
Neue Preismodelle für Energie

Grundlagen einer Reform der Entgelte,
Steuern, Abgaben und Umlagen
auf Strom und fossile Energieträger

STUDIE

Agora
Energiewende



Neue Preismodelle für Energie

IMPRESSUM

HINTERGRUND

Neue Preismodelle für Energie

Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern,
Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile
Energieträger

VERFASST VON

Dr. Barbara Praetorius, Agora Energiewende
Thorsten Lenck, Agora Energiewende
Thorsten.Lenck@agora-energiewende.de

Dr. Jens Büchner, E-Bridge Consulting
Ass. jur. Franziska Lietz LL.M.,
Energie-Forschungszentrum der
Technischen Universität Clausthal
Dr. Vigen Nikogosian, E-Bridge Consulting
Dr. Dominik Schober,
Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung
und Universität Mannheim
Prof. Dr. jur. Hartmut Weyer,
Technische Universität Clausthal
Dr. Oliver Woll,
Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung

ERSTELLT IM AUFTRAG VON

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000
F +49 (0)30 700 14 35-129
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

DANKSAGUNG

Für Vorarbeiten in diesem Projekt danken wir
Herrn Dr. Thies F. Clausen, dem arrhenius Institut
für Energie und Klimapolitik und der Stiftung
Umweltenergierecht.

Satz: UKEX GRAPHIC, Ettlingen
Titelbild: eyeem/Nicolás

111/03-S-2017/DE

Version: 1.2

Erstveröffentlichung: April 2017

Bitte zitieren als:

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

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

im idealen Strommarkt geben Strompreise das Signal dafür, dass sich Angebot und Nachfrage in Echtzeit ausgleichen, Flexibilität angeboten wird und Kosten- und Energieeffizienz erreicht werden. Wenn Strom knapp ist, mobilisieren hohe Preise den Betrieb von Speichern, Lastmanagement und Erzeugungsanlagen. Ist Strom im Überschuss vorhanden, dann locken die niedrigen Preise zusätzliche Abnehmer. Im Idealfall reizen Preise auch die richtigen Investitionen für ein verlässliches, effizientes und klimaschonendes Stromsystem an – auch an den Grenzen der Strom-, Wärme- und Verkehrssektoren.

In der Realität besteht der Strompreis für die meisten Verbraucher zu 75 bis 80 Prozent aus staatlich veranlassten, regulierten Preisbestandteilen. Energiesteuern, Netzentgelte, Abgaben und Umlagen summieren sich auf etwa 55 Milliarden Euro pro Jahr und erfüllen wichtige Funktionen in der Finanzierung des Stromsystems und der Energiewende. Sie überlagern aber oft fast vollständig das koordinierende Preissignal im Großhandel. Flexibilität anzubieten, lohnt sich etwa kaum, weil sofort Steuern, Entgelte, Abgaben

und Umlagen fällig werden. Auch an den Sektorengrenzen stimmen die Preissignale nicht: Heizöl und Erdgas, Diesel und Benzin werden nach anderen Kriterien besteuert als Strom; es bestehen Fehlanreize bei Energieträgerwahl und Klimaschutz.

Die Reform des Steuer-, Entgelte-, Abgaben- und Umlagensystems steht deshalb dringend an, ist jedoch ein komplexes Unterfangen. Als Grundlage hierfür hat Agora Energiewende mit Unterstützung von E-Bridge, ZEW und TU Clausthal eine Analyse des aktuellen Preisgefüges vorgenommen und den Lösungsraum sondiert, der für eine grundsätzliche Reform des bestehenden Systems besteht. Damit wollen wir eine Grundlage legen für die Entwicklung konkreter Reformvorschläge, die in einer weiteren Studie erarbeitet werden sollen.

Ich wünsche Ihnen eine anregende Lektüre!

Ihr
Dr. Patrick Graichen
Direktor Agora Energiewende

Die Ergebnisse auf einen Blick:

1

Strom wird um ein Vielfaches höher belastet als Benzin, Diesel, Erdgas oder Heizöl. Strom wird derzeit durch Steuern, Abgaben, Umlagen und Entgelte mit 18,7 Cent je Kilowattstunde (ct/kWh) belastet, Benzin mit 7,3 ct/kWh, Diesel mit 4,7 ct/kWh, Erdgas mit 2,2 ct/kWh und Heizöl mit nur 0,6 ct/kWh. Ein ähnliches Bild ergibt sich, wenn man die impliziten CO₂-Belastungen der Energieträger vergleicht: Der Stromverbrauch hat mit 185 Euro je Tonne CO₂ die mit Abstand höchste implizite CO₂-Belastungen.

2

Das derzeitige System der Steuern, Entgelte, Abgaben und Umlagen auf Energie verhindert eine kosteneffiziente Energiewende. Die sachlich inkonsistente Systematik verzerrt Kraftwerkseinsatz, Flexibilität und Nachfrage und verursacht Ausweichreaktionen. Zudem behindert sie Lastmanagement, Elektromobilität, Power-to-X-Technologien und eine effiziente Gebäudesanierung.

3

Eine Reform des Netzentgelte-, Steuer-, Abgaben- und Umlagensystems ist dringlich. Mit jedem Jahr verschärft sich die Situation. Jeder Reformvorschlag sollte sich daher an vier Kriterien orientieren: volkswirtschaftliche Effizienz, Sicherstellung der Finanzierungsbasis, Verteilungsgerechtigkeit und *Good Governance*.

4

Der effiziente Lösungsraum einer Reform enthält vier Kernelemente, die es sinnvoll zu kombinieren gilt: eine CO₂-orientierte Reform der Strom- und Energiesteuern, eine verursacher- und verteilungsgerechte Finanzierungsbasis für die Netze, eine sektorübergreifende Finanzierung der Energiewendekosten und das Einführen von zeitvariablen Tarifkomponenten.

Inhalt

Zusammenfassung	13
Summary	27
I. Warum das Netzentgelte-, Steuer-, Abgaben- und Umlagensystem des Energiesektors reformiert werden muss	39
1.1 Energiepreise sollten Signale für Klimaschutz und Energiewende geben	39
1.2 Netzentgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern sind wesentliche Strompreisbestandteile	40
1.3 Entwicklung der Netzentgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern seit der Liberalisierung	41
1.4 Ziele einer Reform des Netzentgelte-, Abgaben-, Umlagen- und Steuersystems	42
1.5 Ziel und Aufbau der Studie	44
II. Prinzipien und Kriterien der Bewertung von Netzentgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen	47
III. Stand und Herausforderungen der Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen	51
3.1 Überblick über die heutigen Preisbestandteile	51
3.2 Umlagen	57
3.3 Netzentgelte	62
3.4. Energiesteuern und Abgaben	70
3.5. Zentrale Herausforderungen und unerwünschten Wirkungen des bestehenden Preisgefüges	75
3.6. Zwischenfazit	91
IV. Wie sieht der Lösungsraum aus? Optionen zur Reform der Energiepreissystematik	95
4.1 Mögliche Ansätze für die Weiterentwicklung der Umlagensystematik	95
4.2 Mögliche Ansätze für die Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik	103
4.3 Mögliche Ansätze zur Weiterentwicklung der Steuern und Abgaben	111
V. Ausblick	115
Anhang	117
Literaturverzeichnis	119

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Gesamtvolumen des Strommarkts nach Preis- beziehungsweise Kostenbestandteilen für das Jahr 2015	13
Abbildung 2: Strompreiszusammensetzung für verschiedene Kundengruppen, Preisbestandteile in Gruppen zusammengefasst	14
Abbildung 3: Staatlich veranlasste beziehungsweise regulierte Energiepreisbestandteile für Haushaltskunden in Deutschland	16
Abbildung 4: Implizite CO ₂ -Belastungen auf Energieträger in Deutschland	17
Abbildung 5: Ziele und Zielkriterien für ein nachhaltiges Netzentgelt-, Steuer-, Abgaben- und Umlagensystem	18
Abbildung 6: Überblick über die Herausforderungen, gewünschten Zielwirkungen und möglichen Instrumente	22
Abbildung 7: Pfad der Zielerreichung	40
Abbildung 8: Anteile der Preisbestandteile am Strompreis für ausgewählte Netznutzergruppen	41
Abbildung 9: Preisentwicklung für den Haushaltsstromverbrauch (3.500 kWh)	42
Abbildung 10: Verlauf ausgewählter Preiskomponenten aus dem statistischen Warenkorb des Verbraucherpreisindex	43
Abbildung 11: Ziele und Zielkriterien für ein nachhaltiges Netzentgelt-, Steuer-, Abgaben- und Umlagensystem	47
Abbildung 12: Bestandteile von Netzentgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen	52
Abbildung 13: Aufkommen der Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen im Stromsektor	53
Abbildung 14: Jährliches Volumen der Umlagen, Stand 2015, in Millionen Euro	58
Abbildung 15: Entwicklung der EEG-Differenzkosten bis 2035	59
Abbildung 16: Jährliches Volumen der KWKG-Umlage	60
Abbildung 17: Bestimmung der „Briefmarke“ und der Endkundentarife	63
Abbildung 18: Idealtypische Gleichzeitigkeitsfunktion einer Netz- oder Umspannebene	64
Abbildung 19: Netzkostenaufteilung	65

Abbildung 20: Entwicklung der Kosten für das zoneninterne Engpassmanagement mit <i>Redispatch</i> , Einspeisemanagement (EinsMan), Netzreserve im Inland (ResKWInland) und Netzreserve im Ausland (ResKWAusland)	68
Abbildung 21: Aufkommen der Stromsteuer 2015 und der Konzessionsabgabe 2011	71
Abbildung 22: Energiesteueraufkommen 2015 im Wärme- und Mobilitätssektor	72
Abbildung 23: Energiesteuerentlastungen nach Energiesteuergesetz	72
Abbildung 24: Begünstigungen der Stromsteuer	73
Abbildung 25: Beträge der Konzessionsabgabe entsprechend der Einwohnerzahl der Kommune	74
Abbildung 26: Übersicht über die Herausforderungen	75
Abbildung 27: Verzerrung der Einsatzentscheidung einer KWK-Anlage durch Selbstverbrauchsvorteile	76
Abbildung 28: Kostenverteilung und Entgeltsystem in Nieder- und Mittelspannungsnetzen	80
Abbildung 29: Eigenverbrauch im Jahr 2013 (geschätzt)	80
Abbildung 30: Eigenversorgungsprognose	81
Abbildung 31: Prognostizierte Anzahl der Kleinspeicher	82
Abbildung 32: Prognostizierte Anzahl der zugelassenen Elektroautos im Jahr 2030	82
Abbildung 33: Geografische Verteilung der Netzentgelte	84
Abbildung 34: Staatlich veranlasste beziehungsweise regulierte Energiepreisbestandteile für Haushaltskunden in Deutschland	86
Abbildung 35: Implizite CO ₂ -Belastungen auf Energieträger für Haushaltskunden in Deutschland	87
Abbildung 36: Begünstigungen aus der AbLAV-Umlage, der §19.2.-StromNEV-Umlage, der Offshore-Haftungsumlage und der KWKG-Umlage durch Eigenversorgung	90
Abbildung 37: Entgangene EEG-Beiträge in Millionen Euro	90
Abbildung 38: Zusammenfassung der Herausforderungen für das Netzentgelt-, Steuer-, Umlagen- und Abgabensystem bezogen auf das Zielsystem	92
Abbildung 39: Lösungsansätze für die Reformierung von EEG- und KWKG-Umlagen	96

Abbildung 40: Lösungsansätze für die Reformierung der Netzentgeltsystematik	103
Abbildung 41: Lösungsansätze für die Reformierung der Steuern und der Konzessionsabgabe	112
Abbildung 42: Überblick über die Herausforderungen, gewünschten Zielwirkungen und möglichen Instrumente	116
Abbildung 43: Vergleich der Strom- und Energiesteuersätze auf Energieträger in den Sektoren Strom, Wärme Verkehr wie im Gesetz angegeben und bezogen auf deren Masse, Volumen, Energiegehalt und CO ₂ -Ausstoß	117

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Wesentliche Aspekte beim Vergleich der Dynamisierung der EEG-Umlage nach dem Großhandelspreis, der gestaffelten EEG-Pauschale und der Dynamisierung der EEG-Umlage nach der Netzsituation	98
Tabelle 2: Wesentliche Aspekte beim Vergleich der breiteren Wälzung innerhalb der Sektoren, der Energiewendenumlage, des Fonds und der Steuerfinanzierung	102
Tabelle 3: Wesentliche Aspekte beim Vergleich der G-Komponente mit dem Baukostenzuschuss (BKZ)	105
Tabelle 4: Wesentliche Aspekte beim Vergleich von kostenorientierten Tarifen mit der Approximation der zeitgleichen Leistung durch Arbeit	107
Tabelle 5: Wesentliche Aspekte beim Vergleich der zeitvariablen Tarifkomponenten und der Vergütung des netzdienlichen Verhaltens	108
Tabelle 6: Wesentliche Aspekte beim Vergleich der Anwendung des Ausspeisungsprinzips, der bundeseinheitlichen Netzentgelte der ÜNBs und der bundeseinheitlichen Netzentgelte der ÜNBs und der VNBs	111
Tabelle 7: Wesentliche Aspekte der Weiterentwicklung der Energiesteuern nach klimaökonomischen Kriterien	114

Zusammenfassung

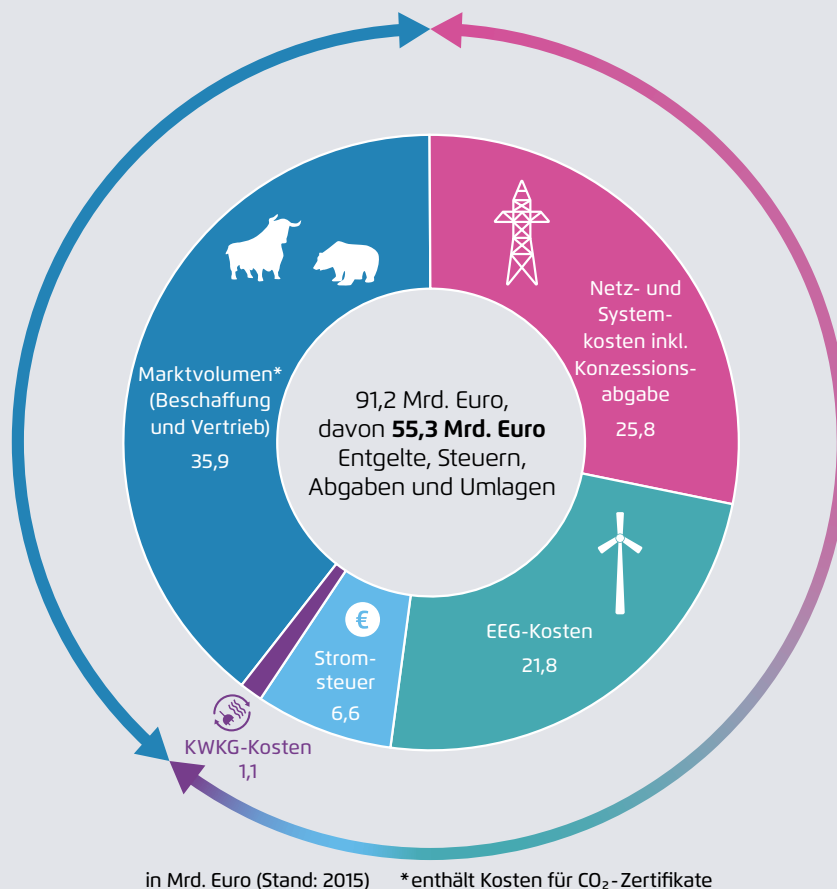
Warum die Reform der bestehenden Strom- und Energiepreismodelle erforderlich ist

Preise haben in der Marktwirtschaft die Funktion, den Anbietern und Nachfragern eines Gutes ein Signal zu dessen Produktion und Bereitstellung beziehungsweise Bezug und Verbrauch zu geben. Im theoretischen Idealfall des vollkommenen Marktes gelingt es auf diese Weise, zu jedem Zeitpunkt eine

volkswirtschaftlich optimale Menge des Gutes zu minimalen Preisen zu gewährleisten. Im Stromsystem übernimmt eine wichtige Rolle dabei der Großhandelsmarkt, auf dem Energieversorger ihre Kraftwerksleistung anbieten und Energiehändler diese nachfragen. Der Großhandelsstrompreis verändert sich von einer Viertelstunde zur nächsten und spiegelt so auch Überangebot oder Knappheit am Großhandelsmarkt. Ökologisch lenkend ergänzt werden die Preissignale durch den Europäischen Emissions-

Gesamtvolumen des Strommarkts nach Preis- beziehungsweise Kostenbestandteilen für das Jahr 2015

Abbildung 1



Eigene Berechnung für das Jahr 2015 auf Basis der durchschnittlichen Preise/Kosten für die Beschaffung und den Vertrieb für unterschiedliche Kundengruppen, angegeben bei BDEW (2016b). Nettostrombedarf auf Basis der Zahlen von BNetzA (2015a); BNetzA (2015b); BNetzA (2015d); BNE (2014); Prognos AG (2016b); Übertragungsnetzbetreiber (2016a); Annahme: Der Nettostrombedarf wurde am Markt beschafft.

handel, der zur Internalisierung der Klimaschutzkosten fossiler Energieträger eingeführt wurde, um einen Anreiz für Effizienz und Brennstoffwechsel zu geben.

Bei den meisten Anbietern und Nachfragern **kommen diese Preissignale** im Strommarkt jedoch **nicht oder nicht direkt an**. Denn auf den Großhandelsstrompreis werden nach unterschiedlichen Regeln in teilweise erheblichem Umfang **regulierte Netzentgelte und staatlich veranlasste Umlagen** erhoben.

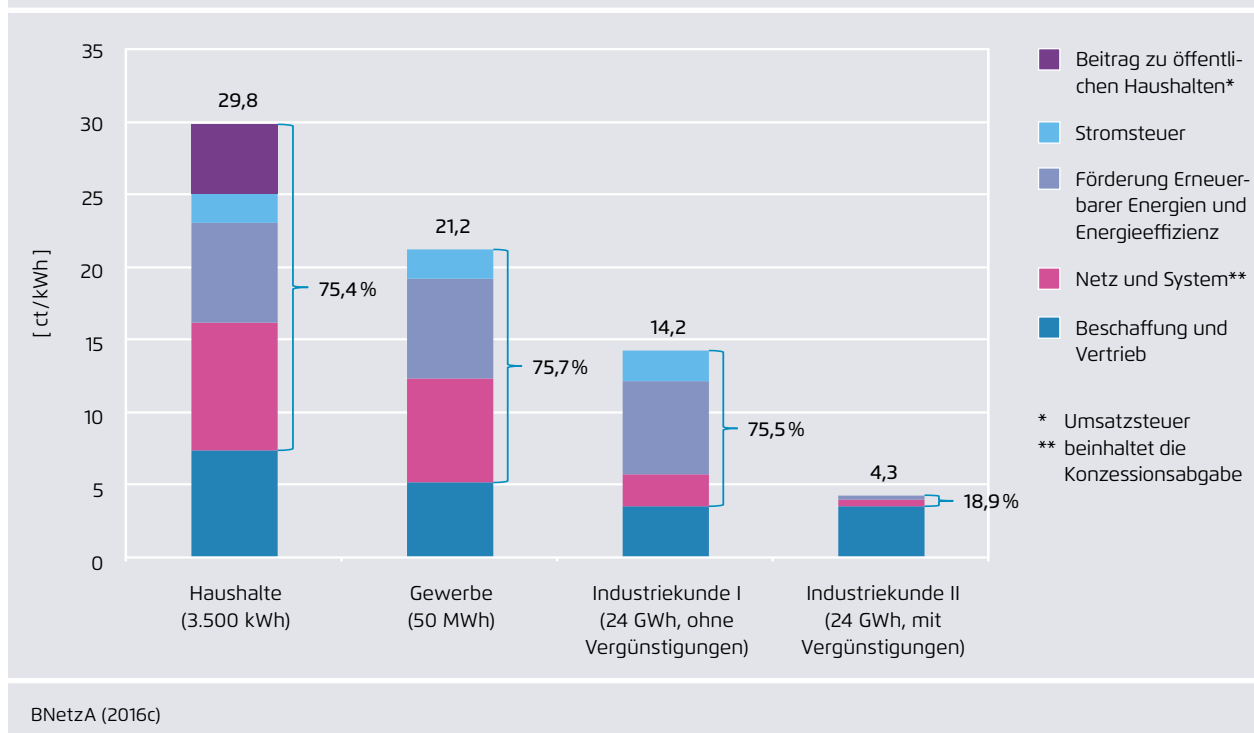
Die Strompreise für Angebot und Nachfrage auf der einen und Stromverbraucher auf der anderen Seite werden durch staatlich veranlasste beziehungsweise regulierte Strompreisbestandteile in Form von Entgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen überlagert. Bei einem Gesamtstrommarktvolumen von 91,2 Milliarden Euro (Stand 2015) überwiegen die **zusätzlichen Strompreisbestandteile** mit 55,3 Milliarden Euro den wettbewerblich bestimmten Strompreis bei Weitem.

Die staatlich veranlassten beziehungsweise regulierten Strompreisbestandteile dienen vor allem der **Finanzierung der Stromnetze und des Systembetriebs** (26 Milliarden Euro im Jahr 2015) und der Förderung **Erneuerbarer Energien** (22 Milliarden Euro im Jahr 2015). Zudem reizen diese Kostenbestandteile Energieeffizienz an. Diese staatlich veranlassten beziehungsweise regulierten Strompreisbestandteile resultieren also aus Aufgaben, die sich aufgrund ihrer besonderen ökonomischen Eigenschaften nicht oder nur eingeschränkt über Mechanismen des freien Marktes finanzieren lassen. Hinzu kommt in Form der Stromsteuer (7 Milliarden Euro im Jahr 2015) eine zusätzliche Belastung zur Lenkung des Verbraucherverhaltens und zur Finanzierung öffentlicher Haushalte.

In der Energiewende **gewinnen die Finanzierungsaufgaben an Bedeutung**: Erstens müssen die Netzinfrastrukturen durch wegfallende Großkraftwerke, die mit dem Kernenergieausstieg oder altersbedingt vom Netz gehen, und durch die regionale Verteilung der Erneuer-

Strompreiszusammensetzung für verschiedene Kundengruppen, Preisbestandteile in Gruppen zusammengefasst

Abbildung 2



erbaren Energien verstärkt, ausgebaut und modernisiert werden. Zweitens sind Erneuerbare Energien trotz signifikanter Senkung ihrer Investitionskosten im Vergleich zu konventioneller Stromerzeugung noch nicht vollständig wettbewerbsfähig, vor allem, weil der EU-Emissionshandel mit seinem Preisniveau von fünf Euro pro Tonne CO₂ sehr weit weg davon ist, die tatsächlichen CO₂-Schadenskosten abzubilden – und so ein angemessenes *Level Playing Field* zwischen den Energieträgern zu schaffen. Die EEG-Umlage wird daher weiterhin zur Sicherstellung der Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen erforderlich sein.

Netzentgelte, Strom- und Energiesteuern, Abgaben und Umlagen bilden heute mit über 75 Prozent bei den meisten Endkunden den größten Anteil des Strompreises (Abbildung 2). **Für die Effizienz des Strommarktes** ist dies momentan (statische Effizienz) und im weiteren Verlauf der Energiewende (dynamische Effizienz) ein zunehmendes **Problem**, zumal der größte Teil dieser staatlich veranlassten Preisbestandteile auf die aus dem Netz bezogene Kilowattstunde erhoben wird. Je höher diese Preisbestandteile sind, desto stärker ist erstens der ökonomische Anreiz zu Ausweichreaktionen, vor allem in Form von Eigenerzeugung für die Eigenversorgung. Zweitens wird das Signal zur Bereitstellung von Flexibilität verzerrt: Negative Preise im Großhandel, die eigentlich ein Signal für mehr Lastmanagement und den Einsatz von Speichern senden sollten, werden durch hohe Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen bei den Verbrauchern zu positiven Preisen, sodass hier unterschiedliche Preissignale an Anbieter und Nachfrager gesendet werden. Dies verursacht volkswirtschaftliche Ineffizienzen.

Zusätzlich ist aus volkswirtschaftlicher Sicht die ökologische **Lenkungswirkung** relevant. Denn Deutschland befindet sich gegenwärtig nicht auf dem Zielpfad seiner Klimaziele. Zwar sollen die externen Kosten des Klimawandels beziehungsweise -schutzes über den Europäischen Emissionshandel eingepreist werden; in der Praxis sind diese Preissignale jedoch nachhaltig zu schwach zur Erreichung der nationalen Emissionssenkungsziele, da die zugeteilten CO₂-Zer-

tifikatsmengen sowie die bis 2012 zugelassenen JI-/CDM-Zertifikatsmengen¹ viel zu hoch sind und deutlich über der Menge an CO₂ liegen, die mit einem Klimaschutzpfad zur Erreichung mindestens des Zwei-Grad-Zieles kompatibel wäre.

Im heutigen Steuersystem werden die Energieträger in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr in Bezug auf ihren CO₂-Ausstoß unterschiedlich behandelt. Auch dies führt zu einer ineffektiven klimaökonomischen Lenkung und zu Ineffizienzen im Energiesystem. Denn mit der **Sektorenkopplung** wachsen die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr im Zuge der Energiewende stärker zusammen: Strom aus Erneuerbaren Energien wird eine wachsende Rolle in der Wärmeversorgung und der Mobilität spielen. Darauf ist das System aus Stromsteuer und Energiesteuern noch nicht ausgerichtet. An den Sektorengrenzen führen die unterschiedlich hohen Steuern, Abgaben und Umlagen vielmehr zu **Verzerrungen und damit zu Ineffizienzen**. Das betrifft erstens die Preisstruktur und Kostenwälzungsmechanik insgesamt, und zweitens konkret die ökologische Lenkungswirkung der Stromsteuer und der Energiesteuern.

Für einen Vergleich der Abgaben und Umlagen auf die verschiedenen Energieträger kann man zwei verschiedene Methoden zur Hand nehmen:

→ *Vergleich auf Basis des Energiegehalts*: Rechnet man die Benzin-, Diesel- und Heizölsteuern, die in Cent pro Liter Kraftstoff erhoben werden, auf Cent pro Kilowattstunde um und die CO₂-Zertifikate von Euro pro Tonne CO₂ ebenfalls auf Cent pro Kilowattstunde, kann man sie mit den Steuern, Abgaben, Entgelten und Umlagen auf Strom und Erdgas vergleichen (siehe Abbildung 3).² Dabei zeigt

1 JI = Joint Implementation;
CDM = Clean Development Mechanism

2 Die Mehrwertsteuer, die auf jedes Produkt erhoben wird, wurde bei dem Vergleich der Energieträger nicht berücksichtigt. Würde man sie in diese Rechnung noch einbeziehen, würde dies die Unterschiede zwischen den Energieträgern noch vergrößern.

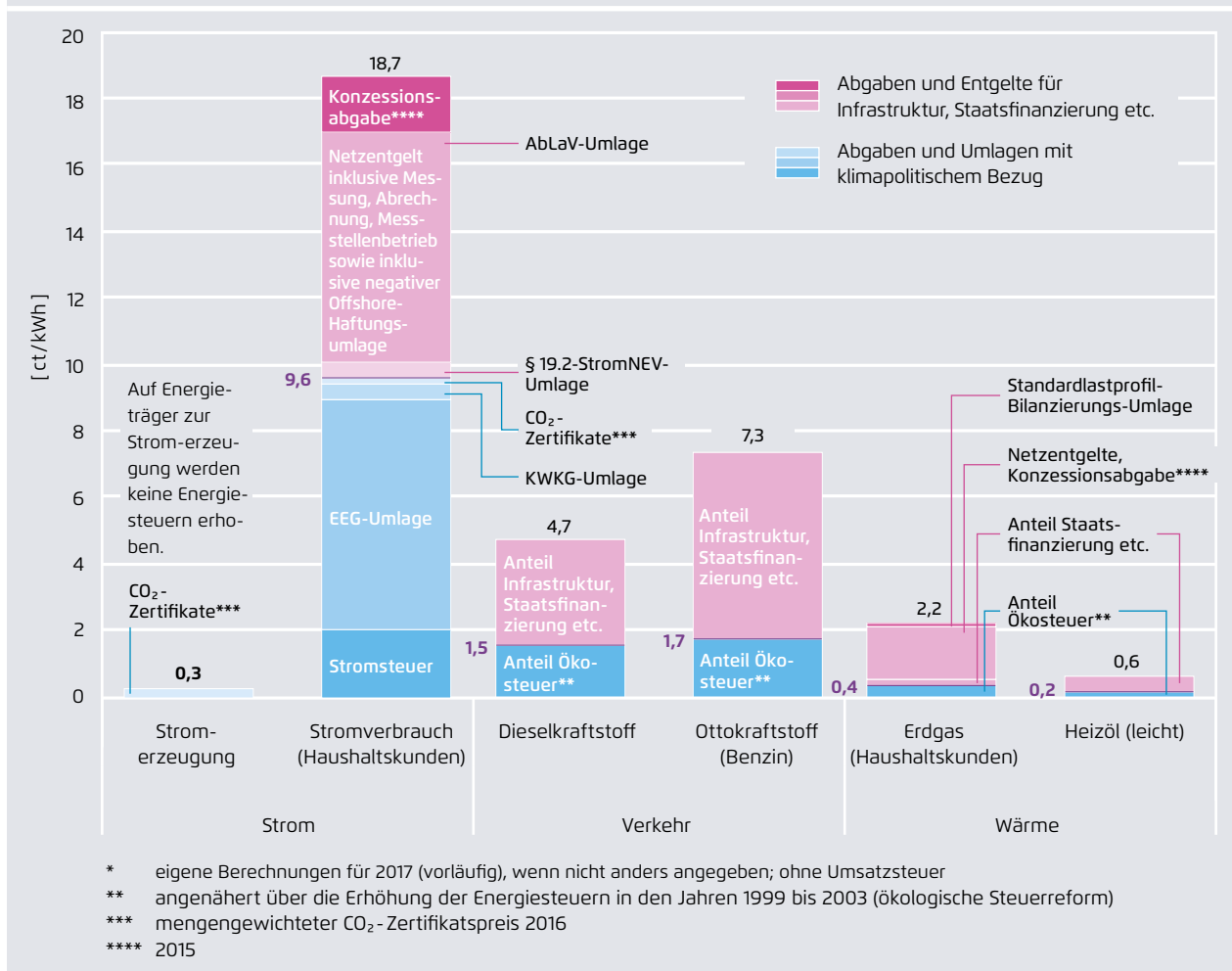
sich, dass auf den Stromverbrauch mit 18,7 Cent je Kilowattstunde (ct/kWh) mit Abstand die höchsten Steuern, Abgaben, Entgelte und Umlagen entfallen. Darauf folgen die Kraftstoffe: Benzin wird mit 7,3 ct/kWh besteuert, Diesel mit 4,7 ct/kWh. Am Schluss folgt die Besteuerung der Heizenergie mit 2,2 ct/kWh für Erdgas und 0,6 ct/kWh für Heizöl noch vor den CO₂-Emissionszertifikaten mit 0,3 ct/kWh, mit denen die Stromerzeugung belastet ist.

→ *Vergleich auf Basis impliziter CO₂-Belastungen:* Es gibt in Deutschland keine CO₂-Steuer, sodass die CO₂-Bepreisung der Energieträger nicht explizit verglichen werden kann. Nichtsdestotrotz lässt

sich ein impliziter Vergleich der CO₂-bedingten Belastungen anstellen: Denn zum Ersten wurden unter der rot-grünen Bundesregierung in den Jahren 1999 bis 2003 im Rahmen der Ökosteuerreform die Steuersätze für Benzin und Diesel erhöht sowie neue Steuern für Strom, Erdgas und Heizöl eingeführt. Zweck dieser Ökosteuerreform war damals explizit die Förderung des Klimaschutzes – im Gegensatz zu früheren Steuerrunden, deren Hauptzweck die Finanzierung der Staatsausgaben war. Zum Zweiten dienen im Stromsektor die EEG-Umlage und die KWKG-Umlage dem Klimaschutz, da sie die Refinanzierungsinstrumente für

Staatlich veranlasste und regulierte Energiepreisbestandteile in Deutschland*

Abbildung 3



Eigene Berechnungen auf Basis von www.netztransparenz.de, Übertragungsnetzbetreiber (2016a); Umweltbundesamt (2016); Umweltbundesamt (2017); BDEW (2016b); NetConnect Germany (2017); Stromsteuergesetz; Energiesteuergesetz

den Bau von Erneuerbare-Energien- und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sind. Und als drittes Element fallen im Strompreis auch die Kosten des EU-Emissionshandels an – auch wenn diese aktuell relativ geringe Beträge ausmachen.

Der Vergleich dieser **unterschiedlich hohen impliziten CO₂-Belastungen** (Abbildung 4) lässt die **Verzerrungen** aus Sicht des Klimaschutzes offen zutage treten:³ Auf den Stromverbrauch entfällt mit 185 Euro je Tonne CO₂ die mit Abstand höchste CO₂-Belastung.

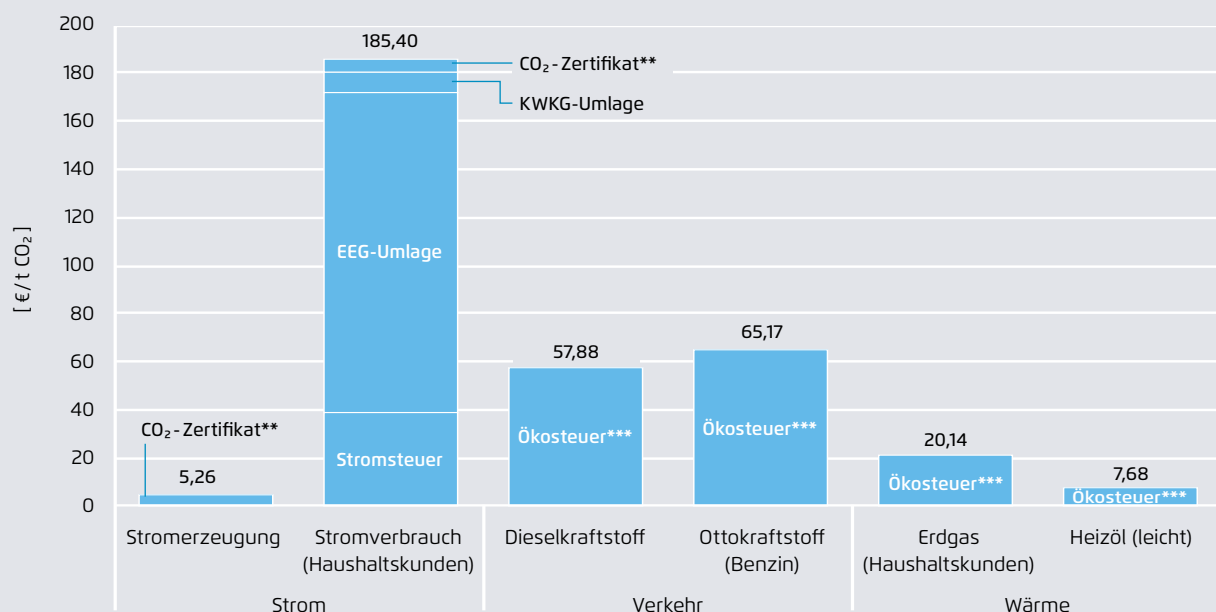
3 Die Bewertung der ökologischen Komponenten in den Steuersätzen wurde hier auf den Ausstoß von CO₂ als zentralem Maßstab zur Erreichung der nationalen und internationalen Klimaziele reduziert. Für Strom wurde dabei ein CO₂-Faktor von 535 Gramm CO₂ je Kilowattstunde angesetzt. Dies entspricht dem CO₂-Ausstoß des deutschen Strommixes des Jahres 2015 nach ersten Schätzungen des Umweltbundesamts (2015).

Dann folgen wiederum die Kraftstoffe, wobei Benzin mit 65 Euro je Tonne und Diesel mit 58 Euro je Tonne CO₂ belastet wird. Anschließend folgen die Heizstoffe mit impliziten CO₂-Belastungen von 20 Euro je Tonne CO₂ für Erdgas und 8 Euro je Tonne CO₂ für Heizöl. Am geringsten belastet ist die Stromerzeugung mit nur 5 Euro je Tonne CO₂. Dass ein Faktor von 35 zwischen den impliziten CO₂-Belastungen auf Stromerzeugung einerseits und Stromverbrauch andererseits klafft, verdeutlicht zudem, wie gering die Klimasteuerungswirkung beim Verbrauch von Energieträgern zur Stromerzeugung ist.

Aus beiden Vergleichen ergibt sich dasselbe Bild: Treten im Zuge der Energiewende die Energieträger über die Sektorengrenzen hinweg gegeneinander in den Wettbewerb, gibt es kein *Level Playing Field*. Der Stromverbrauch wird momentan sowohl bezogen auf den Energiegehalt als auch bezogen auf den CO₂-Aus-

Implizite CO₂-Belastung auf Energieträger in Deutschland*

Abbildung 4



* eigene Berechnungen für 2017 (vorläufig), wenn nicht anders angegeben

** mengengewichteter CO₂-Zertifikatspreis 2016

*** angenähert über die Erhöhung der Energiesteuern in den Jahren 1999 bis 2003 (ökologische Steuerreform)

Eigene Darstellung auf Basis von Übertragungsnetzbetreiber (2016a); Umweltbundesamt (2016); Umweltbundesamt (2017); Energiesteuergesetz; Stromsteuergesetz; BDEW (2016b)

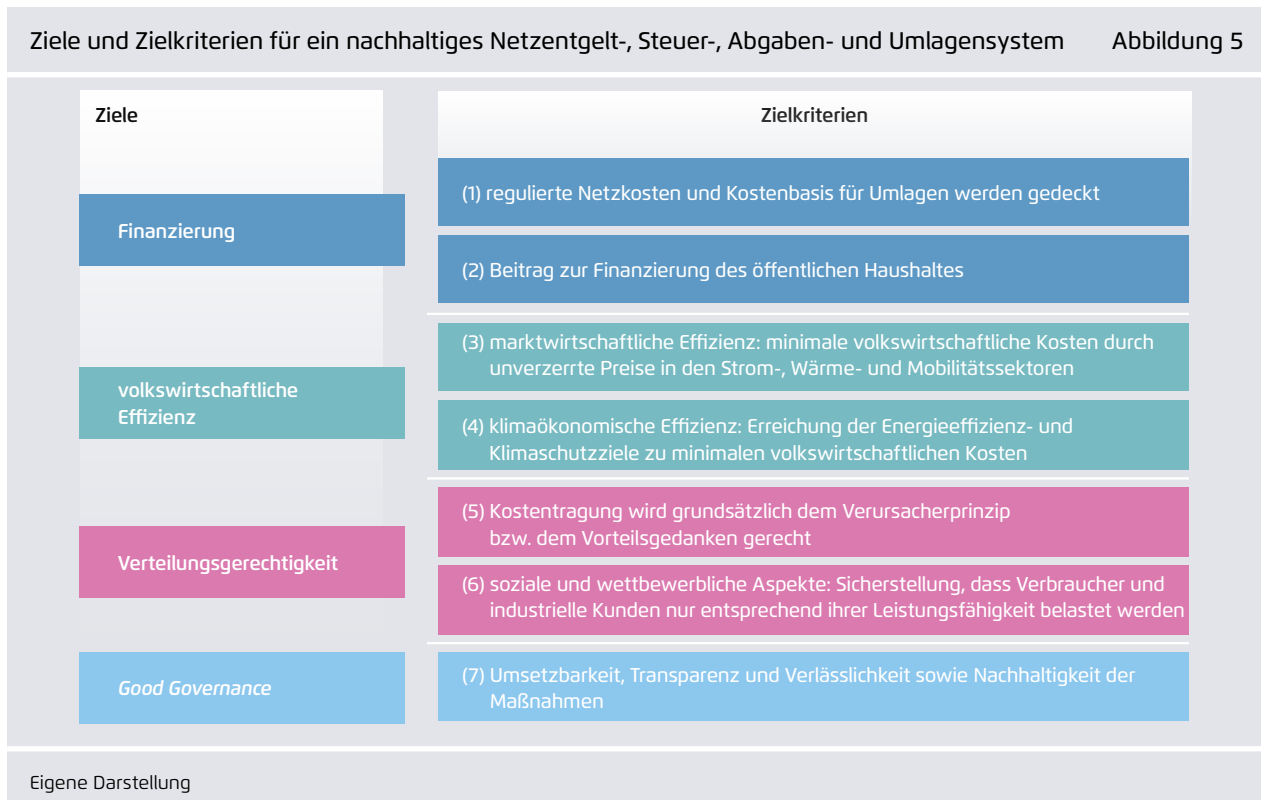
stoß durch die staatlich veranlassten Strompreisbestandteile gegenüber den anderen Energieträgern deutlich überproportional belastet. Zudem führen die niedrigen Abgaben auf Heizöl und Erdgas dazu, dass sich die energetische Gebäudesanierung in vielen Fällen kaum rechnet. Und die hohen Kosten von Strom im Vergleich zu Kraftstoffen haben zur Folge, dass Elektroautos – obwohl Elektromotoren viel effizienter sind als Verbrennungsmotoren – im Betrieb kaum günstiger sind als Diesel- oder Benzinautos.

Ziele und Zielkriterien für eine Reform des Energiepreissystems

Für das Zielmodell einer Reform des Energiepreissystems lassen sich hieraus **vier Ziele** identifizieren. Eine Reform des Energiepreissystems soll demnach erstens die **Finanzierungsaufgaben** der Netzentgelte, Abgaben und Umlagen angemessen erfüllen, zweitens die **volkswirtschaftliche Effizienz** befördern, drittens möglichst **Verteilungsgerechtigkeit** herstellen

und viertens den Prinzipien der *Good Governance* wie Umsetzbarkeit, Transparenz und Verlässlichkeit sowie Nachhaltigkeit der Maßnahmen folgen (Abbildung 5).

Diese Ziele stehen teilweise in einem Spannungsfeld untereinander. So ermöglichen unverfälschte Preissignale für Energierohstoffe und CO₂-Emissionen einen effizienten Einsatz knapper (Umwelt-) Ressourcen sowie dynamische Effizienzwirkungen, Letztere sind Kernvoraussetzung für Investitionen in Energieeffizienz und Brennstoffwechsel im Verlauf der Energiewende. Verzerrungen entstehen aber schon allein dadurch, dass auf diese Preise nur für Verbraucher Netzentgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern zur Finanzierung von Infrastruktur, Erneuerbaren Energien und öffentlichen Haushalten erhoben werden – egal auf welche Art man sie erhebt. Dies gilt vor allem im Zusammenhang der volkswirtschaftlichen Effizienz und der Verteilungsgerechtigkeit wie Verursachergerechtigkeit und Leistungsfähigkeit. So muss beispielsweise eine volkswirtschaftlich effizien-



ente Erhebung einer Umlage aufgrund der Leistungsfähigkeit einzelner Letztverbrauchergruppen in ihrer Ausgestaltung gegebenenfalls angepasst werden. Ausnahmetatbestände führen ihrerseits wiederum zu Verzerrungen und Ineffizienzen. Zusätzliche Ziele der Verteilungsgerechtigkeit wie Verursachergerechtigkeit, Leistungsfähigkeit und Standortaspekte verschärfen die Herausforderungen der Preisgestaltung weiter, zumal wenn gleichzeitig grundsätzliche Zielkriterien der *Good Governance* wie Transparenz, Umsetzbarkeit und Nachhaltigkeit erfüllt werden sollen. Die Reform des Energiepreissystems muss daher einen angemessenen Kompromiss zwischen den beiden Zielen Verteilungsgerechtigkeit und *Good Governance* herstellen und gleichzeitig – primär – auf die Erreichung der Ziele Finanzierung und volkswirtschaftliche Effizienz ausgerichtet sein.

Die Beschreibung und Bewertung der derzeitigen Preisbestandteile erfolgt im Rahmen der vorliegenden Studie entlang dieser vier Ziele. Dabei wird unterschieden nach vier Kategorien: Netzentgelte (inklusive Systemkosten), Steuern (Stromsteuer und Energiesteuern) und Abgaben (Konzessionsabgaben) sowie Umlagen (insbesondere aus Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG, und Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, KWKG).

Vor welchen Herausforderungen steht die bisherige Preisstruktur?

Die zentralen Herausforderungen und unerwünschten Wirkungen des bestehenden Preisgefüges umfassen im Wesentlichen die folgenden Effekte:

A. Verzerrte Einsatzentscheidungen innerhalb des Stromsystems

Umlagen und Netzentgelte werden weit überwiegend erhoben auf die aus dem Stromnetz bezogenen Kilowattstunden. Im Ergebnis werden flexible Anlagen volkswirtschaftlich suboptimal eingesetzt. Selbst bei einem Großhandelspreis von null oder weniger – also dem Signal, dass Strom im Überfluss vorhanden ist – führen Umlagen und Netzentgelte dazu, dass die Strompreise für den

Endverbraucher häufig noch positiv sind. Vielfach lohnt es sich deshalb selbst bei niedrigen Großhandelsstrompreisen, Eigenversorgungsanlagen weiterhin laufen zu lassen, anstatt den Strom aus dem Stromnetz zu beziehen.

B. Verzerrung der Preissignale an den Sektorengrenzen und einseitige Belastung des Stroms mit Energiewendekosten

Der Strompreis ist deutlich stärker mit Steuern, Abgaben, Entgelten und Umlagen belegt als die anderen Energieträger in den Sektoren Wärme und Verkehr. Niedrige oder gar negative Strompreise am Großhandelsmarkt, welche einen Stromüberschuss signalisieren und eine Verwendung des Stroms in anderen Sektoren ermöglichen sollten, werden durch diese staatlich veranlassten Preisbestandteile zu höheren (positiven) Strompreisen verzerrt. Dies steht einer volkswirtschaftlich effizienten Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr entgegen.

C. Ineffizienzen durch fehlende Koordination von Netz und neuen Erzeugern beziehungsweise Verbrauchern

Die Optimierung der Standortentscheidungen für neue Erzeugung und neue Verbraucher einerseits und des Netzausbaus andererseits erfolgt heute jeweils getrennt voneinander. Die Folge sind ineffiziente Standortanreize für Erzeuger und Verbraucher, die die Netzkosten insgesamt erhöhen.

D. Fehlende Kostenorientierung der Netzentgelte

Das Netzentgeltsystem negiert die tatsächliche Kostenfunktion des Netzes beziehungsweise deren Kostentreiber. Obwohl ein Großteil der Netzkosten leistungsbeziehungsweise anschlussabhängig ist, werden diese fixen Kosten heute zum größeren Teil durch eine arbeitsabhängige Tarifkomponente gedeckt. Das reizt die Vermeidung von Netzentgelten an und kann zu einer unerwünschten Spirale der Tarifierhöhungen beziehungsweise zur Entsolidarisierung durch Eigenversorgung führen.

E. Potenzial der zeitlichen Verschiebung der Nachfrage wird nicht genutzt

Die Netztarife sind bei Kleinverbrauchern an den Stromverbrauch und bei Großverbrauchern an die Jahreshöchstlast gekoppelt – ohne tatsächliche Engpasssituationen im Netz zu signalisieren. Dieses Tarifsystem behindert bei Großverbrauchern aktives Lastmanagement, zum anderen wird kein kostenminimaler Netzausbau und -betrieb realisiert.

F. Ineffizienzen durch regional differenzierte Netzentgelte

Solange die Regionen mit dem größten Ausbau der Erneuerbaren Energien die dort erforderlichen Netzinvestitionen jeweils selbst tragen müssen, verursacht das höhere Netzentgelte und damit Nachteile für die Letztverbraucher in dieser Region. Es verletzt aber das Kriterium der Verteilungsgerechtigkeit, wenn die energiewendebedingten Kosten nur regional gewälzt werden. Außerdem werden hierdurch falsche Lokalisierungssignale für neue Verbraucher gegeben. Das heißt konkret: Sie gehen gerade nicht in Regionen mit vielen neuen Erneuerbare-Energien-Anlagen und verstärken so letztlich nochmals das Problem.

G. Verzerrte klimaökonomische Effizienz beziehungsweise Effektivität der klimaschutzbezogenen Preisaufschläge an den Sektorengrenzen

Der Vergleich der Steuersätze und der weiteren energiewendebezogenen Preisaufschläge bezogen auf den CO₂-Ausstoß zeigt, dass diese im Hinblick auf die Klimaschutzziele unsystematisch ausgestaltet sind. Vor allem Strom wird vergleichsweise hoch belastet und damit gegenüber den fossilen Energieträgern im Verkehrs- und Wärmebereich benachteiligt. Dies verzerrt den Wettbewerb zwischen emissionsarmen und emissionsintensiven Technologien und damit auch die Sektorkopplung.

H. Erosion der Finanzierungsbasis durch Ausweichreaktionen wie Eigenversorgung

Aufgrund der hohen Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen besteht heute ein Anreiz, sich der

Beteiligung an deren Finanzierung durch Eigenherzeugung zu entziehen. Dadurch sinkt bei den Netzentgelten und Umlagen die Grundgesamtheit derer, die sich an ihrer Finanzierung beteiligen – mit entsprechend höheren Entgeltsätzen und Umlagen für die anderen Teilnehmer. In der Folge steigen die Anreize zur Eigenversorgung weiter. Diese Anlagen folgen dann in ihrem Einsatz einer betriebswirtschaftlichen und keiner volkswirtschaftlichen Logik und führen zu einem kostenineffizienten Gesamtsystem.

I. Überbordende Komplexität als generelles Problem

Im Verlauf der vergangenen Jahre ist die Komplexität des Systems aus Netzentgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen auch durch viele Ausnahmetatbestände stark angestiegen. Dies ist bereits für sich genommen, also unabhängig von der Bewertung der Regelungsgehalte, problematisch, zum Beispiel aufgrund von nicht intendierten Anreizen.

Überträgt man diese Herausforderungen auf die verschiedenen staatlich veranlassten Preisbestandteile, ergibt sich zusammenfassend folgendes Bild:

Die wesentlichen Herausforderungen bei **Netzentgelten und Umlagen** liegen in den Zielen der volkswirtschaftlichen Effizienz sowie der Verteilungsgerechtigkeit. Denn in Bezug auf die reine Sicherstellung der Finanzierung der Energiewendeinvestitionen lassen sich die Netzkosten und die Erneuerbare-Energien-Förderkosten in Zukunft – rein technisch gesehen – immer finanzieren, indem die Höhe von Netzentgelten und Umlagen so bestimmt wird, dass die Kosten vollständig gedeckt werden. Allerdings stößt diese Vorgehensweise dort an ihre Grenzen, wo die Umlagen aufgrund ihrer Höhe zu Widerständen führen oder die Grenzen der Leistungsfähigkeit der Verbraucher erreicht sind und damit gesellschaftliche Akzeptanzprobleme entstehen.

Bei **Steuern und Abgaben** liegen die Herausforderungen vor allem in der nachhaltigen Finanzierungsfunktion und in der Lenkungswirkung, aber auch in der

gesellschaftlichen Akzeptanz. So geht bei den Energiesteuern und bei der Konzessionsabgabe mit zunehmender Energieeffizienz und rückläufigem Strombezug aus dem Stromnetz eine mögliche Erosion des Aufkommens aus wichtigen Einnahmequellen von Bund und Kommunen einher. Die Elektrifizierung in den anderen Sektoren dürfte diese mögliche Aufkommenserosion jedoch mittelfristig verhindern. Bei der Stromsteuer und den Energiesteuern ist im Zusammenwirken mit den weiteren Umlagen die fehlende Ausgewogenheit in der Lenkungsfunction die zentrale Herausforderung; vor allem im Hinblick auf die sektorübergreifende effiziente Erreichung der Klimaschutzziele erscheint deshalb eine Adjustierung der Steuersätze erforderlich.

Wie sieht der Lösungsraum aus?

Eine Reform der Energiepreissystematik findet nicht auf der „grünen Wiese“ statt. Der historisch gewachsene Rechtsrahmen setzt Grenzen für Veränderungen ebenso wie bestehende Interessenlagen und Fragen des Bestandsschutzes. Die übergeordneten Ziele der verlässlichen Finanzierung, der volkswirtschaftlichen und klimaökonomischen Effizienz, der Verteilungs- beziehungsweise Kosten- und Leistungsgechtigkeit und auch der *Good Governance* stehen mitunter in einem Spannungsfeld. So manche theoretische Lösung für eines der Ziele stößt in der Realität deshalb an die Grenzen der Umsetzbarkeit.

Das Problembewusstsein ist in der letzten Zeit spürbar gewachsen, und die öffentliche Diskussion über Reformmodelle hat zugleich an Dynamik gewonnen. Um den gegenwärtigen und künftigen Herausforderungen begegnen zu können, wurde eine Reihe von Lösungsansätzen präsentiert, vor allem für die EEG-Umlage, aber auch für die Netzentgelte. In der vorliegenden Studie werden diese und weitere Lösungsansätze aufgegriffen und ihre wesentlichen Vor- und Nachteile in Bezug auf die zuvor genannten Ziele skizziert.

Eine umfassende und vertiefende Bewertung des Lösungsraums erfolgte in diesem Bericht nicht. Allerdings lassen sich bereits in diesem Stadium einige

Lösungsansätze als weniger vorteilhaft erkennen, weil es entweder eine eindeutig bessere Alternative gibt oder deren Umsetzung aus rechtlicher oder ökonomischer Perspektive nur wenig Erfolg versprechend ist. Einen Überblick über die anstehenden Herausforderungen, die erwünschten Zielwirkungen und die möglichen Instrumente im betrachteten Lösungsraum gibt Abbildung 6.

