

Strompreis-Check

Wie viel Markt steckt heute und in Zukunft im Strompreis?

Gutachten

Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft

Ansprechpartner:

Dr. Hubertus Bardt
Esther Chrischilles

Köln, 21. November 2013

Kontaktdaten Ansprechpartner

Dr. Hubertus Bardt
Telefon: 0221 4981-755
Fax: 0221 4981-99755
E-Mail: bardt@iwkoeln.de

Esther Chrischilles
Telefon: 0221 4981-770
Fax: 0221 4981-99770
E-Mail: chrischilles@iwkoeln.de

Institut der deutschen Wirtschaft Köln
Postfach 10 19 42
50459 Köln

Inhaltsverzeichnis

1	Abgaben dominieren den Strompreis.....	4
2	Staatlich kontrollierte Preiskomponenten im Einzelnen.....	7
2.1	Stromsteuer.....	8
2.2	EEG-Umlage.....	12
2.3	Netzentgelte (inkl. § 19-Umlage).....	20
2.4	KWK-Umlage.....	29
2.5	Offshore-Umlage.....	33
2.6	Konzessionsabgabe.....	36
3	Zusammenfassende Szenarien	39
4	Anforderungen an einen zukunftsfähigen Strommarkt	45
5	Fazit und Handlungsempfehlungen.....	47

1 Abgaben dominieren den Strompreis

Strom ist ein homogenes Gut. Eine Kilowattstunde unterscheidet sich nicht von der anderen Kilowattstunde. Eine Differenzierung der Anbieter über das eigentliche Produkt kann damit nicht erfolgen. Wichtiger sind daher Serviceleistungen wie beispielsweise ein gut erreichbarer Service oder Beratungsleistungen für Energieeffizienz. Auch die Produktionsweise für Strom, insbesondere für Strom aus erneuerbaren Quellen, ist ein wichtiges Differenzierungsmerkmal. Schließlich spielt natürlich auch das Image des Anbieters eine Rolle. Dennoch bleiben die Möglichkeiten, sich von Wettbewerbern abzugrenzen, eingeschränkt. Ein besonderes Unterscheidungsmerkmal im Wettbewerb ist damit der Preis.

Seit der Marktöffnung der Stromversorgung im Jahr 1998 sollen sich die Preise für Strom im Wettbewerb bilden. Erzeuger und große Verbraucher sowie Händler treffen im Großhandel aufeinander. Die Handelsplattform der Strombörse EEX in Leipzig führt Erzeuger und Verbraucher beziehungsweise Händler zusammen. Hier bildet sich ein Großhandelspreis für Strom. Auch im Endverbrauchermarkt herrschen wettbewerbliche Strukturen. Private und industrielle Kunden können zwischen zahlreichen Anbietern wählen.

Seit Jahren steigt der Anteil der staatlichen Preisbestandteile an. Zur traditionellen Konzessionsabgabe und zur Mehrwertsteuer kamen die Stromsteuer, die EEG-Umlage und der KWK-Aufschlag hinzu. Die Haftungsumlage für Offshore-Windkraftanlagen und die Umlage für eine teilweise Befreiung bestimmter Unternehmen von Netzentgelten (§ 19-Umlage) wurden zuletzt eingeführt. Damit hat der Wettbewerb eine immer kleinere Bedeutung für den Strompreis, da immer größere Preisbestandteile staatlich bestimmt werden.

Die Energiewende trägt dazu bei, dass die staatlichen Strompreisanteile weiter ansteigen. Dies gilt insbesondere für die steigende EEG-Umlage, die zwischen 2000 und 2013 von 0,2 Cent je Kilowattstunde auf 5,277 Cent angestiegen ist. Im nächsten Jahr wird die Umlage auf 6,24 Cent erneut ansteigen.

Insgesamt machen die staatlichen Preisbestandteile heute gut die Hälfte des Strompreises für private Verbraucher aus. Bei Industrieverbrauchern liegt der Wert knapp unter der Hälfte, da die Mehrwertsteuer nicht berücksichtigt wird, da diese an die Kunden weitergegeben werden kann. Dabei werden hier und im weiteren Verlauf Unternehmen der Industrie betrachtet, die keine besonderen Ausnahmetatbestände erfüllen. Sie zahlen also die volle EEG-Umlage und keinen der verringerten Sätze. Auch für die Stromsteuer wird der volle Industrietarif fällig, der ein Viertel unter dem Haushaltstarif liegt.

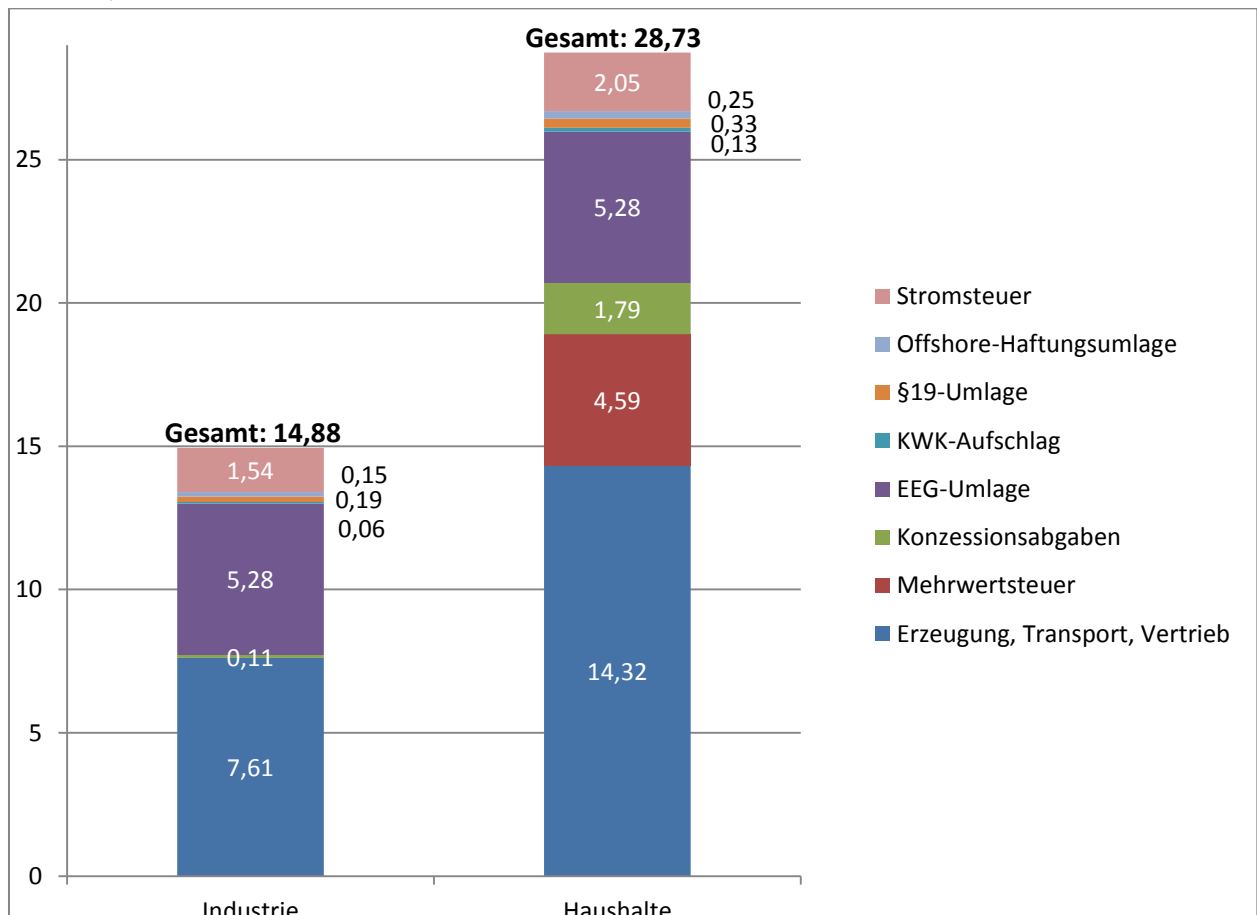
Der größte Anteil der Stromkosten entfällt auf Erzeugung, Transport und Vertrieb. Der Wert liegt für Haushalte 2013 bei 14,32 Cent je Kilowattstunde, bei der Industrie sind es 7,61 Cent. Damit ist aber nur die eine Hälfte des Preises beschrieben. Der andere entfällt auf eine Reihe von größeren und kleineren Abgaben (siehe Abbildung 1-1)

- 5,28 Cent entfallen auf die EEG-Umlage.
- 2,05 Cent macht die Stromsteuer für Haushalte aus, 1,54 Cent beträgt sie für Industrieunternehmen.

- Die Konzessionsabgabe schlägt bei Privathaushalten mit 1,79 Cent zu Buche, bei der Industrie mit nur 0,11 Cent.
- 0,33 Cent beziehungsweise 0,19 Cent muss für die sogenannte § 19 Umlage zur Finanzierung von einer Netzentgeltbefreiung gezahlt werden.
- Für die Haftungsumlage für Offshore-Windenergie werden 2013 0,25 Cent in Haushalten und 0,15 Cent in Unternehmen berechnet.
- Der KWK-Aufschlag beträgt nur 0,13 Cent für Privatleute und 0,06 Cent für die Industrie.
- Haushalte müssen zudem noch die Mehrwertsteuer auf Strompreis und Abgaben in Höhe von 4,59 Cent entrichten.
- Zudem wird 2014 eine Abschaltverordnungs-Umlage erhoben. Damit werden die Netzbetreiber für Vergütungszahlungen an Verbraucher kompensiert, die sich bereiterklärt haben, im Falle von kritischen Netzsituationen kurzfristig, abgeschaltet zu werden. Die Umlage beträgt im Jahr 2014 einheitlich 0,009 Cent wird jedoch aufgrund ihres geringen Einflusses im Folgenden nicht weiter betrachtet.

Abbildung 1-1: Zusammensetzung des Strompreises

in Cent je Kilowattstunde



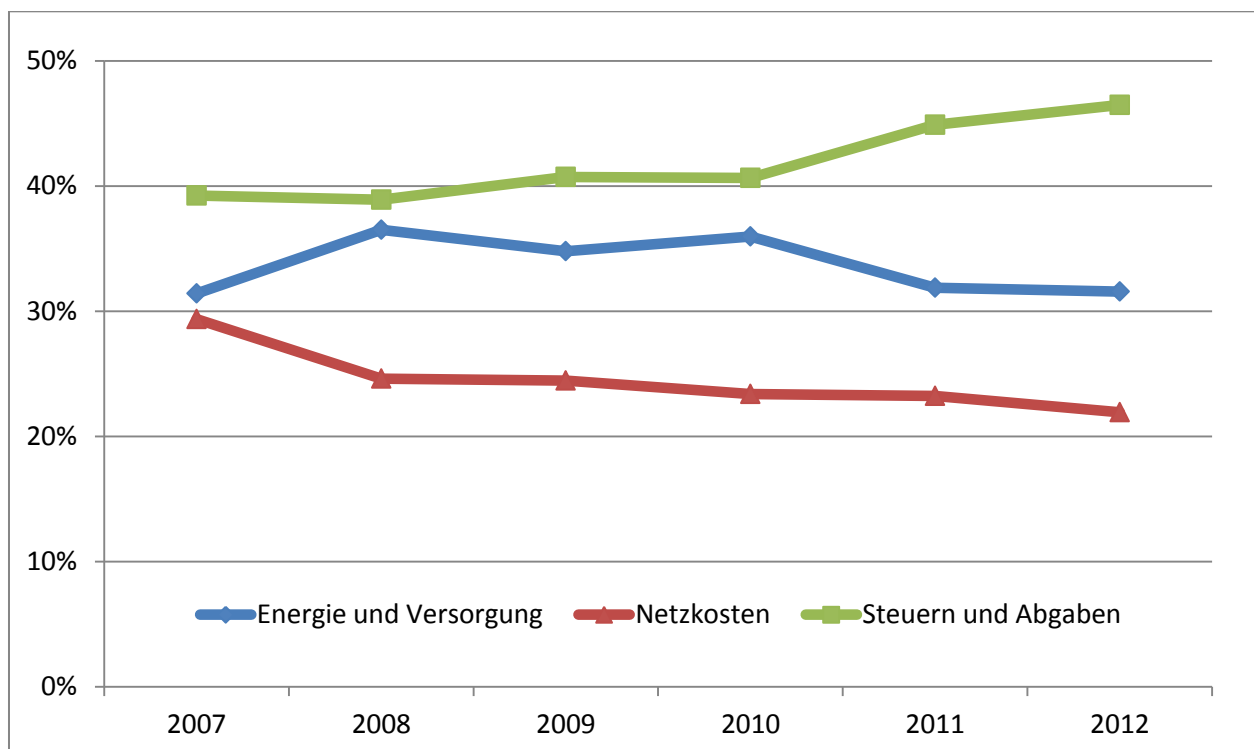
Quelle: modifiziert nach BDEW, 2013b

Schon seit langem gibt es einen hohen staatlichen Anteil an den Stromkosten. Dabei werden drei Elemente unterschieden:

- **Kosten für Stromerzeugung und Vertrieb:** Diese Preise bilden sich im Wettbewerb und sind damit das Ergebnis dezentraler Marktprozesse.
- **Netzkosten:** Dieser Kostenblock unterliegt in Deutschland einer Regulierung, da die Netze als natürliches Monopol anzusehen sind. Mit der Regulierung soll ein dem Wettbewerb ähnlicher Kosten- und Effizienzdruck erzeugt werden. Die Kostenhöhe bleibt aber das Ergebnis einer administrativen Entscheidung.
- **Steuern und andere Abgaben:** Hierbei handelt es sich um eindeutig marktferne Preiskomponenten. Diese werden direkt oder indirekt über die Förder- und Umlageregeln staatlich festgelegt. An dieser Stelle nicht weiter berücksichtigt werden Konsequenzen des Emissionshandels für Kohlendioxid, der ebenfalls auf Basis einer umweltpolitischen Regulierung eine Erhöhung der Strompreise zur Folge hat.

Abbildung 1-2: Zusammensetzung des Strompreises für Haushaltskunden

Verbrauch 2500 bis 5000 Kilowattstunden



Quellen: Eurostat; IW Köln

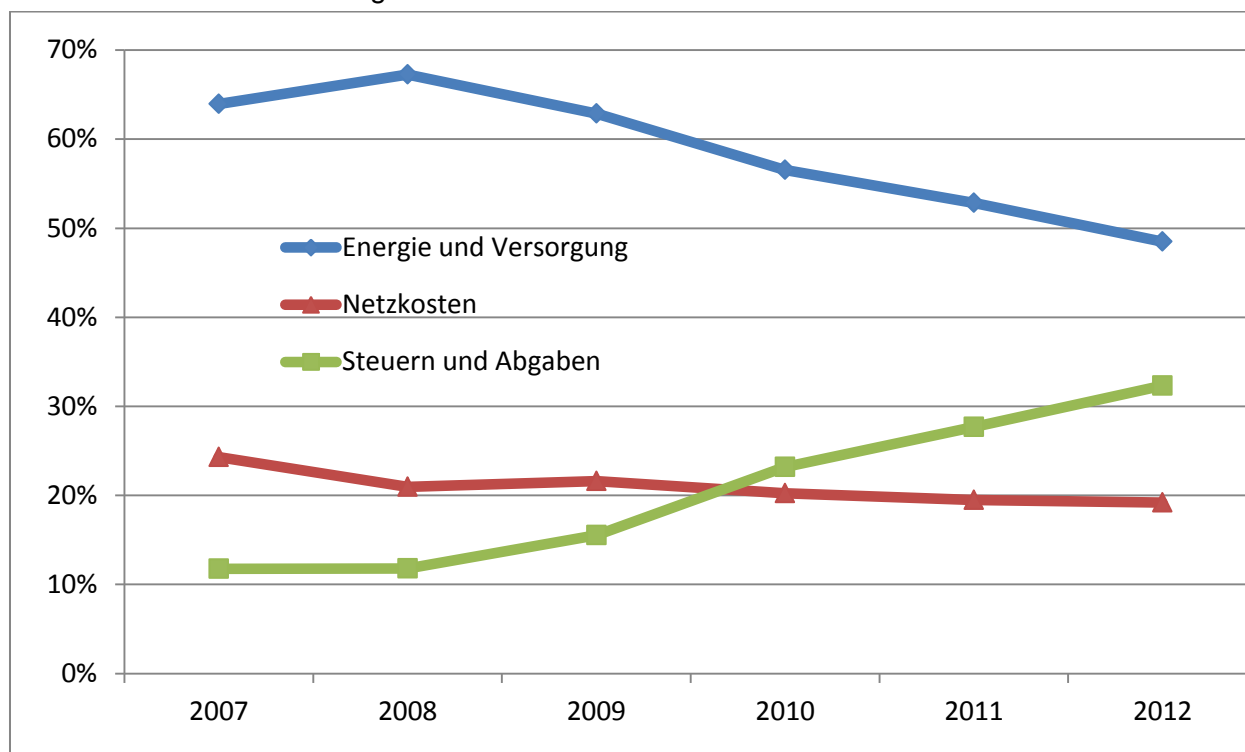
Je höher die wettbewerbsfremden Preisbestandteile sind, desto stärker wird das Preissignal des Wettbewerbs verdünnt. In Deutschland machen die staatlich definierten Kosten am Strompreis inzwischen (2012) einen Anteil von 46 Prozent aus (siehe Abbildung 1-2). Die Tendenz ist dabei deutlich steigend und wird inzwischen bei steigender EEG-Umlage und niedrigen Börsenpreisen bei über der Hälfte liegen. Der Anteil der regulierten Netzkosten kam zusätzlich auf 22 Prozent. Der wettbewerblich bestimmte Preisanteil kam entsprechend gerade einmal auf 32 Pro-

zent. Weniger als ein Drittel des Strompreises für Privathaushalte ist demnach Ergebnis eines Wettbewerbs ohne Preisregulierung.

Bei Industriepreisen ist der Anteil der wettbewerblichen Preisbestandteile mit 48 Prozent noch deutlich höher, aber hier ist eine schnell sinkende Entwicklung zu beobachten (siehe Abbildung 1-3). 2008 lag der Anteil noch bei 67 Prozent. Umgekehrt stieg der Anteil von Steuern und Abgaben von 12 Prozent auf 32 Prozent an. Die regulierten Netzpreise hingegen liegen mit 19 Prozent weitgehend konstant.

Abbildung 1-3: Zusammensetzung des Strompreises für Industriekunden

Verbrauch 500 bis 2000 Megawattstunden



Quellen: Eurostat; IW Köln

Im Strommarkt spielt der Wettbewerb für die Preisbildung aufgrund der steigenden staatlichen Lasten eine immer geringere Rolle. Durch die kumulierte Wirkung der einzelnen Maßnahmen wird der Preismechanismus als zentrale Steuerungsgröße der Stromversorgung zunehmend in den Hintergrund gedrängt. Politische Maßnahmen zur Preisgestaltung werden hingegen wichtiger.

2 Staatlich kontrollierte Preiskomponenten im Einzelnen

Während die kumulierte Wirkung der einzelnen Abgaben für den Strommarkt eine wettbewerbsstörende Wirkung hat, können die einzelnen Maßnahmen unterschiedliche ordnungsökonomische Hintergründe und Begründungen haben. Zudem sind sehr unterschiedliche Dynamiken der einzelnen Elemente zu beobachten und für die nächsten Jahre zu erwarten. Diese Kompo-

nennten sind in Augenschein zu nehmen und für die Formulierung von Kostensenkungsvorschlägen zu nutzen.

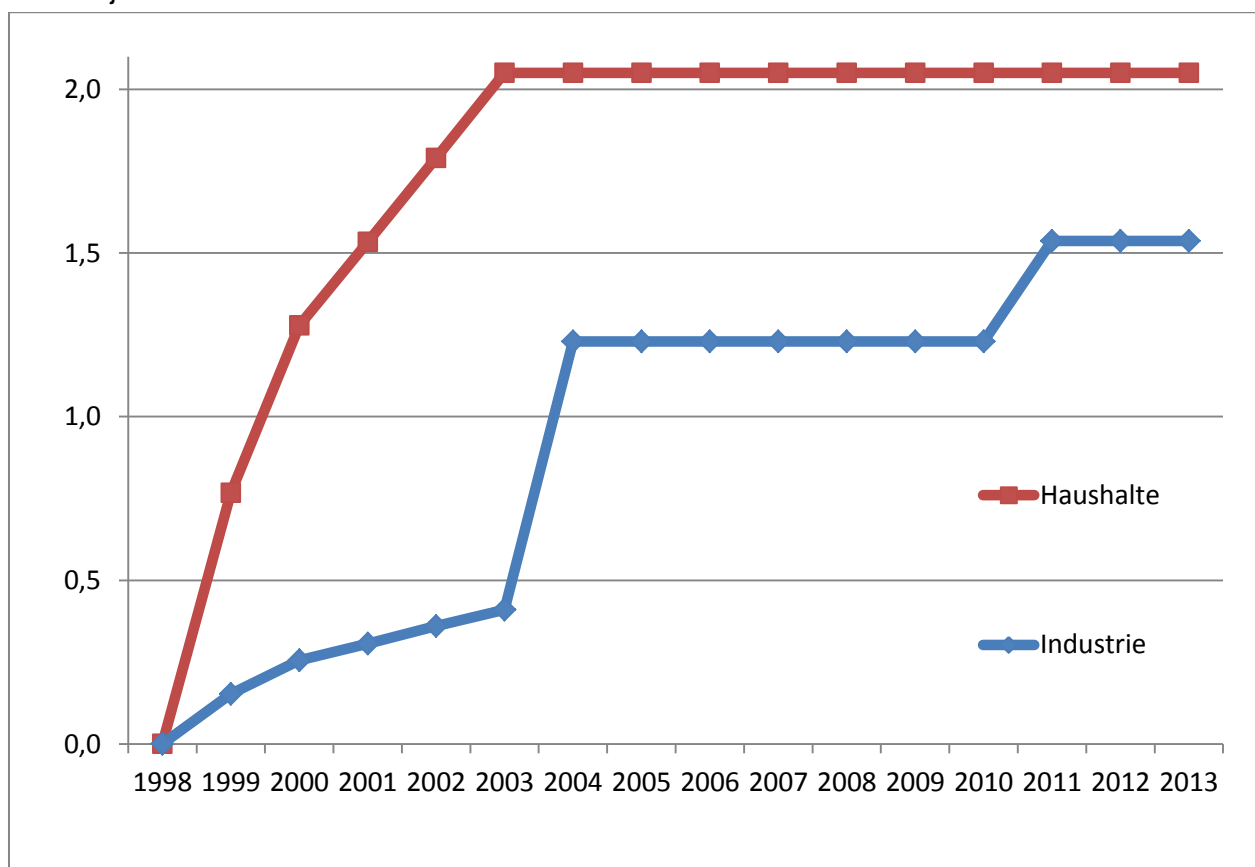
2.1 Stromsteuer

Im Jahr 1998 hat die damalige neu gewählte rot-grüne Bundesregierung die sogenannte ökologische Steuerreform auf den Weg gebracht. Wesentliche Bestandteile dieser Reform waren insbesondere eine Erhöhung der Mineralölsteuer sowie die Einführung einer neuen Stromsteuer. Für besonders stark betroffene Unternehmen wurden Ausnahmeregelungen eingeführt, um die Konkurrenzfähigkeit im internationalen Wettbewerb nicht zu gefährden. Gleichzeitig wurde der Beitragssatz der Rentenversicherung zumindest temporär stabilisiert.

Entwicklung bis heute

Die Stromsteuer wurde neu eingeführt und schrittweise erhöht. Seit dem Jahr 2003 liegt sie konstant bei 2,05 Cent je Kilowattstunde verbrauchten Stroms. Hierauf ist auch noch die Mehrwertsteuer von derzeit 19 Prozent zu entrichten. Für die Industrie gilt ein niedrigerer Wert. Sie zahlt mit 1,54 Cent als Standardtarif derzeit rund drei Viertel des Steuersatzes, der für private Haushalte gilt (siehe Abbildung 2-1).

