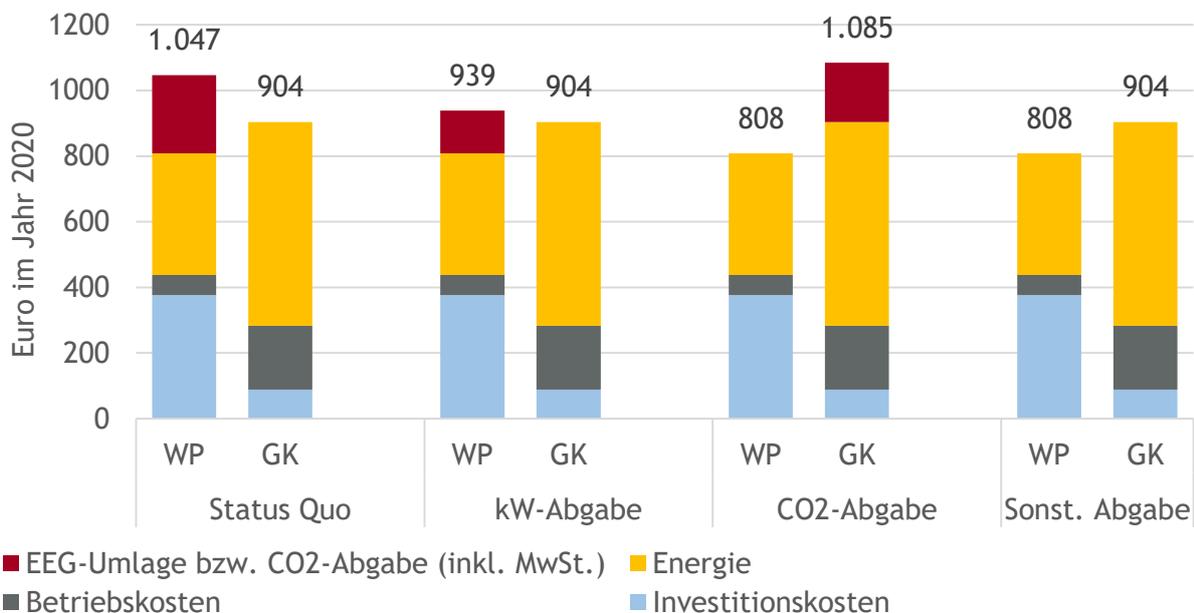
Abbildung 5-5 stellt die Investitionsentscheidungen zwischen beiden Technologieoptionen unter dem Status Quo einer verbrauchsbasierten EEG-Umlage im Vergleich zu den drei Finanzierungsalternativen (vereinfachend) dar. Der hohe Wirkungsgrad der Wärmepumpe gleicht die im Vergleich

<sup>1</sup> Für die indikativen Überschlagsrechnungen werden die Energiepreise von 2020 über die Lebensdauer der Anlagen als konstant angenommen. Die Investitionskosten werden bei konstantem Zinssatz der Kapitalkosten über die Lebensdauer verteilt. Die Betriebskosten variieren nicht.

<sup>2</sup> Insb. bei älteren Gebäuden im Bestand könnten weitere Umbaumaßnahmen, zum Beispiel der Einbau einer Fußbodenheizung, für die Nutzung einer Wärmepumpe notwendig werden. Für das Fallbeispiel wird davon ausgegangen, dass diese Art von Zusatzinvestitionen nicht nötig ist.

zum Gaspreis höheren Stromkosten im Status Quo aus; die Energiekosten sind für beide Technologien etwa gleich hoch. Durch die höheren Investitionskosten ist die Wärmepumpe aber - trotz durch die KfW extrem verminderten Zinssätze - im Status Quo teurer. Eine rationale Investitionsentscheidung würde (unter den getroffenen Annahmen) also zu Gunsten des Gasbrennwertkessels ausfallen.

Unter einer leistungsbezogenen Umlage fällt die aktuelle EEG-Umlage zwar weg, es ist jedoch davon auszugehen, dass der Stromanschluss um die Anschlussleistung der Wärmepumpe von 4,35 kW vergrößert werden muss. Die Kosten für eine Wärmepumpe sinken hier zwar, sie bleibt aber die teurere Technologie.<sup>1</sup> Unter einer CO<sub>2</sub>-Abgabe bzw. einer sonstigen nicht-energiebezogenen Abgabe kehrt sich - durch den Wegfall der EEG-Umlage - die Entscheidung zu Gunsten der Wärmepumpe um. Wie im theoretischen Abschnitt beschrieben, ist die beschriebene Veränderung zum Status Quo bei einer Umstellung auf eine CO<sub>2</sub>-Abgabe in besonderem Maße ausgeprägt.



**ABBILDUNG 5-5: INVESTITIONSENTSCHEIDUNG WÄRMEPUMPE VERSUS GASBRENNWERTKESSEL**

Quelle: BDEW Strompreisanalyse November 2016; BNetzA Monitoringbericht 2016; Gesetze und Verordnungen zur Festlegung von Steuern, Umlagen und Abgaben; eigene Berechnungen.

Das dargestellte Ergebnis hängt stark vom gewählten Zinssatz ab. Für die Berechnungen wird von einem subventionierten KfW-Zinssatz von 0,75% über die Lebensdauer der Anlage ausgegangen. Es ist anzumerken, dass dieser Zinssatz bereits einen verzerrenden staatlichen Eingriff darstellt. Ein höherer Zinssatz würde dazu führen, dass die Investitionskosten stärker ins Gewicht fielen. Bei einem Zinssatz von beispielsweise 4% wäre eine Wärmepumpe unter einer sonstigen Abgabe ohne Energiebezug leicht teurer als ein Gasbrennwertkessel; unter einer CO<sub>2</sub>-Abgabe bliebe sie in dieser Rechnung immer noch die günstigere Option.

<sup>1</sup> Kosten für die Anschlussvergrößerung sind hier nicht berücksichtigt, würden die getroffene Aussage aber noch verstärken.

