
Neue Preismodelle für die Energiewirtschaft

Reform der Struktur von Netzentgelten und
staatlich veranlasster Preisbestandteile

STUDIE

Agora
Energiewende



Neue Preismodelle für die Energiewirtschaft

IMPRESSUM

STUDIE

Neue Preismodelle für die Energiewirtschaft

Reform der Struktur von Netzentgelten und staatlich veranlasster Preisbestandteile

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

PROJEKTLEITUNG

Thorsten Lenck
Thorsten.Lenck@agora-energiewende.de

Satz:
INFOTEXT
Content & Grafikdesign
Ute Wibral
Lindenstraße 76 | 10969 Berlin

Titel: fotolia.de/Pavlo Burdyak

Version: 1.0
146/11-S-2018/DE
Stand der Studie: September 2017
Veröffentlichung: November 2018

ERSTELLT VON

E-Bridge Consulting GmbH
Dr. Jens Büchner
Dr. Vigen Nikogosian
www.e-bridge.de

Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung
GmbH (ZEW) Mannheim
Dr. Dominik Schober
Dr. Oliver Woll

Technische Universität Clausthal
Institut für deutsches und internationales Berg-
und Energierecht
Prof. Dr. jur. Hartmut Weyer



[Unter diesem QR-Code steht diese Publikation als PDF zum Download zur Verfügung.](#)

Bitte zitieren als:

E-Bridge, ZEW, TU Clausthal (2018): *Neue Preismodelle für die Energiewirtschaft – Reform der Struktur von Netzentgelten und staatlich veranlasster Preisbestandteile*

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

das System von Abgaben, Umlagen, Steuern und Entgelten auf Strom, Benzin, Diesel, Heizöl und Erdgas ist in sich schief: Die staatlich veranlassten und regulierten Energiepreisbestandteile erhöhen die Kosten des Energiesystems und behindern das Erreichen der Energiewende- und Klimaziele.

Mit der im vergangenen Jahr erschienenen Hintergrund-Studie „Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger“ haben wir mit Unterstützung von E-Bridge, ZEW und TU Clausthal eine Analyse des aktuellen Preisgefüges vorgelegt und den Lösungsraum sondiert, der für eine grundsätzliche Reform des bestehenden Systems besteht.

In der hier vorliegenden Studie haben E-Bridge, ZEW und TU Clausthal basierend auf dem breiten öffentlichen Diskurs der letzten Jahre nun konkrete Reformoptionen für Steuern, Abgaben und Umlagen einerseits und Netzentgelte andererseits formuliert. Die anschließende rechtliche und ökonomische Bewertung der Reformoptionen zeigen, in welche Richtung eine Reform der Steuern, Abgaben, Umlagen und Entgelte weisen sollte.

Damit wollen wir einen fundierten Beitrag leisten zur Auswahl konkreter Elemente für die anstehende Reform von Entgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen.

Ich wünsche Ihnen eine angenehme Lektüre!

Ihr

Dr. Patrick Graichen

Direktor Agora Energiewende

Ergebnisse auf einen Blick:

1

Das heutige System von Netzentgelten Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom, Benzin, Diesel, Erdgas und Heizöl gefährdet eine erfolgreiche Energiewende. Diese staatlich veranlassten oder regulierten Energiepreisbestandteile führen zu Preisverzerrungen innerhalb der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr und über die Sektorgrenzen hinweg. Wohlfahrtsverluste, Wettbewerbsbehinderung und Ineffizienzen sind die Folge, unnötig hohe Kosten entstehen.

2

Kernbestandteil jedweder Reform sollte die wirksame CO₂-Bepreisung sein. Ein CO₂-Mindestpreis im europäischen Emissionshandelssystem und CO₂-orientierte Energiesteuern bei gleichzeitigem (teilweisen) Wegfall der EEG- und anderer Umlagen steigern die Wohlfahrt, mindern die Benachteiligung kleiner Haushalte, reduzieren die Wettbewerbsverzerrung bei der Sektorenkopplung und machen die Emissionsminderungsziele erreichbar.

3

Eine neue Netzentgeltsystematik minimiert die zukünftigen Systemkosten. Die Reform der Stromnetzentgelte kann einen wesentlichen Beitrag leisten, um die Netzkosten insgesamt zu reduzieren und fair zwischen den Netznutzern zu verteilen. Zentrales Element für eine effiziente und kostenminimierende Netznutzung sind zeitvariable Tarifkomponenten.

4

Die rechtlichen Hürden der Reformoptionen sind unterschiedlich hoch. Die CO₂-Orientierung der Energiesteuern und die (Teil-)Finanzierung der EEG-Umlage aus dem Bundehaushalt sind rechtlich grundsätzlich umsetzbar. Bei der EEG-Umlage besteht das Risiko, dass sie EU-rechtlich als Beihilfe eingestuft wird. Der Ausweitung der EEG-Umlage auf Wärme und Verkehr steht rechtlich die fehlende Finanzierungsverantwortung entgegen.

Inhalt

1. Zusammenfassung	13
2. Hintergrund und Ziel	23
2.1 Motivation	23
2.2 Ziel und Struktur der Studie	24
3. Bewertungskenngrößen	27
4. Reform der Netzentgelte	31
4.1 Übersicht über wesentliche Herausforderungen	31
4.2 Übersicht über die Lösungsansätze im Bereich der Netzentgelte	32
4.3 Kostenorientierte Netzentgelte für Verbraucher	32
4.4 Einspeiseentgelte	54
4.5 Zusammenfassende Bewertung	64
5. Reform der Steuern und Umlagen	69
5.1 Übersicht über wesentliche Herausforderungen	69
5.2 Finanzierung der Umlagen durch den Bundeshaushalt	79
5.3 CO ₂ -orientierte Bepreisung	84
5.4 Sektorenübergreifende Umlage	95
5.5 Dynamisierung oder Pauschalisierung der EEG-Umlage	102
5.6 Zusammenfassende Bewertung	109
6. Anhang	113
6.1 Wohlfahrtsberechnung – Konzept, Annahmen und Einangsdaten	113
6.2 Rechtliche Bewertung einer Haushaltsfinanzierung der EEG-Förderung	115
6.3 Rechtliche Bewertung einer CO ₂ -orientierten Energie- und Strombesteuerung	121
6.4 Rechtliche Bewertung einer Ausweitung der EEG-Umlage auf Verbraucher im Wärme- und im Verkehrssektor	133
6.5 Zugrunde liegende Energiedaten	142
6.6 Methodik zur Abschätzung einer Elektrifizierung des Wärmesektors	150
7. Literaturverzeichnis	153
8. Publikationen von Agora Energiewende	160

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Herausforderungen durch das heutige System aus Netzentgelten, Umlagen und Steuern	3
Abbildung 2: Instrumentengruppen	4
Abbildung 3: Bewertung unterschiedlicher Reforminstrumente	7
Abbildung 4: Übersicht der Handlungsempfehlungen	8
Abbildung 5: Übersicht über die Haupt- und Nebenziele zur Bewertung eines Systems aus Netzentgelten und staatlich veranlassten Preisbestandteilen	13
Abbildung 6: Durchschnittlicher Arbeitspreis in Cent je Kilowattstunde heute BNetzA (2017)	20
Abbildung 7: Beispielhafte Differenzierung von Gleichzeitigkeitsfunktionen	21
Abbildung 8: Schematische Darstellung des zeitvariablen Leistungspreises	23
Abbildung 9: Relevante Parameter des Referenznetzes	26
Abbildung 10: Vergleich der Kosten und der heutigen Tarife	27
Abbildung 11: Quantifizierung des Grundpreises im Modellnetz in einzelnen Schritten erläutert (für NS)	28
Abbildung 12: Leistungs- und Arbeitspreise bei Anwendung der Gleichzeitigkeitsfunktion nach Spannungsebene und Vollbenutzungsstunden	29
Abbildung 13: Charakteristika unterschiedlicher Industriekunden	30
Abbildung 14: Netznutzungskosten bei Anwendung der Netzentgeltsysteme für die Industriekunden	31
Abbildung 15: Charakteristika des Stromverbrauchs von Haushaltskunden und Wärmepumpen	32
Abbildung 16: Netzentgeltkosten bei Anwendung der Netzentgeltsysteme für Haushaltskunden	33
Abbildung 17: links: Anteil der Netzinvestitionen, die auf Erneuerbare Energien zurückzuführen sind; rechts: der für die Bestimmung des Netzinvestitionsbedarfs unterstellte Zubau von Erneuerbaren Energien Eigene Berechnung	39
Abbildung 18: historische Netzinvestitionen	40
Abbildung 19: Investitionskosten für Windkraftanlagen Deutsche WindGuard (2015), BWE, VDMA	40
Abbildung 20: Erhöhung der EEG-Kosten durch BKZ	41
Abbildung 21: EEG-bedingte Auslastung des Netzes in der enviaM-Netzregion EnviaM Gruppe	42
Abbildung 22: Einfluss des Baukostenzuschusses auf die Profitabilität der Investition	42
Abbildung 23: Zusammenfassende Bewertung der unterschiedlichen Instrumente im Hinblick auf die zu erreichenden Hauptziele	49
Abbildung 24: Zusammenfassende Bewertung der unterschiedlichen Instrumente im Hinblick auf die zu erreichenden Nebenziele	50
Abbildung 25: Verlauf der EEG-Kosten und der EEG-Umlage gemäß Agora Energiewende bei einem von 30 auf 70 Euro je Megawattstunde (2030) steigenden Großhandelspreis Agora (2017a)	51
Abbildung 26: Reduktion der Wohlfahrt bei unterschiedlich hohen EEG-Umlagen Eigene Berechnungen	52
Abbildung 27: Endenergieverbrauch 2015 im Verkehr nach Verkehrsträgern in Terawattstunden BMVI (2016)	53

Abbildung 28: Gliederung des Wärmesektors in die Bereiche Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme und Kälteanwendung in Terawattstunden BMW (2017)	54
Abbildung 29: Verringerung der Elektrifizierung des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs durch eine EEG-Umlage in heutiger Form bezogen auf den gesamten Wärmesektor. Eigene Analysen	55
Abbildung 30: Höhe der Energiesteuer im Vergleich zu den Energieträgern des Verkehrs- und des Wärmesektors	56
Abbildung 31: Reduktion des Bruttostromverbrauchs durch die EEG-Umlage in heutiger Form in unterschiedlichen Höhen Eigene Analysen, Elastizitäten aus der Prognos-Studie	57
Abbildung 32: Klimawirksame Effekte der heutigen EEG-Umlage, abgeschätzt für 2015 und 2030 Eigene Analysen	58
Abbildung 33: Einteilung der Instrumente zur Weiterentwicklung des Umlage- und Steuersystems in vier Gruppen	59
Abbildung 34: Ausnahmetatbestände von der EEG-Umlagepflicht	61
Abbildung 35: CO ₂ -orientierte Steuern in unterschiedlichen Ländern (eigene Darstellung)	67
Abbildung 36: CO ₂ -orientierte Bepreisung auf Basis eines CO ₂ -Referenzpreises von 80 Euro je Tonne CO ₂	69
Abbildung 37: Belastungen der einzelnen Sektoren bei Einführung der CO ₂ -basierten Bepreisung (CO ₂ -Referenzpreis = 80 Euro je Tonne CO ₂) im Jahr 2015	70
Abbildung 38: Schätzung des Steueraufkommens bis 2030 auf Basis heutiger Strom- und Energiesteuern und durch eine CO ₂ -orientierte Bepreisung auf Basis eines CO ₂ -Preises von 80 Euro je Tonne CO ₂ für das Ziel- und das Trendszenario	71
Abbildung 39: Klimawirksame Effekte einer CO ₂ -orientierten Besteuerung	72
Abbildung 40: Effizienzorientierte Steuer bei der kleinen Sektorenkopplung in Abhängigkeit des Energiegehaltes	77
Abbildung 41: Zusätzliche Belastungen bei einer Allokation gemäß CO ₂ -Gehalt der Energieträger bei umfassender Sektorenkopplung 2015	78
Abbildung 43: Zusammenfassende Bewertung der Reforminstrumente für das Netzentgelt-, Steuer- und Umlagesystem in Hinblick auf die zu erreichenden Hauptziele	92
Abbildung 44: Veränderung der Wohlfahrt im Strommarkt bei Zahlung der statischen EEG-Umlage durch die Nachfrage	109
Abbildung 45: Annahmen und verwendete Daten zum Strommarkt	111
Abbildung 46: Nettostromverbrauch nach Anwendungen im Stromsektor in Terawattstunden BAFA (2016), BMW (2017) *landwirtschaftlicher Stromverbrauch zu GHD-Sektor aggregiert	143
Abbildung 47: Endenergieverbrauch 2015 im Wärmesektor nach Energieträgern in Terawattstunden BMW (2017)	144
Abbildung 48: Endenergieverbrauch 2015 nach Energieträgern im Verkehrssektor in Terawattstunden BMVI (2016)	145
Abbildung 49: Nettostromverbrauch 2030 nach Anwendungen im Stromsektor in Terawattstunden BEE (2014)	146
Abbildung 50: Elektrifizierungsgrad in Abhängigkeit von Endkundenpreisen	153

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Mögliche Netzentgeltsysteme	25
Tabelle 2:	Ökostrompauschale in Österreich	89
Tabelle 3:	Übersicht der Annahmen aus den untersuchten Szenarien	146
Tabelle 4:	Energie- und Stromsteuersätze Quaschnig (2015). Stromsteuergesetz, Agora (2017c)	148
Tabelle 5:	Übersicht Emissionswerte und CO ₂ -orientierte Steuer eigene Berechnungen, Quaschnig (2015), Agora (2017c)	148
Tabelle 6:	SteuerAusnahmen im Wärmesektor	149
Tabelle 7:	SteuerAusnahmen im Verkehrssektor	149
Tabelle 8:	SteuerAusnahmen im Stromsektor	150
Tabelle 9:	Datenquellen und Annahmen für die Modellierung im Wärmemarkt	152

Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulation
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
AP	Arbeitspreis
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BEE	Bundesverbandes Erneuerbare Energien
BGH	Bundesgerichtshof
BHO	Bundeshaushaltsordnung
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BKZ	Baukostenzuschuss
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BTU Cottbus	Brandenburgischen Technische Universität Cottbus-Senftenberg
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BVerfG	Bundesverfassungsgerichts
BVerwG	Bundesverwaltungsgericht
CEER	Council of European Energy Regulators
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EltRL	Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie der EU
EnergieStG	Energiesteuergesetz
EnergieStRL	Energiesteuerrichtlinie der EU
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ETS	Emissions Trading System (Emissionshandelssystem)
ETS-RL	Emissionshandelsrichtlinie derEU
EU	Europäischen Union
EuGH	Europäischer Gerichtshof
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GasNEV	Verordnung über Entgelte für den Zugang zu den Gasversorgungsnetzen
GemAV	Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen von Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen
GG	Grundgesetz
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
HGrG	Gesetz über die Grundsätze des Haushaltsrechts des Bundes und der Länder
HLZF	Hochlastzeitfenster
HS	Hochspannung
JHL	Jahreshöchstlast
KraftNAV	Kraftwerks-Netzanschlussverordnung
KraftStG	Kraftfahrzeugsteuergesetz
kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

Abkürzungsverzeichnis

LP	Leistungspreis
MS	Mittelspannung
MW	Megawatt
NAV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung
NEP	Netzentwicklungsplan
NNE	Netznutzungsentgelt
NS	Niedrigspannung
PV	Photovoltaik
RES-RL	Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen der EU
RLM	registrierende Leistungsmessung
SLP	Standardlastprofil
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromZVO	Verordnung über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel der EU
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VerbrauchssteuersystemRL	Verbrauchssteuersystemrichtlinie der EU
VNB	Verteilnetzbetreiber

1. Zusammenfassung

Welche Erkenntnisse liefert diese Studie zur Diskussion um die Reform der Netzentgelte, Umlagen und Steuern?

Der ökonomisch effizienten Bepreisung von Elektrizität kommt eine Schlüsselrolle für eine funktionierende und nachhaltige Energiewende zu. Der Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch soll bis 2030 auf über 30 Prozent und bis 2050 auf über 60 Prozent steigen. Der Ausbau Erneuerbarer Energien (EE) ist damit neben dem Energieeffizienzziel, das eine jährliche Erhöhung der Endenergieproduktivität um 2,1 Prozent vorsieht, eine wesentliche Stütze für die Dekarbonisierung der Volkswirtschaft. Dabei kommt der Stromwirtschaft eine besondere Aufgabe zu, da die Stromnachfrage bis zum Jahr 2050 sogar zu über 80 Prozent durch Erneuerbare Energien gedeckt werden soll und der Energieträger Strom eine zentrale Rolle bei der Dekarbonisierung anderer Sektoren spielen wird.

Die Energiewende wird die Produktion, den Handel und den Transport von Strom nachhaltig verändern. Die Nachfrage nach elektrischer Energie wird sich vermehrt aus betriebswirtschaftlichen Überlegungen nach der Verfügbarkeit Erneuerbarer Energien richten. Strom wird zukünftig ebenfalls in den Wärme- und Verkehrssektoren Einzug halten, um die Dekarbonisierung auch in diesen Bereichen zu schaffen.

Der Strompreis besteht heute für die meisten Kunden zu rund 75 Prozent aus staatlich veranlassten beziehungsweise regulierten Preisbestandteilen. Eine ökonomisch effiziente Ausgestaltung dieser Preisbestandteile ist entscheidend, um Stromproduktion und Stromnachfrage effizient zu koordinieren und die Kosten des Stromsystems fair auf die diversen Kundengruppen zu verteilen.

In der Grundlagenstudie¹ wurden bereits diverse Vorschläge zur Reform der Netzentgelte, Umlagen und Steuern vorgestellt und qualitativ diskutiert. Durch die vorliegende vertiefende Studie wird darauf aufbauend ein transparenter und objektiver Rahmen geschaffen, in dem die verschiedenen Reformvorschläge verglichen und bewertet werden können. Damit wird nicht nur die Reform der Netzentgelte, Umlagen und Steuern für die Öffentlichkeit und politischen Entscheidungsträger zugänglich gemacht, sondern auch ein Bewertungsgerüst geschaffen, um Netzentgelte, Umlagen und Steuern sachlich fundiert weiterzuentwickeln.

Die wesentlichen Erkenntnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

1. Eine Reform von Netzentgelten, Umlagen und Steuern ist unabdingbar. Durch sie kann zusätzliches Wohlfahrtswachstum geschaffen und eine faire und nachhaltige Allokation der Energiewendekosten erreicht werden.
2. Die Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr ist wichtig für die Erreichung der Klimaschutzziele. Selbst wenn jedoch durch fast alle Reformvorschläge die Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors gestärkt wird, so fallen die unmittelbaren klimaökonomischen Effekte im Vergleich zu den ambitionierten Zielen moderat aus. Eine Reform von Umlagen und Steuern ist allerdings notwendig, um die Wettbewerbsverzerrungen zwischen den Energieträgern zu eliminieren.
3. Eine verursachergerechte Kostenorientierung der Netzentgelte ist erforderlich, um die Netzkosten insgesamt zu reduzieren, die Netzkosten fair zwischen den Netznutzern zu verteilen und effiziente Flexibilitätsanreize zu setzen. Zentrale Elemente sind ein fester Grund- und Anschlusspreis, eine (zeitvariable) Tarifkomponente und ein Baukosten-

¹ Agora (2017c)

- zuschuss für Einspeiser. Die Erreichung der politischen EE-Ausbauziele wird dadurch nicht gefährdet.
4. Die Reform der Umlagen und Steuern sollte auf der Einführung einer CO₂-orientierten Bepreisung in Form von Strom- und Energiesteuern basieren, bei gleichzeitigem vollständigem oder teilweise Wegfall der EEG-Umlage und ähnlicher Umlagen. Dadurch wird zusätzliche Wohlfahrt generiert, die Benachteiligung kleiner Haushalte reduziert und die Wettbewerbsbehinderungen von Strom im Wärme- und Verkehrssektor werden aufgehoben. Die Reform kann unmittelbar umgesetzt werden, weil sie auf bestehende Instrumente zurückgreift.
 5. Eine Reform der Umlagen und Steuern kann allerdings nur dann einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Dekarbonisierungsziele bewirken, wenn eine effektive CO₂-orientierte Belastung der konventionellen Stromerzeugung gewährleistet wird. Will man hierbei ebenfalls auf bestehende Instrumente zurückgreifen, ist das europäische Emissionshandelssystem, zum Beispiel durch Einführung eines CO₂-Mindestpreises, so zu reformieren, dass CO₂-Zertifikate einen klimawirksamen Preis bekommen. Nachrangig wären nationale Maßnahmen, wie eine entsprechende Ausgestaltung einer inputseitigen Energiesteuer, zu ergreifen.
 6. Die vorgeschlagene Reform der Netzentgelte, Umlagen und Steuern schafft die Voraussetzungen für eine kostenminimale Erreichung der Klimaziele. Die Reform allein reicht indes nicht aus, um die Ziele zu erreichen. Die Politik nutzt heute viele kleinteilige Instrumente. Je weiter allerdings die Energiewende voranschreitet, desto schwieriger wird es, sie mit diesen Mitteln zu steuern. Die vorgeschlagene Reform ist mittelfristig durch eine Überprüfung und Abstimmung der sektorenspezifischen EE- und Energieeffizienzziele zu ergänzen.

Das heutige System aus Netzentgelten, Umlagen und Steuern gefährdet eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende

Die heute bestehenden Rahmenbedingungen sind nicht geeignet, die Energiewende effektiv zu unterstützen. Vielmehr besteht eine Reihe von Hemmnissen und Herausforderungen, die einer erfolgreichen Weiterentwicklung der Energiewende entgegenstehen. In der Grundlagenstudie wurden die Herausforderungen bereits detailliert erarbeitet und beschrieben. Die pauschale Kritik überhöhter Strompreise sollte dabei durch eine differenziertere Betrachtung aller Aspekte ersetzt werden. Insgesamt lassen sich sechs wesentliche Herausforderungen unterscheiden:

- **Die heutige Netzentgeltsystematik führt zu einer nicht sachgerechten Allokation der Netzkosten und zu einem überhöhten Netzausbau.** Die fehlende verursachergerechte Kostenorientierung der Netzentgelte gibt den Netznutzern keine oder verfälschte Informationen über die durch sie verursachten Netzkosten. Sie treffen demnach ihre Einsatz- und Standortentscheidungen ohne Berücksichtigung der Auswirkungen im Netz. Dies führt zu einer ineffizienten Netznutzung. Flexibilitätspotenziale der Netznutzer, die zur Verfügung stehen, um das Netz in kritischen Zeiten zu entlasten und Netzausbau oder *Redispatch*-Kosten zu vermeiden, werden nicht genutzt.
- **Netzentgelte und Umlagen dämpfen und verzerren die Nachfrage und wirken einer effizienten Flexibilisierung der Nachfrage entgegen.** Insbesondere bei niedrigen Großhandelspreisen dämpfen die heutigen Netzentgelte und Umlagen deutlich die Nachfrage. Das kann dazu führen, dass zu Zeiten mit niedrigen Großhandelspreisen die Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien abgeregelt, gespeichert oder ins Ausland exportiert wird. Unverzerrte Preissignale würden Erzeugung und Nachfrage besser koordinieren und damit die gesamte Wohlfahrt erhöhen. Die Verzerrung der Preissignale führt heute zu einem Wohlfahrtsverlust in Deutschland von über einer Milliarde Euro pro Jahr.

Herausforderungen durch das heutige System aus Netzentgelten, Umlagen und Steuern

Abbildung 1

Überhöhte Netzkosten durch ineffiziente Netznutzung und fehlende Abstimmung zwischen Netz- und EE-Ausbau

Verzerrung der Nachfrage und Hemmung einer effizienten Flexibilisierung

Benachteiligung von Strom im Wärme- und Verkehrssektor

Gefährdung der klimaökonomischen Ziele

Überproportionale Belastung von Privathaushalten und kleinen Unternehmen

Gefährdung der Transparenz und Umsetzbarkeit durch hohe Komplexität

Eigene Darstellung

- Die Zusatzbelastung der Strompreise führt zu einer Behinderung des Energieträgers Strom gegenüber anderen Energieträgern im Wärme- und Verkehrssektor. Hemmnisse für die Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr führen zu einer Steigerung des (fossilen) Primärenergieverbrauchs und zu einer Reduktion des EE-Anteils am Bruttoendenergieverbrauch. Die Erreichung der klimapolitischen Ziele wird dadurch erschwert.
- **Wichtige klimaökonomische Ziele der Bundesregierung werden nicht erreicht.** Wenn man die wesentlichen Ziele betrachtet – Energieeffizienz, Dekarbonisierung und EE-Ausbau –, so werden zwei von drei Zielen verfehlt. Der Primärenergieverbrauch als Maß für die Energieeffizienz liegt heute circa fünf Prozent über dem angestrebten Zielwert und die CO₂-Emissionen liegen sogar knapp neun Prozent darüber (2015). Ein Grund dafür ist, dass das EU-Emissionshandelssystem (ETS) im Hinblick auf die Erreichung der nationalen CO₂-Ziele nur eine unzureichende Lenkungswirkung entwickelt und dass das nationale Instrument der Strom- und Energiesteuern die CO₂-Emissionen der Energieträger nur unzureichend reflektiert.
- **Privathaushalte und kleine Unternehmen tragen einen überproportional hohen Anteil an Umlagen und Steuern.** Die industrie- und gesellschaftspolitisch motivierten Ausnahmetatbestände für energieintensive Industrien und Schienenbahnen führen zu Zusatzbelastungen beim Strom von rund fünf Milliarden Euro pro Jahr, insbesondere für Privathaushalte und kleine Unternehmen. Weil sich die Stromnachfrage eher nach der Größe des Haushaltes richtet und weniger stark von Einkommen abhängt, zahlen Haushalte mit geringen Einkommen bezogen auf das Haushaltseinkommen höhere Stromkostenanteile. Die Vielzahl weiterer Ausnahmetatbestände für die energieintensive Industrie (zum Beispiel bei Netzentgelten und CO₂-Preisen) legt nahe, andere Möglichkeiten der Verteilung der Kosten zwischen den Kunden und Sektoren zu prüfen. Auch eine Finanzierung aus dem Bundeshaushalt ist zu prüfen.
- **Schließlich wird durch die hohe Komplexität des bestehenden Systems die Umsetzbarkeit und Transparenz gefährdet.** Die hohe Komplexität wird insbesondere durch die Vielzahl von Ausnahmetatbeständen hervorgerufen, die die angestrebten Anreizwirkungen unterminieren und eine faire und gerechte Verteilung der Kosten gefährden.

Instrumentengruppen		Abbildung 2
1	Erhöhung der Kostenorientierung der Netzentgelte	
2	Reduktion der Belastung des Strompreises	
3	Einführung einer CO ₂ -orientierten Bepreisung	
4	Abbau von Preisverzerrung an den Sektorgrenzen	
5	Änderung der Preissystematik der EEG-Umlage	

Eigene Darstellung

Die diskutierten Reforminstrumente werden in fünf Gruppen gegliedert

Die Lösungs- und Reformansätze verfolgen fünf Ziele und werden auf ihre Auswirkungen hin untersucht. Jedes dieser Ziele subsumiert unterschiedlich ausgestaltete Instrumente. So lassen sich die Wirkungen der unterschiedlichen Instrumente gemeinsam und strukturiert analysieren. Die fünf Gruppen, in die die Reforminstrumente gegliedert werden, sind:

1. Erhöhung der Kostenorientierung der Netzentgelte: Die Netzentgelte sollen im Wesentlichen die Kosten der Netznutzung widerspiegeln. Sie bestehen größtenteils aus allgemeinen und anschlusspunktabhängigen Kosten, die weder von der bezogenen Leistung noch von der bezogenen Energie abhängen. Gerade vor dem Hintergrund einer zunehmenden Wandlung des *Consumers* zum *Prosumer* und steigender Nachfrageflexibilität sollten die Netzentgelte die Kostentreiber besser abbilden, zum Beispiel durch eine arbeits- und leistungsunabhängige Tarifkomponente in allen Spannungsebenen. Für die verbleibenden Netzkosten, die nicht über einen arbeits- und leistungsunabhängigen

Tarif gedeckt werden, kann ein zeitvariabler Tarif eingeführt werden. Der Tarif variiert mit dem Grad der dimensionierungsrelevanten Netzauslastung. Bis eine hohe Durchdringung mit entsprechenden leistungsgangmessenden Messgeräten erreicht ist, kann dieser Tarif auch anhand von Lastprofilen ermittelt werden. Die Abstimmung zwischen Netz- und EE-Ausbau kann über die Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten durch einen Baukostenzuschuss für Neuanlagen, wie er für den Anschluss von Verbrauchern seit vielen Jahren angewandt wird, erreicht werden. Das Instrument des Baukostenzuschusses ist gut geeignet, die langfristigen Grenzkosten in einem weitgehend auf sozialisierenden Durchschnittskosten basierenden Entgeltsystem abzubilden.

2. Reduktion der Belastung des Strompreises durch (Teil-)Finanzierung der durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) verursachten Kosten durch den Bundeshaushalt. Um die Belastung des Strompreises zu reduzieren und eine Angleichung zu anderen Energieträgern zu erreichen, werden unterschiedliche Instrumente vorgeschlagen. Im Kern dieser Vorschläge steht die vollständige oder

teilweise Finanzierung der EEG-Differenzkosten durch den Bundeshaushalt. Dadurch wird die Belastung des Stromverbrauchs reduziert und auch die Benachteiligung von Strom in den anderen Sektoren abgebaut.

3. Einführung einer CO₂-orientierten Energiebepreisung, in der die Umlagen² sowie Strom- und Energiesteuern aufgehen. Dieses Instrument gibt der Politik ein Mittel an die Hand, mit dem die nationalen CO₂-Ziele gesteuert und erreicht werden können. Dabei wird für alle Energieträger der gleiche CO₂-Referenzpreis vorgegeben. Die CO₂-basierte Bepreisung ersetzt die heutigen Energie- und Stromsteuern.³ Gleichzeitig entfallen die Umlagen. Die Belastung des Strompreises aus Umlagen und Steuern würde sich durch die Einführung einer CO₂-basierten Bepreisung signifikant verändern.

4. Abbau von Preisverzerrung an den Sektorengrenzen durch die Einführung von Umlagen auch im Wärme- und Verkehrssektor. Für den Abbau von Preisverzerrung an den Sektorengrenzen werden zwei mögliche Optionen diskutiert. Die erste Option sieht eine „kleine“ Sektorenkopplung vor, bei der die EEG-Umlage bei der Nutzung von Strom in den Sektoren Wärme und Verkehr entfällt. Die nicht gezahlte EEG-Umlage wird mittels spezifischer Wärme- und Verkehrsumlagen erhoben und dem EEG-Konto gutgeschrieben. Die „große“ Sek-

torenkopplung sieht vor, die gesamten Kosten der EE-Förderung in allen Sektoren durch eine einheitliche Umlage in den Sektoren zu erheben. Dabei kann die Umlage beispielsweise auf den CO₂-Gehalt des Energieträgers oder auf seinen Energiegehalt erhoben werden.

5. Dynamisierung oder Pauschalisierung der EEG-Umlage: Die Motivation zur Einführung einer Dynamisierung der EEG-Umlage ist die erwartete Erhöhung der Nachfrageflexibilität und die damit einhergehende Verschiebung der Nachfrage von Zeiten mit hohen Strompreisen in Zeiten mit niedrigen Strompreisen. Eine alternative Preissystematik ist die Erhebung einer Pauschale. Eine solche Pauschale ist unabhängig vom Verbrauch und umfasst einen festen Betrag, den jeder Letztverbraucher zahlt. Dadurch beeinflusst dieser Betrag zwar die jährlichen Stromkosten, nicht aber die unterjährige und intertemporale Elastizität der Nachfrage. Dies bedeutet, dass die kurzfristigen Einsatz- und Verbrauchsentscheidungen nicht durch die EEG-Umlage verzerrt werden. Ähnlich gestaltet ist beispielsweise die Kraftfahrzeugsteuer, die unabhängig von der tatsächlichen Kraftfahrzeugnutzung erhoben wird.

2 Umlagen umfassen die EEG- und Biogas-Umlage. Aus Vereinfachungsgründen kann auch die Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz-(KWKG-)Umlage in der CO₂-basierten Bepreisung aufgehen.

3 Eine kurzfristig und einseitig eingeführte CO₂-basierte Energiesteuer auf die Energieträger bei der Stromproduktion würde eine signifikante Wettbewerbsbenachteiligung deutscher Stromproduzenten bedeuten und wird deshalb kurzfristig nicht erwogen. Mittelfristig – nach einem entsprechenden europäischen Abstimmungsprozess – ist allerdings durchaus die Anwendung einer CO₂-basierten Bepreisung auf die Stromproduktion zu empfehlen (siehe weiter unten).

Zur Bewertung der Reformansätze werden objektivierbare Kriterien zugrunde gelegt.

Die Ziele für die Bewertung der Reformvorschläge wurden bereits in der Grundlagenstudie vorgestellt. Die Hauptziele, die durch eine Reform erreicht werden sollen, sind sowohl die Sicherstellung der Finanzierung der Netz- und der spezifischen Förderkosten als auch die Erhöhung der volkswirtschaftlichen Effizienz. Zur Beurteilung der volkswirtschaftlichen Effizienz wird noch einmal zwischen der marktwirtschaftlichen Effizienz und der Einhaltung der klimapolitischen Ziele der Bundesregierung unterschieden. Die Nebenziele sind die Verteilungsgerechtigkeit sowie die Umsetzbarkeit, Transparenz, Verlässlichkeit und Nachhaltigkeit (*Good Governance*).

Die Auswirkungen unterschiedlicher Netzentgelte werden anhand von Beispielnetzen illustrativ analysiert. Zur Ermittlung der Wohlfahrtseffekte werden historische Nachfragekurven ökonometrisch analysiert und die Effekte alternativer Preismodelle auf das Nachfrageverhalten im Strom- und Wärmesektor durch entsprechende Regressionsmodelle simuliert. Zur Bestimmung der klimaökonomischen Kenngrößen wurden Modelle entwickelt, die die wesentlichen energiewirtschaftlichen Wechselwirkungen durch wachsende Elektrifizierung oder Nachfrageveränderungen abbilden. Neben dem energiewirtschaftlichen Szenario von 2015 wurden für 2030 zwei Szenarien ausgewählt: Das erste Szenario erreicht die klimapolitischen Ziele („Ziel“-Szenario); im zweiten Szenario werden die bisherigen Entwicklungen fortgeschrieben, die klimapolitischen Ziele aber nicht vollständig erreicht („Trend“-Szenario). Dadurch ergibt sich eine Spannweite unterschiedlicher Szenarien, für die die Auswirkungen der Reformansätze untersucht werden.

Die Bewertung der unterschiedlichen Reformansätze ist in Abbildung 3 zusammengetragen.

Grundlegend lassen sich die folgenden Erkenntnisse ableiten:

- **Wohlfahrt: Stärkung der Flexibilisierung der Nachfrage und Abbau von Preisverzerrungen führen zu deutlichen Wohlfahrtsgewinnen in Deutschland.** Die hohen variablen, nicht kostenorientierten Preisbestandteile haben eine effizienzreduzierende Wirkung. Ebenso wird die Flexibilisierung der Nachfrage am wirkungsvollsten durch den Abbau von Verzerrungen durch die heutige Form der Netzentgelte (Instrument 1), der EEG-Umlage (Instrument 2) oder durch eine Pauschalisierung (Instrument 5) erreicht. Der Wohlfahrtsgewinn durch jedes Instrument beträgt zwischen 0,5 und 0,8 Milliarden Euro pro Jahr, da die Beeinflussung der Nachfragekurve weitgehend eliminiert werden kann. Dabei sind die positiven Wirkungen auf Innovationen, die Reduktion der Netzausbaukosten und sonstige wertsteigernde volkswirtschaftlichen Effekte nicht berücksichtigt. Eine aktive Beeinflussung der Strompreise zur Stimulation von Flexibilität durch eine vollständige Dynamisierung (Instrument 5) der EEG-Umlage auf Basis der Börsenpreise hat dagegen eher eine wohlfahrtsvernichtende Wirkung und ist aus diesem Gesichtspunkt nicht anzuraten.
- **Klimaökonomische Kennwerte: Die direkten klimaökonomischen Wirkungen aller Reformvorschläge fallen nur moderat aus.** Eine Reduktion der Belastung des Strompreises durch eine Verringerung oder Eliminierung der EEG-Umlage fördert zum einen die Elektrifizierung des Wärmesektors, stimuliert aber auch den Mehrverbrauch im übrigen Stromsektor (das heißt außerhalb der Sektorenkopplung). Ohne weitergehende Effizienzmaßnahmen wirken beide Effekte gegenläufig auf die analysierten klimaökonomischen Ziele.
- **Umsetzbarkeit: Die rechtliche Umsetzbarkeit ist für fast alle untersuchten Instrumente grundsätzlich gegeben.** Allerdings kann eine teilweise Haushaltsfinanzierung der Einordnung der EEG-Umlage als genehmigungsbedürftige Beihilfe stützen. Ob eine CO₂-orientierte Bepreisung, die das europäische Emissionshandelssystem (ETS) überlagern würde, neben der ETS-Richtlinie eingeführt wer-

Bewertung unterschiedlicher Reforminstrumente

Abbildung 3

Wirkungen/ Effekte ggü. heutigem Umlagen- und Steuersystem	Instrumente					
	Reduktion des Strompreises durch Finanzierung der EEG-Kosten durch den Bundeshaushalt	CO ₂ -orientierte Bepreisung	Reduktion des Strompreises durch Umlagen im Wärme- und Verkehrssektor		Änderung der Preissystematik der EEG-Umlage	
			Kleine Sektorkopplung	Umfassende Sektorkopplung	Pauschalisierung	Dynamisierung
Belastung des Bundeshaushaltes	Belastung p.a.: +25 Mrd. € (2015), +17 Mrd. € (2030)	Belastung p.a.: +8,5 Mrd. € (2015), +7-11 Mrd. € (2030)	keine Be- oder Entlastung des Bundeshaushaltes	keine Be- oder Entlastung des Bundeshaushaltes	keine Be- oder Entlastung des Bundeshaushaltes	keine Auswirkung, aber signifikante Prognoserisiken
Wohlfahrt	ca. +0,8 Mrd. € p.a. (2015), zukünftig sinkend	ca. +0,5 Mrd. € p.a., zukünftig ähnlich	±0%	ca. +0,5 Mrd. €, zukünftig sinkend	ca. +0,8 Mrd. € p.a., zukünftig sinkend	-0,6 Mrd. € p.a.
Primärenergieverbrauch (approximiert für Effizienzziel)	ca. -1,5% – +0,5% (2015), ca. -2% – +0,5% (2030)					
Fossiler Primärenergieverbrauch (approximiert für CO₂-Ziel)	ca. -2% – 0% (2015) ca. -3% – 0% (2030)					
EE-Anteil an Bruttoendenergieverbrauch (approximiert für EE-Ziel)	ca. 0% – +4% (2015) ca. 0% – +3% (2030)					
Verteilungsgerechtigkeit	→ Erfüllung des Prinzips der Vorteilsnahme → soziale Gerechtigkeit durch Steuersystem erfüllbar	→ verursachergerecht, falls EE-Förderung durch Vermeidung von CO ₂ -Emissionen begründet → Ausnahmetatbestände erforderlich	→ Alle Sektoren tragen anteilig die EE-Kosten im Strom → Kosten des überdurchschnittlich hohen EE-Anteils verbleiben im Stromsektor	→ Kostentragung nicht notwendigerweise verursachergerecht oder dem Vorteilsprinzip folgend	→ Grenzen der Pauschalisierungsklassen müssen im Konsens abgestimmt werden → Ausnahmetatbestände möglich → überhöhte Belastung des Strompreises bleibt grds. bestehen	→ Kostentragung nicht notwendigerweise verursachergerecht oder dem Vorteilsprinzip folgend
Umsetzbarkeit und Good Governance	→ rechtlich und praktisch umsetzbar → Zweckbindung von Steuereinnahmen möglich	→ Durch begründete Teilfinanzierung aus dem Bundeshaushalt kann das Risiko einer Beihilfeeinstufung der EEG-Förderung verringert werden. → O ₂ -Orientierung rechtlich wahrscheinlich umsetzbar	→ Finanzierungsverantwortung rechtlich problematisch	→ Finanzierungsverantwortung rechtlich problematisch → zusätzliche Bedenken durch steigendes Umlagevolumen	→ rechtlich wahrscheinlich umsetzbar → Ausgestaltungskonzept noch zu entwickeln	→ rechtlich wahrscheinlich möglich → praktisch hoch komplexe Abwicklung

Eigene Darstellung

den darf, ist nicht abschließend geklärt, erscheint aber zulässig.

→ Gegen eine Senkung der EEG-Umlage in Fällen der Sektorenkopplung mit Gegenfinanzierung durch eine Umlage der Verbraucher im Wärme- und Verkehrssektor (Instrument 4) bestehen erhebliche Bedenken. Eine besondere Finanzierungsverantwortung dieser Verbraucher für den Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien lässt sich bislang rechtlich nicht belastbar begründen. Verstärkt gilt dies für die Einführung einer einzigen Erneuerbaren-Umlage (große Sektorenkopplung). Zudem wirft der mit einer Gegenfinanzierung aus den anderen Sektoren verbundene Vorteil

für die Stromverbräuche im Wärme- und Verkehrssektor beihilfenrechtliche Fragen auf (kleine Sektorenkopplung).

Grundsätzlich ist festzustellen, dass keine der Instrumentengruppen einen „Königsweg“ bietet. Ein sinnvoller Reformansatz wird sich daher aus verschiedenen Instrumentengruppen zusammensetzen müssen.

Welche Handlungsempfehlungen lassen sich daraus ableiten?

Die Studie hat eine Reihe von Erkenntnissen erarbeitet, die zu den folgenden Handlungsempfehlungen führen:

Übersicht der Handlungsempfehlungen

Abbildung 4

Ausgestaltung der Vorschläge mit allen Interessenvertretern

- Kostenorientierung der Netzentgelte
- Ausgestaltung des Baukostenzuschusses für Einspeiser
- Ausgestaltung der CO₂-basierten Bepreisung
- ggf. Ausgestaltung der Pauschalisierung (bei Alternativmodell)

Weiterentwicklung des ETS vorantreiben

- Mittelfristig ist eine Weiterentwicklung des ETS anzustreben und sind Maßnahmen zu entwickeln, wie auch ambitionierte Ziele innerhalb des ETS Berücksichtigung finden können.
- Falls sich eine entsprechende Anpassung nicht durchsetzen lässt, ist die Einführung einer europaweit harmonisierten CO₂-Besteuerung auf Energieträger zu entwickeln.
- Falls sich auch dies nicht realisieren lässt, ist die Einführung einer CO₂-Bepreisung auf Energieträger in Deutschland zu erwägen.

Entwicklung eines Konzeptes zur technologieunabhängigen und sektorübergreifenden Förderung von EE-Anlagen

- Wettbewerb zwischen EE-Anlagen in den unterschiedlichen Sektoren wird primär durch die unterschiedlichen Förderungshöhen und -konzepte vorgegeben.
- Die Festlegung der EE-Ausbauziele sowie der Förderungskonzepte in den diversen Sektoren sind aufeinander abzustimmen – vorzugsweise auch auf europäischem Niveau.

Eigene Darstellung

1. Auswahl und Abstimmung der Reformansätze:

Auf Basis der Bewertung müssen Reformansätze ausgewählt und in einem nächsten Schritt weiter ausgestaltet werden. Hierzu gehören beispielsweise:

- Festlegung der Rahmen für kostenorientierte Netzentgelte, einschließlich der kurz- und langfristigen Verfahren für zeitvariable Tarife
- Ausgestaltung des Baukostenzuschusses für Einspeiser, einschließlich der Berechnungsvorschrift und der Anwendung zwischen benachbarten Netzbetreibern
- Festlegung der Berechnungsvorschrift der CO₂-basierten Bepreisung, einschließlich der zugrunde liegenden Referenzpreise für CO₂-Emissionen und der Weiterentwicklung des spezifischen Verkehrsbeitrages zur Einbindung von Elektrofahrzeugen
- Festlegung der Pauschalisierung, einschließlich der Berechnungsvorschrift und des Schutzes einkommensschwacher Haushalte

Die Ausgestaltung der Reformvorschläge umfasst eine große Spannweite von Themen und sollte umgehend begonnen werden, um Einheitlichkeit und Konsistenz sicherzustellen.

2. Weiterentwicklung des EU-Emissionshandels-systems vorantreiben:

Eine CO₂-orientierte Bepreisung entfaltet nur eine begrenzte Steuerungswirkung in Bezug auf die stromproduzierenden Anlagen, da die Energieträger zur Stromerzeugung bei einer Kraftwerksleistung von mehr als zwei Megawatt aktuell von der Energiesteuer ausgenommen sind. Mittelfristig ist deshalb entweder das EU-Emissionshandelssystem (ETS) weiter zu entwickeln oder eine europaweit harmonisierte Klimasteuer für die Erzeuger einzuführen. Eine Weiterentwicklung des ETS, zum Beispiel unter Festlegung eines Mindestpreises oder stringenterer Mengenregulierung, wäre insofern sinnvoll, weil der Markt und die Prozesse hierzu bereits bestehen. Falls sich jedoch entsprechende Anpassungen nicht durchsetzen lassen, ist die Einführung

einer europaweit harmonisierten CO₂-Besteuerung für die Stromerzeugung zu entwickeln. Nur wenn diese Anstrengungen unfruchtbar bleiben, sollte die Einführung einer CO₂-basierten Bepreisung für Energieträger zur Stromerzeugung in Deutschland erwogen werden.

3. Weiterentwicklung der Fördermechanismen für Erneuerbare Energien, um Systemkosten sektorenübergreifend zu senken.

Wettbewerb zwischen EE-Anlagen in den unterschiedlichen Sektoren wird primär durch die unterschiedlichen Förderhöhen und -konzepte vorgegeben, kaum jedoch durch die hier untersuchte Steuerung über Netzentgelte, Umlagen und Steuern. Die Festlegung der EE-Ausbauziele sowie die Förderkonzepte, zum Beispiel KfW-Förderung, Kaufprämien etc., in den diversen Sektoren sollten aufeinander abgestimmt sein – vorzugsweise auch auf europäischem Niveau. Zumindest ist die Bestimmung der Volumen und Wirkungsweise der Fördermechanismen transparent und nachvollziehbar offenzulegen. Die EE-Ziele müssen nicht zuletzt wegen eines höheren Strombedarfs durch die Sektorenkopplung überprüft werden. Neben der Festlegung der Höhe der spezifischen EE-Ziele in den Sektoren, die zur Erreichung eines angestrebten EE-Anteils am Bruttoendenergieverbrauch erforderlich sind, müssen auch die dazugehörigen Fördermechanismen auf eine konsistente Wirkung beim Endkunden überprüft werden. Dabei ist darauf zu achten, dass insbesondere in den Sektoren mit den geringsten spezifischen EE-Ausbaukosten der EE-Ausbau stimuliert (und gefördert) wird, dass der Wettbewerb zwischen den unterschiedlichen Technologien in Strom, Wärme und Verkehr angefangen wird und dass Innovationen in allen Bereichen unterstützt werden.

2. Hintergrund und Ziel

2.1 Motivation

Die Energiewende ist in vollem Gange. Der Anteil Erneuerbarer Energien (EE) an der elektrischen Stromversorgung wächst unvermindert im vorgeesehenen Korridor. Bis zum Jahr 2050 soll der Anteil Erneuerbarer Energien an der elektrischen Energieerzeugung mindestens 80 Prozent betragen. Dies wird zu signifikanten Änderungen sowohl technischer als auch wirtschaftlicher Art bei der Produktion elektrischer Energie, der Vermarktung von Energie und der Planung und Führung der Netze führen. Auch die Nachfrage wird sich wesentlich ändern. Perspektivisch wird erneuerbarer Strom Teile des Wärmebedarfs decken und vermehrt im Verkehr eingesetzt werden. Industrielle Prozesse werden sich stärker nach der Verfügbarkeit Erneuerbarer Energien richten.

Auch die Integration des europäischen Strombinnenmarktes wird weiter voranschreiten und die europäischen Strommärkte werden über Grenzen hinweg weiter zusammenwachsen. Dies wird dazu führen, dass Großhandelspreise und Versorgungssicherheit vermehrt durch die europäische Zusammenarbeit bestimmt werden.

In diesem Kontext wird eine ökonomisch effiziente Bepreisung von Elektrizität eine Schlüsselanforderung für eine funktionierende und nachhaltige Energiewende einnehmen. Sie stellt sicher, dass Elektrizität angemessen gegenüber anderen Energieträgern bepreist ist und eine Nutzung von Strom im Wärme- oder Verkehrssektor – oder auch in anderen Sektoren – nicht gehemmt wird. Sie stellt auch sicher, dass gegebenenfalls durch zeitlich oder geografisch veränderliche Preise entsprechende Standort- und Betriebssignale an Produzenten und Konsumenten gesendet werden. Nur durch eine effiziente Bepreisung des Produktes Elektrizität können die Heraus-

forderungen der zunehmenden Wetterabhängigkeit der Energieversorgung gemeistert und die aus einer steigenden Beeinflussbarkeit der Nachfrage erwachsenden Chancen genutzt werden.

Netzentgelte, Umlagen, Abgaben und Steuern machen heute bereits für viele Verbrauchergruppen den Hauptteil der Stromkosten aus. Dieses System aus staatlich regulierten oder veranlassten Preisbestandteilen ist durch eine Vielzahl gegenseitiger Wechselwirkungen äußerst komplex und durch eine Reihe von Ausnahmen intransparent und in seiner Wirkungsweise nur schwer vorhersehbar.

Ziel dieser Studie ist die Entwicklung von Reformvorschlägen für das heutige System aus Netzentgelten, Umlagen und Steuern⁴, um den aus der Energiewende resultierenden Wohlfahrtsgewinn in Deutschland zu stärken und nachhaltig zu sichern. Mit dieser Studie wird zum ersten Mal der Versuch unternommen, die Auswirkungen des Systems auf die unterschiedlichen Aspekte des Energiemarkts – und angrenzenden Sektoren – ganzheitlich zu erfassen. Eine wichtige Funktion der Studie ist deshalb neben der Entwicklung entsprechender Reformmodelle, das Thema sowohl für politische Entscheidungsträger als auch für die Öffentlichkeit zugänglich zu machen.

4 Nicht näher betrachtet wird die Konzessionsabgabe, vgl. dazu etwa Agora (2013)

2.2 Ziel und Struktur der Studie

Die bestehenden Herausforderungen aus einem wachsenden Anteil regulierter Preisbestandteile, einer fehlenden Koordination des Ausbaus von EE-Anlagen und Netz, einem verzerrten Wettbewerb zwischen Strom und anderen Energieträgern in den Sektoren Wärme und Verkehr sowie aus einem zunehmend komplexer und intransparenter werdenden Gesamtsystem aus Netzentgelten, Umlagen und Steuern sind weitgehend bekannt. Unterschiedliche Parteien und Interessensvertreter haben bereits Vorschläge für die Weiterentwicklung erarbeitet und in die politische Diskussion eingebracht. Oftmals richten sich diese Vorschläge allerdings lediglich auf einzelne Herausforderungen und Problemfälle. Die Höhe der EEG-Umlage wird oftmals pauschal als „zu hoch“ erachtet und es werden Vorschläge präsentiert, wie die Umlage in Zukunft reduziert oder zumindest deren Anstieg begrenzt werden kann. In diesem Zusammenhang zielen alle Vorschläge in ihrem Kern auf eine Umverteilung der Kosten auf andere Schultern ab. Die resultierenden ganzheitlichen (Wechsel-) Wirkungen sind komplex und werden nicht immer ausreichend beleuchtet.

Ziel dieser Studie ist es deshalb, einen Rahmen zu schaffen, in dem die unterschiedlichen Vorschläge objektiv und transparent bewertet werden können. Dabei wird neben markt- und klimaökonomischen Aspekten auch die rechtliche Umsetzbarkeit bewertet. Vor diesem Hintergrund werden die wesentlichen Instrumente zur Weiterentwicklung des Netzentgelte-, Umlagen- und Steuersystems beschrieben, analysiert und bewertet.

Durch dieses Vorgehen wird eine solide Basis geschaffen, auf der unterschiedliche Reformvorschläge durch eine geeignete Zusammenstellung aus diversen Instrumenten entwickelt und bewertet werden können.

Beim Vorgehen wird zwischen Netzentgelten auf der einen Seite und Umlagen und Steuern auf der anderen Seite unterschieden. Netzentgelte bilden grundsätzlich die Kosten einer Leistung oder eines Produktes ab und unterliegen damit den Anforderungen einer effizienten produkt- oder dienstleistungsbezogenen Preissetzung. Umlagen und Steuern sind dagegen nicht direkt mit einer individualisierbaren Leistung verbunden. Vielmehr sollen die zu verteilenden Kosten mittels Umlagen möglichst effizient und gerecht verteilt werden und – falls möglich – auch Anreize schaffen, um die Erreichbarkeit klimapolitischer Ziele zu erleichtern.

In Kapitel 2 wird zunächst der Rahmen für eine möglichst objektivierbare und quantifizierbare Bewertung entwickelt. Dazu müssen die unterschiedlichen Ziele des Netzentgelte-, Umlagen- und Steuersystems berücksichtigt werden. Unter anderem soll das System aus Netzentgelten, Umlagen und Steuern eine Flexibilisierung des Erzeugungs- und Verbraucherverhaltens unterstützen und gegebenenfalls auch eine geografische Standortwahl fördern. Es soll die Konsistenz der Anreize in der öffentlichen und privaten Energieversorgung sicherstellen, insbesondere im Hinblick auf die Nutzung dezentral erzeugter Energie zur Reduktion des Bezugs aus dem öffentlichen Netz. Dabei ist die Flexibilität der Ware Strom von system- und netzdienlicher Flexibilität zu unterscheiden. Die Hauptziele des Netzentgelte-, Umlagen- und Steuersystems sind daher die Sicherstellung der Finanzierungsaufgabe und eine möglichst hohe markt- und klimaökonomische Effizienz. Nebenziele sind die Einhaltung der Verteilungsgerechtigkeit und die Sicherstellung der sozial-, industrie- und fiskalpolitischen Durchsetzbarkeit und der rechtlichen Umsetzbarkeit. Diese Nebenbedingungen werden die Entwicklung der Reformvorschläge zunächst nicht einschränken, müssen aber doch bei der Bewertung und bei der Entwicklung von Umsetzungspfaden berücksichtigt werden.

Kapitel 3 befasst sich mit der Weiterentwicklung der Netzentgelte. Zunächst werden die heute bestehenden Herausforderungen bezüglich der Netzentgelte skizziert. Darauf aufbauend werden die wesentlichen Instrumente zur Weiterentwicklung beschrieben und schließlich im Sinne des zuvor festgelegten Bewertungsrahmens verglichen.

Kapitel 4 hat das Umlage- und Steuersystem zum Mittelpunkt seiner Analyse. Der Fokus liegt dabei auf der EEG-Umlage und dem System der Strom- und Energiesteuern. Auch hier werden zunächst die wesentlichen Herausforderungen beschrieben, mögliche Instrumente zur Weiterentwicklung strukturiert und schließlich die unterschiedlichen Instrumente anhand des vorgegebenen Bewertungsrahmens verglichen.

Kapitel 5 dient dazu, einige sinnvolle Kombinationen aus diesen Instrumenten zu beschreiben und zu bewerten. Wenngleich hier kein abschließendes Gesamtsystem empfohlen werden kann, so bietet dieses Kapitel doch eine belastbare Basis, um gemeinsam mit den politischen Entscheidungsträgern und allen involvierten Interessensvertretern eine tragbare und nachhaltige Lösung zu entwickeln. Hier werden auch die wesentlichen Erkenntnisse zusammengefasst und ein Ausblick auf die nächsten Schritte gegeben, die zur nachhaltigen Entwicklung des Netzentgelt-, Umlagen- und Steuersystems erforderlich sind.

3. Bewertungskenngrößen

Grundsätzlich lassen sich vier übergeordnete Ziele für ein System aus Netzentgelten und staatlich veranlassten Preisbestandteilen bestimmen. Diese sind in Abbildung 5 dargestellt und bereits in der Grundlagenstudie⁵ diskutiert worden.

Die Hauptziele setzen sich zusammen aus Finanzierung und volkswirtschaftlicher Effizienz.

Die Finanzierung umfasst die Notwendigkeit, bestimmte Kosten zu decken. Das Netzentgeltsystem dient dazu, die Einnahmen eines Netzbetreibers in

Höhe der regulierten Erlösobergrenze sicherzustellen. Ebenso dienen EEG-, Biogas- und KWKG-Umlage dazu, die zur jeweiligen Förderung dieser Energien erforderlichen Kosten zu decken. Die Erfüllung der Finanzierungswirkung ist eine wesentliche Forderung an ein Netzentgelt- und Umlagesystem. Etwas anders ist es zum Teil bei den Steuern. Diese dienen oft primär dazu, gewisse Steuerungswirkungen auszuüben – zum Beispiel zur Erhöhung der Energieeffizienz –, und sollen zusätzlich einen Beitrag zu den öffentlichen Haushalten leisten. Anders als bei den Netzentgelten und den Umlagen ist bei den Steuern aber in der Regel keine feste Zuordnung zu bestimmten Kosten gegeben.

5 Agora (2017c)

Übersicht über die Haupt- und Nebenziele zur Bewertung eines Systems aus Netzentgelten und staatlich veranlassten Preisbestandteilen

Abbildung 5



Ein ganz fundamentales Ziel des Netzentgelt-, Umlagen- und Steuersystems ist die Erhöhung der volkswirtschaftlichen Effizienz. Marktwirtschaftliche Effizienz soll unter Beachtung umweltökonomischer Externalitäten gefördert werden. Ziel ist es, dass das Netzentgelt-, Umlagen- und Steuersystem die Nachfragefunktion, sprich die Zahlungsbereitschaft der Kunden nur möglichst geringfügig beeinflusst. Die volkswirtschaftliche Effizienz besteht aber auch aus einer adäquaten Berücksichtigung umweltökonomischer Externalitäten, die andernfalls in der Preisfindung nicht oder nicht vollständig abgebildet würden. Im Rahmen dieser Studie wird auf die klimaökonomischen Ziele der Bundesregierung abgestellt und überprüft, inwieweit unterschiedliche Systeme die Erreichung dieser Ziele unterstützen.

Die marktwirtschaftliche Effizienz wird im Sinne des sozialen Wohlfahrtsgewinns für die Volkswirtschaft abgeschätzt. In der politischen Diskussion werden beide Begriffe verwendet: Effizienz wird beispielsweise vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) im Strommarkt-*Grünbuch* und -*Weißbuch* adressiert⁶, während die soziale Wohlfahrt in den zugehörigen Kommentaren der deutschen Stromwirtschaft oder in empirischen Untersuchungen des europäischen Regulierers Agency for the Cooperation of Energy Regulation (ACER)⁷ zum Ausbau der Interkonnektoren verwendet wird. Beide Begriffe sind sehr ähnlich: Die Wohlfahrt wird in dieser Studie als Differenz zwischen der Zahlungsbereitschaft der Kunden und der Angebotsfunktion der Unternehmen verstanden. Die Differenz zwischen den Zahlungsbereitschaften und dem Preis stellt die Konsumentenrente dar – also der Überschuss oder Nutzen, der aus dem Handel durch den Konsumenten erzielt wird –, während die Differenz zwischen Preis und Angebotsfunktion die Produzentenrente misst – also der Überschuss oder Gewinn, der aus dem Handel durch den Unternehmer erzielt wird. Im Zustand der Effizienz wird die soziale

Wohlfahrt maximiert. Es ist dabei zu beachten, dass der Energieeffizienzbegriff, wie er beispielsweise vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) verwendet wird⁸, von Nutzen losgelöst ist und lediglich das politische Ziel der Verbrauchsminderung beschreibt.

Zur Messung der klimaökonomischen Effizienz dient eine Reihe unterschiedlicher Bewertungskenngrößen. Diese werden im Wesentlichen angelehnt an die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung.

Zur Approximation der Treibhausgasemissionen wird die Änderung des **fossilen Primärenergiebedarfs** berechnet. Als Kenngröße dient die Reduktion des fossilen Primärenergieverbrauchs, angegeben in Prozent. Die Ziele der Bundesregierung zur Reduktion von Treibhausgasen betragen 2020 mindestens 40 Prozent und 2030 mindestens 55 Prozent.⁹ Bezogen auf die Treibhausgasemissionen 2015 bedeutet dies eine Absenkungen von 17,6 Prozent bis 2020 oder von 38,2 Prozent bis 2030.

Zur Messung der Entwicklung der **Erneuerbaren Energien wird ihr Anteil am Bruttoendenergieverbrauch** bestimmt, angegeben in Prozent. Die diesbezüglichen Ziele lauten 18 Prozent (2020) beziehungsweise 30 Prozent (2030). Zusätzlich wird der Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bestimmt. Dieser soll bis 2020 auf mindestens 35 Prozent und bis 2030 auf mindestens 50 Prozent erhöht werden.

6 BMWi (2014b) und BMWi (2016b)

7 50Hertz (2016) und ACER (2015)

8 BMUB (2018)

9 gegenüber den Treibhausgasemissionen 1990

Zur Messung der klimapolitischen Ziele im Bereich Effizienz und Verbrauch dienen die Angaben der **Reduktion des Primärenergieverbrauchs**.

Der Primärenergieverbrauch soll bis 2020 um 20 Prozent gegenüber dem Wert von 2008 und im weiteren Verlauf bis 2050 um 50 Prozent reduziert werden. Bezieht man die geforderten Einsparungen auf den Primärenergieverbrauch von 2015 und unterstellt einen linearen Verlauf der Einsparungen zwischen 2020 und 2050, so bestimmen sich die ab 2015 geforderten Einsparungen bis 2020 zu rund 13,4 Prozent und bis 2030 zu rund 24,2 Prozent.

Der Einfluss von Netzentgelten, Umlagen und Steuern auf Endenergieproduktivität, Primärenergiebedarf der Gebäude sowie Wärmebedarf der Gebäude – als weitere wichtige klimapolitische Ziele der Bundesregierung – wird im Rahmen dieser Studie nicht weiter quantifiziert. Er wird eher als gering eingeschätzt.

Die beiden Nebenziele setzen sich zusammen aus der Verteilungsgerechtigkeit sowie der rechtlichen Umsetzbarkeit und *Good Governance*. Diese werden in der Studie qualitativ diskutiert.

Die Verteilungsgerechtigkeit zielt zum einen auf das Verursacherprinzip beziehungsweise den Vorteilsgedanken und zum anderen auf soziale und wettbewerbliche Aspekte ab. Verursacherprinzip und Vorteilsgedanke sind oft nicht kongruent und führen deshalb auch zu unterschiedlichen Bewertungen.

Oftmals wird das Verursacherprinzip auch mit dem Prinzip der Kostendeckung gleichgesetzt, das eine wichtige Grundlage der Preisfindung darstellen kann. Der Vorteilsgedanke geht vielmehr davon aus, dass der Nutznießer zum Beispiel einer Investition oder einer Dienstleistung für die mit dieser Investition oder Dienstleistung verbundenen Kosten aufkommen soll. Als Teil der Verteilungsgerechtigkeit sind aber zusätzlich auch soziale und wettbewerbliche Aspekte ausreichend zu berücksichtigen. Die durch Netzentgelte, Umlagen oder Steuern verursachten Belastun-

gen müssen insbesondere dann reduziert werden, wenn die Belastungen die Leistungsfähigkeit der Empfänger in ungewünschtem Maße überschreiten. Hier liegt die Aufmerksamkeit zum einen auf einkommensschwachen Familien und Personen und zum anderen auf (Industrie-)Kunden, die durch die Höhe der Umlagen oder Steuern eine unzumutbare Wettbewerbsbeschränkung erfahren würden.

Ein weiteres wichtiges Nebenziel ist die rechtliche Umsetzbarkeit und *Good Governance*. Dies beinhaltet zum einen die Rechtssicherheit des vorgeschlagenen Systems aus Netzentgelten, Umlagen und Steuern. Es beinhaltet darüber hinaus aber auch die praktische Umsetzbarkeit und insbesondere die Transparenz und Nachhaltigkeit der vorgeschlagenen Maßnahmen.

4. Reform der Netzentgelte

4.1 Übersicht über wesentliche Herausforderungen

Wie in der Grundlagenstudie bereits umfassend diskutiert, birgt das derzeitige Netzentgeltsystem für die erwarteten Entwicklungen in der Energiewirtschaft einige Herausforderungen. Diese werden im Folgenden kurz zusammengefasst.

4.1.1 Die fehlende Koordination von Zubau und Netzausbau erhöht die volkswirtschaftlichen Kosten.

Die Optimierung der Erzeugung, der Last und des Netzes erfolgt heute jeweils getrennt voneinander.¹⁰ Die gegenwärtige Netzentgeltsystematik sieht keine Instrumente vor, die die Internalisierung der von den Einspeisern verursachten Netzkosten ermöglichen und gleichzeitig eine effiziente geografische Allokation von Erzeugung und Verbrauch gewährleisten. Daher fehlt auf Erzeuger- und Verbraucherseite ein Preissignal, das die geografische Allokation entsprechend den Netzkosten gewährleistet. Ein suboptimales Gesamtergebnis in Form höherer volkswirtschaftlicher Kosten ist die Folge. Derzeit führt die Auswahl des Standortes nach reinen Effizienzkriterien der Stromerzeugung bei fehlender Berücksichtigung der Netzinfrastrukturkosten zu vergleichsweise hohen Netzentgelten bei Verbrauchern in den Ausbauregionen.

Die aktuelle politische Diskussion adressiert erstmalig die sogenannte Verteilernetzkomponente, die die Koordination von EE-Zubau und Netzausbau gewährleisten soll. Die Idee dabei ist, die anfallenden Netzerweiterungskosten bei der Auktionierung kon-

kreter EE-Projekte zu berücksichtigen und so einen finanziellen Anreiz für die Suche nach kostengünstigen Anschlüssen zu kreieren.

4.1.2 Netzkosten durch EE-Zubau werden vor allem durch Endabnehmer in betroffenen Regionen getragen und verursachen eine hohe Divergenz der Netzentgelte.

Der EE-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 Netzentgelten.

Das derzeitige Netzentgeltsystem verlagert die Differenznetzkosten einer Netzebene auf die nachgelagerte Netzebene. Dies entsprach in der Vergangenheit auch dem gängigen Lastfluss. Im Zuge der Energiewende und der zunehmenden Integration Erneuerbarer Energien verändert sich das Abnahme- und Einspeiseverhalten vor allem auf der Niederspannungsebene und führt in einigen Netzregionen zu einer Umkehr des Lastflusses. Die Kostenverteilung ist somit nicht (mehr) verursachergerecht.

4.1.3 Fehlende Kostenorientierung führt zur „Entsolidarisierung“ und Verzerrung des Nachfrageverhaltens.

Das Netzentgeltsystem ignoriert die tatsächliche Kostenfunktion des Netzes beziehungsweise der Kostentreiber. Obwohl ein Großteil der Netzkosten leistungs- beziehungsweise anschlussabhängig ist, werden diese fixen Kosten zum Teil durch eine arbeitsabhängige Tarifkomponente gedeckt. Eine Reduktion der Stromentnahme aus dem Netz führt allerdings nicht notwendigerweise zur Kosteneinsparung beim Netzbetreiber. Der Fehlbetrag zur Deckung der leistungs- beziehungsweise anschlussabhängigen Fixkosten wird durch eine Korrektur

10 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.

beziehungsweise Erhöhung des Tarifs kompensiert. Dies wiederum belastet die Verbraucher stärker, die ihren Strom weiterhin aus dem Netz entnehmen – die sogenannte Entsolidarisierung –, und setzt Anreize die Stromentnahme aus dem Netz zu reduzieren oder auf Eigenversorgung umzusteigen. Eine unerwünschte Spirale von Tariferhöhungen könnte die Folge sein.

4.1.4 Das Potenzial der zeitlichen Verschiebung der Nachfrage zur Reduktion der Netzkosten wird nicht ausgeschöpft.

Die derzeitige Struktur des Netzentgelts hat zur Folge, dass weder Erzeuger noch Verbraucher die kurzfristig gegebene Netzsituation beachten. Engpasssituationen werden durch die Netztarife nicht signalisiert und somit wird ein kostenminimaler Netzausbau und -betrieb verhindert. Dadurch wird das Netz tendenziell größer dimensioniert und entsprechend teurer als eigentlich notwendig. Dies war bislang kein wesentlicher Aspekt bei der Netzentgeltgestaltung, denn das Potenzial, auf die Netzsituation zu reagieren, war in der Vergangenheit nur eingeschränkt gegeben. Während in der Vergangenheit wenig Potenzial an Lastmanagement bestand, bringt die Zukunft ein hohes Potenzial an verschiebbarer und flexibler Last und Erzeugung mit sich, beispielsweise über Kleinspeicher oder Elektromobilität in Kombination mit digitalen Lösungen.

Erste Ansätze, die Netzsituation zu berücksichtigen, wurden mit der Definition von Hochlastzeitfenstern (HLZF) im Rahmen der atypischen Netznutzung eingeführt. Diese werden ex ante festgelegt und führen durch Preisdifferenzierungen zwischen unterschiedlichen Lastfenstern eine Lenkungswirkung beim Verbrauch herbei. Im Niederspannungsnetz setzt § 14a EnWG Anreize durch reduzierte Netzentgelte, dem Netzbetreiber die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen zu überlassen, doch steht eine konkretisierende Rechtsverordnung weiterhin aus.

4.2 Übersicht über die Lösungsansätze im Bereich der Netzentgelte

Unter den viel diskutierten Lösungsvorschlägen für die obige Problematik, hat die Grundlagenstudie die folgenden als vielversprechend identifiziert:

- **Kostenorientierte Netzentgelte:** Netzentgelte, die die anfallenden Netzkosten beachten, erzielen eine effektive Lenkungswirkung und können unterschiedlich ausgestaltet werden, zum Beispiel durch die Anwendung der Gleichzeitigkeitsfunktion oder von zeitvariablen Tarifen, die sich an der Netzauslastung orientieren.
- **Einspeiseentgelte:** Baukostenzuschüsse für die Einspeisung beziehungsweise Verteilernetzkomponente sorgen für eine bessere Koordination zwischen Erzeugung und Netz.

4.3 Kostenorientierte Netzentgelte für Verbraucher

4.3.1 Ausgestaltung der Netzentgelte auf der Verteilnetzebene

Die Herausforderung der heutigen Netzentgeltssystematik besteht vor allem in der mangelnden Kostenorientierung einzelner Tarifkomponenten. Das bereits in der Grundlagenstudie diskutierte Problem der Entsolidarisierung wird ohne Veränderung der Netzentgeltssystematik bestehen bleiben.

Zudem führt die unzureichende Kostenorientierung von Tarifkomponenten dazu, dass netzdienliches Verhalten keine Auswirkung auf die zu zahlenden Netzentgelte hat und somit kein Anreiz besteht, sich an der Netzsituation zu orientieren. Stattdessen muss ein netzdienliches Verhalten durch eine Vielzahl von Ausnahmeregelungen erkaufte werden wie zum Beispiel durch ermäßigte Netzentgelte bei netzentlastendem Stromverbrauch (§ 19 Abs. 2 Satz 1 Stromnetzentgeltverordnung, StromNEV). Die Kostenorientierung in der Netzentgeltssystematik würde dazu führen, dass das Verhalten einzelner Netznutzer hierdurch

gelenkt wird. Das Potenzial der zeitlichen Verschiebung beziehungsweise der Flexibilität wird mit dem heutigen Netzentgeltsystem nicht ausgenutzt.

4.3.1.1 Kostenstruktur des Netzbetriebes

Für eine bessere Kostenorientierung der Tarife ist zunächst die Kostenstruktur von Verteilnetzen zu erarbeiten. Der Fokus liegt dabei auf den wesentlichen Kostentreibern, die die einzelnen Kostenpositionen determinieren. Grundsätzlich lassen sich fünf Kostentreiber identifizieren:

→ **Auslegungsrelevante Leistung**

Die Leistung, die für die Auslegung des Netzes beziehungsweise der Netzkapazität verantwortlich ist. Welche Leistung das ist, hängt von der Netzplanung beziehungsweise den dortigen Annahmen ab.

→ **Anschlusspunkte/Struktur**

Die Anzahl, die Lage und die Art der Anschlusspunkte sowie die topologische Struktur determinieren vor allem die Länge eines Netzes und damit signifikant die Kosten des Verteilnetzbetreibers (VNB). Um einen Anschluss zu ermöglichen, sind zahlreiche Arbeiten notwendig. Ein großer Kostenanteil entsteht beispielsweise durch Erdarbeiten.

→ **Betriebsführung und Verwaltung**

Die Anforderung an die Betriebsführung und die Verwaltung steigen mit wachsender Dimensionierung des Netzes. Die Verwaltung wird vor allem determiniert durch die Anzahl der Entnahmestellen. Der Netzbetrieb wird durch die Netznutzung bestimmt.

→ **Netzverluste**

Netzverluste hängen im Wesentlichen von der Intensität der Netznutzung ab, das heißt, sie sind von der bezogenen Energie abhängig.

→ **Systemsicherheit**

Systemsicherheit wird unter anderem durch den zeitpunktbezogenen Ausgleich von ein- und ausgespeister Leistung erzielt. Systemsicherheit wird durch verschiedene Produkte gewährleistet. Die dimensionierungsrelevanten Produkte sind dabei unter anderem abschaltbare Lasten (AbLaV), Regelleistung, Netzreserve und Schwarzstartleistung.

Manche Kostentreiber sind von der Netznutzung abhängig, das heißt von der bezogenen Energie, andere wiederum sind dimensionierungsabhängig, das heißt von der Netzstruktur und von der Leistung. Netznutzungsabhängig sind die Netzverluste und ein Teil der Kosten für die Betriebsführung und Verwaltung. Wird also das Netz bei einem bestehenden Anschluss nur wenig genutzt, weil zum Beispiel auf eine Eigenversorgung umgestellt wurde, dann lassen sich die netznutzungsabhängigen Kosten entsprechend senken. Die Dimensionierung und damit die relevanten Kosten bleiben davon jedoch unberührt.

Auf Basis der diskutierten Kostentreiber lassen sich folgende Tarifkomponenten definieren.