Abbildung 2-1: Entwicklung der Stromsteuersätze
in Cent je kWh



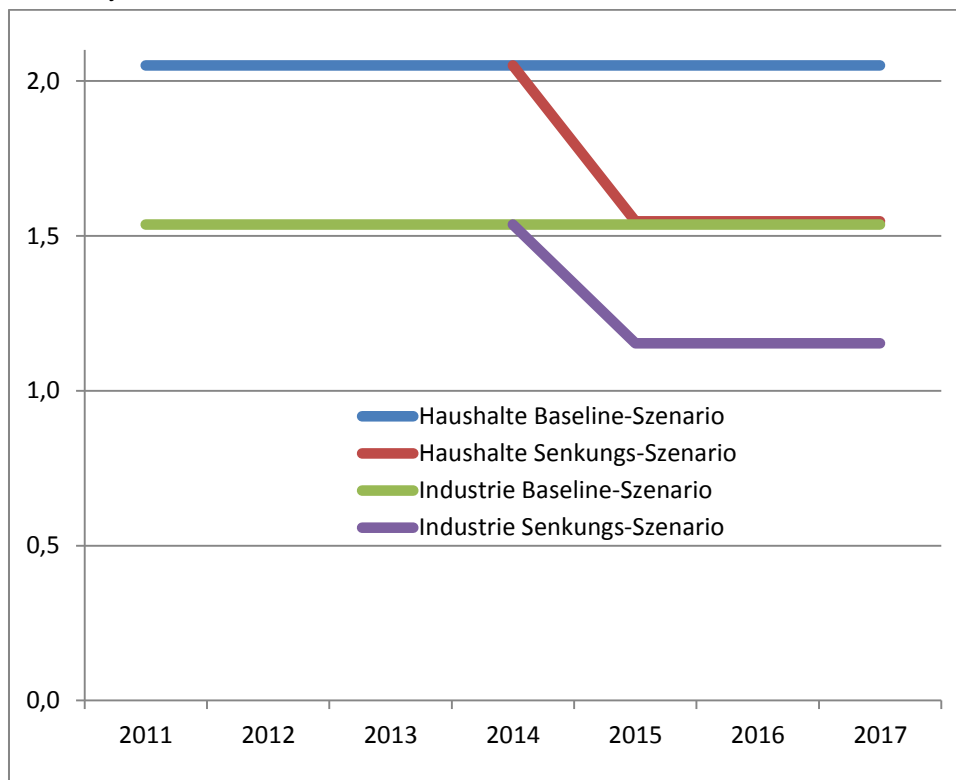
Quelle: Stromsteuergesetz in den jeweiligen Ausführungen

Für den Bundeshaushalt hat sich die Stromsteuer als sichere Einnahmequelle bewährt. Auch ein Rückgang der Bemessungsgrundlage, also des Stromverbrauchs aufgrund der gestiegenen Preise, trat nicht in einem relevanten Umfang auf, der nennenswerten Einfluss auf das Steueraufkommen gehabt hätte. Umgekehrt bedeutet dies aber auch, dass die ökologische Lenkungswirkung dieser Steuer alles andere als sicher ist. Aus der Perspektive des Fiskus ist die Stromsteuer gut berechenbar und kommt auf ein Aufkommen von rund 7 Milliarden Euro im Jahr.

Mögliche Entwicklung und Kostentreiber

Die Entwicklung der Stromsteuer orientiert sich nicht an prognostizierbaren Indikatoren. So ist ein bestimmtes Steueraufkommen nicht als politisches Ziel formuliert worden. Die Erhöhung der Stromkosten auf ein bestimmtes Niveau ist auch kein angestrebtes Ziel, sonst hätten aufgrund der sonstigen Abgabensteigerungen und indirekter Belastungen durch den Emissionshandel bereits eine Reduktion des Steuersatzes erfolgen müssen. Auch liegen keine Kostentreiber vor, die als Begründung für steigende oder sinkende Abgabenbelastungen dienen und damit eine Abschätzung zukünftiger Entwicklungen möglich machen können.

Abbildung 2-2: Mögliche Entwicklung des Stromsteuersatz
in Cent je Kilowattstunde



Quelle: Annahmen IW Köln

Die weitere Entwicklung der Stromsteuer ist damit keine ökonomisch vorgegebene, sondern eine originär politische Entscheidung. Dabei sollen drei Szenarien betrachtet werden (siehe Abbildung 2-2):

1. Die Stromsteuer bleibt unverändert, da keine finanziellen Spielräume zum Ausgleich der Steuerausfälle für den Fiskus gesehen werden (Baseline-Szenario).
2. Die Stromsteuer wird ab 2015 um 25 Prozent gesenkt. Dies entspricht den Forderungen, die von Spitzenpolitikern aus unterschiedlichen Lagern in den letzten Monaten erhoben wurde (Senkungs-Szenario).
3. Die Stromsteuer wird nur für die Haushalte um 25 Prozent gesenkt. Auch so können die politischen Forderungen interpretiert werden. Für die Industrie gäbe es dann keine weiteren Entlastungen. Dies entspricht einer Kombination der beiden erstgenannten Szenarien.

Ordnungspolitische Einordnung

Bei der Einführung der Stromsteuer in Deutschland im Rahmen der sogenannten ökologischen Steuerreform wurde gehofft, eine zweifache Wirkung erzielen zu können. Durch die Steuererhöhung sollte der Energieverbrauch begrenzt werden und durch die Stabilisierung der Rentenbeiträge die Arbeitslosigkeit bekämpft werden. Auch wenn hierin ein ursprünglicher Finanzierungszusammenhang bestand, müssen beide Elemente doch auch getrennt betrachtet werden und stehen heute in keinem klaren Zusammenhang mehr.

Die Stromsteuer ist durch die Anknüpfung an die Rentenversicherung in den Ausnahmeregelungen für die Industrie jedoch unnötig verkompliziert worden. Ein Vergleich mit Belastungen durch andere Abgaben wird dadurch kaum möglich.

So sind für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes verschiedene spezielle Regelungen der Besteuerung vorgesehen:

- Bestimmte Verwendungen des Stroms wie Elektrolyse, Glasherstellung, Zementproduktion oder Metallerzeugung führen zu einer Steuerbefreiung.
- Weiterer Stromverbrauch des Produzierenden Gewerbes und der Land- und Forstwirtschaft wird um 5,13 Euro je Megawattstunde beziehungsweise 0,513 Cent je Kilowattstunde steuerlich entlastet, so dass in der Summe eine Belastung von 15,37 Euro je Megawattstunde beziehungsweise 1,537 Cent je Kilowattstunde zu tragen ist.
- Das Produzierende Gewerbe erhält einen Teil der gezahlten Steuer erstattet. Dabei wird der zu zahlende Steuerbetrag um die kalkulatorische Ersparnis reduziert, die das Unternehmen durch einen um insgesamt 0,8 Prozentpunkte reduzierten Rentenversicherungsbeitrag (Arbeitgeberanteil 0,4 Prozentpunkte) hat. Dies entspricht der Einführungslogik der Stromsteuer, durch die der Rentenversicherungsbeitragssatz abgesenkt werden sollte. Die verbleibende zu zahlende Steuer wird um 90 Prozent reduziert. Eine zusätzlich verbrauchte Kilowattstunde über die Einsparungen in der Rentenversicherung hinaus wird daher mit 0,1537 Cent besteuert. Die gesamte Belastung des industriellen Stromverbrauchs liegt aber entsprechend höher. Diese Ausnahme wird aber nur dann beihilferechtlich wirksam, wenn Effizienzziele der Industrie und die Einführung von Ener-

giemanagementsystemen durch die begünstigten Unternehmen nachweisen, dass Fortschritte bei der Reduktion des Energieverbrauchs realisiert werden.

Die Höhe der Stromsteuer leitet sich nicht aus bestimmten Kostenfaktoren oder Preisvorstellungen ab. Auch die Höhe der erwünschten Energieeinsparungen ist nicht festgelegt und damit keine Begründung für die Höhe der jeweiligen Steuersätze. Letztlich ist die Höhe dieser speziellen Verbrauchssteuer – wie dies für die meisten Steuern gilt – von einer gewissen Willkür geprägt. Die grundlegende Argumentation, dass durch eine Energiebesteuerung externe Effekte internalisiert und damit der Energieverbrauch und letztlich die Emissionen damit reduziert werden sollen, ist zunächst einmal ordnungspolitisch richtig – ungeachtet der Tatsache, dass die Höhe der berechneten externen Kosten auch einem erheblichen Spielraum in den Annahmen unterliegt (Puls, 2009, 2013).

In Kombination mit dem europäischen Emissionshandel für Kohlendioxid verliert die Begründung der Stromsteuer jedoch erheblich an Überzeugungskraft. Beide Instrumente sollen die externen Effekte der Stromerzeugung internalisieren, so dass eine zu hohe Belastung entsteht. Eine über den Preis für Emissionsrechte hinausgehende Erhöhung des Strompreises durch eine Stromsteuer führt möglicherweise zu einem reduzierten Stromverbrauch und zu geringeren Emissionen bei der Stromerzeugung. Damit müssen die Energieerzeuger weniger Emissionsrechte kaufen. Den so gesunkenen Preis für Emissionsrechte können andere Anlagen für einen Verzicht auf Emissionssenkung nutzen und die freien Emissionsrechte zu kaufen. Durch die Stromsteuer wird also mittelbar in den Emissionshandel eingegriffen, der gesamte Ausstoß von Treibhausgasen ändert sich jedoch nicht. Durch die Stromsteuer entstehen Zusatzkosten, die vom Verbraucher zu tragen sind. Diese Zusatzkosten führen aber nicht zu mehr Klimaschutz (Bardt, 2012).

Zudem hat auch die Stromsteuer unerwünschte Verteilungswirkungen, ebenso wie das EEG. Der Stromverbrauch der privaten Haushalte steigt nur schwach mit steigendem Einkommen. Daher werden höhere Einkommensgruppen relativ deutlich schwächer belastet als Haushalte mit niedrigerem Einkommen (Bardt / Niehues / Techert 2012).

Am Ende stehen aus Sicht der politischen Realität eher fiskalische Gründe einer kompletten Abschaffung der Stromsteuer entgegen. Eine deutliche Reduktion erscheint jedoch im Kontext steigender EEG-Umlagen und weiterer zunehmende staatliche Belastungen der privaten Stromverbraucher möglich.

Handlungsempfehlungen für eine effizientere Gestaltung

Bei der politischen Diskussion über eine mögliche Absenkung der Stromsteuer zur Entlastung der Stromkunden wird oftmals auf die Mehrwertsteuer verwiesen, die auf die EEG-Umlage zu zahlen ist. Im Jahr 2014 wird diese allein durch die Zahlungen der privaten Haushalte rund 1,6 Milliarden Euro ausmachen, nach 1,4 Milliarden im Jahr 2013. Diese Summe wird als staatlicher Gewinn des EEG interpretiert mit der Ableitung, dass diese über eine Senkung der Stromsteuer zurückgegeben werden könnte (wobei hierbei auch die Mehrwertsteuer auf die Stromsteuer noch zu berücksichtigen wäre). Dabei wird jedoch übersehen, dass die Mehrwertsteuer zumindest teilweise auch anfallen würde, wenn die Ausgaben der privaten Haushalte nicht für das EEG, sondern für andere Konsumausgaben getätigt würden. Unabhängig von der Höhe dieses

Effekts ist natürlich jede Reduktion der Stromsteuer mit einer Zusatzbelastung der öffentlichen Haushalte verbunden.

Folgende Handlungsleitlinien können für den zukünftigen Umgang mit der Stromsteuer aufgestellt werden:

- **Haushaltsfinanzierung des EEG wichtiger als reine Stromsteuersenkung**
Eine teilweise Stromsteuersenkung würde einer Übernahme von Teilen der EEG-Kosten in den öffentlichen Haushalt ähneln. Für die Verbraucher käme es zu einer Entlastung, für die öffentlichen Haushalte zu einer Mehrbelastung, sofern diese nicht durch Steuer- oder Beitragserhöhungen an anderer Stelle ausgeglichen werden. Die Vorteile einer Kostenkontrolle der Förderung durch den Bundestag wären damit jedoch nicht erreicht. Insofern wäre eine Übernahme von Teilen des bestehenden EEGs durch den Bund einer Steuerreduktion vorzuziehen.
- **Keine Marktsteuerung**
Keinesfalls darf jedoch eine Kompensation aktueller Marktpreisentwicklungen durch Veränderungen des Steuersatzes erfolgen. Eine derartige politische Steuerung der Endverbraucherpreise würde dem Ansatz einer marktwirtschaftlichen Ordnung mit flexiblen und knappheitsgerechten Preisen fundamental widersprechen.
- **Langfristige Abschaffungsperspektive**
Gleichzeitig spricht jedoch insbesondere das Zusammenspiel von Stromsteuer und europäischem Emissionshandel dafür, die nationale Stromsteuer perspektivisch abzuschaffen. Das ökologische Ziel der Emissionsreduktion wird durch den Handel erreicht. Die externen Effekte werden durch die Bepreisung der Emissionen in der Mengensteuerung internalisiert. Daher ist eine Abschaffung der Zusatzsteuer perspektivisch ratsam. Einzig das fiskalische Ziel der Einnahmenerzielung bleibt als wichtiges Argument für die Steuer.
- **Vereinfachung der Ausnahmeregeln**
Die heutige Ausgestaltung der Ausnahmeregeln für die Industrie ist kompliziert und inkompatibel zu den vergleichbaren Tatbeständen im EEG. Hier ist eine Vereinfachung anzustreben, beispielsweise durch Verzicht auf die Koppelung der Steuererstattung an die fiktive Ersparnis in der Rentenversicherung.

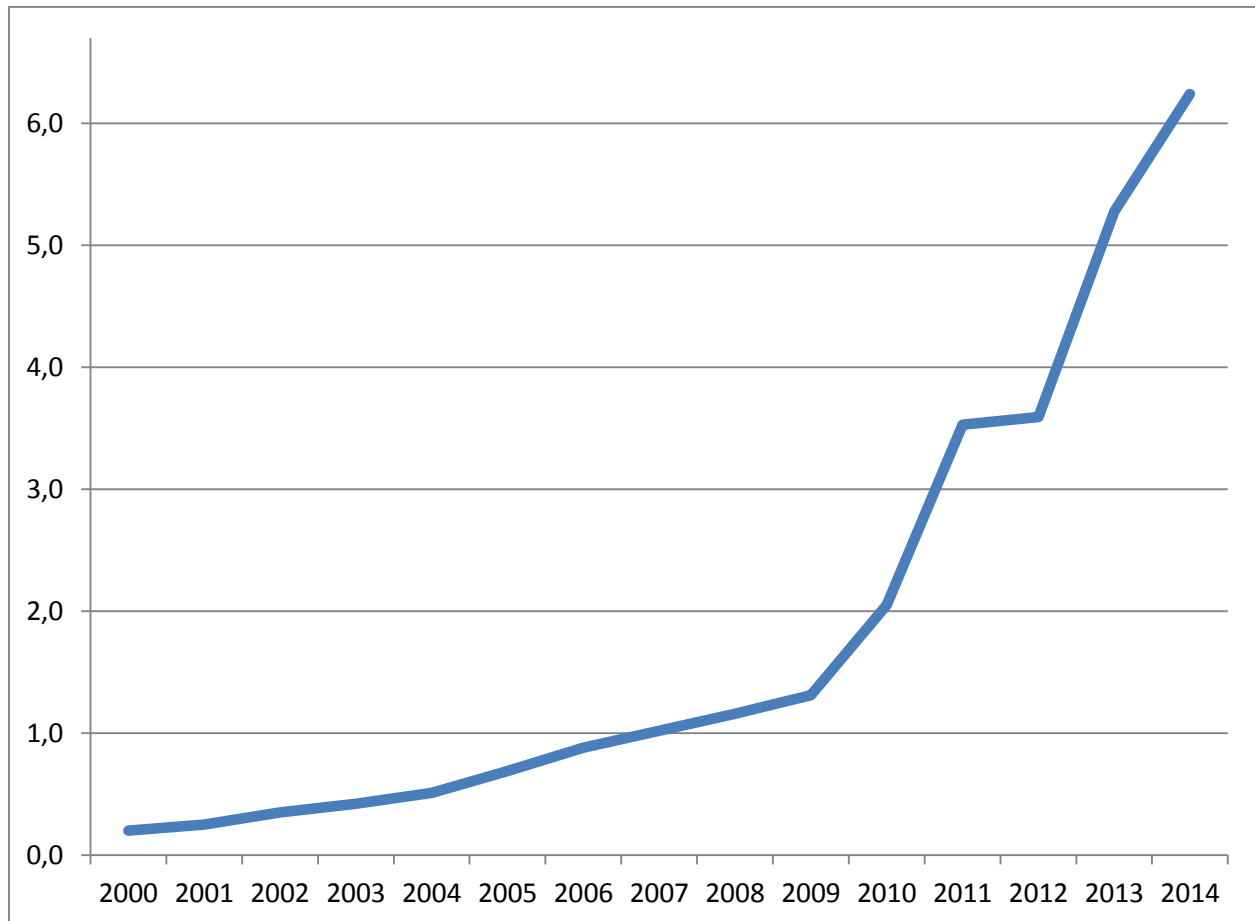
2.2 EEG-Umlage

Die Umlage nach dem Erneuerbaren Energien Gesetz dient zur Finanzierung der Deckungslücke, die sich aus den staatlich definierten Einspeisevergütungen für EEG-Strom und den Markterlösen dieses Stroms ergibt. Sie ist damit seit 2001 das entscheidende Finanzierungsinstrument des Ausbaus erneuerbarer Energien und damit der Energiewende insgesamt. Die massiven Kostensteigerungen der letzten Jahre sowie die größere Bedeutung, dass die Industrie reduzierte Tarife erhalten haben, haben zu einer intensiven Diskussion über die Kostenentwicklung des EEG geführt.

Entwicklung bis heute

Bei ihrer Einführung lag die EEG-Umlage bei gerade einmal 0,2 Cent je Kilowattstunde Strom. Über die Jahre hinweg ist sie schrittweise angestiegen, bewegte sich aber zumeist in einer Region rund um 1 Cent je Kilowattstunde. Der massive Zubau der besonders teuren Formen erneuerbarer Energien – Photovoltaik und Biomasse – seit 2009 hat zu einem beschleunigten Anstieg der EEG-Umlage geführt (siehe Abbildung 2-3).

Abbildung 2-3: Entwicklung der EEG-Umlage
in Cent je Kilowattstunde



Quellen: BDEW, 2013b; Übertragungsnetzbetreiber, 2013a

Zwischen den Jahren 2009 und 2011 hat sich die Umlage auf das Zweieinhalbfache erhöht. Nach einem Jahr der Stabilität stieg die EEG-Umlage zum Jahr 2013 um knapp die Hälfte auf 5,3 Cent an. 2014 wird es zu einer Erhöhung um ein weiteres knappes Fünftel auf 6,2 Cent erwartet. Damit wird die EEG-Umlage in den fünf Jahren zwischen 2009 und 2014 fast auf das fünffache angestiegen sein. Schon heute liegt die EEG-Umlage damit höher als der Börsenpreis für Strom. Haushaltskunden und die meisten industriellen Verbraucher zahlen damit heute mehr für die Förderung erneuerbarer Energien als für den eigentlichen insgesamt verbrauchten Strom.

Für die privaten Haushalte liegt in der Umlage eine nennenswerte und seit einigen Jahren deutlich gestiegene Belastung. Ein typischer 3 Personen-Haushalt wird im nächsten Jahr eine jährli-

che EEG-Umlage inklusive Mehrwertsteuer von fast 301 Euro zu entrichten sein (siehe Tabelle 2-1). Dies ist eine zusätzliche Belastung von gut 46 Euro innerhalb eines Jahres und von knapp 128 Euro in nur zwei Jahren, die nur eingeschränkt durch sinkende Börsenstrompreise kompensiert wird.

Tabelle 2-1: Belastungen der Haushalte durch die EEG-Umlage

in Euro pro Jahr, inklusive Mehrwertsteuer auf die Umlage

	EEG-Umlage in Cent	1 Person	2 Person	3 Person	4+ Person
2000	0,20	4,76	7,98	9,40	11,46
2012	3,59	87,63	147,04	173,12	211,16
2013	5,28	128,73	216,02	254,33	310,21
2014	6,24	152,22	255,44	300,74	366,82
Mehrkosten 2014 gegenüber 2012	2,65	64,60	108,40	127,62	155,67
Mehrkosten 2014 gegenüber 2013	0,96	23,49	39,42	46,41	56,61

Quellen: eigene Berechnungen; IWD Nr. 43 vom 24.10.2013

Auch für die Industrie bedeutet jede Steigerung der EEG-Umlage eine zusätzliche Belastung. Im Jahr 2013 liegt der Beitrag der Industrie bei insgesamt rund 6,1 Milliarden Euro. Ein Anstieg der Umlage trifft den größten Teil der Unternehmen in vollem Umfang. Eine Minderheit von Unternehmen mit besonders hoher Energieintensität profitiert zwar von reduzierten Sätzen. In der Regel sind diese aber als Prozentsatz der aktuellen Normalumlage definiert, so dass eine Erhöhung der Umlage auch hier in Kostensteigerungen mündet. Lediglich die größten Energieverbraucher zahlen eine pauschalisierte Umlage und sind von aktuellen Anstiegen damit nicht betroffen. Gleichzeitig sorgt die anhaltende Diskussion über die Ausnahmetatbestände dafür, dass die Verlässlichkeit der Regelungen infrage gestellt wird, wodurch die Investitionsentscheidungen negativ beeinflusst werden. Während für die meisten Unternehmen der tatsächliche Anstieg der Umlage relevant ist, erweist sich für die größten Stromverbraucher allein die Diskussion über die Zukunft der Ausnahmeregelungen als schädlich.

Mögliche Entwicklung und Kostentreiber

Die Summe der EEG-Differenzkosten, also der eigentlichen Subvention für erneuerbare Energien, und ihre Entwicklung kann mit Hilfe einer Komponentenzerlegung analysiert werden. Dabei werden drei Effekte unterschieden, die jeweils Einfluss auf die Gesamtsumme haben, die durch die EEG-Umlage finanziert werden muss.

- **Ausbaueffekt:** Das aufgrund des fortgesetzten Ausbaus der Kapazitäten steigende Angebot an Strom aus erneuerbaren Quellen erhöht tendenziell den Subventionsbedarf nach dem EEG.

- **Struktureffekt:** Veränderungen in der Struktur der unterschiedlichen erneuerbaren Energien wirken sich ebenfalls auf den Mittelbedarf aus. Wenn beispielsweise der Anteil teurerer Energiequellen an den erneuerbaren Energien wächst, geht dies mit einem Anstieg der Kosten einher.
- **Stückkosteneffekt:** Die Entwicklung der Stückkosten gemessen als Differenz zwischen Einspeisevergütung und Erlöse aus dem erzeugten Strom wirkt ebenfalls auf den Finanzierungsbedarf. Je niedriger die durchschnittlichen Kosten werden – weil modernere und günstigere Technologien zugebaut werden – desto niedriger ist der Subventionsbedarf. Dabei wird die Wirkung der Strompreisentwicklung automatisch berücksichtigt, aber nicht gesondert analysiert. Ein höherer Strompreis geht mit einem geringeren Subventionsbedarf einher und umgekehrt.