Das Fallbeispiel geht implizit von einer Einheit von Eigentümer und Nutzer aus. In der Realität gibt es häufig einen Interessenskonflikt zwischen dem Eigentümer, der die Investitionskosten, und dem Nutzer, der die Energiekosten trägt. Das führt regelmäßig dazu, dass beide Kostenarten nicht gleichwertig abgewogen werden und die Entscheidung in der Regel zu der Option mit den geringeren Investitionskosten tendiert.

### 5.2.2 KWK-Erzeugung im mittelständischen Unternehmen

Als weiteres Fallbeispiel soll ein mittelständisches Unternehmen betrachtet werden, das unter der derzeitigen EEG-Umlage nicht privilegiert ist. Dieses Unternehmen kann eine große gasbetriebene KWK-Anlage installieren oder sich für eine kleinere gasbetriebene KWK-Anlage entscheiden, die zusätzlich über einen Heizstab verfügt, um die benötigte Wärme zu Spitzenlastzeiten bereitzustellen. Tabelle 5-2 zeigt die angenommenen technischen und wirtschaftlichen Parameter für beide Optionen. Das Fallbeispiel ist so konstruiert, dass die Leistung und die erzeugte Wärme beider Anlagen gleich sind. Da die kleinere KWK-Anlage plus Heizstab insgesamt weniger Strom erzeugt, wird angenommen, dass die Differenz der Stromerzeugung aus dem Netz bezogen wird. Die KWK-Anlage ist pro Kilowatt Leistung in der Anschaffung und in den Betriebskosten teurer als der Heizstab. Die größere Anlage ohne Heizstab benötigt mehr Gas, dafür aber keinen zusätzlichen Netzstrom. Durch den höheren Wirkungsgrad des Heizstabes wird insgesamt Energie eingespart.

**TABELLE 5-2: TECHNISCHE UND WIRTSCHAFTLICHE ANNAHMEN FÜR KWK-ANLAGE MIT ODER OHNE HEIZSTAB**

	KWK-Anlage plus Heizstab	KWK-Anlage
Leistung	KWK-Anlage: 866 kW_th Heizstab: 90 kW_th	KWK-Anlage: 956 kW_th
Investitionskosten	KWK-Anlage: 1.004.040 Euro Heizstab: 1.240 Euro	KWK-Anlage: 1.108.386 Euro
Betriebskosten	11.778 Euro pro Jahr	13.002 Euro pro Jahr
Jährlicher Netzbezug	Gas: 3.620.816 kWh pro Jahr Strom: 50.148 kWh pro Jahr	Gas: 3.675.676 kWh pro Jahr
Jährlicher Bedarf	Wärme: 2.000.000 kWh pro Jahr Strom: 1.360.000 kWh pro Jahr	Wärme: 2.000.000 kWh pro Jahr Strom: 1.360.000 kWh pro Jahr
Volllaststunden	2.275 Stunden	2.092 Stunden
Lebensdauer	12 Jahre	12 Jahre
Zinssatz	6%	6%

Quelle: Fraunhofer IFAM et al. (2014), Modellannahmen ewi ER&S, eigene Berechnungen.

Abbildung 5-6 zeigt die Investitionsentscheidung zwischen beiden Technologieoptionen: unter jeder Finanzierungsalternative ist die kleinere KWK-Anlage mit Heizstab günstiger. Der Wegfall der

EEG-Umlage hat keinen bedeutenden Einfluss, da beide Optionen durch sie belastet sind. Eigen-erzeugung aus neuen KWK-Anlagen wird mit der Einführung des EEG 2014 nicht mehr von der EEG-Umlage befreit.<sup>1</sup> Damit treiben die Anschaffungskosten die Investitionsentscheidung.

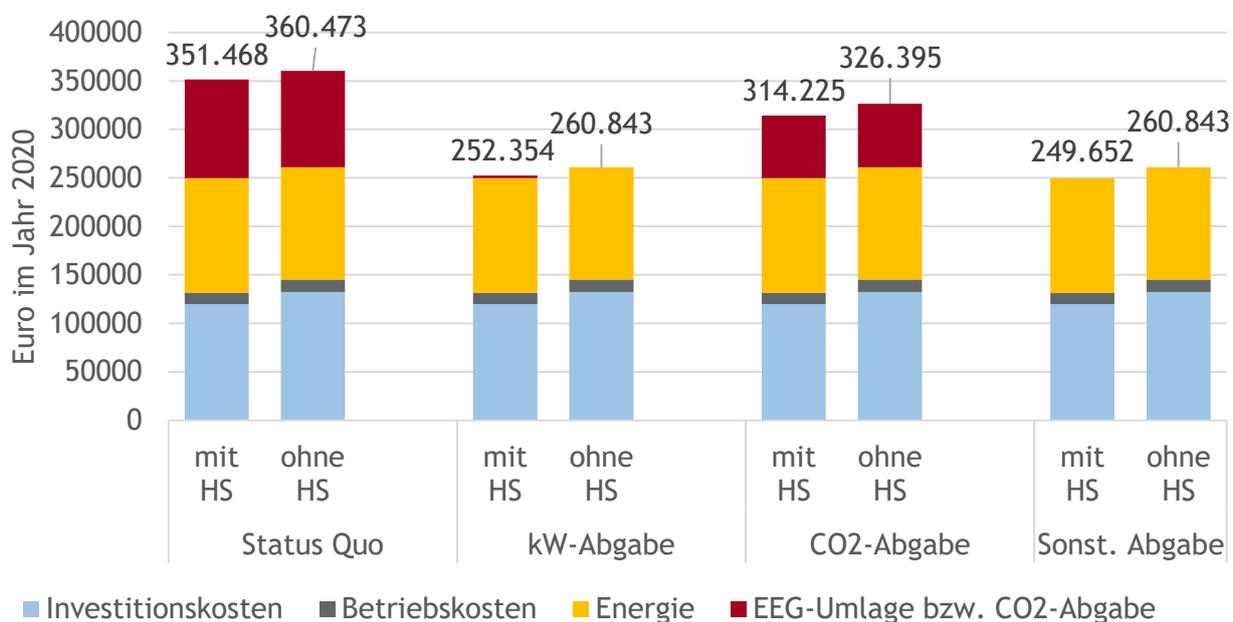


ABBILDUNG 5-6: INVESTITIONSENTSCHEIDUNG KWK-ANLAGE MIT VERSUS OHNE HEIZSTAB

Quelle: BNetzA Monitoringbericht 2016; IHK Berlin (2016); VEA-Vertragsabschlüsse (über energate Messenger); eigene Berechnungen.