Bei den Umlagen steht die **EEG-Umlage** aufgrund ihres absoluten Volumens im Mittelpunkt der Überlegungen. Die Lösungsoptionen umfassen zum einen Möglichkeiten für ein geringeres Umlagevolumen oder eine verbreiterte Basis zur Kostenwälzung, um die marktpreisverzerrenden Effekte der EEG-Umlage zu vermindern:

→ *Wettbewerb der Energieträger zwischen allen Sektoren*: Eine sektorübergreifende Wälzung von Teilen oder der ganzen EEG-Umlage auch in den Sektoren Wärme und Verkehr könnte mit Verweis auf die gesellschaftliche Dimension des Klimaschutzes durch Erneuerbaren-Ausbau gerechtfertigt werden. Sie kann dazu beitragen, die Verzerrung der Preissignale an den Sektorengrenzen zu mindern. Die Diskussion führt dabei in die Richtung einer umfassenden Umstrukturierung der Sektoren mit einer Erneuerbaren- oder sogar Energiewendenumlage, mit der dann auch die bislang anders organisierten Finanzierungsleistungen für Erneuerbaren-Wärme bis hin zu Effizienz erfasst werden könnten. Allerdings entstehen hierdurch in der Praxis etliche Fragen hinsichtlich der beihilferechtlichen und administrativen Umsetzbarkeit. Alternativ wäre eine (teilweise) Steuerfinanzierung der EEG-Umlage. Eine solche (Teil-)Finanzierung durch öffentliche Haushalte mit dem Ergebnis der Senkung der spezifischen EEG-Umlage kann dadurch gerechtfertigt werden, dass beispielsweise Ausnahmeregelungen für die Industrie oder die Kosten der Phase der Markteinführung von marktfernen Technologien (wie etwa die Photovoltaik in den Jahren 2000 bis 2012) nicht dem heutigen Stromverbraucher allein zuzumuten sind. Die hierfür notwen-

Überblick über die Herausforderungen, gewünschten Zielwirkungen und möglichen Instrumente

Abbildung 6

Herausforderung	Gewünschte Zielwirkung	Mögliche Instrumente		
Verzerrung des Preissignals und der Einsatzentscheidungen innerhalb des Stromsektors	Preisesignale ermöglichen eine effizientere Koordination von Angebot und Nachfrage	dynamische EEG-Umlage 	EEG-Pauschale 	Dynamisierung der Preisbestandteile nach Netzengpass 
Verzerrung der Preissignale an den Sektorgrenzen und einseitige Belastung des Stroms mit Energiewendekosten	Wettbewerb der Energieträger zwischen allen Sektoren und Senkung der Stromkosten durch gerechte Verteilung der Energiewendekosten	Verteilung der EEG-Kosten über die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr 	Verlagerung der Förderkosten auf eine andere Abrechnungs- bzw. Finanzierungsbasis - Energiewendeuumlage - Steuer - Fonds 	
Ineffizienzen durch fehlende Koordination von Netz und neuen Erzeugern	Ausbau von Erzeugung und Netz erfolgt abgestimmt	Baukostenzuschuss (BKZ) 	Einspeiseentgelte (G-Komponente) 	
fehlende Kostenorientierung der Netzentgelte	Strombezug richtet sich an den verursachten Netzkosten aus	Tarife orientieren sich an den Kostentreibern im Netz 	individueller Kostenbeitrag an der Jahreshöchstlast (reformierte Gleichzeitigkeitsfunktion) 	
Potenzial der zeitlichen Verschiebung der Nachfrage wird nicht genutzt	Stromnachfrage orientiert sich an der aktuellen Netzauslastung	zeitvariable Netzentgelte 	Vergütung für netzdienliches Verbraucherverhalten 	
Ineffizienzen durch regional differenzierte Netzentgelte	Netzkosten werden überregional gerecht verteilt	bidirektionale Kostenwälzung zwischen Netzbetreibern 	bundeseinheitliche Netzentgelte im Übertragungsnetz 	bundeseinheitliche Netzentgelte in Deutschland 
verzerrte klimaökonomische Effizienz bzw. Effektivität der klimaschutzbezogenen Preisaufschläge	Energiepreise geben Signale für Energieeffizienz und Klimaschutz	Belastung von Energieträgern gemäß ihrer klimaschädigenden Wirkung 		
Erosion der Finanzierungsbasis durch Ausweichreaktionen wie Eigenversorgung	Beseitigung von falschen Anreizen	kostenorientierte Netztarife und mögliche Eliminierung von Sondertatbeständen bei Umlagen 		
überbordende Komplexität als generelles Problem	reformiertes System genügt der <i>Good Governance</i>	Auswahl, Kombination und Ausgestaltung der Instrumente genügen der <i>Good Governance</i> 		

Eigene Darstellung

digen Mittel könnten entweder aus dem allgemeinen Staatshaushalt entnommen oder im Falle einer notwendigen Gegenfinanzierung aus einer umgestalteten Energie- und Stromsteuer genutzt werden. Eine zeitliche Verlagerung von EEG-Kosten in die Zukunft und dadurch Senkung der heutigen EEG-Umlage kann alternativ auch über einen Erneuerbare-Energien-Fonds erfolgen. Eine solche „Streckung“ der Finanzierung ist im Vergleich zu anderen Optionen, zum Beispiel der Energiewendumlage oder der Steuerfinanzierung, im Hinblick auf Fragen der fairen Verteilung der Kosten zwischen den Generationen aber problematischer und verursacht zusätzliche administrative Kosten.

Zum anderen werden folgende Lösungsoptionen zur Stärkung der Preissignale für Angebot und Nachfrage über eine Neugestaltung der EEG-Kosten-Wälzung diskutiert:

- *EEG-Pauschale*: Die Abrechnung der EEG-Kosten als Pauschale könnte die aktuelle Verzerrung des Großhandelspreissignals abbauen. Allerdings würde dies in seiner Reinform hohe negative Verteilungswirkungen zulasten von Kleinverbrauchern mit sich bringen und müsste, um dies zu verhindern, in der Höhe gestaffelt nach Letztverbrauchergruppen ausgestaltet werden. Je feiner diese Staffelung wäre, desto näher wäre die Pauschale am derzeitigen ct/kWh-System.
- *Dynamisierung der EEG-Umlage*: Die EEG-Umlage könnte statt derzeit fix mit einem Betrag in ct/kWh auch zeitlich variabel ausgestaltet werden und beispielsweise am Großhandelspreis indexiert oder dynamisch mit Netzengpässen verknüpft werden. Die Dynamisierung würde das Strompreissignal durch höhere Ausschläge verstärken mit der Gefahr, dass durch die Preisverzerrung mehr Flexibilität angereizt wird, als tatsächlich effizient wäre.

Im Fall der **Netzentgelte** zeichnet sich folgendes Bild ab:

- *Ausbau von Erzeugung und Netz erfolgt abgestimmt*: Hier dürfte die Umsetzung von Einspeise-

entgelten (G-Komponente, das G steht für das englische *Generation*) vergleichsweise komplex und gegenüber dem Modell eines Baukostenzuschusses (BKZ) für Einspeiser im Hinblick auf den Markteinfluss (Großhandelsmarkt) unterlegen sein.

- *Strombezug richtet sich an den verursachten Netzkosten aus*: Eine stärkere Finanzierung der Netzkosten über Leistungspreise beziehungsweise Grundpreise auch bei kleineren Kunden erscheint sachlogischer als ein individueller Kostenbeitrag an der Jahreshöchstlast durch eine Neuformulierung der Gleichzeitigkeitsfunktion, hätte jedoch auch größere Verteilungswirkungen.
- *Stromnachfrage orientiert sich an der aktuellen Netzauslastung*: Um das Potenzial der Lastflexibilisierung zu heben, sind **zeitvariable Tarife** effizienter als die Vergütung für die Verschiebung, da eine Vergütung den gleichen Nutzen stiftet, zusätzlich aber Kosten verursacht.
- *Netzkosten werden überregional gerecht verteilt*: Bundeseinheitliche Netzentgelte für die horizontale Kostenwälzung auf der Ebene der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNBs), wie sie heute bereits teilweise erfolgt, kann mit Blick auf die energiebedingten Kosten zu einer besseren Verteilungsgerechtigkeit führen. Der weitergehende Schritt von bundeseinheitlichen Netzentgelten auf ÜNB-Ebene und auf Ebene der Verteilnetzbetreiber (VNBs) erscheint zu weitgehend, als er auch die strukturell bedingten Unterschiede in den Netzkosten, die zwischen städtischen und ländlichen Regionen existieren, nivelliert. Die Alternative einer Kombination aus einer bidirektionalen Kostenwälzung der Netzentgelte zwischen ÜNB und VNB mit ÜNB-einheitlichen Netzentgelten wäre denkbar, jedoch in der Umsetzung regulatorisch komplex und mit hohem einmaligen Einführungs- und hohem kontinuierlichen Umsetzungsaufwand verbunden. Gegenüber der Einführung von Baukostenzuschüssen, welche die (regionalen) Netzentgelte entlasten und somit zu einer regionalen Angleichung der Netzentgelte führen, erscheinen diese Lösungen daher unterlegen.

Die Optionen zur Reform bei den **Energie- und Stromsteuern** zielen vor allem auf eine bessere klimaökonomische Lenkungswirkung, das heißt verbesserte Preissignale für die Energieträgerwahl. Hierzu müssen die bestehenden Energiesteuern auf eine andere Basis gestellt werden, beispielsweise je Einheit CO₂ auf der Ebene der Primärenergieträger. Allerdings müssen hierbei Restriktionen der Besteuerung berücksichtigt werden; beispielsweise ist eine Inputbesteuerung in der Stromerzeugung abzuwägen mit dem europäischen Emissionshandel sowie der Problematik schwer oder nicht steuerbarer Stromimporte. Eine Reform der Energiesteuern muss des Weiteren unter Berücksichtigung von Refinanzierungsaufgaben geschehen, die im Falle der Energiesteuern beispielsweise die Infrastrukturinvestitionen des Verkehrssektors umfassen. Mittelfristig ist auch die fiskalische Funktion der Energiesteuern als ergiebigste Verbrauchsteuer zu berücksichtigen, da sie bei einer erfolgreichen Dekarbonisierung von Wärme und Verkehr rückläufig sein werden. Dieser Effekt gilt zwar unabhängig von der Umstellung auf beispielsweise eine Besteuerung nach dem CO₂-Gehalt, wird aber durch eine gestärkte Klimaschutz-Lenkungswirkung nochmals verstärkt.

Reformvorschläge für die **Konzessionsabgabe** sind bereits in einer früheren Studie⁴ von Raue LLP im Auftrag von Agora Energiewende erarbeitet und im Kontext dieser Studie erneut geprüft und für ausreichend befunden worden. Die damalige Studie kam mit dem Ziel der Lastflexibilisierung zu folgendem Ergebnis:

- Die Umstellung von einer bundeseinheitlichen verbrauchsabhängigen Konzessionsabgabe auf eine gemeindegrenzebezogene leistungsbezogene Konzessionsabgabe ist unter Gleichbehandlungsgesichtspunkten verfassungsrechtlich zulässig und durch entsprechende Gesetzesänderungen möglich.
- Eine Entlastung von der Konzessionsabgabe, wenn bestimmte Verbrauchsmengen überschritten werden, ist durch Änderung der betreffenden Vorschriften möglich.

Die derzeit auf den Stromverbrauch bezogene Konzessionsabgabe kann somit rechtlich zulässig auf eine leistungsbezogene Abgabe umgestellt werden. Diese Umstellung sorgt dafür, dass das Preissignal aus dem Stromgroßhandel direkter bei den Stromverbrauchern ankommt. Die Stromverbraucher erhalten dann direktere Preissignale zur Planung ihres Verbraucherverhaltens und können diese bei vorhandener Lastflexibilität besser auf die jeweilige Erzeugungssituation ausrichten, was die Gesamtsystemeffizienz erhöht. Eine gemeindegrenzebezogene Ausprägung der Konzessionsabgabe kann darüber hinaus lokale Unterschiede berücksichtigen, um somit zu einer effizienten regionalen Koordination des Stromverbrauchs beizutragen. Die Entlastung von der Konzessionsabgabe ab einem bestimmten Stromverbrauch soll darüber hinaus dazu beitragen, Flexibilitätspotenziale großer Stromverbraucher zu erschließen und diese nicht über ihre Tragfähigkeit hinaus mit Kosten aus der Konzessionsabgabe zu belasten.

Offene Fragen und Ausblick

Die Reform des Preismodells in der Energiewende ist eine komplexe Herausforderung und erfordert eine Optimierung unter vielen Nebenbedingungen. Die vorliegende Studie beschränkt sich auf den ersten Schritt auf diesem Weg. Sie analysiert den Status quo und die wesentlichen Herausforderungen der staatlich veranlassten Preisbestandteile. Schwerpunkt ist der Strommarkt; da Elektrizität bei der Dekarbonisierung der Wärme- und Mobilitätssektoren eine zunehmende Rolle spielen dürfte, werden auch die Preissignale an den Sektorengrenzen thematisiert.

Die Darstellung des Lösungsraums begrenzt sich in der vorliegenden Analyse auf die qualitative Betrachtung denkbarer Lösungsansätze für einzelne Preiskomponenten. Für einige Komponenten – vor allem für EEG-Umlage und Netzentgelte – gibt es bereits Vorschläge, die in der vorliegenden Studie neben weiteren eigenen Überlegungen der Auftragnehmer entsprechend berücksichtigt werden. Für die Entwicklung konkreter Reformpakete können die Vorschläge zu ein-

4 vgl. (Raue LLP, 2013) Raue LLP (2013)

zelen Komponenten jedoch nur der Ausgangspunkt sein. Ein konsistentes Paket erfordert weiterreichende quantitative Analysen der Wirkungen und auch der Wechselwirkungen der einzelnen Komponenten eines Reformpakets zu Netzentgelten, Steuern, EEG- und KWKG-Umlagen sowie Abgaben. Diese detaillierten Analysen und Empfehlungen für die konkrete Reform des Systems der Energiesteuern, Netzentgelte, Abgaben und Umlagen sind Gegenstand einer Folgestudie.

Summary

Why it's necessary to reform existing electricity and energy price models

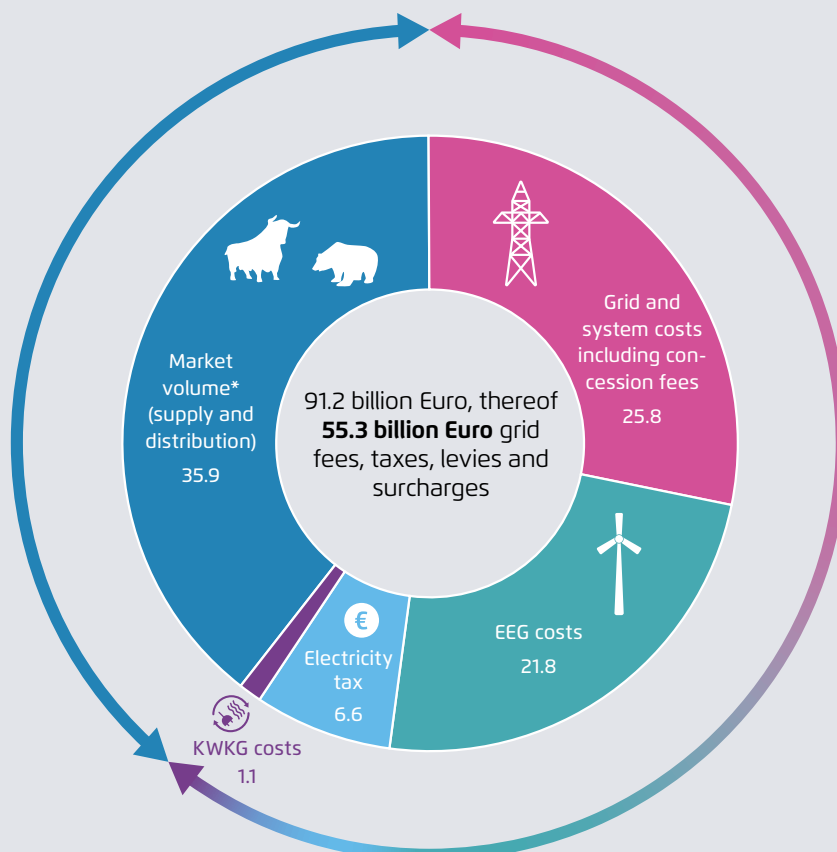
In a market economy, **prices** send signals to suppliers and consumers about a product's availability, how many units are being manufactured and how many are being sold. Ideally, a market can use prices to guarantee an optimal volume of products at the lowest cost to consumers. In the electricity sector, the wholesale market – where energy suppliers sell electricity from their power stations to energy traders – takes on an important role. The wholesale electricity

price changes every 15 minutes and reflects excesses and shortages on the wholesale market. The price signals of the wholesale market are supplemented by European emissions trading, which was introduced to internalise the climate protection costs of fossil fuels, incentivising efficiency and fuel switching.

However, **these price signals are not felt by** most power suppliers and consumers, **or at least not directly**. This is because various state regulations impose **grid fees and surcharges**, some quite hefty, on wholesale electricity prices.

Total volume of the electricity market by price (or cost) component for 2015

Figure 1



In billions of euros (2015) *Includes costs for carbon credits

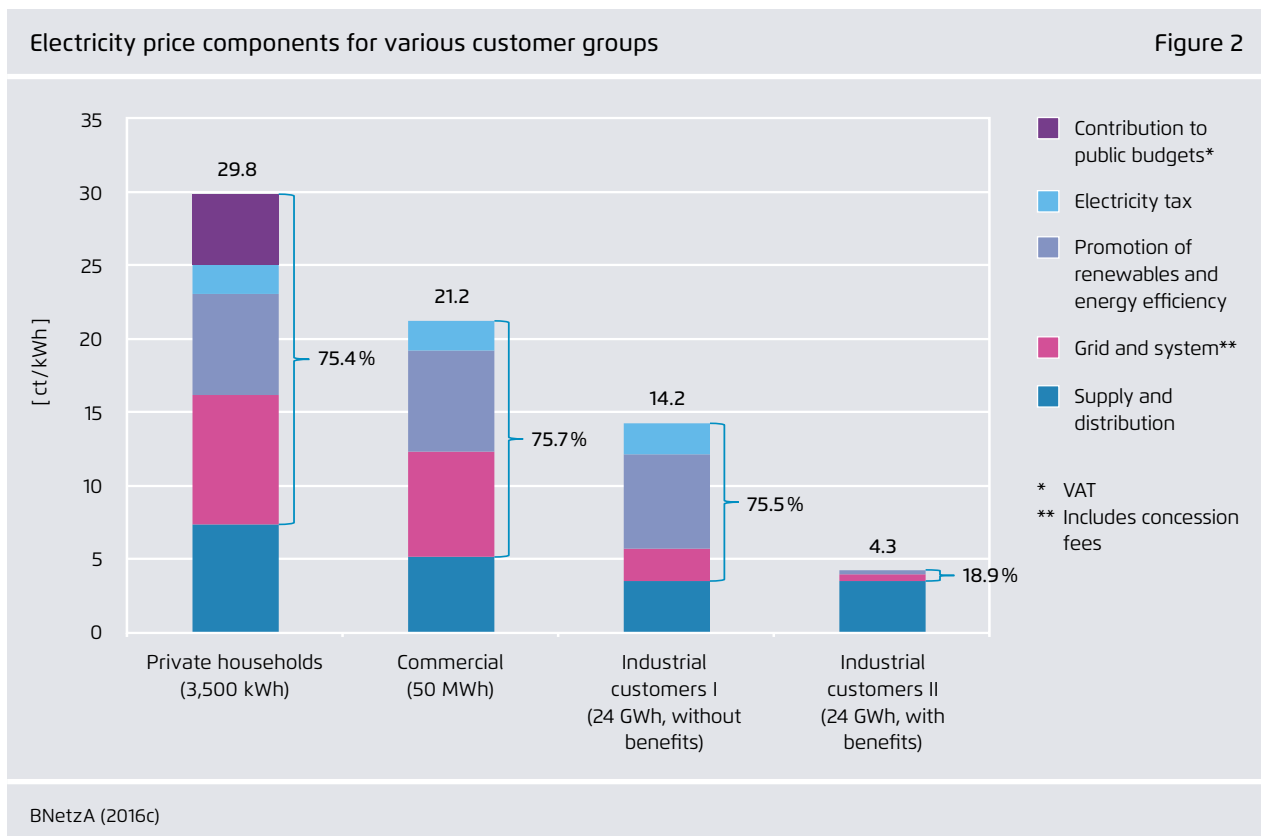
Calculated by Agora Energiewende for 2015 using average prices/costs for supply and distribution for different customer groups indicated by BDEW (2016b). Net electricity consumption was based on figures from BNetzA (2015a); BNetzA (2015b); BNetzA (2015d); BNE (2014); Prognos AG (2016b); Übertragungsnetzbetreiber (2016a). It is assumed that net energy demand is met by the market.

Electricity prices for supply and demand and for power consumers consist of politically determined components in the form of grid fees, taxes, levies and surcharges. In 2015, the total electricity market volume was 91.2 billion euros; politically determined price components amounted to 55.2 billion euros, far exceeding the competitive market price.

The politically determined components of the electricity price primarily serve **to finance electricity networks and system operation** (26 billion euros in 2015) and to promote **renewable energy** (22 billion euros in 2015). These components are also meant to incentivise energy efficiency. These state-imposed charges go to tasks that, due to their particular economic features, are either not funded or only partly funded by free-market mechanisms. An electricity tax (7 billion euros in 2015) represents yet another charge designed to steer consumer behaviour and finance state budgets.

Financing tasks are gaining in importance as part of the clean-energy transition. First, grid infrastructure must be reinforced and expanded as a result of large power stations going offline (whether due to age or the nuclear phase-out) and regional distribution of renewables. Second, renewables are not yet fully able to compete on the free market despite a significant drop of investment costs relative to conventional electricity generation. This is mostly on account of CO₂ prices in the EU emissions trading scheme, which at 5 euros per tonne fall far short of the actual costs for the damage caused by CO₂ and thus fail to create a level playing field for energy sources. As a result, the government will have to continue its reliance on the EEG⁵ surcharge to safeguard funding for renewable energy power stations.

5 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) – Renewable Energy Act



Grid fees, taxes, levies and surcharges make up the vast majority – around 75 per cent – of the electricity price many end consumers pay today (Figure 2). **For the efficiency of the electricity market**, this is now (in the sense of static efficiency) and over the further course of the clean-energy transition (in the sense of dynamic efficiency) becoming an ever-larger **problem**, particularly because the greater part of politically determined price components is based on kilowatt hours drawn from the grid. Two things tend to happen, as these price components rise. First, it increases the economic incentive to avoid paying them, especially by using self-generated electricity. Second, it distorts the signal for flexibility provision. High grid fees, taxes, levies and surcharges turn negative wholesale prices, which ought to be a signal for more demand management and storage, into positive prices for power consumers, so that producers and consumers receive different price signals. This results in different economic inefficiencies.

From an economic perspective, the environmental **steering effect** is also relevant. At present, Germany is not on the trajectory to reach its climate targets. Though EU emissions trading are supposed to cover the external costs of climate change and climate protection, its price signals are too weak to reach the national emission reduction targets, since the number of carbon credits and the volume of JI/CDM certificates⁶ permitted through 2012 are much too high and considerably above the volume of CO₂ needed to prevent a two-degree rise in the average global temperature.

In today's tax system, the energy sources in the sectors electricity, heating, and transport are handled differently with regard to CO₂ emissions. This leads to ineffective economic steering of climate protection and to inefficiencies in the energy system. Over the course of the clean-energy transition, the electricity, heating and transport sectors will merge more thanks

to **sector coupling**, as electricity from renewables play a growing role in heating and transport. But the current system of electricity and energy taxes is not yet designed for this kind of coupling. The different taxes, levies and surcharges in each sector create distortions and inefficiencies, which adversely affects the price structure, the mechanism for passing on costs and the steering effect of energy taxes.

There are two methods for comparing the levies and surcharges on energy sources:

→ *Comparison based on energy content:* By converting petrol, diesel and heating oil taxes from cents per litre to cents per kilowatt hour and carbon credits from euros per tonne CO₂ to cents per kilowatt hour, we can compare them with the taxes, levies, grid fees, and surcharges on electricity and natural gas (see Figure 3).⁷ This comparison shows that electricity has the by far highest level of taxes, levies, grid fees and surcharges, with 18.7 ct/kWh. Next comes transport fuels, with petrol at 7.3 ct/kWh and diesel at 4.7 ct/kWh. The lowest taxes are levied on heating energy: natural gas is taxed at 2.2 ct/kWh and heating oil is taxed at 0.6 ct/kWh. Carbon credits only amount to 0.3 ct/kWh, but this tax is levied on electricity generation.

→ *Comparison on the basis of implicit CO₂ charges:* Germany does not have a carbon tax, so CO₂ pricing of energy sources cannot be compared directly. Nevertheless, it is possible to compare CO₂-related charges indirectly. Between 1999 and 2003 Germany's red-green government raised taxes on petrol and diesel and introduced new taxes for electricity, natural gas and heating oil. These measures were part of an eco-tax reform designed to promote climate protection, not, as with previous taxes, finance state expenditures. The EEG and KWKG⁸ surcharges

6 JI = Joint Implementation; CDM = Clean Development Mechanism.

7 VAT, which is levied on all forms of energy, was omitted from the comparison. Had it been included, the differences in energy sources would have been even greater.

8 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) – Combined Heat and Power Act

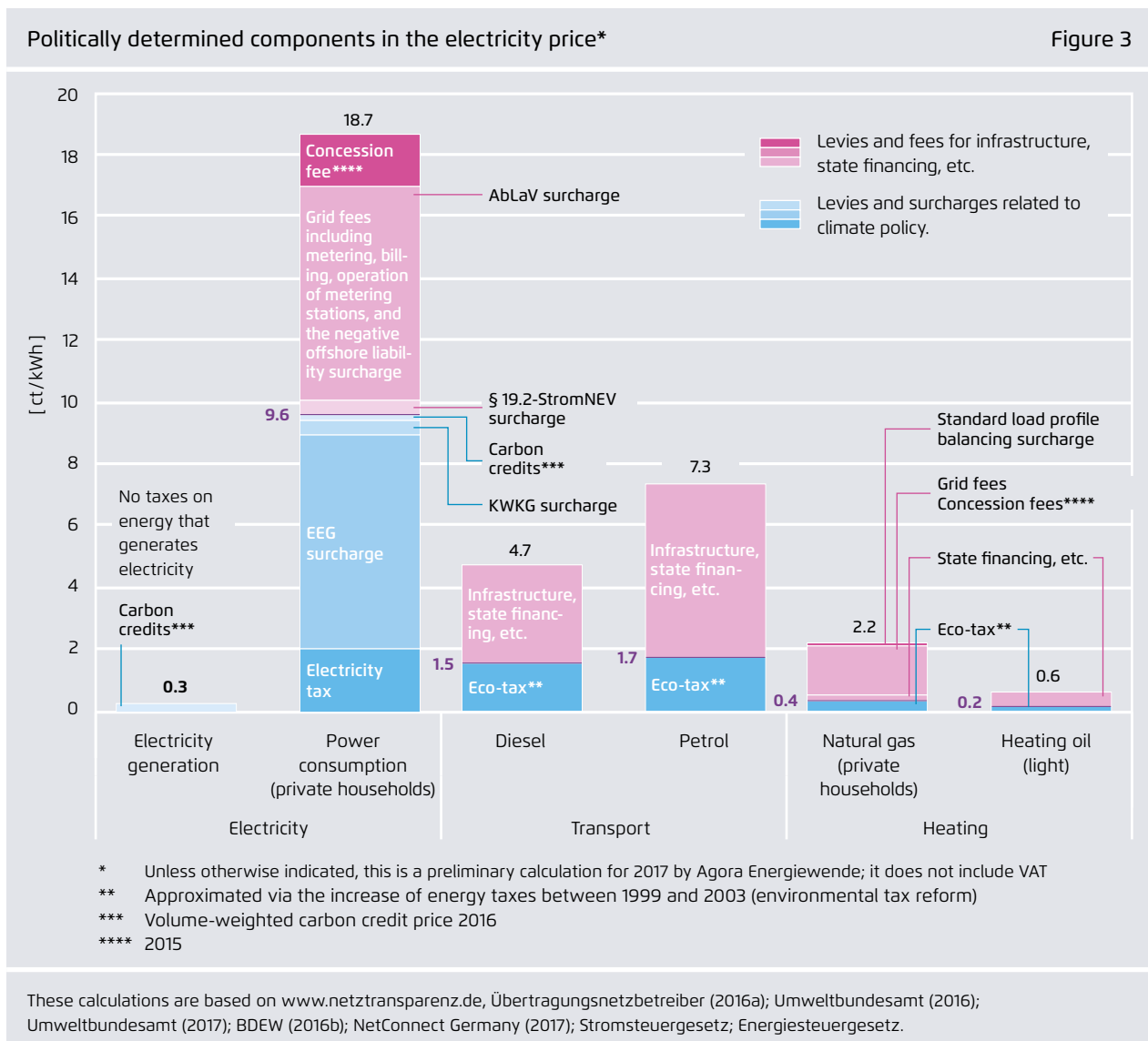
in the electricity sector also serve climate protection, for they provide refinancing for the building of renewable energy power stations and CHP stations. The final CO₂-related charge is the cost of EU emissions trading, which is fairly low.

The comparison of **these implicit CO₂ charges** (Figure 4) reveals the **distortions** from the perspective of climate protection.⁹ By far the highest CO₂-

9 For our purposes, the environmental components in the tax rates have been restricted to CO₂ emissions, the main

related charge falls on electricity consumption, which amounts to 185 euros per tonne. Next comes the fuels, with petrol at 65 euros per tonne and diesel at 58 euros per tonne. Energies for heating come in at 20 euros per tonne of CO₂ for national gas and 8 euros per tonne of CO₂ for heating oil. Electricity production has the low-

criteria by which national and international climate targets are measured. Electricity was assigned a CO₂ factor of 535 Gramm CO₂ per kilowatt hour. This corresponds to the CO₂ emissions of the German electricity mix in 2015 based on the initial estimates of the German Environment Agency (Umweltbundesamt, UBA) (2015).



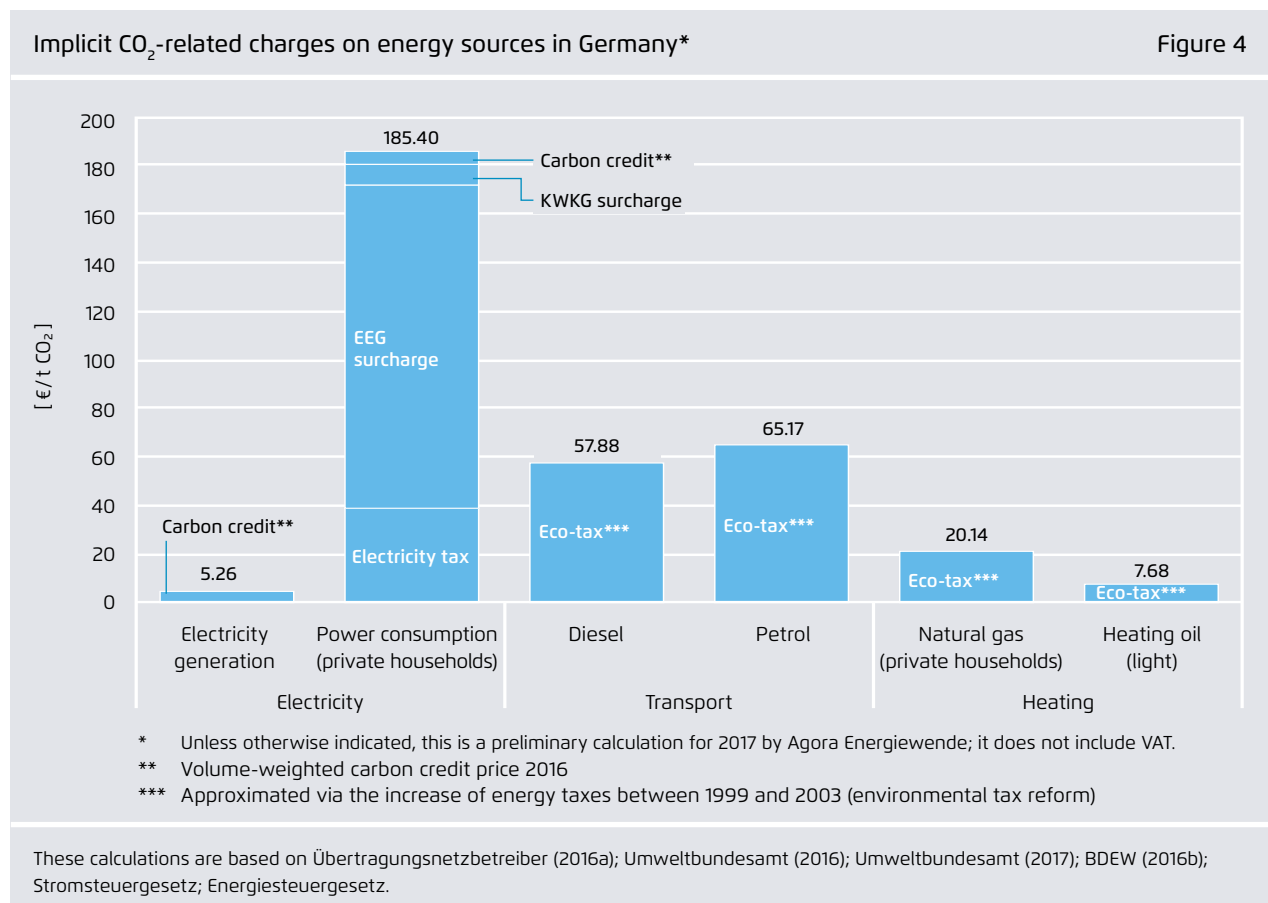
est level, with 5 euros per tonne of CO₂. There is a factor of 35 between implicit CO₂-related charges on electricity generation and those on electricity consumption. This shows how low the climate steering effect is on energies used for electricity generation.

Both comparisons paint the same picture: there's no level playing field for energy competition between sectors in the clean-energy transition. Relative to the price of other energy sources, electricity bears a disproportionate share of state charges levied on energy content and CO₂ emissions. The fairly low fees charged for heating oil and natural gas has, in many cases, undercut the economic rationale for green building retrofits. And the high costs of electricity compared with fuels means that electric cars are just slightly more affordable to operate than vehicles that run on diesel or petrol, even though their motors are more efficient than combustible engines.

Targets and their criteria for energy price system reform

Four targets can be identified for the reform of the energy price system. A reform of the energy price system should, first, adequately fulfil the **financing tasks** of the grid fees, levies and surcharges; second, promote **economic efficiency**; third, distribute **costs as equitably as possible**; and fourth, follow the principles of good governance such as feasibility, transparency, reliability and sustainable measures (Figure 5).

These targets are partly interconnected. For instance, unbiased price signals for energy feedstock and CO₂ emissions enable an efficient use of scarce environmental resources and dynamic efficiency effects. The latter are a basic prerequisite for investment in energy efficiency and fuel switching in the course of the clean-energy transition.



But distortions arise when grid fees, levies, surcharges and taxes for financing infrastructure, renewables, and public households are imposed only on the prices paid by power consumers, regardless of how they are applied. This is especially true with regard to economic efficiency and the equitable distribution of costs such as polluter liability and capacity to pay. For instance, an economically efficient surcharge might have to be adjusted based on the capacity to pay of specific end-user groups. Exceptions, in turn, lead to distortions and inefficiencies. Other considerations that go into equitable distribution of costs such as polluter liability, capacity levels and local factors complicate pricing against the backdrop of good governance (transparency, feasibility, sustainability, etc.). Energy pricing reform must find a compromise between equitable distribution and good governance, on the one hand, and financing and economic efficiency, on the other.

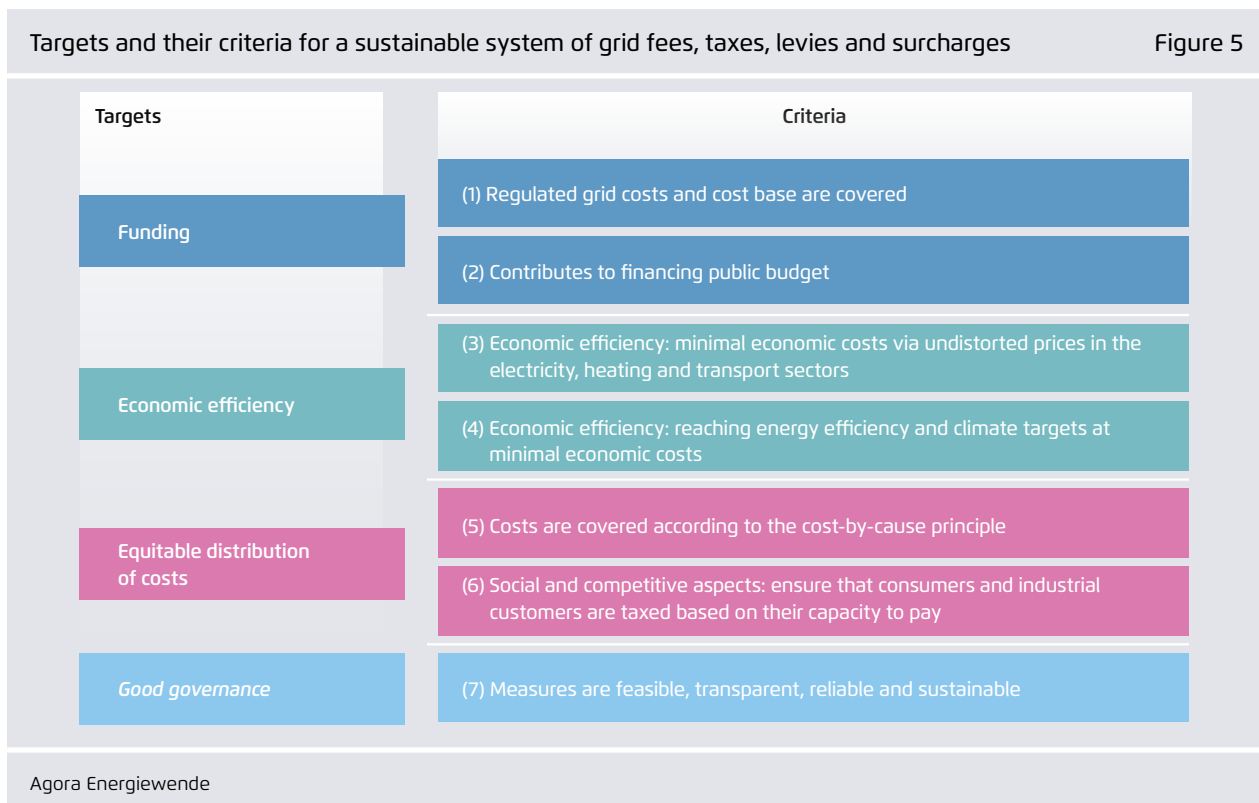
This report's review of the components of today's electricity price is based on these four criteria. The report distinguishes between four categories of components: grid fees (including system costs), taxes (electricity and energy taxes), levies (concessions fees), and surcharges (in particular those resulting from the Renewable Energy Act, EEG, and the Combined Heat and Power Act, KWKG).

What challenges does the existing price structure face?

The central challenges of the existing price structure mainly comprise the following effects:

A. Distorted decision-making in the electricity system

The vast majority of surcharges and fees are imposed on the number of kilowatt hours of electricity drawn from the power grid. This results in suboptimal economic use of flexible power sta-



tions. Even if the wholesale price fell to zero or less – a sign of excess electricity – surcharges and grid fees often lead to positive prices for end-users. In many cases, therefore, consumers continue to run private self-generated power units when wholesale prices are low, rather than drawing energy from the power grid.

B. Distorted price signals between sectors and unilateral imposition of electricity with clean energy transition costs

The amount of taxes, levies, fees and surcharges on electricity is much greater than on other energy sources in the heating and transport sectors. These political determined components of the electricity price elevate low or negative wholesale prices – signalling an excess that enables electricity use in other sectors – into relatively high end-user prices. These prices stand in the way of an economically efficient coupling of the electricity, heating and transport sectors.

C. Lack of coordination between the power grid and new electricity producers/users

Local decisions related to new electricity producers and users, on the one hand, and to power grid expansion, on the other, take place in isolation. This results in inefficient local incentives, which raise overall grid costs.

D. Grid fees not aligned with actual costs

The system of grid fees negates the actual cost function of the grid's cost drivers. Most of the grid costs arise based on capacity and connections, but a large part of these costs is covered by fixed tariffs independent of electricity volume. This motivates consumers to avoid grid fees, which may result in an unwelcome tariff increases or more self-generated energy, eroding the solidarity of the system.

E. Potential for shifting demand times goes unused

For small power consumers, grid tariffs are linked with electricity use; for large power consumers,

they are tied to the annual peak load and as such do not signal actual grid shortages. This tariff system provides no incentive for active load management among industrial users or for low-cost grid expansion and operation.

F. Different regional grid fees lead to inefficiencies

Because the regions with the greatest expansion of renewables must make the necessary grid investments themselves, they are forced to charge higher grid fees. This not only disadvantages end-users in the region; it flies in the face of the equitable distribution of clean energy costs. Moreover, it sends the wrong kind of signals to potential new power users, who will tend to avoid regions with many renewable energy power stations for this very reason, and thus exacerbate the problem.

G. Distorted efficiency of climate-related surcharges between the sectors

A comparison of taxes and other surcharges related to the clean energy transition shows a piecemeal design when it comes to climate targets. Electricity bears a very high burden of these fees relative to fossil fuels in the transport and heating sectors. This distorts the competition between low-emission and high-emission technologies and by extension impedes sector coupling.

H. Erosion of financing base through self-generated energy and other forms of avoidance

The high fees, taxes, levies and surcharges in place today incentivise avoidance via the use of self-generated energy units. This reduces the number of people who pay grid fees and surcharges, which increases what everyone else pays, and in turn further incentivises self-generated energy. Private units are run in a business sense, not in a macroeconomic sense, and thus generate cost inefficiencies.

I. The general problem of inordinate complexity

Over the past years, the system of grid fees, taxes, levies and surcharges has become far more com-

plex thanks in part to many regulatory exceptions. This is problematic in and of itself, regardless of the specific features of the regulations, because they can, say, give rise to unintended incentives.

Against the backdrop of the various politically determined components of the electricity price, these challenges paint the following picture:

The main challenges of the **grid fees and surcharges** are economic efficiency and the equitable distribution of costs. On a purely technical level, the future cost of the clean-energy transition can always be covered by adjusting grid fees and surcharges. But this approach has its limits. When surcharges become high enough to trigger resistance or exceed a consumer's capacity to pay, public acceptance will wane.

The challenges of **taxes and duties** are primarily sustainable financing and steering, and, by extension, public acceptance. As energy efficiency increases and energy use declines, the revenues generated from energy taxes and concession fees will decrease, eroding an important source of income at the state and local levels. Electrification in other sectors may prevent this erosion in the medium term. With electricity and energy taxes, the central challenge is the instability of the steering function together with other surcharges. Adjustment of the tax rates thus appear necessary, especially when it comes to the efficient achievement of climate targets across sectors.

Where do the solutions lie?

There's no reform to the energy price system from scratch. As the legal framework developed, it has defined changes and the status quo while setting boundaries for existing interest groups. The principal goals of reliable financing, economic and climate policy efficiency, equitable distribution of costs and capacity to pay, and good governance are in tension. This is why many theoretical solutions for a specific target soon reach the limits of feasibility in practical application.

In recent years, people have become noticeably more aware of the problem, and public discussion of reform models has been gaining momentum. A number of approaches have been presented to address current and future challenges. This report will examine several of those approaches – including those related to the EEG surcharge and grid fees – and outline its main disadvantages and advantages for the above-mentioned objectives.

This report does not provide a comprehensive appraisal of the solutions on offer. But some of the approaches discussed here will be noticeably less advantageous than others because better alternatives exist or because their deployment poses legal or economic difficulties. Figure 6 provides an overview of the imminent challenges, hoped-for outcomes and possible instruments for proposed solutions.

The **EEG surcharge** is the surcharge with the highest absolute volume, which makes it the focus here. There are options for reducing the surcharge volume or spreading costs more broadly so as to reduce the distorting effects of the EEG surcharge on market prices:

→ *Competition between energy sources from all sectors*: Dividing up the EEG surcharge (in whole or in part) and distributing it across the heating and transport sectors would expand renewable use and thus contribute to climate protection. It would also reduce price signal distortions between sectors. The discussion envisions a wide-ranging restructuring of the sectors by means of a clean-energy surcharge to change the way efficiency measures and renewable energy for heating are financed. But this approach raises a number of questions about administrative and legal feasibility. An alternative would be to use taxes to fund a part of the EEG surcharge. The public money would reduce the surcharge. A rationale for this approach would be to ensure that today's electricity users do not foot the entire bill for industry exemptions and non-market technologies (such as photovoltaics between 2000 and 2012). The funds could be taken from the gene-

Overview of challenges, hoped-for outcomes and possible instruments

Figure 6

Challenge	Hoped-for outcome	Possible instruments		
Distortion of the price signal and decision-making in the electricity sector	Price signals that allow a more efficient coordination of supply and demand	Dynamic EEG surcharge 	EEG flat rate 	Making price components more responsive to power shortages 
Distorted price signals between sectors and clean-energy transition costs borne entirely by consumers	Energy competition between sectors and reduction of electricity prices via an equitable distribution of clean-energy transition costs	Distribution of EEG costs across electricity, heating and transport sectors 	Use a different strategy to finance the clean-energy transition: – clean-energy surcharge  – taxes – fund	
Inefficiencies due to lack of coordination between grid and new producers	Coordinated expansion of generation capacity and grid	Cost-sharing construction (BKZ) 	Feed-in tariffs (G components) 	
Grid fees not aligned with actual costs	Electricity use geared toward the real grid costs it generates	Orient tariffs to the grid cost drivers 	Individual contribution based on annual peak load (reform of the diversity factor) 	
Unutilised potential for shifting demand times	Electricity demand based on actual grid capacity	Make grid fees variable in time 	Reward use that benefits power grid 	
Inefficiencies caused by different regional grid fees	An equitable nationwide distribution of grid fees	Bidirectional allocation of costs between network operators 	Uniform grid fees for the German transmission network 	Uniform grid fees in Germany 
Distorted economic efficiency and effectiveness of climate-related surcharges	Energy prices signal energy efficiency and climate protection	Energy producers taxed based on the harm they cause the environment 		
Erosion of financing base due to self-generated energy and other forms of avoidance	Elimination of false incentives	Cost-based grid tariffs and the possible elimination of surcharge exemptions 		
The general problem of inordinate complexity	A reformed system that fulfils the principles of good governance	Selecting, combining and designing instruments that meet the standards of good governance 		

ral state budget or, if reciprocal financing is required, from overhauled energy and electricity taxes. The creation of a renewable energy fund could also serve to postpone EEG costs into future and sink today's EEG surcharge. Compared with other options such as the introduction of a clean-energy surcharge or additional taxes, however, "diluting" the financing of renewables with money from the state creates additional administrative expenses and is more problematic when it comes to the equitable distribution of costs between generations.

Also under discussion is a redistribution of EEG costs. This redistribution opens up the following options to strengthen supply and demand price signals:

- *EEG flat rate*: Billing EEG costs as a flat rate could reduce current distortions of wholesale price signals. But in its pure form, it would negatively affect consumers who use relatively small quantities of electricity. To avoid this, the volume of the flat rate would have to depend on the end-user group. The finer the graduations between groups, the closer the flat rate will be to the current ct/kWh system.
- *Making the EEG surcharge more dynamic*: Instead of a fixed rate per kWh, the EEG surcharge could be made variable in time. For instance, it could be indexed to the wholesale price or it could respond dynamically to power grid shortages. A more dynamic surcharge would strengthen electricity price signals and produce higher price spikes. The risk is that the price distortion would incentivize more flexibility than would be efficient in practice.

The following options are possible for **grid fees**:

- *Coordinated expansion of power generation and grid*: The introduction of feed-in tariffs (known as G, or generation, components) is likely to be more complicated and inferior to the construction cost-sharing model (BKZ) for electricity producers with regard to wholesale market influence.
- *Electricity use geared toward the real grid costs it generates*: Even for small power consumers, it

would seem more logical to finance network costs via demand charges and basic rates than via individual payment based on an annual peak load – and thereby reformulate the diversity factor – which would have greater effects on distribution.

- *Electricity demand based on actual network load*: To increase load flexibility, variable tariffs are more efficient than postponement compensation, because compensation brings the same benefit but creates additional costs.
- *An equitable nation-wide distribution of grid fees*: Uniform nation-wide grid fees for a horizontal distribution of costs for transmission network operators, as is already being done in some places today, can create a more equitable distribution of costs from the clean-energy transition. But extending uniform fees to distribution network operators would go too far, for it levels structurally determined differences in grid costs that exist between urban and rural regions. A combination of bidirectional distribution of grid costs between transmission network operators and distribution network operators is a conceivable alternative but implementing it would be hard to regulate and difficult to do, both at the start and on an ongoing basis. These solutions are, therefore, inferior to the use of construction cost-sharing (BKZ), which take some of the strain off regional grid costs and harmonizes fees nationally.

The options for reforming **energy and electricity taxes** are mainly about creating better climate policy steering by improving the price signals that inform decisions about which energy source to use. To achieve this, existing energy taxes need a new base – per unit of CO₂ emitted from primary energy, say. When creating this new base, tax restrictions must be taken into account. For instance, an input tax on power generation is to be considered alongside the European Emissions Trading Scheme and electricity imports that are hard or impossible to tax. Moreover, a reform of energy taxes must consider refinancing activities that accompany energy taxes such as infrastructure investments in the transport sector. In the medium

term, the fiscal function of energy taxes should be seen as the most productive form of consumption tax because it will decline after the heating and transport sectors have been decarbonised. This effect will occur even if taxation is shifted, say, to CO₂ levels, but it will be augmented if climate steering is improved.

Reform proposals for **concession fees** were studied in an earlier paper by Raue LLP for Agora Energie-wende.¹⁰ For this report, the findings were reviewed and found to be suited to the context here. The Raue LLP study, whose aim was to make demand more flexible, came to the following conclusions:

- The move from a uniform nation-wide demand-dependent concession fee to a municipality-based, capacity-related concession fee is legally permissible from the viewpoint of equal treatment. The regulations must only be changed accordingly.
- It is possible to change regulations so as to exempt users from the concession fee after exceeding a certain volume of power use.

Legally, therefore, it is possible to change today's demand-based system of concession fees to a capacity-based fee. This would ensure that the signals sent by wholesale electricity prices can be felt more directly by power consumers, who can better align use to the amount of electricity available, increasing total system efficiency. A municipality-oriented concession fee can also take into account local differences and help contribute to efficient regional coordination of power consumption. The elimination of the concession fee above a certain use level would unlock the flexibility of large power consumers and ensure that they are not unduly burdened by concession costs.

Open questions and outlook

Reforming the price model for the clean-energy transition is a complex challenge and demands optimisation along with the satisfaction of many other conditions. This report represents a first step in this process. It analyses the current situation and the chief challenges of the politically determined components in the electricity price. It has focused on the electricity market because electricity is likely to play an increasing role in the decarbonisation of the heating and transport sectors. In particular, it has considered the importance of price signals between sectors. The report's discussion of options for reform has been restricted to a qualitative consideration of approaches for specific components in the electricity price. For some – primarily the EEG surcharge and grid fees – suggestions already exist, and these have been considered alongside other proposals here. However, recommendations for specific components can only be a jumping-off point for developing concrete reform packages. A cohesive package of financing reform for the power system requires wide-ranging quantitative analysis of the effects and interactions between grid fees, taxes, EEG and KWKG surcharges and levies. These detailed analyses will be included in a later study.

¹⁰ See (Raue LLP, 2013) Raue LLP (2013).

I. Warum das Netzentgelte-, Steuer-, Abgaben- und Umlagensystem des Energiesektors reformiert werden muss

Die Energiewende führt zu fundamentalen Änderungen der ökonomischen Eigenschaften und des Gefüges der Energiemärkte. Um das Energiesystem volkswirtschaftlich effizient zu koordinieren, müssen die Strom- und Energiepreise diese Veränderungen spiegeln.

Die Herausforderungen hierfür liegen in zwei Bereichen. Erstens zielt die Energiewende primär auf rechtzeitigen Klimaschutz. Dazu ist ein Brennstoffwechsel hin zu emissionsarmen Energieträgern notwendig, der aus ökonomischer Sicht durch die Internalisierung der Kosten des Klimaschutzes angeregt werden sollte. Zweitens geht mit der Energiewende eine Entwicklung von fossil gefeuerten, brennstoffkostendominanten und kontinuierlich verfügbaren Kraftwerken hin zu kapitalintensiven Erneuerbare-Energien-Anlagen mit fluktuierendem Stromangebot einher. Kapitalintensität und Flexibilität werden also zunehmend zu den prägenden Eigenschaften des Stromsystems, und auch hier sollten die Preise die koordinierenden Signale setzen.

1.1 Energiepreise sollten Signale für Klimaschutz und Energiewende geben

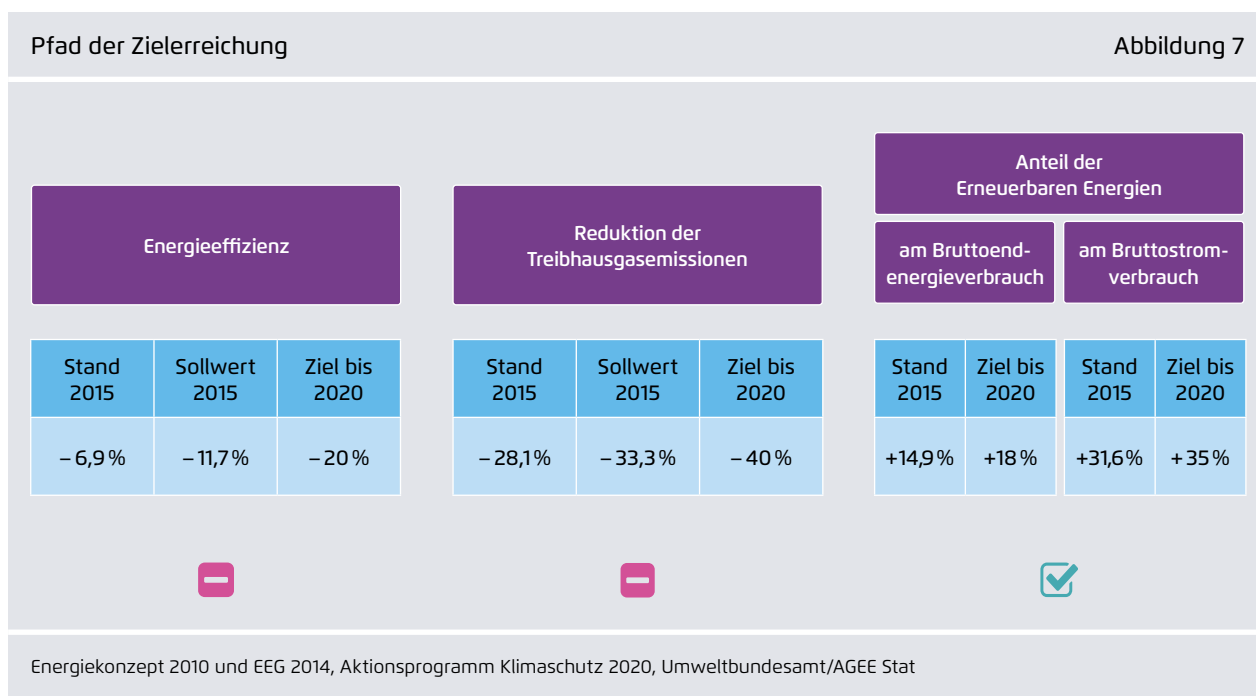
Das im November 2016 in Kraft getretene Pariser Klimaschutzabkommen unterstreicht nochmals die Dringlichkeit einer aktiven Klimapolitik. Die Bundesregierung hatte für Deutschland bereits früh, unter anderem im Energiekonzept 2010/11, ein nationales Klimaschutzziel zur Senkung der CO₂-Emissionen um 40 Prozent bis 2020 sowie um 80 bis 95 Prozent bis 2050 gegenüber 1990 festgelegt. Der im November 2016 vom Bundeskabinett verabschiedete Klimaschutzplan 2050 konkretisiert die nationa-

len Ziele auf sektoraler Ebene für das Zwischenjahr 2030. Demnach soll der Energiebereich bis 2030 eine Emissionsminderung um 61 bis 62 Prozent gegenüber 1990 erreichen, der Gebäudesektor um 66 bis 67 Prozent und der Verkehrssektor um 40 bis 42 Prozent.¹¹

Gelingen kann das über eine Reduktion des Energieverbrauchs und über einen Brennstoffwechsel hin zu emissionsärmeren oder emissionsfreien Energieträgern. Deshalb legte die Bundesregierung als Unterlegung des Klimaschutzziels auch Effizienzziele sowie Ausbauziele für die Erneuerbaren Energien fest. Bis zum Jahr 2020 soll der Energieverbrauch insgesamt um 20 Prozent sinken; dazu beitragen soll der Stromverbrauch mit einem Rückgang um 10 Prozent und der Verkehrssektor mit einem um 10 Prozent geringeren Endenergieverbrauch. Im Gebäudesektor soll die Sanierungsrate bis 2020 verdoppelt werden. Die Förderung der Energieeffizienz erfolgt einerseits über Effizienzprogramme, zum Beispiel für die KWK-Förderung oder Gebäudeeffizienz oder das Ausschreibungsprogramm „STEP up!“, und andererseits über preisliche Anreize in Form von Stromsteuer und Energiesteuern auf den Energieverbrauch. Die Förderung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien erfolgt mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) über die direkte Förderung der Stromerzeugung sowie Umlage der Kosten auf die Strompreise.