1. Der **Grundpreis**, je Entnahmestelle. Dieser besteht aus zwei Komponenten: aus den Kosten je Entnahmestelle und den anschlussabhängigen Kosten je Anschlusspunkt. Werden mehrere Entnahmestellen hinter einem Anschlusspunkt beliefert, dann werden die anschlussabhängigen Kosten je Anschlusspunkt auf die Anzahl der belieferten Entnahmestellen aufgeteilt.
2. Der **Arbeitspreis (AP)**, abgerechnet nach der bezogenen Energie im Jahr.
3. Der **Leistungspreis**, abhängig von der bei der Netzdimensionierung herangezogenen auslegungsrelevanten Leistung.

Die Kosten für die Systemsicherheit werden nicht einem separaten Tarifträger zugeordnet, sondern über den Leistungspreis erhoben. Denn die netzspezifischen Anforderungen an die Systemsicherheit sind mit der zeitpunktbezogenen Leistung in dem jeweiligen Netz korreliert. Die Zusammenfassung dieser Kosten im Leistungspreis vereinfacht die Tarifstruktur. Prinzipiell wäre aber ein separater Systemsicherheitspreis auch vorstellbar.

4.3.1.2 Ausgestaltung einzelner Tarifkomponenten

Grundpreis

Grundpreise werden als fixer Betrag in Euro pro Jahr erhoben. Kostenorientierte Grundpreise werden auf Basis von zwei Kostentreibern gebildet:

- a. fixe Verwaltungskosten und Betriebskosten **je Entnahmestelle** und
- b. anschlusspunktabhängige Kosten **je Anschlusspunkt**.

Zu betonen ist die Differenzierung zwischen einer Entnahmestelle und einem Anschlusspunkt. Ein Anschluss mit mehreren Entnahmestellen (zum Beispiel bei einem Mehrfamilienhaus) verursacht die gleichen Kosten, unabhängig davon, wie viele Entnahmestellen sich dahinter verbergen beziehungsweise bedient werden.

Sind also hinter einem Anschlusspunkt mehrere Entnahmestellen vorhanden, dann wird der Grundpreis für den Anschluss auf die Entnahmestellen aufgeteilt. Somit führt das Teilen zu einem geringeren Grundpreis je Entnahmestelle als für Anschlüsse mit nur einer Entnahmestelle, zum Beispiel im Fall eines Einfamilienhauses.

Die Differenzierung zwischen den beiden Kostenpositionen führt zu einer besseren Reflexion der Kostenunterschiede in Netzgebieten mit unterschiedlicher Struktur. Zudem ermöglicht die Differenzierung eine deutlich bessere beziehungsweise verursacher-gerechte Verteilung der Kosten zwischen den unterschiedlichen Netznutzern.

In Ballungszentren mit einem hohen Anteil an Mehrfamilienhäusern sind die resultierenden Grundpreise niedriger als in Netzregionen, die durch Einfamilienhäuser geprägt sind.

Um solch eine Differenzierung vorzunehmen, müssen die relevanten Kostenpositionen ermittelt und auf die jeweiligen Kostentreiber aufgeschlüsselt werden. Der Netzbetreiber wäre verpflichtet zwei Grund-

preiskomponenten zu veröffentlichen, eine für den Anschluss und eine andere für die Entnahmestelle. Wie dies konkret erfolgen kann, wird nachfolgend in einem Fallbeispiel exemplarisch im Kapitel 3.3.2 dargestellt.

Arbeitspreis

Der Arbeitspreis wird auf Basis von bezogener Energie in einem bestimmten Zeitraum abgerechnet. Ein kostenorientierter Arbeitspreis hängt also von variablen Kosten der Netznutzung ab, das heißt von nutzungsabhängigen Kostentreibern, wie beispielsweise den Netzverlusten.

Die nutzungsabhängigen Kosten machen einen relativ geringen Teil der gesamten Netzkosten aus, während der Arbeitspreis heute einen wesentlichen Beitrag zur Deckung der Netzkosten liefert. Dementsprechend ist ein kostenorientierter Arbeitspreis deutlich niedriger im Vergleich zum heutigen Arbeitspreis.

Die Senkung des Arbeitspreises im Vergleich zum Status quo kann dazu führen, dass der Stromverbrauch hierdurch steigt. Dies ist im Weiteren zu überprüfen.

Leistungspreis

Zur Bestimmung des Leistungspreises sollten bei kostenorientierten Netzentgelten nur die leistungsabhängigen Kosten des Netzbetreibers herangezogen werden. Im heutigen System werden jedoch die Gesamtnetzkosten für die Bestimmung des Leistungspreises herangezogen und nicht lediglich der leistungsabhängige Teil der Netzkosten.

Grundsätzlich bestehen unterschiedliche Ausgestaltungsmöglichkeiten zur Bestimmung des Preises. Bei einem kostenorientierten Leistungstarif ist die auslegungsrelevante Leistung im Netz entscheidend. Der individuelle Beitrag eines Netznutzers reflektiert damit den individuellen Beitrag zur auslegungsrelevanten Leistung. Der Kostenbezug im Leistungspreis ermöglicht ein effektives und effizientes Preissignal

Durchschnittlicher Arbeitspreis in Cent je Kilowattstunde heute

Abbildung 6



für die Netznutzer. Die auslegungsrelevante Leistung wird heute in Form der individuellen zeitgleichen Leistung interpretiert.

Für die Ausgestaltung des Leistungspreises werden folgende Alternativen diskutiert:

a. Anwendung von Gleichzeitigkeitsfunktionen:

Ähnlich dem heutigen System werden jedoch ausschließlich die Leistungskosten mithilfe von Gleichzeitigkeitsfunktionen auf einen Leistungspreis (auf die individuelle zeitungleiche Leistung) und einem Arbeitspreis aufgeteilt. Die Gleichzeitigkeitsfunktionen dienen dazu, den individuellen Beitrag eines Netznutzers zur auslegungsrelevanten Leistung mithilfe von Benutzungsstunden und der individuellen zeitungleichen Leistung zu approximieren. Eine direkte Messung

des individuellen Leistungsbezuges in den auslegungsrelevanten Zeiträumen ist nicht notwendig.

In der Grundlagenstudie wurde gezeigt, dass die Anwendung der heutigen Gleichzeitigkeitsfunktion für die künftigen Anwendungen angepasst werden muss, weil sie angesichts der technologischen Entwicklung mit einem dynamischeren Verbrauchsverhalten einhergeht und nicht immer die Kostenallokation zutreffend ermöglicht. Ein Beispiel sind Speicher, die gegebenenfalls geringe Benutzungsstunden haben, aber in der auslegungsrelevanten Zeit aktiviert werden. Mit dem heutigen System würden diese Speicher einen geringen Leistungspreis, dafür aber einen hohen Arbeitspreis bezahlen, was der Kostenorientierung zuwiderlaufen würde und aufgrund dessen nicht die richtigen Anreize setzt. Um einen kostenori-

entierten Ansatz zu gewährleisten, muss entweder die Gleichzeitigkeitsfunktion individuell den jeweiligen Netzcharakteristika angepasst werden oder es werden unterschiedliche Gleichzeitigkeitsfunktionen angewendet, die unterschiedliche Netznutzergruppen und deren Beitrag im Kollektiv verursachergerecht abbilden. Dies ist beispielhaft in der Abbildung 7 dargestellt. So werden für unterschiedliche Kundengruppen Gleichzeitigkeitsfunktionen bestimmt, die die individuellen Kostenverursachung jedes einzelnen Kunden auf Basis seiner Benutzungsstunden und zeitungleicher Leistung approximiert.

Mit diesem Ansatz sind jedoch zwei wesentliche Nachteile verbunden. Die Energielandschaft und die Rahmenbedingungen verändern sich sehr schnell. Die Flexibilität sowohl der Anbieter als auch der Nachfrager wird technologiebedingt

steigen. Netzbetreiber werden in der Entwicklung der Netzcharakteristika unterschiedliche Dynamiken aufweisen. Diese Dynamiken bedingen, dass sich die Gleichzeitigkeitsfunktionen ebenfalls unterschiedlich entwickeln beziehungsweise auf Veränderungen reagieren, sodass ein „One size fits all“-Ansatz nicht mehr adäquat erscheint. Dies impliziert folglich, dass der Netzbetreiber die Gleichzeitigkeitsfunktion, die die Wahrscheinlichkeit des individuellen Beitrags an der auslegungsrelevanten Leistung approximieren soll, stets aktualisieren muss. Selbiges kann allerdings nur dann adäquat erfolgen, wenn die „Punktwolke“, das heißt, die individuellen Beiträge zur Gleichzeitigkeit gemessen werden. Wenn jedoch eine Messung stattfinden muss, um die Gleichzeitigkeitsfunktion zu aktualisieren oder anzupassen, dann ist der Mehrwert der Approximation durch die Benutzungsstunden und der zeitungleichen Leistung

Beispielhafte Differenzierung von Gleichzeitigkeitsfunktionen

Abbildung 7



nicht ersichtlich, da die Messwerte besser direkt genutzt werden könnten.

Zudem kommt hinzu, dass die regulatorische Erfassung beziehungsweise das Monitoring des Systems dadurch erschwert wird. Eine individuelle Ausgestaltung der Gleichzeitigkeitsfunktion(en) birgt das Risiko einer unvorteilhaften Diskriminierung zwischen den Netznutzern. Heute werden Vorgaben für die Ausgestaltung der Gleichzeitigkeitsfunktion durch die Bundesnetzagentur gemacht.

b. Zeitvariabler Leistungspreis: Eine andere Möglichkeit besteht darin, die Leistungskosten direkt auf die auslegungsrelevante Leistung zu allokatieren. Der Leistungspreis reflektiert so den individuellen Beitrag zu der auslegungsrelevanten Leistung und wird ermittelt durch die direkte Messung zu beziehungsweise in den relevanten Zeitpunkten und Zeiträumen. Das bedeutet den Verzicht auf die Approximation durch die Gleichzeitigkeitsfunktion. Somit rücken auch die Kennzahlen der individuellen zeitgleichen Leistung und der Benutzungsstunden in den Hintergrund. Für die Abrechnung werden die individuell gemessenen Leistungswerte herangezogen.

Die auslegungsrelevante Leistung im Netz muss nicht notwendigerweise als die zeitgleiche Leistung zu einem bestimmten Zeitpunkt im Netz interpretiert werden. Möglich ist die Annahme mehrerer Zeitpunkte. Bereits heute wird ein ähnlicher Ansatz in Bezug auf die Hochlastzeitfenster angewendet. In diesen Zeitfenstern ist eine hohe Netzbelastung zu beobachten. Diese wird als auslegungsrelevant interpretiert und reflektiert die langfristigen Grenzkosten des Netzes.

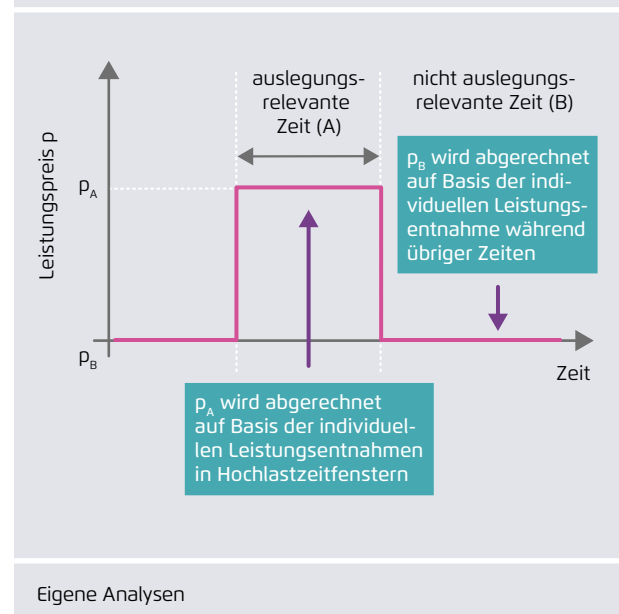
Die Bestimmung des Leistungspreises erfolgt relativ einfach und transparent, indem die Leistungskosten des Netzgebietes durch die erwartete Summe der in den Zeitfenstern bezogenen Leistung geteilt werden. Es resultiert dann ein durch-

schnittlicher Leistungspreis in Euro je bezogenem Kilowatt in der Viertelstunde. In den Zeiträumen außerhalb der Hochlastzeitfenster sind die langfristigen Grenzkosten theoretisch mit null anzusetzen, da der Leistungsbezug nicht auslegungsrelevant wird und damit zu null Euro abzurechnen ist.¹¹

Dies stellt eine extreme Ausgestaltungsform dar. Ein Grundbetrag für den Leistungsbezug außerhalb der Hochlastzeitfenster kann beziehungsweise sollte erhoben werden und reduziert dadurch den Leistungspreis innerhalb der Hochlastzeitfenster. Zudem müssen die Preise zwischen den Zeitfenstern nicht notwendigerweise starke Sprünge aufweisen.

- 11 Da jeder Leistungspreis je Zeiteinheit eigentlich einem Arbeitspreis je Zeiteinheit entspricht, handelt es sich bei einem zeitvariablen Leistungstarif faktisch um einen zeitpunktbezogenen Arbeitspreis.

Schematische Darstellung des zeitvariablen Leistungspreises **Abbildung 8**



Für eine wirkliche Kostenorientierung muss die Definition der Hochlastzeitfenster auf dem Gedanken der auslegungsrelevanten Leistung im Netz beruhen.

Für die Ausgestaltung zeitvariabler Komponenten gibt es zwei Möglichkeiten, die sich vor allem in Bezug auf die Bekanntgabe von Hochlastzeitfenstern unterscheiden.

Bei einem **statischen zeitvariablen Tarif** erfolgt die Vorgabe der Tarifzeitfenster mit unterschiedlichen Preisen relativ lang im Voraus auf Basis von Prognosewerten des Netzbetreibers. Der wesentliche Vorteil dabei ist, dass Planungssicherheit für die Netznutzer hierdurch zu jedem Zeitpunkt gegeben ist und die Prozesse beziehungsweise der Leistungsbezug so geplant wird, dass er sich gegebenenfalls an den Zeitfenstern orientiert. Der wesentliche Nachteil dabei ist die Prognoseunsicherheit beim Netzbetreiber, wenn beispielsweise die vordefinierten Zeitfenster nicht die tatsächliche Belastung im Netz reflektieren. Die Prognoseunsicherheit in Bezug auf das Kundenverhalten wird zwar mit der Zeit und zunehmender Erfahrung abnehmen, bleibt jedoch bei der Marktprognose (zunehmend determiniert durch Wetter) weiterhin ein kritischer Parameter bei statischen zeitvariablen Tarifen.

Bei einem **dynamischen zeitvariablen Tarif** werden zwar die Tarife lang im Voraus vorgegeben, wann jedoch ein Hochlastzeitfenster eintritt, wird dem Netznutzer kurzfristig bis zum *Real-Time* bekannt gegeben. Es handelt sich um ein deutlich effektiveres Instrument im Umgang mit Spitzenlast im Netz, da die Prognoseunsicherheiten bezüglich der Netz- beziehungsweise Marktsituation besser abbildbar sind. Zudem hebt ein dynamischer Tarif die kurzfristigen Flexibilitätspotenziale der Lastseite effektiver als der statische zeitvariable Tarif. Die Nachteile sind, dass nun die Planung für die Netznutzer komplexer wird und mit gewissen Planungsunsicherheiten verbunden ist sowie ein

hoher Automatisierungsgrad sowohl beim Netzbetreiber als auch beim Netznutzer für die Effektivität des Tarifs eine Voraussetzung ist.

Auch wenn ein zeitvariabler Leistungspreis konzeptionell deutliche Vorteile gegenüber der Anwendung von Gleichzeitigkeitsfunktionen aufweist, so sind grundsätzliche technische Herausforderungen damit verbunden, die für eine geeignete Ausgestaltung effektiver zeitvariabler Tarife von Bedeutung sind.

Innerhalb einer Netzebene kann an verschiedenen Stellen eine zeitweilig lokale Höchstlast entstehen, die dennoch zeitlich unterschiedlich zur Jahreshöchstlast der gesamten Netzebene ist. Es bedarf daher einer Definition der relevanten Hochlastzeiten beziehungsweise -orte, die für die Festsetzung der Hochlastzeitfenster relevant ist. Zudem kann es zu unterschiedlicher zeitlicher Verteilung der Hochlastzeitfenster innerhalb eines Netzgebietes kommen.

Um ein effektives Signal und damit eine effiziente Netznutzung überhaupt ermöglichen zu können, sollten zeitvariable Tarife deshalb nach Bedarf zeitlich und regional innerhalb eines Netzgebietes differenziert werden.

c. Leistungskosten auf die Anschlusskapazität oder marktpreisabhängige Leistungskosten: Bereits heute und in Zukunft werden die Kosten mancher Netzbetreiber nicht durch die Lasten bedingt, sondern durch die Einspeisung. Verursacht die Last durch die Netznutzung keinerlei Kosten im Netz, das heißt, die langfristigen Grenzkosten des Netzausbaus werden nicht durch die Last determiniert, können die bestehenden Leistungskosten beispielsweise auf Basis entweder der individuellen zeitungleichen Leistung oder der Anschlussleistung abgerechnet werden. Eine andere Form der Lenkungswirkung ist jedoch auch vorstellbar, zum Beispiel ein zeitvariabler Tarif, der mit der Marktsituation variiert: Ist der Großhandelspreis gering,

Mögliche Netzentgeltsysteme

Tabelle 1

	NNE 1: G-Funktion	NNE 2a: statisch zeitvariabler Tarif	NNE 2b: dyna- misch zeitvariab- ler Tarif	NNE 3: Anschluss- kapazität	NNE Status quo
Leistungspreis	Aufteilung der Leistungskosten auf Leistungstarif und Arbeitspreis mit der G-Funktion , Abrechnung nach Messwerten (der individuellen zeitungleichen Leistung).	Zeitvariabel mit Ex-ante-Ankündigung (das heißt statisch) der HLZF. Aufteilung der Leistungskosten auf die HLZF. Abrechnung nach Messwerten für die individuelle Inanspruchnahme des Netzes innerhalb der HLZF.	Zeitvariabler Tarif mit dynamischer Anpassung des Leistungspreises (kurzfristig abhängig von der Netz-situation). Aufteilung der Leistungskosten auf die antizipierten kritischen Netz-situationen. Abrechnung nach Messwerten für die individuelle Inanspruchnahme des Netzes innerhalb der kritischen Netz-situation.	Leistungskosten werden auf Basis der installierten Anschlussleistung erhoben. So werden leistungsabhängige Kosten auf die Summe der installierten Anschlussleistung aufgeteilt.	Die gesamten Netzkosten werden zuerst auf die Jahreshöchstlast allokiert und anschließend auf Leistung und Arbeit aufgeteilt. Basis ist die individuelle zeitungleiche Leistung.
Arbeitspreis	Anwendung der G-Funktion zur Bestimmung des AP	kostenorientiert	kostenorientiert	kostenorientiert	aus der G-Funktion abgeleitet
Grundpreis	differenziert nach Anschluss- und Entnahmepunkt	differenziert nach Anschluss- und Entnahmepunkt	differenziert nach Anschluss- und Entnahmepunkt	differenziert nach Anschluss- und Entnahmepunkt	–

Eigene Darstellung

sinkt der Leistungspreis und vice versa. Die damit erzielte Lenkungswirkung ist ein höherer Leistungsbezug in Zeiten niedriger Strompreise, die mit hoher Erneuerbare-Energien-Einspeisung korrelieren, und gegebenenfalls geringem Leistungsbezug bei hohen Preisen. Dies kann in „Einspeisenetzen“ netzdienlich sein, wenn von einer Korrelation der Einspeisung und der Preise auszugehen ist. Wie bei den zeitvariablen Tarifen beschrieben sind auch in diesem Fall die damit verbundenen technischen Herausforderungen zu beachten. Dies impliziert eine zeitliche und geografische Differenzierung in der Ausgestaltung. Grundsätzlich stellt sich die Frage, ob eine unterschiedliche Ausgestaltung von Tarifsystemen differenziert nach der Art beziehungsweise den Charakteristika des Netzes möglich ist. Damit würde beispielsweise im Süden Deutschlands ein anderes Netzentgeltsystem angewendet werden als zum Beispiel in Brandenburg. In Bezug auf die mit den Netzentgeltsystemen verursachte Lenkungswirkung und den damit verbundenen Effizienzvorteilen hätte das differenzierte Vorgehen Vorzüge. Allerdings sind zwei Aspekte zu berücksichtigen: die damit verbundenen regulatorischen Risiken und die Transaktionskosten.

Mit den diskutierten Tarifkomponenten lassen sich folgende Systeme für ein Netznutzungsentgelt (NNE) konstruieren (siehe Tabelle 1).

Grundsätzlich können die vorgestellten Netzentgeltsysteme für leistungsgemessene Kunden und Standardlastprofile (SLP) analog angewendet werden. Ein einziges Tarifsystem vereinfacht deutlich die Handhabung und senkt die Transaktionskosten. Allerdings impliziert die Anwendung von Standardlastprofilen die Gefahr, dass sich das individuelle Netznutzungsverhalten dort nicht abbildet. Dies setzt jedoch gleichzeitig den Anreiz, freiwillig eine Leistungsmessung zu installieren, um durch die Optimierung des Netznutzungsverhaltens Netzkosten einzusparen. Bei einer gesonderten Handhabung der SLP-Kunden wäre es möglich, die relevanten Leistungskosten in Form von (heutigen) Arbeitskosten zu erheben.

Ein konzeptioneller Vorteil besteht darin, dass die SLP-Kunden die Netzentgelte durch ihren Verbrauch steuern können, bei einem Leistungspreis wäre dies nicht möglich, sondern vorgegeben durch das Standardlastprofil. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, die neuen Lastprofile zu definieren oder die bestehenden weiter zu differenzieren. Nur so wird gewährleistet, dass eine verursachergerechte Verteilung der Kosten stattfindet. Im nachfolgend betrachteten Fallbeispiel werden illustrativ beide Varianten zur Handhabung von SLP-Kunden berücksichtigt.

4.3.2 Fallbeispiel

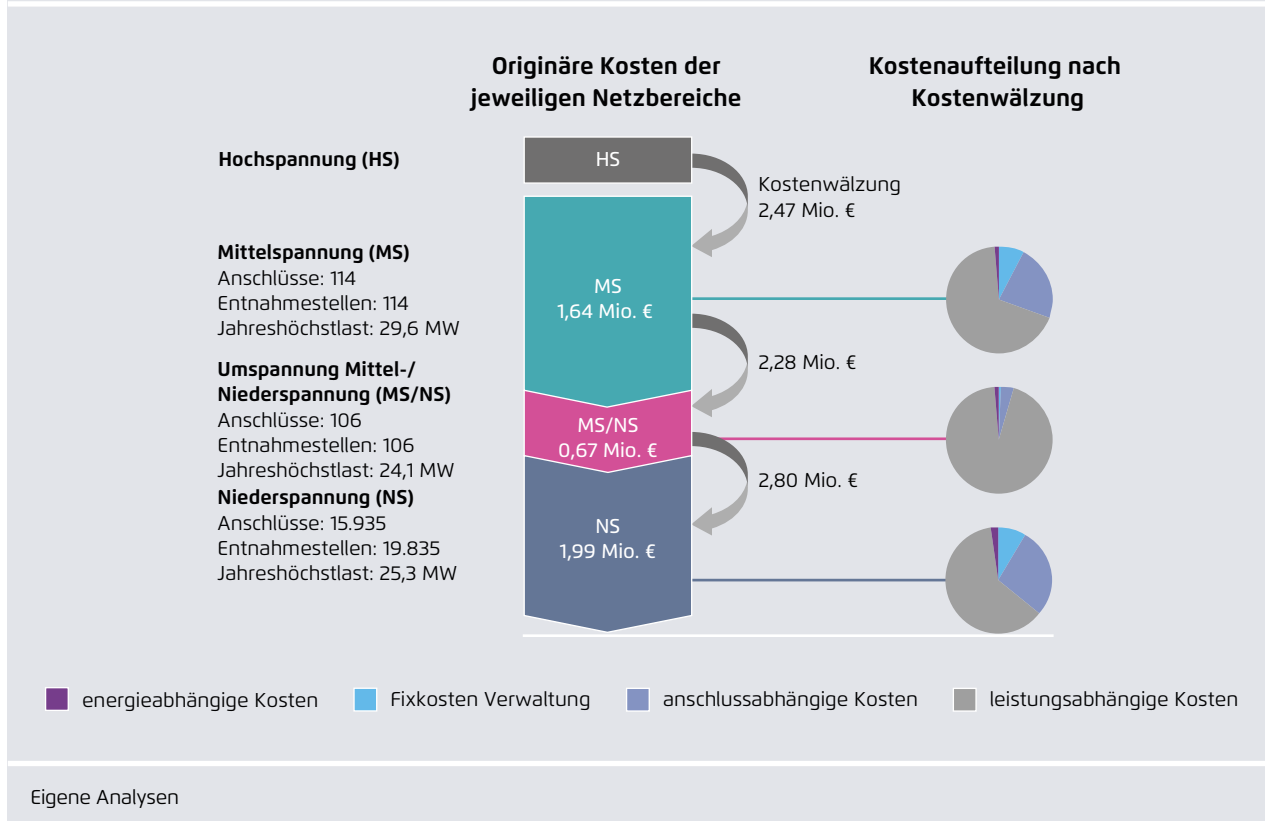
Um die vorgestellten Netzentgeltsysteme zu vergleichen, werden sie nachfolgend auf ein realitätsnahes Verteilnetz angewendet. Ziel ist es, vor allem zu zeigen, welche Kostenwirkung die diskutierten Entgeltsysteme auf unterschiedliche Kundengruppen haben und welche Anreizwirkung mit den jeweiligen Netzentgeltsystemen verbunden ist.

Für das Fallbeispiel wird ein Referenznetz (Verteilnetz mit Mittelspannung (MS), Mittelspannung/Niedrigspannung, Niederspannung (NS)) verwendet, das auf Basis eines realen Netzes abgebildet wurde. Es handelt sich um ein relativ kleines Netz mit gemischter Struktur (ländlich/städtisch). Das Netz ist geprägt durch Last, das heißt, dass die verbraucherseitige Netznutzung netzdimensionierend ist. Die Kostenwälzung findet, wie heute, horizontal statt und ist leistungsbezugsabhängig. Damit steigen die leistungsabhängigen Kosten der nachgelagerten Ebene, wenn der Leistungsbezug steigt.

Nachfolgend ist die grobe Kostenstruktur dargestellt (siehe Abbildung 9).

Relevante Parameter des Referenznetzes

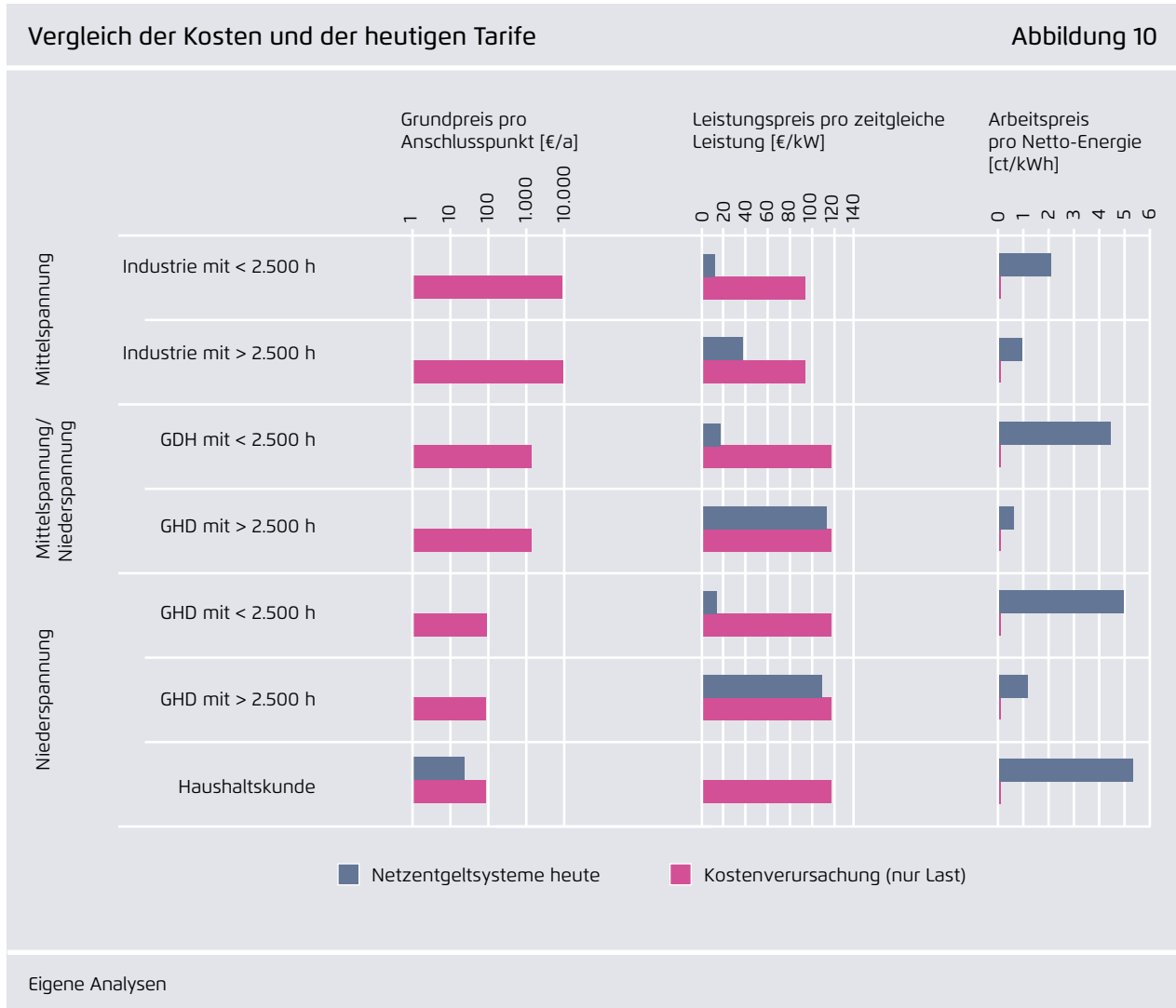
Abbildung 9



Basierend auf den Netzparametern lässt sich die Kostenverursachung des jeweiligen Kostentreibers und das Aufkommen von Erträgen auf Basis der heutigen Tarifkomponenten gegenüberstellen (siehe Abbildung 10). Eindeutig zu erkennen ist, dass die leistungs- und anschlussabhängigen Kosten heute durch den Arbeitspreis quersubventioniert werden. Sinken die Erträge aus dem Arbeitspreis, zum Beispiel aufgrund der steigenden Anzahl von *Prosumern*, können die leistungs- und anschlussabhängigen Kosten nicht gedeckt werden. Hier wird die Problematik der Entsolidarisierung sichtbar:

- Tarife, insbesondere Arbeitspreise, müssen steigen, um die Netzkosten zu decken.
- Hohe Arbeitspreise setzen wiederum den Anreiz, in Eigenerzeugung zu investieren und den Eigenverbrauch zu erhöhen.

Nachfolgend wird skizziert, wie die einzelnen Tarife für die oben vorgestellten neuen Netzentgeltsysteme ermittelt wurden und welche Ausprägung sie in dem verwendeten Referenznetz aufweisen.



Bestimmung des Grundpreises

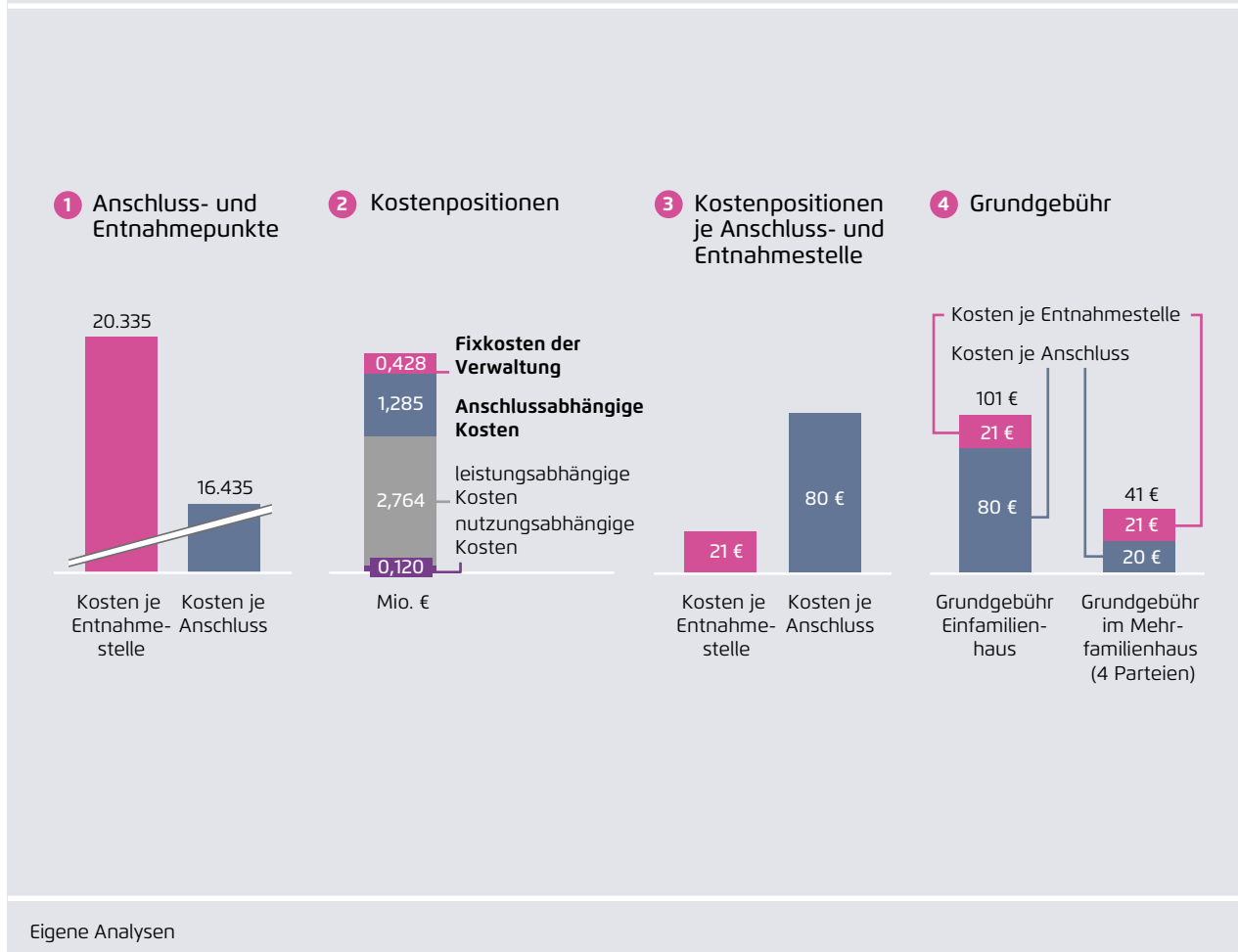
Für die Bestimmung des Grundpreises werden die netzebenenspezifischen, entnahmestellenabhängigen Kosten des Netzbetreibers (hier ausschließlich die Verwaltungskosten) durch die Anzahl der Entnahmepunkte dividiert. Die anschlussabhängigen Kosten werden durch die Anzahl der Anschlüsse geteilt. Somit ergibt sich eine Grundgebühr, die sich aus zwei Komponenten zusammensetzt. Ein Einfamilienhaus mit einem Anschluss und einer Entnahmestelle zahlt in dem Referenznetz eine Grundgebühr in Höhe der beiden Kostenkomponenten, nämlich 101 Euro, während ein Haushalt in einem Mehrfamilien-

haus mit vier Parteien 41 Euro im Jahr als Grundpreis bezahlt. Der Unterschied resultiert aus der Verteilung des Anschlusspreises auf vier Parteien in dem Mehrfamilienhaus.

Im Vergleich zur heutigen Grundgebühr ist damit zu rechnen, dass die Grundgebühr für Entnahmepunkte in Mehrparteienhäusern in ähnlicher Größenordnung bestehen bleibt, während für die anderen die Grundgebühr ansteigt.

Quantifizierung des Grundpreises im Modellnetz in einzelnen Schritten erläutert (für NS)

Abbildung 11



Der so bestimmte Grundpreis gilt für NNE 1 bis NNE 3, das heißt für alle diskutierten Netzentgeltsysteme.

Bestimmung des Leistungspreises

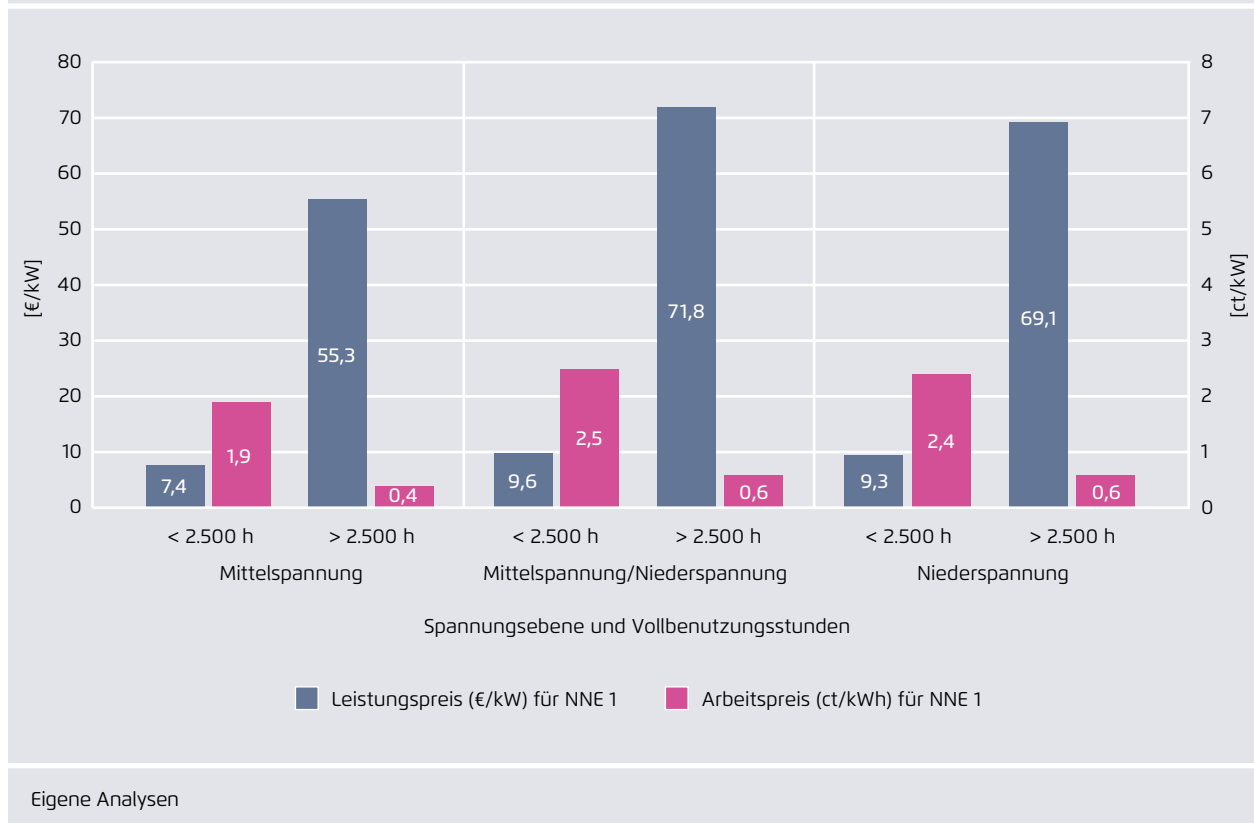
→ NNE 1 mit Anwendung der Gleichzeitigkeitsfunktion:

Der Leistungspreis bei Anwendung einer Gleichzeitigkeitsfunktion ermittelt sich zunächst durch die Bestimmung der „Briefmarke“, das heißt, die Leistungskosten werden durch die zeitgleiche Leistung des Netzes geteilt.

Im zweiten Schritt wird anhand einer angepassten Gleichzeitigkeitsfunktion die Briefmarke auf die Leistungs- beziehungsweise Arbeitspreise alloziert. Die Differenzierung zwischen den Benutzungsstunden größer als beziehungsweise kleiner als 2.500 Stunden wird analog dem heutigen System beibehalten. Folgende Leistungs- und Arbeitspreise resultieren aus der Anwendung der Gleichzeitigkeitsfunktion (siehe Abbildung 12).

Leistungs- und Arbeitspreise bei Anwendung der Gleichzeitigkeitsfunktion nach Spannungsebene und Vollbenutzungsstunden

Abbildung 12



→ NNE 2 mit zeitvariablem Leistungspreis (LP)¹²:
 Bei der Analyse von Netznutzungsentgelten (NNE) wird hier nicht zwischen statischen und dynamischen zeitvariablen Leistungspreisen differenziert. Es wird angenommen, dass die Hochlastzeitfenster (HLZF) richtig prognostiziert sind. Hochlastzeitfenster sind werktäglich von 17 bis 20 Uhr im Winterhalbjahr. Die Last in diesen Zeiträumen beträgt mindestens 60 Prozent der Jahreshöchstlast einer Netzebene (in der MS mindestens 75 Prozent).

Die HLZF ergeben 325 Stunden in der Winterzeit (21 Wochen) im Jahr. Außerhalb der HLZF wurde ein Extremwert für den Leistungspreis in Höhe von null Euro je Kilowatt gewählt. Die Bestimmung des Leistungspreises erfolgt durch Teilung der Leistungskosten einer Ebene durch die Summe der erwarteten stündlichen Leistungsbezüge innerhalb der HLZF.

12 Für die nachfolgende Beispielberechnung wird nicht zwischen dem statischen (NNE 2a) und dynamischen (NNE 2b) zeitvariablen Tarif differenziert.

LP_zeitungleich [€/kW] =

(Leistungskosten der Ebene [€])

(Summe der stündlichen Leistung innerhalb
der HLZF [kW])

Leistungspreis NNE2 Tabelle 2

	MS	MS/ NS	NS
Leistungspreis_zeitungleich (€/kW) für NNE 2	0,38	0,48	0,64

Eigene Analysen

→ NNE 3 Anwendung der installierten Anschlussleistung (approximiert durch die zeitungleiche Leistung):

Für die Bestimmung des Leistungspreises und der Abrechnung auf Basis der installierten Anschlussleistung wurde die bestehende zeitungleiche Leistung (zeitungleiche Jahreshöchstlast (JHL), JHL_zeitungleich) herangezogen.

LP [€/kW] =

(Leistungskosten der Ebene [€])

{JHL_zeitungleich} [kW])

Leistungspreis NNE 3 Tabelle 3

	MS	MS/ NS	NS
Leistungspreis (€/kW) für NNE 3	68	113	100

Eigene Analysen

Bestimmung des Arbeitspreises

Der Arbeitspreis wird bestimmt, indem die netznutzungsabhängigen Kosten durch die insgesamt entnommene (beziehungsweise erwartete) Energie geteilt wird. Nur bei Anwendung der Gleichzeitigkeitsfunktion (NNE 1) ist der Arbeitspreis höher als die tatsächlichen netznutzungsabhängigen Kosten.

Arbeitspreise Tabelle 4

	MS	MS/ NS	NS
Arbeitspreis bei einer G-Funktion (ct/kWh) für NNE 1 abhängig von Benutzungsstunden	0.5 bis 2.1	0.6 bis 2.5	0.6 bis 2.5
Kostenorientierter Arbeitspreis (ct/kWh) für NNE 2, NNE 3	0.05	0.04	0.07

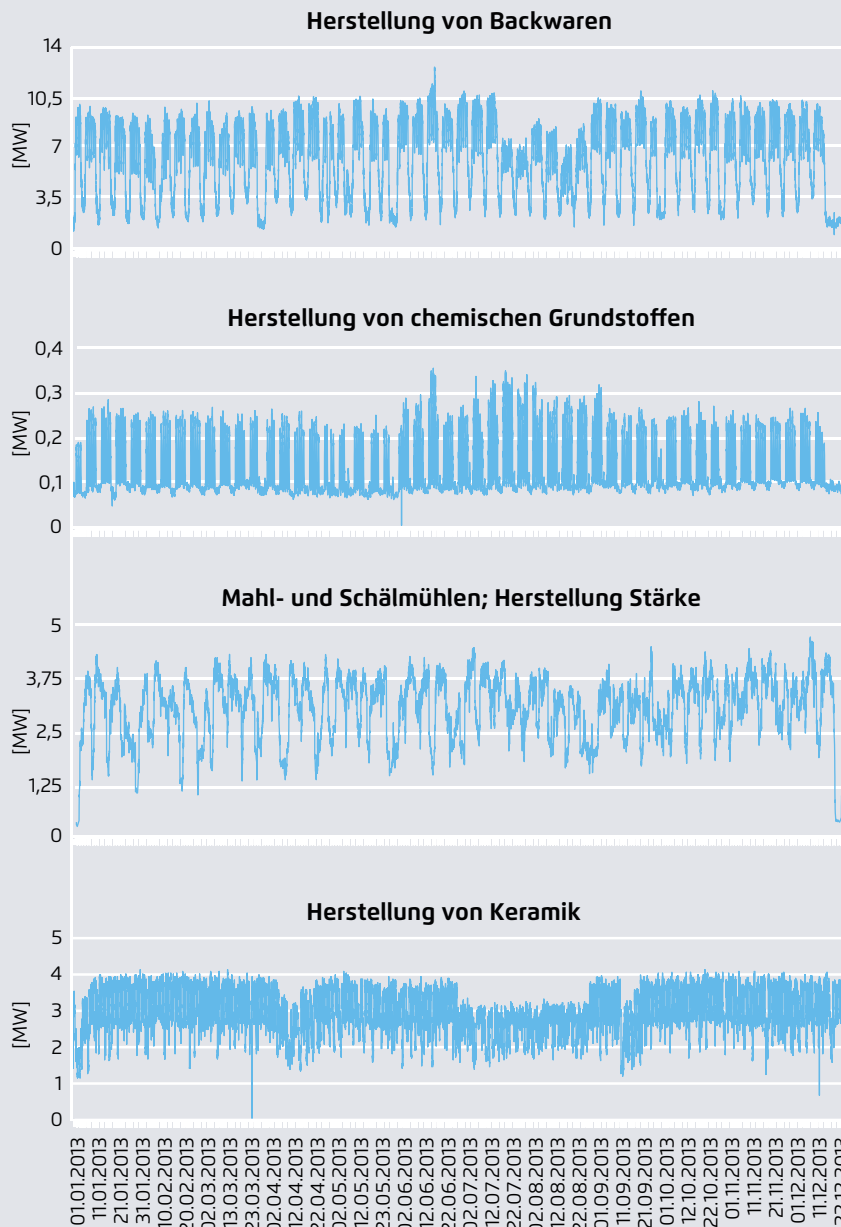
Eigene Analysen

Mit den berechneten Tarifkomponenten wurde untersucht, wie sich die Netznutzungskosten für unterschiedliche Akteure mit der jeweiligen Netzentgeltsystematik ändern. Folgende an der Mittelspannung angeschlossenen Netznutzer (siehe Abbildung 13) wurden analysiert.

Die analysierten Industriekunden weisen unterschiedliches Netznutzungsverhalten auf. Das Verhalten ist mit dem heutigen Netzentgeltsystem zu beobachten und es wird für die Berechnungen unterstellt, dass keine Optimierung des Verhaltens in Bezug auf die Netzentgeltsystematik besteht. Dies bedeutet, dass bei allen Entgeltsystemen das Netznutzungsverhalten identisch zu dem heutigen ist.

Charakteristika unterschiedlicher Industriekunden

Abbildung 13



Kunden in der Mittelspannung				
	Herstellung von chemischen Grundstoffen	Herstellung von Keramik	Mahlmühlen, Herstellung von Stärke	Herstellung von Backwaren
Ø Leistungsbezug HLZF* (kW/h)	112	3.477	2.982	8.000
Zeitgleiche Leistung innerhalb der HLZF* (kW)	166	4.118	4.653	10.200
Zeitungleiche Leistung (kW)	354	4.133	4.735	12.600
Energiebezug (MWh)	1.115	25.698	26.832	56.220

* HLZF = Hochlastzeitfenster

Eigene Analysen

Die Herstellung chemischer Grundstoffe weist einen relativen hohen Leistungsbezug im Sommer auf, sodass die zeitungleiche Leistung des Unternehmens in dem Zeitraum zu beobachten ist, der außerhalb der HLZF liegt. Somit dürften insbesondere bei einem Netzentgeltsystem, das die zeitungleiche Leistung als Basis für die Abrechnung heranzieht (NNE 1, NNE 3 und heute), die Netzkosten sensibel reagieren.

Die Herstellung von Keramik weist einen relativen hohen Leistungsbezug während der auslegungsrelevanten Zeit (HLZF) auf. Die Leistungsabnahme bewegt sich über das gesamte Jahr hinweg in einem stabilen Band.

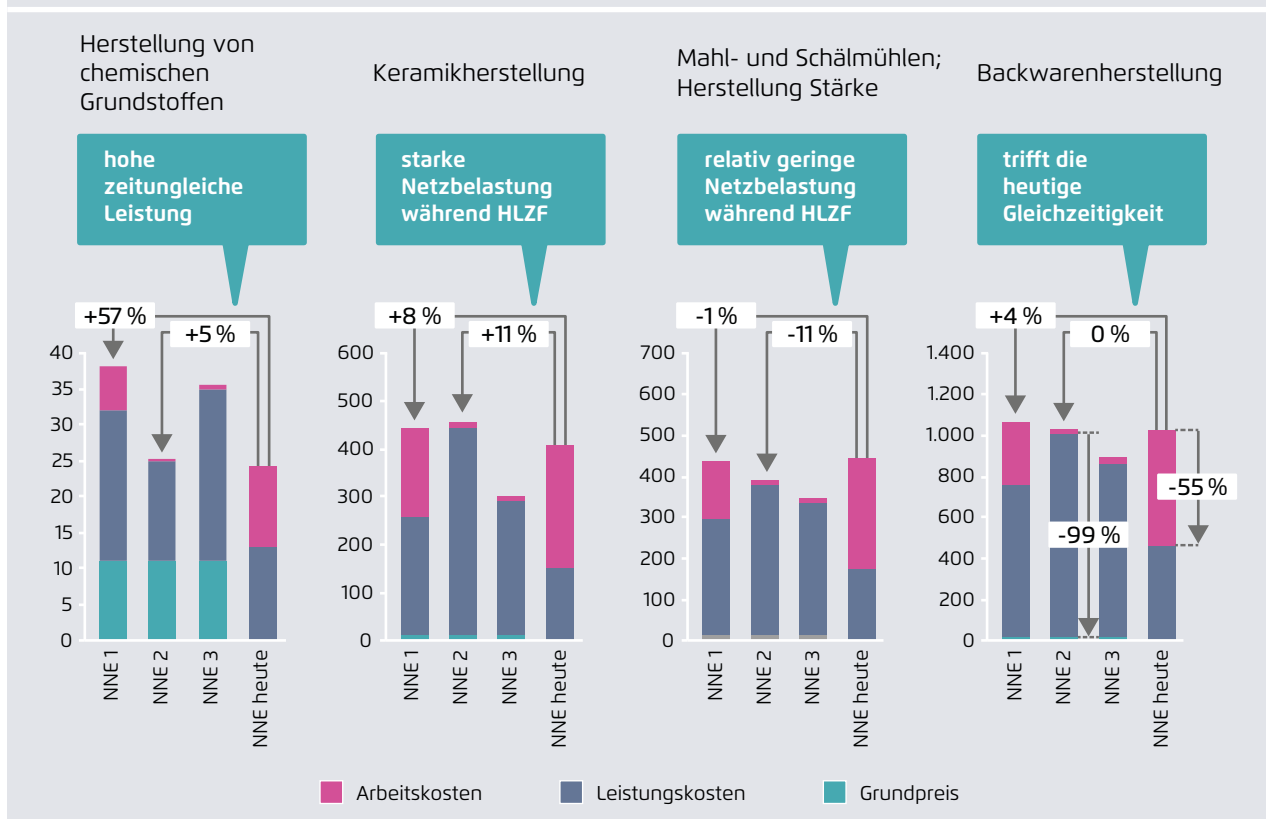
Dagegen werden Mahlmühlen für die Herstellung von Stärke innerhalb der auslegungsrelevanten Zeiträume nur selten aktiviert, sodass der durchschnittliche Leistungsbezug dort deutlich geringer ist als die zeitgleiche Leistung.

Bei der Herstellung von Backwaren sind die Leistungsgradienten stärker ausgeprägt als bei den Mühlen, sie sind aber auch periodischer.

Bei Anwendung der dargestellten Lastprofile auf Netzentgeltsysteme resultieren die in der Abbildung 14 dargestellten Netzkosten.

Netznutzungskosten bei Anwendung der Netzentgeltsysteme für die Industriekunden*

Abbildung 14



Eigene Analysen

* Beim NNE 2 wird nicht zwischen dem statischen (NNE 2a) und dynamischen (NNE 2b) zeitvariablen Tarif differenziert. In dieser Beispielberechnung ergibt sich finanziell kein Unterschied.

Bei einer stärkeren Kostenorientierung der Netzentgeltsysteme verändern sich die Anteile einzelner Tarifkomponenten an der Gesamtsumme deutlich. So sind bei der Backwarenherstellung bei Anwendung des heutigen Tarifs etwa 55 Prozent der Netzkosten durch die Arbeitspreise entstanden, während der Rest durch Leistungspreise verrechnet wird. Bei Anwendung von zeitvariablen Tarifen (im NNE 2) beträgt der Leistungsanteil an den Gesamtkosten 99 Prozent. Dieser Anteil ist etwas geringer bei Anwendung der Gleichzeitigkeitsfunktion im NNE 1.

Aus dem großen Anteil an Leistungskosten resultiert ein deutlicher Anreiz, die Netznutzung durch netzdienliches Verhalten zu optimieren. Netzdienliches Verhalten führt letztlich zum effizienten Netzausbau. Andererseits gehen durch den niedrigen Arbeitspreisannteil an den Netzkosten Anreize verloren, Strom zu sparen, und es entstehen Effizienzverluste. Diese Effizienzverluste liegen bei etwa 2,8 Prozent in der langfristigen Betrachtung (auf Basis der Elastizitäten der Prognos-Studie¹³), bei jeweils unelastischen beziehungsweise konservativ elastisch angenommenen Haushaltskunden. Deshalb sollte eine derartige Anpassung der Netzentgelte durch unterstützende Effizienzmaßnahmen begleitet werden.

Die Gesamtkosten bei Anwendung von zeitvariablen Tarifen (NNE 2) unterscheiden sich nicht signifikant von den heutigen Netzkosten. Bei anderen Systematiken (NNE 1 und NNE 3) können individuell signifikante Unterschiede entstehen. So wird beispielsweise die Herstellung der chemischen Grundstoffe teurer. Zurückzuführen ist diese Verteuerung auf den intensiven Netzbezug in der Sommerzeit. Hier zeigt sich auch die Schwäche der beiden Ansätze; denn eine intensivere Netznutzung im Sommer – und damit zu deutlich unterschiedlichem Zeitpunkt der ausleistungsrelevanten Leistung – wird „bestraft“. Die Veränderung der Gesamtkosten bei Anwendung von zeitvariablen Tarifen (NNE 2) reflektiert dagegen sehr deutlich die bessere Orientierung an den

Netzkosten, weil beispielsweise die Keramikherstellung wegen der hohen Netzbelastung in den HLZF mit NNE 2 einen höheren Beitrag als heute leisten muss, während für die Mahlmühlen mit ihrer geringeren Netzbelastung in den HLZF der Beitrag sinkt.

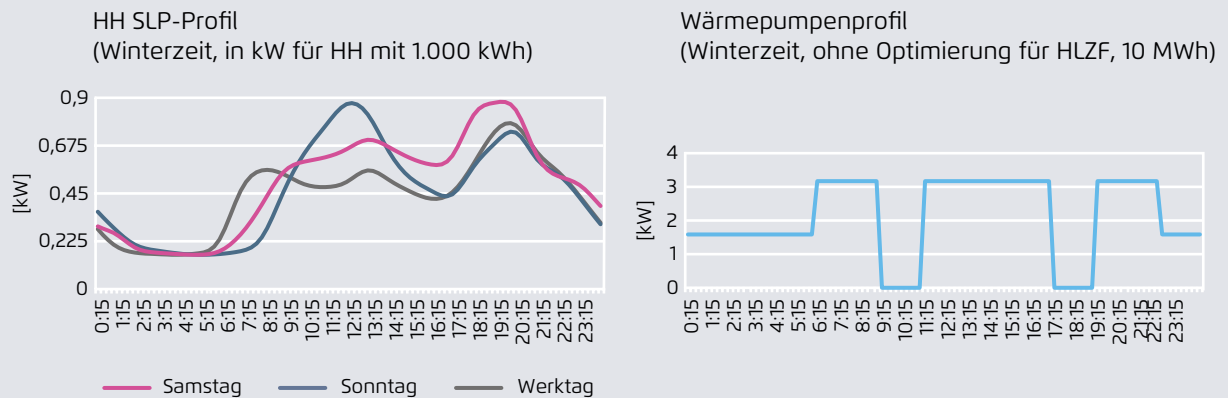
Aus den Ergebnissen wird deutlich, dass eine Kostenorientierung in den Netzentgeltsystemen in dem Modell am effektivsten mit dem zeitvariablen Leistungstarif ermöglicht wird. Dadurch wird auch eine verursachergerechte Kostenallokation gewährleistet.

Die Anwendung dieser Tarife wurde auch für die Niederspannung und dort insbesondere für Haushaltskunden (mit dem SLP-Profil) sowie für den Verbrauch einer Wärmepumpe analysiert. Bei der Wärmepumpe wurde ein Profil angenommen, das nicht auf die Lastfenster des Netzbetreibers optimiert ist, sondern ein Lastprofil darstellt, das von der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus-Senftenberg (BTU Cottbus) im Auftrag des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) ermittelt wurde.

13 Prognos (2013)

Charakteristika des Stromverbrauchs von Haushaltskunden und Wärmepumpen

Abbildung 15



	HH mit 1.000 kWh Verbrauch (SLP-Profil)	HH mit 3.500 kWh Verbrauch (SLP-Profil)	Wärmepumpe 10 MWh
Leistungsbezug HLZF (kW)	0,185	0,647	2,125
zeitgleiche Leistung innerhalb der HLZF (kW)	0,223	0,78	3,187
zeitungleiche Leistung (kW)	0,252	0,88	3,187
Energiebezug (MWh)	1	3,5	10

Eigene Analysen

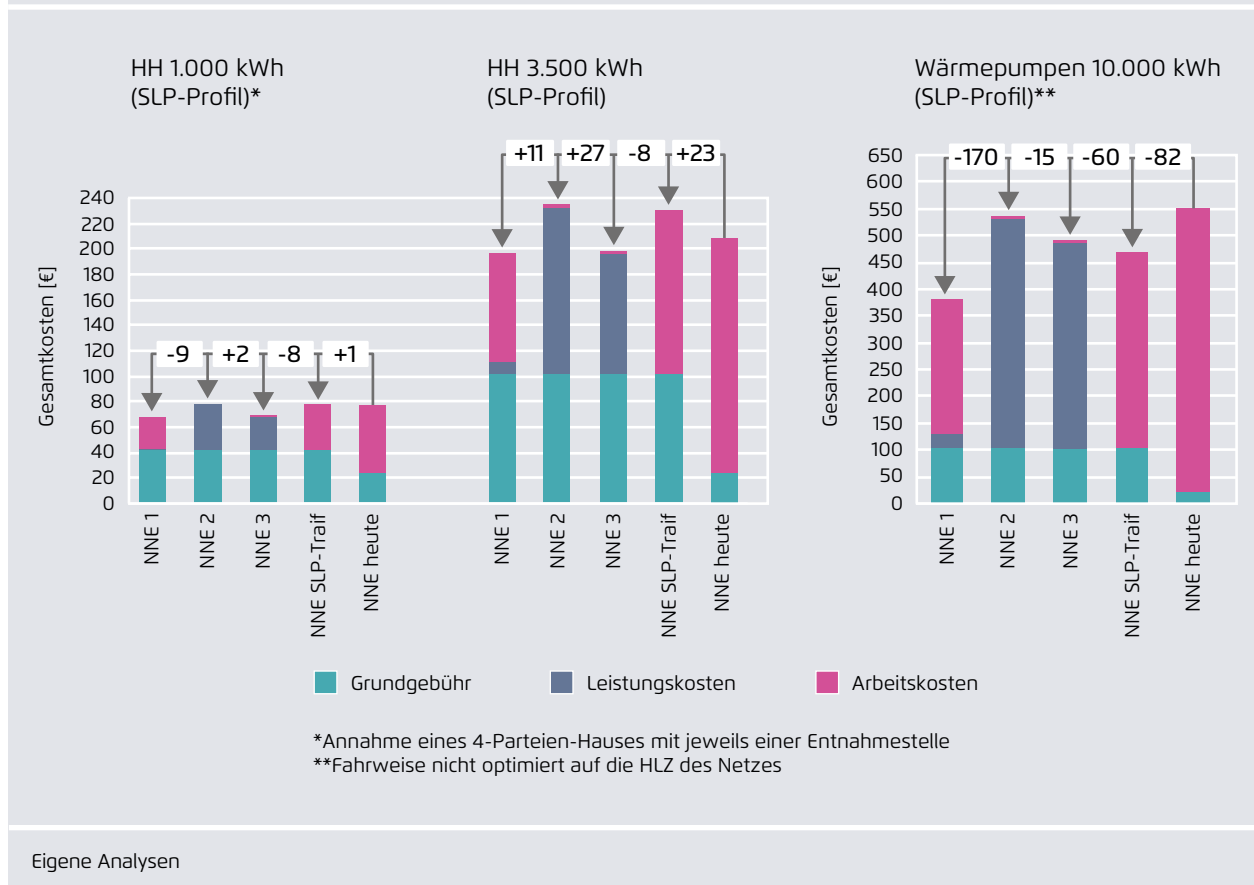
Bei der Analyse der Auswirkung auf die SLP-Kunden wurde in Abbildung 16 neben den oben diskutierten Ansätzen für die Netzentgeltsystematik (NNE 1 – NNE 3) auch ein gesonderter Tarif berücksichtigt („NNE SLP-Tarif“. Dieser Tarif unterstellt, dass die Leistungskosten nicht über einen Leistungstarif, sondern vollständig über den Arbeitspreis abgerechnet werden. Somit ergibt sich eine Systematik ähnlich der heutigen Tarifzusammensetzung. Dies führt allerdings – wenn auch nicht in dem Maße wie heute – zu der bekannten Entsolidarisierungsproblematik beziehungsweise löst diese nicht wirklich.

Die Ergebnisse bei Anwendung der Netzentgeltsysteme zeigen, dass durch die Umstellung trotz des SLP-Profiles keine signifikanten Veränderungen für Haushaltskunden in der Gesamthöhe zu erwarten sind. Veränderungen ergeben sich, wie oben bereits dargestellt, in den Anteilen der einzelnen Komponenten.

Die Abrechnung nach dem SLP-Profil zeigt keine Verzerrungen oder diskriminierende Verteilung der Kosten.

Wärmepumpen weisen ein hohes Potenzial für Optimierung und damit zum netzdienlichen Verhalten auf, wenn ein zeitvariabler Tarif angewendet wird.

Netzentgeltkosten bei Anwendung der Netzentgeltsysteme für Haushaltskunden Abbildung 16



4.3.3 Bewertung

Finanzierung

Grundsätzlich ist die Finanzierung des Netzes durch die Vorgabe einer Erlösobergrenze regulatorisch gesichert. Das Volumenrisiko, wie es beispielsweise durch eine Reduktion der Energieentnahme aus dem Netz entsteht, kann der Netzbetreiber durch Reallokation der Kosten auf die verbleibenden Kunden prinzipiell kompensieren. Die Frage, die sich in dem Zusammenhang stellt, ist, welches Tarifsysteem eine effiziente Kostendeckung ermöglicht, die wenig Volatilität aufweist und robust gegenüber künftigen Änderungen der Energielandschaft ist. Eine kostenorientierte Netzentgeltsystematik ist besser geeignet, die Kosten der Netznutzung adäquat zu decken, ohne Verzerrungen beziehungsweise Fehlanreize zu generieren. Denn Fehlanreize aufgrund mangelnder

Kostenorientierung des heutigen Netzentgeltsystems führen zur beschriebenen Entsolidarisierung und langfristig gegebenenfalls zu Problemen bei der Finanzierung des Netzes, zum Beispiel aufgrund fehlender Akzeptanz.

Bei Anwendung der Gleichzeitigkeitsfunktionen (NNE 1) wird zwar das Problem der Entsolidarisierung nicht vollständig beseitigt. Aufgrund der Berücksichtigung von nur leistungsabhängigen Kosten (und nicht von den Gesamtkosten des Netzes) bei Bestimmung des Leistungspreises wird dieses Problem jedoch reduziert.

Bei zeitvariablen Tarifen kann das Finanzierungsrisiko für die Netzbetreiber dadurch entstehen, dass bei der statischen Ausgestaltung des zeitvariablen

Tarifs die Prognose der HLZF nicht realisiert wird. Damit findet der auslegungsrelevante Leistungsbezug nicht innerhalb der HLZF statt. Die Einnahmen für den Netzbetreiber sind folglich von seiner Prognosegüte bezüglich der HLZF abhängig. Die Prognosegüte bezüglich des Verhaltens der Netznutzer lässt sich mit der gesammelten Erfahrung reduzieren. So kennt der Netzbetreiber die Reaktion der Netzkunden auf bestimmte Preissignale und kann diese Erfahrung in den Prognosen berücksichtigen. Kleinere Tarifsprünge zwischen HLZF und restlicher Zeit können das Risiko mindern, dadurch aber auch die Kostenorientierung. Auch weniger abrupte Wechsel des Preises zwischen den Zeiträumen können dazu beitragen, das Risiko zu minimieren. Zudem kann der Zeitraum zur Vorankündigung zum HLZF verkürzt werden, zum Beispiel von einem Jahr auf ein Vierteljahr.

Volkswirtschaftliche Effizienz

Die Anforderung des Council of European Energy Regulators (CEER) und der EU-Kommission zur kostenorientierten Tarifierung der Netznutzung ist vor allem begründet durch die damit verbundene Lenkungswirkung des Preissignals. Die Netznutzung zu Spitzenlastzeiten weist einen anderen Kostenbeitrag auf als die Netznutzung zu den Nebenzeiten. Auch das Vorhalten des Netzes beziehungsweise des Anschlusses verursacht Kosten, die unabhängig vom individuellen Netzverhalten sind. Diese differenzierte Betrachtung der Netzprodukte beziehungsweise der Kostentreiber ermöglicht eine kostenorientierte Ausgestaltung von Netzentgelten. Sie ermöglicht aber auch eine effiziente Kostendeckung für den Netzbetreiber und ist frei von Diskriminierung.

Die hier diskutierten Netzentgeltsystematiken zielen auf eine im Vergleich zum Status quo bessere Reflexion der Kosten ab. Der entscheidende Unterschied zwischen den Systemen besteht in der Ausgestaltung des Leistungspreises und des Grundpreises, wobei die Bepreisung der Anschlusskapazität (NNE 3) nur anwendbar wäre für Netze, deren Kosten durch die Einspeisung determiniert wären. In allen übrigen, das heißt von Last dominierten Netzen, sind die Alterna-

tiven der kostenorientierten Betrachtung die Gleichzeitigkeitsfunktionen (NNE 1) oder die zeitvariablen Tarife (NNE 2). Die Anwendung von Gleichzeitigkeitsfunktionen zur Approximation des individuellen Beitrags durch die Benutzungsstunden und die zeitungleiche Leistung orientiert sich an der heutigen Systematik. Im Vergleich zu einer direkten Messung des individuellen Beitrags, wie dies bei zeitvariablen Tarifen der Fall ist, weist die Approximation einen Nachteil auf, die kontinuierliche Gewährleistung der Kostenorientierung in einem sich dynamisch verändernden Umfeld. Wie in dem Fallbeispiel aufgezeigt, müsste ein Netznutzer mit hoher zeitungleicher Leistung, die jedoch in Zeiten mit freien Netzkapazitäten abgerufen wird, mehr bezahlen als im heutigen System. Die Approximation des individuellen Beitrags der auslegungsrelevanten Leistung kann deshalb zu Fehlanreizen führen.

Die Anwendung der zeitvariablen Tarife ist aufgrund der direkten Messung des individuellen Beitrags zur auslegungsrelevanten Leistung ein deutlich effektiveres Instrument für die Gewährleistung der Kostenorientierung. Der individuelle Beitrag jedes einzelnen Netznutzers reflektiert die Kosten, die er im Netz verursacht.

Zeitvariable Tarife setzen den Anreiz zum netzdienlichen Verhalten und führen damit zu einem effizienteren Netzausbau. Dabei sind dynamische zeitvariable Tarife effektiver als die statischen, allerdings ist die Planbarkeit für Netznutzer dadurch auch geringer.

Klimaökonomische Effizienz

Kostenorientierung in der Entgeltsystematik führt dazu, dass der Arbeitspreis im Vergleich zum heutigen Tarif deutlich sinkt, wobei die Senkung bei zeitvariablen Tarifen ausgeprägter ist als bei den anderen beiden betrachteten Systemen. Bei einer Extrembetrachtung, dass der Arbeitspreis auf null Cent pro Kilowattstunde sinkt, führt dies zu einem Energieeffizienzverlust zwischen 1,3 und 2,5 Prozent. Dieser Energieeffizienzverlust erscheint relativ gering, ist jedoch damit zu erklären, dass der Stromverbrauch

durch die Umstellung insgesamt nicht günstiger wird und die technische Abnahme durch die vorhandene Anschlusskapazität bzw. durch die Leistung determiniert wird. Eine Umstellung der Netzentgeltssystematik, bei der der Arbeitspreis gesenkt wird, sollte dennoch durch zusätzliche Effizienzmaßnahmen begleitet werden, um dem Energieeffizienzverlust entgegenzuwirken.

Verteilungsgerechtigkeit

Bei einer stärkeren Kostenorientierung der Netzentgeltssysteme ist per se davon auszugehen, dass die Verursachergerechtigkeit gegenüber dem Status quo verbessert wird.

Verursachergerechte Allokation der Kosten lässt sich mit den angepassten Gleichzeitigkeitsfunktionen (NNE 1) erreichen – vorausgesetzt, die Approximation des individuellen Beitrags durch die Gleichzeitigkeitsfunktion funktioniert zutreffend, was jedoch nicht immer gewährleistet werden kann. Andernfalls kann es zu einer nicht verursachergerechten Verteilung der Kosten kommen. Im obigen Fallbeispiel wurde gezeigt, dass das Risiko einer Fehlallokation der Kosten besteht.

Zeitvariable Tarife (NNE 2) führen zur verursachergerechten Kostenverteilung, wenn die HLZF gut prognostiziert wurden, das heißt, wenn sie mit den Zeiträumen des tatsächlich auslegungsrelevanten Leistungsbezugs deckungsgleich sind. Sollten netz-auslegungsrelevante Leistungsbezugszeiträume nicht in den prognostizierten HLZF liegen, dann zahlen die Verursacher im Extremfall keinen Leistungspreis. Der Prognosegüte kommt also auch in diesem Fall eine entscheidende Rolle zu. Die dynamischen zeitvariablen Leistungspreise sind in diesem Zusammenhang deutlich zu bevorzugen.

In den einspeiserbedingten Netzen spielt die Kostenverursachung der Last keine Rolle. Mit der Bepreisung der Anschlusskapazität (NNE 3) werden die Netzkosten durch die Einspeiser verursachergerecht verteilt.

Umsetzbarkeit

Die Weiteranwendung einer oder mehrerer Gleichzeitigkeitsfunktionen für die Abrechnung (NNE 1) stellt zwar „technisch“ keine erhebliche Umstellung gegenüber dem heutigen System dar. Allerdings sind der Bedarf an kontinuierlicher Anpassung der Gleichzeitigkeitsfunktion(en) und das regulatorische Risiko zu beachten. Letzteres ist beispielsweise mit der Diskriminierung einzelner Kundengruppen verbunden. Das regulatorische Risiko erscheint kaum greifbar, wenn die Gleichzeitigkeitsfunktionen netzbetreiberindividuell – für die bessere Kostenorientierung – ermittelt werden. Es ist zu erwarten, dass der Ressourcenbedarf bei Regulierern signifikant ansteigt, um ein adäquates Monitoring zu betreiben.

Für die Umsetzung von statischen zeitvariablen Tarifen (NNE 2) sind technische Aspekte zu betrachten, wie beispielsweise der Umgang mit unterschiedlichen Gleichzeitigkeiten innerhalb eines Netzgebietes. Hier erscheint eine Vorgabe (zum Beispiel in Form eines Leitfadens) für die Bestimmung der auslegungsrelevanten Leistungszeiträume und deren geografischer Abgrenzung möglich. Das Risiko des Netzbetreibers bei Festlegung des HLZF ist dabei zu adressieren. Da der konzeptionelle Umgang mit HLZF bereits heute praktiziert wird, ist ein erster Schritt in die Richtung von zeitvariablen Tarifen bereits getan.

In Bezug auf die volkswirtschaftlichen Effekte erscheint ein dynamischer variabler Tarif Vorteile gegenüber anderen Varianten aufzuweisen. Für die Umsetzung ist jedoch ein hoher Automatisierungsgrad erforderlich. Die Anforderungen steigen mit der Kurzfristigkeit der Bestimmung von HLZF bis hin zur *Real-Time*-Reaktion. Auch wenn dieser Automatisierungsgrad heute nicht vorhanden ist, ist bei Betrachtung des Jahres 2030 sicherlich davon eher auszugehen. Damit ist die Umsetzung von dynamischen Tarifen heute von geringem Nutzen, als Zielsystem jedoch empfehlenswert. In diesem Zusammenhang könnten die statischen zeitvariablen Tarife eine Übergangslösung sein. Die Vorlaufzeit zur Ankündigung von HLZF kann dabei kontinuier-

lich mit der technologischen Entwicklung angepasst werden, bis ein adäquater Grad an Dynamisierung erreicht wird.

Die Umsetzung der Bepreisung der Anschlusskapazität (NNE 3) ist mit ähnlichen technischen Hürden verknüpft. Es stellt sich zudem die Frage, ob zwei Tarifsyste-me koexistieren können. So wird NNE 3 in „Einspeisernetzen“ genutzt, während NNE 2 in „Verbrauchernetzen“ im Zieljahr angewendet wird. Bei gesellschaftspolitischer Akzeptanz von zwei Systemen muss eine Definition von beiden Netztypen erarbeitet werden. Zudem ist zu klären, wie genau NNE 3 ausgestaltet werden beziehungsweise welche Lenkungswirkung damit erzeugt werden soll.