Dadurch, dass der Heizstab nur etwa 10% der Leistung abdeckt, sind die genauen Effekte der Finanzierungsalternativen durch einen Blick auf die Differenzkosten aus beiden Technologieoptionen sichtbar (Vgl. Abbildung 5-7). In allen Szenarien ist die Differenz zwischen Investition-, Betriebs- und Energiekosten identisch. Investitions- und Betriebskosten schlagen mit 13.522 Euro pro Jahr Mehrkosten der großen KWK-Anlage zu Buche, demgegenüber spart diese Option 2.331 Euro Energiekosten (ohne EEG-Umlage). Für die kleinere Anlage müssen 2.178 Euro mehr EEG-Umlage im Status Quo gezahlt werden, da durch den Heizstab insgesamt mehr Strom verwendet wird. Unter einer leistungsbasierten Umlage fällt die derzeitige Umlage zwar weg, da der Heizstab jedoch für die Abdeckung der Spitzenlast gedacht ist, muss der Anschluss mindestens um seine 90 kW Leistung erweitert werden. Dies resultiert in Mehrkosten in Höhe von 2.702 Euro und führt dazu, dass hier Differenzkosten beider Optionen am geringsten sind. Tendenziell könnte die notwendige Anschlussenerweiterung noch größer sein, da die Differenz der Eigenerzeugung beider Optionen als Netzstrom bezogen wird. Unter einer CO<sub>2</sub>-Abgabe würde für die KWK-Anlage ohne Heizstab durch den höheren Gasbezug eine höhere Abgabe anfallen.

<sup>1</sup> Ausnahme: Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und hocheffizient Anlagen. Eine Befreiung würde den Einsatz eines Heizstabes weiter begünstigen.

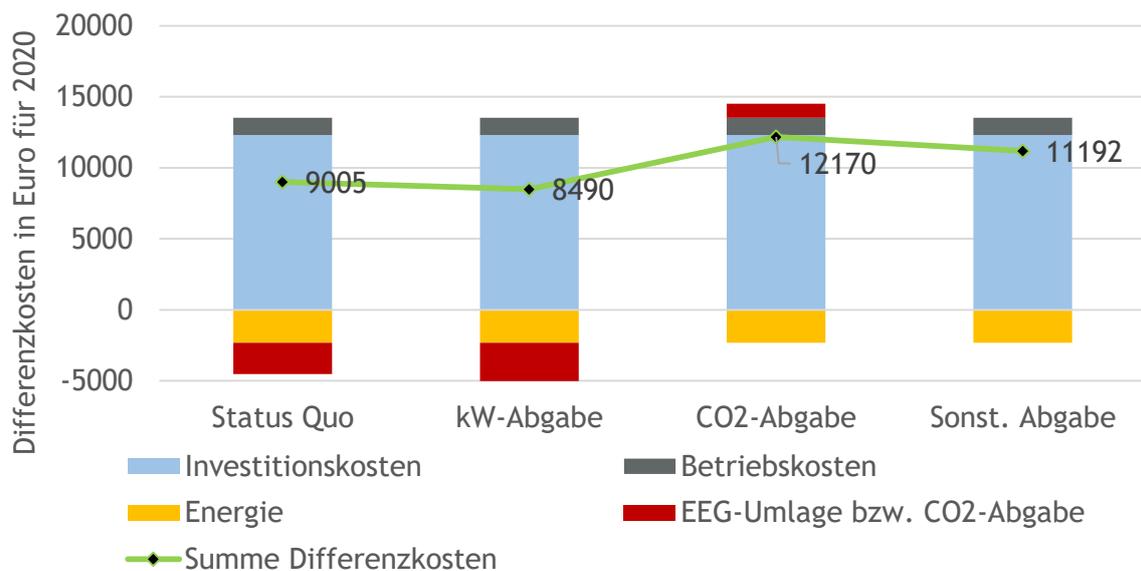


ABBILDUNG 5-7: MEHRKOSTEN DER KWK-ANLAGE OHNE HEIZSTAB GGÜ. DER KWK-ANLAGE MIT HEIZSTAB

Der Nutzen eines Heizstabes würde tendenziell noch steigen, wenn er nicht nur zur Abdeckung der Spitzenlast eingesetzt würde, sondern auch zur Bereitstellung von Flexibilität. Angenommen das Unternehmen könnte zeitnah auf niedrige Strompreise verursacht durch erhöhte Einspeisung von Wind- und Solarstrom reagieren und in diesen Stunden den Heizstab anstelle der KWK-Anlage zur Wärmebereitstellung nutzen, dann würde der Wegfall der derzeitigen EEG-Umlage die Anzahl dieser Stunden erhöhen, weil Strom relativ zu Gas günstiger würde. Der Effekt würde durch eine CO<sub>2</sub>-Abgabe noch verstärkt. In diesem Fall würde sich eine alternative Finanzierung des EEG positiv auf die Integration von erneuerbaren Energien ins Stromsystem und die nationalen THG-Emissionen auswirken, da fossiles Erdgas außerhalb des EU ETS durch EE-Strom ersetzt würde.