Der nationale Pfad der Zielerreichung hinkt den gemittelten Zielsollwerten (bei Annahme eines linearen Verlaufs) der Energieeffizienz und der Treibhausgasemissionsreduktion jedoch hinterher. Die Emissionen des Verkehrssektors sind heute faktisch auf dem Niveau von 1990. Nur die Ziele für den Ausbau

¹¹ vgl. Bundesregierung (2016)



der Erneuerbaren Energien bis 2020 dürften – unter Beibehaltung des aktuellen Ambitionsniveaus – erreicht werden.

Die Ursachen für diese absehbaren Lücken bei der Zielerreichung sind vielfältig; für die vorliegende Studie steht dabei die Frage nach der Signalwirkung der Energiepreise und Preisbestandteile im Vordergrund.

1.2 Netzentgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern sind wesentliche Strompreisbestandteile

Der Strompreis wird wesentlich durch Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen geprägt. Eine Kilowattstunde Strom wird im Großhandel heute für etwa drei Cent (netto) gehandelt.¹² Letztverbraucher sehen diesen Großhandelspreis jedoch nicht direkt. Sie zahlen einen deutlich höheren Preis als den an der Börse. Zum Großhandelspreis kommen nämlich noch weitere Preiskomponenten dazu, die den letztlich

bezahlten Preis erhöhen (Abbildung 8). So verteuert sich beispielsweise Haushaltsstrom durchschnittlich auf etwa 30 ct/kWh (brutto). Ein Teil davon, nämlich 25 Prozent, sind Preiskomponenten für Beschaffung (Großhandel) und die Vertriebsmarge. Die regulierten Netzentgelte machen (unter Berücksichtigung zusätzlicher Systemkosten) gegenwärtig etwa 30 Prozent der Endrechnung aus. Die restlichen 45 Prozent sind vom Staat veranlasste Steuern, Umlagen und Abgaben.

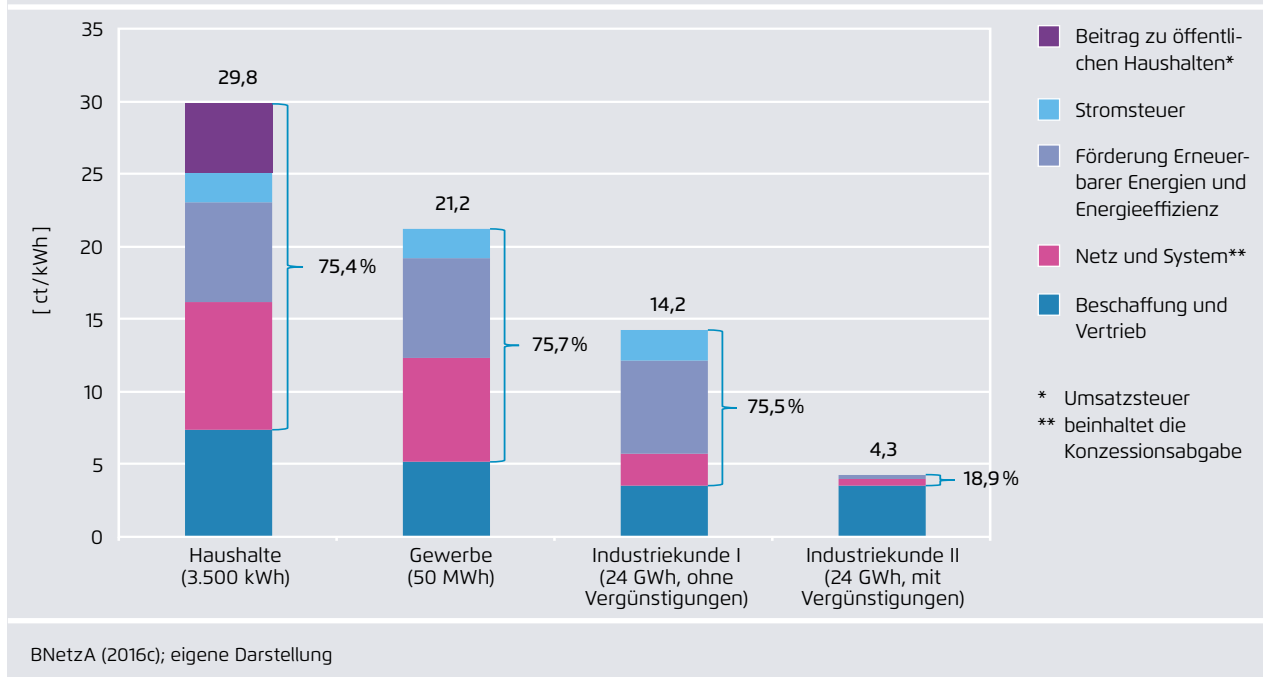
Eine ähnliche Aufteilung der Preiskomponenten ist auch für die Industriekunden zu beobachten. Ein Industriekunde auf der Mittelspannungsebene ohne Privilegien zahlt im Durchschnitt etwa 56 Prozent für Steuern, Abgaben und Umlagen, während der Rest für Beschaffung, Vertriebsmarge und Netzentgelte anfällt.

Bei großen Industriekunden mit Privilegierung sieht das Bild anders aus. Hier fallen 81 Prozent des Strompreises durch die Beschaffung und den Vertrieb und elf Prozent durch Netzentgelte an. Lediglich acht Prozent fallen in diesem Fall für Steuern, Abgaben und Umlagen an.

¹² vgl. zum Beispiel die Notierungen der Jahres-Futures für Baseload- und Peak-Produkte an der EEX

Strompreiszusammensetzung für verschiedene Kundengruppen,
Preisbestandteile in Gruppen zusammengefasst

Abbildung 8



1.3 Entwicklung der Netzentgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern seit der Liberalisierung

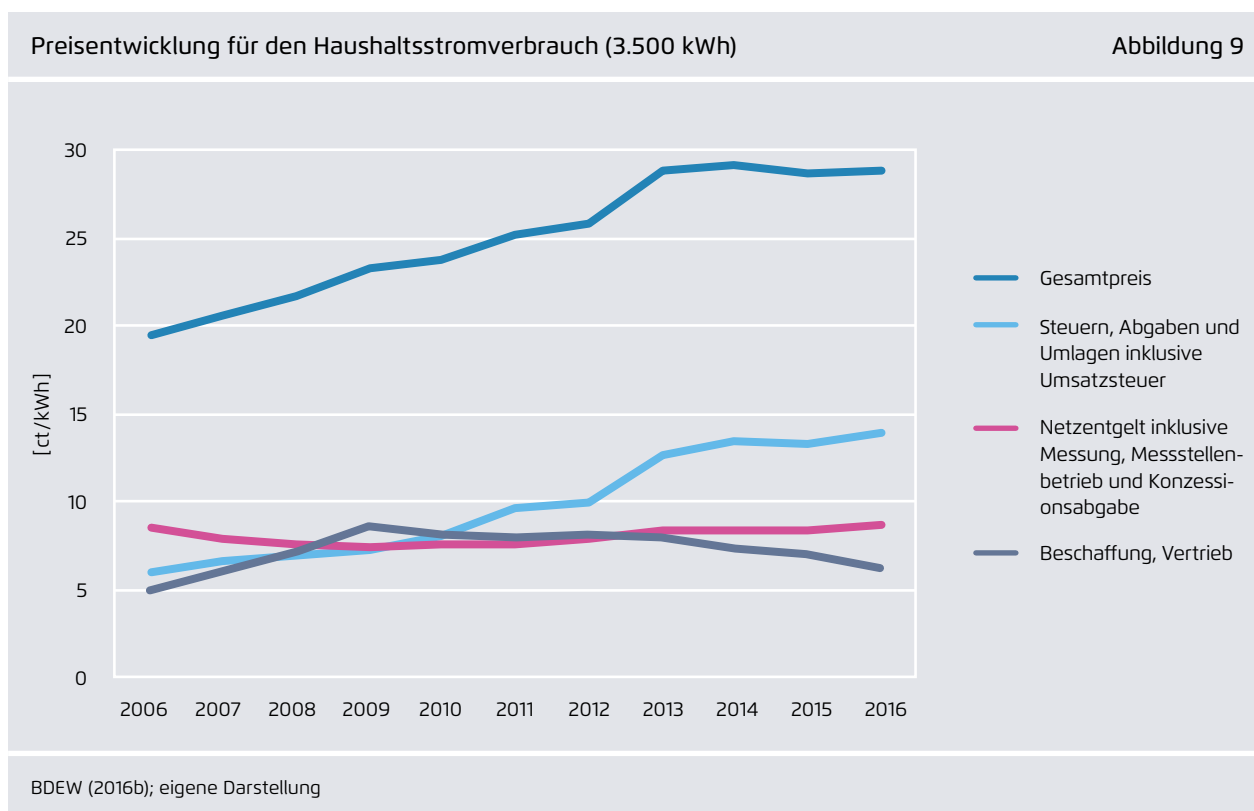
Insgesamt summierte sich das Volumen der staatlich veranlassten beziehungsweise regulierten Strompreisbestandteile im Jahr 2015 auf über 55 Milliarden Euro. Einen wesentlichen Beitrag leisten dabei die EEG-Umlage (21,8 Milliarden Euro) und die Netzentgelte und Systemkosten (25,8 Milliarden Euro). In diesen Dimensionen haben dagegen die Stromsteuer mit immerhin 6,6 Milliarden Euro und die Kosten für die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG-Kosten) von 1,1 Milliarden Euro dagegen ein geringeres Gewicht. Im Zuge der Liberalisierung wurde der Anteil der Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen im Stromsektor in den letzten Jahren massiv erhöht.¹³

¹³ Für die Sektoren Wärme und Verkehr gilt das Gegenteil. Da die Energiesteuern als Mengensteuer konzipiert sind, sinkt deren realer Wert seit 2003, dem letzten Jahr, in dem Steuersätze erhöht wurden.

Die zeitliche Entwicklung der Beschaffung und des Vertriebs, der Netzentgelte und Steuern, Abgaben und Umlagen zeigt eine deutliche Diskrepanz in der Entwicklung der einzelnen Preisbestandteile (siehe Abbildung 9). Zwischen 2009 und 2016 stiegen die Steuern, Abgaben und Umlagen von etwas über 7 ct/kWh auf circa 14 ct/kWh. Dies entspricht einer Erhöhung um etwa 90 Prozent.

Dem gegenüber haben sich die Kosten für die Beschaffung und den Vertrieb für den Haushaltsstrom reduziert. In dem dargestellten Zeitraum ist eine Reduktion von etwa 8,5 ct/kWh auf 6 ct/kWh und damit eine Senkung um circa 30 Prozent zu beobachten.¹⁴ Netzentgelte sind von etwa 5,7 auf

¹⁴ Bei der EEG-Umlage und den Beschaffungskosten kompensieren sich die dargestellten Strompreisbestandteile zum Teil, sodass deren Entwicklung nicht unabhängig voneinander gesehen werden kann. Mit steigenden Strompreisen am Großhandelsmarkt, die wiederum einen Einfluss auf die Beschaffungskosten haben, sinkt die EEG-Umlage und umgekehrt.



über 7 ct/kWh im Durchschnitt gestiegen. Allerdings zeigen sowohl der Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNBs)¹⁵ als auch die Verteilernetzstudie des BMWi¹⁶, dass zusätzlich hohe Netzinvestitionen in den nächsten zehn Jahren notwendig sein werden. Im Vergleich zum Vorjahr erhöhten sich die Netzentgelte der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2017 zwischen 5 und 80 Prozent.¹⁷

Der deutliche Anstieg von Steuern, Abgaben und Umlagen resultierte in einen zunächst wachsenden Strompreis für Stromverbraucher. Sinkende Beschaffungskosten kompensierten in den letzten Jahren den Strompreis für Haushaltskunden. Von 2014 auf 2015 ist erstmals in diesem Jahrtausend eine Strompreissenkung zu verzeichnen (vgl. Abbildung 9).

¹⁵ vgl. Übertragungsnetzbetreiber (2015c)

¹⁶ vgl. E-Bridge, IAEW und Offis (2014)

¹⁷ vgl. RAP, Agora Energiewende (2016) (RAP, 2016)

Ein Vergleich mit dem allgemeinen Verbraucherpreisindex in Deutschland zeigt die Diskrepanz in der Entwicklung. Während der Verbraucherpreisindex zwischen 2000 und 2015 insgesamt um 23 Prozent gestiegen ist, stieg der Strompreis im gleichen Zeitraum um 84 Prozent.

1.4 Ziele einer Reform des Netzentgelte-, Abgaben-, Umlagen- und Steuersystems

Die Ausgestaltung der Finanzierung der Netze, des Ausbaus von Erneuerbaren Energien sowie der weiteren Instrumente ist auf dem Prüfstand. Im Vordergrund der Diskussion stehen die Nachhaltigkeit der Finanzierung sowie die volkswirtschaftliche Effizienz. In diesem Zusammenhang ist auch die faire Allokation der Energiewendekosten ein wichtiger Bestandteil der Diskussion. Diese ist vor allem für die Akzeptanz der Energiewende nicht zu vernachlässigen.

Verlauf ausgewählter Preiskomponenten aus dem statistischen Warenkorb des Verbraucherpreisindex

Abbildung 10



Statistisches Bundesamt (2016d)

Eine volkswirtschaftlich effiziente Lenkung gelingt vor allem mit Preissignalen, die eine Knappheits- oder Überschussituation reflektieren. Diese Prämisse gilt sowohl im Markt als auch in den Netzen. An den Preissignalen orientieren sich Produktions- und Verbrauchsentscheidungen, aber auch Investitionsentscheidungen und die Ausrichtung unternehmerischer Forschungs- und Entwicklungstätigkeit.

Der auf Kernkraft, Kohle- und Gasverbrennung beruhende Energiesektor der Vergangenheit war übersichtlich und planbar: Eine relativ geringe Zahl großer Erzeugungseinheiten wurde eingesetzt, um eine weitgehend inflexible Nachfrage zu bedienen.

Im Zuge der Energiewende müssen jedoch heute schon zusätzlich mehr als 1,5 Millionen Photovoltaikanlagen und mehr als 25.000 Windenergieanlagen in das System eingebunden werden.¹⁸ Perspektivisch kommen eine Vielzahl stationärer und mobiler Speicher und eine zunehmend flexible Stromnachfrage inklusive neuer Verbraucher im Wärmesystem hinzu. Darüber hinaus bewirkt die Einspeisung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen, dass das gesamte Energiesystem wetterabhängig wird und deshalb schnell reagieren können muss. Diese komplexe Aufgabe der schnellen Koordination vieler Einheiten ist aus volkswirtschaftlicher Sicht am effizientesten über den Markt, also über Preissignale zu organisieren.

¹⁸ vgl. BNetzA (2016c)

ren. Allerdings bestimmt bereits heute vor allem der wachsende Anteil der Umlagen das Kundenverhalten stärker als marktgetriebene Preise. Die Preissignale des Großhandelsmarktes werden durch die hohen Umlagen verwässert, wenn nicht sogar verzerrt. So wird selbst bei überschüssiger Stromerzeugung mit Beschaffungskosten nahe null die Nachfrage, den Strom in diesen Zeiten zu verbrauchen, aufgrund der hohen Umlage gehemmt. Die Konsequenz ist eine Fehlsteuerung des Verhaltens der Marktteilnehmer, die weitere volkswirtschaftliche Kosten mit sich bringt.

Der Erneuerbare-Energien-Ausbau tendiert zu einer geografischen Clusterung der Erzeugungsstandorte. Windenergie wird vor allem im Norden, Photovoltaik im Süden Deutschlands ausgebaut. Nach heutigen Regeln müssen die Letztverbraucher in den stark vom Windenergieausbau betroffenen Netzregionen die Kosten der Erneuerbare-Energien-Integration tragen, obwohl sie nicht die Kosten verursachen oder den lokal erzeugten Strom vollständig abnehmen. Dieser wird in die Lastzentren im Süden und Westen Deutschlands transportiert. Der erwartete Anstieg der Investitionstätigkeit aufgrund des weiter angestrebten Erneuerbare-Energien-Ausbaus setzt die betroffenen Netzregionen weiter unter Druck. Da Einspeiser keine Preissignale für die geografische Standortwahl erhalten und sich auch nicht an den Netzkosten beteiligen, führt dies insgesamt nicht zu einer verursachergerechten Allokation der Kosten.

Ein weiteres Beispiel für die Herausforderungen der heutigen EEG-Umlagensystematik sind die Hemmnisse, die hieraus für die Sektorkopplung entstehen. Die Klimaschutzziele erfordern auch in den Sektoren Wärme und Verkehr mittelfristig den stärkeren Einsatz von Erneuerbaren Energien. Da Biomasse nur begrenzt verfügbar ist und regenerativ erzeugtes Gas (zum Beispiel *Power to Gas*) derzeit vergleichsweise kostenträchtig ist, dürfte regenerativ erzeugter Strom in Verbindung mit Energieeffizienz zur generellen Einsparung von Endenergie (*Efficiency First*) in diesen beiden Sektoren eine wachsende Rolle spielen.

Die EEG-Umlage macht den Stromverbrauch in diesen Sektoren im Vergleich zu anderen Primärenergieträgern jedoch bislang unattraktiv. Die insgesamt unterschiedliche Belastung von Strom und den anderen Endenergieträgern mit Steuern, Abgaben und Umlagen verzerrt den Wettbewerb der Technologien bislang zugunsten der klimaschädlicheren Formen der Wärme- und Mobilitätsbereitstellung.¹⁹

1.5 Ziel und Aufbau der Studie

Dies sind nur einige Beispiele für die bestehenden Herausforderungen des heutigen Netzentgelte-, Steuern-, Abgaben- und Umlagensystems. Dieser Bericht soll deshalb einen Beitrag zur Aufbereitung der heutigen beziehungsweise künftigen Herausforderungen für das System der Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen liefern.

Dabei steht zunächst einmal der Strommarkt im Vordergrund. Da aber die Energiewende nicht nur die Dekarbonisierung des klassischen Stromsektors, sondern auch eine zunehmende Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors umfasst, ist für eine effiziente und effektive Energiewende von großer Bedeutung, dass Preissignale auch über die klassischen Sektorengrenzen hinausreichen. Deshalb wird im Bericht auch die Situation der Energiepreisbe-

¹⁹ Aussagen über das Ausmaß, in dem die Sektoren Wärme und Verkehr elektrifiziert werden müssen, um dekarbonisiert zu werden, sind noch mit Unsicherheiten verbunden. Auch aufgrund der künftigen technischen Entwicklungen ist eine präzise Vorhersage schwierig, wie eine volkswirtschaftlich sinnvolle, das heißt kosteneffiziente Dekarbonisierungsstrategie im Sinne eines *Least-Cost-Plannings* bis 2050 aussehen könnte und welche *No-Regret*-Maßnahmen bis 2030 ergriffen werden müssen. *Least-Cost-Planning* steht dabei für eine vergleichende Bewertung möglicher Investitionsalternativen und – im Sinne der Kosteneffizienz – die Identifikation, wann anstelle angebotsseitiger Optionen, Maßnahmen in Verbrauchseinsparung oder Lastverlagerung wirtschaftlich attraktiver sind. Agora Energiewende lässt hierzu im Rahmen eines separaten Projektes gemeinsam mit ECF und RAP eine Analyse erstellen.

standteile in den angrenzenden Sektoren Wärme und Mobilität diskutiert.

Aufbauend auf den identifizierten Herausforderungen werden in diesem Bericht mögliche Lösungsansätze diskutiert und qualitativ bewertet. Angestrebt ist, eine umfassende Basis für eine objektive Auseinandersetzung mit der Thematik zu schaffen. Darauf aufbauend soll in einer weiteren Studie eine Auswahl von möglichen Lösungsansätzen zu Reformpaketen geschnürt werden. Diese Reformvorschläge umfassen eine Kombination der unterschiedlichen Lösungsansätze sowohl im Bereich Netzentgelte als auch Steuern, Abgaben und Umlagen. In einer vertiefenden Studie werden die Reformvorschläge dann eingehend bewertet.

Die vorliegende Studie ist folgendermaßen aufgebaut: Kapitel II stellt die Prinzipien und Kriterien vor, an denen sich sowohl die heutige Systematik als auch die Reformansätze für das System der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen messen lassen sollten. In Kapitel III werden der Status quo sowie die antizipierte Entwicklung der Preisbestandteile skizziert. Das Kapitel beschreibt die wesentlichen Herausforderungen der heutigen Preisstruktur mit Netzentgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen. Aufbauend darauf wird in Kapitel IV der Lösungsraum skizziert und anhand der Prinzipien und Kriterien qualitativ bewertet. Hierbei werden auch Ansätze berücksichtigt, die bereits in der Fachöffentlichkeit diskutiert werden.

II. Prinzipien und Kriterien der Bewertung von Netzentgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen

Das System der Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen (EntStAU) ist historisch gewachsen. Um es in seinen Wirkungen bewerten und Reformvorschläge ableiten zu können, werden nachfolgend die grundlegenden Ziele und Prinzipien der Gestaltung von Netzentgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen im Energiesystem sowie der daraus ableitbaren Zielkriterien erörtert. Diese Ziele und Prinzipien sind die Referenzpunkte für die Bestimmung und Bewertung der intendierten und der nicht intendierten Steuerungswirkungen einzelner Netzentgeltbestandteile sowie von Steuern, Abgaben und Umlagen. Denn nur mit einer klaren Zielbestimmung und offen dargelegten Prinzipien sind die Primärintentionen staatlichen Handelns diskutierbar wie beispielsweise Zielabwägungen zwischen Verteilungseffekten, Umweltwir-

kungen, Wohlfahrtssteigerung oder auch (ganz allgemein) politischen Präferenzen.

Die Wirkungen von Netzentgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen lassen sich positiv oder normativ betrachten. Aus einer positiven Perspektive lassen sich Wirkungszusammenhänge beschreiben und unterschiedliche Ausgestaltungen im Hinblick auf ihre Effekte auf die volkswirtschaftliche Wohlfahrt, Umweltwirkungen, Umsetzbarkeit (auch juristisch), Verteilungsaspekte und Akzeptanz oder die Finanzierung des Staatshaushalts zur Bewältigung seiner Aufgaben analysieren.

Diese Wirkungszusammenhänge können anhand normativer Ziele bewertet werden, die aus den gesellschaftlichen Rahmenseetzungen und Grundentschei-

Ziele und Zielkriterien für ein nachhaltiges Netzentgelt-, Steuer-, Abgaben- und Umlagensystem Abbildung 11

Ziele	Zielkriterien
Finanzierung	(1) regulierte Netzkosten und Kostenbasis für Umlagen werden gedeckt (2) Beitrag zur Finanzierung des öffentlichen Haushaltes
volkswirtschaftliche Effizienz	(3) marktwirtschaftliche Effizienz: minimale volkswirtschaftliche Kosten durch unverzerrte Preise in den Strom-, Wärme- und Mobilitätssektoren (4) klimaökonomische Effizienz: Erreichung der Energieeffizienz- und Klimaschutzziele zu minimalen volkswirtschaftlichen Kosten
Verteilungsgerechtigkeit	(5) Kostentragung wird grundsätzlich dem Verursacherprinzip bzw. dem Vorteilsgedanken gerecht (6) soziale und wettbewerbliche Aspekte: Sicherstellung, dass Verbraucher und industrielle Kunden nur entsprechend ihrer Leistungsfähigkeit belastet werden
Good Governance	(7) Umsetzbarkeit, Transparenz und Verlässlichkeit sowie Nachhaltigkeit der Maßnahmen

Eigene Darstellung

dungen abzuleiten sind. Dabei muss immer wieder auch eine Abwägung zwischen erwünschten Zielen und nicht beabsichtigten Zielkonflikten und Nebeneffekten erfolgen. Beispielsweise können unter Effizienzgesichtspunkten bestimmte Ausgestaltungen von Netzentgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen sinnvoll sein, die jedoch zu erheblichen Umverteilungen und einer finanziellen Schlechterstellung bestimmter Personengruppen gegenüber dem heutigen System führen. Wenn diese unerwünschten Wirkungen nicht aufgefangen werden, kann dies beispielsweise zu mangelnder Akzeptanz führen, die die Umsetzbarkeit wiederum politisch blockiert.

Bei der Bewertung des bestehenden Preissystems und der Lösungsansätze kann deshalb zwischen Haupt- und Nebenzielen differenziert werden. Dabei werden die zentralen Anforderungen an das System in den Hauptzielen erfasst, während die Nebenziele wichtige Nebenbedingungen adressieren.

Hauptziele der Erhebung und Gestaltung von Preisen und Preisaufschlägen sind die **Finanzierung** und die **volkswirtschaftliche Effizienz**. Dabei ist die Finanzierung die elementare Anforderung der vollständigen Kostendeckung der Netze sowie der spezifischen Erneuerbare-Energien-Förderung. Ohne Finanzierung ist weder die Netzvorhaltung noch der Erneuerbare-Energien-Ausbau möglich. Ein weiteres Finanzierungsziel ist die Erzielung von Einnahmen für die öffentlichen Haushalte.

Bei dem zweiten Hauptziel, der volkswirtschaftlichen Effizienz, können zwei wesentliche Aspekte unterschieden werden. Zunächst ist marktwirtschaftliche Effizienz anzustreben. Marktwirtschaftliche Effizienz bedeutet, dass möglichst unverfälschte Preissignale das Verhalten der Marktteilnehmer lenken. Unter der Voraussetzung, dass kein Marktversagen vorliegt, ermöglichen unverfälschte Preissignale einen effizienten Einsatz von knappen Ressourcen und fördern die dynamische Effizienz. Im Gegensatz zur statischen Effizienz für einen bestimmten Zeitpunkt ist dynamische Effizienz eine Kernvoraussetzung für

Innovation und damit für wirtschaftliche Weiterentwicklung. Letztlich verlangt Markteffizienz eine möglichst geringe Eingriffstiefe durch den Staat und die Minimierung der Verzerrung des Preissignals.

Bei der Bewertung der Istsituation sowie von Lösungsansätzen ist somit zunächst zu ermitteln, ob und wie stark einzelne bestehende Preisbestandteile die Marktsignale für das Vorliegen von Knappheits- und Überschussituationen beeinträchtigen. In einem weiteren Schritt sind die erwarteten Wohlfahrtseffekte von denkbaren Lösungsansätzen zu diskutieren. Wenn mit der Einführung eines Lösungsansatzes eine Wohlfahrtssteigerung verbunden sein dürfte, ist die Umsetzung unter Berücksichtigung von Transaktionskosten und der politischen Pfadabhängigkeiten gerechtfertigt.

Im Bereich der Stromnetze liegt ein Fall von Marktversagen vor. Dieses sogenannte natürliche Monopol wurde deshalb der Kosten- und Preisregulierung unterworfen. Doch auch hier stellt sich analog zum nicht regulierten Markt die Frage nach den adäquaten Preissignalen und dem resultierenden volkswirtschaftlichen Nutzen. Denn Preissignale könnten auch in diesem Segment Anreize für effizientes Netznutzungsverhalten setzen, um die notwendige Infrastruktur kostenminimal zur Verfügung zu stellen.

Marktversagen liegt auch im Falle von klimaökonomischen Externalitäten vor. Hier sind staatliche Eingriffe in die Preisbildung notwendig, um die Internalisierung dieser Kosten in volkswirtschaftlich effizienter Weise zu erreichen. Der Aspekt, der im Rahmen dieser Studie als Zielkriterium für das zweite Hauptziel der volkswirtschaftlichen Effizienz herangezogen wird, soll hier als klimaökonomische Effizienz bezeichnet werden. Diese wird erreicht, wenn die Kosten der Klimaschädigung im Handeln der Marktteilnehmer berücksichtigt sind. Dies kann zum Beispiel durch Klimasteuern, Emissionszertifikate oder andere Formen staatlichen Handelns (Ordnungsrecht) erreicht werden. Im Rahmen der Studie steht dabei insbesondere die klimaökonomische Effizienz der energiewendebezogenen Steuern und Umlagen im Vordergrund.

Wie beschrieben müssen die Hauptziele der Finanzierung und der volkswirtschaftlichen Effizienz mit einer Reihe von Nebenbedingungen abgewogen werden, die nachfolgend unter den Oberbegriffen der Verteilungsgerechtigkeit und der *Good Governance* zusammengefasst werden.

Unter **Verteilungsgerechtigkeit** ist die gerechte Kostenallokation unter Beachtung der Leistungsfähigkeit des Nutzers zu verstehen. Grundsätzlich lässt sich die Frage nach der gerechten Verteilung objektiv kaum beantworten; im politischen Diskurs wird dabei immer wieder auf das Kostenverursacherprinzip rekurriert. Auch in der Umweltökonomik – die hier als analytischer Bezugsrahmen für die klimaökonomische Effizienz dient – sind die beiden wesentlichen Prinzipien²⁰ das Gemeinlast- und das Verursacherprinzip. Aus rechtlicher Perspektive wird zudem anerkannt, dass sich eine besondere Kostenverantwortung nicht nur aus der Veranlassung eines besonderen Aufwands (Verursachergedanke) ergeben kann, sondern auch aus den Vorteilen, die eine bestimmte Personengruppe aus der Erfüllung der finanzierten Aufgabe zieht (Vorteilsgedanke).²¹

Das Verursacherprinzip verkörpert auf normativer Ebene sowohl eine Effizienz- als auch eine Gerechtigkeitsnorm, denn es ist theoretisch ökonomisch optimal und erscheint auch intuitiv richtig, dem Verursacher eines Umweltschadens (wie dem Klimawandel) oder von bestimmten Investitionen (wie dem Netzausbau für die Energiewende) auch die entstandenen Kosten anzulasten.²² Das Gemeinlastprinzip wird hingegen aus normativer Sicht oft zunächst als

Wälzung des Schadens auf die Allgemeinheit verpönt.²³ Es ist als ergänzendes oder ersetzendes Prinzip aber in vielen Fällen pragmatisch sinnvoll und notwendig – und wird auch vielfach angewandt. Das trifft zum Beispiel zu, wenn das Verursacherprinzip schwer umsetzbar ist, weil der Verursacher oder sein Beitrag zur Kostenverursachung nicht eindeutig festgestellt werden kann. Es trifft auch zu, wenn beispielsweise Gerechtigkeits-, Verteilungs- und Arbeitsplatzeffekte die direkte Kostenzuweisung zum Verursacher erschweren. Auch bei Berücksichtigung von zeitlichen Aspekten (beispielsweise bei der Notwendigkeit einer schnellen, aktiven Reduktion der CO₂-Emissionen, um mindestens das Zwei-Grad-Ziel zu erreichen) und dem zugehörigen Vorsorgeprinzip gewinnt das Gemeinlastprinzip an Relevanz für die politische Praxis. Ebenso werden Infrastrukturmaßnahmen häufig als Aufgaben der staatlichen Daseinsvorsorge verstanden, wodurch wiederum eine Finanzierung über die Allgemeinheit begründet wird.

In der Praxis stehen die aufgeführten Kriterien also in einem Spannungsfeld, da sich in der Regel nicht alle Prinzipien gleichmäßig erreichen lassen; ein politischer Abwägungsprozess ist jeweils erforderlich. Im Rahmen dieser Studie soll Verteilungsgerechtigkeit dabei zunächst nach dem Verursacherprinzip sowie nach sozialen und wettbewerblichen Aspekten beurteilt werden. Zu Letzteren gehört die Sicherstellung, dass private Verbraucher und die Wirtschaft nur entsprechend ihrer Leistungsfähigkeit belastet werden.

Das zweite Nebenziel wird hier unter dem Begriff der **Good Governance** zusammengefasst. Wesentliche Aspekte von *Good Governance* sind Umsetzbarkeit, Transparenz und Verlässlichkeit (Planbarkeit) sowie Nachhaltigkeit der Maßnahmen. So helfen diese Zielkriterien bei der Auswahl der Lösungsansätze, die aus der Perspektive der Umsetzung realisierbar erscheinen und keine theoretischen Konstrukte darstellen, die beispielsweise einen unverhältnismäßigen

20 daneben: Risikoprinzip, Nutznießerprinzip, Vorsorge- und Kooperationsprinzip

21 vgl. etwa Stockhausen (2007), S. 706 ff.; Kahl/Bews (2015), S. 54

22 Demgegenüber steht nach Ronald Coase das Nutzerprinzip, nach dem die Nutzer für den Produktionsverzicht und entgangene Gewinne entschädigen; dieses ist aber aufgrund der schwierigen Verteilbarkeit der Eigentumsrechte an zukünftige Generationen oder Geschädigte in weniger entwickelten Ländern im Umweltbereich kaum praktikabel.

23 vgl. Wirtschaftslexikon24.com, Stichwort Gemeinlastprinzip

Aufwand von der Administration abverlangen. In dieser Studie werden allerdings keine quantitativen Analysen zur Ermittlung des Umsetzungs- beziehungsweise Verwaltungsaufwands durchgeführt; diese werden nur qualitativ diskutiert. Zudem ist die juristische Umsetzbarkeit zu beachten; sie ist bei der Entscheidung für oder gegen die Weiterverfolgung eines Lösungsansatzes essenziell. Im Rahmen der Studie findet allerdings keine vertiefende juristische Prüfung aller Lösungsansätze statt, sondern es erfolgt eine erste Einschätzung der Konformität bestimmter Ansätze mit den bestehenden juristischen Rahmenbedingungen sowie eines etwaigen Anpassungsbedarfes.

III. Stand und Herausforderungen der Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen

Das vorliegende Kapitel verschafft einen Überblick über das Netzentgelte- und Steuern-, Abgaben- und Umlagensystem und geht auf die Herausforderungen des heutigen Systems ein. Hierbei werden zunächst die einzelnen Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgeltbestandteile hinsichtlich ihrer originären Zwecke dargestellt. Anschließend werden sie im Hinblick auf ihre „Verwendungsseite“ und deren zukünftige Entwicklung hin untersucht (zum Beispiel Stromnetzkosten, Erneuerbaren-Förderkosten). Die Herausforderungen der heutigen Erhebungssystematik werden vor allem im Hinblick auf die zukünftige Entwicklung anhand der diskutierten Haupt- und Nebenziele eruiert.

3.1 Überblick über die heutigen Preisbestandteile

Die Netzkosten- und staatlich veranlassten Preisbestandteile und ihre Verwendungszwecke

Eine Fülle von Preisbestandteilen ist heute Gegenstand der Stromrechnung. Die meisten dieser Preisbestandteile werden zusätzlich zum Großhandelspreis für Strom erhoben und sind in Form von Netzentgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen direkt auf der Stromrechnung ausgewiesen (siehe auch Exkurs weiter unten). Die Kosten für CO₂-Emissionszertifikate entstehen dagegen schon vorher bei der fossilen Stromerzeugung und fließen daher in den Strompreis am Großhandelsmarkt ein. Für die klimaökonomische Lenkungswirkung spielt der CO₂-Preis als Inputfaktor der Stromerzeugung eine wichtige Rolle, denn er verteuert klimaschädliche Brennstoffe. Allerdings kann der europäische Emissionshandel aufgrund der historisch bedingten Überausstattung mit Zertifikaten derzeit keine wirksamen Preissignale für den Brennstoffwechsel geben. Die Weiterentwicklung des europäischen Emissionshandelssystems ist daher erforderlich,

reicht jedoch absehbar nicht aus, um die politisch angestrebten Ziele für die Dekarbonisierung und den Ausbau der Erneuerbaren Energien zu erreichen. Da sich die vorliegende Studie auf die Preisbestandteile im Endkundenpreis konzentriert, wird der Emissionshandel jedoch nicht weiter diskutiert.

Die nachfolgende Abbildung 12 gibt einen Überblick über die einzelnen direkten Preisbestandteile, die jeweils dem Netz, dem System oder der Förderung zugeordnet werden können. Dabei zeigt sich, dass die Zuordnung der Kosten zu den Preisbestandteilen in der heutigen Praxis nicht immer stringent ist. So gehören Konzessionsabgaben zu den Netzkosten, werden jedoch als eine separate Tarifkomponente erhoben. Ein anderes Beispiel sind die Kosten für die abschaltbaren Lasten, die de facto dem Systembetrieb zugeordnet werden können. Während andere systembezogene Kosten über das Netzentgelt erhoben werden, werden die Kosten für die abschaltbaren Lasten hingegen als Umlage separat erhoben.

Nachfolgend werden die finanziellen Dimensionen der Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen dargestellt. Netzentgelte und staatlich veranlasste Preisbestandteile belasteten die Strompreise im Jahr 2015 mit über 55 Milliarden Euro (ohne Umsatzsteuer). Abbildung 13 zeigt die Aufteilung der Kosten entsprechend der Strukturierung der Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen in Abbildung 12.

Die Kosten für die Bereitstellung und den Betrieb der Netze, die EEG-Umlage und Stromsteuer sind die absolut größten Kostenpositionen. Sie machen zusammen circa 96 Prozent aller Netzentgelte und staatlich veranlassten Preisbestandteile aus. Die Kosten zur Förderung von Erneuerbarer Energie und die




Stromsteuer sind mit circa 30 Milliarden Euro höher als die Netz- und Systemkosten (25,8 Milliarden Euro).

Diese Kosten werden von unterschiedlichen Kundengruppen mit unterschiedlichen Stromverbräuchen und unterschiedlichem Netzverhalten getragen. Industriekunden tragen einen hohen Anteil der Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen,

weil sie einen hohen Stromverbrauch haben und die meisten Preiskomponenten über die verbrauchte Energiemenge abgerechnet werden. Da der hohe Anteil dieser Komponenten manche Industrien im internationalen Wettbewerb benachteiligt, wurden privilegierte Netzkunden definiert, die eine Vergünstigung erhalten. Hierdurch sinkt der Anteil der Steuern, Abgaben und Umlagen für diese Kundengruppen signifikant.

Bestandteile von Netzentgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen ohne Umsatzsteuer und Messstellenbetrieb

Abbildung 12

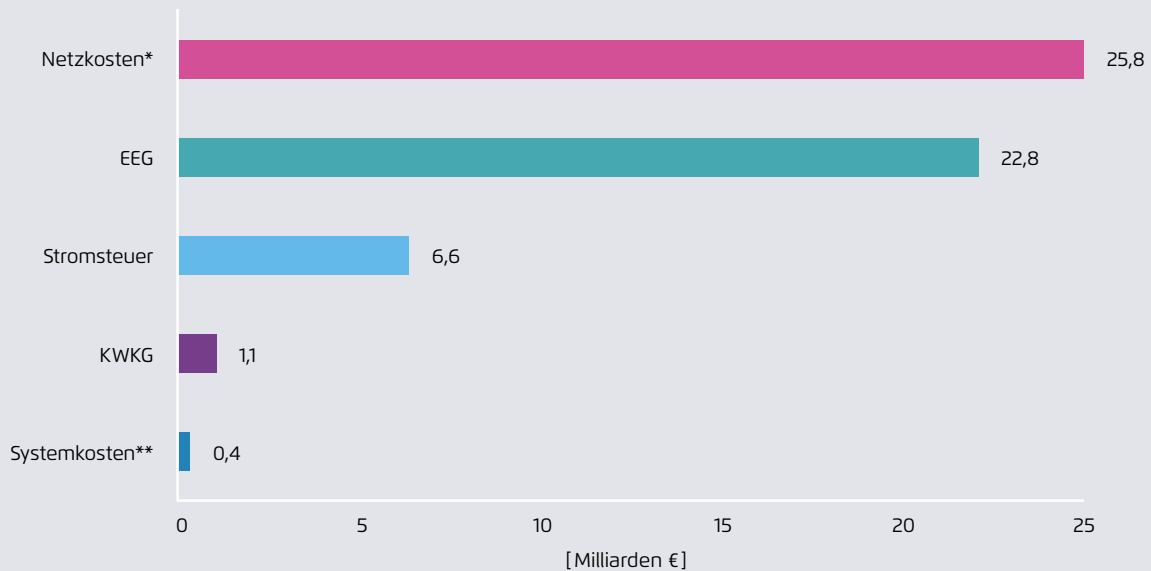
		Kosten/Finanzierungsbeitrag	Preisbestandteile		
			 Netzentgelte	 Umlagen	 Abgabe/Steuer*
Netz und System	Netz	Vorhaltung und Betrieb der Infrastruktur	x		
		Redispatch/Einspeisemanagement/Netzreserve	x		
		Konzessionsabgabe			Konzessionsabgabe
		§ 19.2-StromNEV-Umlage („atypische“ Netznutzung)		§ 19.2-Strom-NEV-Umlage	
		Offshore-Haftungsumlage		Offshore-Haftungsumlage	
		vermiedene Netzentgelte	x		
	System	Regelleistung (Vorhaltung von Regelenergie)	x		
		Kapazitätsreserve	x		
		Nachrüstung von Anlagen (Systemstabilitätsverordnung)	x		
		sonstige Systemdienstleistungen	x		
		abschaltbare Lasten		AbLaV-Umlage	
Förderung	Erneuerbare Energien	Förderkosten der EE-Anlagen		EEG-Umlage	
	Kraft-Wärme-Kopplung	Förderkosten der KWK-Anlagen		KWKG-Umlage	
	Energieeffizienz	Beitrag zum öffentlichen Haushalt			Stromsteuer

Eigene Darstellung

*ohne Umsatzsteuer

Aufkommen der Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen im Stromsektor

Abbildung 13



* einschließlich Konzessionsabgabe, §19.2-StromNEV-, Offshore-Haftungs-Umlage, Redispatch und Netzreserve, EinsMan, vermiedene Netzentgelte (vNE); sieben Milliarden Euro der Gesamtkosten entfallen auf diese Kostenbestandteile. Auf den reinen Betrieb und die Vorhaltung der Netzinfrastruktur entfallen 18 Milliarden Euro.

** einschließlich Regelenergie-Vorhaltung und Kapazitätsreserve, SysStaV, AbLaV und sonstige Systemdienstleistungen
 Quellen: BNetzA (2015b); BNetzA (2015d); BNE (2014); BNetzA (2015a); Übertragungsnetzbetreiber (2016a)

Exkurs

Netzentgelte, Umlagen, Steuern und Abgaben aus rechtlicher Sicht

Für die rechtliche Ausgestaltung der Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen stehen unterschiedliche rechtliche Formen oder Instrumente zur Verfügung, zwischen denen für die jeweiligen Strompreisbestandteile gewählt werden muss. Diese rechtlichen Definitionen sind für die Frage der administrativen sowie rechtlichen Zuständigkeit und Umsetzbarkeit von Reformvorschlägen bedeutsam und werden deshalb nachfolgend erläutert.

Grundsätzlich lassen sich vier Kategorien von Instrumenten unterscheiden. In Betracht kommt die Ausgestaltung als

- Entgelt (derzeit insbesondere Netzentgelte und Netzentgelte für Messstellenbetrieb sowie an die Kommune zu zahlende Konzessionsabgaben),
- Umlage (derzeit EEG-Umlage, KWKG-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, § 19.2-StromNEV-Umlage, AbLaV-Umlage);
- Steuer (derzeit Stromsteuer und Umsatzsteuer) oder
- nichtsteuerliche Abgabe, insbesondere Sonderabgabe.

Entgelt

Der Begriff des Netzentgeltes ist gesetzlich nicht definiert. Für die im Rahmen dieser Studie verfolgten Zwecke kann die nachfolgende Definition Anwendung finden: Netzentgelte sind privatrechtlich vereinbarte Geldleistungen, die ein Unternehmen von seinen Vertragspartnern als Gegenleistung für die von ihm zu erbringende Leistung vereinnahmt. Hierunter fallen insbesondere die Netzentgelte sowie die Netzentgelte für den Messstellenbetrieb. Formal sind auch die Konzessionsabgaben, die auf Grundlage des Konzessionsvertrages von dem Netzbetreiber an die Kommune gezahlt werden, als privatrechtliche Netzentgelte¹ für die Einräumung des Wegenutzungsrechts einzuordnen, weisen allerdings Besonderheiten aufgrund des mit ihnen verfolgten Zwecks der Finanzierung des Kommunalhaushalts auf. Aus Perspektive des Netznutzers beziehungsweise Letztverbrauchers wird die Belastung durch dieses Entgelt vom Netzbetreiber an ihn weitergereicht.

Die Freiheit der Entgeltgestaltung kann gesetzlichen Einschränkungen unterliegen. Die Zulässigkeit derartiger „Preisregelungen“ ist grundsätzlich anerkannt. Insbesondere müssen die besonderen Anforderungen an Sonderabgaben (dazu unten) nicht erfüllt sein. Nach der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichtes (BVerfG) genügt es vielmehr, „wenn die entsprechenden Preisinterventionen den übrigen formellen und materiellen Voraussetzungen des Grundgesetzes entsprechen. Der Bürger ist insoweit hinreichend durch die Grundrechte aus Art. 14, aus Art. 12 und gegebenenfalls aus Art. 2 GG geschützt.“² Die Preisregelung wurde bislang weder gesetzlich noch gerichtlich definiert. In der Literatur werden Preisregelungen als hoheitliche Maßnahmen verstanden, die auf das Wertverhältnis bei bestehenden (privatrechtlichen) Austauschverhältnissen Einfluss nehmen.³

Umlage

Auch der Begriff der Umlage ist weder gesetzlich noch gerichtlich definiert. Für die im Rahmen dieser Studie verfolgten Zwecke erscheint die folgende Definition sinnvoll: Umlagen sind vertraglich vereinbarte Geldleistungen, die ein Unternehmen von seinen Vertragspartnern vereinnahmt, um bestimmte gesetzlich begründete Belastungen (Ausgaben beziehungsweise Mindereinnahmen) zu finanzieren. Die Gesamteinnahmen aus der Umlage entsprechen dabei im Wesentlichen der Höhe der zu finanzierenden Ausgaben beziehungsweise Mindereinnahmen. Eine Umlage im hier definierten Sinn liegt nur dann vor, wenn die zu finanzierenden Belastungen nicht nur als unselbstständige Rechnungsposten in die Berechnung einer umfassenderen Zahlungspflicht (zum Beispiel Netzentgelt) eingehen, sondern die vom Vertragspartner verlangte Geldleistung nach eigenständigen Kriterien berechnet wird (zum Beispiel § 19.2-StromNEV-Umlage berechnet sich anders als das Netzentgelt nach § 17 Abs. 1 bis 6 StromNEV). Dem hier definierten Umlagebegriff unterfallen derzeit EEG-Umlage, KWKG-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, § 19.2-StromNEV-Umlage sowie AbLaV-Umlage.

1 Besonderheiten gelten für das Bundesland Hamburg, vgl. OVG Hamburg v. 19.09.2011, 4 So 52/11.

2 BVerfG, Beschl. v. 13.09.2005, 2 BvF 2/03, BVerfGE 114, 196, 249 f.

3 Rheker (2016), S. 95 f.

Für die Ausgestaltung von Umlagen können gesetzliche Vorgaben bestehen. In der höchstrichterlichen Rechtsprechung zur EEG-Umlage werden an die Zulässigkeit derartiger Einschränkungen entsprechende Anforderungen gestellt wie an Preisregelungen im Falle von Netzentgelten.⁴ Die besonderen Zulässigkeitsanforderungen für Sonderabgaben (dazu unten) greifen nach der Rechtsprechung des BVerfG nur, wenn ein Aufkommen der öffentlichen Hand erzielt wird.⁵ Ein solches Aufkommen wird im Falle der EEG-Umlage vom BGH verneint.⁶ Das BVerfG hat Verfassungsbeschwerden gegen diese Rechtsprechung nicht zur Entscheidung angenommen.⁷ Demgegenüber wird die EEG-Umlage in der Literatur teilweise als Sonderabgabe behandelt⁸ oder zumindest eine entsprechende Anwendung der Anforderungen für Sonderabgaben in Betracht gezogen.⁹ Auf unionsrechtlicher Ebene wird die EEG-Förderung von Europäischer Kommission und Europäischem Gericht als Beihilfe i. S. v. Art. 107 AEUV eingeordnet, was die staatliche Einflussnahme auf die zur Finanzierung erhobene EEG-Umlage betont.¹⁰

Steuer

Der Begriff der Steuer ist verfassungsrechtlich nicht definiert. Nach der einfachgesetzlichen Regelung des § 3 Abs. 1 AO handelt es sich um Geldleistungen, die unabhängig von einer Gegenleistung sind und von einem öffentlich-rechtlichen Gemeinwesen zur Erzielung von Einnahmen allen auferlegt werden, bei denen der Tatbestand zutrifft, an den das Gesetz die Leistungspflicht knüpft; die Erzielung von Einnahmen kann Nebenzweck sein. Aufgrund dieser Definition wird davon ausgegangen, dass der verfassungsrechtliche Steuerbegriff fünf Merkmale aufweist:¹¹

- einmalige oder laufende Geldleistungspflicht
- keine Gegenleistung
- Zweck der Einnahmeerzielung (Einnahmeerzielung als Nebenzweck reicht aus)
- Auferlegung durch ein öffentliches Gemeinwesen
- Gemeinlast

4 vgl. zum Stromeinspeisungsgesetz 1998 und zum EEG 2000: BGH, Urt. v. 11.06.2003, VIII ZR 160/02, BGHZ 155, 141, 148 ff. und BGH, Urt. v. 22.12.2003, VIII ZR 90/02, WM 2004, 748 unter II.3.; zum EEG 2012: BGH, Urt. v. 25.06.2014, VIII ZR 169/13, BGHZ 201, 355–263.

5 vgl. BVerfG, Beschl. v. 16.07.2012, 1 BvR 2983/10, Rn. 25 f; BVerfG, Beschl. v. 09.01.1996, 2 BvL 12/95, NJW 1997, 573, 573.

6 BGH, Urt. v. 25.06.2014, VIII ZR 169/13, Rn. 14 ff.

7 BVerfG, Nichtannahmebeschluss v. 06.10.2014, 2 BvR 2015/14 (unveröffentlicht).

8 Manssen (2012), S. 170, 186; Rheker (2016), S. 147 f. A. A. etwa Gawel (2013), S. 409, 410 f.

9 So etwa im Hinblick auf die Entlastungen energieintensiver Unternehmen durch die besondere Ausgleichsregelung Büdenbender (2011), S. 712, 722. Jedenfalls Besonderheiten aufgrund von „Wirkungsgleichheit“ nehmen an: Kube u. a. (2003), S. 927, 929 f.

10 Staatliche Beihilfe SA. 33 995 (2013/C) (ex 2013/NN), Abl. EU 2014, Nr. C 37/73 (Eröffnungsbeschluss); Entscheidung der Kommission vom 25.11.2014, Staatliche Beihilfe SA. 33 995 (2013/C) (ex 2013/NN); Bestätigung durch EuG, Urt. v. 10.05.2016, Deutschland / Kommission, Rs. C-405/16 P.

11 vgl. Kahl/Bews (2015), S. 61 unter Verweis auf Waldhoff in Ehlers u. a. (2013), § 67, Rn. 70.

Zudem wird als zusätzliches Merkmal die sogenannte Ertragsberechtigung der öffentlichen Hand, das heißt des Bundes, des Landes, der Kommune etc. gefordert.¹² Das Abgabenaufkommen muss der Körperschaft unmittelbar zufließen. Fließt es einer anderen juristischen Person des öffentlichen oder privaten Rechts zu, so handelt es sich nicht um eine Steuer entsprechend diesem engen Steuerbegriff.¹³ Steuerliche Strompreisbestandteile sind derzeit die Stromsteuer und die Umsatzsteuer.

Die Einführung neuer Steuern durch ein Bundesgesetz ist grundsätzlich möglich, vgl. auch Art. 105 Abs. 2 GG (Gesetzgebungskompetenz über die „übrigen Steuern“). Sollen die Steuererträge dem Bund zustehen, so müssen neu geschaffene Steuern sich allerdings entweder unter Art. 106 Abs. 1 GG einordnen lassen, zum Beispiel als Verbrauchsteuern nach Art. 106 Abs. 1 Nr. 2 GG, oder es bedarf einer Grundgesetzänderung, die das Steueraufkommen dem Bund zuweist.¹⁴

Im Hinblick auf den Zweck der Finanzierung der Energiewende ist insbesondere die Zulässigkeit einer Zweckbindung für Steuereinnahmen von Bedeutung. Verfassungsrechtlich ebenso wie einfachgesetzlich, vgl. §§ 7 HGrG, § 8 BHO, ist dies nicht grundsätzlich ausgeschlossen. Eine Zweckbindung der Mittel wird vom Bundesverfassungsgesetz nur bei einer Bindung „in unvertretbarem Ausmaß“ als unzulässig angesehen.¹⁵

Nichtsteuerliche Abgabe

Nichtsteuerliche Abgaben können in Form einer sogenannten Vorzugslast (insbesondere Gebühren, Beiträge), der jeweils eine Gegenleistung gegenübersteht, oder in Form einer nicht gegenleistungsabhängigen sogenannten Sonderabgabe erhoben werden. Die im GG nicht ausdrücklich geregelte Sonderabgabe ist nach der Rechtsprechung des BVerfG gekennzeichnet durch eine finanzielle Belastung mit Aufkommenswirkung zugunsten des Staates, wobei Belastung und Aufkommenswirkung einander entsprechen. Eine Aufkommenswirkung zugunsten des Staates liegt jedenfalls dann vor, wenn die Einnahmen in einem öffentlichen Fonds verwaltet werden.¹⁶ Nach Auffassung des BVerfG sind Sonderabgabe und Steuer nach „Idee und Funktion wesensverschieden“.¹⁷ Eine Sonderabgabe setzt voraus, dass ein besonderer Belastungsgrund vorliegt, der eine deutliche Unterscheidung zur Steuer ermöglicht und geeignet ist, der Belastungsgleichheit der Belasteten Rechnung zu tragen.¹⁸

12 Kahl/Bews (2015), S. 62, m. w. N.

13 Die Gegenauffassung vertritt einen „weiten Steuerbegriff“, vgl. etwa. Heun, DVBl. 1990, 666, 667; weitere Nachweise bei Kahl/Bews (2015), S. 62, (Fn. 176)

14 vgl. Siekmann in Sachs (2011), Art. 105 Rn. 50.

15 BVerfG, Urt. 02.12.2003, 1 BvR 1748/99 und 1 BvR 905/00, BVerfGE 110, 274, 294 f.

16 Dies war zum Beispiel in der sogenannten Kohlepennig-Entscheidung der Fall, vgl. BVerfG, Beschl. v. 11.10.1994, 2 BvR 633/86, BVerfGE 91, 186.

17 BVerfG, Urt. v. 10.12.1980, 2 BvF 3/77, BVerfGE 55, 274, 298; BVerfG, Urt. v. 06.11.1984, 2 BvL 19/83, BVerfGE 67, 256, 275.

18 BVerfG, Beschl. v. 12.05.2009, 2 BvR 743/01, BVerfGE 123, 132, 141.

Handelt es sich bei einer Regelung um eine Sonderabgabe, so sind aufgrund dieser besonderen finanzverfassungsrechtlichen Bedeutung bestimmte Kriterien einzuhalten, die das Bundesverfassungsgericht in ständiger Rechtsprechung entwickelt hat. Bei den kumulativ erforderlichen Kriterien handelt es sich um:¹⁹

1. Verfolgung eines Sachzwecks
2. Gruppenhomogenität: Belastet wird eine vorgefundene, homogene Gruppe, die durch eine gemeinsame Interessenlage von der Allgemeinheit abgrenzbar ist.
3. Gruppenverantwortung (oder Finanzierungsverantwortung): Die Belasteten müssen dem mit der Abgabenerhebung verfolgten Zweck evident näherstehen als jede andere Gruppe oder die Allgemeinheit.
4. Gruppennützige Verwendung: Die Verwendung des Abgabeaufkommens muss die Gruppe begünstigen.
5. Verfahrensrechtliche Anforderungen: Im Hinblick auf das hier gefährdete parlamentarische Budgetrecht muss zudem die periodische Überprüfung und haushaltsrechtliche Dokumentation erfolgen.
6. Gegenüber den Steuern müssen Sonderabgaben die seltene Ausnahme bleiben.

¹⁹ vgl. hierzu etwa BVerfG v. 28.01.2014, 2 BvR 1561/12 u. a., Rn. 121 ff. m. w. N.