In rechtlicher Hinsicht erfordern die diskutierten Änderungen eine Anpassung der Vorgaben nach §§ 16 und 17 StromNEV, die bislang das Modell der Gleichzeitigkeitsfunktion festschreiben. In die Verordnungsermächtigung nach § 24 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) könnten zukünftig gegebenenfalls allgemeine Vorgaben zu den Methoden für die Ermittlung der Netzentgelte aufgenommen werden. Die neue Entgeltsystematik müsste allerdings mit den unionsrechtlichen Vorgaben vereinbar sein.

Die unionsrechtlichen Regelungen lassen den Mitgliedstaaten einen weiten Spielraum bei der Ausgestaltung der Netzentgelte. Insbesondere enthalten Art. 37 Abs. 6 der Elektrizitätsbinnenmarkt-richtlinie (EltRL) (RL 2009/72/EG) und Art. 14 Abs. 1 der Verordnung über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel (StromZVO) (VO (EG) 714/2009) hinsichtlich der Tarife für den Zugang zu den Übertragungs- und Verteilernetzen oder der diesbezüglichen Methoden zunächst Vorgaben zur Gesamthöhe der Netzerlöse, die für das Netzentgelt des einzelnen Netznutzers nur mittelbar von Bedeutung sind. Zur Bestimmung der Netzentgelte des einzelnen Netznutzers werden vor allem die vorherige Festlegung oder Genehmigung durch die Regu-lierungsbehörde, die Veröffentlichung sowie die Grund-sätze der Transparenz, Nichtdiskriminierung und

Entfernungsunabhängigkeit vorgegeben. Naheliegt allerdings auch, dass die Netzentgelte des einzelnen Netznutzers kostenorientiert zu gestalten sind. Eine verbindliche Leitlinie der Kommission nach Art. 18 Abs. 2 StromZVO wurde hierzu bislang nicht erlas-sen. Grundsätzlich fördern die diskutierten Änderun-gen der Netzentgeltsystematik eine kostenorientierte Bepreisung und stehen daher nicht in Widerspruch zu den unionsrechtlichen Vorgaben. Dynamische Tarife werden durch Art. 15 Abs. 1 i. V. m. Anhang XI der Energieeffizienzrichtlinie (RL 2012/27/EU) aus-drücklich unterstützt und begegnen als solche daher ebenfalls keinen Bedenken.

Infrage gestellt wird teilweise allerdings, ob eine ver-stärkte Kostenallokation auf die elektrische Leistung statt der elektrischen Arbeit dem Ziel der Energie-effizienz zuwiderlaufen könnte, da ein vermehrter Stromverbrauch insoweit keine beziehungsweise geringere Kosten für den Stromverbraucher verur-sacht. Gemäß Art. 15 Abs. 1 Energieeffizienzrichtli-nie und Art. 36 Buchst. d EltRL haben die nationalen Regu-lierungsbehörden bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben der Energieeffizienz Rechnung zu tra-gen. Dies verlangt aber nicht die alleinige Ausrich-tung der Netzentgelte an der Menge der verbrauchten Energie, sondern lediglich die Berücksichtigung der Energieeffizienz neben anderen zulässigen Zielen. Insbesondere ist eine Netzentgeltbestimmung nach der entnommenen elektrischen Arbeit dann nicht zwingend, wenn dies dem Ziel zuwiderlaufen würde, die Netznutzung im Interesse der Kosteneffizienz und Versorgungssicherheit zu steuern. Zudem betrifft die Neubestimmung der Netzentgelte nur eine Kom-ponente des Strompreises, dessen Höhe im Übrigen immer noch Anlass zu energieeffizientem Verhalten geben kann. Auch die Vorschläge des Winterpake-tes 2016/17 der Kommission für eine neue Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie¹⁴, Elektrizitätsbinnen-

14 Europäische Kommission, COM(2016) 864 final v. 23.02.2017

markt-Verordnung¹⁵ und Energieeffizienzrichtlinie¹⁶ lassen insoweit keine strengeren Anforderungen erkennen.

4.4 Einspeiseentgelte

4.4.1 Motivation und Ausgestaltung von Baukostenzuschüssen

Baukostenzuschüsse (BKZ) sind Einmalzahlungen, die von den Investoren neu anzuschließender Erzeugungsanlagen (insbesondere EE-Anlagen) an den Netzbetreiber entrichtet werden, um die anfallenden Netzerweiterungskosten teilweise oder vollständig zu decken.

Gegenüber der derzeitigen Situation ergeben sich zwei Vorteile: Erstens werden Investoren in EE-Anlagen bei ihren Investitionsentscheidungen die anfallenden Netzerweiterungskosten berücksichtigen und diese mit den zu erwartenden Gewinnen aus der Stromerzeugung abwägen. Ein effizienterer Netzausbau mit weniger regionalen Unwuchten ist die Folge.

Zweitens werden die Kosten für den anschlussbedingt erforderlichen Netzausbau im Falle der BKZ vom Verursacher und nicht dem Verbraucher getragen. Die bundesweite Divergenz von Netzentgelten wird dadurch bei neuen EE-Anlagen reduziert.

4.4.1.1 BKZ können netzebenenübergreifend gestaltet werden

Grundsätzlich sollen BKZ die individuell durch Einspeisung verursachten Kosten reflektieren. Daher sollten die verursachten Kosten nicht nur auf der Anschlussnetzebene, sondern im Bedarfsfall auch auf einer höheren Netzspannungsebene berücksichtigt werden. Deshalb ist bei der Ausgestaltung des BKZ darauf zu achten, dass eine netzebenenübergreifende Kostenallokation stattfindet. Eine Abstimmung zwischen den Netzbetreibern erscheint erforderlich. Eine grundsätzliche Voraussetzung für einen netzebenenübergreifenden BKZ ist die eindeutige Zuordnung der individuell verursachten Kosten in der jeweiligen Netzebene. Ohne hinreichende Datentransparenz können BKZ die langfristigen Grenzkosten von Netzausbaumaßnahmen nicht korrekt reflektieren.

Die individuelle Kostenermittlung beginnt, wenn der Verteilnetzbetreiber hinreichende Kenntnisse über die geplanten oder möglichen Neuanschlüsse hat. Erwartet ein Netzbetreiber, dass weitere Anschlüsse an bestimmten Knoten in Zukunft erfolgen werden, kann er das Netz entsprechend auslegen. Dabei muss der Netzbetreiber allerdings die Lenkungswirkung von BKZ mit in seiner Planung berücksichtigen. Um eine grobe Orientierung für die Standortwahl zu ermöglichen, wäre die Nennung von indikativen BKZ durch den Netzbetreiber an möglichen Netzanchlussstandorten möglich. Der Prozess zur Ermittlung von Baukostenzuschüssen sollte branchenweit konsultiert werden.

15 Europäische Kommission, COM(2016) 861 final v. 23.02.2017

16 Europäische Kommission, COM(2016) 761 final v. 30.11.2016

4.4.1.2 BKZ im Übertragungsnetz

Etwa 90 Prozent der EE-Anlagen werden auf der Verteilnetzebene angeschlossen. Kommt es allerdings zu einer Rückspeisung auf die Übertragungsebene, dann entstehen auch Kosten auf der Übertragungsebene. Mit stärkerer Vermaschung der Netze ist der individuelle Beitrag eines Vorhabens jedoch schwer zuzuordnen. Würde sich der BKZ allerdings nur auf die Verteilnetzebene beschränken, wäre die Koordinationswirkung von BKZ entsprechend nur auf die Verteilnetzebene limitiert. Da das Übertragungsnetz sehr hohe Netzinvestitionen für die Integration von EE vorsieht und mit zunehmender Expansion von EE-Anlagen diese kontinuierlich zunehmen, ist gerade auf dieser Netzebene ein Koordinationsmechanismus für eine effiziente bundesweite Verteilung von EE-Neuanlagen erforderlich. Die Herausforderung eines netzübergreifenden BKZ kann auf unterschiedlichen Wegen gelöst werden.

Ein erster Lösungsansatz ist ein pauschaler, regional differenzierter Aufschlag der Übertragungsnetzkosten auf die lokalen Verteilnetz-BKZ. Wie hoch dieser Aufschlag wäre und wonach er sich richtet, ist zu diskutieren. Er könnte sich beispielsweise an dem notwendigen regionalen Netzausbau beziehungsweise am regionalen *Redispatch*-Bedarf des betroffenen Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) orientieren. Eine vollständige Kostendeckung auf der ÜNB-Ebene durch die Einspeisung wäre jedoch nicht adäquat, da der Ausbau des Übertragungsnetzes auf viele Parameter zurückzuführen ist, wie beispielsweise die Abschaltung von Kraftwerken oder die Integration in den europaweiten Strommarkt. Der Anteil der Kosten, der durch die neue Einspeisung gedeckt werden soll, muss daher festgelegt werden.

Ein zweiter Lösungsansatz ist die Vorgabe von Netzengpassgebieten beziehungsweise Netzausbaugebieten für die Erneuerbaren Energien durch die Bundesnetzagentur, wie dies im EEG 2017 reflektiert ist. Vorgegeben wird der mögliche Ausbaupfad in bestimmten Regionen, die strukturell engpassbehaftet sind. Ein Aufschlag auf den BKZ soll dabei nicht erfolgen, wodurch auch keine Internalisierung beziehungsweise Kostentragung durch die Einspeisung erfolgt. Dieser Ansatz hat den Nachteil, dass die Netzausbaukosten auf der Übertragungsebene weiterhin regional beziehungsweise pro Übertragungsnetzgebiet auf die Verbraucher verteilt werden.

4.4.1.3 Unterbrechbare Einspeiseleistung

Ein zum BKZ komplementäres Instrument ist die sogenannte unterbrechbare Einspeiseleistung. Dabei handelt es sich um die Einspeisung, die nicht in der Netzplanung berücksichtigt und als Erstes abgeschaltet wird, wenn das Netz relevante Belastungsgrenzen erreicht. Da die Einspeisung in diesem Fall nicht auslegungsrelevant wäre, entfielen die BKZ-Zahlung für solche Neuanlagen vollständig. Zudem wird bei EEG-Anlagen während der Unterbrechung der Einspeisung keine Einspeisevergütung beziehungsweise Kompensation bezahlt. Somit trifft ein Investor die Abwägung, ob er für die garantierte Einspeisung Netzinvestitionen trägt oder stattdessen auf diese verzichtet oder in einen Speicher investiert.

In Folge konkurriert nun der Netzausbau mit anderen Technologien und ein effizienteres System wird gefördert. Sind beispielsweise die Investitionen in einen Speicher kostengünstiger als die BKZ, so entspricht die Kosteneinsparung dem volkswirtschaftlichen Nutzen.

4.4.1.4 Abschätzung der Höhe von BKZ

Die Abschätzung der Höhe von Baukostenzuschüssen basiert auf dem erwarteten Zubau von Erneuerbaren Energien und den damit einhergehenden Gesamtinvestitionen für das Netz.

Basierend auf Annahmen¹⁷ der zu erwartenden Leistung von Windkraft und Photovoltaik in den Niederspannungs- und Hochspannungsebenen im Zeitraum 2013 bis 2022 wurde ermittelt, welche Investitionen durch diese Einspeisung auf beiden Ebenen notwendig sind. Setzt man die Zubauleistung mit den Investitionen in Relation, entsteht ein durchschnittlicher BKZ von etwa 385 Euro je Kilowatt installierter (Photovoltaik- und Windkraft-)Leistung. Dabei sind nur die Kosten auf der Verteilnetzebene berücksichtigt, welche die BKZ exakt decken würde.

Eine Analyse der im Zeitraum 2007 bis 2015 getätigten Verteilnetzinvestitionen von 25 Milliarden Euro¹⁸ und der angeschlossenen EE-Anlagen bestätigt die Größenordnung dieses Werts und resultiert in einem BKZ von 450 Euro je Kilowatt installierter Leistung. Dieser Wert liegt leicht höher, da die historischen Daten für Netzinvestitionen weder nach EE-bedingtem Ausbau unterscheiden, noch Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen getrennt betrachten, während jedoch nur Letztere für den EE-Ausbau relevant sind.

Da BKZ abhängig von der Anlagengröße circa 20 bis 27 Prozent der Gesamtinvestitionskosten von Windkraftanlagen ausmachen (siehe Tabelle 7), ist diese Komponente von grundlegender Wichtigkeit für die Investitions- beziehungsweise Standortentscheidung.

Anteil der Netzinvestitionen, die auf Erneuerbare Energien zurückzuführen sind

Tabelle 5

Zusatzkosten ¹	Bedarf in 2013–2022 in Mrd.€	Anteil Gesamtinvestition 2013–2022
HS	7,79	62%
MS	6,10	
NS	3,46	
Gesamt	17,3	

Eigene Analysen

Der für die Bestimmung des Netzinvestitionsbedarfs unterstellte Zubau von Erneuerbaren Energien

Tabelle 6

Installierte Leistung ausgewählter EE-Anlagen und deren Zubau von 2013–2022 [GW] ¹	2013	2022	Zubau 2013–2022
(Wind HöS)	(2,7)	(4,5)	(1,8)
HS (PV + Wind)	15,6	26,2	10,6
MS (PV + Wind)	22,5	45,4	22,9
NS (PV + Wind)	13,5	23,3	9,7
Gesamt			44,9

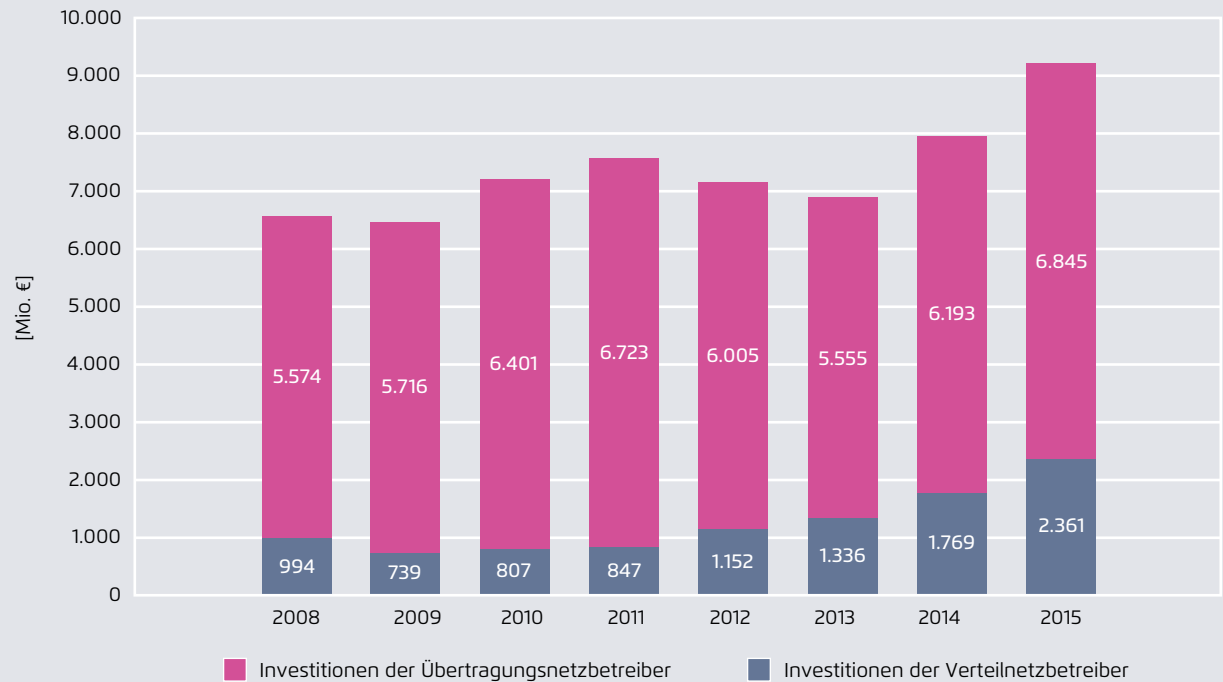
Eigene Analysen

¹⁷ E-Bridge et al. (2014)

¹⁸ BNetzA (2017)

Historische Netzinvestitionen

Abbildung 17



Fünfter Monitoring-Bericht des BMWi

Sollten die Investoren diese Zusatzbelastung als Gestehungskosten für den konkreten Standort ansetzen, so ist mit einer Erhöhung der EEG-Umlage zu rechnen. Die Einmalzahlung der BKZ hat den Vorteil, die Netznutzung nach der Investitionsentscheidung nicht zu beeinflussen. Sie trägt der Tatsache Rechnung, dass die Netzerweiterungskosten nicht von der einzuspeisenden Energiemenge abhängig sind.

Hingegen hätte eine BKZ-Erhebung pro produzierter Einheit eine Erhöhung der variablen Produktionskosten zur Folge und könnte zu Verzerrungen führen. Wird die Einmalzahlung als fixes Entgelt über mehrere Jahre gestaffelt, werden Verzerrungen am Markt vermieden und zugleich wird die Profitabilität einer EE-Anlage geringer beeinflusst, gleichzeitig sinkt jedoch der Anreiz für einen kostengünstigen Standort.

Investitionskosten für Windkraftanlagen

Tabelle 7

Nabenhöhe	Leistungs- klasse: 2 MW < P ≤ 3 MW	Leistungs- klasse: 3 MW < P ≤ 4 MW
NH ≤ 100 m	980 €/kW	(1,8)
100 m ≤ NH ≤ 120 m	1.160 €/kW	10,6
120 m ≤ NH ≤ 140 m	1.280 €/kW	22,9
140 m ≤ NH	1.380 €/kW	9,7
Investitionszusatz- kosten (excl. Anlage und BKZ)	+ ca. 400 €/kW	

Deutsche WindGuard (2015), BWE, VDMA

Wenn der Zubau von Windkraft und Photovoltaik, wie im Referenzszenario B des Netzentwicklungsplans (NEP) 2030 angenommen, realisiert wird, die Förderlaufzeit 20 Jahre beträgt und die Investoren die BKZ auf die Erzeugung in diesem Zeitraum umlegen, so steigen die EEG-Kosten für den Endkunden stetig wie in Abbildung 18 dargestellt. Im Jahr 2030 betragen die Gesamtkosten der EEG-Umlage laut dem Agora-EEG-Rechner 20 Milliarden Euro, wovon fünf Prozent, also circa eine Milliarde Euro, den BKZ zuzurechnen wären. In gleicher Höhe wie die EEG-Kosten durch BKZ steigen, würden die regionalen Netzkosten und infolge auch die Netzentgelte sinken.

4.4.2 Fallbeispiel Baukostenzuschuss

Um die Investitions- und Allokationsanreize der BKZ zu analysieren, modelliert das folgende Fallbeispiel eine Investition in fünf Windkraftanlagen mit insgesamt zwölf Megawatt Nennleistung und Gesamtinvestitionskosten in Höhe von rund 25 Millionen

Erhöhung der EEG-Kosten durch BKZ

Abbildung 18



Eigene Analysen

Euro. Dabei ist der BKZ abhängig vom Standort im Netzgebiet und den resultierenden Netzinvestitionen für den Anschluss des Windparks. Neben dem BKZ variieren die Windgeschwindigkeiten an den jeweiligen Standorten und damit auch die Winderträge. Der Investor muss abwägen zwischen einem Standort mit geringem BKZ und gegebenenfalls geringerem Windertrag und einem Standort mit hoher Erzeugungseffizienz und gleichzeitig hohem BKZ. Angenommen wurde, dass der BKZ einmalig und vollständig bei Netzanschluss zu entrichten ist.

Verschiedentliche Ausbaustände Erneuerbarer Energien sowie EEG-bedingte Auslastungen können innerhalb eines Netzgebietes und somit im Abstand einiger weniger Kilometer lokal stark variieren. In Regionen mit kritischem Zustand sind hohe Investitionen bei Anschluss eines Windparks notwendig, während in anderen Regionen freie Kapazitäten vorhanden sind und somit keine Netzerweiterun-

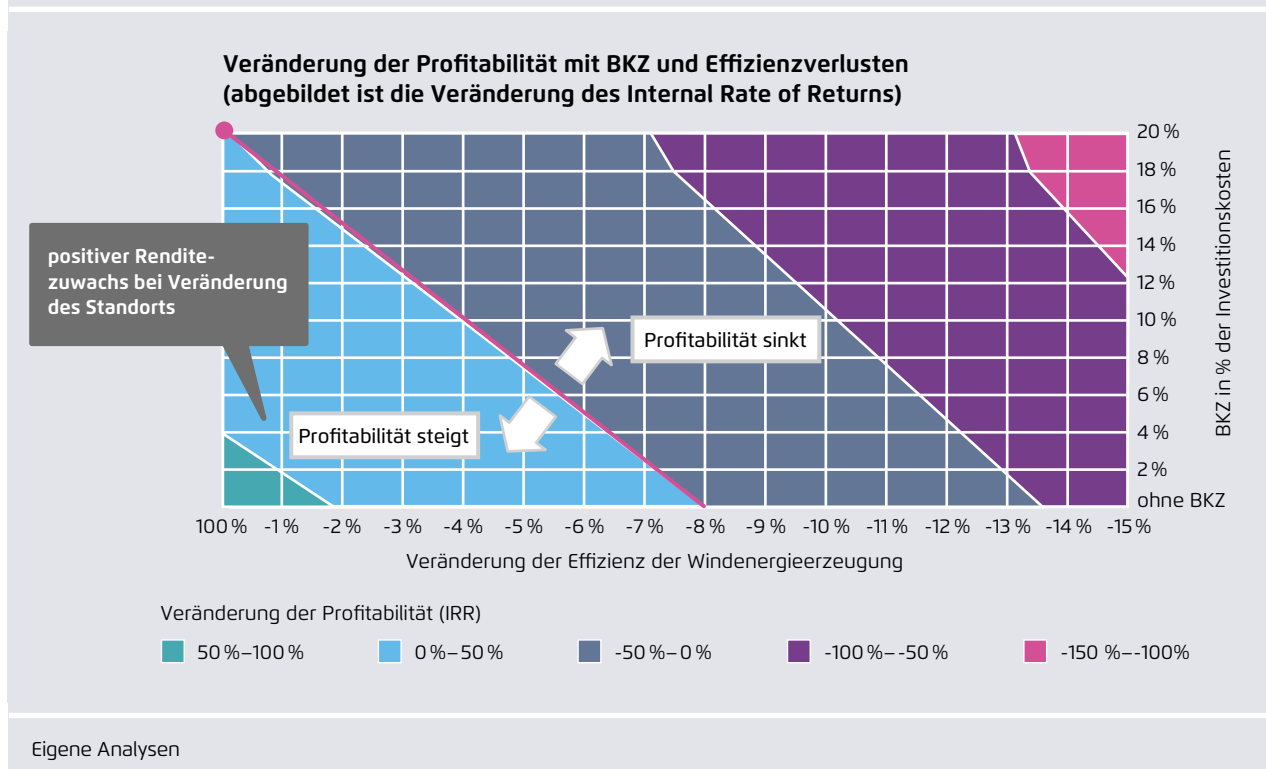
gen notwendig sind. Die Höhe des BKZ reflektiert die anfallenden Netzerweiterungskosten und variiert zwischen 0 und 20 Prozent der Investitionskosten für den Windpark.

Ausgehend von einem Referenzwert für einen windreichen Standort mit hohem BKZ lässt sich ermitteln, ob – beziehungsweise wann – sich ein anderer Standort gegebenenfalls mit einem geringeren Windernergieertrag lohnen würde.

An diesem konkreten Beispiel zeigt sich, dass eine Reduktion des Windernergieertrags bis zu acht Prozent und ein vollständiger Entfall von BKZ für den Investor indifferent sind, da die resultierende Profitabilität in beiden Fällen identisch ist. Abbildung 19 zeigt ausgehend von einem Referenzfall mit gutem Windstandort und BKZ von 20 Prozent der Gesamtinvestition die Veränderung der Profitabilität, wenn sich durch Veränderung des Standortes sowohl

Einfluss des Baukostenzuschusses auf die Profitabilität der Investition

Abbildung 19



BKZ als auch der Windenergieertrag ändern. Auf der eingezeichneten Indifferenzkurve führen die Senkung des BKZ und die Reduktion des Windenergieertrags zu der gleichen Profitabilität wie im Referenzfall. Links von der Indifferenzkurve steigt die Profitabilität, während rechts von ihr die Profitabilität durch den Standort vermindert wird. Alle Standorte mit einer stärkeren Reduktion des Windenergieertrags als acht Prozent zum Referenzfall senken die Profitabilität.

Das Fallbeispiel zeigt, dass die BKZ eine Allokationswirkung entfalten kann. Fallen die Windenergieerträge an einem neuen Standort geringer aus als die berechneten acht Prozent und lässt sich gleichzeitig die Netzinvestition einsparen, wird ein volkswirtschaftlicher Wohlfahrtsgewinn generiert, weil die Einsparung bei den Netzinvestitionen höher ist als die Reduktion des Windenergieertrags.

4.4.2.1 Verteilernetzkomponente

Im Prinzip verfolgt die Verteilernetzkomponente, die erstmalig mit der Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen von Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen (GemAV) umgesetzt wurde, ein sehr ähnliches Ziel wie der diskutierte BKZ und zielt damit auf die effektive geografische Koordination zwischen Einspeisung und Netz ab. Die von der Einspeisung verursachten Ausbaukosten der Verteilernetze sollen bei der Einreichung der Gebote für Windkraft- und Solaranlagen berücksichtigt werden. Dabei ist die Verteilernetzkomponente der Indikator, der die geschätzten Kosten des Netzausbaus je Standort darstellt und auf die Gebote in diesen Standorten aufgeschlagen wird. Hierdurch wird die Koordinationswirkung, wie sie auch mit dem BKZ realisiert werden soll, ermöglicht. Der Aufschlag ergibt sich aus dem sogenannten Basiswert und dem Kapazitätsfaktor der jeweiligen Technologie. Beide Kennzahlen werden in der Verordnung festgelegt. Der Basiswert wird auf Grundlage der typischen Kosten für den Ausbau des Hochspannungsteils (ausschließlich) der Verteilernetze ermittelt. Andere Spannungsebenen werden nicht berücksichtigt. Der Aufschlag führt letztlich dazu, dass sich die Reihenfolge bei der Auktionierung

gegebenenfalls verändert. Bei der Förderung wird dieser jedoch nicht berücksichtigt. Das bedeutet, dass die Komponente lediglich für die Reihung im Auktionsverfahren relevant ist, die Vergütung der EE und die Allokation der Netzkosten bleiben davon unberührt.

Im Gegensatz zum BKZ wird also ausschließlich die Koordinationswirkung auf der Hochspannungsebene erzielt. Eine Kostentragung durch die Einspeisung ist nicht vorgesehen. Netzkosten werden zwar durch eine bessere Koordination von EE-Ausbau und Netz bei beiden Instrumenten gesenkt, weil Netzausbau und -verstärkung (teilweise) vermieden werden; die verbleibenden Netzkosten durch den EE-Ausbau fließen bei der Verteilernetzkomponente weiterhin in die Netzentgelte. Beim BKZ werden die verbleibenden Netzkosten, die durch die EE-Anlage entstehen, jedoch verursachungsgerecht vom EE-Anlagenbetreiber getragen und die Netzentgelte entsprechend weitergehend entlastet.

4.4.3 Bewertung

Bewertung zur Finanzierung:

Die Einführung von Baukostenzuschüssen hat grundsätzlich keinen Einfluss darauf, dass die Netzkosten formal gedeckt werden. Aufgrund der Entlastung des lokalen Verbrauchs wird die verzerrende Wirkung durch die einspeisebedingten Kosten vermieden und der lokale politische Druck auf die Verteilernetzbetreiber reduziert.

Volkswirtschaftliche Effizienz:

- Sowohl BKZ als auch die Verteilernetzkomponente können eine Koordinationswirkung zwischen Erzeugung und Netz hervorrufen. Während die Verteilernetzkomponente auf die Hochspannungsebene limitiert wird, ist der BKZ deutlich umfassender, weil er zum Ziel hat, sämtliche netzebenenübergreifende Kosten zu berücksichtigen. Für vermaschte Netze mit gegebenenfalls unklarer Zuordnung der individuellen Kosten sind unterschiedliche Lösungen möglich.
- Eine verursachergerechte Allokation der Kosten und der damit verbundenen Kostentragung

bei Einführung von BKZ ermöglicht einen volkswirtschaftlichen Zusatznutzen. Dieser ist dadurch begründet, dass der lokale Verbrauch nicht allein mit den Netzkosten, die durch die Einspeisung verursacht werden, belastet wird. Netzinvestitionen im Verteilnetz in Höhe von prognostizierten 17 Milliarden Euro bis 2022 werden nicht auf den vom Zubau betroffenen lokalen Verbrauch verteilt. Es ist davon auszugehen, dass BKZ über die EEG-Umlage an den Endverbraucher deutschlandweit weitergereicht wird. Bis 2030 ist eine Erhöhung der Umlage durch BKZ in Höhe von etwa fünf Prozent zu erwarten. Die EE-Ausbauziele werden durch BKZ nicht gefährdet.

→ Als komplementäres Instrument zum BKZ sollte die unterbrechbare Einspeisung eingeführt werden, die Effizienzen im Gesamtsystem heben kann. Mit diesem Instrument konkurriert das Netz mit anderen Technologien, zum Beispiel zur Speicherung von Strom, und triggert Innovationen.

Verteilungsgerechtigkeit:

Wie oben bereits erwähnt, ist ein Ziel von BKZ, eine verursachergerechte Allokation der Kosten zu gewährleisten. Faktisch werden die lokalen Netzentgelte nicht mehr durch die EE-bedingten Netzinvestitionen beeinflusst. Hierdurch wird die zunehmende Diskrepanz der Netzentgelte zwischen den Netzbetreibern minimiert. Bei der Implementierung der Verteilernetzkomponente erfolgt dies nicht. Damit wird eine der Herausforderungen der heutigen Netzentgeltsystematik nicht gelöst.

Umsetzbarkeit:

Die Umsetzung der Verteilernetzkomponente ist gegebenenfalls mit niedrigeren Transaktionskosten im Vergleich zum BKZ verbunden, da dieses Instrument einen geringen Umfang abdeckt. Der BKZ ist hingegen ein bereits eingeführtes und akzeptiertes Instrument für die Last.

→ Rechtliche Umsetzbarkeit:

Aus rechtlicher Sicht ist festzustellen, dass BKZ bislang zwar im Wesentlichen nur von Letztver-

brauchern erhoben werden, dass der geltende Rechtsrahmen BKZ für den Netzanschluss von Einspeisern aber nicht generell ausschließt. Einschränkungen bestehen allerdings im Falle von Anlagen im Sinne des EEG (§ 17 EEG 2017), von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (§ 3 Abs. 1 Satz 4 KWKG i. V. m. § 8 Kraftwerks-Netzanschlussverordnung, KraftNAV) sowie von allen Erzeugungsanlagen ab 100 Megawatt elektrischer Nennleistung bei Anschluss an Elektrizitätsversorgungsnetze mit einer Spannung von mindestens 110 Kilovolt (§ 8 Abs. 3 KraftNAV). Auch insoweit sind Gesetzesänderungen, die die Einführung von BKZ für diese Einspeiser zulassen, aber nicht ausgeschlossen. Dem steht weder europäisches Unionsrecht noch deutsches Verfassungsrecht entgegen

Im Einzelnen:

Bislang werden Baukostenzuschüsse (BKZ) im Wesentlichen nur von Letztverbrauchern erhoben. Fraglich ist, ob der Rechtsrahmen auch die Einführung von BKZ für Einspeiser (insbesondere Erzeugungsanlagen i. S. v. § 3 Nr. 18c EnWG und gegebenenfalls Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie) zulässt.

4.4.3.1 Grundlagen des BKZ für Letztverbraucher

Die Kostenverteilung beim Anschluss elektrischer Anlagen an das Stromverteilernetz sieht grundsätzlich vor, dass der Anlagenbetreiber die Kosten der Anschlussleitung und des Anschlusses einschließlich der erforderlichen Messeinrichtungen zu tragen hat, der Netzbetreiber hingegen die Kosten des Ausbaus seines Netzes.

Teilweise können Netzbetreiber allerdings für den Netzanschluss elektrischer Anlagen die Zahlung eines Baukostenzuschusses verlangen und darüber einen Teil der Netzkosten abdecken. Die Erhebung eines Baukostenzuschusses von Anschlussnehmern i. S. d. § 1 Abs. 2 Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung (NAV), das heißt nur Letztverbraucher in Nieder-

spannung, ist in § 11 NAV ausdrücklich geregelt. Sie wird für höhere Netzebenen auch ohne ausdrückliche Regelung allgemein anerkannt.¹⁹ Der Baukostenzuschuss soll eine Lenkungsfunktion erfüllen, um zu vermeiden, dass der Anschlussnehmer vom Netzbetreiber eine überdimensionierte und daher zu Ineffizienzen führende Anschlusskapazität verlangt.²⁰ Darüber hinaus wird verbreitet angenommen, dass die Anschlussnehmer mittels dieses Instruments möglichst verursachungsgerecht entsprechend ihrem Leistungsbedarf zu den Energieverteilungskosten herangezogen werden sollen.²¹

Bei der Berechnung der durch den Netzanschluss entstehenden Kosten legt die Bundesnetzagentur (BNetzA) (für Netzebenen oberhalb der Niederspannung) ein sogenanntes Leistungspreismodell zugrunde.²² Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) stellt eine andere Berechnungsmethode (sogenanntes Zwei-Ebenen-Modell) zur Verfügung.²³ Nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofes (BGH) steht dem Verteilnetzbetreiber jedenfalls auf der Niederspannungsebene ein

Entscheidungsspielraum zu.²⁴ Dies wird auch für die höheren Netzebenen angenommen.²⁵

Derartige Baukostenzuschüsse können im Zusammenhang mit allen Netzanschlüssen nach § 17 EnWG verlangt werden. Anerkannt und in der Praxis üblich ist dies jedenfalls für den Anschluss von Letztverbrauchern. Für andere Anschlussnehmer, insbesondere Erzeuger, ist dies umstritten.

4.4.3.2 Grundsätzliche Zulässigkeit der Erhebung von BKZ von Einspeisern nach geltendem Recht

Teilweise wird die Erhebung von BKZ für Einspeiser beziehungsweise für Erzeugungsanlagen nach geltendem Recht für unzulässig gehalten.²⁶ Eine rechtliche Einschränkung auf die Gruppe der Letztverbraucher erscheint vom geltenden Rechtsrahmen jedoch nicht allgemein vorgegeben. Insbesondere sind BKZ für den Anschluss von Erzeugungsanlagen zulässig.²⁷ So enthält § 9 StromNEV in Absatz 1 eine ausdrückliche Regelung zur Auflösung von BKZ, die von stromverbrauchenden Anschlussnehmern entrichtet wurden, und in Absatz 2 eine zusätzliche Regelung für BKZ, die im Zusammenhang mit der Errichtung eines Anschlusses für die Einspeisung elektrischer Energie entrichtet wurden. Damit wird die Zulässigkeit der Erhebung von BKZ von Einspeisern vom Verordnungsgeber vorausgesetzt.²⁸

19 vgl. nur Hartmann/Blumenthal-Barby in Danner/Theobald, § 11 NAV Rn. 50; OLG Düsseldorf v. 25.01.2012, VI-3 Kart 136/10 (V), RdE 2012, 339, 340 f.

20 BGH v. 12.12.2012, VIII ZR 341/11, EnWZ 2013, 227, 229 Rn. 23; Bourwieg in Britz/Hellermann/Hermes, § 17 Rn. 19b; Gerstner in Kment, § 17 Rn. 37; vgl. auch die Verordnungsbegründung zu § 11 NAV, BR-Drs. 367/06, S. 45: Lenkungswirkung der Baukostenzuschüsse im Interesse einer möglichst kostengünstigen Elektrizitätsversorgung

21 Hartig in Stuhlmacher/Stappert/Schoon/Jansen, Kap. 2 Rn. 35; ähnlich auch Bourwieg in Britz/Hellermann/Hermes, § 17 Rn. 19b; vgl. auch die Verordnungsbegründung zu § 11 NAV, BR-Drs. 367/06, S. 45: Verursachungsprinzip. A.A. möglicherweise BNetzA: Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen, S. 2, das für Netzebenen oberhalb der Niederspannung eine Finanzierungsfunktion des BKZ ablehnt und nur eine Steuerungsfunktion anerkennen will; Stappert/Johannsen in Rosin u.a., Praxiskommentar zum EnWG, § 17 Rn. 44 f.

22 BNetzA (2009)

23 VDN (2017)

24 BGH v. 12.12.2012, VIII ZR 341/11, EnWZ 2013 227, 229 Rn. 21 ff.; vgl. auch Bourwieg in Britz/Hellermann/Hermes, § 17 Rn. 19b, § 18 Rn. 23b; Gerstner in Kment, § 18 Rn. 34

25 Gerstner in Kment, EnWG, § 17 Rn. 37; in diesem Sinne auch Hartmann/Blumenthal-Barby in Danner/Theobald, § 11 NAV Rn. 53 ff.

26 so etwa Hartmann in Danner/Theobald, § 17 EnWG Rn. 102 f.; restriktiv auch Säcker/Boesche in BerlKomEnR, § 17 EnWG Rn. 26

27 so auch Stappert/Johannsen in Rosin u.a., Praxiskommentar zum EnWG, § 17 Rn. 51

28 vgl. auch die Verordnungsbegründung, BR-Drs. 245/05, S. 36

§ 17 Abs. 8 StromNEV, der andere als die in der StromNEV genannten Entgelte für unzulässig erklärt, steht der Erhebung von BKZ für Einspeiser nicht entgegen, da die StromNEV nur die Netznutzung, nicht aber den Netzanschluss betrifft und da BKZ für Einspeiser in § 9 Absatz 2 StromNEV zudem ausdrücklich angesprochen werden. Aus entsprechenden Erwägungen schließt auch § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV, der Netzentgelte für die Einspeisung elektrischer Energie verbietet, einen BKZ für Einspeiser nicht aus. Einzelne Vorschriften, die BKZ (nur) für bestimmte Einspeiser ausschließen (§ 8 Abs. 3 KraftNAV, KWKG, EEG), verfolgen besondere Förderzwecke und lassen sich daher nicht als Begründung für die allgemeine Unzulässigkeit der Erhebung von BKZ von Einspeisern heranziehen.²⁹ Somit ist davon auszugehen, dass die Erhebung von BKZ bei dem Anschluss von Einspeisern nach geltendem Recht nicht generell ausgeschlossen ist.

Nach dem oben Dargestellten kann der Netzbetreiber das Instrument des Baukostenzuschusses auch einsetzen, um auf die Lage des Netzanschlusspunktes von Einspeisern (was mittelbar für die örtliche Belegenheit der Anlage bedeutsam ist) Einfluss zu nehmen. Denn der oben angesprochenen Lenkungs-funktion des Baukostenzuschusses im Interesse einer möglichst kostengünstigen Elektrizitätsversorgung entspricht es nicht nur, eine überdimensionierte und daher zu Ineffizienzen führende Anschlusskapazität zu vermeiden, sondern auch, die Netzausbaukosten steigernden Effekte der örtlichen Belegenheit des Netzanschlusspunktes zu berücksichtigen. Sofern darüber hinaus angenommen wird, dass die Anschlussnehmer mittels dieses Instruments möglichst verursachungsgerecht entsprechend ihrem Leistungsbedarf zu den Energieverteilungskosten herangezogen werden sollen, entspräche dem – bei entsprechender Ausgestaltung – auch die Erhebung eines Baukostenzuschusses von Erzeugern.

²⁹ ähnlich Stappert/Johannsen in Rosin u.a., Praxiskommentar zum EnWGPK, § 17 Rn. 52

4.4.3.3 Gesetzliche Beschränkungen für die Erhebung von BKZ von Einspeisern nach geltendem Recht

Gemäß § 8 Abs. 3 KraftNAV dürfen für den Netzanschluss von Erzeugungsanlagen mit einer elektrischen Nennleistung von mindestens 100 Megawatt, die an Elektrizitätsversorgungsnetze mit einer Spannung von 110 Kilovolt oder mehr angeschlossen werden, keine Baukostenzuschüsse verlangt werden. Die Regelung gilt für alle Arten von Erzeugungsanlagen.

Bei Neuanschlüssen und Anschlussveränderungen von KWK-Anlagen mit einer elektrischen KWK-Leistung von weniger als 100 Megawatt sind zudem gemäß § 3 Abs. 1 Satz 4 KWKG die Regelungen nach § 8 KraftNAV entsprechend anzuwenden, und zwar unabhängig von der Spannungsebene. Dies bedeutet, dass für den Anschluss von KWK-Anlagen generell keine Baukostenzuschüsse verlangt werden dürfen.

Für den Netzanschluss von Anlagen im Sinne des EEG durften gemäß § 17 i. V. m. § 7 Abs. 2 EEG 2014 vor Inkrafttreten des EEG 2017 keine Baukostenzuschüsse verlangt werden.³⁰ § 17 EEG 2017 sieht auch weiterhin vor, dass der Netzbetreiber die Kosten des Netzausbaus zu tragen hat. Allerdings sind nach § 7 Abs. 2 EEG 2017 nunmehr unter engen Voraussetzungen abweichende vertragliche Regelungen möglich. Solche vertraglichen Abweichungen müssen insbesondere klar und verständlich sein, dürfen keinen Vertragspartner unangemessen benachteiligen und müssen mit dem wesentlichen Grundgedanken der gesetzlichen Regelung, von der abgewichen wird, vereinbar sein. Wie diese Regelung im Hinblick auf Baukostenzuschüsse anzuwenden ist, ist bislang nicht näher untersucht worden. Die generelle Erhebung von Baukostenzuschüssen für Anlagen nach dem EEG dürfte jedoch dem gesetzlichen Grundgedanken des § 17 EEG 2017 zuwiderlaufen, der die

³⁰ Salje, EEG 2014, § 17 Rn. 6; Hartmann in Danner/Theobald, § 17 EnWG Rn. 102; Stappert/Johannsen in Rosin u.a., Praxiskommentar zum EnWG, § 17 Rn. 52; Ohms, Recht der Erneuerbaren Energien, Rn. 165

Netzausbaukosten gerade dem Netzbetreiber zuweist. Zudem ist regelmäßig zu erwarten, dass der Anlagenbetreiber einer solchen abweichenden vertraglichen Regelung nicht zustimmen würde. Für Anlagen nach dem EEG erscheint die Erhebung von Baukostenzuschüssen nach derzeitiger Rechtslage damit ausgeschlossen.

Einschränkungen hinsichtlich Zulässigkeit und Höhe eines Baukostenzuschusses enthält weiterhin § 11 NAV für den Anschluss elektrischer Anlagen an das Niederspannungsnetz nach § 18 EnWG. Ein Baukostenzuschuss darf insbesondere nur für den Teil der Leistungsanforderung erhoben werden, der 30 Kilowatt übersteigt (§ 11 Abs. 3 NAV), und maximal 50 Prozent der Netzausbaukosten abdecken (§ 11 Abs. 1 NAV). Die Einschränkungen nach § 18 EnWG und § 11 NAV finden nach dem Gesetzeswortlaut jedoch nur auf den Anschluss von Letztverbrauchern Anwendung. Eine entsprechende Anwendung auf Einspeiser erscheint nicht naheliegend, da dem Betrieb dieser Anlagen eine andere Interessenlage zugrunde liegt. Dementsprechend findet auf den Netzausbausanpruch von Einspeisern auch nicht § 18 EnWG, sondern § 17 EnWG Anwendung.

Im Ergebnis schließt der geltende Rechtsrahmen damit die Erhebung eines Baukostenzuschusses für den Anschluss von Anlagen im Sinne des EEG und von KWK-Anlagen ebenso aus wie für alle Erzeugungsanlagen ab 100 Megawatt elektrischer Nennleistung bei Anschluss an Elektrizitätsversorgungsnetze mit einer Spannung von mindestens 110 Kilovolt.

4.4.3.4 Zulässigkeit einer Rechtsänderung

Eine Änderung der genannten Rechtsvorschriften, die derzeit der Erhebung von Baukostenzuschüssen für den Netzausbausanpruch bestimmter Einspeiser entgegenstehen, ist unionsrechtlich nicht ausgeschlossen. Nach geltendem Recht sehen Artikel 14 und 18 Abs. 2 StromZVO ausdrücklich die Möglichkeit standortbezogener Preissignale bei der Festsetzung der nach den nationalen Tarifsystemen von Erzeugern und Verbrauchern zu zahlenden Entgelte vor. Auch wenn

unklar ist, ob nur Netzentgelte im engeren Sinn oder auch Baukostenzuschüsse unter diese Regelung fallen, lässt die Regelung jedenfalls erkennen, dass keine grundsätzlichen Bedenken gegen ein solches System bestehen. Auch für den Netzausbausanpruch von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien überlässt Artikel 16 Abs. 3 und 4 der Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RL 2009/28/EG – RES-RL) es ausdrücklich den Mitgliedstaaten, ob sie eine vollständige Übernahme der Netzausbaukosten durch die Netzbetreiber vorschreiben oder eine Kostenteilung zulassen wollen. Baukostenzuschüsse für Einspeiser sind damit unionsrechtlich zulässig. Auch die Regelungsvorschläge der Kommission im sogenannten Winterpaket 2016/17 zu einer neu gefassten Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt³¹ und zur Neufassung der Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen³² sehen insoweit keine Einschränkungen vor. Einer Änderung entgegenstehende höherrangige Vorschriften des deutschen Rechts sind gleichfalls nicht erkennbar.

Die Vorschriften der § 8 Abs. 3 KraftNAV, § 3 Abs. 1 Satz 4 KWKG und § 17 EEG 2017 können daher geändert werden, um die Einführung von Baukostenzuschüssen für den Netzausbausanpruch der dort betroffenen Einspeiser zuzulassen.

4.5 Zusammenfassende Bewertung

Wie bereits oben beschrieben stößt das heutige Netzentgeltsystem im Hinblick auf die Entwicklungen in der Energiewirtschaft auf unterschiedliche Herausforderungen.

31 Europäische Kommission, COM(2016) 861 final v. 23.02.2017

32 Europäische Kommission, COM(2016) 767 final v. 23.02.2017

Zur Definition eines zukunftsgerichteten Netzentgeltsystems bedarf es mehrerer Komponenten, um mit den jeweiligen Herausforderungen umgehen zu können. Analysiert wurden in diesem Zusammenhang folgende Instrumente:

- Baukostenzuschüsse (BKZ) beziehungsweise Verteilernetzkomponente für die Einspeisung
- kostenorientierte Netzentgelte für die Verbraucher

Im Hinblick auf die Bewertungskriterien erscheint der BKZ bei der Finanzierungsfrage gegenüber der Verteilernetzkomponente Vorteile aufzuweisen. So werden die Kosten der Netzerweiterung als ein Fixbeitrag einmal oder jährlich von der Einspeisung entrichtet und mindern so die Erlösobergrenzen der Netzbetreiber und entlasten somit Stromverbraucher von nicht durch sie selbst verursachten Netzkosten. Es ist jedoch davon auszugehen, dass ein BKZ von

Investoren über die EEG-Kosten bundesweit gewälzt wird. Bis 2030 ist eine Erhöhung der EEG-Umlage um fünf Prozent durch BKZ zu erwarten. Die Verteilernetzkomponente sieht eine derartige Beteiligung der Einspeisung an den Netzkosten nicht vor.

Bei der volkswirtschaftlichen Effizienz ermöglichen sowohl BKZ als auch Verteilernetzkomponente eine effektive Koordination zwischen dem Netz- und EE-Ausbau.

Beide Koordinationsinstrumente lassen sich mit der sogenannten unterbrechbaren Einspeiseleistung ergänzen. Bei unterbrechbarem Netzanschluss wird die Einspeisung vertraglich nicht in der Netzauslegung berücksichtigt und wird in bestimmten Netzsituationen zuerst abgeschaltet. Somit ist kein BKZ zu entrichten und im Falle der Verteilernetzkomponente sind keine Kosten für das Netz anzusetzen. Während

Zusammenfassende Bewertung der unterschiedlichen Instrumente im Hinblick auf die zu erreichenden Hauptziele

Abbildung 20

	Finanzierung	Volkswirtschaftliche Effizienz
BKZ-Verteilernetzkomponente	<ul style="list-style-type: none"> → BKZ: ermöglicht effizientes Finanzieren → BKZ: reduziert den politischen Druck auf die Verteilernetzbetreiber → Verteilernetzkomponente 	<ul style="list-style-type: none"> → effektive Koordinationswirkung zwischen Erzeugung und Netz netzebenübergreifend → BKZ: Vermeidung der Verzerrung der lokalen Nachfrage aufgrund der auf Einspeiser umgewälzten Netzinvestitionen in Höhe von etwa 400 €/kW installierter Erzeugungsleistung → Als komplementäres Instrument zum BKZ kann die „unterbrechbare Einspeisung“ weitere Effizienzen im Gesamtsystem heben.
kostenorientiertes NNE	<ul style="list-style-type: none"> → effiziente Finanzierung des Netzes 	<ul style="list-style-type: none"> → effektives Lenkungsinstrument durch zeitvariable Leistungspreise → Reduktion des Arbeitspreises führt zu einer Erhöhung des Stromverbrauchs zwischen 1,3 bis 2,5% → birgt (beherrschbare) Prognoserisiken

Eigene Darstellung

der Abschaltung erhält die Einspeisung keine Marktprämie. Dieses komplementäre Instrument wirkt zusätzlich als Allokationsmechanismus und ermöglicht einen weiteren, freiwilligen Freiheitsgrad für die Optimierung der Einspeisung durch die Einspeiser. Im Ergebnis ist festzuhalten, dass der BKZ zwei Herausforderungen adressiert, nämlich die fehlende Koordination von Zubau und Netzausbau sowie die verursachergerechte Verteilung der Kosten, die die Divergenz zwischen den regionalen Netzentgelten mindert. Die Verteilnetzkomponente zielt in der vorliegenden gesetzlichen Regelung zunächst nur auf die fehlende Koordination.

In Bezug auf die Weiterentwicklung der Netzentgelt-systematik für die Verbraucher lässt sich mit kostenorientierten Netzentgelten die Entsolidarisierung minimieren und das Potenzial der zeitlichen Verschiebung der Nachfrage zur Reduktion der Netzkosten ausschöpfen. Gleichzeitig stärken sie den Anreiz zur Sektorenkopplung.

Bei Analyse der Kostentreiber und deren Anteilen an den Gesamtkosten des Netzes ist festzustellen, dass der Großteil der Kosten von der auslegungsrelevanten Leistung und von den Anschlüssen abhängt. Dagegen spielen arbeitsabhängige Kosten nur eine untergeordnete Rolle.

Die Implementierung von kostenorientierten Tarifen führt zu einer deutlichen Senkung des Arbeitspreises und einer Erhebung von Grundpreisen nicht nur bei den Standardlastprofil-Kunden. Für die Abrechnung der Leistungspreise empfiehlt sich die Realisierung von zeitvariablen Leistungspreisen, die sich nach der Netzsituation verändern. Die Höhe des Tarifs sollte die langfristigen Grenzkosten des Netzausbaus signalisieren.

Mit der Kostenorientierung im Netzentgeltssystem lassen sich die Netzkosten effizienter finanzieren, denn Verzerrungen beim Netznutzungsverhalten durch eine unsachgerechte Allokation der Kosten auf die Verbraucher werden beseitigt. Das Entsolidarisierungsproblem wird durch die Kostenorientierung behoben und durch die Zeitvariabilität des Tarifs kann eine effektive Lenkungswirkung hin zum netzdienlichen Verhalten erzielt werden. Langfristig wird solch ein Tarifsystem zum effizienten Netzausbau beitragen.

Die Reduktion des Arbeitspreises im Rahmen der kostenorientierten Tarife führt gegebenenfalls zu einer Erhöhung des Verbrauchs zwischen 1,3 und 2,5 Prozent, weswegen eine Reform von zusätzlichen Effizienzmaßnahmen begleitet werden könnte.

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass eine stärkere Kostenorientierung des Netzentgeltssystems zu einer verursachergerechten Verteilung der Kosten führt und damit einer unangemessenen Diskriminierung zwischen den Netznutzern vorbeugt. Wie auch bei den anderen Instrumenten spielen die konkrete Ausgestaltung und die regulatorische Erfassung einzelner Parameter eine große Rolle für die Akzeptanz und damit für eine erfolgreiche Umsetzung. So ist beispielsweise zu konkretisieren, wie der regulatorische Umgang bei Zuordnung der Netzkosten zu den Kostentreibern auszugestaltet ist.

Zusammenfassende Bewertung der unterschiedlichen Instrumente
im Hinblick auf die zu erreichenden Nebenziele

Abbildung 21

	Verursachergerechtigkeit	Umsetzbarkeit
BKZ	<ul style="list-style-type: none"> → 17 Milliarden Euro bis 2022 werden nicht auf den vom Zubau betroffenen lokalen Verbrauch verteilt. Es ist davon auszugehen, dass BKZ über die EEG-Umlage an den Endverbraucher deutschlandweit weitergereicht wird. Bis 2030 Erhöhung der Umlage durch BKZ in Höhe von etwa 5% zu erwarten. → Netzkosten werden vom verursachenden Anlagenbetreiber getragen und mit der EEG-Förderung voraussichtlich kompensiert; Netzentgelte für Verbraucher werden entsprechend entlastet. 	<ul style="list-style-type: none"> → Konkretisierung der regulatorischen Erfassung notwendig → Veränderung von bestehenden Regelungen bei BKZ für die Last
kostenorientiertes NNE	<ul style="list-style-type: none"> → Kostenorientierung ermöglicht verursachergerechte Kostenallokation 	<ul style="list-style-type: none"> → entspricht der Anforderung der EU → dynamische zeitvariable Tarife gegenwärtig nicht effektiv, weil geringer Automatisierungsgrad → Konkretisierung der regulatorischen Erfassung notwendig

Eigene Darstellung

5. Reform der Steuern und Umlagen

5.1 Übersicht über wesentliche Herausforderungen

Wohlfahrtsverlust durch Verzerrung der Nachfrage

Die EEG-Umlage beträgt aktuell 6,880 Cent je Kilowattstunde (2017). Die der Berechnung der EEG-Umlage zugrunde liegenden EEG-Kosten betragen derzeit knapp 25 Milliarden Euro³³. Laut Berechnung mit dem Agora-EEG-Rechner werden EEG-Kosten und EEG-Umlagen in den nächsten Jahren zunächst noch leicht steigen, dann allerdings wieder absinken. Dies ist in Abbildung 22 dargestellt.

Die Höhe der EEG-Kosten wird maßgeblich durch die Höhe des prognostizierten Großhandelsprei-

ses bestimmt. Ab circa 2022 wird erwartet, dass die EEG-Kosten zu fallen beginnen.

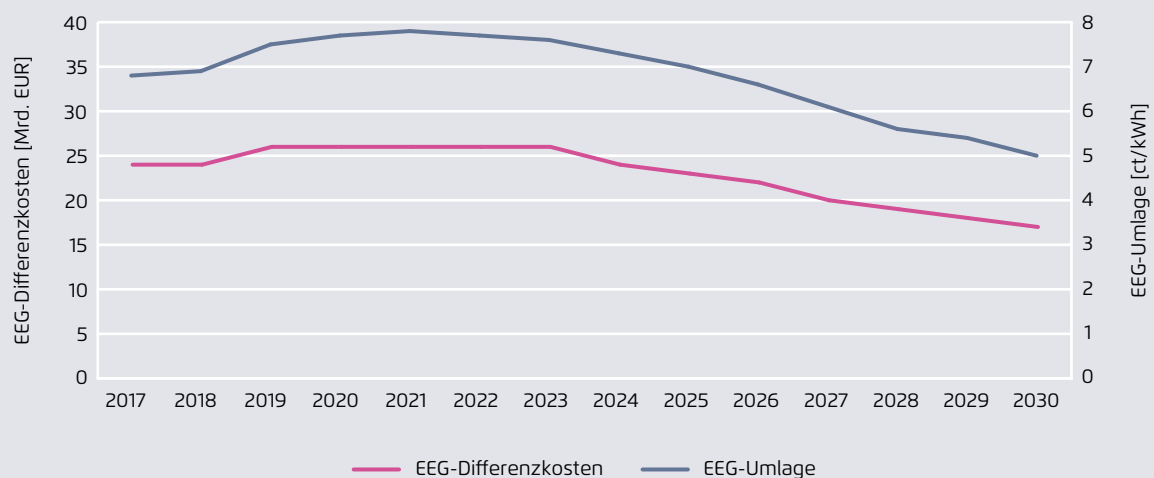
Eine große Anzahl von Studien³⁴ geht außerdem von einem ab dem Jahr 2023 langsam ansteigenden Großhandelspreis für Strom aus, der auf ein Preisniveau von circa 70 Euro je Megawattstunde in den Jahren 2030/35 steigen wird. Eine solche Preisentwicklung trägt dazu bei, dass sich die EEG-Kosten in den Jahren 2030/35 um circa 10 Milliarden Euro gegenüber dem Höchstwert auf circa 17 Milliarden Euro reduzieren. Ähnliches gilt für die EEG-Umlage. Diese wird zunächst auf möglicherweise über sieben Cent je Kilowattstunde ansteigen, dann auf einen Wert von circa fünf Cent je Kilowattstunde im Jahr 2030 abfallen.

33 Netztransparenz.de (2017)

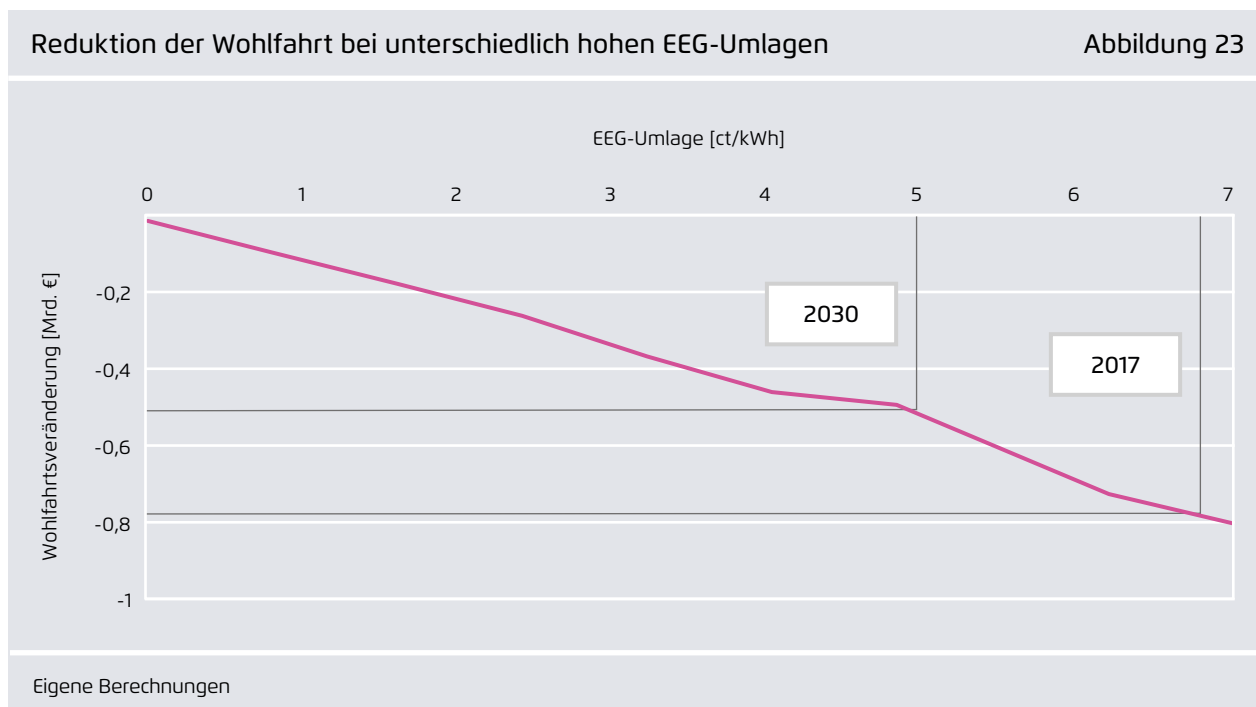
34 Forschungsradar Erneuerbare Energien (2017)

Verlauf der EEG-Kosten und der EEG-Umlage gemäß Agora Energiewende bei einem von 30 auf 70 Euro je Megawattstunde (2030) steigenden Großhandelspreis

Abbildung 22



Agora (2017a)



Die EEG-Kosten beinhalten die Kosten der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien. Eine Tragung der Stromkosten in Form einer direkten Umlage durch Stromabnehmer verzerrt dementsprechend die Nachfrage. Diese Verzerrung führt nicht nur zu einem Austausch der Produzenten- und Konsumentenrente, sondern hat auch Einfluss auf die gesamte Wohlfahrt in der Elektrizitätswirtschaft. Die wohlfahrtsmindernde Wirkung der EEG-Umlage ist in ihrer heutigen Form in Abbildung 23 dargestellt.

Bereits bei der heute im System vorhandenen Elastizität tritt durch die EEG-Umlage in ihrer derzeitigen Form ein signifikanter Wohlfahrtsverlust auf, der in der Größenordnung von circa 0,8 Milliarden Euro pro Jahr liegt. In Zukunft ist mit einer steigenden Nachfrageelastizität durch Elektromobilität, Kleinspeicher und Wärmepumpen zu rechnen. Gleichzeitig werden aber auch die EEG-Kosten 2030 weiter abnehmen.³⁵Ähnliche Zusammenhänge gelten auch für die

Stromsteuer. Die wohlfahrtsverringende Wirkung der Stromsteuer bei heutigen Elastizitäten liegt bei etwa 230 Millionen Euro pro Jahr.

Mangelnde Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors

Die EEG-Umlage erhöht den Strompreis auch in den Fällen, in denen Elektrizität im Verkehr- oder Wärme-sektor eingesetzt wird. Diese Belastung des Stroms kann als eine einseitige und damit wettbewerbsverzerrende Belastung betrachtet werden, da lediglich der Strompreis für Endkunden die Kosten zur Einführung Erneuerbarer Energien trägt. Die Finanzierung der Kosten für die Integration Erneuerbarer Energien in den Wärme- und Verkehrsbereichen, das heißt beispielsweise die Förderung der Elektroautos oder Solarkollektoren, findet weitgehend über den Bundeshaushalt statt. Lediglich der Gaspreis wird mit einer eigenen Umlage belastet (die sogenannte Biogas-Umlage), die sich entsprechend kostenerhöhend

35 Bei der Bestimmung der Wohlfahrt wurden Multiplikatoreffekte nicht betrachtet. Die berechneten

Wohlfahrtsverluste sind somit als eine konservative Abschätzung einzustufen.

auswirkt.³⁶ Im folgenden Fall soll versucht werden zu quantifizieren, inwieweit diese Sonderbelastung des Stroms eine Elektrifizierung des Wärme- und des Verkehrssektors (Sektorenkopplung) behindert.

Der größte Teil des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor wird durch den Straßenverkehr verursacht. Die Aufteilung nach Verkehrsträgern kann Abbildung 24 entnommen werden.

Über 80 Prozent des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor wird durch den Straßenverkehr verursacht. Rund zwei Drittel davon werden dem Personenverkehr, ein Drittel dem Güterverkehr zugerechnet. Bei einer Elektrifizierung des Verkehrssektors steht der Straßenverkehr im Mittelpunkt des

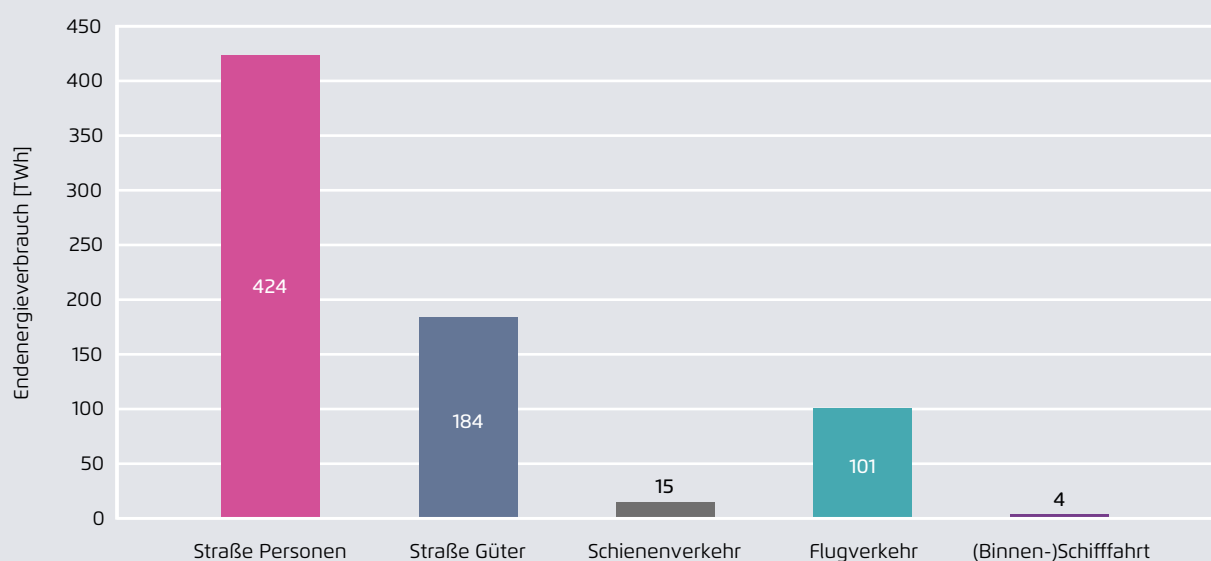
Interesses. Eine umfassende Elektrifizierung des Flugverkehrs ist technisch gegenwärtig kaum möglich und Schienenverkehr und Binnenschifffahrt machen nur einen sehr geringen Teil des gesamten Endenergieverbrauchs aus.

Der Einfluss des Strompreises auf die Elektrifizierung des Straßenverkehrs kann allerdings kaum abgeschätzt werden. Studien dazu sind den Autoren nicht bekannt. Geht man davon aus, dass bis 2030 der größte Teil der Elektrifizierung im Personenstraßenverkehr stattfinden wird, so ist anzunehmen, dass der Strompreis nur einen geringen Einfluss auf die Kaufentscheidung eines Elektrofahrzeugs hat. Es wird erwartet, dass die Kaufentscheidung in den nächsten zwei Jahrzehnten durch andere Aspekte geprägt sein wird als durch die Höhe des Strompreises. Mit zunehmender Elektrifizierung des Verkehrsmarktes wird dann langfristig sicher auch die Höhe des Strompreises die Kaufentscheidung zunehmend beeinflussen. Für die vorliegende Studie, deren

36 BNetzA (2016). Die Kosten der Biogasförderung betragen nur etwa 178 Millionen Euro pro Jahr und spielen daher im Vergleich zu den EE-Förderkosten nur eine untergeordnete Rolle.

Endenergieverbrauch 2015 im Verkehr nach Verkehrsträgern in Terawattstunden

Abbildung 24



BMVI (2016)

Betrachtungsrahmen bis in den Zeitraum 2030/35 reicht, wird deshalb von einem vernachlässigbaren Einfluss des Strompreises auf die Elektrifizierung des Verkehrssektors ausgegangen.³⁷

Im Wärmesektor können im Wesentlichen die Anwendungsbereiche nach Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme unterschieden werden. Kälteanwendungen spielen dagegen eine untergeordnete Rolle. Die Aufteilung in diese Bereiche kann Abbildung 25 entnommen werden.

Rund 60 Prozent des Endenergieverbrauchs im Wärmesektor resultieren aus dem Raumwärme- und Warmwasserbedarf. Rund 40 Prozent werden für Prozesswärme verwendet. Dieser Anteil wird in den kommenden Jahren leicht steigen. Der größte Teil des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs entsteht in den Bereichen Haushalt und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen. Diese Bereiche machen über 90 Prozent des gesamten Raumwärme- und Warmwasserbedarfs aus.

Diese Bereiche sind auch für die Wärmewende von besonderer Bedeutung. Laut Agora Energiewende benötigt Deutschland fünf bis sechs Millionen Wärmepumpen, um eine Treibhausgasminde- rung um 55 Prozent im Jahr 2030 zu erreichen und das Ziel von 95 Prozent im Jahr 2050 erreichen zu können. Der heutige Anteil des Stroms im Indust- riewärme-Endenergieverbrauch ist verhältnismä- ßig gering und liegt bei weniger als zehn Prozent³⁸. Aufgrund dieses geringen Anteils und einer unzurei- chenden Datenbasis wird der Einfluss des heutigen Umlage- und Steuersystems auf die Elektrifizierung der industriellen Prozesswärme nicht weiter unter- sucht und die Analyse auf die Elektrifizierung der Raumwärme- und des Warmwasserbereichs durch Wärmepumpen gerichtet.

37 Daher wird dieser Teil der Sektorenkopplung in der weiteren Analyse vernachlässigt.

38 Agora (2017b)

Ein Hauptziel der Sektorenkopplung ist die Reduk- tion der CO₂-Emissionen durch steigende Elektrifi- zierung des Wärme- und des Verkehrssektors. Hier- durch kann insbesondere bei steigendem Anteil an Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ein Teil des fossilen Primärenergiebedarfs reduziert werden. Zentral ist hierfür, inwieweit Heizungskäufer abhän- gig von Marktpreisen auf Stromheizungen wech- seln. Deshalb werden Kundenpräferenzen, ausge- drückt in Marktanteilen, abhängig von den relativen Heizsystemvollkosten auf der Basis von historischen Daten erklärt. In einem Prognosemodell können dann Marktanteile, und damit der Elektrifizierungsgrad, abhängig von Heizsystemkosten berechnet werden.

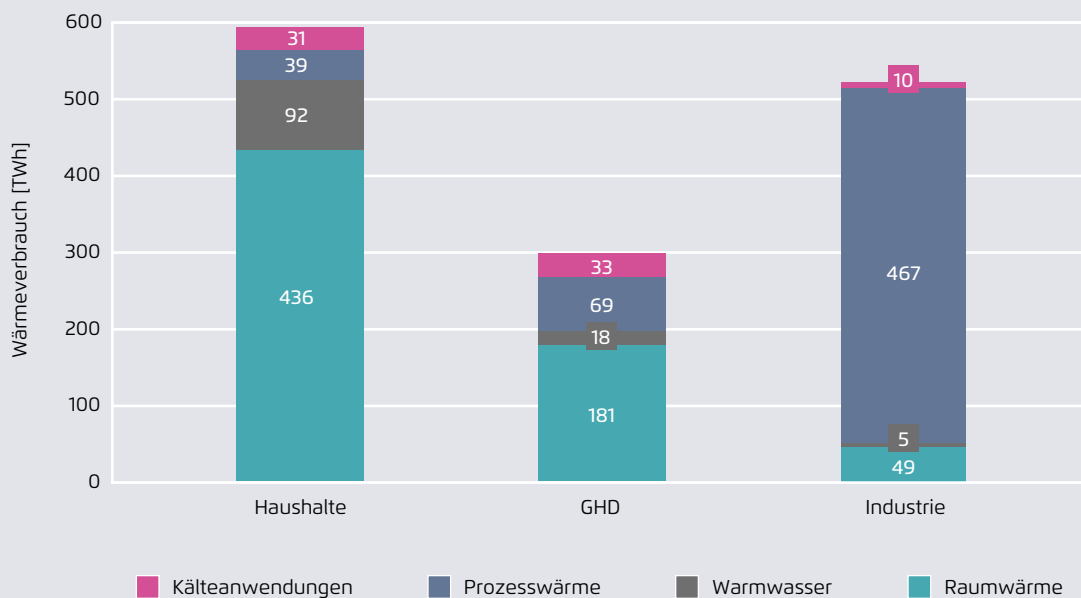
Die Abhängigkeit des Marktanteils von Wärmepum- pen zur Deckung des Raumwärme- und Warmwas- serbedarfs in den Bereichen Haushalt sowie Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) ist in Abhängigkeit von der Höhe der EEG-Umlage und bezogen auf den gesamten Wärmesektor dargestellt (siehe Abbil- dung 26). Auf Basis der durchgeführten Analysen wird abgeschätzt, dass die heutige EEG-Umlage den Grad der Elektrifizierung des gesamten Wärmesek- tors mit Wärmepumpen um circa 2,5 Prozent ver- ringert. Dies entspricht einer Anzahl von 750.000 Wärmepumpen.³⁹

Die Wärmepumpen werden oftmals als Schlüssel- technologie der Energiewende betrachtet. Laut Agora Energiewende können Wärmepumpen helfen, Defi- zite bei Gebäudedämmung und Elektromobilität zu kompensieren. Vor diesem Hintergrund erscheint die hemmende Wirkung der EEG-Umlage auf dem Aus- bau der Wärmepumpen als kritisch.

39 Es wird von einer Gesamtheizungsanzahl in Höhe von 30 Millionen Anlagen ausgegangen. Diese basiert auf Rechnungen aufgrund des Jahresverbrauchs des Wärmesektors und durchschnittlichen Verbräuchen der einzelnen Heizungsanlagen und derer Marktanteile. Eine ausführliche Darstellung befindet sich im Anhang. (Quellen siehe Anhang M, BMWi, BDEW, BDH)

Gliederung des Wärmesektors in die Bereiche Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme und Kälteanwendung in Terawattstunden

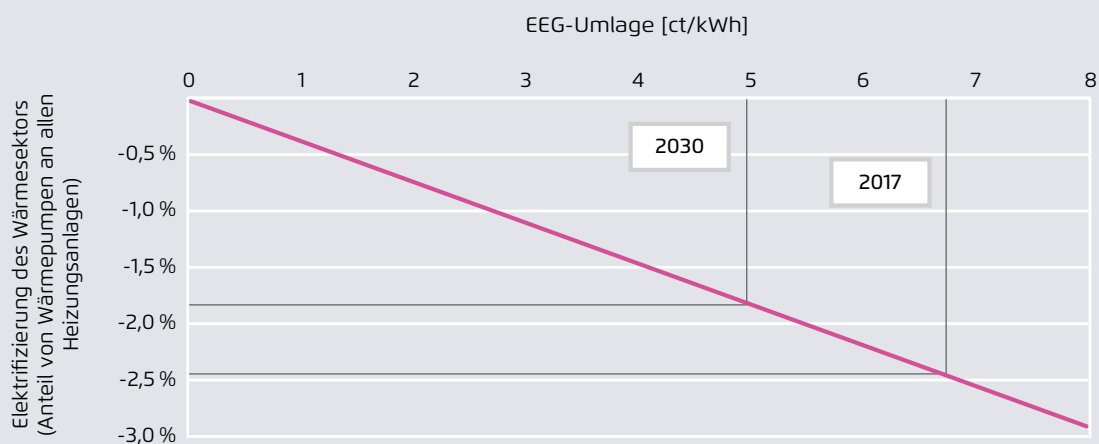
Abbildung 25



BMWi (2017)

Verringerung der Elektrifizierung des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs durch eine EEG-Umlage in heutiger Form bezogen auf den gesamten Wärmesektor.

