

Der Kronberger Kreis, wissenschaftlicher Beirat der Stiftung Marktwirtschaft, fordert einen energiepolitischen Neustart in Deutschland. Bei Fortführung des Status quo drohen ansonsten die drei energiepolitischen Oberziele – Umwelt- und Klimaschutz, Versorgungssicherheit sowie Kosteneffizienz – weit verfehlt zu werden. Damit aber wäre der deutsche Sonderweg in der Energiepolitik eher abschreckendes Beispiel als internationales Vorbild im Kampf gegen den Klimawandel.

Als überlegenes klimapolitisches Instrument empfiehlt der Kronberger Kreis eine Stärkung und Ausweitung des internationalen CO<sub>2</sub>-Emissionshandels und die Abschaffung des EEG. Sollte die Politik dazu die Kraft nicht finden, müssen angesichts der systemimmanenten Mängel des EEG alternative, marktkonforme Reformen angedacht werden. Hierfür empfiehlt der Kronberger Kreis ein zertifikatebasiertes Grünstrom-Quotenmodell nach schwedischem Vorbild. Um effiziente Standortentscheidungen für Kraftwerke zu induzieren sowie einen effizienten Netzausbau zu befördern, sollten zudem geographisch differenzierte Preise im Stromgroßhandel oder aber geographisch differenzierte Netzentgelte auf der Erzeugerseite eingeführt werden. Aus heutiger Sicht nicht erforderlich ist hingegen die – immer wieder geforderte – Einführung eines Kapazitätsmechanismus für konventionelle Kraftwerke.

„Mehr Mut zum Markt“ lautet die Devise des Kronberger Kreises, dem wissenschaftlichen Beirat der Stiftung Marktwirtschaft. Der 1982 gegründete Kronberger Kreis entwickelt ordnungspolitische Reformkonzepte, mit dem Ziel, die freiheitliche Ordnung in Deutschland und Europa weiterzuentwickeln. Den Staat sieht er als Regelsetzer und Schiedsrichter, nicht als Mitspieler und „Übervater“. Mit seinen Konzepten prägt der Kronberger Kreis seitdem die wirtschaftspolitische Diskussion mit.

ISBN 3-89015-117-5

58

## Neustart in der Energiepolitik jetzt!



Neustart in der Energiepolitik jetzt!

### Kronberger Kreis

Lars P. Feld, Clemens Fuest, Justus Haucap,  
Heike Schweitzer, Volker Wieland, Berthold U. Wigger

# **Neustart in der Energiepolitik jetzt!**

**Kronberger Kreis**

Lars P. Feld, Clemens Fuest, Justus Haucap,  
Heike Schweitzer, Volker Wieland, Berthold U. Wigger

Gefördert durch die informedia-Stiftung,  
Gemeinnützige Stiftung für Gesellschaftswissenschaften  
und Publizistik, Köln

Bibliographische Information der Deutschen Bibliothek  
Die Deutsche Bibliothek verzeichnet diese Publikation in der  
Deutschen Nationalbibliographie; detaillierte bibliographische  
Daten sind im Internet über <http://ddb.de> abrufbar.

© 2014

Stiftung Marktwirtschaft (Hrsg.)  
Charlottenstraße 60  
10117 Berlin  
Telefon: +49 (0)30 206057-0  
Telefax: +49 (0)30 206057-57  
[www.stiftung-marktwirtschaft.de](http://www.stiftung-marktwirtschaft.de)

ISBN: 3-89015-117-5

Titelfoto: © Coloures-Pic-Fotolia.com

	Executive Summary	5
I	Worum es geht	9
II	Ziele der Energiepolitik	11
III	Analyse der aktuellen Situation	17
	3.1 Befund I: Die Energiekosten laufen aus dem Ruder	17
	3.2 Befund II: Das EEG hilft dem Klimaschutz so gut wie gar nicht	33
	3.3 Regionale Versorgungssicherheit und Notwendigkeit zum Netzausbau	36
	3.4 Nationale Versorgungssicherheit	39
IV	Was ist zu tun?	43
	4.1 Worum soll es gehen? Konkretisierung und Priorisierung der Ziele	43
	4.2 Es geht billiger: Die marktbasierende Förderung erneuerbarer Energien	46
	4.2.1 Option 1: Stärkung des EU ETS und Abschaffung des EEG	46
	4.2.2 Option 2: Verpflichtende Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien zum Börsenpreis plus X	49
	4.3 Kapazitätsmärkte sind nicht notwendig	59
	4.3.1 Vorbemerkung	59
	4.3.2 Das aktuelle deutsche Marktsystem: Der Energy-Only-Markt	60
	4.3.3 Gibt es ein Marktversagen?	61
	4.3.4 Schlussfolgerungen zu Kapazitätsmechanismen	69
	4.4 Netzregulierung	71
	4.4.1 Die Problematik	71
	4.4.2 Der Status quo	74
	4.4.3 Mögliche Abhilfen bei Netzengpässen	75
	4.4.4 Ausdifferenzierung der Netzentgelte (G-Komponente)	79
	4.4.5 Abwägung der Vor- und Nachteile von Market Splitting und G-Komponente	82
V	Fazit und Empfehlungen	85
	Literaturverzeichnis	88

## Executive Summary

Deutschland hat mit der Energiewende einen internationalen Sonderweg in der Energiepolitik eingeschlagen. Die mit diesem Sonderweg verbundenen Ziele sind vielfältig und werden von verschiedenen Interessen- und Anspruchsgruppen sehr unterschiedlich interpretiert. Der Gesetzgeber hat die drei Ziele Umwelt- und Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Preisgünstigkeit als Oberziele ausgegeben.

Mit messbaren Zielvorgaben verbunden sind in diesem energiepolitischen Ziel-dreieck jedoch nur diverse umwelt- und klimapolitische Unterziele. Für die Ziele Versorgungssicherheit und Preisgünstigkeit fehlt es an jeglichen messbaren Zielvorgaben. Welcher Preisanstieg für welche Energieverbraucher noch als akzeptabel eingestuft wird, ist ebenso unklar wie die konkreten Ziele im Bereich der Versorgungssicherheit. Wie Theorie und Praxis zeigen, drohen Ziele, für die es keine messbaren Zielvorgaben gibt, vernachlässigt zu werden. Bundesregierung und gesetzgebende Körperschaften werden daher aufgerufen, sich auch für die beiden Ziele Versorgungssicherheit und Preisgünstigkeit auf messbare Zielgrößen zu verständigen, an denen sich der Erfolg der Energiewende messen lässt.

Das Einhalten der Ziele im Bereich der Versorgungssicherheit und der Preisgünstigkeit ist nicht nur sui generis wichtig, um die Akzeptanz für die Energiewende nicht zu gefährden, sondern vor allem aus Klimaschutzgründen selbst. Nur wenn die Energiewende in Deutschland als gelungenes Beispiel für einen Umstieg zu einer CO<sub>2</sub>-armen Energieversorgung gilt, darf man überhaupt auf Nachahmer hoffen. Eine mit Kostenexplosionen und Versorgungsunsicherheiten verbundene Energiewende wird hingegen international nicht vorbildlich wirken, sondern abschreckend. Jüngste Reaktionen aus Ländern wie Australien lassen befürchten, dass dies mehr als nur eine theoretische Überlegung ist. Wirkt aber die Energiewende in Deutschland als abschreckendes Beispiel für andere Nationen, dann wird die Energiewende nicht nur nichts für den internationalen Klimaschutz bewirken. Vielmehr würde dann mit der Energiewende sogar das Gegenteil von dem bewirkt, was eigentlich beabsichtigt ist. Andere Staaten werden in ihren Klimaschutzbemühungen nachlassen oder diese ganz aufgeben, wenn ein technisch und wirtschaftlich so entwickeltes Land wie Deutschland demonstriert hat, dass eine Energiewende ohne große Kollateralschäden nicht möglich ist. Die Demonstration, dass die Energiewende nicht mit überbordenden Preisen, Versorgungsunsicherheiten, Wachstumseinbußen und Arbeitsplatzverlusten einhergehen muss, ist also auch aus Klimaschutzgründen essentiell.

Das beste Instrument für einen wirksamen Klimaschutz ist ein möglichst umfassendes Emissionshandelssystem, wie es im EU ETS angelegt ist. Durch den Emissionshandel werden die externen Kosten der Emission von Treibhausgasen internalisiert und zugleich Anreize gesetzt, Treibhausgase dort zu vermeiden, wo dies kostengünstig möglich ist. Ein solches klimapolitisches Instrument ist hochgradig kompatibel mit Markt- und Wettbewerbsmechanismen. Die Kritik am EU ETS hingegen reflektiert in Teilen eine paradoxe Situation: Während es über das EU ETS gelingt, die CO<sub>2</sub>-Emissionen wie gewünscht zu reduzieren, und dies offensichtlich sogar deutlich günstiger ist als erwartet, wird Letzteres von einigen Kommentatoren als Funktionsmangel des EU ETS angesehen. In krassm Gegensatz dazu gelingt es in Deutschland trotz geradezu explodierender EEG-Kosten nicht, den CO<sub>2</sub>-Ausstoß zu drosseln (vgl. Abschnitt 3.2). Dennoch wird das EEG von nicht wenigen Interessengruppen als großer Erfolg gefeiert, an dem sich andere Staaten orientieren mögen. Von einer vernunftgeleiteten und verantwortungsbewussten Politik ist dies weit entfernt.

Verbesserungspotenziale hat das EU ETS aber gleichwohl. Zum einen sollte die Politik dafür Sorge tragen, frühzeitig die Rahmenbedingungen für den Emissionshandel nach 2020 festzulegen. Zum anderen sollten die Bemühungen verstärkt werden, weitere Staaten und Sektoren – hier vor allem den Wärmemarkt und den Verkehrssektor – in das EU ETS einzubeziehen.

Erst wenn die Politik die Kraft nicht findet, den Emissionshandel zum primären Instrument des Klimaschutzes zu machen, sollten Alternativen in Betracht gezogen werden. Das EEG leidet dabei unter zahlreichen gravierenden systemimmanenten Mängeln. Aufgrund der fehlenden Kopplung mit dem EU ETS verfehlt es seine klimaschützende Wirkung. Der CO<sub>2</sub>-Ausstoß wird zwar in Europa verlagert, nicht aber verringert. Der fehlende Wettbewerb im Bereich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und das System der jahrzehntlang fixierten Einspeisevergütungen führen zu einer „Produce and Forget“-Mentalität und mangelndem Verantwortungsbewusstsein bei den Erzeugern, die von den Festvergütungen profitieren. Kritisch ist daher ein möglichst rascher und umfassender Übergang zur verpflichtenden Direktvermarktung. Die bisherigen Vorhaben der Bundesregierung sind in dieser Richtung zu langsam und zu mutlos.

Der Übergang zu einer umfassenden verpflichtenden Direktvermarktung könnte am besten in einem zertifikatebasierten Quotenmodell nach schwedischem Vorbild realisiert werden, bei dem Energieversorger verpflichtet werden, eine vorgegebene Quote des von ihnen vertriebenen Stroms aus erneuerbaren

Quellen zu beziehen. Das Beschaffungsmanagement und die Vertragsgestaltung würden dabei komplett den Marktakteuren und damit dem Wettbewerb überlassen. Nur ein solches zertifikatebasiertes Quotensystem stellt sicher, dass sich nicht nur effiziente Technologien durchsetzen, sondern auch ein effizientes Beschaffungsmanagement. Gerade der Wettbewerb der Vertragsformen wird bei Auktions- und Marktprämienmodellen verhindert, wengleich selbst diese Modelle durch den Schritt zur Direktvermarktung schon erhebliche Vorteile gegenüber dem bisherigen EEG bieten.

Nicht erforderlich sind aus heutiger Perspektive Kapazitätzahlungen für konventionelle Kraftwerke. Der Strommarkt ist durch massive Überkapazitäten gekennzeichnet, sodass die Stilllegung von Kapazitäten geradezu ein Zeichen für das Funktionieren des Marktes ist und nicht für sein Versagen. Ein systematisches Marktversagen ist im sog. Energy-Only-Markt nicht zu erkennen. Wie internationale Erfahrungen zeigen, droht die Einführung von Kapazitätsmechanismen hingegen ein neues Einfallstor für die Einflussnahme von Partikularinteressen zu öffnen, sodass das Marktdesign in aller Regel nicht stabil ist, sondern häufigen Änderungen unterliegt. Zudem verhindern Kapazitätsmechanismen tendenziell, dass Flexibilitätsmöglichkeiten auf der Nachfrageseite genutzt oder erst geschaffen werden. Wenn überhaupt, sollten Kapazitätsmechanismen nicht national angelegt werden, sondern grenzüberschreitend.

Um schließlich effiziente Standortentscheidungen für Kraftwerke zu induzieren sowie einen effizienten Netzausbau zu befördern, sollten geographisch differenzierte Preise im Stromgroßhandel (Market Splitting) oder aber geographisch differenzierte Netzentgelte auf der Erzeugerseite (Stichwort: G-Komponente) eingeführt werden. Sowohl für das Market Splitting als auch für die G-Komponente lassen sich Vor- und Nachteile identifizieren. Gemeinsam ist beiden Ansätzen das ökonomisch sehr sinnvolle Anliegen, über eine geographische Differenzierung von Preisen oder Entgelten sowohl Anreize für eine effiziente Entscheidung von Kraftwerkstandorten und -laufzeiten als auch für einen effizienten Netzausbau zu schaffen.

## I Worum es geht

1. Vor der Bundestagswahl hatte Bundeskanzlerin Angela Merkel eine grundlegende Reform des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Kurztitel Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG) angekündigt.<sup>1</sup> Und auch nach der Wahl hat die Kanzlerin die Reform des ordnungspolitischen Rahmens, in dem die Energiewende stattfinden soll, als *das* große Projekt der neuen Koalition bezeichnet, an dem die Koalition sich messen lassen will.<sup>2</sup>

2. In der Tat hat der neue Wirtschafts- und Energieminister Sigmar Gabriel bereits am 21. Januar 2014 Eckpunkte für eine Reform des EEG vorgelegt.<sup>3</sup> Ein wesentliches Ziel der Reform bestehe darin, „die bisherige Kostendynamik des EEG zu durchbrechen und so die Steigerung der Stromkosten für Stromverbraucher zu begrenzen.“ Darüber hinaus sollen kurz- und mittelfristig folgende Themen angegangen werden: „die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit, die Entwicklung eines zukunftsfähigen Strommarktdesigns, die Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für die Kraft-Wärme-Kopplung, die Umsetzung der europäischen Energieeffizienz-Richtlinie, die Weiterentwicklung der Netzreserve, die Modernisierung der Verteilernetze und die weitere Beschleunigung des Netzausbaus sowie die Vollendung des Energiebinnenmarkts.“

3. Die in dem Eckpunktepapier formulierten Ziele sind durchaus begrüßenswert. Teilweise gehen die angekündigten Maßnahmen, mit denen die Ziele erreicht werden sollen, jedoch in die falsche Richtung. Sofern die Maßnahmen in die richtige Richtung weisen, sind sie zu zögerlich. Das energiepolitische Programm ist nach wie vor überaus dirigistisch angelegt. Markt und Wettbewerb spielen noch immer so gut wie keine Rolle, fast alles soll ganz genau staatlich vorgegeben werden. Die Förderung der erneuerbaren Energien bleibt technologiespezifisch, wettbewerbliche Elemente sollen erst 2017 eingeführt werden. Gepaart werden sollen die technologiespezifischen Einspeisevergütungen nun – mit Ausnahme von Wasserkraft und Geothermie – mit technologiespezifischen Ausbaupfaden, welche die Zubaumenge vorgeben sollen. Wer wann wo wie und wie viel Strom

<sup>1</sup> Vgl. etwa FAZ vom 12.06.2013: Kanzlerin strebt Ökostrom-Reform an: Merkel für Zügelung der erneuerbaren Energien, <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/kanzlerin-strebt-oekestrom-reform-an-merkel-fuer-zuegelung-der-erneuerbaren-energien-12219547.html> oder Focus Online vom 20.08.2013:

[http://www.focus.de/finanzen/news/wirtschaftsticker/unternehmen-merkel-kuendigt-eeeg-reform-nach-der-bundestagswahl-an\\_aid\\_1076115.html](http://www.focus.de/finanzen/news/wirtschaftsticker/unternehmen-merkel-kuendigt-eeeg-reform-nach-der-bundestagswahl-an_aid_1076115.html)

<sup>2</sup> Siehe Podcast der Bundeskanzlerin vom 09.11.2013,

<http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Podcast/2013/2013-11-09-Video-Podcast/2013-11-09-Video-Podcast.html>

<sup>3</sup> Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014).

produzieren und verbrauchen soll – das alles soll also zentral geplant werden, so wohl die Grundidee der Bundesregierung. Verbote, Dirigismus und Bevormundungen werden gepaart mit üppigen Subventionen und einer gigantischen Umverteilungsmaschinerie. Die mangelnde Transparenz dieser unsystematischen Umverteilung ist ein Einfallstor für die Durchsetzung von Lobbyinteressen.

4. Des Weiteren sollen die Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien neu verteilt werden, indem die bisherigen Ausnahmeregeln geändert und der Strom aus Eigenerzeugung mit der EEG-Umlage belegt werden soll.

5. Wenngleich die geplante Reform – nach der Schockstarre und Tatenlosigkeit der vorherigen Bundesregierung – die bisher größte Reform des EEG sein dürfte und in Teilen in die richtige Richtung geht, so ist dennoch wenig Gutes an diesen energiepolitischen Vorhaben der Bundesregierung auszumachen: Eine ernsthafte Reform des EEG wird bis 2017 vermieden. Selbst vor einer Verpflichtung für sämtliche neuen Anlagen, erzeugten Strom sofort selbst zu vermarkten, schreckt man zurück. Stattdessen sollen fast alle Anlagen zur Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien weiterhin auf Kosten der Verbraucher alimentiert werden, nur noch ausdifferenzierter als heute. Insgesamt soll der Systemwechsel sehr langsam und graduell erfolgen.

6. Diese Politik wird wohl kaum Arbeitsplätze und Wertschöpfung in Deutschland sichern, wie im Koalitionsvertrag zu lesen ist,<sup>4</sup> sondern vielmehr eine dauerhafte Verlagerung von Arbeitsplätzen und Wertschöpfung ins Ausland riskieren. Auch für den Klimaschutz wird wenig getan. Eine automatische Rückkopplung zwischen dem Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und der 2009 festgelegten europaweiten CO<sub>2</sub>-Obergrenze ist nach wie vor nicht geplant. Die Vorschläge von Monopolkommission, Sachverständigenrat, Expertenkommission für Forschung und Innovation und anderen Experten finden bisher wenig Gehör. Dabei ist es höchste Zeit für eine wirklich grundlegende Reform der energiepolitischen Rahmenbedingungen. Stattdessen droht es bei Flickschusterei und einem Herumdoktern an Symptomen zu bleiben.

<sup>4</sup> Siehe CDU/CSU/SPD (2013), S. 50.

## II Ziele der Energiepolitik

7. Die Energiepolitik agiert in einem Zieldreieck von (1) Umwelt- und Klimaschutz, (2) Versorgungssicherheit und (3) Wirtschaftlichkeit bzw. Preisgünstigkeit und damit wettbewerbsfähigen Energiepreisen für die deutsche Industrie. Diese Ziele sind in § 1 Abs. 1 des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Kurztitel: Energiewirtschaftsgesetz, EnWG) angelegt, welcher seit dem 04.08.2011 lautet: „Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht.“ In § 1 Abs. 2 EnWG wird hinzugefügt: „Die Regulierung der Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze dient den Zielen der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas und der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen.“ Und § 1 Abs. 3 EnWG ergänzt den Zielkatalog wie folgt: „Zweck dieses Gesetzes ist ferner die Umsetzung und Durchführung des Europäischen Gemeinschaftsrechts auf dem Gebiet der leitungsgebundenen Energieversorgung.“

8. Das 1998 eingeführte Ziel der Umweltverträglichkeit wird als einziges der Ziele im EnWG näher definiert. Nach § 3 Abs. 33 EnWG bedeutet Umweltverträglichkeit, „dass die Energieversorgung den Erfordernissen eines nachhaltigen, insbesondere rationellen und sparsamen Umgangs mit Energie genügt, eine schonende und dauerhafte Nutzung von Ressourcen gewährleistet ist und die Umwelt möglichst wenig belastet wird. Der Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbaren Energien kommt dabei besondere Bedeutung zu.“ Die anderen im EnWG angelegten Ziele sind dagegen nicht weiter im Gesetz konkretisiert. Im EnWG ist keine Priorität für bestimmte Zielsetzungen angelegt, sodass, formal gesehen, keine Zielhierarchie besteht.<sup>5</sup>

9. Die Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ moniert in ihrer Stellungnahme<sup>6</sup> zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011, dass selbst innerhalb der umwelt- und klimapolitischen Ziele der Energiewende keine Zielhierarchisierung bestehe, obgleich es eine umfassende Liste von Zielen der Energiewende gebe. Wie die

<sup>5</sup> Zur Kritik daran siehe schon Eickhof und Holzer (2006).

<sup>6</sup> Vgl. Löschel et al. (2012), S. 5ff.

Expertenkommission ausführt, scheint das Energiekonzept der Bundesregierung vor allem durch zwei Oberziele bestimmt zu sein: die Senkung der Treibhausgasemissionen um 40% bis zum Jahr 2020 und der Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022.

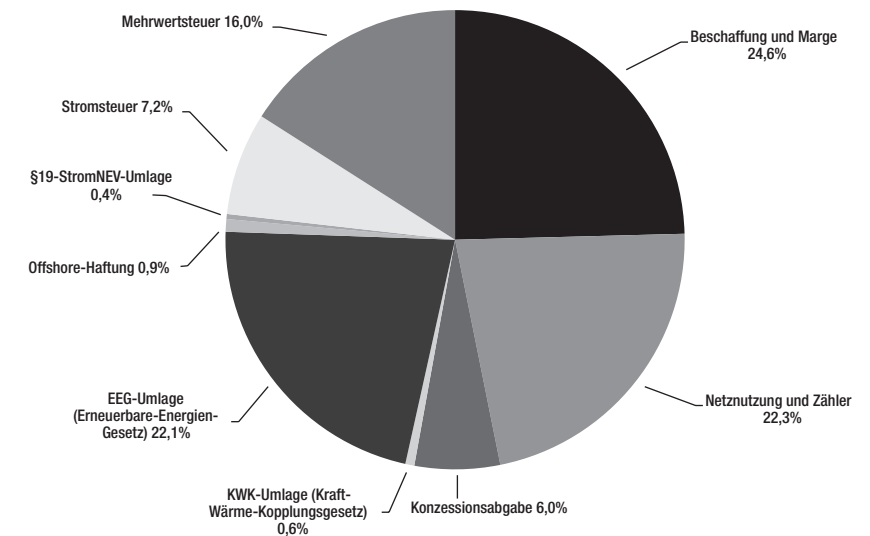
10. Im Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung werden die drei Ziele des energiepolitischen Dreiecks – Klima- und Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit – als gleichrangig eingestuft,<sup>7</sup> faktisch werden aber im Koalitionsvertrag nur in Bezug auf Klima- und Umweltschutz explizite (und recht detaillierte) Zielvorgaben gemacht, während für die Ziele (2) Versorgungssicherheit und (3) Bezahlbarkeit jedwede Zielvorstellung fehlt. Dies legt den Schluss nahe, dass die beiden letztgenannten Ziele nicht sonderlich ernst genommen werden. Ist ein Preis von 30 Cent/kWh oder gar von 40 Cent/kWh noch akzeptabel? Ist eine EEG-Umlage von 8 Cent/kWh oder von 10 Cent/kWh vertretbar? Wie teuer darf die Förderung der erneuerbaren Energien pro Jahr sein? 30 Mrd. Euro oder gar 50 Mrd. Euro? Hier fehlen ebenso klare Vorstellungen wie hinsichtlich tolerierbarer Versorgungsunterbrechungen oder anderer Maße für die Versorgungssicherheit. Was aber nicht gemessen wird, wird letztlich ignoriert, so eine Erfahrung aus Management und Politik.

11. Neben den offiziellen Zielen der Energiepolitik spielen weitere Ziele eine wesentliche Rolle. Dies sind zum einen fiskalische Ziele, da Bund, Länder und Kommunen durch diverse Steuern und Abgaben einen erheblichen Anteil am Strompreis haben. Während die Kommunen insbesondere durch Konzessionsabgaben für Wegerechte Einnahmen erzielen, ist dies bei Bund und Ländern die Stromsteuer und die Mehrwertsteuer. Diese Steuern und Abgaben werden 2014 fast 30% des Strompreises für Privatkunden ausmachen. Gemeinsam mit den ebenfalls staatlich induzierten, wenngleich nicht in öffentlichen Haushalten vereinnahmten Umlagen sind über 50% des Strompreises für private Haushalte staatlich verursacht, wie Abbildung 1 illustriert. Berücksichtigt man zudem, dass die Netznutzungsentgelte einer behördlichen Regulierung unterliegen, wird nur etwas mehr als ein Viertel des Strompreises für Privathaushalte durch Marktkräfte determiniert.

12. Neben dem energiepolitischen Zieldreieck und den offensichtlichen fiskalischen Zielen spielen in der Energiepolitik schon immer industriepolitische Ziele

<sup>7</sup> Vgl. CDU/CSU/SPD (2013), S. 50. Dort heißt es wörtlich: „Die Ziele des energiepolitischen Dreiecks – Klima- und Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit – sind für uns gleichrangig.“

Abbildung 1: Zusammensetzung des Strompreises für Privatkunden 2014



Quelle: Verivox (2014), <http://www.verivox.de/themen/strompreiszusammensetzung/>.

eine bedeutende Rolle. Verwiesen sei hier z. B. auf die Ministererlaubnis im Zusammenschlussfall EON/Ruhrgas<sup>8</sup> oder auf explizite Initiativen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie zur Förderung des Exports von erneuerbaren Energietechnologien<sup>9</sup> und von energieeffizienten Produkten durch die Exportinitiative Energieeffizienz.<sup>10</sup>

13. Auf Ebene der Europäischen Union spielen insbesondere die Ziele des Wettbewerbs sowie, eng damit verbunden, der Schaffung eines Binnenmarktes für Energie, also die europäische Marktintegration im Energiebereich, eine hervorgehobene Rolle.<sup>11</sup> Zudem spezifiziert Art. 194 Abs. 1 des Vertrages über die

<sup>8</sup> Vgl. Monopolkommission (2002).

<sup>9</sup> Vgl. <http://www.exportinitiative.de> (abgerufen am 04.03.2014).

<sup>10</sup> Vgl. <http://www.efficiency-from-germany.info> (abgerufen am 04.03.2014).

<sup>11</sup> Zwar ist der Schutz des Wettbewerbs, anders als noch im Vertrag von Lissabon (Art. 3 Abs. 1 lit. g EGV), nicht mehr explizites Ziel im Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV), da Art. 3 Abs. 1 lit. b AEUV Wettbewerb nur noch als Mittel zum Zweck definiert. Ein rechtsverbindliches Protokoll zum EUV und AEUV (ABIEG 2008 C 115/209) bekräftigt nahezu wortgleich mit Art. 3 Abs. 1 lit. g EGV aber den Wettbewerbsschutz als Ziel und Grundlage legislativer Maßnahmen der Europäischen Union.



Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) die folgenden vier Ziele für die europäische Energiepolitik: „(a) Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarkts, (b) Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit in der Union, (c) Förderung der Energieeffizienz und von Energieeinsparungen sowie Entwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen und (d) Förderung der Interkonnektion der Energienetze.“ Das Ziel freien und unverfälschten Wettbewerbs ist hier nicht explizit aufgeführt, ist aber aus der „Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarkts“ abzuleiten. Das Ziel der Marktintegration ist durch die Förderung der Interkonnektion der Netze erfasst.

14. Neben diesen europäischen Zielen ist in Art. 194 Abs. 2 AEUV zudem festgehalten, dass die Kompetenz zur Festlegung des nationalen Energiemixes weiterhin bei den Mitgliedstaaten liegt. Wörtlich heißt es in Art. 194 Abs. 2 Satz 3 AEUV, dass durch die Verträge nicht das Recht der Mitgliedstaaten berührt sei, „die Bedingungen für die Nutzung seiner Energieressourcen, seine Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung zu bestimmen.“

15. Das Recht der Mitgliedstaaten, über den eigenen Energiemix zu entscheiden, beschränkt sich auf die Möglichkeit, die Bedingungen für die Produktion verschiedener Energiequellen zur Stromerzeugung im Inland festzulegen. Ein Recht zur Beschränkung des europäischen Binnenmarktes für Strom folgt daraus nicht. De facto ergibt sich der Energiemix daher im (grenzüberschreitenden) Wettbewerb. Trifft beispielsweise Frankreich (Polen) die Entscheidung, verstärkt auf Strom aus Kernenergie (Kohlekraft) zu setzen, und werden durch den Ausbau von Interkonnektoren zugleich die nationalen Stromnetze verbunden und so die Voraussetzungen für eine Marktintegration geschaffen, so kann der deutsche Gesetzgeber nicht festlegen, aus welchen Quellen der Strom stammt, den deutsche Verbraucher beziehen. Auch kann der deutsche Gesetzgeber kein Unternehmen in Deutschland darin hindern, einen Stromversorgungsvertrag mit einem französischen oder polnischen Anbieter zu schließen. Das Recht der Mitgliedstaaten aus Art. 194 Abs. 2 S. 3 AEUV, „die Bedingungen für die Nutzung seiner Energieressourcen, seine Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung zu bestimmen“, verliert damit faktisch erheblich an Bedeutung. Ob sich die im Inland festgelegten Bedingungen für die Nutzung verschiedener Energieressourcen in einem Wettbewerbsmarkt durchsetzen, muss den Wettbewerbskräften überlassen bleiben. Keinesfalls kann Art. 194 Abs. 2

AEUV so ausgelegt werden, dass die Mitgliedstaaten dazu ermächtigt wären, die einheimische Energieerzeugung vor ausländischer Konkurrenz zu schützen.<sup>12</sup>

16. Zwischen den zahlreichen und komplexen Zielen der Energiepolitik bestehen dennoch Konflikte. So sind Klima- und Umweltschutz sowie Versorgungssicherheit nicht kostenlos und stehen in einem offenkundigen Spannungsverhältnis zum Ziel der Preisgünstigkeit. Hier gilt es eine Balance zu finden. Da allerdings weder die Ziele priorisiert noch die beiden Ziele Versorgungssicherheit und Preisgünstigkeit quantitativ messbar und überprüfbar vorgegeben werden, ist davon auszugehen, dass diese beiden Ziele im politischen Raum faktisch nur eine geringe Bedeutung haben. Ein erkennbares Verfehlen der Ziele ist mangels messbarer Vorgaben gar nicht möglich.

17. Bei einer Vernachlässigung der Ziele Preisgünstigkeit und Versorgungssicherheit droht aber die Akzeptanz der Energiepolitik bei den Bürgerinnen und Bürgern ebenso wie bei Unternehmen und Gewerkschaften zu leiden. Zudem ist es geradezu naiv zu vermuten, die Energiewende würde international Nachahmer finden, wenn in Deutschland demonstriert werden sollte, dass eine solche Energiewende ein äußerst kostspieliges Vorhaben ist, das sich, wenn überhaupt, nur sehr wohlhabende Volkswirtschaften leisten können. Liegt ein Ziel darin, eine Vorbildfunktion zu übernehmen und Nachahmer zu finden, wird dies sicher nicht gelingen, wenn die Energiewende mit einem Kosten-Tsunami (sowie einem steigenden CO<sub>2</sub>-Ausstoß, dazu unten mehr) in Verbindung gebracht wird.<sup>13</sup>

<sup>12</sup> Vgl. etwa Calliess (2011) sowie sehr detailliert Hackländer (2010), S. 145–158 sowie S. 198–206.