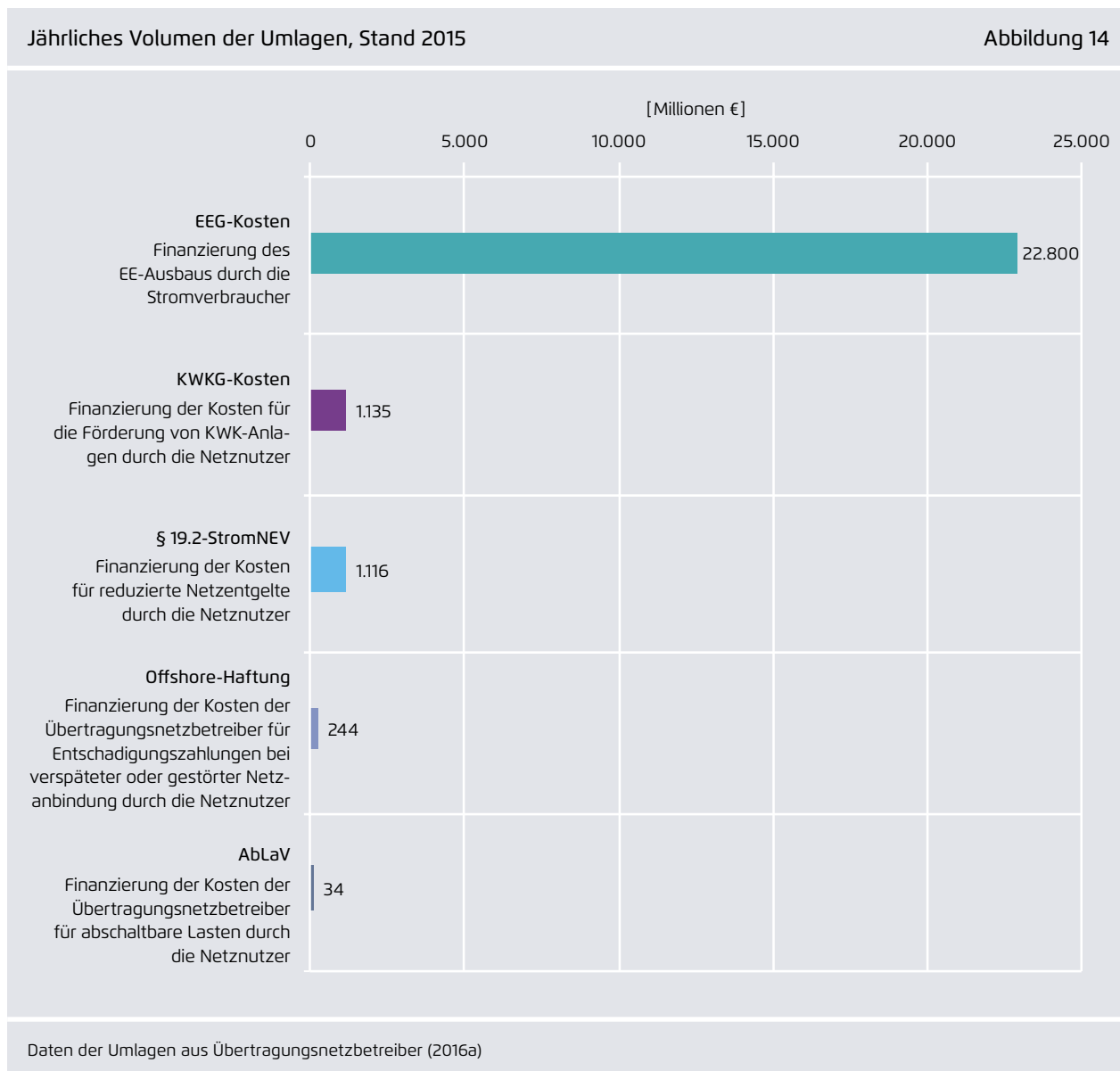
Im Rahmen der sogenannten Eigenversorgung besteht ein komplexes System von (anteiligen) Befreiungen von Netzentgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen, wenn Strom selbst erzeugt, selbst verbraucht oder in einem bestimmten örtlichen Zusammenhang erzeugt und verbraucht wird.²⁴ Weil Netzentgelte und Umlagen die jeweils betreffenden Kosten decken sollen, steigen durch die (anteilige) Befreiung von gewissen Verbrauchern die Netzentgelte und Umlagen für die übrigen Verbraucher. Die Regelungen zur Eigenversorgung sind viel diskutiert und unterliegen häufigen Anpassungen.

²⁴ vgl. BNetzA (2016b); (BNetzA, 2016) Generalzolldirektion (2016)

Ebenfalls eine entgelt- beziehungsweise umlage-erhöhende Wirkung haben Privilegierungen von Stromverbrauchern bestimmter Branchen oder mit einer bestimmten Stromintensität. Diese Privilegierungen werden damit begründet, die internationale Wettbewerbsfähigkeit der betreffenden Unternehmen zu erhalten.

3.2 Umlagen

Der zweite große Block der staatlich veranlassten Preisbestandteile besteht aus verschiedenen Umlagen (Abbildung 14), die aus unterschiedlichen Gründen eingeführt wurden. Gemessen an der absoluten Höhe ist die EEG-Umlage die mit großem Abstand umfangreichste Umlage. Insgesamt wurden im Jahre 2015



etwa 25,3 Milliarden Euro in Form von Umlagen auf die Stromverbraucher gewälzt.

Der Anteil der EEG-Umlage liegt gegenwärtig bei rund 90 Prozent des gesamten Volumens der beschriebenen Umlagearten. In den kommenden Jahren werden die ersten Anlagen mit relativ hohen Vergütungssätzen im Vergleich zu jüngeren Anlagen aus der EEG-Förderung herausfallen; wird die gegenwärtige EEG-Systematik beibehalten, kann ab Mitte der 2020er-Jahre von einer Senkung der EEG-Umlage ausgegangen werden. Unabhängig von der Ent-

wicklung der anderen, kleineren Umlagen sowie der Sonderregelungen dürfte die EEG-Umlage bis auf Weiteres die dominierende Komponente der Umlagen auf den Endkundenpreis bleiben, solange kein grundsätzlicher Wechsel der Systematik erfolgt.

EEG-Umlage nach § 60 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) regelt den Ausbau und die Vergütung für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien über einen Zeitraum von jeweils bis zu 21 Jahren. Seit dem EEG 2017 wird die

Förderhöhe wettbewerblich ermittelt (Ausschreibungen). Das Niveau der über die EEG-Umlage zu wälzenden Kosten errechnet sich im Wesentlichen als Differenz aus den Vergütungszahlungen nach EEG an die Anlagenbetreiber und den Erlösen der vermarkteten Strommengen an der Börse. Diese Differenzkosten lagen 2015 bei 21,8 Milliarden Euro und 2016 bei 23 Milliarden Euro gemäß Prognose der Übertragungsnetzbetreiber. Für 2017 erwarten die Übertragungsnetzbetreiber eine Einspeisung von 187 Terawattstunden an EEG-vergütetem Strom und eine Gesamtvergütung von 30 Milliarden Euro²⁵, wovon rund 24 Milliarden Euro als Deckungslücke über die EEG-Umlage gewälzt werden.

Die EEG-Umlage wird von den Übertragungsnetzbetreibern auf die Endverbraucher gewälzt; es bestehen diverse Ausnahmeregelungen für sogenannte privi-

legierte Verbraucher. Die Umlage wurde für das Jahr 2017 auf 6,88 ct/kWh für nicht privilegierte Endverbraucher festgelegt.²⁶

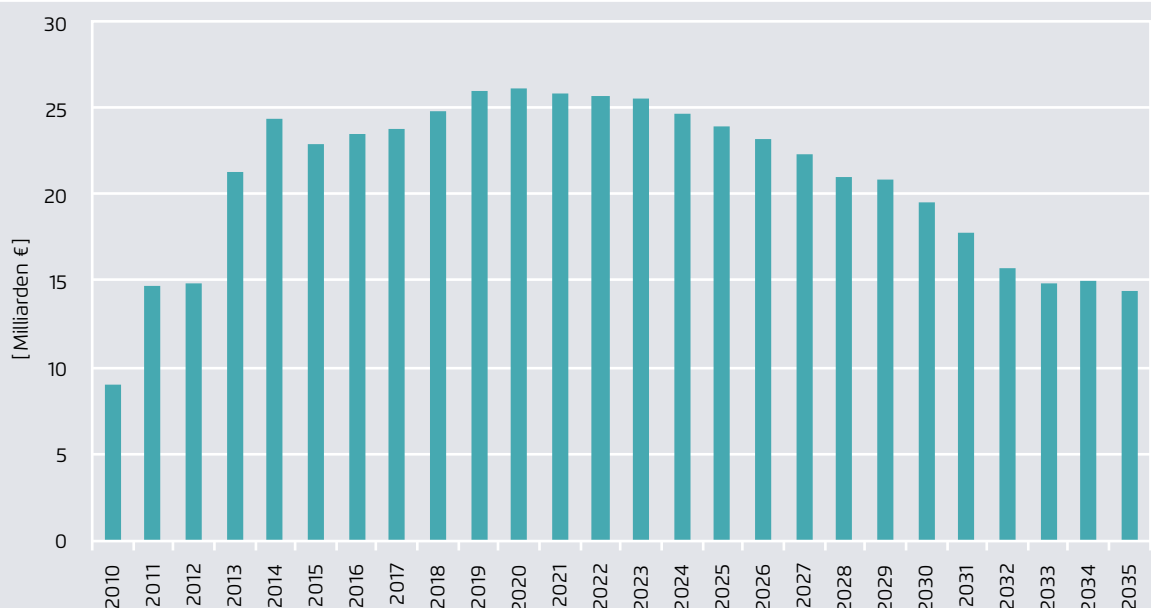
Das künftige Niveau der EEG-Kosten ist von einer Reihe von Faktoren abhängig. Entlastend wirkt, dass beginnend ab dem Jahr 2021 die gesetzliche Förderdauer der ersten EEG-Anlagen ausläuft. Das zukünftige Ausscheiden der Anlagen am Ende ihrer Vergütungsdauer ist gut prognostizierbar und führt zu geringeren EEG-Kosten, da Anlagen aus der Frühphase der Erneuerbaren-Förderung noch relativ hohe Vergütungen erhalten haben im Vergleich zu späteren Anlagen. Neue Belastungen kommen aus dem weiteren Zubau von (nun allerdings deutlich günstigeren) Anlagen. Hier entstehen Prognoseunsicherheiten durch unsichere zukünftige Technologiekosten, dem Technologiemarkt und dem mengenmäßigen Erneuerbaren-Energien-Ausbaupfad. Ein weiterer wichtiger und schwer zu prognostizierender Faktor ist die

25 Summe aus Vergütungs- und Prämienzahlungen sowie Einnahmen aus Vermarktung der Strommengen nach § 34 EEG (Marktprämie)

26 siehe www.netztransparenz.de sowie BMWi (2016b)

Entwicklung der EEG-Differenzkosten bis 2035

Abbildung 15



EEG-Rechner (Referenzszenario, Großhandelsstrompreis niedrig) auf www.agora-energiewende.de, abgerufen am 20.12.2016
Annahme Börsenstrompreis: 3,0 ct/kWh ab 2017

Entwicklung der Börsenstrompreise, da diese für die Erlösmöglichkeiten aus dem Verkauf Erneuerbarer Energien von großer Bedeutung sind.²⁷ Für ein Referenzszenario ist zu erwarten, dass die Differenzkosten ausgehend vom heutigen Niveau noch ein wenig ansteigen (auf circa 26 Milliarden Euro), danach aber deutlich sinken und im Jahr 2030 bei circa 20 Milliarden Euro liegen.

KWKG-Umlage nach § 26 ff. Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)

Das Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG) regelt die Förderung der Stromeinspeisung aus Anlagen zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme, sofern diese besonders energieeffizient sind und damit zum Klimaschutz und zur Energieeinsparung beitragen. Bezuschusst werden aber auch der Neu- und Ausbau von Wärme- und Kältenetzen sowie von Wärme- und Kältespeichern (vgl. Abbildung 16).

Das Gesamtvolumen der Auszahlungen nach KWKG wurde gedeckelt. Bis 2016 wurden nicht mehr als

27 Auf www.agora-energiewende.de lassen sich diese und weitere Parameter in dem Onlinetool „EEG-Rechner“ variieren und ihre Auswirkungen auf die zukünftigen Fördervolumina und die Höhe der EEG-Umlage bestimmen. Vgl. außerdem Öko-Institut (2015).

750 Millionen Euro jährlich ausgeschüttet, mit der jüngsten Novelle des KWKG in 2016 wurde der Förderdeckel auf jährlich 1,5 Milliarden Euro verdoppelt.²⁸

Die Wälzung erfolgt über die Endverbraucherpreise. Für 2015 lag die KWKG-Umlage für Haushaltskunden bei 0,254 Cent je Kilowattstunde und bei 0,438 Cent je Kilowattstunde für 2017. Es bestehen diverse Staffellungen und Ausnahmeregelungen.

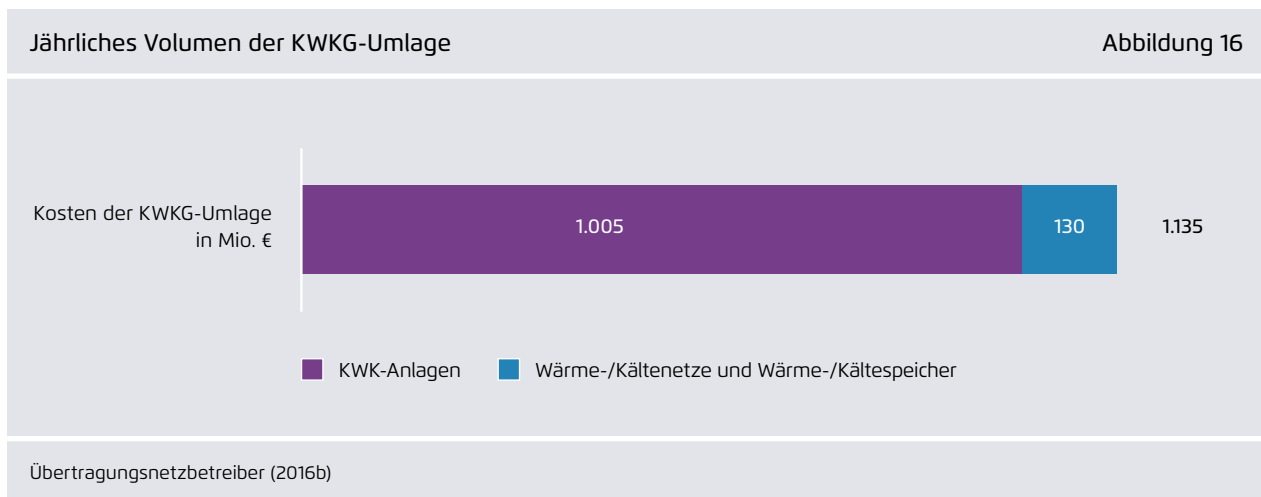
Die Zukunft des KWKG bis 2030 ist kaum zu prognostizieren, da dies zum einen vom Strompreisniveau abhängig sein dürfte und zum anderen das Instrument zukünftig stärker auf die Ziele der Energiewende ausgerichtet werden könnte.²⁹

Umlage nach § 19 Abs. 2 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)

Nach der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) können industrielle Letztverbraucher ein individuelles Netzentgelt gemäß § 19 Abs. 2 Satz 1 (atypische Netznutzung, das heißt, der Höchstlastbeitrag weicht erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast ab) beziehungsweise Satz 2 (stromintensive Industrie mit hoher Benutzungsstundenzahl) StromNEV beantragen, wenn sie bestimmte Bedingungen einer atypischen Netznutzung erfüllen. § 19 Abs. 2 StromNEV

28 vgl. § 29 Abs. 1 KWKG

29 vgl. LBD Beratungsgesellschaft GmbH (2015)



zielt auf einen netzdienlichen Stromverbrauch, um so insgesamt die Netzkosten zu senken.

Die entgangenen Netzentgeltzahlungen industrieller Verbraucher, die über die sogenannte § 19.2-Strom-NEV-Umlage ausgeglichen werden, beliefen sich 2016 auf knapp 1,2 Milliarden Euro.³⁰

Die Kosten dieser entgangenen Erlöse der Netzbetreiber werden bundesweit einheitlich als Aufschlag auf die Netzentgelte anteilig auf alle Letztverbraucher umgelegt. Allerdings gibt es Deckelungen für Unternehmen mit hohen Stromverbräuchen und für Unternehmen des produzierenden Gewerbes mit hohem Stromkostenanteil.³¹

Die künftige Entwicklung der Umlage ist nicht abschätzbar, sie dürfte vermutlich keinen Fortbestand bis 2030 haben.³²

Offshore-Haftungsumlage nach § 17 f. Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)

Offshore-Windparks tragen aufgrund von geologischen beziehungsweise geografischen Restriktionen, technologischen Schwierigkeiten des Netzanschlusses und Leitungsausfällen besondere wirtschaftliche Risiken.³³ Um diese zu mindern, sieht § 17e EnWG bei Störungen oder Verzögerungen der Netzanbindung spezielle Entschädigungsansprüche des Betreibers einer Windenergieanlage auf See gegen den anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber vor. Die dem Übertragungsnetzbetreiber entstehenden Kosten werden unter den Übertragungsnetzbetreibern ausgeglichen und durch eine Umlage an die Netznutzer weitergegeben. Die Kosten lagen 2016 bei

244 Millionen Euro.³⁴ Die Höhe der Umlage ist auf maximal 0,25 ct/kWh begrenzt, zusätzliche Deckelungen sind für Unternehmen mit hohen Stromverbräuchen und für Unternehmen des produzierenden Gewerbes mit hohem Stromkostenanteil vorgesehen (vgl. § 17f Abs. 5 S. 2 und 3 EnWG). Darüber hinausgehende Kosten können die Übertragungsnetzbetreiber in den Folgejahren in Ansatz bringen.

Aufgrund des relativ geringen Volumens und des vorübergehenden Finanzierungsbedarfs ist davon auszugehen, dass die Umlage 2030 keinen Bestand mehr hat.

Umlage nach § 18 der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)

Die Verordnung zu abschaltbaren Lasten, seit 1. Januar 2013 in Kraft, regelt die Konditionen für kurzfristige Stromunterbrechungen bei Industriebetrieben, die mindestens an das 110-Kilovolt-Netz angeschlossen sind. Sie erhalten dafür eine Vergütung für die Bereitstellung der Lasten (Leistungspreis) und für die tatsächliche Abschaltung (Arbeitspreis). Dadurch soll ein Beitrag zur Versorgungssicherheit und Netzstabilität geleistet werden.³⁵ Die Umlage auf alle Endverbraucher erfolgt durch die Übertragungsnetzbetreiber; im Jahre 2015 betrug sie 0,006 Cent je Kilowattstunde. Insgesamt belief sich die Umlage im Jahre 2015 auf 34 Millionen Euro. Für 2017 werden von den Übertragungsnetzbetreibern Werte in der gleichen Größenordnung wie 2015 angesetzt.

Die ursprüngliche Befristung der AbLaV wurde 2016 zwar aufgehoben, dennoch ist die AbLaV-Umlage als temporäre Abgabe einzuordnen, die bis 2030 keinen Bestand mehr haben dürfte.

³⁰ vgl. Daten der Umlagen aus Übertragungsnetzbetreiber (2016a)

³¹ vgl. § 19 Abs. 2 Satz 15 Hs. 2 StromNEV i. V. m. § 9 Abs. 7 KWKG

³² vgl. BNetzA (2015b)

³³ vgl. Bontrup/Marquardt (2014)

³⁴ vgl. Daten der Umlagen aus Übertragungsnetzbetreiber (2016a)

³⁵ vgl. www.netztransparenz.de/EnWG/Umlage-18-AbLaV

3.3 Netzentgelte

Der erste große Block der staatlich veranlassten Preisbestandteile besteht aus den Netzentgelten, mit denen die Kosten des Stromnetzes auf die Verbraucher gewälzt werden. Über die Netzentgelte werden aber auch die Konzessionsabgabe und verschiedene weitere Kostenpositionen gewälzt, die nicht direkt dem Netzbetrieb zuzuordnen sind. Insgesamt können die Netzentgelte im Jahre 2015 auf etwa 25,8 Milliarden Euro geschätzt werden.

Netzentgelte dienen im Wesentlichen dem Zweck, die anfallenden Kosten aus dem Netz- und Systembetrieb zu decken. Über die Netzentgelte werden aber auch die Konzessionsabgabe sowie weitere Kostenpositionen gewälzt, die nicht unmittelbar dem Netz- und Systembetrieb zuzuordnen sind.

Zwischen 2009 und 2016 sind die Netzentgelte um gut 20 Prozent gestiegen. Die Netzvorhaltung und der Netzbetrieb sind die größten Kostenpositionen bei den Netzentgelten. Diese beiden Positionen werden auch in Zukunft die wesentlichen Treiber der Netzentgelte bleiben, denn die Energiewende erfordert den weiteren Netzausbau.

Das heutige System der Netzentgelte

Die Netzentgelte werden grundsätzlich von den Stromverbrauchern bezahlt. Das heutige Netzentgelt ist ein Zweitarifsystem aus einem Leistungspreis für die bezogene Leistung und einem Arbeitspreis für die bezogenen Strommengen. Für die Kleinverbraucher mit sogenanntem Standardlastprofil (SLP)³⁶ wird in der Regel kein Leistungspreis erhoben. Hier kommen ein Arbeitspreis und gegebenenfalls ein Grundpreis zum Tragen.

Die Umlegung der Netzkosten auf die Netznutzer in Form von Netzentgelten erfolgt in einem mehrstufigen System über die verschiedenen Spannungsebenen hinweg.³⁷ Innerhalb eines Netzeigentums werden dabei die Netzkosten horizontal sozialisiert. Angefangen bei der Höchstspannungsebene werden die ebenenspezifischen Netzkosten teils den an dieser Ebene angeschlossenen Letztverbrauchern, teils dem nachgelagerten Netz in Rechnung gestellt. Nachgelagerte Netze sind somit Kunden der vorgelagerten Netzebene. In der untersten Spannungsebene werden den Netznutzern folglich die gesamten eigenen Kosten der untersten Netzebene und die hierhin gewälzten Kosten in Rechnung gestellt.

Der Grundgedanke für die Bestimmung der Tarife ist, dass die Jahreshöchstlast einer Netzebene zum einen die Netzdimensionierung und daraus folgend auch die Netzkosten bestimmt. Deshalb wird auf der ersten Stufe die „Briefmarke“ einer Netzebene gebildet (Schritt 1). Diese wird durch die Division der Netzebenenkosten durch die Jahreshöchstlast der Netzebene (Euro je Kilowatt, €/kW) bestimmt.³⁸

In einem zweiten Schritt erfolgt die Umsetzung der Briefmarke in von den Netznutzern zu zahlende Netztarife über die sogenannte Gleichzeitigkeitsfunktion³⁹. Aus dieser Funktion lassen sich Netzentgelte für die bezogene Arbeit (Kilowattstunden, kWh) und für die Jahreshöchstlast (Kilowatt, kW) eines Kunden ableiten (Leistungspreis = Achsenabschnitt * Briefmarke; Arbeitspreis = Geradenanstieg * Briefmarke * 100).⁴⁰

Dabei werden zwei Gruppen von Netznutzern unterschieden: solche mit mehr und solche mit weniger als 2.500 Benutzungsstunden. Letztere zahlen einen geringeren Leistungspreis, aber einen höheren

36 SLP-Kunden sind Kunden bis zu einem Jahresverbrauch von 100.000 Kilowattstunden, bei denen keine Leistungsmessung erfolgt. Für diese Kunden ist es nicht möglich, den Leistungsabruf zu messen. Für leistungsgemessene Kunden ist die Messung möglich.

37 BNetzA (2015b), Abbildungen auf den S. 12–17

38 vgl. Infracomp (2014)

39 vgl. Infracomp (2014)

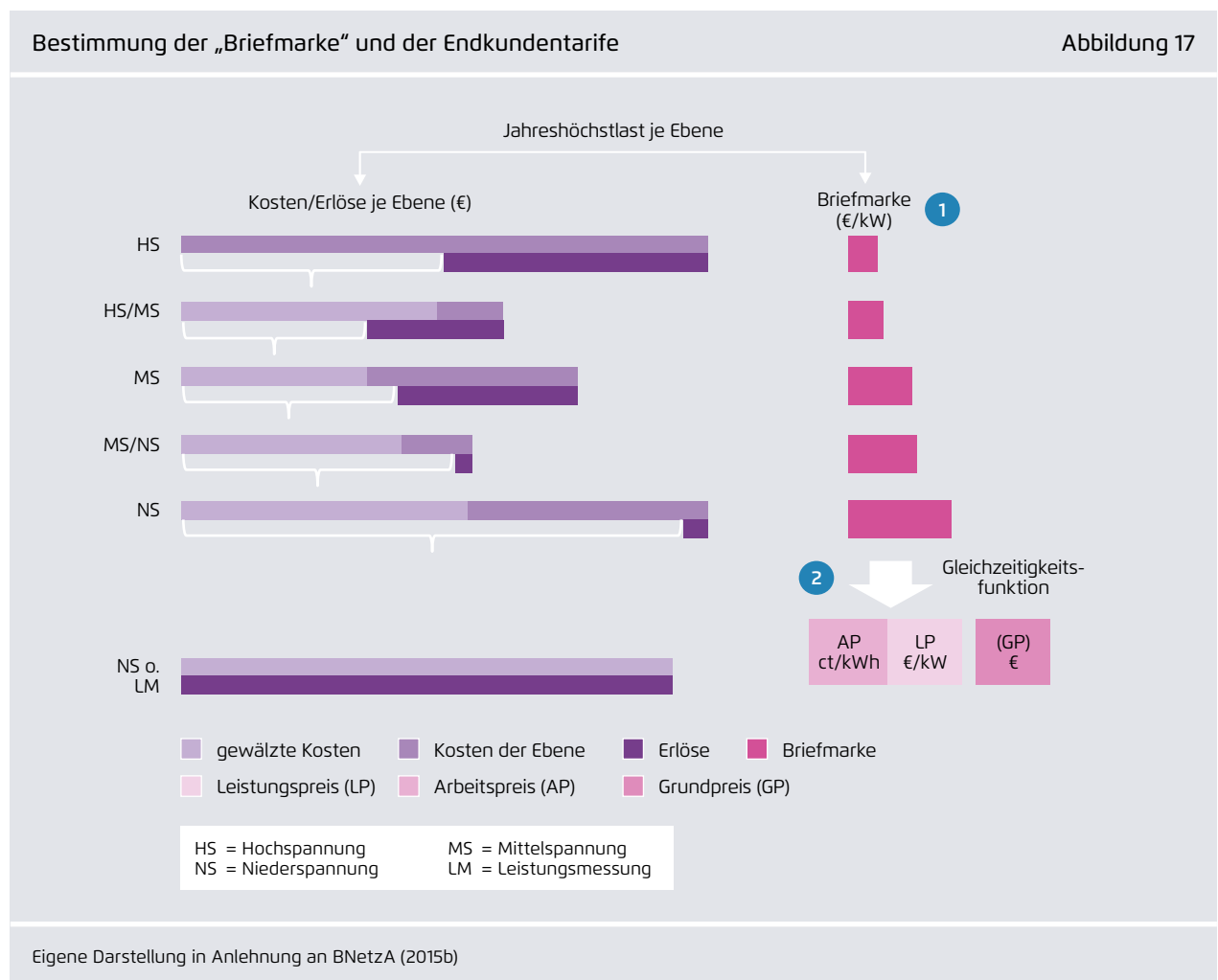
40 vgl. Infracomp (2014)

Arbeitspreis als Netznutzer mit hohen Benutzungsstunden. Hintergrund dieser Regelung ist, dass die Netzkosten im Wesentlichen von der vorzuhaltenden Netzkapazität bestimmt werden. Der historische Hintergrund für den Einsatz der Gleichzeitigkeitskurve (G-Kurve) ist, dass Netznutzer mit geringen Volllaststunden mit geringerer Wahrscheinlichkeit mit ihrer individuellen Lastspitze zu der Lastspitze des Netzes beitragen. Deshalb zahlen sie einen geringeren Leistungspreis. Der Verlauf der G-Kurve und die Schnittpunkte können nur begrenzt variiert werden. Sie unterliegen einem regulatorischen Rahmen.

Zu beachten ist, dass die G-Kurve historisch aus Verbrauchsdaten abgeleitet wird und die Netznutzer ihre zu zahlenden Netzentgelte im Allgemeinen nicht

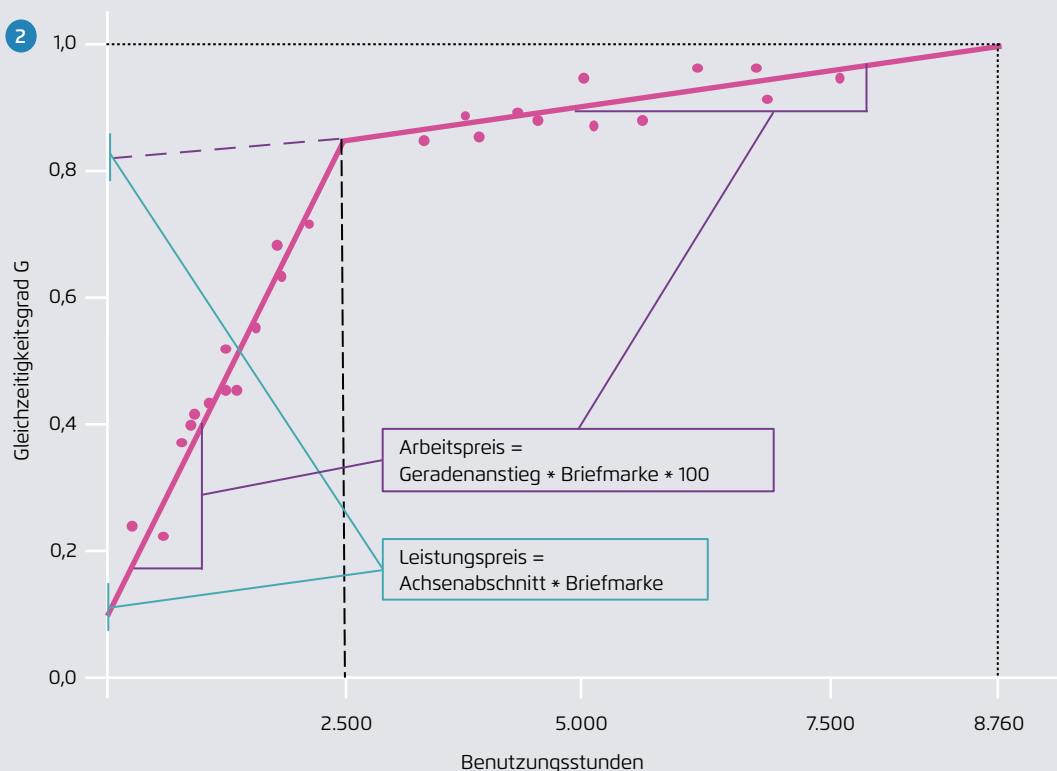
für ihren tatsächlichen Beitrag zur Jahreshöchstlast zahlen. So ist denkbar, dass ein Netznutzer mit sehr hohen Vollbenutzungsstunden gerade zur Zeit der höchsten Netzlast keine oder kaum Leistung bezieht, während umgekehrt ein Netznutzer mit sehr geringen Vollbenutzungsstunden gerade dann einen sehr hohen Leistungsbezug aufweisen kann. Angesichts der tief greifenden energiewirtschaftlichen Veränderungen sind die historischen Annahmen zu hinterfragen.

Das heutige System führt dazu, dass der Anteil der nach Leistung bemessenen Netznutzungsentgelte in hohen Spannungsebenen hoch ist und von Ebene zu Ebene abnimmt. In der Niederspannung ergibt sich für Kunden ohne Leistungsmessung die Regelung wie



Idealtypische Gleichzeitigkeitsfunktion einer Netz- oder Umspannebene

Abbildung 18



Eigene Darstellung in Anlehnung an BNetzA (2015b)

folgt: Anstelle eines Leistungspreises kann pauschal pro Anschluss ein Grundpreis erhoben werden. Der viel größere Teil der Erlöse stammt jedoch üblicherweise aus dem zusätzlich erhobenen Arbeitspreis. Dieses Verhältnis von Grund- zu Arbeitspreis wird häufig als konsistent mit der Logik der G-Kurve betrachtet, da SLP-Kunden in der Regel geringe Benutzungsauern aufweisen.

Wichtige Ausnahmen von dieser Systematik stellen die Regelungen des § 19 Abs. 2 StromNEV dar.⁴¹ Gemäß Satz 1 dieser Regelung wird ein um bis zu 80 Prozent reduziertes Netzentgelt erhoben, wenn sogenannte atypische Netznutzung vorliegt, in einem speziellen Fall also die Vermutung besteht, dass die

G-Funktion den wahrscheinlichen Beitrag zur Jahreshöchstlast des Netzes überschätzt. Die Implementierung dieser Regelung läuft über starre, vom jeweiligen Netzbetreiber vorzugebende Hochlastzeitfenster, in denen atypische Verbraucher nur wenig Leistung beziehen dürfen, um in den Genuss der Netzentgeltreduktion zu kommen.

Satz 2 des § 19 Abs. 2 StromNEV sieht Netzentgeltreduktionen für stromintensive Netznutzer vor. Im Gegensatz zur atypischen Netznutzung wird hier ein dauerhaft gleichmäßiger Leistungsbezug angereizt, indem er mit Abschlägen auf die Netznutzungsentgelte von bis 90 Prozent belohnt wird.

Die in der Abbildung 17 dargestellte kaskadische Struktur impliziert, dass jeder Verteilnetzbetreiber

⁴¹ konkretisiert durch den Beschluss BK4-13-739 der Bundesnetzagentur vom 11. Dezember 2013

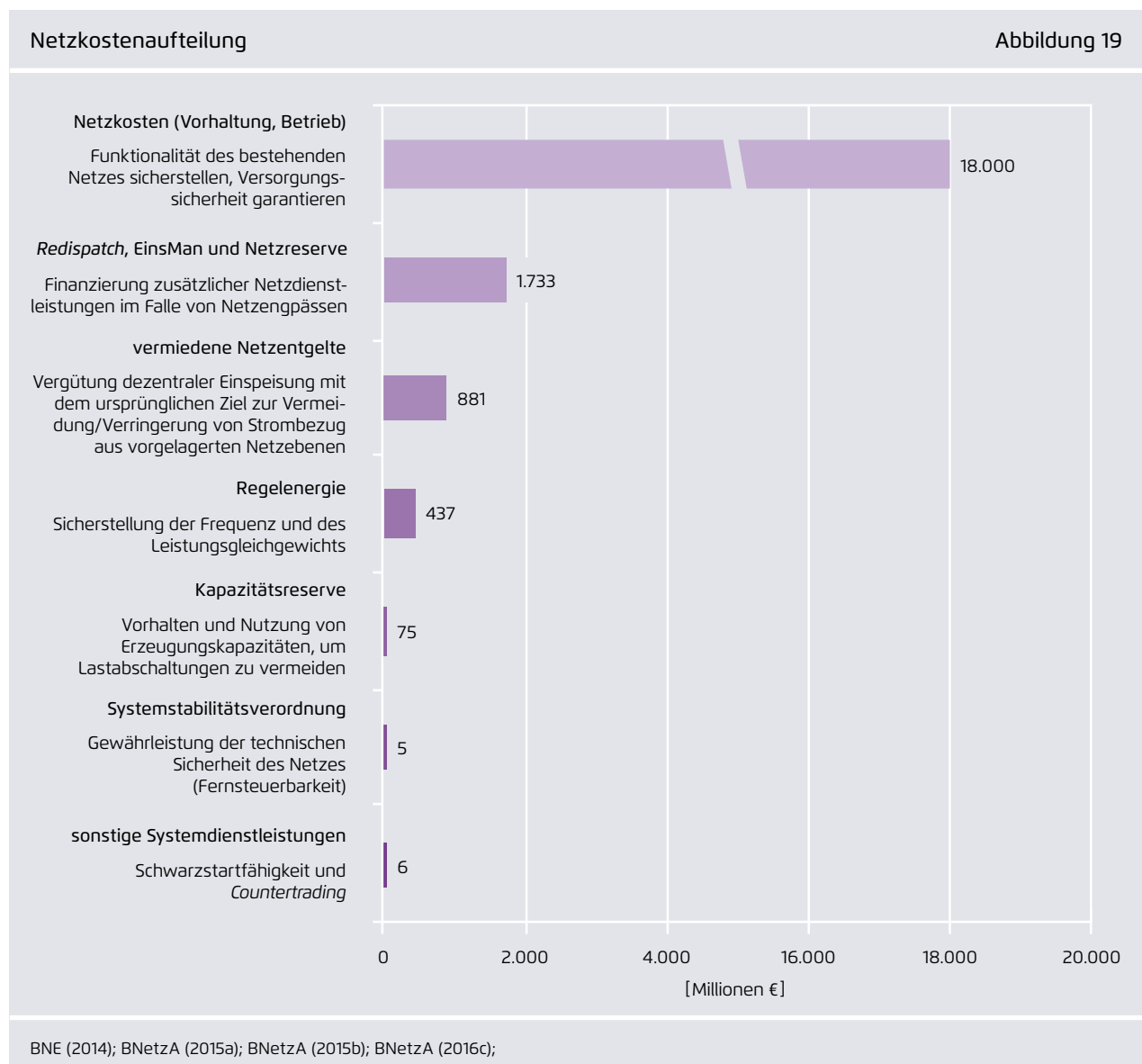
seinen Netznutzern je Netzebene eigene Netznutzungsentgelte in Rechnung stellt.

Überblick über die Kosten für Netzvorhaltung und -betrieb

Abbildung 19 zeigt die Aufteilung der Netzkosten auf einzelne Kostenkomponenten, die die Netzentgelthöhe determinieren. Ein zentraler Zweck der Netzentgelte ist dabei, diese Kosten vollständig zu decken. Die einzelnen Netzentgeltbestandteile verfolgen jedoch weitere beziehungsweise spezifischere Zwecke.

Die Höhe der gesamten Stromnetzkosten ist nicht bekannt. Der in Abbildung 19 angegebene Wert in Höhe von jährlich 18 Milliarden Euro ist lediglich ein Schätzwert für die Netzvorhaltung und den Netzbetrieb, die heute einen Großteil der Netzentgelte ausmachen.

Die Energiewende bedingt den Ausbau von Netzen sowohl auf der Verteilnetz- als auch auf der Übertragungsebene. Der Ausbau ist vor allem für die Integration der Erneuerbaren Energien in das Versorgungssystem notwendig. Der bisherige Netzausbau erhöhte die Kosten auf der Seite der Übertragungs-



und Verteilnetzbetreiber um rund vier Prozent. Zusätzlich zu den hier abgeschätzten jährlichen Stromnetzkosten von 18 Milliarden Euro beliefen sich in den vergangenen Jahren die Kosten für Investitionen und Aufwendungen auf der ÜNB- und der VNB-Ebene laut Bundesnetzagentur auf circa neun Milliarden Euro. Bei einem Zinssatz von sieben Prozent – dem erwarteten Zinssatz der nächsten Regulierungsperiode – und einer Abschreibungsdauer von 40 Jahren ergeben sich dabei diskontierte Kosten in Höhe von circa 700 Millionen Euro.⁴²

Eine Verteilnetzstudie im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums schätzt den zusätzlichen Investitionsbedarf in den Szenarien NEP und EEG 2014 auf insgesamt 23 bis 28 Milliarden Euro. Dies bedeutet einen Anstieg der jährlichen Netzkosten um circa 1,7 bis 2,2 Milliarden Euro über 2030 hinaus.⁴³ Darüber, aber in ähnlichen Größenordnungen, bewegen sich die Zusatzkosten für den Ausbau des Übertragungsnetzes. Je nach Szenario und Erdverkaufungsbedarf fallen hier bis 2025 Kosten in Höhe von circa 25 bis 35 Milliarden Euro für den Übertragungsnetzausbau an Land an.⁴⁴ Für die Anbindung der Offshore-Windparks kommen im gleichen Zeitraum Zusatzkosten in Höhe von circa 7 bis 10 Milliarden Euro hinzu.⁴⁵ Die Mehrkosten für das Übertragungsnetz insgesamt liegen also bei 32 bis 45 Milliarden Euro. In Analogie zu den Verteilnetz-kosten bedeutet dies größenordnungsmäßig jährliche Mehrkosten von 2,5 bis 3,5 Milliarden Euro.

Das für die Finanzierung des gesamten Stromnetzausbaus erforderliche Netzentgeltaufkommen wird nach dieser Rechnung also ausgehend von den gegenwärtig circa 18 Milliarden Euro pro Jahr um

42 Hier wurden die Offshore-Netzausbaukosten nicht berücksichtigt. Der Zinssatz orientiert sich an der Eigenkapitalverzinsung für Neuanlagen, die in der neuen Regulierungsperiode bei circa 6,9 Prozent liegt.

43 vgl. E-Bridge u. a. (2014)

44 vgl. Übertragungsnetzbetreiber (2015d)

45 vgl. Übertragungsnetzbetreiber (2015d)

4,2 bis 5,7 Milliarden Euro steigen und damit zwischen circa 22 und 24 Milliarden Euro jährlich liegen.

Vermiedene Netzentgelte

Die vermiedenen Netzentgelte sind ein Teil der Netzkosten, der über die Netzentgelte gedeckt wird. Gemäß § 18 StromNEV erhalten Betreiber von im Verteilnetz angeschlossenen Anlagen, wenn der Anlagenbetreiber für die jeweilige Strommenge nicht bereits EEG- oder KWK-Förderung erhält, eine Auszahlung von dem jeweiligen Verteilnetzbetreiber in Höhe der vorgelagerten Netzkosten. Vermiedene Netznutzungsentgelte oder auch Netzentgelte für dezentrale Einspeisung sind also nicht mit vermiedenen Netzentgeltzahlungen zu verwechseln, wie sie im Zusammenhang mit Eigenversorgung auftreten. Es handelt sich hierbei vielmehr um eine direkte Zahlung des Netzbetreibers an den Betreiber einer Stromerzeugungsanlage. Für die dem Netzbetreiber entstehenden Kosten kommen die Netznutzer über die Netzentgelte auf.

Vermiedene Netzentgelte sind im Zuge des Netzentgeltanstiegs, der zunehmenden dezentralen Einspeisung durch Erneuerbare Energien sowie der KWK- und der konventionellen Einspeisung unterhalb der Höchstspannung im Zeitraum von 2011 bis 2015 von einer Milliarde Euro auf 1,5 Milliarden Euro gestiegen.⁴⁶ Im gleichen Zeitraum sind jedoch auch die Kosten für den Netzausbau gestiegen.

Die Zahlungen in Form der vermiedenen Netzentgelte wurden damit begründet, dass Einspeisung in niedrigeren Spannungsebenen den Netzausbaubedarf reduziert. Da dieser Mechanismus zu einer suboptimalen Platzierung von Erzeugungsanlagen im Netz beiträgt und die Netzkosteneinsparungen nur noch in Einzelfällen auftreten, sieht das Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) vor, dass Neuanlagen ab 2021 keine vermiedenen Netznutzungsentgelte mehr erhalten und die vermiedenen Netzentgelte für Bestandsanlagen auf dem Niveau von 2015 eingefroren werden.

46 vgl. BNetzA (2015b)

Kosten für Redispatch-Maßnahmen

Redispatch bezeichnet den Eingriff in den marktba- sierten Fahrplan der Erzeugungseinheiten zur Verla- gerung der Kraftwerkseinspeisungen, um Leitungs- überlastungen vorzubeugen oder zu beheben. Durch die Senkung der Einspeiseleistung eines oder mehre- rer konventioneller Kraftwerke vor dem Netzengpass bei gleichzeitiger Steigerung der Einspeiseleistung eines oder mehrerer anderer konventioneller Kraft- werke hinter dem Netzengpass wird die Einspeise- leistung wieder ausgeglichen.

2015 beliefen sich die Kosten für *Redispatch* auf circa 400 Millionen Euro.⁴⁷ Die *Redispatch*-Kosten sind also abhängig vom Netzausbau insgesamt, aber auch von der räumlichen Verteilung und Erzeugung der Erneuerbare-Energien- einerseits und der fossi- len Kraftwerke andererseits. Wenn beispielsweise – wie im vergangenen Jahr – wetterbedingt im Norden weniger Wind- und im Süden mehr Photovoltaik- strom eingespeist wurde, so verursacht das bei gege- benem Netzzustand andere *Redispatch*-Kosten als ein sonnenarmes, windreiches Jahr.

Perspektivisch ist damit zu rechnen, dass die Net- zengpässe und damit der *Redispatch* aufgrund des Netzausbaus eher rückläufig sind. Eine Prognose ist jedoch schwierig.

Kosten für Einspeisemanagementmaßnahmen

Werden aufgrund von Netzengpässen EEG-geför- derte Erneuerbare-Energien-Anlagen abgeregelt, haben sie gemäß § 12 Abs. 1 EEG einen Anspruch auf Entschädigung gegenüber den Netzbetreibern, an deren Netz sie angeschlossen sind.⁴⁸

Der Netzbetreiber muss nachweisen, dass

- die zugrundeliegende Maßnahme erforderlich war,
- der Netzbetreiber die Maßnahme nicht zu vertre- ten hat und

- die Zahlungen den gesetzlich erforderlichen Rah- men nicht übersteigen.

Sind die Kriterien erfüllt, handelt es sich um eine system- und netznotwendige Maßnahme und nicht um eine Fördermaßnahme für Erneuerbare Energien. Diese Maßnahme muss dann entsprechend über die Netzentgelte refinanziert werden.⁴⁹

2015 beliefen sich die tatsächlich ausbezahlten Ent- schädigungszahlungen für das Einspeisemanagement auf circa 315 Millionen Euro, während für dasselbe Jahr Ansprüche von etwa 480 Millionen Euro bestehen.

Auch in diesem Fall ist eine Aussage über die mittel- fristige Entwicklung schwierig.

Kosten der Netzreserve

Eine weitere Kostenposition für die Gewährleistung der Systemsicherheit, die ebenfalls über die Netzent- gelte refinanziert wird, sind die Vorhaltung und der Abruf von Netzreservekapazität. Dazu zählen Kraft- werke im In- und Ausland, die ausschließlich dem Zweck des Engpassmanagements im Übertragungs- netz dienen. Sie werden somit für *Redispatch*-Zwe- cke genutzt mit dem Unterschied, dass diese Reser- vekraftwerke sich nicht im Markt befinden. Im Gegensatz zum *Redispatch* fallen für die Netzreserve neben den variablen Abrufkosten auch Kosten für die Vorhaltung an.

Abbildung 20 zeigt die Entwicklung der Kosten für die Netzreserve 2015. Differenziert wird zwischen den Netzreservekraftwerken im Inland und Aus- land. Für die Netzreserve wurden im Jahr 2015 circa 170 Millionen Euro ausgegeben.

Insgesamt beliefen sich die Kosten für die System- sicherheitsmaßnahmen auf über eine Milliarde Euro im Jahr 2015. In den nächsten Jahren ist mit stei-

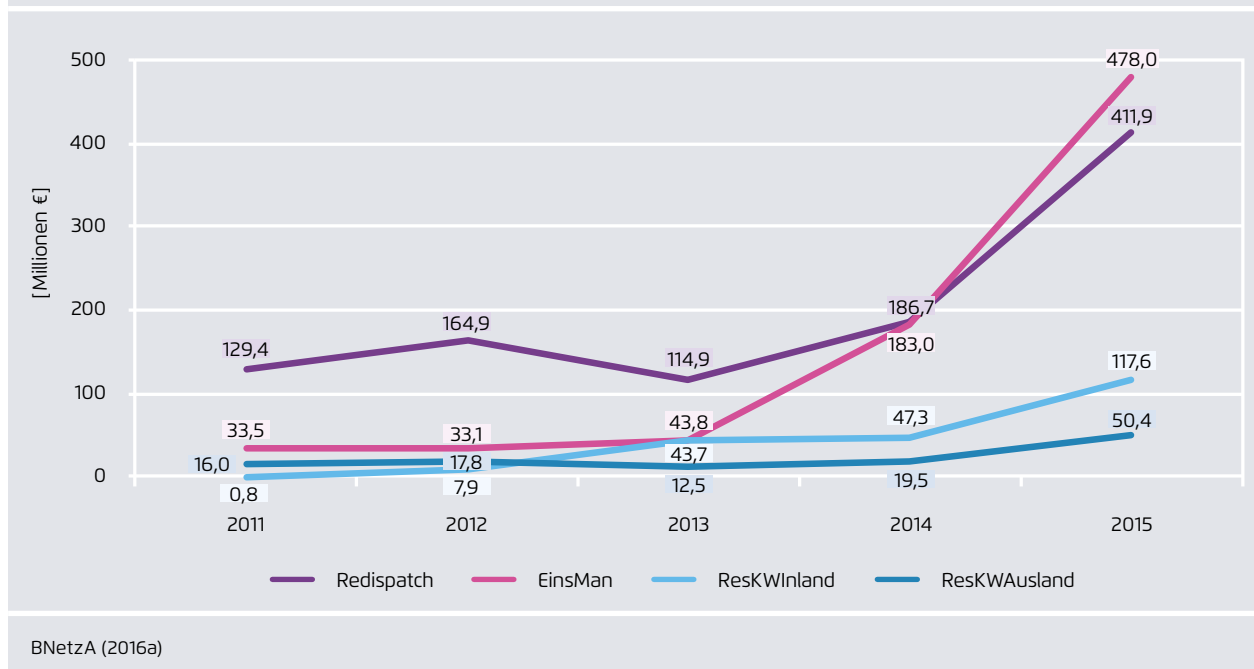
⁴⁷ vgl. BNetzA (2016c)

⁴⁸ vgl. Bontrup/Marquardt (2014)

⁴⁹ vgl. Bontrup/Marquardt (2014); Es handelt sich dabei für den Netzbetreiber um dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten im Sinne von § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 ARegV.

Entwicklung der Kosten für das zoneninterne Engpassmanagement mit *Redispatch*, Einspeisemanagement (*EinsMan*), Netzreserve im Inland (*ResKWInland*) und Netzreserve im Ausland (*ResKWAusland*)⁵⁰

Abbildung 20



genden Kosten zu rechnen. Der Anstieg ist vor allem begründet durch den verzögerten Netzausbau und die hierdurch bedingten Netzengpässe. Der bedarfsgerechte Netzausbau ist jedoch ein erklärtes Ziel der Energiepolitik und gesetzlich verankert. Es ist deshalb davon auszugehen, dass mit Blick auf 2030 alle in Abbildung 20 beschriebenen Kostenpositionen abnehmen werden. Wie die Kostenkurven bis dahin verlaufen, wird davon abhängen, wie schnell der Netzausbau voranschreitet.

Kosten für die Regelleistung

Zur Erfüllung der Transportaufgabe ist die Vorhaltung einer hinreichenden Netzinfrastruktur immanent wichtig und Kernaufgabe eines Netzbetreibers. Zur Sicherstellung der Aufgabe des Stromtransports ist daneben auch die Vorhaltung notwendiger Systemdienstleistungen wesentlicher Aufgabenbestandteil der Netzbetreiber. Darunter fällt vorrangig die Regelleistung. Regelleistung ist notwendig, um innerhalb eines Versorgungssystems die Leistungsbilanz auszugleichen und die Frequenz stabil zu halten.

Die entstehenden Kosten aus der Regelleistungsvorhaltung beliefen sich 2014 auf 316 Millionen Euro.⁵¹

In den letzten Jahren sind die Kosten für die Regelleistungsvorhaltung deutlich gesunken. Die zukünftige Entwicklung der Regelleistungskosten ist schwer zu prognostizieren. Sie wird zum einen im Wesentlichen davon abhängen, wie sich die Regel-

⁵⁰ ResKWInland bezeichnet die Vorhaltekosten sowie die Arbeitskosten für die Reservekraftwerke im Inland. ResKWAusland bezeichnet die Vorhaltekosten sowie die Arbeitskosten für die Reservekraftwerke im Ausland. *Redispatch* enthält die Kosten für den nationalen und grenzüberschreitenden *Redispatch* inklusive *Countertrading*. *EinsMan* bezeichnet die Kosten beziehungsweise die Kompensationszahlungen an Erneuerbare-Energien-Anlagen im Fall der Abschaltung.

⁵¹ vgl. BNetzA (2016c)

leistungsmärkte und das generelle Strompreisniveau entwickeln. Während für Primärregelleistung ein gemeinsamer Markt für Deutschland, Österreich, die Schweiz, Belgien und die Niederlande vorhanden ist, existiert ein gemeinsamer Markt für Sekundärregelleistung und Minutenreserve bislang nicht. Die Entwicklung derartiger Märkte hätte jedoch Auswirkungen auf Angebot, Nachfrage und die entstehenden Gesamtkosten.

Zum anderen ist die Entwicklung der Kosten stark abhängig von den in Zukunft primär eingesetzten Technologien. So ist davon auszugehen, dass Speichertechnologien günstiger als konventionelle Kraftwerke Primärregelleistung bereitstellen können, da sie nicht der *Must-run*-Bedingung unterliegen. Danach müssen konventionelle Kraftwerke immer auf einer Mindestlast in Betrieb gehalten werden, um Primärregelleistung anbieten zu können.

Unter Berücksichtigung der genannten möglichen Entwicklungen wird angenommen, dass die Regelleistungskosten bis 2030 sinken. Die Senkung ist wesentlich durch den technologischen Wandel begründet.

Kosten der Kapazitätsreserve

Die Kraftwerke in der Kapazitätsreserve zielen grundsätzlich vorrangig auf die Sicherstellung der Versorgungssicherheit ab, das heißt, es handelt sich um eine marktseitige und weniger um eine netzseitige Reserve, wie die oben beschriebene Netzreserve. Diese Kraftwerke werden vorgehalten, um im Fall einer ungenügenden Lastdeckung mögliche Stromabschaltungen zu vermeiden. Dies kann dann passieren, wenn nicht genügend Erzeugungskapazität im Markt vorhanden ist. Dennoch können die Kraftwerke bei entsprechender geografischer Lage auch zu *Redispatch*-Zwecken kontrahiert werden, sodass sie gegebenenfalls auch eine Netzstabilisierungsfunktion ausüben.

Die Kosten der Vorhaltung der Kapazitätsreserve werden in die Netzentgelte gewälzt. Die genaue Höhe

dieser Kosten ergibt sich als Ergebnis des Ausschreibungsverfahrens. Sie wird für Kapazitätsreserveleistung im Umfang von zwei Gigawatt bis zu 100 Millionen Euro pro Jahr geschätzt.⁵² Hieraus ergibt sich eine Erhöhung der Strompreise für Endkunden bis zu etwa 0,021 ct/kWh. Mit Blick auf das Jahr 2030 ist eine Kostenprognose problematisch, da umstritten ist, ob und in welchem Maße langfristig Instrumente für die Aufrechterhaltung von Versorgungssicherheit erforderlich sein werden.

Kosten der Sicherheitsbereitschaft

Als Beitrag, um die Klimaziele im Stromsektor bis 2020 zu erreichen, werden schrittweise Braunkohlekraftwerke mit einer Kapazität von insgesamt 2.700 Megawatt zwischen 2016 und 2019 aus dem Markt genommen und in die Sicherheitsbereitschaft überführt. In der Sicherheitsbereitschaft dienen diese Kraftwerke für jeweils vier Jahre den Übertragungsbetreibern zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit. Wie die Kapazitätsreserve stellt die Sicherheitsbereitschaft eine marktseitige und weniger eine netzseitige Reserve dar und wird vorgehalten, um im Fall einer ungenügenden Lastdeckung mögliche Stromabschaltungen zu vermeiden. Nach vier Jahren in der Sicherheitsbereitschaft müssen die Braunkohlekraftwerke endgültig stillgelegt werden.