Abbildung 26



Eigene Analysen

Unzureichende Steuerung der CO₂-Emissionen

Deutschland erreicht seine nationalen CO₂-Ziele zurzeit nicht. Der Plan, die Treibhausgase bis 2020 um 40 Prozent gegenüber 1990 zu senken, wird kaum zu erreichen sein. Bis 2015 wurden davon nur 27 Prozent erreicht. Eine Ursache dafür sind die erhöhten CO₂-Emissionen in der Elektrizitätswirtschaft, die im Wesentlichen aus der erhöhten Stromproduktion aus Braun- und Steinkohlekraftwerken resultiert. Die Einsparung von CO₂-Emissionen durch das ETS wird allgemein als zu niedrig erachtet, um die nationalen Ziele zu erreichen.

Neben dem europäischen ETS können Strom- und Energiesteuern national eingeführt werden, um eine zusätzliche klimaökonomische Lenkung zu ermöglichen – gerade für Energieträger wie Benzin, Diesel und Heizöl, die bisher nicht vom ETS erfasst sind. In Deutschland sind diese Instrumente im Wesentlichen auf den Stromverbrauch in Form einer Stromsteuer⁴⁰

40 In der Elektrizitätswirtschaft ist ebenfalls eine Energiesteuer auf die Energieträger bei der

und auf den Energieträgerverbrauch im Verkehrs- und im Wärmesektor eingeführt.

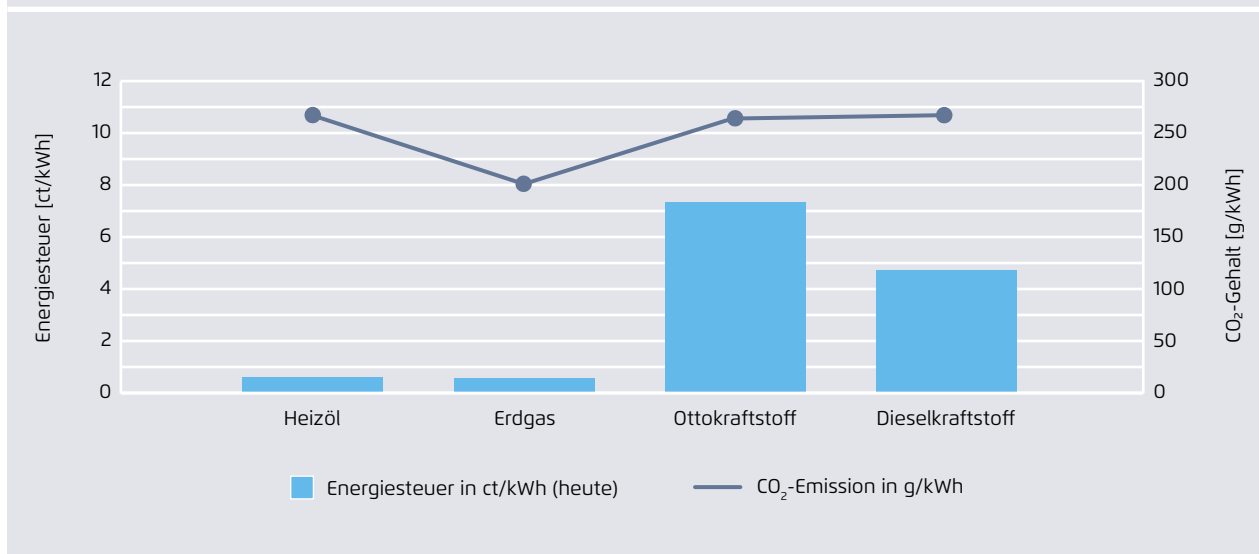
Die Lenkungswirkung der Besteuerung zur Vermeidung der CO₂-Emissionen ist allerdings sehr eingeschränkt. Zum einen wirkt die Stromsteuer nur auf den Verbrauch und ist damit zur Steuerung von CO₂-armen Energieträgern bei der Stromerzeugung ungeeignet. Darüber hinaus ist die Höhe der Energiesteuern im Verkehrs- und im Wärmesektor weitgehend entkoppelt von dem CO₂-Gehalt der Energieträger. Abbildung 27 stellt Energiesteuern und den CO₂-Gehalt der wesentlichen Verkehrssektoren gegenüber.

Die Ausgestaltung des heutigen Strom- und Energiesteuersystems in Deutschland ermöglicht keine gezielte Steuerung der nationalen CO₂-Emissionen.

Stromproduktion eingeführt. Diese Steuern werden aber weitgehend wieder rückerstattet, sodass von ihnen keine nennenswerte Lenkungswirkung ausgeht.

Höhe der Energiesteuer im Vergleich zu den Energieträgern des Verkehrs- und des Wärmesektors

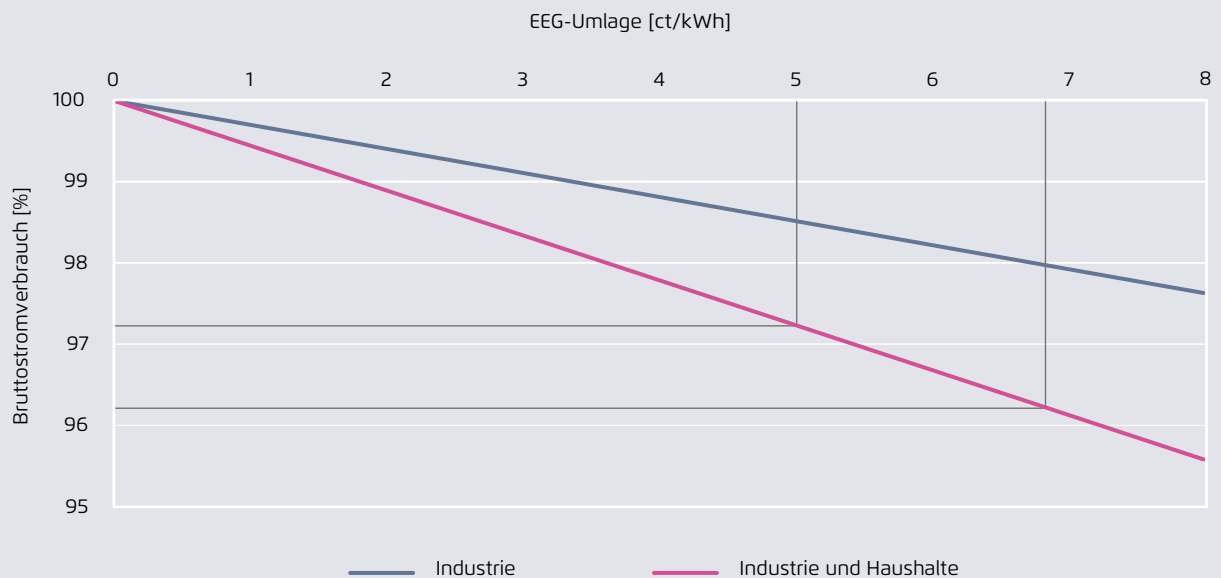
Abbildung 27



Eigene Analysen

Reduktion des Bruttostromverbrauchs durch die EEG-Umlage in heutiger Form in unterschiedlichen Höhen

Abbildung 28



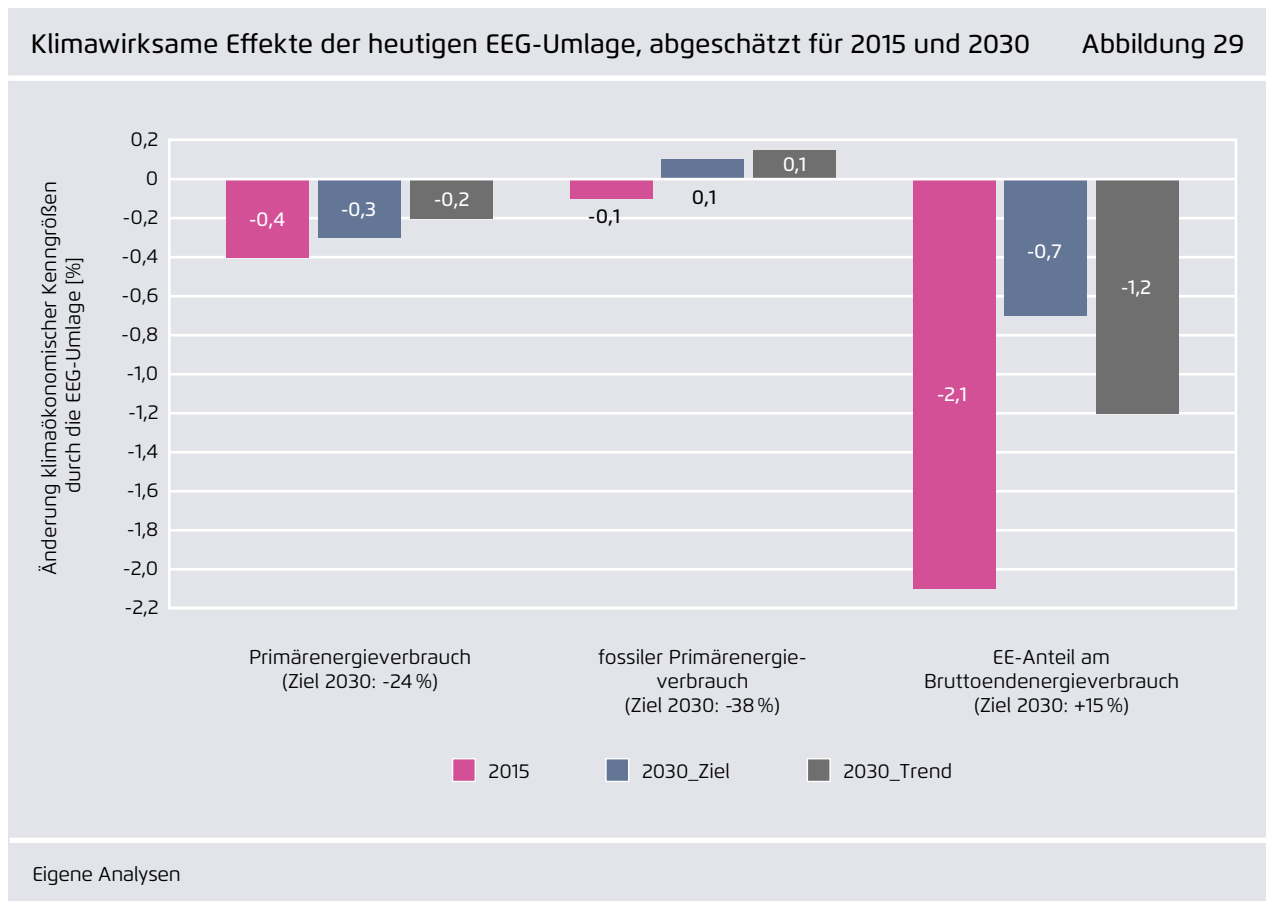
Eigene Analysen, Elastizitäten aus der Prognos-Studie (2013)

Hinweis: Dem Bild liegt das heutige Konzept einer EEG-Umlage zugrunde, einschließlich aller Ausnahmetatbestände. Bei dem heutigen Niveau der EEG-Kosten von circa sieben Cent je Kilowattstunde wird die verbrauchsdämpfende Wirkung der EEG-Umlage auf circa 3,8 Prozent abgeschätzt.

Positive Wirkung auf Energieeffizienz und Klima

Die EEG-Umlage, auch wenn sie grundsätzlich eine wohlfahrtsmindernde Wirkung hat, wirkt sich positiv auf die Energieeffizienz aus, denn die EEG-Umlage erhöht den Strompreis und hemmt damit einhergehend die Nachfrage. Grundsätzlich wirken auch hier die gleichen Zusammenhänge wie bereits oben im Rahmen der Diskussion der Wohlfahrt analysiert. Die für die Wohlfahrtsberechnung zugrunde gelegten Annahmen und berechneten Elastizitäten dürfen allerdings für die Analyse der Energieeffizienz nicht angewendet werden. Die Wohlfahrt berücksichtigt neben einer mittel- und langfristigen Energieeinsparung auch kurzfristige Lastverschiebungen, die im Rahmen der Energieeffizienz nicht berücksichtigt werden dürfen.

In dieser Studie konnte keine eigenständige Analyse langfristige Elastizitäten durchgeführt werden. Stattdessen wurden Daten aus der Literatur zugrunde gelegt. Abbildung 28 zeigt die abgeschätzte Absenkung des Bruttostromverbrauchs, die aus der EEG-Umlage resultiert.



Die gesamten klimawirksamen Effekte der heutigen EEG-Umlage ergeben sich aus zwei gegenläufigen Wirkungen: einer Hemmung der Elektrifizierung im Wärme- und im Verkehrssektor und einer Reduktion des Bruttostromverbrauchs. Die resultierenden Gesamteffekte für den Primärenergieverbrauch, den fossilen Primärenergieverbrauch und den EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch sind in Abbildung 29 dargestellt.

Für die Abschätzung 2030 wurden zwei verschiedene Szenarien gebildet, um die grundsätzlich mögliche Entwicklung der einzelnen Sektoren zu berücksichtigen. Beim Zielszenario wird angenommen, dass die klimapolitischen Ziele sicher erreicht werden. Demgegenüber wird das Trendszenario dargestellt. Es bildet den politischen Trend der vergangenen Jahre ab und nimmt an, dass dieser auch in Zukunft Bestand haben wird.⁴¹

⁴¹ Eine ausführliche Darstellung der Szenarien befindet sich im Anhang.

Die Klimawirksamkeit der EEG-Umlage als Bestandteil des Strompreises ist insgesamt begrenzt. Vergleicht man die Wirkung der EEG-Umlage mit den klimapolitischen Zielen, so erkennt man, dass die EEG-Umlage als Strompreisbestandteil für sich genommen heute keine signifikanten negativen Wirkungen hat, in ihrer heutigen Ausgestaltung jedoch in den Folgejahren die zur Erreichung der Klimaziele notwendige Sektorenkopplung zunehmend behindert.

Der Primärenergieverbrauch soll zwischen 2015 und 2030 um circa 24 Prozent gesenkt werden, die CO₂-Emissionen, die hier durch den fossilen Primärenergieverbrauch approximiert werden, um 38 Prozent. Der EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch soll um weitere 15 Prozent erhöht werden.

Die Verteuerung des Stroms durch die EEG-Umlage senkt den Bruttostromverbrauch und reduziert den Primärenergieverbrauch. Dies erleichtert die Erreichung der Energieeffizienzziele.

Der klimaökonomische Effekt verringerter CO₂-Emissionen des fossilen Primärenergieverbrauchs ist hingegen differenziert zu betrachten. Hier übersteigt langfristig der Effekt aus der gehemmten Sektorenkopplung den Effekt der Energieeffizienz, sodass der fossile Primärenergieverbrauch leicht steigt.⁴²

Die Sektorenkopplung leistet einen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele. Die EEG-Umlage in ihrer heutigen Ausgestaltung verringert jedoch den EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch durch die Hemmung der Sektorenkopplung um über zwei Prozent.

42 Dies bedeutet, dass potenziell effizientere Stromanwendungen im Wärme- und im Verkehrsbereich ihre Vorteile nicht ausspielen können, beispielsweise durch die Nutzung der Umgebungswärme bei Wärmepumpen oder durch die höheren Wirkungsgrade von Elektro- im Vergleich zu Verbrennungsmotoren. Unter der Annahme, dass der Strom vermehrt aus Erneuerbaren Energien stammt, wird folglich auch die Erhöhung des EE-Anteils am Bruttoendenergieverbrauch gehemmt.

Zur besseren Ausgestaltung der EEG-Umlage wurden bereits vielfältige Reformvorschläge von unterschiedlichen Akteuren vorgelegt.⁴³ Das folgende Kapitel gibt unter Einbeziehung der Strom- und Energiesteuern einen Überblick über mögliche Instrumente.

Übersicht über die grundlegenden Instrumente einer Umlagen- und Steuerreform

Im vorherigen Kapitel wurden die wichtigsten Herausforderungen, die das heutige Umlagen- und Steuersystem verursacht, dargestellt. Diese lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Reduktion der Wohlfahrt durch Verzerrung der Nachfrage im Strombereich durch die EEG-Umlage. Diese Verzerrung führt zu jährlichen Wohlfahrtsverlusten von rund 0,8 Milliarden Euro.
- Die Belastung des Wärmestroms mit der EEG-Umlage führte zu einem um circa 750.000 Wärmepumpen reduzierten Ausbau von Wärmepumpen. Dies führt zu einer Erhöhung des fossilen Energieverbrauchs.
- Das heutige System hat eine unzureichende Steuerungswirkung auf CO₂-Emissionen. Das Energiesteuersystem kennt zwar unterschiedliche Steuersätze für die verschiedenen Energieträger, diese richten sich allerdings nur bedingt am CO₂-Gehalt der Energieträger aus.

Wie schon in der Grundlagenstudie beschrieben, gibt es eine Vielzahl unterschiedlicher Reformvorschläge für das System aus Umlagen und Steuern, um diesen Herausforderungen zu begegnen. Oft greifen Reformvorschläge nur einzelne Herausforderungen auf. Die Reformvorschläge werden dann nach ihrem Potenzial zur Lösung dieser Herausforderungen beurteilt und ausgewählt. Dabei werden allerdings nicht immer die Wechselwirkungen mit anderen Herausforderungen ausreichend betrachtet.

43 siehe auch Agora (2017c)

Einteilung der Instrumente zur Weiterentwicklung des Umlage- und Steuersystems in vier Gruppen

Abbildung 30

Finanzierung der EE-Förderkosten durch den **Bundeshaushalt**

CO₂-Orientierung von Umlagen oder der Energie- und Stromsteuer

Abbau einseitiger Belastung im Rahmen der **Sektorkopplung**

Dynamisierung oder Pauschalisierung der EEG-Umlage

Eigene Darstellung

Zur strukturierten Diskussion der großen Bandbreite der Reformvorschläge hat sich eine Gliederung der unterschiedlichen Instrumente in vier Gruppen als sinnvoll und hilfreich erwiesen. Diese Gruppen sind in der Abbildung 30 dargestellt.

Die erste Gruppe der Instrumente betrifft eine ganzheitliche oder teilweise Finanzierung der EEG-Kosten aus dem Bundeshaushalt und Fondslösungen. Diese Instrumente führen zu einer Erhöhung der gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrt durch Wegfall der Verzerrung der Nachfrage. Ebenfalls werden die Energieträger bei der Elektrifizierung des Wärme- und des Verkehrssektors hinsichtlich der Beaufschlagung mit der EEG-Umlage gleich behandelt und eine Wettbewerbsverzerrung entfällt, wenn die EEG-Umlage vollständig durch den Bundeshaushalt getragen wird. Grundsätzlich stärkt ein solcher Ansatz – zumindest bei vollständiger Finanzierung durch den Bundeshaushalt – die Rechtssicherheit des EE-Fördersystems.

Eine weitere Gruppe von Instrumenten basiert auf einer verstärkten CO₂-Orientierung der Strom- und

Energiesteuern. Das ETS ist in der heutigen Form nicht in der Lage, die ambitionierten nationalen CO₂-Emissionsziele zu unterstützen. Eine CO₂-Orientierung der Strom- und Energiesteuern ist ein zusätzliches Mittel, um Emissionen von Treibhausgasen zu erfassen und zu besteuern, um so die gewünschten Emissionsziele erreichen zu können.

Eine dritte Gruppe von Instrumenten betrifft die zusätzlichen Maßnahmen, die möglich sind, damit die Wettbewerbsverzerrung zwischen Strom und anderen Energieträgern im Wärme- und im Verkehrssektor eliminiert wird. Mögliche Instrumente wären der Verzicht auf die EEG-Umlage für Strom, der im Wärme- oder im Verkehrssektor eingesetzt wird, oder die Einführung einer alle Sektoren umfassenden Erneuerbaren-Umlage.

Die vierte Gruppe umfasst Instrumente, die die Struktur und Ausgestaltung der EEG-Umlage selbst betreffen. Prominente Beispiele dafür sind die Dynamisierung oder die Pauschalisierung der EEG-Umlage.

Diese Instrumente werden in den folgenden Kapiteln einzeln analysiert und bewertet.

5.2 Finanzierung der Umlagen durch den Bundeshaushalt

5.2.1 Motivation und Ausgestaltung

Angesichts der in den vergangenen Jahren gestiegenen EEG-Umlage wird von mehreren Parteien vorgeschlagen, die EEG-Umlage zu begrenzen und auf breitere Schultern umzuverteilen. Eine Möglichkeit dazu bietet die Verlagerung der Kosten in den Staatshaushalt oder in einen speziellen Fonds. Die wesentlichen Ziele, die damit erreicht werden sollen, sind eine Verbesserung der volkswirtschaftlichen Effizienz, eine Erhöhung der Verteilungsgerechtigkeit sowie eine Erleichterung der Umsetzbarkeit.

Die Erhöhung der volkswirtschaftlichen Effizienz wird im Wesentlichen dadurch erreicht, dass die Verzerrung der Nachfrage im Strommarkt durch die heutige EEG-Umlage vermieden wird. Es muss dabei allerdings berücksichtigt werden, dass auch eine Finanzierung über den Staatshaushalt zu zusätzlichen Kosten führen kann.⁴⁴ Eine Finanzierung über den Bundeshaushalt beziehungsweise über einen EEG-Fonds könnte auch die Verzerrung des Wettbewerbs zwischen den Energieträgern im Wärme- und im Verkehrssektor verringern.

Ebenfalls könnte eine Finanzierung der EEG-Kosten durch den Bundeshaushalt zu einer Verbesserung der Verteilungsgerechtigkeit führen. So sollen zum Beispiel gemäß den klimapolitischen Zielen der Bundesregierung bereits 2030 circa 50 Prozent des Bruttostromverbrauchs aus Erneuerbaren Energien gedeckt werden. Entsprechende Vorgaben für den Wärme- und den Verkehrssektor gibt es bislang nicht. Berücksichtigt man, dass der Anteil der Erneuerbaren Energien am gesamten Bruttoendenergieverbrauch 2030 nur 30 Prozent betragen soll, so erkennt man deutlich,

dass der politisch angestrebte EE-Anteil im Stromsektor deutlich über dem der anderen Sektoren liegen muss. Die damit verbundenen zusätzlichen Kosten werden über die EEG-Umlage finanziert und damit ausschließlich durch die Stromnutzer getragen. Eine Finanzierung der EEG-Kosten durch den Bundeshaushalt könnte hier Abhilfe schaffen und zu einer erhöhten Verteilungsgerechtigkeit führen.

Darüber hinaus könnte eine Finanzierung durch den Bundeshaushalt das heutige System wesentlich vereinfachen. So besteht heute eine Vielzahl von Ausnahmetatbeständen für die Zahlung der EEG-Umlage. Abbildung 31 vermittelt einen Überblick über diese Ausnahmen.

5.2.2 Qualitative und quantitative Bewertung

Zumindest die industriepolitischen Ausnahmetatbestände, die sich auf den Wettbewerb der energieintensiven Industriebetriebe und der Schienenbahnen ausrichten, sind gesellschafts- und umweltpolitisch motiviert. Diese Privilegierung führte 2016 zu einer Umverteilung in Höhe von rund 4,5 Milliarden Euro innerhalb der Gruppe der Stromverbraucher (beziehungsweise Stromlieferanten).⁴⁵ Sieht man die Begründung der EEG-Umlagepflicht in dem Umfang des jeweiligen Stromverbrauchs (näher unten), dann wäre eine Finanzierung zumindest dieser Kosten durch den Bundeshaushalt unter dem Gesichtspunkt der Erhöhung der Verteilungsgerechtigkeit zu rechtfertigen. Durch diese Änderung würde ein Argument für die Einordnung der heutigen EEG-Umlage als Beihilfe im Sinne von Artikel 107 ff. des Vertrages über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) entfallen. Denn die Europäische Kommission hat als Beihilfe insbesondere die EEG-Umlagebefreiung der energieintensiven Unternehmen und der Schienenbahnen angesehen.

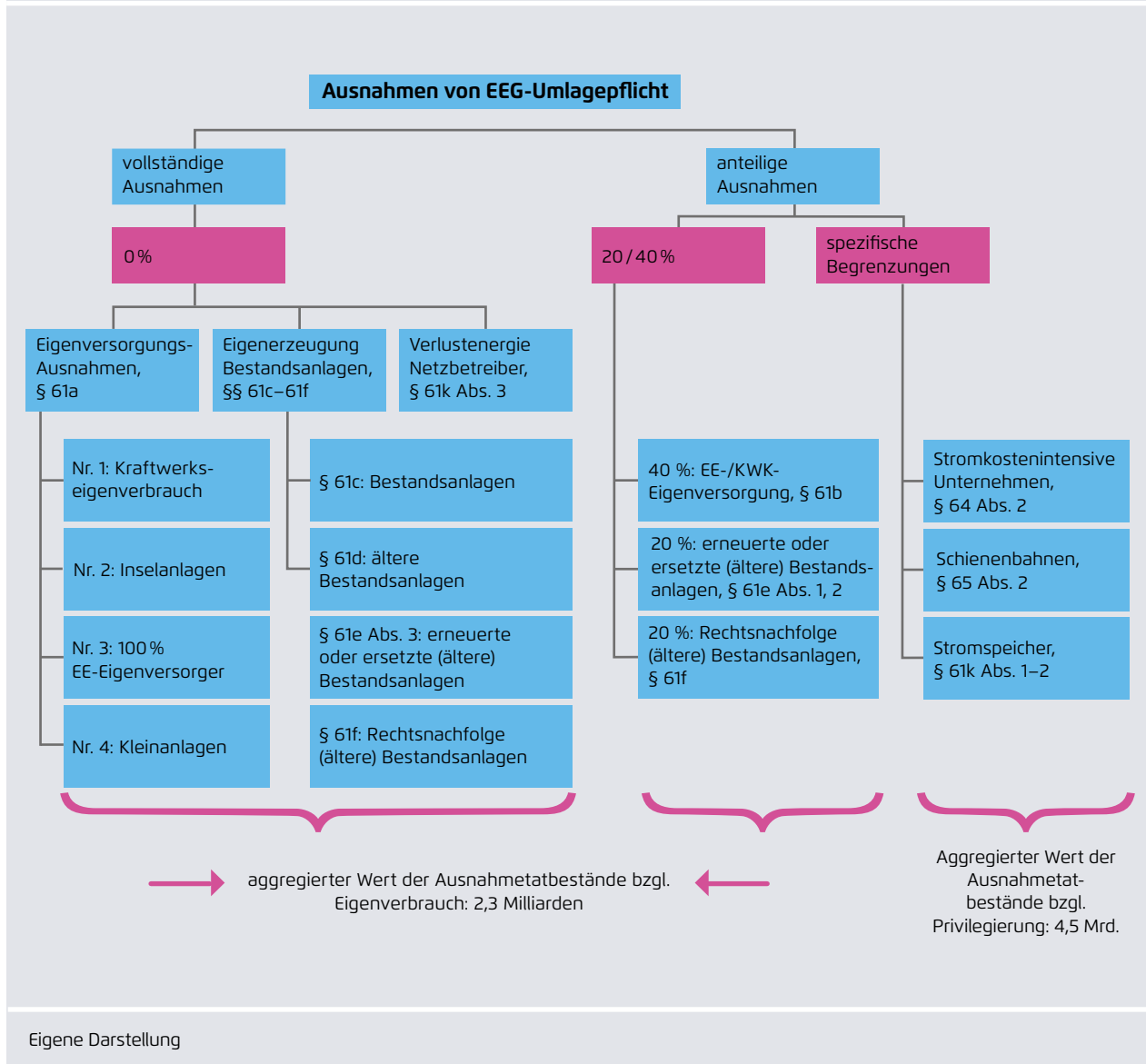
Zusätzlich könnten durch diese Maßnahme den bestehenden Kritikpunkten an der rechtlichen Zulässigkeit der Fortführung der heutigen EEG-Umlage im

44 Schließlich stellt die Finanzierung der EEG-Umlage weiterhin eine Kostenposition für den Steuerzahler dar. Es wird aber davon ausgegangen, dass der Staat günstige Steuerquellen wählt, die in Summe zu keiner steuerlichen Mehrbelastung führen.

45 BAFA (2016)

Ausnahmetatbestände von der EEG-Umlagepflicht

Abbildung 31



Sinne einer fehlenden Betrachtung des Grundsatzes der Lastengleichheit beziehungsweise der diskriminierenden Wirkung inländischer Abgaben im Sinne von Artikel 110 AEUV aufgrund der Förderung inländischer EE-Stromerzeugung begegnet werden.

Bei der Ausgestaltung dieses Ansatzes ist zu entscheiden, ob EEG-Umlage, Biogas-Umlage und/oder KWKG-Umlage durch den Bundeshaushalt finanziert

werden sollen. EEG-Umlage und Biogas-Umlage dienen beide der Förderung Erneuerbarer Energien. Für beide Umlagen gelten die oben genannten Begründungen. Es ist daher konsequent, beide Umlagen gleichzeitig zu betrachten und gegebenenfalls durch einen EEG-Fonds oder den Staatshaushalt zu finanzieren.

Dies gilt nicht notwendigerweise für die KWKG-Umlage. Primäres Ziel der Kraft-Wärme-Kopplung ist die Erhöhung der Energieeffizienz. Sie muss deshalb eher mit anderen Fördermaßnahmen, zum Beispiel zur Reduktion des Wärmebedarfs in den Gebäuden, verglichen werden. Die Energieeffizienzmaßnahmen im Wärmebereich basieren oft auf ordnungspolitischen Vorgaben. Ein Vergleich und eine Bewertung der unterschiedlichen Mechanismen der Kostentragung können im Rahmen dieser Studie nicht geleistet werden. Es kann aber durchaus sinnvoll sein, dass die KWKG-Förderkosten im Sinne des Vorteilsgedankens von den Strom- und Wärmekunden selbst und nicht von der Allgemeinheit via Staatshaushalt getragen werden.

Der Mechanismus zur Bestimmung der EEG- beziehungsweise Biogas-Förderkosten bleibt bei einer Finanzierung durch den Bundshaushalt weitgehend bestehen. Lediglich die Berechnung der Umlage entfällt. Auch der gesamte Abrechnungsprozess der Umlagen – sofern sie komplett durch den Bundshaushalt finanziert würden – würde entfallen.

Die Finanzierung der Kosten kann durch die Einführung, Modifikation oder Ergänzung der heutigen Finanzierungsmittel des Bundshaushalts, zum Beispiel durch die Erweiterung der bestehenden Einkommens-, Körperschafts- oder sonstigen Steuern, durch neue Steuern oder Kreditfinanzierung etc. sichergestellt werden. Zur Sicherstellung der Finanzierung ist auch die Einführung einer Verwendungsbindung grundsätzlich denkbar.

Finanzierung

Die Finanzierung der EEG- und Biogasförderkosten durch den Staatshaushalt würde zu einer signifikanten Mehrbelastung des Bundshaushalts führen.

Die prognostizierten EEG-Kosten steigen in den nächsten Jahren auf etwas über 25 Milliarden Euro pro Jahr und fallen bis 2030 auf etwa 17 Milliarden Euro pro Jahr.

Die Kosten der Biogasförderung sind dagegen relativ gering und liegen bei circa 180 Millionen Euro.⁴⁶ Es wird nicht angenommen, dass diese in Zukunft nennenswert steigen werden. Verglichen mit den Unsicherheiten bei der Prognose der EEG-Kosten spielt die Biogas-Umlage für die Abschätzung der Belastung des Bundshaushalts in den Jahren 2030 und danach keine große Rolle. Eine vollständige Übernahme der EEG- und Biogasförderkosten durch den Bundshaushalt würde in den nächsten fünf Jahren zu einer Mehrbelastung des Bundshaushalts von über 25 Milliarden Euro pro Jahr führen, der sich dann aber im Verlauf der Jahre bis 2030 auf circa 17 Milliarden pro Jahr reduzieren würde. Dabei wird ein Anstieg der Großhandelspreise bis 2030 auf 70 Euro je Megawattstunde unterstellt.

Grundsätzlich ist damit die Finanzierung der EEG- und Biogasförderkosten gesichert. Eine Finanzierung über den Staatshaushalt könnte aber die Gesamtarchitektur des EEG infrage stellen. Eine Verwendungsbindung von Steuern wäre dementsprechend zu erwägen. Die gesetzliche Verwendungsbindung ist grundsätzlich zulässig nach § 7 Gesetz über die Grundsätze des Haushaltsrechts des Bundes und der Länder (HGrG), § 8 Bundshaushaltsordnung (BHO). Auch ist der Grundsatz der Gesamtbedarfsdeckung nach herrschender Meinung kein verfassungsrechtlicher Grundsatz. Teilweise wird allerdings eine sachliche Beziehung zwischen Steuern und Finanzierungszweck gefordert. Diese könnte zum Beispiel bei einer Neugestaltung der Energie- und Stromsteuer erreicht werden.

Ebenfalls darf keine verfassungswidrige Einengung der Dispositionsfreiheit des Haushaltsgesetzgebers bei Verwendungsbindungen in unvertretbarem Ausmaße auftreten. Die Kosten der EEG-Förderung sind im Verhältnis zum Bundshaushalt (circa 317 Milliarden Euro im Jahr 2016) zwar erheblich, nicht aber zwangsläufig eine unvertretbare Einengung des Haushaltsgesetzgebers.

⁴⁶ BNetzA (2017)

Bevor die Möglichkeiten einer Verwendungsbindung weiter untersucht werden, ist es sicherlich erforderlich, Einigkeit darüber zu erzielen, ob die Notwendigkeit einer Verwendungsbindung überhaupt besteht.

Volkswirtschaftliche Effizienz

Die volkswirtschaftliche Effizienz wird anhand der marktwirtschaftlichen Effizienz und der klimaökonomischen Effizienz analysiert.

Die marktwirtschaftliche Effizienz wird mittels der Wohlfahrt bewertet. Grundsätzlich gelten die weiter oben beschriebenen Zusammenhänge bezüglich der Wirkungsweise der EEG-Umlage. Bei einer Finanzierung durch den Staatshaushalt muss zusätzlich beachtet werden, dass durch eine Steuerfinanzierung grundsätzlich zusätzliche volkswirtschaftliche Kosten verursacht werden. Auf Basis der Erfahrung und allgemeinen Abschätzungen der Wirkung der Einkommenssteuer wird angenommen, dass eine Steuerfinanzierung volkswirtschaftliche Kosten in Höhe von circa einem Prozent des Steueraufkommens verursacht. Dies liegt eher am oberen Rand verschiedener Schätzungen und stellt somit eine konservative Annahme dar. Werte um 0,3 bis 0,5 Prozent sind auch üblich.⁴⁷ Hierdurch würden sich die abgeschätzten Effekte um circa 100 bis 250 Millionen Euro pro Jahr vergrößern und es würde entsprechend mehr Wohlfahrt generiert.

Die wohlfahrtssteigernde Wirkung der EEG-Umlage beträgt heute etwas weniger als 0,8 Milliarden Euro pro Jahr und wird bis 2030 weiter sinken, je nachdem, welche Annahmen man bezüglich der Preisentwicklung am Großhandelsmarkt trifft. Eine teilweise Finanzierung durch den Bundshaushalt, zum Beispiel beschränkt auf die Kosten der energiepolitischen Ausnahmetatbestände, würde eine nahezu proportional niedrigere, wohlfahrtssteigernde Wirkung haben.

⁴⁷ vgl. beispielsweise RWI (2005); Chetty, Raj (2009) oder Weber, Caroline (2014)

Eine Tragung der EEG-Förderkosten durch den Bundshaushalt hätte auch Auswirkungen auf die klimaökonomischen Ziele. Zum einen würde durch die Abschaffung der Wettbewerbsverzerrung bei der Sektorenkopplung die Elektrifizierung des Wärme- und des Verkehrssektors gesteigert. Zum anderen würden aber auch die Stromkosten verringert werden und es würde damit ein höherer Verbrauch von Elektrizität angeregt werden. Dieser würde sich negativ auf die Erreichung der klimaökonomischen Ziele auswirken.

Grundsätzlich gelten die Zusammenhänge, die oben bereits bei der Diskussion der wesentlichen Herausforderungen des heutigen EEG-Umlagesystems beschrieben wurden. Nur würde die Finanzierung aus dem Bundshaushalt zu einer Umkehrung der Wirkungen der derzeitigen EEG-Umlage führen (vergleiche Abbildung 23).

Grundsätzlich ist durch einen höheren Anteil erneuerbarer Energieträger an der Stromproduktion ein im Sinne der Klimaziele positiver Effekt aus einer höheren Elektrifizierung des Wärme- und des Verkehrssektors auf den fossilen Primärenergieverbrauch im Jahr 2030 gegenüber 2015 zu erwarten. Gleichzeitig ist allerdings der gesamte Primärenergieverbrauch 2030 bereits durch andere (Effizienz-)Maßnahmen deutlich gesunken, sodass durch dieses Instrument auch 2030 insgesamt nur ein geringer Beitrag zur Erreichung der Klimaziele beim Primärenergieverbrauch zu erwarten ist.

Eine Finanzierung der EEG-Kosten durch den Staatshaushalt hätte eine positive Wirkung auf den EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch. Bis zum Jahre 2030 würde diese Wirkung anhalten, auch wenn sie in Summe moderat ausfällt.

Dabei ist aber Voraussetzung, dass der angestrebte EE-Anteil am Bruttostromverbrauch mindestens unverändert bleibt oder erhöht wird. Der Bruttostromverbrauch würde sich durch die Elektrifizie-

zung des Wärmesektors ebenfalls erhöhen. Damit würde sich auch der Ausbau von EE-Anlagen entsprechend erhöhen.

Verteilungsgerechtigkeit

Grundsätzlich gelten auch hier die bei der Diskussion der heutigen EEG-Umlage beschriebenen Wirkungen, nur in entgegengesetzter Richtung. Die Finanzierung der EEG-Kosten durch den Bundeshaushalt richtet sich im Wesentlichen auf zwei Problemfelder des heutigen Systems: die Kostentragung der industriepolitischen Ausnahmetatbestände in Höhe von circa 20 Prozent der heutigen EEG-Kosten ausschließlich durch Stromkunden und die, verglichen mit den anderen Sektoren, überproportional hohen EE-Ausbauziele im Stromsektor.⁴⁸ Bei einer Steuerfinanzierung der durch den Bundeshaushalt getragenen EEG-Umlage würden alle Steuerzahler die EEG-Förderkosten tragen. Die Gruppe der Stromverbraucher und der Steuerzahler ist in großen Bereichen deckungsgleich, sodass es im Wesentlichen zu einer Verschiebung der Kostentragung innerhalb der Gruppe käme. Eine belastbare Analyse der Verursachergerechtigkeit beziehungsweise der Vorteilsnahme durch die EEG-Förderung geht über den Betrachtungshorizont dieser Studie hinaus.

Rechtliche Umsetzbarkeit

Die Kosten der EEG-Förderung werden bislang über die EEG-Umlage mittelbar oder unmittelbar von den Letztverbrauchern von Strom aufgebracht. Die Umstellung auf eine Haushaltsfinanzierung ist grundsätzlich von der Gestaltungsfreiheit des Gesetzgebers gedeckt. Dies gilt auch für eine nur teilweise Haushaltsfinanzierung – etwa für den Anteil der Kosten, um den stromkostenintensive Unternehmen und Schienenbahnen im Rahmen der besonderen Ausgleichsregelung nach §§ 63 ff. EEG 2017 von der EEG-Umlage entlastet werden, oder für den Anteil der Fördermittel (vor allem aus der Anfangsphase), die

als Innovationsförderung angesehen werden könnten. Für die verbleibende (verringerte) EEG-Umlage wäre weiterhin nicht von einer Aufkommenswirkung zugunsten der öffentlichen Hand auszugehen, sodass trotz der Wirkungsgleichheit mit einer Haushaltsfinanzierung keine möglicherweise verfassungswidrige Sonderabgabe vorläge. Allerdings könnte eine Teilfinanzierung aus Haushaltsmitteln möglicherweise die Einordnung als Beihilfe i. S. v. Artikel 107 ff. AEUV stützen. Im Falle einer Haushaltsfinanzierung der Ausnahmen für stromkostenintensive Unternehmen und Schienenbahnen würde jedoch zugleich ein gesonderter beihilfenrechtlicher Angriffspunkt der Kommission beseitigt. In jedem Fall bliebe eine beihilfenrechtliche Genehmigung der EEG-Förderung durch die Europäische Kommission möglich.

Sollen Haushaltsmittel durch zusätzliches Steueraufkommen des Bundes bereitgestellt werden, so ist die Gesetzgebungskompetenz des Bundes gemäß Artikel 105 Abs. 2 Alternative 1 i. V. m. Artikel 106 Abs. 1 Nr. 2 Grundgesetz (GG) jedenfalls für eine Änderung von Energie- und Stromsteuern gegeben. Für die Einführung anderer Steuern, deren Aufkommen das Grundgesetz bislang nicht dem Bund zuweist (zum Beispiel eine zusätzliche Ergänzungsabgabe auf Einkommensteuer und Körperschaftsteuer), verfügt der Bund hingegen nicht über die Gesetzgebungskompetenz. Möglich bleibt aber eine Änderung des Grundgesetzes, die die Ertragszuständigkeit dem Bund zuweist und auf deren Grundlage anschließend eine entsprechende Bundessteuer eingeführt werden könnte.

Um sicherzustellen, dass das Steueraufkommen für die Finanzierung der EEG-Förderung zur Verfügung steht, ist die Einführung einer gesetzlichen Zweckbindung möglich. Der Gesamtdeckungsgrundsatz beziehungsweise das Nonaffektationsprinzip schließen gesetzliche Zweckbindungen nicht generell aus. Vielmehr kommt nach der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts (BVerfG) eine möglicherweise verfassungswidrige Einengung der Dispositionsfreiheit des Haushaltsgesetzgebers allenfalls in Betracht,

48 Der Stromsektor hat durchweg etwa die doppelten Ausbauziele gegenüber den über alle Sektoren gemittelten Ausbauzielen.

wenn Zweckbindungen in unvertretbarem Ausmaß stattfinden. Auf einfachgesetzlicher Ebene lassen § 8 Satz 2 Bundeshaushaltsordnung (BHO) und § 7 Satz 2 Haushaltsgrundsätzegesetz (HGrG) gesetzliche Zweckbindungen zu, soweit dies durch ein Gesetz vorgeschrieben oder im Haushaltsplan zugelassen ist. Teilweise wird allerdings angenommen, Durchbrechungen des Grundsatzes der Gesamtdeckung seien in besonderer Weise rechtfertigungsbedürftig und erforderten in jedem Fall eine sachliche Verbindung zwischen der betroffenen Abgabenart und dem gesetzlich verknüpften Finanzierungszweck. Eine gesetzliche Zweckbindung von Steuermitteln zur Finanzierung der EEG-Förderung müsste in Abhängigkeit von der konkret gewählten Ausgestaltung zum einen hinsichtlich des Umfangs des insgesamt gebundenen Haushaltsvolumens und zum anderen hinsichtlich des Sachzusammenhangs von Finanzierungszweck und betroffenen Steuern näher geprüft werden.

Vergleiche hierzu im Einzelnen den **Anhang „Rechtliche Diskussion der Haushaltsfinanzierung“**.

5.3 CO₂-orientierte Bepreisung

5.3.1 Motivation und Ausgestaltung

Vergleicht man die heutige Höhe der Strom- und Energiesteuern mit dem CO₂-Gehalt der Energieträger, so stellt man fest, dass die CO₂-Steuerungswirkung erheblich verwässert ist, wie bereits in der Grundlagenstudie⁴⁹ dargestellt. Die Höhe der Energiesteuern orientiert sich nur bedingt an dem CO₂-Gehalt der Energieträger. Eine deutlich verstärkte CO₂-Orientierung des Strom- und Energiesteuersystems könnte die Erreichung der nationalen CO₂-Ziele unterstützen. Eine CO₂-orientierte Bepreisung wird daher mit dem Ziel eingeführt, vorrangig die durch CO₂-Emissionen beim Einsatz von fossilen Energieträgern in allen Energiesektoren verursachten Kosten in der gleichen Höhe zu internalisieren. Nach einer Studie des Bun-

desumweltamtes wäre heute ein CO₂-Preis von rund 80 Euro je Tonne CO₂ erforderlich, um die verursachten, aber nicht im Marktpreis reflektierten Kosten (vor allem die Schadens- und Vermeidungskosten) von CO₂-Emissionen adäquat zu reflektieren.⁵⁰ Dieser Wert wird in den folgenden Analysen zur beispielhaften Illustration der daraus resultierenden Effekte herangezogen. Eine Erörterung, ob ein CO₂-Preis in dieser Höhe politisch akzeptabel ist und durchgesetzt werden könnte, geht über diese Studie hinaus.

In Europa wurde bislang ein grenzüberschreitendes Instrument zum Handel von Emissionsberechtigungen für treibhauswirksame Gase eingeführt. Dieses Handelssystem ist jedoch für die Sektoren Wärme und Personenverkehr (ohne Luftfahrt) nicht relevant. Der Preis in diesem Markt liegt zurzeit bei circa 7 Euro je Tonne CO₂ und damit weit unterhalb des angegebenen Referenzpreises von 80 Euro je Tonne CO₂. Das Handelssystem – das European Union Emissions Trading System, EU ETS – hat eine Reihe von Umsetzungsschwächen, die dazu führen, dass die CO₂-Preise im Vergleich zu einem adäquaten Referenzpreis auf einem sehr niedrigen Niveau liegen. Wenngleich das ETS wichtige Implementierungsfehler aufweist, so wird das Gesamtsystem grundsätzlich der überregionalen Steuerung von Treibhausgasemissionen gerecht und ist zudem ein marktbasierendes Instrument. Die Einführung einer CO₂-basierten Bepreisung sollte deshalb die Grundwirkung des ETS möglichst nicht beeinflussen.⁵¹

Eine einfache Umsetzung einer CO₂-basierten Bepreisung würde auf dem bestehenden Steuersystem im Wärme- und im Verkehrssektor aufbauen und lediglich die Steuersätze anpassen. Analog zu den beiden Sektoren sollte die CO₂-basierte Bepreisung ergänzend zum ETS im Stromsektor ebenfalls inputseitig, sprich bei der Stromerzeugung erhoben

⁵⁰ Umweltbundesamt (2012)

⁵¹ Dies setzt voraus, dass das ETS in seiner jetzigen Form grundsätzlich weiterentwickelt und die bestehenden Implementierungsschwächen eliminiert werden können.

⁴⁹ Agora (2017c)

werden. Dadurch wirkt sich die CO₂-basierte Bepreisung direkt auf den Wettbewerb unterschiedlicher Energieträger aus, wodurch CO₂-intensive Energieträger relativ zu CO₂-armen Energieträgern stärker belastet werden.

Ein solcher Ansatz hat den wesentlichen Vorteil, dass die Verzerrung der Nachfrage eliminiert werden würde und die Kosten einer CO₂-Emission direkt den Produzenten belasten würden. Dies würde in der Konsequenz zu steigenden Großhandelspreisen führen.

Durch den Anstieg der Großhandelspreise würden die EEG-Kosten sinken. Unterstellt man, dass der Großhandelspreis 2030 hauptsächlich durch die gasbetriebenen Grenzkraftwerke bestimmt würde, so würde sich der Großhandelspreis bei einem CO₂-Referenzpreis von 80 Euro je Tonne CO₂ um circa 30 Euro je Megawattstunde erhöhen und der mit der EEG-Umlage umzulegende Betrag würde sich verringern.

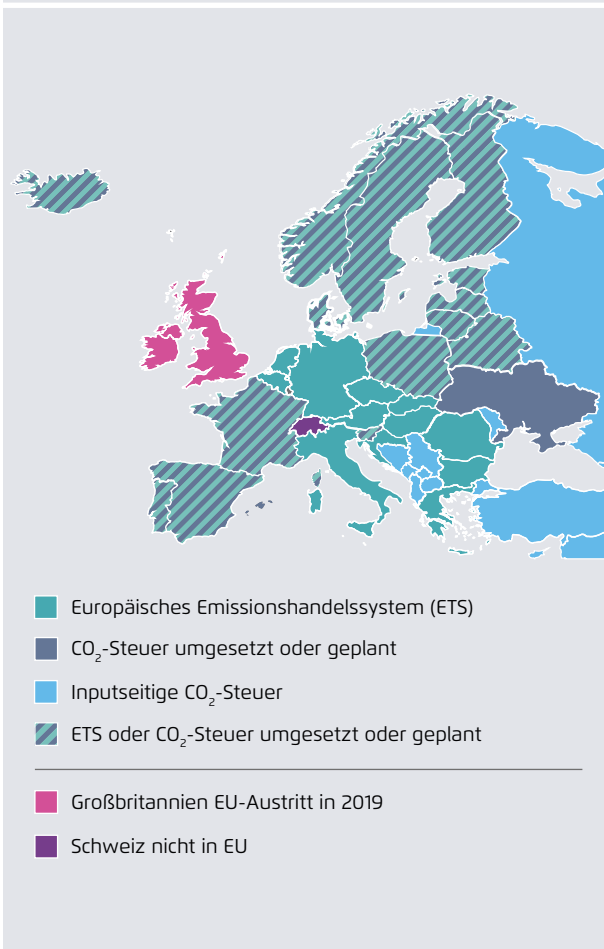
Eine inputseitige Besteuerung des Stromsektors hätte allerdings eine Reihe Nachteile. Der deutsche Elektrizitätsmarkt ist fest integriert in den europäischen Binnenmarkt. Eine unabgestimmte Einführung einer nationalen CO₂-basierten Bepreisung auf der Inputseite würde zu Wettbewerbsnachteilen von Betreibern deutscher fossil betriebener Kraftwerke führen. Viele Länder haben zwar zurzeit eine CO₂-Steuer eingeführt. Der Fokus der mehrheitlichen CO₂-Steuern liegt allerdings auf den Effizienzanzreizen im Haushalt und im Transportwesen (zur Reduktion des Benzinverbrauchs). In Europa hat gegenwärtig lediglich Großbritannien eine inputseitige CO₂-Steuer auf die Stromerzeugung erhoben. Ein Überblick ist in Abbildung 32 dargestellt.

In der Schweiz wurde eine CO₂-Steuer in der Elektrizitätswirtschaft eingeführt, Kraftwerksbetreiber bekommen diese jedoch erstattet. Frankreich wollte ursprünglich ein ähnliches System wie in Großbritannien einführen. Dieses wurde jedoch Ende 2016 auf Betreiben der Gasindustrie verworfen.

Ohne eine adäquate Besteuerung importierter Strommengen wäre neben den Wettbewerbsnachteilen auch die klimaökonomische Wirkung dieses Instrumentes deutlich eingeschränkt. Eine Besteuerung von Importen ist grundsätzlich allerdings rechtlich nicht ausgeschlossen.

Eine kurz- und mittelfristige Einführung inputseitiger Energiesteuern bei der Stromerzeugung sollte nicht ohne eine Harmonisierung auf europäischer Ebene stattfinden. Ebenfalls sollte eine Weiterentwicklung des ETS intensiv vorangetrieben werden.

Europäischer Emissionshandel und CO₂-orientierte Steuern in unterschiedlichen Ländern **Abbildung 32**



Eigene Darstellung auf Basis des Carbon Pricing Dashboards der Weltbank für 2017

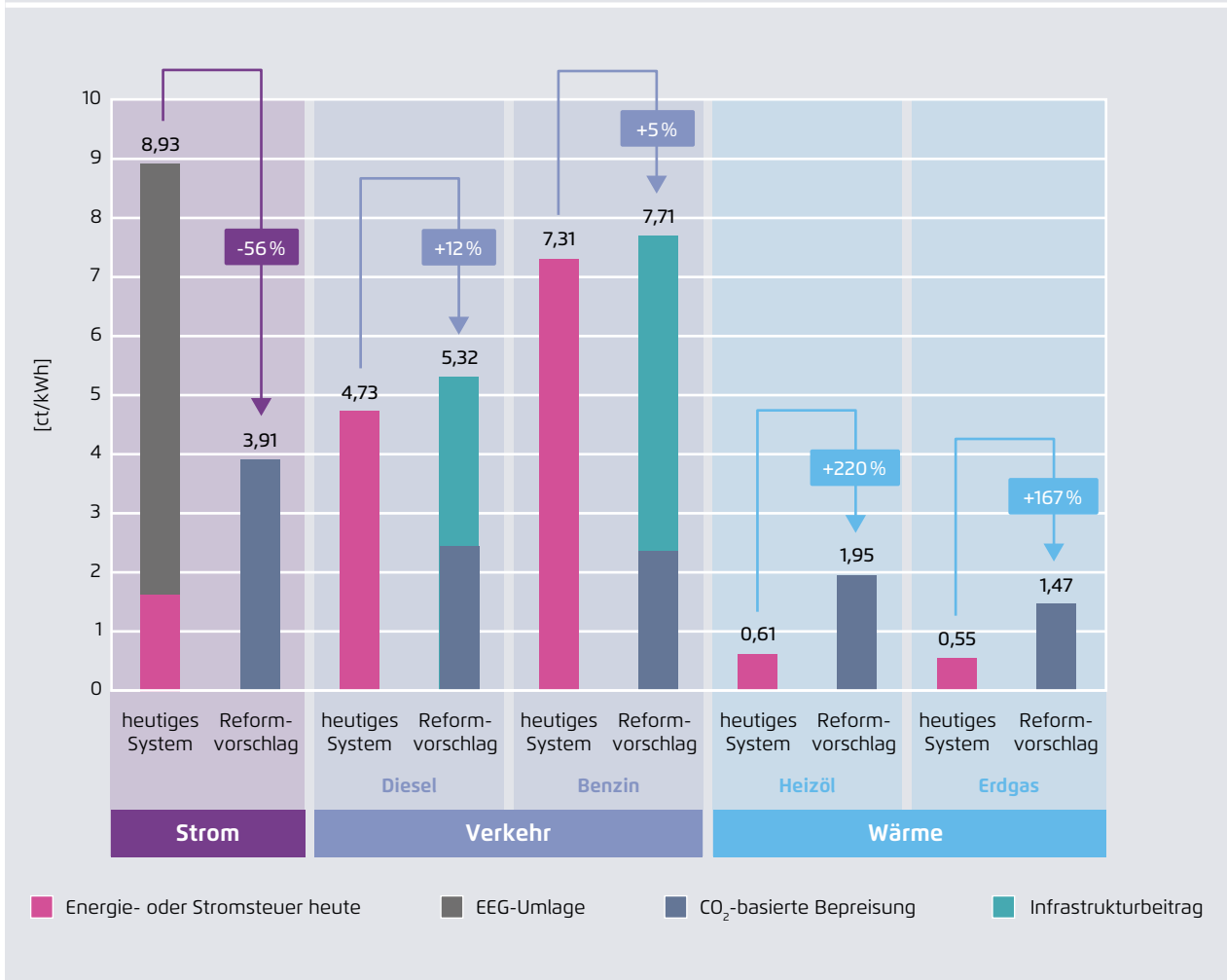
Bislang sind aber alle Anstrengungen für eine solche Weiterentwicklung des ETS im Sinne der Erreichung ambitionierter nationaler CO₂-Ziele gescheitert. Da auch eine Besteuerung von Importen grundsätzlich nicht ausgeschlossen ist, sollte langfristig die Einführung von CO₂-besetzten Importsteuern erwogen werden, falls alle Bemühungen zur Weiterentwicklung des ETS fruchtlos bleiben.

Um die unterschiedliche Behandlung der Energieträger in dem heutigen Steuer- und Umlagensystem möglichst rasch zu reduzieren, kann die CO₂-basierte Bepreisung als Übergangslösung auf den Stromverbrauch erhoben werden. Dieser geht in den heutigen Umlagen⁵² sowie der Stromsteuer auf. In den Sektoren Wärme und Verkehr werden die Energiesteuern

52 Umlagen umfassen die EEG- und Biogas-Umlage. Aus Vereinfachungsgründen kann auch die KWKG-Umlage in der CO₂-basierten Bepreisung aufgehen.

CO₂-orientierte Bepreisung auf Basis eines CO₂-Referenzpreises von 80 Euro je Tonne CO₂

Abbildung 33



Eigene Analysen

mit der CO₂-basierten Bepreisung ersetzt. Hierdurch wird sichergestellt, dass alle Energieträger mit der gleichen CO₂-basierten Bepreisung auf Basis eines Referenzpreises belastet werden. Der Strom par-
tizipiert gemäß durchschnittlichen spezifischen CO₂-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks. Eine solche Besteuerung verzichtet damit auf eine Steuerung innerhalb des Stromsektors und entfaltet lediglich steuernde Wirkung zwischen den Sektoren und zwischen den Energieträgern des Wärme- und des Verkehrssektors.

Die einzelnen Steuersätze werden auf Basis eines einheitlichen nationalen CO₂-Referenzpreises festgelegt. Für die Untersuchung dieser Studie beträgt dieser Referenzpreis 80 Euro je Tonne CO₂. Auf dieser Basis wird die individuelle CO₂-basierte Bepreisung für alle Energieträger des Wärme- und des Verkehrssektors sowie für Strom bestimmt. Für die am ETS teilnehmenden Sektoren beziehungsweise Anlagen werden die CO₂-Preise des ETS angerechnet.

Auf Basis dieser Annahmen verändern sich die heutigen Belastungen mit Umlagen und Steuern. Die Veränderung ist Abbildung 33 zu entnehmen.⁵³

Zu vergleichen ist die CO₂-basierte Bepreisung mit den heutigen Umlagen und Steuersätzen in allen Sektoren beim Strom. Dabei muss beachtet werden, dass die heutige Energiebesteuerung neben der Steuerung von CO₂-Emissionen auch weitere Ziele verfolgt, so zum Beispiel die Erwirtschaftung von Steueraufkommen zur (teilweisen) Deckung der Infrastrukturkosten (Verkehr) oder zur Förderung von Energieeffizienzmaßnahmen. In der heutigen Mineralölsteuer sind rund zehn Milliarden Euro pro Jahr enthalten, die einen klima- oder umweltpolitischen Bezug haben.⁵⁴ Darüber hinaus fließt ein zweistelliger Milliardenbetrag für die Straßeninfrastruktur. Die genaue Höhe ist jedoch nicht bekannt und wird für die Analysen

53 Agora (2017c)

54 vgl. Agora (2017c)

mit etwa 26 Milliarden Euro angenommen.⁵⁵ Es wird unterstellt, dass der über einen CO₂-basierten Steueranteil hinausgehende Finanzierungsbeitrag auch in Zukunft ausschließlich dem Verkehr zuzuordnen ist.

Dabei soll dieser Betrag von allen am Straßenverkehr teilnehmenden Kraftfahrzeugen getragen und nicht nur auf die Benzin- oder Dieselfahrzeuge begrenzt werden. Für 2030 wird erwartet, dass auch Elektrofahrzeuge einen signifikanten Anteil am Straßenverkehr ausmachen und deshalb auch einen Anteil dieser Kosten übernehmen müssen. Eine Erhebung dieses Finanzierungsanteils durch die Mineralölsteuer sollte deshalb perspektivisch durch andere Finanzierungsmittel abgelöst werden.

Die CO₂-basierte Bepreisung beim Strom beträgt heute 3,91 Cent je Kilowattstunde (ct/kWh).⁵⁶ Die Energiesteuer für Heizöl wird sich in etwa verdreifachen. Auch die Erdgassteuer wird sich knapp verdreifachen. Im Verkehrssektor beträgt der reine CO₂-orientierte Anteil an der Mineralölsteuer auf den Ottokraftstoff nur circa 2,1 ct/kWh beziehungsweise circa 2,15 ct/kWh (Dieselkraftstoff).⁵⁷ Der Infrastrukturbeitrag im Verkehrssektor wird unverändert beibehalten, wobei zu untersuchen ist, ob eine Nivellierung der Beiträge zwischen Diesel und Benzin nicht sinnvoll wäre.

5.3.2 Qualitative und quantitative Bewertung Finanzierung

Im Hinblick auf die Gesamtausgaben beziehungsweise Einnahmen verändert sich das Bild deutlich. Selbst wenn der Verkehrssektor auch weiterhin einen Beitrag zu den Infrastrukturkosten sowie dem Staatshaushalt leistet, besteht doch ein signifikantes Risiko, dass der Bundeshaushalt mit zusätzlichen

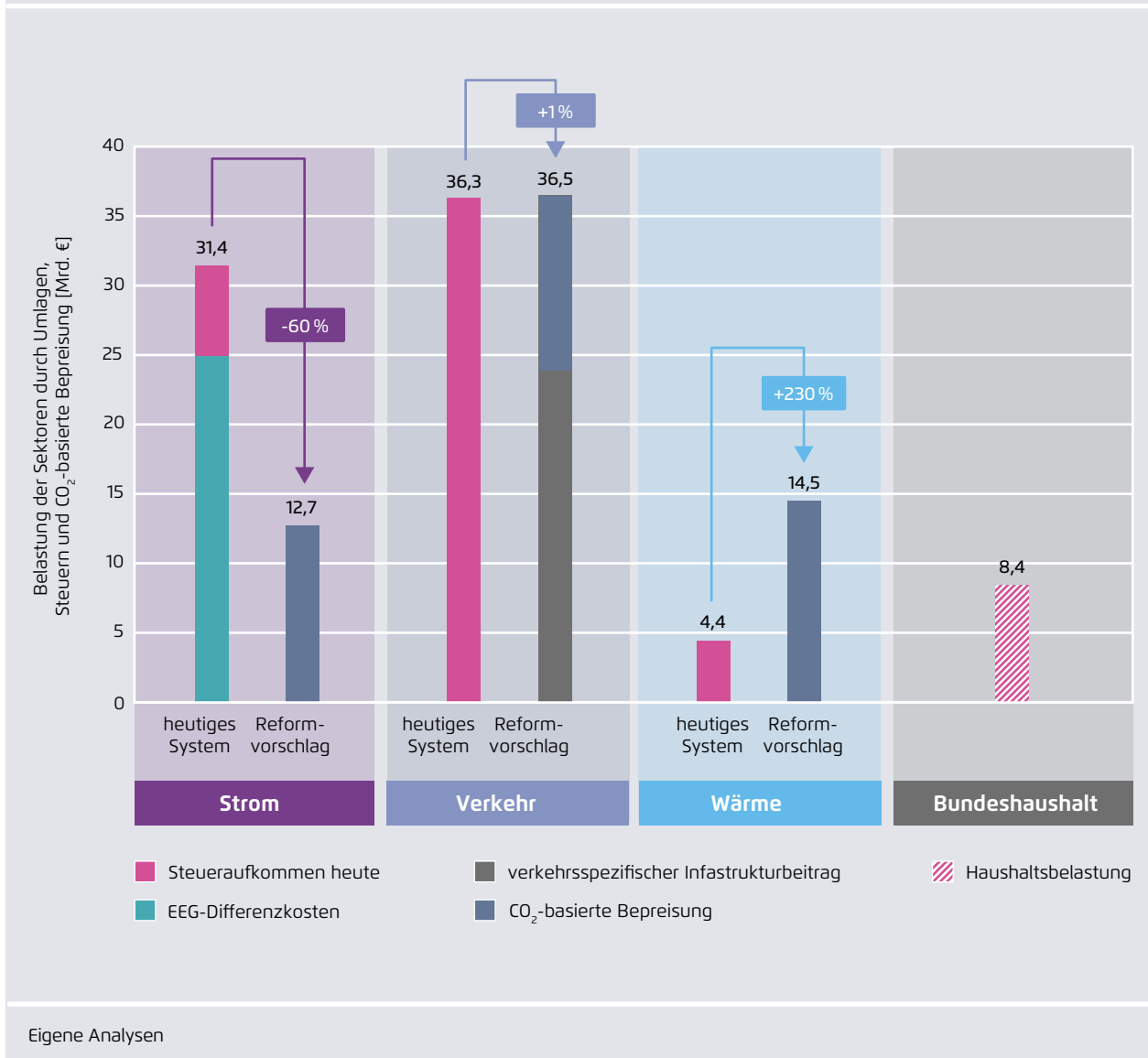
55 vgl. Agora (2017c)

56 Bei wachsendem Anteil Erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung und einem sich wandelnden Kraftwerkspark wird die CO₂-basierte Bepreisung in Zukunft auf circa 1,7 ct/kWh sinken.

57 vgl. Agora (2017c)

Belastungen der einzelnen Sektoren bei Einführung der CO₂-basierten Bepreisung (CO₂-Referenzpreis = 80 Euro je Tonne CO₂) im Jahr 2015

Abbildung 34



Kosten in Höhe von anfänglich rund 8,4 Milliarden Euro beaufschlagt würde, wie dies in der Abbildung 34 dargestellt wird.

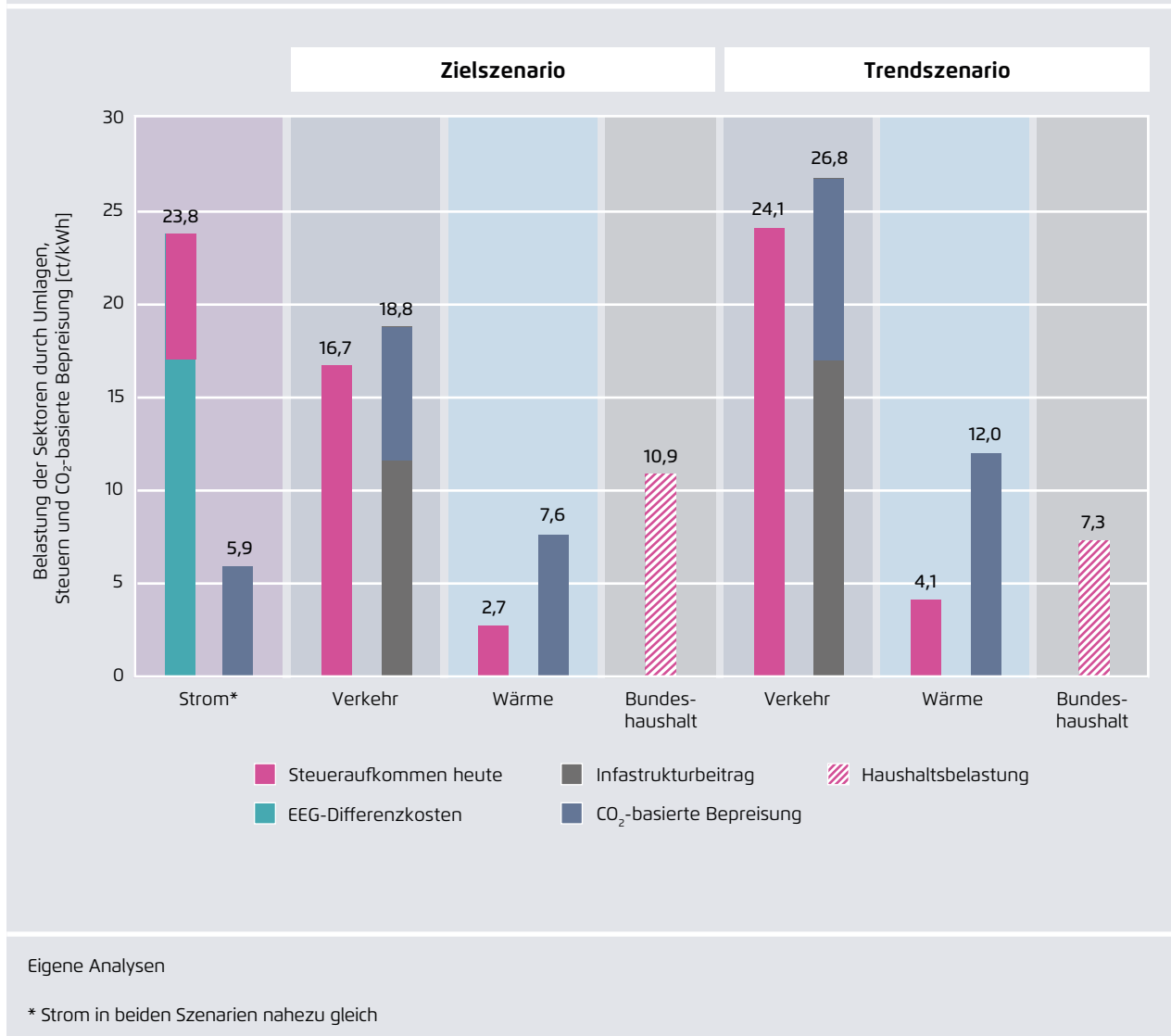
Eine Abschätzung des Steueraufkommens aus einer CO₂-basierten Bepreisung 2030 erfordert eine Prognose der zukünftigen Endenergiebedarfe in den diversen Sektoren sowie eine Prognose der jeweiligen Energieträger. Dafür wurden zwei verschiedene

Szenarien gebildet, um die grundsätzlich mögliche Entwicklung der einzelnen Sektoren darzustellen.⁵⁸ Im Zielszenario wird angenommen, dass die klimapolitischen Ziele sicher erreicht werden. Demgegenüber wird das Trendszenario dargestellt, um daraus

⁵⁸ vgl. BEE (2014). Beide Szenarien sind ausgerichtet an den Szenarien aus der Kurzstudie des Bundesverbandes Erneuerbarer Energien.

Schätzung des Steueraufkommens bis 2030 auf Basis heutiger Strom- und Energiesteuern und durch eine CO₂-orientierte Bepreisung auf Basis eines CO₂-Preises von 80 Euro je Tonne CO₂ für das Ziel- und das Trendszenario

Abbildung 35



die Bandbreite möglicher Entwicklungen abzubilden. Das Trendszenario bildet den politischen Trend der vergangenen Jahre ab und nimmt an, dass dieser auch in Zukunft Bestand haben wird. Vor allem aufgrund mangelnder Anreize zur Steigerung der Energieeffizienz (vorrangig im Wärmemarkt) ist hier davon auszugehen, dass die klimaökonomischen Ziele nicht erreicht werden. Eine ausführliche Darstellung der Szenarien befindet sich im Anhang. Auf Basis dieser

prognostizierten Energieverbräuche im Strom-, Verkehrs- und Wärmesektor kann das Steueraufkommen für 2030 abgeschätzt werden. Dies ist in Abbildung 35 gegenübergestellt.

Es ist zu beachten, dass alle dargestellten Abschätzungen des Steueraufkommens keinen Anspruch auf eine Prognose im Sinne einer Steuerschätzung haben, sondern vielmehr als Referenz dienen, um den Einfluss

einer CO₂-orientierten Strom- und Energiesteuer zu illustrieren. Ausführungen zu den getroffenen Annahmen können dem [Anhang J](#) entnommen werden.

Volkswirtschaftliche Effizienz

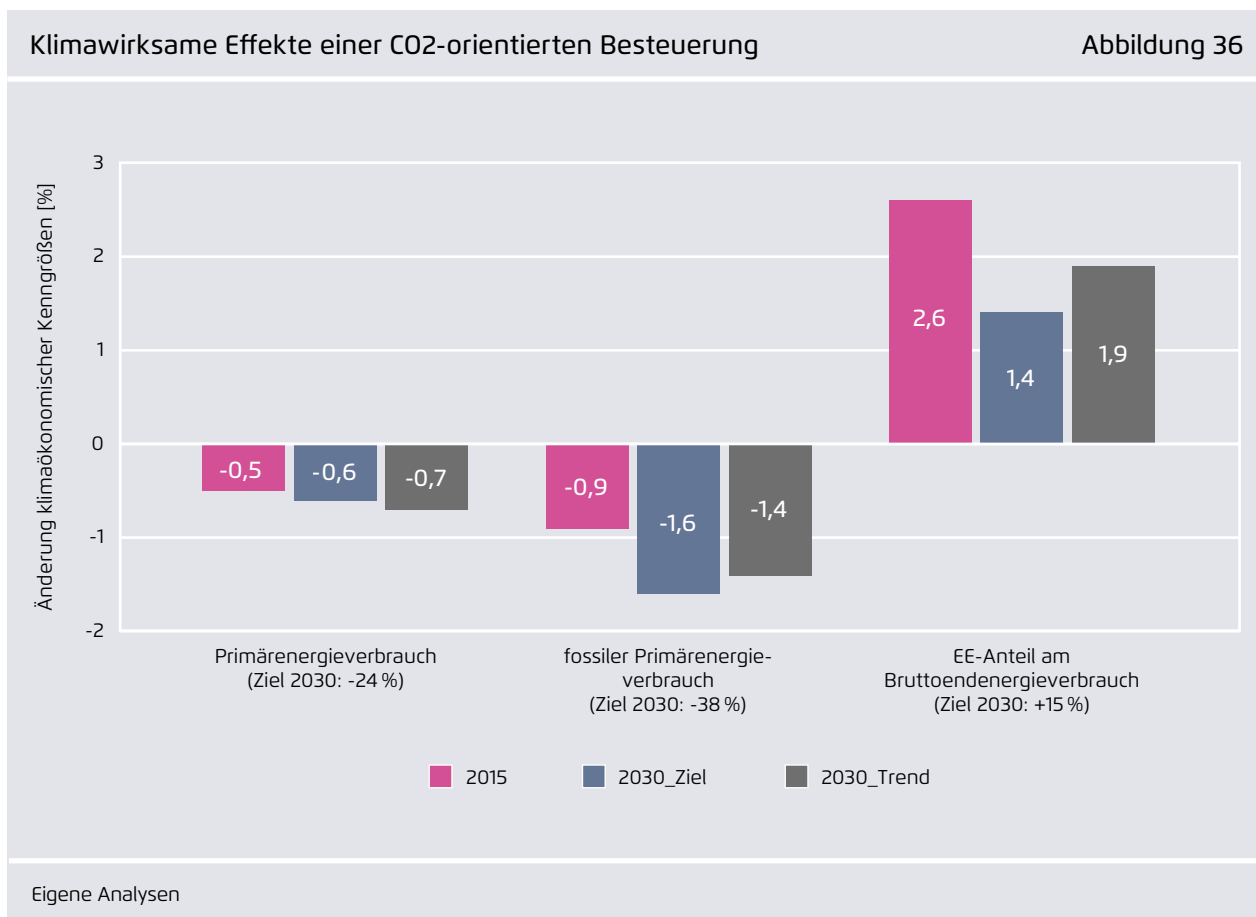
Die CO₂-basierte Bepreisung führte 2015 zu einer Senkung der Stromkostenbelastungen von über fünf Cent je Kilowattstunde. Der damit einhergehende positive Wohlfahrtseffekt liegt bei circa einer halben Milliarde Euro.