<sup>13</sup> Siehe Frondel, Ritter und Schmidt (2010). Australien begründet seine Abkehr von der Energiewende zurück zu fossilen Energieträgern bereits mit dem schlechten deutschen Beispiel.

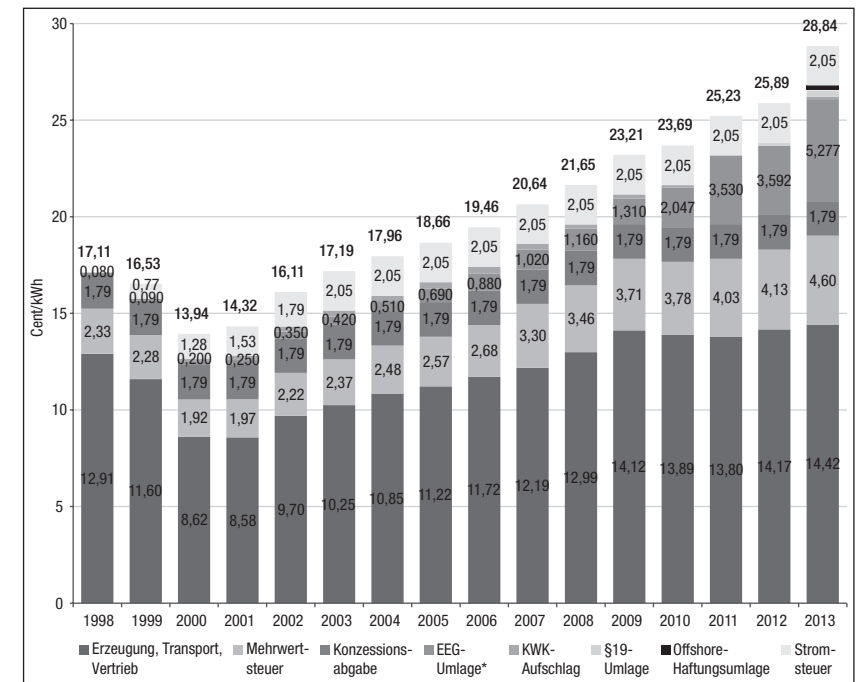
### III Analyse der aktuellen Situation

#### 3.1 Befund I: Die Energiekosten laufen aus dem Ruder

18. Im Zentrum der öffentlichen Kritik stehen in jüngster Zeit insbesondere die steigenden Strompreise und somit die Energiekosten insbesondere für private Haushalte. Im Eckpunktepapier des Bundesministers für Wirtschaft und Energie zur Reform des EEG wird als wesentliches Ziel explizit genannt, „die bisherige Kostendynamik des EEG zu durchbrechen und so die Steigerung der Stromkosten für Stromverbraucher zu begrenzen.“ Wie Abbildung 2 zeigt, sind die durchschnittlichen Strompreise für Privathaushalte seit dem Jahr 2000 in der Tat

**Abbildung 2:** Entwicklung des Strompreises für Haushaltskunden seit 1998

Durchschnittlicher Strompreis eines Drei-Personen-Haushaltes in Cent/kWh  
(Jahresverbrauch von 3.500 kWh)



\* ab 2010 Anwendung AusgleichMechV.

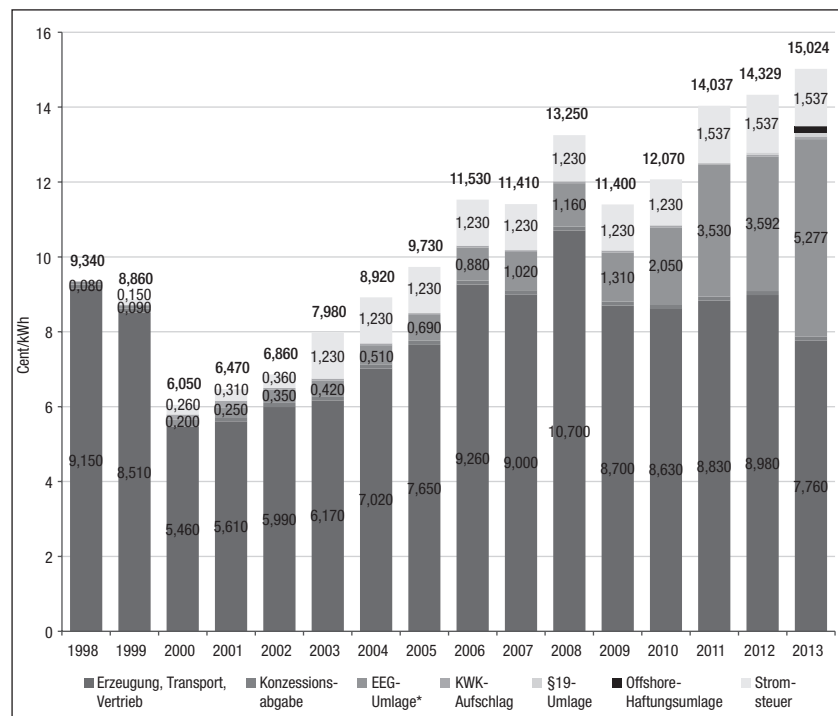
Quelle: BDEW (2014), Stand: 10/2013.

kontinuierlich gestiegen, nachdem die Strompreise mit der Marktliberalisierung 1998 in den beiden Folgejahren insgesamt um fast 20% gefallen waren.

19. Seit 2000 hat sich jedoch der Strompreis für Privatkunden nominell mehr als verdoppelt. Eine ganz ähnliche Entwicklung haben dementsprechend die aggregierten Letztverbraucherausgaben für Elektrizität genommen.<sup>14</sup> Ihr Anteil am Bruttoinlandsprodukt ist von 2000 bis 2011 von 1,7% auf 2,5% gestiegen, das entspricht einem Anstieg von etwa 50%.<sup>15</sup> Strom ist nicht nur absolut,

Abbildung 3: Entwicklung des Strompreises für die Industrie seit 1998

Durchschnittlicher Strompreis für die Industrie in Cent/kWh, inkl. Stromsteuer (Jahresverbrauch 160 bis 20.000 MWh) (Mittelspannungsseitige Versorgung; Abnahme 100kW/1.600h bis 4.000kW/5.000h)



\* ab 2010 Anwendung AusgleichMechV.

Quellen: BDEW (2014), Stand: 10/2013.

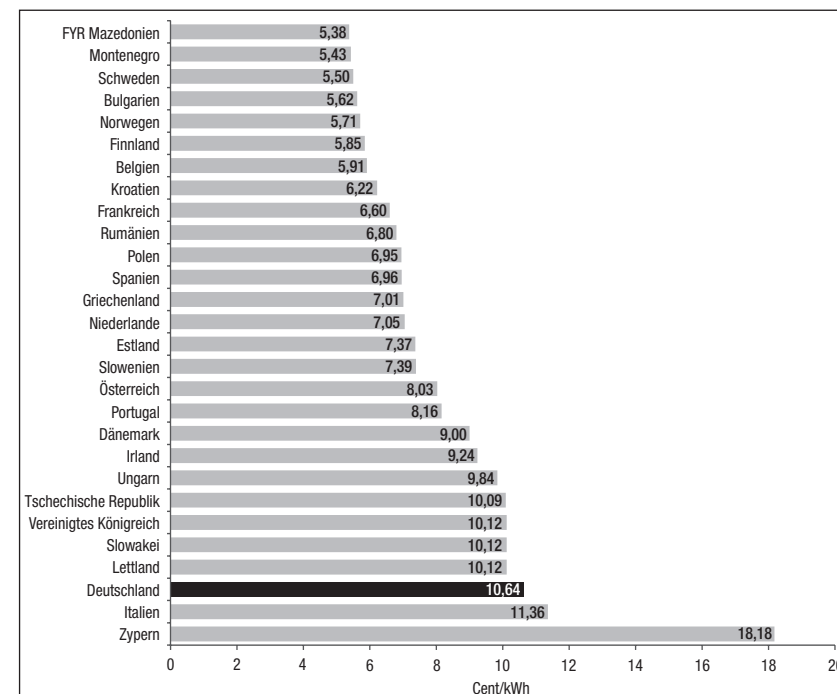
14 Vgl. Löschel et al. (2012), Abb. 7-1, S. 100.

15 Vgl. Löschel et al. (2012), Abb. 7-2, S. 101.

sondern auch im Verhältnis zu anderen Gütern und Dienstleistungen erheblich teurer geworden. Nominell sind die gesamten Ausgaben für Elektrizität im Zeitraum von 2000 bis 2011 von 34 Mrd. Euro auf 63,3 Mrd. Euro angestiegen.<sup>16</sup>

20. Für den Großteil der Gewerbekunden sieht die Preisentwicklung ähnlich aus wie die der Haushaltskunden, wenngleich auf niedrigerem Niveau (vgl. Abbildung 3). Wie Abbildung 3 ebenfalls erkennen lässt, ist die Situation weniger dramatisch für die Unternehmen, die von Stromsteuer und EEG-Umlage weitgehend befreit sind. Für diese Unternehmen ist der Strompreis seit 2008 sogar gesunken, wenngleich er 2013 noch über dem Preisniveau der Jahre 2000 bis 2005 lag.

Abbildung 4: Industriestrompreise im europäischen Vergleich für Verbrauch zwischen 70 und 150 GWh (Stand 1. Halbjahr 2013)



Anmerkungen: Gruppe IF: 70.000 MWh < Verbrauch < 150.000 MWh. Preise ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben.

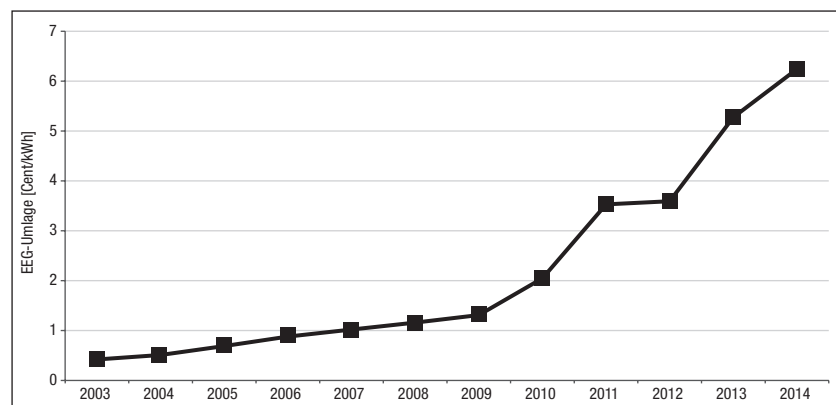
Quelle: Eurostat, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database>.

16 Vgl. Löschel et al. (2012), Abb. 7-1, S. 100.

21. Im europäischen Vergleich gehören die deutschen Strompreise inzwischen zu den höchsten, wenngleich zu bedenken ist, dass Eurostat Durchschnittswerte für industrielle Stromnachfrager ausweist und nicht nach Branchen oder Stromintensitäten differenziert (vgl. Abbildung 4). Da stromintensive Unternehmen systematisch von EEG-Umlage und Stromsteuer (weitgehend) befreit werden, würde ein nach Branchen differenzierter Strompreisvergleich sehr wahrscheinlich auch andere Vergleichswerte in Europa hervorbringen. Unabhängig davon sind jedoch die Strompreise in den USA und in den meisten asiatischen Staaten deutlich niedriger als in Deutschland.

22. Ganz wesentlich werden die steigenden Strompreise durch die steigende EEG-Umlage getrieben, die von 1,31 Cent/kWh im Jahr 2009 über 2,047 Cent/kWh (2010), 3,530 Cent/kWh (2011), 3,592 Cent/kWh (2012) und 5,277 Cent/kWh im Jahr 2013 nun auf 6,240 Cent/kWh in diesem Jahr angestiegen ist (vgl. Abbildung 5). Die Umlage hat sich in fünf Jahren somit annähernd verfünffacht.

Abbildung 5: Entwicklung der EEG-Umlage



Quelle: Eigene Darstellung, Datenquelle: BDEW (2014).

23. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass sämtliche Prognosen der Befürworter des EEG über den Ausbau der erneuerbaren Energien und, damit verbunden, den Anstieg der EEG-Umlage, irreführend gewesen sind, da sie systematisch viel zu niedrig waren. Im Februar 2011 haben z. B. Traber, Kemfert und Diekmann vom DIW Berlin prognostiziert, dass die EEG-Umlage nach der Erhöhung von 2,047 Cent/kWh (2010) auf 3,530 Cent/kWh (2011) im Jahr 2012 wieder deutlich abgesenkt würde (auf unter 3,0 Cent/kWh). Erst 2017 werde

die EEG-Umlage wieder das Niveau von 2011 erreichen.<sup>17</sup> Im Jahr 2020 „wird die EEG-Umlage als Bestandteil des Verbraucherpreises dann real mit 3,64 Cent pro kWh nur wenig höher sein als gegenwärtig.“<sup>18</sup> Stattdessen liegt sie im Jahr 2014 bereits bei 6,24 Cent/kWh. Ähnlich falsche Prognosen wurden von Forschern des Wuppertaler Instituts für Klima, Umwelt, Energie im Auftrag der Agentur für Erneuerbare Energien geliefert.<sup>19</sup>

24. Diese systematischen Fehlprognosen wichtiger wirtschaftspolitischer Berater haben die Politik lange in einer falschen Sicherheit gewiegt. So sagte etwa Bundeskanzlerin Merkel im Juni 2011 im Bundestag: „Die EEG-Umlage soll nicht über ihre heutige Größenordnung hinaus steigen; heute liegt sie bei etwa 3,5 Cent pro Kilowattstunde.“<sup>20</sup> Diese Hoffnung war bereits im Oktober 2012 Makulatur als die neue EEG-Umlage 2013 in Höhe von 5,277 Cent/kWh bekannt gegeben wurde.

25. Der wesentliche Grund für das rapide Ansteigen der EEG-Umlage liegt in der massiven Überförderung der Photovoltaik durch die zu großzügigen Einspeisetarife. Ursprünglich lag dem EEG die Philosophie der kostenbasierten Regulierung (auch „Cost Plus“ genannt) zugrunde. Da Strom aus erneuerbaren Energien nicht wettbewerbsfähig war, sollten die Anlagenbetreiber die entstehenden Kosten erstattet bekommen zuzüglich einer angemessenen Rendite. Umgerechnet auf die kWh spricht man in der Energiewirtschaft hier von den sog. Gestehungskosten; dies sind die durchschnittlichen Vollkosten der Stromerzeugung pro kWh oder MWh. Diese Form der Cost-Plus-Vergütung ist aus der Regulierungsökonomie lange bekannt.

26. Die Gestehungskosten für Strom aus erneuerbaren Energien unterscheiden sich nun ganz erheblich, je nachdem

- mit welcher Erzeugungstechnologie (Photovoltaik (PV), Biomasse, Wind, Geothermie etc.) der Strom erzeugt wird,
- wie groß die Anlage ist, mit welcher der Strom erzeugt wird (aufgrund von Skaleneffekten),

<sup>17</sup> Vgl. Traber, Kemfert und Diekmann (2011), insbesondere Abb. 4, S. 8.

<sup>18</sup> Siehe Traber, Kemfert und Diekmann (2011), S. 2.

<sup>19</sup> Für eine Zusammenfassung weiterer Fehlprognosen siehe Haucap, Klein und Kühling (2013), S. 50.

<sup>20</sup> Siehe:

<http://www.handelsblatt.com/technologie/das-technologie-update/energie/billige-energie-wende-kanzlerin-merkels-strompreis-irrtum/8502270.html>

- wo die Anlage genau steht (in einem guten oder schlechten Windgebiet, onshore oder offshore (Wind), auf dem Dach, einem Acker oder einer Konversionsfläche (PV)) und
- wann die Anlage errichtet wurde (aufgrund von Lernkurveneffekten und technischem Fortschritt).

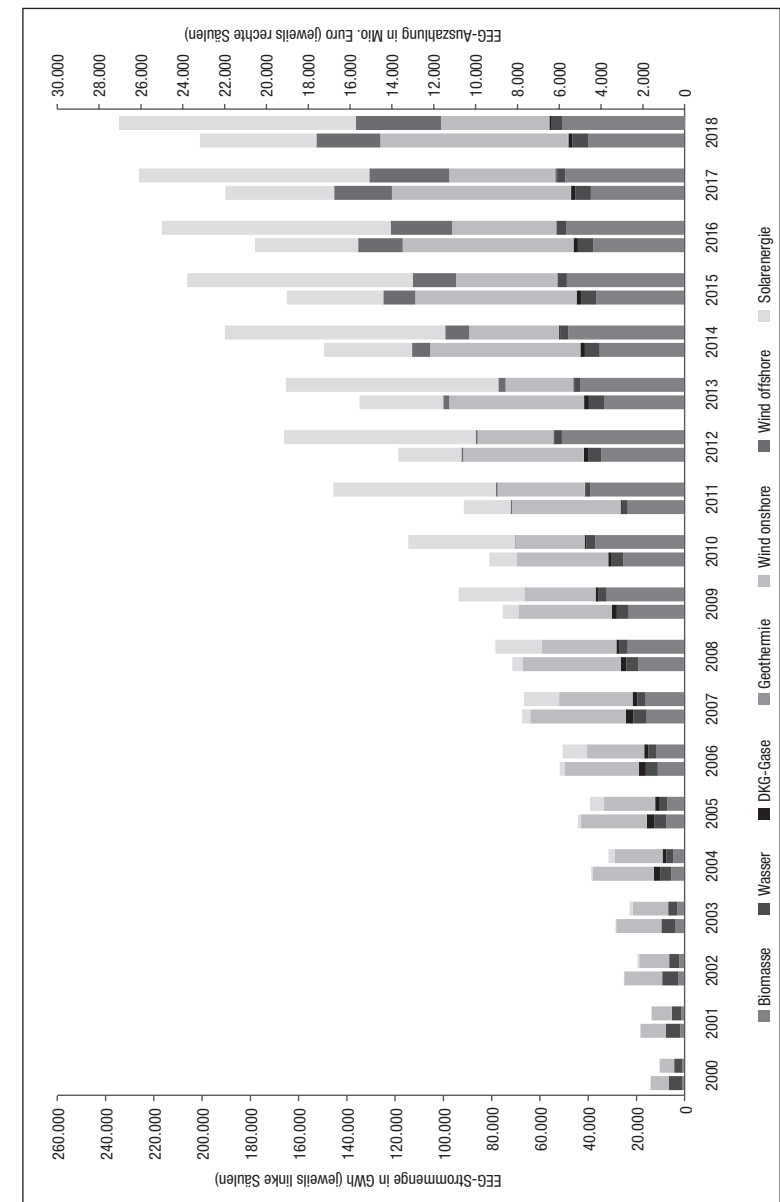
27. Aufgrund der Kostenunterschiede und der Cost-Plus-Vergütungsphilosophie existieren inzwischen deutlich über 4.000 unterschiedliche Einspeisetarife, die allesamt staatlich festgelegt wurden und zum allergrößten Teil nach der heutigen Gesetzeslage für je 20 Jahre Gültigkeit besitzen.<sup>21</sup>

28. Ebenso bekannt wie der Cost-Plus-Vergütungsansatz sind in der Regulierungsökonomie die damit verbundenen Probleme, insbesondere das der asymmetrischen Information. Der Regulierer, Gesetz- oder Verordnungsgeber hat fast immer schlechtere Informationen als das betroffene Unternehmen oder die betroffene Branche. Im EEG-Kontext heißt dies, dass sich insbesondere die Hersteller von Solaranlagen mit Händen und Füßen gegen jede Senkung der Einspeisetarife für Solarenergie gestäubt und bei jeder Senkung das Ende des Photovoltaik-Booms ausgerufen haben. Dies wiederum hat dazu geführt, dass die Einspeisetarife gerade für Photovoltaik nur sehr zögerlich abgesenkt wurden. Da aber die Preise für die Solarpanele seit 2008 wesentlich schneller verfallen sind als die EEG-Einspeisetarife abgesenkt wurden, kam es in der Folgezeit zu einem fast ungebremsten Boom bei der Photovoltaik.

29. Wie Abbildung 6 verdeutlicht, ist seit 2007 nicht nur die eingespeiste EEG-Strommenge (linke Balken, linke Achse) rasant angestiegen, sondern vor allem das Volumen der EEG-Auszahlungen (rechte Balken, rechte Achse). Sehr deutlich ist dabei, dass vor allem im Bereich der Photovoltaik die EEG-Auszahlungen deutlich schneller gewachsen sind als die EEG-Strommengen aus Solarstrom.

<sup>21</sup> Aus politischen und rechtlichen Gründen ist wohl davon auszugehen, dass eine nachträgliche Kürzung der Einspeisetarife im Verlauf der 20 Jahre nicht vorgenommen wird, auch wenn rechtlich nicht ganz eindeutig ist, inwiefern eine solche Kürzung für noch nicht erfolgte Auszahlungen im Falle des EEG zulässig wäre. Ein Gesetz, das die Einspeisetarife nachträglich kürzen würde, würde „unechte Rückwirkung“ entfalten. Eine unechte Rückwirkung ist verfassungsrechtlich nicht grundsätzlich unzulässig und kann erfolgen, wenn hinreichende Allgemeinwohlgründe vorliegen (siehe dazu BVerfGE 97, 67, BVerfGE 101, 239, BVerfGE 109, 96). Allerdings ergeben sich Grenzen aus dem Grundsatz des Vertrauensschutzes und aus dem Verhältnismäßigkeitsprinzip. Mehrheitlich scheint unter Rechtswissenschaftlern aktuell die Auffassung vertreten zu werden, dass eine Kürzung der zukünftigen Einspeisevergütung bei heute bereits angeschlossenen Anlagen nach diesen Maßstäben unzulässig wäre; vgl. etwa Klinski (2009), Kment (2012) sowie Leisner-Egensperger (2012).

Abbildung 6: EEG-Strommengen und EEG-Auszahlungen

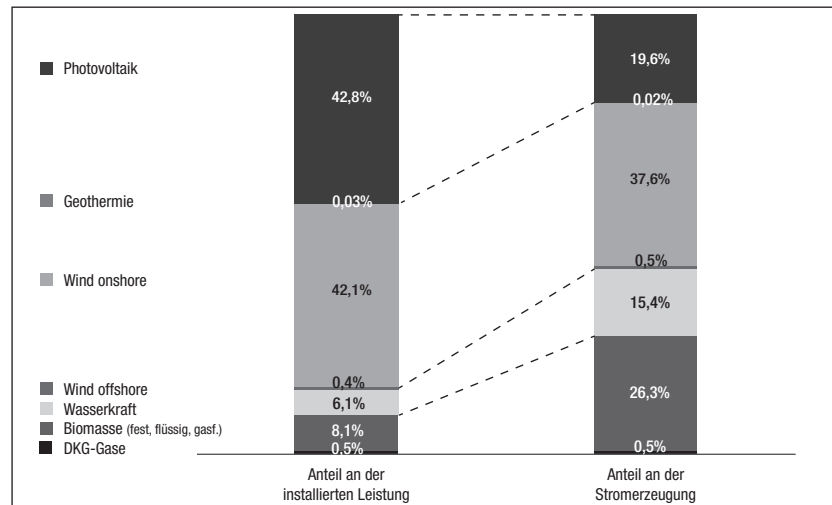


Ab 2013 Prognosewerte.

Quelle: BDEW (2014), r2b energy consulting (2013).

30. In den Abbildungen 7 und 8 ist zu erkennen, dass der Bereich der Photovoltaik im Jahr 2012 zwar 42,8% der installierten Leistung im EEG-Sektor ausmachte, mit diesen Anlagen aber nur 19,6% des EEG-Stroms erzeugt wurden (Abbildung 7). Zugleich (Abbildung 8) floss aber 2012 und 2013 über die Hälfte der EEG-Umlage in die Photovoltaik, und auch 2014 ist dies noch fast die Hälfte der EEG-Umlage.

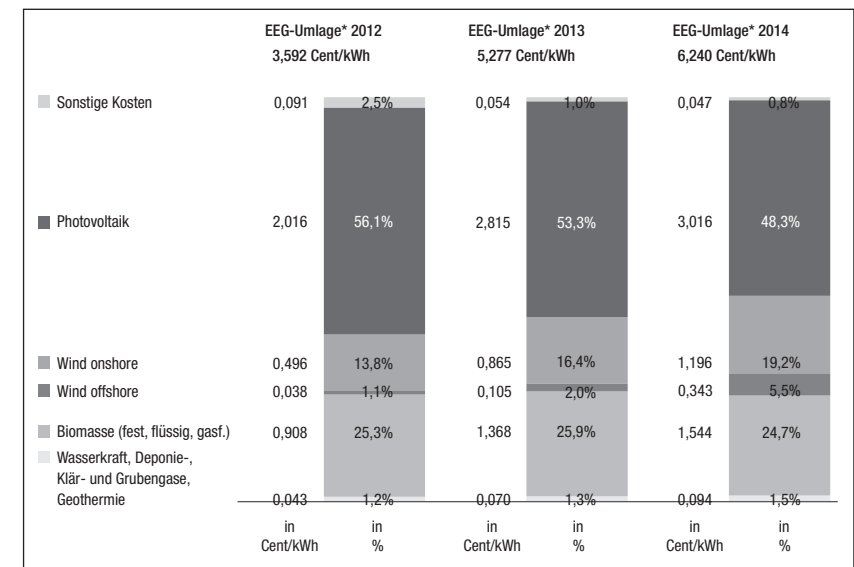
**Abbildung 7:** Anteile an der installierten Leistung und an der Stromerzeugung von EEG-Anlagen 2012



Quelle: BDEW (2014).

31. Diese Diskrepanz zwischen dem Anteil an der erzeugten Strommenge und dem Anteil an den EEG-Kosten im Bereich der Solarenergie ist letzten Endes auf das Fehlen jeglicher Elemente von Markt und Wettbewerb im EEG zurückzuführen. Während sich auf Wettbewerbsmärkten typischerweise die Technologien am stärksten durchsetzen, die ein Produkt (hier: grünen Strom) besonders günstig produzieren können, ist dies bei staatlich festgelegten Tarifen anders: Hier setzt sich vor allem die Technologie durch, bei der die Diskrepanz zwischen Einspeisetarif und den wahren Gestehungskosten am größten und die erwartete Rendite damit am höchsten ist. Beim EEG war dies lange für die Photovoltaik der Fall. Da die Solarenergie im Vergleich zu anderen Grünstrom-Technologien lange die teuerste war, diese aber zugleich – aufgrund der asymmetrischen Informationsverteilung – mit den höchsten Renditen ge-

**Abbildung 8:** EEG-Umlage 2012 bis 2014 nach Energieträgern



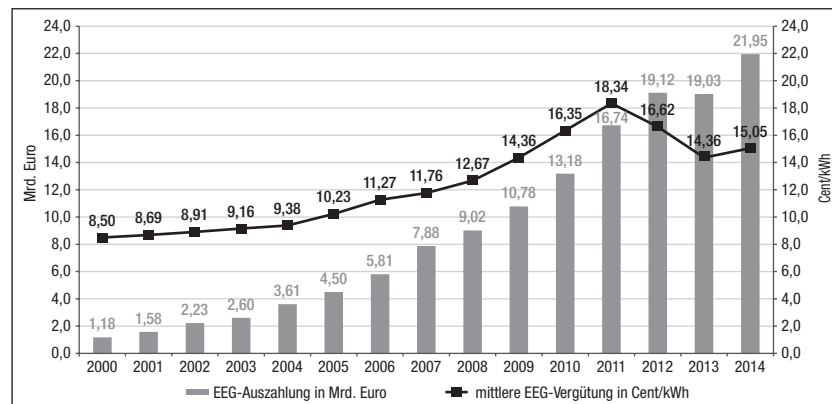
\* Inklusive proportionale Zuordnung der jeweiligen Nachholung und Liquiditätsreserve.

Quelle: BDEW (2014).

segnet wurde, hat der kapazitätsmäßig größte Zubau seit 2008 im Bereich der Solarenergie stattgefunden.

32. Resultat dieser Politik und der daraus resultierenden Anreize war, dass sich die durchschnittliche Förderung pro kWh Strom aus erneuerbaren Energien mehr als verdoppelt hat. Das Anwachsen des absoluten Fördervolumens (die Balken in Abbildung 9, S. 26) ist wenig überraschend bei einem Ausbau der erneuerbaren Energien. Weniger bekannt und daher wohl überraschender ist jedoch der Anstieg der durchschnittlichen Förderung pro kWh grünem Strom (die durch die Linie in Abbildung 9 verbundenen Punkte). Ursache für diesen Anstieg, der die Ineffizienz des EEG illustriert, ist die durch übermäßig hohe Renditen induzierte rapide Zunahme des Solarstroms: Von der teuersten Form der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wurde am meisten zugebaut. Der Technologiemix im Grünstromsektor hat sich damit seit 2007 zunehmend in Richtung Photovoltaik verändert. Durch den beschleunigten Zubau der teuersten Technologie ist somit ein grotesk ineffizienter Technologiemix entstanden, der mit enormen produktiven Ineffizienzen verbunden ist.

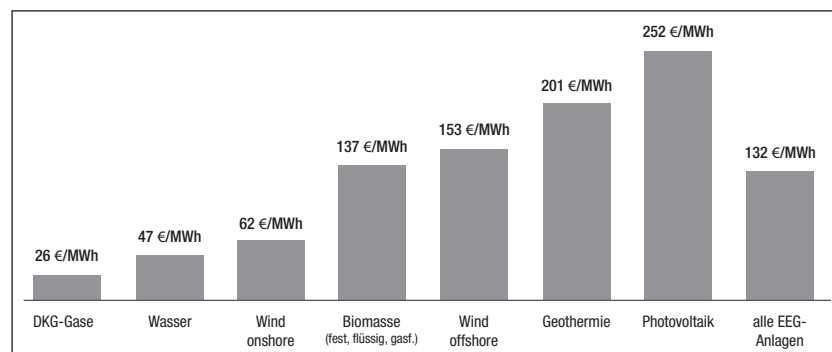
Abbildung 9: Absolute EEG-Förderung und durchschnittliche Förderung pro kWh



Quelle: BDEW (2014), S. 40f., eigene Berechnungen.

33. Abbildung 10 illustriert nochmals die unterschiedlichen Kosten der Förderung der verschiedenen Technologien. Pro MWh Grünstrom ist demnach die Förderung für Photovoltaik mehr als viermal so hoch wie für Onshore-Wind.

Abbildung 10: Von den Verbrauchern zu tragende Förderung\* pro erzeugte MWh EEG-Strom im Jahr 2014 nach Energiearten



\* EEG-Auszahlung abzüglich vermiedene Netzentgelte abzüglich Vermarktungserlöse (nur bei EEG-Festvergütung).

Quelle: BDEW (2014).

34. Die massive Überförderung der Photovoltaik hat nicht nur innerhalb Deutschlands gravierende Allokationsverzerrungen hervorgerufen, sondern europaweit. Mehr als 35% aller weltweit installierten Solaranlagen befinden sich heute in

Deutschland, einem nicht gerade sonnenreichen Land. Stünden dieselben Anlagen stattdessen in Spanien, könnte etwa die doppelte Menge an Solarstrom damit erzeugt werden.<sup>22</sup> Europaweit kommt es durch die allein nationale Ausrichtung der Förderprogramme für erneuerbare Energien somit zu erheblichen Ineffizienzen.