Zur Berechnung der einzelnen Effekte wird auf ein Verfahren zurückgegriffen, das für die Komponentenzersetzung der Energieeffizienz verwendet wird (Bardt, 2013). Verbreitet ist die Komponentenzersetzung nach Laspeyres (IAEA et al., 2005). Dabei werden zur Bestimmung jedes Teileffekts die beiden jeweils verbleibenden Variablen konstant gehalten. Es wird eine rechnerische fiktive Entwicklung simuliert, bei der sich jeweils nur eine Einflussgröße ändert. Der Nachteil dieses Ansatzes ist, dass ein Rest verbleibt und die Veränderungen nicht vollständig in die einzelnen Komponenten zerlegt werden kann. Dieses Problem wird mit der Logarithmic-Mean-Divisia-Index-Methode behoben, die eine vollständige Zerlegung auf die drei Komponenten ermöglicht (Ang/Liu, 2001; Ang/Liu/ Chew, 2003; Ang, 2004; Ang, 2005). Damit entspricht das Produkt von Ausbaueffekt, Struktureffekt und Stückkosteneffekt genau der Veränderung des Energieverbrauchs im Betrachtungszeitraum. Die Kalkulation folgt folgender Gleichung, wobei E für die Differenzkosten, Y für das Ausbauniveau, S für die Struktur und K für die Stückkosten steht:

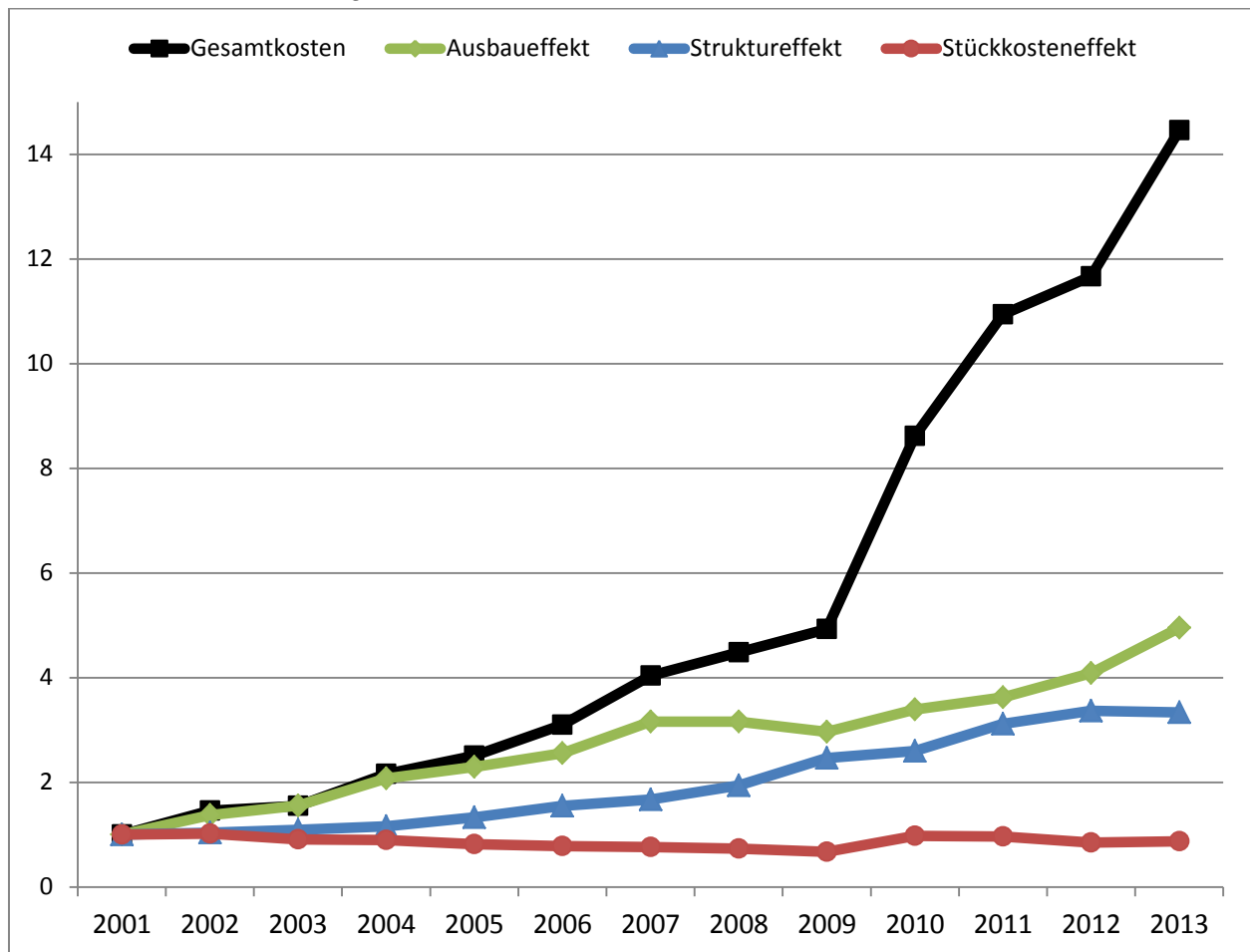
$$\frac{D^t}{D^0} = \exp \sum_i \left(\frac{L(D_i^t, D_i^0)}{L(D^t, D^0)} \ln \left(\frac{Y^t}{Y^0} \right) \right) \cdot \exp \sum_i \left(\frac{L(D_i^t, D_i^0)}{L(D^t, D^0)} \ln \left(\frac{S_i^t}{S_i^0} \right) \right) \cdot \exp \sum_i \left(\frac{L(D_i^t, D_i^0)}{L(D^t, D^0)} \ln \left(\frac{K_i^t}{K_i^0} \right) \right)$$

Bei der Betrachtung der kumulierten Wirkungen der einzelnen Komponenten im Zeitablauf zeigt sich, dass der Ausbaueffekt die größte Wirkung auf die gesamten Differenzkosten in der EEG-Förderung hat. Auf ihn geht eine Verfünffachung der Differenzkosten zurück. Ähnlich wichtig ist jedoch die Strukturveränderung innerhalb der erneuerbaren Energien. Der besonders schnelle Ausbau der teureren Technologien hat dazu geführt, dass allein auf den Struktureffekt ein Faktor von 3,3 entfällt. Eine Kostenentlastung war lediglich durch den Stückkosteneffekt zu sehen. Zwar sind die Differenzkosten je Kilowattstunde zwischen 2001 und 2013 auf fast das Doppelte angestiegen. Dies ist aber eine Wirkung der beschriebenen Strukturverschiebung. Der isolierte Stückkosteneffekt deutet mit einem Wert von 0,87 eine moderate Kostensenkungsdynamik der einzelnen Energieträger an (siehe Abbildung 2-4). Diese hat aber keinesfalls ausgereicht, um die Mehrkosten durch den Ausbau und die Strukturveränderungen zu kompensieren. Hinzu kommt, dass die Kostensenkungspotenziale natürlich nur für Neuanlagen zu realisieren sind, während ein großer Teil der Kosten auf bestehende Anlagen mit höheren Zusagen an Vergütungssätzen entfällt.

Im Gesamtergebnis sind (getrieben durch den schnellen Ausbau und die Strukturverschiebung der erneuerbaren Energien) die Gesamtkosten – also die jährlich zu finanzierenden Differenzkosten – zwischen 2001 und 2013 um den Faktor 14,5 gestiegen. Dies entspricht einem Anstieg von 1,1 auf 16,5 Milliarden Euro an Subventionsbedarf, zudem kommen aktuell Zuschläge für den Aufbau einer Liquiditätsreserve sowie Nachzahlungen für Vorjahre hinzu.

Abbildung 2-4: Komponenten der Förderkosten erneuerbarer Energien

1 = neutrale Kostenwirkung



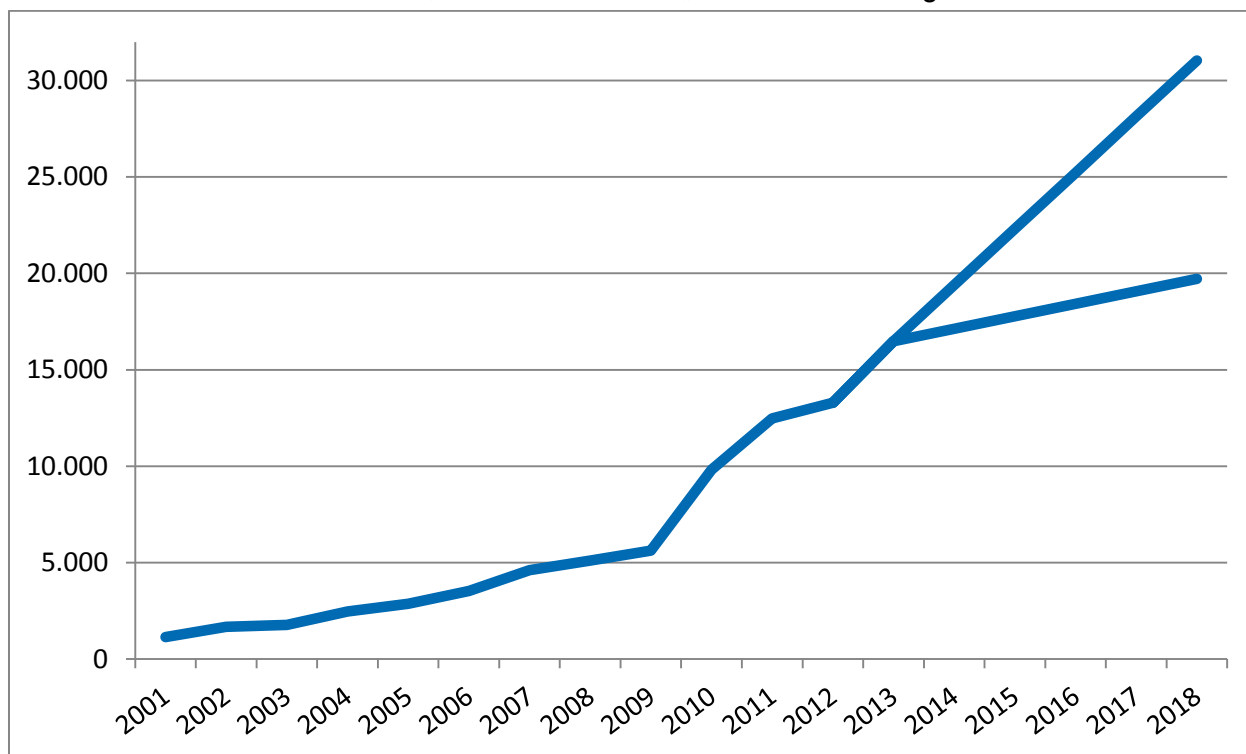
Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von BDEW, 2013a

Für die Abschätzung der zukünftigen Entwicklung werden zwei Szenarien gebildet: Szenario „Hoch“ schreibt das mengenmäßige Ausbauwachstum für Biomasse seit 2008 bis 2018 fort und nimmt eine Beschleunigung der Nutzung der Windenergie an – analog zur Leitstudie 2011 des Umweltministeriums (DLR / Fraunhofer IWES / IfnE 2012). Der Ausbau der Wasserkraft wird auf durchschnittlich 1 Prozent pro Jahr verlangsamt, für Photovoltaik wird ein Jahreswachstum von 15 Prozent angenommen – erheblich weniger als in den letzten Jahren. Im Szenario „Niedrig“ stagniert der Ausbau der Wasserkraft. Bei Wind und Biomasse reduziert sich das Ausbautempo um fünf Prozentpunkte, bei der Photovoltaik sogar um 10 Punkte. Auch bei den Preisentwicklungen wurden unterschiedliche Annahmen zur Entwicklung der durchschnittlichen Differenzkosten getroffen. Dabei wurde im Szenario „Hoch“ eine Konstanz der Differenzkosten für Wasserkraft angenommen, bei Biomasse und Wind wird an Anstieg von 1 beziehungsweise 3 Prozent jährlich unterstellt, bei der Solarindustrie eine Abnahme von 1 Prozent. Für die Solaranla-

gen ergibt sich dadurch eine Reduktion der Kosten von Neuanlagen von im Schnitt fast 5 Prozent im Jahr. Dies ist langsamer als in der Vergangenheit, was durch eine Verlangsamung der Lernkurveneffekte begründet sein kann. Im Szenario „Niedrig“ sind stärkere Preissenkungen angenommen: Für Wind und Biomasse 1 Prozent im Jahr auf die durchschnittlichen Differenzkosten aller Anlagen und für die Photovoltaik 3 Prozent jährlich. Für Neuanlagen bedeutet das jährliche Kostensenkungen von bis zu 20 Prozent im Jahr.

Abbildung 2-5: Steigende Differenzkosten im EEG

2001 bis 2018 in Milliarden Euro, ab 2014 Szenario „Hoch“ und „Niedrig“



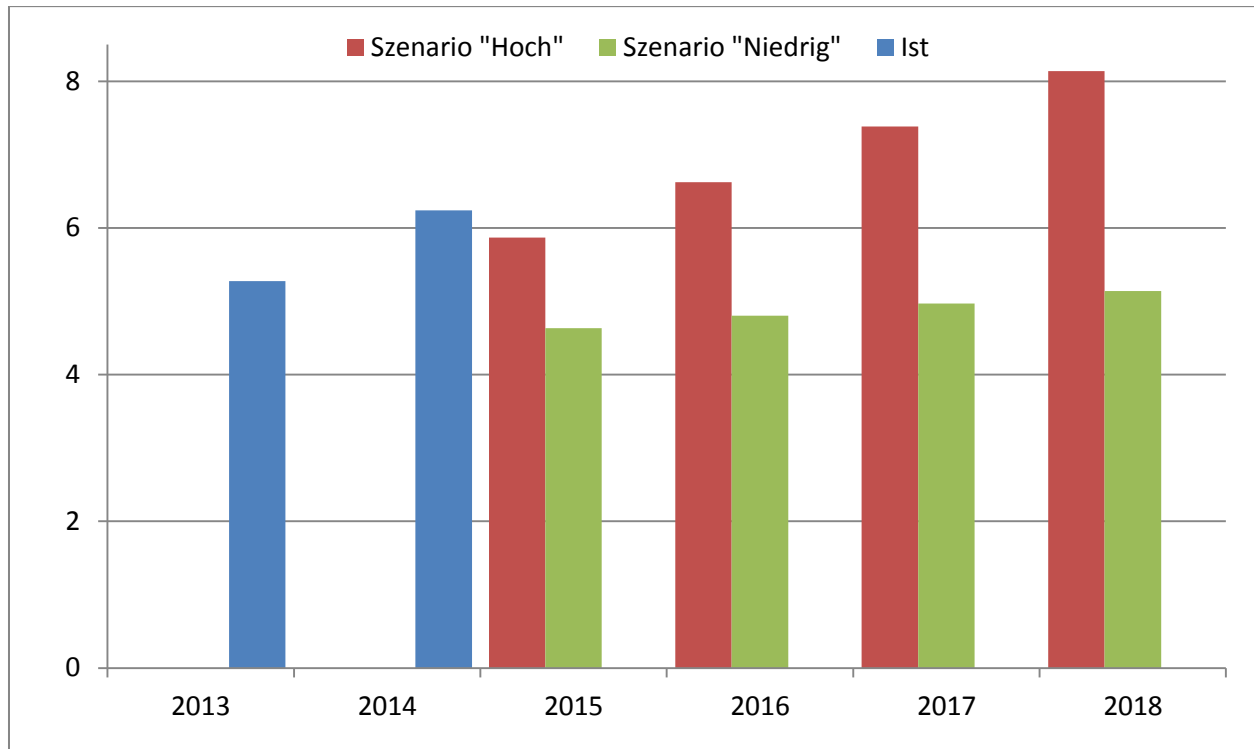
Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von BDEW, 2013a

Im Ergebnis führen die beiden Szenarien zu unterschiedlichen Entwicklungen der insgesamt zu finanzierenden Differenzkosten (siehe Abbildung 2-5). Im Szenario „Hoch“ steigen diese von heute 16,6 auf 31,0 Milliarden Euro in 2018 an. Im Szenario „Niedrig“ kann eine deutliche Begrenzung auf 19,7 Milliarden Euro erreicht werden – was aber immer noch einem Mehraufwand von rund 3 Milliarden Euro gegenüber 2013 entspricht. Die inzwischen für 2014 von den Netzbetreibern erwarteten Differenzkosten bewegen sich mit einem Wert von 19,4 Milliarden Euro am oberen Rand des hier geschätzten Korridors.

Für die Entwicklung der zur Finanzierung der laufenden Differenzkosten notwendigen EEG-Umlagen bedeutet dies bei angenommenen konstanten nicht-privilegierten Letztverbrauch einen Wert von 5,1 Cent im Szenario „Niedrig“ und sogar 8,1 Cent im Szenario „Hoch“ in 2018 (siehe Abbildung 2-6). Zwischenzeitlich fällt die Umlage ab, da davon ausgegangen wird, dass aufgrund präziser Vorausschau zukünftig keine Nachzahlungen für Vorjahre mehr fällig sein werden. Diese summieren sich allein im Jahr 2014 auf rund 4 Milliarden Euro. Eingerechnet ist hingegen die zehnpromtente Liquiditätsreserve, die jedes Jahr für den Zuwachs der Differenzkosten bereitgestellt werden muss (s. Abbildung 2-6).

Abbildung 2-6: Entwicklung der EEG-Umlage

In Cent je Kilowattstunde, Szenario „Hoch“ und „Niedrig“, ohne Nachzahlungen für alte nachholende Zahlungen und nachträgliches Auffüllen der Liquiditätsreserve



Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von BDEW, 2013a, und Übertragungsnetzbetreiber, 2013a

Ordnungspolitische Einordnung

Die EEG-Umlage finanziert die Förderung erneuerbarer Energien mit Hilfe eines spezifischen Einspeisetarifs. Dies ist aus verschiedenen Gründen zu hinterfragen:

- Die Methodik der Einspeisevergütung ermöglicht es nicht, die erneuerbaren Energien in den Markt zu integrieren und fokussiert nicht auf Effizienz und Innovation in einem wettbewerblichen Umfeld.
- Es wird eine spezifische Technologiedifferenzierung vorgenommen, die nicht zu einer kosteneffizienten Auswahl der jeweils überlegenen Technologie führt.
- Das Ziel eines konkreten Anteils erneuerbarer Energien im Strommarkt muss kritisch hinterfragt werden. Ein Technologieziel für sich überzeugt nicht. Das eigentlich im Hintergrund stehende Ziel muss der Klimaschutz und damit die Begrenzung negativer externer Effekte sein.

Aber auch die grundlegende Wirkung des EEG auf den Klimaschutz muss in Zweifel gezogen werden. Innerhalb des europäischen Emissionshandels mit Kohlendioxid hat das EEG bei gegebenen Klimazielen keine Wirkung auf das Emissionsniveau. Da die Stromerzeugung dem Emissionshandel unterliegt, muss für jede Tonne Kohlendioxid ein Zertifikat vorgehalten werden. Durch den Ausbau erneuerbarer Energien kann die Nutzung von Zertifikaten reduziert

werden, da die Emissionen sinken. Diese Zertifikate werden am Markt angeboten und von anderen Emittenten in Europa genutzt. Der Einsparung im Stromsektor in Deutschland stehen also Zusatzemissionen in anderen Unternehmen gegenüber. Dabei sinkt der Preis für Emissionsrechte, nicht aber die Emissionen. Insofern wird mit dem EEG kein konkreter Klimaschutz gefördert. Auf mittlere oder längere Sicht kann jedoch ein positiver Klimaeffekt erzielt werden, indem Technologien entwickelt, marktfähig gemacht und verbilligt werden, die mit schärfer werdenden Klimaschutzziele und höheren Zertifikatepreisen einen wirtschaftlichen Beitrag zur Stromerzeugung leisten können. Auch können dann entsprechend Klimaschutzziele angepasst werden.

Diese Form der Technologieförderung ist jedoch mit hohen Kosten verbunden. Diese müssen von Verbrauchern getragen werden und gefährden die Wettbewerbsfähigkeit wichtiger Industriebranchen, die sich nicht ausreichend auf die Sicherung ihrer Reduktion der EEG-Umlage verlassen können. Damit schafft das EEG erhebliche Investitionsunsicherheiten für die Industrie.

Problematisch ist auch die Form der Finanzierung außerhalb der öffentlichen Haushalte. Dies ist für die Empfänger der Förderung natürlich vorteilhaft, da keine strikte Kostenkontrolle etabliert ist, sondern die entstehenden Kosten auf die Verbraucher umgelegt werden können. Gerade dieser vermeintliche Vorteil einer Finanzierung unabhängig von den Sparzwängen öffentlicher Haushalte stellt jedoch einen grundlegenden Nachteil eines derartigen Fördersystems dar. Die fehlende Kostenkontrolle hat hier zu einem praktisch ungebremsten Anstieg des gesamten Fördervolumens geführt. Letztlich muss über die Verwendung öffentlich erhobener und verwendeter Gelder das Parlament in einem transparenten demokratischen Verfahren entscheiden.

Handlungsempfehlungen für eine effizientere Gestaltung

In Bezug auf das EEG werden verschiedene Veränderungsmöglichkeiten diskutiert. Diese reichen von Änderungen im Detail innerhalb des bestehenden Systems über Elemente von Verteigerungen, die eine Überförderung begrenzen sollen, bis hin zu einem grundlegenden Umbau und die Umstellung auf ein Quotensystem.

Entscheidend im Hinblick auf die EEG-Umlage ist jedoch die Begrenzung und nach Möglichkeit Senkung der EEG-Umlage, insbesondere auch zur Wahrung der Wettbewerbsfähigkeit besonders gefährdeter Industriebranchen. Eine fundamentale Reduktion von Industrieausnahmen von der normalen EEG-Umlage für die Industrie zur Senkung der Kosten für andere Verbraucher scheidet damit aus. Auch würde eine teilweise Reduktion der Ausnahmen um beispielsweise eine Milliarde Euro für das Jahr 2014 nur eine Entlastung der anderen Stromverbraucher von gerade einmal rund 0,3 Cent je Kilowattstunde bringen.

Satt einer Änderung der Verteilung der Kosten muss ein grundlegendes Ausstiegsszenario der Förderung erneuerbarer Energien skizziert werden. Übergangsweise ist eine grundlegende und marktgerechte Reform der Förderung-Systematik notwendig. Aus den Kostentreibern sowie der ordnungspolitischen Einordnung lassen sich Anforderungen an diesen Übergang ableiten:

- **Begrenzung des Zubaus**
Der Zubau erneuerbarer Energien sollte nicht weiter beschleunigt, sondern im Lichte

der Kostensituation gesteuert werden. Ein unbegrenzter Ausbau ist weder kosteneffizient noch führt er zu einer fundamental verbesserten Technologieentwicklung.

- **Fokussierung auf günstigere erneuerbare Energien**

Die Strukturverschiebung hin zu den teuersten erneuerbaren Energien sollte rückgängig gemacht werden. Aus Kostengründen sollten Anreize für günstigere Formen der Stromerzeugung aus erneuerbarer Energien geschaffen werden, was durch eine technologieneutrale Förderung erreicht würde. Auch sollte die höhere Förderung schlechterer Standorte beendet werden.

- **Beschleunigung der Kostensenkungen**

Die Vergütungssätze einer Nachfolgeregelung des heutigen EEG müssen so stark reduziert werden, dass Effizianzanreize deutlich erhöht werden.

- **Marktintegration**

Die Integration erneuerbarer Energien in den Markt muss die ordnungspolitische Hauptaufgabe werden. Nur mit einer wettbewerblichen Perspektive können die zusätzlichen Ausbaukosten für die Zukunft wirksam begrenzt und die Energiewende damit zum Erfolg gebracht werden. Hierzu werden insbesondere Quotenmodelle und Marktprämien als Alternative zum klassischen EEG diskutiert.

- **Haushaltsfinanzierung**

Durch eine (teilweise) Finanzierung der Differenzkosten über öffentliche Haushalte können die Kosten der Industrie reduziert und die Verteilung der Lasten für die privaten Haushalte besser nach bestehenden gesellschaftlichen Gerechtigkeitsvorstellungen vorgenommen werden.

- **Altlastenfonds**

Auch wenn für die Zukunft eine deutlich verbesserte Rahmenordnung für erneuerbare Energien geschaffen und damit die zukünftigen Zusatzbelastungen begrenzt werden, bleiben erhebliche Lasten aus bestehenden Anlagen. Die festen Einspeisevergütungen sind in der Regel für 20 Jahre garantiert. Um nicht nur eine Begrenzung des Anstiegs der EEG-Kosten für Verbraucher, sondern sogar eine Senkung zu erreichen, könnten die Zahlungsverpflichtungen aus dem alten EEG in einen Altlastenfonds übertragen werden, der über die nächsten 20 Jahre durch Steuermittel finanziert wird.