Im Jahr 2030 würde sich die CO₂-basierte Bepreisung auf circa 1,7 ct/kWh verringern. Da der Effekt aus einer EEG-Umlagereduktion im Jahr 2030 gegenüber 2015 ähnlich ist zu den Änderungen der CO₂-basierten Bepreisung, bleibt der Wohlfahrtseffekt auch 2030 nahezu konstant und liegt bei circa einer halben Milliarde Euro.

Zur Abschätzung der klimaökonomischen Auswirkungen wird der innersektorale Effekt der CO₂-orientierten Steuer ausgeblendet. Es werden lediglich die Effekte, die durch eine Verbesserung der Sektorenkopplung beziehungsweise durch eine Veränderung des Bruttostromverbrauchs auftreten, analysiert.

Im Bereich der Sektorenkopplung ist sowohl für das Jahr 2015 als auch für 2030 davon auszugehen, dass durch die Erhöhung der Preise für Heizöl und Erdgas und durch eine Verringerung des Strompreises eine zusätzliche Elektrifizierung stattfinden wird. Aufgrund dieser Entwicklung ist mit einer Zunahme von circa vier Prozent der Wärmepumpen am Wärmeenergiebedarf⁵⁹ zu rechnen. Aufgrund der sinkenden Strompreise ist mit einer gegensätz-

⁵⁹ bezogen auf den gesamten Wärmemarkt



lich wirkenden Zunahme des Bruttostromverbrauchs um aggregiert circa drei Prozent in den Jahren 2015 und 2030 zu rechnen. Die Ergebnisse sind in Abbildung 36 dargestellt.

Sowohl der fossile als auch der gesamte Primärenergieverbrauch sinken leicht, das heißt, die CO₂-basierte Bepreisung hat einen positiven klimaökonomischen Effekt gegenüber der EEG-Umlage – getrieben durch den überwiegenden Effekt einer verbesserten Sektorenkopplung.⁶⁰

Verteilungsgerechtigkeit

Die CO₂-basierte Bepreisung würde zu einer Verschiebung der Belastung zwischen den Sektoren führen. Der Stromsektor würde entlastet werden (siehe Abbildung 34). Die Belastung im Verkehrssektor bliebe nahezu identisch. Es ist aber anzunehmen, dass Elektrofahrzeuge sich an den sonstigen verkehrsbezogenen Kosten beteiligen müssen und somit im Laufe der Zeit eine gewisse Entlastung von Benzin- und Dieselfahrzeugen eintreten würde.

Der Wärmesektor würde deutlich stärker belastet und der Stromsektor in Summe entlastet werden.

Auf der Ebene einzelner Verbraucher würden diejenigen Verbraucher von Energieträgern, die hohe CO₂-Emissionen verursachen, belastet, während Verbraucher „sauberer“ Energie entlastet würden. In Extremfällen kann die CO₂-orientierte Besteuerung

zu sozialen Härten führen, denen mit zusätzlichen sozialpolitischen Instrumenten begegnet werden sollte. Die Abschätzung der dabei entstehenden Kosten bedarf weitergehender Analysen.

Rechtliche Umsetzbarkeit

Zur Umsetzung eines Systems CO₂-orientierter Energie- und Stromsteuern kann in erster Linie eine CO₂-orientierte Besteuerung aller eingesetzten Energieträger (Inputsteuer) erfolgen. Weniger weitreichend wäre eine Regelung, die im Stromsektor (für Anlagen mit mehr als zwei Megawatt Leistung) nur eine Outputsteuer auf den Stromverbrauch vorsieht und an den durchschnittlichen CO₂-Emissionen der deutschen Stromerzeugung orientiert ist.

5.3.2.1 CO₂-orientierte Besteuerung aller eingesetzten Energieträger (Inputsteuer)

Eine CO₂-orientierte Inputsteuer auf die **außerhalb der Stromerzeugung eingesetzten Energieerzeugnisse** erscheint mit dem geltenden Unionsrecht vereinbar. Die Energiesteuerrichtlinie der EU⁶¹ (Energie-StRL) enthält diesbezüglich keine Einschränkungen. Die Vereinbarkeit mit der Emissionshandelsrichtlinie der EU⁶² (ETS-RL) ist zwar nicht abschließend geklärt, da ein solches Energiesteuersystem die Vorgaben der ETS-RL zur CO₂-Bepreisung überlagern würde. Doch erscheint es naheliegend, dass die ETS-RL keine Sperrwirkung gegenüber einer CO₂-orientierten nationalen Energiesteuer entfaltet. Ein Ausschluss derartiger, außerhalb des Emissionshandelssystems liegender steuerlicher Belastungen lässt sich weder Artikel 24 Abs. 1 ETS-RL entnehmen, der den Mitgliedstaaten die Ausweitung des Zertifikatehandels auf noch nicht im Anhang der Richtlinie genannte Treibhausgase, Aktivitäten und Installatio-

60 Zur Abschätzung der klimaökonomischen Auswirkungen müsste grundsätzlich noch der innersektorale Effekt der CO₂-basierte Bepreisung berücksichtigt werden. Dieser wurde in den hier dargestellten Untersuchungen ausgeblendet. Inwiefern diese Verschiebung aus dem intersektoralen Effekt einen signifikanten Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen leisten kann, kann nur vereinfacht abgeschätzt werden. Dazu werden die Belastungen der wesentlichen Energieträger im Verkehr- und im Wärmebereich gegenübergestellt. Beim innersektoralen Effekt ist davon auszugehen, dass eine gewisse Verschiebung von Diesel- auf Benzinkraftstoffe und von Heizöl auf Erdgas stattfinden wird. Eine Quantifizierung dieses Effektes geht über den Rahmen dieser Studie hinaus.

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

62 Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft, ABl. EU 2003 Nr. L 275, S. 32

nen (nur) nach Genehmigung durch die Europäische Kommission gestattet, noch Artikel 10a Abs. 1 Unterabs. 3 ETS-RL, der für bestimmte Anlagen eine kostenlose Zuteilung von Zertifikaten vorschreibt. Sollte der ETS-RL hingegen eine Sperrwirkung gegenüber einer CO₂-orientierten nationalen Energiesteuer entnommen werden, so könnte ihre Vereinbarkeit mit dem Unionsrecht nur auf die sogenannte Schutzverstärkungsklausel des Artikels 193 AEUV gestützt werden. Deren Anwendbarkeit ist in mehrfacher Hinsicht ungeklärt. Insbesondere ist offen, inwieweit eine CO₂-orientierte Energiesteuer neben dem Ziel der Reduzierung von Treibhausgasen zusätzlichen, nicht von der ETS-RL verfolgten Zielen dienen darf, wie zum Beispiel der Finanzierung des Ausbaus der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, der klimaschutzorientierten Entlastung von stromkostenintensiven Unternehmen oder Schienenbahnen oder der Innovationsförderung (zu diesen Zielen vergleiche den Anhang „Rechtliche Bewertung einer Haushaltsfinanzierung der EEG-Förderung“). Insofern bedarf die Vereinbarkeit einer CO₂-orientierten Inputsteuer mit der ETS-RL noch weiterer Prüfung.

Aus finanzverfassungsrechtlicher Sicht verfügt der Bund nach Artikel 105 Abs. 2 i. V. m. Artikel 106 Abs. 1 Nr. 2 GG über die Gesetzgebungskompetenz für eine Umgestaltung der Energiesteuer (vergleiche Anhang „Rechtliche Bewertung einer Haushaltsfinanzierung der EEG-Förderung“), wobei er auch umweltpolitische Lenkungszwecke verfolgen darf. Eine CO₂-orientierte Umgestaltung der Energiesteuer wäre auch nicht deshalb ausgeschlossen, weil eine (unmittelbare) Besteuerung des CO₂-Ausstoßes bei der Verbrennung fossiler Energieträger nach verbreiteter Auffassung keine Verbrauchssteuer und damit nicht von dieser Gesetzgebungskompetenz gedeckt wäre. Eine CO₂-orientierte Umgestaltung der Energiesteuer schließt den Charakter als Verbrauchssteuer jedoch nicht aus, sondern gestaltet deren Höhe lediglich im Sinne der erwünschten Lenkungswirkung aus. Bei der näheren Ausgestaltung wäre allerdings zu beachten, dass einer CO₂-orientierten Energiesteuer keine Erdrosselungswirkung zukom-

men darf, diese also nicht die Steuerquelle selbst vernichten darf. Eine Erdrosselungswirkung ist jedoch nur unter strengen Voraussetzungen anzunehmen. Soweit im Falle einer berufsregelnden Tendenz eine Einschränkung der Berufsfreiheit zu bejahen wäre, dürfte die Regelung allerdings nicht die weitere Wirtschaftstätigkeit bestimmter Unternehmen oder sogar ganzer Branchen ausschließen. Erforderlich ist insoweit eine Abschätzung der wirtschaftlichen Auswirkungen der CO₂-orientierten Besteuerung. Bei der konkreten Ausgestaltung müssen zudem der Gleichbehandlungsgrundsatz nach Artikel 3 GG beachtet und die Wechselwirkungen mit anderen CO₂-orientierten Regelungen berücksichtigt werden (insbesondere CO₂-orientierte Kfz-Steuer nach §§ 8, 9 Kraftfahrzeugsteuergesetz, KraftStG, sowie Quotenvorgaben zur CO₂-Minderung bei Otto-, Diesel- und Biokraftstoffen nach § 37a Bundesimmissionsschutzgesetz, BImSchG).

Eine CO₂-orientierte Inputsteuer auf die **zur Stromerzeugung eingesetzten Energieerzeugnisse** erscheint gleichfalls mit Unionsrecht und deutschem Finanzverfassungsrecht vereinbar. Das deutsche Energie- und Stromsteuerrecht sieht derzeit eine Inputbesteuerung nur für die Stromerzeugung in Anlagen bis zwei Megawatt Leistung (grundsätzlich) vor, während für größere Anlagen die Stromsteuer als Outputsteuer anfällt. Die Einführung einer Inputsteuer aus umweltpolitischen Gründen ist aus unionsrechtlicher Sicht jedoch auch für größere Anlagen nach Artikel 14 Abs. 1 Buchst. a) Satz 2 der Energiesteuerrichtlinie der EU (EnergieStRL) ausdrücklich zulässig. Zudem lässt diese Vorschrift insbesondere eine CO₂-orientierte Ausgestaltung der Inputsteuer auf zur Stromerzeugung eingesetzte Energieerzeugnisse zu. Auch die Vereinbarkeit mit der ETS-RL dürfte aus den oben genannten Gründen zu bejahen sein. Nach Artikel 1 Abs. 2 Verbrauchssteuersystemrichtlinie⁶³ muss allerdings bei der Ausgestaltung der Inputbesteuerung die Struktur des für Verbrauchsteuern oder

63 Richtlinie 2008/118/EG über das allgemeine Verbrauchsteuersystem, ABl. EU 2009 Nr. L 9, S. 12

Mehrwertsteuer geltenden Steuerrechts der Union beachtet werden. Dies erscheint insbesondere dann gut umsetzbar, wenn die Inputbesteuerung für die zur Stromerzeugung eingesetzten Energieerzeugnisse den Grundsätzen der Energiesteuerrichtlinie folgt. Artikel 14 Abs. 1a Buchst. a) EnergieStRL dürfte schließlich dahin gehend zu verstehen sein, dass die Mindestsätze der Energiesteuerrichtlinie für eine Outputbesteuerung von Strom auch bei gleichzeitiger Besteuerung der eingesetzten Energieerzeugnisse eingehalten werden müssen, was angesichts ihrer geringen Höhe von 0,05 beziehungsweise 0,1 Cent je Kilowattstunde⁶⁴ aber nur geringe Auswirkungen hat.

Aus finanzverfassungsrechtlicher Sicht folgt die Gesetzgebungskompetenz des Bundes, wie bereits zur Inputbesteuerung außerhalb der Stromerzeugung ausgeführt, aus Artikel 105 Abs. 2 i. V. m. Artikel 106 Abs. 1 Nr. 2 GG. Auch eine kumulative Besteuerung der eingesetzten Energieerzeugnisse und des erzeugten Stroms ist verfassungsrechtlich nicht ausgeschlossen, zumal sie sich zwingend aus den unionsrechtlichen Vorgaben des Artikels 14 Abs. 1 Buchst. a) EnergieStRL ergibt. Zu beachten ist wiederum die Grenze der Erdrosselungswirkung.

Besondere Fragen ergeben sich hinsichtlich einer Besteuerung der Stromimporte, um Wettbewerbsnachteile für den in Deutschland erzeugten Strom zu vermeiden. Die Besteuerung von Stromimporten als Äquivalent zur Inputbesteuerung bei inländischer Stromerzeugung ist grundsätzlich zulässig, darf jedoch nach Artikel 110 AEUV auch in Einzelfällen nicht höher ausfallen als für inländisch erzeugten Strom. Eine nach den eingesetzten Energieerzeugnissen differenzierte Besteuerung der Stromimporte, die aus ökologischen Gründen erfolgt und der inländischen Inputbesteuerung entspricht, ist damit nicht ausgeschlossen. Grundsätzlich dürfen dem Importeur auch Nachweispflichten hinsichtlich der eingesetzten Energieerzeugnisse auferlegt werden, deren Grenzen allerdings nicht eindeutig geklärt sind. Sollte

dem Importeur ein Nachweis nicht möglich sein oder diesen übermäßig belasten, so ist weiterhin ungeklärt, ob ausnahmsweise auf einen Durchschnittswert abgestellt werden darf, wie zum Beispiel auf den Börsenstrommix bei Bezug von einer Strombörse. Sollte dies nicht zulässig sein, so müsste dem Importeur der günstigste Steuersatz eingeräumt und daraus resultierende Wettbewerbsverzerrungen müssten hingenommen werden.

Wird das Steueraufkommen aus der inländischen Inputsteuer und der Importbesteuerung zur Finanzierung der EEG-Förderung verwendet, so muss auch insoweit eine Diskriminierung des importierten Stroms ausgeschlossen werden. Hinsichtlich der EEG-Umlage wurde die Öffnung des deutschen Fördersystems für ausländische Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien nach dem EEG 2014 und dem EEG 2017 von der Europäischen Kommission als ausreichend angesehen,⁶⁵ was entsprechend bei einer Steuerfinanzierung der EEG-Förderung gelten muss. Sofern die zur Stromerzeugung eingesetzten Energieerzeugnisse bereits im Erzeugungsstaat einer Besteuerung unterliegen, ist schließlich zu beachten, dass Artikel 110 AEUV ein Verbot der Doppelbesteuerung für harmonisierte oder zumindest teilharmonisierte Steuern innerhalb der EU enthält, sodass die im Herkunftsland gezahlten Steuern angerechnet werden müssen. Ob eine solche Teilharmonisierung im Hinblick auf die inländische Inputbesteuerung und die ergänzende Importbesteuerung vorliegt, ist nicht abschließend geklärt. Sie könnte sich jedoch insbesondere aus Artikel 1 Abs. 2 Verbrauchssteuersystemrichtlinie ergeben, demzufolge die Erhebung zusätzlicher indirekter Steuern mit den Unionsvorschriften für die Verbrauchssteuer oder die Mehrwertsteuer in Bezug auf die Bestimmung der Bemessungsgrundlage, die Berechnung der Steuer,

⁶⁴ vgl. Artikel 10 i. V. m. Anhang I Tabelle C EnergieStRL

⁶⁵ Kommission v. 20.12.2016, C(2016) 8789 final, SA.45461 (2016/N) und SA.44679 (2016/N), Rn. 289 ff. (zum EEG 2017); Kommission v. 23.07.2014, C(2014) 5081 final, SA.38632 (2014/N), Rn. 329 ff. (zum EEG 2014); kritisch etwa Schwintowski (2016), S. 73, 85 f.

die Entstehung des Steueranspruchs und die steuerliche Überwachung vereinbar sein muss, ausgenommen die Bestimmungen über die Steuerbefreiungen.

5.3.2.2 Outputsteuer auf den Stromverbrauch

Angesichts der dargestellten Schwierigkeiten einer CO₂-orientierten Inputbesteuerung der zur Stromerzeugung eingesetzten Energieerzeugnisse kann versucht werden, die Stromsteuer als Outputsteuer stärker CO₂-orientiert auszugestalten. Hierzu kann der im Inland erzeugte Strom anhand eines CO₂-Durchschnittssatzes besteuert werden, womit zwar die spezifischen CO₂-Emissionen der im konkreten Fall eingesetzten Energieerzeugnisse keine Berücksichtigung finden, aber zumindest einer verbesserten Gleichstellung von Strom mit anderen Energieerzeugnissen in den Sektoren Wärme und Verkehr erreicht wird. Entsprechend dem Ziel der sektorenübergreifenden Gleichbehandlung mit Wärme und Verkehr in Deutschland erscheinen die durchschnittlichen spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland als geeignete Größe. Sofern physikalische Stromimporte aus dem Ausland erheblich zunehmen sollten, wäre eine Überprüfung erforderlich. Eine solche Ausgestaltung ist nach Artikel 10 Abs. 2 EnergieStRL zulässig. Auch die Vereinbarkeit mit der ETS-RL kann, wie bereits dargestellt, mit guten Gründen bejaht werden.

Nach deutschem Verfassungsrecht liegt die Gesetzgebungskompetenz für die Stromsteuer als Verbrauchssteuer beim Bund, Artikel 105 Abs. 2 i. V. m. Artikel 106 Abs. 1 Nr. 2 GG. Die dargestellte Ausgestaltung ist auch mit dem Gleichheitssatz des Artikels 3 Abs. 1 GG vereinbar. Dies gilt zum einen für die Besteuerung des im Inland erzeugten Stroms nach einem CO₂-Durchschnittswert, während in den anderen Sektoren auf die CO₂-Emissionen des konkret eingesetzten Energieerzeugnisses abgestellt wird. Insoweit steht dem Steuergesetzgeber nach der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts ein weiter Spielraum bei der Wahl des Steuergegenstandes und der Bestimmung des Steuersatzes zu. Zum anderen steht es auch nicht in Widerspruch zum Gleichheitssatz, dass die

Anwendung eines CO₂-Durchschnittswerts die unterschiedliche Klimawirkung der verschiedenen, zur Stromerzeugung eingesetzten Energieerzeugnisse im Steuersatz nicht abbildet, also etwa Braunkohlestrom ebenso besteuert wie Strom aus Erdgaskraftwerken. Zwar legt das BVerfG für die bereichsspezifische Ausgestaltung auf Grundlage der einmal getroffenen Entscheidungen ein Gebot der Folgerichtigkeit zugrunde, dem am besten die Berücksichtigung der spezifischen CO₂-Emissionen der jeweils zur Stromerzeugung eingesetzten Energieerzeugnisse entspräche. Aufgrund der Schwierigkeiten einer Rückverfolgung der eingesetzten Energieerzeugnisse für im Inland erzeugten Strom (und erst recht für Stromimporte) erscheint eine Abweichung von einer Anknüpfung an die spezifischen CO₂-Emissionen der eingesetzten Energieerzeugnisse aber gerechtfertigt.

Für Stromimporte kann die Besteuerung ohne Verstoß gegen Artikel 110 AEUV gleichfalls auf Grundlage eines CO₂-Durchschnittswertes erfolgen, da auch für die inländische Stromerzeugung ein Durchschnittswert Anwendung findet. Sofern die durchschnittlichen spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung im Herkunftsstaat allerdings günstiger ausfallen als in Deutschland, ist fraglich, ob auf den dortigen CO₂-Durchschnittswert und nicht denjenigen der Stromerzeugung in Deutschland abgestellt werden muss. Nach dem Ziel der Gleichbehandlung des Stromsektors mit den Sektoren Wärme und Verkehr im Hinblick auf die CO₂-Emissionen in Deutschland erscheint jedoch auch für importierten Strom eine Ausrichtung an den durchschnittlichen spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland gerechtfertigt. Zu beachten ist wiederum, dass auch eine etwaige Verwendung des Stromsteueraufkommens zur Finanzierung der EEG-Förderung nicht zu einer Diskriminierung importierten Stroms führen darf. Wie ausgeführt hat die Europäische Kommission jedoch einen Verstoß der EEG-Umlage gegen Artikel 110 oder Art. 30 AEUV aufgrund der Öffnung des deutschen Fördersystems für ausländische Anlagen verneint, was entsprechend für eine Finanzierung durch die Stromsteuer gelten muss.

Vergleiche hierzu im Einzelnen den **Anhang „Rechtliche Bewertung einer CO₂-orientierten Energie- und Strombesteuerung“**.

5.4 Sektorenübergreifende Umlage

5.4.1 Motivation und Ausgestaltung

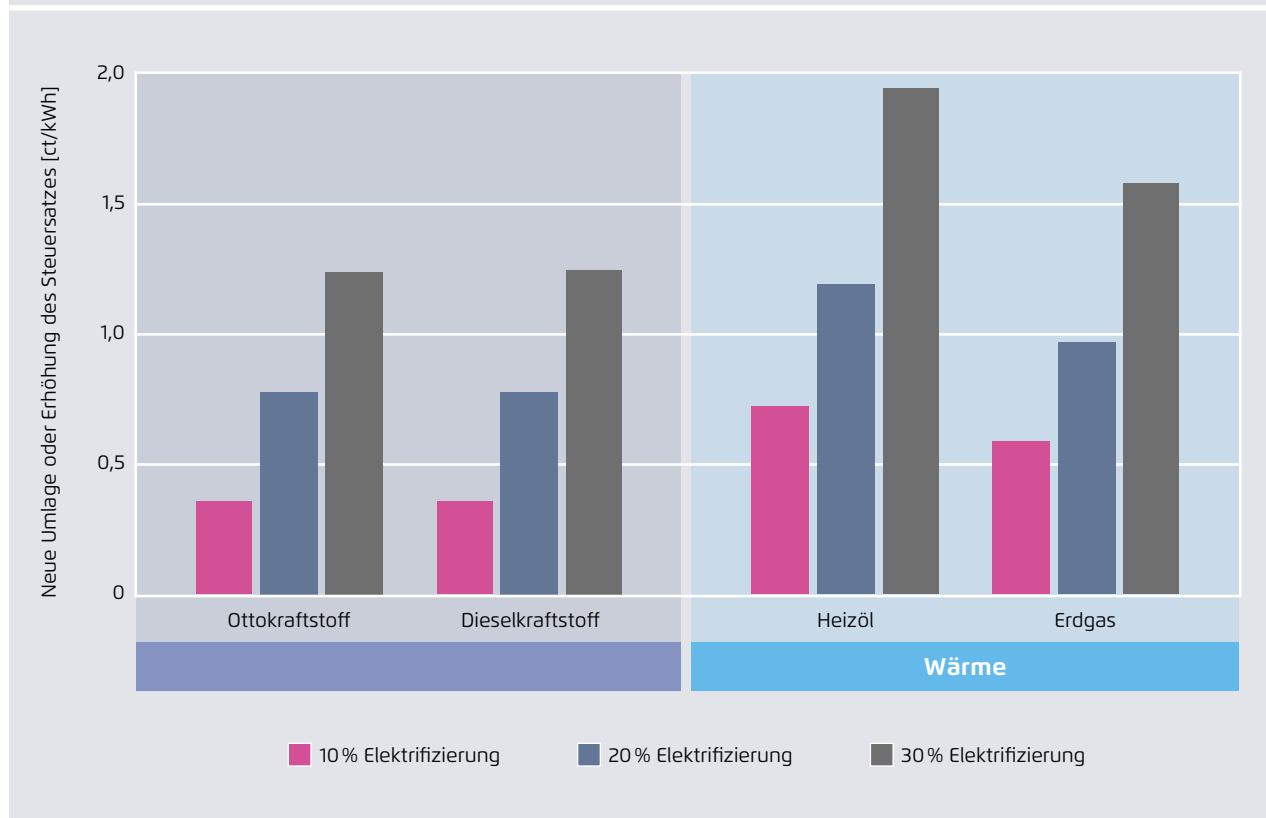
Neben einer Finanzierung der EEG-Umlage durch den Bundeshaushalt sind weitere Maßnahmen denkbar und notwendig, um die Sektorenkopplung, das heißt die Elektrifizierung des Wärme- und des Verkehrssektor, zu fördern. Grundsätzlich können zwei Konzepte unterschieden werden: eine „kleine Sektorenkopplung“ und eine „umfassende Sektorenkopplung“ mit Erneuerbaren-Umlage.

Die **kleine Sektorenkopplung**, basiert im Wesentlichen auf einer Umlagebefreiung des Stroms, der im Wärme- oder Verkehrssektor verbraucht wird. Dadurch wird die Wettbewerbsverzerrung zwischen Strom und anderen Energieträgern eliminiert. Die nicht entrichteten EEG-Umlagen müssen ermittelt und die EEG-Kosten entsprechend reduziert werden, damit die übrigen Stromnutzer nicht unzulässig belastet werden.

Grundsätzlich könnten die Kosten mittels zusätzlicher sektorenspezifischer Effizienz- oder CO₂-orientierter Umlagen oder Steuern erhoben werden. Betrachtet man beispielhaft eine Steuer, die auf den Energiegehalt aller fossilen Energieträger angewandt wird, so kann sie unter Anwendung bestehender

Effizienzorientierte Steuer bei der kleinen Sektorenkopplung in Abhängigkeit des Energiegehaltes

Abbildung 37



Eigene Analysen

Instrumente durch Anhebung der entsprechenden Energiesteuern erhoben werden. Beide Möglichkeiten der Umsetzung sind sowohl rechtlich als auch praktisch bedenklich, wie später noch näher erläutert wird. Dennoch sollen an dieser Stelle die wesentlichen Auswirkungen gegenübergestellt werden.

Die Höhe der zusätzlichen Umlagen/Steuern bei der kleinen Sektorenkopplung, die im Wärme- und im Verkehrssektor eingeführt werden müssen, sind in Abbildung 37 dargestellt.

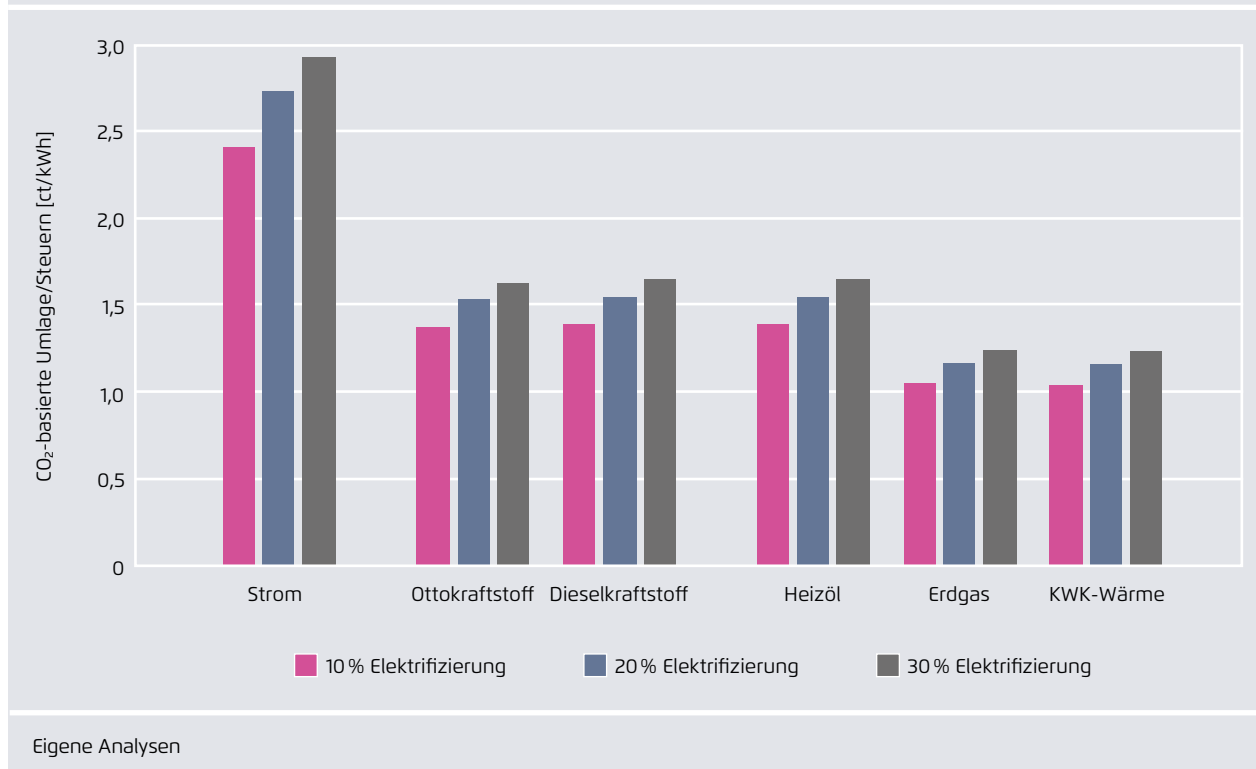
Man erkennt, dass die Umlagen und Steuern mit wachsender Elektrifizierung stark zunehmen. Bis zu einer Elektrifizierung von 20 Prozent bleiben im Verkehrssektor die zusätzlichen Belastungen unter einem Cent je Kilowattstunde. Bei wachsender Elektrifizierung würden die zusätzlichen Belastungen überproportional steigen.

Alternativ zur kleinen Sektorenkopplung ist eine **umfassende Sektorenkopplung** möglich. Dazu soll eine „große“ Erneuerbaren-Umlage eingeführt werden, in die sowohl die EEG-Förderkosten als auch alle übrigen, insbesondere die aus dem Bundeshaushalt finanzierten EE-Förderkosten einfließen. Zur Finanzierung dieser Kosten wird eine CO₂-basierte Umlage eingeführt. Im Gegensatz zur kleinen Sektorenkopplung entfällt diese Umlage nicht bei der Elektrifizierung des Wärme- und des Verkehrssektors.

2015 würde der Stromsektor eine deutlich niedrigere Umlage zahlen müssen als die heutige EEG-Umlage, und zwar zwischen zwei und drei Cent je Kilowattstunde (ct/kWh) abhängig von der Elektrifizierung im Wärme- und im Verkehrssektor. Die neue Umlage im Verkehrssektor würde in Abhängigkeit der Energieträger knapp 1,5 ct/kWh betragen, im Wärmesektor zwischen 1 und 1,5 ct/kWh. Bis zum Jahr 2030

Zusätzliche Belastungen bei einer Allokation gemäß CO₂-Gehalt der Energieträger bei umfassender Sektorenkopplung 2015

Abbildung 38



würden die umzulegenden Kosten insgesamt weiter sinken. Die sinkende Erneuerbaren-Umlage für den Strom würde zum einen aus den bis 2030/35 sinkenden EEG-Kosten und zum anderen aus einem deutlich gesunkenen durchschnittlichen CO₂-Gehalt getragen.

5.4.2 Qualitative und quantitative Bewertung Finanzierung

Durch dieses Instrument bleibt der Bundeshaushalt netto unbeeinflusst. Die zusätzlichen Erlöse, die durch höhere Energie- und Stromsteuern oder die Erneuerbaren-Umlage eingenommen werden würden, würden zur Finanzierung der EEG-Kosten eingesetzt.

Volkswirtschaftliche Effizienz

Die Umlagen für den Stromnutzer im Stromsektor würden bei der kleinen Sektorenkopplung nicht verändert werden und sind daher nicht wohlfahrtswirksam im Sinne einer Vermeidung einer Verzerrung der Nachfrage.

Die große Sektorenkopplung würde zu einer Entlastung des Stromkunden im Stromsektor führen. Die daraus resultierenden berechneten Wohlfahrtsgewinne belaufen sich auf rund 0,5 Milliarden Euro pro Jahr (2015) und auf circa 0,35 bis 0,4 Milliarden Euro pro Jahr in Abhängigkeit der Szenarien (2030).

Die Sektorenkopplung wird in beiden Fällen stimuliert. Bei der kleinen Sektorenkopplung entfällt die EEG-Umlage in voller Höhe im Wärme- und im Verkehrssektor. Bei der umfassenden Sektorenkopplung würden sich dagegen die Stromkosten nur teilweise verringern. Gleichzeitig würden sich allerdings die Wärmekosten anfänglich um circa 1,5 ct/kWh, im Zeitraum 2030/35 um circa 2 ct/kWh erhöhen – abhängig vom tatsächlichen Grad der Elektrifizierung. In beiden Fällen wäre damit sowohl kurzfristig als auch langfristig (szenarienübergreifend) eine Steigerung der Elektrifizierung des gesamten Wärmebereichs um circa vier bis fünf Prozent möglich.

Trotz der verstärkten Beanreizung der Elektrifizierung des Wärmesektors fallen die klimaökonomischen Effekte in beiden Ausgestaltungsoptionen insgesamt dennoch moderat aus.

Die kleine Sektorenkopplung führt sowohl kurz- als auch langfristig zu einer stärkeren Reduktion des Primärenergieverbrauchs im Vergleich zur großen Sektorenkopplung. Dies ist wesentlich darin begründet, dass die Stromnachfrage bei der kleinen Sektorenkopplung nicht beeinflusst wird (nicht steigt) und so dem positiven klimaökonomischen Effekt aus der verstärkten Sektorenkopplung entgegenwirkt. Die Reduktion des Primärenergieverbrauchs der kleinen Sektorenkopplung liegt kurz- und langfristig (szenarienübergreifend) bei circa 1,5 bis 2 Prozent, die der großen Sektorenkopplung hingegen bei circa 0,5 bis 1 Prozent.

Die für den Primärenergieverbrauch beschriebene Logik gilt auch für den fossilen Primärenergieverbrauch. Die klimaökonomischen Ergebnisse sind daher ähnlich ausgeprägt. Die Reduktion des fossilen Primärenergieverbrauchs der kleinen Sektorenkopplung liegt kurz- und langfristig (szenarienübergreifend) bei circa zwei bis drei Prozent, die der großen Sektorenkopplung hingegen bei circa einem bis zwei Prozent.

Die große Sektorenkopplung führt dagegen zu einem größeren EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch, der aus der steigenden Stromnachfrage resultiert und über das Niveau der kleinen Sektorenkopplung hinausgeht. Der Anstieg liegt bei der großen Sektorenkopplung kurzfristig bei circa drei und langfristig bei circa anderthalb Prozent, bei der kleinen Sektorenkopplung hingegen kurzfristig bei circa zwei und langfristig bei circa einem Prozent.

Verteilungsgerechtigkeit

Mit zunehmender Elektrifizierung des Wärme- und des Verkehrssektors würden sich diese Sektoren an den Kosten des EEG-Ausbaus im Stromsektor bei Anwendung der kleinen Sektorenkopplung beteiligen. Der Anteil an den gesamten EEG-Kosten wächst stetig an, beträgt aber auch bei einer hohen Elektrifizierung von 30 Prozent nur etwa 24 Prozent im Wärmesektor beziehungsweise 17 Prozent im Verkehrssektor.

Mit der Einführung der umfassenden Sektorenkopplung werden die Steuerbelastungen der verschiedenen Sektoren sprunghaft geändert. Eine wachsende Elektrifizierung hat dabei unterschiedliche Auswirkungen auf die Sektoren. Insbesondere aufgrund der hohen Leistungszahlen der Wärmepumpen sinkt der Verbrauch fossiler Primärenergien mit zunehmender Elektrifizierung im Wärmebereich ab. Trägt der Wärmesektor anfänglich noch einen Großteil der EE-Kosten, könnte die Verdrängung fossiler Primärenergieträger durch Strom dazu führen, dass sich der Anteil des Wärmesektors an den gesamten EE-Kosten kurzfristig auf das Niveau der anderen Sektoren reduziert. Langfristig würde bei hoher Elektrifizierung der Verkehrssektor den größten Anteil an den EE-Kosten tragen. Dies gilt vor allem für das hier dargestellte Zielszenario.

Bei beiden Modellen der Sektorenkopplung beteiligen sich alle Sektoren gemeinsam an den anfallenden EE-Kosten. Die EE-Kostenverteilung kann allerdings nur dann als fair und gerecht empfunden werden, wenn die spezifischen EE-Kosten in allen Sektoren tatsächlich ähnlich sind. Die Höhe der spezifischen EE-Kosten wird bei der kleinen Sektorenkopplung jedoch nicht nur durch die Ausgestaltung des Umlagesystems bedingt, sondern auch durch den Elektrifizierungsgrads im Wärme- und Verkehrssektor, der wiederum durch politische Vorgaben wie beispielsweise Fördermechanismen und Ausbauziele beeinflusst wird. Bei der kleinen Sektorenkopplung können daher ähnliche spezifische EE-Kosten nicht garantiert werden.

Bei der großen Sektorenkopplung sind die Belastung von Verbrauchern (beispielsweise im Wärmesektor mit Wärmepumpen oder mit Gas- oder Ölheizung) sehr unterschiedlich, richten sich jedoch gleichmäßig an den CO₂-Emissionen des jeweiligen Energieträgers aus. Die Verteilungsgerechtigkeit bei der großen Sektorenkopplung wird daher weniger kritisch gesehen als bei der kleinen Sektorenkopplung, da sich die Umlage an den gesamten EE-Kosten orientiert und nicht an dem Teil, den ausschließlich elektrische Verbraucher im Wärme- und Verkehrssektor verursachen.⁶⁶

Rechtliche Umsetzbarkeit

Kleine Sektorenkopplung

Für die kleine Sektorenkopplung ist aus rechtlicher Sicht insbesondere die Möglichkeit mehrerer sektorenspezifischer Umlagen zu betrachten. Insoweit würde eine Modifikation der bestehenden EEG-Umlage dahin gehend vorgenommen, dass die Stromlieferanten beziehungsweise Stromverbraucher bei Nutzung des Stroms im Wärme- oder Verkehrssektor keine Umlage (hier als EEG-Stromumlage bezeichnet) an den Stromnetzbetreiber entrichten. Die entstehenden Einnahmeausfälle bei der EEG-Stromumlage werden ausgeglichen, indem die entsprechenden Beträge im Rahmen der neu zu schaffenden EEG-Wärmeumlage beziehungsweise EEG-Verkehrsumlage von allen Verbrauchern im Wärmesektor beziehungsweise Verkehrssektor (oder deren Lieferanten) aufzubringen sind und an die Übertragungsnetzbetreiber abgeführt werden.

Nach dem Ansatz von Europäischer Kommission und Europäischem Gericht ist die EEG-**Stromumlage** als Beihilfe im Sinne der Artikel 107 ff. AEUV anzusehen. Sie entspricht zwar weitgehend der bestehenden EEG-Umlage, die von der Kommission unter beihil-

⁶⁶ Einzelne Verbraucher, deren Energieverbrauch hohe CO₂-Emissionen verursacht, können bei der großen Sektorenkopplung über ihre individuelle Tragfähigkeit hinaus belastet werden. Um die Belastung auf ein vertretbares Maß zu mindern, können Ausnahmeregelungen oder (soziale) Härtefallregelungen notwendig werden.

fenrechtlichen Gesichtspunkten genehmigt wurde, bedürfte nach Artikel 108 Abs. 3 AEUV aufgrund der Umgestaltung jedoch einer erneuten Genehmigung. Neue Fragen ergeben sich durch die Entlastung der Stromverbraucher im Wärme- und Verkehrssektor, die ihrerseits als Beihilfe anzusehen sein könnte, weil die Stromverbraucher im Wärme- und im Verkehrssektor nur noch eine im Vergleich zur EEG-Stromumlage verringerte Umlage zu zahlen haben. Hierin läge allerdings dann keine Beihilfe, wenn die Entlastung der Stromverbraucher im Wärme- und Verkehrssektor als systemkonforme Ausgestaltung eines neuen Ansatzes sektorenspezifischer Umlagen anzusehen wäre oder wenn aufgrund der unterschiedlichen Absatzmärkte eine Wettbewerbsverfälschung im Verhältnis der Stromverbraucher im Wärme- oder Verkehrssektor zu den übrigen Stromverbrauchern ausgeschlossen werden könnte. Sollte hingegen eine Beihilfe bejaht werden, wäre deren Genehmigungsfähigkeit näher zu prüfen. Eine abschließende Prüfung der beihilfenrechtlichen Beurteilung ist nicht Gegenstand dieser Studie. Nach deutschem Verfassungsrecht stellt sich eine ähnliche Frage hinsichtlich der Vereinbarkeit der Entlastung von Stromverbrauchern im Wärme- und im Verkehrssektor im Vergleich zu den übrigen Stromverbrauchern mit dem Gleichheitssatz des Artikels 3 Abs. 1 GG. Die unterschiedliche Belastung erscheint jedoch grundsätzlich begründbar vor dem zulässigen Ziel, die Elektrifizierung des Wärme- und des Verkehrssektors zu fördern, zumal die Auswirkungen auf die übrigen Stromverbraucher beschränkt sind.

Die neu einzuführende EEG-**Wärmeumlage** ist von den Wärmeverbrauchern beziehungsweise deren Lieferanten zu entrichten und entspricht in ihrem finanziellen Volumen der entfallenden EEG-Umlage der Stromverbraucher im Wärmesektor. Sie bedarf näherer Ausgestaltung hinsichtlich Berechnung, Erhebung und Weiterleitung der EEG-Wärmeumlage an die Übertragungsnetzbetreiber einschließlich der Frage, ob Reduktionen oder Befreiungen von der EEG-Wärmeumlage für bestimmte Wärmeverbräuche vorgesehen werden sollen. Im Hinblick auf die Förde-

rung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ist die Vereinbarkeit mit dem Beihilferecht (Artikel 107 ff. AEUV) grundsätzlich zu bejahen. Neue Fragen können sich hingegen hinsichtlich etwaiger besonderer Ermäßigungs- oder Befreiungstatbestände für bestimmte Wärmeverbräuche ergeben. Zudem könnte eine Beihilfe zugunsten der Stromverbraucher im Wärmesektor, die nur noch eine verringerte Wärmeumlage entrichten müssen, im Verhältnis zu den übrigen Wärmeverbrauchern vorliegen. Wie ausgeführt liegt eine Beihilfe aber dann nicht vor, wenn die Umverteilung der Belastung als systemkonforme Ausgestaltung eines neuen Ansatzes sektorenspezifischer Umlagen anzusehen ist. Andernfalls wäre deren Genehmigungsfähigkeit zu prüfen. Wiederum ist eine abschließende Prüfung der beihilfenrechtlichen Beurteilung nicht Gegenstand dieser Studie. Hinsichtlich der Vereinbarkeit der EEG-Wärmeumlage mit den Vorgaben für nationale Abgaben nach Artikel 110 AEUV beziehungsweise Artikel 30 AEUV bestehen keine durchgreifenden Bedenken. Insbesondere ergibt sich auch aus der Verwendung des Umlageaufkommens zur Finanzierung der Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien nach der Beurteilung der Kommission zur EEG-Umlage keine Diskriminierung, da das Fördersystem für ausländische Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien geöffnet wurde.⁶⁷ Da die Höhe der Umlage für Strom im Wärmesektor sinkt, würden sich die Nachteile für importierten Strom im Wärmesektor und damit mögliche Bedenken aufgrund von Artikel 110 AEUV beziehungsweise Artikel 30 AEUV sogar verringern.

Aus Perspektive des deutschen Verfassungsrechts ist zum einen von Bedeutung, ob die EEG-Wärmeumlage mit einer Aufkommenswirkung zugunsten der öffentlichen Hand verbunden ist und damit mög-

⁶⁷ zum EEG 2017 Kommission v. 20.12.2016, C(2016) 8789 final, SA.45461 (2016/N) und SA.44679 (2016/N), Rn. 289 ff.; vgl. auch zum EEG 2014 Kommission v. 23.7.2014, C(2014) 5081 final, SA.38632 (2014/N), Rn. 329 ff.; kritisch etwa Schwintowski (2016), 73, 85 f.

licherweise eine unzulässige Sonderabgabe vorliegt. Bei einer mit der bestehenden EEG-Umlage vergleichbaren Ausgestaltung ergeben sich insoweit jedoch keine neuen Bedenken. Zum anderen ist fraglich, ob auf die gesetzliche Ausgestaltung von Umlagen jedenfalls der fundamentale Grundsatz der Gleichheit der Bürger bei der Auferlegung öffentlicher Lasten Anwendung findet. Dies ist in der Rechtsprechung von BVerfG und BGH bislang nicht ausdrücklich entschieden, nach hiesiger Auffassung aber zu bejahen, weil andernfalls die relativ gleiche Teilnahme aller Staatsbürger an der Finanzierung bestimmter öffentlicher Aufgaben aufgehoben werden könnte. Dem Inhalt nach erfordert der Grundsatz der Lastengleichheit nach hiesigem Verständnis insbesondere, dass die Zusammenfassung der belasteten Personen zu einer Gruppe vor dem Hintergrund des verfolgten öffentlichen Zwecks durch gemeinsame Kriterien gerechtfertigt ist und dass dieser Gruppe eine besondere Finanzierungsverantwortung zukommt. Hierbei kann die Zusammenfassung aller Wärmeverbraucher grundsätzlich mit den bestehenden Wettbewerbsbeziehungen begründet werden, da die EEG-Wärmeumlage auf eine Verbesserung der Wettbewerbsbedingungen für Stromanwendungen im Wärmesektor zielt. Große Bedenken bestehen hingegen gegen eine besondere Finanzierungsverantwortung der Wärmeverbraucher für den Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien.

Im Wesentlichen kann sich die Finanzierungsverantwortung einer Personengruppe entweder aus der Veranlassung eines besonderen Aufwands (Verursachungsgedanke) oder aus dem Ausgleich erlangter Vorteile (Vorteilsgedanke) ergeben. Nach verbreiteter Auffassung lässt sich eine besondere Finanzierungsverantwortung der Stromverbraucher (insbesondere auch solcher im Wärmesektor) grundsätzlich über den Verursachungsgedanken begründen. Dieses Verständnis kann auch im Falle der Eigen- oder Drittversorgung mit Strom aus Erneuerbaren Energien ohne Nutzung des Energieversorgungsnetzes auf die Überlegung gestützt werden, dass der Stromverbraucher – solange er sich nicht vollständig vom Strom-

versorgungssystem entkoppelt – die Vorhaltung von (auch fossilen) Erzeugungsreserven veranlasst und insoweit zumindest anteilig einen Verursachungsbeitrag leistet (Reservefunktion des Stromversorgungssystems). Eine besondere Finanzierungsverantwortung von sonstigen Wärmeverbrauchern für den Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien lässt sich hingegen nicht über den Verursachungsgedanken begründen. Auch die Anwendung des Vorteilsgedankens erscheint nur gerechtfertigt, wenn belegt werden kann, dass die Stromverbraucher den Wärmeverbrauchern einen Teil der eigentlich von diesen zu tragenden Lasten bei der Transformation des Energiesystems durch Einsatz Erneuerbarer Energien abnehmen. Hierfür fehlt es bislang aber an einer belastbaren Grundlage, zumal auch zu berücksichtigen wäre, dass Stromanwendungen im Wärmesektor von der EEG-Förderung profitieren können, andere Wärmeenergieträger hingegen nicht. Aus dem Gesichtspunkt des Gleichheitssatzes ist darüber hinaus problematisch, dass jeder Wärmeverbraucher den von ihm eingesetzten Energieträger weitgehend selbst bestimmt (zum Beispiel Öl, Gas oder Holzpellets), sodass jedenfalls weiter geprüft werden müsste, ob bei der Anlastung der EEG-Wärmeumlage nach der Klimawirkung der eingesetzten Wärmeenergieträger differenziert werden müsste. Im Ergebnis ergeben sich aus dem deutschen Finanzverfassungsrecht große Bedenken gegen die Einführung einer EEG-Wärmeumlage.

Für die rechtliche Beurteilung der einzuführenden **EEG-Verkehrsumlage** gelten entsprechende Überlegungen wie für die EEG-Wärmeumlage. Insbesondere bestehen Bedenken gegen eine besondere Finanzierungsverantwortung der Verbraucher im Verkehrssektor für den Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, soweit sie keinen Strom, sondern andere Energieerzeugnisse nutzen.

Umfassende Sektorenkopplung

Die umfassende Sektorenkopplung wird durch Einführung einer Erneuerbaren-Umlage verwirklicht, die neben den Stromverbrauchern auch die Verbrau-

cher im Wärme- und im Verkehrssektor einbezieht und dadurch gleichfalls die spezifische Belastung des Stromverbrauchs durch die EEG-Umlage aufhebt. Anders als im Falle der kleinen Sektorenkoppelung findet eine Angleichung der Belastung aber nicht sektorenspezifisch statt, sondern über alle drei Sektoren hinweg. Außerdem werden nicht nur die Förderkosten für Erneuerbare Energien im Strombereich, sondern auch im Wärme- und Verkehrssektor einbezogen. Wiederum müssen die Berechnung, Erhebung und Weiterleitung der Erneuerbaren-Umlage sowie etwaige Reduktionen oder Befreiungen für bestimmte Verbraucher im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor festgelegt werden.

Aus unionsrechtlicher Sicht ergibt sich insbesondere die Frage, ob die Entlastung der Stromverbraucher im Vergleich zur bestehenden EEG-Umlage als Beihilfe i. S. v. Artikel 107 ff. AEUV anzusehen ist. Dies ist zu verneinen, wenn die Entlastung der Stromverbraucher als systemkonforme Ausgestaltung eines neuen Ansatzes einer alle drei Sektoren (Strom, Wärme, Verkehr) einbeziehenden Umlage angesehen werden kann. Sollte hingegen eine Beihilfe bejaht werden, wäre deren Genehmigungsfähigkeit näher zu prüfen. Darüber hinaus müssen insbesondere etwaige Ermäßigungs- oder Befreiungstatbestände für bestimmte Energieverbräuche auf ihre beihilfenrechtliche Genehmigungsfähigkeit geprüft werden. Eine abschließende beihilfenrechtliche Beurteilung ist auch hier nicht Gegenstand dieser Studie. Hinsichtlich der Vereinbarkeit der Erneuerbaren-Umlage mit Artikel 110 AEUV beziehungsweise Artikel 30 AEUV können sich Bedenken ergeben, wenn das Abgabenaufkommen (nur) zur Förderung der belasteten inländischen Erzeugnisse verwendet wird. Ein Verstoß kann nach der Entscheidungspraxis der Kommission zur EEG-Umlage durch Öffnung des Fördersystems für ausländische Anlagen vermieden werden. Bei der Ausgestaltung der Erneuerbaren-Umlage muss insoweit sichergestellt werden, dass importierte Energie (nicht nur Strom) in hinreichendem Umfang von der Förderung profitieren kann, und zwar insbesondere auch im Wärme- und im Verkehrssektor. Dies betrifft

zum Beispiel die Förderung der Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz nach § 20a Verordnung über Entgelte für den Zugang zu den Gasversorgungsnetzen (GasNEV).

Nach deutschem Verfassungsrecht stellt sich zum einen die Frage nach der Vereinbarkeit der Entlastung von Stromverbrauchern im Vergleich zu den Verbrauchern im Wärme- und Verkehrssektor mit dem Gleichheitssatz des Artikels 3 Abs. 1 GG. Eine nach einheitlichen Maßstäben erfolgende Belastung jeder verbrauchten Kilowattstunde erscheint jedoch grundsätzlich begründbar im Hinblick auf das Ziel einer allgemeinen Umgestaltung des Energiesystems mit verstärkter Nutzung Erneuerbarer Energien. Zum anderen muss die Erneuerbaren-Umlage aus Perspektive des Finanzverfassungsrechts nach hiesigem Verständnis, wie oben ausgeführt, mit dem Grundsatz der Lastengleichheit vereinbar sein. Insoweit bestehen starke Bedenken. Eine Zusammenfassung aller Verbraucher im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor (oder ihrer Lieferanten) lässt sich weder über die Nutzung eines gemeinsamen verbundenen Energieversorgungssystems begründen noch über Wettbewerbsbeziehungen unter allen Gruppenmitgliedern. Vor allem aber ist eine besondere Finanzierungsverantwortung der Verbraucher im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor (oder ihrer Lieferanten) für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in allen drei Sektoren nicht ersichtlich. Sie kann, wie bereits zur EEG-Wärmeumlage ausgeführt, nicht auf den Verursachungsgedanken gestützt werden. Aber auch der Vorteilsgedanke ist nicht anwendbar, da zwar möglicherweise die Stromverbraucher den Energieverbrauchern in den anderen Sektoren einen Teil der eigentlich von diesen zu tragenden Lasten bei der Transformation des Energiesystems durch Einsatz Erneuerbarer Energien abnehmen (vergleiche oben zur EEG-Wärmeumlage), dann aber nicht mit der gleichen Logik eine Finanzierungsverantwortung der Stromverbraucher (oder ihrer Lieferanten) für den Erneuerbaren-Ausbau in den beiden anderen beiden Sektoren begründet werden kann.

Soweit die Erneuerbaren-Umlage auch bislang aus dem Bundeshaushalt finanzierte Förderkosten für Erneuerbare Energien einbeziehen soll, schafft sie zudem bislang nicht erforderlichen neuen Begründungsbedarf hinsichtlich der Belastungsgleichheit durch Auswahl einer bestimmten Personengruppe. Zugleich steigt hierdurch der Umfang der über die Umlage zu finanzierenden Förderkosten, was etwaige Bedenken gegen eine Umlagefinanzierung, wie sie teilweise bereits gegen die EEG-Umlage vorgebracht werden, mit Blick auf das Budgetrecht des Parlaments und auf die föderale Aufkommensverteilung verstärkt.

Vergleiche hierzu im Einzelnen den **Anhang „Rechtliche Bewertung einer Ausweitung der EEG-Umlage auf Verbraucher im Wärme- und im Verkehrssektor“**.

5.5 Dynamisierung oder Pauschalisierung der EEG-Umlage

Die vierte Gruppe der Instrumente beschäftigt sich mit einer Anpassung und Umgestaltung der Umlage selbst. Im Wesentlichen stehen dazu drei Möglichkeiten zur Verfügung.

- Vereinfachung der EEG-Umlage
- Dynamisierung der EEG-Umlage
- Pauschalisierung der EEG-Umlage

Bei der heutigen EEG-Umlage kommt eine Vielzahl von Ausnahmetatbeständen zur Anwendung (siehe oben). Diese Ausnahmetatbestände könnten reduziert werden, wenn man die EEG-Umlage konsequent auf den Bezug aus dem Netz anwendet.

Eine solche Interpretation würde eine Reihe von heutigen Ausnahmetatbeständen überflüssig machen. Die industriepolitischen Ausnahmetatbestände im Sinne einer Sicherstellung der Wettbewerbsfähigkeit stromkostenintensiver Industriezweige würden bestehen bleiben. Eine solche Umstellung ist allerdings auch rechtlich nicht unproblematisch. Im Anhang sind die wesentlichen Argumente gegenübergestellt.

Die folgende Analyse umfasst die Diskussion der Dynamisierung der EEG-Umlage und der Pauschalisierung der EEG-Umlage.

5.5.1 Dynamisierung der EEG-Umlage

5.5.1.1 Motivation und Ausgestaltung

Eine Dynamisierung wurde bereits von verschiedenen Seiten vorgeschlagen.⁶⁸ Die Motivation zur Einführung einer Dynamisierung der EEG-Umlage lässt sich daraus ableiten, dass die heutige EEG-Umlage eine zeitliche Verschiebung der Nachfrage nicht ausreichend unterstützt. Das Preissignal wird insbesondere bei niedrigen Großhandelspreisen durch die EEG-Umlage so abgeschwächt, dass eine ökonomisch sinnvolle Steigerung der Nachfrage nicht stattfindet. Gleiches gilt umgekehrt für hohe Strompreise. Es wird argumentiert, dass eine Verschiebung der Nachfrage von Zeiten mit hohen Strompreisen in Zeiten mit niedrigen Strompreisen den Einsatz von EE-Anlagen erhöhen und dadurch die EE-Förderkosten verringern würde.

Die dynamische EEG-Umlage wird durch Multiplikation des Großhandelsstrompreises mit einem festen Faktor ermittelt. Dieser Faktor muss so bestimmt werden, dass die im Jahresdurchschnitt angesammelten Erträge aus der EEG-Umlage den EEG-Kosten entsprechen.

Als Referenzpreis wird üblicherweise der *Day-ahead*-Preis angenommen. Der Referenzpreis ist hoch, wenn die Nachfrage bezogen auf das Angebot ebenfalls hoch ist. In diesen Zeiten mit hohen Referenzpreisen ist zusätzlich die EEG-Umlage höher und die Nachfrage würde stärker belastet als im gegenwärtigen System. In Zeiten eines niedrigen Referenzpreises, in der Erneuerbare Energien in der Regel einen hohen Anteil an der Stromerzeugung aufweisen, ist der Strompreis niedriger und die Nachfrage würde angereizt werden. Dadurch wird ein Anreiz zur Verlagerung des Energiebedarfs aus Hochpreiszeiten in Niedrigpreiszeiten realisiert beziehungsweise nach der EE-Stromerzeugung ausgerichtet.

⁶⁸ Frontier Economics/BET(2016); Agora (2014)

5.5.1.2 Qualitative und quantitative Bewertung

Finanzierung

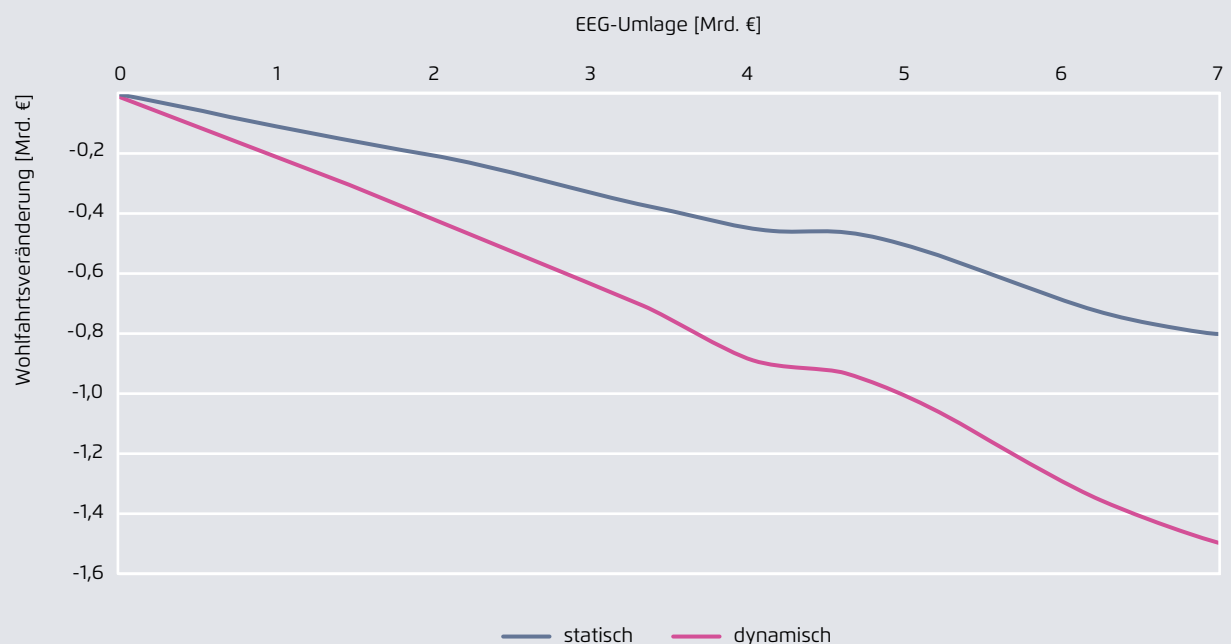
Grundsätzlich ist auch bei der dynamischen EEG-Umlage die Finanzierung der EEG-Kosten gesichert. Der Multiplikator wird so ermittelt, dass die Erlöse aus der dynamischen EEG-Umlage den EEG-Kosten entsprechen. Praktisch ruft dies allerdings eine Reihe von Komplikationen auf. Die Schwierigkeit bei der Ex-ante-Ermittlung des EEG-Multiplikators ergibt sich in der Praxis aus der Bestimmung des intertemporalen Effektes auf die Nachfrageelastizität. Anders als bei der statischen EEG-Umlage muss neben dem Preis-Mengen-Effekt des Referenzpreises nun zusätzlich der EEG-Multiplikator-Effekt unter Einbeziehung der Nachfrageelastizität berücksichtigt werden.

Wenngleich die Finanzierung der EEG-Kosten damit durch eine dynamische EEG-Umlage grundsätzlich gewährleistet ist, so stellt sie doch ein erhebliches Risiko in der Berechnung des „richtigen“ EEG-Multiplikators dar, die in der Praxis zu deutlichen Über- oder Unterdeckungen führen kann beziehungsweise zu damit einhergehenden aufwendigen Anpassungen des Multiplikators.

Volkswirtschaftliche Effizienz

Eine Dynamisierung der EEG-Umlage hat Einfluss auf die Wohlfahrt. Dies ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt. Je höher die EEG-Umlage (beziehungsweise die EEG-Differenzkosten), desto schlechter schneidet die dynamische Umlage im Vergleich zur statischen EEG-Umlage ab. Gegenüber der heutigen statischen EEG-Umlage von 6,88 Cent je Kilowattstunde führt die Dynamisierung der

Wohlfahrtseffekt einer Dynamisierung der EEG-Umlage im Vergleich zum Status quo* Abbildung 39



Eigene Analysen

*Der Verlauf der Kurven in der Abbildung 39 basiert auf teilweise nicht linearen Kreuzpreiselastizitäten, die zu einer zwischenzeitlichen Änderung/Verringerung des prognostizierten Wohlfahrtsverlusts führen.

EEG-Umlage beim gegenwärtigen Niveau der EEG-Umlage zu einem Wohlfahrtsverlust von circa 0,6 Milliarden Euro.⁶⁹

Die Einführung der dynamischen Umlage mit dem 1,06-Fachen des Börsenpreises als Aufschlag führt insbesondere in den Stunden mit hohen Preisen zu einem erheblichen Wohlfahrtsverlust. In diesen Stunden ist die Nachfrage noch relativ elastisch, wodurch hohe Preise und einhergehende hohe Aufschläge zu einem substanziellen Wohlfahrtsverlust führen. In den Mittagsstunden mit hoher Photovoltaikeinspeisung sinken die Preise zwar, aber die ausgeprägte Elastizität führt zu immer noch substanziellen Wohlfahrtsverlusten. In den frühen Morgenstunden sind sowohl die Preise beziehungsweise Aufschläge als auch die Elastizität gering, so dass kaum Wohlfahrtsverluste in Kauf genommen werden müssen.

Die dynamische Umlage führt bei gleichen Wälzungskosten der heutigen statischen EEG-Umlage zu einer Reduktion des jährlichen Stromverbrauchs um 28,4 Terawattstunden beziehungsweise 5,4 Prozent, bei als elastisch angenommenen Kleinverbrauchern (Standardlastprofil-Kunden) um 36,1 Terawattstunden beziehungsweise 6,8 Prozent.

Dies kontrastiert die optimale Ramsey-Besteuerung nach Nachfragepreiselastizitäten und führt nur in Einzelfällen zu optimalen Ergebnissen aus volkswirtschaftlicher Sicht. Dies ist genau dann der Fall, wenn Preishöhen mit Nachfrageelastizitäten positiv korreliert sind. Dies ist im Strommarkt, insbesondere bei steigender Einspeisung durch Erneuerbare, oftmals nicht der Fall. Eine dynamische EEG-Umlage, die sich zumindest nach Nachfrageelastizitäten auf der Basis von Typstunden richtet, wäre hier vorteilhaft. Ähnliches gilt prinzipiell auch für Angebotselastizitäten,

⁶⁹ Der zugrunde liegende Faktor bei der dynamischen EEG-Umlage liegt bei circa 1,06 auf den Strompreis. Dieser wurde auf Basis der gewichteten EEG-Umlage verschiedener Verbrauchergruppen gebildet.

die im Modell berücksichtigt sind, allerdings sind deren empirische Effekte eher gering.

Neben dem Effekt auf die Wohlfahrt hat eine Dynamisierung der EEG-Umlage grundsätzlich auch eine klimaökonomische Wirkung. Diese geht insbesondere von zwei Effekten aus: Durch eine höhere Nachfrage zu Zeiten niedriger Preise wird eine geringere Abregelung von EEG-Anlagen erwartet. Ebenfalls sollten, wie bereits bei den anderen Instrumenten diskutiert, die Elektrifizierung der Wärme- und Verkehrssektoren zunehmen. Die gesamten klimaökonomischen Effekte bezüglich des Primärenergieverbrauchs, des fossilen Primärenergieverbrauchs und der Steigerung des EE-Anteils am Bruttoendenergieverbrauch aus der dynamischen EEG-Umlage sind jedoch sehr gering und liegen zwischen 0 und 0,2 Prozent der jeweiligen Zielerreichung.

Gegenwärtig und auch in naher Zukunft sind keine marktgetriebenen Abregelungen der EE-Einspeisung zu erwarten. Ob dies im Jahr 2030 ebenfalls zutrifft, kann im Rahmen der Studie nicht beantwortet werden. Bei den Analysen wurde die Abregelung von EE-Anlagen aufgrund von Netzengpässen nicht betrachtet.

Verteilungsgerechtigkeit

Wie oben bereits angegeben, bekommen flexiblere Nachfrager durch die Dynamisierung der EEG-Umlage einen stärkeren Anreiz, ihre Nachfrage aus Hochpreisphasen heraus zu verlagern. Aufgrund der aktuellen Vertragsgestaltung erhalten hingegen Standardlastprofilkunden keinen Anreiz zur Lastverschiebung. Diese Nachfragegruppe zahlt derzeit einen gleichbleibenden Strompreis, der sich nicht am Marktpreis zum Zeitpunkt des Verbrauchs orientiert. SLP-Kunden haben zudem zumindest auch aktuell noch keine Möglichkeit zur zeitpunktbezogenen Verbrauchsmessung. Dadurch kann diese Kundengruppe ihren Verbrauch nicht an der jeweiligen Höhe der EEG-Umlage ausrichten und würde (wie auch andere Kunden mit inflexibler Stromnachfrage) systematisch stärker durch die dynamische EEG-Umlage im Vergleich zur statischen EEG-Umlage belastet wer-

den. Eine Änderung der Belieferungsverträge könnte bereits heute dort erfolgen, wo dies wirtschaftlich sinnvoll ist. Im Übrigen werden sich flexiblere Belieferungsverträge erst mittelfristig mit wachsender Durchdringung von sogenannten *Smart Metern* einstellen.⁷⁰

Die Dynamisierung der EEG-Umlage ist mit zusätzlichen (Prognose-)Unsicherheiten und vor allem mit Transaktionskosten für die am Markt agierenden Parteien verbunden. Unter der Annahme, dass die Finanzierung der EEG-Förderkosten wie im Fall der heutigen EEG-Umlage sichergestellt werden soll, kann die Anpassung des zugrunde liegenden Multiplikators auch unterjährig notwendig werden. Dies führt jedoch wiederum zu Anpassungsbedarf sowohl an der Schnittstelle zwischen den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern als auch an der Schnittstelle zu den Endkunden, da diesen die geänderten Strompreise angezeigt werden müssen. Folglich würde die Dynamisierung die Erreichung des Ziels der Finanzierung der EEG-Förderkosten mit erheblichen zusätzlichen Risiken belasten. Diese Umsetzungsprobleme würden den Nutzen einer Dynamisierung der EEG-Umlage einschränken und zumindest die Kosten der Einführung und Ausübung eines solchen Systems an den beschriebenen Schnittstellen nicht unerheblich erhöhen.

Die dynamische EEG-Umlage adressiert die Herausforderung einer ungerechten Verteilung der EE-Förderkosten nicht. Eine Überlastung des Stroms mit Umlagen bleibt somit bestehen.

Rechtliche Umsetzbarkeit

Zur Umsetzung der vorgeschlagenen Dynamisierung müssten die derzeitigen Vorgaben zur EEG-Umlage angepasst werden. Geändert werden müsste § 60

Abs. 1 Satz 3 EEG 2017, wonach jedes Energieversorgungsunternehmen (EVU) für jede von ihm an einen Letztverbraucher gelieferte Kilowattstunde Strom die gleichen Kosten trägt. Folgeanpassungen ergäben sich bei den Regelungen der Erneuerbare-Energien-Verordnung zur Ermittlung und Veröffentlichung der EEG-Umlage.

Finanzverfassungsrechtlich würde eine solche Änderung keine zusätzlichen Schwierigkeiten aufwerfen. Die Belastung der Stromverbraucher (beziehungsweise Stromlieferanten) ließe sich auch im Falle einer dynamisierten EEG-Umlage grundsätzlich mit dem Verursachungsgedanken begründen. Verändert würde lediglich die Kostenverteilung innerhalb der Gruppe der Stromverbraucher (beziehungsweise Stromlieferanten).

Auf unionsrechtlicher Ebene sind keine detaillierten Vorgaben zur Ausgestaltung der EEG-Umlage ersichtlich, die einer Dynamisierung entgegenstehen würden.

5.5.2 Pauschalisierung der EEG-Umlage

5.5.2.1 Motivation und Ausgestaltung

Bei der Dynamisierung der EEG-Umlage wird versucht, die negativen Effekte der statischen Umlage insbesondere für niedrige Strompreise zu verringern.

Ein alternatives Instrument ist die Einführung einer Pauschale. Eine solche Pauschale ist unabhängig vom Verbrauch ein fester Betrag, den jeder Letztverbraucher zahlt. Dadurch beeinflusst dieser Betrag zwar die jährlichen Stromkosten, nicht aber die unterjährige und intertemporale Elastizität der Nachfrage. In anderen Worten, die Grenzkosten des Stromverbrauchs bleiben im Gegensatz zur heutigen Ausgestaltung von der Pauschale unberührt. Ähnlich gestaltet ist beispielsweise die Kraftfahrzeugsteuer, die unabhängig von der tatsächlichen Nutzung erhoben wird. Ähnlichen Charakter weisen auch Rundfunkgebühren oder zweistufige Tarifverträge der Telekommunikationsanbieter auf.

70 Für SLP-Kunden könnte die dynamische EEG-Umlage daher zunächst gegebenenfalls dort optional eingeführt werden, wo eine technische und wirtschaftliche Umsetzung möglich ist, während ansonsten die statische EEG-Umlage beibehalten wird.

Prinzipiell würde ein solches System die Verzerrung des kurzfristigen Nachfrageverhaltens minimieren und die damit einhergehenden Wohlfahrtseinbußen senken. Gegenüber einer Dynamisierung der EEG-Umlage würde eine Pauschalisierung den Wohlfahrtseffekt bei niedrigen Preisen noch weiter erhöhen, gleichzeitig allerdings auch die Wohlfahrt bei hohen Preisen anheben. Prinzipiell würde jegliche Wohlfahrtsreduktion, die durch eine statische oder dynamische EEG-Umlage auftreten würde, vermieden, da hier ein unverzerrtes Preissignal ein optimales kurz- und langfristiges Verhalten anreizt. Durch die Pauschalisierung findet, im Vergleich zur Dynamisierung der EEG-Umlage, keine Verzerrung des Wettbewerbs zwischen Flexibilität auf der Nachfrage- und der Anbieterseite statt. Dies führt insgesamt zu einem effizienteren Investitionsverhalten sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite.

Während die dynamische EEG-Umlage hohe Transaktionskosten für die Umsetzung aufweist und mit zusätzlichen Risiken für Marktparteien verbunden ist, erscheint die Umsetzung einer Pauschale grundsätzlich einfacher zu sein. Dies gilt sowohl für die Netzbetreiber als auch für die anderen Marktteilnehmer.

Ausgestaltung

In der Praxis ist eine reine „Kopfumlage“, die den gleichen Betrag für alle Kunden unerheblich von Struktur und Größe erhebt, nicht durchsetzbar und auch nicht notwendigerweise effizient. Eine Differenzierung der Kundengruppen nach ihrer ökonomischen Zahlungsbereitschaft scheint sinnvoll und erforderlich.

Es wird deshalb vorgeschlagen, unterschiedliche EEG-Pauschalen für verschiedene Kundengruppen einzuführen. So kann die Belastung einzelner Kundengruppen durch die EEG-Umlage im Jahresdurchschnitt der Belastung durch die statische EEG-Umlage angenähert und sozial- beziehungsweise industrie- und umweltpolitische Aspekte können bei der Kundengruppenfestlegung berücksichtigt werden.

Eine erste einfache Ausgestaltungsoption wäre der Bezug der Pauschale auf einen Zählpunkt. In Deutschland gibt es etwa 50,1 Millionen Zählpunkte von Letztverbrauchern (Stand 2015).⁷¹ Eine undifferenzierte durchschnittliche EEG-Umlage würde demnach circa 484 Euro pro Zählpunkt bedeuten, um die EEG-Umlage in Höhe von knapp 25 Milliarden Euro decken zu können. Dies führt insbesondere bei Geringverbrauchern zu einer Mehrbelastung gegenüber dem heutigen System und einer Besserstellung von Großverbrauchern.

Um das Problem der Umverteilung zu umgehen, sind mehrere Alternativen zur Ausgestaltung denkbar. Eine alternative Ausgestaltungsoption wäre die ausschließliche Differenzierung nach den Verbrauchsgruppen. Ein solcher Ansatz würde zu einer stufenförmigen Verteilung der Pauschale als Sprungfunktion nach sich führen. Er hätte einen besonderen Anreiz für die Verbraucher, die am unteren Bereich einer Stufe lägen und durch weitere Reduktion ihres Verbrauches in die nächst niedrigere Stufe wechseln könnten.⁷² Aus unterschiedlichen ökonomischen Veröffentlichungen ist zu erwarten, dass sich die Verbraucher an den resultierenden durchschnittlich zu zahlenden EEG-Umlage orientieren würden. Bei einer Sprungfunktion ist deshalb davon auszugehen, dass Endkunden ihren Verbrauch bei Relevanz der EEG-Kosten an den jeweiligen Preissprüngen orientieren würden. Der Sektorenkopplung wäre damit insofern nicht geschadet, da ein Sprung auf eine höhere Pauschale nicht zu höheren Betriebskosten für Wärmeerzeugung oder für bestimmte Fahrleistung im Vergleich mit konventionellen Energieträgern führen würde. Damit würde die Investition in stromgeführte Wärmeerzeugung oder Elektrofahrzeuge nicht beeinflusst. Die Differenzierung der Pauschale nach Verbrauchsgruppen ist jedoch mit der

71 BNetzA (2016)

72 Am oberen Rand innerhalb der Stufe sinkt hingegen der Effizienzanreiz gegebenenfalls im Vergleich zur heutigen EEG-Umlage, da sich dieser nicht unmittelbar positiv monetär niederschlägt.