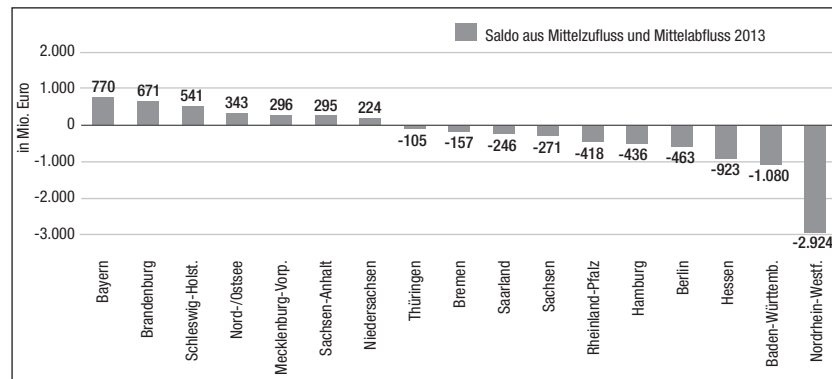
35. Weitere Probleme des EEG resultieren daraus, dass die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien nicht zur eigenen Vermarktung des von ihnen erzeugten Stroms verpflichtet sind. Durch die im EEG festgelegte fixe Einspeisevergütung mit Einspeisevorrang und Abnahmeverpflichtung durch die Netzbetreiber entsteht bei den Erzeugern von Strom aus erneuerbaren Energien eine aus der Agrarpolitik bekannte „Produce and Forget“-Mentalität. Unabhängig von der tatsächlichen Nachfrage und den herrschenden Marktpreisen haben die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien stets einen Anreiz, ihren – mit Ausnahme von Strom aus Biomasse – nahezu grenzkostenlos erzeugten Strom in das Netz einzuspeisen, um die fixe Vergütung zu erhalten. In extremen Situationen führt dies sogar zu negativen Börsenpreisen für Strom, also einer Entsorgungsgebühr. Es ist unschwer ersichtlich, dass in einer Situation, in der eine Partei für die Produktion eines Gutes bezahlt wird, während eine andere Partei für die umgehende Entsorgung des identischen Produktes bezahlt wird, keine Wertschöpfung entsteht, sondern Werte vernichtet werden.

36. Als Problem werden in Politik und Öffentlichkeit nicht zuletzt die durch das EEG ausgelösten Umverteilungswirkungen diskutiert. Zum einen lassen sich Umverteilungswirkungen zwischen den Bundesländern ausmachen, welche wiederum die Reformblockade bei der Förderung erneuerbarer Energien erklären helfen. Für das Jahr 2013 sind die Umverteilungswirkungen in Abbildung 11, S. 28 zusammengefasst. Zum anderen kommt es zu Umverteilungswirkungen zwischen verschiedenen Bevölkerungsgruppen.

37. Rein ökonomisch ist die Umverteilung selbst kein Problem, da durch die Umverteilung keine Ressourcen verloren gehen. Politökonomisch entsteht jedoch ein Problem dadurch, dass die enormen Umverteilungseffekte Reformen schwieriger machen und tendenziell ein Festhalten am bisherigen Fördersystem begünstigen. Bezogen auf die einzelnen Technologien profitieren die Küstländer sowie Brandenburg und Sachsen-Anhalt von der Onshore-Windförderung, während vor allem Bayern von der Photovoltaik profitiert.

<sup>22</sup> Vgl. Böckers, Haucaj und Heimeshoff (2013).

Abbildung 11: EEG 2013 gesamt: Salden der EEG-Zahlungsströme nach Bundesländern



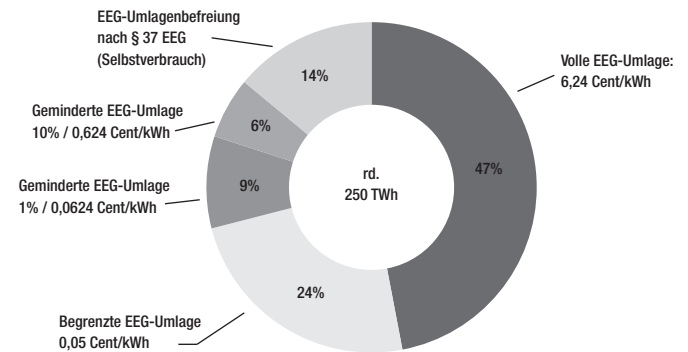
Anmerkung: Die Aufsummierung der einzelnen Ländersalden ergibt nicht Null, da die Mittelzuflüsse die erfolgten EEG-Auszahlungen des Jahres 2013 beinhalten, in den Mittelabflüssen in Form der gezahlten EEG-Umlage aber auch die Kosten der Nachholung für bereits geleistete Auszahlungen im Jahr 2012 sowie die Liquiditätsreserve enthalten sind. Damit ergibt sich eine zeitlich exakte Zuordnung der Zahlungsflüsse zum Kalenderjahr 2013, aber keine Saldierung auf Null.

Quelle: BDEW (2014).

38. Die Umverteilung zwischen Bevölkerungsschichten entsteht dadurch, dass vor allem die Besitzer von Eigenheimen sowie Landwirte von der Förderung erneuerbarer Energien profitieren, während Stromverbraucher die Förderung bezahlen. Strompreiserhöhungen (durch eine Steigerung der EEG-Umlage) wirken hier tendenziell wie eine regressive Steuer, da sich die Einkommenselastizität für Strom typischerweise deutlich im unelastischen Bereich befindet. Mit steigendem Einkommen wird nur unterproportional mehr Strom verbraucht oder, anders ausgedrückt, geben Haushalte mit geringerem Einkommen prozentual deutlich mehr für Strom aus als Haushalte mit höherem Einkommen. Strompreissteigerungen treffen somit einkommensschwächere Haushalte relativ stärker. Insofern wird durch das EEG tendenziell von unten nach oben umverteilt.

39. Darüber hinaus gibt es eine öffentliche Diskussion über die faire Lastenverteilung zwischen Industrie, anderen Gewerben und Verbrauchern. Durch die Ausnahmen haben einige Unternehmen nunmehr Vorteile durch die gesunkenen Börsenstrompreise, ohne jedoch die EEG-Umlage in vollem Umfang zahlen zu müssen. In der Tat kommen die besonderen Ausgleichsregeln des § 41 EEG über 2.000 Unternehmen oder Unternehmensteilen zugute, während rund 43.000 Industriebetriebe die volle EEG-Umlage zahlen. Letztere machen jedoch nur 47% des industriellen Stromverbrauchs aus, da insbesondere die stromintensiven Unternehmen befreit sind (vgl. Abbildung 12).

Abbildung 12: Stromverbrauch und EEG-Befreiung der Industriebetriebe

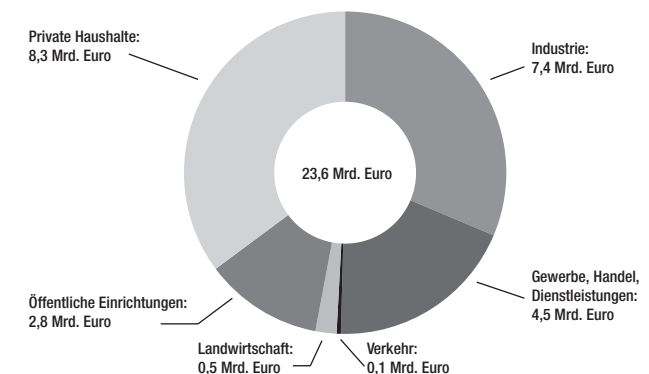


- Bei vollständiger Streichung der besonderen Ausgleichsregelung läge die EEG-Umlage 2014 bei 4,88 Cent/kWh bzw. um 1,36 Cent/kWh niedriger.
- Bei Rücknahme der im EEG 2012 erfolgten Ausweitung der besonderen Ausgleichsregelung läge die EEG-Umlage 2014 bei rd. 5,95 Cent/kWh bzw. rd. 0,3 Cent/kWh niedriger.

Quelle: BDEW (2014).

40. Aufgrund der vollständigen und teilweisen Befreiung von Industrieunternehmen müssen private Haushalte, öffentliche Einrichtungen, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie die nicht befreiten Industriebetriebe eine entsprechend höhere EEG-Umlage zahlen. Die Verteilung der EEG-Kosten auf diese Gruppen ist Abbildung 13 zu entnehmen.

Abbildung 13: Von den Verbrauchern zu tragende Kosten für das EEG 2014



Quelle: BDEW (2014).



41. Nach Berechnungen des BDEW (2014) könnte bei einer vollständigen Streichung der besonderen Ausgleichsregelung nach § 40 ff. EEG die EEG-Umlage um 1,36 Cent/kWh gesenkt werden. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle kommen mit einem Wert von 1,35 Cent/kWh auf eine fast identische Größenordnung, sofern die ganz oder teilweise befreiten Strommengen mit der EEG-Umlage belegt würden und die aktuelle Ersparnis von etwa 5,1 Mrd. Euro komplett entfallen würde.<sup>23</sup> Allerdings könnte die EEG-Umlage nur dann um den vollen Betrag von 1,35 Cent/kWh gesenkt werden, wenn sämtliche Unternehmen, die aktuell von der besonderen Ausgleichsregel profitieren, in absolut unverändertem Umfang in Deutschland weiter produzieren und dabei denselben Stromverbrauch haben. Eine solche Annahme ist natürlich vollkommen unrealistisch. Vielmehr ist davon auszugehen, dass es zu Schließungen und Verlagerungen von Produktionsstätten und einer Umlenkung von Handelsströmen käme. Würde hingegen nur die im EEG 2012 vorgenommene Ausweitung der besonderen Ausgleichsregelung wieder zurückgenommen, so könnte die EEG-Umlage auch „nur“ um etwa 0,3 Cent/kWh auf 5,95 Cent/kWh gesenkt werden.

42. Die Europäische Kommission hat am 18.12.2013 aufgrund der besonderen Ausgleichsregelung nach § 40 ff. EEG ein Beihilfverfahren gegen Deutschland eingeleitet, dessen Begründung hier nicht in Detail wiedergegeben werden soll.<sup>24</sup> Ein wesentlicher Aspekt besteht darin, dass die Ausnahmeregelungen sich vor allem an der Größe des Unternehmens und an seiner Stromintensität orientieren, nicht aber an der Frage, wie sehr das Unternehmen internationalem Wettbewerbsdruck ausgesetzt ist und eine Verlagerung von Produktionsstandorten oder Handelsströmen droht.

43. In einem Kurzgutachten für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie haben Aichele et al. (2013) Indikatoren für die Wahrscheinlichkeit eines solchen Leakage auf Branchenebene vorgeschlagen. Mit Leakage ist im Allgemeinen gemeint, dass entweder durch die Verlagerungen von Produktionsstandorten oder durch die Umlenkung von internationalen Handelsströmen der CO<sub>2</sub>-Ausstoß global nicht reduziert, sondern lediglich an eine andere Stelle verlagert wird. Wie Aichele et al. (2013) nun empirisch belegen, ist es nicht sachgerecht, nur auf Handelsvolumina und auf die Stromintensität der Sektoren abzustellen, um das Leakage-Risiko zu erfassen, welches von der Europäischen

<sup>23</sup> Vgl. BMW/BAFA (2014), Tabelle 1, S. 12.

<sup>24</sup> Siehe Europäische Kommission (2013).

Kommission wohl als Rechtfertigung für eine Ausnahme von der EEG-Umlage akzeptiert würde. Vielmehr sollten Indikatoren genutzt werden, die messen, in welchem Ausmaß die ausländische Nachfrage auf Steigerungen der Stromkosten in einer Branche reagiert. Dabei sind Lieferverflechtungen mit anderen in- und ausländischen Wirtschaftszweigen zu berücksichtigen. Wie sich zeigt, neigen die Metall-, Papier- und Holzindustrien besonders stark zu Leakage, während Teile der Chemie-, Auto- oder Pharmabranche sich resistenter gegenüber Leakage zeigen.<sup>25</sup> Klar ist auch, dass Golfplätze und Schienenbahnen so gut wie gar nicht im internationalen Wettbewerb stehen. Die Analyse zeigt somit, dass die Kritik der Europäischen Kommission an den aktuellen Kriterien für eine Befreiung von der EEG-Umlage in der Tat nicht unberechtigt ist.

44. Auf der anderen Seite können beispielsweise Rechenzentren nicht von der EEG-Umlage befreit werden, obwohl nach Angaben des Branchenverbandes ECO bei Rechenzentren Energiekosten, je nach Geschäftsmodell, zwischen 40 und 70% der Gesamtausgaben ausmachen. Trotzdem kommen Rechenzentren nicht in den Genuss von Erleichterungen nach dem EEG, da diese Ausnahmen für Unternehmen des produzierenden Gewerbes vorgesehen sind, der Betrieb von Rechenzentren jedoch als Dienstleistung gilt. Die sehr ungünstige Strompreisentwicklung in Deutschland führt nun dazu, dass Deutschland als Standort von Rechenzentren zunehmend unattraktiv wird. Unternehmen wie 1&1 und Plusserver haben ihre Rechenkapazitäten daher bereits in Teilen nach Frankreich verlegt.<sup>26</sup>

45. Somit zeigt sich, dass die Ausnahmen von der EEG-Umlage insgesamt viel zu unsystematisch sind. Manche Unternehmen werden befreit, obwohl sie nicht im internationalen Wettbewerb stehen, während andere nicht befreit werden, obwohl sie durchaus im internationalen Wettbewerb stehen. Eine Überarbeitung der Systematik der Ausnahmen von der EEG-Umlage erscheint daher dringend geboten.

46. Die steigende EEG-Umlage ist jedoch ohnehin nicht primär auf die Ausnahmen, sondern auf die oben beschriebenen Fehlanreize und die überbordende Förderung vor allem von Photovoltaik zurückzuführen. Anders als von Interessensvertretern manchmal geäußert, liegt der Grund für die steigende Umlage dagegen bis zum Jahr 2014 auch weitgehend *nicht* in sinkenden Börsenpreisen. Lediglich

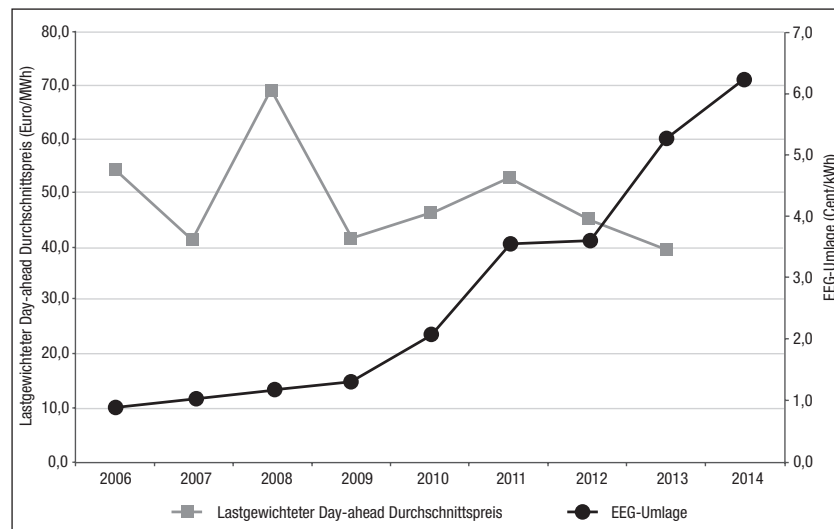
<sup>25</sup> Für Details siehe Aichele et al. (2013) sowie Aichele, Felbermayr und Heiland (2014).

<sup>26</sup> Vgl. Falck, Haucap und Kühling (2013), S. 84f.

der Anstieg der EEG-Umlage von 2009 auf 2010 lässt sich in Teilen durch die Börsenpreisentwicklung erklären, da der Börsenpreis von 2008 auf 2009 deutlich gesunken ist und die Börsenpreisentwicklung mit einjähriger Verzögerung in die EEG-Umlage eingeht. Zugleich ist der Börsenpreis 2009 jedoch auf nahezu demselben Niveau wie 2007 gewesen, sodass die Stabilität der EEG-Umlage zwischen 2008 und 2009 trotz erheblichem Anlagenzubau im Gegenzug auch durch die steigenden Börsenpreise 2008 erklärt werden muss. Die steigende EEG-Umlage lag bis 2012 somit nicht an einer etwa zunehmenden Differenz zwischen Einspeisevergütung und Börsenpreis. Dieser Effekt hat erstmalig im Jahr 2013 einen erheblichen Einfluss auf die EEG-Umlage für das Jahr 2014 gehabt. Die Geschichte von den sinkenden Börsenpreisen zur Erklärung oder gar Rechtfertigung der steigenden EEG-Umlage gehört ins Reich der Mythen und Märchen.

47. In der folgenden Abbildung 14 ist gut zu erkennen: Sinkende Börsenpreise können die steigende EEG-Umlage bis 2013 nicht erklären.

Abbildung 14: Lastgewichteter Day-ahead Durchschnittspreis an der Strombörse EEX



Quelle: Monopolkommission (2013), eigene Berechnungen.

48. Inzwischen hat die Politik erkannt, dass die EEG-Umlage problematische Höhen erreicht hat. Dies kann die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen ge-

fährden, die nicht von der EEG-Umlage befreit sind. In jedem Fall treibt es die Verbraucherpreise für Strom in problematische Höhen. Ohne Reformen wird sich an dieser Situation nichts ändern. Einer aktuellen Studie von Bardt und Chrischilles (2013) zufolge, ist in den nächsten fünf Jahren mit einer Steigerung der Haushaltsstrompreise um weitere 13% zu rechnen. Bei Industriekunden wird sogar mit einem fast 20-prozentigen Anstieg gerechnet.<sup>27</sup> Während große Teile der Debatte im politischen Raum nun um die Frage kreisen, wie diese Kosten anders verteilt werden können, drängen viele Ökonomen dagegen auf Reformen, die zu Kostensenkungen führen und nicht einfach Kosten verlagern. Diese Vorschläge werden in Abschnitt 4 gewürdigt.

### 3.2 Befund II: Das EEG hilft dem Klimaschutz so gut wie gar nicht

49. Steigende Strompreise und selbst ein gewisses Ausmaß an Arbeitsplatz- und Wohlstandsverlusten mögen für viele Bürgerinnen und Bürger akzeptabel sein, wenn dies zum globalen Gemeinwohl durch einen Stopp (oder zumindest eine Verlangsamung) des Klimawandels beiträgt. Die aktuelle Energiepolitik verfehlt dieses Ziel jedoch nahezu vollständig.

50. Der Grund für das klimapolitische Versagen des EEG liegt im konzeptlosen Nebeneinander von EEG und dem Europäischen Emissionshandelssystem (EU ETS). Im Rahmen des EU ETS gibt die Europäische Kommission (seit 2013) EU-weite Gesamtbergrenzen für CO<sub>2</sub>-Emissionen vor (zuvor gab es nationale Pläne, die mit der Europäischen Kommission abgestimmt wurden).

51. Das EU ETS ist ein sogenanntes Cap and Trade-System, d.h. die Höhe der erlaubten CO<sub>2</sub>-Emissionen wird absolut gedeckelt (der *Cap*), die Berechtigung CO<sub>2</sub> auszustößen kann jedoch gehandelt werden (*Trade*). Von diesem System sind jedoch nicht alle CO<sub>2</sub>-Emissionen erfasst, sondern aktuell nur etwa 50 Prozent. Während Privathaushalte (vor allem Wärme), Verkehr und Landwirtschaft nicht erfasst sind, unterliegen die folgenden sechs Branchen dem EU ETS:

1. Stromerzeugung (in Kraftwerken ab 20 MW installierter Leistung),
2. Eisen- und Stahlverhüttung,
3. Kokereien und Raffinerien,
4. Zement- und Kalkproduktion,

<sup>27</sup> Vgl. Bardt und Chrischilles (2013), S. 39ff.

5. Glas-, Keramik- und Ziegelherstellung sowie
6. Papier- und Zellstoffproduktion.

52. Erfasst sind in diesen sechs Branchen EU-weit etwa 11.000 Kraftwerke und Produktionsanlagen. Produziert werden darf dort nur, wenn eine Berechtigung zum damit verbundenen Ausstoß an Treibhausgasen vorliegt. Liegt eine solche Berechtigung, die sog. *European Union Allowance* (EUA)<sup>28</sup>, bis zum 30. April des Folgejahres nicht vor, so müssen die Anlagenbetreiber ein Bußgeld von 100 Euro pro fehlender EUA zahlen sowie die fehlenden EUAs nachreichen. Hat ein Anlagenbetreiber hingegen mehr EUAs als er benötigt, so kann er diese entweder zu einem späteren Zeitpunkt verwenden oder aber verkaufen.

53. Die Idee des EU ETS liegt darin, den Markt als Entdeckungsprozess zu nutzen, um herauszufinden, wie der CO<sub>2</sub>-Ausstoß möglichst günstig reduziert werden kann. Dazu ein simples Beispiel: Stellen wir uns vor, ein Kraftwerksbetreiber A mit einem alten Kraftwerkspark könne durch die Modernisierung eines Kraftwerksblocks 1.000 t CO<sub>2</sub> vermeiden, hätte aber jährliche Zusatzkosten (aus der Investition) von 15.000 Euro. Es ließen sich sogar 2.000 t CO<sub>2</sub> vermeiden. Dies wäre aber mit jährlichen Kosten von 35.000 Euro verbunden. Kraftwerksbetreiber B hingegen habe Kosten von 25.000 Euro, um 1.000 t CO<sub>2</sub> zu vermeiden, und 60.000 Euro, um 2.000 t CO<sub>2</sub> zu vermeiden. Wenn das politische Ziel darin liegt, insgesamt 2.000 t CO<sub>2</sub> zu vermeiden, ist dies am günstigsten, wenn allein Betreiber A den CO<sub>2</sub>-Ausstoß vermeidet, da dies nur Kosten von 35.000 Euro aufwirft. Werden hingegen beide verpflichtet, den CO<sub>2</sub>-Ausstoß um 1.000 t zu drosseln, betragen die Gesamtkosten 40.000 Euro. Hier setzt die Idee des Emissionshandels an: Wenn Emissionszertifikate handelbar sind, wird Kraftwerksbetreiber A über die 1.000 t hinaus weitere 1.000 t CO<sub>2</sub> vermeiden, solange er einen Zertifikatspreis von mehr als 20 Euro erwartet. Es lohnt sich dann für ihn, die zusätzlichen Kosten in Höhe von 20.000 Euro (= 35.000 – 15.000) auf sich zu nehmen. Umgekehrt wird Betreiber B kein CO<sub>2</sub> vermeiden solange der Zertifikatspreis unter 25 Euro/Zertifikat liegt. Durch die Handelbarkeit der Zertifikate kommt es also dazu, dass dort CO<sub>2</sub> vermieden wird, wo dies am günstigsten möglich ist, ohne dass Ingenieure, Bürokraten und Politiker zentrale Vorstellungen und Vorgaben entwickeln müssen, wo genau CO<sub>2</sub> einzusparen ist. Der Markt führt dazu, dass die Einsparungen genau dort erfolgen, wo es am günstigsten möglich ist – ohne jede zentrale Feinsteuerung.

<sup>28</sup> Ein EUA berechtigt zum Ausstoß von einer Tonne CO<sub>2</sub>.

54. In den vom EU ETS erfassten Branchen lag die Deckelung im Jahr 2013 EU-weit bei 1,97 Mrd. t CO<sub>2</sub>, nach 2,12 Mrd. t in 2005 und 2,08 Mrd. t in 2008. Die Menge von 1,97 Mrd. t CO<sub>2</sub> wird nun jährlich um 1,74% gesenkt, um sie schließlich im Jahr 2020 auf 1,72 Mrd. t oder 79% der Emissionen des Jahres 2005 zu begrenzen.

55. Wenn nun aufgrund des Booms der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen in Deutschland in der Stromerzeugung weniger CO<sub>2</sub> ausgestoßen werden sollte, so sinkt zunächst die Nachfrage nach Emissionsrechten und damit ihr Preis. Zum anderen können die konventionellen Stromerzeuger ihre nicht mehr benötigten Emissionsrechte anderweitig einsetzen (z. B. bei der Braunkohleverstromung) oder aber die Rechte verkaufen, sei es an einen spanischen Papierhersteller, ein französisches Stahlwerk oder wen auch immer. Der gedeckelte Gesamtausstoß an Treibhausgasen in der EU bleibt davon völlig unberührt. Sofern also das EEG zu einer Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes in Deutschland führt, werden hier nicht länger genutzte Emissionsrechte an anderer Stelle eingesetzt. Der Gesamtausstoß an Treibhausgasen verändert sich nicht.

56. Dieselbe Logik greift im Übrigen beim Verbot bestimmter Glühlampen, der Regulierung von Staubsaugern, Kühlschränken und anderen Strom verbrauchenden Geräten. Mit sehr viel Geld wird für den Klimaschutz nichts bewirkt, da es keinerlei Rückkopplung zum EU ETS gibt.

57. Ein Blick auf die Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes in der EU zeigt, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland in der jüngsten Zeit sogar zugenommen haben. Eurostat zufolge sanken die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen (aus der Verbrennung von fossilen Energieträgern) in der EU insgesamt von 2011 auf 2012 um rund 72.000 t CO<sub>2</sub> (-2,1%). Die deutlichsten Rückgänge lassen sich in Italien (-5,1%), Polen (-5,1%) und Belgien (-11,8%) feststellen. In Deutschland stieg hingegen der CO<sub>2</sub>-Ausstoß um 0,9% (6.409 t). Die größten Zuwächse gab es relativ betrachtet in Malta mit 162 t CO<sub>2</sub> (+6,3%) und absolut im Vereinigten Königreich mit 17.745 t CO<sub>2</sub> (+3,9%).<sup>29</sup> In den USA ist der CO<sub>2</sub>-Ausstoß – vor allem aufgrund des zusätzlichen Gasangebotes durch Fracking, der dadurch gesunkenen Gaspreise und des deshalb erfolgten Wechsels von Kohle zu Gas bei der Stromerzeugung – um etwa 4% gefallen.<sup>30</sup>

<sup>29</sup> Siehe [http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY\\_PUBLIC/8-29052013-AP/EN/8-29052013-AP-EN.PDF](http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_PUBLIC/8-29052013-AP/EN/8-29052013-AP-EN.PDF)  
<sup>30</sup> Vgl. PBL Netherlands Environmental Assessment Agency & European Commission Joint Research Centre (2013).

58. Seit 2009 hat der energiebedingte CO<sub>2</sub>-Ausstoß, eben weil es keine Kopplung zwischen EEG und EU ETS gibt, in Deutschland nicht mehr abgenommen,<sup>31</sup> obwohl die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zwischen 2009 und 2012 um fast 50% zugenommen hat.

59. Als positiver Nebeneffekt des EEG wird gelegentlich genannt, dass aufgrund des massiven Ausbaus der Photovoltaik in Deutschland die Produktionskosten für Solaranlagen drastisch gefallen sind. Dies wiederum führt dazu, dass gerade in Entwicklungsländern mit hoher Sonneneinstrahlung (z. B. in Afrika) die Stromerzeugung nun günstiger möglich ist. Eine Elektrifizierung mit Hilfe von Solarenergie kann das Befeuern von Herdstellen mit Holz ersetzen und so einen echten Beitrag zum Klimaschutz leisten. Zu diesem Zweck müssten die erneuerbaren Energien nun jedoch nicht primär in Deutschland und der EU ausgebaut werden, sondern in Staaten, die nicht am Emissionshandel teilnehmen, z. B. eben in Afrika. Ein solcher Strategiewechsel ist jedoch nicht ansatzweise zu erkennen.

60. Wie die Expertenkommission für Forschung und Innovation (2014)<sup>32</sup> zudem gerade festgestellt hat, lässt sich das EEG auch nicht aus innovationspolitischer Sicht rechtfertigen: „[Das EEG] entfaltet gerade in denjenigen erneuerbaren Technologien, in die der Großteil der EEG-Förderung fließt – der Photovoltaik, der Windenergie und der Biomasse (...) – nach derzeitigem Erkenntnisstand keine messbare Innovationswirkung“ (S. 52). Böhringer et al. (2014) erhärten diesen Befund. Auch industrie- und arbeitsmarktpolitische Ziele können das EEG aus Sicht der Expertenkommission kaum rechtfertigen.<sup>33</sup> Da – wie bereits ausgeführt – selbst die Klimaschutzwirkungen fast gleich null sind, plädiert die Kommission für die komplette Abschaffung des EEG.

### 3.3 Regionale Versorgungssicherheit und Notwendigkeit zum Netzausbau

61. Die Tatsache, dass das EEG sehr teuer und zugleich klimapolitisch nahezu wirkungslos ist, mag ernüchternd genug sein, doch leider ist das ganze Ausmaß des Dilemmas noch nicht erfasst. Neben den in der EEG-Umlage erfassten Kosten der Subventionierung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kommen nicht unerhebliche Kosten des Netzausbaus und -umbaus hinzu.

<sup>31</sup> Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014) sowie <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/2859/umfrage/entwicklung-der-energiebedingten-co2-emissionen-seit-1990/>

<sup>32</sup> Siehe Expertenkommission für Forschung und Innovation (2014), Kapitel A 7, S. 51–53.

<sup>33</sup> Siehe Expertenkommission für Forschung und Innovation (2013), Kapitel B 1.

62. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien steigt der Netzausbaubedarf: im Bereich der Verteilnetze insbesondere durch Solarenergie und verbrauchsnahe Windräder, im Bereich der Übertragungsnetze durch Offshore-Windkraft und Onshore-Windstrom aus Nord- und Nordostdeutschland. Der Netzausbaubedarf auf der Ebene der Übertragungsnetze entsteht vor allem dadurch, dass sich die bestehenden „konventionellen Kraftwerke“, die Strom mit fossilen und nuklearen Brennstoffen erzeugen, primär nahe der Lastzentren im Westen und Süden Deutschlands befinden, während der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (insbesondere der Windenergie) vor allem im Norden und Osten stattfindet. Es kommt somit zu einer regionalen Verlagerung der Erzeugungskapazitäten vom Süden und Westen in den Norden und Nordosten Deutschlands. Durch die geplanten Offshore-Windkraftanlagen wird dieser Trend ebenso verstärkt wie durch die geplante Abschaltung der verbliebenen Kernkraftwerke in Süddeutschland bis 2022. Befürchtet werden regionale Versorgungsengpässe in Süddeutschland, die aus dem Zusammenspiel von zwei Faktoren resultieren *könnten*: (i) Dem Abbau von (Kern-)Kraftwerkskapazitäten im Süden Deutschlands bei gleichzeitigem Zubau im Norden und Nordosten, (ii) ohne dass der erforderliche Ausbau der Übertragungsnetze von Nord nach Süd zugleich schnell genug voranschreitet.

63. Das Bundesbedarfsplangesetz vom Juli 2013 hat einen aktuellen Bedarf von rund 2.800 km an kompletten Neubautrassen und rund 2.900 km an Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen in bestehenden Trassen festgestellt. Durch das Gesetz sind alle 36 Vorhaben des durch die Bundesnetzagentur bestätigten ersten Netzentwicklungsplans (NEP) übernommen worden.