### 5.2.3 Industrielle Wasserstoffherzeugung

Neben den Fallbeispielen von Haushalt und mittelständischem Unternehmen sollen auch die Auswirkungen einer veränderten Finanzierung der EEG-Kosten auf ein hinsichtlich der EEG-Umlage entlastetes Industrieunternehmen analysiert werden. Konkret wird die industrielle Wasserstoffherstellung auf Basis konventioneller Dampfreformierung (DR) mit der Wasserstoffherstellung durch alkalische Elektrolyse (AEL) verglichen. Es wird eine Produktion von 181 Tonnen Wasserstoff im Jahr bei 6.000 Betriebsstunden angenommen. Tabelle 5-3 zeigt die angenommenen technischen und wirtschaftlichen Parameter für beide Optionen. Sowohl Investitions- als auch Betriebskosten sind bei der Elektrolyse mehr als doppelt so hoch als bei der konventionellen Variante. Auch der Energieverbrauch ist bei der strombasierten Wasserstoffherstellung höher. Demgegenüber hat die Elektrolyseanlage eine längere Lebensdauer. Für die Berechnungen wird angenommen, dass Abschreibungs- und Lebensdauer identisch sind.

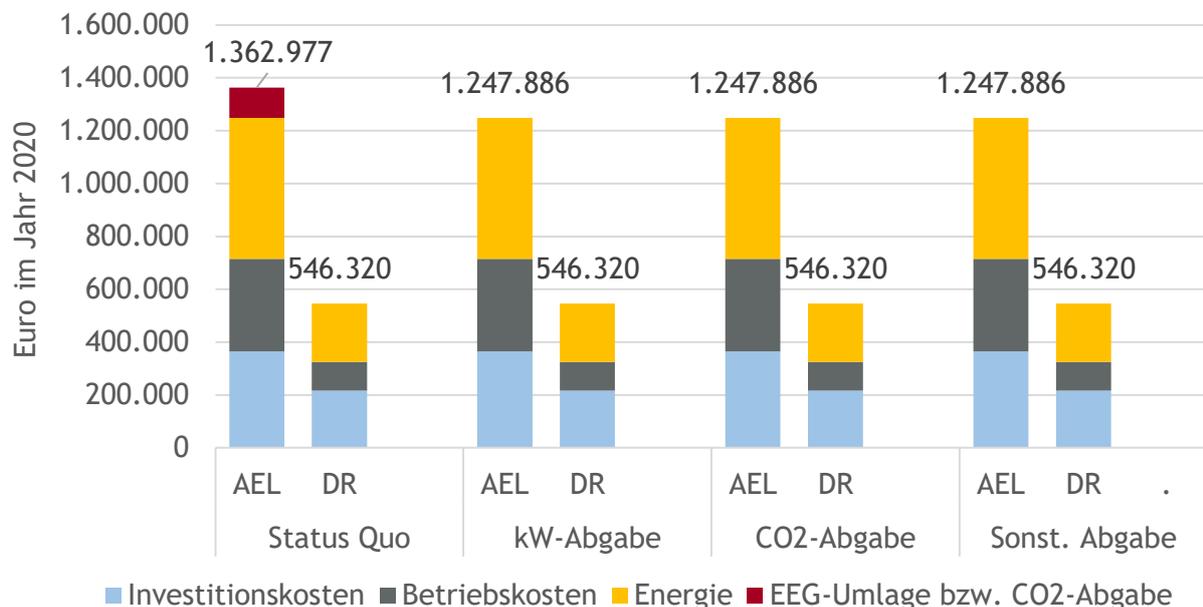
TABELLE 5-3: TECHNISCHE UND WIRTSCHAFTLICHE ANNAHMEN FÜR DIE WASSERSTOFFHERSTELLUNG

	Elektrolyse	Dampfreformierung
Investitionskosten	4.900.000 Euro	2.170.064 Euro
Betriebskosten	350.000 Euro pro Jahr	108.503 Euro pro Jahr
Jährlicher Verbrauch	9.214.425 kWh pro Jahr	7.937.803 kWh pro Jahr
Lebensdauer	25 Jahre	15 Jahre
Zinssatz	5,5%	5,5%

Quellen: FVV/LBST (2016); DLR et al. (2014); Angaben BP.

### Klassischer Anwendungsfall

Für den klassischen Anwendungsfall in einem hinsichtlich der EEG-Umlage privilegierten Chemiebetrieb ergibt sich keine wesentliche Veränderung durch eine alternative Finanzierung des EEG. Wie in Abbildung 5-8 dargestellt, liegen die Kosten für die Wasserstoffelektrolyse in jedem Szenario mehr als das Doppelte über den Kosten für die Dampfreformierung. Dadurch, dass stromkostenintensive Unternehmen der Chemiebranche im Status Quo nur eine reduzierte EEG-Umlage zahlen, entsteht durch den Wegfall der Umlage nur eine mäßige Entlastung. Für eine leistungsbaasierte Umlage wird vereinfacht davon ausgegangen, dass eine Elektrolyseanlage nicht zu Lastspitzen betrieben wird und damit die bestehende Anschlussgröße nicht angepasst werden muss. Andernfalls würden sich die Kosten für diese Technologie um die zusätzliche leistungsbaasierte Umlage erhöhen. Der Gasbezug für eine Dampfreformierung von Wasserstoff wird nicht durch eine CO<sub>2</sub>-Abgabe belastet, da angenommen wird, dass das betrachtete Unternehmen unter die Regulierung das EU ETS fällt und damit von der CO<sub>2</sub>-Abgabe in der hier zu Grunde gelegten Ausgestaltung ausgenommen ist.



**ABBILDUNG 5-8: ELEKTROLYSE (AEL) VERSUS DAMPFREFORMIERUNG (DR) - KLASSISCHER ANWENDUNGSFALL**

Quelle: BNetzA Monitoringbericht 2016; IHK Berlin (2016); VEA-Vertragsabschlüsse (über energate Messenger); eigene Berechnungen.