Die Betreiber der Kraftwerke erhalten eine Entschädigung. Über sieben Jahre beträgt sie für alle Kraftwerke im Mittel 230 Millionen Euro pro Jahr und bewirkt einen Anstieg der Netzentgelte um rund 0,05 ct/kWh. Mit dem Jahr 2023 läuft die Sicherheitsbereitschaft aus. Über das Jahr 2023 hinaus entstehen daher durch die Sicherheitsbereitschaft keine Kosten für die Netzentgelte.

Tendenziell sorgt die Stilllegung der Braunkohlekraftwerke, die überwiegend in Netzengpassgebieten stehen, für eine Entlastung des Netzengpasses und einen Rückgang der *Redispatch*-Maßnahmen. In der Folge werden eine Verringerung der *Redispatch*-Maßnah-

⁵² vgl. BMWi (2016c)

men und eine Senkung der Kosten für Vorhaltung und Einsatz von *Redispatch* erwartet.⁵³

Kosten aus der Systemstabilitätsverordnung

Der Zweck dieser Verordnung ist, eine Gefährdung der Systemstabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes durch Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Grubengas und aus Kraft-Wärme-Kopplung bei Über- und Unterfrequenzen zu vermeiden. Eine Vielzahl von EEG-, insbesondere Photovoltaikanlagen, war mittels einer Sicherung so ausgelegt, dass sie bei einer Überfrequenz im Netz von 50,2 Hertz abschalten. Wenn jedoch viele EEG-Anlagen gleichzeitig abschalten, kann die Leistungsänderung wiederum die System-sicherheit gefährden. Ähnliches galt für eine Unterfrequenz. Um die Systemgefährdung zu beseitigen, mussten die betreffenden Anlagen nachgerüstet werden. Die Systemstabilitätsverordnung regelt diese Nachrüstung.

Bei den Verteilnetzbetreibern als Auftraggeber für die Maßnahmen der Nachrüstung sind externe Kosten (Kosten für zum Beispiel Installateure, IT-Anbieter, dienstleistende Unternehmen im Rahmen der Prozessabwicklung) und interne zusätzliche Kosten (wie zum Beispiel Aufwendungen für Organisation, Prozessabwicklung und Koordination der Maßnahmen) zu unterscheiden. Verteilnetzbetreiber haben die Möglichkeit, 50 Prozent der entstehenden Kosten über die Netzentgelte zu refinanzieren nach § 10 Abs. 1 Systemstabilitätsverordnung (SysStabV).⁵⁴ Die anderen 50 Prozent werden über die EEG-Umlage refinanziert.

2013 betrug die Kosten aus dem Nachrüstprozess circa 13 Millionen Euro. Da der Nachrüstprozess für bestehende Anlagen keine Auswirkungen auf den Neubau von Anlagen hat, kann angenommen werden, dass dieser Posten für die Zukunft keine Relevanz

⁵³ vgl. Deutscher Bundestag (2016)

⁵⁴ vgl. BSW und BDEW (2013)

mehr hat, sodass die Systemstabilitätsverordnung im Folgenden nicht weiter berücksichtigt wird.

3.4. Energiesteuern und Abgaben

Steuern und Abgaben werden im Energiesektor nicht nur beim Strombezug fällig, sondern auch für alle anderen Energieträger wie Erdgas, Kohle, Heizöl, Benzin und Diesel. Die Steuern und Abgaben im Energiebereich haben dabei vorwiegend die Aufgabe der Finanzierung öffentlicher Haushalte. Im Jahre 1998 wurde im Rahmen der ökologischen Steuerreform die Stromsteuer eingeführt; zusätzlich wurden zu den Sätzen der Mineralölsteuer (heute: Energiesteuer) umweltökonomisch begründete Aufschläge für fossile Energieträger erhoben. Die Steuersystematik insgesamt ist allerdings nur in geringem Maße an den Umweltwirkungen der Energieträger orientiert.

Die Einnahmen nach Energiesteuergesetz (EnergieStG) beliefen sich im Jahre 2015 auf 39,6 Milliarden Euro.⁵⁵ Die Energiesteuer ist damit die bedeutendste Verbrauchsteuer in Deutschland. Weitere 6,6 Milliarden Euro flossen aus der Stromsteuer (separat geregelt im Stromsteuergesetz) in den Bundeshaushalt. Die Konzessionsabgaben auf Strom- und Gaslieferungen durch Leitungen auf kommunalem Grund (geregelt in der Konzessionsabgabenverordnung) summierten sich auf rund 3,5 Milliarden Euro⁵⁶, die direkt in die kommunalen Haushalte fließen.

Knapp 30 Prozent des Strompreises der privaten Haushalte bestanden im Jahre 2016 aus Mehrwert-, Stromsteuer sowie Konzessionsabgaben. Davon hat die Mehrwertsteuer mit 16 Prozent-

⁵⁵ Quelle: Bundesfinanzministeriums (2016); Die Energiesteuerstatistik weist einen höheren Wert von 42 Milliarden Euro aus, wahrscheinlich aufgrund einer anderen Periodenabgrenzung.

⁵⁶ Wert für 2011, da für 2015 nicht bekannt, vgl. Fußnote 61.

punkten⁵⁷ den weitaus größten Anteil, gefolgt von der Stromsteuer mit rund 7 Prozentpunkten und der Konzessionsabgabe mit immerhin 5 bis 6 Prozentpunkten. Für den Bereich der Wirtschaft stellen sich die Verhältnisse je nach Ausnahmeregelung und Verbrauchsklasse anders dar.

Steuern nach Energiesteuergesetz

Das Energiesteuergesetz (es löste im Jahre 2006 das Mineralölsteuergesetz ab) erfasst die meisten Energieträger, das heißt fossile (Mineralöle, Erdgas, Kohle) als auch nachwachsende Energieerzeugnisse (Pflanzenöle, Biodiesel, Bioethanol etc.). Die Energiesteuer ist eine Verbrauchsteuer; die Energieträger zur Erzeugung von Strom in der allgemeinen Versorgung sind deshalb grundsätzlich nicht betroffen. Hingegen sind die Brennstoffträger zur Eigenerzeugung erfasst. 85,7 Prozent des Energiesteueraufkommens werden im Verkehrssektor erzielt. Nur 9,5 Prozent stammen

aus Erdgas zum Wärmeeinsatz, weitere 4,7 Prozent aus Heizöl.⁵⁸

Das Energiesteuergesetz sieht zahlreiche Ausnahmen vor. Die Struktur der Energiesteuerbegünstigungen und -erstattungen ist komplex. Die Ermäßigungen der Energiesteuer machen bei einem gesamten Energiesteueraufkommen im Jahr 2015 von 39,6 Milliarden Euro jedoch nur einen Anteil von 2,4 Milliarden Euro oder sechs Prozent aus.⁵⁹ Die wesentlichen Entlastungen fallen beim Eigenverbrauch im Bereich Kraft-Wärme-Kopplung an (Abbildung 23).

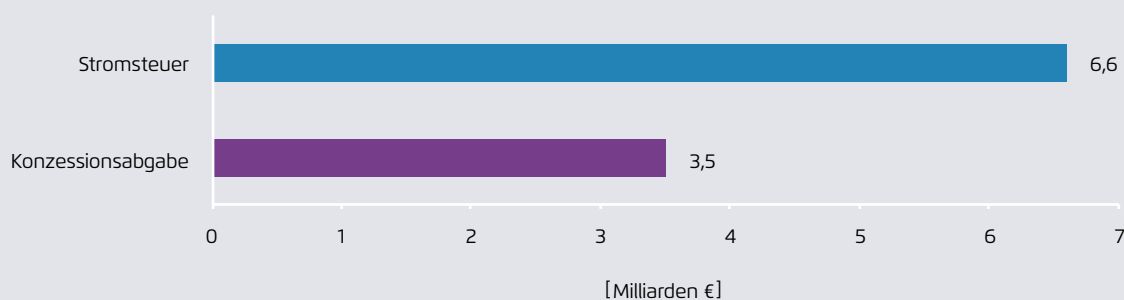
57 Der Umsatzsteuersatz beträgt 19 Prozent und wird auf den Nettopreis inklusive Netzentgelte, sonstige Steuern, Abgaben und Umlagen angewendet. Die 16 Prozentpunkte ergeben sich dagegen als Anteil der Umsatzsteuer bei der Aufschlüsselung des Gesamtbruttopreises.

58 Ein vernachlässigbar geringer Teil des Steueraufkommens wird durch den Dieseleinsatz in Schienenbahnen (weniger als ein Prozent des gesamten Energiesteueraufkommens) erzielt. Schiffsdiesel, der in der kommerziellen Binnenschifffahrt als Kraftstoff zum Einsatz kommt, ist nach § 27 EnergieStG von der Energiesteuer befreit, ebenso wie Kerosin.

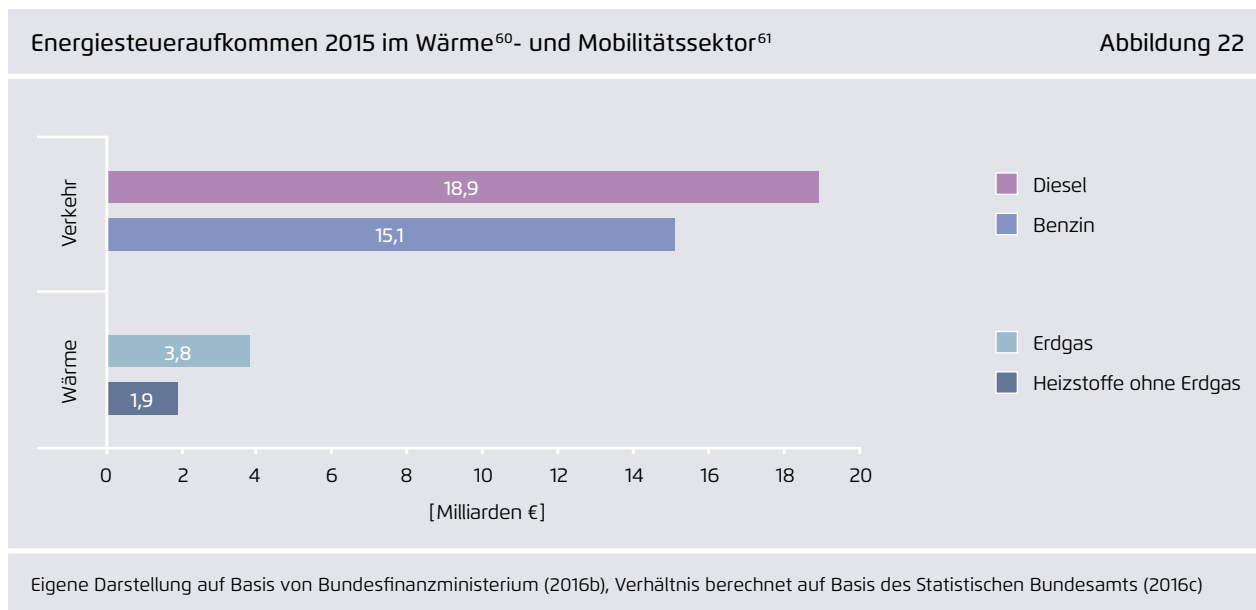
59 vgl. Statistisches Bundesamt (2016c)

Aufkommen der Stromsteuer 2015 und der Konzessionsabgabe 2011

Abbildung 21



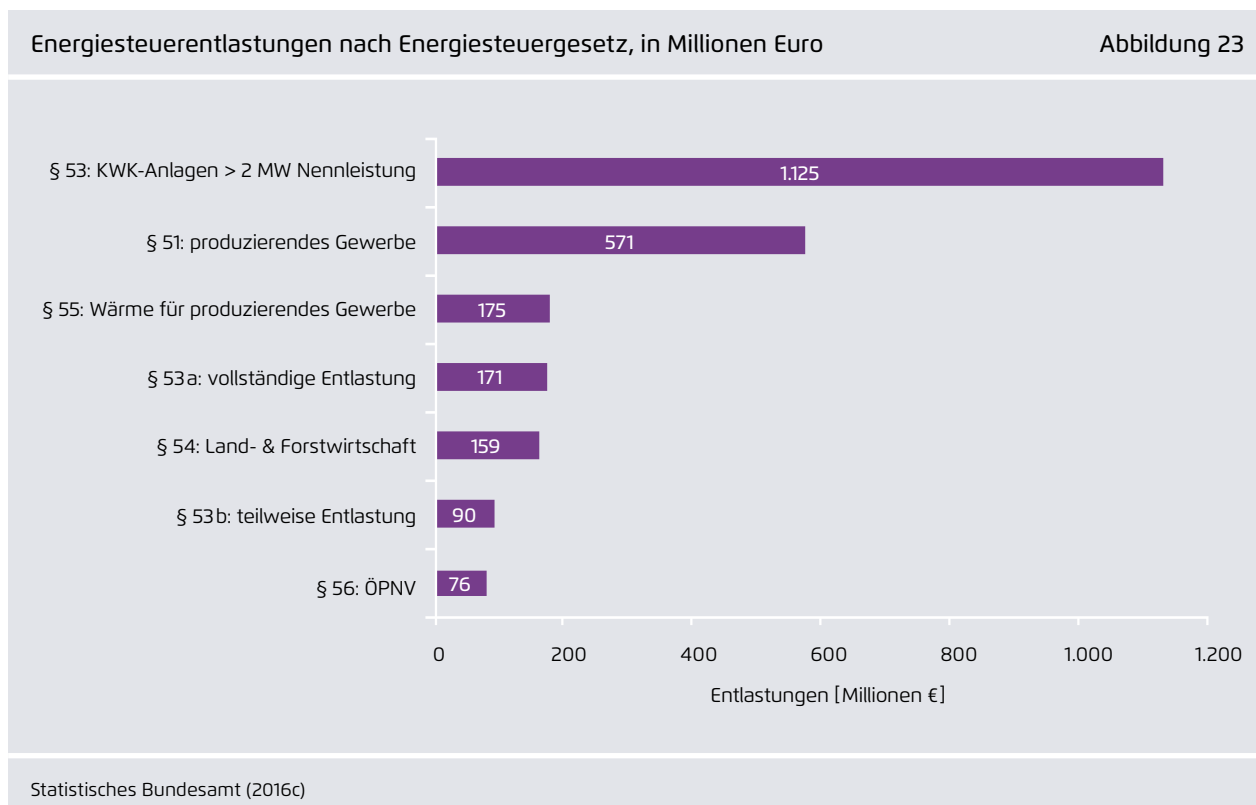
Eigene Darstellung auf Basis der Daten vom Bundesfinanzministerium (2016b); für die Konzessionsabgabe vgl. Fußnote 59



60 Energiesteueraufkommen von Erdgas inklusive Vorauszahlungen Stand 2015 laut Energiesteuerstatistik; Steuerentlastungen bereits berücksichtigt. Energiesteueraufkommen für Heizstoffe ohne Erdgas Stand 2015; Steuerentlastungen bereits berücksichtigt. Diese sind

leichtes Heizöl, Schmieröle, schwere Heizöle, Flüssiggase, gasförmige Kohlenwasserstoffe, Petrolkoks, Kohle und feste Energieerzeugnisse nach § 2 Abs. 4a EnergieStG.

61 Energiesteueraufkommen im Verkehrssektor Stand 2015 laut Energiesteuerstatistik.



Stromsteuer

Die Stromsteuer wurde 1999 im Rahmen der Umsetzung des Gesetzes zum Einstieg in die ökologische Steuerreform eingeführt; sie ist im Stromsteuergesetz geregelt. Sie ist eine Verbrauchsteuer und ein Kompromiss zwischen Wirtschafts- und Klimapolitik, da eine Besteuerung des Brennstoffinputs wirksamer gewesen wäre, jedoch unter anderem aufgrund der Problematik der Nichteinbeziehbarkeit von Importstrom nicht umgesetzt wurde. Als Kompromiss sollte deshalb mit der Besteuerung des Stromverbrauchs zumindest ein Anreiz für mehr Energieeffizienz und damit indirekt zur Reduktion der CO₂-Emissionen gegeben werden.

Der Stromsteuerregelsatz beträgt seither 2,05 ct/kWh und ist vom Letztverbraucher zu zahlen, es sei denn, er fällt unter eine der diversen Ausnahmen für

→ selbst verbrauchten Strom aus Eigenerzeugung sowie Strom, der vom Anlagenbetreiber oder dem, der die Anlage betreiben lässt, an Letztverbraucher geleistet wird, wenn der Strom in Anlagen mit maximal zwei Megawatt Nennleistung erzeugt und „im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage“ entnommen wird (§ 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG);

- Unternehmen des produzierenden Gewerbes, die bestimmte Prozesse und Verfahren anwenden, beispielsweise in der Glasherstellung und der Metallbearbeitung (§ 9 a StromStG);
- Unternehmen des produzierenden Gewerbes, die nicht unter diese Regelung fallen; sie zahlen einen ermäßigten Satz, wenn ihre Stromsteuerschuld 250 Euro jährlich übersteigt (§ 9 b StromStG); sowie für
- Unternehmen, die den sogenannten Spitzenausgleich nutzen; er kann unter bestimmten Umständen die nach Anwendung des § 9 b StromStG zu zahlende Stromsteuer weiter mindern. In die Berechnung der Entlastung fließen dabei unter anderem Rentenversicherungsbeiträge des Unternehmens ein (§ 10 StromStG).

Konzessionsabgabe

Die Konzessionsabgabe wird für die Gewährung des Wegerechts für den Leitungsbau geleistet. Ihrer rechtlichen Ausgestaltung nach ist die Konzessionsabgabe keine öffentlich-rechtliche Abgabe,⁶² son-

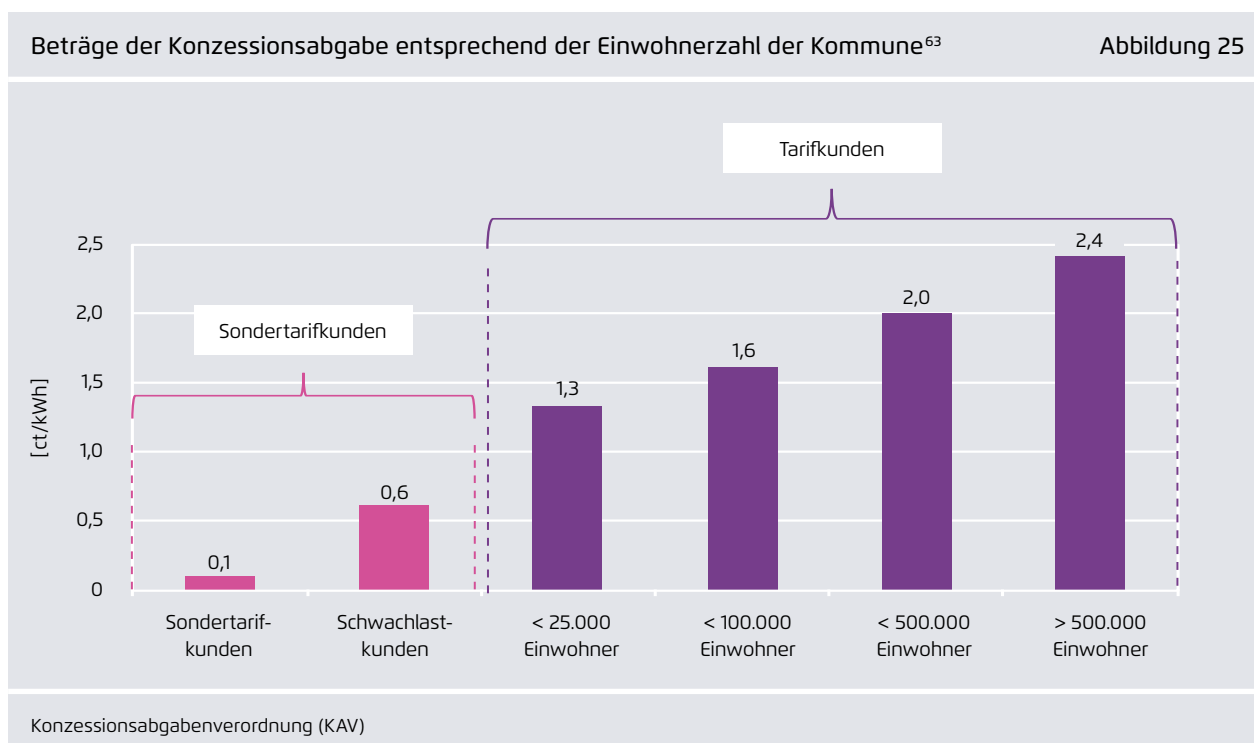
⁶² Besonderheiten gelten für das Bundesland Hamburg, vgl. OVG Hamburg v. 19.09.2011, Az. 4 So 52/11.

Begünstigungen der Stromsteuer

Abbildung 24



Deutscher Bundestag (2015)



dern ein privatrechtliches Entgelt, das aufgrund eines privatrechtlichen Vertrages (Konzessionsvertrag im Sinne des § 46 EnWG) zwischen Gemeinde und Netzbetreiber gezahlt wird. Der Konzessionsvertrag bildet die Grundlage, um das öffentliche Wegenetz der Gemeinde für die Verlegung von Leitungen zur Belieferung von Letztverbrauchern mit Strom und Gas nutzen zu dürfen. Faktisch dient die Konzessionsabgabe vor allem als Einnahmequelle der kommunalen Haushalte und kommt ihrer Funktion nach daher einer öffentlich-rechtlichen Abgabe nahe.

Die Höhe der Konzessionsabgabe ergibt sich aus dem Konzessionsvertrag. In der Regel werden aber die nach der Konzessionsabgabenverordnung (KAV)

63 Tarifkunden im Sinne der KAV sind Kunden, die auf Grundlage von Verträgen nach den §§ 36 und 38 sowie § 115 Abs. 2 und § 116 des EWG beliefert werden. Sondertarifikunden sind Kunden, die nicht Tarifkunden sind. Schwachlastkunden sind Kunden, die im Rahmen des Schwachlasttarifs nach § 9 der Bundestarifordnung Elektrizität oder dem entsprechenden Schwachlasttarif der Zone eines zeitvariablen Tarifs (Schwachlaststrom) beliefert werden.

höchstzulässigen Sätze vereinbart. Die Höchstsätze der Konzessionsabgabe Strom richten sich nach verschiedenen Faktoren: der Belieferung von Tarif- oder Sonderkunden, der amtlichen Einwohnerzahl der Kommune sowie der Nutzung eines Schwachlasttarifs. Lieferungen aus dem Niederspannungsnetz an kleinere Kunden (§ 2 Abs. 7 KAV) gelten stets als Lieferungen an Tarifkunden.⁶⁴

Darüber hinaus bestehen Sonderregelungen für Lieferungen an Sonderkunden bei Unterschreitung des Grenzpreises (§ 2 Abs. 4 KAV) und für die Eigenversorgung der Gemeinde (Kommunalrabatt, § 3 Abs. 1 Nr. 1 KAV). Das Aufkommen der Konzessionsabgabe stellt eine wichtige Finanzierungsquelle der kommunalen Haushalte dar. Gleichzeitig ist sie nicht zweckgebunden. Für die Höhe des Aufkommens aus der Konzessionsabgabe Strom sind nur Schätzungen

64 Für die Konzessionsabgabe Gas fehlt eine entsprechende Regelung, sodass die Gefahr der Erosion des Konzessionsabgabenaufkommens aufgrund einer zunehmenden Zahl von Sonder- anstelle von Tarifkunden zusätzlich verstärkt wird.

bekannt, eine verlässliche Statistik der Konzessionsabgaben existiert nicht. Im Jahr 2011 sollen die Endkunden über die Verteilnetzbetreiber circa 3,5 Milliarden Euro an die Kommunen gezahlt haben.⁶⁵ Gleiches galt für das Jahr 2009, wobei die Konzessionsabgaben im Strombereich circa 2,15 Milliarden

65 vgl. Immesberger (2013); (Immesberger, 2013, S. 5f.) Die genannte Zahl ist die Summe der Zahlungen der Konzessionsabgabe auf Strom- und auf Gaslieferungen, wobei Erstere den deutlich größeren Anteil ausmachen dürfte. Das Gesamtaufkommen bleibt über die Jahre nahezu konstant. Der Deutscher Städte- und Gemeindebund (DStGB) bestätigt die Höhe der Konzessionsabgaben für das Jahr 2006 (ohne Differenzierung), siehe dazu Deutscher Städte- und Gemeindebund (2010).

Euro betragen haben sollen.⁶⁶ Die Aufkommensdynamik hängt im Wesentlichen von den aus dem Netz bezogenen Strommengen ab, geringere Verbräuche und zunehmende Eigenversorgung schmälern das Aufkommen.

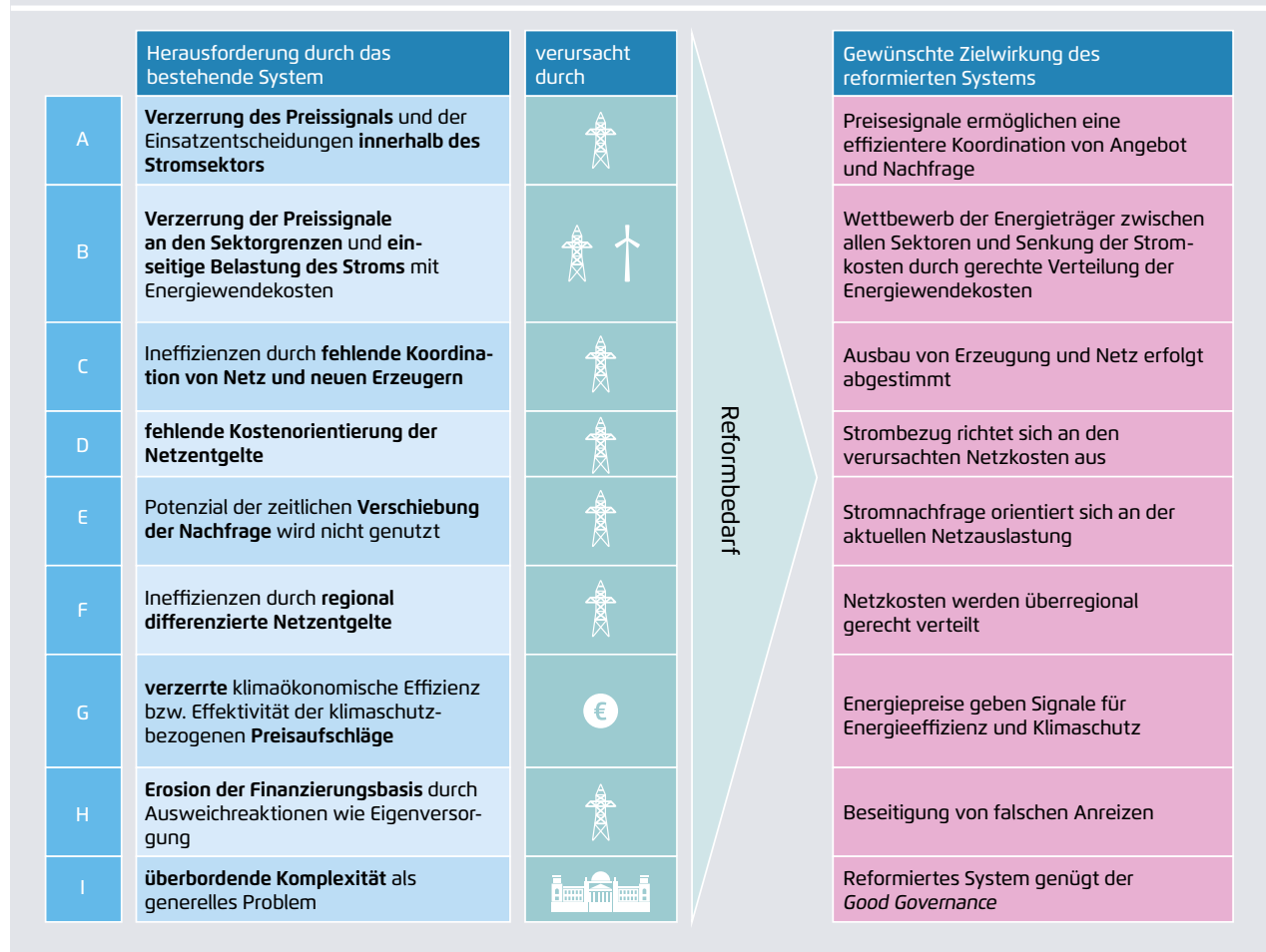
3.5. Zentrale Herausforderungen und unerwünschten Wirkungen des bestehenden Preisgefüges

Die Analyse der bestehenden staatlich veranlassten Strompreisbestandteile im Hinblick auf die eingangs

66 C. Kermel in Säcker (2014), § 48 Rn. 3 unter Berufung auf Schätzungen des BDEW.

Übersicht über die Herausforderungen

Abbildung 26



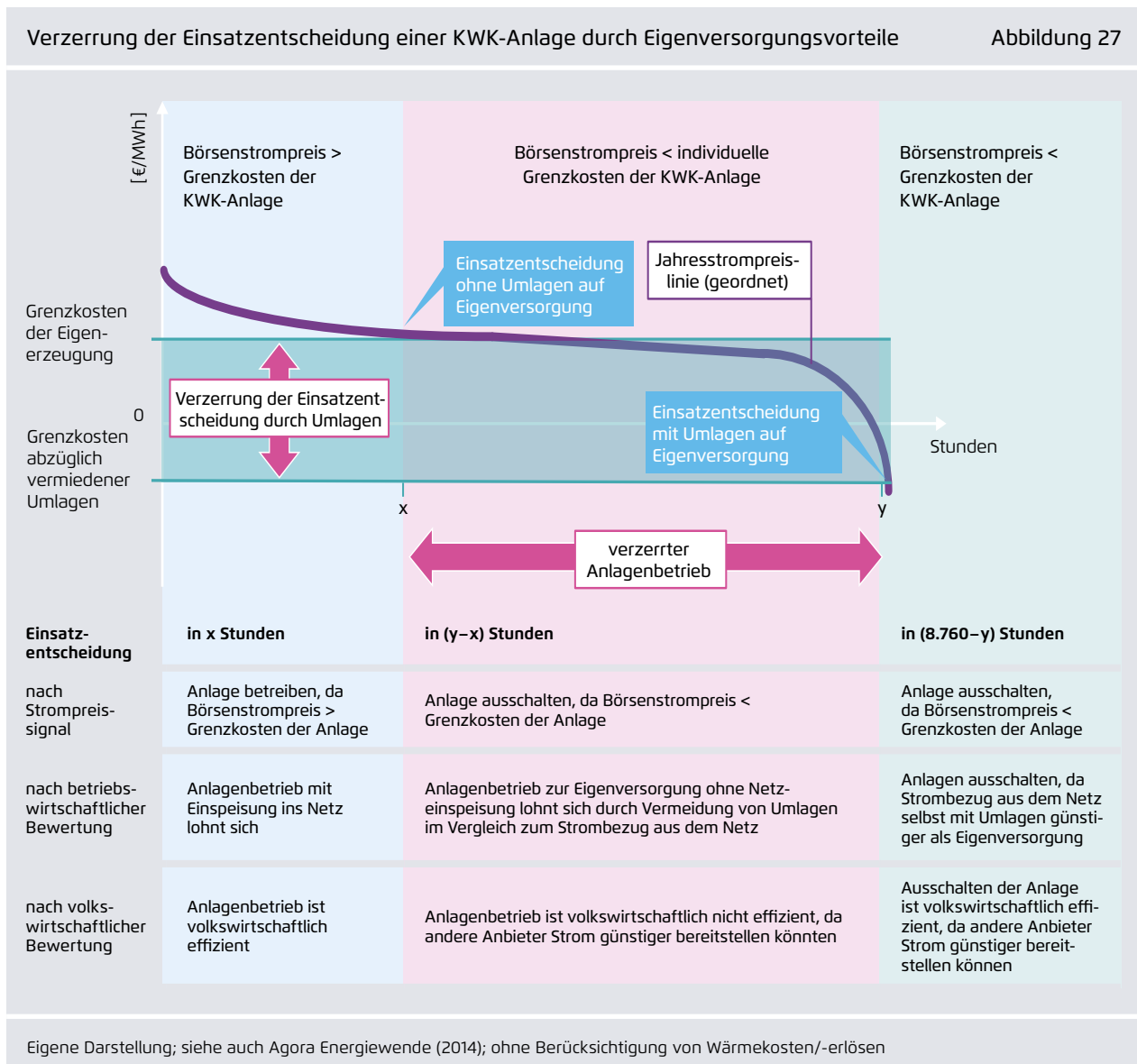
Eigene Darstellung

formulierten Haupt- und Nebenziele für ein nachhaltiges Netzentgelt-, Steuer-, Abgaben- und Umlagensystem ergibt, dass mehrere Zielkriterien verletzt werden. Das betrifft sowohl die marktwirtschaftliche als auch die klimaökonomische Effizienz (*Efficiency First*), aber auch die Verursachergerechtigkeit sowie soziale und wettbewerbsbezogene Aspekte. Aber auch *Good Governance* – vor allem im Hinblick auf Transparenz und Vorhersehbarkeit – wird vielfach nicht erreicht. Bei den Energiesteuern und Abgaben stehen zudem Finanzierungssicherheit und Energieeffizienz in einem Zielkonflikt. Nachfolgend werden

die wesentlichen Schwächen des bestehenden Systems erläutert, die bei einer Reform adressiert werden müssten. Abbildung 26 gibt einen Überblick über die Fehlanreize und Herausforderungen, die nachfolgend im Einzelnen erläutert werden. Sie skizziert zugleich die gewünschte Zielrichtung einer Reform der Systematik der jeweiligen Preisbestandteile.

A. Verzerrung des Preissignals und der Einsatzentscheidungen innerhalb des Stromsektors

Der zentrale Koordinationsmechanismus für den effizienten Ausgleich von Angebot und Nachfrage



sowie für die Realisierung deren notwendiger Flexibilisierung ist das Strompreissignal: Unverzerrte Preissignale spiegeln die Knappheiten und Überschüsse des Marktes und sind damit die Voraussetzung für volkswirtschaftlich optimale Bereitstellung von Flexibilitätsoptionen.

Die heutige Wälzung der Umlagen in einheitlicher Höhe auf die aus dem Netz bezogene Kilowattstunde überlagert diese Preissignale im Großhandel.⁶⁷ Selbst bei einem Großhandelspreis von null oder weniger – und damit dem Signal, dass Strom im Überfluss vorhanden ist – führen die Umlagen (in Verbindung mit den Netzentgelten) dazu, dass die Strompreise für den Endverbraucher häufig noch positiv sind; vielfach lohnt es sich deshalb selbst bei niedrigen Strompreisen, beispielsweise eine KWK-Anlage zur Eigenversorgung weiterhin laufen zu lassen (siehe Abbildung 27).

Würde der Betreiber der KWK-Anlage den erzeugten Strom losgelöst von der Eigenversorgung vermarkten wollen und sich am Stromgroßhandelspreis orientieren, würde er die Anlage dann betreiben, wenn der Preis mindestens so hoch ist wie die Grenzkosten der Anlage. Da beim Netzbezug Abgaben und Umlagen zu entrichten sind, bei der Eigenversorgung hingegen nicht oder nur partiell, lohnt es sich, die Anlagen auch bei niedrigeren, sogar bei deutlich negativen Preisen zu betreiben. Dies gilt so lange, bis der Stromgroßhandelspreis unterhalb der Grenzkosten einer KWK-Anlage mit Berücksichtigung der Umlagen liegt. Erst dann ist der reine Strombezug aus dem Netz wirtschaftlicher.

⁶⁷ Die Überlagerung des Preissignals erfolgt ebenfalls bei Arbeitspreisen der Netzentgelte, Steuern und Abgaben. Jedoch kann die Erhebung bezogen auf die verbrauchte Kilowattstunde mit der Kosten- beziehungsweise Erhebungsstruktur begründet werden. Daher werden hier nur die Umlagen genannt, weil deren Wälzung aufgrund der Verursachungsgerechtigkeit nicht notwendigerweise energieverbrauchsbezogen erfolgen muss.

Kurzfristig führen also verzerrte Preissignale zu erheblichen allokativen Ineffizienzen bei der Erzeugung und dem Verbrauch. Langfristig werden Investitionsentscheidungen über den Zubau von Flexibilitätsoptionen (disponible Erzeugungsanlagen, Speicherung, flexible Nachfrage usw.) verzerrt. Dabei ist die Flexibilität im Zusammenspiel mit der Erneuerbaren-Erzeugung der Schlüssel für eine bezahlbare, sichere und nachhaltige Energieversorgung in der Zukunft.⁶⁸

B. Verzerrung der Preissignale an den Sektorengrenzen

Zu den marktverzerrenden Wirkungen gehört auch die unterschiedliche Preisgestaltung zwischen den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Die Verzerrungen sind hier sehr unterschiedlicher Natur.

- Im Stromsektor werden Investitionen in Erneuerbare Energien über die EEG-Umlage auf die Stromverbraucher gewälzt. Im Wärmesektor wird Erneuerbare-Energien-Wärme hingegen vor allem über steuerliche Mechanismen gefördert im Rahmen von KfW-Programmen oder über das Marktanzreizprogramm (MAP).
- Die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung kommt sowohl dem Wärme- als auch dem Stromsektor zugute, wird jedoch nur auf die Stromkunden gewälzt.⁶⁹

Während in der Industrie die Bereitstellung von Prozesswärme auf Gas- und Kohlebasis dominiert, steht bei Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie bei den privaten Haushalten die Raumwärmebereitstellung auf Gas- und Erdölbasis im Vordergrund. Strom macht heute nur einen geringen Anteil an der Wärme- und Kältebereitstellung aller Sektoren aus.

⁶⁸ vgl. hierzu auch Ecofys (2016)

⁶⁹ Die unterschiedliche energie- und stromsteuerliche Belastung der Endenergieträger führt ebenfalls zu Preisverzerrungen; sie wird separat weiter unten diskutiert.

Im Verkehrssektor dominieren fossile Kraftstoffe, allen voran Mineralölprodukte wie Diesel, Benzin oder Kerosin. Diese decken 94 Prozent des gesamten Endenergiebedarfs im Verkehrssektor, während Elektrizität heute erst einen Anteil von circa zwei Prozent hat. Es ist allerdings zu erwarten, dass dieser Anteil steigt, da die Dekarbonisierung des Verkehrssektors anders kaum zu schaffen ist. Deshalb verfolgt die Bundesregierung ambitionierte Ziele für den Ausbau der Elektromobilität. Auch wenn das Ziel von einer Million Elektroautos bis 2020 höchstwahrscheinlich nicht erreicht wird, ist mittelfristig von einer Verschiebung der Brennstoffe von den Mineralölprodukten zum Strom oder – falls dies technisch und kostenseitig darstellbar wird – zu *Power-to-Gas*-Technologien auszugehen.

Die politischen Beschlüsse zur Energiewende sehen vor, dass der Anteil der Erneuerbaren Energien in allen Sektoren bis 2020 deutlich zunimmt, in Verbindung mit einer generellen Senkung des Strombedarfs durch Endenergieeinsparung (*Efficiency First*).⁷⁰ Auf Basis von volkswirtschaftlichen Abschätzungen wird allerdings der Anteil im Stromsektor deutlich höher angesetzt als in den anderen Bereichen. Der Brennstoffwechsel in den Wärme- und Verkehrssektoren kann direkt durch den Einsatz erneuerbarer Wärme oder erneuerbarer Brennstoffe oder aber durch den Einsatz von Strom aus Erneuerbaren Energien erfolgen. Da die Potenziale erneuerbarer Wärme und Biomasse begrenzt sind, dürfte Strom aus Erneuerbaren Energien auch im Verkehrs- und im Wärmesektor an Bedeutung gewinnen, um hier die Dekarbonisierungsziele zu erreichen.⁷¹

Solange allerdings die Preissignale an der Sektorgrenze zulasten der Strompreise verzerrt sind, wirken

die ökonomischen Anreize in eine volkswirtschaftlich ineffiziente Richtung.⁷²

Auch bei der Förderung der KWK-Anlagen zur Erhöhung des effizienten Ressourceneinsatzes bei Erzeugung von Strom und Wärme trägt der Stromsektor einseitig die Kosten dieser Förderung. Von der Effizienzsteigerung profitiert jedoch nicht nur der Strom-, sondern auch der Wärmebereich, weil das Koppelprodukt ohnehin entsteht und KWK-Anlagen meistens wärmegeführt ausgelegt werden. Der Wärmesektor bleibt von den Förderkosten indes verschont. Der Stromsektor trägt auch circa 13 Prozent (siehe Abbildung 16) der aus der Verwertung von Wärme stammenden Kosten in Form von Förderung für Wärme- und Kältenetze sowie für Wärmespeicher.

Beide Fälle zeigen, dass der Strombezug aufgrund der Förderung von Erneuerbaren Energien und KWK im Vergleich zum Bezug von fossilen Kraftstoffen im Wärme- und Verkehrssektor überproportional belastet wird.

C. Ineffizienzen durch fehlende Koordination von Netz und neuen Erzeugern

Dieses und die drei folgenden Teilkapitel beschreiben Herausforderungen, die sich vor allem auf die derzeitige Systematik der Netzentgelte beziehen und aus dieser Perspektive beschrieben werden. Teil-

⁷² Bislang ist weder bekannt, in welchem Ausmaß die Sektoren Wärme und Verkehr auf den Stromsektor zurückgreifen müssen, um dekarbonisiert zu werden, noch wie eine volkswirtschaftlich sinnvolle, das heißt kosteneffiziente Dekarbonisierungsstrategie im Sinne eines *Least-Cost-Plannings* bis 2050 aussehen könnte und welche *No-Regret*-Maßnahmen bis 2030 ergriffen werden müssen. *Least-Cost-Planning* steht dabei für eine vergleichende Bewertung möglicher Investitionsalternativen und – im Sinne der Kosteneffizienz – die Identifikation, wann anstelle angebotsseitiger Optionen, Maßnahmen in Verbrauchseinsparung oder Lastverlagerung wirtschaftlich attraktiver sind. Agora Energiewende lässt hierzu im Rahmen eines separaten Projektes gemeinsam mit ECF und RAP eine Analyse erstellen.

⁷⁰ vgl. BMWi (2016e)

⁷¹ vgl. Fraunhofer IWES (2015) sowie Fraunhofer IWES/IBP (2017)

weise verstärken die übrigen staatlich veranlassten Strompreisbestandteile diese Herausforderungen noch.

Die Entflechtung der Energiewirtschaft hatte zum Ziel, vor allem den Zugang zum Netz für Dritte diskriminierungsfrei zu ermöglichen und dadurch den Wettbewerb zwischen Erzeugern, Händlern und Vertrieben zu fördern. Während vor der Liberalisierung für ein vertikal integriertes Unternehmen die Entscheidung des Standorts für Erzeugung eine ganzheitliche Optimierung unter Berücksichtigung des Netzes und der Last darstellte, folgt das heutige Netz der optimalen Standortwahl der Erzeuger und der Last. Das heißt, die Optimierung der Erzeugung, der Last und des Netzes erfolgt heute jeweils getrennt voneinander.⁷³ Dies führt angesichts der energiepolitischen Ziele beim Ausbau von Erneuerbaren Energien zu einem suboptimalen Gesamtergebnis in Form höherer volkswirtschaftlicher Kosten. Denn die fehlende Berücksichtigung der Netzinfrastrukturkosten und die Wahl des Standortes ausschließlich nach Effizienzkriterien der Stromerzeugung führen mit der heutigen Netzentgeltsystematik zu negativen Externalitäten bei Verbrauchern in den vom Ausbau betroffenen Regionen. Konkret bedeutet dies, dass vor allem Erneuerbare-Energien-getriebener Netzausbau dazu führt, dass die Netzentgelte in den vom Erneuerbare-Energien-Zubau betroffenen Regionen deutlich steigen.

Die gegenwärtige Netzentgeltsystematik sieht keine Instrumente vor, um die Internalisierung der von den Einspeisern verursachten Netzkosten zu ermöglichen und gleichzeitig eine effiziente geografische Allokation der Erzeugung und des Verbrauchs zu gewährleisten. Damit fehlt auf der Erzeugerseite und der

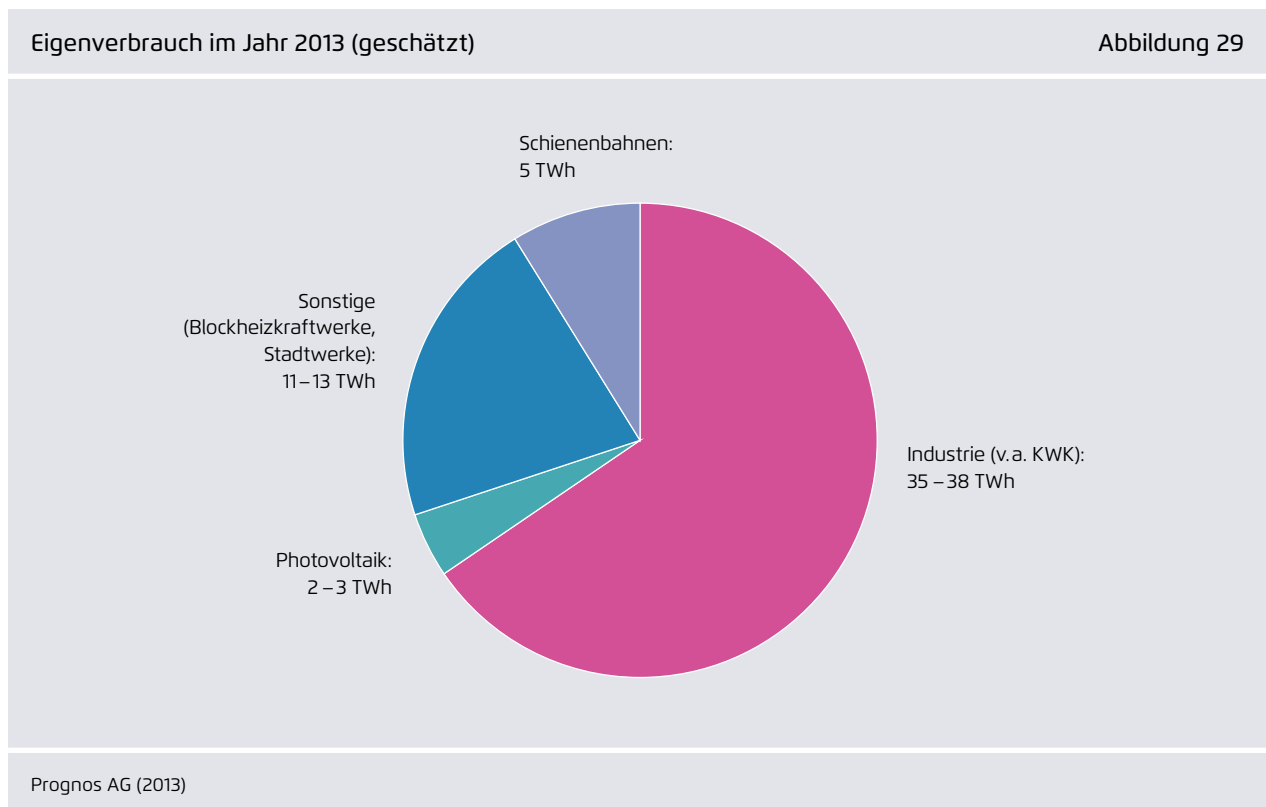
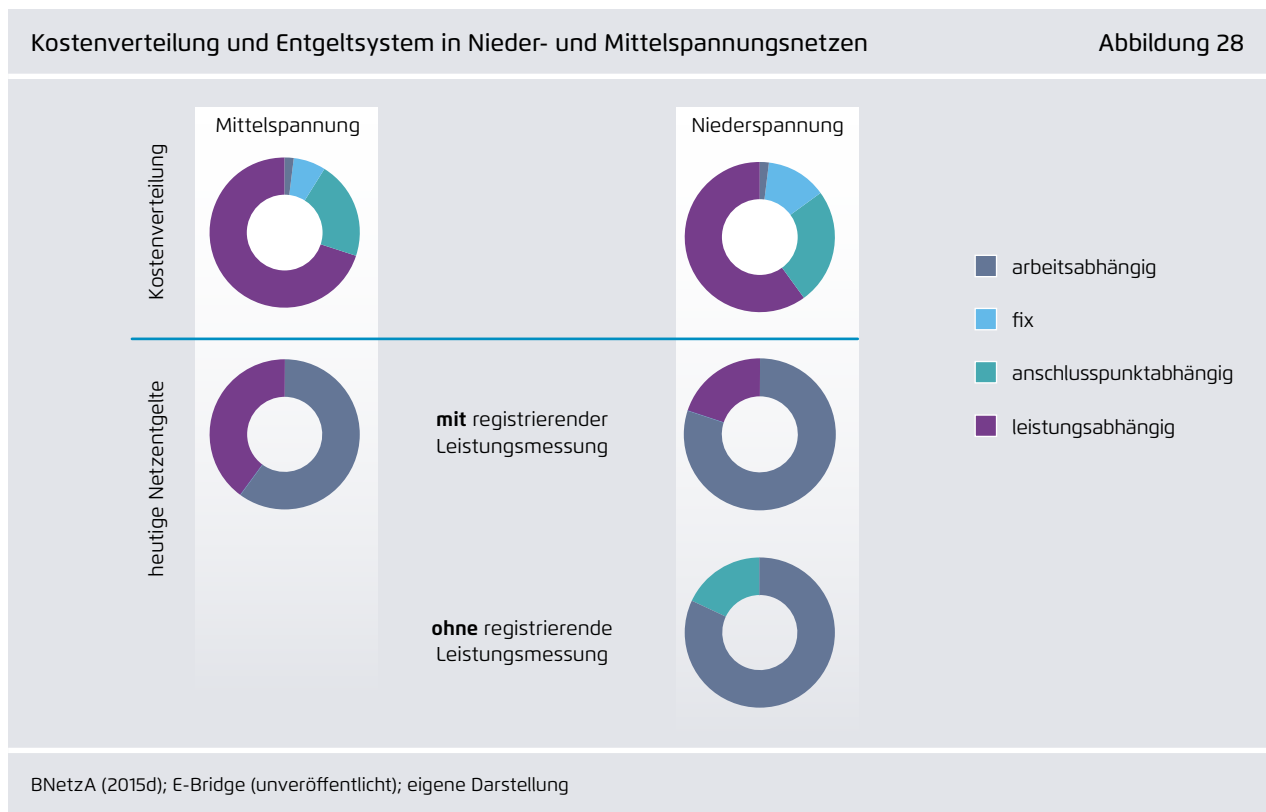
Verbrauchsseite ein Preissignal, welches die geografische Allokation entsprechend der Netzkosten gewährleisten würde.

Anzumerken ist, dass dieses geografische Preissignal nicht nur für den Erneuerbare-Energien-Zubau, sondern für die Erzeugung insgesamt fehlt. Zwar gibt es regionale oder lokale Netzkosten für den Verbraucher. Innerhalb eines Netzeigentums mit gemischter Netzstruktur (ländlich oder städtisch geprägt) können allerdings die strukturellen Kostenunterschiede sozialisiert werden, was die geografischen Allokationssignale innerhalb des Netzeigentums aushebelt. Damit die Netzentgelte die richtigen Preissignale geben, um Kosten für Netzausbau und Transportverluste gering zu halten, müssen die Netzentgelte für Verbraucher im Allgemeinen und für diejenigen Verbraucher, die neu ans Netz kommen im Besonderen, grundsätzlich an erzeugungsnahen Standorten niedriger sein als an erzeugungsfernen Standorten.

D. Fehlende Kostenorientierung der Netzentgelte

Das Netzentgeltsystem negiert die tatsächliche Kostenfunktion des Netzes beziehungsweise deren Kostentreiber. Obwohl ein Großteil der Netzkosten leistungsbeziehungsweise anschlussabhängig ist, werden diese fixen Kosten zum Teil durch eine arbeitsabhängige Tarifkomponente gedeckt (siehe Abbildung 28). Eine Reduktion der Stromentnahme aus dem Netz führt allerdings nicht notwendigerweise zur Kosteneinsparung beim Netzbetreiber. Der Fehlbetrag zur Deckung der leistungsbeziehungsweise anschlussabhängigen Fixkosten muss durch eine Korrektur beziehungsweise Erhöhung des Tarifs kompensiert werden. Dies wiederum belastet die Verbraucher stärker, die ihren Strom weiterhin aus dem Netz entnehmen, und setzt Anreize, die Stromentnahme aus dem Netz zu reduzieren beziehungsweise ebenfalls auf Eigenversorgung umzusteuern. Eine unerwünschte Spirale von Tarifierhöhungen kann die Folge sein. Tarifkomponenten, die die Kostentreiber des Netzes reflektieren, würden dieser Verwerfung entgegen.

⁷³ Für die Last ist das nur teilweise der Fall, da die zu entrichtenden Baukostenzuschüsse eine wichtige Signalwirkung für die Wahl des Standortes innerhalb eines Netzes darstellen. Die regional differenzierten Baukostenzuschüsse signalisieren den netzseitigen Aufwand, der mit dem Anschluss eines Verbrauchers einhergeht.



Bei Fortbestand des geltenden Rechtsrahmens und des Netzentgeltsystems ist die Entwicklung der Eigenversorgung ein wichtiger Faktor, den es entsprechend seiner Auswirkungen zu berücksichtigen gilt. In den vergangenen Jahren lag die Menge der Eigenversorgung zwischen 56 und 64 Terawattstunden und damit in der Größenordnung von circa zehn Prozent des Letztverbrauchs. Ein Großteil dessen entfällt auf die industrielle KWK; Photovoltaikstrom macht nur circa zwei bis drei Terawattstunden aus. Die nachfolgende Grafik zeigt die Verteilung der Eigenversorgung.

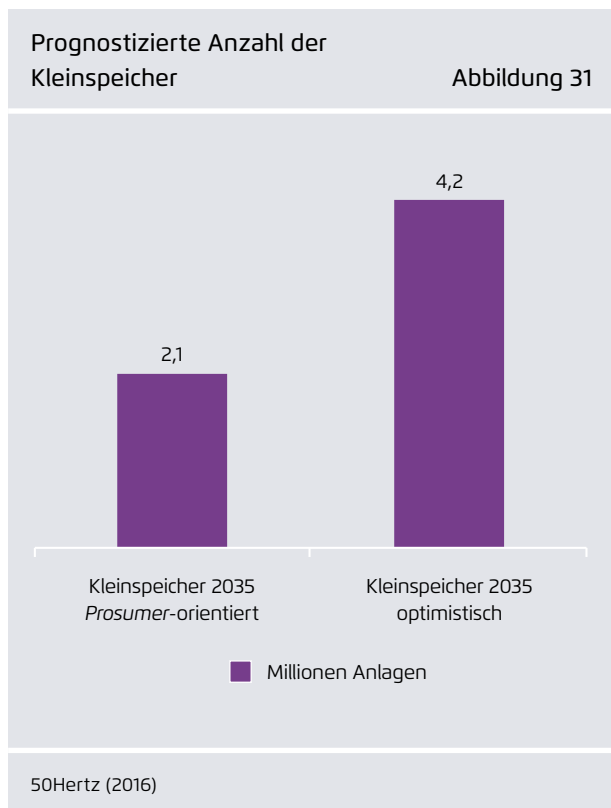
Für die kommenden Jahre wird von einer leicht steigenden Eigenversorgung ausgegangen aufgrund des sich selbst verstärkenden Effekts und des hohen Anreizes zur Selbstversorgung und der damit einhergehenden Vermeidung der Zahllast von Netzentgelten, Steuern und Umlagen (vor allem bei Weiterbestehen des gegenwärtigen Regimes).

Langfristig kann von einem steigenden Eigenverbrauch ausgegangen werden, wenn die heutige Anreizwirkung beibehalten wird. Eine aktuelle Analyse zeigt, dass auch langfristig im Einfamilienhaussegment durch Photovoltaikeigenversorgung inklusive Batteriespeicher nur maximal 20 Terawattstunden pro Jahr an Netzbezug vermieden werden können.⁷⁴ Hinzu kommen noch geringe Mengen in Mehrfamilienhäusern und Handel (zusammen maximal zehn Terawattstunden jährlich).