64. Zum Ausbaubedarf auf der Ebene der Übertragungsnetze kommt ein erheblicher Investitionsbedarf auf Verteilnetzebene hinzu. Einem Kurzgutachten vom März 2011 im Auftrag des BDEW zufolge ist eine Erweiterung des Mittelspannungsnetzes bis 2020 um bis zu 28% (140.000 km) nötig und eine Erweiterung des Niederspannungsnetzes bis 2020 um bis zu 22% (240.000 km).<sup>34</sup> Die Kosten für diesen Ausbau werden von den Autoren der Studie auf 21 bis 27 Mrd. Euro geschätzt. Hinzu kommt noch ein erheblicher Modernisierungs- und Innovationsbedarf bei den Verteilnetzen zur Bewältigung der neuen Aufgaben (wie des bidirektionalen Lastflusses zur Einspeisung von Solarstrom).

<sup>34</sup> Vgl. BET/E-Bridge/IAEW (2011).

65. Auch in der dena-Verteilnetzstudie<sup>35</sup> von 2012 wurde der Ausbaubedarf im Verteilnetz basierend auf zwei unterschiedlichen Szenarien eingehend untersucht. Insgesamt wird der Ausbaubedarf bis 2030 auf 135.000 bis 193.000 km Stromkreislänge auf allen Verteilnetzebenen geschätzt. Wird der Netzausbauplan 2012 zugrunde gelegt, so ist bis 2030 eine Erweiterung des Mittelspannungsnetzes um bis zu 72.100 km nötig und eine Erweiterung des Niederspannungsnetzes um bis zu 51.600 km. Dies entspricht einem Neubedarf von etwa 15% bzw. 5% je Netzebene. Wird als Basis für die Berechnungen das Bundesländerszenario herangezogen, so ergibt sich sogar ein Ausbaubedarf von 117.200 km auf Mittel- und 57.300 km auf Niederspannungsebene. Auf der Mittelspannungsebene entspricht dies einem Neubedarf laut Bundesländerszenario von ca. 24%. Hinzu kommt ein bedeutender Aus- und Umbauebedarf auf der Hochspannungsebene. Insgesamt werden die Kosten für Aus- und Umbaumaßnahmen auf allen Verteilnetzebenen von den Autoren der dena-Verteilnetzstudie auf 27,5 bis 42,5 Mrd. Euro geschätzt.

66. Zwei Faktoren verteuern aktuell den Netzausbau: Zum einen werden Kraftwerksstandorte, sowohl bei erneuerbaren wie bei konventionellen Kraftwerken, weitgehend unabhängig von den daraus resultierenden Netzausbaukosten geplant, da Stromerzeugung und Netzbetrieb heute entflochten sind und die Kraftwerksbetreiber zwar die Kosten des Netzanschlusses, nicht aber die Kosten des notwendigen Netzausbaus zu tragen haben. Dadurch kommt es zu einer isolierten Optimierung der Kraftwerksplanung, ohne dass die induzierten Kosten des Netzausbaus hinreichend berücksichtigt werden. Weil also die Erzeuger nicht an den Kosten des Netzausbaus beteiligt werden, findet keine Optimierung der Standortwahl in Bezug auf die entstehenden Netzausbaukosten statt, sodass die Standortwahl gesamtwirtschaftlich ineffizient ist und ein übermäßiger Netzausbaubedarf entsteht.

67. Zum anderen hat sich gezeigt, dass die Ausbaugeschwindigkeit der erneuerbaren Energien über die Anpassung der EEG-Einspeisetarife nur sehr schwer zu steuern ist,<sup>36</sup> sodass auch der Netzausbau schwer planbar ist und damit gleichermaßen unnötig verteuert wird. Die Prognosen für den Zubau an Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien sind in der Vergangenheit regelmäßig unterschätzt worden und damit auch der notwendige Netzausbaubedarf. Eine passgenaue Mengensteuerung des Ausbaus der erneuerbaren Energien, wie sie z. B. im Rah-

<sup>35</sup> Vgl. dena (2012).

<sup>36</sup> Vgl. etwa RWI (2012).

men eines Quotenmodells möglich wäre,<sup>37</sup> würde dieses Problem lindern, den Netzausbau planbarer gestalten und somit die Kosten des Netzausbaus senken.

68. Eine volkswirtschaftlich effiziente Lösung für Netzausbau und Ansiedlung von Erzeugungskapazitäten – ob auf Grundlage fossiler oder erneuerbarer Energieträger – ließe sich durch die Nutzung von Preissignalen erreichen. Sofern es zu Netzengpässen kommt, sollte Strom in Gebieten mit relativ hoher Nachfrage und relativ geringem Angebot mehr kosten als in Gebieten mit relativ geringer Nachfrage und relativ hohem Angebot. Der Preis würde somit Knappheiten reflektieren und sowohl (industrielle) Verbraucher als auch Erzeuger zu effizienten Standortentscheidungen bewegen. Bei einer effizienten Regulierung der Netzentgelte sollte dies Netzbetreiber zu einem effizienten Abbau der Netzengpässe bewegen.

69. Die Einrichtung eines solchen effizienten Preismechanismus wie z. B. durch das sog. Nodal Pricing, durch das ein Strommarkt in verschiedene Preiszonen aufgeteilt wird, ist jedoch keineswegs trivial und erfordert grundlegende Änderungen im Strommarktdesign (für Details vgl. Abschnitt 4.4). Um ohne eine Änderung des Strommarktdesigns Anreize bei der Kraftwerksansiedlung besser zu steuern als bisher, wäre eine indirekte Beteiligung der Investoren in Stromerzeugungskapazitäten an den induzierten Kosten des Netzausbaus denkbar. Dies könnte z. B. über regional stärker ausdifferenzierte Netznutzungsentgelte geschehen, an denen die Stromerzeuger über eine sog. Stromerzeuger-Komponente beteiligt werden, die auch als G-Komponente (für das englische „Generation“, also Erzeugung) bezeichnet wird.

### 3.4 Nationale Versorgungssicherheit

70. Abzugrenzen vom Problem der netzseitigen und somit regionalen Versorgungssicherheit ist die Frage der nationalen, systemweiten Versorgungssicherheit. Beim letztgenannten Thema geht es um die Frage, ob angesichts des Ausbaus der erneuerbaren Energien hinreichend Anreize bestehen, in die notwendigen konventionellen Reservekapazitäten zu investieren, um den Strombedarf auch dann zu decken, wenn wetterbedingt keine oder nur sehr geringe Mengen an Strom aus erneuerbaren Energien zur Verfügung stehen. Ursächlich für die geringen Einsatzzeiten der Reservekapazitäten ist der Umstand, dass Strom aus

<sup>37</sup> Vgl. Hauca, Klein und Kühling (2013) sowie im Folgenden Abschnitt 4.2.2.

erneuerbaren Energien sogar ohne Einspeisevorrang und Abnahmegarantien stets prioritär eingespeist wird, weil er die geringsten variablen Kosten aufweist<sup>38</sup> und somit ganz links in der sogenannten Merit Order angesiedelt ist.

71. Die Merit Order beschreibt die Rangfolge, in welcher die Kraftwerke von den Betreibern eingesetzt werden. Zunächst werden die Kraftwerke mit den geringsten variablen Kosten eingesetzt, gefolgt von den Kraftwerken mit den nächsthöheren variablen Kosten, bis letztlich das Kraftwerk mit den höchsten variablen Kosten zum Zug kommt. Bei der Kraftwerkseinsatzplanung orientieren sich die Betreiber am Börsenpreis: ist der Börsenpreis höher als die variablen Kosten, so wird das Kraftwerk eingesetzt. Sind hingegen die variablen Kosten höher als der Börsenpreis, so wird das Kraftwerk nicht angeboten. Die Kraftwerksbetreiber melden der Strombörse, zu welchem Preis sie welche Strommenge anbieten, d.h. die Kraftwerksbetreiber melden eine komplette Angebotsfunktion, die für alle möglichen Preise die individuellen Angebotsmengen spezifiziert. Diese Angebotsfunktion ergibt sich aus dem Kraftwerksportfolio des Anbieters und den variablen Kosten der Stromerzeugung in den jeweiligen Kraftwerken, welche im Wesentlichen die Brennstoffkosten sind.

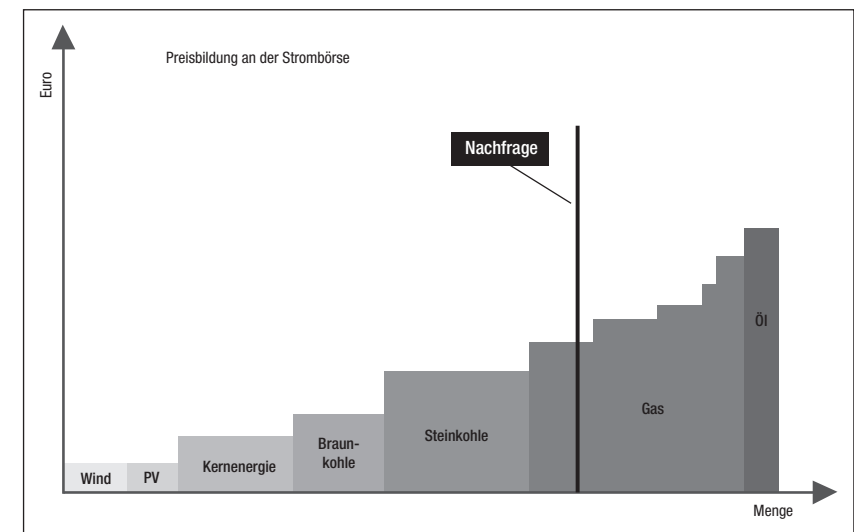
72. Abbildung 15 illustriert beispielhaft den Verlauf einer solchen Merit Order: Die geringsten variablen Kosten hat die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Daher wird der grüne Strom auch ohne Einspeisevorrang und Abnahmeverpflichtungen selbst bei sehr niedrigen Preisen angeboten. Je nach Höhe der Kernbrennstoffsteuer und CO<sub>2</sub>-Preisen haben entweder Kernkraftwerke oder große Braunkohlekraftwerksblöcke<sup>39</sup> die zweit- bzw. dann dritthöchsten variablen Kosten. Es folgen dann in der Merit Order, je nach Höhe des CO<sub>2</sub>-Preises und der Preise für Kohle und Gas, Steinkohle- und Gaskraftwerke. Bei relativ niedrigen CO<sub>2</sub>-Preisen weisen Kohlekraftwerke trotz des höheren CO<sub>2</sub>-Ausstoßes geringere variable Kosten auf und werden daher schon bei geringeren Preisen zur Stromlieferung angeboten, bei relativ hohen CO<sub>2</sub>-Preisen ist dies jedoch umgekehrt: Gas- und Steinkohlekraftwerke tauschen dann ihre Plätze in der Merit Order, im Fachjargon spricht man vom „Fuel Switch“.

73. Der Börsenpreis wird bei intensivem Wettbewerb durch die variablen Kosten des letzten Kraftwerks, des sogenannten Spitzenlastkraftwerkes, bestimmt. Bei

<sup>38</sup> Strom aus erneuerbaren Energien wird weitgehend ohne variable Kosten erzeugt, da mit Ausnahme von Biomasse keine Brennstoffkosten anfallen und bei Wasserkraft „nur“ Opportunitätskosten zu berücksichtigen sind.

<sup>39</sup> Vgl. dazu Haucap (2012).

Abbildung 15: Illustration einer exemplarischen Merit Order in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung.

Märkten mit unvollständigem Wettbewerb wird zudem ggf. ein Aufschlag auf die variablen Kosten im Angebot der Betreiber enthalten sein. In jedem Fall setzt das „letzte“ Kraftwerk, bei dem die aktuelle Nachfragekurve gerade die Merit Order schneidet, den für alle Kraftwerke gültigen Preis. Wie für homogene Güter auf Wettbewerbsmärkten typisch gilt das „Gesetz des einheitlichen Preises“ („law of one price“).<sup>40</sup> Der Großteil der Kraftwerke erhält also, da der Preis über den kraftwerksspezifischen variablen Kosten liegt, einen Deckungsbeitrag, der zur Deckung der Fixkosten beiträgt.

74. Nimmt nun die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu, so kommen die bisherigen Spitzenlastkraftwerke tendenziell weniger oft zum Einsatz. Diese Kraftwerke müssen damit in weniger Einsatzstunden im Jahr ihre Fixkosten erwirtschaften.

75. Zu unterscheiden sind kurz- und langfristige Effekte. Durch den rapiden Zubau an Erzeugungskapazitäten von Strom aus erneuerbaren Energien kommt es kurzfristig einfach zu einer Rechtsverschiebung der Merit Order und so zu

<sup>40</sup> Für Details zur Preisbildung siehe Giessing und Haucap (2011).

Preissenkungen auf dem Großhandelsmarkt. Daher sind insbesondere 2013 die durchschnittlichen Börsenpreise für Strom im Vergleich zu 2012 erheblich gefallen. Dies betrifft sowohl die Rentabilität der weniger oft genutzten Spitzenkraftwerke als auch die Mittellastkraftwerke, die mit geringeren Durchschnittspreisen operieren. Auslöser für diese Problematik ist jedoch nicht die Tatsache, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien fluktuiert. Der preissenkende Effekt ergibt sich vielmehr durch die geringen variablen Kosten der erneuerbaren Energien in Verbindung mit den aktuell bestehenden Überkapazitäten im deutsch-österreichischen Strommarkt, wie sie beispielsweise von der Monopolkommission (2013, Tz. 375–379) ermittelt wurden.

76. Mittelfristig ist marktgetrieben nicht von einer simplen Rechtsverschiebung der Merit Order auszugehen. Vielmehr werden sich ihr gesamter Verlauf und somit ihre Steigung ändern, da die Profitabilität eines jeden Kraftwerks überprüft werden wird. Während aktuell die Merit Order in Deutschland relativ flach verläuft und daher die Preisschwankungen relativ gering sind, ist bei einer Neuadjustierung davon auszugehen, dass die Merit Order steiler verlaufen wird und somit korrespondierend zu den Schwankungen in der Verfügbarkeit und Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien Preisschwankungen zunehmen werden. Inwiefern durch diese Entwicklungen ein staatlicher Handlungsbedarf ausgelöst wird, um die systemweite Versorgungssicherheit zu gewährleisten, wird in Abschnitt 4.3 dieser Studie im Detail analysiert.

## IV Was ist zu tun?

### 4.1 Worum soll es gehen? Konkretisierung und Priorisierung der Ziele

77. Bei vielen Bürgerinnen und Bürgern steht die Energiewende erstens für den Ausstieg aus der Atomenergie und zweitens für den Umbau der Stromerzeugung hin zu erneuerbaren Energien. Während der Ausstieg aus der Kernkraft als Ziel sui generis betrachtet wird, soll der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vor allem dazu dienen, den Ausstoß von Treibhausgasen, insbesondere CO<sub>2</sub>, zu reduzieren. In gewisser Weise ist also der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Verständnis vieler Bürgerinnen und Bürger nur Mittel zum Zweck.

78. Für die meisten Bürgerinnen und Bürger dürfte es keine Überraschung sein zu hören, dass der Klimawandel nicht allein in Deutschland gebremst werden kann. Deutschlands Anteil an den weltweiten Treibhausgasemissionen lag 2013 bei etwa 2,2%<sup>41</sup> und ist somit im weltweiten Maßstab – gerade bei Berücksichtigung des wachsenden Ausstoßes von Klimagasen in Asien (vor allem in China und Indien) – verschwindend gering. Damit die deutsche Klimapolitik also einen spürbaren Erfolg bringt, muss es Nachahmer geben, die ebenfalls einen Weg zu einer CO<sub>2</sub>-armen Wirtschaft beschreiten wollen.

79. Dass ein Vorpreschen und das „Vorangehen mit gutem Beispiel“ tatsächlich dazu führen werden, dass andere Staaten ihre Klimaschutzanstrengungen ebenfalls steigern, ist sowohl aus theoretischer als auch empirischer Sicht zweifelhaft.<sup>42</sup> Da das Verlangsamten oder Bremsen des Klimawandels ökonomisch gesehen ein globales öffentliches Gut ist,<sup>43</sup> da alle Menschen unabhängig von ihrem individuellen Beitrag davon profitieren,<sup>44</sup> ist eine Reduktion der Treibhausgase in Deutschland genauso gut wie in Russland oder in China. Aus der Sicht eines individuell rational und eigennutzorientierten Akteurs sinkt der Grenznutzen eigener Klimaschutzmaßnahmen daher, je mehr andere bereits in das öffentliche Gut „Klimaschutz“ investieren. Ein strikt rationales Handeln würde

41 Vgl. <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/179260/umfrage/die-zehn-groessten-co2-emittenten-weltweit/>

42 Vgl. Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium der Finanzen (2010), S. 31f.

43 Vgl. Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium der Finanzen (2010), S. 7.

44 Streng genommen ist dies nicht ganz richtig, da z. B. kanadische oder russische Farmer oder auch deutsche Winzer durchaus vom Klimawandel profitieren könnten.

daher sogar eine Reduktion der eigenen Anstrengungen in Folge steigender Anstrengungen anderer implizieren. Salopp ausgedrückt ist die Logik Folgende: Wenn die Deutschen schon so viel für den Klimaschutz tun, können wir uns ja etwas zurückhalten. Im Gegensatz dazu gehen einige verhaltensökonomische Ansätze davon aus, dass – basierend auf Reziprozitätsgedanken – ein Vorangehen mit gutem Beispiel andere dazu verleitet, dem guten Beispiel zu folgen. Die experimentelle Evidenz zur Stützung dieser Idee ist jedoch dünn.<sup>45</sup> Zudem ist fraglich, ob verhaltensökonomische Ansätze gut geeignet sind, internationale Klimapolitik von Staaten zu erklären. Dennoch basiert ein Großteil der mit der Energiewende verbundenen Hoffnungen darauf, dass die deutsche Politik viele Nachahmer auf der Welt finden wird.

80. Zu bedenken ist in diesem Kontext Folgendes: Grundsätzlich können Staaten als Reaktion auf den Klimawandel – vereinfacht ausgedrückt – zwei Strategien verfolgen: Zum einen Anstrengungen zur Vermeidung des Klimawandels durch die Reduktion von Treibhausgasen, zum anderen Investitionen zur Anpassung an die Folgen des Klimawandels wie etwa das Bauen höherer Dämme an der Küste.<sup>46</sup> Während die ersten Investitionen ein Beitrag zu einem globalen öffentlichen Gut darstellen, haben die Investitionen, die auf die Anpassung an die Folgen des Klimawandels abzielen, eher den Charakter lokal begrenzter öffentliche Güter oder gar privater Güter. In dem zweiten Fall tritt also das globale Trittbrettfahrerproblem nicht auf, jeder Staat kann mehr oder minder selbständig und unabhängig von den Aktivitäten anderer Staaten seine Vorkehrungen treffen.<sup>47</sup>

81. Unstrittig ist hingegen, dass wohl ein Nachahmen der deutschen Klimapolitik vor allem dann erwartet werden kann, wenn es sich tatsächlich um ein *gutes* Beispiel handelt und nicht um ein besonders schlechtes. Gleichwohl impliziert diese Hypothese, dass schlechte Beispiele eher abschreckend als motivierend wirken, nicht zugleich, dass ein schlechtes Experiment wertlos wäre. Jedes Experiment generiert – unabhängig von der individuellen Bewertung seines Ausgangs – Informationen, welche potenzielle Nachahmer für sich nutzen können. Anders ausgedrückt bleibt die vage Hoffnung, dass die deutsche Ener-

<sup>45</sup> Vgl. Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium der Finanzen (2010), S. 20–22.

<sup>46</sup> Ein „Handbuch zur guten Praxis der Anpassung an den Klimawandel“ hat jüngst erst das Umweltbundesamt (2014) publiziert. Aufgeführt sind Maßnahmen in Forst- und Landwirtschaft, Hochwasservorsorge, Gesundheitsvorsorge (gegen übermäßige Hitze), Verkehr, Tourismus sowie Stadtplanung. Dies zeigt, dass bereits heute aktiv in Maßnahmen zur Anpassung an den Klimawandel investiert wird; vgl. Umweltbundesamt (2014).

<sup>47</sup> Vgl. Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium der Finanzen (2010), S. 24ff.

giewendepolitik heute anderen die Fehler vormacht, welche diese dann in der Zukunft nicht wiederholen. Andere Staaten mögen dann sogar eher auch eine Energiewende anstreben, weil sie dann bereits aus der deutschen Erfahrung einen konkreten Weg kennen, den man nicht beschreiten sollte.

82. Realistischer wäre aber wohl die Erwartung, dass eine misslungene Energiewende, die durch Kostenexplosion, steigenden oder gleichbleibenden CO<sub>2</sub>-Ausstoß und eine gegebenenfalls unsichere Versorgung gekennzeichnet ist, keine oder kaum nennenswerte Nachahmer anlockt. Gerade für das globale Gelingen einer Energiewende ist es daher von kritischer Bedeutung, dass die Energiewende nicht zu einem Fiasko wird. Sollte sich erweisen, dass die deutsche Energiewende erhebliche Kosten verursacht, die Stromversorgung unsicher macht, Arbeitsplätze gefährdet, soziale Schiefagen induziert und das Wachstum bremst, so dürfte sich die Anzahl der Nachahmer in Grenzen halten. Gerade für das klimapolitische Gelingen ist es daher entscheidend, dass die Kosten nicht explodieren und Versorgungssicherheit, Arbeitsplätze und Wachstum nicht nachhaltig gefährdet werden.

83. Wenn also die Energiewende eine Investition in ein globales öffentliches Gut darstellt und Deutschland zugleich demonstriert, dass eine Energiewende eine sehr kostspielige Angelegenheit ist, so ist davon auszugehen, dass andere Staaten der deutschen Klimapolitik nicht folgen werden,<sup>48</sup> sondern sich stattdessen auf Vorkehrungen zur Anpassung an den Klimawandel konzentrieren. Die Energiewende müsste dann als gescheitert gelten.

84. Unstrittig ist unter Experten zudem, dass es beim aktuellen Stand des Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland wesentlich günstiger ist, CO<sub>2</sub> durch Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz, insbesondere im Bereich der energetischen Gebäudesanierung, einzusparen als durch den weiteren Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Zugleich erscheinen Maßnahmen im Bereich der Gebäudesanierung und im Wärmemarkt im Allgemeinen auch deshalb sinnvoller als die weitere Forcierung des Ausbaus der grünen Stromerzeugung, weil der Wärmemarkt größtenteils (mit Ausnahme von Nachtspeicherheizungen) nicht vom EU ETS erfasst wird.

<sup>48</sup> Die wiederholten Falschprognosen der EEG-Befürworter hingegen sollten hier nicht länger ernst genommen werden. Die australische Regierung etwa begründet den jüngst beschlossenen Ausstieg aus der Förderung erneuerbarer Energien und das Umschwenken auf den Ausbau der Kohlekraft mit der Kostenexplosion bei der Energiewende in Deutschland. Vgl. Spiegel Online vom 17.02.2014: „Kohlewende in Australien: Deutschland als abschreckendes Beispiel“ <http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/australiens-energie-wende-rueckwaerts-schlechtes-beispiel-deutschland-a-950397.html>



Eine Erhöhung der Energieeffizienz von Gebäuden kann somit in der Tat den CO<sub>2</sub>-Ausstoß in der EU reduzieren. Solange es keine Abstimmung zwischen den verschiedenen klimapolitischen Instrumenten gibt, wird die Reduktion von CO<sub>2</sub> teurer als erwartet.

85. Das beste Instrument zu einer möglichst kostengünstigen Vermeidung von Treibhausgasen ist das in Abschnitt 3.2 geschilderte Emissionshandelssystem, welches möglichst sämtliche Sektoren und möglichst viele Staaten umfassen sollte. Ein solches System führt dazu, dass CO<sub>2</sub>-Minderungsziele passgenau und kosteneffizient erreicht werden können, weil CO<sub>2</sub> in den Ländern, Branchen und Unternehmen vermieden wird, wo es am kostengünstigsten möglich ist. Ein funktionsfähiger Emissionshandel in Europa mag zudem eine Vorbildfunktion für andere Staaten haben.

86. Für den europäischen Emissionshandel wäre es wichtig, auch den Wärme- und den Verkehrsbereich umfassend in den CO<sub>2</sub>-Handel einzubeziehen. Besser als Vorgaben für den durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Ausstoß pro km für die Flotte jedes Fahrzeugherstellers wäre eine Verpflichtung für Raffinerien, eine bestimmte Anzahl an Emissionsrechten pro produziertem Liter Kraftstoff nachzuweisen. Zur Umrechnung könnten aus Transaktionskostengründen Durchschnittswerte angesetzt werden, wie viel CO<sub>2</sub> pro Liter Diesel, Benzin etc. ausgestoßen wird. Dabei ist zu bedenken, dass bereits heute die Mineralölsteuer in den Mitgliedstaaten die Kraftstoffpreise deutlich stärker erhöht als dies durch eine Einbeziehung in das System des europäischen Emissionshandels in Isolation geschehen würde. Soll eine stärkere Belastung der Autofahrerinnen und Autofahrer vermieden werden, so kann die Mineralölsteuer gesenkt oder – besser noch – die Kraftfahrzeugsteuer gestrichen werden.

## 4.2 Es geht billiger: Die marktbasierende Förderung erneuerbarer Energien

### 4.2.1 Option 1: Stärkung des EU ETS und Abschaffung des EEG

87. Unter den aktuellen Rahmenbedingungen und beim aktuellen Stand der technologischen Entwicklung weist die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit Ausnahme von Wasserkraft in Deutschland (noch immer) höhere Gestehungskosten auf als die Stromerzeugung mit Hilfe von konventionellen Energieträgern (also Kernbrennstoffe oder fossile Brennstoffe). Eine einfache Integration in den Strommarkt ohne staatliche Unterstützung ist daher nur in

geringem Umfang möglich. Es besteht zwar bei einzelnen Privathaushalten durchaus eine höhere Zahlungsbereitschaft für grünen Strom und dementsprechend eine Nachfrage nach Ökostromtarifen, jedoch ist diese Nachfrage zum einen weitgehend auf Privathaushalte beschränkt, die lediglich knapp ein Viertel der Stromnachfrage in Deutschland ausmachen.<sup>49</sup> Zum anderen dürfte selbst hier die Zahlungsbereitschaft an Grenzen stoßen. So belaufen sich die Gestehungskosten für Solarstrom nach wie vor auf das etwa Drei- bis Vierfache des durchschnittlichen Stromgroßhandelspreises, sodass fraglich ist, in welchem Ausmaß Solarstrom ohne EEG oder andere Fördersysteme konkurrenzfähig wäre. Klar ist sicherlich, dass sich die ambitionierten Ausbauziele der Energiewende nicht ohne öffentliche Förderung realisieren lassen.<sup>50</sup>

88. Die Versuche, durch das sog. System der optionalen Marktprämie Anreize für eine Marktintegration zu bieten, sind bisher nicht von Erfolg gekrönt. Durch die aktuelle Ausgestaltung des Systems der optionalen Marktprämie können Stromerzeuger im erneuerbaren Energiensektor zwischen garantierten Einspeisetarifen und dem Verkauf des Stroms über den Markt wählen, wobei im letzteren Fall eine Marktprämie ausgezahlt wird. Die Erzeuger werden daher stets die Vermarktungsmethode wählen, die gerade die höchsten Erlöse verspricht. Eine echte Integration in den Strommarkt findet jedoch nicht statt, da gerade in Zeiten sehr hoher Einspeisung ein Rückfall auf die garantierte Einspeisevergütung erfolgt, indem die Differenz zwischen niedrigeren Markterlösen und Einspeisevergütung ausgeglichen wird. Somit können zwar die Chancen des Marktes (bei hohen Preisen) zuzüglich Markt- und Managementprämie wahrgenommen werden, während die Anbieter jedoch noch immer vor den Risiken des Marktes (niedrige Preise) geschützt werden. Eine echte Marktintegration bleibt somit unerreichbar. Vielmehr ist davon auszugehen, dass es primär zu Mitnahmeeffekten kommt.

89. Ein marktgesteuerter Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wäre die ökonomisch sinnvollste Lösung und prinzipiell durchaus denkbar, wenn allein das EU ETS als Instrument für den Klimaschutz genutzt würde. Voraussetzung für einen solchen Schritt wäre jedoch zum einen, dass die

<sup>49</sup> Vgl. die Angaben abrufbar unter der URL [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE\\_Energiedaten](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten)

<sup>50</sup> An vielen Standorten ist allerdings bereits heute der Eigenverbrauch von Solarstrom wettbewerbsfähig zu dem aus dem Netz bezogenen Strom, d.h. dass sich die sogenannte Netzparität eingestellt hat, bei der selbst erzeugter Solarstrom mindestens genauso kostengünstig ist wie fremderzeugter Strom, der über das Netz bezogen wird. Ursache hierfür sind zum einen die fallenden Gestehungskosten der Solarstromerzeugung, zum anderen aber die steigenden Kosten des „Netzstroms“. Während im Preis für „Netzstrom“ Netznutzungsentgelte, Strom- und Mehrwertsteuer, Konzessionsabgaben, EEG- und KWK-Umlage enthalten sind, fallen diese Kosten beim Eigenverbrauch von selbst erzeugtem Strom nicht an.

Schwachstellen des EU ETS behoben würden. Zum anderen müsste das explizite Ziel aufgegeben werden, einen bestimmten Prozentsatz des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien zu speisen.

90. Die Schwachstellen des EU ETS sind vor allem die Beschränkung auf den Sektor der Großfeuerungsanlagen und das Auslassen des Wärmemarktes und des Verkehrsbereiches sowie die bislang fehlende Fortschreibung über das Jahr 2020 hinaus.<sup>51</sup> Letzteres schafft Unsicherheiten darüber, ob es sich heute lohnt, Investitionen zu tätigen, um den Ausstoß von Treibhausgas zu reduzieren. Kein Versagen des EU ETS, also des Emissionsrechtehandels unter der CO<sub>2</sub>-Obergrenze, ist hingegen in dem aktuell niedrigen Preisniveau für CO<sub>2</sub>-Zertifikate zu sehen. Das EU ETS verfolgt wie oben geschildert explizit das Ziel, die Menge an Treibhausgasen nach politischen Vorgaben zu reduzieren. Dieses Ziel erfüllt das EU ETS zu 100%. Dagegen verfolgt das EU ETS kein Preisziel. Solange die politisch gewünschte Menge an CO<sub>2</sub> eingespart wird, ist das Preisniveau für CO<sub>2</sub>-Zertifikate irrelevant.

91. Im Grunde erleben wir aktuell eine paradoxe Situation: Während es über das EU ETS gelingt, die CO<sub>2</sub>-Emissionen wie gewünscht zu reduzieren, und dies offensichtlich sogar deutlich günstiger ist als erwartet, wird Letzteres von einigen Kommentatoren als Funktionsmangel des EU ETS angesehen. In krassem Gegensatz dazu gelingt es in Deutschland trotz geradezu explodierender EEG-Kosten nicht, den CO<sub>2</sub>-Ausstoß zu drosseln (vgl. Abschnitt 3.2, insbesondere Tz. 54–58) – dennoch wird das EEG von nicht wenigen Interessengruppen als großer Erfolg gefeiert, an dem sich andere Staaten orientieren mögen. Von einer vernunftgeleiteten und verantwortungsbewussten Politik ist dies weit entfernt.