2.3 Netzentgelte (inkl. § 19-Umlage)

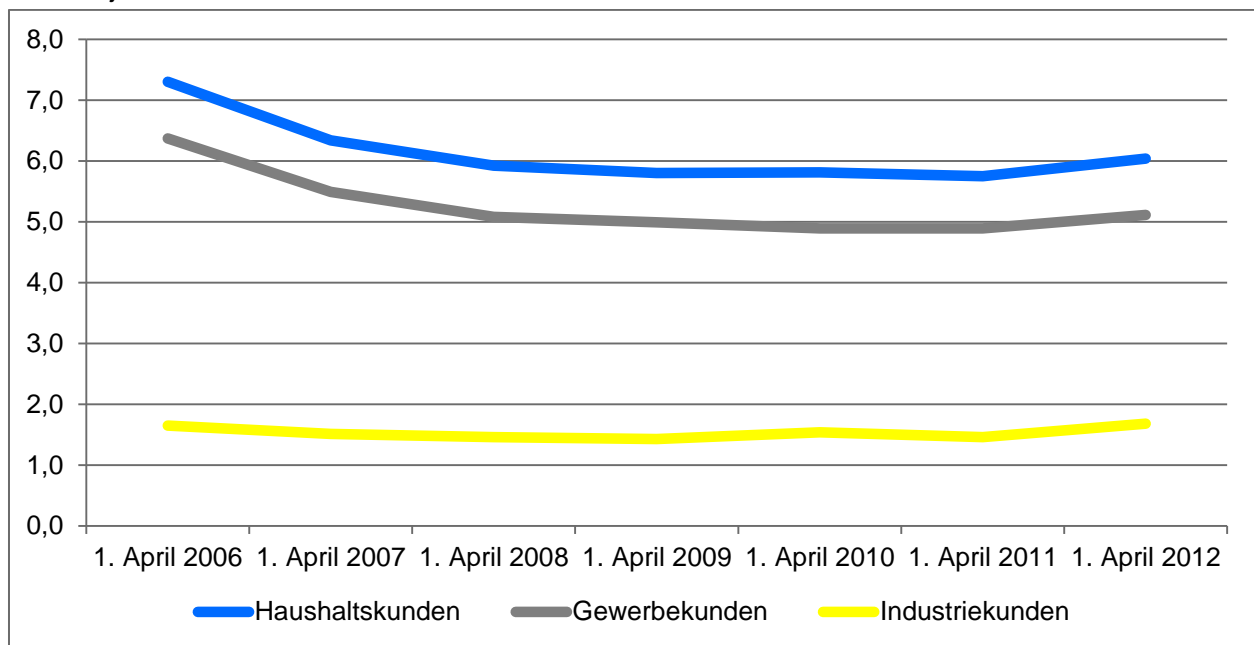
Nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) von 2005 sind sowohl die vier großen Übertragungsnetzbetreiber als auch die rund 900 regionalen Netzbetreiber verpflichtet, ihre Stromnetze für Konkurrenten zu öffnen. Für die Nutzung ihrer Stromnetze dürfen sie ein Nutzungsentgelt verlangen, das von der Bundesnetzagentur und – bei regionalen Energieversorgern wie etwa den Stadtwerken von Landesregulierungsbehörden – genehmigt werden muss. Sie beinhalten die Kosten für Netzaufbau/Erhaltung, Pflege/Reparatur, Erneuerung sowie Umspannungen zwischen den verschiedenen Spannungsebenen, den Systemdienstleistungen für Frequenz und Spannungshaltung sowie die anteiligen Übertragungsverluste.

Entwicklung bis heute

Die Netzentgelte setzen sich aus einem Arbeitspreis (pro Kilowattstunde) und einem Grundpreis zusammen. Letzterer ergibt sich bei Kunden ohne Lastgangmessung aus dem jeweiligen Standardlastprofil des Übertragungsnetzbetreibers, bei größeren Verbrauchern wird es durch eine registrierte Leistungsmessung ersetzt. Netzentgelte können insbesondere in Abhängigkeit der Verteilernetzkosten regional sehr stark variieren, beispielsweise in Abhängigkeit von Einwohnerdichte oder der Art der vorherrschenden Verkabelung.

Abbildung 2-7: Netzentgelte nach Kundengruppe in Deutschland in den Jahren 2006 bis 2012

in Cent je Kilowattstunde



Die Darstellungen der Netzentgelte basieren auf den folgenden Abnahmefällen (Mengengewichtete Mittelwerte): Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/Jahr, Versorgung in Niederspannung (0,4 kV); Gewerbekunden: Jahresverbrauch von 50 MWh/Jahr, Jahreshöchstlast von 50 kW und Jahresbenutzungsdauer von 1.000 Stunden, Versorgung in Niederspannung (0,4 kV); Industriekunden: Jahresverbrauch von 24 GWh/Jahr, Jahreshöchstlast von 4.000 kW und Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden, Versorgung in Mittelspannung (10 oder 20 kV)

Quelle: Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt, 2013

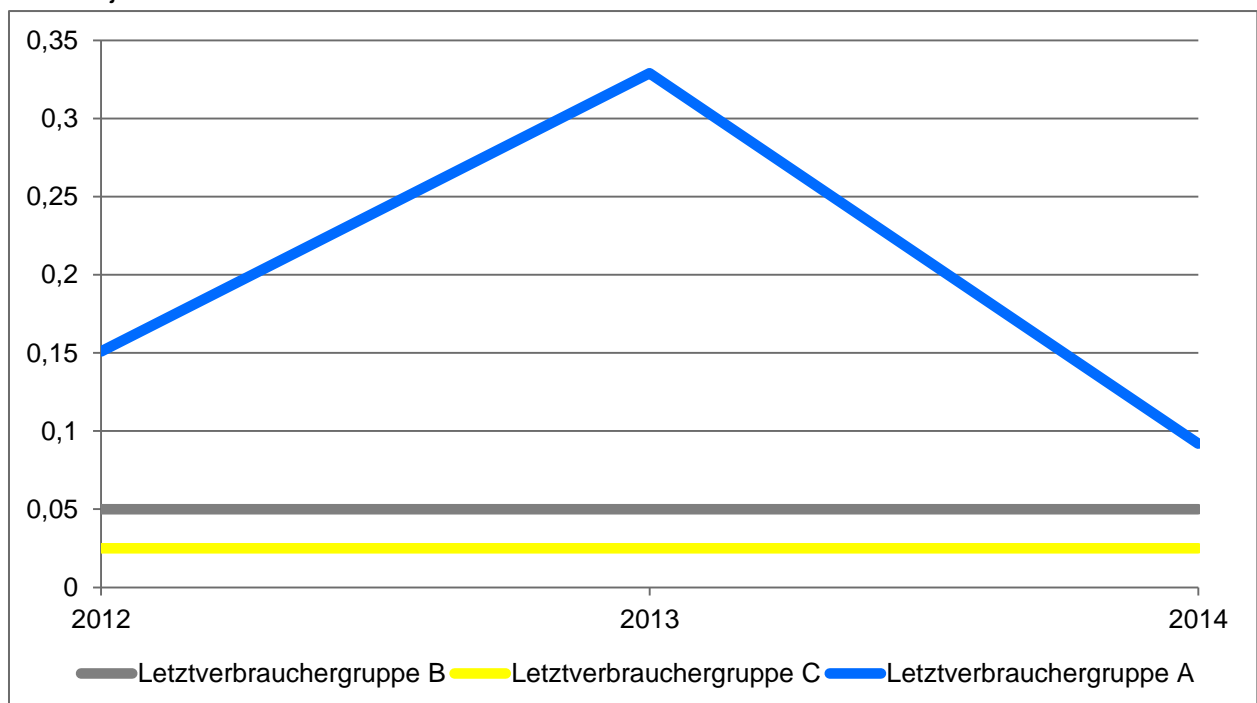
Die Regulierung der Netznutzungsentgelte hat dazu geführt, dass bestehende Monopolrenditen und Ineffizienzen im Netzbetrieb abgebaut wurden. Folglich sind die durchschnittlichen, mengengewichteten Netzentgelte seit 2006 bis 2011 bei Haushaltskunden und Gewerbekunden zunächst gesunken (siehe Abbildung 2-7). Für Industriekunden sind die Netzentgelte seit 2006 jedoch annähernd konstant geblieben. Im Betrachtungszeitraum 2011 bis 2012 ist ein deutlicher Anstieg der Netzentgelte für alle Kundengruppen sichtbar, der auf eine Vielzahl von Faktoren zurückzuführen ist, unter anderem auch auf dauerhafte Effekt im Zuge der Energiewende. Aktuell beträgt das durchschnittliche, mengengewichtete Netzentgelt 6 Cent je Kilowattstunde für

Haushaltskunden und 1,7 Cent je Kilowattstunde für Industriekunden. Häufig sind Industrieunternehmen direkt bei der Hochspannung oder Mittelspannung angeschlossen, so dass für die nachgelagerten und damit nicht genutzten Netzebenen keine Entgelte bezahlt werden. Daraus resultieren die deutlich höheren Netzentgelte für private Haushalte oder Gewerbekunden.

Zu beachten ist aber auch, dass sich für Industriekunden erhebliche Unterschiede bei den Netznutzungsentgelten ergeben können, denn seit Inkrafttreten der Stromnetzentgeltverordnung im Jahr 2005 bestehen Möglichkeiten zur Inanspruchnahme von reduzierten Entgelten für energieintensive Letztverbraucher (§ 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV). Diese Regelungen sollen der angenommenen netzentlastenden Wirkung der gleichmäßigen Stromabnahme dieser Letztverbrauchergruppe Rechnung tragen. Im Rahmen der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 2011 wurden die Voraussetzungen für die Inanspruchnahme dieser Regelung weiter abgesenkt und grundsätzlich eine vollständige Befreiung von den Netzentgelten möglich (§ 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV). Es wurde zudem geregelt, dass die Erlöse, die dem betroffenen Netzbetreiber entgehen, bundesweit gewälzt werden (sog. § 19-Umlage). Für Stromabnehmer der Kategorie B und C war die Umlage für ihren Stromverbrauch oberhalb von 100.000 Kilowattstunden auf 0,05 Cent bzw. 0,025 Cent/Kilowattstunde begrenzt. Die übrigen Kosten wurden auf die Kleinverbraucher umgelegt, die pro Kilowattstunde im Jahr 2013 0,329 Cent/Kilowattstunde zu zahlen hatten, 2012 waren es noch 0,151 Cent/Kilowattstunde. Vorher existierte der Wälzungsmechanismus noch nicht und die entsprechenden Beträge wurden direkt in die Netznutzungsentgelte eingepreist.

Abbildung 2-8: Entwicklung der § 19-Umlage

in Cent je Kilowattstunde



Letztverbrauchergruppe A: Strommengen von Letztverbrauchern für die jeweils ersten 1.000.000 kWh je Abnahmestelle (vorher 100.000 kWh); Letztverbrauchergruppe B: Letztverbraucher, deren Jahresverbrauch 1.000.000 kWh (vorher 100.000 kWh) übersteigt, zahlen für darüber hinausgehende Strombezüge eine Umlage von 0,05 ct/kWh; Letztverbrauchergruppe C: Letztverbraucher, die dem produzierenden Gewerbe, dem schienengebundenen Verkehr oder der Eisenbahninfrastruktur zuzuordnen sind und de-

ren Stromkosten im vorangegangenen Kalenderjahr vier Prozent des Umsatzes überstiegen haben, zahlen für über 1.000.000 kWh (vorher 100.000 kWh) hinausgehende Strombezüge 0,025 ct/kWh

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, 2013b

Da die Regelung von mehreren Gerichten in Frage gestellt wurde und außerdem die europäische Kommission eine Prüfung auf unerlaubte Beihilfe eingeleitet hat, wurde die Netzentgeltbefreiung im Juli 2013 aufgehoben und durch ein gestaffeltes Netzentgelt für besonders stromintensive Letztverbraucher ersetzt. Es richtet sich nach dem Verbrauch und der Anzahl der Nutzungsstunden. So sind 10 % des allgemeinen Netzentgelts zu zahlen, wenn jährlich 10 Gigawattstunden Verbrauch über 8.000 Stunden abgenommen werden, 15 % bei 10 Gigawattstunden und 7.500 Stunden und 20 % bei 10 Gigawattstunden und 7.000 Stunden. Auch müssen nun alle Verbraucher bis zu einer Abnahmemenge von 1 Gigawattstunde die volle § 19-Umlage zahlen. Erst anschließend greifen die Begrenzungen. Nach dem neuen Wälzungsmechanismus läge die Umlage für 2014 bei 0,187 Cent für die Letztverbrauchergruppe A und damit erheblich geringer als ursprünglich vermutet. Da die Änderung der Belastungsgrenzen jedoch rückwirkend für 2012, 2013 gilt kommen außerdem noch Rück- und Nachzahlungen in den verschiedenen Verbrauchergruppen zum Tragen. Unter Berücksichtigung dieser Rückabwicklung, die in der Letztverbrauchergruppe A einen dämpfenden Effekt hat, ergibt sich für 2014 hier insgesamt eine Umlage von 0,092 Cent pro Kilowattstunde (siehe Abbildung 2-8).

Mögliche Entwicklung und Kostentreiber

Die Netzbetreiber werden im Zuge der Energiewende vor völlig neue Herausforderungen gestellt. Es wird verbrauchsferner erzeugt und dargebotsabhängig eingespeist. Da zur Netzstabilität jedoch stets Angebot und Nachfrage ausgeglichen werden müssen, ist einer Anpassung der Netze und auch des Netzbetriebes notwendig, die mit erheblichen Kosten verbunden sein wird.

- **Netzausbau und Netzbetrieb**

Um die fluktuierenden Mengen aus erneuerbaren Energiequellen aufzunehmen und transportieren zu können, müssen die Stromnetze ausgebaut werden. Erforderlich sind laut dem zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2013 (Übertragungsnetzbetreiber, 2013d) der Übertragungsnetzbetreiber Netzverstärkungen und -optimierungen in vorhandenen Trassen auf einer Länge von 4.900 km, davon 3.400 km Neubau in bestehenden Trassen. Die Gesamtinvestitionen für den Ausbau des Transportnetzes in den nächsten zehn Jahren werden im Leitszenario des Netzentwicklungsplanes 2013 auf ca. 22 Mrd. Euro geschätzt (siehe Tabelle 2-2). Die dena-Verteilnetzstudie (dena, 2012) zeigt, dass auch die Stromverteilnetze in Deutschland erheblich ausgebaut und erweitert werden müssen. Insgesamt sind bis 2023 (Szenario B, NEP 2012) der Neubau von 93.000 km Stromkreislänge und die Umrüstung (das heißt Um- /Zubeseilung) von 19.000 km bestehender Freileitungen in der Hochspannungsebene erforderlich. Der Investitionsbedarf wird innerhalb von 10 Jahren bis 2020 auf etwa 18,4 Milliarden Euro geschätzt.

Tabelle 2-2: Investitionen in den Netzausbau

Innerhalb von 10 Jahren, verschiedene Szenarien und Gutachten

	Übertragungsnetze			Verteilernetze	
	Szenario A, NEP 2013	Szenario B, NEP 2013	Szenario C, NEP 2013	Szenario B, NEP 2012	Szenario C, NEP 2012
Investitionen in Mrd. Euro	16	22	27	18,4	27,7
Investitionen pro Jahr und in Cent je kWh	0,3	0,4	0,5	0,3	0,5

Szenario A: Geringere installierte Windleistung; Szenario B: Leitszenario

Szenario C: Stärkerer Ausbau erneuerbarer Energien gemäß Zielen der Bundesländer

Übertragungsnetze: Ausbaubedarf innerhalb von 10 Jahren bis 2023; Verteilernetze: Ausbaubedarf innerhalb von 10 Jahren bis 2023.

Quellen: Übertragungsnetzbetreiber 2013d; dena, 2012; eigene Berechnungen

Die Kosten für den notwendigen Netzausbau werden im Rahmen der Regulierung berücksichtigt und fließen in die Netzentgelte ein. Dies geschieht über sogenannte Investitionsmaßnahmen, die erforderlich sind, um beispielsweise neue Kraftwerke anzuschließen, um die Anbindung von Elektrizitätseinspeisungen aus den Offshore Windparks zu gewährleisten oder um die technische Sicherheit der Energienetze aufrechtzuerhalten. Solche Investitionen werden, verteilt auf viele Jahre, über die Strompreise finanziert. Geht man davon aus, dass die Kosten des Netzausbaus auf der Übertragungs- wie auf der Verteilerebene bis 2020 gleichmäßig pro Jahr anfallen und sich auf den im NEP prognostizierten Letztverbrauch verteilen würden, ergäbe sich je nach zugrunde gelegten Szenarien ein Betrag von 0,6 Cent pro Kilowattstunde bei den jeweils niedrigsten Varianten bis hin zu 1 Cent je Kilowattstunde, wenn die jeweils höchsten Szenarien auf Verteiler- und Übertragungsnetzebene greifen. Das entspricht in etwa einer Studie des IE Leipzig für das Land Baden-Württemberg, der zufolge die Mehrbelastung durch den Investitionsbedarf bis 2020 mit 0,7 Cent und 1,01 Cent je Kilowattstunde eine Steigerung von rund 5,4 bis 19,2 Prozent gegenüber den Netzentgelten in 2011 ausmachen wird (IE Leipzig, 2012).

Damit sind die Mehrbelastungen im Netzbereich infolge der Energiewende jedoch nicht erschöpft beschrieben. Hinzu kommen außerdem die Investitionskosten für Offshore-Anschlüsse und Reservekraftwerke oder Kosten für zunehmend erbrachte Systemdienstleistungen. Außerdem können Netzbetreiber mit den Änderungen in der StromNEV weitere Kosten (z.B. Forschung und Entwicklung) geltend machen, was ebenfalls kostentreibend wirken dürfte. Die tatsächliche Steigerung der Netzentgelte dürfte also noch deutlich höher ausfallen. Für die jährliche Steigerung der Netzentgelte wird für ein Szenario niedrig angenommen, dass die Netzentgelte wie in den vergangenen drei Jahren in Deutschland um jährlich rund 3 Prozent steigen. Eine Umfrage des Vergleichsportals Verivox jedoch rechnet alleine für 2013 mit einer Steigerung der Netz-

entgelte von 10 Prozent (Verivox, 2012). Diese Größenordnung einer jährlichen Steigerung wird nachfolgend dem Szenario hoch zugrunde gelegt.

- **Vermiedene Netzentgelte**

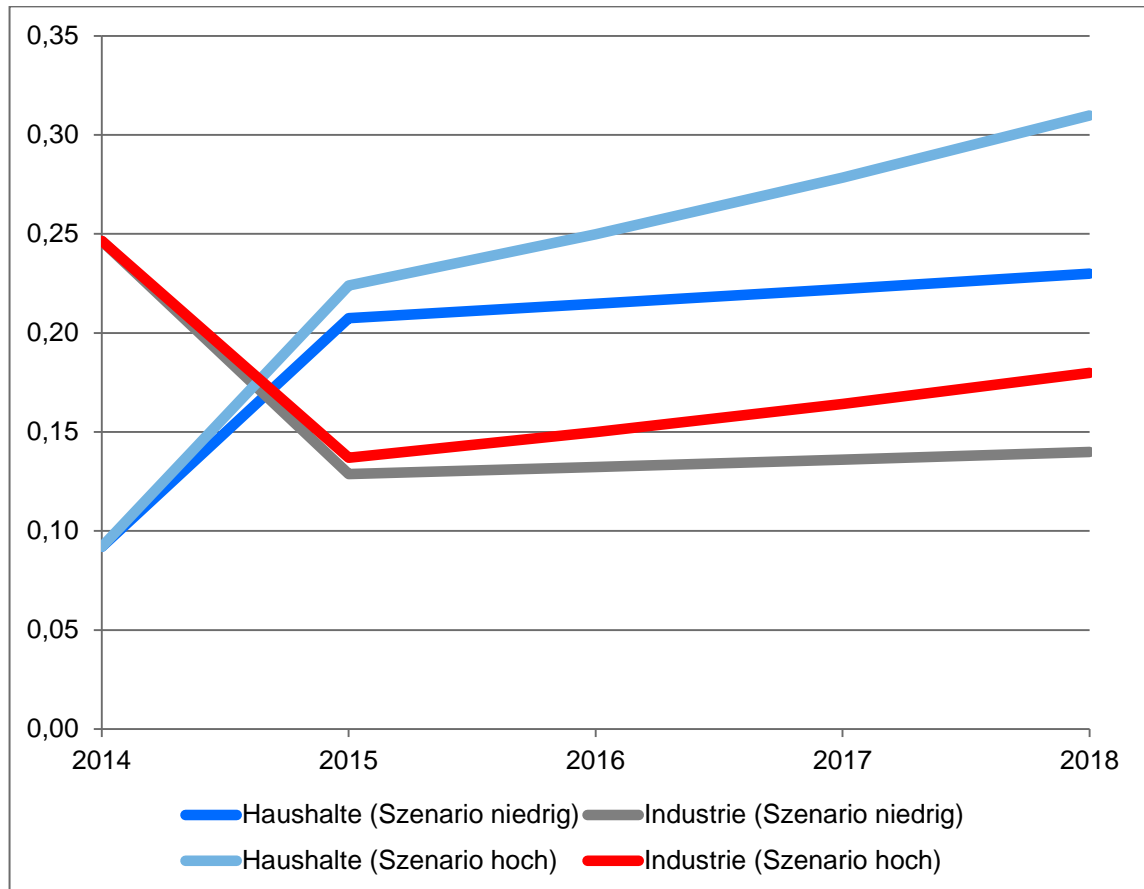
Häufig werden auch die beim Wälzungsmechanismus des EEG berücksichtigten vermiedenen Netzentgelte als zusätzliche Belastung der Verteilernetzbetreiber gesehen. Vermiedene Netzentgelte entstehen, da der überwiegende Teil der EEG-Anlagen in Nieder- oder Mittelspannungsnetze einspeist und dieser Strom meist auch wieder aus diesen Netzebenen entnommen wird. Somit würden vorgelagerte Netzebenen in der Regel entlastet. Ob dies jedoch tatsächlich die Netzkosten reduziert ist fraglich, da vor allem die volatil einspeisenden EEG-Anlagen für eine Belastung der vorgelagerten Netze sorgen und einen zusätzlichen Netzausbau in allen Spannungsebenen induzieren.

- **§ 19-Umlage**

Auch die § 19-Umlage dürfte steigende Tendenz aufweisen. Wenn die Kosten der Netzbetreiber steigen, steigen auch die regulären Netzentgelte. Dies wirkt sich folglich direkt auf die Kosten der Begünstigungen nach § 19 Abs. 2 Satz 1 und 2 StromNEV aus, weil der Fehlbetrag, der ausgeglichen werden muss, ebenfalls ansteigt. Selbst wenn man annimmt, dass die befreiten Strommengen gleichbleiben und auch der belastbare Endverbrauch konstant bleibt, ergäbe sich alleine durch die steigenden Netzentgelte eine Mehrbelastung der nicht befreiten Verbraucher. Wie oben beschrieben wird für die jährliche Steigerung der Netzentgelte in einem Szenario niedrig angenommen, dass die Netzentgelte wie in den vergangenen drei Jahren in Deutschland um jährlich rund 3 Prozent steigen. Eine Umfrage des Vergleichsportals Verivox jedoch rechnet alleine für 2013 mit einer Steigerung der Netzentgelte von 10 Prozent (Verivox, 2012). Diese Größenordnung einer jährlichen Steigerung wird nachfolgend dem Szenario hoch zugrunde gelegt (siehe Abbildung 2-9). Unter diesen Annahmen und ausgehend von der Umlage sowie den Umlagebeträgen 2014 würde sich für die Letztverbrauchergruppe A im Szenario niedrig (hier vereinfachend als die Gruppe der Haushalte angenommen) die § 19-Umlage mit 0,230 Cent je Kilowattstunde bis 2018 mehr als verdoppeln. Im Szenario hoch sogar mit 0,31 Cent/kWh sogar mehr als verdreifachen. Dieser starke Effekt ist jedoch insbesondere darauf zurückzuführen, dass die Umlagebeträge für die Letztverbrauchergruppe A in 2014 aufgrund der rückwirkenden Gesetzesänderung und damit verbundenen Rückzahlungen besonders niedrig sind. Für ein Industrieunternehmen mit einem Jahresverbrauch von 2000 Megawattstunden (jedoch nicht stromintensiv) hingegen ergeben sich für 2014 erhebliche Nachzahlungen. Entsprechend sinkt die Umlage im Szenario niedrig von 0,25 Cent in 2014 auf 0,14 Cent in 2018, im Szenario hoch etwas weniger stark auf 0,18 Cent. Die jährliche Belastung eines durchschnittlichen Haushaltes durch die § 19-Umlage beträgt im Jahr 2018 damit bis zu 11 Euro.¹

¹ Für 2015 kann nicht berücksichtigt werden, dass hier noch nachträglich eine Korrektur zum Letztverbrauch 2013 bezogen auf die neuen Belastungsgrenzen durchgeführt wird.