### Anwendung in Raffinerien

Ein anderes Bild ergibt sich, wenn man den Anwendungsfall von grünem Wasserstoff aus EE-basierter Elektrolyse in Raffinerien betrachtet. Nach derzeitigem Recht sind Raffinerien verpflichtet, die THG-Emissionen von Diesel zu reduzieren. Die einzig zulässige Option für die Reduzierung ist die Beimischung von Biodiesel. Würde man daneben auch die Verwendung von grünem anstelle von konventionellem Wasserstoff für eine äquivalente THG-Minderung in der Dieselherstellung zulassen, würde sich die in Abbildung 5-9 dargestellte Vergleichsrechnung ergeben. Da eine Elektrolyseanlage nicht zum Betrieb der Raffinerie zählt, trifft der Entlastungstatbestand des aktuellen EEG nicht mehr zu, das heißt, es muss die volle Umlage entrichtet werden. Dadurch sind die Mehrkosten einer Verwendung von grünem Wasserstoff (im Vergleich zu konventionellem Wasserstoff) mehr als doppelt so hoch wie die Nutzung von Biodiesel zur Erreichung der THG-Minderung. Unter einer leistungsbasierten Umlage ist davon auszugehen, dass eine alleinstehende Anlage die Umlage auf ihre Leistung von 5.000 kW abführen muss. Daher ist grüner Wasserstoff unter dieser Finanzierungsoption noch leicht teurer als Biodiesel. Unter einer CO<sub>2</sub>-Abgabe und einer Abgabe ohne Energiebezug wäre die Verwendung von grünem Wasserstoff dann gegenüber der Nutzung von Biodiesel weitgehend wettbewerbsfähig - die Gesamtkosten würden sich dann nur noch geringfügig unterscheiden.

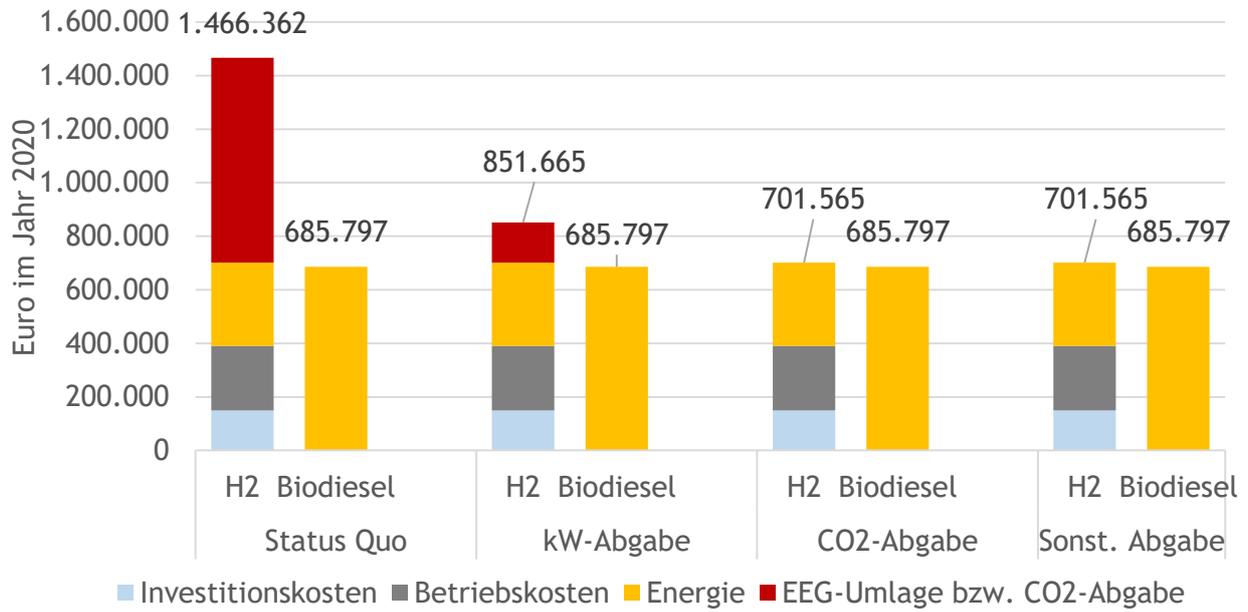


ABBILDUNG 5-9: ELEKTROLYSE (AEL) VERSUS DAMPFREFORMIERUNG (DR) - ANWENDUNG IN RAFFINERIEN

Quelle: Angaben BP.

### 5.3 Wesentliche Erkenntnisse

Aus der energiewirtschaftlichen Kurzanalyse der drei Finanzierungsoptionen lassen sich vier wesentliche Erkenntnisse gewinnen. Erstens senkt eine alternative Finanzierung des EEG den Arbeitspreis für Strom. Dadurch verbessert sich die Wettbewerbssituation von Strom gegenüber anderen Energieträgern und es entsteht ein Anreiz für eine zunehmende Elektrifizierung des Endenergieverbrauchs (Wärme und Verkehr). Bei einer Reduzierung des CO<sub>2</sub>-Gehaltes von Strom durch die fortschreitende Integration der Erzeugung aus erneuerbaren Energien könnte dies positive Effekte hinsichtlich der Reduzierung der nationalen und europäischen THG-Emissionen mit sich bringen. Dieser Anreiz fällt bei einer CO<sub>2</sub>-Abgabe (außerhalb des EU-ETS) besonders hoch aus, während er bei einer leistungsbasierten EEG-Umlage kompensiert, unter Umständen sogar überkompensiert, werden könnte. Der gesunkene Arbeitspreis macht überdies den Einsatz von elektrischen Anlagen zur Erhöhung der zeitlichen Flexibilität durchgängig attraktiver im Vergleich zum Status Quo und verbessert damit die Integration von nicht steuerbarer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, vor allem Wind und Sonne.

Die konkreten Effekte einer alternativen Finanzierung des EEG auf Investitionsentscheidungen sind, zweitens, jedoch von Verbraucher zu Verbraucher verschieden. Sie hängen im Wesentlichen davon ab, wie die Verbraucher im Status Quo der EEG-Umlage und hinsichtlich des EU ETS reguliert werden, und wie weit die Kosten für alternative Technologien voneinander entfernt liegen. Eigenerzeugung, soweit sie aktuell vom EEG befreit ist, würde durchgängig, wenn auch in unterschiedlichem Ausmaß, an Attraktivität verlieren. Die leistungsbasierte Umlage würde voraussichtlich zu verringertem Netzausbaubedarf führen, während eine CO<sub>2</sub>-Abgabe selbigen - durch die besonders ausgeprägten Anreize hin zu elektrischen Anwendungstechnologien - eher noch verstärken würde.