92. Idealerweise sollte eine verantwortungsbewusste Klimapolitik es den privaten Akteuren überlassen, an welcher Stelle CO<sub>2</sub> vermieden wird und an welcher nicht. Sofern die o.g. wirklichen Probleme des EU ETS behoben werden, wird dann durch die Handelbarkeit der Zertifikate dort CO<sub>2</sub> vermieden, wo es am kostengünstigsten möglich ist. Es gäbe dann allerdings keinerlei Garantie dafür, dass z. B. 35% des Stroms im Jahr 2030 aus erneuerbaren Energiequellen stammt. Sollte es nämlich günstiger sein, CO<sub>2</sub> in der Stahlproduktion, im Luftverkehr oder in der Gebäudesanierung einzusparen (wofür einiges spricht), so werden diese Optionen realisiert und dementsprechend weniger CO<sub>2</sub> bei

<sup>51</sup> Vorschläge zur Verbesserung des EU ETS finden sich beim Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) (2011) sowie bei Tindale (2012).

der Stromerzeugung eingespart, sofern diese Bereiche vom Emissionshandel erfasst werden. Volkswirtschaftlich ist dies überaus sinnvoll, und aus Umwelt- und Klimagesichtspunkten ist es irrelevant, wo genau CO<sub>2</sub> eingespart wird.<sup>52</sup>

93. Verteilungspolitisch ergeben sich jedoch erhebliche Konsequenzen bei einem Verzicht auf die massive Förderung der erneuerbaren Energien. Sollte diese zu Gunsten einer echten Klimapolitik aufgegeben werden, so werden erhebliche Verteilungseffekte ausgelöst, was die politische Durchsetzbarkeit eines solchen Vorschlags erschwert. Verlierer wären all diejenigen, die vom EEG profitieren. Dies sind zahlreiche Landwirte, Land- und Immobilienbesitzer und auch eine Reihe von Bundesländern, wie in Abbildung 11 in Abschnitt 3.1 dargestellt.

94. Da zudem der Ausbau der erneuerbaren Energien inzwischen explizites Ziel im EnWG ist, mag eine Verfolgung von Klimaschutzziele durch das EU ETS zwar sinnvoll sein. Jedoch kann damit das explizite und eigenständige Ziel des Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nur schlecht umgesetzt werden. Es erscheint daher sinnvoll, sich mit zweit- und drittbesten Lösungsmöglichkeiten zu beschäftigen, um den größten Schaden von der Gesellschaft abzuwenden.

95. Als Zwischenfazit bleibt festzuhalten, dass ein marktbasierter Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ökonomisch wünschenswert ist, weil so auf günstige (d.h. kosteneffiziente) Weise Klimaschutzziele erreicht werden können. Die beste Lösung besteht daher darin, das Europäische Emissionshandelssystem zum Kern der Energiepolitik zu machen, mit dem das Ziel der Umweltverträglichkeit erreicht werden soll. Wenn freilich die Politik nicht die Kraft findet, die effizienteste Lösung zu implementieren, müssen Alternativen in Betracht gezogen werden, die schnell umsetzbar sind und zumindest die gravierendsten Defizite des EEG vermeiden können, um die erheblichen Wohlfahrtsverluste der aktuellen Energiepolitik zu verringern.

#### **4.2.2 Option 2: Verpflichtende Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien zum Börsenpreis plus X**

96. Von einer vollständigen Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den Strommarkt ohne irgendeine Form der staatlichen Unterstützung ist trotz sinkender Gestehungskosten bei erneuerbaren Energien in absehbarer

<sup>52</sup> Siehe auch Kronberger Kreis (2009).

Zeit nicht auszugehen. Anders ausgedrückt ist nicht zu erwarten, dass sich – trotz Einstellen der sog. Netzparität für Solarstrom – erneuerbare Energien in einem Ausmaß durchsetzen, das eine staatliche Förderung überflüssig macht, sofern die ambitionierten Ziele der Energiewende in Bezug auf den Ausbau der erneuerbaren Energien erreicht werden sollen. Es stellt sich somit die Frage, wie eine Alternative zur bisherigen EEG-Förderung aussehen könnte, welche die konkreten Ausbauziele für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nicht in Frage stellt. Da Verbesserungen des bisherigen Systems, wie eine weitere Optimierung der Vergütungstarife, sich in der Vergangenheit als wenig wirksam erwiesen haben, ist ein marktkonformes Modell nicht nur vorzugswürdig, sondern zwingend erforderlich.

97. In der öffentlichen Diskussion werden vor allem drei Ansätze der Direktvermarktung diskutiert:

- (1) ein preisgesteuerter Ausbau durch ein **Prämienmodell**, bei dem die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien zusätzlich zum Marktpreis für den erzeugten Strom eine fixe oder prozentuale Prämie pro kWh bekommen,
- (2) ein **Ausschreibungsmodell** (teilweise auch als Auktionsmodell bezeichnet), bei dem die erwünschte Menge an zuzubauenden Kapazitäten zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Grunde wie im System der öffentlichen Beschaffung öffentlich ausgeschrieben (bzw. versteigert) wird und derjenige Bieter den Zuschlag erhält, der das günstigste Angebot unterbreitet (z. B. den geringsten Investitionskostenzuschuss verlangt) und
- (3) ein **Quoten- oder Zertifikatmodell**, bei dem Energieversorgungsunternehmen regulatorisch verpflichtet werden, eine vorgegebene Quote von Strom aus erneuerbaren Energien zu vermarkten.

98. Alle drei Ansätze zeichnen sich dadurch aus, dass ihr Kern die Direktvermarktung des erzeugten Stroms ist. Ob der Strom an der Börse oder in bilateralen Verhandlungen kurz- oder langfristig verkauft wird, spielt dabei keine Rolle. Die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien erhalten in all diesen Modellen einen (ggf. individuell ausgehandelten) „Stromgroßhandelspreis plus X“, wobei das zusätzliche X ebenso in einer festen oder flexiblen Marktprämie bestehen kann wie in Vermarktungserlösen aus Grünstromzertifikaten. Denkbar sind

zudem (kapazitätsbasierte) Investitionskostenzuschüsse, die einmalig gezahlt werden. In der Direktvermarktung sind Stromerzeuger – wie Anbieter auf den allermeisten Märkten sonst auch – selbst für die Vermarktung ihrer Produktion verantwortlich, der „Produce and Forget“-Mentalität wird so ein Ende bereitet.

99. Der Übergang zu einer verpflichtenden Direktvermarktung bietet – ganz gleich unter welchem der drei genannten Modelle – zahlreiche Vorteile: Erstens besteht bei einer Direktvermarktung für Stromerzeuger aus erneuerbaren Energien der Anreiz, Strom dann zu liefern, wenn er besonders werthaltig ist, d.h. wenn die Preise hoch sind. Heute besteht aufgrund der fixen Vergütung vor allem der Anreiz, möglichst viel Strom aus erneuerbaren Energien zu erzeugen. Bei einer Orientierung an Marktpreisen hingegen wird es attraktiver, den Erlös (also das Produkt aus variablem Preis und Menge) zu maximieren, was zu einer Nutzung von Windrädern führen kann, die auch in Schwachwindzeiten Strom produzieren, selbst wenn dies zu Lasten der Produktion in Starkwindzeiten geht. Zweitens erhöht die Orientierung an Marktpreisen die Anreize, in Speichertechnologien zu investieren oder diese zu entwickeln, um Strom aus erneuerbaren Energien dann in Zeiten hoher Preise zu vermarkten. Drittens kann so eine Vermarktung von Strom zu Zeiten negativer Börsenpreise leicht vermieden werden, indem in Zeiten negativer Preise das „+X“ auf null gesetzt wird, also keine Marktprämie bezahlt oder kein Grünstromzertifikat ausgegeben wird. Und viertens werden die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien veranlasst, die Kosten für die Prognose ihrer Stromerzeugung, den sog. Profilserviceaufwand, zu internalisieren. Momentan wird diese Prognoseleistung von den Übertragungsnetzbetreibern erbracht und die Kosten als Teil der EEG-Umlage den Stromverbrauchern aufgebürdet.

100. Der Minister für Wirtschaft und Energie sieht in seinem Eckpunktepapier für die Reform des EEG einen sehr zögerlichen Übergang zur Direktvermarktung vor. Ab dem 01.08.2014 sollen Neuanlagen ab einer Leistung von 500 kW ihren Strom verpflichtend selbst vermarkten, ab dem 01.01.2016 dann auch Neuanlagen ab einer Leistung von 250 kW und ab dem 01.01.2017 schließlich auch Neuanlagen ab einer Leistung von 100 kW. Altanlagen und Neuanlagen mit einer Leistung von unter 100 kW sollen nicht zur Direktvermarktung verpflichtet werden.

101. Der vorgesehene Pfad zu einer verpflichtenden Direktvermarktung geht zwar in die richtige Richtung, wird jedoch viel zu langsam beschritten. Es gibt keinen zwingenden Grund, warum nicht die Direktvermarktung für alle Neuan-

lagen schon ab dem 01.08. 2014 verpflichtend werden sollte. Je zögerlicher die Reformen vonstattengehen, desto kostspieliger wird die Energiewende bleiben.

102. Das zweite wichtige Element einer Reform des EEG sollte der Übergang zu einer technologieutralen Förderung sein, wie sie die Europäische Kommission in ihren Leitlinien für staatliche Interventionen im Stromsektor empfiehlt. Eine technologie neutrale Förderung kann selbst innerhalb des bisherigen Systems von Einspeisetarifen implementiert werden, wenn ein einheitlicher EEG-Vergütungssatz pro kWh grünem Strom gezahlt würde, unabhängig von Technologien, Anlagengrößen etc. Auch Marktprämien, Ausschreibungen und Quotenmodelle lassen sich leicht technologie neutral ausgestalten. Der wesentliche Vorteil einer technologie neutralen Förderung besteht darin, dass die kostengünstigste Technologie dann die höchsten Renditen verspricht und der größte Zubau bei der kostengünstigsten Technologie stattfinden sollte. Wie in Abschnitt 3.1 dargelegt, bestand eine ganz wesentliche Ineffizienz des heutigen EEG darin, dass die lange teuerste Technologie – Photovoltaik – zugleich die höchsten Renditen abwarf und so vom teuersten am meisten zugebaut wurde. Eine solche Fehlentwicklung im Technologie-Mix lässt sich durch eine technologie neutrale Förderung vermeiden.

103. Gegen eine technologie neutrale Förderung wird oftmals eingewendet, dass dadurch die Vielfalt der Technologien verloren ginge, eben weil sich nur die kostengünstigste Technologie durchsetze. In Deutschland wäre das im Bereich der erneuerbaren Energien heute Onshore-Wind. Dieses Argument ist weitgehend richtig, jedoch gerade ein Vorteil der Technologie neutralität. Technologische Vielfalt ist für die Verbraucher kein Wert an sich, wenn dies zu höheren Kosten führt. Auf Wettbewerbsmärkten wie z. B. im IT-Bereich oder im Telekommunikationssektor setzen sich in der Regel die günstigsten oder leistungsfähigsten Technologien durch, sehr zum Vorteil der Verbraucher. Im Bereich der konventionellen Stromerzeugung besteht im Übrigen heute international durchaus technologische Vielfalt, was Kraftwerkstypen und Brennstoffe (Braunkohle, Steinkohle, Gas) angeht, ohne dass es maßgeschneiderte technologie abhängige Strompreise gäbe. Vielmehr gilt dort an der Börse das Gesetz des einheitlichen Preises. Über eine technologiespezifische Förderung von Forschung und Entwicklung hinaus ist daher keine technologiespezifische Subventionierung sinnvoll. Der rasche Übergang zur Technologie neutralität sollte

<sup>53</sup> Siehe Europäische Kommission (2013a), S. 11, sowie Europäische Kommission (2013b).

daher – wie von der Europäischen Kommission empfohlen<sup>53</sup> – ein wesentliches Element jeder EEG-Reform sein.

104. Das Eckpunktepapier des Bundesministers für Wirtschaft und Energie sieht demgegenüber jedoch nach wie vor eine technologiespezifische Förderung vor, um den Wettbewerb zwischen den erneuerbaren Energien zu verhindern. Damit werden weiter erhebliche Ineffizienzen und unnötige Kosten erzeugt, ohne dass es dafür eine ökonomische Rechtfertigung gäbe. Nach über 20 Jahren technologiespezifischer Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland und erheblichen Senkungen der Produktionskosten durch die erfolgreiche Realisation von Lernkurveneffekten sollte nun ohne jede Verzögerung die Förderung technologie neutral ausgestaltet werden.

105. Neben der Direktvermarktung und der Technologie neutralität sollte eine Reform des EEG drittens möglichst umfassend Wettbewerbselemente nutzen. Sowohl Marktprämien als auch Ausschreibungen und Quotenmodelle enthalten solche wettbewerblichen Elemente. Die Europäische Kommission favorisiert in ihren Leitlinien Marktprämien und Quotenmodelle, lässt aber auch Ausschreibungen durchaus zu.

106. Die drei Wettbewerbsmodelle unterscheiden sich dahingehend, dass reine Marktprämienmodelle weiter eine preisliche Steuerung des Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien darstellen, bei denen sich die Ökostrommenge und das Ausbautempo als Funktion des Preises entwickeln (wie im EEG bisher auch), während Ausschreibungen und Quotenmodelle eine Mengensteuerung vornehmen, bei denen sich die Förderhöhe und somit der Preis als Funktion der politisch gewünschten Zubaumenge und des gewünschten Ausbautempos entwickelt. Das vom Bundesminister für Wirtschaft und Energie vorgeschlagene Modell „atmender Deckel“, bei denen sich Einspeisetarife anhand erreichter Ausbauziele automatisch anpassen (hier also absenken), verbindet die Preis- und Mengensteuerung. Bei diesem Ansatz bleibt jedoch das Ausbautempo unbestimmt, solange es nicht einen Deckel bei der Fördersumme gibt wie etwa im österreichischen Ökostromgesetz.

107. Preis- und Mengensteuerung unterscheiden sich vor allem darin, wie gut bestimmte Ziele erreicht werden können. Wären die etwaigen externen Vorteile des Ausbaus erneuerbarer Energien leicht zu quantifizieren, so böte sich eine Steuerung über Preise oder Prämien an, die diese externen Vorteile reflektieren. Sind diese Vorteile jedoch schwer quantitativ abzuschätzen und besteht das Ziel

vor allem im Erreichen bestimmter Mengenziele, so bietet sich eine Mengensteuerung an, da diese dann treffsicherer ist als eine Preissteuerung, bei der Mengenziele angesichts unbekannter Kostenentwicklungen der Technologien schnell verfehlt werden können. Die Geschichte des EEG und die zahlreichen Fehlprognosen über Zubaupfade belegen dieses Problem eindrucksvoll (vgl. Abschnitt 3.1).

108. Eine preisbasierte Förderung läuft – besonders wenn Kostenentwicklungen schwer zu prognostizieren sind – Gefahr, eine Überförderung zu induzieren, da es keine marktliche Reaktion auf Kostenentwicklungen gibt, sondern Preise administrativ angepasst werden müssen. Die Erfahrung des EEG belegt auch dieses Defizit der Preissteuerung in besonders eindrucksvoller Weise.

109. Aufgrund der geringen Treffsicherheit einer preisbasierten Förderung und der substanziellen empirisch belegten Gefahr der Überförderung ist eine mengenbasierte Förderpolitik vorzugswürdig. Letztere bietet den Vorteil, dass sich die Förderung durch Marktmechanismen schnell den Kostenentwicklungen anpasst und der mengenmäßige Zuwachs und dessen Tempo gut planbar sind, was wiederum den Netzausbaubedarf planbarer macht und so die Netzausbaukosten tendenziell senkt.

110. Eine mengengesteuerte Förderung kann entweder im Rahmen eines zertifikatebasierten Quotenmodells oder über zentrale oder dezentrale Ausschreibungen für den Zubau an grünen Stromerzeugungskapazitäten ausgestaltet sein. Das Quotenmodell wird im politischen Raum verschiedentlich befürwortet, etwa von der Monopolkommission (2011, 2013), dem Sachverständigenrat zur Beurteilung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2011, 2013), dem RWI (2012) sowie acatech, der deutschen Akademie der Technikwissenschaften (2012). Das Ausschreibungsmodell wird im deutschsprachigen Raum vor allem von Bofinger (2013) propagiert.

111. Ein Quotenmodell ist sehr erfolgreich in Schweden implementiert worden, wo es seit über 10 Jahren funktioniert. Im schwedischen Quotenmodell werden Energieversorger verpflichtet, eine jährliche wachsende Menge an Strom aus erneuerbaren Quellen zu vermarkten.<sup>54</sup> Im Hinblick auf die im EEG definierten Ausbauziele könnte dies in Deutschland z. B. eine Zubaumenge von 2 Prozent-

<sup>54</sup> Für eine detaillierte Beschreibung mitsamt ausformuliertem Gesetzesentwurf siehe Haucap, Klein und Kühling (2013).

punkten pro Jahr bis 2020 sein und dann 1 Prozentpunkt bis 2035, sodass 2035 das Ziel von 50% erreicht würde.

112. Wie und von wem und zu welchen Konditionen die Stromversorger, zu denen in Deutschland etwa 800 Stadtwerke zählen<sup>55</sup>, ihren grünen Strom beziehen, bleibt den Stromversorgern selbst überlassen. Da die Stromversorger untereinander im Wettbewerb stehen, haben diese einen Anreiz, den grünen Strom möglichst kostengünstig zu kontrahieren. Zu erwarten ist, dass die Stromversorger – analog zum Beschaffungsmanagement im konventionellen Strom- und Gasbereich – ein Beschaffungsmanagement für grünen Strom aufbauen und versuchen, sich über einen möglichst effizienten Einkauf Wettbewerbsvorteile zu verschaffen. Ob der grüne Strom von den Versorgern selbst erzeugt oder von anderen Anbietern bilateral oder an der Börse beschafft wird, ob die Versorger mit den Grünstromerzeugern lang- oder kurzfristige Verträge eingehen, ob dies Solarstrom oder Windenergie ist, bliebe alles den Versorgern überlassen. So wird im Grünstromsektor Wettbewerb zwischen Technologien, Anlagengrößen, Vermarktungsformen und Standorten ausgelöst. Es wäre zu erwarten, dass die zahlreichen Stadtwerke und Energieversorger durchaus unterschiedliche Beschaffungsstrategien verfolgen werden, sodass sich effiziente Beschaffungsmodelle im Wettbewerb herauschälen können.

113. Die Erzeuger von grünem Strom erhalten in einem Quoten- oder Zertifikatemodell neben den Erlösen aus der Vermarktung ihres Stroms ein grünes Zertifikat (z. B. pro 100 kWh erzeugtem Strom), welches sie zusätzlich vermarkten können. Diese Vermarktung können – gerade bei kleinen Anbietern – selbstverständlich Dritte, wie z. B. Broker oder genossenschaftliche Vermarktungsorganisationen, übernehmen. Ob die Erzeuger ihre grünen Zertifikate an der Börse veräußern oder bilateral kurz- oder langfristig verkaufen oder selbst für einen eigenen Stromvertrieb nutzen, bliebe ihnen überlassen.

114. Zwei wichtige Lehren für die effiziente Ausgestaltung von Quotenmodellen bestehen darin, (a) die Nichterfüllung mit hinreichend abschreckenden Pönalen zu versehen und (b) die Übertragung von einem Jahr in das nächste zu ermöglichen, damit nicht gegen Jahresende der Zertifikatspreis auf null fällt.<sup>56</sup>

<sup>55</sup> Siehe <http://www.strom-magazin.de/stadtwerke/>  
<sup>56</sup> Für Details siehe Haucap, Klein und Kühling (2013).

115. In dem von Bofinger (2013) vorgeschlagenen Auktionsmodell soll eine zentrale Instanz Kapazitäten für grünen Strom ausschreiben. Wie die Ausschreibung ganz genau funktionieren soll, ist in dem Gutachten nicht detailliert ausgeführt. Vorstellbar ist die Zahlung eines Investitionskostenzuschusses, einer Marktprämie oder eines in der Auktion determinierten Einspeisetarifs. Wesentlicher Vorteil der Auktion sei, dass die zentrale Ausschreibungsstelle als Monopsonist mit Nachfragemacht die Preise drücken bzw. Preisdifferenzierung betreiben könnte.

116. Diese Argumentation ist jedoch nicht tragfähig. In der von Bofinger (2013) vorgeschlagenen Erstpreisauktion werden die Bieter nämlich keinesfalls ihre wahren individuellen Kosten offenbaren, während in einer alternativen Zweitpreisauktion keine Preisdifferenzierung möglich ist.<sup>57</sup> Die Idee, über eine Auktion in effizienter Weise Preisdifferenzierung betreiben zu können, hält einer Überprüfung bei näherer mikroökonomischer Betrachtung nicht stand.

117. Eine Auktion hat darüber hinaus zwei weitere gravierende Nachteile im Vergleich zu einem Quotenmodell. Zum einen steckt bei öffentlichen Ausschreibungen der Teufel oft im Detail. Da fast sämtliche Vertragsparameter ex ante spezifiziert werden müssen, lassen sich die erheblichen Vorzüge des Vertrags- und Beschaffungswettbewerbs, die ein Quotenmodell bietet, nicht nutzen. Es ist höchst unwahrscheinlich, dass in einem öffentlichen Vergabeverfahren sofort die effiziente Vertragsform und eine effiziente Beschaffung gefunden werden. Dies kann nur das Quotensystem leisten. Zum anderen können die effizienten Anlagengrößen nicht im Wettbewerb ermittelt werden, da auch die Losgrößen in der Regel in öffentlichen Ausschreibungen ex ante spezifiziert werden (müssen). Auch hier drohen erhebliche Effizienzverluste. Der Wettbewerb *um* einen Markt funktioniert – abgesehen vom Lehrbuch – fast nie so gut wie der Wettbewerb *auf* einem Markt. Nur in letzterem Fall stellt sich im Zeitverlauf heraus, welche Verträge und welche Vertragslaufzeiten, welche Beschaffungsarten, welche Anlagengrößen und welche Branchenstruktur effizient sind.

118. Zusammengefasst hat ein Quotenmodell folgende Vorzüge gegenüber anderen Fördermechanismen:

*Vorteil 1:* Energieversorger stehen zunehmend im Wettbewerb um Kunden und haben daher starke Anreize, über ein effizientes Portfoliomanagement auch im Grünstrombereich die günstigsten Formen der Produktion

von Strom aus erneuerbaren Energien zu kontrahieren (Technologien, Standorte, Anlagengrößen), da ein gutes Beschaffungsmanagement den Stromanbietern Wettbewerbsvorteile verschafft. Daher werden die größten Margen dann mit der günstigsten Technologie an den besten Standorten bei effizienten Anlagengrößen verdient und nicht – wie bisher – mit der teuersten Technologie. Dadurch entsteht ein effizienter Technologiemix bei der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien.

*Vorteil 2:* Das Modell ermöglicht Vertragswettbewerb und benötigt weniger staatliche Planung als öffentliche Ausschreibungen. Wettbewerb zwischen verschiedenen Vertragsformen zur Beschaffung von grünem Strom ist ebenso möglich wie Eigenproduktion (effiziente „Make-or-Buy“-Entscheidung). Daher ist ein Quotenmodell einem Modell öffentlicher Ausschreibungen vorzuziehen.

*Vorteil 3:* Das Modell ermöglicht eine wesentlich passgenauere Steuerung des Zubaus an Kapazitäten zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Damit ist der Netzausbaubedarf besser planbar als bisher.

*Vorteil 4:* Selbstverbraucher Strom kann im Gegensatz zu Ausschreibungsmodellen berücksichtigt werden (durch Aufkauf der Grünstromzertifikate).

*Vorteil 5:* Eine Europäisierung ist prinzipiell einfach möglich und bietet perspektivisch weitere Vorteile, da „grüner Strom“ dann länderübergreifend an effizienten Standorten produziert werden kann.

119. Als Gegenargument gegen Quotenmodelle wird oftmals angeführt, dass die Beschaffungskosten höher als bei auf 20 Jahre fixierten Einspeisetarifen seien, da die Investoren ein höheres Risiko zu tragen hätten. Als Beleg wird teilweise ein Vergleich der Beschaffungskosten für Onshore-Wind zwischen Deutschland und Großbritannien herangezogen, bei welchem die Beschaffungspreise pro kWh Onshore-Windstrom in Großbritannien über denen in Deutschland liegen. Ein solcher einfacher Vergleich ist aus mindestens drei Gründen irreführend: Erstens sind in Großbritannien die Stromerzeuger, wie in Abschnitt 4.4 noch beschrieben wird, an den Netzentgelten beteiligt, während diese in Deutschland allein vom Verbraucher getragen werden. Diese Kosten müssen Anbieter in Großbritannien berücksichtigen, dafür entfällt dieser Anteil beim Verbraucher. Zweitens sind

<sup>57</sup> Siehe etwa Milgrom (2004) oder Klemperer (2004).

die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien in Großbritannien an den Kosten der Regenergiebeschaffung beteiligt (siehe ebenfalls Abschnitt 4.4), welche aus der fluktuierenden Einspeisung resultieren. In Deutschland hingegen werden diese Kosten zunächst vom Netzbetreiber getragen und dann auf die Verbraucher überwältigt. Ein einfacher Vergleich der Kosten britischer Windstromerzeuger mit deutschen Einspeisetarifen vernachlässigt also, dass die Kosten in Großbritannien Kostenbestandteile enthalten, welche in Deutschland zunächst den Netzbetreibern und anschließend den Verbrauchern aufgebürdet werden. Am wichtigsten ist jedoch der dritte Punkt: Das EEG hat durch die Überförderung der Photovoltaik zu einem hochgradig ineffizienten und übermäßig teuren Technologiemix bei erneuerbaren Energien geführt, sodass die Kosten pro kWh Grünstrom erheblich über denen in Großbritannien liegen. Ein wesentlicher Vorteil des Quotenmodells liegt gerade in seiner Technologieneutralität, welche tendenziell einen effizienten, kostengünstigen Technologiemix induziert, während das EEG einen sehr teuren und hochgradig ineffizienten Technologiemix induziert hat.

120. Gegen zentrale öffentliche Ausschreibungen für neue Anlagen zur Grünstromerzeugung, sprechen vor allem die zahlreichen Probleme, die oft mit öffentlichen Ausschreibungen verbunden sind. Vor allem müssten dann nahezu sämtliche vertraglichen Konditionen vor einer Ausschreibung fixiert werden. In einem dezentralen Quotenmodell hingegen können die Stadtwerke selbst im Wettbewerb ermitteln, welche Vertragsarten am besten geeignet sind, um grünen Strom zu beschaffen.

121. Im Eckpunktepapier des Bundesministers für Wirtschaft und Energie wird trotz der Vorzüge der Mengensteuerung weitestgehend an der preisbasierten Förderung festgehalten, auch wenn diese nun mit Ausbaukorridoren gepaart wird und die Einspeisetarife je nach Ausbaugeschwindigkeit abgesenkt werden sowie ein langsamer und gradueller Übergang zu Marktprämien erfolgen soll. Die Höhe der Marktprämien soll erst ab 2017 in wettbewerblichen Ausschreibungen ermittelt werden. Diejenigen Anbieter sollen dann den Zuschlag erhalten, welche die geringste Marktprämie für sich beanspruchen. Unklar ist, ob diese Regel ab 2017 für alle Anlagen gelten soll oder nur für Solaranlage auf Freiflächen, für die es ein Pilotvorhaben geben soll.

122. Das Problem der möglichen Überförderung bleibt aufgrund der fehlenden Technologieneutralität und der nur sehr begrenzten Nutzung von Wettbewerbskräften weitgehend bestehen. Die Chance für eine echte EEG-Reform droht abermals vertan zu werden. Dabei wäre eine beherzte Reform dringend notwendig.

### 4.3 Kapazitätsmärkte sind nicht notwendig<sup>58</sup>

#### 4.3.1 Vorbemerkung

123. Neben der eben beschriebenen Notwendigkeit zu Reformen der völlig marktfernen Förderung des Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, diversen Herausforderungen beim Aus- und Umbau der Übertragungs- und Verteilnetze<sup>59</sup> sowie Fragen nach Höhe und Verteilung der Kosten der Energiewende<sup>60</sup> wird aktuell auch das Thema der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit intensiv diskutiert. Weil die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit Wind und Sonne fluktuiert und zugleich Strom nach wie vor nicht in nennenswertem Umfang zu vertretbaren Kosten gespeichert werden kann, muss ein Schattenpark an konventionellen Kraftwerken bereitstehen, der in Zeiten schwachen Windaufkommens und geringer Sonneneinstrahlung die Stromnachfrage bedienen kann. Befürchtet wird nun, dass sich dieser notwendige Schattenpark an konventionellen Kraftwerken *deutschlandweit* nicht in ausreichendem Maße entwickeln wird, weil die Fixkosten der Spitzenlastkraftwerke ggf. nicht mehr gedeckt werden können, wenn diese Kraftwerke nur an wenigen Zeitpunkten im Jahr für die Stromerzeugung nötig sind. Es geht hier also nicht um die durch etwaige Netzengpässe ggf. gefährdete *regionale* Versorgungssicherheit etwa in Süddeutschland, sondern um die prinzipielle Frage der *nationalen, systemweiten* Versorgungssicherheit innerhalb einer einheitlichen Preiszone durch ausreichende Investitionen in *verlässliche* Erzeugungskapazitäten.

124. Diverse Organisationen und einzelne Wissenschaftler haben vor diesem Hintergrund Vorschläge in die energiepolitische Diskussion eingebracht, wie die Verlässlichkeit der Stromversorgung in Deutschland möglichst effizient gewährleistet werden kann. Beispielhaft seien nur die Vorschläge von EWI (2012), Ecofys (2012), BDEW (2013), VKU (2013) sowie des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2013) genannt.<sup>61</sup> Kern der meisten Vorschläge sind diverse regulatorische Vorgaben und Verpflichtungen sowie zumeist Ausgleichszahlungen oder Subventionen in Abkehr vom Marktdesign des bisher in Deutschland verwendeten sog. Energy-Only-Marktes.

<sup>58</sup> Dieser Abschnitt fußt auf Ausführungen in Haucap (2013).

<sup>59</sup> Vgl. Monopolkommission (2013).

<sup>60</sup> Vgl. z. B. Bardt/Niehués (2013).

<sup>61</sup> Verschiedene Studien haben die Verlässlichkeit der Stromversorgung in Deutschland untersucht, vgl. z. B. EWI (2012), BDEW (2013), VKU (2013), Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2013).

#### 4.3.2 Das aktuelle deutsche Marktsystem: Der Energy-Only-Markt

125. An einem sog. Energy-Only-Markt, wie er aktuell in Deutschland besteht, wird nur elektrische Energie – also vereinfacht gesagt: Strom – gehandelt, nicht aber elektrische Leistung, also Stromerzeugungskapazitäten. Der Strom wird dabei sowohl an der Strombörse als auch bilateral („Over the Counter – OTC“) pro MWh gehandelt, d.h. Stromerzeuger erhalten für jede gelieferte MWh einen Preis für die elektrische Arbeit. Der Großteil des Stroms wird in Deutschland in langfristig angelegten bilateralen OTC-Geschäften gehandelt.<sup>62</sup> Nichtsdestotrotz ist der börsliche Handel am Spotmarkt trotz des verhältnismäßig geringen Volumens maßgeblich für die Gesamtpreisbildung auf dem Großhandelsmarkt, da immer die Möglichkeit zu Arbitragegeschäften besteht. An der Strombörse wird der Preis mit Hilfe einer Einheitspreisauktion gefunden, bei der das letzte Kraftwerk in der in Abschnitt 3.4 beschriebenen Merit Order den Preis setzt. Dies ist das Kraftwerk mit den höchsten Grenzkosten, das gerade noch zur Deckung der Nachfrage benötigt wird.<sup>63</sup> Die Höhe der zulässigen Gebote kann dabei momentan zwischen -3.000 und 3.000 Euro/MWh liegen.<sup>64</sup> Bei der Preisobergrenze von 3.000 Euro/MWh handelt es sich um eine rein technisch bestimmte Obergrenze für den Börsenhandel und nicht um eine regulatorisch festgelegte Preisobergrenze. Dem Höchstpreis liegen keinerlei regulatorische Ziele zugrunde; zudem ist ein Preis von 3.000 Euro/MWh bisher in Deutschland nicht erreicht worden.<sup>65</sup>

126. Für das Vorhalten von Erzeugungskapazitäten werden Stromerzeuger daher nicht gesondert kompensiert. Somit geben vor allem die Strompreise auf dem Großhandelsmarkt Anreize für Investitionen in Erzeugungskapazitäten (wobei allerdings gewisse Vermarktungsmöglichkeiten auf den sog. Reserveenergimärkten hinzukommen, auf welchen es durch die Splittung in Arbeits- und Leistungspreis faktisch heute schon begrenzte Kapazitätzahlungen für regelenergiefähige Kraftwerke gibt).