Eigenversorgung aus KWK scheint nur bei entsprechender Förderung rentabel, entsprechend sind hier keine eigenwirtschaftlichen Effekte zu erwarten. Das wirtschaftliche Eigenversorgungspotenzial im Haushalts-, GHD- und Industriesektor beziffern das Energiewirtschaftliche Institut Köln (EWI) und das Institut der deutschen Wirtschaft Köln (IW) in Abhängigkeit verschiedener Szenarien auf circa 100 bis 200 Tera-

⁷⁴ vgl. Prognos AG (2016a)





wattstunden.⁷⁵ Das wirtschaftliche Eigenverbrauchspotenzial in diesen Sektoren beziffern sie in Abhängigkeit verschiedener Szenarien auf circa 100 bis 200 Terawattstunden.⁷⁶

Das heutige Netzentgeltsystem stellt auf die Annahme ab, dass der zeitgleiche Leistungsbezug aus dem Netz ein wesentlicher Kostentreiber ist. Die Bestimmung der Arbeits- und Leistungspreise über die Gleichzeitigkeitsfunktion und die Briefmarke wurde bereits erläutert.

Relevant für die weitere Diskussion der Netzentgelte ist jedoch, dass die Netzkosten durch die Einspeisung aber zukünftig auch durch neue Verbraucher wie E-Mobilität und Einsatz der Wärmepumpen (siehe

⁷⁵ vgl. IW und EWI (2014)

⁷⁶ vgl. IW und EWI (2014)

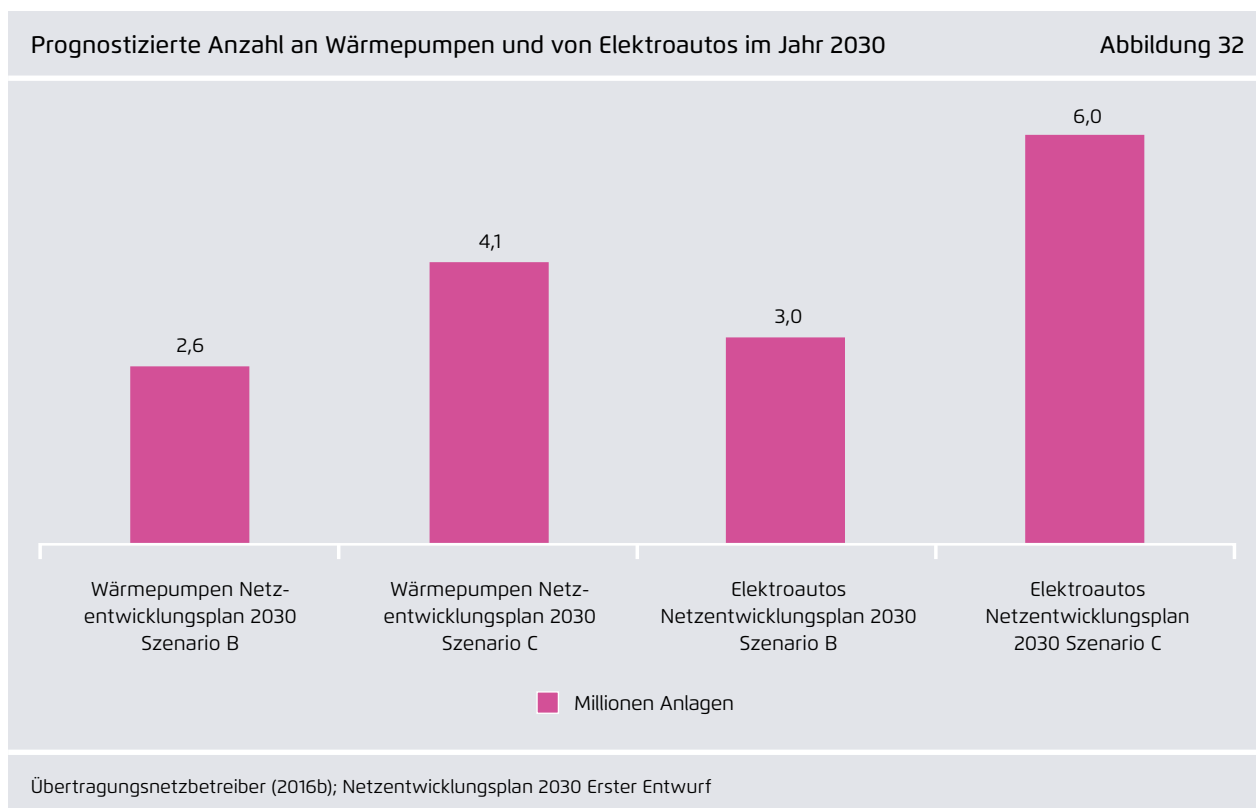


Abbildung 32) getrieben sein können.⁷⁷ Das heutige Netzentgeltsystem ermöglicht diesen Nutzern einen Entgeltnachlass (als unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen § 14 a EnWG). Dieser beruht derzeit noch auf festen, vorgegebenen Zeiten, die zunehmend weniger mit den Netzsituationen zusammenpassen, und einem wenig bestimmten Preisnachlass, der vom Netzbetreiber vorgegeben werden kann. Diese neuen Technologien ermöglichen prinzipiell zum Beispiel durch Kombination mit Wärme- oder Stromspeichern einen flexiblen Betrieb, zeitlich angepasst auf die Situation im Netz und im Stromsystem. Die Preissignale, welche Netzentgelte geben, müssen auf die Nutzung dieser Flexibilität ausgerichtet werden.

E. Potenzial der zeitlichen Verschiebung der Nachfrage zur Reduktion der Netzkosten wird nicht genutzt

Kurzfristige Netzsituationen werden mit der heutigen Netzentgeltsystematik von der Erzeugung und vom Verbrauch nicht berücksichtigt. Die Netztarife signalisieren die Engpasssituationen im Netz nicht, wodurch kein kostenminimaler Netzausbau und -betrieb realisiert wird. Wenn die Letztverbraucher in ihrer Entscheidung die Netzsituation nicht berücksichtigen, dann wird das Netz größer dimensioniert und entsprechend teurer. Dies war bislang kein wesentlicher Aspekt bei der Netzentgeltgestaltung, denn das Potenzial, auf die Netzsituation zu reagieren, war in der Vergangenheit nur eingeschränkt gegeben. In Zukunft ist jedoch ein hohes Potenzial an verschiebbarer und flexibler Last und Erzeugung zu erwarten, sei es über Kleinspeicher oder über E-Mobilität in Kombination mit digitalen Lösungen.

Die Anreize, die sich aus dem regulären Netzentgeltregime für leistungsgemessene Kunden ergeben, wirken darauf hin, dass deren individuelle Jahreshöchstlast gering gehalten wird. Dieses Anreizregime ist nicht zielgenau bei der Bewirtschaftung knap-

per Kapazitäten. Schließlich könnte ein Verbraucher in Zeiten geringer Netzlast seine optimale Jahreshöchstlast überschreiten, ohne zusätzliche Kosten für den Betrieb oder den Ausbau des Netzes auszulösen. Die individuelle Höchstlast ist demnach nicht auslegungsrelevant für das Netz und deshalb nicht die adäquate Größe für die Abrechnung. Außerdem wird marktdienliches Verbrauchsverhalten, also die Nutzung von günstigem Strom (stark) behindert, wenn dadurch im Netzgebiet Jahreshöchstlasten entstehen, ohne dass Netzengpässe vorhanden sind.

Die dargestellten Ineffizienzen sind im Wesentlichen darin begründet, dass das Regime für die Bemessung des Leistungspreises nicht dynamisch, sondern statisch ausgestaltet ist: Die zu zahlenden Netzentgelte orientieren sich nicht an den wechselnden Engpässen der Netzkapazitäten und können die Marktpreise überlagern.

Auch die Ausnahmeregelungen des § 19 Abs. 2 StromNEV beeinträchtigen die Flexibilität des Strommarktes. Die Regelungen nach Satz 1 (atypische Netznutzung, das heißt, der Höchstlastbeitrag weicht erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast ab) sind nicht nur im Hinblick auf ihre Effektivität bezüglich der Netzentlastung und damit im Hinblick auf Mitnahmeeffekte problematisch.⁷⁸ Die Regelungen nach Satz 2 (stromintensive Industrie mit hoher Benutzungsstundenzahl) sind ebenfalls im Hinblick auf ihre netzentlastende Wirkung weitgehend ineffektiv. Sie setzen darüber hinaus starke finanzielle Anreize für ein konstantes Abnahmeverhalten, da sowohl durch Erhöhungen als auch durch Absenkungen der Last die Voraussetzungen für eine Netzentgeltbefreiung verfehlt werden können.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass das heute bestehende System keine Knappheitssignale gibt und so zu inflexiblem Verhalten führt, da die Flexibilisierung wirtschaftlich unattraktiv ist. Die energiepolitisch entscheidende Frage ist zum einen, wie

⁷⁷ Bis zum Jahr 2030 gehen Fraunhofer IWES/IBP (2017) von einem Bedarf von fünf bis sechs Millionen Wärmepumpen aus.

⁷⁸ vgl. BNetzA (2015b)

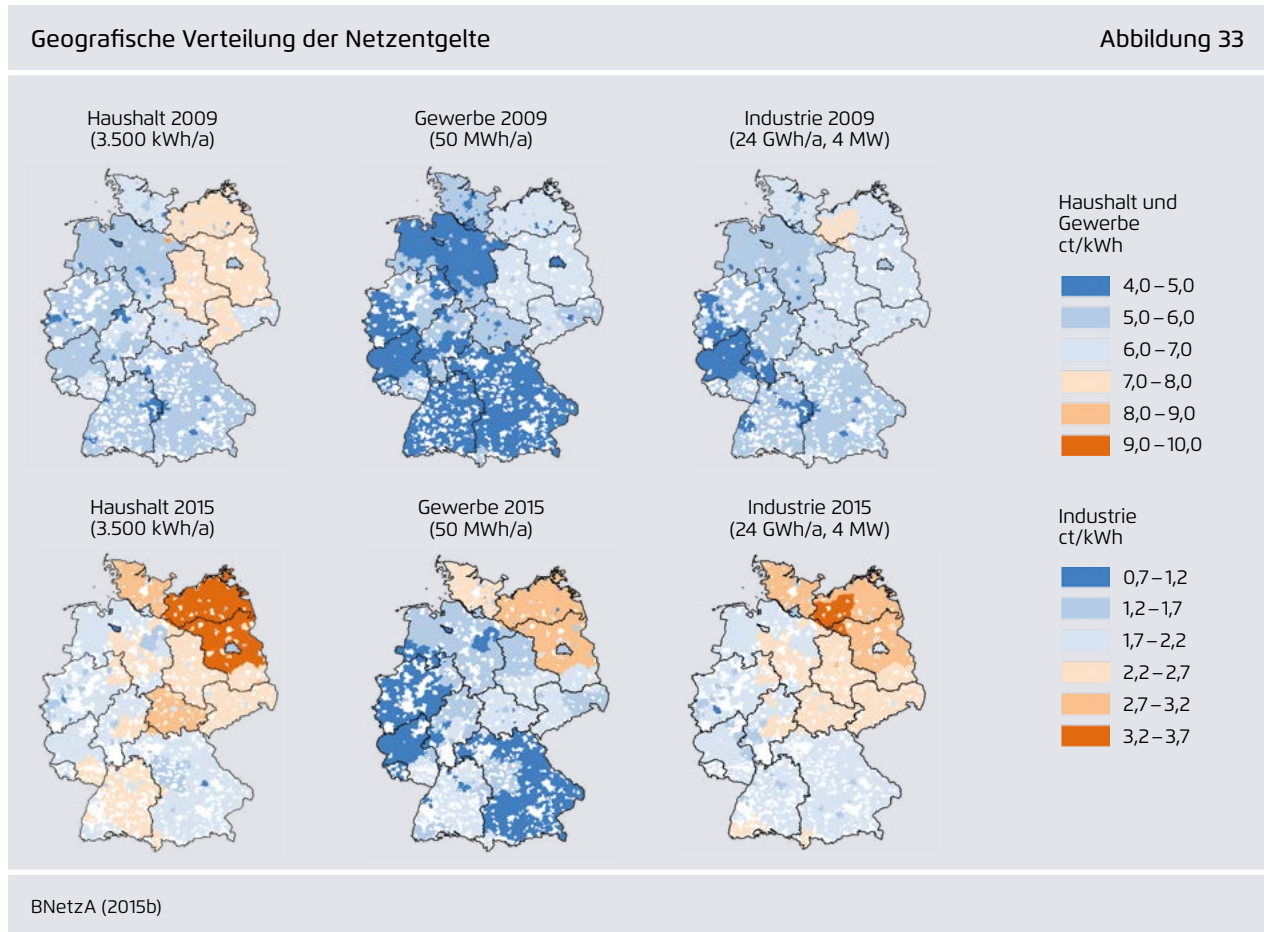
schwerwiegend die vorliegenden Ineffizienzen sind, und zum anderen, wie weit sich das System in einer Gesamtbetrachtung an einen optimalen (und das heißt wahrscheinlich auch an einen dynamischeren) Umgang mit knappen Netzrestriktionen wird annähern lassen können.

Erste Ansätze, die Netzsituation zu berücksichtigen, wurden mit der Definition von Hochlastzeitfenstern im Rahmen der atypischen Netznutzung eingeführt. Diese werden ex ante festgelegt und führen mithilfe von einer Preisdifferenzierung zwischen unterschiedlichen Lastfenstern eine Lenkungswirkung beim Verbrauch herbei. Eine weitere Möglichkeit ist, dass die Ausgestaltung der Leistungskomponente des Netznutzungsentgelts für Letztverbraucher mit registrierender Leistungsmessung darauf hinwirkt,

dass ein wahrscheinlicher Höchstlastbeitrag reduziert wird.

Im Bereich von Haushalts- und GHD-Kunden gibt es ähnliche Regelungen:

- Gemäß § 14 a EnWG wird ebenfalls gegen Reduktion des Netznutzungsentgelts eine netzdienliche Steuerung von Lasten in der Niederspannung ermöglicht (unter diese Regelung fallen heute vor allem Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen).
- Über eine Reduktion der Konzessionsabgaben gemäß § 2 Abs. 2 Nr. 1 a KAV wird der Stromverbrauch in Schwachlastzeiten des Verteilnetzbetreibers angereizt.



Von einem systematischen und effizienten Umgang mit den dynamisch sich verändernden Netzengpässen sind diese Regelungen weit entfernt. Besonders kritisch zu betrachten sind jedoch solche auf Netzdienlichkeit zielenden Regelungen, die Kosten verursachen und die Komplexität des Marktdesigns steigern, ohne die gewünschten Effekte zu erzielen. Dies betrifft insbesondere die Regelungen für die atypische Netznutzung oder für die stromintensive Industrie des § 19 Abs. 2 StromNEV.^{79 80}

F. Ineffizienzen durch regional differenzierte Netzentgelte

Der Erneuerbare-Energien-Zubau findet vor allem in der Niederspannung und Mittelspannung statt. Davon sind mehrheitlich ländliche Verteilnetzbetreiber betroffen, die aufgrund ihrer Netzstruktur gegebenenfalls schon höhere Netzentgelte aufweisen. Insgesamt führt dies zu einer hohen Divergenz zwischen regionalen Netzkosten und damit auch zwischen den Netzentgelten. Abbildung 33 zeigt die geografische Verteilung der Netzentgelte.

Das Problem der nicht verursachergerechten Verteilung wird verstärkt, weil das heutige Netzentgeltssystem ein ausschließliches Wälzen der Differenznetzkosten einer Netzebene auf die nachgelagerte Netzebene vorsieht. Dies entsprach in der Vergangenheit auch dem gängigen Lastfluss. Im Zuge der Energiewende und vor allem der zunehmenden Integration Erneuerbarer Energien verändert sich das Abnahme- und Einspeiseverhalten vor allem auf der Niederspannungsebene und führt vermehrt zu einer Umkehr des Lastflusses. Die bisherige Kostenwälzungsmethodik sieht eine derartige Lastflussumkehr nicht vor. Somit verbleiben die gesamten Kosten des Netzausbaus ausschließlich in der betroffenen Region. Dies gilt auch für die horizontalen Lastflüsse innerhalb einer Stromgebotszone zwischen unter-

schiedlichen Übertragungsnetzbetreibern, wenn beispielsweise Erneuerbare-Energien-Strom im Norden erzeugt und im Süden verbraucht wird. Bislang wurden nur die Offshore-Anbindungskosten zwischen den Netzbetreibern aufgeteilt. Ein Entwurf der Bundesregierung zum Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) sah zunächst in der Entwurfsfassung vor, die Netzentgelte auf der Übertragungsebene zu harmonisieren. Hierzu werden die Kosten beziehungsweise Erlösobergrenzen der Übertragungsnetzbetreiber in einer ersten Stufe individuell bestimmt. In einem zweiten Schritt werden die Mehr- oder Minderbelastungen der Übertragungsnetzbetreiber über das Bundesgebiet gewälzt, sodass in Summe ein einheitliches Übertragungsnetzentgelt erhoben wird.

G. Verzerrte klimaökonomische Effizienz beziehungsweise Effektivität der Klimaschutzbezogenen Preisaufschläge

Im heutigen Strom- und Energiepreissystem werden die Energieträger in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr in Bezug auf ihren CO₂-Ausstoß unterschiedlich behandelt. Das betrifft neben den oben bereits beschriebenen Unterschieden bei der Verteilung der Energiewendekosten auch die Belastung mit Lenkungs- oder Ökosteuern. Dies führt zu einer ineffektiven klimaökonomischen Lenkung und zu Ineffizienzen im Energiesystem insgesamt.

Denn mit der **Sektorenkopplung** wachsen die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr im Zuge der Energiewende stärker zusammen: Strom aus Erneuerbaren Energien wird eine wachsende Rolle in der Wärmeversorgung und der Mobilität spielen. Darauf ist das System aus Stromsteuer und Energiesteuern noch nicht ausgerichtet. An den Sektorengrenzen führen die unterschiedlich hohen Steuern, Abgaben und Umlagen vielmehr zu Verzerrungen und damit zu Ineffizienzen. Das betrifft erstens die Preisstruktur und Kostenwälzungsmechanik insgesamt, und zweitens konkret die ökologische Lenkungswirkung der Stromsteuer und der Energiesteuern.

Augenfällig ist dabei der **Interessenkonflikt** der öffentlichen Haushalte zwischen der Aufkom-

79 vgl. BNetzA (2015b)

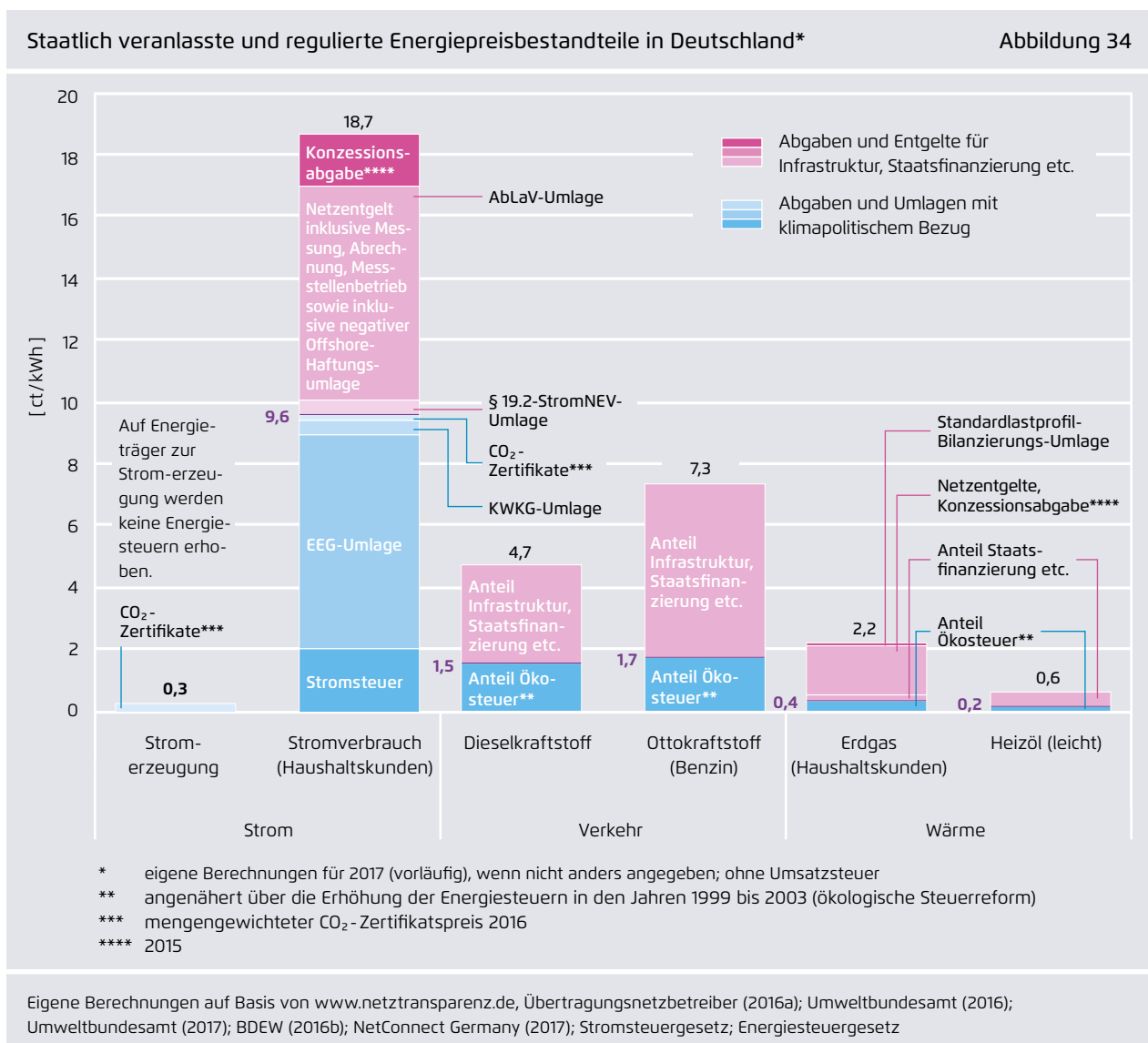
80 vgl. zu Wirkungsweisen von Hemmnissen sowie Vorschlägen und Abwägungen zu deren Beseitigung Connect Energy Economics (2015)

mens- und der Lenkungswirkung. Denn während die Strom- und Energiesteuern als ergiebige Verbrauchssteuern heute erhebliche Beiträge zur Finanzierung der öffentlichen Haushalte leisten, weisen sie Mängel im Hinblick auf die Lenkungswirkung zur Erreichung der Klimaschutzziele auf.

Aus (betriebs)wirtschaftlicher Perspektive haben staatlich veranlasste Energiepreisbestandteile einen Einfluss darauf, welcher Energieträger in welchem Sektor verwendet wird. Es reicht allerdings nicht aus, die unterschiedlichen Steuersätze miteinander zu

vergleichen; notwendig ist vielmehr der Blick auf die **Preisstruktur insgesamt**. Denn für den Vergleich der Preise der Energieträger in den drei Sektoren sind neben den direkten Steuern auf die Energieträger weitere staatlich veranlasste beziehungsweise regulierte Energiepreisbestandteile zu berücksichtigen. Diese fallen in ihrer Struktur sehr unterschiedlich aus.

→ **Ökologische, lenkungsorientierte Aufschläge:** Bei Strom müssen neben der Stromsteuer auch die EEG- und die KWKG-Umlage als lenkende Preisbestandteile berücksichtigt werden, während bei den



fossilen Brennstoffen nur die Aufschläge aus der Ökologischen Steuerreform 1999 bis 2003 als Lenkungssteuern gelten können.

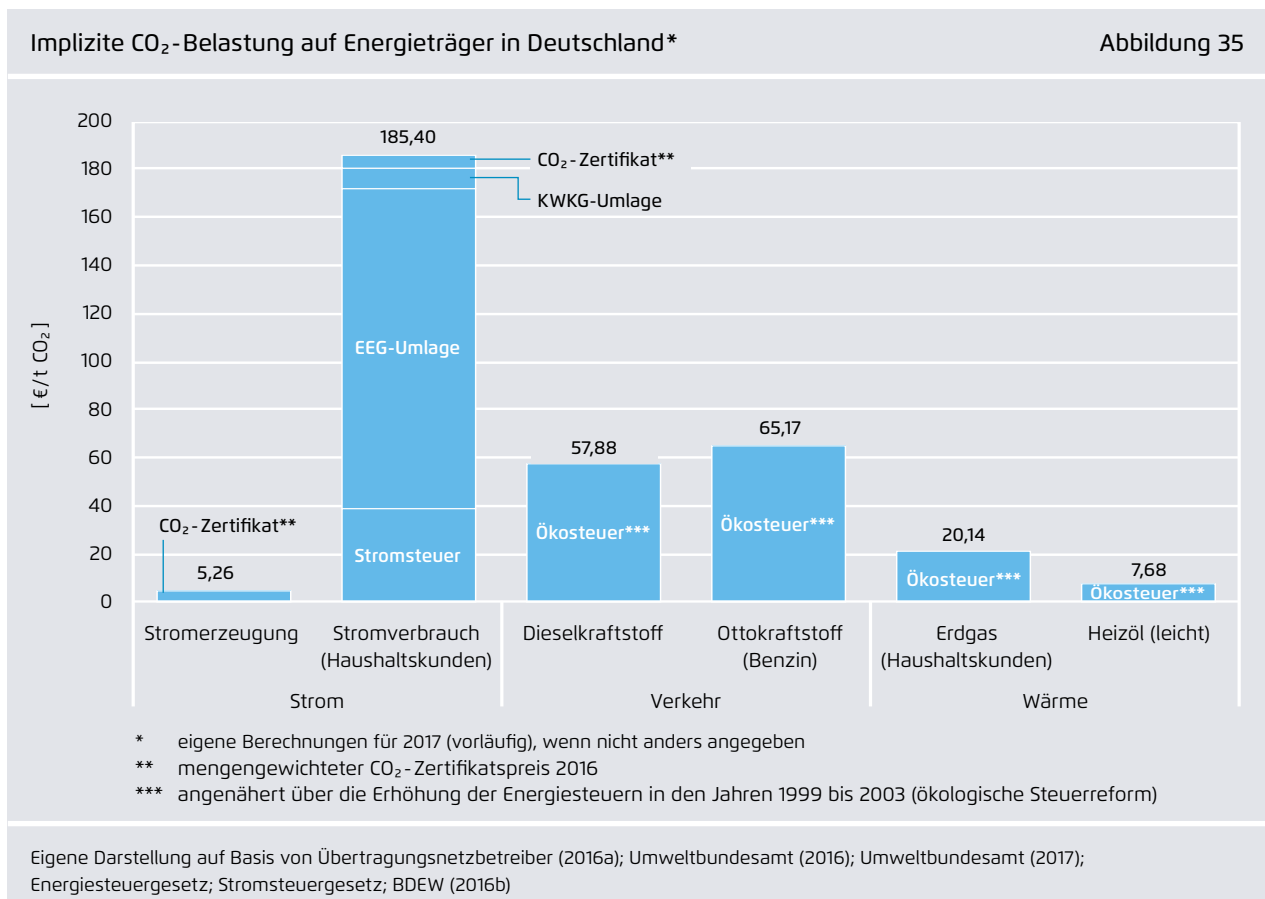
- **Finanzierungsfunktion für öffentliche Haushalte:** Die Mineralölsteuer wurde primär als ergiebige Verbrauchsteuer eingeführt, im Stromsektor erfüllt diese Aufgabe die Konzessionsabgabe.
- **Infrastrukturfinanzierung:** Beim Strom decken die Netzentgelte diese Finanzierungsfunktion, während im Fall der fossilen Kraftstoffe die Energiesteuer zur Refinanzierung der öffentlichen Ausgaben für die Weginfrastrukturen verwendet werden.

Für einen Vergleich der Abgaben und Umlagen auf die verschiedenen Energieträger kann man zwei verschiedene Methoden zur Hand nehmen:

- **Vergleich auf Basis des Energiegehalts** (Abbildung 34): Rechnet man die Benzin-, Diesel und Heiz-

ölsteuern, die in Cent pro Liter Kraftstoff erhoben werden, auf Cent pro Kilowattstunde um und die CO₂-Zertifikate von Euro pro Tonne CO₂ ebenfalls auf Cent pro Kilowattstunde, kann man sie mit den Steuern, Abgaben, Entgelten und Umlagen auf Strom, Erdgas und Heizöl vergleichen.⁸¹ Dabei zeigt sich, dass auf den Stromverbrauch mit 18,7 ct/kWh mit Abstand die höchsten Steuern, Abgaben, Entgelte und Umlagen entfallen. Darauf folgen die Kraftstoffe: Benzin wird mit 7,3 ct/kWh besteuert, Diesel mit 4,7 ct/kWh. Am Schluss folgt die Besteuerung der Heizenergie mit 2,2 ct/kWh für Erdgas und 0,6 ct/kWh für Heizöl noch vor den CO₂-Emis-

81 Die Umsatzsteuer, die auf jedes Produkt erhoben wird, wurde bei dem Vergleich der Energieträger nicht berücksichtigt. Würde man sie in diese Rechnung noch einbeziehen, würde dies die Unterschiede zwischen den Energieträgern noch vergrößern.



sionszertifikaten mit 0,3 ct/kWh, mit denen die Stromerzeugung belastet ist.

→ **Vergleich auf Basis impliziter CO₂-Belastungen** (Abbildung 35): Es gibt in Deutschland keine CO₂-Steuer, sodass die CO₂-Bepreisung der Energieträger nicht explizit verglichen werden kann. Nichtsdestotrotz lässt sich ein impliziter Vergleich der CO₂-bedingten Belastungen anstellen: Denn zum Ersten wurden unter der rot-grünen Bundesregierung in den Jahren 1999 bis 2003 im Rahmen der Ökosteuerreform die Steuersätze für Benzin und Diesel erhöht sowie neue Steuern für Strom, Erdgas und Heizöl eingeführt. Zweck dieser Ökosteuerreform war damals explizit die Förderung des Klimaschutzes – im Gegensatz zu früheren Steuerrunden, deren Hauptzweck die Finanzierung der Staatsausgaben war. Zum Zweiten dienen im Stromsektor die EEG-Umlage und die KWKG-Umlage dem Klimaschutz, da sie die Refinanzierungsinstrumente für den Bau von Erneuerbare-Energien- und KWK-Anlagen sind. Und als drittes Element fallen im Strompreis auch die Kosten des EU-Emissionshandels an – auch wenn diese aktuell relativ geringe Beträge ausmachen.

Der Vergleich dieser **unterschiedlich hohen impliziten CO₂-Belastungen** lässt die **Verzerrungen** aus Sicht des Klimaschutzes offen zutage treten:⁸² Auf den Stromverbrauch entfällt mit 185 Euro je Tonne CO₂ die mit Abstand höchste implizite CO₂-Belastungen. Dann folgen wiederum die Kraftstoffe, wobei Benzin mit 65 Euro je Tonne und Diesel mit 58 Euro je Tonne CO₂ belastet wird. Anschließend folgen die Heizstoffe mit impliziten CO₂-Belastungen von 20 Euro je Tonne CO₂ für Erdgas und 8 Euro je Tonne CO₂ für Heizöl. Am geringsten belastet ist die Stromerzeugung mit nur

5 Euro je Tonne CO₂. Dass ein Faktor von 35 zwischen den impliziten CO₂-Belastungen auf Stromerzeugung einerseits und Stromverbrauch andererseits klafft, verdeutlicht zudem, wie gering die Klimasteuerungswirkung beim Verbrauch von Energieträgern zur Stromerzeugung ist. Nach Berücksichtigung der zusätzlichen staatlich veranlassten beziehungsweise regulierten Strompreisbestandteile und der Aufteilung der Energiesteuer in ihre impliziten Komponenten kann die klimaökologische Lenkungswirkung durch staatlich veranlasste beziehungsweise regulierte Energiepreisbestandteile zwischen den Energieträgern in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr verglichen werden (Abbildung 35).

Strom wird momentan bezogen auf den CO₂-Ausstoß durch die staatlich veranlassten Strompreisbestandteile gegenüber den anderen Energieträgern wirtschaftlich benachteiligt.

Aus beiden Vergleichen ergibt sich dasselbe Bild: Treten im Zuge der Energiewende die Energieträger über die Sektorengrenzen hinweg gegeneinander in den Wettbewerb, gibt es kein *Level Playing Field*. Der Stromverbrauch wird momentan sowohl bezogen auf den Energiegehalt als auch bezogen auf den CO₂-Ausstoß durch die staatlich veranlassten Strompreisbestandteile gegenüber den anderen Energieträgern deutlich überproportional belastet. Zudem führen die niedrigen Abgaben auf Heizöl und Erdgas dazu, dass sich die energetische Gebäudesanierung in vielen Fällen kaum rechnet. Und die hohen Kosten von Strom im Vergleich zu Kraftstoffen sind ein Grund dafür, dass sich Elektroautos trotz ihrer Effizienzvorteile gegenüber Benzin- und Dieselfahrzeugen kaum durchsetzen.

⁸² Die Bewertung der ökologischen Komponenten in den Steuersätzen wurde hier auf den Ausstoß von CO₂ als zentralem Maßstab zur Erreichung der nationalen und internationalen Klimaziele reduziert. Für Strom wurde dabei ein CO₂-Faktor von 535 Gramm CO₂ je Kilowattstunde angesetzt. Dies entspricht dem CO₂-Ausstoß des deutschen Strommixes des Jahres 2015 nach ersten Schätzungen des Umweltbundesamts (2015).

Die Bewertung der ökologischen Komponenten in den Steuersätzen wurde dabei sogar nur auf den Ausstoß von CO₂ als wichtigem Kriterium zur Erreichung der Klimaziele reduziert. Eine vollständige Bewertung aus Sicht des Klima- und Umweltschutzes ist dabei deutlich komplexer. Denn neben der Treibhausgasemission muss zum einen der Ausstoß weiterer

Schadstoffe wie Kohlenwasserstoffe, Kohlenmonoxid, Stickoxide und Feinstaub berücksichtigt werden. So verursacht beispielsweise der verbrauchsärmere Diesel- im Vergleich zum Benzinmotor in der Regel zwar einen geringeren CO₂-Ausstoß, jedoch liegt bei Diesel der Schadstoffausstoß insbesondere von Stickoxiden und Feinstaub deutlich höher.⁸³ Zum anderen müssten bei der Ausgestaltung der Energiesteuern im Verkehrssektor für eine umfassendere Lenkungswirkung darüber hinaus mindestens volkswirtschaftliche Verluste durch Staus sowie lokale Externalitäten wie Flächenversiegelung, Partikel, Feinstaub sowie Lärm berücksichtigt werden.⁸⁴ Diese Aspekte müssen bei einer Reform des Strom- und Energiesteuersystems berücksichtigt und gegenläufige Einflüsse wie beim Diesel gegeneinander abgewogen oder über unterschiedliche Instrumente adressiert werden.

H. Erosion der Finanzierungsbasis durch Ausweichreaktionen wie Eigenversorgung

Die Erosion der Finanzierungsbasis durch Ausweichreaktionen wie Eigenversorgung wird im Folgenden am Beispiel der Umlagen diskutiert. Grundsätzlich gelten diese Anreize auch für Netzentgelte, Steuern und Abgaben, sofern sich deren Zahlung durch Eigenversorgung (teilweise) vermeiden lässt. Die Umlagemechanismen sind typischerweise so ausgestaltet, dass sie die Deckung der anfallenden Kosten sicherstellen. Jede Veränderung der Umverteilungsgrundlage bewirkt dann eine Umverteilung der Finanzierungslasten. Je mehr Eigenversorgungsanlagen, Sonder- und Ausnahmeregelungen bestehen, desto höher die Umlage je Kilowattstunde für die verbleibenden, voll belasteten Verbraucher. Dabei steigt mit der Höhe der Umlage auch der Anreiz, sich der Zahlung zu entziehen.

Die AbLAV-Umlage, die § 19.2-StromNEV-Umlage, die Offshore-Haftungsumlage und die KWKG-Umlage fallen nur bei Strombezug aus dem Netz an; aber

auch die EEG-Umlage wird bei Eigenversorgung nur teilweise oder gar nicht fällig. Je höher diese Umlagen, desto attraktiver ist also die Eigenversorgung. Heute belaufen sich die vermiedenen Umlagen aufgrund von Eigenversorgung auf circa 280 Millionen Euro (Abbildung 36).

Besonders relevant sind dabei die Ausnahmeregelungen bei der EEG-Umlage; insbesondere die Eigenversorgungsregelungen haben die Komplexität der Regelungen gesteigert. Die wichtigsten Ausnahmen sind hier die folgenden:

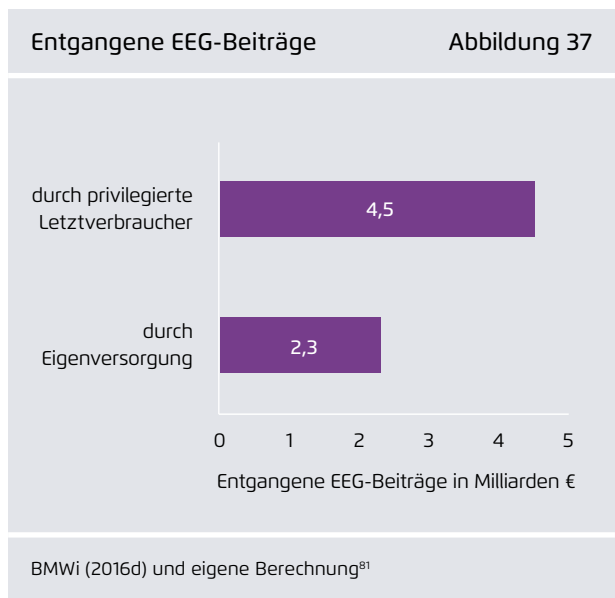
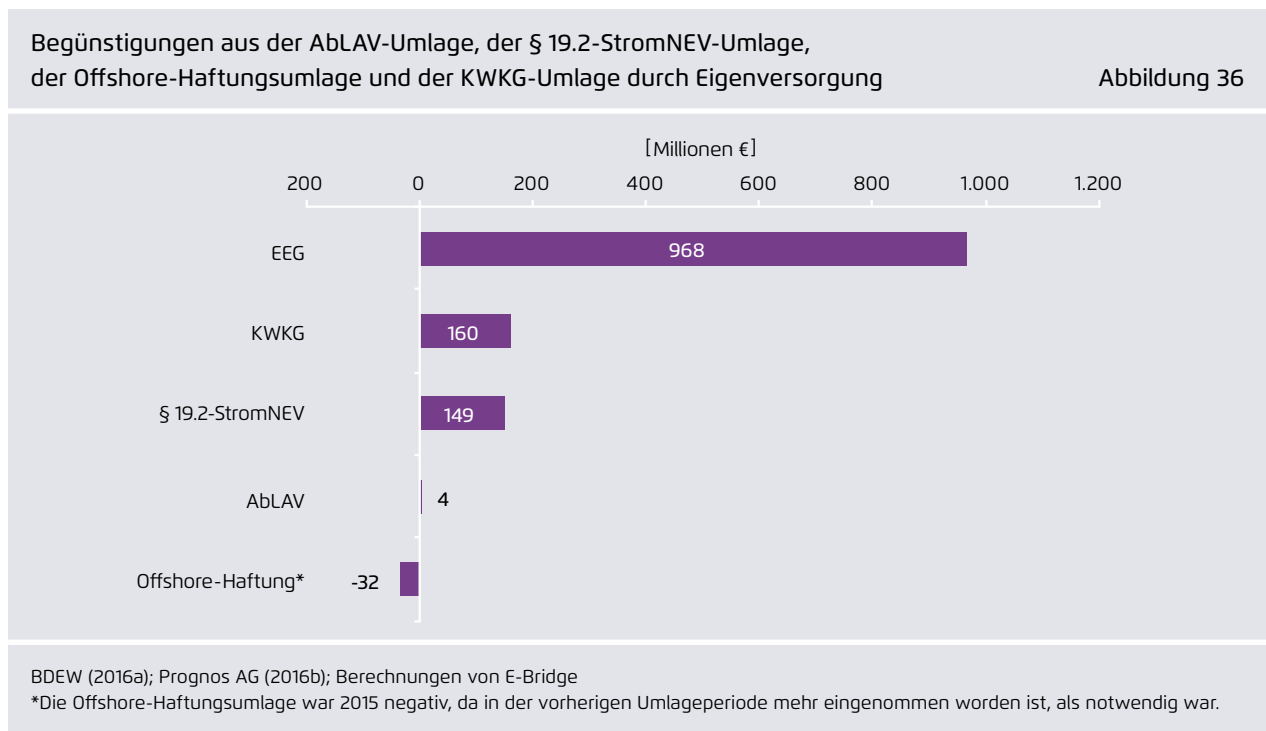
- **Besondere Ausgleichsregelung:** Gemäß § 63 ff. EEG zahlen Unternehmen unter bestimmten Voraussetzungen (Mindeststromverbrauch über einer Gigawattstunde pro Jahr, hohe Stromkostenintensität, Nachweis eines zertifizierten Energie- oder Umweltmanagementsystems) eine stark reduzierte EEG-Umlage. Je nach Fallgruppe wird die EEG-Umlage auf 15 Prozent des Regelsatzes, auf bis zu 0,1 ct/kWh oder auf bis zu 0,05 ct/kWh begrenzt.^{85 86}
- **Eigenversorgung aus Kleinanlagen:** Selbst verbrauchter Strom ist vollständig von der EEG-Umlage befreit, wenn die installierte Leistung der Stromerzeugungsanlage höchstens zehn Kilowatt beträgt und maximal zehn Megawattstunden Strom selbst verbraucht werden. Dies erfasst einen großen Anteil der Photovoltaikaufdachanlagen sowie kleine Blockheizkraftwerke.
- **Eigenversorgung** aus größeren Erneuerbare-Energien- und KWK-Anlagen (außer Bestandsanlagen): Die EEG-Umlage auf selbst verbrauchten Strom wird aktuell lediglich in Höhe von 35 Prozent, ab 2017 in Höhe von 40 Prozent des Regelsatzes fällig.
- **Bestandsanlagen:** Anlagen, die zur Eigenversorgung mit Strom eingesetzt werden und die unter dem EEG 2009 oder dem EEG 2012 von der

⁸³ vgl. BDI (2015)

⁸⁴ vgl. Vöpel (2014)

⁸⁵ zu Details der Regelung vgl. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2016)

⁸⁶ vgl. hierzu auch Ifeu/LBD (2014)



EEG-Umlage befreit waren und nicht in erheblichem Maße geändert wurden, sind in der Regel weiterhin von der EEG-Umlage befreit.

Abbildung 37 fasst das Volumen der Ausnahmeregelungen der heutigen EEG-Umlage zusammen.

Insgesamt haben diese Regelungen einen sich selbst verstärkenden Effekt, denn wesentlicher wirtschaftlicher Treiber der Eigenversorgung ist die Vermeidung von Umlagen- und darüber hinaus auch Netzentgeltzahlungen.

I. Generelles Problem: Überbordende Komplexität

Im Verlauf der vergangenen Jahre ist die Komplexität des Systems aus Netzentgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen stark angestiegen. Dies ist bereits für sich genommen, also unabhängig von der Bewertung der Regelungsgehalte, problematisch, zum Beispiel aufgrund von nicht intendierten Anreizen. So besteht beispielsweise im Hinblick auf die Netzentgelte die Abwägung zwischen den beiden folgenden und vielfach gegenläufigen Strategien:

- Durch eine Reduzierung des Strombezugs aus dem Netz gegebenenfalls kompensiert durch eine Steigerung der Eigenversorgung werden die zu zahlenden Netzentgelte (und andere Strompreiskomponenten abhängig von den Regelungen) reduziert.

→ Bei einem möglichst gleichmäßigen Strombezug aus dem Netz über einem Schwellwert von zehn Gigawattstunden pro Jahr an einer Abnahmestelle können die Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV reduziert werden.

Dieses Beispiel wirft die Frage auf, bis zu welchem Grad sich über die Ausgestaltung der energiewirtschaftlichen Rahmenordnung intendierte Entwicklungen überhaupt noch effizient ansteuern lassen und welche mehr oder weniger beobachtbare nicht intendierten Entwicklungen durch das kaum überschaubare Anreizsystem gegenwärtig ausgelöst werden. Insbesondere solange diese Komplexität anhält und sich noch weiter steigert, ist es bei der Einführung einer jeden neuen Preiskomponente oder eines jeden weiteren Privilegierungstatbestandes daher unerlässlich, sich im Vorhinein alle Folgewirkungen im Normgefüge bewusst zu machen und mit der politisch intendierten Zwecksetzung abzugleichen.

Unschärfe in der Formulierung kann zu Graubereichen in der konkreten Anwendung der Norm führen, die – sofern sie im Nachhinein überhaupt empirisch als strukturelles Problem wahrgenommen werden – aufwendig wieder nachkonturiert werden müssen, sei es durch die Gerichte oder durch eine Überarbeitung des Wortlauts. Nachträgliche Interpretationen des Gesetzgebers können dies nicht ohne Weiteres ersetzen, sondern sind nur eingeschränkt zulässig.⁸⁷

Nicht zuletzt sind solche Normen politökonomisch anfällig für stark interessengeleitete und betriebswirtschaftlich optimierte Deutungsmuster oder Mitnahmeeffekte, die – einmal etabliert – als Besitzstand verteidigt werden und deshalb nur schwer wieder korrigiert werden können. Im Ganzen ist es daher wichtig sicherzustellen, dass durch das Übermaß an Komplexität und die mangelnde Synchronisierung

der einzelnen Stellschrauben kein (schleichender) Kontrollverlust des Normgebers eintritt.

Die regulatorische Komplexität des Netzentgelt-, Steuer-, Abgaben- und Umlagensystems verletzt an einigen Stellen schon heute die Erfordernisse der Einfachheit und der Administrierbarkeit.

3.6. Zwischenfazit

Die vorangegangene Diskussion der Herausforderungen diene der Einordnung, wo die eingangs formulierten **Haupt- und Nebenziele** für den Fall des Status quo erreicht beziehungsweise an welcher Stelle sie besonders stark verletzt werden.

In Bezug auf das Hauptziel, der Sicherstellung der Finanzierung, ist festzustellen, dass die Netzkosten und die Förderkosten nach EEG auch in Zukunft rein technisch gesehen problemlos finanziert werden können, indem die Höhe der Netzentgelte sowie der Umlagen so bestimmt werden, dass die Kosten vollständig gedeckt werden. Die wesentlichen Herausforderungen bei Netzentgelten und Umlagen liegen also bei der Ausgestaltung der Wälzung der Kosten, da hier schnell andere Zielkriterien wie Markteffizienz und Verteilungsgerechtigkeit verletzt werden können.

Bei **Steuern und Abgaben** sind zwei zentrale Herausforderungen zu nennen. Erstens steht die aktuelle Systematik der Strom- und Energiesteuern überall dort im Widerspruch zu den klimapolitischen Zielen, wo Energieträger nicht gemäß ihrer Klimaschädlichkeit besteuert werden, und zu dem Ziel, effiziente Anreize an den Sektorengrenzen zu setzen. Das Hauptproblem der Energiebesteuerung sind die unzureichende und ungleichmäßige CO₂-Bepreisung und infolge dessen zu geringe Anreize für Klimaschutz durch den Energieträgerwechsel.

Viele der in diesem Kapitel geschilderten Herausforderungen gelten für mehr als eine der oben unterschiedenen drei Kategorien der Netzentgelte,

⁸⁷ BVerfG, Beschl. v. 17.12.2013, Az. 1 BvL 5/08, BVerfGE 135, 1 Rz. 38 ff. m. w. N.

Zusammenfassung der Herausforderungen für das Netzentgelt-, Steuer-, Umlagen- und Abgabensystem bezogen auf das Zielsystem

Abbildung 38

	Netzentgelte	Umlagen	Steuern und Abgaben
Finanzierung	(unkritisch - rein technisch - durch Anpassung der Höhe)	(unkritisch - rein technisch - durch Anpassung der Höhe)	Reduktion des Beitrags zum kommunalen Haushalt durch die Konzessionsabgabe
volkswirtschaftliche Effizienz	<ul style="list-style-type: none"> ⇒ fehlende Koordination von EE- und Netzausbau ⇒ fehlende Kostenorientierung führt zur Ineffizienz und „Entsolidarisierung“ ⇒ Potenzial der zeitlichen Verschiebung der Last wird nicht ausgeschöpft 	<ul style="list-style-type: none"> ⇒ verzerrte Einsatzentscheidungen innerhalb des Stromsystems ⇒ Verzerrung der Preissignale an den Sektorgrenzen 	<ul style="list-style-type: none"> ⇒ verzerrte klimaökonomische Effizienz bzw. Effektivität
Verteilungsgerechtigkeit	<ul style="list-style-type: none"> ⇒ EE-Ausbau führt zu regionalen Diskrepanzen bei den Netzentgelten 	<ul style="list-style-type: none"> ⇒ sich selbst verstärkende Anreize für Eigenversorgung ⇒ überhöhte Stromkosten durch strombasierte KWKG- und EEG-Umlagen 	(gesetzlich festgelegt)
Good Governance	<ul style="list-style-type: none"> ⇒ regulatorische Komplexität ⇒ Unschärfen in den Normen 		

Eigene Darstellung

Umlagen sowie Energiesteuern und Abgaben. Vielmehr lösen diese oft vergleichbare nicht intendierte Anreize aus. Zusammenfassend können drei wesentliche Probleme unterschieden werden:

1. Sich selbst verstärkende **Fehlanreize** der Preissignale **in Richtung Vermeidung von Strombezug** durch Eigenerzeugung, was zugleich zur Erosion der Erhebungsbasis führt sowohl bei Netzentgelten als auch (teilweise) bei der EEG- und der KWKG-Umlage.
2. **Fehlanreize** im Preissignal **innerhalb des Stromsektors im Hinblick auf Einsatzentscheidungen** und damit das Flexibilitätsangebot von Stromanwendungs- und Erzeugungsanlagen, die vor allem auch durch die Art der Umlage beziehungs-

weise Wälzung der staatlich veranlassten Preisbestandteile entstehen.

3. Verzerrte Preissignale an den **Sektorengrenzen im Hinblick auf die Anreizwirkungen für** den Klimaschutz und **die Energieträgerwahl**, die vor allem durch die unterschiedliche Belastung der Energieträger mit staatlich veranlassten Preisbestandteilen in den Sektoren entstehen.

Auch wenn sich prinzipiell bei (fast) allen Netzentgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen ein Reformbedarf feststellen lässt, so ist auch klar, dass nicht alle Probleme gleich schwerwiegend sind. Für eine Priorisierung der Problemlagen und der zuerst erforderlichen Reformüberlegungen spielt dabei erstens das **absolute Volumen** des betrachteten Preisbestandteils eine zentrale Rolle; nach diesem Kriterium stehen

die EEG-Umlage und die Netzentgelte im Fokus der Überlegungen. Das zweite Kriterium ist die Art der Wälzung der Kosten im Wechselspiel mit den Marktkräften. Hierbei geht es vor allem um die Frage, **welcher Wälzungsmechanismus** die **geringsten Verzerrungen der Preissignale** verursacht. Entsprechend stehen diese Aspekte im nächsten Kapitel im Vordergrund, in dem das Spektrum möglicher Lösungsansätze erörtert wird.

IV. Wie sieht der Lösungsraum aus? Optionen zur Reform der Energiepreissystematik

Die bisherigen Ausführungen haben gezeigt, dass das bestehende System der Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen die eingangs formulierten Ziele und Zielkriterien für ein anreizkompatibles Preissystem nur teilweise erfüllt und an vielen Stellen nicht primär intendierte Wirkungen hat.

In diesem Kapitel soll ein Überblick über den Lösungsraum gegeben werden, das heißt über die Optionen, die prinzipiell zur Verfügung stehen, um die Systematik zu verbessern. Dabei wird zunächst wiederum nach den drei Kategorien der staatlich veranlassten Preisbestandteile unterschieden, das heißt nach Netzentgelten, Umlagen und Steuern beziehungsweise Abgaben. Diese formale Unterscheidung vereinfacht die Beschreibung des Lösungsraums. Viele der oben geschilderten Probleme und damit auch der Lösungsräume liegen allerdings quer zu den drei Kategorien. Gesucht werden müssen deshalb letztlich grundsätzliche und übergreifende Lösungspakete, die (1) den Anreiz zur Optimierung gegen den Strombezug mindern und stattdessen ein volkswirtschaftlich effizientes Angebots- und Nachfrageverhalten im Stromsystem anreizen. Dies sind (2) zugleich auch Lösungen, die das Preissignal innerhalb des Stromsektors stärken und dabei zugleich einer Erosion der Finanzierungsbasis vorbeugen. Schließlich werden Ansätze zu diskutieren sein, die (3) helfen, die Preissignale an der Sektorengrenze zu entzerren.

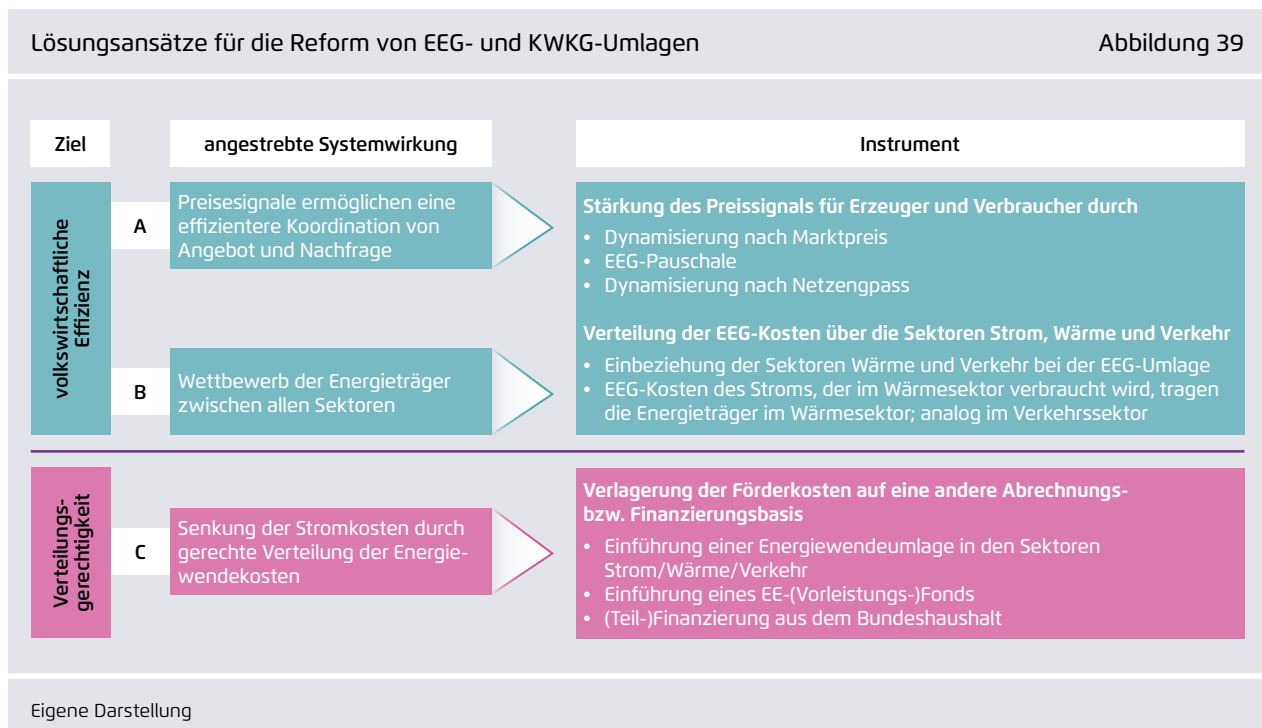
Die Reform der Energiepreissystematik findet leider nicht auf der „grünen Wiese“ statt. Ein historisch gewachsener Rechtsrahmen erschwert Veränderungen ebenso wie bestehende Interessenlagen und Fragen des Bestandsschutzes. Die übergeordneten Ziele der verlässlichen Finanzierung, der volkswirtschaftlichen und klimaökonomischen Effizienz (*Efficiency First*), der Verteilungs- beziehungsweise Kosten- und

Leistungsgerechtigkeit und auch der *Good Governance* stehen mitunter in einem Spannungsfeld. So manche theoretische Lösung für eines der Ziele stößt in der Realität deshalb an die Grenzen der Umsetzbarkeit.