Abbildung 2-9: Mögliche Entwicklung der § 19-Umlage
in Cent je Kilowattstunde



Für ein nicht stromintensives Industrieunternehmen mit einem Jahresstromverbrauch von 2000 Megawattstunden (=Letztverbrauchergruppe B), Haushalte = Letztverbrauchergruppe A
Quellen: Übertragungsnetzbetreiber, 2013b, Eigene Berechnungen

Ordnungspolitische Einordnung

Stromnetze erfüllen die Eigenschaften eines natürlichen Monopols, das heißt es ist aus kosten- und produktionstechnischen Gründen nicht effizient, wenn mehrere Stromnetze parallel betrieben würden. Damit ein diskriminierungsfreier Zugang aller Marktteilnehmer zum Strommarkt gewährleistet und Wettbewerb auf anderen Stufen energiewirtschaftlicher Wertschöpfung möglich ist, werden die Netzbetreiber bei ihrer Preisgestaltung kontrolliert. Dies war einer der wichtigsten Bestandteile der EU-Richtlinie zur Liberalisierung der Strommärkte von 1998 bzw. der Beschleunigungsrichtlinie von 2003.

Seit 2005 müssen die Entgelte nach dem EnWG von der Bundesnetzagentur genehmigt werden, bei Netzbetreibern deren Stromnetz weniger als 100.000 Haushalte umfasst und nicht über das Gebiet eines Bundeslandes hinausreicht, sind Landesaufsichtsbehörden zuständig. Grundsätzlich müssen Netzentgelte folgende Funktionen erfüllen (Ströbele et al., 2012, 312):

- Kostendeckung und angemessene Verzinsung des Kapitals für den Netzbetreiber
- Anreize zu notwendigen und rechtzeitigen Investitionen in den Netzausbau

- Wettbewerbsbarrieren für vor- und nachgelagerte Stufen verhindern
- effiziente Aufteilung der Gesamtkosten auf die einzelnen Nutzer

Zunächst wurde eine kostenbasierte Regulierung der Netze praktiziert, d.h. die Netzentgelte durften so hoch sein, dass die Unternehmen ihre Kosten plus eine festgelegte Ertragsrate erwirtschaften konnten. Da dabei jedoch ein Anreiz zur Überkapitalisierung der Unternehmen bestand, wurde 2009 die sogenannte Anreizregulierung eingeführt. Die Berechnung der zulässigen Netznutzungsentgelte erfolgt dabei durch Festsetzung einer Erlösbergrenze, die jeweils für eine Regulierungsperiode festgelegt wird und sich an den Kosten sowie an der spezifischen Versorgungsaufgabe der jeweiligen Netzbetreiber orientiert. Die Bundesnetzagentur führt zusätzlich einen Effizienzvergleich durch. Wirtschaftet der Netzbetreiber besonders gut, kann er die entsprechenden Überschüsse einbehalten. In der Praxis birgt die Berechnung der Effizienzfaktoren jedoch einige methodische Schwierigkeiten.

Beim Betrieb der Netze ist eine staatlich kontrollierte Preisgestaltung zur Aufrechterhaltung des Wettbewerbs also zwingend erforderlich. Jedoch sind in der derzeitigen Ausgestaltung einige ordnungspolitische Kritikpunkte anzumerken.

1. Keine verursachergerechte Finanzierung

Kosten für Maßnahmen eines neuen Anschlusses im regulären Netz gehen in die Netznutzungsentgelte und nicht etwa in die Netzanschlussgebühren ein. Obwohl Erzeuger das Netz ebenso nutzen wie die Verbraucher, werden Netznutzungsentgelte nur von den Verbrauchern erhoben. Mit zunehmend fluktuierender Einspeisung und mehr Kundengruppen mit ausbalancierter Netznutzung werden aber der Netzanschluss und -kapazität die Netznutzung als Treiber für Netzentwicklung ablösen. Da das Netz aber über den gelieferten Strom finanziert wird, werden Anreize gesetzt die Netznutzung zu vermeiden. So ist eigenerzeugter und eigenverbrauchter Strom durch das sogenannte Eigenverbrauchsprivileg beispielsweise vollständig von Netzentgelten (und anderen staatlichen Kostenkomponenten) befreit. Damit werden die Netzkosten jedoch nicht mehr verursachergerecht, sondern auf eine immer kleinere Gruppe der Stromverbraucher aufgeschlagen. Da die Netzentgelte folglich steigen und somit auch der Anreiz sich deren Entrichtung zu entziehen, handelt es sich um einen selbst verstärkenden Effekt.

2. Maximaler Ausbaubedarf

Unter Annahme von konventionellen Betriebsmitteln und den heute geltenden Rahmenbedingungen der Netzentwicklungsplanung ist der Ausbaubedarf der Übertragungs- und Verteilernetze möglicherweise zu hoch dimensioniert und könnte durch einige technische und regulatorische Optionen verringert werden. Dazu zählen beispielsweise der Einsatz von innovativen Betriebsmitteln, die Anpassung technischer Richtlinien, Einsatz von Speichern und Laststeuerung und insbesondere die Abregelung der Erzeugungsspitzen aus erneuerbaren Energien Anlagen. Jedoch bestehen für solche Optionen häufig keine adäquate Anreize oder gesetzliche Rahmenbedingungen.

3. Begründungsdefizit der § 19-Umlage

Grundsätzlich sind die unterstellten netzstabilisierenden Effekte für größere Stromverbraucher wohl teilweise vorhanden, jedoch nicht mit abschließender Sicherheit gegeben. Eine Komplettbefreiung von den Netzentgelten war somit schwer begründbar. Dem hat die Neuregelung des § 19 Absatz 2 zum Teil Rechnung getragen. Dennoch können die

die Bestimmungen des § 19 Absatz 2 der Stromnetzentgeltverordnung zu einem verzerrten und energiewirtschaftlich nicht effizientem Verbraucherverhalten führen. Denn sie zielen auf eine Vergleichmäßigung des Strombezugs und stehen damit im Zielkonflikt zur kurzfristigen Lastverlagerungen. Das sogenannte Lastmanagement gilt jedoch vor dem Hintergrund zunehmend fluktuierender Einspeisung vermehrt als Lösungsstrategie für dadurch entstehende Probleme beim Betrieb der Netze und des fossilen Kraftwerk-parks. Lastverlagerung führt jedoch zu einer Lastspitze bei den betreffenden Unternehmen und damit meist zu höheren Netzentgelten.

4. Vermiedene Netzentgelte

Auch die Systematik der vermiedenen Netzentgelten fließt letztlich in die Höhe der Netzentgelte mit ein. Auch hier stellt sich die Frage nach der Verursachergerechtigkeit, da die Logik der Regelung nur greift, wenn die Kaskaderichtung des Stromflusses eindeutig ist und der Effekt der dezentralen Einspeisung eindeutig entlastend ist. Da aber zu viel eingespeister dezentraler Strom auch umgekehrt vom Verteilernetz in die Regional- bzw. Übertragungsnetze fließt, sind diese Voraussetzungen nicht zwangsläufig gegeben.

Handlungsempfehlungen für eine effizientere Gestaltung

Die Energiewende stellt auch die Regulierung der Netzentgelte vor neue Herausforderungen, insbesondere wenn es darum geht, Anreize für einen kosteneffizienten und rechtzeitigen Netzausbau zu schaffen, Wettbewerbsbarrieren für vor- und nachgelagerte Flexibilisierungsoptionen der Erzeugung zu gewähren und eine effiziente Aufteilung der Gesamtkosten auf die einzelnen Nutzer zu erzielen. Für die Zukunft ergeben sich dabei einige Notwendigkeiten der Anpassung. Zu den Wichtigsten zählen:

- **Grundlegende Reform der Netzentgeltesystematik**
Die Netznutzungsentgelte beinhalten bereits eine Leistungs- und eine Arbeitskomponente. Da jedoch die Netzkapazität ein zentraler Treiber der Infrastrukturkosten ist, wird die Kapazitätsbepreisung eine zunehmend wichtigere Rolle spielen müssen, das heißt der Nutzer bezahlt stärker dafür, überhaupt angeschlossen zu sein. Die Bepreisung der reinen Netznutzung rückt in den Hintergrund. Andererseits müsste dort, wo Kapazitätsengpässe auftreten, Netznutzung in Extremfällen besonders teuer werden, was für eine Spitzenlasttarifizierung beim Netz spricht.
- **Abregelung der EE-Erzeugungsspitzen**
Durch die Abregelung von EE-Erzeugungsanlagen könnten die Leistungsspitzen beispielsweise von Photovoltaik und Windenergie (Onshore) reduziert und die maximale Belastung der Stromnetze verringert werden. Auch wenn ein solches Vorgehen nicht mit der aktuell geltenden rechtlichen Regelung (EEG, 2012) vereinbar ist, ist festzuhalten, dass durch diese Maßnahme der Ausbaubedarf in den deutschen Stromverteilernetzen deutlich reduziert werden kann (dena, 2012).
- **Überprüfung der § 19-Umlage**
Der § 19 Absatz 2 StromNEV ist weiterhin kritisch zu überprüfen, inwieweit er zu einer verursachergerechten und effizienten Verteilung der Netzkosten beiträgt oder er tatsächliche Anreize zu einem netzentlastenden Verbraucherverhalten liefert. Beispielsweise

berücksichtigt die Genehmigung von reduzierten, individuellen Netzentgelten derzeit hauptsächlich, dass ein Nutzer nicht zur Spitzenlast beiträgt. Die Regelung könnte durch weitere Aspekte beispielsweise eine Komponente zur Abbildung regionaler Engpässe oder Vereinbarungen über Ab- und Zuschaltvereinbarungen erweitert werden. Damit könnten auch innerhalb des bestehenden Rechtsrahmens sukzessive Anreize zur effizienten Netznutzung und Kostenbeteiligung gesetzt werden.

2.4 KWK-Umlage

Das KWK-Gesetz besteht seit 2002 und zielt auf Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung. Über verschiedene Zuschläge auf den Strompreis sollen entsprechende KWK-Anlagen unterstützt werden. Das Gesetz regelt aber insbesondere seit der letzten Novellierung 2012 auch die Förderung zur Markteinführung der Brennstoffzelle, zum Neu- und Ausbau von Wärme- und Kältenetzen sowie von Wärme- und Kältespeichern. Die von den Netzbetreibern gezahlten Zuschläge werden über eine Umlage auf den gesamten Stromverbrauch umgelegt und sind somit Bestandteil des Strompreises.

Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist im Vergleich zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme wesentlich effizienter, weshalb die Technologie einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele leisten soll. Das Ziel der Bundesregierung ist es, den KWK-Stromanteil bis 2020 auf 25 % zu erhöhen.

Netzbetreiber sind verpflichtet, hocheffiziente KWK-Anlagen im Sinne dieses Gesetzes an ihr Netz unverzüglich vorrangig anzuschließen und den in diesen Anlagen erzeugten KWK-Strom unverzüglich vorrangig abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen.

Entwicklung bis heute

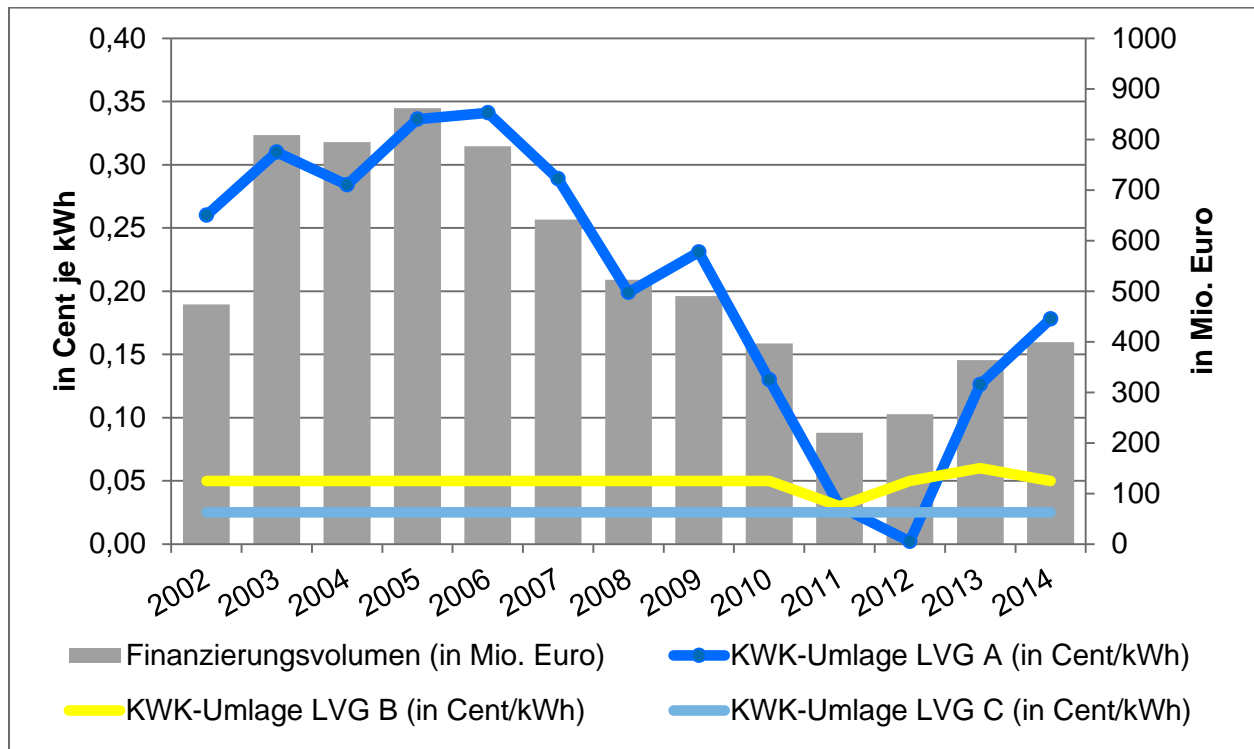
Wie auch bei der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach dem EEG erfolgt die Finanzierung der KWK-Förderung durch einen Wälzmechanismus, wobei die resultierende Umlage deutlich geringer als die EEG-Umlage ausfällt. Dabei ist allerdings auch zu beachten, dass es sich hier nicht um eine Einspeisevergütung im Sinne des EEG, sondern um Zuschläge zum Strompreis handelt. Darüber hinaus wird eine sehr viel geringere Zahl an Anlagen gefördert.

Die jährlichen Zuschlagszahlungen für die KWK-Stromerzeugung sind zwischen 2002 und 2005 von etwa 474 Millionen Euro auf 862 Millionen Euro im Jahr angestiegen. Anschließend sank das Volumen bis 2011 kontinuierlich auf das Niveau von 200 Millionen Euro. 2012 wurde das KWK-Gesetz umfassend novelliert, womit unter anderem auch die Zuschläge erhöht wurden und seitdem folglich das jährliche Finanzierungsvolumen ansteigt. Für 2014 wurde zuletzt durch die Übertragungsnetzbetreiber ein umzulegendes Volumen von 623 Millionen Euro prognostiziert. Daraus resultiert eine KWK-Umlage von 0,178 Cent je Kilowattstunde, die von allen Verbrauchern mit einer Stromabnahme von bis zu 100.000 Kilowattstunden zu entrichten sind. Darüber hinaus gehende Mengen schlagen mit 0,055 Cent, für die energieintensive Industrie mit 0,025 Cent zu buche. Die KWK-Umlage liegt damit deutlich über dem Niveau der Werte zwischen 2010 und 2013, jedoch immer noch unterhalb der Umlagehöhe die bis 2009 und insbesondere in den Anfängen der KWK-Förderung zu zahlen waren. Die höchste Umlage war mit

0,341 Cent je Kilowattstunde im Jahr 2006 zu entrichten. Die KWK-Umlage macht im Jahr 2014 geschätzt etwa 6,23 Euro für einen Haushalt aus.

Abbildung 2-10: Entwicklung der KWK-Umlage und des zugehörigen Finanzierungsvolumens

in Cent je Kilowattstunde und Millionen Euro



KWK-Umlage: Festlegung nach Prognose inkl. Nachholung
 2012, 2013, 2014: Jahresprognose der Übertragungsnetzbetreiber
 Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, 2013e, 2013f, 2013g

Mögliche Entwicklung und Kostentreiber

Die Entwicklung der KWK-Umlage dürfte in den nächsten Jahren vor allem von den folgenden Faktoren abhängen:

- Mit der Novellierung des KWK-Gesetzes sind die Zuschläge noch einmal erhöht und damit der Anreiz des Zubaus bzw. der Modernisierung verstärkt worden. Dieser Mengeneffekt dürfte einen zentralen Treiber darstellen. Gleichzeitig ist er politisch gewollt, denn ohne die KWK-Gesetzesnovellierung wäre das 25-Prozent-Ziel der Bundesregierung Prüfungsberichten zufolge nicht erreicht worden (Prognos/Berliner Energieagentur, 2011).
- Wesentliche Einflussgröße für die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen sind neben der Förderung und den Energieträgerpreisen auch die Vollbenutzungsstunden und die erzielbaren Strom- und Wärmeerlöse. Zwar werden die Anlagen aufgrund des Einspeisevorrangs nicht wie andere konventionelle Kraftwerke aus dem Markt gedrängt, jedoch erzielen sie mit sinkenden Börsenstrompreisen auch weniger Zusatzerlöse. Dies könnte

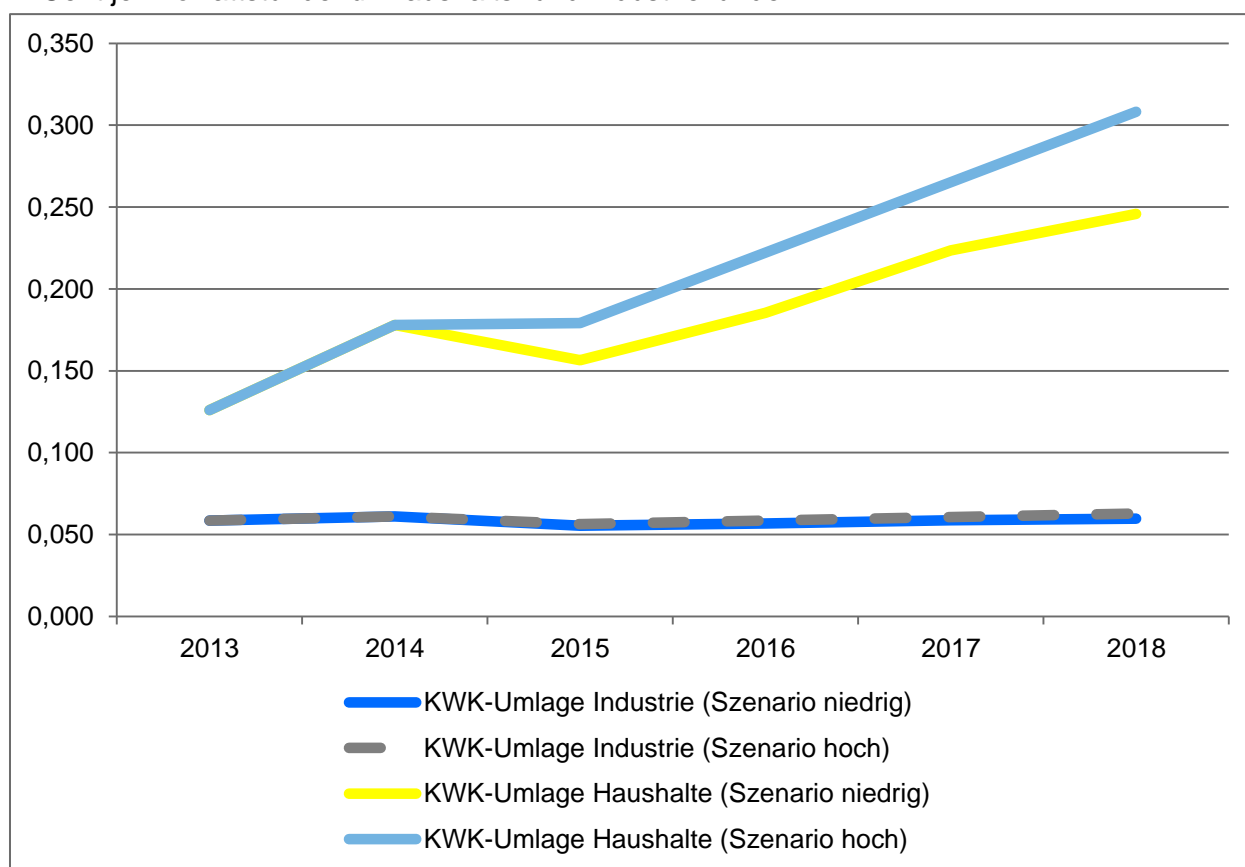
zu einer eher zurückhaltenden Investitionsaktivität führen, wie sie auch in der Zeit vor der Novellierung beobachtbar war.

- Darüber hinaus ist nicht mit abschließender Sicherheit vorhersehbar, ob die im Gesetz verankerte Begrenzung des Finanzierungsvolumens auf 750 Millionen Euro pro Jahr den nächsten Gesetzesprüfungen standhält. Zumindest mit Blick auf eventuell nicht erreichte Ausbauziele oder in Anbetracht der Notwendigkeit von dargebotsunabhängigen Kraftwerkskapazitäten ist eine Aufhebung der Finanzierungsgrenzen denkbar.

Die Entwicklung der KWK-Umlage wird bis 2017 von den Übertragungsnetzbetreibern prognostiziert. Diese moderate Entwicklung wird bis 2018 fortgeschrieben und im Folgenden als das niedrige Szenario zur Prognose der KWK-Umlage angenommen. Demnach steigt die KWK-Umlage von derzeit 0,126 Cent um beinahe 100 Prozent auf 0,246 Cent je Kilowattstunde. Für ein Industrieunternehmen würde die Umlage 2018 mit etwa 0,060 Cent je Kilowattstunde annähernd konstant verlaufen (s. Abbildung 2-11).

Abbildung 2-11: Mögliche Entwicklung der KWK-Umlage bis 2018

in Cent je Kilowattstunde für Haushalts- und Industriekunden



Für ein nicht stromintensives Industrieunternehmen und einen Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 2000 MWh bzw. 3500 kWh

Quellen: Übertragungsnetzbetreiber, 2013d, 2013e, 2013f; eigene Berechnungen

Für das Szenario „hoch“ wird die im KWK-Gesetz verankerte Begrenzung des Finanzierungsvolumens von 750 Millionen Euro jährlich herangezogen, das seit seiner Einführung nach 2009 noch nie ausgeschöpft wurde. Für dieses Szenario wird angenommen, dass unter konstanten

Zuwächsen das Finanzierungsvolumen bis zum Jahr 2018 vollständig ausgeschöpft sein wird. Für die Letztverbräuche wird der Durchschnitt der Jahre 2002 bis 2011 veranschlagt. Im Ergebnis steigt die Umlage von 0,126 Cent im Jahr 2013 auf 0,308 Cent und damit beinahe auf das 2,5-fache. Für ein Industrieunternehmen mit einer Abnahmemenge von 2000 Megawattstunden ergäbe sich eine Umlage von etwa 0,063 Cent. Bei einer solchen Entwicklung müsste ein Haushalt in 5 Jahren etwa 10,80 Euro bezahlen.

Ordnungspolitische Einordnung

Die KWK-Umlage finanziert die Förderung von Strompreisen von unter anderem Strom aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit Hilfe spezifischer Zuschläge. Auch, wenn die Umlage auf den ersten Blick starke Ähnlichkeit zur EEG-Umlage aufweist, ist bei der KWK-Förderung auf einige Vorteile hinzuweisen:

- Die Zuschläge werden ähnlich einem Marktprämiensystem auf den üblichen bzw. den mit dem Netzbetreiber vereinbarten Strompreis gezahlt. Damit erhalten Anlagenbetreiber anders als beim EEG einen Anreiz sich an Marktpreisen zu orientieren und bedarfsgerecht einzuspeisen. Auf eine flexible und bedarfsgerechte Einspeisung zielt außerdem die Förderdauer ab, die nicht auf Jahre, sondern auf Betriebsstunden begrenzt ist.
- Einen weiteren Vorteil betrifft die Deckelung des Fördervolumens, wie es zeitweise auch für das EEG diskutiert wird. Mit einem maximalen Förderbetrag von 750 Millionen Euro kann die Bandbreite der maximalen KWK-Umlage gut abgeschätzt werden und schafft entsprechende Planungssicherheit.