62 Vgl. Bundesnetzagentur (2010).

63 Vgl. hierzu z. B. Giessing und Haucap (2011).

64 Seit dem 01.09.2008 werden negative Gebote akzeptiert. Bis zu diesem Zeitpunkt lag das Mindestgebot bei 0 Euro/MWh.

65 Der höchste Preis für Day-Ahead Stundenkontrakte an der Day-Ahead Börse lag im Zeitraum von 2004 bis zum 17.03.2014 bei 2 436,63 Euro/MWh (am 07.11.2006 um 18 Uhr).

#### 4.3.3 Gibt es ein Marktversagen?

##### a) Marktversagen auf dem Stromgroßhandelsmarkt allgemein

127. In der energiewirtschaftlichen und industrieökonomischen Literatur wird schon seit geraumer Zeit intensiv die Frage erörtert, ob ein weitgehend unregulierter Energy-Only-Markt hinreichend starke Anreize bietet, damit Stromerzeuger ausreichend in Reservekapazitäten investieren, sodass in Spitzenlastzeiten die Stromnachfrage gedeckt werden kann.<sup>66</sup> Kern der Analysen ist für wirtschaftspolitische Zwecke letzten Endes die Frage, ob sich ein Marktversagen belastbar identifizieren lässt.

128. In der Regel werden in diesem Kontext drei mögliche Marktversagenstatbestände diskutiert:<sup>67</sup> Erstens könne der Börsenpreis bei Erreichen der Kapazitätsgrenze seine koordinierende Wirkung kurzfristig nicht entfalten, d.h. keinen Nachfragerückgang induzieren, weil viele Nachfrager keine Echtzeitpreise zahlen würden. Die Nachfrageelastizität sei somit kurzfristig zu gering, um an der Kapazitätsgrenze einen hinreichenden Nachfragerückgang zu induzieren. Dieses Argument basiert jedoch auf einem Trugschluss: Es ist zwar vollkommen richtig, dass ein Teil der deutschen Stromverbraucher (insbesondere Privathaushalte und kleine gewerbliche Stromverbraucher) Strom zu Preisen beziehen, die nicht mit dem Börsenpreis variieren. Dies gilt jedoch nicht für die großen Stromverbraucher, die ihren Strom teilweise sogar selbst an der Börse beschaffen. Diese Nachfrager können sehr wohl auf Preisspitzen durch einen sog. Lastabwurf (also Nachfragerückgang) reagieren. Damit der Preismechanismus Angebot und Nachfrage ins Gleichgewicht bringen kann, reicht es bereits aus, wenn ein Teil der Nachfrager auf Preissteigerungen reagiert. Dass alle Nachfrager reagieren können, ist hingegen nicht notwendig.

Warum also eine etwaige erzeugungsseitige Knappheitssituation nicht über den heutigen Energy-Only-Markt beseitigt werden kann, ist unklar. Zumindest theoretisch sollten die Strompreise in echten Knappheitssituationen ansteigen, bis der sog. Value of Lost Load (VoLL) erreicht ist. Diese theoretische Größe gibt an, wie viel Nachfrager für die nächste MWh maximal bereit sind zu zahlen, um einen Lieferausfall zu verhindern. In wenigen Stunden pro Jahr wird dann ein

66 Zu Untersuchungen eines potenziellen Marktversagens eines unregulierten Energy-Only-Marktes vgl. z. B. Cramton und Stoft (2005, 2006), Joskow und Tirole (2007), Joskow (2008), Cramton und Ockenfels (2012), Grimm und Zöttl (2010a, 2013) sowie Zöttl (2011).

67 Vgl. hierzu z. B. frontier economics/r2b energy consulting (2013), S. 61ff. und EWI (2012), S. 7ff.



sehr hohes Preisniveau erreicht, wodurch Spitzenlastkraftwerke und speziell die nur selten gerufenen letzten Kraftwerke in der Merit Order ihre Fixkosten decken können – es sei denn, der Lastabwurf durch Stromverbraucher erweist sich als günstiger. Dann aber ist ein Lastabwurf volkswirtschaftlich sinnvoller als der Zubau weiterer Kraftwerkskapazitäten. Die Elastizität der Nachfrage ist somit mittelfristig endogen, da es umso attraktiver ist, Flexibilitätsmöglichkeiten (z. B. bei Kühlhäusern oder chemischen Anlagen) zu schaffen, je volatilere die Strompreise für diese Großkunden sind.

129. Zweitens wird argumentiert, dass Versorgungssicherheit die Charakteristika eines öffentlichen Gutes habe. Im Falle eines (deutschlandweiten) Blackouts werden nämlich nicht nur die Nachfrager nicht bedient, deren Zahlungsbereitschaft zu gering ist, sondern definitionsgemäß niemand. Damit werden diejenigen vom Konsum ausgeschlossen, deren Zahlungsbereitschaft deutlich über den Grenzkosten der Stromerzeugung (inklusive aller Opportunitätskosten) ist. Zugleich kann im Falle eines systemweiten Blackouts niemand mehr Strom liefern – selbst die nicht, die zu den geltenden Preisen gern liefern würden. Um die Verlässlichkeit der Stromversorgung zu gewährleisten, müsse daher in Reservekraftwerke investiert werden. Da aber diese Reserve nicht nur dem Investor (welcher die Kosten zu tragen hat) selbst helfe, sondern – durch das Verhindern von Blackouts – *sämtlichen* Stromerzeugern nutze, fielen Kosten und Nutzen auseinander mit dem Resultat von Unterinvestitionen.

130. Dieser zunächst nicht ganz unplausible Gedankengang fußt allerdings auf der weniger plausiblen Annahme eines systemweiten Blackouts. Im Falle eines erzeugungsseitigen Kapazitätsproblems sind – im Gegensatz zu netzseitigen Risiken – jedoch sog. Brownouts wesentlich wahrscheinlicher, bei denen ein Teil der Nachfrager (ggf. rotierend) von der Stromversorgung abgeklemmt wird. Dies gleicht einer Zwangsrationierung der Nachfrager und ist sicherlich ineffizient verglichen mit einer preislichen Rationierung. Die entstehenden Kosten sind allerdings gleichwohl deutlich geringer als im Falle eines (sehr unwahrscheinlichen) systemweiten Blackouts. Ökonomisch betrachtet sind dann die erwarteten Kosten der ineffizienten Rationierung im Falle von Brownouts mit den Kosten der zusätzlichen Bereithaltung eigentlich unprofitabler Kraftwerke zu vergleichen. Es erscheint wenig wahrscheinlich, dass diese denkbaren Allokationsverzerrungen einen umfassenden Kapazitätsmechanismus rechtfertigen.

131. Drittens wird argumentiert, dass der Energy-Only-Markt zwar durch hinreichende Preisspitzen die notwendigen Investitionsanreize bieten könne, Preisspitzen

jedoch auf Großhandelsmärkten politisch unerwünscht und daher langfristig nicht aufrechtzuerhalten seien. Dies mag in der Schwierigkeit begründet liegen, von außen zwischen Knappheitspreisen einerseits und durch missbräuchliche Marktmachtausübung künstlich induzierte Preisspitzen andererseits zu unterscheiden. International werden daher auf vielen Stromgroßhandelsmärkten die Strompreise durch eine Preisobergrenze begrenzt. Bei einer Regulierung der Preisobergrenzen besteht jedoch in der Tat das Risiko, dass Kraftwerke nicht mehr das benötigte hohe Niveau erreichen, sodass Spitzenlastkraftwerke ihre Fixkosten ggf. nicht mehr decken können und notwendige Investitionen in den Kraftwerkspark unter Umständen ausbleiben. Dies ist eine wesentliche Ursache des sog. Missing-Money-Problems: Wenn Spitzenlastkraftwerke nur an wenigen Zeitpunkten zum Einsatz kommen, ist in der Regel ein relativ hoher Preis notwendig, um die jährlichen Fixkosten zu decken. Wird dies jedoch durch Preisobergrenzen verhindert, kann es zu einer Unterinvestitionsproblematik kommen. Es besteht die Gefahr, dass die Anreize, in einen effizienten Kraftwerkspark zu investieren, wesentlich gemindert werden und damit die Versorgungssicherheit gefährdet wird. Es handelt sich in diesem Fall jedoch nicht um Marktversagen im klassischen Sinne, sondern um ein regulatorisch erzeugtes Marktversagen, also eigentlich ein Regulierungsversagen, weil es durch regulatorische Preisobergrenzen entsteht.

132. Besteht jedoch erhebliche Marktmacht (z. B. in einem engen Oligopol) auf dem Stromgroßhandelsmarkt, so kann eine Preisobergrenze durchaus eine Kapazitätsausdehnung bewirken.<sup>68</sup> Die Logik ist im Wesentlichen folgende: Bei einer bindenden Preisobergrenze, die jedoch oberhalb der Grenzkosten liegt, lassen sich zusätzliche Profite allein durch eine Ausdehnung der Verkaufsmenge generieren. Ohne Preisobergrenze hingegen kann dies durch eine Preiserhöhung geschehen, die z. B. aus einer Kapazitätszurückhaltung resultieren kann. Bei bindenden Preisobergrenzen dagegen ist eine Kapazitätszurückhaltung mit dem Ziel, die Großhandelspreise künstlich nach oben zu treiben, wenig sinnvoll, sodass eine Zurückhaltung bei Investitionen in neue Kapazitäten wenig attraktiv ist. Die delikate Aufgabe des Regulierers ist es dann, die richtige Preisobergrenze zu finden. Regulierungsfehler in Form zu hoher oder zu niedriger Preisobergrenzen sind aufgrund der unvollständigen und asymmetrischen Information kaum zu vermeiden. Das Sicherstellen freien Marktzutritts zum Stromgroßhandelsmarkt erscheint hier in jedem Fall wettbewerbspolitisch vorzugswürdig, zumal die Marktmacht des ehemaligen Vierer-Oligopols auf dem deutschen Strommarkt

<sup>68</sup> Vgl. Grimm und Zöttl (2010b).

inzwischen aus einer ganzen Reihe von Gründen (Atomausstieg, Ausbau der erneuerbaren Energien, Steag-Verkauf, weitere Kapazitätsverkäufe durch Eon, Zusammenwachsen der europäischen Märkte durch verbessertes Market Coupling) weitestgehend zerbrösel ist.<sup>69</sup> Preisobergrenzen sind daher unnötig und somit zugleich ein Marktversagen durch Unterinvestitionen wenig wahrscheinlich, solange eben Preisspitzen durch Politik und Behörden toleriert werden.

#### b) Der Merit-Order-Effekt und das Missing-Money-Problem

133. In Teilen der Diskussion wird argumentiert, dass der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien die Situation auf dem Strommarkt so verändere, dass Kapazitätsmechanismen notwendig seien.<sup>70</sup> Allgemein begründet die weitgehend grenzkostenlose Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien eine Rechtsverschiebung der sog. Merit Order, die mit steigenden Kapazitäten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien weiter zunimmt. Da die Abnahme von Strom aus EEG-Anlagen für die Netzbetreiber gesetzlich verpflichtend ist und die Netzeinspeisung vorrangig erfolgt, wird der grüne Strom von den Netzbetreibern zum Nullpreis oder sogar zu Negativgebieten an der Börse angeboten. Durch die Rechtsverschiebung der Merit Order durch den zusätzlichen EEG-Strom wird somit das bis dahin teuerste Kraftwerke als preissetzendes Kraftwerk verdrängt. Dies führt dazu, dass der Börsenpreis am Day-Ahead-Markt sinkt (der sog. Merit-Order-Effekt), was sich wiederum in zweierlei Hinsicht negativ auf die übrigen Kraftwerke auswirkt. Aufgrund der Einheitspreisregel sind alle Kraftwerke von einem geringeren Börsenpreis betroffen. Da die Angebote allerdings (im Falle wettbewerblicher Preisbildung) lediglich die Grenzkosten der einzelnen Kraftwerke widerspiegeln, dient ein Einheitspreis allen Kraftwerken (außer dem preissetzenden Kraftwerk, sofern dies wirklich zu Grenzkosten in den Markt hineinbietet) zur Deckung der Fixkosten. Sinkt der Börsenpreis nun dauerhaft auf ein – im Durchschnitt – deutlich geringeres Niveau, fallen die erzielten Deckungsbeiträge geringer aus, sodass einige Kraftwerke unter Umständen nicht mehr dazu in der Lage sind, ihre Vollkosten zu decken.

134. Einhergehend mit dem Preiseffekt ist ein Verdrängungseffekt zu beobachten. Zu Zeiten, in denen EEG-Strom einen großen Beitrag zur Nachfragedeckung leistet, werden weniger konventionelle Kraftwerke genutzt, sodass diese insgesamt eine geringere Anzahl an Stunden pro Jahr laufen und somit eine geringere

69 Vgl. Monopolkommission (2013), insbesondere Tz. 86–125.

70 Vgl. dazu z. B. Studien des VKU (2013) sowie des BDEW (2013).

Anzahl an erforderlichen Volllaststunden aufweisen können. Um dennoch die gesamten Vollkosten an den wenigen Einsatzstunden erwirtschaften zu können, wären prinzipiell höhere Börsenpreise in Spitzenlastzeiten notwendig.

135. Diese höheren Börsenpreise sind prinzipiell möglich, solange keine Überkapazitäten am Markt bestehen oder diese Preise regulatorisch verhindert werden. Ein Problem ergibt sich jedoch, wenn ein subventionierter Schattenpark einspringt, um die Nachfrage zu decken. Eine etwaige Subventionierung von Kraftwerken induziert eine Überkapazität am Markt, die wiederum dazu führt, dass sich keine kostendeckenden Preise ergeben können. Der staatliche Eingriffsbedarf perpetuiert sich sodann, allerdings nicht aufgrund von Marktversagen, sondern aufgrund des staatlichen Eingriffs selbst.

#### c) Empirische Analyse der Versorgungssicherheit

136. Diverse Studien haben gezeigt, dass aktuell keine Unterversorgung auf dem deutschen Strommarkt droht. Ganz im Gegenteil bestehen noch immer Überkapazitäten. Untersuchungen zeigen zudem für die Zukunft, dass in Deutschland bis 2020 keine Versorgungsengpässe bestehen werden.<sup>71</sup> In unseren Nachbarstaaten hat lediglich Dänemark ein überschaubares Kapazitätsdefizit. In ihrem 65. Sondergutachten hat die Monopolkommission belegt, dass selbst die Höchstlast des Jahres 2012 (am 08.02.2012 um 18 Uhr) von 81,8 MW ohne Importe und bei minimaler Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien im Jahr 2012 sowie bei maximalem ungeplanten Leistungsausfall noch zu 116% gedeckt war.<sup>72</sup> In weiten Teilen des Jahres 2012 bestanden also Überkapazitäten von deutlich mehr als 16% über die Nachfrage hinaus. Dass in einer solchen Situation mit Überkapazitäten der Bau weiterer Kraftwerke nicht profitabel sein kann, belegt kein Marktversagen, sondern vielmehr das Funktionieren des Marktmechanismus.

137. Es gibt heute keinerlei Anzeichen dafür, dass der Energy-Only-Markt in Deutschland in der Zukunft nicht die erwünschte Versorgungssicherheit garantieren kann. Für die nächsten Jahre werden zwar in der Tat geringe Zubauten bei Gas- und Steinkohlekraftwerken prognostiziert.<sup>73</sup> Dies jedoch in Zeiten hoher Überkapazitäten als ein Marktversagen in Form von Unterinvestitionen in Kraftwerkskapazitäten zu deuten, ist verwegen. Da Investitionen zunächst

71 Vgl. frontier economics/r2b energy consulting (2013), S. 66ff.

72 Vgl. Monopolkommission (2013), Tz. 378f.

73 Vgl. Böckers et al. (2012).

einmal Kosten verursachen, sind ineffizient hohe Überkapazitäten aus volkswirtschaftlicher Sicht zu vermeiden, sodass eine Zurückhaltung bei Investitionen nicht per se negativ zu beurteilen ist. Vielmehr dürfte es sich um eine durchaus effiziente Marktberreinigung handeln und sollte gerade als Zeichen für das Funktionieren des Marktes gewertet werden. Dennoch lässt sich auf Grundlage der heutigen Empirie – auch aufgrund der Zeit, die ein Kraftwerksbau (inkl. Planung) benötigt – natürlich nicht mit allerletzter Sicherheit sagen, ob der heutige Energy-Only-Markt in der Zukunft zu jedem Zeitpunkt die (politisch) gewünschte Versorgungssicherheit garantieren wird.<sup>74</sup>

138. Das Fehlen überzeugender Evidenz für das tadellose Funktionieren des Energy-Only-Marktes ist erstens der Tatsache geschuldet, dass (a) seit der Liberalisierung noch kein vollständiger Investitionszyklus durchlaufen wurde und daher stets ausreichend Kapazitäten in Form von Restbeständen aus der Zeit vor der Liberalisierung vorhanden waren und (b) in Erwartung des Atomausstiegs und steigender Strompreise viele Anbieter parallel – einem typischen Koordinationsproblem unterliegend – in neue Kapazitäten (vor allem Gaskraftwerke) investiert haben. Wie Böckers et al. (2012) berichten, wurden im Zeitraum von 2004 bis 2011 nur selten Preise über 100 Euro/MWh (2,68% der Stunden) und so gut wie nie Preise über 500 Euro/MWh (0,023% der Stunden) beobachtet. Aufgrund fehlender Knappheitssituationen ist dies jedoch nicht weiter verwunderlich. Die etwaige Unterfinanzierung eines neuen Spitzenlastkraftwerks auf Basis von Kalkulationen mit historischen Preisdaten kann daher nicht als Argument gegen die Funktionsfähigkeit des Energy-Only-Marktes verwendet werden. Vielmehr kann ein solches Ergebnis als positiver Beleg für seine Funktionsfähigkeit dienen, da bei Überkapazitäten durch niedrige Preise keine zusätzlichen Investitionen veranlasst werden sollten. Es kann somit keineswegs als gesichert gelten, dass der deutsche Energy-Only-Markt generell nicht die Vollkosten des letzten systemnotwendigen Kraftwerks decken kann.

139. Zweitens verändert sich durch den geplanten Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien die Volatilität der Stromerzeugung und der Stromgroßhandelspreise, sodass zukünftige Investitionsvorhaben aus Sicht der investierenden Unternehmen anders zu kalkulieren sind als ähnliche Vorhaben zuvor. Das etwaige Finanzierungsproblem für neue Kraftwerke im deutschen Energy-Only-Markt kann daher rühren, dass ein Lastabwurf zu Spitzenlastzeiten

<sup>74</sup> Allerdings lässt sich auch nicht mit 100-prozentiger Sicherheit sagen, ob die politisch gewünschte Versorgungssicherheit mit Brot, Bier oder Benzin immer und überall in alle Zukunft garantiert sein wird. Dennoch raten wir von subventionierten Kapazitätzahlungen für die Bereithaltung von Brot, Bier und Benzin ab.

als günstiger angesehen wird als der Zubau weiterer Kraftwerke. Ein System, welches auf der Nachfrageseite flexibel reagieren kann, schafft Möglichkeiten zur Vermeidung von Stromausfällen und hilft zugleich Marktmacht einzudämmen. Eine Alternative zum Neubau oder Weiterbetrieb von Spitzenlastkraftwerken ist somit die Flexibilisierung des Verbrauchs auf der Nachfrageseite.

#### d) Weitere Gründe für Zurückhaltung bei Kraftwerksinvestitionen

140. Neben bekannten Gründen wie der teilweise mangelnden gesellschaftlichen Akzeptanz für Kraftwerksneubauten und politischen Risiken (aufgrund der geringen Halbwertszeit von energiepolitischen Programmen) sind zwei weitere Gründe für die Zurückhaltung beim Neubau von konventionellen Kraftwerken zu nennen: Zum einen hat das Bundeskartellamt (2011) in seiner Sektoruntersuchung dargelegt, dass Angebote oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten für marktbeherrschende Unternehmen als Missbrauch der marktbeherrschenden Stellung zu interpretieren seien. Eine Abweichung von dieser Regel sei nur zu dulden, wenn das Unternehmen nachweisen könne, dass solche Angebote erforderlich sind, um die langfristigen Durchschnittskosten über *alle im Portfolio befindlichen Kraftwerke* (also nicht nur das pivotale Kraftwerk) zu decken. Wörtlich heißt es im Abschlussbericht zur Sektoruntersuchung: „Die Beschlussabteilung geht im Ergebnis davon aus, dass es bei Zugrundelegung des geltenden Auktionsmechanismus und der gegebenen Marktverhältnisse den Normadressaten der §§ 19, 29 GWB, Art. 102 AEUV (eigene Anmerkung: nur marktbeherrschende Unternehmen) grundsätzlich verwehrt ist, zu einem Preis oberhalb ihrer Grenzkosten anzubieten, es sei denn, das Unternehmen weist nach, dass ein entsprechender Mark-up erforderlich ist, um seine – bezogen auf das gesamte Kraftwerksportfolio – totalen Durchschnittskosten zu erwirtschaften“.<sup>75</sup>

141. Ökonomisch ist diese Auffassung, dass ein Preisaufschlag auf die kurzfristigen Grenzkosten nur zu rechtfertigen sei, wenn das marktbeherrschende Unternehmen ansonsten seine langfristigen Durchschnittskosten – bezogen auf das gesamte Kraftwerksportfolio – nicht erwirtschaften kann, nicht haltbar. Ein solches Preisaufschlagsverbot kann, gepaart mit einer Abschaltverordnung, welche Kapazitätsstilllegungen erschwert, marktverschließende und investitions-hemmende Effekte haben und so die Notwendigkeit eines Kapazitätsmechanismus erst künstlich induzieren. Als marktbeherrschend angesehene

<sup>75</sup> Vgl. Bundeskartellamt, (2011), S. 26f.

Unternehmen werden nicht in Spitzenlastkraftwerke investieren, sofern sie niemals zu Preisen über kurzfristigen Grenzkosten anbieten dürfen und somit Fixkosten nicht decken können. Und nicht marktbeherrschende Unternehmen werden nicht investieren, weil aufgrund der erzwungenen Preissetzung der Marktbeherrscher in Kombination mit der Abschaltverordnung der profitable Betrieb eigener Spitzenlastkraftwerke unmöglich wird. Von der o.g. Interpretation sollte sich das Bundeskartellamt daher schnell verabschieden, bevor die geplante Markttransparenzstelle für Strom und Gas ihre Arbeit aufnimmt.

142. Zum anderen sind durch das Zusammenwachsen von Marktgebieten in Europa Kapazitäten im benachbarten Ausland bei Investitionsentscheidungen zu berücksichtigen. Die geographische Marktabgrenzung ist in der Tat nicht nur besonders bedeutsam für Investitionsentscheidungen, sondern auch für das Design eines etwaigen Kapazitätsmarktes, um eine etwaige Mindestreserve korrekt zu kalkulieren. Die Komplexität dieser Kalkulation nimmt dabei mit dem Ausmaß der räumlichen Abgrenzung zu, da die Hochlastphasen in Nachbarstaaten durchaus verschieden sind, sodass die Nachfrage in manchen Hochlastphasen durch ausländische Kapazitäten bedient werden kann.<sup>76</sup> Dabei ist jedoch zu bedenken, dass die durch einen etwaigen deutschen Kapazitätsmarkt induzierten Erzeugungskapazitäten auch die Versorgungssicherheit anderer Staaten gewährleisten. In den benachbarten Ländern müssen nämlich weniger Kapazitäten vorgehalten werden, wenn die bereits in Deutschland vorgehaltenen Spitzenlastkraftwerke anderen Ländern zur Verfügung stehen, wenn diese in Deutschland absehbar nicht genutzt werden. Letztlich wird also die optimale Verteilung der Kapazitäten auf die europäischen Nachbarländer verhindert, sowie eine Trittbrettfahrermöglichkeit für Nachbarstaaten geschaffen, die bereits zu großen Teilen finanzierten Kraftwerke des deutschen Kapazitätsmarktes für Spitzenlastzeiten zu nutzen, ohne selbst dafür die Kosten der Bereitstellung zu tragen. In ihren Leitlinien für staatliche Interventionen im Stromsektor weist daher die Europäische Kommission ausdrücklich auf die Notwendigkeit hin, Kapazitätsmechanismen vom Umfang her möglichst beschränkt und nicht rein national auszugestalten.<sup>77</sup>

143. Schließlich kann die Erwartung, dass Kapazitätsmechanismen eingeführt werden, selbst eine strategische Investitionszurückhaltung auslösen, um nach

<sup>76</sup> Vgl. Böckers et al. (2012), S. 84ff.

<sup>77</sup> Vgl. Europäische Kommission (2013b), S. 16f., sowie insbesondere Europäische Kommission (2013c), S. 12. Eine gute Zusammenfassung der Kommissionsdokumente vom 05.11.2013 bieten Bonn et al. (2014).

einer etwaigen Einführung von einer Förderung profitieren zu können. Diese Sichtweise hat auch der Wissenschaftliche Beirat beim Bundeswirtschaftsministerium im Februar 2012 in einem Gutachten vertreten und dazu wörtlich ausgeführt. „Diskutiert wird etwa die Steuerung des Baus konventioneller Kraftwerke durch gezielte Subventionen oder die Ausschreibungen neuer Kapazitäten. Ein solcher Eingriff hätte massive Folgen, die das Kapazitätsproblem potenziell noch verschärfen. Allein die Ankündigung eines solchen Vorhabens führt dazu, dass geplante Kraftwerksbauten zunächst auf Eis gelegt werden, denn auf derlei zukünftige Zusatzeinnahmen möchte kein Investor verzichten.“<sup>78</sup>

#### 4.3.4 Schlussfolgerungen zu Kapazitätsmechanismen

144. Im September 2013 hat sich der wissenschaftliche Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie sodann deutlich ausführlicher mit der langfristigen Steuerung der Versorgungssicherheit im Stromsektor befasst und mehrheitlich empfohlen auf Basis einer staatlichen Kapazitätsvorgabe einen langfristigen Kapazitätsmarkt einzurichten.<sup>79</sup> Während der Beirat konzediert, dass ein idealtypischer Energy-Only-Markt das gewünschte Maß an Versorgungssicherheit gewährleisten kann, ist dies beim Vorliegen von Marktmacht oder bei Preisobergrenzen nicht unbedingt der Fall. Diese Feststellung ist zwar durchaus richtig, aber für die aktuelle Situation in Deutschland nicht zutreffend. Die Marktmacht der Anbieter auf dem Stromgroßhandelsmarkt in Deutschland ist weitgehend zerbröckelt wie die Monopolkommission (2013) jüngst konstatiert hat und Preisobergrenzen gibt es in Deutschland für den Strommarkt nicht. Die Europäische Kommission hat zudem in ihren am 5. November 2013 veröffentlichten Leitlinien für staatliche Interventionen im Stromsektor klar herausgestellt, dass die Mitgliedstaaten aufgefordert sind „alle Wettbewerbsverzerrungen (zu) beseitigen, die verhindern können, dass der Markt die richtigen Anreize für Investitionen in Erzeugungskapazität bietet. Als Ursachen kommen regulierte Preise oder hohe Subventionen für erneuerbare Energien infrage.“<sup>80</sup> Somit erscheint es fast ausgeschlossen, dass Kapazitätsmärkte sich dadurch begründen lassen, dass die Großhandelspreise reguliert werden.

145. Wie die Minderheit in ihrem Votum im Wissenschaftlichen Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie herausstreicht, ist ein systematisches,

<sup>78</sup> Siehe Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2012), S. 16.

<sup>79</sup> Vgl. Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2013).

<sup>80</sup> Siehe Europäische Kommission (2013d).

dauerhaftes Marktversagen auf dem Großhandelsmarkt für Strom nicht zu erkennen. Belastbare Anzeichen für einen *systemweiten* Versorgungsengpass und eine Gefährdung der nationalen Versorgungssicherheit in den nächsten Jahren sind ebenfalls nicht ersichtlich. Vielmehr ist der deutsche Markt für Stromerzeugung nach wie vor durch deutliche Überkapazitäten gekennzeichnet. Regionale Versorgungsengpässe in Süddeutschland können am günstigsten durch den Ausbau der Übertragungsnetze und eine Umgestaltung der Netzentgelte (vgl. Abschnitt 4.4) behoben werden, benötigen darüber hinaus aber keinen dauerhaften Kapazitätsmechanismus. Durch einen solchen würde das bisher relativ einfache Marktsystem stark verkompliziert.

146. Der Wissenschaftliche Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2013) geht zudem von einem optimalen und langfristig stabilen Marktdesign in einer weitgehend unpolitischen Energiewelt aus. Übersehen wird, dass mögliche Designfehler das Marktergebnis langfristig deutlich verzerren könnten. Dem Lobbyismus würde das nächste Einfallstor geöffnet. Die Erfahrung ausnahmslos aller Kapazitätsmechanismen auf der gesamten Welt lehrt vor allem eines: Das Marktdesign ist selbst kurzfristig nicht stabil, sondern wird in unterschiedlich kurzen Intervallen immer wieder verändert und angepasst. Die Vorstellung, heute ein langfristig stabiles Marktdesign zu entwerfen und zu implementieren, erscheint vor dem Hintergrund internationaler Erfahrungen optimistisch, wenn nicht gar illusorisch. Ein Energy-Only-Markt ist hingegen wesentlich weniger anfällig für diese politische Einflussnahme, da die Marktregeln deutlich einfacher und weniger umfangreich sind und zudem die Bestimmung des gesellschaftlich gewünschten Kapazitätsniveaus dort vom Markt und nicht politisch bestimmt wird.

147. Schließlich bestehen deutliche Interdependenzen zwischen Kapazitätsmechanismen und Investitionen in den Netzausbau, welche erst ansatzweise analysiert worden sind.<sup>81</sup> Auch dies lässt die Einführung von Kapazitätsmechanismen aktuell nicht ratsam erscheinen.

148. Da der deutsche Strommarkt zudem noch immer durch deutliche Überkapazitäten gekennzeichnet ist, ist von einer kurzfristigen Einführung eines Kapazitätsmarktes und damit einer fundamentalen Veränderung des bestehenden Energy-Only-Systems abzuraten. Eine heutige Änderung des Systems in Deutschland und eine abermalige Änderung auf europäischer Ebene, die bei

<sup>81</sup> Vgl. z. B. Höffler und Wambach (2013).

einem Zusammenwachsen der Märkte notwendig wären, würden erhebliche Unsicherheiten mit sich bringen. Wenn überhaupt, erscheint es ratsam, Kapazitätsmechanismen auf der Ebene der geographischen Marktabgrenzung einzuführen und somit oftmals supranational und nicht national.