Nachfolgend werden die Lösungsansätze skizziert und einige dieser Aspekte andiskutiert. Auf dieser Basis lässt sich eine vorläufige, qualitative Eingrenzung des Lösungsraums vornehmen. Für eine Entscheidung über den richtigen Lösungsmix für alle drei staatlich veranlassten Preisbestandteile sind allerdings umfassendere Analysen auch quantitativer Natur durchzuführen. Sie sind Bestandteil einer weiteren, lösungsorientierten Studie, die im Anschluss an die vorliegende Grundlagenstudie erstellt werden soll.

4.1 Mögliche Ansätze für die Weiterentwicklung der Umlagensystematik

In diesem Kapitel werden mögliche Lösungsansätze für die Gestaltung vor allem von EEG- und KWKG-Umlagen diskutiert. Das EEG definiert im Hinblick auf das finanzielle Volumen und auch im Hinblick auf das Zieljahr 2030 die bedeutendste Umlage. Gelöst werden muss dabei primär das Problem der Fehlanreize durch verzerrte Preissignale, und zwar sowohl innerhalb des Stromsektors als auch zwischen den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Diese relativen Fehlanreize werden durch die absolute Höhe der Umlage nochmals verstärkt. Entsprechend umfasst der Lösungsraum sowohl Instrumente zur Mechanik der Wälzung (Dynamisierung versus Pauschalen) als auch solche zur Verteilung der EEG-Umlage auf eine breitere Basis (zum Beispiel in Form einer Energiewendenumlage) oder zur Refinanzierung über den Bundeshaushalt. Abbildung 39 fasst die Optionen im Hinblick auf die definierten Ziele zusammen.



A: Lösungsansätze zur Stärkung der Preissignale innerhalb des Sektors Strom

Ziel dieser Lösungsansätze ist es, durch eine veränderte Mechanik der Wälzung der EEG-Kosten die Wirkung der Preissignale zu stärken, um so ein volkswirtschaftlich effizienteres Angebots- und Nachfrageverhalten zu erzielen. Hierzu gibt es folgende Optionen:

→ **Dynamisierung der EEG-Umlage nach dem Großhandelspreis⁸⁸**: Die Höhe der EEG-Umlage wird an den Strombörsenpreis gekoppelt. Damit wird das Marktsignal verstärkt.

Eine solche Kopplung der Höhe der EEG-Umlage an den Börsenpreis bedeutet, dass

→ in Hochpreiszeiten, wenn die Erzeugung knapp wird, die EEG-Umlage simultan ansteigt und somit die Endverbraucher einen noch höheren Anreiz haben, ihre Last zu verringern;

→ in Niedrigpreiszeiten (oder bei negativen Preisen) die EEG-Umlage sehr niedrig wird oder entfällt und somit Strombezug günstig gestellt wird. Dadurch wird die Vorteilhaftigkeit der Eigenstromerzeugung gesenkt und es werden Anreize für die Verschiebung von Lastmanagement gesetzt.

Damit unterliegt die Umlage aufgrund der Indexierung am Großhandelspreis stündlichen Schwankungen und soll so die Flexibilität der Last stärken. Die Dynamisierung gäbe voraussichtlich zusätzliche Anreize zur Elektrifizierung vor allem im Bereich der Wärmeerzeugung, zum Beispiel mithilfe von *Power-to-Heat*-Anlagen, denn in Zeiten niedriger Großhandelspreise und konkordant niedriger EEG-Umlage würde der Einsatz von Strom für Wärme (und Verkehr) attraktiver. Beide Anwendungen können flexibler nachfragen und ihre Nachfragezeiten in größerem Maße selbst bestimmen, da die Mehrkosten der Speicherung hier günstiger sind. Ein solcher Wirkzusammenhang gilt jedoch nicht nur für Flexibilität, sondern auch für Energieeffizienz. Hier steht die Diskussion allerdings noch am Anfang. Lässt sich der Systemwert der Effizienz zur dauerhaften

⁸⁸ Studien: Ecofys (2014); Frontier und BET (2016)

Reduktion der Residuallast nicht abbilden, sollten ebenfalls verstärkende Anreize untersucht werden.

→ **Einführung einer gestaffelten EEG-Pauschale**⁸⁹:

Die EEG-Umlage wird in dieser Option in Form von – nach Letztverbrauchergruppen differenzierten – Jahrespauschalen erhoben. Die Höhe der Pauschale ist völlig entkoppelt vom kurzfristigen Verbrauch. Somit wird der kurzfristige Börsenhandel nicht tangiert und das Marktpreissignal wirkt unmittelbar.

Eine solche EEG-Pauschale führt dazu, dass kurzfristige Entscheidungen von Verbrauchern sich direkt am Großhandelspreis orientieren können. Somit wird das Preissignal weder verstärkt noch verwässert. Die Erschließung von Flexibilitätspotenzial erfolgt volkswirtschaftlich am effizientesten, da sie in diesem Fall einem kurzfristigen Handel ohne Verzerrung durch statische oder dynamische EEG-Umlagen überlassen wird.

Eine Differenzierung beziehungsweise Staffelung der EEG-Pauschale nach Letztverbrauchergruppen ist notwendig, da eine Pauschale einerseits zu unerwünschten Verteilungseffekten und andererseits zu Effizienzverlusten führen könnte. Letzteres ist darin begründet, dass eine Pauschale die Zahlungsbereitschaft bestimmter Kundengruppen übersteigen könnte. Dies hätte gegebenenfalls auch sozialpolitische Auswirkungen.

Für die Basis zur Ermittlung der gestaffelten Höhe der Pauschale kann beispielsweise der jährliche Verbrauch herangezogen werden. Die Ermittlung anhand des jährlichen Verbrauchs ist nah am heutigen Prinzip der Umlage, sie ist verursachergerecht, relativ einfach in der Umsetzung und erzeugt geringe laufende Transaktionskosten. Somit würde die EEG-Pauschale eine Sprungfunktion über bestimmte Verbrauchsbereiche abbilden.

⁸⁹ Studien: E-Bridge (2016/17)

→ **Dynamisierung der EEG-Umlage nach Netzengpässen**:

Die Höhe der EEG-Umlage wird in dieser Variante an der lokalen Netzsituation ausgerichtet und dient faktisch als ein Engpassmanagement-Instrument. Ziel ist es, den sonst aufgrund von Engpässen abgeregelten Strom bevorzugt lokal zu verbrauchen.

Im Gegensatz zu einer graduell ausgeprägten Kopplung an Börsenpreise würde sich eine Kopplung an Netzengpasssituationen ausschließlich auf Situationen beschränken, in denen eine lokale Übereinspeisung durch Erneuerbare Energien eine Abregelungsnotwendigkeit ergibt (§ 14 EEG). In diesen Situationen sind bereits alle netz- und marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 EnWG (Netzschaltungen beziehungsweise Einsatz von Regelenergie oder vertragliche Abschaltungen von Verbrauchern) von den Netzbetreibern ausgeschöpft worden. Dies ist gleichbedeutend mit einem (theoretischen) lokalen Marktwert für Erneuerbaren-Strom von null oder niedriger. Kompensationszahlungen (EEG-Förderung) an die Betreiber der Erneuerbaren-Anlagen können trotzdem erfolgen. In diesen Situationen könnte der ansonsten abgeregelte Strom von anderen Sektoren (Wärme und Mobilität) genutzt werden, wenn diese keine oder nur geringere EEG-Umlagen (oder andere Abgaben und Umlagen) zahlen müssen.

Dazu muss es sich nachweislich um sonst abgeregelten Strom und lokalen Verbrauch handeln, da hier sonst ein hohes Missbrauchspotenzial zum Zwecke der EEG-Umlagevermeidung entstehen könnte. Es entstehen geografische Standortanreize, die den Netzausbau gegebenenfalls reduzieren. Umgekehrt könnte dieses Instrument im Zuge eines weiteren Netzausbaus tendenziell an Bedeutung verlieren.⁹⁰

⁹⁰ Zu eruieren ist das Potenzial der Spitzenkappung. Sie ist gesetzlich verankert und ermöglicht die Abregelung von Erneuerbaren Energien bis zu einer gewissen Höhe (drei Prozent der Jahresproduktion).

Wesentliche Aspekte beim Vergleich der Dynamisierung der EEG-Umlage nach dem Großhandelspreis, der gestaffelten EEG-Pauschale und der Dynamisierung der EEG-Umlage nach der Netzsituation Tabelle 1

	Dynamisierung der EEG-Umlage nach Großhandelspreis	(Gestaffelte) EEG-Pauschalen	Dynamisierung der EEG-Umlage nach der Netzsituation
volkswirtschaftliche Wirkung	<ul style="list-style-type: none"> • Verstärkung des Marktsignals • Flexibilisierungsanreize auf Angebots- und Nachfrageseite werden gestärkt 	<ul style="list-style-type: none"> • unverzerrte kurzfristige Preissignale • Flexibilisierungsanreize auf Angebots- und Nachfrageseite werden gestärkt • negative Wirkung auf Energieeffizienz 	<ul style="list-style-type: none"> • Vermeidung von Abregelung von Erneuerbare-Energien-Erzeugung bei Netzengpässen • geografische Standortsignale mit Netzausbau abzuwägen
Verteilungswirkung	<ul style="list-style-type: none"> • Umverteilung der EEG-Kosten abhängig von der Flexibilität der Letztverbraucher • Risiken für unflexible Verbraucher 	<ul style="list-style-type: none"> • tendenziell steigen Konsumenten- und Produzentenrenten im Großhandel • Verteilungswirkung bzw. -gerechtigkeit hängt stark von der Staffelung der EEG-Pauschale ab 	<ul style="list-style-type: none"> • Umverteilung der EEG-Umlage von lokalen flexiblen Verbrauchern auf alle anderen Letztverbraucher
Good Governance (Umsetzbarkeit, Transparenz)	<ul style="list-style-type: none"> • hohe Komplexität in der Umsetzung • (anfänglich) höhere Risiken für nahezu alle Marktteiligen • hohe laufende Transaktionskosten 	<ul style="list-style-type: none"> • Grenzen einer potenziellen Staffelung bzw. Differenzierung der Pauschale nach Kundengruppen ggfs. arbiträr • Vereinfachung, geringe Transaktionskosten, hohe Transparenz 	<ul style="list-style-type: none"> • hohe Transaktionskosten (zum Beispiel zwischen VNB und ÜNB) • Transparenz kann leiden; Missbrauchspotenzial zum Zwecke der EEG-Umlagevermeidung

Eigene Darstellung

Eine erste Bewertung zeigt, dass mit einer EEG-Pauschale sowohl die Verzerrungen im Großhandel vermindert als auch eine Lenkungswirkung in Richtung einer höheren Flexibilität erzielt werden kann. Letzteres betrifft sowohl die Angebots- als auch die Nachfrageseite und geschieht ausschließlich auf Basis der Großhandelspreise, da die EEG-Pauschale die kurzfristige Entscheidung der Verbraucher nicht beeinflusst. Inwiefern dadurch der Verbrauch insgesamt steigt, bedarf einer Untersuchung. Bei einer Pauschale, die sich am Jahresverbrauch orientiert, ist zunächst nicht von signifikanten Änderungen in den Verbräuchen auszugehen.

Ist ein Markteingriff zur Anreizung von Flexibilität erwünscht, dann ist eine Verstärkung des Preissignals mithilfe der dynamischen EEG-Umlage durchaus sinnvoll. Eine Abwägung zwischen Stärkung der Flexibilität auf der Nachfrage- oder Angebotsseite ist zu treffen. Da die Erzeugung gegenwärtig bereits flexibel auf den Großhandelspreis reagiert, erscheint die Senkung der EEG-Umlage bei niedrigen Großhandelspreisen eine bevorzugte Option zu sein, um vor allem den Wärmesektor besser zu integrieren.

Weil Netzengpässe nur zum Teil mit Großhandelspreisen korrelieren⁹¹, bleibt zu untersuchen, inwieweit die EEG-Pauschale oder die dynamische EEG-Umlage durch ein zusätzliches Instrument – die Dynamisierung EEG-Umlage nach Netzengpässen – zu ergänzen sind.

B: Lösungsansätze zum sektorübergreifenden Abbau der verzerrten Preissignale zwischen den Energieträgern

→ **Breitere Wälzung der EEG-Umlage jeweils innerhalb der Sektoren Wärme und Verkehr:** Strom als Energieträger in den Sektoren Wärme und Verkehr ist mit der EEG-Umlage belastet, andere Energieträger nicht. Um diesen Nachteil zu mindern, wird die für den in den Sektoren verbrauchten Strom anfallende EEG-Umlage jeweils sektorenbezogen auf alle Energieträger umgewälzt. Die Umverteilung findet also nicht über die gesamten EEG-Kosten statt, sondern nur für den Anteil, der beim Stromverbrauch in den Sektoren anfällt.

Grundsätzlich müssten auch die Kosten für die KWK-Förderung zwischen Strom und Wärme aufgeteilt werden, denn die Wärme partizipiert auch hiervon. Der Verkehrsbereich ist jedoch nicht davon betroffen.

Eine solche breitere Wälzung würde gegenwärtig aufgrund des geringen Stromanteils im Verkehrs- und im Wärmesektor zu einer sehr niedrigen Umlage führen und den Preisnachteil des Stroms stark reduzieren. Je höher der Anteil des Stroms in den Sektoren im Lauf der Zeit steigt, desto höher wäre dann auch die resultierende Umlage. Abgerechnet werden kann die Umlage nach dem Energiegehalt des jeweiligen Energieträgers.

Der skizzierte Lösungsansatz minimiert prinzipiell die Verzerrung des Wettbewerbs zwischen den Energieträgern in den Sektoren Wärme und Verkehr. Ob dieser auch effektiv in Bezug auf die Elektrifizierung

beziehungsweise auf die Verdrängung der fossilen Energieträger ist, bleibt zunächst offen. Der Anteil des Stroms in den Sektoren ist sehr gering, somit hätte die Umverteilung der EEG-Umlage nur einen geringfügigen Einfluss auf die Kosten der anderen Energieträger. Die Umsetzung dieses Ansatzes ist komplex, denn die Zuordnung der Stromnutzung in den Sektoren ist nicht immer eindeutig und der Verwaltungsaufwand voraussichtlich hoch.

Aufgrund der Komplexität und dem wahrscheinlich begrenzten Nutzen erscheint es wenig sinnvoll, den Lösungsansatz weiter zu verfolgen. Eine einfachere Alternative wäre es, anfänglich die EEG-Umlage für Nutzung des Stroms im Verkehr und bei der Wärmeerzeugung zu erlassen. Die Deckungslücke bei den EEG-Kosten wäre dann von anderen Stromverbrauchern zu füllen. Dieser Ansatz dürfte jedoch nur temporär genutzt werden, und trüge jedoch das Risiko einer Verstetigung.

→ **Gemeinsame Energiewendumlage der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr**⁹²: Alle Kosten zur Förderung vom Erneuerbare-Energien-Ausbau in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr werden auf alle Energieträger in diesen Sektoren in Form einer Energiewendumlage verteilt.

Die übergeordneten gesellschaftlichen Ziele sind zu den geringsten gesellschaftlichen Kosten und unter Beachtung von Gerechtigkeitsaspekten, wie dem Verursacherprinzip, zu erreichen. Umweltschutz, nachhaltige Energieversorgung, Ressourcenschonung und politische Präferenzen zum Erneuerbare-Energien-Ausbau sind nicht spezifische Wünsche der Stromkunden, sondern Gesetzgeber- beziehungsweise Wählerwille. Die Energiesektoren tragen durch ihre Produktionsweise gemeinsam zur Umweltschädigung bei, nutzen allesamt endliche Ressourcen beziehungsweise nutzen originär nur eingeschränkt erneuerbare Energieträger. Eine Verteilung der Belas-

⁹¹ vgl. Energy Brainpool (2016)

⁹² Studien: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (2016); GWS (2015)

tung aus der gewünschten Transformation der Energieversorgung auf alle Verursacher im Rahmen einer energieverbrauchs- und nicht stromverbrauchsorientierten Umlage ist demzufolge grundsätzlich zu rechtfertigen. Vor dem Hintergrund einer gemeinsamen Erreichung der nationalen Klimaschutzziele würde die Umverteilung aller mit den Zielen verbundenen Kosten auf alle Energieverbraucher der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr einer verursachergerechten Allokation entsprechen. Allerdings wäre unter dem Gesichtspunkt der Lastgleichheit noch vertieft zu prüfen, ob eine solche weit gefasste Gruppe der Energieverbraucher noch sinnvoll gebildet werden kann. Gegebenenfalls ist eine Auswahl der Sektoren beziehungsweise Untersektoren vorzunehmen.

Der Kostentopf der Energiewendenumlage könnte nicht nur die Erneuerbare-Energien-Förderkosten im Stromsektor, sondern auch die Förderkosten für Erneuerbare Energien in den Sektoren Wärme und Verkehr umfassen. Wird eine Verantwortung der Energieverbraucher aller drei Sektoren für die Förderung von Erneuerbare-Energien-Strom bejaht, so liegt umgekehrt auch eine Verantwortung aller Energieverbraucher (einschließlich Stromverbraucher) für die Förderung Erneuerbarer Energien im Wärme- und Verkehrssektor nahe. Somit wird nicht nur die Basis der Umverteilung größer, sondern auch der Kostentopf. Bei Umlage der EEG-Förderkosten auf die Energieverbraucher aller drei Sektoren wären daher auch die Förderkosten für Biogas (Biogasumlage nach § 20 b GasNEV) auf die Energieverbraucher aller drei Sektoren umzulegen. Ob auch eine nach dem Gemeinlastprinzip über Steuern oder Kredite finanzierte Förderung von Erneuerbare-Energien-Wärme und E-Mobilität in die Energiewendenumlage überführt werden müsste, bedarf vertiefter Prüfung, da in diesem Fall nicht speziell die Energieverbraucher des Wärme- und Verkehrssektors belastet werden.

Analog zur heutigen Systematik fällt die Energiewendenumlage beim Stromverbrauch an. In den Sektoren Wärme und Verkehr wird der eingesetzte Energie-

träger entsprechend seinem Energiegehalt mit der Umlage belegt.

Als eine Ausgestaltungsoption wäre dies auch im Strombereich vorstellbar: Die Energieträger zur Stromerzeugung werden entsprechend ihrem Energiegehalt mit der Umlage belastet. Somit hätte die Umlage eine stärkere CO₂-Orientierung und damit eine gezielte Steuerungswirkung. Nicht der Letztverbraucher, sondern der Stromerzeuger (auch Kleinerzeuger, *Prosumer* etc.) würde an der Umlage entsprechend dem eingesetzten Energieträger partizipieren. Mit welchen Effekten im Markt zu rechnen wäre, bedarf einer vertieften Prüfung.

→ **Senkung der EEG-Umlage durch Einführung eines Erneuerbare-Energien-Fonds⁹³**: Teile der EEG-Kosten können über einen Fonds finanziert werden und so die EEG-Umlage absenken. Hierzu gibt es unterschiedliche Ausgestaltungsoptionen.

Grundsätzlich lassen sich in der Förderung der Erneuerbaren Energien in Deutschland zwei Phasen erkennen.⁹⁴ Die erste Phase der Förderung durch das EEG hatte die Markteinführung sowie Lernkurveneffekte zum Ziel; dieses Ziel wurde mit der Kostendegression im Wesentlichen erreicht. Die Erneuerbaren Energien haben jedoch gegenüber den konventionellen Stromerzeugern gegenwärtig noch Wettbewerbsnachteile, sodass sie sich noch nicht vollständig über den börsengestützten Strommarkt refinanzieren können. Ein zusätzlicher Finanzierungsmechanismus wird eine Zeitlang noch notwendig bleiben.⁹⁵

Diese Differenzierung der Phasen ist eine mögliche Begründung für eine Fondslösung. Denn die Markteinführungsphase kann dem Gemeinlast beziehungsweise Vorsorgeprinzip zugerechnet werden und rechtfertigt so auch eine breitere Bemessungs-

⁹³ Studien: BEE (2016); GWS (2015)

⁹⁴ Studie: Ökoinstitut (2014b)

⁹⁵ vgl. Agora Energiewende (2016); Temperton (2016)

basis. Wo genau der Übergangspunkt der beiden Phasen liegt, ist jedoch schwer festzulegen. Daneben kann auch eine parallele Anwendung von EEG-Umlage und Gemeinlastprinzip mit der Begründung erwogen werden, die Belastung der Stromverbraucher durch die EEG-Umlage zu begrenzen.

Zur konkreten Ausgestaltung gibt es unterschiedliche Ansätze in der aktuellen Diskussion. Es besteht die Möglichkeit, nur Teile der Kosten, beispielsweise von alten Anlagen, die eine sehr hohe Förderung erhalten haben, über den Fonds zu finanzieren oder einen prozentualen Anteil oder einen dynamischen Anteil, der die verbleibenden Kosten konstant hält. So werden beispielsweise die folgenden Fondstypen diskutiert⁹⁶:

- a) Fonds für Bestandsanlagen (keine EEG-Umlage für Anlagen aus der ersten Phase)
- b) Fonds für Umlagendeckel (Begrenzung von EEG-Umlage zum Beispiel auf 2,0 oder 4,9 ct/kWh)
- c) Fonds für Vergütungsdeckel (Vergütungszahlungen an Erzeuger zum Beispiel oberhalb von 9,0 ct/kWh aus Fonds)

Auch bei der Rückzahlung sind unterschiedliche Formen möglich. Denkbar sind beispielsweise die folgenden Finanzierungsmöglichkeiten⁹⁷:

- a) Belastung der Anlagenbetreiber bei Weiterbetrieb der Anlagen nach Ablauf der Förderdauer
- b) Belastung der Stromverbraucher in späteren Jahren nach Verminderung der EEG-Umlage
- c) Finanzierung aus den öffentlichen Haushalten in späteren Jahren

→ (Teil-)Finanzierung der EEG-Kosten aus dem Bundeshaushalt: Absenkung der EEG-Umlage durch (Teil-)Finanzierung der EEG-Kosten über Bundessteuern. Hierzu gibt es unterschiedliche Ausgestaltungsoptionen.

96 GWS (2015)

97 GWS (2015)

Grundsätzlich lässt sich die Lösung der (Teil-)Finanzierung aus dem Bundeshaushalt analog zur Einführung eines Fonds begründen, da nämlich die Finanzierung der Kosten für die Markteinführungsphase mit einem Nutzen für die Allgemeinheit verbunden ist. Deshalb können Steuermittel durch unterschiedliche Steuererhöhungen, zum Beispiel Umsatz-, Energie- oder Einkommensteuer⁹⁸ zur Deckung der Kosten aus der Markteinführungsphase eingesetzt werden.

Es gibt jedoch auch eine andere Begründung, weshalb die Kosten teilweise staatlich finanziert werden sollten, nämlich die industriepolitisch motivierte Privilegierung von ausgewählten Letztverbrauchern. Diese Privilegierung führt dazu, dass nicht privilegierte Letztverbraucher einen höheren Beitrag zahlen müssen. Immer weniger stromintensive Unternehmen beteiligen sich aufgrund der Benachteiligung ihrer Wettbewerbsfähigkeit im internationalen Wettbewerb an den EEG-Kosten. Die Subventionierung der stromintensiven Industrie ist jedoch nicht per se eine Aufgabe der Stromkunden. Es ist eine industriepolitische Entscheidung, die eine staatliche Finanzierung der Deckungslücke begründen kann.

Daneben kann auch eine (teilweise) Finanzierung nach dem Gemeinlastprinzip mit der Begründung erwogen werden, die Belastung der Stromverbraucher durch die EEG-Umlage zu begrenzen (siehe oben). Hierzu würden die Kosten auf alle Steuerzahler und nach anderen Kriterien als im Falle der EEG-Umlage verteilt werden. Grundsätzlich darf der Gesetzgeber auch eine solche Steuerfinanzierung wählen, insbesondere um eine finanzielle Überforderung bestimmter Gruppen zu vermeiden. Näher zu prüfen wäre, ob Einschränkungen bestehen, wenn sich der Gesetzgeber zunächst für eine Umlagefinanzierung durch die Gruppe der Stromverbraucher entschieden hatte, und ob der Gesetzgeber sich auf eine teilweise Steuerfinanzierung beschränken kann, sodass beide Finanzierungsquellen nebeneinander bestehen.

98 GWS, Politische Optionen zur Verminderung von Verteilungswirkungen der EEG-Umlage, 2015.

Die Gesetzgebungskompetenz des Bundes zur Erhebung zusätzlicher Steuermittel könnte sich im Falle einer Umgestaltung der Energiesteuern aus Art. 106 Abs. 1 Nr. 2 GG ergeben, andernfalls wäre gegebenenfalls eine Änderung des Art. 106 GG erforderlich,

um dem Bund das Steueraufkommen zuzuweisen. Sollte die Verfügbarkeit von Steuermitteln durch eine Verwendungsbindung angestrebt werden, so müsste die Vereinbarkeit mit dem Nonaffektationsprinzip geprüft werden. Aus beihilfenrechtlicher Sicht

Wesentliche Aspekte beim Vergleich der breiteren Wälzung innerhalb der Sektoren, der Energiewendumlage, des Fonds und der Steuerfinanzierung

Tabelle 2

	Breitere Wälzung der EEG-Umlage jeweils innerhalb der Sektoren Wärme und Verkehr	Energiewendumlage	Fonds	Steuerfinanzierung
Verteilungsgerechtigkeit	<ul style="list-style-type: none"> • effektives Mittel, um Verzerrung durch EEG- und KWKG-Umlagen zu verringern • anteilige Allokation der EEG- und KWKG-Kosten in Wärme- und Verkehrsbereich • Aufgrund des (noch) geringen Anteils des Wärme- bzw. Verkehrsstroms ist eine Umverteilung zunächst im begrenzten Umfang zu erwarten. 	<ul style="list-style-type: none"> • Senkung der Stromkosten beim Endverbraucher durch Beteiligung anderer Sektoren an den Förderkosten für EE (Strom und Wärme), KWK • ggf. Erhöhung der Wärmekosten vor allem für Haushalte 	<ul style="list-style-type: none"> • Fairness der Umverteilung ist fraglich und eine Frage der Generationengerechtigkeit • Verzinsung bei Neuverschuldung erhöht die Kosten und damit die Belastung 	<ul style="list-style-type: none"> • Umverteilung auf alle Steuerzahler, unabhängig vom Stromkonsum, entspricht nicht Verursacherprinzip (ggf. aber der Verteilungsgerechtigkeit)
Good Governance	<ul style="list-style-type: none"> • Aufgrund des (noch) geringen Anteils des Wärme- bzw. Verkehrsstroms ist eine Umverteilung zunächst im begrenzten Umfang zu erwarten. • Die Zuordnung der Stromnutzung in die Sektoren ist nicht immer eindeutig. • Umsetzung ist komplex, der Verwaltungsaufwand mit zusätzlicher Einführung von einem Umlagepotf für die Energieträger in Sektoren Wärme und Verkehr relativ hoch 	<ul style="list-style-type: none"> • schafft Begehrlichkeiten nach äquivalenten Förderzielen in allen Sektoren • hohe Umsetzungs-komplexität und umfassende gesetzliche Anpassung notwendig sowie hoher Verwaltungsaufwand • rechtliche Risiken 	<ul style="list-style-type: none"> • Höhe des Fonds kann nur arbiträr festgelegt werden • Sonderabgabenproblematik, finanzverfassungsrechtliche Grenzen 	<ul style="list-style-type: none"> • Transparenz der Verwendung der Mittel muss sichergestellt werden

Eigene Darstellung

(Art. 107 ff. AEUV)⁹⁹ sind hinsichtlich der laufenden Förderung der Anlagenbetreiber keine Schwierigkeiten zu erwarten, da eine Ausweitung der Förderung nicht erfolgt, sondern lediglich die Finanzierungsquelle ausgetauscht wird. Bei Förderung neu in Betrieb gehender Anlagen wäre näher zu prüfen, ob eine selektive Begünstigung in dem umgestalteten Fördersystem ausgeschlossen werden kann, insbesondere im Falle einer möglichen Weiterentwicklung der beihilfenrechtlichen Anforderungen.

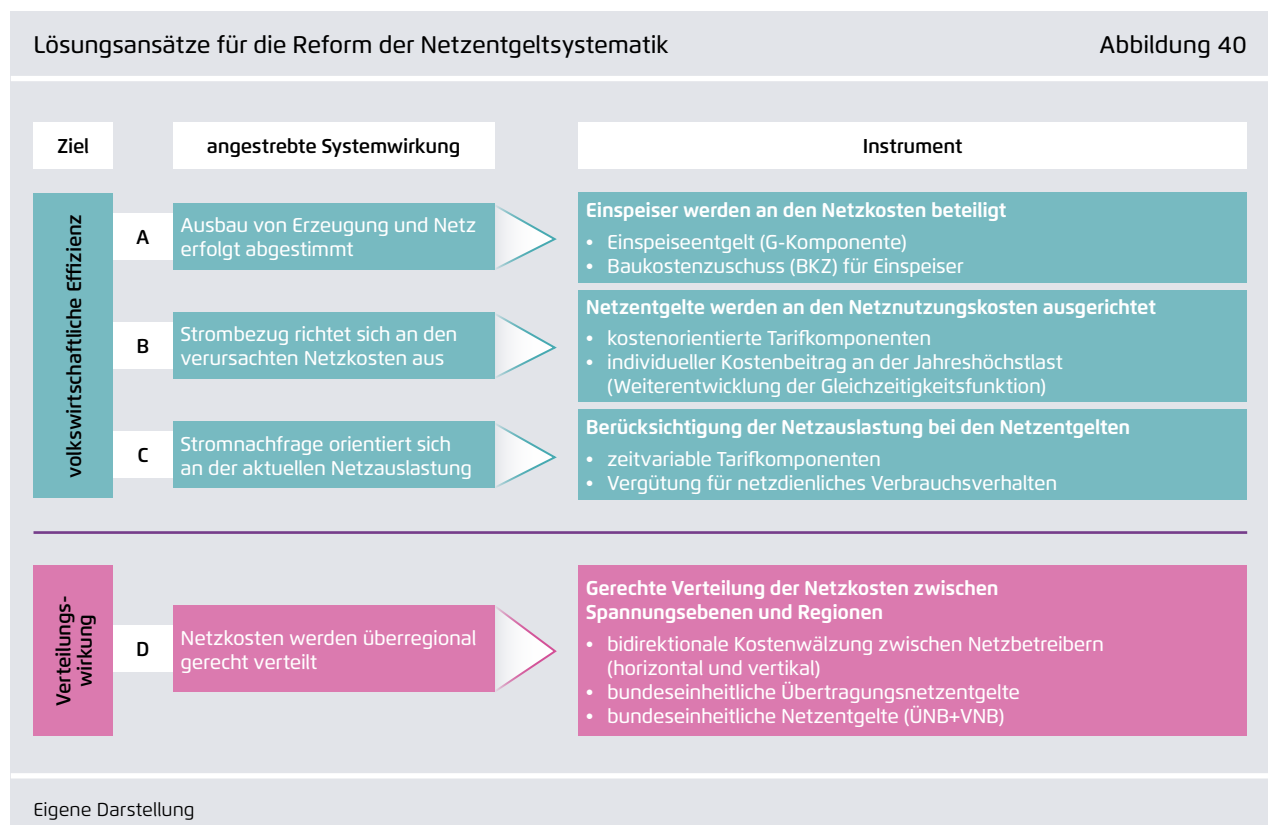
Grundsätzlich erscheint die umfassende Energie-wendumlage ein geeignetes Mittel zu sein, um die Verantwortung aller Energieverbraucher in Bezug auf das Ziel des Erneuerbare-Energien-Ausbaus zu adressieren. Welche Wirkung diese Umverteilung auf die Märkte hätte, bedarf einer Prüfung. Zur Stärkung

des Klimaschutzes wäre optional die Orientierung der Höhe der Umlage am CO₂-Ausstoß des jeweiligen Energieträgers in allen drei Sektoren denkbar. Eine Steuerfinanzierung erscheint im Vergleich zu einer Fondslösung vorteilhafter zu sein, denn die Leistungsfähigkeit wird bei der Umverteilung explizit berücksichtigt. Die Fondsfinanzierung führt dagegen nicht notwendigerweise zu einer fairen, aber zu einer späteren Belastung von Letztverbrauchern oder Anlagenbetreibern.

4.2 Mögliche Ansätze für die Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik

In diesem Kapitel werden mögliche Lösungsansätze für die Gestaltung von Netzentgelten diskutiert. Dabei zielen die Lösungsansätze auf die Beseitigung der im Kapitel 5 beschriebenen netzspezifischen Herausforderungen ab. Abbildung 40 gibt einen Überblick über die Lösungsansätze, die sich den jeweiligen Herausforderungen annehmen.

⁹⁹ Dazu auch Gaßner/Siederer/Viezens, Rechtsgutachten Entlastung der EEG-Umlage durch einen Vorleistungsfonds, 2014.



A: Lösungsansätze zur Ermöglichung einer Koordination von Erzeugungs- und Netzausbau

Die Koordination kann durch die Einführung von Einspeiseentgelten (G-Komponente) und mithilfe von Baukostenzuschüssen erfolgen, die nachfolgend skizziert werden.

→ **Einspeiseentgelte (G-Komponente)**¹⁰⁰: G-Komponente (G steht für „Generation“) als Finanzierungselement zur dauerhaften Beteiligung aller Einspeiser an den Kosten der Netzinfrastruktur analog zum bestehenden System der Netzentgelte und in der Ausgestaltung eines Bonus-/Malus-Systems zur Standortallokationswirkung für neu zu installierende Einspeisungsanlagen.

Um künftig eine aus volkswirtschaftlicher Gesamtsicht optimale Allokation der Erneuerbare-Energien- wie auch der konventionellen Erzeugung zu erreichen, sollten sich Kosten eines zusätzlich notwendigen Netzausbaus beziehungsweise Einsparungen durch eine Vermeidung von Netzinvestitionen direkt in Netzentgelten für Erzeuger niederschlagen.

Eine G-Komponente für einspeisende Stromerzeugungsanlagen kann Allokationssignale für eine optimierte geografische Verteilung bewirken. Dabei handelt es sich um ein Einspeiseentgelt, das für jede eingespeiste Energieeinheit oder -leistung zu entrichten ist. Die Einspeiseentgelte werden üblicherweise sowohl von Bestands- als auch Neuanlagen erhoben. Um Signale für eine geografische Allokation zu realisieren, können die Netzentgelte regional differenziert werden. Die Entgelthöhe wäre beispielsweise abhängig vom Netzanschlusspunkt (Ort und Spannungsebene sowie die gegebenenfalls damit verbundenen Ausbaurkosten) und der Einspeisecharakteristik. Beispielsweise würde dann ein Gaskraftwerk am Höchstspannungsnetz in einem Verbrauchsschwerpunkt als verbrauchsnahe, regelbarer und gesicherter Einspeiser ein niedriges Entgelt zahlen müssen. Ein Windpark in Norddeutschland an einem schwach

ausgebauten Hochspannungsnetz, der verbrauchsfern und fluktuierend einspeist, zahlt dagegen ein höheres Entgelt und trägt damit stärker zu den zusätzlichen Betriebs- und Ausbaurkosten des Netzes bei.

→ **Baukostenzuschuss (BKZ) für Einspeiser**¹⁰¹: Bei einem Baukostenzuschuss (BKZ) für Einspeiser handelt es sich um ein einmalig zu entrichtendes Entgelt beim Anschluss ans Netz. Das Entgelt ist geografisch differenziert, um Standortentscheidung zu lenken.

In einigen Netzregionen innerhalb der deutschen Verteilnetze ist ein hoher Netzausbau zur Integration von Erneuerbare-Energien-Anlagen notwendig. Auch auf der Übertragungsnetzebene sind Investitionen notwendig, die vor allem durch die Transformation der Energiewirtschaft verursacht werden. Ein Baukostenzuschuss, zum Beispiel in Form einer Einmalzahlung bei Netzanschluss, könnte dazu verhelfen, ein Standortsignal zu geben. Die Höhe des BKZ orientiert sich an den mit dem Anschluss notwendigen netzebenenübergreifenden Netzausbaurkosten. Sollte mit dem Anschluss keine Netzverstärkung notwendig sein, ist der BKZ entsprechend mit null anzusetzen. Bei einer effektiven Lenkungswirkung werden so zuerst Standorte gewählt, die einen niedrigen BKZ aufweisen. Hierdurch kann der erforderliche Netzausbau reduziert werden, weil das vorhandene Netz effizienter genutzt wird. Zudem kann mit einem BKZ die Erhöhung der Netzentgelte in den betroffenen Regionen effektiv gelenkt und die Verteilungsgerechtigkeit adressiert werden. Denn die externen Effekte auf die Letztverbraucher verursacht durch den Anschluss von Erneuerbare-Energien-Anlagen in den betroffenen Regionen werden internalisiert. Bei Beschränkung des BKZ auf die Verteilnetzebene ist das geografische Allokationssignal auf diese Ebene limitiert.

Auf der Lastseite ist der BKZ bereits heute ein probates Mittel, um Kosten für den Netzanschluss verursachungsgerecht zu allokalieren.

100 Studien: BDEW (2015); Haucap/Pagel (2014).

101 Studie: E-Bridge (2015)

Wesentliche Aspekte beim Vergleich der G-Komponente mit dem Baukostenzuschuss (BKZ)

Tabelle 3

	G-Komponente	Baukostenzuschuss (BKZ)
volkswirtschaftliche Effizienz	<ul style="list-style-type: none"> • ausreichende Beeinflussung von Standortentscheidungen nur, wenn Netzentgelte stabil und ausreichend prognostizierbar sind; ausreichende Signale für Neuanlagen bedeuten signifikante Veränderungen für Bestandsanlagen mit massiven Umverteilungen • Ohne europäische Harmonisierung sind starke Wettbewerbsverzerrungen bei Bestandskraftwerken zu erwarten, denn in einem europäischen Handel werden die Einspeiseentgelte die <i>Merit-Order</i> der deutschen Kraftwerke beeinflussen. • Netzausbau auf der Übertragungsnetzebene ist auch getrieben durch Transite: Benachteiligung der deutschen Bestandskraftwerke kann zu höheren Transiten führen und damit die steuernde Wirkung schwächen. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mit BKZ erfolgt die Wahl des Standortes für die Erzeugung unter Berücksichtigung der mit dem Anschluss verursachten Netzerweiterungskosten, wodurch zuerst Standorte mit geringen BKZ gewählt werden. • Vermarktungsentscheidungen des Einspeisers werden nicht beeinflusst. Marktverzerrungen sind hierdurch nicht zu erwarten, da das Entgelt nicht mit der tatsächlichen Einspeisung erhoben wird. • hohe Planbarkeit für Investoren, da Einmalzahlung
Verteilungsgerechtigkeit	<ul style="list-style-type: none"> • Entlastung regionaler Letztverbraucher, da ein Teil der Netzkosten über das Einspeiseentgelt gedeckt wird • Schlechterstellung deutscher Kraftwerke im europäischen Wettbewerb zu erwarten gegenüber denjenigen ausländischen Kraftwerken, die kein Einspeiseentgelt zahlen 	<ul style="list-style-type: none"> • Entlastung regionaler Letztverbraucher, da der neue Netzausbau (zum Teil) von Einspeisern getragen wird • Die zusätzlichen Kosten der Einspeiser für den Netzanschluss werden letztlich an die Endkunden weitergegeben. Dies wird über die EEG-Kosten geschehen. Diese Verteilung ist fairer als die ausschließliche Belastung lokaler Netzkunden.
Good Governance	<ul style="list-style-type: none"> • komplexe Berechnungsvorschriften, um die effektive Lenkungswirkung zu erreichen, dies vor allem vor dem Hintergrund sich verändernde Netzauslastung • komplexe Netzentgeltallokation zwischen Netzbetreibern, um bspw. die Bonus-/Malus-Höhe festzulegen 	<ul style="list-style-type: none"> • bereits langjährig erprobtes Mittel für Lasten; Die Umsetzung des BKZ kann sich daran orientieren. • genaue Berechnungsvorschriften sind zu entwickeln, einschließlich netzebenenübergreifender BKZ-Ermittlung und -Abwicklung

Eigene Darstellung

Der Vergleich der beiden Instrumente offenbart, dass der BKZ in Bezug auf die Markteffizienz Vorteile gegenüber der G-Komponente aufweist. So wird der Großhandelsmarkt nicht durch die Einführung des BKZ beeinflusst. Die zusätzlichen Kosten für die Erneuerbare-Energien-Neuanlagen werden über die EEG-Umlage fair auf alle Letztverbraucher verteilt werden und verbleiben nicht bei lokalen Letztverbrauchern in Form von höheren Netzentgelten. Die Orientierung der BKZ-Höhe an den Kosten für die

Netzerweiterung ermöglicht eine effektive geografische Allokation und vor allem die Internalisierung externer Effekte.

Die Einführung von BKZ betrifft die in Zukunft an das Netz anzuschließenden Anlagen. Eine historische Kostenteilung ist hiermit nicht möglich. Gegebenenfalls sind Lösungen zu finden, die die bereits vorhandene Diskrepanz beziehungsweise Externalitäten verursachergerecht verteilen.

B: Lösungsansätze mit dem Ziel, dass sich der Strombezug an den verursachten Netzkosten ausrichtet

Nachfolgend werden zwei Lösungsansätze für eine bessere Lenkungswirkung der Lasten diskutiert. Die eine Lösung betrifft Netzentgelte, die sich an den Kostentreibern des Netzes orientieren und damit fixkostenbasierter sind, während eine andere Lösung näher an dem heutigen System mithilfe einer Gleichzeitigkeitsfunktion den Verbrauch in den Vordergrund rückt.

→ **Kostentreiber bezogene Tarifkomponenten**¹⁰²:

Tarifkomponenten und ihre Höhe reflektieren die Kostentreiber des Netzes. Damit werden sich Netzentgelte nicht an der bezogenen Energie, sondern stärker an dem auslegungsrelevanten Leistungsbezug und den fixen Anschlusskosten orientieren. Der Energiebezug verursacht verhältnismäßig nur geringe Kosten im Netz.

Das Stromnetz ist durch hohe Fixkosten determiniert. Mit seiner subadditiven Kostenstruktur begründet es ein natürliches Monopol. Kostentreiber sind insbesondere:

- a) der Anschluss von Netznutzern (Einspeiser und Verbraucher)¹⁰³,
- b) die durch den Anschluss an das öffentliche Netz notwendige Netzerweiterung¹⁰⁴ und
- c) die Fixkosten vor allem der Verwaltung.

Weitere Kostenkomponenten umfassen beispielsweise Netzverluste, die mit der bezogenen Energie beziehungsweise der Netznutzung variieren können. Systemkosten sind ebenfalls Teil der Netzkosten.

¹⁰² Studie: E-Bridge (2016)

¹⁰³ Anschlusskosten beinhalten alle Erd- oder Leitungsarbeiten für den Anschluss eines Netznutzers an das Netz.

¹⁰⁴ Leistungskosten beziehen sich auf die Kosten der Netzerweiterung im engen Sinne, das heißt beispielsweise Erhöhung der Transportkapazität.

Bezugnehmend auf die wesentlichen Kostentreiber lassen sich drei Tarifkomponenten definieren:

- a) Grundgebühr, die die Anschlusskosten und die fixen Kosten der Verwaltung reflektiert;
- b) Leistungspreis, der sich an dem individuellen Beitrag zur auslegungsrelevanten Leistung orientiert;
- c) Arbeitspreis entsprechend den nutzungsabhängigen Kosten, zum Beispiel der Verluste oder (teilweise) des Betriebs.

Die Systematik kann sowohl für Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM) als auch für Standardlastprofil-Kunden angewendet werden und führt im Vergleich zur heutigen Systematik dazu, dass die Arbeitspreise niedriger sind. Denn wie in Abbildung 28 gezeigt wurde, spielen nutzabhängige Kosten im Netz keine wesentliche Rolle.

Der Einsatz einer Gleichzeitigkeitskurve für die Bestimmung der Höhe des Leistungspreises ist nicht zwingend erforderlich. Wichtig ist, dass die Abrechnung des Leistungspreises nach dem individuellen Beitrag zur auslegungsrelevanten Leistung erfolgt. Die Abrechnung nach der individuellen Höchstlast führt wie bereits oben skizziert zu Ineffizienzen.

→ **Approximation der zeitgleichen Leistung durch**

Arbeit: Es handelt sich weiterhin um kostenbasierte Tarifelemente, aber mit einer Approximation der auslegungsrelevanten Leistung durch eine Gleichzeitigkeitsfunktion. Somit ist das System näher an der heutigen Systematik, wobei nicht alle Netzkosten, sondern nur die Leistungskosten über die Gleichzeitigkeitsfunktion auf einen Leistungs- und einen Arbeitspreis aufgeteilt werden.

Der Vorschlag setzt auf kostenbasierte Tarifkomponenten, allerdings wird im Vergleich zum obigen Vorschlag nicht auf eine Gleichzeitigkeitskurve verzichtet. Der Verteilungsschlüssel ist also nicht die auslegungsrelevante Leistung direkt, sondern die auslegungsrelevante Leistung korrigiert um ihren Beitrag zur Jahreshöchstlast, der geringer ist als die

auslegungsrelevante Leistung selbst. Dies führt dazu, dass die Arbeitsentgelte höher ausfallen als im obigen Fall. Hierdurch wird die strikte Verfolgung der Kostenorientierung anhand der auslegungsrelevanten Leistung der Tarife allerdings verwässert. Im Vergleich zum Status quo sollte diese Abweichung allerdings an Bedeutung verlieren, denn nur leistungsbezogene Kosten werden mit der Gleichzeitigkeitsfunktion aufgeteilt, während heute alle Kosten mithilfe der Gleichzeitigkeitsfunktion auf die Tarifkomponenten aufgeteilt werden. Um die Risiken zu minimieren sollte die Gleichzeitigkeitsfunktion die Charakteristika der Netznutzer in dem jeweiligen Netzgebiet besser abbilden.

Beide Lösungsansätze sind dazu geeignet, den heutigen Herausforderungen der Entsolidarisierung, der überhöhten vermiedenen Netzentgelte und der Hemmung der Sektorenkopplung zu begegnen.

Den Herausforderungen zu begegnen, gelingt bei einer reinen Kostenorientierung jedoch besser, allerdings ist die Umstellung auch tiefgreifender. Ein wesentlicher Unterschied zwischen den beiden Ansätzen ist, dass die Kostenorientierung den relevanten Leistungsbezug begrenzt – und damit netzdienlich wirkt –, während die Anwendung der Gleichzeitigkeitsfunktion den Energiebezug verteuert und damit zur Energieeffizienz beiträgt.

Wesentliche Aspekte beim Vergleich von kostenorientierten Tarifen mit der Approximation der zeitgleichen Leistung durch Arbeit

Tabelle 4

	kostenorientierte Tarife	Approximation der zeitgleichen Leistung durch Arbeit
volkswirtschaftliche Effizienz	<ul style="list-style-type: none"> Die Kostenorientierung der Tarife führt zu einem ressourcenschonenden Verhalten bzw. einer effizienteren Netznutzung. So wird ein auslegungsrelevanter Leistungsbezug aufgrund der Orientierung an den Leistungskosten teurer, wodurch ein Anreiz gesetzt wird, den relevanten Leistungsbezug zu reduzieren. Verringerung der Anreize für den sparsamen Umgang mit Strom und gleichzeitig geringerer Anreiz zur Eigenversorgung, um sich damit den Netzentgelten zu entziehen, da die Arbeitsentgelte reduziert werden 	<ul style="list-style-type: none"> Die Beeinflussbarkeit der Nachfrage schafft weiterhin Potenzial des Entzugs aus Netzentgelten, allerdings geringer als dies mit dem heutigen System der Fall ist. Der Energiebezug ist zwar teurer als bei der reinen Kostenorientierung, allerdings ist die Lenkungswirkung weniger effektiv. Der Anreiz, auslegungsrelevante Leistung zu reduzieren, ist geringer.
Verteilungsgerechtigkeit	<ul style="list-style-type: none"> Die Stärkung der fixen Tarifkomponenten führt für Netznutzer mit geringer Entnahme zu durchschnittlich höheren Netzentgelten und kann ggfs. ihre Leistungsfähigkeit übersteigen. 	<ul style="list-style-type: none"> Die Verteilungswirkung hängt im Wesentlichen von der Annahme der Gleichzeitigkeitsfunktion ab und kann analog zum heutigen System die Verursachergerechtigkeit schwächen.
Good Governance	<ul style="list-style-type: none"> Umsetzungshürden aufgrund des etablierten Systems 	<ul style="list-style-type: none"> Gleichzeitigkeitskurven können in der Niederspannung für Geringverbraucher die unterschiedlichsten Netznutzungsfälle nicht sachgerecht abbilden. Entsprechend ist dies aus regulatorischer und pragmatischer Sicht nur begrenzt durchführbar und transparent.

Eigene Darstellung

C: Lösungsansatz, damit sich die Stromnachfrage an der aktuellen Netzauslastung orientiert

Ein höherer Anreiz zur zeitlichen Verschiebung der Last kann durch zeitvariable Tarife oder durch eine explizite Vergütung der Netzdienlichkeit erfolgen.

- **Zeitvariable Tarifkomponenten**¹⁰⁵: Der Lösungsansatz zielt darauf ab, über die Tarifkomponenten eine Lenkungswirkung bei der Netznutzung zu erzielen, die sich an der Netzsituation orientiert. **Dabei wird die Tarifhöhe für den Leistungs- oder Energiebezug für unterschiedliche Zeiten variiert.**

In Zeiten einer intensiven Netznutzung, die gegebenenfalls als auslegungsrelevante Netznutzung für den Netzausbau herangezogen wird, sollten die Tarife höher ausfallen. In Zeiten, in denen das Netz nur wenig genutzt wird und damit auch geringe Kosten für den Netzbetrieb verbunden sind, ist eine entsprechend geringe Tarifhöhe zu wählen. Dieser Lösungsansatz soll die Netznutzung effizienter gestalten, denn es erhöht den Anreiz, den Leistungs- oder Energiebezug von Hochlastzeiten in andere Zeiten zu verschieben. Hierdurch wird die Flexibilität auf der Nachfrageseite inklusive Eigenerzeuger (sogenannte *Prosumer*) für netzdienliches Verhalten gestärkt.

105 Studien: E-Bridge (2016); BDEW (2015)

Wesentliche Aspekte beim Vergleich der zeitvariablen Tarifkomponenten und der Vergütung des netzdienlichen Verhaltens

Tabelle 5

	zeitvariable Tarifkomponenten	Vergütung netzdienlichen Verhaltens
volkswirtschaftliche Effizienz	<ul style="list-style-type: none"> • effektive Anreize, die auslegungsrelevante Leistung (Last) zu reduzieren • Ein effizient genutztes Netz führt langfristig zur Entlastung der regionalen Letztverbraucher. 	<ul style="list-style-type: none"> • effektive Anreize, die auslegungsrelevante Leistung (Last) zu reduzieren • Ein effizient genutztes Netz führt langfristig zu Entlastung der regionalen Letztverbraucher. • Vergütung oder Rabattierung erhöht jedoch insgesamt die Netzkosten (Abwägung zwischen Netzausbau und Vergütung), weil kurzfristig keine Netzeinsparung erfolgt. • kann einen selbstverstärkenden Effekt hervorrufen, sodass die Netzentgelte insgesamt steigen und gleichzeitig noch stärker rabattiert werden müssen
Verteilungsgerechtigkeit	<ul style="list-style-type: none"> • höhere Kosten für Netznutzer, die in den für die Netzauslegung relevante Zeiten das Netz nutzen möchten; Eine Verschiebung der Last würde die Netzentgelte senken. 	<ul style="list-style-type: none"> • insgesamt steigende Kosten für alle Netznutzer, vor allem jedoch für die, die nicht in den Genuss der Rabattierung oder Vergütung kommen
Good Governance	<ul style="list-style-type: none"> • Preise und Zeiträume müssen zuvor prognostiziert werden, um eine Planungssicherheit für die Kosten der Netznutzung zu gewährleisten. • geografische Differenzierung erforderlich • Erfordert im Verteilnetz mittelfristig einen hohen Automatisierungsgrad 	<ul style="list-style-type: none"> • Bei Vergütung für netzdienliches Verhalten besteht die Gefahr von einer nachfrageseitigen Marktmissbrauchsausübung. Die geografische Differenzierung erfordert im Verteilnetz mittelfristig einen hohen Automatisierungsgrad.

Eigene Darstellung

→ **Vergütung für netzdienliches Verhalten**¹⁰⁶: Im Gegensatz zu zeitvariablen Komponenten wird bei netzdienlichem Verhalten eine Vergütung der Last zugesprochen. Analog zur *Redispatch*-Vergütung werden die Netznutzer bei Verringerung oder Unterbrechung des Leistungsbezugs entschädigt.

Bereits heute wird eine Vielzahl an Sondertarifen gewährt (zum Beispiel § 14 a EnWG, § 40 Abs. 5 EnWG, § 14 Abs. 2 StromNEV, § 19 StromNEV¹⁰⁷ etc.). So wird ein reduziertes Netzentgelt berechnet, wenn eine netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen vereinbart wird. Hierdurch wird die Realisierung intelligenter Verteilnetze vorangetrieben und es werden so die dezentrale Erzeugung und lokale Nachfrage aufeinander abgestimmt. Die Effizienz des Netzaus- oder -umbaus soll so erhöht werden. Im Vergleich zum obigen Konzept wird das Netzentgelt in relevanten Netzsituationen nicht erhöht, sondern bei Senkung der Last rabattiert (oder die Senkung wird analog der *Redispatch*-Systematik vergütet). Die durch geringere Einnahmen entstehende Deckungslücke wird über andere Netznutzer gewälzt (siehe das beschriebene Beispiel der § 19.2-StromNEV-Umlage im Kapitel 3.2 auf Seite 43.)

Prinzipiell erscheint die zeitvariable Tarifierung vorteilhafter zu sein, weil dieses System keine zusätzlichen Kosten für die Netzkunden verursacht, sondern die leistungsbezogenen Kosten ökonomisch sinnvoll allokiert: Die Netznutzung in Netzengpasssituationen ist teurer (Grenzkosten der Netznutzung sind höher) als in übrigen Zeiten, in denen das Netz kaum genutzt wird. In der Umsetzung erscheint dies auch vorteilhafter zu sein, da keine Umlagemechanismen notwendig sind, wie es heute der Fall ist.

¹⁰⁶ Studie: BET und EON (2016)

¹⁰⁷ vgl. zu Wirkungsweisen von Hemmnissen sowie Vorschlägen und Abwägungen zu deren Beseitigung Connect Energy Economics GmbH (2015)

D: Lösungsansätze zur geografischen Umverteilung regionaler Netzkosten

Die Energiewende bedarf einer breiten Akzeptanz, die dann gegeben ist, wenn Kosten verursachergerecht unter Berücksichtigung der Leistungsfähigkeit allokiert werden. Um dies zu gewährleisten werden folgende drei Alternativen skizziert.

→ **Anwendung des Ausspeisungsprinzips stringent auch zwischen Netzbetreibern (vertikal)**¹⁰⁸: Kostenverlagerung (monetärer Austausch zwischen verschiedenen Tarifgebieten) auf Basis der Ausspeisungen. Entgeltzahlung erfolgt somit nicht nur von Letztverbrauchern, sondern werden auch von Netzen entrichtet, die Leistung von einem anderen Netz beziehen.