Einige Nachteile bleiben aber teilweise analog zur EEG-Umlage erhalten:

- Es werden spezifische Technologiedifferenzierungen bei den Zuschlägen vorgenommen, weshalb sich nicht notwendigerweise die kosteneffizienteste Technologie durchsetzt. Zudem müssen die Zuschläge regelmäßig auf Verhältnismäßigkeit geprüft und angepasst werden.
- Passgenaue Ziele eines konkreten Anteils bestimmter Technologien in der Stromversorgung passen nicht zu wettbewerblich gestalteten Märkten und setzen wettbewerbliche Funktionen des Strommarktes außer Kraft.
- Das vorrangige Ziel des Klimaschutzes wird durch das KWK-Gesetz nicht passgenau erreicht. Denn wie auch andere Instrumente, die auf die nationale Emissionsreduktion zielen, stehen sie im Konflikt mit dem europäischen Emissionshandel. Im dessen Rahmen ist jeder Stromerzeuger verpflichtet für seine CO₂-Emissionen Zertifikate vorzuhalten. Durch den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung kann die Nachfrage nach Zertifikaten sinken, da weniger Emissionen ausgestoßen werden. Der Preis für Zertifikate sinkt und sie werden anderen Emittenten in Europa aufgekauft.
- Auch wenn die Größenordnung des Finanzierungsvolumens bei der KWK-Umlage im Vergleich zur EEG-Umlage überschaubar und überdies begrenzt ist, ist die Finanzierung außerhalb der öffentlichen Haushalte grundsätzlich kritisch zu sehen. Hier fehlt eine par-

lamentarische Kostenkontrolle und es erfolgt eine Abwälzung auf den Verbraucher, was die Gefahr eines ausufernden Fördersystems birgt.

Handlungsempfehlungen für eine effizientere Gestaltung

Anlass der Novellierung des KWK-Gesetzes war neben den Erkenntnissen aus dem Erfahrungsbericht aus dem Jahr 2011 unter anderem auch die aktuell zurückhaltende Investitionsbereitschaft der Energieversorgungsunternehmen. Für eine erfolgreiche Energiewende, werden hocheffiziente Back-Up Lösungen gebraucht, weshalb die Novellierung auch vor dem Hintergrund der Diskussion um Kapazitätsmärkte gesehen werden muss. Für die zukünftige Entwicklung der KWK-Förderung sollten zwei Perspektiven eingenommen werden:

- **Kurzfristige Kostenkontrolle**

Es ist sicher zu stellen, dass der vorgesehene Finanzierungsdeckel aufrecht erhalten bleibt. Dies muss insbesondere bei der Bewertung der Folgen der jüngsten Gesetzesnovellierungen beachtet werden.

- **Langfristige Wettbewerbsintegration**

Langfristig gilt es ein Marktdesign zu entwerfen in dem sämtliche Erzeugungstechnologien im Wettbewerbs stehen, wobei das Ziel der CO₂-Reduktion (beispielsweise ausschließlich über den Emissionshandel) Berücksichtigung finden muss. In ein solches Marktdesign müssen sich erneuerbare Energien wie auch KWK-Technologien einfügen und sich als umweltschonende Optionen jenseits von Fördersystematiken einen Wettbewerbsvorteil verschaffen können.

2.5 Offshore-Umlage

Im Jahr 2012 wurde die bisher letzte Umlage auf den Strompreis in Deutschland eingeführt. Mit der Offshore-Haftungsumlage werden Kosten, die aus Haftungsfällen bei verspätetem Anschluss von Offshore-Windparks an das Stromnetz entstehen, auf die Stromverbraucher umgelegt.

Entwicklung bis heute

Die Offshore-Haftungsumlage wurde 2013 zum ersten Mal erhoben. Mit den angekündigten Umlagewerten für 2014 liegen damit erst zwei Werte für die Belastung von Verbrauchern in Haushalten und Industrie vor. Dabei sind die gesetzlich festgelegten Obergrenzen zu beachten. Hierfür wird zwischen drei Verbrauchergruppen unterschieden:

- Verbrauch bis 1.000 Megawattstunden im Jahr: Für diese Gruppe beträgt die Umlage höchstens 0,25 Cent je Kilowattstunde. Zu dieser Gruppe gehören auch die privaten Haushalte.
- Für den Verbrauch ab 1.000 Megawattstunden wird eine Umlage von maximal 0,05 Cent je Kilowattstunde erhoben.

- Bei Unternehmen mit einem Stromkostenanteil von mindestens 4 Prozent am Umsatz beträgt die Umlage für den tatsächlichen Verbrauch ab 1.000 Megawattstunden höchstens 0,04 Cent.

Die tatsächliche Umlage liegt derzeit auf dem maximal zulässigen Wert. Die Haftungssummen liegen jedoch höher und würden eine höhere Umlage notwendig machen. Da dies nicht zulässig ist, wird ein Teil dieser Kosten in den nächsten Jahren auf die Stromverbraucher umgelegt. Die Zahlungen werden also durch die Obergrenzen nicht tatsächlich gedeckelt, sondern in erster Linie temporär beschränkt und im Zeitablauf gestreckt.

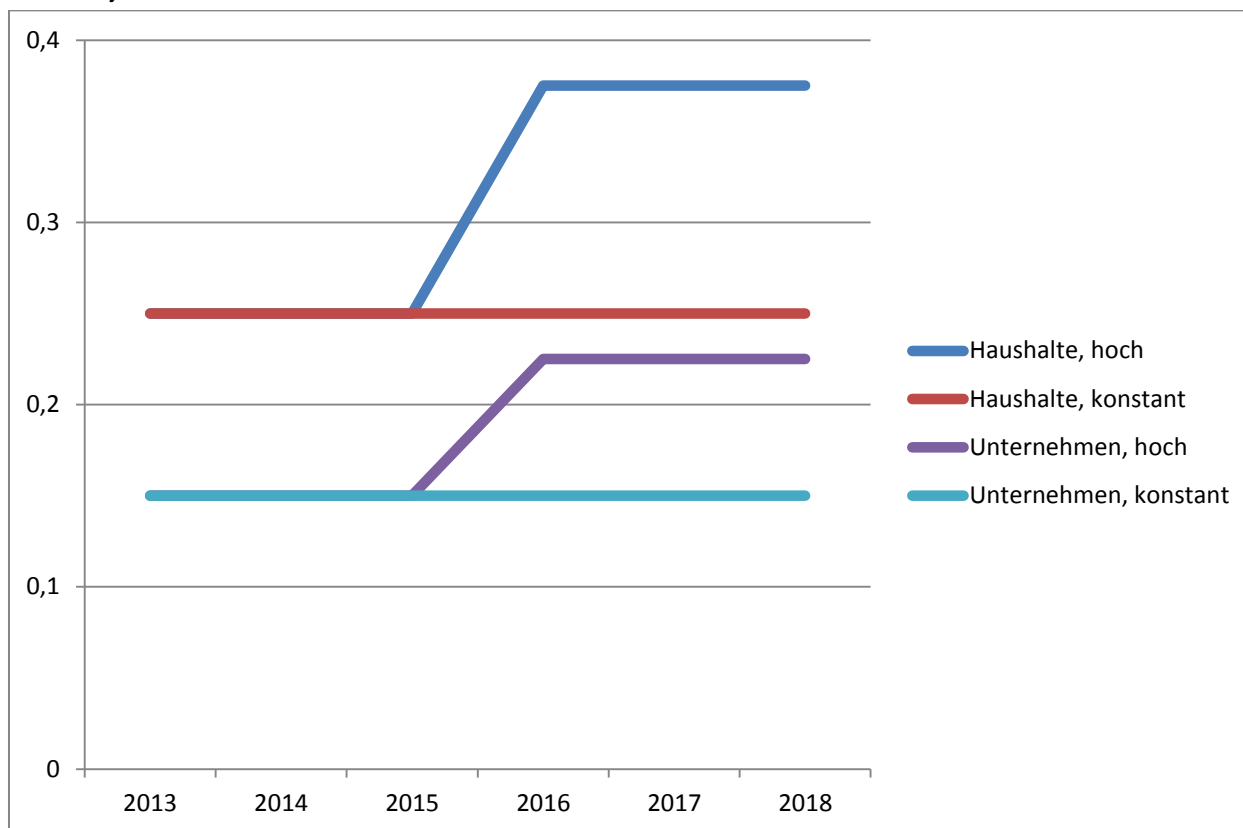
Für einen Haushalt liegt die Haftungsumlage bei 0,25 Cent je Kilowattstunde Strom. Bei Unternehmen hängt die Umlage von der Energieintensität und dem Stromverbrauch ab. Bei einem angenommenen Stromverbrauch von 2.000 Megawattstunden ergibt sich für das Unternehmen eine Offshore-Umlage von 0,15 Cent, bei 10.000 Megawattstunden nur noch 0,07 Cent. Dabei wird an dieser Stelle nicht berücksichtigt, dass es bei einem Wegfall dieser Belastungen teilweise zu Zusatzkosten an anderer Stelle wie den Netzentgelten oder der EEG-Umlage kommen kann. So wäre für Strom aus Offshore-Windparks eine hohe Vergütungszahlung fällig, durch die die Differenzkosten beziehungsweise Subventionen für erneuerbare Energien und damit auch die EEG-Umlage leicht ansteigen würden.

Mögliche Entwicklung und Kostentreiber

Die zukünftige Entwicklung der Offshore-Umlage hängt entscheidend von den anfallenden Entschädigungszahlungen ab, die die Netzbetreiber an die Anlagenbetreiber zahlen müssen. Diese sind ex ante nur sehr schwer abschätzbar. Die Bundesnetzagentur geht allen für den Zeitraum 2013 / 2014 von einem umzulegenden Betrag von mindestens 1,4 Milliarden Euro aus (Bundesnetzagentur, 2012), während die Einnahmen auf gut 650 Millionen Euro taxiert werden (Bundesregierung, 2012).

Eine Absenkung der Umlage ist also nicht zu erwarten. Zunächst muss weiter mit einer vollständigen Ausschöpfung des Rahmens für die Umlage gerechnet werden. Da die Regelung im Jahr 2015 überprüft werden soll, ist ab 2016 eine veränderte Umlagehöhe möglich. Nimmt man auf Basis der diskutierten Untergrenzen für die Haftungssummen für die Zeit ab 2016 inklusive der bis dahin aufgelaufenen Defizite der Vorjahre eine umzulegende Summe von 1 Milliarde Euro an, bedeutet dies eine Erhöhung der Offshore-Umlage um 50 Prozent. Damit würde diese für einen Haushalt von 0,25 Cent je Kilowattstunde auf 0,38 Cent ansteigen. Bei Unternehmen mit einer Abnahmemenge von 2.000 Megawattstunden im Jahr würde sich die durchschnittliche Umlage von 0,15 Cent auf 0,23 Cent erhöhen (siehe Abbildung 2-12).

Abbildung 2-12: Höhe der Offshore-Umlage
in Cent je Kilowattstunde



Varianten hoch: Annahme einer Steigerung um 50 Prozent in 2016

Unternehmen: Abnahmemenge 2000 Megawattstunden

Quelle: Annahmen IW Köln

Ordnungspolitische Einordnung

Für den Ausbau des Stromnetzes im Inland wird ein Netzentwicklungsplan erstellt. Dieses Verfahren auf die Offshore-Anbindungen zu übertragen ist daher nur konsequent und wird für Investoren in Windparks eine höhere Planungssicherheit mit sich bringen. Damit soll sichergestellt sein, dass der Netzausbau gut auf die Windparkprojekte und ihren jeweiligen Realisierungsstand abgestimmt sind.

Die Haftungsregelung bringt eine erhöhte Investitionssicherheit mit sich. Durch die umfassende Weitergabe der Schadensersatzkosten an die Stromverbraucher findet eine weitgehende faktische Freistellung der Netzbetreiber vom Schadensersatz statt. Die Regelungen verbessern die Rahmenbedingungen zum Bau und zum Netzanschluss von Offshore-Windanlagen, bringen aber eine neue Belastung für die Stromverbraucher mit sich.

Dafür wird jedoch die Einheit von Handlung und Haftung aufgebrochen, die konstitutiv für eine marktwirtschaftliche Ordnung ist. Ohne diese Einheit können die Folgen von Handlungen nicht mit in das Entscheidungskalkül integriert werden. Die Befreiung von der Haftung reduziert die Risiken, die sich aus den Geschäften ergeben und überträgt sie auf die Endverbraucher, die keinen Einfluss auf die Realisierungswahrscheinlichkeit und Höhe der Schäden haben. Insofern ist hier eine Lücke im Rechnungszusammenhang der Volkswirtschaft entstanden, die nicht dauerhaft bestehen sollte und nur als akuter und zeitlich befristeter Eingriff in das Marktgesche-

hen akzeptiert werden kann, um aktuelle Investitionsengpässe im Bereich des Offshore-Winds zu beheben. Wenn die Risiken der Anbindung jedoch so hoch sind, sollte dies auch in den Kosten der Stromerzeugung mit Offshore-Wind abgebildet werden. Diese Risiken müssen sich letztlich im spezifischen Preis niederschlagen und dürfen nicht von der Ursache getrennt und der Allgemeinheit dauerhaft auferlegt werden.

Handlungsempfehlungen für eine effizientere Gestaltung

Die Haftungsbefreiung und Überwälzung der Risiken auf die Stromkunden ist ein ordnungspolitischer Fremdkörper in einem Marktsystem, in dem die Preise Informationen über Kosten und Risiken transportieren. Die Handlungsempfehlungen können daher in zwei zeitlichen Ebenen beschrieben werden:

- **Mittelfristige Abschaffung**

Mittelfristig sollte die spezifische Haftungsbeschränkung abgeschafft und die Netzanbindung der Offshore-Windparks in das klassische Haftungsrecht überführt werden. So kann die Einheit von Handlung und Haftung wiederhergestellt werden. Ohne die akute Notwendigkeit, Investitionsblockaden bei der Anbindung der Offshore-Windparks aufzulösen, verlieren derartige Sondervorteile für eine bestimmte Form der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an Rechtfertigung.

- **Kurzfristige Begrenzung**

Um den Übergang in die volle Haftung und damit die Abschaffung der Umlage einzuleiten, könnte mit einer schrittweisen Ausweitung der Haftungspflichten der beteiligten Akteure begonnen werden. Dies wäre mit einer Stabilisierung oder Senkung der Umlage verbunden.

2.6 Konzessionsabgabe

Bei der Konzessionsabgabe handelt es sich um eine Zahlung, die für die Nutzung der kommunalen Wege fällig wird, unter denen Stromleitungen verlegt werden. Die jeweilige Höhe der Abgabe an die Kommune ist in den entsprechenden Konzessionsverträgen zwischen der jeweiligen Kommune und dem Netzbetreiber vereinbart. Die bestehende bundesrechtliche Grundlage sieht hierfür Obergrenzen vor und definiert die Preisgestaltung. Insofern hat die Konzessionsabgabe sowohl Ähnlichkeiten mit einer Steuer, als auch mit einem privatrechtlichen Preis für ein Wegerecht.

Entwicklung bis heute

Die Konzessionsabgabe war in den letzten Jahren außerordentlich konstant. Ihre jeweiligen Höchstsätze sind in der Konzessionsabgabenverordnung festgelegt. Dies gilt sowohl für Strom als auch für Gas. Die Obergrenzen differenzieren sich für die Haushalte nach der Größe der jeweiligen Kommune. In kleineren Kommunen ist mit 1,32 Cent je Kilowattstunde eine geringere Konzessionsabgabe zulässig als in Städten mit mehr als 500.000 Einwohnern, wo die Abgabe 2,39 Cent betragen darf. Für Sondervertragskunden, also in der Regel Industrieunternehmen, liegt die Obergrenze bei 0,11 Cent (siehe Tabelle 2-2).

Tabelle 2-3: Obergrenzen für die Konzessionsabgabe auf Strom

Differenziert nach Einwohnerzahl der Kommune

Haushalte	bis 25.000 Einwohner	1,32 Cent
	bis 100.000 Einwohner	1,59 Cent
	bis 500.000 Einwohner	1,99 Cent
	über 500.000 Einwohner	2,39 Cent
Sondervertragskunden (Industrie)		0,11 Cent

Quelle: Konzessionsabgabenverordnung

Für die Industriekunden wird der Spielraum der Konzessionsabgabe in der Regel voll ausgeschöpft. Nach Branchenangaben liegt der durchschnittliche Satz genau auf der Obergrenze von 0,11 Cent. Bei den privaten Haushalten muss die Differenzierung nach Größenklassen der jeweiligen Kommune berücksichtigt werden. Hier wird mit einer durchschnittlichen Abgabe von 1,79 Cent gerechnet.

Die letzten Jahre haben keinerlei Bewegung der Konzessionsabgabe gezeigt. Seit Beginn der Liberalisierung des Strommarktes lag die Abgabe sowohl für Haushaltskunden als auch für industrielle Verbraucher stets genauso hoch wie heute. Weder Kostensenkungen noch Preisauftriebendenzen konnten beobachtet werden.

Mögliche Entwicklung und Kostentreiber

Die Höhe der Konzessionsabgabe ist nicht an bestimmte Kostenentwicklungen gebunden. Das unterscheidet sie beispielsweise von der EEG-Umlage, die auf den ausgezahlten Differenzkonten für erneuerbare Energien beruht. Daher gibt es auch keine Kostenentwicklung im Hintergrund, die als Treiber für eine zukünftige Entwicklung angesehen werden kann. Da die Umlage sich in ihrer Höhe über viele Jahre nicht verändert hat, ist auch für die nächste Zeit nicht mit einer Anpassung nach oben oder nach unten zu rechnen.

Denkbar aber wenig wahrscheinlich sind lediglich politische Entwicklungen, die eine Veränderung herbeiführen können. So gab es in den neunziger Jahren Bestrebungen, die Konzessionsabgabe abzuschaffen und die Verbraucher entsprechend zu entlasten. Eine derartige Initiative ist jedoch derzeit nicht absehbar. Dennoch läge in einer politisch motivierten Absenkung oder Abschaffung eine denkbare Möglichkeit zur Reduktion der Belastungen. Ein solcher Schritt würde jedoch zulasten der Kommunen gehen, die die Abgabenzahlungen vereinnahmen. Eine schlechte Finanzausstattung der Kommunen könnte in einer Initiative zur Erhöhung der Abgabe münden. Auch dies ist aber derzeit nicht absehbar.

Ordnungspolitische Einordnung

Die Konzessionsabgabe wird als Zahlung für ein Wegerecht begründet. Die Netzbetreiber nutzen den Boden unter den Verkehrswegen zur Verlegung der Leitungen. Insofern entsteht ein Nutzen aus der Bereitstellung dieser Infrastruktur.

Historisch betrachtet kommt die Konzessionsabgabe aus einer Zeit mit völlig anderen Grundbedingungen für die Stromwirtschaft in Deutschland. In Zeiten der Gebietsmonopole hatte die Konzessionsabgabe auch die Wirkung, dass Monopolrenten abgeschöpft und an die Kommunen, in denen die Endverbraucher ihren Sitz haben, weitergegeben werden. In der heutigen Marktsituation kann aber von Gebietsmonopolen und abzuschöpfenden Monopolrenten keine Rede mehr sein.

Wenn die Konzessionsabgabe tatsächlich als Preis für ein Wegerecht und die entsprechenden Infrastrukturleistungen für die Netzbetreiber angesehen wird, stellt sich jedoch die Frage, warum die Kosten dieses Netzes an die verbrauchten Kilowattstunden Strom gebunden ist. Ein Preis, der sich an dem Umfang der Infrastruktur und damit eher an der Leistung der Netze als an der tatsächlich geflossenen Arbeit orientiert, wäre naheliegender. Schließlich hängt der Aufwand der Leistungserstellung für die Netzbetreiber eher mit der Größe der gebauten Infrastruktur und nicht mit dem Nutzungsgrad zusammen.

Eine kritische Entwicklung kann sich aus der fortschreitenden Rekommunalisierung von Stromverteilnetzen ergeben. Zahlreiche Konzessionen laufen aus und werden neu vergeben. Wenn eine Kommune mittelbar oder unmittelbar das lokale Stromnetz besitzt, kommt es im Zuge der Konzessionsverhandlungen, in denen auch die Konzessionsabgabe niedergelegt wird, zu einem Interessenkonflikt. In dieser Situation sitzen zwei Vertragspartner mit gleichen Interessen an einem Vertrag zu Lasten Dritter am Tisch. Die Kommunen haben ein Interesse an einer hohen Konzessionsabgabe, da diese in die Kassen der Kommunen fließt. Der kommunale Netzbetreiber kann die Kosten an seine Kunden weitergeben und ist insofern nicht von einer höheren Abgabe belastet. Er kann sich also im Interesse seines Eigentümers auf eine höhere Abgabe einlassen, die von den Stromkunden getragen werden kann. Die Konzessionsabgabenverordnung verhindert dies nur insofern, als sie eine Obergrenze für die Abgaben festlegt. Eine Systematik, die eine Senkung der Belastungen für die Bürger und Stromkunden nach sich ziehen könnte, ist nicht etabliert.

Handlungsempfehlungen für eine effizientere Gestaltung

Für die Weiterentwicklung der Konzessionsabgabe sollten zwei Elemente weiter diskutiert werden:

- **Kostenübernahme durch Netzbetreiber**
Durch eine Kostenübernahme durch die Netzbetreiber ohne die explizite Möglichkeit der Weiterwälzung an die Kunden bekommt der Netzbetreiber ein Interesse an einer niedrigeren Abgabe, die er in Verhandlungen mit der Kommune durchsetzen könnte. Hierfür gibt es in einem bilateralen Monopol jedoch deutliche Grenzen. Im Rahmen der Anreizregulierung – zumindest für größere Netzbetreiber – könnte die Abgabe insofern berücksichtigt werden, das beispielsweise ein durchschnittlicher Wert als Bestandteil der Netzentgelte gelten kann, eine überdurchschnittliche Bezahlung aufgrund schlechter Verhandlungen jedoch nicht.
- **Reduktion der Abgabe**
Eine tiefere Begründung für die Höhe der jeweiligen Obergrenzen für die Konzessionsabgabe ist nicht offensichtlich. Damit wäre auch eine diskretionäre Absenkung der Abgabe denkbar.