149. Auch die bereits erwähnten Leitlinien der Europäischen Kommission zu staatlichen Interventionen im Stromsektor betonen, dass für den Fall, dass Kapazitätsmechanismen eingerichtet werden, dies „nicht nur auf den nationalen Markt ausgerichtet sein (sollten), sondern die europäische Perspektive einbeziehen.“ Die Leitlinien der Europäischen Kommission gehen hier genau in die richtige Richtung, um Effizienzpotenziale weitestgehend auszuschöpfen und Wettbewerbsverzerrungen gering zu halten.

150. Besser als langfristige Kapazitätsmärkte sind einige leicht zu implementierende Maßnahmen, um sich gegen erzeugungsseitig bedingte Stromausfälle abzusichern. So könnte die (rein technische) Preisobergrenze weiter angehoben werden, sodass Preise in Knappheitssituationen bis zum VoLL ansteigen könnten. Dadurch könnten Spitzenlastkraftwerke ggf. ihre Fixkosten decken und Stromnachfrager hätten den Anreiz, Last abzuwerfen, sodass Knappheitssituationen marktlich abgebildet und gelöst würden.

151. Und schließlich sollte sich das Bundeskartellamt schnell von seiner Interpretation lösen, dass marktbeherrschende Unternehmen stets zu kurzfristigen Grenzkostenpreisen in den Markt bieten müssen. Dies wirkt marktverschließend und somit investitionshemmend und würde in anderen Fällen als wettbewerbswidrige Strategie ausgelegt werden.

## 4.4 Netzregulierung<sup>82</sup>

### 4.4.1 Die Problematik

152. Wie oben beschrieben, kommt es aufgrund der Umstrukturierung der Stromerzeugung zu einer geographischen Verlagerung der Stromerzeugung, sodass ein erheblicher Netzausbaubedarf entsteht. Die davon betroffenen Stromnetze sind sogenannte natürliche Monopole. Der Betrieb eines Stromnetzes in einer Region durch einen einzigen Betreiber ist volkswirtschaftlich günstiger als

<sup>82</sup> Dieser Abschnitt basiert in wesentlichen Teilen auf dem Beitrag von Haucap und Pagel (2013).

ein Wettbewerb zwischen verschiedenen Stromnetzen, da dies zu einer Duplikation von Fixkosten und dem Verlust von Größenvorteilen führen würde. Da also Wettbewerb im Segment der Stromnetze weder möglich noch volkswirtschaftlich sinnvoll ist, ist eine behördliche Aufsicht über das Marktverhalten der Stromnetzbetreiber notwendig. Diese nehmen in Deutschland die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden wahr. Investitionsanreize werden in diesem Kontext vor allem durch die sogenannten Investitionsbudgets gesteuert.<sup>83</sup>

153. Stromnetzbetreiber und Stromerzeuger sind heute mindestens organisatorisch entflochten, wenn nicht gar eigentumsrechtlich. Auf der Ebene der Übertragungsnetze sind heute drei der vier Betreiber – nämlich Tennet, 50 Hertz und Amprion – eigentumsrechtlich weitestgehend entflochten.<sup>84</sup> Lediglich EnBW ist noch Eigentümer von TransnetBW, dem Übertragungsnetzbetreiber in Baden-Württemberg, und somit ein vertikal integriertes Unternehmen, das in Form eines unabhängigen Übertragungsnetzbetriebs (Independent Transmission Operator, ITO) entflochten ist.<sup>85</sup> Damit verfolgen Netzbetreiber und Stromerzeuger heute separat ihre Interessen.

154. Zugleich regelt § 13 EEG, dass beim Anschluss von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien die Netzanschlusskosten an den Verknüpfungspunkt zu Lasten des Anlagenbetreibers gehen, wobei im Falle einer Zuweisung eines anderen Verknüpfungspunktes der Netzbetreiber die Mehrkosten trägt. Jedoch hat nach § 14 EEG der Netzbetreiber die Kosten für die Optimierung, Verstärkung und den weiteren Ausbau zu tragen. In ähnlicher Weise regelt § 8 Abs. 1 der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung, dass die Kosten für die Verbindung zwischen der Erzeugungsanlage und dem Netzanschlusspunkt vom Anschlussnehmer zu tragen sind, zugleich aber nach § 8 Abs. 3 Kosten zur Verstärkung des Netzes vom Netzbetreiber zu tragen sind. Zudem verpflichtet § 17 EnWG die Netzbetreiber dazu, Offshore-Windparks kostenfrei an das Festland anzubinden.

155. Die Planung von Kraftwerksstandorten, bei erneuerbaren wie bei konventionellen Kraftwerken, ist daher weitgehend unabhängig von den resultierenden Netzausbaukosten, da Stromerzeugung und Netzbetrieb entflochten sind und die Kraftwerksbetreiber – abgesehen von den Netzanschlusskosten – nicht die

<sup>83</sup> Vgl. dazu Bundesnetzagentur (2012).

<sup>84</sup> RWE hält aktuell noch einen Anteil von 25,1% an Amprion.

<sup>85</sup> Zu den Entflechtungsvarianten im Überblick Koenig, Kühling und Rasbach (2013), S. 167ff.

Kosten des Netzausbaus zu tragen haben. Dadurch kommt es zu einer isolierten Optimierung der Kraftwerksplanung, ohne dass die induzierten Kosten des Netzausbaus hinreichend berücksichtigt werden. Weil also die Erzeuger nicht an den Kosten des Netzausbaus beteiligt werden, findet keine Optimierung der Standortwahl in Bezug auf die entstehenden Netzausbaukosten statt,<sup>86</sup> sodass eine gesamtwirtschaftlich ineffiziente Standortwahl erfolgt und ein übermäßiger Netzausbaubedarf entsteht.

156. Zur Illustration der Problematik hilft folgende Überlegung: Ein integrierter Betreiber von Stromnetzen und Kraftwerken wird bei einem Kraftwerksneubau stets versuchen, die Summe aus Netz- und Kraftwerkskosten insgesamt zu minimieren. Bei einem Kohlekraftwerk wäre z. B. die Frage zu stellen, ob es günstiger ist, (a) einen verbrauchsnahen Standort im Süden Deutschlands zu wählen und daher höhere Transportkosten für die Kohle als Brennstoff zu tragen oder (b) einen küstennahen Standort, der Transportkosten für die Kohle einspart, aber einen stärkeren Netzausbau erfordert. Ganz ähnlich kann die Überlegung bei Windenergie sein: Ist ein windschwacher, aber verbrauchsnaher Standort im Süden ggf. für einen Windpark attraktiv, wenn dadurch Netzausbaukosten vermieden werden können oder lohnt sich eher der Bau im windstarken Norden mit dem einhergehenden Netzausbau? Diese integrierte Überlegung findet aufgrund des Zusammenspiels von Entflechtung und mangelnder Beteiligung der Kraftwerksbetreiber an den Netzausbaukosten heute nicht mehr statt. Stattdessen werden Erzeugungskapazitäten isoliert auf ihre Produktionskosten (inklusive der Transportkosten für Brennstoffe) und Standortbedingungen (z. B. Windaufkommen) hin optimiert, ohne die induzierten Netzausbaukosten zu berücksichtigen. So verwundert es kaum, dass konventionelle Kraftwerksneubauten primär in Küstennähe geplant werden, um so die Transportkosten für die Brennstoffe zu reduzieren.

157. In Folge der fehlenden Optimierung der Standortwahl in Bezug auf die entstehenden Netzausbaukosten kommt es zu einer gesamtwirtschaftlich ineffizienten Standortwahl und einem übermäßigen Netzausbaubedarf. Es stellt sich somit die Frage, wie diese Fehlanreize behoben werden können. Ein vollständiger Verzicht auf den weiteren Netzausbau wird bei einem Umbau der Stromversorgung auf erneuerbare Energien nicht möglich bzw. sehr kostspielig sein. Wohl aber lässt sich der Netzausbaubedarf reduzieren und seine Kosten senken.

<sup>86</sup> Vgl. Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen (2007).

158. Die zunehmende Verlagerung der Stromerzeugung in den Norden und Osten Deutschlands führt perspektivisch ohne einen Ausbau der Übertragungsnetze immer häufiger zu Situationen, in denen es Netzengpässe gibt. Ein Netzengpass entsteht, wenn es eine höhere Nachfrage nach Stromdurchleitung gibt als Netzkapazitäten vorhanden sind. Bereits heute ist dies immer wieder der Fall, die Tendenz ist zunehmend, sofern die Netzkapazitäten nicht erhöht werden. Der physikalische Grund für einen Netzengpass liegt in der begrenzten Durchleitungskapazität der Netze. Ökonomisch ist der Grund für einen Netzengpass die mangelnde Möglichkeit von Preisreaktionen in Knappheitssituationen. Um dies zu erklären, sei kurz die Preisbildung für Strom in Deutschland dargelegt.

159. Strom wird an der Strombörse an einem (fiktiven) einzigen Handelspunkt gehandelt. So erhalten Stromerzeuger im Norden Deutschlands denselben Preis wie Stromanbieter im Süden und im Westen oder Osten Deutschlands. Die Netzgebiete der vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland sind zu einem einheitlichen Marktgebiet zusammengefasst. Der Stromgroßhandel läuft also zunächst ohne Rücksicht auf etwaige Netzengpässe ab. Das Problem des Stromtransportes wird als gelöst betrachtet. Für diesen Transport sind bei der Stromentnahme aus dem Netz Netzentgelte fällig, die jedoch nicht nach Knappheitssituation variieren, sondern konstant sind.<sup>87</sup>

#### 4.4.2 Der Status quo

160. Kommt es nun zu einem Netzengpass, so unternimmt der Netzbetreiber sogenannte „marktbezogene Maßnahmen“ nach § 13 Abs. 1 EnWG. Diese beinhalten das sogenannte kostenbasierte Redispatch. Zur Vermeidung von Engpässen werden dann gezielt Kraftwerke „vor“ dem Engpass heruntergefahren und Kraftwerke „hinter“ dem Engpass hochgefahren. Die Kosten für diese Art der Regelung werden den Kraftwerksbetreibern von den Übertragungsnetzbetreibern ersetzt und als Regelkosten auf die Netznutzer umgelegt. Durch das Redispatching lässt sich ein für ganz Deutschland einheitlicher Großhandelspreis für Strom einhalten, selbst wenn in einer temporären Engpasssituation die Grenzkosten der Stromerzeugung nicht überall identisch sind. Es kommt also in gewissem Umfang zu einer ineffizienten Stromerzeugung, weil ein günstigeres Kraftwerk heruntergefahren wird und ein teureres Kraftwerk hochgefahren werden muss.<sup>88</sup> Dadurch reduziert sich jedoch der Transportbedarf, und die Liquidität

<sup>87</sup> Vgl. Monopolkommission (2009) sowie BET (2012).

<sup>88</sup> Vgl. Monopolkommission (2009) oder BET (2012).

des Strommarktes bleibt erhalten.<sup>89</sup> Für den Wettbewerb im Stromgroßhandel ist dies tendenziell günstig, da im Gegensatz zu einer engpassbedingten Marktsegmentierung die Zahl der Anbieter nicht reduziert wird.<sup>90</sup>

161. Beim kostenbasierten Redispatching wird jedoch systematisch ignoriert, dass von dem einheitlichen Strompreis ein falsches Preissignal ausgeht.<sup>91</sup> In der einen Region ist der Strom dann eigentlich zu günstig, und es wird zu viel Strom verbraucht, während er in der anderen Region zu teuer ist und – gemessen an der optimalen Allokation – mehr Strom verbraucht werden könnte. Langfristig können die durch das kostenbasierte Redispatching verzerrten Preissignale daher zu ineffizienten Standortentscheidungen führen. Denn aus ökonomischer Sicht werden durch die Kostenerstattung die Preisunterschiede zwischen den Regionen verschleiert. Diese aber sollten einen Anreiz dafür bieten, dort in Erzeugungskapazitäten zu investieren, wo im Rahmen des Redispatching-Verfahrens typischerweise hoch geregelt wird.<sup>92</sup>

#### 4.4.3 Mögliche Abhilfen bei Netzengpässen

##### a) Überblick

162. Die Bundesnetzagentur hat schon 2008 ein Gutachten veröffentlicht, das verschiedene Methoden zur Vermeidung und Bewirtschaftung von Engpässen untersucht und Vorschläge zur Ausgestaltung eines innerdeutschen Engpassmanagements unterbreitet.<sup>93</sup> Zur weiteren Ausgestaltung ist 2008 mit einer Engpassevaluierung begonnen worden, bei der Einsatz und Kosten des kostenbasierten Redispatching-Verfahrens beobachtet werden. Im Oktober 2011 hat die Bundesnetzagentur einen weiteren ausführlichen Bericht zu dieser Thematik publiziert,<sup>94</sup> da es sowohl aufgrund der Marktintegration der erneuerbaren Energien als auch durch die sich ändernde räumliche Verteilung von Stromerzeugung und Stromnachfrage einen steigenden Bedarf gebe, die Stromerzeugung lokal zu drosseln oder den „Kraftwerkseinsatz weg vom Kostenminimum zu redispatchen.“

<sup>89</sup> Vgl. BET (2012).

<sup>90</sup> Vgl. Monopolkommission (2009).

<sup>91</sup> Vgl. Monopolkommission (2009), S. 182.

<sup>92</sup> Vgl. Monopolkommission (2009), S. 182.

<sup>93</sup> Vgl. frontier economics/consentec (2008).

<sup>94</sup> Vgl. frontier economics/consentec (2008).

163. Als Möglichkeiten zur Behebung der Netzengpässe werden in der Studie als langfristige Abhilfe zum einen Netzinvestitionen und Netzverstärkung, zum anderen das Standortmanagement neuer Kraftwerke und Lasten genannt.<sup>95</sup> Als kurzfristige Maßnahmen werden die marktbasierende Steuerung von Einspeisung und Lasten, z. B. durch ein sogenanntes Market Splitting oder Nodal Pricing, sowie das echtzeitnahe Redispatching von Kraftwerken erörtert.

164. Aus ökonomischer Sicht sei zunächst jedoch angemerkt, dass nicht jeder bestehende Engpass immer vollständig beseitigt werden sollte, denn der Netzausbau zur Beseitigung von Engpässen verursacht Kosten.<sup>96</sup> Der effiziente Ausbau sollte daher nur bis zu dem Punkt vorgenommen werden, an dem der erwartete Effizienzgewinn aus der Kapazitätserweiterung gerade ihren Kosten entspricht. Der vollständige Abbau aller Engpässe wäre somit ineffizient, vielmehr ist ein effizientes Management dieser Engpasskapazitäten erforderlich.

165. In der Praxis spricht jedoch einiges für die Forderung nach einer weitgehenden Beseitigung von Engpässen innerhalb und an den Grenzen der Übertragungsnetze. Denn zum einen ist der Engpassausbau in der Regel nicht inkrementell möglich, sondern nur in größeren Schritten. Zum anderen ist es privaten Investoren nicht möglich, sich die Wohlfahrtsgewinne aus der Investition in die Kapazitätserweiterung vollständig anzueignen, mithin sind die Investitionsanreize wohlfahrtsökonomisch zu gering.<sup>97</sup>

#### b) Marktbasierendes Redispatching

166. Die Monopolkommission hatte die erwähnten Abhilfemaßnahmen in ihrem 54. Sondergutachten 2009 intensiv erörtert und dabei wie folgt argumentiert:<sup>98</sup> Bei einem marktbasierendem Redispatching werden die erwarteten positiven und negativen Energiemengen vergleichbar mit der Regelenergie ausgeschrieben und die Preisbildung für die Redispatching-Leistung einem Marktprozess unterworfen. Der Übertragungsnetzbetreiber erteilt dann den günstigsten Anbietern den Zuschlag. Im Rahmen des marktbasierendem Redispatching können die Anbieter von Redispatching-Energie dann Gewinne machen, wenn sie dem Übertragungsnetzbetreiber die ausgeschriebenen Mengen anbieten. Energieerzeuger besitzen daher Anreize, zusätzliche Erzeugungskapazitäten auf der

Seite des Engpasses zu errichten, auf der vergleichsweise teure Kraftwerke im Zuge des Redispatching hoch geregelt werden müssen. Auf diese Weise wird der Engpasssituation durch eine Veränderung der Erzeugungskapazitäten im Raum entgegengewirkt.

167. Zur Erhöhung der Marktliquidität ließe sich der Redispatching-Markt in den Regelenergiemarkt integrieren. Einer solchen Integration sind jedoch Grenzen dadurch gesetzt, dass Regelenergie und Energie für das Redispatching keine homogenen Güter sind. Regelenergie wird typischerweise kurzfristiger abgerufen und erfordert daher höhere Hürden bei der Präqualifikation von Anbietern. Redispatching-Energie hingegen kann nicht gepoolt werden und muss gegebenenfalls knotengenau eingespeist werden.

168. Das marktbasierende Redispatching bietet zudem Anreize zu wettbewerbsverzerrendem Verhalten, sofern auf der Erzeugerseite Marktmacht vorhanden ist, da marktmächtige Energieerzeuger ihre vergleichsweise günstigen Erzeugungskapazitäten für das relativ einträgliche Redispatching verwenden könnten und sie dem Großhandelsmarkt gleichzeitig preissteigernd entziehen.

#### c) Market Splitting und Nodal Pricing

169. Beim Market Splitting wird der deutsche Strommarkt in unterschiedliche Zonen aufgeteilt und die Übertragungsnetzkapazitäten an den entsprechenden innerdeutschen Kuppelstellen versteigert.<sup>99</sup> Auktionen zur innerdeutschen Engpassbewirtschaftung würden jedoch das Prinzip des in Deutschland einheitlichen Stromgroßhandelspreises faktisch aufheben, den Markt also preislich teilen. Explizite Auktionen sind hierbei mit dem Nachteil verbunden, dass die fragliche Engpasskapazität in der Regel nicht vollständig ausgelastet wird, wie die Erfahrung aus der Bewirtschaftung der Grenzkuppelstellen in der Vergangenheit gezeigt hat. Das implizite Auktionsverfahren beim Market Splitting führt ebenfalls zu zwei durch den Engpass getrennten Marktregionen, würde jedoch für eine vollständige Auslastung der Engpasskapazität sorgen. Die unterschiedlichen Strompreise in den Marktregionen würden den Energieversorgungsunternehmen Anreize zum optimalen Ausbau der Erzeugungskapazitäten im Raum liefern.<sup>100</sup>

<sup>95</sup> Vgl. frontier economics/consentec (2011), S. 11, 42.

<sup>96</sup> Vgl. Monopolkommission (2009), S. 160.

<sup>97</sup> Vgl. Monopolkommission (2009), S. 160.

<sup>98</sup> Vgl. Monopolkommission (2009), S. 164ff. Siehe dazu für eine ausführliche Erörterung auch Inderst und Wambach (2007).

<sup>99</sup> Vgl. Löschel et al. (2013a).

<sup>100</sup> Vgl. Monopolkommission (2011), Löschel et al. (2013a).



170. Erlöse aus der impliziten Auktion lassen sich zweckgebunden zur Beseitigung der betreffenden Engpassituation einsetzen. Insbesondere würden hierbei hohe Netzinvestitionen an denjenigen Stellen getätigt, an denen der Engpass am gravierendsten ist. Der Mechanismus zeichnet sich durch seine Robustheit aus, die Gefahr von Überinvestitionen ist begrenzt. Durch ein Market Splitting vergrößert sich allerdings die Gefahr einer vermachteten, konzentrierten Stromerzeugung in den einzelnen Versorgungsregionen. Zumindest vorübergehend ist daher mit einem durch das Market Splitting eingeschränkten Wettbewerb auf dem Strommarkt zu rechnen. Es besteht die Gefahr, dass die voneinander getrennten Versorgungsregionen bis zur Anpassung der Erzeugungskapazitäten zumindest auf kurze bis mittlere Frist durch marktmächtige Anbieter beherrscht werden. Daher ist das Market Splitting als Verfahren zur Engpassbehandlung erst bei strukturellen innerdeutschen Engpässen zu nutzen, nicht aber bei temporären Engpässen, bei denen das kostenbasierte Redispatching wie bisher angewendet werden kann. Ein solches Market Splitting findet z. B. in Schweden statt, das in vier Preiszonen unterteilt ist.

171. Eine extreme Form des Market Splitting stellt das sog. Nodal Pricing dar, das z. B. in Neuseeland praktiziert wird.<sup>101</sup> Beim Nodal Pricing ist jeder Netzknotenpunkt eine eigene Gebotszone. Der Kraftwerkseinsatz wird knotenscharf bestimmt und abgerechnet. Es handelt sich somit um die Extremform des Market Splitting. Das wichtigste Argument für das Nodal Pricing ist, dass der Markt so die richtigen Signale zur Ansiedlung von Erzeugungskapazitäten sendet.<sup>102</sup> Noch problematischer als beim Market Splitting ist jedoch die gegebenenfalls räumlich stark zunehmende Marktkonzentration und die gegebenenfalls stark abnehmende Marktliquidität.

172. Sowohl beim Market Splitting und stärker noch beim Nodal Pricing ist von nicht unerheblichen Transitionskosten beim Übergang zu einem neuen Marktdesign auszugehen, da die bisherige einheitliche Preiszone in Deutschland aufgegeben wird. Diese Transitionskosten betreffen sowohl die Strombörse selbst als auch die dortigen Händler sowie die Energieversorgungsunternehmen, die ihre Kalkulation darauf umstellen müssen.

173. Ein weiteres Problem des Market Splitting und des Nodal Pricing besteht darin, dass die Förderung erneuerbarer Energien aktuell völlig losgelöst

<sup>101</sup> Vgl. Waver (2007).

<sup>102</sup> Vgl. Waver (2007).

ist von den Stromgroßhandelspreisen. Standortentscheidungen für Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien können daher aktuell nicht durch Preissignale gesteuert werden. Für diesen Zweck wäre eine Änderung der Förderung erneuerbarer Energien und eine Koppelung der Förderung an die Stromgroßhandelspreise erforderlich,<sup>103</sup> wie z. B. durch ein Quotenmodell (vgl. Abschnitt 4.2).

#### 4.4.4 Ausdifferenzierung der Netzentgelte (G-Komponente)

174. Eine weitere Möglichkeit, die Ansiedlung von Kraftwerken und Lasten zu beeinflussen, besteht in der Ausdifferenzierung der Netznutzungsentgelte. So könnten die Netzentgelte innerhalb von einzelnen Übertragungsnetzen regional ausdifferenziert werden. Zudem wäre eine zeitliche Differenzierung zwischen Spitzenlastzeiten und Schwachlastzeiten denkbar.

175. Damit eine regionale Ausdifferenzierung der Netzentgelte eine Steuerungswirkung entfalten kann, müssen die Stromerzeuger am Netzentgelt beteiligt werden. Wie in anderen Staaten, könnte das Netzentgelt in eine L-Komponente (für Load) und eine G-Komponente (für Generation) zerlegt werden, wobei die Verbraucher die L-Komponente tragen und die Erzeuger die G-Komponente. Eine solche G-Komponente, die in Deutschland bisher gleich null ist, gibt es bereits in anderen europäischen Ländern wie z. B. Österreich, Schweden und Großbritannien. Diese G-Komponente ließe sich nun regional differenzieren, sodass in verbrauchsnahe Gebieten mit hoher Nachfrage (im Süden und Westen Deutschlands) die G-Komponente niedrig ausfallen sollte und in Gebieten mit hohem Angebot und geringer Nachfrage ein höherer Betrag fällig wird. So könnten Anreize für neue Kraftwerkskapazitäten in verbrauchsnahe Regionen geschaffen werden und die Gefahr von Netzengpässen und netzseitigen Versorgungsrisiken reduziert werden.

176. Ziel der G-Komponente ist es somit, durch ihre variable, geographisch differenzierte Ausgestaltung Anreize für Stromerzeuger zu setzen, in eine verbrauchsnahe Erzeugung zu investieren und somit Ungleichgewichte bei der Verteilung von Stromerzeugung und -nachfrage zu verringern, wie z. B. das Nord-Süd-Gefälle in Deutschland. Sie ist somit als Alternative zu Netzinvestitionen und zum Netzausbau zu begreifen. Verbrauchsnahe Erzeugungsstandorte, die keinen Netzzu- oder -ausbau bedingen, können somit durch eine geringere

<sup>103</sup> Vgl. frontier economics/consentec (2011), S. 68.

G-Komponente einen Wettbewerbsvorteil erhalten, und Investitionen anziehen. Aus ökonomischer Sicht stellt die G-Komponente daher einen Mechanismus zur Einpreisung externer Effekte der Standortwahl von Stromerzeugung dar.<sup>104</sup>

177. Eine Reform der Netznutzungsentgelte ist zudem aus anderen Gründen sinnvoll. Das Erreichen der sogenannten Netzparität für Solarstrom führt perspektivisch dazu, dass ohne eine Veränderung der Netznutzungsentgelte immer weniger Stromverbraucher die Kosten des Netzes zu finanzieren haben.

178. Obwohl die Ausgestaltung von Netznutzungsentgelten zwischen Ländern in Europa variiert, wurde eine G-Komponente in mehreren europäischen Staaten bereits eingeführt. Tabelle 1 zeigt eine Übersicht über die Höhe der bereits eingeführten G-Komponenten im europäischen Ausland.

**Tabelle 1:** Erzeugeranteil an Netzentgelten im europäischen Ausland

Land	Anteil am gesamten Netzentgelt (in %)	Regionale Anpassung
Belgien	9	Nein
Dänemark	4	Nein
Finnland	15	Nein
Frankreich	2	Nein
Irland	25	Ja
Norwegen	34	Ja
Portugal	7	Nein
Rumänien	18	Ja
Österreich	20	Nein
Schweden	25	Ja
Spanien	13	k.A.

Quelle: ENTSO-E (2013).

179. Aus Tabelle 1 wird ersichtlich, dass die Höhe der G-Komponente zwischen den europäischen Nachbarstaaten stark variiert und in anderen Aspekten keine eindeutige Vergleichbarkeit besteht. So wird die G-Komponente in Irland, Nor-

<sup>104</sup> Vgl. Monopolkommission (2013).

wegen, Rumänien und Schweden regional differenziert, während sie in den übrigen Ländern national einheitlich ist.

180. In Großbritannien bestehen Netzengpässe v.a. zwischen dem Norden und Süden. So findet sich z. B. ein struktureller Netzengpass an der Grenze zwischen Schottland und England. Die Netzengpässe werden zum einen kurzfristig über einen Kraftwerksredispatch behoben und zum anderen langfristig über eine Differenzierung der Netzentgelte zu beseitigen versucht. Die Netzentgelte im britischen Stromübertragungsnetz bestehen dabei grundsätzlich aus drei Komponenten:

- Connection Charges für Netzanschluss und -ausbau, Instandhaltung und Betrieb,
- Entgelten für den Transport Network Use of System (TNUoS), also ein Entgelt für Nutzung der Netzinfrastruktur und
- ein Entgelt für Balancing Services Use of System (BSUoS) zum Ausgleich von Lastschwankungen im System.

181. Von diesen Entgeltkomponenten unterliegen die „Transport Network Use of System Charges“ einer geographischen Differenzierung. Die übrigen Entgelte werden entweder anschlussindividuell erhoben (Connection Charge) oder sind nicht weiter geographisch differenziert (Balancing Services Use of System Charges). Die „Transport Network Use of System Charges“ unterliegen sowohl einer einspeise- als auch ausspeiseseitigen Differenzierung. Sie werden als Leistungspreise ohne Arbeitspreiskomponente erhoben und sind mindestens für ein Jahr fixiert. Die geographische Differenzierung erfolgt einspeiseseitig nach 27 Zonen und ausspeiseseitig nach 14 Zonen.<sup>105</sup> Die Tarife können sogar negativ sein, d.h. dass die Einspeisung oder Entnahme subventioniert wird. Negative Einspeisetarife gibt es momentan in vier sehr laststarken Regionen im Süden Englands.

182. Die im Koalitionsvertrag angelegte Einführung einer G-Komponente<sup>106</sup> kann sich somit auf europäische Erfahrungen stützen. Mit der Festlegung der Komponente und ihrer konkreten Ausgestaltung sollte eine möglichst von der

<sup>105</sup> Siehe dazu die Informationen unter:

<http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/System-charges/Electricity-transmission/Transmission-network-use-of-system-charges/>

<sup>106</sup> Siehe CDU/CSU/SPD (2013), S. 42.

Tagespolitik und Unternehmens- oder Verbandsinteressen unabhängige Instanz betraut werden. Hier bietet sich die Bundesnetzagentur an, die bereits heute für die Regulierung der Entgelte der Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich ist. Die Höhe der G-Komponente sollte idealerweise für eine mehrjährige Regulierungsperiode festgelegt werden, um möglichst vorhersehbare Bedingungen für Investitionen in Erzeugungskapazitäten zu schaffen. Bei der konkreten Festlegung sollte die Bundesnetzagentur nicht nur über die Höhe, sondern auch über das Ausmaß der geographischen Differenzierung entscheiden.

#### **4.4.5 Abwägung der Vor- und Nachteile von Market Splitting und G-Komponente**

183. Um die geographische Verteilung der Stromerzeugungskapazitäten volkswirtschaftlich optimal zu gestalten, müssen geographisch differenziert Anreize zur lastnahen Erzeugung gesetzt werden. Dies kann im Idealfall durch Marktpreise geschehen. Aufgrund des natürlichen Monopols der Stromnetze kann der Marktmechanismus allein hier jedoch nicht perfekt wirken, da das Netz als natürliches Monopol einer Preisregulierung unterliegt. Gleichwohl können preisliche Signale gesetzt werden, indem entweder geographisch differenzierte Einspeisegebühren erhoben werden, die von den Stromerzeugern zu tragen sind (sog. G-Komponente), oder aber ein Market Splitting eingeführt wird.

184. Im Vergleich zum Ansatz des Market Splitting, bei dem sich Großhandelspreise für Strom endogen am Markt je nach Engpass ergeben, bietet eine regulatorisch festgelegte, geographisch differenzierte G-Komponente zum einen den Vorteil, dass Investoren in neue Kraftwerke mit größerer Sicherheit planen können, welche Kosten sie durch ihre Standortentscheidung auslösen oder vermeiden können. Beim Market Splitting oder Nodal Pricing hingegen sind die zusätzlichen Kosten oder die Kosteneinsparungen ex ante unklar, sodass die Investoren in neue Stromerzeugungskapazitäten ein höheres Risiko zu tragen haben. Zudem kann bei Market Splitting und Nodal Pricing die Liquidität einzelner Teilmärkte leiden. Diese Märkte sind dann anfälliger für eine Marktmachtausübung und Preismanipulationen und verkomplizieren zudem den börslichen Stromhandel an der EEX. Im Fall einer Ausübung von Marktmacht oder von Preismanipulationen senden die Preise jedoch keine unverzerrten Allokationssignale mehr, sodass neuerliche allokativen Ineffizienzen drohen. Die Komplexität des Marktdesigns kann zudem schnell die Transaktionskosten bei den Marktteilnehmern steigern.

185. Demgegenüber hat eine regulatorisch im Rahmen der Entgeltgenehmigung festgelegte G-Komponente den Nachteil, dass sie fehlerbehaftet zu hoch oder zu niedrig sein kann, da es sich nicht um einen wettbewerblichen Marktpreis handelt. Zudem entsteht ein gewisser Mehraufwand auf Seiten der Behörde und ggf. der Netzbetreiber. Letzteres gilt jedoch auch im Fall des Market Splitting.