Das Prinzip der Kostenverlagerung beschreibt den monetären Austausch zwischen Tarifgebieten unter Berücksichtigung des Wirkleistungsflusses. Abweichend vom Prinzip der heutigen hierarchischen, vertikalen Kostenwälzung stützt sich die Alternative auf die tatsächlichen Wirkleistungsflüsse zwischen den Tarifgebieten.

Im Speziellen wird hier die Kostenverlagerung auf Basis der Ausspeisungen vorgeschlagen. Danach sollen unterlagerte Netze, die eine hohe dezentrale Einspeisung im Netz haben und die eingespeiste Energie in vorgelagerte Netzebenen zurückspeisen, diese vorgelagerten Netzebenen auch an den Kosten beteiligen können. So entsteht eine Bidirektionalität der Kostenverlagerung.

Die Kostenverlagerung auf die Ausspeisung zwischen den Tarifgebieten kann in zwei Varianten erfolgen:

- a) Verrechnung des Nettobezugs zwischen den Tarifgebieten (kein bidirektionaler Zahlungsfluss)
- b) wechselseitige Abrechnung der tatsächlichen Nutzung des Netzanschlusses (bidirektionaler Zahlungsfluss)

¹⁰⁸ Studie: E-Bridge (2016)

Durch den Mechanismus der Kostenverlagerung zwischen den Netzebenen auf Basis der Ausspeisungen wird der veränderten Situation bei Erzeugung (dezentrale Einspeisung) und Lastfluss (Lastflussumkehr) Rechnung getragen. Dies erhöht die Verursachergerechtigkeit in der Kostenallokation zwischen den Netzebenen.

Bei diesem Ansatz bleiben die Unterschiede zwischen einem regionalen, gemischten Netz gegenüber einem städtisch geprägten Netz weiterhin bestehen und damit auch die Anreize, urbane Netze aus dem Eigentums- oder Betriebsverbund zur Gewährung von lokalen Vorteilen herauszulösen (Rekommunalisierung).

→ **Bundeseinheitliche Netzentgelte der ÜNBs¹⁰⁹:**

Alle Weiterverteiler beziehungsweise Netzkunden, angeschlossen an das Übertragungsnetz, werden unabhängig von ihrer geografischen Lage und dem Anschluss-ÜNB finanziell gleichbehandelt. Die Tarifhöhe aller ÜNB wird vereinheitlicht.

Bereits heute existiert die Ermächtigung nach § 24 Satz 2 Nr. 4 EnWG, dass spezifische (durch die Integration von dezentralen Anlagen zur Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen verursachte) Kosten des Netzbetriebs bundesweit umgelegt werden können. Dies betrifft beispielsweise die Kosten der Offshore-Anbindungen.

Ein weitergehender Vorschlag ist, neben den spezifischen durch Erneuerbare-Energien-Integration verursachten Kosten durch bundesweite Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte die Mehr- und Mindererlöse der ÜNBs vollständig auszugleichen. Der Effizienzvergleich soll jedoch weiterhin im Einklang mit der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) unternehmensindividuell erfolgen.

Bundeseinheitliche Netzentgelte auf ÜNB- und VNB-Ebene¹¹⁰: Nicht nur die Tarifhöhe aller ÜNBs wird vereinheitlicht, sondern auch aller VNBs in Deutschland.

Die alleinige Berücksichtigung der einheitlichen Netzentgelte auf ÜNB-Ebene führt zu vereinzelten – jedoch insgesamt nicht umfassenden – Ausgleichseffekten. Zur Erreichung tiefgreifender Entlastungen von Verbrauchern in den vom Erneuerbare-Energien-Ausbau benachteiligten Netzregionen wäre eine Vereinheitlichung der Netzentgelte auf VNB-Ebene möglich.

Bei diesem Vorschlag müssten alle regulierten Erlöse der VNBs kumuliert und durch die Summe der individuellen Verbräuche geteilt werden, um ein bundeseinheitliches und spannungsebenen-spezifisches Netzentgelt zu bestimmen. Die Regulierung der Kostenprüfung als auch Qualitäts- und Effizianzanreize blieben in dem Zusammenhang unberührt.

Bezogen auf die Verursachergerechtigkeit erscheint die Abrechnung nach der tatsächlich bezogenen Leistung die beste Alternative zu sein. Dieses Prinzip ist allerdings im vermaschten Netz der ÜNBs kaum realisierbar, da die Zuordnung der Wirkleistung schwierig ist. Deshalb liegt der Fokus bei der Anwendung des Ausspeisungsprinzips eher auf dem Verteilnetz. In Kombination mit den ÜNB-einheitlichen Netzentgelten könnte eine faire Verteilung der Netzkosten erreicht werden.

Die bundeseinheitlichen Netzentgelte auf ÜNB- und VNB-Ebene führen zwar zu einer vollständigen Vereinheitlichung der Netzentgelte, eine verursachergerechte Verteilung wird hierdurch nicht erreicht. Zudem werden die heutigen geografischen Allokationssignale für die Last vollständig beseitigt, die tendenziell den Verbrauch nahe der Erzeugung benachteiligen, also lange Transportdistanzen stützen.

109 Studien: BMWi (2016f); BDEW (2016c)

110 Studien: RAP (2014); TU Dresden (2015)

Wesentliche Aspekte beim Vergleich der Anwendung des Ausspeisungsprinzips, der bundeseinheitlichen Netzentgelte der ÜNB und der bundeseinheitlichen Netzentgelte der ÜNB und der VNB

Tabelle 6

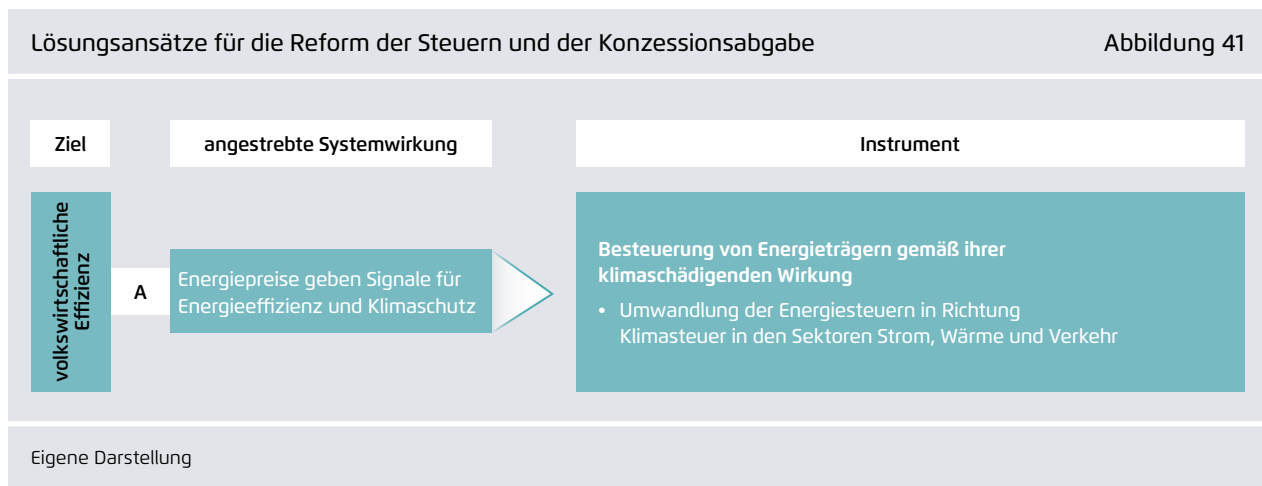
	Anwendung des Ausspeisungsprinzips	bundeseinheitliche Netzentgelte der ÜNB	Bundeseinheitliche Netzentgelte der ÜNB und VNB
volkswirtschaftliche Wirkung	<ul style="list-style-type: none"> Die Leistungsflussorientierung bei Abrechnung zwischen den Netzbetreibern ermöglicht eine effiziente Kostenallokation. Beibehaltung regionaler Preissignale zwischen Netzbetreibern; Somit sind individuelle Kosten weiterhin relevant bei der Tarifierung. 	<ul style="list-style-type: none"> Beseitigung des falschen geografischen Allokationssignals für Netznutzer auf der ÜNB-Ebene, da gegenwärtig der Anreiz besteht, in günstigen ÜNB-Regionen den Anschluss zu suchen, wodurch der Transportweg sich ggf. erhöht 	<ul style="list-style-type: none"> Strukturelle oder netzbetreiberindividuelle Charakteristika werden vernachlässigt.
Verteilungswirkung	<ul style="list-style-type: none"> verursachergerechte Verteilung Entlastung von Verbrauchern in den von Rückspeisung bzw. Erneuerbare-Energien-Ausbau betroffenen Netzregionen 	<ul style="list-style-type: none"> faire Verteilung der ÜNB-Kosten, wenn der Fokus der Kostenwälzung auf den energiewendebedingten Kosten liegt 	<ul style="list-style-type: none"> Gleichbehandlung aller Letztverbraucher in Deutschland deutliche geografische Umverteilung aufgrund der großen Divergenz zwischen den Netzbetreibern
Good Governance	<ul style="list-style-type: none"> Berechnungsvorschriften sind zu entwickeln komplexe Umsetzung 	<ul style="list-style-type: none"> bereits erprobt in Bezug auf bestimmte Kosten der ÜNB (zum Beispiel Offshore-Netzkosten) 	<ul style="list-style-type: none"> Transaktionskosten für die individuelle Kalkulation und Bekanntgabe auf der VNB-Ebene werden eingespart komplexe Umsetzung in der Administration Stärkung des Vertriebswettbewerbs

Eigene Darstellung

Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass Netzentgelte heute lokal, entsprechend des Eigentums gebildet werden. Über ein bundeseinheitliches und zentral bekanntgegebenes Netzentgelt werden diese lokalen Vertriebsvorteile egalisiert. Der Nutzen des Lieferantenwettbewerbs kann dann für den Verbraucher seine volle Wirksamkeit entwickeln, da Struktur- oder Machtvorteile des assoziierten Vertriebes (durch Wissensvorsprung oder Ausgestaltungsdetails), die eine Missbrauchsaufsicht in 15 Jahren nur teilweise beseitigen konnte, systematisch ausgeschaltet würden.

4.3 Mögliche Ansätze zur Weiterentwicklung der Steuern und Abgaben

In diesem Kapitel werden mögliche Lösungsansätze für die Gestaltung von Strom- und Energiesteuern sowie der Konzessionsabgabe diskutiert. Abbildung 41 gibt einen Überblick über die diskutierten Lösungsansätze.



A: Lösungsansätze zur Stärkung der Klimaschutzwirkung

Reform der Strom- und Energiesteuern nach Klimaschutz Gesichtspunkten: Zur Senkung des CO₂-Ausstoßes werden die Steuern in den Energiesektoren reformiert mit dem Ziel einer konsistenten CO₂-Orientierung und Erreichung der nationalen CO₂-Ziele.

Die Analyse in Kapitel 5 (Abschnitt G) hat gezeigt, dass die bestehenden Energie- und Stromsteuern sowie der Emissionshandel die Klimaschädlichkeit der Endenergieträger in den drei Sektoren Strom, Wärme und Verkehr nur unzureichend und in unsystematischer Weise spiegeln. Zugleich ist die Erreichung der nationalen Klimaschutzziele ohne flankierende Maßnahmen gefährdet. Um einen systematischen Lenkungsanreiz zu geben, könnten die bestehenden Verbrauchsteuern (nach EnergieStG und nach StromStG) deshalb nach Klimaschutz Gesichtspunkten reformiert werden.

Um die steuerliche beziehungsweise administrative Komplexität nicht zu erhöhen, sollte dabei anstelle einer neuen Klimasteuer die bestehende Energiesteuer beibehalten und klimaökonomisch weiterentwickelt werden. Im Kern geht es darum, die Energie- und Stromsteuer so auszugestalten, dass die Höhe der Steuer über alle Energieträger entsprechend dem jeweiligen CO₂-Gehalt einheitlich ausgerichtet wird. Im Verkehrssektor müssen dabei die Bestandteile

der Energiebesteuerung berücksichtigt werden, die (analog zu den Netzentgelten im Stromsektor) eine Finanzierungsfunktion im Hinblick auf die Infrastrukturen sowie die öffentlichen Haushalte haben.¹¹¹ Im Stromsektor müssen umgekehrt die Preisbestandteile berücksichtigt werden, die der Finanzierung der Energiewende dienen (insbesondere EEG, KWKG).

Insgesamt legt die bisherige Analyse wegen der überproportionalen Belastung von Strom mit energiewendeorientierten Steuern, Abgaben und Umlagen eine Abschaffung der Stromsteuer sowie eine Erhöhung der Ökosteuern auf Kraft- und Heizbrennstoffe nahe.

Die Stromwirtschaft unterliegt – im Gegensatz zum größten Teil des Wärmesektors (das heißt bis auf Heiz- und Heizkraftwerke ab 20 Megawatt) und zum Verkehrssektor¹¹² – seit 2005 dem europäischen CO₂-Zertifikatehandel (EU Emission Trading System, EU-ETS). Das EU-2020-Ziel einer Reduktion um 20 Prozent der Treibhausgase im ETS gegenüber 2005 wurde bereits vorzeitig erreicht. Das ETS weist gegenwärtig einen Überschuss an Zertifikaten auf, wodurch der Preis für die Zertifikate in den

¹¹¹ Die Bestimmung von Umweltexternalitäten und Infrastrukturkosten des Verkehrs ist empirisch schwierig und Gegenstand verschiedener Analysen; der Diskurs kann und soll an dieser Stelle nur erwähnt werden.

¹¹² Eine Ausnahme bildet künftig der Flugverkehr.

letzten Jahren deutlich gefallen ist. Dadurch entfaltet der Preis keine sonderliche Lenkungswirkung, um Anreize für Investitionen in emissionsarme Technologien zu setzen. Um die Lenkungswirkung zu stärken, werden gegenwärtig Optionen für eine Reform des EU-ETS diskutiert. Eine dieser Reformen ist das Marktstabilitätsprogramm, das ab 2019 starten und die Zertifikatsüberschüsse sukzessive reduzieren soll. Unwahrscheinlich ist es, dass die Lenkungswirkung des ETS für die Erreichung der nationalen CO₂-Ziele ausreichend sein wird.

Aus diesem Grund werden neben dem ETS auch nationale flankierende Maßnahmen zur Stärkung des Klimaschutzsignals verschiedentlich diskutiert.¹¹³ So kann beispielsweise auch im Stromsektor eine klimaorientierte Energiebesteuerung oder ein CO₂-Mindestpreis eingeführt werden.¹¹⁴ Allerdings müssen die Rückwirkungen auf den Emissionshandel – beispielsweise durch die Reduktion der nationalen Nachfrage nach Zertifikaten und dadurch weitere Senkung des europäischen CO₂-Preises – und die Risiken eines *Carbon Leakage* berücksichtigt werden, wenn eine Inputstrombesteuerung nur auf nationaler Ebene eingeführt wird.

Im Gegensatz zum Stromverbrauch ist die Stromerzeugung heute – mit Ausnahme der Eigenerzeugung – von Energiesteuern befreit. Theoretisch optimal wäre die Einführung einer CO₂-orientierten Primärenergiebesteuerung als Ersatz für die aktuelle Stromsteuer. In der Praxis ist dies aus verschiedenen Gründen schwierig. Der Vorteil einer Klimasteuer gegenüber der bestehenden Stromsteuer wäre, dass diese deutlich gezielter für Klimazwecke eingesetzt werden könnte, zumal die Stromsteuer im Hinblick auf das Ziel der Erhöhung der Energieeffizienz bislang keine signifikante Wirkung zeigt. Durch die

Reduktion oder Abschaffung der Stromsteuer würde der Letztverbraucher entlastet. Die deutsche Stromsteuer kann aber zunächst nicht abgeschafft werden, denn die EU-Energiesteuerrichtlinie sieht für die Stromsteuer ein EU-Mindestmaß vor.¹¹⁵ Ob eine vollständige Abschaffung der Stromsteuer bei gleichzeitiger Einführung einer Klimasteuer mit der Energiesteuerrichtlinie der EU vereinbar wäre, bedürfte näherer Prüfung.¹¹⁶ Eine Klimasteuer würde den Anreiz intensivieren, die konventionelle Stromerzeugung effizienter und umweltschonender zu gestalten, und gleichzeitig die Attraktivität der Erneuerbaren Energien erhöhen. Dies würde die Kosten für die Förderung neuer Erneuerbare-Energien-Anlagen als auch die bestehenden EEG-Kosten senken. Letzteres wird durch die Erhöhung des Großhandelspreises erreicht, die mit einer Inputbesteuerung voraussichtlich einherginge. Grundsätzlich ist jedoch zu konstatieren, dass eine Klimasteuer im Stromsektor die deutschen Erzeuger im europäischen Großhandelsmarkt benachteiligt, wenn der importierte Strom nicht von einer Klimasteuer betroffen ist.

Insgesamt erscheint es deshalb Erfolg versprechender, wenn die bestehenden Energiesteuern weiterentwickelt und die ökologisch orientierten Steuersätze neu justiert werden mit Blick auf die mit den besteuerten Energieträgern verbundenen CO₂-Emissionen. Dies würde erfordern, dass die Ökosteuerteile in den Energiesteuern auf Mineralölprodukte und Erdgas im Verkehrs- und im Wärmesektor auf ein Niveau angehoben werden, das dem der Belastung von Strom entspricht. Dieser Ansatzpunkt sollte in einem weiteren Schritt konkretisiert werden.

113 vgl. Agora Energiewende (2015a)

114 Eine zusätzliche Steuer im Stromsektor wurde beispielsweise in England eingeführt. Dabei wurde angenommen, dass der Preis für eine Tonne CO₂ im ETS die Kosten der Externalität nicht vollständig abbildet.

115 vgl. Art. 10 in Verbindung mit Anhang 1 Tabelle C der Energiesteuerrichtlinie 2003/96/EG

116 Grundsätzlich scheint Art. 14 Abs. 1 lit. a) der Energiesteuerrichtlinie 2003/96/EG eine Outputbesteuerung der erzeugten Kilowattstunden vorzuschreiben, die durch eine Inputbesteuerung der verstromten Energieerzeugnisse nicht ersetzt werden kann.

Wesentliche Aspekte der Weiterentwicklung der Energiesteuern nach klimaökonomischen Kriterien

Tabelle 7

	Besteuerung der Energieträger gemäß ihrem CO₂-Gehalt
volkswirtschaftliche Wirkung	<ul style="list-style-type: none"> • Ausrichtung der bestehenden Energie- und Stromsteuern am CO₂-Gehalt der Energieträger in den Sektoren Wärme, Verkehr • In der Stromerzeugung wäre eine Inputbesteuerung sinnvoller als die Stromsteuer; zu beachten sind Rückwirkungen mit vorhandenen Instrumenten wie dem europäischen Emissionshandel. Es besteht die Gefahr von <i>Carbon Leakage</i> bei nationaler Umsetzung. • Aus pragmatischen Gründen ist deshalb eine Annäherung des Ökosteueraufschlags auf Strom und des Ökosteueraufschlags auf fossile Energieträger anzustreben.
Verteilungswirkung	<ul style="list-style-type: none"> • Leistungsfähigkeit bzw. Wettbewerbsfähigkeit der Industrie müssen mit dem politischen Ziel des Klimaschutzes abgewogen werden. • Analog gilt dies für die Belastung der privaten Verbraucher.
Good Governance	<ul style="list-style-type: none"> • Die optimale Höhe der Steuer in den einzelnen Sektoren ist abhängig von der Klimaschädlichkeit und der Lenkungswirkung. Deren Bestimmung ist allerdings schwierig. Deshalb ist die Orientierung am CO₂-Gehalt sinnvoll.

Eigene Darstellung

V. Ausblick

In diesem Bericht erfolgte eine Analyse der Herausforderungen der heutigen Preismodelle, insbesondere für Netzentgelte, Umlagen, Steuern und Abgaben. Bewertet wurden die heutigen Systeme im Hinblick auf ihre Finanzierungsfunktion, volkswirtschaftliche Effizienz, Verteilungsgerechtigkeit und *Good Governance*. Die Herausforderungen und grundsätzliche Lösungsansätze wurden beschrieben und ihre wesentlichen Vor- und Nachteile in Bezug auf die Haupt- und Nebenziele diskutiert. Eine umfassende und vertiefende Bewertung erfolgte im vorliegenden Bericht jedoch nicht.

Die erste Bewertung der Lösungsansätze zeigt wenig überraschend, dass es keine einfachen Lösungen gibt. Die größte Herausforderung besteht darin, Reformvorschläge zu formulieren, die einzelne Lösungsansätze so kombinieren, dass die gewünschten Ziele insgesamt bestmöglich erreicht werden.

Einen Überblick über die anstehenden Herausforderungen, die erwünschten Zielwirkungen und die möglichen Instrumente im betrachteten Lösungsraum gibt Abbildung 42.

Bereits in diesem Stadium lassen sich einige Lösungsansätze als weniger vorteilhaft erkennen, weil es entweder eine eindeutig bessere Alternative gibt oder deren Umsetzung aus rechtlicher oder ökonomischer Perspektive nur wenig Erfolg versprechend ist. Welche Reformvorschläge und vor allem welche Kombinationen und konkreten Ausgestaltungen der Lösungsansätze tatsächlich zu wirksamen Preissignalen führen, wird in einer vertiefenden Studie analysiert.

Überblick über die Herausforderungen, gewünschten Zielwirkungen und möglichen Instrumente Abbildung 42

Herausforderung	Gewünschte Zielwirkung	Mögliche Instrumente		
Verzerrung des Preissignals und der Einsatzentscheidungen innerhalb des Stromsektors	Preisesignale ermöglichen eine effizientere Koordination von Angebot und Nachfrage	dynamische EEG-Umlage 	EEG-Pauschale 	Dynamisierung der Preisbestandteile nach Netzengpass 
Verzerrung der Preissignale an den Sektorgrenzen und einseitige Belastung des Stroms mit Energiewendekosten	Wettbewerb der Energieträger zwischen allen Sektoren und Senkung der Stromkosten durch gerechte Verteilung der Energiewendekosten	Verteilung der EEG-Kosten über die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr 	Verlagerung der Förderkosten auf eine andere Abrechnungs- bzw. Finanzierungsbasis - Energiewendeuumlage - Steuer - Fonds 	
Ineffizienzen durch fehlende Koordination von Netz und neuen Erzeugern	Ausbau von Erzeugung und Netz erfolgt abgestimmt	Baukostenzuschuss (BKZ) 	Einspeiseentgelte (G-Komponente) 	
fehlende Kostenorientierung der Netzentgelte	Strombezug richtet sich an den verursachten Netzkosten aus	Tarife orientieren sich an den Kostentreibern im Netz 	individueller Kostenbeitrag an der Jahreshöchstlast (reformierte Gleichzeitigkeitsfunktion) 	
Potenzial der zeitlichen Verschiebung der Nachfrage wird nicht genutzt	Stromnachfrage orientiert sich an der aktuellen Netzauslastung	zeitvariable Netzentgelte 	Vergütung für netzdienliches Verbraucherverhalten 	
Ineffizienzen durch regional differenzierte Netzentgelte	Netzkosten werden überregional gerecht verteilt	bidirektionale Kostenwälzung zwischen Netzbetreibern 	bundeseinheitliche Netzentgelte im Übertragungsnetz 	bundeseinheitliche Netzentgelte in Deutschland 
verzerrte klimaökonomische Effizienz bzw. Effektivität der klimaschutzbezogenen Preisaufschläge	Energiepreise geben Signale für Energieeffizienz und Klimaschutz	Belastung von Energieträgern gemäß ihrer klimaschädigenden Wirkung 		
Erosion der Finanzierungsbasis durch Ausweichreaktionen wie Eigenversorgung	Beseitigung von falschen Anreizen	kostenorientierte Netztarife und mögliche Eliminierung von Sondertatbeständen bei Umlagen 		
überbordende Komplexität als generelles Problem	reformiertes System genügt der <i>Good Governance</i>	Auswahl, Kombination und Ausgestaltung der Instrumente genügen der <i>Good Governance</i> 		

Eigene Darstellung

Anhang

Vergleich der Strom- und Energiesteuersätze auf Energieträger in den Sektoren Strom, Wärme Verkehr wie im Gesetz angegeben und bezogen auf deren Masse, Volumen, Energiegehalt und CO₂-Ausstoß

Abbildung 43

Sektor	Energieträger	Quelle im EnergiestG	Strom- bzw. Energiesteuer (Regelsatz) laut Gesetz	Einheit	Energiesteuer (Regelsatz) (gravimetrisch)	Einheit	Energiesteuer (Regelsatz) (volumetrisch)	Einheit	Strom- bzw. Energiesteuer (Regelsatz) (energetisch, H ₂)	Einheit	Strom- bzw. Energiesteuer (Regelsatz) (ökologisch)	Einheit
Wärme	Stromverbrauch	§ 3 StromStG	20,5	€/MWh					2,05	ct/kWh	38,32	€/t CO ₂
	Heizöl	§ 2 Abs. 3 Satz 1 Nr. 1	61,35	€/1.000 l	7,30	ct/kg	6,14	ct/l	0,61	ct/kWh	23,04	€/t CO ₂
	Heizöl schwer	§ 2 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2	25	€/1.000 kg	2,50	ct/kg	2,45	ct/l	0,23	ct/kWh	7,82	€/t CO ₂
	Flüssiggas	§ 2 Abs. 3 Satz 1 Nr. 5	60,6	€/1.000 kg	6,06	ct/kg	3,27	ct/l	0,47	ct/kWh	20,14	€/t CO ₂
	Erdgas	§ 2 Abs. 3 Satz 1 Nr. 4	5,5	€/MWh (H ₂)	8,25	ct/kg	0,01	ct/l	0,61	ct/kWh	30,27	€/t CO ₂
	Steinkohle	§ 2 Abs. 1 Satz 1 Nr. 9	0,33	€/GJ	0,90	ct/kg	1,19	ct/l	0,12	ct/kWh	3,53	€/t CO ₂
	Braunkohle	§ 2 Abs. 1 Satz 1 Nr. 9	0,33	€/GJ	0,30	ct/kg	0,34	ct/l	0,12	ct/kWh	3,10	€/t CO ₂
	Petrolkoks	§ 2 Abs. 1 Satz 1 Nr. 10	0,33	€/GJ	1,03	ct/kg	0,83	ct/l	0,12	ct/kWh	3,38	€/t CO ₂
	Biogas	§ 2 Abs. 3 Satz 1 Nr. 4	5,5	€/MWh (H ₂)	5,29	ct/kg	0,00	ct/l	0,61	ct/kWh	18,69	€/t CO ₂
Verkehr	Stromverbrauch	§ 3 StromStG	20,5	€/MWh					2,05	ct/kWh	38,32	€/t CO ₂
	Ottokraftstoff (Benzin)	§ 2 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1	654,5	€/1.000 l	88,45	ct/kg	65,45	ct/l	7,31	ct/kWh	277,86	€/t CO ₂
	Dieselmotorkraftstoff	§ 2 Abs. 1 Satz 1 Nr. 9	470,4	€/1.000 l	56,00	ct/kg	47,04	ct/l	4,73	ct/kWh	177,37	€/t CO ₂
	Anderer Mineralölprodukte	§ 2 Abs. 1 Satz 1 Nr. 6	485,7	€/1.000 l	49,56	ct/kg	48,57	ct/l	4,50	ct/kWh	151,92	€/t CO ₂
	Flugturbinenkraftstoff (Kerosin)	§ 27 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1	0	€/1.000 l	0,00	ct/kg	0,00	ct/l	0,00	ct/kWh	0,00	€/t CO ₂
	Flüssiggas	§ 2 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2	180,32	€/1.000 kg	18,03	ct/kg	9,74	ct/l	1,41	ct/kWh	59,93	€/t CO ₂
	Erdgas	§ 2 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1	13,9	€/MWh (H ₂)	20,84	ct/kg	0,02	ct/l	1,54	ct/kWh	76,49	€/t CO ₂
	Biodiesel	§ 50 Abs. 3 Satz 3 Nr. 1 i. V. m. § 2 Abs. 1 Nr. 4 EnergiestG und § 37a BImSchG	450,3	€/1.000 l	51,17	ct/kg	45,03	ct/l	4,32	ct/kWh	169,48	€/t CO ₂
	Biogas	§ 2 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1	13,9	€/MWh (H ₂)	13,37	ct/kg	0,01	ct/l	1,54	ct/kWh	47,23	€/t CO ₂

Eigene Darstellung auf Basis des Stromsteuer- und Energiesteuergesetzes jeweils in der aktuell geltenden Fassung. Umrechnungen auf Basis von Umweltbundesamt (2016); für die Emissionsfaktoren: Umweltbundesamt (2017); ohne Gewähr

Literaturverzeichnis

50Hertz. (2016). *Energiewende Outlook 2035*.

AG Energiebilanzen e. V. (2013). *Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2011 und 2012 mit Zeitreihen von 2008 bis 2012*.

Agora Energiewende. (2014). *Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage*.

Agora Energiewende. (2015a). *Die Rolle des Emissionshandels in der Energiewende. Perspektiven und Grenzen der aktuellen Reformvorschläge*.

Agora Energiewende. (2015b). *Was wäre, wenn ... ein flächendeckender Rollout von Solar-Speicher-Systemen stattfände?*

Agora Energiewende. (2016). *The Power Market Pentagon: A Pragmatic Power Market Design for Europe's Energy Transition*.

BDEW. (2013). *Energieinfo. Stromverbrauch im Haushalt*. Abgerufen am 25.04.2016 von [www.bdew.de/internet.nsf/id/6FE5E-98B43647E00C1257C0F003314E5/\\$file/708-2_Beiblatt_zu%20BDEW-Charts%20Stromverbrauch%20im%20Haushalt_2013-10-23.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/6FE5E-98B43647E00C1257C0F003314E5/$file/708-2_Beiblatt_zu%20BDEW-Charts%20Stromverbrauch%20im%20Haushalt_2013-10-23.pdf)

BDEW. (2015). *Positionspapier Netzentgeltsystematik Strom*.

BDEW. (2016a). *BDEW-Strompreisanalyse Mai 2016*. Abgerufen am 28.11.2016 von [www.bdew.de/internet.nsf/res/886756C1635C-3399C1257FC500326489/\\$file/160524_BDEW_Strompreisanalyse_Mai2016.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/res/886756C1635C-3399C1257FC500326489/$file/160524_BDEW_Strompreisanalyse_Mai2016.pdf)

BDEW. (2016b). *BDEW-Strompreisanalyse November 2016*. Abgerufen von [www.bdew.de/internet.nsf/res/17C4483BB515C7F-4C125807A0035E077/\\$file/161124_BDEW_Strompreisanalyse_November2016.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/res/17C4483BB515C7F-4C125807A0035E077/$file/161124_BDEW_Strompreisanalyse_November2016.pdf)

BDEW. (2016c). *Netzentgeltmodernisierungsgesetz NEMoG*. Stellungnahmen zum Referentenentwurf des BMWi vom 04.11.2016.

BDEW und VKU. (2013). *Leitfaden. Kundenrechnung Strom unter Berücksichtigung der EnWG Novelle 2011*. Abgerufen am 17.05.2016 von [www.bdew.de/internet.nsf/id/A3D987B60FE9ECE-EC1257B200051A507/\\$file/2013-12-18_Leitfaden_Kundenrechnung_Strom_final.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A3D987B60FE9ECE-EC1257B200051A507/$file/2013-12-18_Leitfaden_Kundenrechnung_Strom_final.pdf)

BDI. (2015). *Die Verbrennungstechnologien im Vergleich*. Abgerufen von bdi.eu/artikel/news/die-verbrennungstechnologien-im-vergleich/

BEE. (2016). *Kostenvorteile Erneuerbarer Energien an die Stromkunden weitergeben*. BEE-Vorschläge zur Senkung der EEG-Umlage.

BET und EON. (2016). *Denkimpulse zur Zielmodelldiskussion der Netzentgeltsystematik Strom in Deutschland*. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 66(3), S. 8–12.

BMUB. (2014). *Aktionsprogramm Klimaschutz 2020*.

BMWi. (2010). *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung (Energiekonzept 2010)*.

BMWi. (2014). *Ein Strommarkt für die Energiewende*. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch).

BMWi. (2015). *Ein Strommarkt für die Energiewende*. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch).

BMWi. (2016a). *Energiedaten: Gesamtausgabe*. Abgerufen von bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/energie-daten-gesamt,property=blob,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.xls

BMWi. (2016b). *EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2017*. Stand: 14.10.2016

BMWi. (2016c). *Entwurf der Kapazitätsreserveverordnung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 1. November 2016*. Abgerufen von www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/J-L/kapazitaetsreserve-referentenentwurf.pdf?__blob=publicationFile&v=4

BMWi. (2016d). *Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung*. Antragsverfahren 2015 auf Begrenzung der EEG-Umlage 2016. Abgerufen von www.bafa.de/bafa/de/energie/besondere_ausgleichsregelung_eeg/publikationen/bmwi/eeg_hintergrundpapier.pdf

BMWi. (2016e). *Impulspapier Strom 2030*. Abgerufen von www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/strom-2030,property=pdf,bereich=bmwi2012,-sprache=de,rwb=true.pdf

BMWi. (2016f). *Referentenentwurf des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie [III C 2]*. Entwurf eines Gesetzes zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur.

BNE. (2014). *Positionspapier Abrechnungsentgelt*. Einsparvolumina von über einer halben Milliarde Euro jährlich! Abgerufen von www.bne-online.de/de/system/files/files/attachment/20140326%20Positionspapier%20Abrechnungsentgelt_0.pdf

BNetzA. (2015a). *Bericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen*. Erstes und Zweites Quartal.

BNetzA. (2015b). *Bericht zur Netzentgeltsystematik Elektrizität*. Stand: Juni 2015.

BNetzA. (2015c). *Leitfaden zur Eigenversorgung*. Konsultationsfassung.

BNetzA. (2015d). *Monitoringbericht 2015*. Abgerufen am 28.11.2016 von www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf;jsessionid=289F52F52A2D-D1085CDBAE2C5463ED79?__blob=publicationFile&v=4

BNetzA. (2016a). *Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2016/2017 sowie das Jahr 2018/2019*.

BNetzA. (2016b). *Leitfaden zur Eigenversorgung*.

BNetzA. (2016c). *Monitoringbericht 2016*. Abgerufen von www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2

BNetzA. (2016d). *Netzengpassmaßnahmen heute und in der Zukunft*. Präsentation vom 20.05.2016.

Bontrup, Heinz.-J. ; Marquardt, Ralf-M. (2014). *Verteilungskonflikte infolge der Energiewende: Branchenbetroffenheit*. Abgerufen von www.w-hs.de/fileadmin/public/dokumente/erkunden/fachbereiche/FB7-Wirtschaftsrecht/Personen/Prof_Lehrkraefte/Prof._Dr._Bontrup/Endfassung_Branchenbelastung.pdf

BSW und BDEW. (2013). *Prozessleitfaden für den Netzbetreiber zur Nachrüstung von Photovoltaikanlagen gemäß der Systemstabilitätsverordnung (SysStabV)*.

Büdenbender, Ulrich. (2011). *Die Rechtsstellung der Individuen in der Elektrizitätswirtschaft nach der Energiewende 2011*. In: DÖV 2016, S. 712–724

- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. (2016). *Merkblatt für stromkostenintensive Unternehmen 2016*.
- Bundesfinanzministerium. (2016a). *Die Steuereinnahmen des Bundes und der Länder im Haushaltsjahr 2015*. Abgerufen von www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Monatsberichte/2016/01/Inhalte/Kapitel-3-Analysen/3-2-steuereinnahmen-haushaltsjahr-2015.html
- Bundesfinanzministerium. (2016b). *Steuereinnahmen Kalenderjahr 2015*
- Bundesregierung. (2015). *Bericht zur Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten* (BT-Drucksache 18/6096).
- Bundesregierung. (2016). *Klimaschutzplan 2050*. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Abgerufen von www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimaschutzplan-2050/
- BVerfG. (2005). *Beschl. v. 13. 9. 2005, Az. 2 BvF 2/03, Rn. 168*.
- Check24. (2016). *CHECK24 Analyse: Hartz-IV-Regel-satz zu gering für Stromkosten*. Abgerufen am 25.04.2016 von www.check24.de/strom/news/analyse-hartz-iv-regelsatz-stromkosten-60073/
- Connect Energy Economics GmbH. (2014). *Leitstudie Strommarkt. Arbeitspaket Optimierung des Strom-marktdesigns*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Abgerufen am 18.02.2016 von www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/leitstudie-strommarkt,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf
- Connect Energy Economics GmbH (2015): *Aktionsplan Lastmanagement*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Abgerufen von www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/83/Aktionsplan+Lastmanagement
- Der Paritätische Gesamtverband. (2015). *Pressemitteilung Stromkosten und Hartz IV: Paritätischer wirft Bundesregierung Verzögerungstaktik vor*. Abgerufen am 25.04.2016 von www.der-paritaetische.de/nc/pressebereich/artikel/news/stromkosten-und-hartz-iv-paritaetischer-wirft-bundesregierung-verzoegerungstaktik-vor/
- Deutscher Bundestag. (2015). *25. Subventionsbericht der Bundesregierung*
- Deutscher Bundestag. (2016). *Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz)*. BT-Drs. 18/7317.
- Deutscher Städte- und Gemeindebund. (2010). *Konzessionsverträge und Konzessionsabgaben*. Abgerufen von www.dstgb.de/dstgb/Homepage/Publikationen/Dokumentationen/Nr.%2082%20-%20Konzessionsvertr%C3%A4ge%20und%20Konzessionsabgaben/
- Deutsches Pellets Institut. (2016). *Preisbestandteile Pellets*. Abgerufen von www.depi.de/de/energietraeger_pellets/energie_mit_zukunft/oekonomische_vorteile/
- E-Bridge. (2015). *Ausgestaltung und Bewertung eines Baukostenzuschusses für Einspeisungen in Verteilnetzen*. Studie im Auftrag der enviaM.
- E-Bridge. (2016). *Weiterentwicklung der Netzentgelte*. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (ET).
- E-Bridge. (2016/17). *Neuer konzeptioneller Ansatz zur EEG-Umlage: Die EEG-Pauschale*. (unveröffentlicht)

E-Bridge u. a. (2016). *Mehr Flexibilität in der Ausgestaltung der Strom-Netzentgelte – Instrumente eines zukunftsgerichteten Netzentgeltsystems*. In: *Energie-wirtschaftliche Tagesfragen*, 66(3), S. 13–16.

E-Bridge, IAEW und Offis. (2014). *Moderne Verteilernetze für Deutschland. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie*.

Abgerufen am 11.28.2016 von www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie,property=pdf,be-reich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf

Ecofys. (2014). *Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.

Ecofys. (2016). *Flex-Efficiency*. Ein Konzept zur Integration von Effizienz und Flexibilität bei industriellen Verbrauchern. Studie im Auftrag von Agora Energie-wende

www.agora-energiewende.de/pl/themen/-ago-them-/Produkt/produkt/286/Flex-Efficiency/

Ehlers, D.; Fehling, M.; Pünder, H. (2013). *Besonderes Verwaltungsrecht*. 3. Aufl.

energieheld.de. (2016). *Investitionskosten, Brennstoffkosten und BAFA/KfW Zuschüsse*.

Abgerufen am 28.11.2016 von www.energieheld.de/heizung/

Energy Brainpool. (2014). *Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.

Energy Brainpool. (2016). *Kurzanalyse zur Stromerzeugung bei netzbedingter Abregelung erneuerbarer Energien im Auftrag von Greenpeace e. V.*

Abgerufen von www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Studie_2016-05-30_Energy_Brainpool_Kurzanalyse_Stromerzeugung_bei_EE-Abregelung_Greenpeace.pdf

Fraunhofer IWES. (2013). *Kostenoptimaler Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.

Fraunhofer IWES. (2014). *Geschäftsmodell Energiewende*. Eine Antwort auf das „Die-Kosten-der-Energiewende“-Argument. Abgerufen von www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/forschungsthemen/energie/Studie_Energiewende_Fraunhofer-IWES_20140-01-21.pdf

Fraunhofer IWES. (2015). *Wie hoch ist der Stromverbrauch in der Energiewende?* Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Abgerufen am 23.04.2016 von www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2015/Stromverbrauch_in_der_Energiewende/Agora_IWES_Szenarienvergleich_WEB.pdf

Fraunhofer IWES/IBP (2017). *Wärmewende 2030*. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Abgerufen von www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Sektoruebergreifende_EW/Waermewende-2030_WEB.pdf

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

Gawel, E. (2013). *Die EEG-Umlage: Preisregelung oder Sonderabgabe?* Deutsches Verwaltungsblatt, S. 409–417.

Generalzolldirektion. (2016). *Stromsteuer*. Abgerufen von www.zoll.de/DE/Unternehmen/Herstellung-Vertrieb-in-Deutschland/Steuern/Strom/Allgemeines/allgemeines_node.html

- GWS. (2015). *Politische Optionen zur Verminderung von Verteilungswirkungen der EEG-Umlage*. GWS Discussion Paper.
- Haucap, J.; Pagel, B. (2014). *Ordnungspolitische Perspektiven: Ausbau der Stromnetze im Rahmen der Energiewende: Effizienter Netzausbau und effiziente Struktur der Netznutzungsentgelte*.
- Heizungsfinder.de. (2016). *Jahresarbeitszahl Wärmepumpen*. Abgerufen am 28.11.2016 von www.heizungsfinder.de/waermepumpe/umsetzung/waermepumpe-vergleich
- IASS. (2015). *Der EEG-Fonds als ergänzendes Finanzierungsmodell für erneuerbare Energien*.
- Ifeu/LBD. (2014). *Energieeffizienz als Geschäftsmodell. Ein marktorientiertes Integrationsmodell für Artikel 7 der europäischen Energieeffizienzrichtlinie*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Abgerufen von www.agora-energiewende.de/fr/themen/-agorathem-/Produkt/produkt/34/Energieeffizienz+als+Gesch%C3%A4ftsmodell
- Immesberger, H. (2013). *Das neue Recht der Konzessionsabgaben*, Handbuch und Kommentar. 1.
- Infracomp. (2014). *Stichwort: Gleichzeitkeitsfunktion*. 6. Göttinger Tagung zu aktuellen Fragen zur Entwicklung der Energieversorgungsnetze.
- Infracomp. (2015). *Transparenzdefizite der Netzregulierung*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Abgerufen am 28.11.2016 von www.stiftung-mercator.de/media/downloads/3_Publikationen/Agora_Transparenzdefizite_der_Netzregulierung.pdf
- Institut für ökologische Wirtschaftsforschung. (2016). *Möglichkeiten zur Umgestaltung der EEG-Umlagebasis*. Berlin: Kurzstudie im Auftrag des Bundesverbands Neue Energiewirtschaft (BNE).
- Institut für Öl- und Wärmetechnik. (2016). *Preisbestandteile Heizöl*. Abgerufen am 28.11.2016 von www.zukunftsheizen.de/heizoel/zusammensetzung-heizoelpreis.html
- IW und EWI. (2014). *Eigenerzeugung und Selbstverbrauch von Strom. Stand, Potenziale und Trends*. Studie im Auftrag des BDEW.
- Kahl, Wolfgang ; Bews, James. (2015). *Ökostromförderung und Verfassung*.
- Kube, H. ; Palm, U. ; Seiler, C. (2003). *Finanzierungsverantwortung für Gemeinwohlbelange*. In NJW 2003, S. 927–932
- LBD Beratungsgesellschaft mbH. (2015). *Die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung in der Energiewende*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.
- Manssen, G. (April 2012). *Die Verfassungsmäßigkeit von EEG-Umlage und besonderer Ausgleichsregelung im Erneuerbare Energien Gesetz*. Gewerbearchiv, Beilage Wirtschaft und Verwaltung, S. 170–187.
- Mineralölwirtschaftsverband e. V. (2016). *Preisstatistiken Kraftstoffe*. Abgerufen am 25.11.2016 von www.mwv.de/statistiken/preiszusammensetzung
- MVV. (2016). *Smart Grid-Innovationen und Geschäftsmodelle – Wünsche der Kunden*. Vortrag von Holger Krawinkel, 13.04.2016.
- NetConnect Germany. (2017). *Veröffentlichung der SLP Bilanzierungsumlage*. Abgerufen von www.net-connect-germany.de/de-de/Ver%C3%B6ffentlichungen/Preise/SLP-Bilanzierungsumlage
- Netztransparenz.de. (2016). *Anlage 1 Ermittlung der KWKG-Umlage in 2017 auf Netzentgelte für Strommengen der Endverbrauchskategorien A', B' und C'*. Abgerufen am 25.10.2016 von www.netztransparenz.de/de/file/Anlage_1_Ermittlung_der_KWKG-Umlage_2017_alte_BesAR_V2.pdf

Öko-Institut. (2014a). *Aktueller Stand der KWK-Erzeugung* (September 2014). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

Öko-Institut. (2014b). *Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0 (Kurzfassung)*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.

Öko-Institut. (2015). *Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.

Öko-Institut. (2016). *Verteilungswirkungen von Instrumenten zur Steigerung der Energieeffizienz und zur Senkung des Energieverbrauchs in den privaten Haushalten*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit.

Öko-Institut, FU Berlin und IREES für Umweltbundesamt. (2016). *Konzept zur absoluten Verminderung des Energiebedarfs: Potenziale, Rahmenbedingungen und Instrumente zur Erreichung der Energieverbrauchsziele des Energiekonzepts*.

Abgerufen am 25.04.2016 von www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_17_2016_konzept_zur_absoluten_verminderung_des_energiebedarfs.pdf

Prognos AG. (2013). *Impulsvortrag Eigenverbrauch* von Jens Hobohm, 18. September 2013.

Prognos AG (2016a): *Eigenversorgung aus Solaranlagen*. Das Potenzial für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel. Analyse im Auftrag von Agora Energiewende.

Prognos AG. (2016b). *Letztverbrauch 2021*. Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage.

Abgerufen von www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202017/20161006_Abschlussbericht_LV_Prognos.pdf

Prognos AG und IAEW. (2014). *Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, ECF und RAP.

r2b. (2016). *Strommarktdesign der Zukunft*. Studie im Auftrag des BMUB.

RAP. (2014). *Netzentgelte in Deutschland: Herausforderungen und Handlungsoptionen*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Abgerufen von www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Analysen/Netzentgelte_in_Deutschland/Agora_Netzentgelte_web.pdf

RAP, Agora Energiewende (2016). *Kurzanalyse: Entwicklung der Strom- Netzentgelte 2017: Die regionalen Unterschiede nehmen zu*. Abgerufen von www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Netzentgelte_2017/Agora_Netzentgelte_2017_16112016.pdf

Raue LLP. (2013). *Reform des Konzessionsabgabenrechts*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Abgerufen am 18.05.2016 von www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2012/Konzessionsabgabe/Agora_Gutachten_Konzession_12092012_final_web.pdf

Rheker, Marleen. (2016). *Die rechtliche Einordnung der EEG-Umlage als Sonderabgabe oder als Preisregelung*.

Sachs, M. (2011). *Grundgesetz*. 6. Aufl.

Schweizer, S. ; Mattis, M. (2016). *Die neuen gesetzlichen Instrumente für Versorgungssicherheit im deutschen Stromnetz*. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 2016 (Mai).

Säcker, F. J. (2014). *Berliner Kommentar zum Energierecht*. 3. Aufl.

Stadtwerke Emmendingen. (2016). *Vergleichbarkeit der Kraftstoffe Erdgas, Super und Diesel*.

Abgerufen von

http://swe-emmendingen.de/wp-content/uploads/2012/09/erdgas_tankstelle_umrechnung.pdf

Statistisches Bundesamt. (2016a). *Fachserie 14 Reihe 4. Finanzen und Steuern. Steuerhaushalt*.

Statistisches Bundesamt. (2016b). *Fachserie 14 Reihe 8.1. Finanzen und Steuern. Umsatzsteuerstatistik (Vorankündigungen)*.

Statistisches Bundesamt. (2016c). *Fachserie 14 Reihe 9.3. Finanzen und Steuern. Energiesteuerstatistik 2015*.

Statistisches Bundesamt. (2016d). *Preise, Verbraucherpreisindizes für Deutschland, Lange Reichen ab 1948*. Abgerufen am 28.11.2016 von www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Verbraucherpreise/HarmonisierteVerbraucherpreisindizes.html Stockhausen, Christian von. (2007). *Gesetzliche Preisintervention zur Finanzierung öffentlicher Aufgaben*.

Temperton, I. (2016). *Reducing the cost of financing renewables in Europe*. Study on behalf of Agora Energiewende.

TU Dresden. (2014). *Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland*. Im Auftrag der Sächsischen Staatskanzlei.

TU Dresden. (2015). *Kurzgutachten zur regionalen Ungleichverteilung der Netznutzungsentgelte*. Bestandsaufnahme und pragmatische Lösungsvorschläge. Im Auftrag der 50Hertz Transmission GmbH.

Übertragungsnetzbetreiber. (2015a). *Ermittlung der Offshore-Haftungsumlage (§17f EnWG) in 2016*.

Übertragungsnetzbetreiber. (2015b). *Jahresabrechnung 2014 zu § 19 Abs. 2 StromNEV*.

Übertragungsnetzbetreiber. (2015c). *Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015*. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

Abgerufen am 28.11.2016 von

www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2025_1_Entwurf_Teil1_0.pdf

Übertragungsnetzbetreiber. (2015d). *Offshore-Netzentwicklungsplan 2025, Version 2015*. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

Übertragungsnetzbetreiber. (2015e). *Prognose der EEG-Umlage 2016 nach AusglMechV*.

Abgerufen am 20.04.2016 von

www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/20151015_Veroeffentlichung-EEG-Umlage-2016.pdf

Übertragungsnetzbetreiber. (2016a). *Kostenblätter zur Berechnung der Umlagen (EEG, KWKG, AbLaV, Offshore-Haftungsumlage, StromNEV § 19)*.

Abgerufen von

www.netztransparenz.de/de/index.htm

Übertragungsnetzbetreiber. (2016b). *KWK-Aufschläge 2017*

Übertragungsnetzbetreiber. (2016c). *Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030*.

Umweltbundesamt. (2014). *Best-Practice-Kostensätze für Luftschadstoffe, Verkehr, Strom- und Wärmeerzeugung*. Anhang B der Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung der Umweltkosten.

Abgerufen am 04.05.2016 von

www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/uba_methodenkonvention_2.0_-_anhang_b_0.pdf

Umweltbundesamt. (2015). *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2014*.

Umweltbundesamt. (2016). *Strom- und Wärmeversorgung in Zahlen*. Energiebedingte Emissionen und Strommix. Abgerufen von

www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/strom-waermeversorgung-in-zahlen?sprungmarke=Strommix

Umweltbundesamt. (2017). *Kohlendioxid-Emissionsfaktoren für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990–2015*.

Abgerufen von

[www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/CO₂_ef_nir_2017_komplett.xlsx](http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/CO2_ef_nir_2017_komplett.xlsx)

Vöpel, H. (2014). *Wer zahlt? – Finanzierung und externe Kosten von Mobilität*. Abgerufen von www.hwwi.org/fileadmin/hwwi/Publikationen/hwwi-insights/ausgabe_6/pdfs/Insights2014-Wer-zahlt.pdf

Wirtschaftslexikon24.com. *Wirtschaftslexikon24.com, Stichwort Gemeinlastprinzip*.

Abgerufen am 28.11.2016 von

www.wirtschaftslexikon24.com/d/gemeinlastprinzip/gemeinlastprinzip.htm

Zukunft Erdgas e. V. (2016). *Jahresbericht 2015*.

im Anhang:

Quellen: Eigene Darstellung auf Basis des Stromsteuer- und Energiesteuergesetzes jeweils in der aktuell geltenden Fassung. Umrechnungen auf Basis von Umweltbundesamt (2016); für die Emissionsfaktoren: Umweltbundesamt (2017)

Dichte Kerosin: www.exxonmobilaviation.com/AviationGlobal/Files/WorldJetFuelSpec2008.pdf

Dichte Flüssiggas: de.wikipedia.org/wiki/Autogas

Dichte Erdgas: 0,700 – 0,840 kg/m³ (Erdgas H – Erdgas L), www.chemie.de/lexikon/Erdgas.html

Dichte Biogas: <http://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen/>

Dichte Petrolkoks: www.kehrbaum.de/Sicherheitsdatenblätter.html?file=tl_files/Dokumente/sicherheitsdatenblatt/EU%20Sicherheitsdatenblatt%20KCP%2097%201-4%20mm.pdf

Dichte Biodiesel: de.wikipedia.org/wiki/Biodiesel

alle übrigen: www.ffe.de/download/wissen/186_Basisdaten_Energietraeger/Basisdaten_von_Energietraegern_2010.pdf

Heizwerte für Erdgas: www.ffe.de/download/wissen/186_Basisdaten_Energietraeger/Basisdaten_von_Energietraegern_2010.pdf

Biodiesel: www.fnr.de/basisdaten/bioenergie/bio-kraftstoffe.html

alle anderen: www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=heizwerte-2005bis2014.pdf

Publikationen von Agora Energiewende

AUF DEUTSCH

Energiewende 2030: The Big Picture

Megatrends, Ziele, Strategien und eine 10-Punkte-Agenda für die zweite Phase der Energiewende

Die deutsche Braunkohlenwirtschaft

Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen

Charta für eine Energiewende- Industriepolitik

Ein Diskussionsvorschlag von Agora Energiewende und Roland Berger

Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetze

Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap

Energiewende und Dezentralität

Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte

Wärmewende 2030

Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor

Eigenversorgung aus Solaranlagen

Das Potenzial für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel

Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens

Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors
(Lang- und Kurzfassung)

Erneuerbare vs. fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich

Stromwelten 2050 – Analyse von Erneuerbaren, kohle- und gasbasierten Elektrizitätssystemen

Der Klimaschutzbeitrag der Stromsektors bis 2040

Entwicklungspfade für die deutschen Kohlekraftwerke und deren wirtschaftliche Auswirkungen

Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2016

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2017

Wie hoch ist der Stromverbrauch in der Energiewende?

Energiepolitische Zielszenarien 2050 – Rückwirkungen auf den Ausbaubedarf von Windenergie und Photovoltaik

Ein Kraftwerkspark im Einklang mit den Klimazielen

Handlungslücke, Maßnahmen und Verteilungseffekte bis 2020

Publikationen von Agora Energiewende

Transparenzdefizite der Netzregulierung

Bestandsaufnahme und Handlungsoptionen

Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035

Wie der Erneuerbaren-Ausbau entlang der langfristigen Ziele der Energiewende wirkt

Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen

Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen – und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz

Netzentgelte in Deutschland

Herausforderungen und Handlungsoptionen

12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt, (Lang- und Kurzfassung)

AUF ENGLISCH

FAQ EEG – Energiewende: What do the new laws mean?

Ten questions and answers about EEG 2017, the Electricity Market Act, and the Digitisation Act

Reducing the cost of financing renewables in Europe

A proposal for an EU Renewable Energy Cost Reduction Facility ("RES-CRF")

Refining Short-Term Electricity Markets to Enhance Flexibility

Stocktaking as well as Options for Reform in the Pentilateral Energy Forum Region

Energy Transition in the Power Sector in Europe: State of Affairs in 2016

Review on the Developments in 2016 and Outlook on 2017

A Pragmatic Power Market Design for Europe's Energy Transition

The Power Market Pentagon

Eleven Principles for a Consensus on Coal

Concept for a stepwise decarbonisation of the German power sector (Short Version)

The Integration Costs of Wind and Solar Power

An Overview of the Debate of the Effects of Adding Wind and Solar Photovoltaics into Power Systems

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will helfen, den Boden zu bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.



Agora Energiewende

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin

T +49 (0)30 700 14 35-000

F +49 (0)30 700 14 35-129

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