Drittens würde also nur die Überführung der Refinanzierung der EEG-Differenzkosten in den allgemeinen Staatshaushalt bestehende energiewirtschaftliche Verzerrungen abbauen ohne neue - im Energiesektor - zu schaffen. Die beiden anderen betrachteten Optionen zur Refinanzierung EEG-Differenzkosten würden die bestehende Verzerrung des Arbeitspreises für Strom durch andere energiewirtschaftlich relevante Verzerrungen ersetzen: im Fall der leistungsbasierten Umlage durch eine Verzerrung des Leistungspreises, im Fall einer CO<sub>2</sub>-Abgabe (außerhalb des EU ETS) durch eine weitere Inkonsistenz in der Belastung von CO<sub>2</sub> in verschiedenen Anwendungen und Sektoren.

Schließlich kann, viertens, im Rahmen dieser Studie keine belastbare Aussage über die Verteilungswirkungen der jeweiligen Maßnahmen abgeleitet werden. Hierfür wären deutlich anspruchsvollere, differenzierte Vergleichsrechnungen erforderlich, in denen viele weitere Aspekte einer möglichen Ausgestaltung der jeweiligen Finanzierungsoption berücksichtigt werden müssten. Angesichts der Höhe des zu finanzierenden Volumens und der obwaltenden Heterogenität der Verbraucher, die heute die EEG-Umlage stemmen, ist es aber in keiner der drei untersuchten Optionen zu erwarten, dass es einfache Lösungen für die Umstellung der EEG-Umlage gibt, welche

jeden Verbraucher statisch - im Vergleich zur jeweiligen Belastung unter dem Status Quo - gleichstellen. Diese Unmöglichkeits-Vermutung gilt umso mehr in der langen Frist, in der Investitionsmöglichkeiten und die entsprechende Finanzierungsfähigkeit ungleich zwischen den Stromverbrauchern verteilt sind. Es würde also sehr wahrscheinlich zu relevanten Kostenverschiebungen im Vergleich zur gegenwärtigen Situation kommen. Für die politische Gestaltung einer möglichen Veränderung der Refinanzierung des EEG ergeben sich hieraus besondere Herausforderungen.

## 6 ZUSAMMENFASSENDE ÜBERSICHT

Im vorliegenden Kurzgutachten wurden drei Finanzierungsalternativen für die EEG-Umlage schlaglichtartig aus finanzwissenschaftlicher und energiewirtschaftlicher Perspektive beleuchtet. Die Finanzierungsalternativen sind als *Ecklösungen* formuliert, die jeweils einem eingängigen und transparenten Gestaltungsprinzip folgen. So soll das Spektrum der Alternativen pointiert abgesteckt werden, um so den Möglichkeitsraum und die jeweiligen Implikationen für eine kommende Reform auszuleuchten. Mit Blick auf das Projektionsjahr 2020 werden für die vollständige Ablösung der EEG-Umlage 27,4 Milliarden Euro jährliche Einnahmen aus reformierter bzw. alternativer Quelle benötigt. Folgende Optionen wurden als Ecklösungen betrachtet:

*Option 1: Leistungsbasierte EEG-Umlage* auf Basis der verschiedenen Anschlussgrößen der Stromnachfrager (in kW).

*Option 2: CO<sub>2</sub>-Abgabe* auf alle energetischen Treibhausgasemissionen, die nicht vom EU-Emissionshandelssystem erfasst sind.

*Option 3: Nicht energiebezogenen Steuereinnahmen* für den Bundeshalt auf der Grundlage der Umsatzsteuer und/oder des Solidaritätszuschlags.

Im Gutachten wird dargelegt, aus welchen Gründen eine Kreditfinanzierung („EEG-Fonds“) ebenso wenig als gangbare Finanzierungsoption angesehen wird wie eine Ausdehnung der EEG-Umlage auf den alle Energieträger.

Im Vergleich der drei betrachteten Optionen stehen zunächst die *Gemeinsamkeiten* heraus, die aus der Abschaffung der hergebrachten EEG-Umlage folgen:

- Alle drei Optionen gehen von einem Wegfall der derzeitigen verbrauchsbasierten EEG-Umlage aus. Dadurch wird der *Arbeitspreis von Strom reduziert* und Anreize zur Elektrifizierung des Endenergieverbrauchs sowie die zeitliche Flexibilisierung der Stromnachfrage geschaffen. Die Wettbewerbssituation von Strom verbessert sich im Vergleich zu anderen Energieträgern.
- Es entsteht ein Anreiz für den Einsatz elektrischer Anlagen zur Erhöhung der zeitlichen Flexibilität und die *Integration volatiler erneuerbarer Energien ins Stromsystem* wird erleichtert.
- Abschaffung der stark interpersonal stark regressiv wirkenden EEG-Umlage und Ablösung durch *weniger regressive bzw. progressive Finanzierungsquelle* (Der Effekt ist bei Option 1 allerdings unsicher.)

Aber auch die großen *Unterschiede* zwischen den drei Finanzierungsalternativen werden sehr deutlich. Nicht zuletzt um derentwillen wurden sie als Ecklösungen formuliert. So variiert zum

Beispiel die Intensität der Auswirkungen zwischen den Optionen: Während eine CO<sub>2</sub>-Abgabe die Effekte durch eine zusätzliche Belastung der fossilen Energieträger verstärken könnte, könnten sie bei einer leistungsbasierter Umlage langfristig durch Anpassungen der Anschlussgröße abgeschwächt werden. Tabelle 6-1 stellt die weiteren Unterschiede und die Gemeinsamkeiten der Finanzierungsoptionen und deren potenzielle Auswirkungen überblicksartig gegenüber:

**TABELLE 6-1: ZUSAMMENFASSUNG DER AUSWIRKUNGEN DER DREI FINANZIERUNGSOPTIONEN**

	Leistungs-basierte Umlage	CO <sub>2</sub> -Abgabe	Abgabe ohne Energiebezug
Sektorale Verteilungseffekte	Leichte Mehrbelastung bei privaten Haushalten und Staat, Entlastung Unternehmen	Starke Mehrbelastung beim Verkehr (privat und gewerblich)	Deutliche Mehrbelastung bei privaten Haushalten und Staat, klare Entlastung Unternehmen
Interpersonale Umverteilung	Verteilungseffekt zwischen „arm“ und „reich“ unklar	Ggf. leichte Verbesserung gegenüber regressiver EE-Umlage	Schwache (USt) oder sehr deutliche (Soli) Verbesserung in der Verteilungswirkung
Alllokative Bewertung	Verbesserung bei Grenzpreisen und durch lumpsum-Elemente	Annäherung an verursachergerechte Besteuerung	Breite Bemessungsgrundlage tendenziell gut; USt besser als Soli
Transparenz und demokratische Kontrolle	Unverändert	Besser, da EEG im Bundeshaushalt	Besser, da EEG im Bundeshaushalt
Strompreis (Endkunde, kWh)	Geringer	Geringer	Geringer
Stromnachfrage - statisch	Geringer Zuwachs	Geringer Zuwachs	Geringer Zuwachs
Stromnachfrage - dynamisch	Ungewiss: Rückgang möglich durch Verkleinerung der Anschlussleistung	Stärkerer Zuwachs möglich	Mittlerer Zuwachs möglich
Wettbewerbssituation Strom	Leicht verbessert	Stark verbessert (ggü. fossilen Brennstoffen)	Verbessert
Innovation	Schwerpunkte: Flexibilisierung Stromverbrauch; ggf. grundlastfähige Eigenerzeugung	Schwerpunkte: Elektrifizierung; Flexibilisierung Stromverbrauch; Effizienz fossiler Endenergieverbrauch	Schwerpunkte: Elektrifizierung; Flexibilisierung Stromverbrauch
Eigenerzeugung	Nettoeffekt unklar	Geringerer Anreiz	Leicht geringerer Anreiz
Netzausbau	Möglicherweise verringert	Möglicherweise erhöht	Möglicherweise leicht erhöht
Nationale THG-Emissionen	Nettoeffekt unklar	Nettoeffekt unklar	Nettoeffekt unklar
Europäische THG-Emissionen	Nettoeffekt unklar	Voraussichtlich geringer	Voraussichtlich leicht geringer

Es wird in der Analyse klar, dass die konkreten Auswirkungen der Finanzierungsoptionen zwischen Stromverbrauchern und für verschiedene Technologien variieren. Sie hängen im Wesentlichen davon ab, wie die Verbraucher im Status quo der EEG-Umlage und hinsichtlich des EU ETS reguliert werden und wie weit die Kosten für alternative Technologien voneinander entfernt liegen. Dadurch bringt jede der drei Finanzierungsalternativen auch andere Verteilungswirkungen mit sich; mit anderen Worten gibt es bei jeder Option Gewinner und Verlierer.

Die Diskussion über eine grundlegende EEG Reform ist eine wichtige gesellschaftliche Debatte und wird insbesondere aus zwei Gründen nicht an Dringlichkeit verlieren:

Das *Problem löst sich nicht von allein*. Bei Einspeisevergütungen für geförderte Anlagen, die über 20 Jahre laufen, werden die Kosten des EEG noch sehr lange finanziert werden müssen. Eine unveränderte EEG-Umlage wird noch sehr lange den Strompreis und die Energiewende belasten.

Zudem muss die Dringlichkeit so betont werden, weil die Reform angesichts des *enormen Volumens der Umfinanzierung* von mehr als 27 Milliarden Euro p.a. im Jahr 2020 eine politisch sehr relevante Diskussion darstellt - selbst wenn es eigentlich nur um die aufkommensneutrale Umfinanzierung einer unveränderten Aufgabe geht.

Die hier dargestellten Alternativen würden die Probleme der derzeitigen EEG-Umlage überwinden, gleichzeitig könnten neue Probleme entstehen. Sie sind als Ecklösungen politisch vielleicht nicht direkt umsetzbar. Aber sie bieten sich als *Ausgangspunkte* für die Überarbeitung der derzeitigen Finanzierung an. Viele Fragen der vertieften Ausgestaltung sind dabei noch offen. Hybride Lösungen und Mischformen für einen graduellen Übergang zur reformierten Finanzierung könnten die Umsetzbarkeit erleichtern. Auch konnten Entlastungstatbestände aufgrund ihrer zu erwartenden Komplexität in diesem Gutachten nicht berücksichtigt werden. Das muss nicht heißen, dass punktuelle Entlastungen, wo nötig, unter politischen, sozialen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten hilfreiche Brücken zu einer gangbaren Reform schlagen könnten. Diese und zahlreiche weitere, im Kurzgutachten nur aufgeworfene Fragen werden in der weiteren Reformdiskussion kritisch geprüft und beantwortet werden müssen.

## LITERATURVERZEICHNIS

**ADAC (2017):** Kostenvergleich: Wenige E-Autos rentabel. Allgemeiner deutscher Automobilclub e.V.. URL: [www.adac.de/infotestrat/adac-im-einsatz/motorwelt/e\\_auto\\_kostenvergleich.aspx](http://www.adac.de/infotestrat/adac-im-einsatz/motorwelt/e_auto_kostenvergleich.aspx)

**Agora Energiewende (2017):** EEG-Rechner für Excel, Version 3.3.5. <https://www.agora-energie-wende.de/>.

**Bach, Stefan, Martin Beznoska und Viktor Steiner (2017):** Wer trägt die Steuerlast? Verteilungswirkungen des deutschen Steuer- und Transfersystems. Study Bd. 347 der Böckler-Stiftung, Berlin.