Herausforderung der Definition der Verbrauchsgrenzen verbunden. Sowohl die Verbrauchsgrenzen als auch die Anzahl der Verbrauchsgruppen sind arbiträr. Eine weitere Möglichkeit eine Differenzierung der Pauschalen vorzunehmen, ist die Differenzierung der Höhe nach Netzebenen. Alle an einer Netzebene angeschlossenen Kunden entrichten einen identischen Betrag unabhängig von ihrem Verbrauch. Diesen Ansatz verfolgt Österreich. Gegenwärtig beträgt die Ökostrompauschale in Österreich:

Ökostrompauschale in Österreich Tabelle 8

Netzebenen	Pauschale: Euro pro Zählpunkt und Jahr
Netzebene 1–4	104.444
Netzebene 5	15.517
Netzebene 6	955
Netzebene 7	33

Eigene Analysen

Die restlichen Kosten der Ökostromförderung in Österreich werden in Form von Leistungs- und Arbeitsentgelten (und Netzverlusten) verteilt. Bei nicht leistungsgemessenen Kunden wird statt einem leistungsbezogenen Entgelt eine additive Pauschale in Höhe von 6,74 Euro je Zählpunkt erhoben.

Eine weitere Möglichkeit der Differenzierung der Pauschalen kann auf Basis der angeschlossenen Leistung am Anschlusspunkt erfolgen. Je größer die Anschlussleistung ist, desto höher ist auch die Pauschale.

Es sind viele Ausgestaltungsoptionen für die Pauschalisierung vorhanden, die weiter untersucht werden müssten. Über die Basis für die Bestimmung einer Pauschale sollte letztlich ein gesellschaftlicher Konsens erzielt werden. Wenn dieser erreicht wird, erscheinen die Umsetzung und die damit verbundenen Risiken und Transaktionskosten relativ gering zu sein.

5.5.2.2 Qualitative und quantitative Bewertung Finanzierung

Wie bei der dynamischen EEG-Umlage wird auch bei der pauschalen EEG-Umlage die Umlage so bestimmt, dass die Jahreskosten erwirtschaftet werden. Anders allerdings als bei einer Dynamisierung sind bei der pauschalen EEG-Umlage die Prognoserisiken und die damit verbundenen Transaktionskosten um ein Vielfaches niedriger. Des Weiteren besteht auch in diesem System ein Anreiz für Kunden, in die nächst tiefere Gruppe durch Reduktion des Energieverbrauchs zu wechseln, um Kosten zu sparen. Die Höhe der EEG-Pauschale ist jedoch mit einer deutlich höheren Prognosesicherheit festzulegen. Die Pauschalisierung der EEG-Umlage erfüllt damit das Kriterium der Finanzierung in hohem Maße.

Volkswirtschaftliche Effizienz

Grundsätzlich kann durch eine Pauschalisierung der EEG-Umlage der gleiche Wohlfahrtseffekt erreicht werden, der bereits oben durch den Wegfall der EEG-Umlage ermittelt wurde, nämlich circa 0,8 Milliarden Euro. In der Praxis würde dieser Wohlfahrtseffekt allerdings geringer ausfallen. Es ergibt sich eine wohlfahrtssteigernde Wirkung ausschließlich aus der Vermeidung einer Verzerrung einer kurzfristigen Nachfrageelastizität. Die langfristige Beeinflussung der Nachfrage würde allerdings bestehen bleiben. Diese hat ja auch den positiven Effekt auf die Energieeffizienz, die mit dem Effekt der heutigen EEG-Umlage vergleichbar wäre. Gleichzeitig werden sich flexible Endverbraucher innerhalb der Verbrauchsgrenzen einer Pauschallösung weiterhin optimieren, beispielsweise durch die Verschiebung der Nachfrage aus Hochpreiszeiten in Niedrigpreiszeiten wie es auch bei der dynamischen EEG-Umlage dargestellt ist. Der positive Effekt einer Pauschale auf die Sektorenkopplung bleibt demnach auch bei der Einführung einer Pauschale bestehen.

Wie auch bei der dynamischen EEG-Umlage so auch bei der Pauschale sind sowohl kurz- als auch langfristige keine nennenswerten klimaökonomischen Effekte zu erwarten. Die Quantifizierung zeigt, dass beide Instrumente mit etwa 0 bis 0,5 Prozent zur jeweiligen Zielrichtung beitragen.

Verteilungsgerechtigkeit

Bei der Ausgestaltung einer Pauschalisierung der EEG-Umlage müssen verschiedene politische Zielrichtungen berücksichtigt werden. Bei einer Gestaltung der EEG-Pauschale auf Basis von Verbrauchsgruppen kann die Belastungshöhe einzelner Verbrauchergruppen unter Berücksichtigung sozial- oder industrie- und umweltpolitischer Faktoren angepasst werden. Dies gilt auch, wenn eine andere Basis als Verbrauchsgruppen (wie beispielsweise Netzebenen) für die Bestimmung der EEG-Pauschalen angewendet wird.

Weder die dynamische EEG-Umlage noch die EEG-Pauschale adressieren die Herausforderung der überhöhten Belastung des Stroms durch Umlagen. Damit tragen beide Lösungsansätze nur bedingt zur Erreichung einer besseren Verteilungsgerechtigkeit über die Sektoren hinweg bei.

Rechtliche Umsetzbarkeit

Zur Umsetzung der vorgeschlagenen Pauschalisierung müsste, ebenso wie im Falle einer Dynamisierung, § 60 Abs. 1 Satz 3 EEG 2017 geändert werden, wonach jedes Energieversorgungsunternehmen für jede von ihm an einen Letztverbraucher gelieferte Kilowattstunde Strom die gleichen Kosten trägt. Entsprechend anzupassen wären die Regelungen der Erneuerbare-Energien-Verordnung zur Ermittlung und Veröffentlichung der EEG-Umlage.

Finanzverfassungsrechtlich würde auch eine Pauschalisierung keine zusätzlichen Schwierigkeiten aufwerfen. Die Belastung der Stromverbraucher (beziehungsweise Stromlieferanten) ließe sich weiterhin grundsätzlich mit dem Verursachungsgedanken begründen. Verändert würde lediglich die

Kostenverteilung innerhalb der Gruppe der Stromverbraucher (beziehungsweise Stromlieferanten).

Auf unionsrechtlicher Ebene sind keine detaillierten Vorgaben zur Ausgestaltung der EEG-Umlage ersichtlich, die einer Pauschalisierung entgegenstehen würden. Bedenken aus dem Gesichtspunkt der Energieeffizienz erscheinen ebenfalls nicht begründet. Zum einen ist grundsätzlich davon auszugehen, dass der Effekt auf die langfristige Energieeffizienz vergleichbar mit der heutigen statischen EEG-Umlage ist. Zum anderen bestehen keine zwingenden Vorgaben zur Berücksichtigung der Energieeffizienz im Rahmen der Ausgestaltung der EEG-Umlage. Darüber hinaus hat die Pauschalisierung der EEG-Umlage zugleich positive Effekte, insbesondere durch Vermeidung einer Verzerrung der kurzfristigen Nachfrageelastizität und durch Begünstigung der Sektorenkopplung.

5.5.3 Exkurs: Anpassung der KWKG-Umlage

Neben der EEG-Umlage erhöht auch die KWKG-Umlage die Kosten des Stromverbrauchs. Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird gefördert, um die Effizienz des Primärenergieeinsatzes sowohl zu Wärme- als auch zur Stromproduktion zu steigern.

Bei der Berechnung der Zuordnung der verwendeten Primärenergien auf Wärme oder Strom wird der sogenannte Primärenergiefaktor zugrunde gelegt. Die Berechnungsvorschrift des Primärenergiefaktors Wärme besagt, dass von der gesamten Primärenergie, die in die Kraft-Wärme-Kopplungsanlage einfließt, der Primärenergieanteil des Stroms abgezogen wird. Zur Berechnung des Primärenergieanteils Stroms wird ein „üblicher“ Primärenergieeinsatz von Kraftwerken verwendet. In Konsequenz führt dies dazu, dass bei der Berechnung des Primärenergiefaktors die gesamten Effizienzgewinne, die durch die gekoppelte Erzeugung von Wärme und Strom entstehen, der Wärme zugeordnet werden.

Folgt man dieser Logik, so wäre es schlüssig, auch die Kosten der KWK-Förderung der Wärme zuzuordnen. Ob dies gerechtfertigt ist, kann im Rahmen dieser Studie nur schwer beurteilt werden. Zumindest ist es zu hinterfragen, ob die Anforderungen an eine Verteilungsgerechtigkeit im Sinne der Verursachergerechtigkeit erfüllt sind, wenn lediglich Stromkunden die Kosten der KWK-Förderung tragen.

Aufgrund des im Vergleich mit dem zu den anderen Umlagen und Steuern eher geringen Aufkommens für die KWK-Förderung – die in ihrem Umfang nur fünf Prozent der EEG-Umlage entspricht, wird von der Entwicklung von Verbesserungsvorschlägen abgesehen.⁷³ Bei einer Finanzierung der EEG-Umlage durch den Bundeshaushalt wäre es durchaus möglich, auch die KWKG-Umlage aufzuheben und durch den Bundeshaushalt finanzieren zu lassen. Dies hätte neben geringfügigen volkswirtschaftlichen Vorteilen vor allem den Vorteil einer weiteren Vereinfachung des Umlagensystems.

5.6 Zusammenfassende Bewertung

Die Bewertung der diversen Instrumente, die in Kapitel 4 durchgeführt wurde, sind in Abbildung 40 zusammengefasst.

Rein formal wird das Hauptziel der Finanzierung der Netz- und Förderkosten mit allen Instrumenten erreicht. Allerdings stellt sich insbesondere bei zusätzlicher Belastung des Bundeshaushalts die Frage, ob diese überhaupt realisierbar ist beziehungsweise akzeptiert wird. Wie die Mehrbelastung des Bundeshaushalts finanziert werden kann, ist nicht Bestandteil der Analysen im Rahmen dieser Studie und sollte gesondert diskutiert werden.

Die Finanzierung der Umlagen durch den Bundeshaushalt ist ökonomisch besonders vorteilhaft.

Gleiches gilt für die EEG-Pauschale, die die nachfrageseitigen Verzerrungen minimiert. Beide Instrumentengruppen führen zu signifikanten jährlichen Wohlfahrtsgewinnen.

Eine Dynamisierung der EEG-Umlage ist in der untersuchten Ausgestaltung volkswirtschaftlich nicht vorteilhaft, weil gegebenenfalls sogar Wohlfahrtsverluste zu erwarten sind. Der Wohlfahrtsverlust ist darauf zurückzuführen, dass die negative Beeinflussung der Nachfrage bei hohen Großhandelspreisen größer ist als die positive Beeinflussung bei niedrigen Großhandelspreisen. Ebenfalls muss beachtet werden, dass bei einer Dynamisierung der EEG-Umlage signifikante Umsetzungsrisiken entstehen, die die Kosten der EEG-Förderung erhöhen werden. Durch Modifikationen der Ausgestaltung können die negativen Einflüsse verringert werden, wobei dadurch der Komplexitätsgrad deutlich steigen kann.

Nahezu alle untersuchten Instrumentengruppen haben nur einen moderaten Einfluss auf die klimaökonomischen Ziele. Dabei muss beachtet werden, dass sich die Analyse im Wesentlichen auf die Effekte beschränkt, die sich durch eine Anhebung oder Absenkung des Strompreises ergeben, der durch eine Veränderung des Umlagesystems verursacht wird. Damit stehen vor allem die Elektrifizierung des Wärmesektors beziehungsweise der Einfluss des Strompreises auf den Bruttostromverbrauch im Mittelpunkt der Analysen.

Vertiefte Aussagen zur Elektrifizierung des Verkehrssektors aufgrund der Strompreisveränderungen können nicht getroffen werden, da zum gegenwärtigen Zeitpunkt und für die nahe Zukunft noch nicht abgeschätzt werden kann, in welchem Ausmaß Strompreisveränderungen tatsächlich die Elektrifizierung des Verkehrssektors fördern.

Weitergehende Rückwirkungen auf das Stromnetz und dessen Kosten, auf die EE-Förderung oder das Akteursverhalten wurden nicht untersucht. Eine effektive klimawirksame Lenkungswirkung lässt sich

73 Netztransparenz.de (2017). Die KWK-Umlage wird 2017 1,283 Milliarden Euro betragen.

Zusammenfassende Bewertung der Reforminstrumente für das Netzentgelt-, Steuer- und Umlagesystem in Hinblick auf die zu erreichenden Hauptziele

Abbildung 40

Wirkungen/ Effekte ggü. heutigem Umlagen- und Steuersystem	Instrumente					
	Reduktion des Strompreises durch Finanzierung der EEG-Kosten durch den Bundeshaushalt	CO ₂ -orientierte Bepreisung	Reduktion des Strompreises durch Umlagen im Wärme- und Verkehrssektor		Änderung der Preissystematik der EEG-Umlage	
			Kleine Sektorkopplung	Umfassende Sektorkopplung	Pauschalisierung	Dynamisierung
Belastung des Bundeshaushaltes	Belastung p.a.: +25 Mrd. € (2015), +17 Mrd. € (2030)	Belastung p.a.: +8,5 Mrd. € (2015), +7-11 Mrd. € (2030)	keine Be- oder Entlastung des Bundeshaushaltes	keine Be- oder Entlastung des Bundeshaushaltes	keine Be- oder Entlastung des Bundeshaushaltes	keine Auswirkung, aber signifikante Prognoserisiken
Wohlfahrt	ca. +0,8 Mrd. € p.a. (2015), zukünftig sinkend	ca. +0,5 Mrd. € p.a., zukünftig ähnlich	±0 %	ca. +0,5 Mrd. €, zukünftig sinkend	ca. +0,8 Mrd. € p.a., zukünftig sinkend	-0,6 Mrd. € p.a.
Primärenergieverbrauch (approximiert für Effizienzziel)	ca. -1,5%–+0,5 % (2015), ca. -2%–+0,5 % (2030)					
Fossiler Primärenergieverbrauch (approximiert für CO₂-Ziel)	ca. -2%–0 % (2015) ca. -3%–0 % (2030)					
EE-Anteil an Bruttoenergieverbrauch (approximiert für EE-Ziel)	ca. 0%–+ 4 % (2015) ca. 0%–+ 3 % (2030)					
Verteilungsgerechtigkeit	→ Erfüllung des Prinzips der Vorteilsnahme → soziale Gerechtigkeit durch Steuersystem erfüllbar	→ verursachergerecht, falls EE-Förderung durch Vermeidung von CO ₂ -Emissionen begründet → Ausnahme-tatbestände erforderlich	→ Alle Sektoren tragen anteilig die EE-Kosten im Strom → Kosten des überdurchschnittlich hohen EE-Anteils verbleiben im Stromsektor	→ Kostentragung nicht notwendigerweise verursachergerecht oder dem Vorteilsprinzip folgend	→ Grenzen der Pauschalisierungsklassen müssen im Konsens abgestimmt werden → Ausnahme-tatbestände möglich → überhöhte Belastung des Strompreises bleibt grds. bestehen	→ Kostentragung nicht notwendigerweise verursachergerecht oder dem Vorteilsprinzip folgend
Umsetzbarkeit und Good Governance	→ rechtlich und praktisch umsetzbar → Zweckbindung von Steuereinnahmen möglich	→ Durch begründete Teilfinanzierung aus dem Bundeshaushalt kann das Risiko einer Beihilfeinstufung der EEG-Förderung verringert werden. → O ₂ -Orientierung rechtlich wahrscheinlich umsetzbar	→ Finanzierungsverantwortung rechtlich problematisch	→ Finanzierungsverantwortung rechtlich problematisch → zusätzliche Bedenken durch steigendes Umlagevolumen	→ rechtlich wahrscheinlich umsetzbar → Ausgestaltungskonzept noch zu entwickeln	→ rechtlich wahrscheinlich möglich → praktisch hoch komplexe Abwicklung

Eigene Darstellung

nur mit der CO₂-basierten Bepreisung erzielen, allerdings auch nur dann, wenn dieser bei der Stromproduktion erhoben wird. Eine kurzfristige Umsetzung der CO₂-basierten Bepreisung bei der Stromproduktion erscheint jedoch unrealistisch.

Dass der Beitrag zur klimapolitischen Lenkung der untersuchten Instrumente gering ausfällt, ist eine interessante Erkenntnis, da oftmals eine Anpassung des Umlagen- und Steuersystems zur Erreichung der klimapolitischen Ziele gefordert wird. Die betrachteten Instrumente sind in der untersuchten Ausgestaltung und Höhe folglich nicht maßgeblich zur Erreichung der Ziele. Um die klimapolitischen Ziele zu erreichen, sind weitergehende Instrumente notwendig, wie die Förderung der Energieeffizienz, ein wirksamer CO₂-Preis zur Vermeidung klimaschädlicher Emissionen insbesondere bei der Stromerzeugung und die Förderung Erneuerbarer Energien.

Eine Reform der Steuern und Umlagen ist dennoch ratsam und notwendig als Voraussetzung zur kostengünstigen Erreichung der klimapolitischen Ziele. Denn die Elektrifizierung des Wärme- und des Verkehrssektors durch die Sektorenkopplung bewirkt Wirkungsgradsteigerungen durch elektrische Anwendungen wie Wärmepumpen und Elektromotoren. Durch diese effizienteren Anwendungen lassen sich (fossile) Energieträger einsparen. Wie die hier vorgelegten Untersuchungen zeigen, bremst das aktuelle System von Steuern und Umlagen die Verwendung von Strom in anderen Sektoren.

Um den vorgeschlagenen Klimaschutzpfad zur Erreichung der Klimaschutzziele zu folgen, muss sich die Wärmewende laut Agora Energiewende⁷⁴ auf drei Pfeiler stützen:

- Energieeffizienz
- CO₂-arme Wärmenetze und
- objektnahe Erneuerbare Energien

Dazu sind konkret die folgenden Entwicklungen notwendig:

- Erhöhung der Anzahl der installierten Wärmepumpen
- Ausbau der (Fern-)Wärmenetze
- Erhöhung der Gebäudesanierungsrate auf mindestens zwei Prozent pro Jahr mit hoher Sanierungstiefe
- Anpassung der Erneuerbare-Energien-Ziele auf einen Anteil von mindestens 60 Prozent am Bruttostromverbrauch

Durch eine Reduktion der EEG-Umlage kann insbesondere die Elektrifizierung des Wärmesektors unterstützt werden. Der Ausbau von Fernwärmenetzen, Steigerung von Gebäudeeffizienzmaßnahmen und die Erreichung erhöhter EE-Ausbauziele werden dadurch allerdings nicht beeinflusst.

Bezüglich der Erreichung der Verteilungsgerechtigkeit fallen vor allem zwei Systeme ins Auge. Die Finanzierung der EEG-Kosten durch den Bundeshaushalt erfüllt die Anforderungen der Verteilungsgerechtigkeit in hohem Maße. Im Sinne des Vorteilsgedankens profitiert die gesamte Gesellschaft von Erneuerbaren Energien. Eine Kostentragung durch den Steuerzahler scheint deshalb durchaus gerechtfertigt.

Die Dynamisierung der EEG-Umlage erfüllt dagegen die Verteilungsgerechtigkeit nur teilweise. Insbesondere die Kostentragung der EEG-Kosten durch die Stromverbraucher, die zu Zeiten geringer EE-Einspeisung Energie nachfragen, kann weder durch das Verursacherprinzip gerechtfertigt noch durch den Vorteilsgedanken begründet werden.

Alle anderen Instrumente lassen sich in der einen oder anderen Weise im Sinne einer wachsenden Verteilungsgerechtigkeit begründen, wobei diese Begründung in der Regel nicht zu einer eindeutigen positiven oder negativen Bewertung führt.

74 Agora (2017b)

Bei der Umsetzbarkeit tritt insbesondere eine Instrumentengruppe hervor, deren Instrumente sich rechtlich gut umsetzen lassen: Die Finanzierung durch den Bundeshaushalt. Die Finanzierung durch den Bundeshaushalt scheint rechtlich und praktisch möglich, sofern die gesamten Kosten aus dem EEG-Haushalt finanziert werden beziehungsweise eine Teilfinanzierung objektiv begründbar ist. Sie ist deutlich kritischer zu beurteilen, wenn eine teilweise Finanzierung der EEG-Kosten aus dem Bundeshaushalt sich nicht durch eine Abgrenzung der Profiteure rechtfertigen lässt. In diesem Fall zeigt sich, dass eine teilweise Finanzierung durch den Bundeshaushalt „beliebig“ mit dem Instrument der EEG-Umlage austauschbar ist. Dies würde die Fortführung der heutigen EEG-Umlage gefährden.

Kritisch ist die Dynamisierung der EEG-Umlage zu beurteilen. Wenngleich sie rechtlich möglich ist, so ist die praktische Umsetzbarkeit sehr schwierig. Die mit der Bestimmung des EEG-Multiplikators verbundenen Risiken könnten erhöhte (Transaktions-) Kosten bei den Marktparteien – den involvierten Übertragungsnetzbetreibern oder den Händlern, Lieferanten und bilanzkreisverantwortlichen Parteien – führen, vor allem, wenn es aufgrund von Liquiditätsproblemen zur unterjährigen Anpassung des Multiplikators kommt. Die Umsetzung der pauschalierten EEG-Umlage wäre indes relativ einfach, wenn ein gesellschaftlicher Konsens über die Ausgestaltung des EEG-Pauschalisierungskonzepts erreicht wird.

Weiterhin werden bei der umfassenden Sektorenkopplung rechtliche Probleme in der Übernahme der Finanzierungsverantwortung gesehen. Dies gilt umso mehr, da hier das Umlagevolumen gegenüber der kleinen Sektorenkopplung größer ist.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass keines der Instrumentengruppen einen Königsweg bietet. Ein sinnvoller Reformansatz wird sich daher aus verschiedenen Instrumenten zusammensetzen müssen.

6. Anhang

6.1 Wohlfahrtsberechnung – Konzept, Annahmen und Einangsdaten

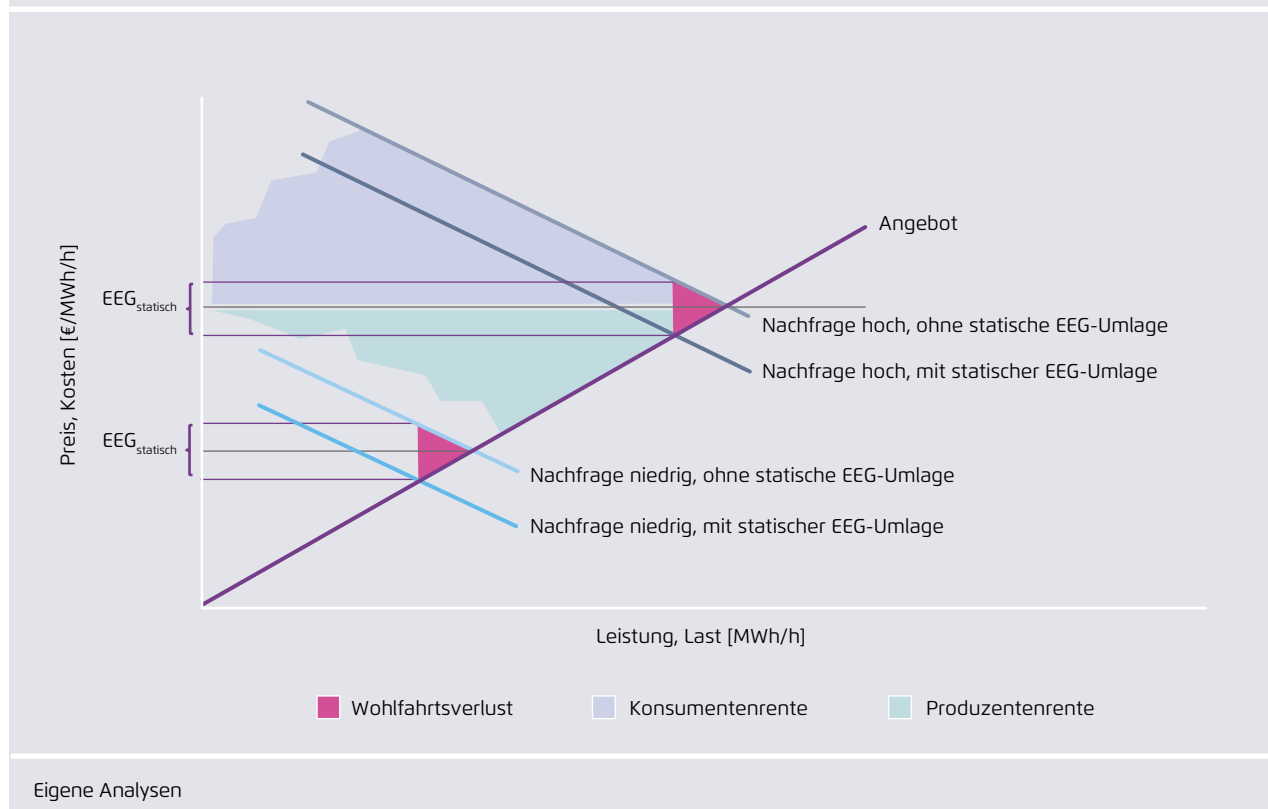
Die Wohlfahrtsberechnungen für den Stromsektor folgen den Prinzipien der Rentenmessung. Wie von Hicks (1956) gezeigt, lässt sich die Wohlfahrt als Marshall'sche Wohlfahrt als Differenz aus der aggregierten Nachfragefunktion und der kurzfristigen Angebotsfunktion schätzen.⁷⁵ Es ergibt sich folgendes Bild für die Messung der strommarktbezogenen, partiellen Wohlfahrt bei Vorhandensein einer EEG-Umlage.

⁷⁵ Hicks, J. R. (1956)

Abgebildet sind zwei verschiedene mögliche Lastausprägungen zu einem Zeitpunkt. Die Konsumentenrente wird als aggregierte Differenz zwischen Nachfragefunktion und Marktpreis, die Produzentenrente als Differenzaggregat zwischen Angebotsfunktion und Marktpreis berechnet. Die Nachfragekurve wird durch die EEG-Umlage gesenkt: Bei der statischen Umlage entstehen im linearen Modell sowohl bei hoher als auch bei niedriger Last die gleichen Wohlfahrtsverluste (pinkes Dreieck) durch die Umlage. Wird die Umlage erhöht, so vergrößert sich der Wohlfahrtsverlust. Wenn nun in der Realität die Elastizitäten in beiden Situationen unterschiedlich sind, wird es folglich auch zu stärkeren beziehungsweise schwächeren Verzerrungswirkungen (Wohlfahrtsverlusten) kommen.

Veränderung der Wohlfahrt im Strommarkt bei Zahlung der statischen EEG-Umlage durch die Nachfrage

Abbildung 41



Empirischer Ansatz

Die Elastizitäten beziehungsweise die Lage und Steigung der Nachfragekurve sind entscheidend für die Gesamtbewertung zur Veränderung der Wohlfahrt und des Verbrauchs. Für die Analysen wurde ein ökonometrisches Modell entwickelt, das mithilfe von Preiselastizitäten der Nachfrage die Beantwortung der in der Studie gestellten Fragen ermöglicht. Die ökonometrischen Schätzungen erfolgen auf Basis von ENTSO-E-Daten zur physischen Erfüllung sowie von kommerziellen Handelsdaten der EPEX. Es wurde ein Verfahren von Bigerna und Bollino (2015) zur Schätzung der stündlichen Eigenpreis- und Kreuzpreiselastizitäten verwendet.

- Kreuzpreiselastizitäten sind insbesondere dann wichtig, wenn die Veränderungen zwischen den Stunden betrachtet werden sollen. Beispielsweise bildet die Eigenpreiselastizität einen Mengeneffekt in Stunde 12 ab, der auf eine Preiserhöhung in Stunde 12 folgt, während ein Mengeneffekt in Stunde 1 einer Preiserhöhung in Stunde 1 folgen würde. Eine Kreuzpreiselastizität bildet hingegen einen Mengeneffekt in Stunde 1 ab, der einer Preiserhöhung in Stunde 12 folgt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass dieser sich von einem Mengeneffekt in Stunde 12 unterscheidet, der auf eine Preiserhöhung in Stunde 1 folgt.
- Die Elastizitäten werden mittels einer Regression geschätzt. Fokus sind kurzfristige Preiselastizitäten. Für langfristige Preiselastizitäten werden Annahmen getroffen, die auch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) bei Betrachtung der Auswirkungen heranzieht. Das BMWi stützt sich hierbei auf Abschätzungen von Prognos⁷⁶. Die Regressionsgleichung erklärt die Nachfrage in jeder Stunde durch zwei Variablen: den Preis in der gleichen Stunde sowie das Verhältnis der Preise in den übrigen Stunden des Tages zum Preis in der jeweiligen Stunde. Alle Preise und Mengen werden dabei als logarithmierte Werte verwendet. Mittels der berechneten Koeffizien-

ten werden die Eigenpreiselastizitäten sowie die Kreuzpreiselastizitäten ausgerechnet. Es werden hierbei lineare Funktionen für die Nachfrage berechnet.

- Zur Berechnung der Angebotselastizitäten wurden die in Deutschland vorhandenen Kraftwerke der BNetzA-Kraftwerksliste benutzt, um eine *Merit-Order* zu schätzen. Dazu wurden Kohle- und Gaspreise sowie typische Wirkungsgrade verwendet. Kraftwerksausfälle wurden berücksichtigt. Die Angebotskurve verläuft deutlich flacher als die Nachfragekurve.
- Die so geschätzten Werte beziehen sich lediglich auf die Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM), die heute bereits prinzipiell die Möglichkeit haben, auf kurzfristige Preisinformationen zu reagieren. Die heute vorhandenen Kunden ohne Leistungsmessung, hauptsächlich Haushaltskunden, sind in der Grundspezifikation als unelastisch angenommen. Den Ergebnissen aus der Studie *Modellstadt Mannheim* (2013) folgend, wurden circa 50 beziehungsweise 90 Prozent maximale Elastizität der RLM-Kunden unterstellt. Die sich tatsächlich einstellende Reagibilität der Nicht-RLM-Kunden ist von vielen Faktoren abhängig und kann deshalb nicht seriös vorhergesagt werden. Eine Sensitivitätsanalyse der Wohlfahrtsauswirkungen in Abhängigkeit der Reagibilität der Nicht-RLM-Kunden ist deshalb notwendig, hat im Ergebnis aber kaum Auswirkungen auf die Höhe der aggregierten Wohlfahrt – eher wohl allerdings auf die Verteilung: Sind die Kunden elastischer, werden circa 300 Millionen Euro pro Jahr mehr an die Stromerzeuger verteilt – konventionell und erneuerbar.

Datenbasis

Es wurden folgende Daten in der Schätzung verwendet.

76 Prognos (2013)

Annahmen und verwendete Daten zum Strommarkt

Tabelle 9

Getroffene Annahmen für die Modellierungen im Stromsektor	Quellen
Angebotsseite/Merit Order: installierte Kapazitäten und Preise, erneuerbaren Einspeisung	IST: EEX Transparency, BNetzA Kraftwerksliste 2030: NEP
Nachfrageseite: Elastizitäten	IST: EEX Transparency und eigene Berechnungen, Prognos 2030: Modifikation heutiger Daten entsprechend Reformansätzen/Bandbreiten von Elastizitäten für Haushalte/Industrie (bisher „Modellstadt Mannheim“)
Nachfrageseite: Niveau, Anteil Haushalte und Industrie	IST: ENTSO-E, BNetzA, Modellstadt Mannheim 2030: Modifikation entsprechend Reformansätzen/Bandbreiten für Haushalte und Industrie
Abbildung Steuern, Abgaben und Umlagen: Ausnahmetatbestände, Eigenversorgung	IST: BNetzA 2030: entsprechend Reformansätzen
Wohlfahrtsberechnung: Erhebungseffizienzverluste alternativer Quellen	IST: RWI 2003 2030: RWI 2003

Eigene Darstellung

6.2 Rechtliche Bewertung einer Haushaltsfinanzierung der EEG-Förderung

6.2.1 Umstellung der EEG-Förderung auf eine vollständige oder teilweise Haushaltsfinanzierung

Die Kosten der EEG-Förderung werden bislang über die EEG-Umlage von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, sowie teilweise auch unmittelbar von bestimmten Letztverbrauchern aufgebracht. Die Umstellung auf eine Haushaltsfinanzierung wäre grundsätzlich möglich. Im Ausgangspunkt entspricht es dem finanzverfassungsrechtlichen Grundkonzept, öffentliche Aufgaben wie den Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien aus Steuermitteln oder gegebenenfalls sonstigen Bundesmitteln zu finanzieren („Steuerstaat“). Auch ein späterer Wechsel von der Umlage- auf die Haushaltsfinanzierung ist grundsätzlich von der gesetzgeberischen Gestaltungsfreiheit gedeckt. Nach der Rechtsprechung des BVerfG steht dem Gesetzgeber bei der Umgestaltung komplexer Regelungssysteme grundsätzlich ein weiter

Gestaltungsspielraum zu.⁷⁷ Die dem Steuergesetzgeber zustehende Gestaltungsfreiheit umfasst laut Verfassung die Befugnis, neue Regeln einzuführen, und zwar bei einem Systemwechsel, auch ohne durch Grundsätze der Folgerichtigkeit an frühere Grundentscheidungen gebunden zu sein.⁷⁸

Fraglich erscheinen könnte lediglich, ob die Umstellung auf eine Haushaltsfinanzierung auch dann zulässig ist, wenn die Finanzierung in finanzverfassungsrechtlich zulässiger Weise einer bestimmten anderen Personengruppe als den Steuerzahlern durch eine Umlage auferlegt werden kann. Eine solche Umlagefinanzierung ist für die EEG-Umlage von der herrschenden Meinung als zulässig anerkannt, wobei die Belastung der Stromverbraucher beziehungsweise ihrer Lieferanten verbreitet auf den Verursachungsgedanken gestützt wird.⁷⁹ Ausgehend

⁷⁷ BVerfG v. 14.06.2016, 2 BvR 290/10, Rn. 42 (zur Anerkennung von Werbungskosten)

⁷⁸ BVerfG v. 09.12.2008, 2 BvL 1, 2/07, 1, 2/08, BVerfGE 122, 210, 242 (zur Pendlerpauschale)

⁷⁹ vgl. die Gesetzesmaterialien zum EEG 2000, BT-Dr.

von dem finanzverfassungsrechtlichen Grundkonzept der Steuerfinanzierung öffentlicher Aufgaben kann aber auch hieraus nicht die Unzulässigkeit einer Haushaltsfinanzierung hergeleitet werden. Für einen Vorrang der Umlagefinanzierung gibt es keine verfassungsrechtliche Grundlage. In diesem Sinne wird etwa darauf hingewiesen, dass die Möglichkeit einer Steuerfinanzierung der EEG-Förderung die Erforderlichkeit des Eingriffs in Grundrechte der durch die EEG-Umlage Belasteten nicht entfallen lässt,⁸⁰ was die alternative Zulässigkeit einer Steuerfinanzierung gedanklich voraussetzt. Im Übrigen ist auch bei der Erhebung von Gebühren für die Erbringung individuell zurechenbarer öffentlicher Leistungen eine vollständige Kostendeckung des Verwaltungsaufwands durch Gebühren nicht zwingend, sondern eine ergänzende Finanzierung durch Steuern möglich.⁸¹

Gesondert zu betrachten ist eine etwaige Teilfinanzierung der EEG-Förderung aus dem Bundeshaushalt bei Finanzierung des restlichen Anteils über eine verringerte EEG-Umlage. In Betracht kommt eine solche teilweise Haushaltsfinanzierung etwa für den Anteil der Kosten, um den stromkostenintensive Unternehmen und Schienenbahnen im Rahmen der besonderen Ausgleichsregelung nach §§ 63 ff. EEG 2017 von der EEG-Umlage entlastet werden. Das Förderziel wäre insoweit die klimaschutzorientierte Entlastung von Unternehmen im internationalen oder intermodalen Wettbewerb. Diskutiert wird eine teilweise Haushaltsfinanzierung auch für den Anteil der Fördermittel (vor allem aus der Anfangsphase), die als Innovationsförderung angesehen werden könnten.⁸² Im Ergebnis würde bei der Wahl des Finanzierungsinstrumentes nach den unterschiedlichen Förderzie-

len differenziert: Der Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien würde umlagefinanziert, während die klimaschutzorientierte Entlastung von Unternehmen im internationalen oder intermodalen Wettbewerb beziehungsweise die Innovationsförderung aus dem Haushalt finanziert würde. Die unterschiedlichen Förderziele bieten angesichts der gesetzgeberischen Gestaltungsfreiheit eine hinreichende Grundlage für eine differenzierte Ausgestaltung der Finanzierung. Daher ist auch eine solche Teilfinanzierung der EEG-Förderung aus Haushaltsmitteln grundsätzlich zulässig und kann nachträglich eingeführt werden.

Hinsichtlich der verbleibenden (verringerten) EEG-Umlage ist von Bedeutung, ob eine Aufkommenswirkung zugunsten der öffentlichen Hand zu bejahen und daraus deren Charakter als unzulässige Sonderabgabe abzuleiten wäre.⁸³ Für die derzeitige Ausgestaltung der EEG-Umlage wird eine Aufkommenswirkung zugunsten der öffentlichen Hand und damit eine Sonderabgabe ganz überwiegend abgelehnt.⁸⁴ Im Falle einer teilweisen Haushaltsfinanzierung der EEG-Förderung stellt sich allerdings die Frage, ob die Kombination von Haushaltsmitteln und Umlage nunmehr zur Konsequenz hätte, dass für die EEG-Umlage eine Aufkommenswirkung zugunsten der öffentlichen Hand zu bejahen wäre. Der Umlagemechanismus bleibt aber für die verringerte EEG-Umlage qualitativ unverändert, sodass kein rechtlicher Ansatz-

14/2776, S. 20, 24, und zum EEG 2004 BT-Dr. 15/2864, S. 20, 24, 48; aus der Literatur etwa Britz/Müller, RdE 2003, 163, 170; Gawel, DVBl. 2013, 409, 416

80 Altrock/Oschmann in Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, Einf. Rn. 74, ebenso Sailer/Kantenwein in Reshöft/Schäfermeier, EEG, Einleitung Rn. 160 f.

81 Kloepfer, Finanzverfassungsrecht, § 2 Rn. 28

82 zu Letzterem vgl. Matschoss/Töpfer (2015)

83 zu den finanzverfassungsrechtlichen Bedenken gegen eine entsprechende Sonderabgabe vgl. etwa v. Stockhausen (2007), S. 736 f.; Kahl/Bews (2015), S. 44 ff.; Rheker (2016), S. 154 ff.

84 vgl. nur Begründung der Bundesregierung zum Entwurf des EEG 2014, BR-Drs. 157/14, S. 152 f.; BGH v. 25.6.2014, VIII ZR 169/13, NVwZ 2014, 1180, und BGH v. 10.1.2017, VIII ZR 14/16 (jeweils zur EEG-Umlage nach § 37 Abs. 2 EEG 2012); vgl. auch Nichtannahmebeschluss des BVerfG v. 06.10.2014, 2 BvR 2015/14 (betreffend BGH v. 25.06.2014, VIII ZR 169/13). Aus der Literatur etwa Kahl/Bews (2015), S. 57 ff.; Gawel (2013), S. 409, 410 f. A.A. aber etwa Manssen (2012), S. 170, 186; Rheker (2016), S. 147 f.; kritisch auch Kube/Palm/Seiler (2003), S. 927, 929 f.; Büdenbender (2016), S. 712, 722

punkt für eine veränderte Beurteilung besteht. Zwar würde eine teilweise Haushaltsfinanzierung die Wirkungsgleichheit von Haushaltsfinanzierung und Umlagefinanzierung unterstreichen. Doch lässt sich allein aus dem Aspekt der Wirkungsgleichheit nicht ableiten, dass die EEG-Umlage mit einer Aufkommenswirkung zugunsten der öffentlichen Hand verbunden ist.⁸⁵ Angesichts der oben beschriebenen unterschiedlichen Förderziele, die der Differenzierung zwischen Umlage- und Haushaltsfinanzierung zugrunde liegen, wäre auch nicht von einem einheitlichen Förderinstrument auszugehen, sodass auch insoweit kein Anlass für eine einheitliche Beurteilung der eingesetzten Mittel als öffentliche Fördermittel besteht.

Eine Teilfinanzierung aus Bundesmitteln könnte allerdings Einfluss auf die unionsrechtliche Beurteilung haben. Nach verbreiteter Auffassung handelt es sich bei dem Aufkommen aus der EEG-Umlage um staatliche Mittel und bei der EEG-Förderung damit um eine Beihilfe im Sinne von Artikel 107 ff. AEUV, sodass sie der Genehmigung der Europäischen Kommission bedarf.⁸⁶ Ein Austausch der Finanzierungsinstrumente könnte diese (von der Bundesregierung abgelehnte)⁸⁷ Auffassung zusätzlich stützen, da er die Wirkungsgleichheit von Umlagefinanzierung und Haushaltsfinanzierung unterstreicht. Tendenziell kommt dem Aspekt der Wirkungsgleichheit im Unionsrecht eine größere Bedeutung zu als vorstehend für das deutsche Finanzverfassungsrecht ausgeführt. Insbesondere kommt im Unionsrecht auf Grundlage des „*Effet utile*“-Gedankens eine ausdehnende Norminterpretation in Betracht, wobei die Einzelheiten allerdings umstritten sind.⁸⁸ Aller-

dings ist auch insoweit zu berücksichtigen, dass die unterschiedlichen Finanzierungsinstrumente unterschiedlichen Förderzielen dienen würden: einerseits dem Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (Umlagefinanzierung), andererseits der klimaschutzorientierten Entlastung von Unternehmen im internationalen oder intermodalen Wettbewerb beziehungsweise der Innovationsförderung (Haushaltsfinanzierung). Zugleich würde, soweit eine Haushaltsfinanzierung der Ausnahmen für stromkostenintensive Unternehmen und Schienenbahnen erfolgt, ein gesonderter beihilfenrechtlicher Angriffspunkt der Kommission⁸⁹ beseitigt werden. Im Ergebnis bleibt die Teilfinanzierung der EEG-Förderung über die EEG-Umlage jedenfalls bei Genehmigung durch die Europäische Kommission zulässig.

Weitere unionsrechtliche Bedenken könnten sich aus Artikel 30 beziehungsweise Artikel 110 AEUV ergeben, die auf Abgaben der Mitgliedstaaten Anwendung finden. Die Anwendbarkeit dieser Vorschriften setzt nach der Rechtsprechung des EuGH, anders als Artikel 107 ff. AEUV, ohnehin nicht die Einordnung des EEG-Umlageaufkommens als staatliche Mittel voraus. Deshalb können Artikel 30 beziehungsweise 110 AEUV auch Anwendung finden, wenn das Mittel aufkommen nicht in die Verfügungsgewalt des Staates fällt. Insbesondere unterfällt auch das Aufkommen zugunsten einer nichtstaatlichen Körperschaft des öffentlichen Rechts oder die Erhebung eines Beitrags durch eine solche dem Anwendungsbereich der Artikel 30 beziehungsweise 110 AEUV.⁹⁰ Auch von einem

85 vgl. BVerfG v. 09.01.1996, 2 BvL 12/95, NJW 1997, 573 f.; Gawel (2013), S. 409, 412 f.

86 so Kommission v. 25.11.2014, Beschluss (EU) 2015/1585 über die Beihilferegelung SA.33995 (2013/C) (ex 2013/NN), ABl. EU Nr. L 250 v. 25.09.2015, S. 122 Rn. 61 ff., insb. Rn. 98 ff.; EuG v. 10.05.2016, T-47/15, ZUR 2016, 412 Rn. 71 ff.

87 Derzeit läuft das Rechtsmittelverfahren vor dem EuGH, Rs. C-405/16 P.

88 vgl. etwa Mayer in Grabitz/Hilf/Nettesheim (2016), Art. 19

EUV Rn. 57 f.; Wegener in Calliess/Ruffert (2016), Art. 19 EUV Rn. 16, und Rossi, ebd., Art. 352 AEUV Rn. 61; Haltern (2017), Rn. 575; Streinz (1995), S. 1491, 1.502 ff.; BVerfG v. 30.06.2009, 2 BvE 2, 5/08, 2 BvR 1010, 1022, 1259/08, 182/09, BVerfGE 123, 267, 351 ff.

89 vgl. zur EEG-Umlage 2012 Kommission v. 25.11.2014, Beschluss (EU) 2015/1585 über die Beihilferegelung SA.33995 (2013/C) (ex 2013/NN), ABl. EU Nr. L 250 v. 25.09.2015, S. 122, Rn. 61 ff.

90 EuGH v. 22.3.1977, 74/76, Slg. 1977, 557 Rn. 19 – Iannielli & Volpi/Meroni; EuGH v. 17.5.1983, 132/82, Slg. 1983, 1649 Rn. 8 – Kommission/Belgien; vgl. auch Seiler in Grabitz/

Netzbetreiber erhobene Tarifaufschläge auf übertragene Elektrizität können diesen Vorschriften unterfallen.⁹¹ Damit liegt die Anwendbarkeit der Artikel 30 beziehungsweise 110 AEUV auf die EEG-Umlage bereits nach derzeitiger Rechtslage nahe und könnte durch einen Austausch der Finanzierungsinstrumente zusätzlich gestützt werden. Diese Vorschriften stehen der Erhebung der EEG-Umlage aber nicht grundsätzlich entgegen, sondern verlangen nur eine diskriminierungsfreie Ausgestaltung. Hieraus leitet die Europäische Kommission insbesondere eine Pflicht zur Ausweitung der EEG-Förderung auf ausländische EE-Anlagen ab.⁹² Bei entsprechender Ausgestaltung, wie sie die Europäische Kommission für das EEG 2017 anerkannt hat, verstößt die EEG-Umlage daher nicht gegen Artikel 30 beziehungsweise Artikel 110 AEUV.⁹³

6.2.2 Steuerfinanzierung

Eine (gegebenenfalls anteilige) Finanzierung der EEG-Förderung aus Haushaltsmitteln setzt voraus, dass entsprechende Steuer- oder sonstige Einnahmen des Bundes zur Verfügung stehen. Hierbei kommt eine Kreditfinanzierung allenfalls in engem Rahmen in Betracht. Grenzen der Kreditaufnahme des Bundes ergeben sich zum einen aus den verfassungsrechtlichen Vorgaben der sogenannten Schuldenbremse nach Artikel 109 Abs. 3, Artikel 115 Abs. 2 GG. Die maximale Kreditaufnahme des Bundes ist danach grundsätzlich auf 0,35 Prozent des Bruttoinlandsprodukts begrenzt. Hierbei werden unselbstständige

Sondervermögen des Bundes einbezogen.⁹⁴ Damit würde auch eine etwaige Ausgliederung der Fördermittel in ein Sondervermögen keine zusätzlichen Kreditspielräume verschaffen. Eine darüber hinausgehende Kreditaufnahme in Sonderfällen (von der Normallage abweichende konjunkturelle Entwicklung, Naturkatastrophen, außergewöhnliche Notsituationen) ist nur unter besonderen Voraussetzungen zulässig und mit einer Tilgungsregelung zu verbinden; für eine längerfristige Kreditfinanzierung der EEG-Förderung kommt sie daher nicht in Betracht. Darüber hinaus enthält auch das europäische Unionsrecht Regeln zur Begrenzung der Staatsschulden. Diese sind insbesondere in Artikel 126 AEUV, dem Stabilitäts- und Wachstumspakt sowie dem Vertrag über Stabilität, Koordination und Steuerung (sog. genannter Fiskalpakt) geregelt.⁹⁵

Sollen Haushaltsmittel durch zusätzliches Steueraufkommen des Bundes bereitgestellt werden, so sind die Voraussetzungen des Finanzverfassungsrechts nach Artikel 104a ff. GG zu beachten. Der Bund verfügt gemäß Artikel 105 Abs. 2 Alternative 1 GG über die Gesetzgebungskompetenz für Steuern, deren Aufkommen ihm ganz oder zum Teil zusteht. Dies ist nach Artikel 106 Abs. 1 Nr. 2 GG insbesondere bei Verbrauchssteuern grundsätzlich der Fall. Verbrauchssteuern werden verstanden als Steuern, die den Verbrauch vertretbarer, regelmäßig zum baldigen Verzehr oder kurzfristigen Verbrauch bestimmter Güter des ständigen Bedarfs belasten und die aufgrund eines äußerlich erkennbaren Vorgangs (zum Beispiel Übergang in den Wirtschaftsverkehr) von demjenigen als Steuerschuldner erhoben werden, in dessen Sphäre sich der Vorgang verwirklicht. Die Steuer wird wirtschaftlich regelmäßig aber nicht vom Steuerschuldner, sondern im Wege der Überwälzung vom Endverbraucher getragen.⁹⁶ Zu den Ver-

Hilf/Nettesheim (2016), Art. 110 AEUV Rn. 20

91 EuGH v. 17.07.2008, C-206/06, Slg. 2008, I-5497 Rn. 46 – Essent Network Noord

92 vgl. Kommission v. 20.12.2016, C(2016) 8789 final, SA.45461 (2016/N) und SA.44679 (2016/N), Rn. 291 ff. (zum EEG 2017); Kommission v. 23.07.2014, C(2014) 5081 final, SA.38632 (2014/N), Rn. 334 ff. (zum EEG 2014)

93 Kommission v. 20.12.2016, C(2016) 8789 final, SA.45461 (2016/N) und SA.44679 (2016/N), Rn. 289 ff. (zum EEG 2017); Kommission v. 23.07.2014, C(2014) 5081 final, SA.38632 (2014/N), Rn. 329 ff. (zum EEG 2014); kritisch etwa Schwintowski (2016), S. 73, 85 f.

94 vgl. etwa Kube in Maunz/Dürig/Herzog, Art. 109 (2016), Rn. 117

95 dazu etwa Tappe/Wernsmann (2015), Rn. 485 ff.; Kloepfer (2014), § 8, Rn. 29 ff.

96 BVerfG v. 7.5.1998, 2 BvR 1991 und 2004/95, BVerfGE 98,

brauchssteuern gehören nach der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts insbesondere auch die Energie- und die Stromsteuer.⁹⁷ Für eine Änderung dieser Steuern verfügt der Bund daher über die Gesetzgebungskompetenz. Einer besonderen Prüfung bedarf allerdings die unionsrechtliche und finanzverfassungsrechtliche Zulässigkeit einer CO₂-orientierten Umgestaltung der Energie- und Stromsteuer (näher dazu im Anhang „Rechtliche Bewertung einer CO₂-orientierten Energie- und Strombesteuerung“). Sollen andere Steuern eingeführt werden, deren Aufkommen das Grundgesetz bislang nicht dem Bund zuweist, so ist die Gesetzgebungskompetenz des Bundes problematisch. Dies betreffe beispielhaft etwa die Einführung einer neuen Ergänzungsabgabe auf Einkommensteuer und Körperschaftsteuer. Artikel 106 GG enthält eine detaillierte Regelung zur Verteilung des Steueraufkommens. Diese würde unterlaufen, wenn zusätzliche, quasi „frei schwebende“ Steuererträge durch Einführung neuer Steuern geschaffen würden, für die Artikel 106 GG keine Regelung zur Aufkommensverteilung trifft.⁹⁸ Daher ist Artikel 106 GG nach herrschendem Verständnis als abschließende Regelung der verfassungsrechtlich zulässigen Steuern und Steuerarten anzusehen.⁹⁹ Dies

hat nunmehr auch das Bundesverfassungsgericht in seinem Beschluss zur Kernbrennstoffsteuer bestätigt.¹⁰⁰ Daher könnte eine neue Steuer wie etwa eine zusätzliche Ergänzungsabgabe im Rahmen des geltenden Finanzverfassungsrechts nicht eingeführt werden.

Bei entgegenstehendem Verständnis des Artikels 105 Abs. 2 Alternative 2 i. V. m. Artikel 72 Abs. 2 GG, das heißt ohne Beschränkung auf die in Artikel 106 geregelten Steuern und Steuerarten, wäre demgegenüber ein Steuererfindungsrecht des Bundes gegeben, wenn und soweit die Herstellung gleichwertiger Lebensverhältnisse im Bundesgebiet oder die Wahrung der Rechts- und Wirtschaftseinheit im gesamtstaatlichen Interesse eine bundesgesetzliche Regelung erforderlich macht.¹⁰¹ Diese wird grundsätzlich nur unter relativ strengen Voraussetzungen bejaht, da Artikel 72 Abs. 2 GG die Gesetzgebungsbefugnisse der Länder stärken soll.¹⁰² Wie diese Tatbestandsmerkmale allerdings im Zusammenhang mit der Einführung neuer Steuern im Einzelnen zu interpretieren sind, ist wenig geklärt; die Rechtsprechung des BVerfG ist hierauf nicht zugeschnitten. Ob die Voraussetzungen des Artikels 72 Abs. 2 GG bei einer Erhöhung des Steueraufkommens zur Haushaltsfinanzierung der EEG-Förderung bejaht werden könnten, ist ungeklärt. Angesichts der aktuellen Entscheidung des BVerfG zur Kernbrennstoffsteuer erscheint eine solche alternative Auslegung des Artikels 105 Abs. 2 GG aber derzeit ohne praktische Bedeutung. Möglich bleibt die Einführung einer in Artikel 106 GG bislang nicht geregelten Steuer allerdings nach einer

106, 123 f.; BVerfG v. 13.4.2017, 2 BvL 6/13, Rn. 112 ff. – Kernbrennstoffsteuer; Siekmann in Sachs (2011), Art. 105, Rn. 37; Kloepfer (2014), § 4 Rn. 27

97 zu Stromsteuer und (ehemaliger) Mineralölsteuer BVerfG v. 20.4.2004, 1 BvR 1748/99 und 905/00, BVerfGE 110, 274, 295 f.; ausdrücklich als verfassungsgemäß anerkannt auch durch BVerfG v. 13.04.2017, 2 BvL 6/13, Rn. 148 – Kernbrennstoffsteuer; kritisch etwa Englisch in Tipke/Lang (2015), § 18 Rn. 130

98 vgl. Siekmann in Sachs (2011), Art. 105 Rn. 50; Kloepfer (2014), § 4 Rn. 36

99 vgl. etwa BFH v. 26.6.1984, VII R 60/83, BFHE 141, 369, 372; Siekmann in Sachs (2011), Art. 105 Rn. 49 f.; Hennecke in Schmidt-Bleibtreu/Hofmann/Hopfauf (2011), Art. 105 Rn. 23; Heintzen in von Münch/Kunig (2012), Art. 105 Rn. 46 f.; Tappe/Wernsmann (2015), § 4 Rn. 247; Kloepfer (2014), § 4 Rn. 36. A.A. Heun in Sachs (2011), Art. 105 Rn. 33; eine Verpflichtung des verfassungsändernden Gesetzgebers zur Ergänzung des Art. 106 GG bejaht Jachmann in v. Mangoldt/Klein/Starck (2010), Art. 105 Rn. 34

100 BVerfG v. 13.04.2017, 2 BvL 6/13, Rn. 69 ff. – Kernbrennstoffsteuer, mit abweichender Meinung der Richter Huber und Müller, Rn. 2 ff.

101 für diese Auslegung zum Beispiel Heun in Dreier (2008), Art. 105 Rn. 33 ff., Art. 106 Rn. 14; Minderheitsvotum der Richter Huber und Müller in BVerfG v. 13.4.2017, 2 BvL 6/13, Rn. 2 ff. – Kernbrennstoffsteuer

102 vgl. etwa Seer in Tipke/Lang (2015), § 2 Rn. 36; Sannwald in Schmidt-Bleibtreu/Hofmann/Hopfauf (2011), Art. 72 Rn. 41 ff.; Seiler in Maunz/Dürig (2016), Art. 105 Rn. 154; zurückhaltender etwa Siekmann in Sachs (2011), Artikel 105 Rn. 23; Heun in Dreier (2008), Artikel 105 Rn. 35

Änderung des Grundgesetzes, die die Ertragszuständigkeit für diese Steuer oder Steuerart dem Bund zuweist. Auf dieser Grundlage könnte eine solche Bundessteuer (etwa eine zusätzliche Ergänzungsabgabe auf Einkommensteuer und Körperschaftsteuer) neu eingeführt werden.

6.2.3 Zweckbindung des Steueraufkommens

Um sicherzustellen, dass das Steueraufkommen für die Erfüllung einer bestimmten öffentlichen Aufgabe – hier insbesondere für den Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, die klimaschutzorientierte Entlastung von Unternehmen im internationalen beziehungsweise intermodalen Wettbewerb oder die Innovationsförderung – zur Verfügung steht, könnte die gesetzliche Verankerung einer entsprechenden Zweckbindung¹⁰³ erwogen werden. Eine solche gesetzliche Zweckbindung, wie sie etwa im Falle der Mineralölsteuer¹⁰⁴ besteht, ist zu unterscheiden von einer (im Wesentlichen nur) politischen Zweckverknüpfung wie im Fall der Ökosteuerreform.¹⁰⁵ Zulässigkeit und Grenzen einer gesetzlichen Zweckbindung sind allerdings nicht abschließend geklärt.

Grundsätzlich liegt dem deutschen Steuerrecht der sogenannte Gesamtdeckungsgrundsatz zugrunde. Ähnlich wird auch von dem Nonaffektationsprinzip gesprochen. Im Grundsatz sollen danach alle im Haushaltsjahr im Haushaltsplan prognostizierten Einnahmen sowie alle tatsächlich eingehenden Einnahmen als einheitliches Finanzaufkommen betrachtet werden, aus dem unspezifisch alle Ausgaben gedeckt werden, sodass keine Zweckbin-

dung oder Koppelung einzelner Einnahmequellen für bestimmte Ausgabeermächtigungen erfolgt.¹⁰⁶ Gesetzliche Zweckbindungen sind damit aber nicht generell unzulässig. Einerseits enthält das Grundgesetz keine ausdrücklichen Vorgaben hierzu. Andererseits ist nach der Rechtsprechung des BVerfG eine Verwendungsbindung von Steuern und Abgaben – auch in Form einer gesetzlichen Zweckbindung – verfassungsrechtlich grundsätzlich zulässig.¹⁰⁷ In seiner Entscheidung zur Ökosteuerreform aus dem Jahr 2004 hat das BVerfG zwar offengelassen, ob dem Grundsatz der Gesamtdeckung des Haushalts zumindest teilweise Verfassungsrang zukomme. Eine möglicherweise verfassungswidrige Einengung der Dispositionsfreiheit des Haushaltsgesetzgebers könne aber allenfalls angenommen werden, wenn Zweckbindungen in unververtretbarem Ausmaß stattfänden.¹⁰⁸

Auf einfachgesetzlicher Ebene ist der Grundsatz der Gesamtdeckung in § 8 Satz 1 BHO und § 7 Satz 1 HGrG verankert, wonach alle Einnahmen als Deckungsmittel für alle Ausgaben dienen. Nach beiden Vorschriften darf jedoch die Verwendung auf bestimmte Zwecke beschränkt werden, soweit dies durch Gesetz vorgeschrieben oder im Haushaltsplan zugelassen ist, § 8 Satz 2 BHO und § 7 Satz 2 HGrG. Gesetzliche Zweckbindungen werden danach ausdrücklich als zulässig angesehen. In der Literatur wird allerdings teilweise angenommen, Durchbrechungen des Grundsatzes der Gesamtdeckung seien in besonderer Weise rechtfertigungsbedürftig und erforderten in jedem Fall eine sachliche Verbindung zwischen der betroffenen Abgabenart und dem

¹⁰³ In diesem Zusammenhang wird verbreitet auch von „Zwecksteuern“ gesprochen.

¹⁰⁴ vgl. § 1 Straßenbaufinanzierungsgesetz und Art. 3 Verkehrsfinanzgesetz; Die Zweckbindung wird allerdings regelmäßig in den jährlichen Haushaltsgesetzen gelockert, vgl. zuletzt § 6 Abs. 8 Haushaltsgesetz 2017.

¹⁰⁵ vgl. § 10 Abs. 2 Stromsteuergesetz, § 213 Abs. 4 Sozialgesetzbuch Sechstes Buch (SGB VI) sowie Gesetzesbegründungen, BT-Drs. 14/40 S. 2 und BT-Drs. 14/1523 S. 208

¹⁰⁶ Gröpl in Gröpl (2011), § 8 BHO Rn. 6

¹⁰⁷ BVerfG v. 12.10.1978, 2 BvR 154/74, BVerfGE 49, 343, 353 (Abgaben wegen Änderung der Gemeindeverhältnisse); BVerfG v. 07.11.1995, 2 BvR 413/88 und 1300/93, BVerfGE 93, 319, 348 (entgeltende Abgabe in Form des sogenannten „Wasserpennigs“); BVerfG v. 20.4.2004, 1 BvR 1748/99 und 905/00, BVerfGE 110, 274, 294 (Ökosteuer); aus der Literatur vgl. etwa Kloepfer (2014), § 2 Rn. 17 f., § 10 Rn. 17

¹⁰⁸ BVerfG v. 07.11.1995, 2 BvR 413/88 und 1300/93, BVerfGE 93, 319, 348 (Wasserpennig); BVerfG v. 20.4.2004, 1 BvR 1748/99 und 905/00, BVerfGE 110, 274, 294 f. (Ökosteuer)

gesetzlich verknüpften Finanzierungszweck.¹⁰⁹ Konkret wurde die Zweckbindung der Mineralölsteuer zur Finanzierung des Straßenbaus in der Literatur als zulässig angesehen, die Zweckbindung der Ökosteu-
erreform zur Senkung der Rentenversicherungsbeiträge – jedenfalls dann, wenn sie rechtlich verankert wäre – mangels ausreichenden Sachzusammenhangs aber als unzulässig.¹¹⁰

Die Zulässigkeit einer gesetzlichen Zweckbindung von Steuermitteln müsste in Abhängigkeit von der konkret gewählten Ausgestaltung geprüft werden. Hierbei wäre zum einen nach betroffenen Steuern (zum Beispiel Energiesteuer, Stromsteuer, neue Ergänzungsabgabe) und verfolgtem Finanzierungszweck (zum Beispiel Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, klimaschutzorientierte Entlastung von Unternehmen im internationalen oder intermodalen Wettbewerb, Innovationsförderung) zu unterscheiden, wobei ein sachlicher Zusammenhang energie- und klimaorientierter Zwecke mit der Energie- und Stromsteuer grundsätzlich denkbar erscheint. Zum anderen wäre der Umfang des insgesamt gebundenen Haushaltsvolumens (einschließlich etwa der Mineralölsteuer) zu ermitteln und in Verhältnis zum Haushaltsvolumen des Bundes¹¹¹ zu setzen, um eine etwaige unververtretbare Einengung der Dispositionsfreiheit des Haushaltsgesetzgebers zu prüfen.

109 Kube in Maunz/Dürig (2016), Artikel 110 Rn. 145; Musil (2007), S. 1526, 1531

110 Musil (2007), S. 1.526, 1531

111 Bundeshaushalt 2016 circa 317 Milliarden Euro, Bundeshaushalt 2017 circa 329 Milliarden Euro; abrufbar unter www.bundesfinanzministerium.de

6.3 Rechtliche Bewertung einer CO₂-orientierten Energie- und Strombesteuerung

Für die rechtliche Bewertung einer CO₂-orientierten Besteuerung sind drei Regelungskomplexe zu unterscheiden. Der erste Regelungskomplex betrifft die Einführung eines CO₂-orientierten Energiesteuersystems, wobei die für die Stromerzeugung eingesetzten Energieerzeugnisse nicht einbezogen sind (unten 6.3.1.). Gegenstand des zweiten Regelungskomplexes ist hingegen die Einführung einer CO₂-orientierten Inputbesteuerung der zur Stromerzeugung eingesetzten Energieerzeugnisse (unten 6.3.2.). Als dritter Regelungskomplex wird schließlich – alternativ zu 2. – eine CO₂-orientierte Outputbesteuerung der zur Stromerzeugung eingesetzten Energieerzeugnisse betrachtet (unten 6.3.3.).

6.3.1 CO₂-orientierte Energiesteuer (ohne Besteuerung der Energieerzeugnisse für die Stromerzeugung)

Das System der Energiesteuern nach dem Energiesteuergesetz (EnergieStG) betrifft die dort ausdrücklich einbezogenen Energieerzeugnisse wie Benzin, verschiedene Öle, Erdgas, Flüssiggas, Kohle und Petrolkoks. Die Höhe der Steuersätze ist hierbei nicht an den CO₂-Emissionen der Energienutzung ausgerichtet. Eine CO₂-orientierte Umstellung des Energiesteuersystems müsste mit dem Unionsrecht und dem deutschem Finanzverfassungsrecht vereinbar sein.

Unionsrechtliche Beurteilung

Die Energiesteuerrichtlinie der EU (EnergieStRL)¹¹² gibt Mindeststeuersätze für die dort erfassten Energieerzeugnisse vor. Sie schränkt aber nicht ein, nach welchen Kriterien die Mitgliedstaaten höhere Energiesteuern erheben dürfen. Einer CO₂-orientierten Umgestaltung des Energiesteuergesetzes steht die

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

EnergieStRL daher nicht entgegen. Fraglich ist, ob eine CO₂-orientierte Umgestaltung des Energiesteuergesetzes mit der Emissionshandelsrichtlinie (ETS-RL) der EU¹¹³ vereinbar ist. Bedenken ergeben sich aus der Tatsache, dass ein solches Energiesteuersystem die Vorgaben der ETS-RL zur CO₂-Bepreisung überlagern würde. Teilweise wird den Regelungen der ETS-RL grundsätzlich abschließender Charakter zugesprochen. Dieser ergebe sich im Umkehrschluss aus der Ausnahmeregelung des Artikel 24 Abs. 1 ETS-RL, der den Mitgliedstaaten die Ausweitung des Zertifikatehandels auf noch nicht im Anhang der Richtlinie genannte Treibhausgase, Aktivitäten und Installationen (nur) nach Genehmigung durch die Europäische Kommission gestattet.¹¹⁴ Eine CO₂-orientierte Umgestaltung der Energiesteuer führt allerdings nicht zu einer Ausweitung oder Modifikation des Emissionshandelssystems, sondern schafft lediglich eine zusätzliche finanzielle Belastung, die den Anreiz zur Vermeidung CO₂-intensiver Energieerzeugnisse erhöht. Ein Ausschluss derartiger, außerhalb des Emissionshandelssystems liegender steuerlicher Belastungen lässt sich Artikel 24 Abs. 1 ETS-RL nicht entnehmen.¹¹⁵ Hiervon ging offenbar auch die Kommission in ihrem Reformvorschlag zur EnergieStRL aus.¹¹⁶ Die dort vorgesehene Ergänzung des Artikels 14 Abs. 1 Buchst. a) EnergieStRL um ein Verbot der Berücksichtigung der CO₂-Emissionen bei einer Besteuerung der zur Stromerzeugung verwendeten Energieerzeugnisse legt nahe, dass eine solche CO₂-orientierte Inputbesteuerung nach geltendem Unionsrecht nicht aus-

geschlossen ist. In die gleiche Richtung weist Artikel 9 Abs. 1 der Industrieemissions-Richtlinie.¹¹⁷ Dieser enthält ein grundsätzliches Verbot der Festlegung von Emissionsgrenzwerten für direkte Treibhausgasemissionen aus den der ETS-RL unterfallenden Anlagen und legt damit nahe, dass eine solche Überlagerung des Emissionshandels ohne diese Sonderregelung nicht verboten wäre.

Bedenken könnten sich weiterhin aus Artikel 10a Abs. 1 Unterabs. 3 ETS-RL ergeben, der für bestimmte Anlagen eine kostenlose Zuteilung von Zertifikaten vorsieht. Hierin wird teilweise eine unionsweite Vollharmonisierung gesehen, die eine abschließende Regelung schaffe und die begünstigen Unternehmen vor einer Schlechterstellung schütze.¹¹⁸ Wiederum ist aber nicht ersichtlich, dass dies auch für außerhalb des Emissionshandelssystems liegende steuerliche Belastungen gilt. Dem steht auch nicht entgegen, dass die Regelungen der ETS-RL zur kostenlosen Zuteilung von Zertifikaten nach der Rechtsprechung des EuGH nicht nur der unmittelbaren Festsetzung eines Preises für die Zuteilung von Zertifikaten, sondern auch der nachträglichen Erhebung einer Abgabe für deren Zuteilung entgegenstehen.¹¹⁹ Denn eine allgemeine CO₂-orientierte Energiesteuer, die sich zudem nicht auf die Besteuerung von Sachverhalten mit kostenloser Zertifikatezuteilung beschränkt, kann nicht als Abgabe auf kostenlos zugeteilte Zertifikate angesehen werden. Folgt man diesem Verständnis, so entfaltet die ETS-RL keine Sperrwirkung gegenüber einer CO₂-orientierten nationalen Energiesteuer.¹²⁰

113 Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft, ABl. EU 2003 Nr. L 275, S. 32

114 Spieth (2015), S. 1173, 1175, bezogen auf den Vorschlag eines Klimabeitrages

115 Auch Spieth (2015), S. 1173, 1177, lässt für den britischen Carbon-Price-Support-Mechanismus, der in der Sache zu einem Mindestpreis für Zertifikate führt, die Vereinbarkeit mit der ETS-RL offen.

116 KOM(2011) 169 v. 13.04.2011. Der Vorschlag wurde inzwischen zurückgezogen, vgl. ABl. EU Nr. C 80, S. 19.

117 Richtlinie 2010/75/EU über Industrieemissionen (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung), ABl. EU 2010 Nr. L 334, S. 17

118 Spieth (2015), S. 1173, 1175

119 EuGH v. 17.10.2013, C-566/11 u.a., NVwZ-RR 2014, 41 Rn. 31 – Iberdrola; EuGH v. 26.02.2015, C-43/14, NVwZ 2015, 795 Rn. 23 f. – ŠKO-Energo (zu einer tschechischen Schenkungssteuer auf kostenlos zugeteilte Zertifikate)

120 so im Ergebnis auch Klinski (2017), S. 203, 208 f.

Wird der ETS-RL hingegen eine Sperrwirkung gegenüber einer CO₂-orientierten nationalen Energiesteuer entnommen, so kann ihre Vereinbarkeit mit dem Unionsrecht nur auf die sogenannte Schutzverstärkungsklausel des Artikels 193 AEUV gestützt werden, die daher hilfsweise geprüft wird. Die Anwendung dieser Norm des europäischen Primärrechts wird durch die nachrangige ETS-RL nicht ausgeschlossen. Gemäß dieser Vorschrift hindern die nach Artikel 192 AEUV getroffenen unionsrechtlichen Umweltschutzmaßnahmen die Mitgliedstaaten nicht daran, verstärkte Schutzmaßnahmen beizubehalten oder zu ergreifen. Derartige Maßnahmen müssen die gleiche Zielrichtung wie die betroffene EU-Regelung verfolgen.¹²¹ Die ETS-RL dient in erster Linie der Verringerung der Treibhausgasemissionen.¹²² Dieses Ziel liegt grundsätzlich auch einer CO₂-orientierten Energiesteuer zugrunde. Allerdings wird darauf verwiesen, die ETS-RL diene nicht allein dem Umweltschutz, sondern berücksichtige gleichrangig die wirtschaftliche Entwicklung beziehungsweise die Belange der Wirtschaft, sodass eine gleichermaßen ausgewogene Zielrichtung für etwaige Schutzverstärkungsmaßnahmen zu verlangen sei.¹²³ Angesichts der Einordnung im Umweltschutzkapitel (Artikel 191 ff. AEUV) ist jedoch bereits zweifelhaft, ob für die Zwecke des Artikels 193 AEUV nicht nur die umweltpolitischen Ziele der ETS-RL zu berücksichtigen sind.¹²⁴ Zudem verfolgt eine CO₂-orientierte Energiesteuer einen ähnlichen Ansatz wie die ETS-RL, indem sie die Höhe der finanziellen Belastung von der Menge der CO₂-Emissionen abhängig macht. Die Auswirkungen auf die wirtschaftliche Entwicklung und Beschäftigungslage könnten zudem in besonderen Fällen gegebenen-

falls auch durch Ausnahmeregelungen im Rahmen der Energiebesteuerung berücksichtigt werden.

Bedenken können sich allerdings ergeben, wenn die CO₂-orientierte Energiesteuer neben dem Ziel der Reduzierung von Treibhausgasen zusätzlichen, nicht von der ETS-RL verfolgten Zielen dienen soll. Dies ist zum Beispiel denkbar bezüglich der Finanzierung des Ausbaus der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, der klimaschutzorientierten Entlastung von stromkostenintensiven Unternehmen oder Schienenbahnen oder der Innovationsförderung (dazu Anhang „Rechtliche Bewertung einer Haushaltsfinanzierung der EEG-Förderung“). Die Erwirtschaftung zusätzlicher Mittel zur Förderung von Solarenergieanlagen hat der Europäische Gerichtshof (EuGH) in einem tschechischen Fall ausdrücklich als ein von der ETS-RL abweichendes Ziel angesehen, sodass eine verstärkte Schutzmaßnahme im Sinne von Artikel 193 AEUV ausgeschlossen war.¹²⁵ Der EuGH setzte dabei offenbar auch keine gesetzliche Zweckbindung des Mittelaufkommens voraus, sondern ließ eine entsprechende politische Zielrichtung in der Gesetzesbegründung und eine dieser folgenden Haushaltspraxis genügen.¹²⁶ Allerdings ist nicht abschließend geklärt, ob die Entscheidung generell auf Sachverhalte übertragbar ist, in denen weitere Ziele neben das Ziel der Verringerung von CO₂-Emissionen treten. Auf den ersten Blick scheint die Verfolgung zusätzlicher Ziele der Anerkennung einer Schutzverstärkung hinsichtlich des Ziels der Verringerung von CO₂-Emissionen nicht ohne Weiteres entgegenzustehen, sodass die Anwendbarkeit des Artikels 193 AEUV nicht zwingend ausgeschlossen wäre.

121 vgl. EuGH v. 14.04.2005, C-6/03, Slg. 2005, I-2753, Rn. 49, 52, 58 – Deponiezweckverband Eiterköpfe; EuGH v. 21.7.2011, C-2/10, Rn. 50, Slg. 2011, I-6561 – Azienda Agro-Zootecnica Franchini

122 vgl. EuGH v. 17.10.2013, C-566/11 u. a., NVwZ-RR 2014, 41 Rn. 43 – Iberdrola u. a.