186. Ein Vorteil einer regulatorisch festgelegten G-Komponente besteht darin, dass diese im Rahmen der periodischen Festlegung im Bau befindliche Kraftwerke ebenso bereits berücksichtigen kann wie Stilllegungspläne und Netzausbauvorhaben. Des Weiteren werden von der G-Komponente auch sämtliche Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien erfasst, während beim Market Splitting nur die Stromerzeuger erfasst werden, welche ihren Strom selbst direkt vermarkten. Die G-Komponente entfaltet somit auch eine Steuerungswirkung bei der Standortplanung von erneuerbaren Energien, die (noch) nicht zur Direktvermarktung verpflichtet sind.

187. Insgesamt lassen sich sowohl für das Market Splitting als auch für die G-Komponente Vor- und Nachteile identifizieren. Während die Monopolkommission (2013) die Einführung einer geographisch differenzierten G-Komponente insgesamt für vorzugswürdig erachtet, präferieren Löschel et al. (2013a, 2013b) das Market Splitting. Gemeinsam ist beiden Ansätzen das ökonomisch sehr sinnvolle Anliegen, über eine geographische Differenzierung von Preisen bzw. Entgelten Anreize sowohl für eine effiziente Entscheidung von Kraftwerkstandorten und -laufzeiten als auch für einen effizienten Netzausbau zu schaffen.

## V Fazit und Empfehlungen

188. Deutschland hat mit der Energiewende einen internationalen Sonderweg in der Energiepolitik eingeschlagen. Die mit diesem Sonderweg verbundenen Ziele sind vielfältig und werden von verschiedenen Interessen- und Anspruchsgruppen sehr unterschiedlich interpretiert. Der Gesetzgeber hat die drei Ziele Umwelt- und Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Preisgünstigkeit als Oberziele ausgegeben.

189. Mit messbaren Zielvorgaben verbunden sind in diesem energiepolitischen Zieldreieck jedoch nur diverse umwelt- und klimapolitische Unterziele. Für die Ziele Versorgungssicherheit und Preisgünstigkeit fehlt es an jeglichen messbaren Zielvorgaben. Welcher Preisanstieg für welche Energieverbraucher noch als akzeptabel eingestuft wird, ist ebenso unklar wie die konkreten Ziele im Bereich der Versorgungssicherheit. Wie Theorie und Praxis zeigen, drohen Ziele, für die es keine messbaren Zielvorgaben gibt, vernachlässigt zu werden. Bundesregierung und gesetzgebende Körperschaften werden daher aufgerufen, sich auch für die beiden Ziele Versorgungssicherheit und Preisgünstigkeit auf messbare Zielgrößen zu verständigen, an denen sich der Erfolg der Energiewende messen lässt.

190. Das Einhalten der Ziele im Bereich der Versorgungssicherheit und der Preisgünstigkeit ist nicht nur sui generis wichtig, um die Akzeptanz für die Energiewende nicht zu gefährden, sondern vor allem aus Klimaschutzgründen selbst. Nur wenn die Energiewende in Deutschland als gelungenes Beispiel für einen Umstieg zu einer CO<sub>2</sub>-armen Energieversorgung gilt, darf man überhaupt auf Nachahmer hoffen. Eine mit Kostenexplosionen und Versorgungsunsicherheiten verbundene Energiewende wird hingegen international nicht vorbildlich wirken, sondern abschreckend. Jüngste Reaktionen aus Ländern wie Australien<sup>107</sup> lassen befürchten, dass dies mehr als nur eine theoretische Überlegung ist. Wirkt aber die Energiewende in Deutschland als abschreckendes Beispiel für andere Nationen, dann wird die Energiewende nicht nur nichts für den internationalen Klimaschutz bewirken. Vielmehr würde dann mit der Energiewende sogar das Gegenteil von dem bewirkt, was eigentlich beabsichtigt ist. Andere Staaten werden in ihren Klimaschutzbemühungen nachlassen oder diese ganz aufgeben, wenn ein technisch und wirtschaftlich so entwickeltes Land wie Deutschland

<sup>107</sup> Vgl. Spiegel Online vom 17.02.2014: „Kohlewende in Australien: Deutschland als abschreckendes Beispiel“  
<http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/australiens-energie-wende-rueckwaerts-schlechtes-beispiel-deutschland-a-950397.html>  
(abgerufen am 14.03.2014).

demonstriert hat, dass eine Energiewende ohne große Kollateralschäden nicht möglich ist. Die Demonstration, dass die Energiewende nicht mit überbordenden Preisen, Versorgungsunsicherheiten, Wachstumseinbußen und Arbeitsplatzverlusten einhergehen muss, ist also auch aus Klimaschutzgründen essentiell.

191. Das beste Instrument für einen wirksamen Klimaschutz ist ein möglichst umfassendes Emissionshandelssystem, wie es im EU ETS angelegt ist. Durch den Emissionshandel werden die externen Kosten der Emission von Treibhausgasen internalisiert und zugleich Anreize gesetzt, Treibhausgase dort zu vermeiden, wo dies kostengünstig möglich ist. Ein solches klimapolitisches Instrument ist hochgradig kompatibel mit Markt- und Wettbewerbsmechanismen. Die Kritik am EU ETS hingegen reflektiert in Teilen eine paradoxe Situation: Während es über das EU ETS gelingt, die CO<sub>2</sub>-Emissionen wie gewünscht zu reduzieren, und dies offensichtlich sogar deutlich günstiger ist als erwartet, wird Letzteres von einigen Kommentatoren als Funktionsmangel des EU ETS angesehen. In krassem Gegensatz dazu gelingt es in Deutschland trotz geradezu explodierender EEG-Kosten nicht, den CO<sub>2</sub>-Ausstoß zu drosseln (vgl. Abschnitt 3.2). Dennoch wird das EEG von nicht wenigen Interessengruppen als großer Erfolg gefeiert, an dem sich andere Staaten orientieren mögen. Von einer vernunftgeleiteten und verantwortungsbewussten Politik ist dies weit entfernt.

192. Verbesserungspotenziale hat das EU ETS aber gleichwohl. Zum einen sollte die Politik dafür Sorge tragen, frühzeitig die Rahmenbedingungen für den Emissionshandel nach 2020 festzulegen. Zum anderen sollten die Bemühungen verstärkt werden, weitere Staaten und Sektoren – hier vor allem den Wärmemarkt und den Verkehrssektor – in das EU ETS einzubeziehen.

193. Erst wenn die Politik die Kraft nicht findet, den Emissionshandel zum primären Instrument des Klimaschutzes zu machen, sollten Alternativen in Betracht gezogen werden. Das EEG leidet dabei unter zahlreichen gravierenden systemimmanenten Mängeln. Aufgrund der fehlenden Kopplung mit dem EU ETS verfehlt es seine klimaschützende Wirkung. Der CO<sub>2</sub>-Ausstoß wird zwar in Europa verlagert, nicht aber verringert. Der fehlende Wettbewerb im Bereich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und das System der jahrzehntelang fixierten Einspeisevergütungen führen zu einer „Produce and Forget“-Mentalität und mangelndem Verantwortungsbewusstsein bei den Erzeugern, die von den Festvergütungen profitieren. Kritisch ist daher ein möglichst rascher und umfassender Übergang zur verpflichtenden Direktvermarktung. Die bisherigen Vorhaben der Bundesregierung sind in dieser Richtung zu langsam und zu mutlos.

194. Der Übergang zu einer umfassenden verpflichtenden Direktvermarktung könnte am besten in einem zertifikatebasierten Quotenmodell nach schwedischem Vorbild realisiert werden, bei dem Energieversorger verpflichtet werden, eine vorgegebene Quote des von ihnen vertriebenen Stroms aus erneuerbaren Quellen zu beziehen. Das Beschaffungsmanagement und die Vertragsgestaltung würden dabei komplett den Marktakteuren und damit dem Wettbewerb überlassen. Nur ein solches zertifikatebasiertes Quotensystem stellt sicher, dass sich nicht nur effiziente Technologien durchsetzen, sondern auch ein effizientes Beschaffungsmanagement. Gerade der Wettbewerb der Vertragsformen wird bei Auktions- und Marktprämienmodellen verhindert, wengleich selbst diese Modelle durch den Schritt zur Direktvermarktung schon erhebliche Vorteile gegenüber dem bisherigen EEG bieten.

195. Nicht erforderlich sind aus heutiger Perspektive Kapazitätzahlungen für konventionelle Kraftwerke. Der Strommarkt ist durch massive Überkapazitäten gekennzeichnet, sodass die Stilllegung von Kapazitäten geradezu ein Zeichen für das Funktionieren des Marktes ist und nicht für sein Versagen. Ein systematisches Marktversagen ist im sog. Energy-Only-Markt nicht zu erkennen. Wie internationale Erfahrungen zeigen, droht die Einführung von Kapazitätsmechanismen hingegen ein neues Einfallstor für die Einflussnahme von Partikularinteressen zu öffnen, sodass das Marktdesign in aller Regel nicht stabil ist, sondern häufigen Änderungen unterliegt. Zudem verhindern Kapazitätsmechanismen tendenziell, dass Flexibilitätsmöglichkeiten auf der Nachfrageseite genutzt oder erst geschaffen werden. Wenn überhaupt, sollten Kapazitätsmechanismen nicht national angelegt werden, sondern grenzüberschreitend.

196. Um schließlich effiziente Standortentscheidungen für Kraftwerke zu induzieren sowie einen effizienten Netzausbau zu befördern, sollten geographisch differenzierte Preise im Stromgroßhandel (Market Splitting) oder aber geographisch differenzierte Netzentgelte auf der Erzeugerseite (Stichwort: G-Komponente) eingeführt werden. Sowohl für das Market Splitting als auch für die G-Komponente lassen sich Vor- und Nachteile identifizieren. Gemeinsam ist beiden Ansätzen das ökonomisch sehr sinnvolle Anliegen, über eine geographische Differenzierung von Preisen oder Entgelten sowohl Anreize für eine effiziente Entscheidung von Kraftwerkstandorten und -laufzeiten als auch für einen effizienten Netzausbau zu schaffen.

## Literaturverzeichnis

**acatech (Hrsg.)** (2012), Die Energiewende finanzierbar gestalten: Effiziente Ordnungspolitik für das Energiesystem der Zukunft, acatech Position, Heidelberg.

**Aichele, R., G. Felbermayr und I. Heiland** (2014), EEG und internationaler Wettbewerb: Ist die besondere Ausgleichsregelung haltbar? Ifo Schnelldienst 67, Heft 2, S. 23–29.

**Aichele, R., G. Felbermayr, I. Heiland, und M. Zimmer** (2013), Entwicklung eines Maßes für die Intensität des internationalen Wettbewerbes auf der Unternehmens- und Sektorebene, Kurzgutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, München.

<http://www.cesifo-group.de/DocDL/Studie-Felbermayr-EEG-Wettbewerb-BMWi-2013.pdf>

**Bardt, H. und E. Chrischilles** (2013), Strompreis-Check: Wie viel Markt steckt heute und in Zukunft im Strompreis?, Gutachten im Auftrag der Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft (INSM), Institut der deutschen Wirtschaft, Köln.

**Bardt, H. und J. Niehues** (2013), Verteilungswirkungen des EEG, Zeitschrift für Energiewirtschaft 37, Heft 3, S. 211–218.

**BDEW** (2014), Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2014), Berlin.

**BDEW** (2013), Der Weg zu neuen marktlichen Strukturen für das Gelingen der Energiewende, Handlungsoptionen für die Politik, Positionspapier, 18. September 2013, Berlin.

**BET** (2012), Netzausbaubedarf zur Sicherung des Wirtschaftsstandortes Bayern, Studie im Auftrag der Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft, Bayerische Chemieverbände, Bayerische Papierverbände und Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft, 2. Auflage, Aachen.

**BET/E-Bridge/IAEW** (2011), Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisung bis 2020, Gutachten im Auftrag des BDEW, Aachen/Bonn.

**Böckers, V., L. Giessing, J. Haucap, U. Heimeshoff und J. Rösch** (2012), Braucht Deutschland Kapazitätsmechanismen für Kraftwerke? Eine Analyse des deutschen Marktes für Stromerzeugung, Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung 81, Heft 1, S. 73–90.

**Böckers, V., J. Haucap und U. Heimeshoff** (2013), Cost of Non-Europe in the Single Market for Energy. Benefits of an Integrated European Electricity Market: The Role of Competition, Bericht für das Europäische Parlament, Juni 2013, online verfügbar unter:

[http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/etudes/JOIN/2013/504466/IPOL-JOIN\\_ET%282013%29504466%28ANN04%29\\_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/etudes/JOIN/2013/504466/IPOL-JOIN_ET%282013%29504466%28ANN04%29_EN.pdf)

**Böhlinger, C., A. Cuntz, D. Harhoff und E. A. Otoo** (2014), The Impacts of Feed-in Tariffs on Innovation: Empirical Evidence from Germany, Oldenburg Discussion Papers in Economics, Universität Oldenburg, Oldenburg.

**Bofinger, P.** (2013), Förderung fluktuierender erneuerbarer Energien: Gibt es einen dritten Weg?, Gutachten für die Baden Württemberg Stiftung gGmbH, Würzburg.

**Bonn, M., N. Heitmann, G. Reichert und J.S. Voßwinkel** (2014), „Brüsseler Spitzen“: Europäische Impulse für eine EEG-Reform, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 64, Heft 1/2, S. 42–46.

**Bundeskartellamt** (2011), Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel, Bericht gemäß § 32e GWB, Bonn.

**Bundesministerium für Wirtschaft und Energie** (2014), Eckpunkte für die Reform des EEG, 21. Januar 2014, Berlin.

**Bundesministerium für Wirtschaft und Energie** (2014a), Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland, Berlin, online unter:

<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiestatistiken-energie-umwelt,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true> (abgerufen am 14.03.2014).

**BMWi/BAFA** (2014), Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung, Berlin.

**Bundesnetzagentur** (2012), Leitfaden zu Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV, Bonn.

**Bundesnetzagentur** (2010), Monitoringbericht 2010, Bonn.

**Calliess, C.** (2011), Artikel 194, in: Calliess, C. und M. Ruffert, EUV/AEUV-Kommentar, 4. Auflage, München.

**CDU/CSU/SPD** (2013), Deutschlands Zukunft gestalten, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, Berlin.

**Cramton, P. und A. Ockenfels** (2012), Economics and Design of Capacity Markets for the Power Sector, Zeitschrift für Energiewirtschaft 36, Heft 2, S. 113–134.

**Cramton, P. und S. Stoft** (2006), The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity with Special Attention to the CAISO's Resource Adequacy Problem, A White Paper for the Electricity Oversight Board, CEEPR.

**Cramton, P. und S. Stoft** (2005), A Capacity Market that Makes Sense, The Electricity Journal 18 (7), S. 43–54.

**dena** (2012), dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, Berlin.

**Ecofys** (2012), Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen, Studie im Auftrag des BDEW, 14. September 2012, Berlin.

**Eickhof, N. und V. Holzer** (2006), Das neue Energiewirtschaftsgesetz – Regelungen für einen erweiterten Zielkatalog, Wirtschaftsdienst 86, Heft 4, S. 268–276.

**ENTSO-E** (2013), ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2013, Juni 2013, Brüssel.

**Europäische Kommission** (2013), Staatliche Beihilfe SA.33995 – Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Begrenzung der EEG-Umlage für energieintensive Unternehmen, Schreiben v. 18.12.2013, C(2013)4424 final, Brüssel.

**Europäische Kommission** (2013a), European Commission Guidance for the Design of Renewables Support Schemes, Commission Staff Working Document, SWD (2013) 439 final, Brüssel.

**Europäische Kommission** (2013b), Vollendung des Elektrizitätsbinnenmarktes und optimale Nutzung staatlicher Interventionen, Mitteilung der Kommission, C (2013) 7243 final, 05.11.2013, Brüssel.

**Europäische Kommission** (2013c), Generation Adequacy in the Internal Electricity Market – Guidance on Public Interventions, Commission Staff Working Document, SWD (2013) 438 final, 05.11.2013, Brüssel.

**Europäische Kommission** (2013d), EU-Kommission: Leitlinien für staatliche Interventionen im Stromsektor, Pressemitteilung der Europäischen Kommission vom 05.11.2013, IP 13-1021-DE, Brüssel.

**EWI** (2012), Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign, Gutachten für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, März 2012, Köln.

**Expertenkommission für Forschung und Innovation** (2014), Gutachten zu Forschung, Innovation und technologischer Leistungsfähigkeit Deutschlands, Gutachten 2014, Berlin.

**Expertenkommission für Forschung und Innovation** (2013), Gutachten zu Forschung, Innovation und technologischer Leistungsfähigkeit Deutschlands, Gutachten 2013, Berlin.

**Falck, O., J. Haucap und J. Kühling** (2013), Wachstumsorientierte Telekommunikationspolitik: Handlungsbedarf und -optionen, Baden-Baden.

**Fronde, M., N. Ritter und C. M. Schmidt** (2010), Die Förderung der Photovoltaik: Ein Kosten-Tsunami, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 60, Heft 12, S. 36–44.

**frontier economics/consentec** (2011), Bedeutung von etablierten nationalen Gebotszonen für die Integration des europäischen Strommarkts – ein Ansatz zur wohlfahrtsorientierten Beurteilung, Bericht für die Bundesnetzagentur, Oktober 2011, London.

**frontier economics/consentec** (2008), Methodische Fragen bei der Bewirtschaftung innerdeutscher Engpässe im Übertragungsnetz (Energie), Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur, London.

**frontier economics/r2b energy consulting** (2013), Effizientes Regime für den Ausbau der EE, Weiterentwicklung des Energy-Only-Marktes und Erhaltung des EU-ETS, Bericht für die RWE AG, April 2013.

**Giessing, L. und J. Haucap** (2011), Wie bilden sich die Preise auf dem deutschen Strommarkt, in: S. Hentrich (Hrsg.), Eine Wende zum Besseren? Herausforderungen der Energiepolitik für die Elektrizitätsversorgung, Berlin, S. 31–74.

**Grimm, V. und G. Zöttl** (2013), Investment Incentives and Electricity Spot Market Competition, *Journal of Economics and Management Strategy* 22 (4), S. 832–851.

**Grimm, V. und G. Zöttl** (2010a), Investment Decisions in Liberalized Electricity Markets: The Impact of Market Design, in: Ramser, H. J. und M. Stadler (Hrsg.), *Marktmacht, Wirtschaftswissenschaftliches Seminar Ottobeuren*, Band 39, Tübingen, S. 223–240.

**Grimm, V. und G. Zöttl** (2010b), Price Regulation under Demand Uncertainty, *The B.E. Journal of Theoretical Economics* 10 (1), S. 589–605.

**Hackländer, D.** (2010), Die allgemeine Energiekompetenz im Primärrecht der Europäischen Union: Eine Analyse des Artikels 194 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union in der Fassung des Vertrags von Lissabon unter Berücksichtigung der historischen Entwicklung der Energiekompetenz, Frankfurt.

**Haucap, J.** (2013), Braucht Deutschland einen Kapazitätsmarkt für eine sichere Stromversorgung?, *Zeitschrift für Wirtschaftspolitik* 62, Heft 3, S. 257–269.

**Haucap, J.** (2012), Eine ökonomische Analyse der Überwälzbarkeit der Kernbrennstoffsteuer, *Zeitschrift für Wirtschaftspolitik* 61, Heft 3, S. 267–283.

**Haucap, J., C. Klein und J. Kühling** (2013), Die Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien: Eine ökonomische und juristische Analyse, Baden-Baden.

**Haucap, J. und B. Pagel** (2013), Ausbau der Stromnetze im Rahmen der Energiewende: Effizienter Netzausbau und Struktur der Netznutzungsentgelte, *List Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik* 39, Heft Nr. 3/4, S. 235–254.

**Höffler, F. und A. Wambach** (2013), Investment Coordination in Network Industries: The Case of Electricity Grid and Electricity Generation, *Journal of Regulatory Economics* 44 (3), S. 287–307.

**Inderst, R. und A. Wambach** (2007), Engpassmanagement im deutschen Stromübertragungsnetz, *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 31, Heft 4, S. 333–342.

**Joskow, P.** (2008), Capacity Payments in Imperfect Electricity Markets: Need and Design, *Utilities Policy* 16 (3), S. 159–170.

Joskow, P. und J. Tirole (2007), Reliability and Competitive Electricity Markets, Rand Journal of Economics 38 (1), S. 60–84.

Klemperer, P. (2004), Auctions: Theory and Practice, Princeton.

Klinski, S. (2009), EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage? Erörterung unter Berücksichtigung der Entscheidung des BVerfG zum sog. Anlagensplitting 2009, Rechtsgutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin.

Kment, M. (2012), Das Ende der sonnigen Zeiten für die Solarindustrie nach der Kürzung der Vergütungsansprüche: Ein (verfassungsrechtlicher) Vertrauensbruch?, Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht (NVwZ) 2012, S. 397–399.

Koenig, C., J. Kühling und W. Rasbach (2013), Energierecht, 3. Auflage, Baden-Baden.

Kronberger Kreis (2009), Für einen wirksamen Klimaschutz, Schriftenreihe der Stiftung Marktwirtschaft, 49, Berlin.

Leisner-Egensperger, A. (2012), Die Einschränkung der Solarstromsubventionen – Vertrauensschutz bei Förderungskürzungen, Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht (NVwZ) 2012, S. 985–989.

Löschel, A., G. Erdmann, F. Staiß und H.-J. Ziesing (2012), Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011, Berlin, Dezember 2012.

Löschel, A., F. Flues, F. Pothen und P. Massier (2013a), Der deutsche Strommarkt im Umbruch: Zur Notwendigkeit einer Marktordnung aus einem Guss, Wirtschaftsdienst 93, Heft 11, S. 778–784.

Löschel, A., F. Flues, F. Pothen und P. Massier (2013b), Den Strommarkt an die Wirklichkeit anpassen – Skizze einer neuen Marktordnung, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63, Heft 10, S. 22–25.

Milgrom, P. (2004), Putting Auction Theory to Work, Cambridge.

Monopolkommission (2013), Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, Sondergutachten 65, Bonn.

Monopolkommission (2011), Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten, Sondergutachten 59, Bonn.

Monopolkommission (2009), Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb, Sondergutachten 54, Bonn.

Monopolkommission (2002), Zusammenschlussvorhaben der E.ON AG mit der Gelsenberg AG und der E.ON AG mit der Bergemann GmbH, Sondergutachten 34 und ergänzendes Sondergutachten 35, Bonn.

PBL Netherlands Environmental Assessment Agency & European Commission Joint Research Centre (2013), Trends in Global CO<sub>2</sub> Emissions: 2013 Report, Den Haag, online unter: <http://www.pbl.nl/en/publications/trends-in-global-co2-emissions-2013-report>

RWI (2012), Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien, Studie im Auftrag der Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft (INSM), Essen.

r2b energy consulting (2013), EEG-Mittelfristprognose: Entwicklung 2014 bis 2018 (Trend-Szenario), Zusammenfassung des Datengerüsts, Köln.

Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) (2011), Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung, Sondergutachten, Berlin.

Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2013), Gegen eine rückwärtsgewandte Wirtschaftspolitik, Jahresgutachten 2013/14, Wiesbaden.

Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2011), Verantwortung für Europa wahrnehmen, Jahresgutachten 2011/12, Wiesbaden.

Tindale, S. (2012), Saving Emissions Trading from Irrelevance, CER Policy Brief, London.

Traber, T., C. Kemfert und J. Diekmann (2011), Strompreise: Künftig nur noch geringe Erhöhung durch erneuerbare Energien, DIW Wochenbericht 6/2011, S. 2–9.

Umweltbundesamt (2014), Handbuch zur guten Praxis der Anpassung an den Klimawandel, Berlin.

VKU (2013), Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland, Studie von enervis und BET im Auftrag des VKU, September 2013, Berlin.

Waver, T. (2007), Konzepte für ein nationales Engpassmanagement im deutschen Übertragungsnetz, Zeitschrift für Energiewirtschaft 31, Heft 2, S. 109–116.

Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen (2007), Regeln zum Anschluss neuer Kraftwerke und zur Netznutzung: Stellungnahme, Mai 2007, Bonn

Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium der Finanzen (2010), Klimapolitik zwischen Emissionsvermeidung und Anpassung, Gutachten, Berlin.

Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2013), Langfristige Steuerung der Versorgungssicherheit im Stromsektor, Gutachten, September 2013, Berlin.

Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2012), Wege zu einer wirksamen Klimapolitik, Gutachten, Februar 2012, Berlin.

Zöttl, G. (2011), On Optimal Scarcity Prices, International Journal of Industrial Organization 29 (5), S. 589–605.



## Veröffentlichungen des Kronberger Kreises in dieser Schriftenreihe

- 58 Neustart in der Energiepolitik jetzt! (2014)
- 57 Renaissance der Angebotspolitik (2013)
- 56 Bildungsfinanzierung neu gestalten (2013)
- 55 Wie viel Koordinierung braucht Europa? (2012)
- 54 Reform der Geldbußen im Kartellrecht überfällig (2012) *auch auf Englisch*
- 53 Systemstabilität für die Finanzmärkte (2011)
- 52 Öffentliche Finanzen dauerhaft sanieren – in Deutschland und Europa (2010)
- 51 Mehr Mut zum Neuanfang (2010)
- 50 Beschäftigung gering qualifizierter Arbeitsloser (2009)
- 49 Für einen wirksamen Klimaschutz (2009)
- 48 Staatsfonds: Muss Deutschland sich schützen? (2008)
- 47 Unternehmensmitbestimmung ohne Zwang (2007)
- 46 Erbschaftsteuer: Behutsam anpassen (2007)
- 45 Dienstleistungsmärkte in Europa weiter öffnen (2007)
- 44 Den Subventionsabbau umfassend voranbringen (2006)
- 43 Den Stabilitäts- und Wachstumspakt härten (2005)
- 42 Tragfähige Pflegeversicherung (2005)
- 41 Flexibler Kündigungsschutz am Arbeitsmarkt (2004)
- 40 Gute Gemeindesteuern (2003)
- 39 Mehr Eigenverantwortung und Wettbewerb im Gesundheitswesen (2002)
- 38 Privatisierung von Landesbanken und Sparkassen (2001)
- 37 Abgeltungssteuer bei Kapitaleinkommen (2000)
- 36 Die föderative Ordnung in Not – Zur Reform des Finanzausgleichs (2000)
- 35 Arbeitszeiten und soziale Sicherung flexibler gestalten (1999)
- 34 Die Aufgaben – Wirtschaftspolitische Orientierung für die kommenden Jahre (1998)
- 33 Osterweiterung der Europäischen Union (1998) *auch auf Englisch*
- 32 Globalisierter Wettbewerb (1998)
- 31 A social Union for Europe? (1997)
- 31 Sozialunion für Europa? (1996)
- 30 Steuerreform für Arbeitsplätze und Umwelt (1996)
- 29 Einwanderungspolitik – Möglichkeiten und Grenzen (1994)
- 28 Mehr Langfristdenken in Gesellschaft und Politik (1994)
- 27 Zur Reform der Hochschulen (1993)
- 26 Privatisierung auch im Westen (1993)
- 25 Einheit und Vielfalt in Europa – Für weniger Harmonisierung und Zentralisierung (1992) *auch auf Englisch und Französisch*
- 24 Zur Wirtschaftsreform in Osteuropa (1992)
- 23 Reform der öffentlichen Verwaltung (1991)
- 22 Wirtschaftspolitik für das geeinte Deutschland (1990)
- 21 Soziale Marktwirtschaft in der DDR – Reform der Wohnungswirtschaft (1990)
- 20 Soziale Marktwirtschaft in der DDR  
– Währungsordnung und Investitionsbedingungen (1990)
- 19 Mehr Markt in Hörfunk und Fernsehen (1989)
- 18 Reform der Unternehmensbesteuerung (1989)
- 17 Mehr Markt in der Energiewirtschaft (1988)
- 16 Das soziale Netz reißt (1988)
- 15 Mehr Markt in der Telekommunikation (1987)
- 14 Reform der Alterssicherung (1987)
- 13 Mehr Markt im Gesundheitswesen (1987)
- 12 Mehr Mut zum Markt – Konkrete Problemlösungen (1986)
- 11 Bürgersteuer – Entwurf einer Neuordnung von direkten Steuern und Sozialleistungen (1986)
- 10 Mehr Markt im Arbeitsrecht (1986)
- 9 Mehr Markt für den Mittelstand (1985)
- 8 Für eine Neue Agrarordnung – Kurskorrektur für Europas Agrarpolitik (1984)
- 7 Mehr Markt in der Wohnungswirtschaft (1984)
- 6 Die Wende – Eine Bestandsaufnahme der deutschen Wirtschaftspolitik (1984)
- 5 Arbeitslosigkeit – Woher sie kommt und wie man sie beheben kann (1984)
- 4 Mehr Markt im Verkehr (1984)
- 3 Mehr Beteiligungskapital (1983)
- 2 Vorschläge zu einer „Kleinen Steuerreform“ (1983)
- 1 Mehr Mut zum Markt (1983)

## **Veröffentlichungen des Kronberger Kreises in der Reihe „Argumente zu Marktwirtschaft und Politik“**

- 106 Lehren der Finanzmarktkrise (2009)
- 104 Irrwege in der Sozialpolitik (2008)
- 102 Gegen die Neubelebung der Entfernungspauschale (2008)
- 96 Wider die Aushöhlung der Welthandelsordnung  
– Für mehr Regeldisziplin (2006)
- 63 Ökologische Steuerreform: Zu viele Illusionen (1999)
- 54 Gegen eine Mehrwertsteuererhöhung zur Senkung der Sozialabgaben (1997)
- 52 Arbeitslosigkeit und Lohnpolitik – Die Tarifautonomie in der Bewährungsprobe  
(1995)
- 43 Wirtschaftspolitik im geeinten Deutschland:  
Der Kronberger Kreis zu Kernfragen der Integration (1992)
- 17 Die Reform des Gemeindesteuersystems (1988)
- 3 §116 Arbeitsförderungsgesetz: Es geht um die Neutralität des Staates (1986)

## Der Kronberger Kreis stellt sich vor



**Prof. Dr. Lars P. Feld**

Sprecher des Kronberger Kreises, Universität Freiburg, Leiter des Walter Eucken Instituts, Mitglied des Sachverständigenrats zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung.



**Prof. Dr. Clemens Fuest**

Präsident des Zentrums für Europäische Wirtschaftsforschung Mannheim, Mitglied und ehem. Vorsitzender des Wissenschaftlichen Beirats des Bundesministeriums der Finanzen.



**Prof. Dr. Justus Haucap**

Universität Düsseldorf, Mitglied und ehem. Vorsitzender der Monopolkommission, Vorsitzender des Forschungsbeirats des RWI Essen, Forschungsprofessor am DIW Berlin.



**Prof. Dr. Heike Schweitzer, LL.M. (Yale)**

Freie Universität Berlin, Fachbereich Rechtswissenschaft, Forschungsschwerpunkte im Bereich des Europäischen Wirtschafts- und Wettbewerbsrechts.



**Prof. Volker Wieland Ph.D.**

Universität Frankfurt am Main, House of Finance, Research Fellow am Center for Economic Policy Research, Mitglied des Sachverständigenrats zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung.



**Prof. Dr. Berthold U. Wigger**

Karlsruher Institut für Technologie, Forschungsprofessor am ZEW Mannheim, Research Fellow am CESifo München, Fiscal Expert des Internationalen Währungsfonds.