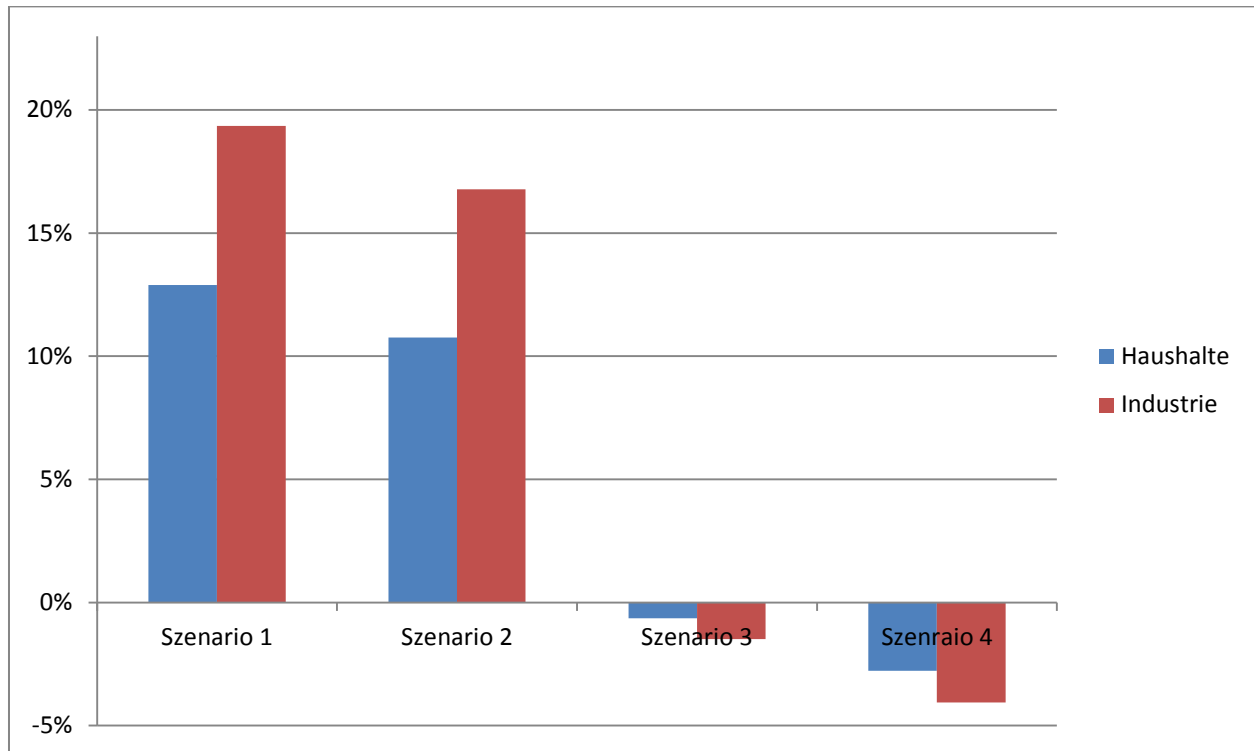
3 Zusammenfassende Szenarien

Die verschiedenen Entwicklungen der einzelnen Kostenkomponenten werden in vier verschiedenen Szenarien zusammengefasst. Allen gemein ist dabei die Konstanz der reinen Strompreise ohne direkte Staatslasten. Unterstellt wird also ein konstanter Börsenstrompreis über den Zeitraum bis 2018. Folgende Szenarien sollen betrachtet werden:

- **Szenario 1: Hohe Zusatzkosten ohne Stromsteuersenkung**
In diesem Szenario werden bei den Annahmen über die zukünftigen Kostenentwicklungen immer die oberen Werte angenommen. Gleichzeitig wird die Stromsteuer als konstant angenommen.
- **Szenario 2: Hohe Zusatzkosten mit Stromsteuersenkung**
Auch in diesem Szenario wird von Steigerungen der einzelnen Abgaben ausgegangen. Gleichzeitig wird eine teilweise Kompensation durch eine um 25 Prozent sinkende Stromsteuer angenommen.
- **Szenario 3: Niedrige Zusatzkosten ohne Stromsteuersenkung**
Einer Bewegung der Belastungen am unteren Rand führt in diesem Szenario dazu, dass eine weitere Entlastung der Verbraucher durch eine Stromsteuersenkung verzichtet wird.
- **Szenario 4: Niedrige Zusatzkosten mit Stromsteuersenkung**
Hier wird von einer moderateren Kostenentwicklung bei den einzelnen staatlichen Komponenten ausgegangen. Gleichzeitig wird im Sinne einer Entlastung der Stromkunden eine Stromsteuersenkung einkalkuliert.

Gegenüber dem Ausgangsjahr 2013 führen die verschiedenen Szenarien zu deutlich unterschiedlichen Entwicklungen der Bruttostrompreise, wobei aus Gründen der Vergleichbarkeit konstante Nettostrompreise unterstellt werden. Bei einer Hochkostenentwicklung ist bis 2018 mit einem Anstieg der Strompreise für Haushalte um 13 Prozent zu rechnen, für nicht privilegierte Industrieunternehmen sogar um über 19 Prozent. Die Kompensation durch eine Stromsteuerabsenkung würde diese Werte auf 11 beziehungsweise 17 Prozent nur leicht reduzieren. In dem Szenario mit moderaten Abgabenerwartungen und insbesondere einer weitgehend konstanten Entwicklung der EEG-Umlage käme es zu einer Preissenkung von rund 1 Prozent. Eine zusätzliche Entlastung bei der Stromsteuer um ein Viertel würde die Preise um 3 beziehungsweise 4 Prozent senken (siehe Abbildung 3-1).

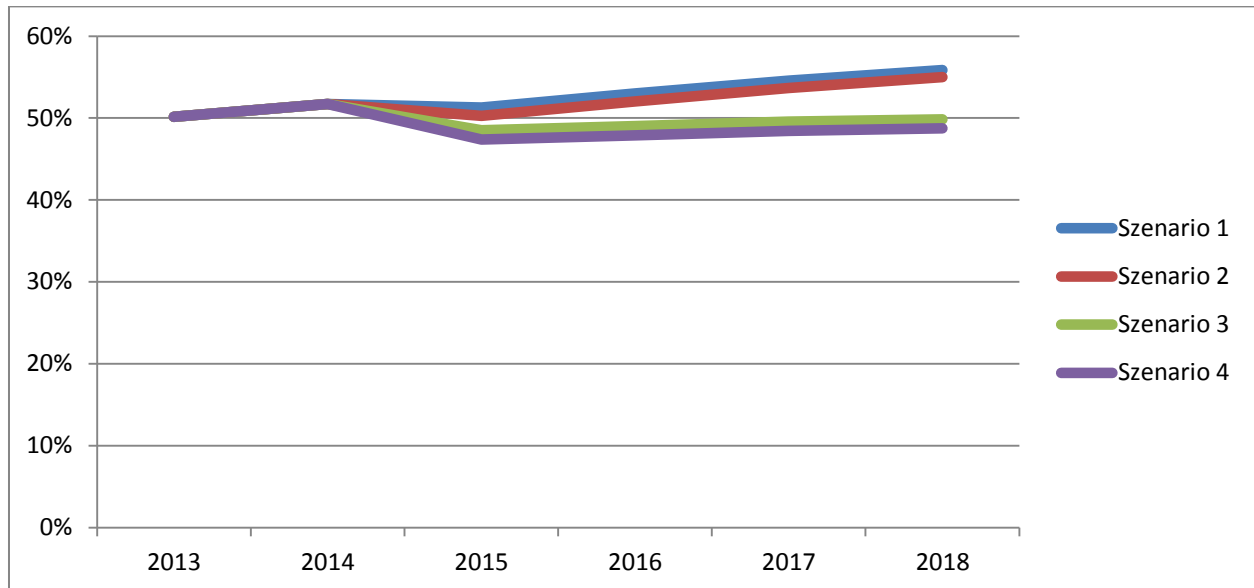
Abbildung 3-1: Entwicklung der Strompreise
 2013 bis 2018 (konstanter Nettostrompreis unterstellt)



Quelle: IW Köln

Wenn die staatlichen Lasten auf Strom in den nächsten Jahren weiter zunehmen, werden sich auch die Staatsanteile am Strompreis weiter zu Lasten der marktgesteuerten Preiskomponenten verschieben. Dies hängt jedoch nicht nur von den staatlichen Preisbestandteilen, sondern auch von den privaten und marktlichen Faktoren ab. Ein deutlich steigender Nettopreis für Strom beispielsweise würde die zunehmenden Abgabenbelastungen kompensieren und damit zu einer sinkenden Staatsquote am Strompreis führen können. Dies gilt insbesondere für die beiden Szenarien mit einer moderaten Entwicklung der Abgaben. Ein deutlicher Anstieg der Nettostrompreise ist aber für die nächsten Jahre nicht absehbar. Die Energiewende mit ihren zunehmenden erneuerbaren Erzeugungskapazitäten führt derzeit tendenziell zu eher sinkenden Strompreisen an den Börsen. Auch der Kohlendioxid-Emissionshandel zeigt derzeit keine deutlichen Preisauftriebstendenzen für die nächsten Jahre an. Daher wird in dieser Zusammenfassung der Szenarienergebnisse von konstanten Kosten für Erzeugung, Verteilung und Vertrieb für die Zeit bis 2018 ausgegangen.

Abbildung 3-2: Staatliche Anteile am Strompreis für Haushalte
2013 bis 2018



Annahme: konstante Nettopreise für Strom

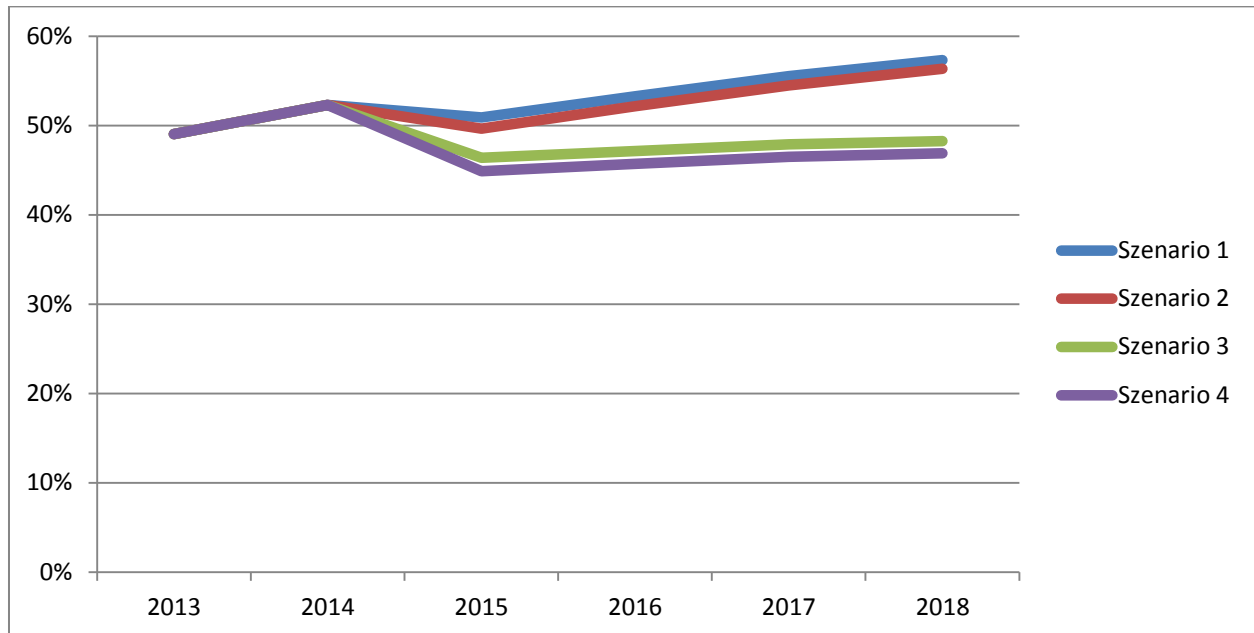
Quelle: IW Köln

Für die Haushalte bedeutet dies, dass der staatliche Anteil am Strompreis voraussichtlich bei über 50 Prozent bleiben wird. Das heutige Niveau von 50,2 Prozent wird nur im günstigsten Szenario mit moderaten Abgabenerwicklung und einer sinkenden Stromsteuer leicht unterschritten. 2018 liegt der Wert bei mindestens 48,8 Prozent (siehe Abbildung 3-2). Der zwischenzeitliche stärkere Rückgang ist darauf zurückzuführen, dass in den aktuellen EEG-Kosten Nachzahlungen für die Vorjahre mit einbezogen sind. Diese sollten in Zukunft nicht mehr vorkommen, wenn annahmegemäß die Prognosen zuverlässig die Differenzkosten des jeweiligen Folgejahres beschreiben. In den Szenarien mit deutlich steigenden Abgaben wird der Staatsanteil bei 55,9 Prozent liegen. Auch eine Absenkung der Stromsteuer um einer Viertel hätte nur verhältnismäßig geringen Einfluss und würde den Staatsanteil nur auf 55,1 Prozent absenken können.

Für Unternehmen, die nicht von Ausnahmen profitieren, gelten unter den gleichen Annahmen ähnliche Entwicklungen. Dabei ist der Anstieg des Staatsanteils an den Stromkosten aufgrund der niedrigeren Nettopreise für Strom noch schneller als bei den privaten Haushalten. Vom Ausgangswert 49,0 Prozent in 2013 sinkt der Anteil im minimalen Szenario nach einem kurzen stärkeren Rückgang auf 47,0 Prozent. Im maximalen Szenario mit hohen Zusatzabgaben und keiner Stromsteuerentlastung wird ein Staatsanteil am Strompreis von 57,4 Prozent erreicht (siehe Abbildung 3-3).

Damit wird in der Industrie im negativen Fall deutlich über die Hälfte der Strompreise durch direkte staatliche Intervention festgelegt. Der Emissionshandel und die notwendige Regulierung der Netzentgelte verringern den ausschließlich marktgetriebenen Preisanteil noch weiter. Die steuernde Wirkung des Preissignals wird damit zunehmend eingeschränkt.

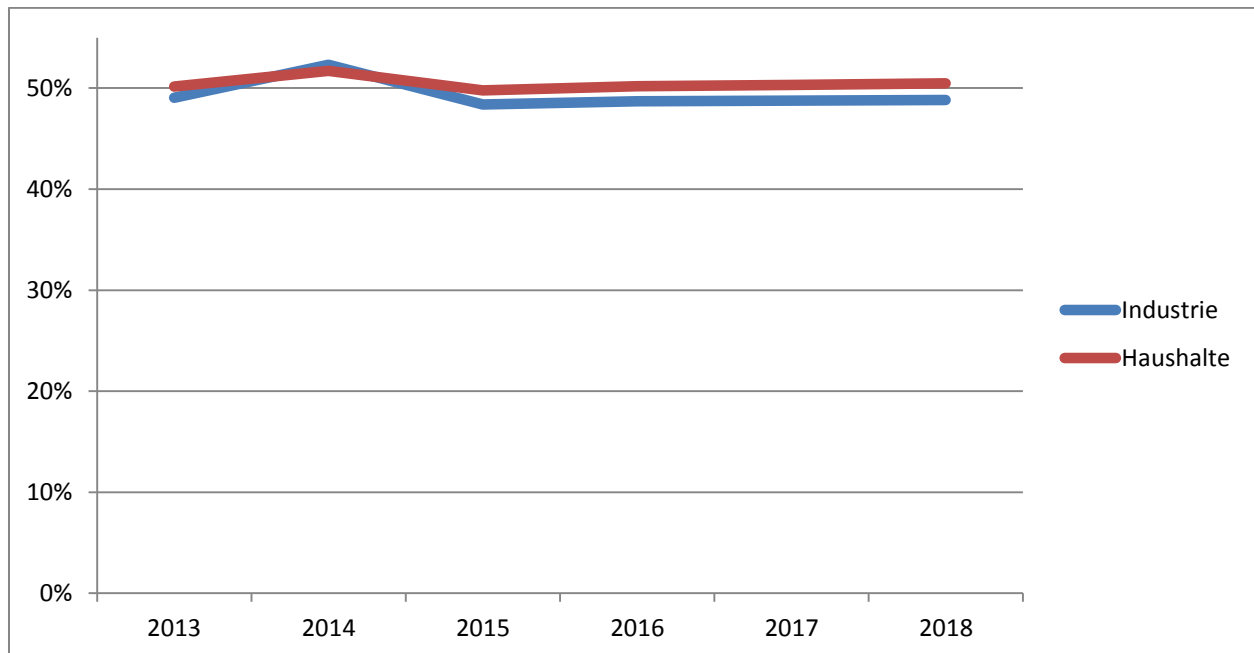
Abbildung 3-3: Staatliche Anteile am Strompreis für die Industrie
2013 bis 2018



Annahme: konstante Nettopreise für Strom, Abnahmemenge 2.000 Megawattstunden, Ausnahmeregeln können nicht in Anspruch genommen werden

Quelle: IW Köln

Abbildung 3-4: Staatliche Anteile am Strompreis bei konstanter EEG-Kernumlage
Basierend auf Szenario 1 (hohe Zusatzkosten ohne Stromsteuersenkung), 2013 bis 2018



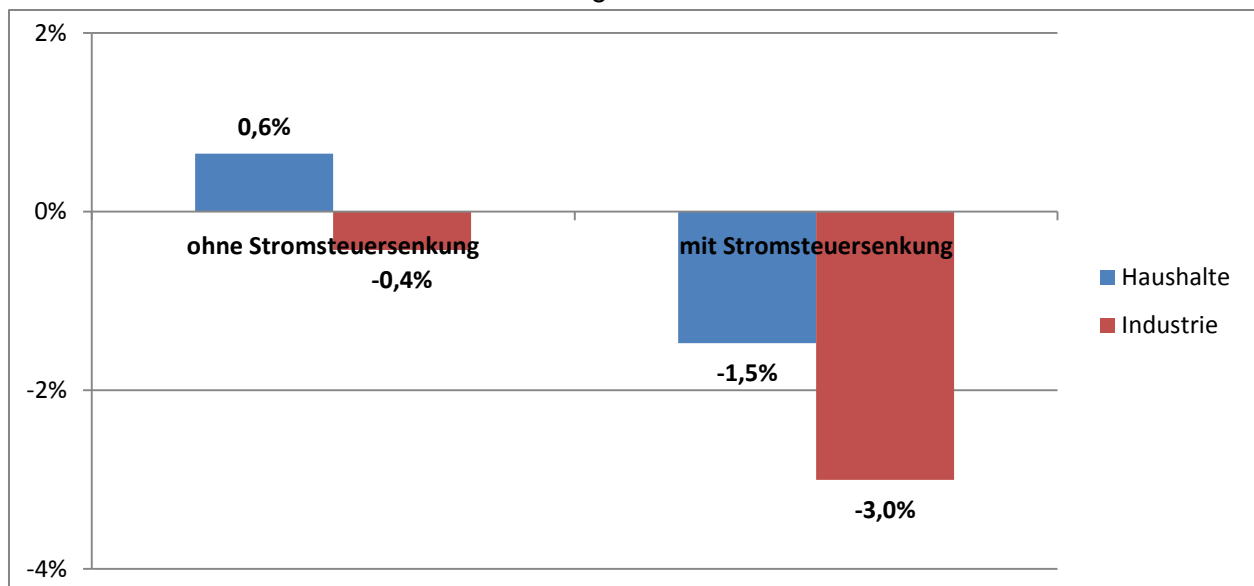
EEG-Umlage: Kernumlage auf Basis der erwarteten Differenzkosten ohne Nachzahlungen

Annahme: konstante Nettopreise für Strom, Abnahmemenge der Industrie 2.000 Megawattstunden, Ausnahmeregeln können nicht in Anspruch genommen werden

Quelle: IW Köln

Eine grundlegende Stabilisierung der Entwicklung würde durch eine sehr moderate tatsächlich Kostenentwicklung beim EEG zu erreichen. Alternativ könnte die EEG- Kernumlage auf heutigem Niveau eingefroren würde. Berücksichtigt wird dabei nur die EEG-Kernumlage, d.h. die Umlage, die notwendig ist, um die voraussichtlich anfallenden Differenzkosten auszugleichen. Nachzahlungen aufgrund von Prognoseunsicherheiten bleiben unberücksichtigt. Selbst wenn die anderen Kostenbestandteile eher ansteigen, würden die Bruttostrompreise bei stabiler EEG-Kernumlage über die nächsten Jahre konstant bleiben (bei angenommen unveränderten Nettostrompreisen). Auch der Staatsanteil am Strompreis wäre deutlich geringer. Für die Industrie könnte er mit 48,8 Prozent unter der 50-Prozent-Marke stabilisiert werden. Der Bruttostrompreis ginge um 0,4 Prozent gegenüber heute zurück. Bei den Haushalten käme es zu einer leichten Steigerung um 0,6 Prozent. Der Staatsanteil am Strompreis wäre aber auch hier nahezu konstant bei 50,5 Prozent im Jahr 2018 (s. Abbildung 3-4). Eine Senkung der Stromsteuer um 25 Prozent könnte hingegen einen weiteren Anstieg der EEG-Umlage nicht ausgleichen. Selbst bei einer vollständigen Abschaffung der Stromsteuer würde der Staatsanteil am Strom nicht konstant behalten, wenn die EEG-Umlage weiter deutlich ansteigt. Ohne die Begrenzung der EEG-Umlage wird es nicht gelingen, einen staatlich verursachten Anstieg der Strompreise zu verhindern.

Abbildung 3-5: Mögliche Preisentwicklungen
2013 bis 2018 bei konstanter EEG-Kernumlage



EEG-Umlage: Kernumlage auf Basis der erwarteten Differenzkosten ohne Nachzahlungen

Stromsteuersenkung: Reduktion um ein Viertel

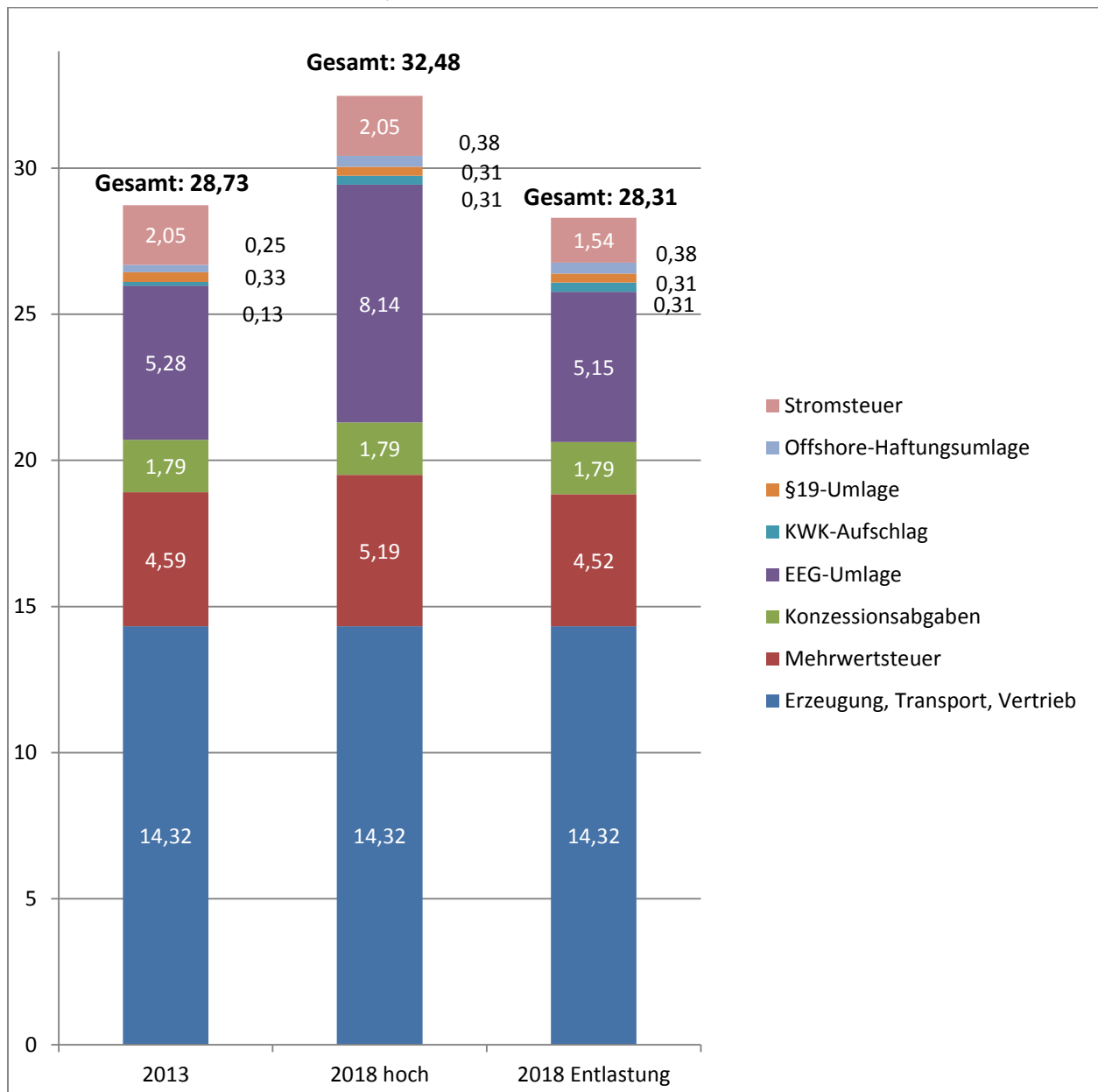
Annahme: konstante Nettopreise für Strom, Abnahmemenge der Industrie 2.000 Megawattstunden, Ausnahmeregelungen können nicht in Anspruch genommen werden

Quelle: IW Köln

Eine tatsächliche Senkung der Stromkosten wäre zudem möglich, wenn zum einen das EEG auf dem Niveau der Kernumlage von 2014 eingefroren und zum anderen die Stromsteuer um beispielsweise 25 Prozent gesenkt würde. Dies würde für die privaten Haushalte bis 2018 eine Senkung des Bruttostrompreises (bei angenommenen konstanten Nettopreisen) von 1,5 Prozent bringen; für die Industrie wäre es eine Entlastung um 3,0 Prozent (s. Abbildung 3-5).

Im Einzelnen verteilen sich die jeweiligen Kostenbestandteile in den beiden Szenarien „hoch“ (wobei alle Kostentreiber im Rahme der getroffenen Annahmen maximal ansteigen) und „stabile Kernumlage“ (mit einem Einfrieren der EEG-Kernumlage auf dem Niveau von 2014 mit Senkung der Stromsteuer), wie in Abbildung 3-6 und 3-7 dargestellt.