123 Spieth (2015), S. 1173, 1175 f.

124 in diesem Sinne Klinski (2015), S. 1473, 1478

125 EuGH v. 26.2.2015, C-43/14, NVwZ 2015, 795 Rn. 25 – ŠKO-Energó

126 vgl. zum Sachverhalt die Schlussanträge von Generalanwältin Juliane Kokott v. 11.12.2014, C-43/14, ECLI:EU:C:2014:2442, Rn. 16 – ŠKO-Energó

Gefordert wird weiterhin, dass die Schutzverstärkungsmaßnahme systemkonform ist, also insbesondere in dieselbe Richtung zielt wie die Unionsmaßnahme und diese in systematisch vergleichbarer Weise weiterführt.¹²⁷ Der unionsweite Emissionshandel wurde nach Artikel 1 Abs. 1 ETS-RL eingeführt, um auf kosteneffiziente und wirtschaftlich effiziente Weise auf eine Verringerung der Treibhausgasemissionen hinzuwirken. Eine CO₂-orientierte nationale Energiesteuer ist insoweit nicht unproblematisch, als sie zu Verschiebungen innerhalb des Systems führt, da CO₂-Emissionen in den Mitgliedstaaten unterschiedlich bepreist werden und der unionsweite Mechanismus damit behindert wird.¹²⁸ Allerdings sind derartige Effekte bei nationalen Schutzverstärkungsmaßnahmen kaum vermeidbar und stehen der Anwendbarkeit des Artikels 193 AEUV daher nicht zwingend entgegen.¹²⁹ Teilweise werden dem Merkmal der „verstärkten Schutzmaßnahme“ darüber hinaus Einschränkungen hinsichtlich der zulässigen Schutzinstrumente entnommen. Im Vergleich zu der zugrunde liegenden Unionsmaßnahme anders ausgestaltete Schutzsysteme¹³⁰ beziehungsweise Schutzvorschriften mit gänzlich anderem Schutzinstrumentarium¹³¹ seien nicht von Artikel 193 AEUV gedeckt. Unklar ist, ob nach diesen Auffassungen eine CO₂-orientierte Energiebesteuerung, die neben den CO₂-Zertifikatspreis tritt, möglicherweise nicht auf Artikel 193 AEUV gestützt werden könnte. Eine derart enge Auslegung des Artikels 193 AEUV wird dem Ziel der Schutzverstärkungsklausel, im Interesse des Umweltschutzes weitergehende Schutzmaßnahmen

der Mitgliedstaaten zuzulassen, aber nicht gerecht.¹³² Für die Anwendbarkeit des Artikels 193 AEUV spricht außerdem, dass das unionsrechtliche Schutzsystem (Emissionshandel) durch eine CO₂-orientierte Energiesteuer nicht ersetzt, sondern nur durch eine zusätzliche Abgabe ergänzt wird.

Die Anwendbarkeit des Artikels 193 AEUV könnte weiterhin mit dem Argument infrage gestellt werden, eine Schutz verstärkende Wirkung trete aufgrund des gleichbleibenden unionsweiten Caps und der damit möglichen anderweitigen Nutzung freiwerdender Zertifikate („Wasserbetteffekt“), etwa in anderen Branchen oder Mitgliedstaaten, nicht ein.¹³³ Doch ist eine Verringerung der Treibhausgasemissionen durch eine CO₂-orientierte Energiesteuer zumindest innerhalb des betreffenden Mitgliedstaates nahe liegend und möglicherweise für die Anerkennung einer Schutz verstärkenden Wirkung ausreichend.¹³⁴ Zudem erleichtern verschärfte Klimaanforderungen in einem Mitgliedstaat jedenfalls die weitere Senkung des Caps in der Zukunft und fördern damit das Ziel der Verringerung von Treibhausgasemissionen.¹³⁵ Im Ergebnis ist davon auszugehen, dass bereits die Regelungen der ETS-RL einer CO₂-orientierten Energiesteuer nicht entgegenstehen. Wird hingegen eine Sperrwirkung der ETS-RL bejaht, so ist die Zulässigkeit eines Rückgriffs auf die Schutzverstärkungsklausel des Artikels 193 AEUV in verschiedener Hinsicht problematisch. Das Verhältnis einer CO₂-orientierten Energiebesteuerung zur ETS-RL ist bislang nicht abschließend geklärt und bedarf noch vertiefter Prüfung.

127 so Calliess in Calliess/Ruffert (2015), Art. 193 Rn. 9; Ziehm (2014), S. 34, 37; vgl. auch EuGH v. 14.04.2005, C-6/03, Slg. 2005, I-2753, Rn. 41 – Deponiezweckverband Eiterköpfe: „derselben Ausrichtung auf den Umweltschutz folgen“

128 in diesem Sinne auch zu CO₂-Emissionsgrenzwerten für Kraftwerke Schäuble/Volkert/Jacobs/Töpfer (2014), S. 25 f.

129 als unbedenklich angesehen von Ziehm (2014), S. 34, 38

130 Krämer in von der Groeben/Schwarze/Hatje (2015), Art. 193 Rn. 7 ff.

131 Nettesheim in Grabitz/Hilf/Nettesheim (2016), Art. 193 Rn. 13

132 in diesem Sinne Kahl in Streinz (2012), Art. 193 Rn. 19; Calliess in Calliess/Ruffert (2015), Art. 193 Rn. 8 f.

133 so Spieth (2015), S. 1173, 1176 (zu dem Instrument des „Klimabeitrags“); Schäuble/Volkert/Jacobs/Töpfer (2014), S. 25 (zu CO₂-Emissionsgrenzwerten für Kraftwerke)

134 Klinski (2015), S. 1473, 1478 f.

135 Ziehm (2014), S. 34, 38; Klinski (2015), S. 1473, 1479

Finanzverfassungsrechtliche Beurteilung

Finanzverfassungsrechtlich handelt es sich nach der Rechtsprechung des BVerfG bei der Energiesteuer um eine Verbrauchssteuer im Sinne von Artikel 106 Abs. 1 Nr. 2 GG.¹³⁶ Der Bund verfügt daher nach Artikel 105 Abs. 2 GG grundsätzlich über die Gesetzgebungskompetenz für deren Umgestaltung (vergleiche Anhang „Rechtliche Bewertung einer Haushaltsfinanzierung der EEG-Förderung“). Anerkannt ist weiterhin, dass der Gesetzgeber im Rahmen der Steuergesetze auch Lenkungszwecke verfolgen darf.¹³⁷ Dies gilt insbesondere für umweltpolitische Lenkungszwecke.¹³⁸ Fraglich könnte die Gesetzgebungskompetenz allerdings im Falle einer CO₂-orientierten Umgestaltung der Energiesteuer erscheinen. Denn nach verbreiteter Auffassung wäre eine (unmittelbare) Besteuerung des CO₂-Ausstoßes bei der Verbrennung fossiler Energieträger keine Verbrauchssteuer und damit nicht von der Gesetzgebungskompetenz nach Artikel 105 Abs. 2 GG i. V. m. Artikel 106 Abs. 1 Nr. 2 GG gedeckt.¹³⁹ Eine CO₂-orientierte Umgestaltung der Energiesteuer würde jedoch im Ergebnis vergleichbare Wirkungen entfalten. Angesichts der Anknüpfung des Steuertatbestands an den Energieverbrauch erscheint die teilweise Wirkungsgleichheit jedoch nicht ausreichend, um den Charakter einer Verbrauchssteuer zu verneinen. Vielmehr wird lediglich die Höhe der Verbrauchssteuer im Sinne der erwünschten Lenkungswirkung ausgestaltet.¹⁴⁰

136 BVerfG v. 20.4.2004, 1 BvR 1748/99 und 905/00, BVerfGE 110, 274, 295 f.; kritisch dazu etwa Englisch in Tipke/Lang (2015), § 18 Rn. 130

137 BVerfG v. 22.7.1995, 2 BvL 37/91, BVerfGE 93, 121, 147; Hey in Tipke/Lang (2015), § 3 Rn. 21, 131 ff.; vgl. auch § 3 Abs. 1 Halbsatz 2 AO

138 vgl. etwa Englisch in Tipke/Lang (2015), § 7 Rn. 119 ff.

139 vgl. Heintzen in von Münch/Kunig (2012), Art. 105 Rn. 47; Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft/Schnutenhaus & Kollegen (2014), S. 33 f.; Rodi (2017), S. 195, 202

140 so im Ergebnis auch Öko-Institut/BET/HWR (2017), S. 28

Die gesetzgeberische Gestaltungsfreiheit findet ihre Grenzen, wenn der Steuer eine sogenannte Erdrosselungswirkung zukommt, das heißt, wenn sie die Steuerquelle selbst vernichtet.¹⁴¹ Zur Begründung wird insbesondere auf die allgemeine Handlungsfreiheit nach Artikel 2 Abs. 1 GG beziehungsweise auf die Eigentumsfreiheit nach Artikel 14 GG verwiesen.¹⁴² Damit wird auch die Verfolgung von Lenkungszielen eingeschränkt, sodass Erdrosselungssteuern als in Steuergewand gekleidete Verbote aufgrund Formenmissbrauchs unzulässig sind.¹⁴³ Teilweise wird die Steuererhebung auch darüber hinaus an Artikel 14 GG gemessen¹⁴⁴ und die Zumutbarkeit der Belastung als Grenze zulässiger Ausgestaltung angesehen, ohne daraus allerdings konkrete Obergrenzen der Steuerbelastung abzuleiten.¹⁴⁵ Zudem kann eine Erdrosselungswirkung von Steuern auch im Rahmen der Berufsfreiheit nach Artikel 12 GG entscheidungserheblich sein, wenn die Maßnahmen begründende Norm berufsregelnde Tendenz hat.¹⁴⁶

Nicht abschließend geklärt sind die Anforderungen an eine Erdrosselungswirkung. In der Rechtsprechung des BVerfG ist eine Erdrosselungswirkung bisher in keinem Fall bejaht worden,¹⁴⁷ in der Literatur wird sie teilweise als kaum relevant ein-

141 BVerfG v. 24.07.1962, 2 BvL 15, 16/61, BVerfGE 14, 221, 241; BVerfG v. 18.1.2006, 2 BvR 2194/99, BVerfGE 115, 97, 115

142 BVerfG v. 25.9.1992, 2 BvL 5, 8, 14/91, BVerfGE 87, 153, 169; BVerfG v. 18.1.2006, 2 BvR 2194/99, BVerfGE 115, 97, 115

143 Kloepfer (2014), § 2 Rn. 12, 69 f.; Tappe/Wernsmann (2015), Rn. 212 ff.

144 vgl. etwa BVerfG v. 22.7.1995, 2 BvL 37/91, BVerfGE 93, 121, 137

145 BVerfG v. 18.01.2006, 2 BvR 2194/99, BVerfGE 115, 97, 111, 116; Hey in Tipke/Lang (2015), § 3 Rn. 184, 189 ff; Der sogenannte Halbteilungsgrundsatz wurde jedenfalls außerhalb der Vermögensteuer aufgegeben.

146 BVerfG v. 1.4.1971, 1 BvL 22/67, BVerfGE 31, 8, 23; OVG Lüneburg v. 28.11.2016, 9 LC 335/14, Rn. 39 f., KommJur 2017, 33 (Spielgerätesteuern für Spielhallenbetreiber)

147 Kloepfer (2014), § 2 Rn. 12, 83

gestuft.¹⁴⁸ Das Bundesverwaltungsgericht (BVerwG) hat eine Erdrosselungswirkung in einem Fall bejaht, in welchem die Hundesteuer für Kampfhunde mit 2.000 Euro pro Jahr das 26-Fache der Hundesteuer für Nicht-Kampfhunde erreichte.¹⁴⁹ Dagegen hat das Obergerverwaltungsgericht Schleswig-Holstein bei einem Hundesteuersatz für Kampfhunde von 1.200 Euro eine erdrosselnde Wirkung verneint, da allein die objektive Höhe entscheidend sei und eine solche Steuer für Kampfhunde im Verhältnis zu den Haltungskosten im Rahmen dessen liege, was bei einem normalen Familienhund bei artgerechter Haltung und Wahrung aller sinnvollen Vorkehrungen aufzuwenden sei.¹⁵⁰ Insbesondere im Rahmen der Berufsfreiheit nach Artikel 12 GG sind aber auch die individuellen Auswirkungen für einzelne Wirtschaftsteilnehmer oder Gruppen von Wirtschaftsteilnehmern zu berücksichtigen. Ein unzulässiger Eingriff wurde zwar abgelehnt, wenn die Steuer zu keinen nachweisbaren wirtschaftlichen Auswirkungen dahin gehend führte, dass Wettbewerber aus dem betroffenen Markt ausschieden.¹⁵¹ Umgekehrt dürften einer CO₂-orientierten Besteuerung jedoch Grenzen gesetzt sein, wenn sie die weitere Wirtschaftstätigkeit bestimmter Unternehmen oder sogar ganzer Branchen¹⁵² ausschließen würde. Erforderlich ist insoweit eine Abschätzung der wirtschaftlichen Auswirkungen der CO₂-orientierten Besteuerung. Bei der konkreten Ausgestaltung einer CO₂-orientierten Energiesteuer muss außerdem jedenfalls der Gleichbehandlungsgrundsatz nach Artikel 3 GG beach-

tet werden. Dabei sind auch Wechselwirkungen mit anderen CO₂-orientierten Regelungen zu berücksichtigen. Im Verkehrssektor betrifft dies insbesondere Wechselwirkungen mit der CO₂-orientierten Kfz-Steuer (§§ 8, 9 KraftStG) und mit den Quotenvorgaben zur CO₂-Minderung bei Otto-, Diesel- und Biokraftstoffen (§ 37a BImSchG).

6.3.2 CO₂-orientierte Steuer auf Energieerzeugnisse, die für die Stromerzeugung eingesetzt werden (Inputsteuer)

Grundsätzliche Beurteilung

Im derzeit geltenden Energiesteuergesetz fällt für die zur Stromerzeugung eingesetzten Energieerzeugnisse, entsprechend der Vorgabe des Artikels 14 Abs. 1 Buchst. a) EnergieStRL, grundsätzlich keine Energiesteuer an. Denn gemäß § 53 Abs. 1 Satz 1 EnergieStG besteht ein Anspruch auf Steuerentlastung „für Energieerzeugnisse, die nachweislich nach § 2 Abs. 1 Nr. 9 und 10, Abs. 3 Satz 1 oder Abs. 4a versteuert worden sind und die zur Stromerzeugung in ortsfesten Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von mehr als zwei Megawatt verwendet worden sind“. Die Vorschrift führt (mit Ausnahmen für bestimmte Gasöle) grundsätzlich zu einer vollständigen Steuerentlastung auf der Inputseite.¹⁵³ Für die Verwendung von Kohle als Heiz- oder Kraftstoff zur Stromerzeugung in Anlagen mit mehr als zwei Megawatt Nennleistung ergibt sich zudem eine Energiesteuerbefreiung aus § 37 Abs. 2 Satz 1 Nr. 3 und Satz 2 EnergieStG. Umgekehrt ist der erzeugte Strom aus Anlagen mit mehr als zwei Megawatt elektrischer Leistung grundsätzlich mit Stromsteuer belastet.

Demgegenüber sind Energieerzeugnisse, die zur Stromerzeugung in Anlagen mit bis zu zwei Megawatt elektrischer Erzeugungsleistung eingesetzt werden, grundsätzlich mit Energiesteuer belastet. Gleichzeitig bestehen für den erzeugten Strom unter bestimmten, gesetzlich näher ausgestalteten Bedingungen Stromsteuerbefreiungen, insbesondere nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG. In diesen Fällen unterliegen diese Anla-

148 vgl. Heintzen in von Münch/Kunig (2012) Art. 105 Rn. 14

149 BVerwG v. 15.10.2014, 9 C 8.13, NVwZ 2015, 992 Rn. 22 ff.; Entscheidend war hier außerdem die Überlegung, dass die Hundesteuer eine Aufwandssteuer darstellt und die festgesetzte Steuer außer Verhältnis zum besteuerten Aufwand stand, vergleiche Rn. 29.

150 OVG Schleswig-Holstein v. 22.06.2016, 2 LB 34/15, Rn. 29 f.

151 so zur Spielgerätesteuern für Spielhallenbetreiber OVG Lüneburg v. 28.11.2016, 9 LC 335/14, Rn. 48 ff., KommJur 2017, 33

152 Im Stromsektor wäre zum Beispiel an die Braunkohleverstromung zu denken.

153 Klemm (2014), S. 160, 167

gen bereits derzeit einer reinen Inputbesteuerung.¹⁵⁴ Grundlage hierfür ist Artikel 21 Abs. 5 Unterabs. 3 EnergiesteuerRL, der eine Inputbesteuerung für „kleine Stromerzeuger“ zulässt.¹⁵⁵ Die jüngste Novelle des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes sieht darüber hinaus eine Energiesteuerentlastung für die in Anlagen mit bis zu zwei Megawatt elektrischer Erzeugungsleistung verwendeten Energieerzeugnisse vor, soweit der erzeugte Strom nicht nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 und 3 StromStG von der Stromsteuer befreit ist.¹⁵⁶ Damit ist sichergestellt, dass bei solchen Anlagen bis zwei Megawatt Leistung keine doppelte Besteuerung (Inputsteuer auf die Energieerzeugnisse und Stromsteuer) erfolgt.

Eine Ausdehnung der Inputbesteuerung auf die Stromerzeugung in Anlagen mit mehr als zwei Megawatt Nennleistung und die CO₂-orientierte Umgestaltung der Inputsteuer insgesamt sind auf ihre Vereinbarkeit mit dem Unionsrecht und dem deutschen Finanzverfassungsrecht zu untersuchen.

Grundsätzlich ist die Einführung einer Inputbesteuerung für zur Stromerzeugung eingesetzte Energieerzeugnisse unionsrechtlich zulässig. Zwar sieht Artikel 14 Abs. 1 Buchst. a) Satz 1 EnergieStRL im Ausgangspunkt die Energiesteuerbefreiung für die bei der Stromerzeugung verwendeten Energieerzeugnisse vor. Es steht den Mitgliedstaaten nach Satz 2 dieser Vorschrift aber ausdrücklich frei, diese Erzeugnisse aus umweltpolitischen Gründen zu besteuern.¹⁵⁷ Hierbei müssen die in der EnergieStRL vorgesehenen Mindeststeuerbeträge nicht eingehalten werden. Im Falle einer CO₂-orientierten Input-

steuer kann bereits aufgrund der damit verbundenen Lenkungswirkung hin zum Einsatz weniger CO₂-intensiver Energieerzeugnisse für die Stromerzeugung eine Besteuerung aus umweltpolitischen Gründen bejaht werden. Zusätzlich könnte gegebenenfalls auch die Verwendung des Steueraufkommens, insbesondere zur Finanzierung der Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, eine Regelung aus umweltpolitischen Gründen begründen. Dies ist für die Vereinbarkeit mit Artikel 14 Abs. 1 Buchst. a) EnergieStRL aber nicht zusätzlich erforderlich. Eine CO₂-orientierte Ausgestaltung der Inputbesteuerung ist auch nicht aufgrund sonstiger Sonderregelungen der EnergieStRL ausgeschlossen. Insbesondere wurde das im Reformvorschlag zur EnergieStRL vorgesehene Verbot der Berücksichtigung der CO₂-Emissionen¹⁵⁸ nicht verwirklicht.¹⁵⁹ Auch die Vereinbarkeit einer solchen CO₂-orientierten Besteuerung mit der ETS-RL lässt sich im Ergebnis mit guten Gründen bejahen. Insbesondere legte, wie oben ausgeführt, auch die von der Kommission vorgeschlagene Ergänzung des Artikels 14 Abs. 1 Buchst. a) EnergieStRL um ein Verbot der Berücksichtigung der CO₂-Emissionen nahe, dass eine solche Berücksichtigung von der ETS-RL bislang nicht ausgeschlossen wird.

Eine CO₂-orientierte Inputsteuer bei größeren Anlagen dürfte aufgrund der Regelung des Artikel 14 Abs. 1 Buchst. a) Satz 1 EnergieStRL nicht unter Artikel 1 Abs. 1 der Richtlinie 2008/118/EG (VerbrauchssteuersystemRL)¹⁶⁰ fallen, da es sich gerade nicht um Verbrauchsteuern handelt, die mittelbar oder unmittelbar auf den Verbrauch von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom gemäß der EnergieStRL erhoben werden. Dagegen dürfte Artikel 1 Abs. 2 VerbrauchssteuersystemRL zu beachten sein. Dieser bestimmt: „Die Mitgliedstaaten können für besondere Zwecke auf verbrauchsteuerpflichtige Waren andere indi-

154 vgl. etwa Soyk (2013), S. 342

155 vgl. auch BFH v. 1.12.2009, VII R 48/08, BFHE 228, 550

156 vgl. Artikel 53 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 des EnergiestG in der Fassung des Entwurfs eines zweiten Gesetzes zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes, BT-Drs. 18/11493BGBl. 2017 Teil I, S. 3.299, 3.303

157 vgl. auch Möhlenkamp in Möhlenkamp/Milewski (2012), § 53 Rn. 1

158 KOM (2011) 169 v. 13.04.2011

159 Die Kommission hat ihren Vorschlag inzwischen zurückgezogen, vergleiche ABl. EU 2015 Nr. C 80, S. 19.

160 Richtlinie 2008/118/EG über das allgemeine Verbrauchsteuersystem, ABl. EU 2009 Nr. L 9, S. 12

rekte Steuern erheben, sofern diese Steuern in Bezug auf die Bestimmung der Bemessungsgrundlage, die Berechnung der Steuer, die Entstehung des Steueranspruchs und die steuerliche Überwachung mit den gemeinschaftlichen Vorschriften für die Verbrauchsteuer oder die Mehrwertsteuer vereinbar sind, wobei die Bestimmungen über die Steuerbefreiungen ausgenommen sind.“

Für die Anwendbarkeit des Artikel 1 Abs. 2 VerbrauchssteuersystemRL spricht, dass die zur Stromerzeugung verwendeten Energieerzeugnisse der Definition der „verbrauchssteuerpflichtigen Waren“ nach Artikel 1 Abs. 1 Buchst. a) VerbrauchssteuersystemRL unterfallen. Bei der (Input-)Besteuerung der zur Stromerzeugung eingesetzten Energieerzeugnisse nach Artikel 14 Abs. 1 Buchst. a) EnergieStRL handelt es sich auch um eine „andere“ indirekte Steuer als die in der Energiesteuerrichtlinie vorgeschriebene Inputsteuer für Heiz- und Kraftstoffe und die Outputsteuer für Strom. Die Erhebung ist danach nur „für besondere Zwecke“ zulässig, das heißt, es müssen andere als reine Haushaltszwecke verfolgt werden.¹⁶¹ Dem entspricht die Beschränkung auf „umweltpolitische Gründe“ nach Artikel 14 Abs. 1 Buchst. a) EnergieStRL, die als (einschränkende) Spezialregelung angesehen werden kann. Die nach Artikel 1 Abs. 2 VerbrauchssteuersystemRL erforderliche besondere Zweckbestimmung kann insbesondere durch eine strenge Bindung der Aufkommensverwendung gewährleistet werden.¹⁶² Darüber hinaus wird die Ausgestaltung als prohibitiv wirkende Lenkungssteuer, die den Steuerpflichtigen davon abhält, das mit der Steuer belastete Erzeugnis zu erwerben beziehungsweise zu verwenden, als ausreichend

angesehen.¹⁶³ Letzteres wäre bei einer CO₂-orientierten Inputsteuer grundsätzlich zu bejahen.

Gemäß Artikel 1 Abs. 2 VerbrauchssteuersystemRL müssen „andere“ indirekte Steuern in Bezug auf die Bestimmung der Bemessungsgrundlage, die Berechnung der Steuer, die Entstehung des Steueranspruchs und die steuerliche Überwachung mit den Unionsvorschriften für die Verbrauchsteuer oder die Mehrwertsteuer vereinbar sein, ausgenommen die Bestimmungen über Steuerbefreiungen. Nach Erwägungsgrund 4 der VerbrauchssteuersystemRL sollen damit die wesentlichen Kernpunkte dieser Regelungen von den Mitgliedstaaten beachtet werden, um die Wirksamkeit der Unionsregelungen zu den indirekten Steuern nicht zu gefährden. Dies entspricht der Rechtsprechung des EuGHs zu Artikel 3 Abs. 2 der Vorgängerrichtlinie 92/12/EWG, wonach diese Regelung eine übermäßige Behinderung des Handelsverkehrs durch zusätzliche indirekte Steuern verhindern sollte, insbesondere aufgrund anderer als der in den Unionsvorschriften über die Verbrauchsteuern oder die Mehrwertsteuer vorgesehenen Förmlichkeiten, die von einem Mitgliedstaat zum anderen variieren können. Insoweit mussten solche indirekten Steuern einer der beiden Besteuerungstechniken, wie sie im Unionsrecht für die Verbrauchsteuern und die Mehrwertsteuer ausgestaltet sind, strukturell entsprechen.¹⁶⁴ Nach Artikel 1 Abs. 2 VerbrauchssteuersystemRL 2008/118/EG muss daher bei der Ausgestaltung der Inputbesteuerung die Struktur des für Verbrauchsteuern oder Mehrwertsteuer geltenden Steuerrechts der Union beachtet werden. Dies erscheint insbesondere dann gut umsetzbar, wenn die Inputbesteuerung für die zur Stromerzeugung eingesetzten Energieerzeugnisse den Grundsätzen der Energiesteuerrichtlinie folgt.

161 EuGH v. 09.03.2000, C-437/97, Slg. 2000, I-1157, Rn. 31 – Evangelischer Krankenhausverein Wien; EuGH v. 27.02.2014, C-82/12, ECLI:EU:C:2014:108, Rn. 23 – Transportes Jordi Besora

162 EuGH v. 27.02.2014, C-82/12, ECLI:EU:C:2014:108, Rn. 23 ff. – Transportes Jordi Besora

163 Schlussanträge von Generalanwalt Wahl, Rs. C-82/12, ECLI:EU:C:2013:694, Rn. 25 – Transportes Jordi Besora; Jatzke (2016), S. 43 f. Rn. C21.

164 EuGH v. 09.03.2000, C-437/97, Slg. 2000, I-1157, Rn. 46 f. – Evangelischer Krankenhausverein Wien

Für den Fall der Einführung einer Inputbesteuerung für zur Stromerzeugung eingesetzte Energieerzeugnisse aus umweltpolitischen Gründen sieht Artikel 14 Abs. 1 Buchst. a) EnergieStRL vor, dass die Besteuerung dieser Erzeugnisse in Bezug auf die Einhaltung der Mindeststeuerbeträge für elektrischen Strom im Sinne von Artikel 10 EnergieStRL nicht berücksichtigt wird. Diese Vorschrift dürfte dahin zu verstehen sein, dass die Mindestsätze der Energiesteuerrichtlinie für Strom auch bei gleichzeitiger Besteuerung der eingesetzten Energieerzeugnisse eingehalten werden müssen.¹⁶⁵ Die Mindestsätze liegen mit einer Höhe von 0,05 beziehungsweise 0,1 Cent je Kilowattstunde¹⁶⁶ gegenüber bislang 2,05 Cent je Kilowattstunde aber so niedrig, dass der Effekt einer Beibehaltung bei Absenkung auf die Mindestsätze sehr gering ist.

Eine CO₂-orientierte Inputsteuer für zur Stromerzeugung eingesetzte Energieerzeugnisse ist grundsätzlich auch mit dem deutschen Finanzverfassungsrecht vereinbar. Zwar verfügt der Bund nur über ein eingeschränktes „Steuererfindungsrecht“ (näher Anhang „Rechtliche Bewertung einer Haushaltsfinanzierung der EEG-Förderung“). Dieses gilt nach Artikel 105 Abs. 2 i. V. m. Artikel 106 Abs. 1 Nr. 2 GG aber insbesondere für Verbrauchssteuern, deren Aufkommen nicht ausnahmsweise (auch) den Ländern oder Gemeinden zugewiesen ist. Hierunter ist entsprechend der Rechtsprechung des BVerfG zur bisherigen Energie- und Stromsteuer auch eine Besteuerung der zur Stromerzeugung eingesetzten Energieerzeugnisse zu fassen. Ein zusätzlicher klimaschützender Lenkungseffekt durch eine CO₂-orientierte Ausgestaltung steht dem nicht entgegen. Auch eine kumulative Besteuerung der eingesetzten Energieerzeugnisse und des erzeugten Stroms ist verfassungsrechtlich nicht ausgeschlossen, zumal sie sich zwingend aus den unionsrechtlichen Vorgaben des Artikels 14 Abs. 1 Buchst. a) EnergieStRL ergibt. Zu beachten ist, wie

165 EuGH v. 04.06.2015, C-5/14, NVwZ 2015, 1122 Rn. 51 – Kernkraftwerke Lippe-Ems GmbH, trifft hierzu keine Aussage.

166 vgl. Artikel 10 i. V. m. Anhang I Tabelle C EnergieStRL

oben dargestellt, die Grenze der Erdrosselungswirkung. Näher zu prüfen wäre, ob die Einführung der Inputbesteuerung im Energiesteuergesetz (Streichung der Ausnahmen von der Energiesteuerpflicht für Energieerzeugnisse zur Stromerzeugung), im Stromsteuergesetz oder anderweitig geregelt werden sollte. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Energiesteuerrichtlinie selbst – anders als für Heiz- und Kraftstoffe – keine Regelungen für eine Inputsteuer für zur Stromerzeugung eingesetzte Energieerzeugnisse enthält, sondern nur die wesentlichen Kernpunkte nach Artikel 1 Abs. 2 VerbrauchsteuersystemRL zu beachten sind. Bei strukturell ähnlicher Ausgestaltung mit der Energiesteuer für Stromerzeugungsanlagen bis zwei Megawatt und der Energiesteuer auf Heiz- und Kraftstoffe könnten systematische Gründe wie auch die bessere Übersichtlichkeit dennoch für eine Regelung im Energiesteuergesetz sprechen.

Besteuerung von Stromimporten

Eine Besteuerung der zur Stromerzeugung eingesetzten Energieerzeugnisse kann Deutschland nur für die Stromerzeugung im Inland einführen. Solange es an einer unionsweiten Regelung fehlt, können sich hieraus Wettbewerbsnachteile für den im Inland erzeugten Strom gegenüber Stromimporten aus dem Ausland ergeben. Diese lassen sich nur durch eine Besteuerung der Stromimporte ausgleichen. Hierbei müssen allerdings unionsrechtliche Vorgaben beachtet werden, insbesondere aufgrund der Energiesteuerrichtlinie, der Verbrauchsteuersystemrichtlinie und des Verbots diskriminierender inländischer Abgaben nach Artikel 110 AEUV.

Wie ausgeführt ist die Besteuerung der zur Stromerzeugung eingesetzten Energieerzeugnisse aus umweltpolitischen Gründen nach Artikel 14 Abs. 1 Buchst. a) EnergieStRL grundsätzlich zulässig. Die Energiesteuerrichtlinie enthält allerdings keine nähere Regelung zur Behandlung von Stromimporten. Vor Inkrafttreten der Energiesteuerrichtlinie hatte der EuGH im Rahmen des Artikels 110 AEUV jedoch anerkannt, dass die Besteuerung von Stromimporten als Äquivalent zur Inputbesteuerung bei inländischer Stromerzeugung

grundsätzlich zulässig ist.¹⁶⁷ Sachliche Gründe für ein Verbot einer aus umweltpolitischen Gründen erfolgenden, nicht diskriminierenden Besteuerung von Stromimporten sind auch nicht ersichtlich.

Die Vereinbarkeit der Besteuerung von Stromimporten mit Artikel 110 AEUV setzt voraus, dass die Steuer auch in Einzelfällen nicht höher ausfällt als für inländischen Strom. Dies schließt eine nach den eingesetzten Energieerzeugnissen differenzierte Besteuerung der Stromimporte aber nicht aus, wenn sie aus ökologischen Gründen erfolgt und der inländischen Inputbesteuerung entspricht.¹⁶⁸ Unzulässig ist dagegen eine Besteuerung der Stromimporte anhand eines Durchschnittswerts, während bei der inländischen Stromerzeugung nach der Art der Stromerzeugung unterschieden wird und sich daraus in bestimmten Fällen eine niedrigere Besteuerung ergeben kann. Daraus resultierende Diskriminierungen können auch durch praktische Schwierigkeiten des Abgabenerhebenden Mitgliedstaats nicht gerechtfertigt werden.¹⁶⁹ Voraussetzung für eine differenzierte Besteuerung der Stromimporte ist die Kenntnis der eingesetzten Energieerzeugnisse. Insoweit dürfen dem Importeur grundsätzlich Nachweispflichten auferlegt werden.¹⁷⁰ Welche Grenzen den Anforderungen an den Stromimporteur gesetzt sind, müsste gegebenenfalls vertieft geprüft werden. Sollte sich ergeben, dass dem Importeur ein Nachweis nicht möglich ist oder diesen übermäßig belastet, so ist ungeklärt, ob ausnahmsweise auf einen Durchschnittswert abgestellt werden kann, wie zum Beispiel auf den Börsenstrommix bei Bezug von einer Strombörse. Sollte dies nicht

zulässig sein,¹⁷¹ die CO₂-orientierte Inputbesteuerung für inländisch erzeugten Strom aber aufrechterhalten werden, so müsste dem Importeur der günstigste Steuersatz eingeräumt werden, da nur hierdurch eine Diskriminierung sicher ausgeschlossen werden kann. Daraus resultierende Wettbewerbsverzerrungen müssten hingenommen werden.

Zu beachten ist weiterhin, dass selbst eine Abgabe, die auf inländische und eingeführte Erzeugnisse nach denselben Kriterien erhoben wird, eine diskriminierende inländische Abgabe im Sinne von Artikel 110 AEUV oder eine verbotene Abgabe gleicher Wirkung im Sinne von Artikel 30 AEUV sein kann, wenn das Abgabenaufkommens (nur) zur Förderung der belasteten inländischen Erzeugnisse verwendet wird und dadurch die belasteten importierten Erzeugnisse benachteiligt.¹⁷² Eine solche Konstellation kommt vorliegend in Betracht, wenn das Aufkommen aus den Steuern auf Stromimporte (sowie auf im Inland zur Stromerzeugung eingesetzte Energieerzeugnisse) zur Finanzierung der EEG-Förderung verwendet wird und damit inländisch erzeugten Strom gegenüber importiertem Strom bevorzugt. Im Fall der EEG-Umlage hat die Kommission einen diskriminierenden Charakter unter Hinweis auf die Öffnung des Fördersystems für ausländische Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien nach dem EEG 2014 und dem EEG 2017 allerdings verneint.¹⁷³ Entsprechendes muss grundsätzlich für eine (an die Stelle der EEG-Umlage tretende) Steuerfinanzierung der EEG-Förderung gelten.

167 EuGH v. 2.4.1998, C-213/96, Slg. 1998, I-1801 Rn. 25 – Outokumpu

168 EuGH v. 2.4.1998, C-213/96, Slg. 1998, I-1801 Rn. 30 ff. – Outokumpu

169 EuGH v. 2.4.1998, C-213/96, Slg. 1998, I-1801 Rn. 34 ff., 38 – Outokumpu, entgegen den Schlussanträgen von Generalanwalt Jacobs v. 13.11.1997, C-213/96, Slg. 1998, I-1780 Rn. 55 ff.

170 vgl. auch EuGH v. 2.4.1998, C-213/96, Slg. 1998, I-1801 Rn. 39 – Outokumpu

171 Sehr restriktiv EuGH v. 2.4.1998, C-213/96, Slg. 1998, I-1801 Rn. 40 – Outokumpu: Der Mitgliedstaat muss notfalls objektiv gerechtfertigte Differenzierungen bei den inländischen Steuern für einheimischen Strom abschaffen.

172 EuGH v. 14.4.2005, C-128/03 und C-129/03, Slg. 2005, I-2886 Rn. 44 ff. – AEM; EuGH v. 17.7.2008, C-206/06, Slg. 2008, I-5497, Rn. 42 – Essent

173 Kommission v. 20.12.2016, C(2016) 8789 final, SA.45461 (2016/N) und SA.44679 (2016/N), Rn. 289 ff. (zum EEG 2017); Kommission v. 23.07.2014, C(2014) 5081 final, SA.38632 (2014/N), Rn. 329 ff. (zum EEG 2014). Kritisch etwa Schwintowski (2016), 73, 85 f.

Eine weitere Frage betrifft die Besteuerung von Stromimporten, wenn die zur Stromerzeugung eingesetzten Energieerzeugnisse bereits im Erzeugungsstaat einer Besteuerung unterliegen. Artikel 110 AEUV enthält ein Verbot der Doppelbesteuerung, soweit es sich um harmonisierte oder zumindest teilharmonisierte Steuern innerhalb der EU handelt.¹⁷⁴ In derartigen Fällen müssen die im Herkunftsland gezahlten Steuern angerechnet werden. Ob eine Teilharmonisierung der Besteuerung der zur Stromerzeugung eingesetzten Energieerzeugnisse erfolgt ist, erscheint zweifelhaft. Artikel 14 Abs. 1 Buchst. a) Energie-StRL verlangt für derartige Steuern lediglich einen umweltpolitischen Zweck, legt aber keine weiteren Anforderungen fest. Wie ausgeführt muss die Erhebung zusätzlicher indirekter Steuern nach Artikel 1 Abs. 2 VerbrauchsteuersystemRL aber mit den Unionsvorschriften für die Verbrauchssteuer oder die Mehrwertsteuer in Bezug auf die Bestimmung der Bemessungsgrundlage, die Berechnung der Steuer, die Entstehung des Steueranspruchs und die steuerliche Überwachung vereinbar sein, ausgenommen die Bestimmungen über die Steuerbefreiungen. Gemäß Erwägungsgrund 4 VerbrauchsteuersystemRL sollen damit die wesentlichen Kernpunkte dieser Regelungen von den Mitgliedstaaten beachtet werden, um die Wirksamkeit der Unionsregelungen zu den indirekten Steuern nicht zu gefährden. Nach der Rechtsprechung des EuGH zur Vorgängerrichtlinie 92/12/EWG soll eine übermäßige Behinderung des Handelsverkehrs durch zusätzliche indirekte Steuern verhindert werden, insbesondere aufgrund anderer als der in den Unionsvorschriften über die Verbrauchsteuern oder die Mehrwertsteuer vorgesehenen Förmlichkeiten, die von einem Mitgliedstaat zum anderen variieren können. Im Ergebnis muss nicht das gesamte für die Verbrauchsteuern oder die Mehrwertsteuer geltende Steuerrecht der Union eingehalten werden, wohl

aber dessen Struktur beachtet werden.¹⁷⁵ Der EuGH spricht von „strengen Voraussetzungen“ für die Erhebung solcher zusätzlicher indirekter Steuern.¹⁷⁶ Es erscheint daher denkbar, eine für die Anwendung des Verbots der Doppelbesteuerung ausreichende Teilharmonisierung anzuerkennen. Die Frage ist jedoch nicht abschließend geklärt.

6.3.3 CO₂-orientierte Stromsteuer (Outputsteuer)

Grundsätzliche Beurteilung

Angesichts der dargestellten Schwierigkeiten einer CO₂-orientierten Inputbesteuerung der Energieerzeugnisse, die für die Stromerzeugung eingesetzt werden, kann versucht werden, die Stromsteuer stärker CO₂-orientiert auszugestalten. Ein solcher Ansatz folgt dem System der Energiesteuerrichtlinie der EU, die grundsätzlich eine Outputsteuer für Strom vorsieht.

Zu prüfen ist die Besteuerung des im Inland erzeugten Stroms anhand eines CO₂-Durchschnittssatzes. Damit finden zwar die spezifischen CO₂-Emissionen der zur Stromerzeugung im konkreten Fall eingesetzten Energieerzeugnisse keine Berücksichtigung. Ein solcher Ansatz dient aber zumindest einer verbesserten Gleichstellung von Strom mit anderen Energieerzeugnissen in den Sektoren Wärme und Verkehr. Hinsichtlich der Bestimmung des relevanten Durchschnittssatzes entspricht dem Ziel der sektorenübergreifenden Gleichbehandlung mit Wärme und Verkehr in Deutschland am besten die Ausrichtung an den durchschnittlichen spezifischen CO₂-Emissionen für den Strommix im deutschen Stromnetz. Näherungsweise erscheint hierzu der Rückgriff auf die durchschnittlichen spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland geeignet. Sofern physikalische Stromimporte aus dem Ausland erheblich zunehmen sollten, wäre eine Überprüfung erforderlich.

174 EuGH v. 5.5.1982, 15/81, Slg. 1982, 1409, Rn. 31 ff. – Gaston Schul; EuGH v. 27.10.1993, C-72/92, Slg. 1993, I-5509, Rn. 15 f. – Scharbatke; Bahns/Brinkmann/Gläser/Sedlaczek in von der Groeben/Schwarze/Hatje (2015), Art. 110 Rn. 37; Wolfgang in Lenz, AEUV, Art. 110 Rn. 32. A.A. Seiler in Grabitz/Hilf/Nettesheim (2016), Art. 110 Rn. 10

175 EuGH v. 09.03.2000, C-437/97, Slg. 2000, I-1157, Rn. 46 f. – Evangelischer Krankenhausverein Wien

176 EuGH v. 10.03.2005, C-491/03, Slg. 2005, I-2025, Rn. 16 – Herrmann

Die EnergieStRL steht einer solchen CO₂-orientierten Stromsteuer nicht entgegen. Die Wahl der Besteuerungsgrundlage ist gemäß Artikel 10 Abs. 2 EnergieStRL Sache der Mitgliedstaaten, sodass eine Ausrichtung an einem CO₂-Durchschnittssatz grundsätzlich zulässig ist. Eingehalten werden müssen lediglich die Mindeststeuersätze der EnergiesteuerRL für Strom. Dies wirft angesichts ihrer geringen Höhe von 0,05 beziehungsweise 0,1 Cent je Kilowattstunde¹⁷⁷ keine Probleme auf. Das Verhältnis zur ETS-RL ist zwar nicht abschließend geklärt, doch sprechen gute Gründe für die Vereinbarkeit. Insbesondere legt die von der Kommission vorgeschlagene Ergänzung des Artikels 14 Abs. 1 Buchst. a) EnergieStRL um ein Verbot der Berücksichtigung der CO₂-Emissionen nahe, dass eine solche Berücksichtigung von der ETS-RL bislang nicht ausgeschlossen wird (vergleiche bereits oben zur Energiesteuer). Zudem findet bei dem hier untersuchten Ansatz keine Binnendifferenzierung nach eingesetzten Energieerzeugnissen statt. Im Rahmen der Ausgestaltung wäre näher zu prüfen, ob und gegebenenfalls wie bei der Stromerzeugung angefallene CO₂-Zertifikatekosten berücksichtigt werden sollen.

Nach deutschem Verfassungsrecht liegt die Gesetzgebungskompetenz für die Stromsteuer als Verbrauchssteuer beim Bund, Artikel 105 Abs. 2 i. V. m. Artikel 106 Abs. 1 Nr. 2 GG. Die Besteuerung des im Inland erzeugten Stroms nach einem CO₂-Durchschnittswert wirft allerdings Fragen der Gleichbehandlung im Verhältnis zur Energiesteuer auf, wenn diese auf die CO₂-Emissionen des konkret eingesetzten Energieerzeugnisses abstellt. Doch lässt Artikel 3 Abs. 1 GG dem Steuergesetzgeber einen weiten Spielraum bei der Wahl des Steuergegenstandes und der Bestimmung des Steuersatzes.¹⁷⁸ Auch bislang wird eine unterschiedliche Gestaltung von Energie- und Stromsteuer (Input-/Outputbesteuerung) anerkannt und entspricht dem Ansatz der Energiesteuerrichtlinie. Daher ist von

der Zulässigkeit unterschiedlicher Besteuerungsgrundlagen für die Energiesteuer einerseits und die Stromsteuer andererseits auszugehen.

Daneben stellen sich Fragen nach der Gleichbehandlung der zur Stromerzeugung eingesetzten Energieerzeugnisse im Rahmen der Stromsteuer. Aufgrund der Anwendung eines CO₂-Durchschnittswerts wird die unterschiedliche Klimawirkung der verschiedenen, zur Stromerzeugung eingesetzten Energieerzeugnisse im Steuersatz nicht abgebildet, also etwa Braunkohlestrom ebenso besteuert wie Strom aus Erdgaskraftwerken. Wie ausgeführt, lässt Artikel 3 Abs. 1 GG dem Steuergesetzgeber erheblichen Spielraum bei der Wahl des Steuergegenstandes und der Bestimmung des Steuersatzes. Allerdings legt das BVerfG für die bereichsspezifische Ausgestaltung auf Grundlage der einmal getroffenen Entscheidungen ein Gebot der Folgerichtigkeit zugrunde.¹⁷⁹ Dem entspricht bei einer grundsätzlichen CO₂-Orientierung der Stromsteuer am besten die Berücksichtigung der spezifischen CO₂-Emissionen der jeweils zur Stromerzeugung eingesetzten Energieerzeugnisse. Im Falle der Stromsteuer sind jedoch die Schwierigkeiten einer Rückverfolgung der eingesetzten Energieerzeugnisse für im Inland erzeugten Strom (und erst recht für Stromimporte) zu berücksichtigen. Dies dürfte eine Abweichung von einer Anknüpfung an die spezifischen CO₂-Emissionen der eingesetzten Energieerzeugnisse rechtfertigen.

Stromimporte

Für Stromimporte kommt in einem Stromsteuersystem auf Grundlage eines CO₂-Durchschnittswertes gleichfalls die Besteuerung nach einem Durchschnittswert in Betracht. Da auch für die inländische Stromerzeugung ein Durchschnittswert Anwendung findet, liegt hierin nicht per se ein Verstoß gegen Artikel 110 AEUV. Näherer Prüfung bedarf allerdings die Bestimmung des auf Stromimporte anwendbaren Durchschnittswertes. Die Besteuerung für importierten Strom darf nach Artikel 110 AEUV, wie ausge-

¹⁷⁷ vgl. Artikel 10 i. V. m. Anhang I Tabelle C EnergieStRL

¹⁷⁸ BVerfG v. 22.06.1995, 2 BvL 37/91, BVerfGE 93, 121, 136; BVerfG v. 7.11.2006, 1 BvL 10/02, BVerfGE 117, 1, 30

¹⁷⁹ BVerfG v. 27.06.1991, 2 BvR 1493/89, BVerfGE 84, 239, 271; BVerfG v. 30.9.1998, 2 BvR 1818/91, BVerfGE 99, 88, 95

führt, auch in Einzelfällen nicht höher ausfallen als für inländischen Strom.¹⁸⁰ Sofern die durchschnittlichen spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung im Herkunftsstaat günstiger ausfallen als in Deutschland, ist daher fraglich, ob auf den dortigen CO₂-Durchschnittswert und nicht denjenigen der Stromerzeugung in Deutschland abgestellt werden muss. Zur Beurteilung einer etwaigen Diskriminierung ist auf Ziel und Systematik der unionsrechtlich zulässigen nationalen Maßnahmen, hier der Einführung einer CO₂-orientierten Stromsteuer, abzustellen. Diese dient der Gleichbehandlung des Stromsektors mit den Sektoren Wärme und Verkehr im Hinblick auf die CO₂-Emissionen in Deutschland. Dem entspricht, wie dargestellt, die Ausrichtung an den durchschnittlichen spezifischen CO₂-Emissionen für den Strommix im deutschen Stromnetz und damit näherungsweise an den durchschnittlichen spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland. Dies gilt in gleicher Weise für inländisch erzeugten und für importierten Strom.

Zu beachten ist wiederum, dass selbst eine Abgabe, die auf inländische und eingeführte Erzeugnisse nach denselben Kriterien erhoben wird, eine diskriminierende inländische Abgabe im Sinne von Artikel 110 AEUV oder eine verbotene Abgabe gleicher Wirkung im Sinne von Artikel 30 AEUV sein kann, wenn das Abgabenaufkommens (nur) zur Förderung der belasteten inländischen Erzeugnisse verwendet wird und dadurch die belasteten importierten Erzeugnisse benachteiligt. Dies ist zu berücksichtigen, wenn das Stromsteueraufkommen zur Finanzierung der EEG-Förderung verwendet wird. Grundsätzlich liegt aber die Vereinbarkeit mit dem Unionsrecht nahe (vergleiche oben zur Inputbesteuerung der zur Stromerzeugung eingesetzten Energieerzeugnisse).

6.4 Rechtliche Bewertung einer Ausweitung der EEG-Umlage auf Verbraucher im Wärme- und im Verkehrssektor

Für die rechtliche Bewertung einer Ausweitung der EEG-Umlage ist zwischen der sogenannten kleinen Sektorenkopplung (unten 1.) und der umfassenden Sektorenkopplung (unten 2.) zu differenzieren. Während im Fall der kleinen Sektorenkopplung zwei zusätzliche Umlagen im Wärme- und im Verkehrssektor neben die großenteils unverändert fortbestehende Umlage im Stromsektor treten, sieht die umfassende Sektorenkopplung die Einführung einer einheitlichen Erneuerbaren-Umlage für alle Verbraucher im Wärme- und im Verkehrssektor vor.

6.4.1 Kleine Sektorenkopplung

Der Reformansatz der kleinen Sektorenkopplung sieht vor, dass die bestehende EEG-Umlage mit begrenzten Modifikationen (im Folgenden nunmehr als EEG-Stromumlage bezeichnet) fortbesteht. Eine Veränderung gegenüber der bestehenden EEG-Umlage ergibt sich nur insoweit, als Stromlieferanten beziehungsweise Stromverbraucher bei Nutzung des Stroms im Wärme- oder Verkehrssektor keine EEG-Stromumlage an den Stromnetzbetreiber entrichten. Vielmehr sind die entsprechenden Beträge im Rahmen der neu zu schaffenden EEG-Wärmeumlage beziehungsweise EEG-Verkehrsumlage von allen Verbrauchern im Wärmesektor beziehungsweise Verkehrssektor (oder deren Lieferanten) aufzubringen. Sie werden an die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) abgeführt, deren Einnahmeausfälle gegenüber der bestehenden EEG-Umlage damit in voller Höhe ausgeglichen werden.

Ziel dieser Studie ist nicht, die Zulässigkeit der kleinen Sektorenkopplung umfassend rechtlich zu beurteilen. Vielmehr werden nur die zusätzlichen Rechtsfragen geprüft, die sich im Vergleich zur bestehenden EEG-Umlage ergeben.

¹⁸⁰ EuGH v. 02.04.1998, C-213/96, Slg. 1998, I-1801 Rn. 30 ff. – Outokumpu

Die im Rahmen der kleinen Sektorenkopplung einzuführende **EEG-Stromumlage** führt für die Stromverbraucher, soweit sie den Strom nicht im Wärme- oder Verkehrssektor nutzen, zu keiner Veränderung ihrer Umlagepflicht gegenüber der derzeitigen EEG-Umlage. Hinsichtlich der rechtlichen Beurteilung kann daher weitgehend an die dortige Rechtslage angeknüpft werden.

Aus unionsrechtlicher Sicht wird die EEG-Förderung von der Kommission als Beihilfe im Sinne von Artikel 107 ff. AEUV angesehen und hierbei auch die EEG-Umlage geprüft.¹⁸¹ Im Rahmen des EEG 2017 wurde die EEG-Umlage von der Kommission als vereinbar mit den Artikeln 107 ff. AEUV angesehen.¹⁸² Zugleich hat sie in diesem Zusammenhang die Vereinbarkeit mit dem Verbot diskriminierender inländischer Abgaben nach Artikel 110 AEUV und dem Verbot von Abgaben gleicher Wirkung nach Artikel 30 AEUV bejaht (näher dazu im Anhang „Rechtliche Bewertung einer Haushaltsfinanzierung der EEG-Förderung“). Im Falle der Umgestaltung muss die EEG-Förderung allerdings, wenn man sie mit Kommission und Europäischem Gericht als Beihilfe einstuft, erneut von der Kommission genehmigt werden, vergleiche Artikel 108 Abs. 3 AEUV. Da der Ansatz der EEG-Stromumlage demjenigen der EEG-Umlage entspricht, ist grundsätzlich auch von ihrer Vereinbarkeit mit Artikeln 107 ff. AEUV auszugehen. Veränderungen ergeben sich allerdings im Vergleich der Stromverbraucher, die Strom nicht im Wärme- oder Verkehrssektor nutzen, zu den Stromverbrauchern im Wärme- oder Verkehrssektor. Zwar ist der Beitrag zu den EEG-Förderkosten für jede verbrauchte Kilowattstunde Strom unabhängig vom betroffenen Sektor gleich hoch. Die entstehende Belastung wird bei

Nutzung des Stroms im Wärme- oder Verkehrssektor jedoch – um die Elektrifizierung des Wärmesektors und des Verkehrssektors zu erleichtern – auf zusätzliche Verbraucher verteilt, sodass die Stromverbraucher im Wärme- und im Verkehrssektor wirtschaftlich entlastet werden. Diese Entlastung könnte nach dem Ansatz der Kommission ihrerseits als Beihilfe anzusehen und daher genehmigungsbedürftig sein.¹⁸³ Eine Beihilfe läge allerdings dann nicht vor, wenn die Entlastung der Stromverbraucher im Wärme- und Verkehrssektor als systemkonforme Ausgestaltung eines neuen Ansatzes sektorenspezifischer Umlagen anzusehen wäre. Eine Beihilfe im Sinne der Artikel 107 ff. AEUV setzt weiterhin voraus, dass trotz der unterschiedlichen Absatzmärkte überhaupt eine Wettbewerbsverfälschung im Verhältnis der Stromverbraucher im Wärme- oder Verkehrssektor zu den übrigen Stromverbrauchern vorliegt. Sofern danach eine Beihilfe bejaht werden sollte, wäre schließlich deren Genehmigungsfähigkeit zu prüfen. Die beihilfenrechtliche Beurteilung bedarf insoweit noch weiterer Vertiefung.

Nach deutschem Finanzverfassungsrecht wird die EEG-Umlage ganz überwiegend als zulässig angesehen. Insbesondere entsteht nach herrschendem Verständnis keine Aufkommenswirkung zugunsten der öffentlichen Hand, sodass es sich nicht um eine (möglicherweise unzulässige) Sonderabgabe im Sinne der Rechtsprechung des BVerfG handelt (vergleiche Anhang „Rechtliche Bewertung einer Haushaltsfinanzierung der EEG-Förderung“). Diese Einschätzung gilt entsprechend auch für die EEG-Stromumlage. Neu zu beurteilen ist allerdings unter dem Gesichtspunkt des Gleichheitssatzes (Artikel 3 Abs. 1 GG) die geringere Belastung von Stromverbrauchern im Wärmesektor und im Verkehrssektor im Vergleich zu den übrigen Stromverbrauchern. Die unterschiedliche

181 vgl. zum EEG 2012 Kommission v. 25.11.2014, Beschluss (EU) 2015/1585 über die Beihilferegelung SA.33995 (2013/C) (ex 2013/NN), ABl. EU 2015 Nr. L 250, S. 122 Rn. 61 ff., insb. Rn. 98 ff.; bestätigt durch EuG v. 10.5.2016, T-47/15, ZUR 2016, 412 Rn. 71 ff.

182 Kommission v. 20.12.2016, C(2016) 8789 final, SA.45461 (2016/N) und SA.44679 (2016/N) zum EEG 2017

183 vgl. zur Einordnung der verringerten EEG-Umlage für stromkostenintensive Unternehmen und Schienenbahnen nach dem EEG 2012 als Beihilfe Kommission v. 25.11.2014, Beschluss (EU) 2015/1585 über die Beihilferegelung SA.33995 (2013/C) (ex 2013/NN), ABl. EU 2015 Nr. L 250, S. 122

Belastung erscheint jedoch grundsätzlich begründbar vor dem zulässigen Ziel, die Elektrifizierung des Wärme- und des Verkehrssektors zu fördern. Ihre Auswirkungen auf die übrigen Stromverbraucher sind auch beschränkt. Insbesondere ist nicht vorgesehen, dass diese die entstehenden Umlageausfälle kompensieren.¹⁸⁴ Wettbewerbliche Effekte, etwa durch Strompreissteigerungen aufgrund erhöhter Nachfrage, treten allenfalls mittelbar ein.

Die neu einzuführende **EEG-Wärmeumlage** entspricht in ihrem finanziellen Volumen der entfallenden EEG-Umlage der Stromverbraucher im Wärmesektor. Eine solche EEG-Wärmeumlage ist von den Wärmeverbrauchern beziehungsweise deren Lieferanten zu entrichten. Sie bedarf hierbei der näheren Ausgestaltung hinsichtlich Berechnung, Erhebung und Weiterleitung der EEG-Wärmeumlage an die Übertragungsnetzbetreiber. Diese bei der EEG-Umlage vorrangig von den Übertragungsnetzbetreibern, teilweise aber auch von den Verteilernetzbetreibern wahrgenommenen Verwaltungsaufgaben können möglicherweise durch ausgewählte Unternehmen je Energieträger (Fernwärmelieferanten, überregionale Gasversorger oder Fernleitungsnetzbetreiber, Heizöllieferanten etc.) übernommen werden. Zudem muss hinsichtlich der Höhe der Umlage für jeden Wärmeverbraucher beziehungsweise dessen Lieferanten bestimmt und geprüft werden, ob Reduktionen oder Befreiungen von der EEG-Wärmeumlage für bestimmte Wärmeverbräuche vorgesehen werden sollen.

Aus unionsrechtlicher Perspektive ist zum einen das Beihilferecht (Artikel 107 ff. AEUV) zu berücksichtigen. Im Ausgangspunkt bleibt die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien jedoch unverändert, ebenso wie die Ausnahmeregelungen für stromkostenintensive Unternehmen und Schienenbahnen. Insoweit bejaht die Kommission, wie dargestellt, die Vereinbarkeit mit dem Unionsrecht.

¹⁸⁴ Die Kompensation der Umlageausfälle durch die übrigen Verbraucher im Wärmesektor beziehungsweise Verkehrssektor wird in der Folge gesondert erörtert.

Daher bestehen grundsätzlich auch keine Bedenken gegen die Verwendung der EEG-Wärmeumlage zur Finanzierung der EEG-Förderung. Neu zu prüfen sind allerdings etwaige besondere Ermäßigungs- oder Befreiungstatbestände für bestimmte Wärmeverbräuche. Diese sind in ihrer konkreten Ausgestaltung an den Vorgaben der Artikel 107 ff. AEUV und insbesondere an den Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen¹⁸⁵ zu messen. Zu prüfen ist darüber hinaus eine mögliche Beihilfe zugunsten der Stromverbraucher im Wärmesektor im Verhältnis zu den übrigen Wärmeverbrauchern durch die Umverteilung der EEG-Umlage auf alle Wärmeverbraucher. Aufgrund des gleichen Absatzmarktes (Wärmeverversorgung) ist eine Wettbewerbsbeeinflussung gegeben. Wie bereits ausgeführt liegt eine Beihilfe aber dann nicht vor, wenn die Umverteilung der Belastung als systemkonforme Ausgestaltung eines neuen Ansatzes sektorenspezifischer Umlagen anzusehen ist. Sofern dagegen eine Beihilfe bejaht wird, ist deren Genehmigungsfähigkeit zu prüfen. Die beihilfenrechtliche Beurteilung bedarf insoweit noch weiterer Vertiefung.

Daneben muss die EEG-Wärmeumlage den Vorgaben für nationale Abgaben nach Artikel 110 AEUV beziehungsweise Artikel 30 AEUV genügen. Die EEG-Wärmeumlage kann als Abgabe im Sinne dieser Vorschriften angesehen werden, da nach der Rechtsprechung des EuGH nicht erforderlich ist, dass die Abgabe vom Staat erhoben wird.¹⁸⁶ Daher können zum Beispiel auch von einem Netzbetreiber erhobene Tarifaufschläge auf übertragene Elektrizität diesen Vorschriften unterfallen.¹⁸⁷ Da die EEG-Wärmeumlage aber auf inländisch erzeugte Wärme und importierte Wärme (die ohnehin nur von geringer Relevanz ist) gleichermaßen erhoben werden soll,

¹⁸⁵ Mitteilung der Kommission, Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, ABl. EU 2014 Nr. C 200, S. 1

¹⁸⁶ EuGH v. 17.05.1983, 132/82, Slg. 1983, 1649 Rn. 8 – Kommission/Belgien

¹⁸⁷ EuGH v. 17.07.2008, C-206/06, Slg. 2008, I-5497 Rn. 46 – Essent Network Noord

weist sie grundsätzlich keinen diskriminierenden Charakter auf und verstößt im Ausgangspunkt nicht gegen Artikel 110 AEUV beziehungsweise Artikel 30 AEUV. Allerdings kann selbst eine Abgabe, die auf inländische und eingeführte Erzeugnisse nach denselben Kriterien erhoben wird, eine diskriminierende inländische Abgabe im Sinne von Artikel 110 AEUV oder eine verbotene Abgabe gleicher Wirkung im Sinne von Artikel 30 AEUV darstellen, wenn das Abgabenaufkommen (nur) zur Förderung der belasteten inländischen Erzeugnisse verwendet wird und dadurch die belasteten importierten Erzeugnisse benachteiligt werden.¹⁸⁸ Im Fall der EEG-Umlage hat die Kommission einen diskriminierenden Charakter unter Hinweis auf die Öffnung des Fördersystems für ausländische Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien allerdings verneint.¹⁸⁹ Diese Überlegung greift bei Einführung einer EEG-Wärmeumlage weiterhin. Da die Höhe der Umlage für Strom im Wärmesektor sinkt, würden sich die Nachteile für importierten Strom im Wärmesektor und damit mögliche Bedenken aufgrund von Artikel 110 AEUV beziehungsweise Artikel 30 AEUV sogar verringern.

Aus Perspektive des deutschen Verfassungsrechts ist zunächst von Bedeutung, ob sich eine Aufkommenswirkung der EEG-Wärmeumlage zugunsten der öffentlichen Hand ergibt und damit möglicherweise eine unzulässige Sonderabgabe vorliegt. Für die EEG-Umlage wird dies ganz überwiegend verneint (vergleiche Anhang „Rechtliche Bewertung einer Haushaltsfinanzierung der EEG-Förderung“). Bei vergleichbarer Ausgestaltung der EEG-Wärmeumlage ergeben sich keine neuen Bedenken. Sollte nach der konkreten Ausgestaltung hingegen eine Aufkommenswirkung zugunsten der öffentlichen Hand zu

bejahen sein, so läge möglicherweise eine unzulässige Sonderabgabe vor. Das BVerfG geht dann von einer Sonderabgabe aus, wenn der Gesetzgeber Kompetenzen außerhalb der Finanzverfassung in Anspruch nimmt, obwohl weder ein Gegenleistungsverhältnis noch ähnlich unterscheidungskräftige besondere Belastungsgründe ein Konkurrenzverhältnis der Abgabe zur Steuer ausschließen.¹⁹⁰ Sonderabgaben sind nach der Rechtsprechung des BVerfG lediglich als „seltene Ausnahme“ zulässig.¹⁹¹ Die Zulässigkeit einer Finanzierungs-sonderabgabe setzt nach ständiger Rechtsprechung des BVerfG kumulativ insbesondere Folgendes voraus:¹⁹²

- **Verfolgung eines Sachzwecks:** Die Sonderabgabe muss der Verfolgung eines Sachzwecks dienen, der über die bloße Mittelbeschaffung hinausgeht.
- **Gruppenhomogenität:** Belastet wird eine vorgefundene, homogene Gruppe, die durch eine gemeinsame Interessenlage oder andere Gegebenheiten von der Allgemeinheit abgrenzbar ist. Die Gemeinsamkeiten müssen geeignet sein, einen rechtfertigenden Zusammenhang mit einer spezifischen Finanzierungsverantwortung der Abgabepflichtigen für die Wahrnehmung der Aufgabe herzustellen.
- **Finanzierungsverantwortung:** Die Gruppe muss zu dem mit der Abgabenerhebung verfolgten Zweck in einer Beziehung spezifischer Sachnähe stehen, aufgrund derer ihr eine besondere Finanzierungsverantwortung zugerechnet werden kann. Die spezifische Sachnähe liegt vor, wenn die belastete Gruppe dem mit der Abgabenerhebung verfolgten Zweck nähersteht als jede andere Gruppe oder die Allgemeinheit der Steuerzahler.

188 EuGH v. 14.04.2005, C-128/03 und C-129/03, Slg. 2005, I-2886 Rn. 44 ff. – AEM; EuGH v. 17.07.2008, C-206/06, Slg. 2008, I-5497 Rn. 42 – Essent Netwerk Noord

189 zum EEG 2017 Kommission v. 20.12.2016, C(2016) 8789 final, SA.45461 (2016/N) und SA.44679 (2016/N), Rn. 289 ff.; vgl. auch zum EEG 2014 Kommission v. 23.07.2014, C(2014) 5081 final, SA.38632 (2014/N), Rn. 329 ff.; kritisch etwa Schwintowski (2016), S. 73, 85 f.

190 BVerfG, Beschl. v. 17.07.2003, 2 BvL 1/99 u.a., BVerfGE 108, 186, 217 – Altenpflegeausbildungsumlage; BVerfG, Beschl. v. 12.05.2009, 2 BvR 743/01, BVerfGE 123, 132, 141 – Forstabsatzfonds

191 BVerfG, Beschl. v. 12.5.2009, 2 BvR 743/01, BVerfGE 123, 132, 141 f. – Forstabsatzfonds; BVerfG, Urt. v. 28.01.2014, 2 BvR 1561/12 u.a., BVerfGE 135, 155 Rn. 122 – Filmabgabe

192 vgl. etwa BVerfG, Urt. v. 28.1.2014, 2 BvR 1561/12 u.a., BVerfGE 135, 155 Rn. 121 ff. – Filmabgabe

→ **Gruppennützige Verwendung:** Das Abgabenaufkommen muss gruppennützig verwendet werden. Liegen die Sachnähe der Gruppe zum Zweck der Abgabe und die Finanzierungsverantwortung der Gruppe vor, so wirkt die zweckentsprechende Verwendung des Abgabenaufkommens zugleich gruppennützig, weil die Gruppe von einer ihrem Verantwortungsbereich zuzurechnenden Aufgabe entlastet wird.

Bei Belastung aller Wärmeverbraucher mit der EEG-Wärmeumlage bestehen erhebliche Zweifel jedenfalls am Vorliegen einer von der Gesamtheit der Steuerzahler abgrenzbaren homogenen Gruppe und deren besonderer Finanzierungsverantwortung für den Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien.¹⁹³ Die Frage ist allerdings nicht abschließend geklärt. Doch sollte eine Gestaltung der EEG-Wärmeumlage, die zu einer Aufkommenswirkung für die öffentliche Hand führt, jedenfalls vermieden werden.

Im Falle einer Ausgestaltung der EEG-Wärmeumlage ohne Aufkommenswirkung zugunsten der öffentlichen Hand finden die besonderen Zulässigkeitsanforderungen für Sonderabgaben keine Anwendung. Denkbar ist aber, dass zumindest der fundamentale Grundsatz der Gleichheit der Bürger bei der Auferlegung öffentlicher Lasten Anwendung findet. Dieser Grundsatz der Lastengleichheit gilt zunächst zwar für die Besteuerung.¹⁹⁴ Hieraus wird aber zugleich abgeleitet, dass die die Gemeinschaft treffenden Lasten auch tatsächlich aus den von allen gemeinsam aufgetragenen Steuermitteln getragen werden müssen, um die relativ gleiche Teilnahme aller Staatsbürger sicherzustellen. Denn in dem Maße, in dem der Staat

bestimmte öffentliche Aufgaben nicht aus Steuermitteln finanziert, sondern einzelnen Bürgern oder Gruppen neben ihrer Steuerlast und ohne Rücksicht auf diese aufbürdet, hebt er der Sache nach die Lastengleichheit wieder auf.¹⁹⁵ Ausnahmen von der Steuerfinanzierung öffentlicher Aufgaben sind daher in besonderem Maße rechtfertigungsbedürftig. Dies gilt nicht nur für die Erhebung öffentlicher Abgaben und führt dort zu den genannten besonderen Zulässigkeitsanforderungen für Finanzierungsabgaben,¹⁹⁶ sondern zum Beispiel auch für die Indienstnahme Privater für öffentliche Aufgaben.¹⁹⁷

Ob der Grundsatz der Lastengleichheit auch bei der gesetzlichen Ausgestaltung von Umlagen Anwendung findet, haben BVerfG und BGH bislang nicht ausdrücklich entschieden. Insbesondere wandte die bisherige Rechtsprechung zum EEG den Grundsatz der Lastengleichheit nur auf die Abnahme- und Vergütungspflichten der Netzbetreiber bei Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien an.¹⁹⁸ Im Hinblick auf die EEG-Umlage hat der BGH (lediglich) festgestellt, dass die durch die EEG-Umlage belasteten Privatrechtssubjekte durch die Grundrechte hinreichend vor einer unzulässigen Ungleichbehandlung geschützt werden und dass insbesondere ein Verstoß gegen Artikel 3 Abs. 1 GG nicht ersichtlich sei.¹⁹⁹ Der vorstehend ausgeführte Grundgedanke des

193 vgl. zur Gruppe der Stromverbraucher BVerfG, Beschl. v. 11.10.1994, 2 BvR 633/86, BVerfGE 91, 186, 205 f. – Kohlepfennig; aus der Literatur v. Stockhausen (2007), S. 736 f.; Kahl/Bews (2015), S. 44 ff.; Rheker (2016), S. 154 ff.

194 BVerfG v. 19.03.1991, 2 BvR 1493/89, BVerfGE 84, 239, 268 ff.; BVerfG v. 31.10.2016, 1 BvR 871/13, Rn. 40 – Zweitwohnungssteuer

195 grundlegend BVerfG, Urt. v. 10.12.1980, 2 BvF 3/77, BVerfGE 55, 274, 303 – Berufsausbildungsabgabe

196 vgl. dazu etwa BVerfG, Beschl. v. 11.10.1994, 2 BvR 633/86, BVerfGE 91, 186, 202 f. – Kohlepfennig; vgl. auch BVerfG, Beschl. v. 07.11.1995, 2 BvR 413/88 und 1300/93, BVerfGE 93, 319, 344 f. – Wasserpennig

197 so zur Abnahme- und Vergütungspflicht nach dem StromEinspG BGH, Urt. v. 22.10.1996, KZR 19/95, BGHZ 134, 1, 21; in diesem Sinne etwa auch BVerfG, Beschl. v. 11.2.1992, 1 BvR 890/84 und 74/87, BVerfGE 85, 226, 236 f. zur Entgeltfortzahlungspflicht bei Sonderurlaub zu Zwecken der Jugendpflege

198 BGH, Urt. v. 22.10.1996, KZR 19/95, BGHZ 134, 1, 21; BGH, Urt. v. 11.6.2003, VIII ZR 160/02, BGHZ 155, 141, 149 ff.

199 BGH, Urt. v. 25.06.2014, VIII ZR 169/13, BGHZ 201, 355 Rn. 22 f.

Grundsatzes der Lastengleichheit trifft jedoch ebenso auf die gesetzliche Ausgestaltung von Umlagen zur Finanzierung öffentlicher Aufgaben zu. Hierbei kann der Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien als eine solche öffentliche Aufgabe betrachtet werden.²⁰⁰ Im Ergebnis liegt daher die Anwendbarkeit des Grundsatzes der Lastengleichheit nahe.²⁰¹ Die Frage ist allerdings nicht abschließend geklärt.

Dem Inhalt nach erfordert der Grundsatz der Lastengleichheit jedenfalls eine hinreichende Verantwortungsbeziehung zwischen der belasteten Personengruppe und der zu erfüllenden öffentlichen Aufgabe.²⁰² Andernfalls wäre die Sonderbelastung dieser Personengruppe nicht zu rechtfertigen. Daneben wird teilweise auch das Kriterium der Gruppenhomogenität für erforderlich gehalten²⁰³ und auch das Kriterium der Gruppennützigkeit zumindest teilweise erörtert.²⁰⁴ Der Inhalt des Grundsatzes der Lastengleichheit muss bei Anwendung auf die gesetzliche Ausgestaltung von Umlagen im Vergleich zu den Anforderungen an Sonderabgaben allerdings modifiziert werden, da die in der Konkurrenz von Sonderabgabe und Steuer begründeten Anforderungen nicht in gleichem Maße erforderlich sind. Denn ein hinreichender Abstand zur Steuer ergibt sich bereits aus der andersartigen Ausgestaltung ohne Aufkom-

menwirkung zugunsten der öffentlichen Hand. Im Falle von Umlagen ist daher nach hiesigem Verständnis insbesondere zu verlangen, dass die Zusammenfassung der belasteten Personen zu einer Gruppe vor dem Hintergrund des verfolgten öffentlichen Zwecks durch gemeinsame Kriterien gerechtfertigt ist und dass dieser Gruppe eine besondere Finanzierungsverantwortung zukommt.

Die EEG-Wärmeumlage dient der anteiligen Finanzierung der EEG-Förderung (Einspeisevergütung, Marktprämie, Mieterstromzuschlag, Flexibilitätsprämie) und damit dem Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien.²⁰⁵ Belastet werden alle Wärmeverbraucher, die als Gruppe zur Finanzierung des Ausbaus der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Höhe des Anteils des Stromverbrauchs im Wärmesektor herangezogen werden. Die EEG-Wärmeumlage zielt hierbei auf eine Verbesserung der Wettbewerbsbedingungen für Stromanwendungen im Wärmesektor, indem die bislang aus der EEG-Umlage resultierende spezifische Belastung des Stromverbrauchs im Wärmesektor durch gleichmäßige Belastung aller Wärmeverbraucher aufgehoben wird. Aufgrund der bestehenden Wettbewerbsbeziehungen erscheint eine solche Gruppenbildung nicht ausgeschlossen. Aus Gründen einer gleichheitssatzgerechten Ausgestaltung liegt dann allerdings nahe, die EEG-Wärmeumlage auf weitere spezifische Belastungen von Wärmeenergieträgern auszuweiten. Dies betrifft insbesondere die Biogasumlage nach § 20b GasNEV, soweit diese zu einer spezifischen Belastung des Energieträgers Gas im Wärmesektor führt. In diesem Fall wäre die EEG-Wärmeumlage gegenüber der entfallenden EEG-Umlage der Stromverbraucher im Wärmesektor entsprechend zu erhöhen.