**Bardt, Hubertus (2012):** Das EEG belastet vor allem Geringverdiener. INSM-Ökonomenblog, 12-09-2012.

**BDEW (2016):** Strompreisanalyse November 2016. Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e.V.. Berlin.

**BDEW (2017):** Strompreisanalyse Mai 2017. Bundesverband Energie und Wasserwirtschaft, Berlin.

**Bertenrath, Roman und Michael Thöne (2008):** Auswirkungen stark steigender Rohöl- und Energiepreise auf Verbraucher in Deutschland. Kurzgutachten im Auftrag des Westdeutschen Rundfunks Finanzwissenschaftliches Forschungsinstitut an der Universität zu Köln.

**Bayerischer IHK und VBEW (2016):** Alternative Finanzierung des EEG-Umlagekontos, Bayerischer Industrie- und Handelskammertag BIHK und Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Dezember 2016, München.

**BMF (2017):** Finanzbericht 2018. Stand und voraussichtliche Entwicklung der Finanzwirtschaft im gesamtwirtschaftlichen Zusammenhang, 11.08.2017. Berlin.

**BMF (2017):** Regierungsentwurf des Bundeshaushalts 2018 und des Finanzplans bis 2021, Bundesministerium der Finanzen, 28.06.2017, Berlin.

**BMF (2017):** Sechszwanzigster Subventionsbericht. Bericht der Bundesregierung über die Entwicklung der Finanzhilfen des Bundes und der Steuervergünstigungen für die Jahre 2015 bis 2018 14.08.2017, Berlin.

**BMF (2017):** Kassenmäßige Steuereinnahmen nach Steuerarten und Gebietskörperschaften, 18.08.2017, Berlin.

**BMWi (2016):** EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2017 (Stand: 14. Oktober 2016), Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin.

**Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2016):** Monitoringbericht 2016 (Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3), Stand: 30. November 2016), Bonn.

**Büttner, Thiess und Michael Thöne (Hrsg.) (2016):** The Future of EU-Finances, Beiträge zur Finanzwissenschaft 34, ISBN 978-3-16-154656-3, Mohr Siebeck, Tübingen.

**DEHSt (2017):** Treibhausgasemissionen 2016. Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2016), Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt, Mai 2017, Berlin.

**DLR et al. (2014):** Power-to-Gas (PtG) im Verkehr. Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven. Kurzstudie. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (ifeu), Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST) und Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ). München, Heidelberg, Leipzig, Berlin.

**EWI (2017):** Analyse eines EU-weiten Mindestpreises für CO<sub>2</sub> - Auswirkungen auf Emissionen, Kosten und Renten. ewi Energy Research & Scenarios gGmbH, Januar 2017, Köln.

**Fraunhofer IFAM et al. (2014):** Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Endbericht zum Projekt I C 4 - 42/13. Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der Angewandten Forschung e.V., Prognos AG, Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien (IREES) und BHKW Consult. Berlin.

**FVV/LBST (2016):** Renewables in Transport 2050. Empowering a sustainable mobility future with zero emission fuels from renewable electricity. Kraftstoffstudie II. Endbericht. Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e.V. und Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Frankfurt am Main.

**GWS (2015):** Politische Optionen zur Verminderung von Verteilungswirkungen der EEG-Umlage. Discussion Paper. Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH. Osnabrück.

**IASS (2015):** Der EEG-Fonds als ergänzendes Finanzierungsmodell für Erneuerbare Energien. Policy Paper. Institute for Advanced Sustainability Studies. Potsdam.

**ifo (2016):** Stabilisierung der EEG-Umlage durch zeitliche Streckung über Fonds („Streckungsfonds“), Gutachten im Auftrag des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie. Karen Pittel und Christoph Weissbart, ifo-Institut. München 2016.

**IHK Berlin (2016):** Entlastungsmöglichkeiten bei Stromabgaben und -umlagen, Stromsteuer und Netzentgelten. Berlin.

**IÖW (2017):** Möglichkeiten zur Umgestaltung der EEG-Umlagebasis. Kurzstudie. Institut für ökologische Wirtschaftsforschung gGmbH. Berlin.

**Liu, G. (2004):** Estimating Energy Demand Elasticities for OECD Countries. A Dynamic Panel Data Approach. Discussion Papers No. 373. Statistics Norway. Kongsvinger.

**Öko-Institut e.V. (2016):** Zukunft Energiewende - quo vadis EEG? Hintergrundpapier: Erneuerbare-Energien-Gesetz. Berlin.

**Overkamp, Philipp (2016):** Die EEG-Entscheidung des EuG - Europäisches Beihilfenrecht contra nationaler Klimaschutz, in: Zeitschrift für Europäisches Umwelt- und Planungsrecht, Jahrgang 14, Ausgabe 3 (2016), S. 263-266.

**RWI Essen und FiFo Köln (2009)** Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung und Finanzwissenschaftliches Forschungsinstitut an der Universität zu Köln: Wer trägt den Staat? Die aktuelle Verteilung von Steuer- und Beitragslasten auf die Bevölkerung in Deutschland. Forschungsprojekt für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. RWI-Projektberichte.

**Schaefer, Thilo (2017):** Der Energiesoli - Alternative Finanzierungsmodelle für die Energiewende, IW policy paper 9/2017, Köln.

**Thöne, Michael (2003):** Subventionskontrolle. Ziele - Methoden - internationale Erfahrungen; mit einem Vorwort von Hans Eichel, edition sigma, Berlin 2003.

**Thöne, Michael (2017):** Öffentliches Vermögen erhalten, Ehrlich bilanzieren, Richtig investieren. Stellungnahme zu BT-Drucksache 18/11188 anlässlich der gleichnamigen öffentlichen Anhörung des Haushaltsausschusses des Deutschen Bundestages am 24. April 2017, Berlin.

**UBA (2012):** Ökonomische Bewertung von Umweltschäden. Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten, Umweltbundesamt, August 2012, Dessau-Roßlau.

**UBA (2013):** Schätzung der Umweltkosten in den Bereichen Energie und Verkehr - Empfehlungen des Umweltbundesamtes, August 2013, Dessau-Roßlau.

**UBA (2017):** Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2017 Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2015. Umweltbundesamt - UNFCCC-Submission, Dessau-Roßlau.