Abbildung 3-6: Zusammensetzung der Haushaltsstrompreise
verschiedene Szenarien, in Cent je kWh

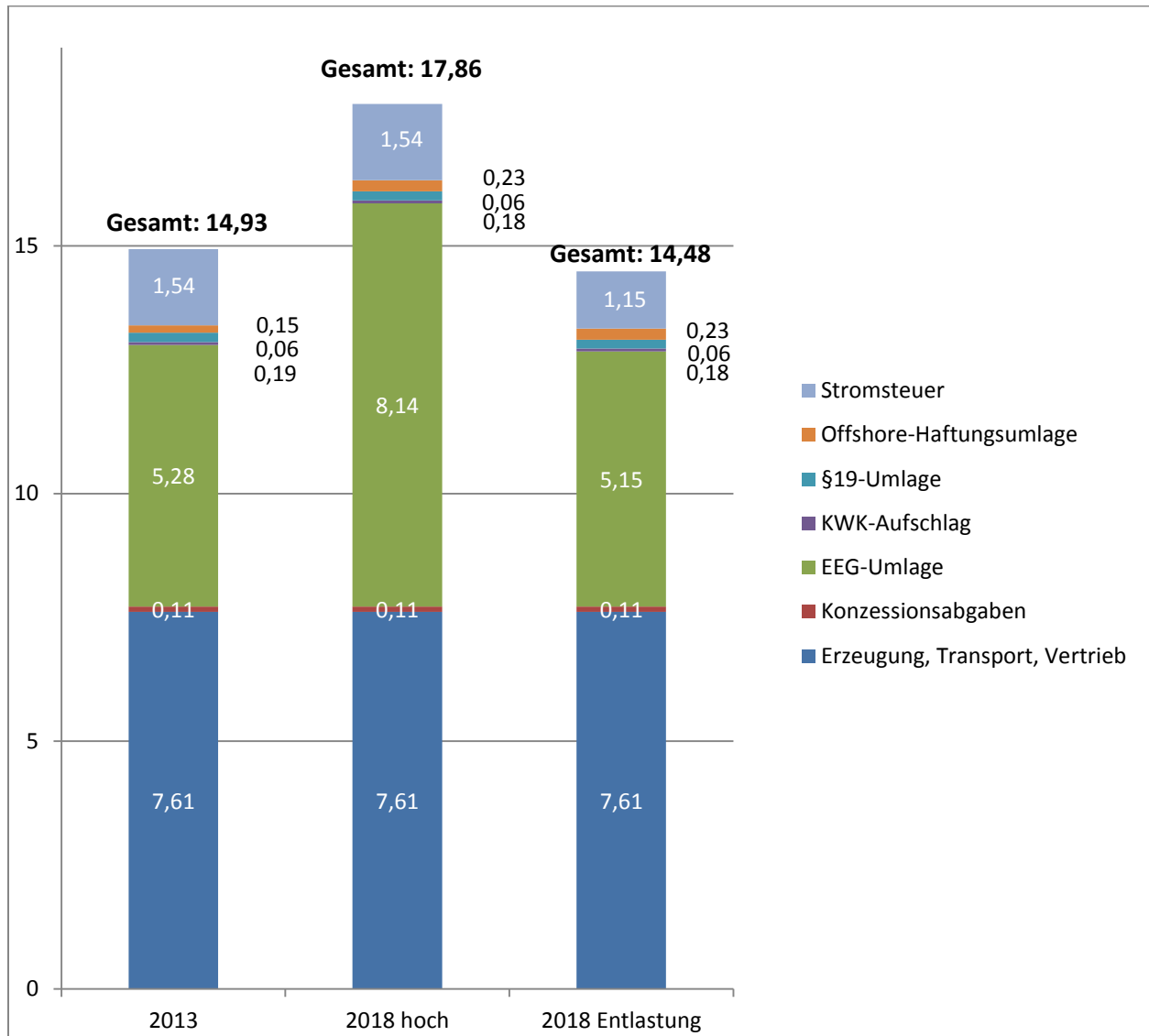


Quelle: IW Köln

Die potentielle Entwicklung zeigt, dass der entscheidende Hebel für die Stabilisierung der Bruttostrompreisen (bei annahmegemäß konstanten Nettostrompreisen) In der Begrenzung des Anstiegs der EEG-Umlage liegt. Eine tatsächliche Senkung würde sogar eine Reduktion der

Umlage erfordern, was aufgrund der angelaufenen Ansprüche bestehender Anlagen nur mit einer teilweisen Kostenübernahme durch die öffentlichen Haushalte erreichbar wäre.

Abbildung 3-7: Zusammensetzung der Industriestrompreise
verschiedene Szenarien, in Cent je kWh



EEG-Umlage: Kernumlage auf Basis der erwarteten Differenzkosten ohne Nachzahlungen
Annahme: konstante Nettopreise für Strom, Abnahmemenge der Industrie 2.000 Megawattstunden, Ausnahmeregeln können nicht in Anspruch genommen werden
Quelle: IW Köln

4 Anforderungen an einen zukunftsfähigen Strommarkt

Die Energiewende ist aber mehr als nur eine Veränderung der Stromkosten und der staatlichen Anteile daran. Mit der Energiewende wurden verschiedene Grundlagen der Stromwirtschaft umfassend neu definiert (BMWi/BMU, 2012). Dazu gehören insbesondere die technologischen

Vorgaben zum Abbau der Kernenergie sowie die Ziele zum Ausbau erneuerbarer Energien. Neben dem Ordnungsrecht ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz das zentrale Element des Umbaus des Energieangebots. Damit werden mit der Technologiewahl nicht nur wesentliche Parameter dem Wettbewerb entzogen. Auch der für eine Marktordnung entscheidende Preismechanismus für Strom wird durch die zunehmende Förderung zunehmend gestört. In der Folge kommt es zu einer Zurückdrängung des Wettbewerbs als Ordnungsprinzip am Strommarkt.

Mit der Energiewende stellt sich die Frage nach der Regelungslogik in der Energieversorgung und insbesondere in der Stromversorgung neu. Da die Ausweitung der erneuerbaren Energien ein politisch gewünschtes Ziel und kein spontanes Marktergebnis ist, bekommen staatliche Regelungsansätze zusätzliche Bedeutung. Dabei besteht jedoch die Gefahr, dass bewährte marktwirtschaftliche und wettbewerbliche Prinzipien auf dem Strommarkt nicht mehr ausreichend berücksichtigt werden. Zudem muss generell die Frage gestellt werden, ob ein Anteil erneuerbarer Energien überhaupt langfristig ein sinnvolles Ziel darstellt. Eine derartig detaillierte Technologieförderung durch Definition eines Marktergebnisses greift deutlich stärker in den Wettbewerb ein als das eigentliche Ziel der Senkung von Treibhausgasemissionen, die über den Emissionshandel gesteuert werden. Eine zusätzliche Technologieförderung kann daher nur eine temporäre Maßnahme darstellen.

Die Herausforderungen des EEG lassen sich nicht weiter mit einfachen Reparaturmöglichkeiten und Veränderungen im Detail bewältigen. Vielmehr ist ein ordnungspolitischer Anspruch an eine grundlegende Reform der Förderung erneuerbarer Energien zu formulieren:

1. Rückführung der Garantieeinkommen

15 Jahre nach der Liberalisierung des deutschen Strommarktes, sollten nicht maßgebliche Anteile im Stromversorgungssystem auf Basis kostenorientierter Garantieeinkommen finanziert werden können.

2. Einbindung ins Marktrisiko

Erneuerbare-Energien-Anlagen müssen stärker am Erlösrisiko und am Vermarktungsrisiko beteiligt werden, beispielsweise durch die Bindung der Zahlungsströme an Knappheitssignale am Strommarkt (oder langfristig an deren gesicherten Kapazitätsbeitrag). Gefordert wird eine markt- und wertorientierte Vergütung von erneuerbaren Energien, die zur Optimierung des Gesamtsystems anreizt.

3. Wettbewerb der Technologien

Erneuerbare Energien müssen zunehmend in den Wettbewerb untereinander und mit anderen Technologien antreten, so dass verstärkt Effizienzpotenziale gehoben werden können. Über eine gestärkte Energieforschung kann die Energiewende durch mehr Technologieneutralität geprägt werden. Marktsteuerung und Wettbewerb müssen prägende Elemente der Stromversorgung werden.

4. Begrenzung der Belastungen

Die Tragfähigkeit der Lastenverteilung, Ausnahmetatbestände sowie Verteilungswirkungen des EEG und weiterer Abgaben sind sorgfältig zu prüfen. Wünschenswert wäre jedoch eine haushaltsabhängige Finanzierung des EEG, die die Risiken der Förderung nicht weiterhin in unkontrollierter Dynamik auf die Stromverbraucher überwälzt (Bardt/Niehues/Techert, 2012). Wettbewerbsnachteile wichtiger Industrien müssen wei-

terhin vermieden werden. Insgesamt müssen die Belastungen begrenzt und die Bedeutung des Preismechanismus gestärkt werden.

5. Ausstiegsszenario

Ein neues Gesetz muss einfacher und von weniger Einzelregelungen geprägt sein wie das EEG. Zudem muss ein glaubhaftes Ausstiegsszenario aus dem Förderregime angelegt sein. Eine Förderung bestimmter Technologien kann keine Daueraufgabe sein. Eine Exit-Strategie ist dringend notwendig.

6. Binnenmarkt

Die Stärkung der europäischen Integration in der Stromversorgung stärkt den Wettbewerb und bildet die Voraussetzung für einen effizienteren Einsatz erneuerbarer Energien. Die Energiewende braucht eine europäische Einbindung und die Vollendung des Binnenmarkts für Strom.

Die zukünftige Gestaltung des Strommarkts muss weit mehr umfassen als nur eine Reform des EEG und eine Senkung staatlicher Belastungen. Die Stärkung des Wettbewerbs zur Sicherung von Innovationen und Effizienz ist eine entscheidende Voraussetzung für eine erfolgreiche Energiewende im Industrieland Deutschland.

5 Fazit und Handlungsempfehlungen

Der Strommarkt wird in Deutschland zunehmend durch staatliche Steuerung geprägt. Dies zeigt sich in direkten Interventionen wie dem Einspeisevorrang erneuerbarer Energien, Abschaltverboten für fossile Anlagen oder der Stilllegung von Kernkraftwerken, mit der der gesellschaftlich gewünschte Ausstieg aus der Kernenergie umgesetzt wird. Mit dem zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien im Strommarkt, die nach dem EEG gefördert werden, droht eine weitere Zunahme marktfern produzierter Angebote.

Die zunehmende Staatsnähe spiegelt sich auch in der Zusammensetzung der Preise wider. So steigt der Anteil der Staatslasten am Strompreis von heute rund 50 Prozent bis 2018 in den Hochkostenszenarien in die Nähe der 60 Prozent-Marke. Gleichzeitig droht der Strompreis bei konstantem Nettopreis für Industrieunternehmen um bis zu 20 Prozent anzusteigen. Hintergrund sind vor allem die hohen staatlichen Abgaben, die schon 2014 ein Volumen von deutlich über 30 Milliarden Euro erreicht haben.

Für eine Reduktion der staatlichen Gesamtbelastungen für die Stromverbraucher gibt es vor allem zwei große Hebel. Die damit verbundenen Optionen werden hier noch einmal zusammenfassend dargestellt:

1) Reduktion der EEG-Umlage

a) *Begrenzung des Zubaus*

Der Zubau erneuerbarer Energien sollte nicht weiter beschleunigt, sondern im Lichte der Kostensituation gesteuert werden. Ein unbegrenzter Ausbau ist weder kosteneffizient noch führt er zu einer fundamental verbesserten Technologieentwicklung.

b) Beschleunigung der Kostensenkungen

Die Vergütungssätze einer Nachfolgeregelung des heutigen EEG müssen so stark reduziert werden, dass Effizianzanreize deutlich erhöht werden.

c) Fokussierung auf günstigere erneuerbare Energien

Die Strukturverschiebung hin zu den teuersten erneuerbaren Energien sollte rückgängig gemacht werden. Aus Kostengründen sollten Anreize für günstigere Formen der Stromerzeugung aus erneuerbarer Energien geschaffen werden, was durch eine technologie-neutrale Förderung erreicht würde. Auch sollte die höhere Förderung schlechterer Standorte beendet werden.

d) Marktintegration

Die Integration erneuerbarer Energien in den Markt muss die ordnungspolitische Hauptaufgabe werden. Nur mit einer wettbewerblichen Perspektive können die zusätzlichen Ausbaukosten für die Zukunft wirksam begrenzt und die Energiewende damit zum Erfolg gebracht werden.

e) Haushaltsfinanzierung

Durch eine (teilweise) Finanzierung der Differenzkosten über öffentliche Haushalte können die Kosten der Industrie reduziert und die Verteilung der Lasten für die privaten Haushalte besser nach bestehenden gesellschaftlichen Gerechtigkeitsvorstellungen vorgenommen werden.

f) Altlastenfonds

Auch wenn für die Zukunft eine deutlich verbesserte Rahmenordnung für erneuerbare Energien geschaffen und damit die zukünftigen Zusatzbelastungen begrenzt werden, bleiben erhebliche Lasten aus bestehenden Anlagen. Die festen Einspeisevergütungen sind in der Regel für 20 Jahre garantiert. Um nicht nur eine Begrenzung des Anstiegs der EEG-Kosten für Verbraucher, sondern sogar eine Senkung zu erreichen, könnten die Zahlungsverpflichtungen aus dem alten EEG in einen Altlastenfonds übertragen werden, der über die nächsten 20 Jahre durch Steuermittel finanziert wird.

2) Reduktion der Stromsteuer**a) Langfristige Abschaffungsperspektive**

Das Zusammenspiel von Stromsteuer und europäischem Emissionshandel spricht dafür, die nationale Stromsteuer perspektivisch abzuschaffen. Das ökologische Ziel der Emissionsreduktion wird durch den Handel erreicht. Die externen Effekte werden durch die Bepreisung der Emissionen in der Mengensteuerung internalisiert. Daher ist eine Abschaffung der Zusatzsteuer perspektivisch ratsam. Einzig das fiskalische Ziel der Einnahmenerzielung bleibt als wichtiges Argument für die Steuer.

b) Vereinfachung der Ausnahmeregeln

Die heutige Ausgestaltung der Ausnahmeregeln für die Industrie ist kompliziert und inkompatibel zu den vergleichbaren Tatbeständen im EEG. Hier ist eine Vereinfachung anzustreben, beispielsweise durch Verzicht auf die Koppelung der Steuererstattung an die fiktive Ersparnis in der Rentenversicherung.

Aber auch bei den anderen Kostenbestandteilen müssen Reduktionsspielräume genutzt und Erhöhungsgefahren gemindert werden. Zu den Möglichkeiten gehören:

3) Netzentgelte / § 19-Umlage

a) *Grundlegende Reform der Netzentgeltesystematik*

Die Netznutzungsentgelte beinhalten bereits eine Leistungs- und eine Arbeitskomponente. Da jedoch die Netzkapazität ein zentraler Treiber der Infrastrukturkosten ist, wird die Kapazitätsbepreisung eine zunehmend wichtigere Rolle spielen müssen, das heißt der Nutzer bezahlt stärker dafür, überhaupt angeschlossen zu sein. Die Bepreisung der reinen Netznutzung rückt in den Hintergrund. Andererseits müsste dort, wo Kapazitätsengpässe auftreten, Netznutzung in Extremfällen besonders teuer werden, was für eine Spitzenlasttarifizierung beim Netz spricht.

b) *Abregelung der EE-Erzeugungsspitzen*

Durch die Abregelung von EE-Erzeugungsanlagen könnten die Leistungsspitzen beispielsweise von Photovoltaik und Windenergie(Onshore) reduziert und die maximale Belastung der Stromnetze verringert werden. Auch wenn ein solches Vorgehen nicht mit der aktuell geltenden rechtlichen Regelung (EEG, 2012) vereinbar ist, ist festzuhalten, dass durch diese Maßnahme der Ausbaubedarf in den deutschen Stromverteilernetzen deutlich reduziert werden kann (dena, 2012).

c) *Überprüfung der § 19-Umlage*

Der § 19 Abs 2 StromNEV ist weiterhin kritisch zu überprüfen, inwieweit er zu einer verursachergerechten und effizienten Verteilung der Netzkosten beiträgt oder er tatsächliche Anreize zu einem netzentlastenden Verbraucherverhalten liefert. Beispielsweise berücksichtigt die Genehmigung von reduzierten, individuellen Netzentgelten derzeit hauptsächlich, dass ein Nutzer nicht zur Spitzenlast beiträgt. Die Regelung könnte durch weitere Aspekte beispielsweise eine Komponente zur Abbildung regionaler Engpässe oder Vereinbarungen über Ab- und Zuschaltvereinbarungen erweitert werden. Damit könnten auch innerhalb des bestehenden Rechtsrahmens sukzessive Anreize zur effizienten Netznutzung und Kostenbeteiligung gesetzt werden

4) KWK-Umlage

a) *Kurzfristige Kostenkontrolle*

Es ist sicherzustellen, dass der vorgesehene Finanzierungsdeckel aufrecht erhalten bleibt. Dies muss insbesondere bei der Bewertung der Folgen der jüngsten Gesetzesnovellierungen beachtet werden.

b) *Langfristige Wettbewerbsintegration*

Langfristig gilt es ein Marktdesign zu entwerfen in dem sämtliche Erzeugungstechnologien im Wettbewerbs stehen, wobei das Ziel der CO₂-Reduktion (beispielsweise ausschließlich über den Emissionshandel) Berücksichtigung finden muss. In ein solches Marktdesign müssen sich erneuerbare Energien wie auch KWK-Technologien einfügen und sich als umweltschonende Optionen jenseits von Fördersystematiken einen Wettbewerbsvorteil verschaffen können.

5) Offshore-Umlage

a) *Mittelfristige Abschaffung*

Mittelfristig sollte die spezifische Haftungsbeschränkung abgeschafft und die Netzanbindung der Offshore-Windparks in das klassische Haftungsrecht überführt werden. So kann die Einheit von Handlung und Haftung wieder hergestellt werden. Ohne die akute Notwendigkeit, Investitionsblockaden bei der Anbindung der Offshore-Windparks aufzulösen, verlieren derartige Sondervorteile für eine bestimmte Form der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an Rechtfertigung.

b) *Kurzfristige Begrenzung*

Um den Übergang in die volle Haftung und damit die Abschaffung der Umlage einzuleiten, könnte mit einer schrittweisen Ausweitung der Haftungspflichten der beteiligten Akteure begonnen werden. Dies wäre mit einer Stabilisierung oder Senkung der Umlage verbunden.

6) Konzessionsabgabe

a) *Kostenübernahme durch Netzbetreiber*

Durch eine Kostenübernahme der Netzbetreiber ohne die explizite Möglichkeit der Weiterwälzung an die Kunden bekommt dieser ein Interesse an einer niedrigeren Abgabe, die er in Verhandlungen mit der Kommune durchsetzen könnte. Hierfür gibt es in einem bilateralen Monopol jedoch deutliche Grenzen. Im Rahmen der Anreizregulierung – zumindest für größere Netzbetreiber – könnte die Abgabe insofern berücksichtigt werden, das beispielsweise ein durchschnittlicher Wert als Bestandteil der Netzentgelte gelten kann, eine überdurchschnittliche Bezahlung aufgrund schlechter Verhandlungen jedoch nicht.

b) *Reduktion der Abgabe*

Eine tiefere Begründung für die Höhe der jeweiligen Obergrenzen für die Konzessionsabgabe ist nicht offensichtlich. Damit wäre auch eine diskretionäre Absenkung der Abgabe denkbar.

Mit solch einem Maßnahmenbündel könnten die Kosten der Verbraucher begrenzt und je nach politischer Ausgestaltung der Ansätze auch über das in den Szenarien skizzierte Maß abgesenkt werden. Für die Verbraucher bedeutet dies eine Entlastung, der natürlich andere Belastungen für öffentliche Haushalte in Bund und Kommunen, Steuerzahler und andere Beteiligte entgegengestellt werden müssen.

Literatur

Ang, B. W., 2004, Decomposition analysis for policymaking in energy: which is the preferred method?, in: Energy Policy, Vol. 32, Nr. 9 S. 1131–1139

Ang, B. W., 2005, The LMDI approach to decomposition analysis: a practical guide, in: Energy Policy, Vol. 33, Nr. 7, S. 867–871

Ang, B. W. / **Liu**, F. L., 2001, A new energy decomposition method: perfect in decomposition and consistent in aggregation, in: Energy, Vol. 26, S. 537–548

Ang, B. W. / **Liu**, F. L. / **Chew**, E. P., 2003, Perfect decomposition techniques in energy and environmental analysis, in: Energy Policy, Vol. 31, Nr. 14, S. 1561–1566

Bardt, Hubertus, 2012, Kohärenz und Effizienz in der Klima- und Energiepolitik, Köln

Bardt, Hubertus, 2013, Energieeffizienz der deutschen Industrie; in: IW Trends, Zeitschrift für empirische Wirtschaftsforschung 3/2013

Bardt, Hubertus / **Niehues**, Judith / **Techert**, Holger, 2012, Die Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland – Wirkungen und Herausforderungen des EEG, IW-Positionen Nr. 56, Köln

BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2013a, Erneuerbare Energien und das EEG. Zahlen, Fakten, Grafiken (2013), Berlin

BDEW, 2013b, BDEW-Strompreisanalyse Mai 2013, Berlin

BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie / **BMU** – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2012, Erster Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“, Berlin

Bundesnetzagentur / Bundeskartellamt, 2013, Monitoringbericht 2012, Bonn

Bundesnetzagentur, 2012, Stellungnahme zum Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, Bonn

Bundesregierung, 2012, Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, Berlin

dena – Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2012, Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, kurz: dena-Verteilnetzstudie, Berlin

DLR – Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt / **Fraunhofer IWES** – Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik / **IfnE** – Ingenieurbüro für neue Energien, 2012, Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Stuttgart/Kassel/Teltow

IAEA / UN / IEA / Eurostat / EEA, 2005, Energy Indicators for Sustainable Development: Guidelines and Methodologies, Wien

IE – Leipziger Institut für Energie GmbH, 2012, Entwicklung der Preise für Strom und Erdgas in Baden-Württemberg bis 2020, Leipzig

Konzessionsabgabenverordnung, 1992/2006 , Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (Konzessionsabgabenverordnung - KAV), Bonn/Berlin

Puls, Thomas, 2009, Externe Kosten am Beispiel des Straßenverkehrs, IW-Analysen Nr. 53, Köln

Puls, Thomas, 2013, Externe Kosten des Straßenverkehrs in Deutschland – Aufdatierung für 2010, Köln

Ströbele, Wolfgang / **Pfaffenberger**, Wolfgang / **Heuterkes**, Michael, 2012, Energiewirtschaft. Einführung in Theorie und Politik, München

Übertragungsnetzbetreiber, 2013a, Prognose der EEG-Umlage 2014 nach AusglMechV; Prognosekonzept und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber, Berlin

Übertragungsnetzbetreiber, 2013b, Datenbasis zur § 19 StromNEV Umlage 2014, Berlin

Übertragungsnetzbetreiber, 2013c, 7. Stromnetzentgeltverordnung vom 25.08.2013: Entwicklung der § 19 Umlage für LV-Kategorie A und A', Berlin

Übertragungsnetzbetreiber, 2013d, Neue Netze für neue Energien, NeP und O-NeP 2013: Erläuterungen und Überblick der Ergebnisse, Berlin

Übertragungsnetzbetreiber, 2013e, Entwicklung der Förderung nach dem KWK-G im Zeitraum 2002 – 2017, Berlin

Übertragungsnetzbetreiber, 2013f, Datenbasis zum KWK-G, Berlin

Übertragungsnetzbetreiber, 2013g, Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz: Entwicklung der KWK Aufschläge für LV-Kategorie A und B, Berlin

Verivox, 2012, Netzentgelte treiben Strompreise auf Rekordwerte, Pressemitteilung vom 18.10.2012, <http://www.verivox.de/presse/netzentgelte-treiben-strompreise-auf-rekordwerte-89800.aspx>, zuletzt abgerufen am: 30.10.2013