Problematisch ist, ob eine besondere Finanzierungsverantwortung der Wärmeverbraucher für den Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien besteht. Im Wesentlichen kann sich die Finanzierungsverantwortung einer Personengruppe aus zwei

200 vgl. etwa v. Stockhausen (2007), S. 152 f., 594; Riedel/Weiss (2013), S. 402, 407; Brahms/Maslaton (2014), S. 760, 763

201 ausdrücklich bejahend zur EEG-Umlage v. Stockhausen (2007), S. 578 ff., 727 ff.; Brahms/Maslaton (2014), S. 760, 763; ebenso zur KWKG-Umlage Burgi (2008), S. 1.205, 1.212 f.

202 so auch zur EEG-Umlage v. Stockhausen (2007), S. 578 ff., 727 ff.; zur KWKG-Umlage Burgi (2008), S. 1.205, 1.212 f.; vgl. auch BVerfG, Beschl. v. 11.2.1992, 1 BvR 890/84 und 74/87, BVerfGE 85, 226, 236 f. zur Entgeltfortzahlungspflicht bei Sonderurlaub zu Zwecken der Jugendpflege; BVerfG v. 18.11.2003, 1 BvR 302/96, Rn. 109 zur Zuschusspflicht des Arbeitgebers zum Mutterschaftsgeld

203 v. Stockhausen (2007), S. 736 f.; ähnlich zur KWKG-Umlage Burgi (2008), S. 1.205, 1.213

204 Burgi (2008), S. 1.205, 1.213

205 vgl. ähnlich zur derzeitigen EEG-Umlage Kahl/Bewes (2015), S. 53 ff.

Gesichtspunkten ergeben: aus der Veranlassung eines besonderen Aufwands (Verursachungsgedanke) oder aus dem Ausgleich erlangter Vorteile (Vorteilsgedanke).²⁰⁶ Im Folgenden wird zugrunde gelegt, dass eine besondere Finanzierungsverantwortung der Stromverbraucher (insbesondere auch solcher im Wärmesektor) über den Verursachungsgedanken grundsätzlich begründbar ist.²⁰⁷ Insoweit kann die Stromnachfrage als ursächlich für Umwelt- und Klimaschäden durch die fossile und nukleare Stromerzeugung angesehen werden, sodass der Stromverbraucher (oder gegebenenfalls der Stromlieferant) auch Verantwortung für die vorbeugende Vermeidung dieser Schäden trägt. Dies gilt sowohl für den Bezug aus dem Energieversorgungsnetz als auch für die fossile Eigen- oder Drittversorgung ohne Netznutzung. Bei der Eigen- oder Drittversorgung mit Strom aus Erneuerbaren Energien ohne Nutzung des Energieversorgungsnetzes kann der Verursachungsgedanke dagegen nur im Hinblick auf die Reservefunktion des Stromversorgungssystems Anwendung finden, solange der Stromverbraucher sich nicht vollständig vom Stromversorgungssystem entkoppelt, da er die Vorhaltung von Erzeugungsreserven veranlasst und insoweit zumindest anteilig einen Verursachungsbeitrag leisten.

Näher zu prüfen ist jedoch, ob Wärmeverbrauchern eine besondere Finanzierungsverantwortung für den Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zukommt, soweit sie keinen Strom, sondern andere Energieerzeugnisse nutzen. Anders als die Stromverbraucher nehmen die übrigen Wärmeverbraucher das Stromversorgungssystem in der Regel

nicht einmal als Reserve für ihren Wärmebedarf in Anspruch, sodass sich ihre besondere Finanzierungsverantwortung für den Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien nicht über das Verursacherprinzip begründen lässt. Auch der – neben den allgemeinen Zweck des Ausbaus der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien tretende – spezifische Zweck der EEG-Wärmeumlage, die Wettbewerbsbedingungen für Stromanwendungen im Wärmesektor zu verbessern, begründet keine Finanzierungsverantwortung auf Grundlage des Verursachungsgedankens. In Betracht kommt demgegenüber eine Finanzierungsverantwortung der übrigen Wärmeverbraucher in Anwendung des Vorteilsgedankens, wenn belegt werden kann, dass die Stromverbraucher den Wärmeverbrauchern einen Teil der eigentlich von diesen zu tragenden Lasten bei der Transformation des Energiesystems durch Einsatz Erneuerbarer Energien abnehmen. Hierfür fehlt es bislang aber an einer belastbaren Grundlage, zumal auch zu berücksichtigen wäre, dass Stromanwendungen im Wärmesektor von der EEG-Förderung profitieren können, andere Wärmeenergieträger hingegen nicht. Aus dem Gesichtspunkt des Gleichheitssatzes ist darüber hinaus problematisch, dass jeder Wärmeverbraucher den von ihm eingesetzten Energieträger weitgehend selbst bestimmt (zum Beispiel Öl, Gas oder Holzpellets). Daher müsste jedenfalls weiter geprüft werden, ob bei der Anlastung der EEG-Wärmeumlage nach der Klimawirkung der eingesetzten Wärmeenergieträger zu differenzieren ist.

Im Ergebnis bestehen daher erhebliche Bedenken gegen die Einführung einer EEG-Wärmeumlage.

Für die rechtliche Beurteilung der einzuführenden **EEG-Verkehrsumlage** gelten entsprechende Überlegungen wie für die EEG-Wärmeumlage. Insbesondere bestehen Bedenken gegen eine besondere Finanzierungsverantwortung der Verbraucher im Verkehrssektor für den Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, soweit sie keinen Strom, sondern andere Energieerzeugnisse nutzen.

206 v. Stockhausen (2007), S. 706 ff; vgl. zu Sonderabgaben auch Kahl/Bews (2015), S. 54

207 zur Anwendung des Verursachungsgedankens auf die EEG-Umlagepflicht insbesondere die Gesetzesmaterialien zum EEG 2000, BT-Dr. 14/2776, S. 20, 24, und zum EEG 2004 BT-Dr. 15/2864, S. 20, 24, 48, 49; vgl. auch zum KWKG BT-Dr. 14/7024, S. 14, und BT-Dr. 16/8305, S. 1; aus der Literatur etwa Britz/Müller (2003), S. 163, 170; Kahl/Bews (2015), S. 111; Gawel (2013), S. 409, 416; zum KWKG auch Burgi (2008), S. 1.205, 1.213

6.4.2 Umfassende Sektorenkopplung

Die umfassende Sektorenkopplung wird durch Einführung einer Erneuerbaren-Umlage verwirklicht, die neben den Stromverbrauchern auch die Verbraucher im Wärme- und im Verkehrssektor einbezieht. Auch dies dient einer Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors durch Aufhebung der spezifischen Belastung des Stromverbrauchs durch die EEG-Umlage. Anders als im Falle der kleinen Sektorenkopplung findet eine Angleichung der Belastung aber nicht sektorenspezifisch statt, sondern über alle drei Sektoren hinweg.

Das Aufkommen der Erneuerbaren-Umlage entspricht demjenigen der EEG-Umlage sowie den bisher aus dem Bundeshaushalt finanzierten Förderkosten für Erneuerbare Energien im Wärme- und im Verkehrssektor. Über die Förderkosten für Erneuerbare Energie im Strombereich hinaus werden damit auch die Förderkosten im Wärme- und im Verkehrssektor einbezogen. Im Einzelnen zu klären ist, inwieweit zusätzlich auch die im Stromsektor aus dem Bundeshaushalt finanzierten Förderkosten einzubeziehen sind sowie sonstige nicht aus dem Bundeshaushalt finanzierte Förderkosten in den drei Sektoren (insbesondere Biogasumlage nach § 20b StromNEV).

Eine solche Erneuerbaren-Umlage ist von den Verbrauchern im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor beziehungsweise deren Lieferanten zu entrichten. Näher ausgestaltet werden muss die Berechnung, Erhebung und Weiterleitung der Erneuerbaren-Umlage. Neben den bislang für die EEG-Umlage zuständigen Stromnetzbetreibern, insbesondere den Übertragungsnetzbetreibern, müssen voraussichtlich auch ausgewählte Unternehmen aus den anderen Sektoren zur Erfüllung dieser Aufgaben herangezogen werden. Zudem muss die Höhe der Umlage für jeden Verbraucher im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor beziehungsweise dessen Lieferanten bestimmt werden. Im Ausgangspunkt wird eine gleiche Bemessungsgrundlage für die Umlage in allen drei Sektoren zugrunde gelegt, wobei diese an den Energiegehalt, aber zum Beispiel auch an die Klimawirkungen anknüpfen

kann. Anschließend müssen etwaige Reduktionen oder Befreiungen von der Erneuerbaren-Umlage für bestimmte Verbraucher im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor festgelegt werden.

Wie im Falle der kleinen Sektorenkopplung ist auch bei der umfassenden Sektorenkopplung nicht Ziel dieser Studie, die Zulässigkeit des Reformansatzes umfassend rechtlich zu prüfen. Vielmehr werden nur die zusätzlichen Rechtsfragen geprüft, die sich im Vergleich zur bestehenden EEG-Umlage ergeben.

Soweit die einzelnen Fördermaßnahmen in den drei Sektoren, deren Kosten in die umfassende Erneuerbaren-Umlage eingehen, jeweils für sich bereits beihilfenrechtlich geprüft worden sind, wirft die Förderung grundsätzlich keine neuen Fragen auf. Näher geprüft werden müssen hingegen etwaige Ermäßigungs- oder Befreiungstatbestände für bestimmte Energieverbräuche, deren konkrete Ausgestaltung an den Vorgaben der Artikel 107 ff. AEUV und insbesondere an den Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen zu messen ist. Darüber hinaus ergibt sich insbesondere die Frage, ob die Entlastung der Stromverbraucher im Vergleich zur bestehenden EEG-Umlage als Beihilfe im Sinne der Artikel 107 ff. AEUV anzusehen ist. Dies ist zu verneinen, wenn die Entlastung der Stromverbraucher als systemkonforme Ausgestaltung eines neuen Ansatzes einer alle drei Sektoren (Strom, Wärme, Verkehr) einbeziehenden Umlage angesehen werden kann. Sollte hingegen eine Beihilfe bejaht werden, wäre deren Genehmigungsfähigkeit näher zu prüfen. Eine abschließende beihilfenrechtliche Beurteilung ist auch hier nicht Gegenstand dieser Studie.

Da die Erneuerbaren-Umlage im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor gleichermaßen auf inländische und importierte Energie erhoben wird, kann sich ein diskriminierender Charakter und damit ein Verstoß gegen Artikel 110 AEUV beziehungsweise Artikel 30 AEUV lediglich aus der Verwendung des Abgabenaufkommens (nur) zur Förderung der belasteten inländischen Erzeugnisse ergeben. Wie zur EEG-Wärmeumlage dargestellt, hat die Kommission

einen diskriminierenden Charakter der derzeitigen EEG-Umlage unter Hinweis auf die Öffnung des Fördersystems für ausländische Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien verneint. Bei der Ausgestaltung der Erneuerbaren-Umlage muss gleichfalls sichergestellt werden, dass importierte Energie in hinreichendem Umfang von der Förderung profitieren kann. Dies betrifft insbesondere die Ausgestaltung des Förderregimes im Wärme- und im Verkehrssektor und kann zum Beispiel für die Förderung der Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz nach § 20a GasNEV Bedeutung gewinnen.

Nach deutschem Verfassungsrecht stellt sich die Frage, ob die Entlastung von Stromverbrauchern im Vergleich zu den Verbrauchern im Wärme- und im Verkehrssektor mit dem Gleichheitssatz des Artikels 3 Abs. 1 GG vereinbar ist. Eine nach einheitlichen Maßstäben erfolgende Belastung jeder verbrauchten Kilowattstunde erscheint jedoch grundsätzlich begründbar im Hinblick auf das Ziel einer allgemeinen Umgestaltung des Energiesystems mit verstärkter Nutzung Erneuerbarer Energien.

Aus Perspektive des deutschen Finanzverfassungsrechts ergeben sich, wie für die EEG-Wärmeumlage ausgeführt, Bedenken insbesondere dann, wenn eine Aufkommenswirkung der Erneuerbaren-Umlage zugunsten der öffentlichen Hand eintritt. Eine Aufkommenswirkung zugunsten der öffentlichen Hand ist daher jedenfalls zu vermeiden.

Auch wenn keine Aufkommenswirkung zugunsten der öffentlichen Hand eintritt, muss die Erneuerbaren-Umlage mit dem Grundsatz der Lastengleichheit vereinbar sein. Dieser verlangt nach hiesigem Verständnis insbesondere, dass die Zusammenfassung der belasteten Personen zu einer Gruppe vor dem Hintergrund des verfolgten öffentlichen Zwecks durch gemeinsame Kriterien gerechtfertigt ist und dass dieser Gruppe eine besondere Finanzierungsverantwortung zukommt (vergleiche oben zur EE-Wärmeumlage). Gegen die Erfüllung dieser Kriterien bestehen starke Bedenken. Im Falle der Erneuerbaren-Umlage lässt sich die Zusammenfas-

sung aller Verbraucher im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor (oder ihrer Lieferanten) nicht über die Nutzung eines gemeinsamen verbundenen Energieversorgungssystems begründen, für dessen umwelt- und klimaschädliche Wirkungen sie gemeinsam Verantwortung tragen. Anders als innerhalb eines Sektors lässt sich die Zusammenfassung zu einer Gruppe auch nicht auf die Wettbewerbsbeziehungen unter den Mitgliedern stützen.

Vor allem aber ist eine besondere Finanzierungsverantwortung der Verbraucher im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor (oder ihrer Lieferanten) für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in allen drei Sektoren nicht ersichtlich. Wie ausgeführt, kann schon eine Finanzierungsverantwortung der übrigen Wärmeverbraucher (oder ihrer Lieferanten) für den Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien nicht auf das Verursacherprinzip gestützt werden, da sie das Stromversorgungssystem in der Regel auch nicht als Reserve für ihren Wärmebedarf in Anspruch nehmen. Entsprechende Erwägungen gelten hinsichtlich der Finanzierungsverantwortung der Verbraucher im Verkehrssektor. Ebenso ist umgekehrt aber auch keine Finanzierungsverantwortung der Stromverbraucher für die Erneuerbaren-Förderung im Wärme- und im Verkehrssektor über den Verursachungsgedanken begründbar. Ausgeschlossen erscheint aber auch eine Begründung der Finanzierungsverantwortung über den Vorteilsgedanken. Dieser könnte zwar möglicherweise eine Finanzierungsverantwortung der Verbraucher im Wärmesektor und im Verkehrssektor für die Erneuerbaren-Förderung im Stromsektor begründen, sofern die Stromverbraucher diesen einen Teil der eigentlich von ihnen zu tragenden Lasten bei der Transformation des Energiesystems durch Einsatz Erneuerbarer Energien abnehmen (vergleiche oben zur EEG-Wärmeumlage). Eine Finanzierungsverantwortung der jeweiligen Energieverbraucher (oder ihrer Lieferanten) der drei Sektoren für den Erneuerbaren-Ausbau in den jeweils anderen beiden Sektoren lässt sich mit dieser Logik aber nicht begründen.

Im Ergebnis bestehen große Bedenken gegen die Zulässigkeit einer umfassenden Sektorenkopplung durch Einführung einer Erneuerbaren-Umlage. Weder die Zusammenfassung der belasteten Personen zu einer Gruppe ist vor dem Hintergrund des verfolgten öffentlichen Zwecks (Förderung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien) durch gemeinsame Kriterien gerechtfertigt, noch kommt den Verbrauchern im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor eine besondere Finanzierungsverantwortung für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in den jeweils anderen Sektoren zu. Soweit die Erneuerbaren-Umlage auch bislang aus dem Bundeshaushalt finanzierte Förderkosten für Erneuerbare Energien einbeziehen soll, schafft sie zudem bislang nicht erforderlichen neuen Begründungsbedarf hinsichtlich der Belastungsgleichheit durch Auswahl einer bestimmten Personengruppe. Zugleich steigt hierdurch der Umfang der über die Umlage zu finanzierenden Förderkosten, was etwaige Bedenken gegen eine Umlagefinanzierung, wie sie teilweise bereits gegen die EEG-Umlage vorgebracht werden,²⁰⁸ mit Blick auf das Budgetrecht des Parlaments und auf die föderale Aufkommensverteilung verstärkt.

6.5 Zugrunde liegende Energiedaten

6.5.1 Verbrauchsdaten 2015

6.5.1.1 Energiedaten für den Stromsektor 2015

Der Nettostromverbrauch in Deutschland belief sich 2015 auf 531 Terawattstunden (TWh). Dies ist der energiewirtschaftlichen Datensammlung *Gesamtausgabe der Energiedaten* des BMWi entnommen.²⁰⁹ Der Nettostromverbrauch teilt sich auf verschiedene Anwendungsfälle beziehungsweise Sektoren auf. Dazu zählen die Haushalte, der Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD-Sektor) sowie die Landwirtschaft, der Verkehr und die Industrie. Der

Verbrauch im Industriesektor unterteilt sich darüber hinaus in den privilegierten und den nicht privilegierten Stromverbrauch. Der privilegierte industrielle Stromverbrauch nach der „besonderen Ausgleichsregelung“ betrug laut dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) circa 104 TWh.²¹⁰ Der individuelle Verbrauch der Sektoren ist in Abbildung 42 dargestellt.

Eine genaue Aufteilung des Stromverbrauchs nach den fossilen und erneuerbaren Energieträgern liegt in den Daten des BMWi nicht vor. Zur Ableitung einer Indikation für die Aufteilung der Energieträger im Stromsektor wurden die Daten des Statistischen Bundesamtes auf Basis der Daten der AG Energiebilanzen zur Bruttostromerzeugung herangezogen.²¹¹ Der EE-Anteil an der Stromerzeugung liegt danach bei knapp 30 Prozent.

Der KWK-Anteil zur Stromerzeugung wurde für 2015 mit circa 98 TWh angenommen und basiert auf den Daten des Ökoinstituts.²¹²

6.5.1.2 Energiedaten für den Wärmesektor 2015

Der Endenergieverbrauch im Wärmesektor belief sich 2015 auf circa 1.365 TWh. Die Daten sind der energiewirtschaftlichen Datensammlung *Gesamtausgabe der Energiedaten* des BMWi entnommen.

Insgesamt wird der Wärmesektor deutlich von den fossilen Energieträgern dominiert. Erneuerbare Energieträger machen gegenwärtig circa 10 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs aus (ohne Berücksichtigung des möglichen EE-Anteils am Strom, der zu Wärmezwecken eingesetzt worden ist). Fossile Energieträger machen circa 77 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs aus; der restliche Verbrauch wird durch Strom gedeckt.²¹³

²⁰⁸ vgl. etwa Manssen (2012), S. 170, 186; Rheker (2016), S. 147 f.; kritisch auch Kube/Palm/Seiler (2003), S. 927, 929 f.; Büdenbender (2016), S. 712, 722

²⁰⁹ BMWi (2017)

²¹⁰ BAFA (2016)

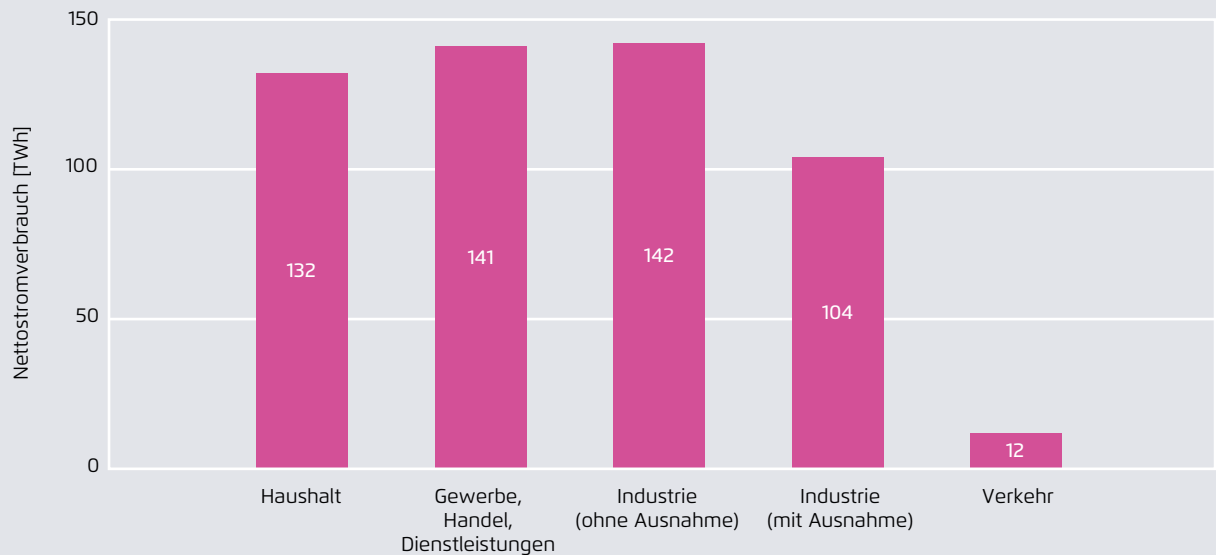
²¹¹ Statistisches Bundesamt (2017)

²¹² Ökoinstitut e. V. (2015)

²¹³ BMWi (2017)

Nettostromverbrauch nach Anwendungen im Stromsektor in Terawattstunden

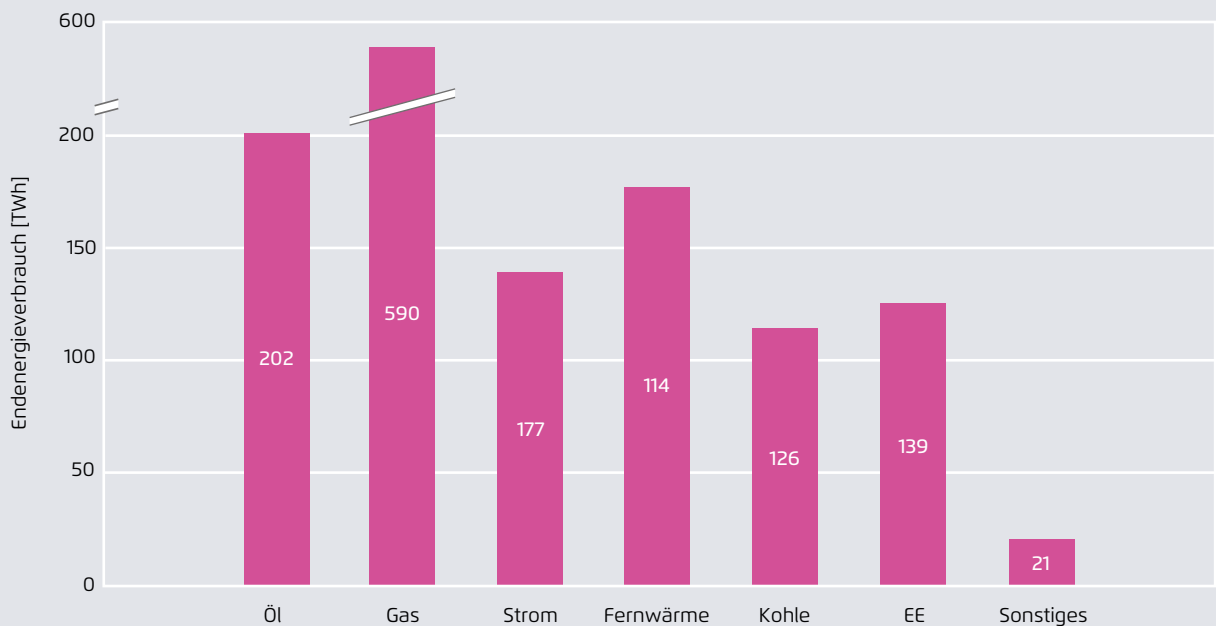
Abbildung 42



Quellen: BAFA (2016), BMWi (2017)

Endenergieverbrauch 2015 im Wärmesektor nach Energieträgern in Terawattstunden

Abbildung 43



Quelle: BMWi (2017)

Der Verbrauch nach Energieträgern ist in Abbildung 43 dargestellt.

Der KWK-Anteil zur Wärmeerzeugung wurde für 2015 mit circa 205 TWh angenommen und basiert auf den Daten des Ökoinstituts.²¹⁴

6.5.1.3 Energiedaten für den Verkehrssektor 2015

Der Bruttoendenergieverbrauch im Verkehrssektor belief sich 2015 auf circa 728 TWh. Die gesammelten Daten sind dem statistischen Handbuch *Verkehr in Zahlen* des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) für die Jahre 2016/17 entnommen.²¹⁵

214 Ökoinstitut e. V. (2015)

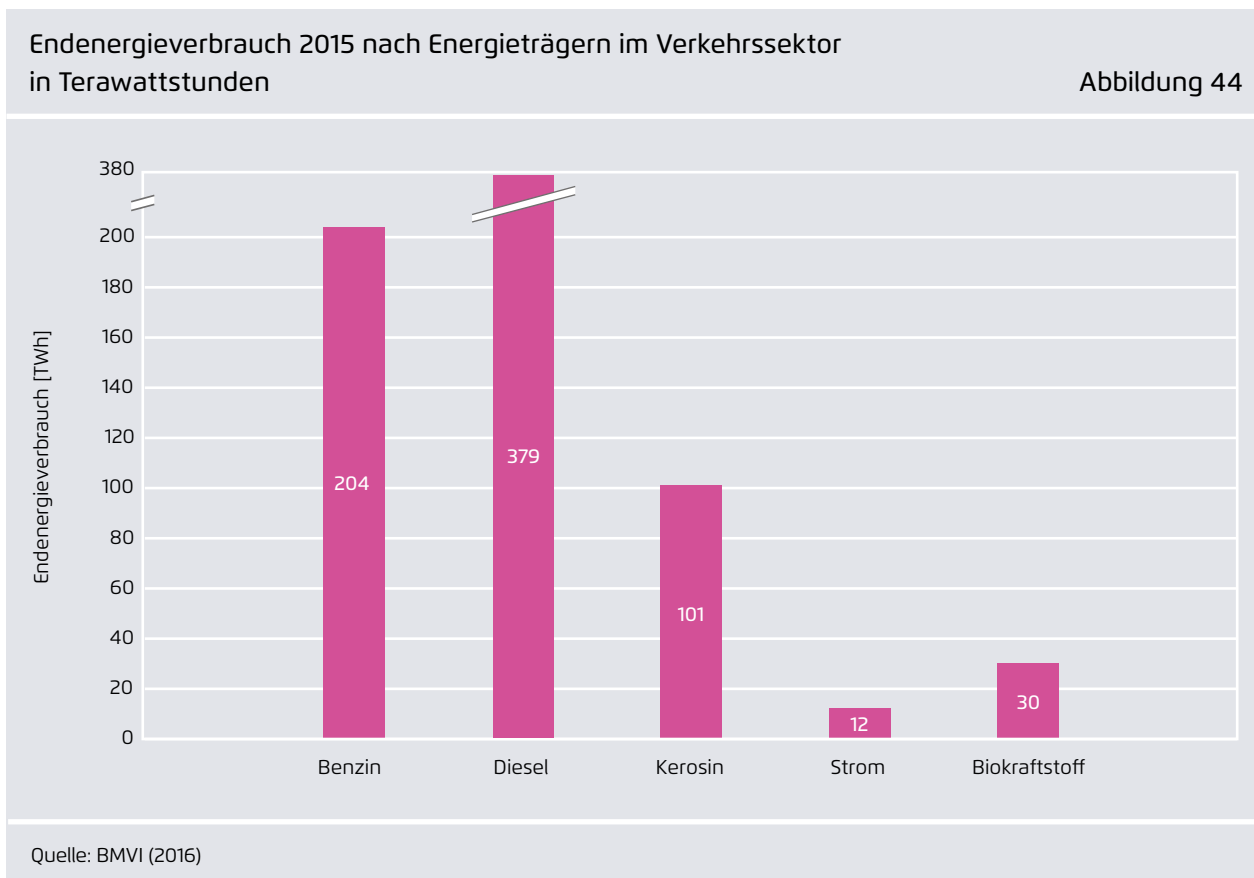
215 BMVI (2016)

Die nachfolgende Grafik zeigt, wie und in welchem Umfang die fossilen und erneuerbaren Energieträger im Verkehrssektor zum Einsatz gekommen sind. Insgesamt wird der Verkehrssektor deutlich von den fossilen Energieträgern dominiert. Strom und erneuerbare Energieträger machen gegenwärtig zusammen nur circa 6 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs aus. Circa 94 Prozent werden hingegen durch fossile Energieträger in Form von Benzin, Diesel und Kerosin gedeckt.

6.5.2 Verbrauchsdaten 2030

6.5.2.1 Szenarienbildung zur Abschätzung der Klimaauswirkungen und des Steueraufkommens im Jahr 2030

Nachfolgend werden zwei verschiedene Szenarien beschrieben, die die Bandbreite möglicher Entwicklungen im Hinblick auf die Klimaauswirkungen



Übersicht der Annahmen aus den untersuchten Szenarien

Tabelle 10

	Zielszenario (Erreichung der klimapolitischen Ziele)	Trendszenario (Klimaziele verfehlt)
Strom- und EE-Anteile im Wärmemarkt	Stromanteil 17 %; EE-Anteil 23 %	Stromanteil 14 %; EE-Anteil 12 %
Beitrag aus Wärmepumpen zur Wärmebereitstellung	ca. 40 TWh	ca. 20 TWh
KWK-Anteil	erzeugter KWK-Strom: 138 TWh, erzeugte KWK-Wärme ca. 209 TWh	erzeugter KWK-Strom: ca. 112 TWh, erzeugte KWK-Wärme ca. 185 TWh
Stromverbrauch	Nettostromverbrauch ca. 527 TWh EE-Anteil: 52,5 % (oberer Rand des EE-Ausbaupfads)	Nettostromverbrauch ca. 522 TWh EE-Anteil 47,5 % (unterer Rand des EE-Ausbaupfads)

Eigene Analysen

(sowie auf die damit einhergehenden Steueraufkommen) darstellen.

Im Zielszenario wird angenommen, dass die klimapolitischen Ziele sicher erreicht werden. Demgegenüber wird das Trendszenario dargestellt, um daraus die Bandbreite möglicher Entwicklungen abzubilden. Das Trendszenario bildet den politischen Trend der vergangenen Jahre ab und nimmt an, dass dieser auch in Zukunft Bestand haben wird. Die klimaökonomischen Ziele werden im Trendszenario nicht erreicht. Beide Szenarien sind ausgerichtet an den Szenarien aus der Kurzstudie des Bundesverbandes Erneuerbare Energien (BEE).²¹⁶

Das Trend- und das Zielszenario sind durch Annahmen geprägt, die in der Tabelle 10 zusammengefasst sind.

Die zwei wesentlichen Treiber für die unterschiedlichen Verläufe der Szenarien sind der unterschiedliche EE-Zubau sowie die unterschiedlich stark angenommene Energieeffizienz beziehungsweise Energieproduktivität. Der Mehrverbrauch im Trendszenario ist wesentlich auf den ineffizienteren fossilen Primärenergieverbrauch im Wärme- und im Verkehrssektor zurückzuführen. Die KWK-Strom- und Wärmeerzeugung und der variierende Stromverbrauch haben im Vergleich zu den genannten Sektoren einen untergeordneten Einfluss auf die klimaökonomischen Kenngrößen.

6.5.3 Energiedaten für den Stromsektor 2030

Grundsätzlich bildet der Netzentwicklungsplan 2030 die Spannbreite möglicher Verbräuche im Jahr 2030 ab (517 TWh in Szenario A bis 577 TWh in Szenario C). Für das Zielszenario und das Trendszenario werden die Nettostromverbräuche aus der Kurzstudie des Bundesverbandes Erneuerbare Energie (BEE-Studie) zugrunde gelegt, da diese sowohl die verschiedenen

²¹⁶ BEE (2014)

klimaökonomischen Entwicklungsrichtungen abbilden als auch innerhalb der oben beschriebenen Bandbreite liegen. Abbildung 45 gibt einen Überblick über die Verbräuche der einzelnen Anwendungsbereiche in Abhängigkeit des Szenarios.

Der KWK-Anteil zur Stromerzeugung liegt für das Trendszenario bei circa 112 TWh. Dieser Wert basiert auf den Annahmen des GROKO-Szenarios der BEE-Studie. Für das Zielszenario wurde hingegen ein höherer KWK-Stromanteil angenommen. Dieser liegt bei 138 TWh (basierend auf dem Szenario 100-II der BEE-Studie).

Der Anteil Erneuerbarer Energien wurde für das Jahr 2030 in Abhängigkeit des jeweiligen Szenarios unterschiedlich angenommen.

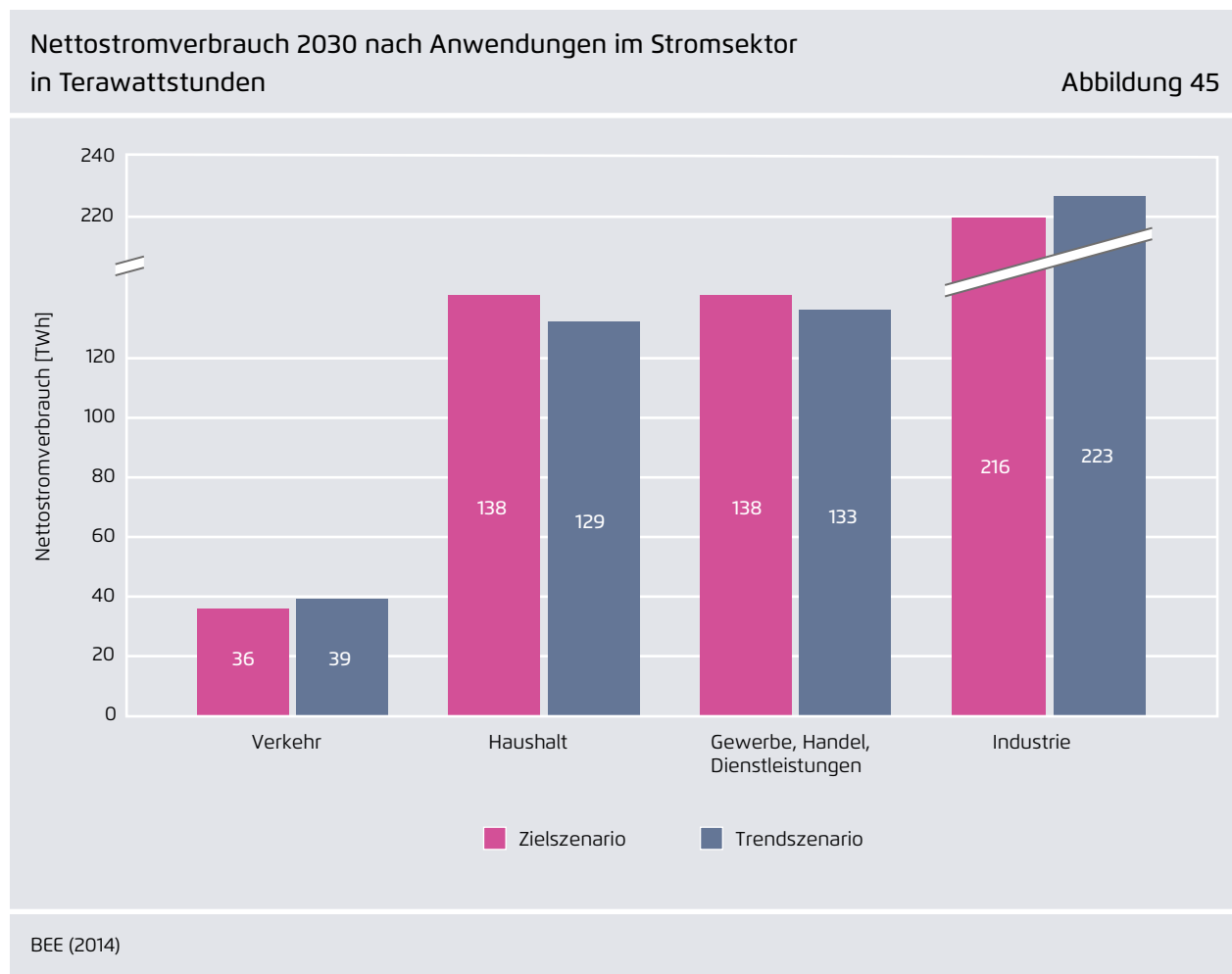
Für den Trendfall wurde angenommen, dass sich der EE-Anteil am unteren Rand des im EEG festgelegten Ausbaupfads befindet (47,5 Prozent für 2030). Für das Zielszenario wurde dagegen der obere Rand des Ausbaupfads angenommen (52,5 Prozent für 2030).

6.5.4 Energiedaten für den Wärmesektor 2030

Für die Berechnungen im Ziel- und Trendszenario wurden die Energieverbrauchsdaten aus der BEE-Studie²¹⁷ herangezogen.²¹⁸

²¹⁷ BEE (2014)

²¹⁸ PriceWaterhouseCoopers (2015) und BMWi (2014). Die herangezogenen Daten lassen sich auch durch andere Studien in ihrer Bandbreite bestätigen.



Unter Berücksichtigung des szenarienabhängigen Energieträgereinsatzes im Wärmesektor ergibt sich für das Zielszenario ein Stromanteil von circa 17 Prozent und ein EE-Anteil von circa 23 Prozent. Der restliche Wärmebedarf wird durch fossile Energieträger gedeckt. Im Trendszenario beträgt der Stromanteil circa 14 Prozent und der EE-Anteil von circa 12 Prozent.

Der KWK-Anteil zur Wärmeerzeugung liegt für das Trendszenario bei circa 185 TWh. Dieser Wert basiert auf den Annahmen des GROKO-Szenarios der BEE-Studie. Für das Zielszenario wurde hingegen ein höherer KWK-Wärmeanteil angenommen. Dieser liegt wie im Szenario 100-II der BEE-Studie bei 209 TWh.

6.5.5 Energiedaten für den Verkehrssektor 2030

Für die Berechnungen im Ziel- und Trendszenario wurden die Energieverbrauchsdaten aus derselben BEE-Studie herangezogen wie im Wärmesektor.²¹⁹ Unter Berücksichtigung des szenarienabhängigen Energieträgereinsatzes im Verkehrssektor ergibt sich für das Zielszenario ein Stromanteil von circa 6 Prozent und ein EE-Anteil von circa 14 Prozent. Der restliche Energiebedarf wird durch fossile Energieträger gedeckt. Im Trendszenario beträgt der Stromanteil ebenfalls circa 6 Prozent und der EE-Anteil circa 10 Prozent.

6.5.6 Ermittlung des Steueraufkommens

Die Energieverbräuche sind entscheidend für das tatsächlich realisierte Energie- und Stromsteueraufkommen, da es sich bei beiden Steuern um Verbrauchssteuern handelt.

Zur Berechnung des Strom- und Energiesteueraufkommens und zur besseren Vergleichbarkeit der

Steuern pro Energieträger müssen diese von den jeweiligen Mengenangaben und mittels der individuellen Heizwerte/Energiedichte umgerechnet werden. Die in den Berechnungen zum Steueraufkommen nach heutiger Steuersystematik berücksichtigten Steuersätze sind in der Tabelle 11 dargestellt.

Energie- und Stromsteuersätze Tabelle 11

	Steuer in € pro Einheit	Einheit	Steuer in ct/kWh
Strom	20,5	MWh	2,05
Heizöl (leicht)	61,35	1.000 l	0,61
Erdgas	5,5	MWh	0,55
Otto	654,5	1.000 l	7,31
Diesel	470,4	1.000 l	4,73
Kerosin	654,5	1.000 l	6,55

Quellen: Quaschnig (2015).
Stromsteuergesetz, Agora (2017c)

Bei Einführung einer CO₂-basierten Bepreisung in Form angepasster Energiesteuern muss der implizite CO₂-Preis pro Energieträger definiert werden. In den zugrunde liegenden Berechnungen wurde dazu ein Referenzpreis in Höhe von 80 Euro je Tonne CO₂ angenommen.²²⁰ Der ETS-Preis liegt per Annahme bei 7 Euro je Tonne CO₂. Für die Anlagen, die bereits heute am ETS teilnehmen, wird die Differenz aus beiden Preisen gebildet. Es wird angenommen, dass alle Anlagen, die wesentlich die Energieträger Strom, Braunkohle, Steinkohle und Erdgas nutzen oder erzeugen, am ETS teilnehmen. Des Weiteren nimmt der Flugverkehr am ETS teil, sodass auch Kerosin mit einer reduzierten CO₂-Steuer belegt wird. Die Ener-

²¹⁹ Umweltbundesamt (2016b); Humboldt- Viadrina Governance Platform (2016). Die herangezogenen Daten lassen sich auch durch andere Studien in ihrer Bandbreite bestätigen.

²²⁰ Umweltbundesamt (2012)

gieträger, die heute nicht am ETS teilnehmen, werden mit der gesamten Steuer in Höhe von 80 Euro je Tonne CO₂ belastet.

In beiden Fällen wird der resultierende CO₂-Preis mit dem jeweiligen Emissionswert der Energieträger multipliziert und ergibt den energieträgerspezifischen und CO₂-abhängigen Steuersatz in ct/kWh_{Hu}²²¹. Diese sind in der Tabelle 12 zusammengefasst.

Des Weiteren wurden folgende Ausnahmen und Besonderheiten in den verschiedenen Sektoren berücksichtigt. Zu beachten ist grundsätzlich, dass

221 Hu = unterer Heizwert

es sich bei der Darstellung des Steueraufkommens wegen der Vielfältigen Ausnahmen um vereinfachte Abschätzungen handelt und dass die Darstellung nicht den Anspruch erhebt, eine belastbare Steuer-schätzung abzubilden.

Wärmesektor

Für den Wärmesektor sind die Ausnahmen in der Tabelle 13 zusammengefasst und in den Berechnungen berücksichtigt.²²³

222 Der Emissionswert für Strom verringert sich im Zeitverlauf aufgrund des veränderten CO₂-freundlicheren Kraftwerksparks bis 2030; Annahmen nach BEE (2014).

223 Außerdem wurde der Verbrauch aus der Fernwärme nicht

Übersicht Emissionswerte und CO₂-orientierte Steuer Tabelle 12

Energieträger	Umrechnung in [kgCO ₂ /kWh _{Hu}]	CO ₂ -basierte Bepreisung in ct/kWh _{Hu}
Strom	0,535 (0,235) ²²⁵	3,91 (1,71)
(leichtes) Heizöl	0,27	1,95
Erdgas	0,20	1,47
Steinkohle	0,34	2,46
Braunkohle	0,37	2,73
Diesel	0,27	2,13
Benzin	0,26	2,11
Flugturbinenkraftstoff	0,26	1,9

Quellen: Quaschnig (2015).
Stromsteuergesetz, Agora (2017c)

Steuerausnahmen im Wärmesektor Tabelle 13

Ausnahmetatbestand	Beschreibung der Ausnahme
§ 51 EnergieStG	Steuerentlastung für bestimmte Prozesse und Verfahren
§ 53a EnergieStG	vollständige Steuerentlastung für die gekoppelte Erzeugung von Kraft und Wärme
§ 53b EnergieStG	teilweise Steuerentlastung für die gekoppelte Erzeugung von Kraft und Wärme
§ 54 EnergieStG	Steuerentlastung für Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft zu Heizzwecken
§ 55 EnergieStG	Steuerentlastung für Unternehmen in Sonderfällen (u. a. bei Wärmeerzeugung)

Quellen: Quaschnig (2015).
Stromsteuergesetz, Agora (2017c)

Verkehrssektor

Die im Verkehrssektor bestehenden Ausnahmen sind in der Tabelle 14 dargestellt und in den Berechnungen berücksichtigt.²²⁴

Steuerausnahmen im Verkehrssektor	
	Tabelle 14
Ausnahmetatbestand	Beschreibung der Ausnahme
§ 27 Abs. 1 EnergieStG	Steuerbefreiung (Binnen-)Schifffahrt
§ 27 Abs. 2 EnergieStG	Steuerbefreiung Luftfahrt
§ 56 EnergieStG	Steuerentlastung für den öffentlichen Personennahverkehr
Eigene Analysen	

Für die Steuerabschätzungen im Jahr 2030 sind in der BEE-Studie keine Daten zur Aufteilung auf die einzelnen fossilen Energieträger verfügbar. Für diese Aufteilung wurde auf die Daten aus der Studie *Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose* des BMWi zurückgegriffen.²²⁵

näher spezifiziert. In den Steuerberechnungen für das Jahr 2015 wurde er dem Energieträger Gas zugewiesen. In der BEE-Studie sind „industrielle KWK“ und „Fernwärme“ ebenfalls nicht näher spezifiziert worden. Für die Steuerabschätzungen 2030 sind diese Positionen auch dem Energieträger Gas zugeordnet worden.

²²⁴ Eine weitere implizite Ausnahme ist die verringerte Steuerbelastung von Diesel gegenüber Benzin.

²²⁵ vgl. BMWi (2014); Die Abweichungen in den Verbräuchen wurden den Energieträgern Benzin und Diesel aufgeschlagen oder abgezogen, da beide Energieträger gemäß den dortigen Angaben auch in Zukunft noch knapp 80 Prozent des gesamten fossilen Energieverbrauchs im Verkehrssektors auf sich vereinen.

Stromsektor

Die im Stromsektor bestehenden Ausnahmen sind in der Tabelle 15 dargestellt und in den Berechnungen berücksichtigt.

Steuerausnahmen im Stromsektor	
	Tabelle 15
Ausnahmetatbestand	Beschreibung der Ausnahme
§ 9 StromStG	Bahnstrom
§ 9a StromStG	Erläss, Erstattung oder Vergütung der Steuer für bestimmte Prozesse und Verfahren
§ 9b StromStG	Steuerentlastung für Unternehmen des produzierenden Gewerbes und der Land- und Forstwirtschaft
§ 12a StromStV	Steuerentlastung für Unternehmen in Sonderfällen
§ 14a StromStV	Strom zur Stromerzeugung
Eigene Analysen	

Die Stromsteuer und deren Ermäßigungen im Zuge des Einsatzes im Wärme- oder Verkehrsmarkt sind nicht berücksichtigt. Gleichzeitig sind Energiesteuern zur Stromproduktion ebenfalls nicht mit im Stromsteueraufkommen berücksichtigt worden. Hierzu zählt im Wesentlichen die Kernbrennstoffsteuer („Brennelementesteuer“), die sich auf circa 1,5 Milliarden Euro beläuft.²²⁶ Das Stromsteueraufkommen bezieht sich ausschließlich auf den Stromsektor.

²²⁶ Fiedler (2016); Daneben bestehen beispielsweise außerdem Steuerbefreiungen nach den §§ 37 Abs. 2 und 53 Abs. 1 EnergieStG für den Einsatz von Kohle, Petrolkoks und Heizöl zur Stromproduktion.

6.6 Methodik zur Abschätzung einer Elektrifizierung des Wärmesektors

Mit der Sektorenkopplung sollen die CO₂-Emissionen im Wärme- und im Verkehrssektor mittels steigender Elektrifizierung verringert werden. Hierdurch kann insbesondere bei steigendem Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung ein Teil des fossilen Primärenergiebedarfs reduziert werden. Zentral ist hierfür, inwieweit Heizungskäufer abhängig von Marktpreisen auf Stromheizungen wechseln. Deshalb werden Kundenpräferenzen, ausgedrückt in Marktanteilen, abhängig von den relativen Heizsystemvollkosten auf der Basis von historischen Daten erklärt. In einem Prognosemodell können dann Marktanteile abhängig von Heizsystemkosten berechnet werden.

Modell

Mit dem Nachfragemodell wird die technologiespezifische Heizenergienachfrage geschätzt. Die Hauptkostentreiber der verschiedenen Heizsysteme sind aus Kundensicht bezogene Verteilungskosten (Netzentgelte), Input-/Betriebskosten (Öl, Gas, Strom) und Investitionskosten (Heizanlagenkosten). Zusätzlich haben Steuern, Abgaben und Umlagen sowie Subventionen einen erheblichen Einfluss auf Kaufentscheidungen. Zusammen erklären diese Kostenkomponenten die Anlagenwahl und die technologiespezifische Energienachfrage, beispielsweise die Nachfrage nach Strom und damit die Sekundärenergienachfrage nach Strom (Elektrifizierung) und Substituierung anderer Energieträger. Mittels eines multinomialen logistischen Nachfragemodells wird der Einfluss dieser Faktoren auf die Wahl der Heizanlage erklärt. Das Logit-Modell stellt im Bereich von Auswahlentscheidungen bei der historischen Nachfrageanalyse im

Datenquellen und Annahmen für die Modellierung im Wärmemarkt

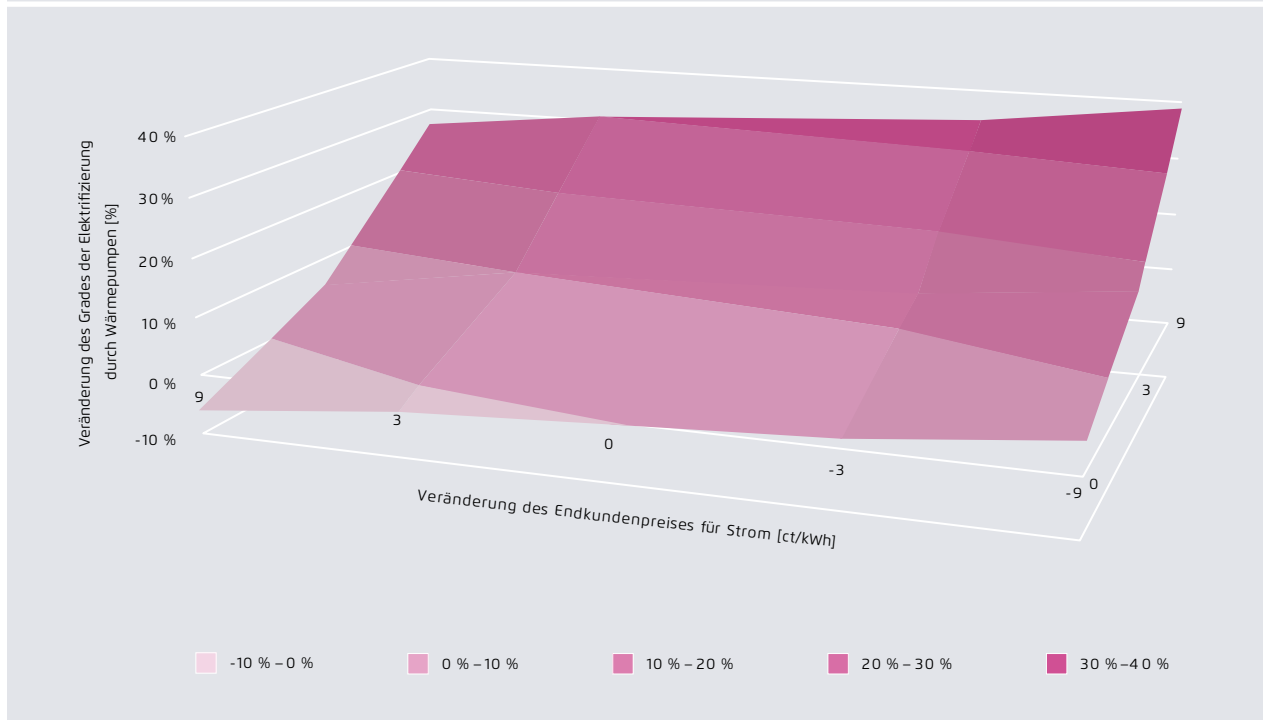
Tabelle 16

Getroffene Annahmen für die Modellierungen	Quellen
Angebotsseite: Kosten Wärmeerzeuger	IST: BDEW Heizkostenvergleich 2016 Zukunft: NEP (Brennstoffkosten), NGS-Datenbasis, Annahmen (entsprechend <i>Szenarien</i> bspw. Technologien & Kosten, Subventionen)
Nachfrageseite: Wechsel-Elastizitäten/ Marktanteile Wärmeerzeugungstechnologien	IST: Bundesindustrieverband Deutschland Huas-, Energie- und Umwelttechnik (BDH 2016) Zukunft: Eigene Berechnungen
Nachfrageseite: Verbrauchsprofil Wärmeerzeuger	IST: ENTEGA Service GmbH, BDEW Heizkostenvergleich 2016 Zukunft: Heizenergieeinsatz variierend gemäß <i>Szenarien</i> („harte Effizienzvorgaben“ aus EnEV)
Abbildung Steuern, Abgaben und Umlagen	IST: BNetzA Zukunft: entsprechend <i>Szenarien</i>

Eigene Darstellung

Elektrifizierungsgrad in Abhängigkeit von Endkundenpreisen*

Abbildung 46



Eigene Anaylisen

* Dass hier keine größeren Sprungstellen bei Technologiewechseln auftreten, liegt in erster Linie an der Spezifikation des Regressionsmodells. Im Rahmen der Szenarioanalysen werden allerdings auch keine extremen Bereiche erreicht.

Wärmemarkt ein etabliertes, mikroökonomisches Modell dar.²²⁷ Es wird der Zusammenhang untersucht, welche Heiztechnologie in Abhängigkeit beobachtbarer Parameter wie der relativen Kosten der Technologien gewählt wird. Die Kosten gehen hierbei als Aggregat ein, das heißt, es werden Annuitäten aus den Verteilungskosten, Betriebskosten und Investitionskosten berechnet. Diese determinieren dann die Investitionsentscheidung.

Für die empirische Untersuchung wird auf die dominante Kundengruppe der Haushaltskunden fokussiert. Diese haben damit den größten Effekt im Heizwärmemarkt. Weiterhin wird im Rahmen dieses Gutachtens von einer unveränderten Demografie

ausgegangen. Diese ist in Summe durch Energieausgaben kaum beeinflussbar, sodass damit hauptsächlich Verschiebungen durch die Heizungswahl im Mittelpunkt der Analyse stehen. Der Verbrauch pro Kunde wird im Basisszenario als fix angenommen.

Datenbeschreibung

Die Strom-, Gas- und Ölheizkosten des Haushaltsendkunden können in verschiedene Tarifkomponenten aufgespalten werden. Zentral für dieses Gutachten sind dabei die Steuern, Abgaben und Umlagen der verschiedenen Sektoren. Umlagen im Wärmesektor sind insbesondere die heutige strombasierte EEG-Umlage im Strombereich sowie die Biogasumlage im Wärmebereich. Die Umlagen wirken damit unmittelbar auf die Elektrifizierung des Wärmesektors: Eine Senkung der EEG-Umlage oder eine

227 vgl. Bauermann/Weber (2015)

Steigerung der Biogasumlage erhöhen den Elektrifizierungsgrad. Daneben fallen noch die Stromsteuer, Gassteuer und die Umsatzsteuer an. Weiterhin werden im Gutachten die durchschnittlichen Abstände der Haushaltsendkundenpreise von den Heizstromtarifen berücksichtigt und um diese Abstände korrigiert.

Für die Aufteilung der Ölendkundenpreise müssen aufgrund der fehlenden Netzgebundenheit lediglich Rohstoffpreise und Steuern (Mineralöl- und Umsatzsteuer) berücksichtigt werden.

Weitere verwendete Daten für die Analyse des Wärmesektors wie beispielsweise Daten zu Jahresverbräuchen und Investitionskosten können der Tabelle 16 entnommen werden.

Ergebnisbeschreibung

Ergebnisse der Modellierung sind Marktanteile der einzelnen Technologien abhängig von den Änderungen der variablen Kosten der jeweiligen Heiztechnologie-Energieträger.

Verbilligt sich Strom durch eine Senkung der heutigen, strombasierten EEG-Umlage, erhöht sich der Marktanteil von strombasierten Heizsystemen. Verteuern sich Gas und Öl, wie beispielsweise bei einer Erhöhung durch eine umfassende Erneuerbaren-Umlage, so erfolgt eine Erhöhung des Marktanteils strombasierter Heizungen. Strom wird relativ günstiger und mehr Kunden wechseln zu Strom als Energieträger. Vice versa gilt Analoges für eine Vergünstigung durch eine Abschaffung der Biogasumlage.

Die relativen Effekte sind stärker bei den Gas- und Ölheizsystemen, da bei ihnen sehr viel größere Kostenanteile aus den variablen Kosten herrühren. Bei Stromheizungen ist der variable Kostenanteil kleiner wegen des geringeren Strombedarfs im Vergleich zum Endenergiebedarf, da strombasierte Wärmepumpenheizungen einen Teil der Endenergie aus Umweltwärme beziehen (variabler Kostenanteil knapp 40 Prozent bei Stromheizungen, circa 50 bis 60 Prozent bei fossilen).

228 Dass hier keine größeren Sprungstellen bei Technologiewechseln auftreten, liegt in erster Linie an der Spezifikation des Regressionsmodells. Im Rahmen der Szenarioanalysen werden allerdings auch keine extremen Bereiche erreicht.

7. Literaturverzeichnis

ACER (2015): *Market Monitoring Report*

www.acer.europa.eu/official_documents/acts_of_the_agency/publication/acer_market_monitoring_report_2015.pdf

Agora Energiewende (Agora) (2013): *Reform des Konzessionsabgabenrechts*

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

Agora Energiewende (Agora) (2017a):

EEG-Rechner, abrufbar unter:

www.agora-energiewende.de/de/themen/-agorathem-/Produkt/produkt/130/Online+EEG-Rechner

Agora Energiewende (Agora) (2017b):

Wärmewende 2030

Agora Energiewende (Agora) (2017c): *Neue Preismodelle für Energie*

Altrock, Martin/Oschmann, Christian/Theoblad, Christian (2013): *Erneuerbare-Energien-Gesetz*; 4. Auflage

Bauermann, K./Weber, C. (2015): *Individual choice in a residential building and heating model: An application case for Germany*; in: EWL Working Paper, No. 01/15

www.econstor.eu/bitstream/10419/113272/1/818322098.pdf

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2018):

Energieeffizienz

www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/energieeffizienz

Brahms, Florian/Maslaton, Martin(2014): *Der Regierungsentwurf des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes 2014 – Verfassungsrechtliche Bedenken gegen die EEG-Umlage auf die Eigenstromversorgung*, Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht (NVwZ) 2014, S. 760

Britz, Gabriele/Hellermann, Johannes/Hermes, Georg (2015): *Energiewirtschaftsgesetz; Kommentar*; 3. Auflage

Britz, Gabriele/Müller, Felix (2003): *Die Kostenabwälzung auf Letztverbraucher im Rahmen der „subventionierenden Preisregelungen“ nach KWKG und EEG*, Recht der Energiewirtschaft (RdE) 2003, S. 163

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

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (2016a): *Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung*

https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/hintergrundinformationen-zur-besonderen-ausgleichsregelung-antragsverfahren-2017.pdf?__blob=publicationFile&v=16

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2014a): *Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose*

www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=7

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

(BMWi) (2014b): *Ein Strommarkt für die Energiewende – Grünbuch*

www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gruenbuch-gesamt.html

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

(BMWi) (2016b): *Ein Strommarkt für die Energiewende – Weißbuch*

www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/weissbuch.html

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

(BMWi) (2016c): *Die Energie der Zukunft – Fünfter Monitoring-Bericht zur Energiewende*

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

(BMWi) (2017): *Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung des BMWi*

www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html

Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) (2016):

Verkehr in Zahlen 2016/17
www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/VerkehrUndMobilitaet/verkehr-in-zahlen-pdf-2016-2017.pdf?__blob=publicationFile

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2017):

Monitoringbericht 2016

www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Instituten/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2009):

Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen (BKZ) für Netzanschlüsse im Bereich von Netzebenen oberhalb der Niederspannung, Az. BK6p-06-003

www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2006/2006_0001bis0999/2006_001bis099/BK6-06-003/BK6p-06-003_Positionspapier%20BKZ.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Bundesverband Erneuerbare Energie e. V. (BEE)

(2014): *GROKO – II. Szenarien der deutschen Energieversorgung auf der Basis des EEG-Gesetzentwurfs – insbesondere Auswirkungen auf den Wärmesektor*

www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/20140827_SzenarienderdeutschenEnergieversorgung_Waermesektor.pdf

Bundesverband Windenergie/VDMA Power Systems:

Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland – Update

www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/kostensituation-der-windenergie-land-deutschland-update/20151214_kostensituation_der_windenergie_an_land_in_deutschland_update.pdf

Burgi, Martin (2008):

Klimaschutz durch weiterentwickelte KWK-Förderung, Deutsches Verwaltungsblatt (DVBl.) 2008, S. 1.205

Calliess, Christian/Ruffert, Matthias (2016):

EUV/AEUV – das Verfassungsrecht der Europäischen Union mit Europäischer Grundrechtecharta; 5. Auflage

Chetty, Raj (2009): *Is the Taxable Income Elasticity Sufficient to Calculate Deadweight Loss? The Implications of Evasion and Avoidance*, *American Economic Journal: Economic Policy*, Vol. 1, No. 2 (August 2009), pp. 31-52

Danner, Wolfgang/Theobald, Christian (2017):

Energierecht; 91. Ergänzungslieferung,
Stand: Januar 2017

Deutsche WindGuard (2015): *Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland – Update*

www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/kostensituation-der-windenergie-land-deutschland-update/20151214_kostensituation_der_windenergie_an_land_in_deutschland_update.pdf

Dreier, Horst (2008): *Grundgesetz*, 2. Auflage

E-Bridge/IAEW/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,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf

EWI Energy Research & Scenarios gGmbH (EWI)

(2016): *Kurzstudie: Bundesweite Vereinheitlichung von Netzentgelten auf Übertragungsnetzebene*

Fiedler, Swantje (2016): *Kernbrennstoffsteuer nach 2016?*

www.foes.de/pdf/2016-09-Kurzanalyse-Kernbrennstoffsteuer-nach-2016.pdf

Forschungsradar Erneuerbare Energien (2017)

www.forschungsradar.de/studiendatenbank.html#

Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft/

Schnutenhaus & Kollegen (2014): *Umsetzung eines*

CO₂-Mindestpreises in Deutschland, Kurzstudie
[www.foes.de/pdf/2014-10-FOES-CO₂-Mindestpreis.pdf](http://www.foes.de/pdf/2014-10-FOES-CO2-Mindestpreis.pdf)

Frontier Economics/BET (2016): *Kosten und Nutzen einer Dynamisierung von Strompreiskomponenten als Mittel zur Flexibilisierung der Nachfrage*

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

Grabitz, Eberhard/Hilf, Meinhard/Nettesheim, Martin (2016): *Das Recht der Europäischen Union*; S. 60. Ergänzungslieferung, Stand Oktober 2016

Groeben, Hans von der/Schwarze, Jürgen/Hatje, Armin (2015): *Europäisches Unionsrecht – Vertrag über die Europäische Union, Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union, Charta der Grundrechte der Europäischen Union*, 7. Auflage

Gröpl, Christoph (2011): *Bundeshaushaltsordnung/Landeshaushaltsordnung (BHO/LHO) Staatliches Haushaltsrecht Kommentar*

Halter, Ulrich (2017): *Europarecht*, 3. Auflage

50Hertz (2016): *Ergänzende 50Hertz-Standpunkte zum BMWi-Weißbuch: „Ein Strommarkt für die Energiewende“*

www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Stellungnahmen/Stellungnahmen-Weissbuch/Organisationen/150824-50hertz.pdf?__blob=publicationFile&v=3

50Hertz (2017): *Netzentgeltsystematik im Strombereich*

Hicks, J. R. (1956): *Revision of Demand Theory*, Oxford: Oxford University Press

Humboldt-Viadrina Governance Platform (2016): *Sektorkopplung – von der Stromwende zur Energiewende*.

www.governance-platform.org/wp-content/uploads/2017/03/HVGP_Trialog-Bericht-Sektorkopplung.pdf

Jatzke, Harald (2016): *Europäisches Verbrauchsteuerrecht*

Kahl, Wolfgang/Bews, James (2015): *Ökostromförderung und Verfassung*

Klemm, Andreas (2014): *Die Besteuerung von Erdgas gemäß §§ 38 ff. EnergieStG*, Contracting und Recht (CuR) 2014, S. 160

Klinski, Stefan (2015): *Klimaschutz versus Kohlekraftwerke – Spielräume für gezielte Rechtsinstrumente*, Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht (NVwZ) 2015, S. 1473

Klinski, Stefan (2017): *Instrumente eines Kohleausstiegs im Lichte des EU-Rechts*, Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft (EnWZ) 2017, S. 203

Kloepfer, Michael (2014): *Finanzverfassungsrecht mit Haushaltsverfassungsrecht*

Klement, Martin (2015): *Energiewirtschaftsgesetz*

Kube, Hanno/Palm, Ulrich/Seiler, Christian (2003): *Finanzierungsverantwortung für Gemeinwohlbelange – Zu den finanzverfassungsrechtlichen Maßstäben quersubventionierender Preisinterventionen*, Neue Juristische Wochenschrift (NJW) 2003, S. 927

Lenz, Carl Otto/Borchardt, Klaus-Dieter (2010): *EU-Verträge – Kommentar nach dem Vertrag von Lissabon*; 5. Auflage

Mangoldt, Hermann von/Klein, Friedrich/Starck, Christian (2010): *Kommentar zum Grundgesetz*, 6. Auflage

Manssen, Gerrit (2012): *Die Verfassungsmäßigkeit von EEG-Umlage und besonderer Ausgleichsregelung im Erneuerbare-Energien-Gesetz*, Gewerbearchiv (GewArch) Beilage WiVerw 4/2012, S. 170

Matschoss/Töpfer (2015): *Der EEG-Fonds als ergänzendes Finanzierungsmodell für Erneuerbare Energien*, ASS Policy Brief 1/2015
www.iass-potsdam.de/sites/default/files/files/eeg-fonds_digital.pdf

Maunz, Theodor/Dürig, Günter (2016): *Grundgesetz*; 78. Lieferung, Stand: September 2016

Möhlenkamp, Karin/Milewski, Knut (2012): *Energiesteuergesetz/Stromsteuergesetz*

Münch, Ingo von/Kunig, Philip (2012): *Grundgesetz*, 6. Auflage

Musil, Andreas (2007): *Steuerbegriff und Non-Affektionsprinzip*, Deutsches Verwaltungsblatt (DVBL) 2007, S. 1526

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (NEP) (2017)
www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_1_Entwurf_Zahlen-Daten-Fakten_online.pdf

Netztransparenz.de (2017)
www.netztransparenz.de

Ökoinstitut e. V. (2015): *Aktueller Stand der KWK-Erzeugung (Dezember 2015)*
www.oeko.de/oekodoc/2450/2015-607-de.pdf

Öko-Institut/BET/HWR (2017): *Klimaschutz im Stromsektor 2030 – Vergleich von Instrumenten zur Emissionsminderung*
www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1/publikationen

Ohms, Martin J. (2014): *Recht der erneuerbaren Energien*

PriceWaterhouseCoopers (PWC) (2015):

Energiewende-Outlook: Kurzstudie Wärme
www.pwc.de/de/energiewende/assets/pwc-ewo-kurzstudie-waerme-2015.pdf

Prognos (2013): *Endenergieeinsparziel gem. Art. 7 EED und Abschätzung der durch politische Maßnahmen erreichbaren Energieeinsparungen*, Gutachten im Auftrag der Bundesstelle für Energieeffizienz vom 05.02.2013

Quaschnig, Volker (2015): *Regenerative Energiesysteme – Technologie – Berechnung – Simulation*

Reshöft, Jan/Schäfermeier, Andreas (2014): *Erneuerbare-Energien-Gesetz*; 4. Auflage

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

Riedel, Martin/Weiss, Peter (2013): *Ausgleichsmechanismus des Erneuerbare-Energien-Gesetzes: Finanzverfassungsrechtliche Grenzen einer Einbeziehung der Eigenversorgung*, Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft (EnWZ) 2013, S. 402

Rodi, Michael (2017): *Kohleausstieg – Bewertung der Instrumentendebatte aus juristischer und rechtspolitischer Sicht*, Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft (EnWZ) 2017, S. 195

Rosin, Peter/Pohlmann, Mario/Gentzsch, Andreas/Metzenthin, Andreas/Böwing, Andreas (2016): *Praxiskommentar zum EnWG*; Stand: August 2016

RWI (2005): *Machbarkeitsstudie und Planspiel zur Einführung einer Selbstveranlagung bei der Körperschaftsteuer*. Forschungsprojekt im Auftrag des BMF

Sachs, Michael (2011): *Grundgesetz*; 6. Auflage

Säcker, Franz Jürgen (2014): *Berliner Kommentar zum Energierecht*; Band I Halbband 1; 3. Auflage

Salje, Peter (2015): *Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014*, 7. Auflage

Schäuble, Dominik/Volkert, Dolores/Jacobs, David/Töpfer, Klaus (2014): *CO₂-Emissionsgrenzwerte für Kraftwerke – Ausgestaltungsansätze und Bewertung einer möglichen Einführung auf nationaler Ebene*; in: IASS Working Paper

Schmidt-Bleibtreu, Bruno/Hofmann, Hans/Hopfauf, Axel (2011): *Kommentar zum Grundgesetz*; 12. Auflage

Schwintowski, Hans-Peter (2016): *Das Fördersystem des Erneuerbare-Energien-Gesetzes auf dem Prüfstand des Verfassungs- und Europarechts*, Zeitschrift des Instituts für Energie- und Wettbewerbsrecht in der kommunalen Wirtschaft e.V. (EWeRK) 2016, S. 73

Soyk, Stefan (2013): *Energie- und Stromsteuerrecht – die besonderen Verbrauchssteuern auf die Energieverwendung*; 3. Auflage

Spieth, Wolf Friedrich (2015): *Europarechtliche Unzulässigkeit des „nationalen Klimabeitrags“ für die Braunkohleverstromung*, Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht (NVwZ) 2015, S. 1173

Statistisches Bundesamt (2016): *Finanzen und Steuern – Energiesteuerstatistik*
www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/FinanzenSteuern/Steuern/Verbrauchssteuer/Energiesteuer2140930157004.pdf?__blob=publicationFile

Statistisches Bundesamt (2017): *Bruttostromerzeugung in Deutschland für 2014 bis 2016*
www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbe-reiche/Energie/Erzeugung/Tabellen/Bruttostromerzeugung.html

Stefan Speck (2014): *Carbon Taxation Schemes – an overview of design schemes throughout the world*
http://conferences.au.dk/fileadmin/conferences/gcet/Presentations_in_the_detailed_programme/OE_046.pdf

Stockhausen, Christian von (2007): *Gesetzliche Preisintervention zur Finanzierung öffentlicher Aufgaben*

Streinz, Rudolf (2012): *EUV/AEUV – Vertrag über die Europäische Union und Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union*; 2. Auflage

Streinz, Rudolf (1995): *Festschrift für Ulrich Everling*

Stromsteuergesetz (2017)

www.gesetze-im-internet.de/stromstg/

Stuhlmacher, Gerd/Stappert, Holger/Schoon, Heike/Jansen, Guido (2015): *Grundriss zum Energierecht*; 2. Auflage

Tappe, Henning/Wernsmann, Rainer (2015): *Öffentliches Finanzrecht*

Tipke, Klaus/Lang, Joachim (2015): *Steuerrecht*; 22. Auflage

Umweltbundesamt (2012): *Ökonomische Bewertung von Umweltschäden – Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten*

Umweltbundesamt (2016): *Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050*
www.ifeu.de/verkehrundumwelt/pdf/texte_56_2016_klimaschutzbeitrag_des_verkehrs_2050.pdf

VDN (2017): *Einheitliche Berechnungsmethoden für Baukostenzuschüsse*, Stand: 19. April 2007
[http://branchenkommunikation-energie.bdew.de/bdew.nsf/id/468AB3A8E1E4B3E1C-125766C00033D17/\\$file/2007-04-24_VDN_einheitliche-Berechnungsmethoden-BKZ.pdf](http://branchenkommunikation-energie.bdew.de/bdew.nsf/id/468AB3A8E1E4B3E1C-125766C00033D17/$file/2007-04-24_VDN_einheitliche-Berechnungsmethoden-BKZ.pdf)

Weber, Caroline (2014): *Toward obtaining a consistent estimate of the elasticity of taxable income using difference-in-differences*, *Journal of Public Economics* 117, 90–103

Ziehm, Cornelia (2014): *Europarechtliche Zulässigkeit nationaler CO₂-Emissionsstandards für Energieerzeugungsanlagen*, *Zeitschrift für Neues Energierecht (ZNER)* 2014, S. 34

Publikationen von Agora Energiewende

AUF DEUTSCH

Wert der Effizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorenkopplung

Endbericht einer Studie vom Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu), dem Fraunhofer IEE und Consentec

Die Kosten von unterlassendem Klimaschutz für den Bundeshaushalt

Die Klimaschutzverpflichtungen Deutschlands bei Verkehr, Gebäuden und Landwirtschaft nach der EU-Effort-Sharing-Entscheidung und der EU-Climate-Action-Verordnung

Vom Wasserbett zur Badewanne

Die Auswirkungen der EU-Emissionshandelsreform 2018 auf CO₂-Preis, Kohleausstieg und den Ausbau der Erneuerbaren

Stromnetze für 65 Prozent Erneuerbare bis 2030

Zwölf Maßnahmen für den synchronen Ausbau von Netzen und Erneuerbaren Energien

Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe

Wie weiter mit dem Ausbau der Windenergie?

Zwei Strategievorschläge zur Sicherung der Standortakzeptanz von Onshore Windenergie

Toolbox für die Stromnetze

Für die künftige Integration von Erneuerbaren Energien und für das Engpassmanagement

Ein Kohleausstieg nach dem Vorbild des Atomausstiegs?

Eine juristische Analyse des Urteils des Bundesverfassungsgerichts vom 6. Dezember 2016

Eine Zukunft für die Lausitz

Elemente eines Strukturwandelkonzepts für das Lausitzer Braunkohlerevier

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

Neue Preismodelle für Energie

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

Publikationen von Agora Energiewende

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

Erneuerbare vs. fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich

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

FAQ EEG – Energiewende: Was bedeuten die neuen Gesetze?

Zehn Fragen und Antworten zu EEG 2017, Strommarkt- und Digitalisierungsgesetz

Eigenversorgung aus Solaranlagen

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

AUF ENGLISCH

A Word on Flexibility

The German Energiewende in practice: how the electricity market manages flexibility challenges when the shares of wind and PV are high

A Word on Low Cost Renewables

The Renewables Breakthrough: How to Secure Low Cost Renewables

The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels

Reducing the cost of financing renewables in Europe

A proposal for an EU Renewable Energy Cost Reduction Facility ("RES-CRF")

Energiewende 2030: The Big Picture

Megatrends, Targets, Strategies and a 10-Point Agenda for the Second Phase of Germany's Energy Transition

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 den Boden 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.



Unter diesem QR-Code steht diese
Publikation als PDF zum Download
zur Verfügung.

Agora Energiewende

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin

P +49 (0)30 700 14 35-000

F +49 (0)30 700 14 35-129

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

